
**ESTUDIO DE TRANSMISIÓN TRONCAL
2015 – 2018**

INFORME 4

Desarrollado por:

CONSORCIO MERCADOS INTERCONECTADOS

12 DE NOVIEMBRE DE 2014

CONTENIDO

PARTE I	21
RESUMEN DE RESULTADOS DEL ESTUDIO	21
1. INTRODUCCIÓN	23
2. CLASIFICACIÓN DE INSTALACIONES TRONCALES	23
2.1. LÍNEAS TRONCALES POR SISTEMA	23
3. VI, AVI Y COMA DE LAS INSTALACIONES TRONCALES DEL SIC Y DEL SING	26
4. FÓRMULAS DE INDEXACIÓN	31
5. DEFINICIÓN DEL ÁREA DE INFLUENCIA COMÚN (AIC)	36
5.1. RESULTADOS	37
6. PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL DEL SIC Y DEL SING EN EL CUATRIENIO 2015 - 2018	38
6.1. VI, AVI Y COMA DE LAS EXPANSIONES RECOMENDADAS	39
PARTE II	43
Metodología, Criterios Particulares e Ítems de Costos a Considerar en el Cálculo del VATT	43
1. INTRODUCCIÓN	45
2. DEFINICIONES GENERALES	46
3. DETERMINACIÓN DEL VI	53
3.1. VI DE LAS INSTALACIONES, SIN SERVIDUMBRES	53
3.1.1. Procedimiento General	53
3.1.2. Inventario de las Instalaciones (Materiales y Equipos)	57
3.1.3. Costos Unitarios de Materiales y Equipos	67
3.1.4. Otros Costos	70
3.1.5. Prorrateo del costo de las instalaciones de uso compartido	74

3.2.	VALOR DE SERVIDUMBRES Y TERRENOS.....	76
3.3.	FÓRMULA DE CÁLCULO DEL AVI.....	77
4.	MODELAMIENTO DEL VATT	78
4.1.	INVENTARIO POR LÍNEA, PAÑO Y OTROS DE SE.....	78
4.2.	COSTOS UNITARIOS	79
4.3.	CÁLCULO DEL VI.....	80
4.3.1.	General	80
4.3.2.	Líneas	82
4.3.3.	Paños.....	103
4.3.4.	Otros de SE	108
4.4.	CÁLCULO DE LA AVI POR TRAMO.....	115
5.	DETERMINACIÓN DEL COMA	119
5.1.	METODOLOGÍA.....	119
5.1.1.	Introducción	119
5.1.2.	Aplicación	121
5.2.	DISEÑO BÁSICO DE LA ESTRUCTURA.....	121
5.2.1	General	121
5.2.2	Definición de Actividades Básicas.....	123
5.2.3	Definición de Unidades Estructurales.....	124
5.3.	DIMENSIONAMIENTO DE LA ESTRUCTURA ORGANIZATIVA	125
5.3.1.	Cantidad de Unidades Estructurales	125
5.3.2.	Dimensionamiento de las Unidades Estructurales	126
5.3.3.	Intervenciones Asociadas a O&M	127
5.3.4.	Instalaciones Muebles e Inmuebles	133

5.4.	VALORIZACIÓN DE LA EMPRESA MODELO	134
5.4.1.	General	134
5.4.2.	Base Remuneratoria	134
5.4.3.	Costos Asociados a las Actividades de O&M	137
5.4.4.	Costos Asociados a la Estructura Administrativa	141
5.5.	ASIGNACIÓN DE LOS COMA A LOS TRAMOS	146
5.6.	ESTUDIO DE COSTOS Y REMUNERACIONES.....	146
5.6.1.	Estudio de Costos Unitarios	146
5.6.2.	Estudio de Remuneraciones.....	149
6.	FÓRMULAS DE INDEXACIÓN	152
7.	METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL STT	155
7.1.	DEFINICIONES	155
7.1.1.	Definiciones para la Metodología de Determinación del STT	155
7.1.2.	Definiciones para la Determinación del AIC.....	158
7.2.	METODOLOGÍA PARA DETERMINAR EL SISTEMA TRONCAL	159
7.2.1.	Simulación de la Operación	160
7.2.2.	Modificaciones respecto al Informe Técnico de Precio de Nudo.....	160
7.2.3.	Verificación de los Criterios Troncales.....	164
7.2.4.	Instalaciones Candidatas a Transmisión Troncal en Operación Normal	168
7.2.5.	Simular la Operación Considerando Fallas y Contingencia.....	169
7.2.6.	Instalaciones Candidatas al Segmento de Transmisión Troncal	169
7.2.7.	Instalaciones del Segmento de Transmisión Troncal	169
7.3.	METODOLOGÍA PARA DETERMINAR EL ÁREA DE INFLUENCIA COMÚN	170
7.3.1.	Simulación de la Operación de los Sistemas	171

7.3.2.	Verificar las Inyecciones por Barra	172
7.3.3.	Determinación del Conjunto de Barras de Inyección	173
7.3.4.	Verificar las Demandas por Barra	173
7.3.5.	Determinación del Conjunto de Barras de Demanda	173
7.3.6.	Determinación de la Densidad de Utilización	174
7.3.7.	El Área de Influencia Común (AIC).....	174
7.	CLASIFICACIÓN DE INSTALACIONES TRONCALES	175
8.1.	LÍNEAS TRONCALES POR SISTEMA	175
8.2.	CONTINGENCIAS REALIZADAS EN EL SIC	178
8.3.	CONTINGENCIAS REALIZADAS EN EL SING.....	179
8.	AREA DE INFLUENCIA COMÚN EN EL SING Y EN EL SIC.....	180
9.	CONCLUSIONES.....	181
10.	ANEXOS.....	181
	Verificación de los criterios de troncalidad para líneas del SIC.....	181
	Verificación de los criterios de troncalidad para líneas del SING	225
	PARTE II	247
	CÁLCULO DEL VI, AVI, COMA, VATT y FÓRMULAS DE INDEXACIÓN	247
	METODOLOGÍA, CRITERIOS APLICADOS Y DESARROLLO DEL ESTUDIO DEL VI Y EL COMA Y DE SU ASIGNACIÓN A TRAMOS.....	249
	DETERMINACIÓN DEL VI.....	249
1.	RECOPIACIÓN, ORGANIZACIÓN, REGISTRO Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN RECIBIDA PARA EL INVENTARIO DE INSTALACIONES.....	249
1.1	INFORMACIÓN RECIBIDA AL INICIO DEL ESTUDIO	250
1.1.1	Líneas de transmisión	250

1.1.2	Subestaciones	251
1.2	INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA RECIBIDA A POSTERIORI.....	253
1.2.1	Líneas de transmisión	253
1.2.2	Subestaciones	259
1.3	INFORMACIÓN PENDIENTE/FALTANTE	261
1.3.1	Líneas de transmisión	261
1.3.2	Subestaciones	261
1.4	CALIDAD Y CONSISTENCIA DE LA INFORMACIÓN ENTREGADA POR LAS FUENTES DE ANTECEDENTES.....	262
1.4.1	Líneas de transmisión	262
1.4.2	Subestaciones	263
1.4.3	Validación y determinación del inventario de instalaciones	264
2.	DETERMINACIÓN DEL INVENTARIO DE INSTALACIONES.....	267
2.1	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	267
2.1.1	Metodología para la determinación del inventario	267
2.2	SUBESTACIONES	270
2.2.1	Metodología para la determinación del inventario	270
3.	VALORIZACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN.....	273
3.1	COSTOS UNITARIOS	273
3.1.1	Generalidades.	273
3.1.2	Costos Indirectos.....	277
3.1.3	Transporte.....	281
3.1.4	Intereses Intercalarios	282
3.2	VALORIZACIÓN DE INSTALACIONES.	283

3.2.1	Grado de Apertura para el Cálculo de Valorización de Instalaciones	283
3.2.2	Modelo para el Cálculo de Valorización de Instalaciones.....	284
3.3	VALORES UNITARIOS DE SERVIDUMBRES DE LINEAS Y TERRENOS DE SUBESTACIONES.....	296
3.3.1	Valor de Servidumbres de Líneas	297
3.3.2	Valor de Terrenos de Subestaciones.....	299
3.4	CÁLCULO DEL AVI.....	300
3.5	ASIGNACION A TRAMOS TRONCALES.....	301
4.	RESULTADOS DE VI Y AVI POR TRAMO Y PROPIETARIO.....	307
5.	VALORIZACION DE LABORES DE AMPLIACIÓN	318
5.1.1	Normas aplicables y metodología	318
6.	INSTALACIONES DECRETADAS POR EL MINISTERIO	321
	DETERMINACIÓN DEL COMA	323
7.	PROCEDIMIENTO GENERAL PARA EL CÁLCULO DEL COMA.....	323
7.1	General	323
7.2	La empresa de transmisión troncal	323
7.3	Descripción de la EM	325
7.4	Modelo para el cálculo del COMA.....	328
8.	Determinación de los Costos de Operación y Mantenimiento (Brigadas).....	330
8.1	Conformación de Brigadas Tipo	330
8.2	Intervenciones en la Red	331
8.3	Costos de Procesos de O&M.....	332
8.4	Actividades de Operación y Mantenimiento.....	334
8.5	Valorización de los costos de intervenciones.....	343

8.5.1	Costos de Vehículos, personal y Materiales utilizados en las Brigadas	343
8.5.2	Costo total de Brigadas de Operación y Mantenimiento	346
9.	Determinación del COMA (sin O&M Brigadas) del área de concesión troncal de Transelec	346
9.1	DIMENSIONAMIENTO Y REMUNERACIONES DEL PERSONAL	346
9.1.1	DIMENSIONAMIENTO DEL PERSONAL	347
9.1.2	ESTUDIO DE REMUNERACIONES	391
9.2	VALORIZACIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE OPERACIÓN	410
9.2.1	Sistema SCADA	410
9.2.2	Softwares para la Operación	410
9.2.3	Vehículos de Operación	411
9.2.4	Equipos VHF	411
9.2.5	Telecomando Subestación Diego de Almagro	411
9.2.6	Movilización, alojamiento y alimentación personal subestaciones	412
9.2.7	Vestimenta Operarios	412
9.2.8	Costo total de Actividades de Operación	412
9.3	VALORIZACIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO	413
9.3.1	Indemnización por trabajos en la franja servidumbre	413
9.3.2	Indemnización por daño corte de árboles	413
9.3.3	Vehículos de Mantenimiento	413
9.3.4	Bodegaje de Materiales	414
9.3.5	Equipos especiales de Mantenimiento	414
9.3.6	Inspección de Líneas en Helicoptero	415
9.3.7	Costo total de Actividades de Mantenimiento	415

9.4	VALORIZACIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE ADMINISTRACIÓN.....	415
9.4.1	Edificios administrativos y Equipamiento del Personal	416
9.4.2	Gastos en Informática y SAP	419
9.4.3	Servicios básicos	420
9.4.4	Servicios tercerizados de administración	420
9.4.5	Vehículos de gerencia	421
9.4.6	Alojamiento y alimentación personal de Mantenimiento	421
9.4.7	Seguros	421
9.4.8	Financiamiento del CDEC.....	422
9.4.9	Financiamiento del Panel de Expertos.....	422
9.4.10	Financiamiento del Estudio de Transmisión Troncal	423
9.4.11	Directorio.....	423
9.4.12	Capacitación del personal.....	423
9.4.13	Patentes comerciales y Contribuciones	424
9.4.14	Otros Costos	424
9.4.15	Resumen de Resultados COMA (sin O&M Brigadas) del área de concesión troncal de Transelec.....	425
10.	Determinación del coma (sin o&m BRIGADAS) DE LOS OTROS TRAMOS TRONCALES.....	426
11.	RESULTADOS DEL COMA DE LA EM	427
12.	RESULTADOS DE COMA POR TRAMO Y PROPIETARIO.	427
	VATT Y FÓRMULAS DE INDEXACIÓN	433
13.	CÁLCULO DEL VATT	433
14.	FÓRMULAS DE INDEXACIÓN	439

PARTE Iv.....	445
informe 2	445
ÁREA DE INFLUENCIA COMÚN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL.....	445
DETERMINACIÓN DEL ÁREA DE INFLUENCIA COMÚN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL	447
1. DEFINICIONES PARA LA DETERMINACIÓN DEL ÁREA DE INFLUENCIA COMÚN.....	447
2. METODOLOGÍA PARA DETERMINAR EL ÁREA DE INFLUENCIA COMÚN	448
2.1 Simulación de la operación del sistema	448
2.1.1 Modelación de la Demanda de los Sistemas	449
2.1.2 Modelación de las Centrales Fotovoltaicas y Eólicas	450
2.2 Verificación de las Inyecciones por Barra.....	451
2.3 Determinación del Conjunto de Barras de Inyección.....	452
2.4 Verificación de las Demandas por Barra	453
2.5 Determinación del Conjunto de Barras de Demanda.....	454
2.6 Determinación de la Densidad de Utilización.....	455
2.7 Definición del Área de Influencia Común (AIC)	456
3. RESULTADOS	456
PARTE V.....	459
informe 3	459
PLANES DE EXPANSIÓN DEL SIC.....	459
INTRODUCCIÓN.....	461
1. PROYECTOS DE TRANSMISIÓN EN EJECUCIÓN Y PROPUESTOS	463
1.1 PROYECTOS DE TRANSMISIÓN EN EJECUCIÓN	463
1.2 PROYECTOS PROPUESTOS POR LOS PARTICIPANTES	464

1.3	PROYECTOS DE TRANSMISIÓN PROPUESTOS POR EL CONSULTOR	464
2.	ANTECEDENTES DEL ESTUDIO	465
2.1	BASES DEL ESTUDIO.....	465
2.1.1	DEMANDA	465
2.1.2	PRECIOS DE COMBUSTIBLES.....	466
2.1.3	GENERACIÓN	467
2.1.4	TRANSMISIÓN.....	469
2.1.5	COSTO DE FALLA Y PROGRAMA DE MANTENIMIENTO MAYOR DE CENTRALES.....	470
2.2	ESCENARIOS DE EXPANSIÓN	471
2.2.1	ESCENARIO BASE	471
2.2.2	ESCENARIO GNL.....	473
2.2.3	ESCENARIO CARBÓN	475
2.2.4	ESCENARIO INTERCONEXIÓN SIC - SING	476
2.3	MODELOS Y REPRESENTACIÓN DEL SIC	477
2.4	GENERACIÓN Y LA DEMANDA EN EL MODELO OSE2000.....	478
3.	DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA.....	478
3.1	GENERALIDADES	478
3.2	PLAZOS DE DESARROLLO DE LOS PROYECTOS DE TRANSMISIÓN	479
3.3	DIAGNÓSTICO	479
3.3.1.	ESCENARIO BASE	479
3.3.2.	ESCENARIO CARBÓN	498
3.3.3.	ESCENARIO GNL.....	515
3.3.4.	ESCENARIO INTERCONEXIÓN.....	534
3.4.	DESCRIPCIÓN DE LOS PROYECTOS DE LÍNEAS Y SUBESTACIONES.....	551

3.4.1.	OBRAS CASO BASE	551
3.4.1.1.	OBRAS CONGESTIÓN DIEGO DE ALMAGRO – ALMAGRO – CARRERA PINTO – SAN ANDRÉS – CARDONES.....	551
3.4.1.2.	OBRAS CONGESTIÓN MAITENCILLO – PUNTA COLORADA	557
3.4.1.3	OBRAS CONGESTIÓN ALTO JAHUEL – LO AGUIRRE - POLPAICO	562
3.4.1.4	OBRAS CONGESTIÓN ANCOA – CHARRÚA	564
3.4.1.5	OBRAS CONGESTIÓN CHARRÚA – PUERTO MONTT.....	566
3.4.2	OBRAS CASO CARBÓN.....	577
3.4.2.1	OBRAS CONGESTIÓN DIEGO DE ALMAGRO – CARRERA PINTO – SAN ANDRÉS - CARDONES.....	577
3.4.2.2	OBRAS CONGESTIÓN MAITENCILLO – PUNTA COLORADA	585
3.4.2.3	OBRAS CONGESTIÓN CARDONES - POLPAICO	589
3.4.2.4	OBRAS CONGESTIÓN ALTO JAHUEL – LO AGUIRRE - POLPAICO	592
3.4.2.5	OBRAS CONGESTIÓN ANCOA – CHARRÚA	594
3.4.2.6	OBRAS CONGESTIÓN CHARRÚA – PUERTO MONTT.....	596
3.4.3	OBRAS CASO GNL.....	602
3.4.3.1	OBRAS CONGESTIÓN DIEGO DE ALMAGRO – CARRERA PINTO – SAN ANDRÉS – CARDONES.....	602
3.4.3.2	OBRAS CONGESTIÓN MAITENCILLO – PUNTA COLORADA	608
3.4.3.3	OBRAS CONGESTIÓN ALTO JAHUEL – LO AGUIRRE - POLPAICO	612
3.4.3.4	OBRAS CONGESTIÓN ANCOA - CHARRÚA.....	614
3.4.3.5	OBRAS CONGESTIÓN CHARRÚA – PUERTO MONTT.....	617
3.5	SENSIBILIDAD DE LA DEMANDA	622
3.6	REVISIÓN MEDIOAMBIENTAL DE PROYECTOS PROPUESTOS.....	623
3.6.1.	LÍNEA NUEVA CHARRÚA – NUEVA PUERTO MONTT 500 kV.....	623

3.6.2. LÍNEA POLPAICO – LOS ALMENDROS – ALTO JAHUEL 500 kV.	627
4. ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD TÉCNICA DE LAS ALTERNATIVAS Y DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES DE TRANSMISIÓN	632
4.1. CRITERIOS BASICOS PARA LA DEFNCIÓN DE LÍMITES OPERACIONALES DE LOS TRAMOS DE TRANSMISIÓN	633
4.1.1. CASO: LINEAS DE TRANSMISIÓN TRONCAL.....	633
4.1.2. CASO: TRANSFORMADORES	634
4.1.2.1. CRITERIO SEÑALADO EN LA NORMA TÉCNICA.....	634
4.1.2.2. ANTECEDENTES.....	635
4.1.2.3. METODOLOGÍA.....	636
4.1.2.4. ANÁLISIS DE LA NECESIDAD DE TRANSFORMADORES	637
5. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS PLANES DE EXPANSIÓN	667
5.1. DESCRIPCIÓN.....	667
5.2. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN.....	667
5.3. GENERALIDADES	668
5.4. PRESUPUESTOS DE LAS ALTERNATIVAS ANALIZADAS	669
5.5. EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS CASO BASE	670
5.5.1. DIEGO DE ALMAGRO – CARRERA PINTO – SAN ANDRÉS – CARDONES 220 [KV] 670	
5.5.2. MAITENCILLO – PUNTA COLORADA 220 [KV].....	671
5.5.3. ALTO JAHUEL – LO AGUIRRE – POLPAICO 500 [kV].....	672
5.5.4. ANCOA – CHARRÚA 500 [kV]	673
5.5.5. CHARRÚA – PUERTO MONTT 220 [KV].....	675
5.6. EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS CASO GNL.....	677

5.6.1.	DIEGO DE ALMAGRO – CARRERA PINTO – SAN ANDRÉS - CARDONES 220 [kV] 677	
5.6.2.	MAITENCILLO – PUNTA COLORADA 220 [kV].....	678
5.6.3.	ALTO JAHUEL – LO AGUIRRE 500 [kV]	679
5.6.4.	ANCOA – CHARRÚA 500 [kV]	680
5.6.5.	CHARRÚA – PUERTO MONTT 220 [kV].....	681
5.7.	EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS CASO CARBÓN	683
5.7.1.	DIEGO DE ALMAGRO – CARRERA PINTO – SAN ANDRÉS – CARDONES 220 [kV] 683	
5.7.2.	MAITENCILLO – PUNTA COLORADA 220 [kV].....	684
5.7.3.	CARDONES – POLPAICO 500 [kV]	685
5.7.4.	ALTO JAHUEL – LO AGUIRRE - POLPAICO 500 [kV]	686
5.7.5.	ANCOA – CHARRÚA 500 [kV].....	687
5.7.6.	CHARRÚA – PUERTO MONTT 220 [kV].....	688
6.	OBRAS DEL PLAN DE EXPANSIÓN RECOMENDADO POR ESCENARIO.....	689
6.1.	DESCRIPCIÓN.....	689
6.2.	CLASIFICACIÓN DE LAS OBRAS.....	689
6.2.1.	ANTECEDENTES.....	689
6.2.2.	CRITERIO ADOPTADO.....	690
6.3.	OBRAS A EJECUTAR O INICIAR EN EL CUATRIENIO 2015-2018	691
6.3.1.	GENERALIDADES	691
6.3.2.	SEPARACIÓN DE LOS PROYECTOS EN ETAPAS.....	691
6.3.3.	OBRAS RECOMENDADAS PARA INICIO EN EL CUATRIENIO 2015 – 2018 Y SU CLASIFICACIÓN	692
6.4.	<u>VI, AVI Y COMA DE LAS EXPANSIONES RECOMENDADAS.....</u>	<u>693</u>

6.5.	VERIFICACIÓN DE LAS CAPACIDADES DE LAS BARRAS DE LA SUBESTACIÓN	695
6.5.1.	S/E DIEGO DE ALMAGRO 220 [kV]	695
6.5.2.	S/E CARDONES 220 [kV]	696
6.5.3.	S/E PAN DE AZÚCAR 220 [kV].....	697
6.5.4.	S/E CERRO NAVIA 220 [kV]	698
7.	VERIFICACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE LA NORMA TÉCNICA Y CALIDAD DE SERVICIO DEL PLAN DE EXPANSIÓN	702
7.1.	INTRODUCCIÓN.....	702
7.2.	METODOLOGÍA DE ESTUDIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA	703
7.3.	CONCLUSIONES DE LOS ESTUDIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA	705
7.4.	INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIO.....	706
	PARTE V.....	707
	PLANES DE EXPANSIÓN DEL SING	707
	INTRODUCCIÓN.....	708
1.	PROYECTOS DE TRANSMISIÓN EN EJECUCIÓN Y PROPUESTOS.....	710
1.1.	PROYECTOS DE TRANSMISIÓN EN EJECUCIÓN	710
1.2.	PROYECTOS PROPUESTOS POR LOS PARTICIPANTES	710
1.3.	PROYECTOS DE TRANSMISIÓN PROPUESTOS POR EL CONSULTOR.....	710
2.	ANTECEDENTES DE ESCENARIOS DE GENERACIÓN Y DEMANDA	711
2.1.	BASES DEL ESTUDIO	711
2.1.1.	DEMANDA	711
2.1.2.	PRECIOS DE COMBUSTIBLES..... iError! Marcador no definido.	
2.1.3.	GENERACIÓN	713
2.2.	ESCENARIOS.....	714

2.2.1.	ESCENARIO BASE	714
2.2.2.	ESCENARIO CARBÓN	715
2.2.3.	ESCENARIO GNL.....	716
2.2.4.	ESCENARIO INTERCONEXIÓN.....	717
2.2.5.	ANÁLISIS DE AF MERCADOS DEL ESCENARIO INTERCONEXIÓN.....	718
2.3.	REPRESENTACIÓN DE LA GENERACIÓN Y LA DEMANDA EN EL MODELO OSE2000	718
3.	DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA: FLUJOS PROYECTADOS Y FORMULACIÓN DE LOS PLANES DE EXPANSIÓN.....	719
3.1.	GENERALIDADES.....	719
3.2.	PLAZOS DE DESARROLLO DE LOS PROYECTOS DE TRANSMISIÓN	719
3.3.	DIAGNÓSTICO	719
3.3.1.	ESCENARIO BASE	719
3.3.2.	ESCENARIO CARBÓN	723
3.3.3.	ESCENARIO GNL.....	726
3.3.4.	ESCENARIO INTERCONEXIÓN E IMPACTOS EN EL SING	729
3.3.4.1.	ANÁLISIS GENERAL	729
3.3.4.2.	CASO S/E ENLACE	732
3.3.4.3.	CASO S/E O'HIGGINS.....	736
3.4.	DESCRIPCIÓN DE LOS PROYECTOS DE LÍNEAS Y SUBESTACIONES PROPUESTOS.	741
3.4.1.	OBRAS CONGESTIÓN LAGUNAS – POZO ALMONTE.....	741
3.4.2.	OBRAS CONGESTIÓN TARAPACÁ - LAGUNAS	745
3.4.3.	OBRAS CONEXIÓN ENCUENTRO – ANGAMOS – LABERINTO	746
3.5.	SENSIBILIDAD DE LA DEMANDA.....	746
3.6.	REVISIÓN MEDIOAMBIENTAL.....	747

4. ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD TÉCNICA DE LAS ALTERNATIVAS Y DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES DE TRANSMISIÓN	752
4.1. CONSIDERACIONES GENERALES	752
4.2. CRITERIOS BÁSICOS PARA LA DEFINICIÓN DE LÍMITES OPERACIONALES DE LOS TRAMOS DE TRANSMISIÓN	753
5. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS PLANES DE EXPANSIÓN	755
5.1. DESCRIPCIÓN	755
5.2. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN	755
5.3. GENERALIDADES.....	756
5.4. PRESUPUESTO TRAMOS ANALIZADOS	757
5.5. EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS CASO BASE	757
5.5.1. EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS LAGUNAS – POZO ALMONTE	757
5.5.2. EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS TARAPACÁ - LAGUNAS.....	758
5.5.3. EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS CONEXIÓN ENCUENTRO – ANGAMOS – LABERINTO	759
5.6. EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS CASO CARBÓN	759
5.6.1. EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS LAGUNAS – POZO ALMONTE	760
5.7. EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS CASO GNL.....	761
5.7.1. EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS LAGUNAS – POZO ALMONTE	761
6. OBRAS DEL PLAN DE EXPANSIÓN RECOMENDADO POR ESCENARIO	762
6.1. DESCRIPCIÓN	762
6.2. CLASIFICACIÓN DE LAS OBRAS	762
6.2.1. ANTECEDENTES.....	762
6.2.2. CRITERIO ADOPTADO.....	763
6.3. OBRAS A EJECUTAR O INICIAR EN EL CUATRIENIO 2015-2018	764

6.4. VI, AVI Y COMA DE LAS EXPANSIONES RECOMENDADAS	765
7. VERIFICACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE LA NORMA TÉCNICA Y CALIDAD DE SERVICIO DEL PLAN DE EXPANSIÓN.....	767
7.1. INTRODUCCIÓN	767
7.2. METODOLOGÍA DE ESTUDIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA	768
7.3. CONCLUSIONES DE LOS ESTUDIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA	770
7.4. INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIO.....	770

PARTE I

RESUMEN DE RESULTADOS DEL ESTUDIO

1. INTRODUCCIÓN

Este capítulo contiene un resumen de los resultados obtenidos a lo largo del estudio, incluido lo que respecta los informes 1, 2 y 3.

El documento se ha estructurado de la siguiente manera:

- Parte I: Resumen de resultados del Estudio de Transmisión Troncal.
- Parte II: Cálculo del VI, AVI, COMA. VATT y fórmulas de indexación.
- Parte III: Área de influencia común del sistema de transmisión troncal.
- Parte IV: Planes de expansión del SIC.
- Parte V: Planes de expansión del SING.

2. CLASIFICACIÓN DE INSTALACIONES TRONCALES

Las instalaciones de transmisión que se han declarado troncales para cada sistema, de acuerdo a las simulaciones realizadas y los criterios definidos en la ley, se presentan a continuación.

2.1. LÍNEAS TRONCALES POR SISTEMA

Sistema de transmisión troncal SIC: Al aplicar la metodología descrita en el Informe se obtuvo las siguientes instalaciones troncales para el SIC, las cuales cumplen los criterios indicados en el artículo 74° del DFL 4.

#	Líneas Troncales SIC	#	Líneas Troncales SIC
1	Diego de Almagro 220->Carrera Pinto 220 I	43	Ancoa 500->Alto Jahuel 500 I
2	Carrera Pinto 220->San Andres 220 I	44	Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II
3	San Andres 220->Cardones 220 I	45	Colbun 220->Candelaria 220 I
4	Maitencillo 220->Cardones 220 I	46	Colbun 220->Candelaria 220 II
5	Maitencillo 220->Cardones 220 II	47	Candelaria 220->Maipo 220 I
6	Maitencillo 220->Cardones 220 III	48	Candelaria 220->Maipo 220 II
7	Maitencillo 220->Punta Colorada 220 I	49	Maipo 220->Alto Jahuel 220 I

8	Maitencillo 220->Punta Colorada 220 II	50	Maipo 220->Alto Jahuel 220 II
9	Punta Colorada 220->Pan de Azucar 220 I	51	Ancoa 220->Itahue 220 I
10	Punta Colorada 220->Pan de Azucar 220 II	52	Ancoa 220->Itahue 220 II
11	Pan de Azucar 220->Don Goyo 220 I	53	Colbun 220->Ancoa 220
12	Don Goyo 220->Talinay 220 I	54	Rapel 220->Alto Melipilla 220 I
13	Pan de Azucar 220->Monte Redondo 220 II	55	Rapel 220->Alto Melipilla 220 II
14	Talinay 220->Las Palmas 220 I	56	Alto Melipilla 220->Cerro Navia 220 I
15	Monte Redondo 220->Las Palmas 220 II	57	Alto Melipilla 220->Cerro Navia 220 II
16	Las Palmas 220->Los Vilos 220 I	58	Charrua-220->Hualpen 220
17	Las Palmas 220->Los Vilos 220 II	59	Charrua 220->Lagunilla 220 I
18	Los Vilos 220->Nogales 220 I	60	Lagunilla 220->Hualpen 220
19	Los Vilos 220->Nogales 220 II	61	Charrua 220->Tap Laja 220
20	Nogales 220->Quillota 220 I	62	Tap Laja 220->Temuco 220
21	Nogales 220->Quillota 220 II	63	Charrua 220->Mulchen 220 I
22	Nogales 220->Polpaico 220 I	64	Charrua 220->Mulchen 220 II
23	Nogales 220->Polpaico 220 II	65	Mulchen 220->Cautin 220 I
24	Quillota 220->Polpaico 220 I	66	Mulchen 220->Cautin 220 II
25	Quillota 220->Polpaico 220 II	67	Temuco 220->Cautin 220 I
26	Lampa 220->Polpaico 220 I	68	Temuco 220->Cautin 220 II
27	Cerro Navia 220 Dsf->Lampa 220 I	69	Valdivia 220->Cautin 220 I
28	Cerro Navia 220 Dsf->Polpaico 220 II	70	Cautin 220->Ciruelos 220 II
29	Chena 220->Cerro Navia 220 I	71	Ciruelos 220->Valdivia 220 II
30	Chena 220->Cerro Navia 220 II	72	Charrua 500->Ancoa 500 I
31	Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 I	73	Charrua 500->Ancoa 500 II
32	Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 II	74	Valdivia 220->Rahue 220 I
33	El Rodeo 220->Chena 220 I	75	Valdivia 220->Pichirrahue 220 II
34	El Rodeo 220->Chena 220 II	76	Rahue 220->Puerto Montt 220 I
35	Chena 220->Alto Jahuel 220 III	77	Pichirrahue 220->Puerto Montt 220 II
36	Chena 220->Alto Jahuel 220 IV	78	Ancoa 500->Ancoa 220 I
37	Alto Jahuel 500->Polpaico 500 I	79	Charrua 220->Charrua 500 I
38	Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II	80	Charrua 220->Charrua 500 II
39	Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 I	81	Charrua 220->Charrua 500 III
40	Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 II	82	Polpaico 220->Los Maquis 220
41	Polpaico 500->Polpaico 220 I	83	Polpaico 220->El Llano 220
42	Polpaico 500->Polpaico 220 II	84	El Llano 220->Los Maquis 220

Se adicionan en este periodo las siguientes líneas:

- Línea 2x220 kV Lagunillas – Charrúa

- Línea 1x220 kV Hualpén – Lagunillas
- Línea 1x220 kV Polpaico – El Llano
- Línea 1x220 kV El Llano - Los Maquis
- Línea 1x220 kV Polpaico - Los Maquis

Estas líneas cumplen con los 5 criterios definidos como transmisión troncal.

Sistema troncal del SING: Al aplicar la metodología descrita en el Informe se obtuvo las siguientes instalaciones troncales para el SING, las cuales cumplen los criterios indicados en el artículo 74° del DFL 4.

#	Líneas troncales SING
1	Lagunas 220->Pozo Almonte 220
2	Tarapacá 220->Lagunas 220 I
3	Tarapacá 220->Lagunas 220 II
4	Crucero 220->Lagunas 220 II
5	Crucero 220->Nueva Victoria 220 I
6	Nueva Victoria 220->Lagunas 220 I
7	Crucero 220->Encuentro 220 I
8	Crucero 220->Encuentro 220 II
9	Atacama 220->Encuentro 220 I
10	Atacama 220->Encuentro 220 II
11	Atacama 220->Domeyko 220 I
12	Atacama 220->Domeyko 220 II
13	Domeyko 220->Escondida 220
14	Domeyko 220->Sulfuros 220
15	Nueva Zaldívar 220->Escondida 220
16	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 I
17	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 II
18	Laberinto 220->El Cobre 220
19	Crucero 220->Laberinto 220 I
20	Crucero 220->Laberinto 220 II

En esta versión del Estudio de Transmisión Troncal se han adicionado las siguientes instalaciones al sistema de transmisión troncal del SING:

- Línea 220 kV Lagunas – Pozo Almonte
- Línea 220 kV Laberinto – El Cobre
- Línea 220 kV Laberinto – Nueva Zaldívar
- Línea 220 kV Nueva Zaldívar – Escondida
- Línea 220 kV Domeyko – Escondida
- Línea 220 kV Atacama – Domeyko

3. VI, AVI Y COMA DE LAS INSTALACIONES TRONCALES DEL SIC Y DEL SING

Se presenta a continuación los resultados de los cálculos de VI, AVI, COMA y VATT para el sistema de transmisión troncal del SIC y del SING, discriminados según los propietarios de instalaciones en cada sistema.

SIC

Propietarios SIC	VI TOTAL TRONCAL	AVI TOTAL TRONCAL	COMA TOTAL TRONCAL	VATT TOTAL TRONCAL
Transec	1.242.738.266	126.634.739	27.803.380	154.438.119
CTNC	26.221.893	2.656.830	584.089	3.240.918
Colbun	110.027.896	11.160.433	2.555.068	13.715.501
HGV	2.167.577	224.458	71.596	296.054
San Andres	3.795.576	392.343	121.062	513.405
P.E. El Arrayan	3.441.027	355.490	102.743	458.233
CDA	5.095.848	512.886	105.130	618.016
TOTAL	1.393.488.083	141.937.179	31.343.067	173.280.246

SING

Propietarios SING	VI TOTAL TRONCAL	AVI TOTAL TRONCAL	COMA TOTAL TRONCAL	VATT TOTAL TRONCAL
Transec Norte	112.835.254	11.436.539	2.929.853	14.366.392
E-CL	25.382.967	2.598.771	694.386	3.293.157
AES GENER	3.499.664	356.610	116.253	472.863
NORGENER	7.072.915	726.745	211.962	938.707
M Escondida	102.853.096	10.355.452	2.265.466	12.620.918
M Zaldívar	57.655.479	5.802.194	1.312.541	7.114.735
M Gaby	313.100	31.525	9.302	40.827
TOTAL	309.612.474	31.307.835	7.539.764	38.847.599

Los siguientes cuadros muestran los resultados del VI, AVI y COMA para cada uno de los tramos de los sistemas troncales del SIC y del SING. El campo "Id Tramo" es un código de identificación propio del Consultor, y "Nombre Troncal" corresponde a la denominación de los tramos del sistema troncal que contiene el nombre de las subestaciones extremas para tramos de línea.

SIC

Id Tramo	Nombre Troncal	VI TOTAL TRONCAL	AVI TOTAL TRONCAL	COMA TOTAL TRONCAL
TSIC-01	Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II	100.411.815	10.151.425	1.993.543
TSIC-02	Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II	28.295.211	2.861.808	587.643
TSIC-03	Ancoa 500->Alto Jahuel 500 I	91.414.653	9.262.107	1.869.629
TSIC-04	Alto Jahuel 500->Polpaico 500 I	37.864.827	3.843.062	826.939
TSIC-05	Charrua 500->Ancoa 500 I	77.631.337	7.879.692	1.579.294
TSIC-06	Charrua 500->Ancoa 500 II	88.647.461	9.049.283	1.785.791
TSIC-07	Diego de Almagro 220->Carrera Pinto 220 I	15.124.720	1.535.510	340.629
TSIC-08a	Carrera Pinto 220->San Andres 220 I	13.210.433	1.343.096	309.059

TSIC-08b	San Andres 220->Cardones 220 I	11.551.600	1.177.032	272.791
TSIC-09	Maitencillo 220->Cardones 220 I	19.938.161	2.018.556	437.388
TSIC-10	Maitencillo 220->Cardones 220 II	16.904.020	1.715.457	368.704
TSIC-11	Maitencillo 220->Cardones 220 III	17.418.914	1.769.238	389.251
TSIC-12	Maitencillo 220->Punta Colorada 220 I	13.916.511	1.415.204	318.984
TSIC-13	Maitencillo 220->Punta Colorada 220 II	13.899.227	1.413.973	318.799
TSIC-14	Punta Colorada 220->Pan de Azucar 220 I	19.103.016	1.941.461	432.725
TSIC-15	Punta Colorada 220->Pan de Azucar 220 II	19.090.239	1.939.979	431.517
TSIC-16	Pan de Azucar 220->Monte Redondo 220 II	4.640.302	471.251	116.286
TSIC-17	Monte Redondo 220->Las Palmas 220 II	13.161.417	1.328.914	285.849
TSIC-18	Talinay 220->Las Palmas 220 I	6.316.043	640.169	149.259
TSIC-19a	Pan de Azucar 220->Don Goyo 220 I	10.432.769	1.059.583	247.875
TSIC-19b	Don Goyo 220->Talinay 220 I	5.754.139	584.757	134.395
TSIC-20	Las Palmas 220->Los Vilos 220 I	12.065.047	1.224.399	279.825
TSIC-21	Las Palmas 220->Los Vilos 220 II	11.954.392	1.211.991	276.126
TSIC-22	Los Vilos 220->Nogales 220 I	13.856.491	1.405.029	307.311
TSIC-23	Los Vilos 220->Nogales 220 II	13.856.491	1.405.029	307.311
TSIC-24	Nogales 220->Quillota 220 I	8.172.056	832.809	197.897
TSIC-25	Nogales 220->Quillota 220 II	8.153.076	830.225	197.452
TSIC-26	Nogales 220->Polpaico 220 I	3.246.427	331.521	78.529
TSIC-27	Nogales 220->Polpaico 220 II	3.246.427	331.521	78.529
TSIC-28	Quillota 220->Polpaico 220 I	15.819.878	1.607.366	348.706
TSIC-29	Quillota 220->Polpaico 220 II	15.738.689	1.598.666	344.984
TSIC-30	Colbun 220->Candelaria 220 I	27.555.698	2.778.780	576.406
TSIC-31	Colbun 220->Candelaria 220 II	27.602.748	2.784.413	577.655
TSIC-32	Candelaria 220->Maipo 220 I	8.868.961	900.464	199.389

TSIC-33	Candelaria 220->Maipo 220 II	9.065.530	921.013	205.738
TSIC-34	Maipo 220->Alto Jahuel 220 I	4.671.802	480.479	119.487
TSIC-35	Maipo 220->Alto Jahuel 220 II	4.067.819	418.934	103.296
TSIC-36	Colbun 220->Ancoa 220	4.261.304	433.549	103.363
TSIC-37	Lampa 220->Polpaico 220 I	3.613.589	370.571	94.624
TSIC-38	Cerro Navia 220 Dsf->Polpaico 220 II	10.345.037	1.054.521	241.162
TSIC-39	Cerro Navia 220 Dsf->Lampa 220 I	5.601.662	569.228	127.835
TSIC-41	Chena 220->Cerro Navia 220 I	7.745.510	792.893	199.466
TSIC-42	Chena 220->Cerro Navia 220 II	7.746.726	793.013	199.488
TSIC-43	Chena 220->Alto Jahuel 220 III	7.944.434	812.891	189.968
TSIC-44	Chena 220->Alto Jahuel 220 IV	7.953.360	812.583	191.438
TSIC-45	Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 I	3.685.833	377.343	88.129
TSIC-46	El Rodeo 220->Chena 220 I	6.354.073	646.012	145.135
TSIC-47	Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 II	3.775.582	386.490	91.714
TSIC-48	El Rodeo 220->Chena 220 II	6.341.774	644.752	144.942
TSIC-49	Rapel 220->Alto Melipilla 220 I	6.711.778	679.957	155.725
TSIC-50	Rapel 220->Alto Melipilla 220 II	6.679.340	676.652	155.040
TSIC-51	Alto Melipilla 220->Cerro Navia 220 I	7.629.409	770.846	166.586
TSIC-52	Alto Melipilla 220->Cerro Navia 220 II	8.556.225	865.239	186.274
TSIC-53	Ancoa 220->Itahue 220 I	12.753.750	1.296.855	286.363
TSIC-54	Ancoa 220->Itahue 220 II	12.586.983	1.279.882	283.198
TSIC-58	Charrua -220->Hualpen 220	28.315.425	2.855.606	689.398
TSIC-59	Charrua 220->Tap Laja 220	4.531.476	463.523	117.997
TSIC-60	Tap Laja 220->Temuco 220	24.998.480	2.520.217	600.743
TSIC-61	Charrua 220->Lagunilla 220 I	21.326.899	2.152.840	481.043
TSIC-63	Lagunilla 220->Hualpen 220	11.969.376	1.208.813	272.709
TSIC-64	Charrua 220->Mulchen 220 I	2.754.521	283.205	78.479
TSIC-65	Charrua 220->Mulchen 220 II	2.787.728	286.564	80.809
TSIC-66	Mulchen 220->Cautin 220 I	2.944.315	303.092	85.866

TSIC-67	Mulchen 220->Cautin 220 II	3.000.799	308.827	88.609
TSIC-68	Temuco 220->Cautin 220 I	4.910.762	507.407	133.987
TSIC-69	Temuco 220->Cautin 220 II	4.928.894	508.362	134.050
TSIC-70	Cautin 220->Ciruelos 220 II	5.353.604	554.952	151.100
TSIC-71	Ciruelos 220->Valdivia 220 II	17.121.204	1.733.465	472.672
TSIC-72	Valdivia 220->Cautin 220 I	19.090.808	1.936.579	542.613
TSIC-73	Valdivia 220->Rahue 220 I	26.354.031	2.661.278	664.527
TSIC-74	Rahue 220->Puerto Montt 220 I	18.658.781	1.890.882	478.999
TSIC-75a	Valdivia 220->Pichirrahue 220 II	23.408.088	2.360.913	591.244
TSIC-75b	Pichirrahue 220->Puerto Montt 220 II	14.030.796	1.418.324	360.575
TSIC-76	Polpaico 500->Polpaico 220 I	23.877.246	2.436.459	536.891
TSIC-77	Polpaico 500->Polpaico 220 II	25.695.556	2.679.616	604.006
TSIC-78	Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 I	25.498.105	2.659.781	583.794
TSIC-79	Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 II	22.378.544	2.341.799	503.541
TSIC-80	Ancoa 500->Ancoa 220 I	20.841.306	2.189.758	465.805
TSIC-81	Charrua 220->Charrua 500 I	24.428.752	2.559.154	554.396
TSIC-82	Charrua 220->Charrua 500 II	24.639.797	2.575.719	558.404
TSIC-83	Charrua 220->Charrua 500 III	23.053.372	2.417.253	502.397
TSIC-84	Polpaico 220->Los Maquis 220	10.966.344	1.112.343	262.874
TSIC-85	Polpaico 220->El Llano 220	6.545.297	663.215	149.578
TSIC-86	Los Maquis 220-> El Llano 220	6.123.060	619.757	150.522

SING

Id Tramo	Nombre Troncal	VI TOTAL TRONCAL	AVI TOTAL TRONCAL	COMA TOTAL TRONCAL
TSING-01	Tarapacá 220->Lagunas 220 I	9.346.167	953.105	242.878
TSING-02	Tarapacá 220->Lagunas 220 II	9.458.887	964.585	247.803
TSING-03	Crucero 220->Lagunas 220 II	21.284.543	2.156.340	635.526

TSING-04	Crucero 220->Nueva Victoria 220 I	22.029.416	2.222.724	588.873
TSING-05	Nueva Victoria 220->Lagunas 220 I	4.653.094	477.653	124.937
TSING-06	Crucero 220->Encuentro 220 I	4.062.851	416.752	108.439
TSING-07	Crucero 220->Encuentro 220 II	4.546.706	466.460	120.144
TSING-08	Atacama 220->Encuentro 220 I	18.049.938	1.823.599	395.640
TSING-09	Atacama 220->Encuentro 220 II	17.991.063	1.817.738	392.950
TSING-10	Atacama 220->Domeyko 220 I	23.074.086	2.327.293	484.995
TSING-11	Atacama 220->Domeyko 220 II	23.094.265	2.329.331	485.478
TSING-12	Domeyko 220->Escondida 220	3.733.506	379.264	104.252
TSING-13	Domeyko 220->Sulfuros 220	2.543.270	258.593	81.102
TSING-14	Nueva Zaldívar 220->Escondida 220	4.530.433	459.458	135.326
TSING-15	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 I	26.213.905	2.641.505	618.705
TSING-16	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 II	26.167.549	2.636.792	617.507
TSING-17	Laberinto 220->El Cobre 220	3.258.899	331.701	95.234
TSING-18	Crucero 220->Laberinto 220 I	34.985.003	3.529.684	818.734
TSING-19	Crucero 220->Laberinto 220 II	37.403.268	3.773.530	868.227
TSING-20	Lagunas 220->Pozo Almonte 220	13.185.627	1.341.727	373.012

Los valores se expresan en dólares norteamericanos según la tasa de cambio promedio del dólar observado del mes de diciembre de 2013, igual a \$529,45.

4. FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

De acuerdo a lo señalado en las bases del estudio, las fórmulas de indexación deben corresponder a polinomios lineales que den cuenta de la variación del AVI y del COMA en dólares americanos.

A los efectos de establecer la fórmula de indexación, se revisó el análisis realizado en el estudio de transmisión troncal del año 2006 y del año 2010, y se concluyó que se mantienen válidas las condiciones que llevaron a recomendar la utilización de indicadores

que tuvieran en cuenta la utilización del IPC y del CPI, precios del aluminio, del cobre y del hierro.

De esta forma, la fórmula adoptada para el AVI tiene la siguiente expresión:

$$AVI_{n,k} = AVI_{n,o} \left(\alpha_n \times \frac{IPC_k}{IPC_o} \times \frac{DOL_o}{DOL_k} + \left(\beta_{1,n} \times \frac{CPI_k}{CPI_o} + \beta_{2,n} \times \frac{PFe_k}{PFe_o} + \beta_{3,n} \times \frac{PCu_k}{PCu_o} + \beta_{4,n} \times \frac{PAI_k}{PAI_o} \right) \right)$$

Dónde:

$AVI_{n,k}$: Valor de *AVI* del tramo n a regir en el mes k .

IPC_k : Valor del Índice de Precios al Consumidor en el segundo mes anterior al mes k , publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE).

DOL_k : Promedio del Dólar Observado, en el segundo mes anterior al mes k , publicado por el Banco Central.

CPI_k : Valor del índice *Consumer Price Index (All Urban Consumers)*, en el segundo mes anterior al mes k , publicado por el *Bureau of Labor Statistics (BLS)* del Gobierno de EEUU.

PAI_k : Promedio del precio del aluminio, del segundo, tercer y cuarto mes anterior al mes k , cotizado en la Bolsa de Metales de Londres (*London Metal Exchange, LME*), correspondiente al valor *Cash Seller & Settlement* mensual, publicado por el Boletín Mensual de la Comisión Chilena del Cobre, en US\$/Lb.

PCu_k : Promedio del precio del cobre, del segundo, tercer y cuarto mes anterior al mes k , cotizado en la Bolsa de Metales de Londres (*London Metal Exchange, LME*), correspondiente al valor *Cash Seller & Settlement* mensual, publicado por el Boletín Mensual de la Comisión Chilena del Cobre, en US\$/Lb.

PFe_k : Valor del índice *Iron and Steel*, de la serie *Producer Price Index - Commodities, grupo Metals and Metal Products*, en el segundo mes anterior al mes k , publicado por el *Bureau of Labor Statistics (BLS)* del Gobierno de EEUU.

Los valores de referencia corresponden para la fecha base de cálculo 31 de diciembre de 2013.

Para el COMA la fórmula de indexación considera utilizar solamente la variación del IPC.

Los cuadros siguientes presentan los coeficientes de la fórmula de indexación del AVI por tramo troncal.

Si bien los valores se pueden seguir y reproducir en los archivos mencionados al pie de cada uno de los siguientes cuadros, se expone a continuación la metodología de su cálculo:

- Para cada uno de los materiales, equipos, tareas de montaje e indirectos no porcentuales se definió uno o dos de los índices que constituyen su variación de precio en el tiempo.
- Luego se obtiene en base a ello los valores de cada uno de los 5 coeficientes mediante el promedio ponderado de los valores de los índices constitutivos de cada uno de los materiales, equipos, tareas de montaje e indirectos no porcentuales, sus cantidades en los inventarios y su precio para cada uno de los componentes de líneas y subestaciones.
- Finalmente los valores de cada uno de los 5 coeficientes que pueden verse en los cuadros siguientes se obtienen como promedio ponderado de los valores de los 5 índices de cada uno de los componentes de líneas y subestaciones que conforman un tramo, su VI y su porcentaje de asignación al tramo.

SIC

Id Tramo	Nombre Troncal	IPC	CPI	P_{Fe}	P_{Cu}	P_{Al}
TSIC-01	Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II	0,28	0,47	0,13	0,01	0,12
TSIC-02	Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II	0,37	0,32	0,17	0,01	0,12
TSIC-03	Ancoa 500->Alto Jahuel 500 I	0,26	0,49	0,13	0,01	0,11
TSIC-04	Alto Jahuel 500->Polpaico 500 I	0,37	0,38	0,14	0,02	0,10
TSIC-05	Charrua 500->Ancoa 500 I	0,25	0,53	0,12	0,01	0,10
TSIC-06	Charrua 500->Ancoa 500 II	0,28	0,50	0,10	0,01	0,11
TSIC-07	Diego de Almagro 220->Carrera Pinto 220 I	0,40	0,44	0,08	0,02	0,06
TSIC-08a	Carrera Pinto 220->San Andres 220 I	0,36	0,50	0,07	0,02	0,04
TSIC-08b	San Andres 220->Cardones 220 I	0,32	0,56	0,06	0,02	0,04
TSIC-09	Maitencillo 220->Cardones 220 I	0,40	0,40	0,11	0,01	0,08
TSIC-10	Maitencillo 220->Cardones 220 II	0,30	0,42	0,17	0,01	0,10
TSIC-11	Maitencillo 220->Cardones 220 III	0,30	0,43	0,17	0,01	0,09
TSIC-12	Maitencillo 220->Punta Colorada 220 I	0,45	0,32	0,12	0,01	0,10

TSIC-13	Maitencillo 220->Punta Colorada 220 II	0,45	0,32	0,12	0,01	0,10
TSIC-14	Punta Colorada 220->Pan de Azucar 220 I	0,30	0,54	0,08	0,02	0,06
TSIC-15	Punta Colorada 220->Pan de Azucar 220 II	0,30	0,54	0,08	0,02	0,06
TSIC-16	Pan de Azucar 220->Monte Redondo 220 II	0,35	0,45	0,10	0,02	0,08
TSIC-17	Monte Redondo 220->Las Palmas 220 II	0,39	0,33	0,15	0,01	0,12
TSIC-18	Talinay 220->Las Palmas 220 I	0,36	0,41	0,12	0,01	0,10
TSIC-19a	Pan de Azucar 220->Don Goyo 220 I	0,42	0,36	0,12	0,02	0,09
TSIC-19b	Don Goyo 220->Talinay 220 I	0,37	0,42	0,11	0,01	0,08
TSIC-20	Las Palmas 220->Los Vilos 220 I	0,38	0,43	0,10	0,01	0,08
TSIC-21	Las Palmas 220->Los Vilos 220 II	0,38	0,42	0,10	0,01	0,08
TSIC-22	Los Vilos 220->Nogales 220 I	0,38	0,42	0,11	0,01	0,09
TSIC-23	Los Vilos 220->Nogales 220 II	0,38	0,42	0,11	0,01	0,09
TSIC-24	Nogales 220->Quillota 220 I	0,45	0,41	0,08	0,02	0,05
TSIC-25	Nogales 220->Quillota 220 II	0,45	0,40	0,08	0,02	0,05
TSIC-26	Nogales 220->Polpaico 220 I	0,41	0,54	0,02	0,02	0,00
TSIC-27	Nogales 220->Polpaico 220 II	0,41	0,54	0,02	0,02	0,00
TSIC-28	Quillota 220->Polpaico 220 I	0,36	0,30	0,15	0,01	0,18
TSIC-29	Quillota 220->Polpaico 220 II	0,36	0,29	0,15	0,01	0,18
TSIC-30	Colbun 220->Candelaria 220 I	0,32	0,22	0,24	0,00	0,22
TSIC-31	Colbun 220->Candelaria 220 II	0,31	0,22	0,24	0,00	0,22
TSIC-32	Candelaria 220->Maipo 220 I	0,38	0,26	0,20	0,02	0,15
TSIC-33	Candelaria 220->Maipo 220 II	0,38	0,26	0,20	0,02	0,15
TSIC-34	Maipo 220->Alto Jahuel 220 I	0,47	0,45	0,03	0,04	0,01
TSIC-35	Maipo 220->Alto Jahuel 220 II	0,48	0,45	0,03	0,04	0,01
TSIC-36	Colbun 220->Ancoa 220	0,45	0,45	0,03	0,03	0,04
TSIC-37	Lampa 220->Polpaico 220 I	0,37	0,44	0,12	0,02	0,05
TSIC-38	Cerro Navia 220 Dsf->Polpaico 220 II	0,44	0,43	0,08	0,02	0,04
TSIC-39	Cerro Navia 220 Dsf->Lampa 220 I	0,57	0,29	0,08	0,01	0,04
TSIC-41	Chena 220->Cerro Navia 220 I	0,50	0,38	0,05	0,03	0,05
TSIC-42	Chena 220->Cerro Navia 220 II	0,50	0,38	0,05	0,03	0,05
TSIC-43	Chena 220->Alto Jahuel 220 III	0,34	0,46	0,08	0,02	0,10
TSIC-44	Chena 220->Alto Jahuel 220 IV	0,34	0,46	0,08	0,02	0,10
TSIC-45	Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 I	0,38	0,42	0,13	0,02	0,05

TSIC-46	El Rodeo 220->Chena 220 I	0,34	0,42	0,16	0,01	0,06
TSIC-47	Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 II	0,38	0,42	0,13	0,02	0,05
TSIC-48	El Rodeo 220->Chena 220 II	0,35	0,42	0,16	0,01	0,06
TSIC-49	Rapel 220->Alto Melipilla 220 I	0,35	0,40	0,13	0,01	0,11
TSIC-50	Rapel 220->Alto Melipilla 220 II	0,35	0,39	0,13	0,01	0,11
TSIC-51	Alto Melipilla 220->Cerro Navia 220 I	0,54	0,23	0,12	0,01	0,10
TSIC-52	Alto Melipilla 220->Cerro Navia 220 II	0,48	0,31	0,11	0,01	0,09
TSIC-53	Ancoa 220->Itahue 220 I	0,40	0,31	0,15	0,01	0,13
TSIC-54	Ancoa 220->Itahue 220 II	0,41	0,30	0,15	0,01	0,12
TSIC-58	Charrua-220->Hualpen 220	0,44	0,28	0,21	0,01	0,06
TSIC-59	Charrua 220->Tap Laja 220	0,42	0,33	0,17	0,02	0,07
TSIC-60	Tap Laja 220->Temuco 220	0,38	0,26	0,25	0,00	0,11
TSIC-61	Charrua 220->Lagunilla 220 I	0,43	0,29	0,21	0,01	0,06
TSIC-63	Lagunilla 220->Hualpen 220	0,55	0,27	0,14	0,01	0,03
TSIC-64	Charrua 220->Mulchen 220 I	0,55	0,35	0,05	0,04	0,01
TSIC-65	Charrua 220->Mulchen 220 II	0,54	0,35	0,05	0,04	0,01
TSIC-66	Mulchen 220->Cautin 220 I	0,59	0,31	0,04	0,04	0,01
TSIC-67	Mulchen 220->Cautin 220 II	0,58	0,32	0,04	0,04	0,01
TSIC-68	Temuco 220->Cautin 220 I	0,57	0,32	0,05	0,03	0,02
TSIC-69	Temuco 220->Cautin 220 II	0,57	0,32	0,05	0,03	0,02
TSIC-70	Cautin 220->Ciruelos 220 II	0,44	0,48	0,03	0,04	0,01
TSIC-71	Ciruelos 220->Valdivia 220 II	0,50	0,29	0,14	0,01	0,06
TSIC-72	Valdivia 220->Cautin 220 I	0,47	0,34	0,13	0,01	0,04
TSIC-73	Valdivia 220->Rahue 220 I	0,51	0,29	0,14	0,01	0,04
TSIC-74	Rahue 220->Puerto Montt 220 I	0,45	0,32	0,14	0,01	0,07
TSIC-75a	Valdivia 220->Pichirrahue 220 II	0,50	0,30	0,16	0,00	0,05
TSIC-75b	Pichirrahue 220->Puerto Montt 220 II	0,45	0,34	0,15	0,01	0,06
TSIC-76	Polpaico 500->Polpaico 220 I	0,21	0,70	0,05	0,03	0,01
TSIC-77	Polpaico 500->Polpaico 220 II	0,20	0,71	0,05	0,03	0,01
TSIC-78	Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 I	0,23	0,71	0,03	0,02	0,01
TSIC-79	Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 II	0,25	0,69	0,03	0,02	0,01
TSIC-80	Ancoa 500->Ancoa 220 I	0,22	0,72	0,04	0,02	0,01
TSIC-81	Charrua 220->Charrua 500 I	0,21	0,72	0,04	0,02	0,01
TSIC-82	Charrua 220->Charrua 500 II	0,21	0,72	0,04	0,02	0,01
TSIC-83	Charrua 220->Charrua 500 III	0,22	0,71	0,05	0,02	0,01

TSIC-84	Polpaico 220->Los Maquis 220	0,44	0,36	0,11	0,01	0,08
TSIC-85	Polpaico 220->El Llano 220	0,39	0,29	0,23	0,01	0,07
TSIC-86	Los Maquis 220-> El Llano 220	0,41	0,36	0,16	0,00	0,06

SING

Id Tramo	Nombre Troncal	IPC	CPI	P _{Fe}	P _{cu}	P _{Al}
TSING-01	Tarapacá 220->Lagunas 220 I	0,51	0,28	0,12	0,01	0,08
TSING-02	Tarapacá 220->Lagunas 220 II	0,51	0,28	0,12	0,01	0,08
TSING-03	Crucero 220->Lagunas 220 II	0,45	0,27	0,16	0,01	0,11
TSING-04	Crucero 220->Nueva Victoria 220 I	0,54	0,23	0,13	0,00	0,09
TSING-05	Nueva Victoria 220->Lagunas 220 I	0,54	0,29	0,10	0,01	0,06
TSING-06	Crucero 220->Encuentro 220 I	0,59	0,33	0,04	0,03	0,01
TSING-07	Crucero 220->Encuentro 220 II	0,60	0,32	0,04	0,03	0,01
TSING-08	Atacama 220->Encuentro 220 I	0,40	0,29	0,20	0,01	0,10
TSING-09	Atacama 220->Encuentro 220 II	0,40	0,29	0,20	0,01	0,10
TSING-10	Atacama 220->Domeyko 220 I	0,43	0,29	0,16	0,01	0,12
TSING-11	Atacama 220->Domeyko 220 II	0,43	0,29	0,16	0,01	0,12
TSING-12	Domeyko 220->Escondida 220	0,59	0,27	0,07	0,04	0,03
TSING-13	Domeyko 220->Sulfuros 220	0,54	0,33	0,06	0,05	0,01
TSING-14	Nueva Zaldívar 220->Escondida 220	0,57	0,27	0,09	0,03	0,04
TSING-15	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 I	0,61	0,27	0,07	0,00	0,06
TSING-16	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 II	0,61	0,26	0,07	0,00	0,06
TSING-17	Laberinto 220->El Cobre 220	0,59	0,29	0,06	0,04	0,02
TSING-18	Crucero 220->Laberinto 220 I	0,62	0,25	0,07	0,00	0,06
TSING-19	Crucero 220->Laberinto 220 II	0,61	0,27	0,07	0,00	0,06
TSING-20	Lagunas 220->Pozo Almonte 220	0,46	0,35	0,12	0,01	0,05

5. DEFINICIÓN DEL ÁREA DE INFLUENCIA COMÚN (AIC)

A continuación se presentan los resultados obtenidos respecto al Área de Influencia Común de cada sistema.

5.1. RESULTADOS

Área de Influencia Común SIC: Al aplicar la metodología desarrollada se obtuvieron las siguientes instalaciones troncales pertenecientes al Área de Influencia Común para el SIC. Las nodos que limitan el AIC para el SIC son Nogales 220 kV y Tap Laja 220 kV, incluyendo la barra Mulchén 220 kV.

#	AIC SIC	#	AIC SIC
1	Ancoa 500->Alto Jahuel 500 I	29	Cerro Navia 220 Dsf->Lampa 220 I
2	Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II	30	Cerro Navia 220 Dsf->Polpaico 220 II
3	Alto Jahuel 500->Polpaico 500 I	31	Chena 220->Cerro Navia 220 I
4	Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II	32	Chena 220->Cerro Navia 220 II
5	Charrua 500->Ancoa 500 I	33	Chena 220->Alto Jahuel 220 III
6	Charrua 500->Ancoa 500 II	34	Chena 220->Alto Jahuel 220 IV
7	Nogales 220->Quillota 220 I	35	Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 I
8	Nogales 220->Quillota 220 II	36	El Rodeo 220->Chena 220 I
9	Nogales 220->Polpaico 220 I	37	Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 II
10	Nogales 220->Polpaico 220 II	38	El Rodeo 220->Chena 220 II
11	Quillota 220->Polpaico 220 I	39	Rapel 220->Alto Melipilla 220 I
12	Quillota 220->Polpaico 220 II	40	Rapel 220->Alto Melipilla 220 II
13	Polpaico 220->Los Maquis 220	41	Lo Aguirre 220->Cerro Navia 220 I
14	Polpaico 500->Polpaico 220 I	42	Alto Melipilla 220->Lo Aguirre 220 I
15	Polpaico 500->Polpaico 220 II	43	Lo Aguirre 220->Cerro Navia 220 II
16	Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 I	44	Alto Melipilla 220->Lo Aguirre 220 II
17	Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 II	45	Ancoa 220->Itahue 220 I
18	Ancoa 500->Ancoa 220 I	46	Ancoa 220->Itahue 220 II
19	Colbun 220->Candelaria 220 I	47	Charrua 220->Charrua 500 I
20	Colbun 220->Candelaria 220 II	48	Charrua 220->Charrua 500 II
21	Candelaria 220->Maipo 220 I	49	Charrua 220->Charrua 500 III
22	Candelaria 220->Maipo 220 II	50	Charrua-220->Hualpen 220
23	Maipo 220->Alto Jahuel 220 I	51	Charrua 220->Lagunilla 220
24	Maipo 220->Alto Jahuel 220 II	52	Lagunilla 220->Hualpen 220
25	Colbun 220->Ancoa 220	53	Charrua 220->Tap Laja 220
26	Lampa 220->Polpaico 220 I	54	Charrua 220->Mulchen 220 I
27	Cerro Navia 220 Dsf->Polpaico 220 II	55	Charrua 220->Mulchen 220 II

Área de Influencia Común SING: Al aplicar la metodología descrita se obtuvieron las siguientes instalaciones troncales pertenecientes al Área de Influencia Común para el SING. Los nodos que limitan el AIC para el SING son Crucero 220 kV y Domeyko 220 kV, incluyendo las instalaciones entre Laberinto 220 kV, El Cobre 220 kV y Nueva Zaldívar 220 kV.

#	AIC SING
1	Crucero 220->Nueva Victoria 220 I
2	Nueva Victoria 220->Lagunas 220 I
3	Crucero 220->Lagunas 220 II
4	Crucero 220->Encuentro 220 I
5	Crucero 220->Encuentro 220 II
6	Atacama 220->Encuentro 220 I
7	Atacama 220->Encuentro 220 II
8	Laberinto 220->El Cobre 220
9	Crucero 220->Laberinto 220 I
10	Crucero 220->Laberinto 220 II
11	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 I
12	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 II
13	Atacama 220->Domeyko 220 I
14	Atacama 220->Domeyko 220 II

6. PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL DEL SIC Y DEL SING EN EL CUATRIENIO 2015 - 2018

A continuación se presentan las obras recomendadas para ser iniciadas en el cuatrienio 2015 – 2018. En cada obra recomendadas se menciona el elemento principal del tramo (línea, transformador o equipo de compensación). Sin embargo, el proyecto incluye los paños de conexión y las demás obras necesarias en las subestaciones terminales.

Para el cuatrienio 2015 – 2018 solo se consideran obras de expansión en el SIC. Las obras del SING que resultan del análisis están planificadas para un periodo posterior al cuatrienio considerado.

Si bien el Consultor ha basado sus recomendaciones en los escenarios Base, Carbón y GNL, acordados con el Comité, debe tenerse presente que la evolución en el corto plazo

de las variables que han determinado las obras recomendadas y la duración de las etapas que todavía restan para que se emitan los decretos ministeriales que posibilitan los procesos de licitación de obras a iniciarse en 2015, hacen aconsejable una revisión de dichas recomendaciones con la mejor información que se tenga a la fecha de emitirse tales decretos.

	Puesta en servicio	Obra de transmisión	Clasificación
1	2022	Nueva línea 2x220 [kV] Diego de Almagro - San Andrés 500 [MVA], tendido un circuito	Obra nueva
2	2022	Nueva línea 2x220 [kV] San Andrés - Cardones 500 [MVA]	Obra nueva
3	2022	Ampliación L. 1x220 [kV] Diego de Almagro - Carrera Pinto, 197 [MVA] a 260 [MVA]	Ampliación
4	2022	Ampliación L. 1x220 [kV] Carrera Pinto - San Andrés, 197 [MVA] a 260 [MVA]	Ampliación
5	2022	Ampliación L. 1x220 [kV] San Andrés - Cardones, 197 [MVA] a 260 [MVA]	Ampliación
6	2020	Nueva línea 2x220 [kV] Maitencillo - Punta Colorada, 197 [MVA], tendido un circuito	Obra nueva
7	2020	Nueva línea 2x500 [kV] Alto Jahuel - Los Almendros - Polpaico, 1500 [MVA]	Obra nueva
8	2020	Nueva línea 2x500 [kV] Cautín - Ciruelos 2500 [MVA], tendido un circuito energizado en 220 [kV]	Obra nueva
9	2021	Ampliación 2x500 [kV] Ciruelos - Pichirropulli 1500 [MVA] a 2500 [MVA], con un circuito energizado en 220 [kV]	Obra nueva
10	2023	Nueva línea 2x500 [kV] Charrúa - Mulchén 2500 [MVA], tendido un circuito energizado en 220 [kV]	Obra nueva

La realización de las obras 1,2, 3, 4 y 5 está condicionada al cierre de ciclo de la central Taltal y a la instalación de generación solar en la zona.

La realización de la obra 6 está condicionada al desarrollo en la zona de los proyectos mineros Dominga y Barrick.

La realización de la obra 7 está asociada al aumento de demanda de la zona al norte de Alto Jahuel, por lo que se recomienda su construcción inmediata.

La realización de la obra 8 está condicionada a la entrada en operación de la central de pasada San Pedro.

La realización de la obra 9 está condicionada a la entrada en operación de la central Mediterráneo.

La realización de la obra 10 está condicionada a la entrada en operación de la central Rucalhue.

6.1. VI, AVI Y COMA DE LAS EXPANSIONES RECOMENDADAS

La tabla siguiente presenta el VI y el COMA de las obras recomendadas para iniciarse en el cuatrienio 2015 – 2018.

Obra de transmisión	VI MUS\$	COMA MUS\$	Factores de Indexación				
			$\alpha_{1,n}$	$\beta_{1,n}$	$\beta_{2,n}$	$\beta_{3,n}$	$\beta_{4,n}$
Nueva línea 2x220 [kV] Diego de Almagro - San Andrés 500 [MVA], tendido un circuito	14.925	0.334	0.3	0.54	0.08	0.02	0.06
Nueva línea 2x220 [kV] San Andrés - Cardones 500 [MVA]	6.826	0.153	0.3	0.54	0.08	0.02	0.06
Ampliación L. 1x220 [kV] Diego de Almagro - Carrera Pinto, 197 [MVA] a 260 [MVA]	4.448	0.100	0.3	0.54	0.08	0.02	0.06
Ampliación L. 1x220 [kV] Carrera Pinto – San Andrés, 197 [MVA] a 260 [MVA]	2.244	0.050	0.3	0.54	0.08	0.02	0.06
Ampliación L. 1x220 [kV] San Andrés - Cardones, 197 [MVA] a 260 [MVA]	2.244	0.050	0.3	0.54	0.08	0.02	0.06
Nueva línea 2x220 [kV] Maitencillo - Punta Colorada, 197 [MVA], tendido un circuito	17.695	0.396	0.3	0.54	0.08	0.02	0.06
Nueva línea 2x500 [kV] Alto Jahuel – Los Almendros – Polpaico, 1500 [MVA]	105.535	2.361	0.37	0.32	0.17	0.01	0.12
Nueva línea 2x500 [kV] Cautín – Ciruelos 2500 [MVA], tendido un circuito energizado en 220 [kV]	57.628	1.289	0.37	0.32	0.17	0.01	0.12
Ampliación 2x500 [kV] Ciruelos - Pichirropulli 1500 [MVA] a 2500 [MVA], con un circuito energizado en 220 [kV]	39.004	0.873	0.37	0.32	0.17	0.01	0.12
Nueva línea 2x500 [kV] Charrúa - Mulchén 2500 [MVA], tendido un circuito energizado en 220 [kV]	37.571	0.841	0.37	0.32	0.17	0.01	0.12

La fórmula de indexación es la siguiente:

$$AVI_{n,k} = AVI_{n,o} \left(\alpha_n \times \frac{IPC_k}{IPC_o} \times \frac{DOL_o}{DOL_k} + \left(\beta_{1,n} \times \frac{CPI_k}{CPI_o} + \beta_{2,n} \times \frac{PFe_k}{PFe_o} + \beta_{3,n} \times \frac{PCu_k}{PCu_o} + \beta_{4,n} \times \frac{PAI_k}{PAI_o} \right) \right)$$

Dónde:

$AVI_{n,k}$: Valor de AVI del tramo n a regir en el mes k.

IPC_k : Valor del Índice de Precios al Consumidor en el segundo mes anterior al mes k, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE) en base anual 2009 = 100.

DOL_k : Promedio del Dólar Observado, en el segundo mes anterior al mes k, publicado por el Banco Central.

PAI_k : Promedio del precio del aluminio, del segundo, tercer y cuarto mes anterior al mes k, cotizado en la Bolsa de Metales de Londres (London Metal Exchange, LME), correspondiente al valor Cash Seller & Settlement mensual, publicado por el Boletín Mensual de la Comisión Chilena del Cobre, en US\$/Lb.

PCu_k : Promedio del precio del cobre, del segundo, tercer y cuarto mes anterior al mes k, cotizado en la Bolsa de Metales de Londres (London Metal Exchange, LME), correspondiente al valor Cash Seller & Settlement mensual, publicado por el Boletín Mensual de la Comisión Chilena del Cobre, en US\$/Lb.

PFe_k : Valor del índice Iron and Steel, de la serie Producer Price Index – Commodities, grupo Metals and Metal Products, en el sexto mes anterior al mes k, publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del Gobierno de EEUU.

CPI_k : Valor del índice Consumer Price Index (All Urban Consumers, All Items, 1982–1984=100, CUUR0000SA0) en el Segundo mes anterior al mes k, publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del Gobierno de EEUU.

Valores Base deben ser considerados a Diciembre de 2013.

Para el COMA la fórmula de indexación considera utilizar solamente la variación del IPC.

PARTE II

INFORME 1

METODOLOGÍA, CRITERIOS PARTICULARES E ÍTEMS DE COSTOS A CONSIDERAR EN EL CÁLCULO DEL VATT

1. INTRODUCCIÓN

La Ley General de Servicios Eléctricos y el Decreto Supremo N° 48 de 2009, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba el Reglamento que fija el Procedimiento para la Realización del Estudio de Transmisión Troncal, establecen el marco regulatorio del proceso de tarificación y expansión del sistema de transmisión troncal.

Bajo este marco regulatorio, el Consorcio Mercados Interconectados compuesto por las empresas KAS Mercado y Regulación S.A., SIGLA S.A. y AF Mercados EMI S.A., en adelante el "Consultor" o el "Consorcio", desarrollarán el Estudio de Transmisión Troncal 2015 – 2018.

En este Informe 1 Preliminar, se presenta la metodología, criterios particulares y los ítems de costos a considerar en el cálculo del VATT. La aplicación y resultados de estos cálculos se desarrollarán en informes posteriores.

En la última parte del Informe, se expone la metodología para la determinación del Sistema de Transmisión Troncal inicial de los sistemas SIC y SING, así como el resultado de la aplicación del método propuesto.

Sobre las correspondientes áreas de influencia común, se presenta una metodología mas el detalle será presentado en el Informe 2 al no contar con toda la información requerida en esta oportunidad.

Se ha dejado en anexos el resultado de las simulaciones realizadas con el modelo de operación multinodal-multiembalse Ose2000, elemento fundamental para la calificación de las instalaciones como parte del sistema de transmisión troncal.

2. DEFINICIONES GENERALES

Para la adecuada consecución de los objetivos del Estudio, se establecen las siguientes definiciones:

a) Plan de Expansión

Conforme las consideraciones generales efectuadas en el punto anterior, y para efectos del Estudio, se define como Plan de Expansión al programa de obras de instalaciones de transmisión que, para un determinado escenario de expansión de la generación y de proyectos de interconexión, minimiza en el horizonte de planificación el costo esperado de inversión, operación, mantenimiento, administración y falla en el sistema eléctrico respectivo, sujeto a: las instalaciones existentes; las instalaciones en construcción a la fecha del estudio; las instalaciones de transmisión cuya construcción se encuentra decidida a la fecha del estudio; las normas de calidad y seguridad correspondientes, y, en general, al cumplimiento de la normativa aplicable vigente.

b) Escenario Expansión de la Generación y de Proyectos de Interconexión

Se define como escenario de expansión de la generación y de proyectos de interconexión, en adelante e indistintamente, escenario de expansión, a un conjunto de proyectos de centrales eléctricas y de proyectos de interconexión entre sistemas eléctricos nacionales o internacionales, caracterizados por sus especificaciones técnicas y de costos, su viabilidad técnica, ambiental, y de disponibilidad de insumos de operación, así como los plazos de referencia para su entrada en operaciones, los cuales se encuentran adaptados a la demanda.

c) Instalaciones en Construcción

Son instalaciones en construcción los proyectos de centrales generadoras, subestaciones y líneas de transmisión, y sistemas de interconexión entre sistemas que, a la fecha del Estudio, se encuentran en construcción de conformidad a los criterios establecidos en la

normativa reglamentaria vigente a la fecha señalada, conforme lo señalado en Anexos 4 y 5 de las Bases de las Bases Técnicas y Administrativas Definitivas para la Realización del Estudio de Transmisión Troncal, cuatrienio 2015-2018. Estas instalaciones deberán ser consideradas en el Estudio conforme las características técnicas y plazos de entrada en operación informados por sus propietarios.

d) Instalaciones de Transmisión de Construcción Decidida

Para efectos de este estudio, las instalaciones de transmisión cuya construcción se encuentra decidida a la fecha del estudio, corresponden a aquellas individualizadas en el decreto a que se refiere el Artículo 99º de la Ley. Estas instalaciones deben considerarse con sus características técnicas y plazos de entrada en operación, conforme se establece en el decreto señalado.

Asimismo, se consideran proyectos de construcción decidida a los proyectos de interconexión eléctrica entre sistemas eléctricos nacionales que se hayan constituido conforme lo establecido en el Artículo 117º de la Ley, en la medida que a la fecha del Estudio se encuentren constituidos los derechos de uso a que se refiere la norma señalada respecto del proyecto respectivo. Las características técnicas y plazos de entrada en operaciones de los proyectos que cumplan esta condición serán informadas por la empresa operadora del proyecto de interconexión respectivo.

e) Costo Esperado de Inversión, Operación, Mantenimiento, Administración y Falla

Se define como costo esperado de inversión, operación, mantenimiento, administración y falla en un sistema eléctrico, en un escenario de expansión dado, al valor presente de la suma de los flujos anuales en un horizonte de tiempo dado, obtenidos en cada año por la suma de los siguientes componentes:

- Costo variable total de operación del parque generador adaptado a la demanda en el año señalado.

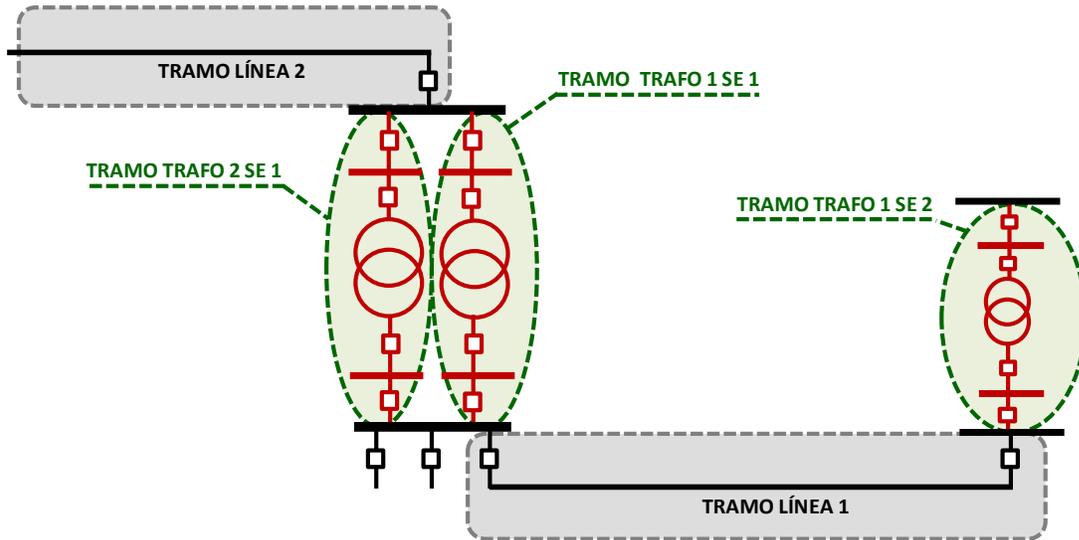
- Costos de inversión de las centrales y proyectos de interconexión que constituyen el escenario de expansión y que entran en operación o se consideran incurridos en el año señalado.
- Costos fijos de operación de las centrales y proyectos de interconexión adaptados a la demanda que constituyen el escenario de expansión y que se encuentran en operación en el año señalado.
- Costos de inversión de los proyectos de transmisión que conforman el plan de expansión en estudio, y que entran en operación o se consideran incurridos en el año señalado.
- Costos fijos de operación de los proyectos de transmisión que conforman el plan de expansión en estudio, y que se encuentran en operación en el año señalado.
- Costo total de falla o de energía no suministrada valorizada al costo de falla de larga duración en el sistema en el año señalado.

Adicionalmente, el flujo del año de cierre debe incorporar el valor residual de las instalaciones de transmisión que conforman el plan de expansión en estudio, así como el valor residual de los proyectos que conforman el escenario de expansión en análisis.

La tasa de actualización a utilizar será de 10% real anual.

f) Tramo

Un Tramo del STT está constituido "físicamente por un extremo, una línea y/o transformador, y otro extremo. Los elementos que conforman un extremo de un tramo corresponden al paño de conexión de la línea y/o transformador al patio, incluyendo el correspondiente interruptor, desconectores, transformadores de corriente, y otros equipos primarios, más las prorratas de los elementos comunes de la subestación respectiva y del patio en que se conecta la línea o transformador".



g) Valor Anual de la Transmisión por Tramo (VATT)

El valor anual de la transmisión por tramo (VATT) se define como la suma de la anualidad del valor de inversión del tramo respectivo (AVI) y de los costos anuales de operación, mantenimiento y administración del mismo tramo (COMA). El (los) propietario (s) del STT tiene (n) derecho a recibir anualmente, por cada tramo, el 100% del VATT del tramo.

h) Anualidad del Valor de Inversión (AVI)

La anualidad del valor de inversión (AVI) de un tramo es la suma de las anualidades del valor de inversión de las instalaciones que lo componen más la anualidad de la servidumbre correspondiente a dicho tramo. Se calculará considerando la vida útil económica de cada tipo de instalación que lo componga.

i) Valor de Inversión de las Instalaciones (VI)

El valor de inversión (VI) de las instalaciones de un tramo del sistema troncal es la suma de los costos de adquisición e instalación de sus componentes, de acuerdo con valores o precios de mercado observados al 31 de diciembre de 2013.

j) Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (COMA)

El COMA es la suma de los costos anuales de la operación, mantenimiento y administración de los componentes del tramo respectivo. Esta anualidad se expresa en dólares norteamericanos según la tasa de cambio promedio del dólar observado del mes de diciembre de 2013, igual a \$529,45.

Los costos de Mantenimiento son los costos eficientes requeridos para mantener las instalaciones del tramo en condiciones de uso tales que los componentes de cada tramo cumplan con las condiciones de calidad y seguridad establecidas en la ley eléctrica, en los reglamentos vigentes y en las disposiciones establecidas por la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC) a través de las resoluciones evacuadas por dicho organismo. Los costos incluyen costos de mantenimientos anuales, así como de mantenimientos de mayor periodicidad, anualizados.

Los costos de Operación son los costos anuales requeridos para operar en forma eficiente las instalaciones del tramo en estudio en las condiciones de calidad y seguridad de servicio establecidas en las normas legales y reglamentarias vigentes, así como en las disposiciones establecidas por la SEC aplicables en esta materia.

En el caso de materiales y otros elementos asociados a las intervenciones de Operación y Mantenimiento (O&M), incluye la eventual obtención de descuentos por volumen considerando la oportunidad de efectuar una gestión financiera eficiente de las instalaciones, conforme la disponibilidad requerida, su emplazamiento geográfico y tiempos de respuesta según las Normas y Reglamentos, así como otras eventuales economías de escala derivadas de mantener el conjunto de tramos en estudio.

Los costos de administración, por su parte, se determinan como los mínimos costos anuales requeridos para las actividades de administración, facturación y cobranza necesarias para gestionar la operación y servicio del conjunto de tramos en estudio, y luego asignados a cada tramo.

Se determinará el diseño del modelo de organización óptima que permita prestar los servicios de gestión, planificación y control de O&M, administración, facturación y cobranza del conjunto de tramos en estudio, estableciendo la estructura eficiente que cubra dichas necesidades. Esta se explicita en un organigrama de funciones detallando los diferentes cargos y la cantidad de ocupantes de cada uno, jerarquizados según su aporte a los objetivos centrales de la Empresa, lo que permite identificar las funciones de valor estratégico para ésta, así como aquellas que pudieran ser subcontratadas.

Su ordenamiento surge de un análisis formal de evaluación de cargos, que puede incluir los siguientes criterios:

- Objetivo y propósito;
- Responsabilidades y funciones principales;
- Toma de decisiones sobre manejo de recursos;
- Cantidad de personas bajo su supervisión y tipo de cargos;
- Requisitos específicos (formación, especialización y experiencia).

Las remuneraciones asociadas a cada cargo, surgen de un proceso de homologación entre cargos, buscando el mejor ajuste entre las características del puesto con la información disponible en las encuestas de remuneraciones de mercado, considerando un mercado específico de comparación para cada área de la empresa, según qué empresas pudieran constituirse en mercado atractivo para los ocupantes de los cargos de dicha área. Se expresan en términos de Remuneración Total Anual Mensualizada, es decir, la suma de todos los componentes de pago fijos y variables que la persona recibiría en un año, expresado en montos proporcionales mensuales.

k) Normas legales

De acuerdo con lo establecido en las bases técnicas, el Consultor tendrá presente, al

menos, las siguientes disposiciones legales y reglamentarias con el objeto que, tanto la operación de los tramos del sistema troncal como el mantenimiento de las instalaciones que lo conforman, cumplan las condiciones de calidad y seguridad de servicio requeridas:

- DFL N°4
- Norma Chilena NSEG N°5/71
- Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. Octubre 2009 y sus modificaciones.
- D.S. 327 (en lo que sea aplicable).
- Ley 19.300 "Ley de Bases del Medio Ambiente".

I) Normativa de Seguridad, Higiene en el Trabajo y Medio Ambiente

El cumplimiento de las normas básicas de prevención de riesgos, higiene y protección del medio ambiente será considerado como una condición fundamental para todas y cada una de las actividades propias de la operación, el mantenimiento y la administración de la empresa, lo que incluye la difusión y aplicación de las normas de Prevención de Riesgos y el funcionamiento de los Comités Paritarios que correspondan.

m) Empresa Transmisora Real

Se refiere a la empresa encargada de la operación y mantenimiento del sistema en la actualidad. Es equivalente a una empresa operadora.

n) Empresa Modelo

Se entiende por Empresa Modelo (EM) la estructura óptima de gestión capaz de prestar en forma eficiente todas las actividades del Servicio de Transmisión, caracterizado por las actividades de Administración, Operación y Mantenimiento, bajo las mismas condiciones externas, con idéntica demanda, área de servicio, restricciones y obligaciones que la/s Empresa/s Operadora/s reales. Se consideran los costos de una empresa de transmisión "virtual" que operarías en la misma área de concesión de las empresas analizadas en forma

eficiente.

o) Empresa homóloga

Empresa que opera y mantiene en otro mercado un sistema de topología y demanda comparable al de Chile.

p) Unidad Estructural

Se refiere a las distintas áreas/departamentos que conforman la empresa.

3. DETERMINACIÓN DEL VI

3.1. VI DE LAS INSTALACIONES, SIN SERVIDUMBRES

3.1.1. Procedimiento General

El proceso de determinación del VI consistirá, en términos generales, en:

- Identificar y analizar las instalaciones que componen cada tramo, tanto en forma directa como compartida.
- Elaborar los respectivos inventarios físicos (Materiales y Equipos) desglosando sus componentes según se indica más adelante.
- Establecer el precio unitario de cada componente o elemento.
- Valorizar los inventarios.

Los componentes de las instalaciones se valorizarán puestos y habilitados en el terreno, de acuerdo a sus costos de adquisición y a los costos de las tareas propias del proyecto completo, desarrolladas para habilitar el tramo.

En el caso de instalaciones troncales existentes resultantes de obras nuevas decretadas por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y que aún se encuentren dentro

de los periodos tarifarios en que rige el VATT se utilizará el VATT licitado, debidamente actualizado de la forma que señalan las bases del estudio, y no un VI calculado.

Respecto de las instalaciones que se identifiquen como pertenecientes al sistema troncal inicial pero que fueron objeto de las ampliaciones a que hace referencia el artículo 94° de la Ley se determinará el VI de la obra ampliada como una obra en sí misma, dándoles el mismo tratamiento de las demás instalaciones troncales iniciales.

Por su parte, a las instalaciones preexistentes que pasen a formar parte del sistema troncal se les dará igual tratamiento que a las que ya forman parte de él.

No obstante se considerará, de manera separada al VI señalado precedentemente, un VI de labores de ampliación asociado a los costos propios de tareas de esa índole, tales como los correspondientes a tareas de desmontaje, faenas en instalaciones energizadas, construcción de variantes provisionales, etc., no considerados en el VI original de dichas instalaciones.

Para determinar el monto de la labores de ampliación se solicitarán, a través de los CDEC, los VI definitivos resultantes de las licitaciones de ampliación, con el desglose de dichas labores disponible, y a las empresas de transmisión troncal correspondientes las Especificaciones Técnicas que definieron sus respectivos alcances.

Los VI definitivos de cada ampliación, resultantes de un proceso de licitación pública abierta y transparente auditable por la Superintendencia según lo exigido por el Art. 94 del DFL N° 4, representan el mínimo costo al que una empresa contratista puede llevarla a cabo teniendo en cuenta todas las dificultades y labores adicionales que su condición de ampliación implica.

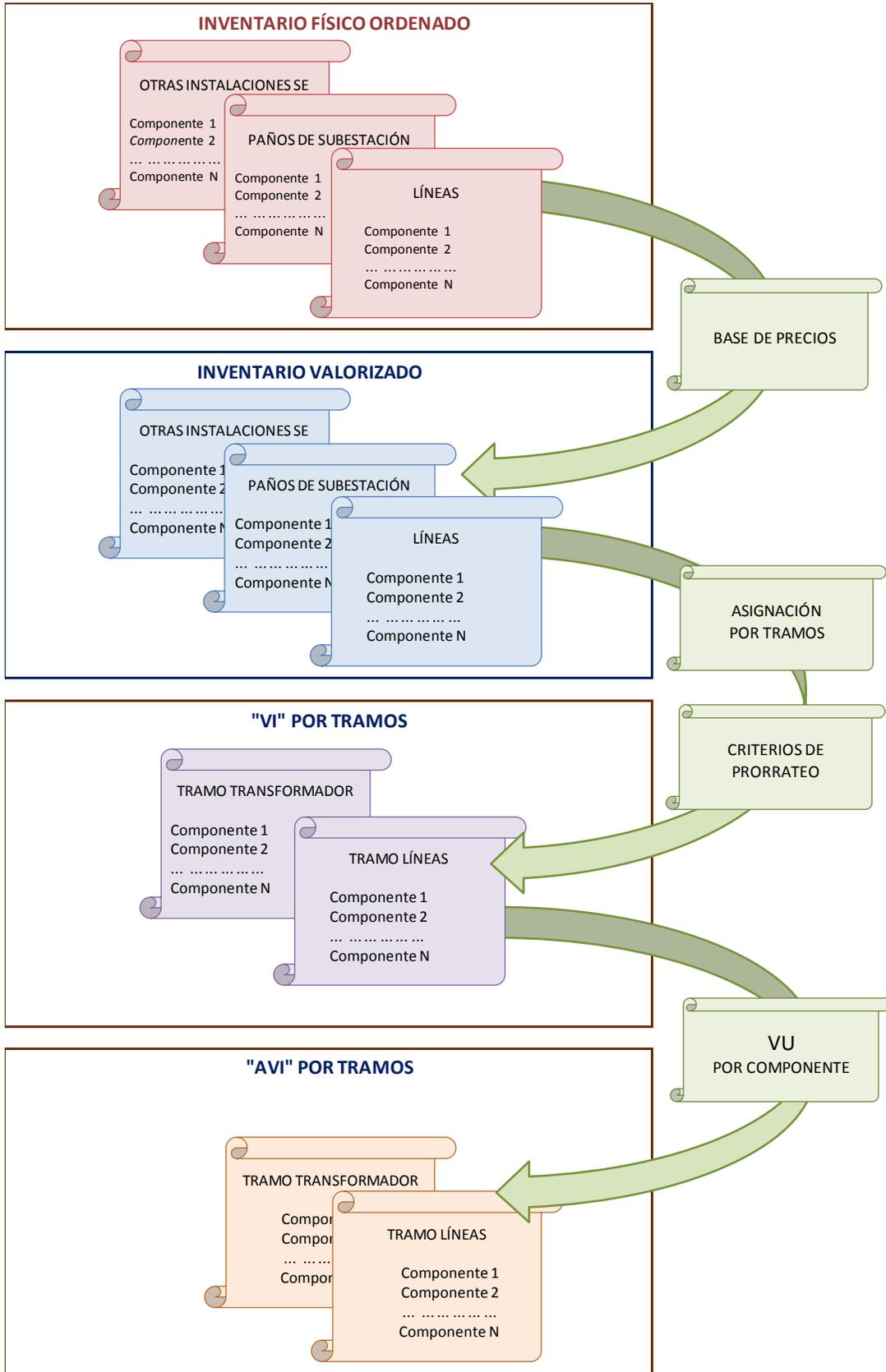
En la valorización de estas labores de ampliación se considerarán los precios vigentes al momento de adjudicación de las licitaciones de ampliación, actualizados por IPC a la fecha de referencia de este Estudio y aplicará a aquellas instalaciones donde las obras de ampliación realizadas según lo establecido en el artículo 94° de la Ley, se encuentren

terminadas y en servicio al 31 de diciembre de 2014.

La diferencia entre el VI de la ampliación así determinado y el que para la misma resulte considerándola como una obra en sí misma es precisamente el faltante que la empresa Transportista debe recuperar en el siguiente cuatrienio como "labores de ampliación". Se tendrá el cuidado de descontar del VI de la ampliación el valor de los equipos y materiales eventualmente recuperados.

Si del análisis de las Especificaciones Técnicas surgiera que los recursos exigidos para estas labores no fueron los mínimos necesarios para construir las obras de ampliación cumpliendo con todas las disposiciones de seguridad y calidad de servicio y demás normativas vigentes, se aplicará un modelo de cálculo adecuado para determinar los gastos en exceso que deberán restarse.

Al VI de las labores de ampliación resultante se le descontará el monto recuperado hasta la fecha de término de vigencia del Decreto N° 61 de 2011, vigente durante el cuatrienio 2011-2014 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el cual será estimado a partir de dicho VI y de la vida útil de las ampliaciones correspondientes. El VI resultante, una vez descontado el monto recuperado, será anualizado para ser recuperado en los 4 años del cuatrienio tarifario a que se refiere el Estudio (2015-2018).



3.1.2. Inventario de las Instalaciones (Materiales y Equipos)

a) General

Se generarán inventarios físicos, es decir listados indicativos de la Cantidad, Unidad y Descripción de los componentes principales de la instalación a valorizar.

Dada la considerable cantidad de instalaciones que conforman el STT, se diseñará una interfaz que, a partir de los datos básicos de instalación recopilados en los formatos estandarizados por las Direcciones de Peaje, genere en forma automática o semiautomática dichos inventarios físicos. De esta manera, todo cambio en la información básica podrá quedar inmediatamente reflejado en el inventario.

Para llegar a inventarios finales suficientemente detallados de cada instalación se verificarán y validarán, a través de los mecanismos de muestreo y/o relevamiento físico que más adelante se detallan, los inventarios presentados por las empresas propietarias de instalaciones de transmisión, los que serán luego complementados y/o corregidos, si corresponde, de acuerdo a lo observado.

Se determinará la parte del VI correspondiente a todas las obras, instalaciones y bienes físicos destinados a transmisión de electricidad propios de cada tramo.

Seguidamente se incorporará al valor determinado anteriormente la parte correspondiente de las instalaciones (patios, subestaciones, centros de operación zonal, etc.) de uso compartido, de acuerdo con los criterios de asignación más adelante detallados, y finalmente la cuota correspondiente al uso del suelo, gastos e indemnizaciones pagadas para el establecimiento de los bienes físicos y al costo de las servidumbres.

La información a preparar incluirá al menos el nombre del tramo, la asignación de un código de identificación, la identificación del propietario y una enumeración detallada de sus componentes, especificando, cuando corresponda, las capacidades nominales de potencia activa o reactiva, corrientes nominales, límites térmicos, tensiones nominales de operación y un diagrama unilineal monofásico simplificado.

En el caso de obras civiles asociadas a tramos de subestaciones se especificará adicionalmente al menos el material constructivo, la superficie construida y la superficie del recinto ocupado por la subestación.

En caso de tramos de líneas de transmisión se consignará al menos la capacidad de transporte con sol a la temperatura máxima de operación del conductor que su propietario haya indicado, la longitud, tipo y sección del conductor, el cable de guardia (continuo o discontinuo), el tipo de vínculo de comunicaciones para protecciones, el número de estructuras y su vano medio, los tipos de estructuras (anclaje, suspensión y otros) con su descripción y material constructivo y detalles de la franja de servidumbre y resistencia máxima de puesta a tierra.

Para mayor claridad los tramos podrán clasificarse por tipos conforme a su denominación (de línea o de transformación).

Los listados que se presentan en los siguientes apartados son indicativos, no limitativos.

b) Validación de la información recibida

Se verificará en general la consistencia de la información comparando cantidades con las del estudio tarifario del 2010, cruzando planos con Tablas, haciendo cómputos expeditivos, calculando relaciones que deben mantenerse entre límites estrechos (vanos medios, cantidad de aisladores por torre), corroborando longitudes en planos satelitales (de disponerse archivos ArcGis), etc.

Se verificará, a partir del esquema unilineal actualizado del STT, los unilineales de las distintas estaciones transformadoras, de manera de poder determinar con exactitud los equipos mayores y primarios y los paños de distinto tipo a valorizar.

Adicionalmente se harán comprobaciones de la exactitud de la información, en particular:

- Estructuras: se cotejarán los datos de cubicación recibidos con la información gráfica de referencia y se complementará este análisis con una comparación con lo

elaborado por el Consultor en el ETT anterior para determinar si existen inconsistencias.

- Fundaciones: se verificará que los datos de los planos hayan sido pasados a los cómputos con rigurosa exactitud, de manera que las cantidades informadas de hormigón, armadura, etc., como incorporadas a las obra sean las correctas y, al igual que para los pesos de las estructuras, se agregará un análisis de consistencia con los resultados del ETT anterior.

También se verificará "in situ", por muestreo, agrupando instalaciones por niveles de voltaje y por tipo de soluciones constructivas, la correspondencia entre los datos recibidos e ingresados y la realidad. Para ello habrá que definir unidades muestrales, seleccionar una muestra, elaborar planillas de registro, gestionar y realizar las visitas con los propietarios de la red y/o la CNE.

En la selección de la muestra se asignará un mayor peso relativo a las unidades muestrales que no han sido inspeccionadas en revisiones anteriores, a las de mayor importancia económica y a las nuevas o que importen una renovación tecnológica en materia de control, protección y comunicaciones o merezcan una consideración especial por tener características únicas (compensación serie, equipamientos de monitoreo, control y protección atípicos, etc.).

c) Líneas

Los componentes principales a inventariar serán:

Materiales:

Estructuras, incluyendo barras de fundación	Se prevé recibir como información básica el peso de cada tipo de estructura y extensión, discriminado en perfiles, chapas de unión y barras de fundación. De comprobarse que no están allí considerados, los pernos, tuercas y arandelas se estimarán como un porcentaje de lo anterior y el cincado como un porcentaje de los perfiles.
---	--

Tirantes con sus accesorios	Estos elementos se incorporarán al inventario según detalles constructivos de planos validados con observaciones realizadas in-situ.
Fundaciones	Se prevé recibir como información básica el volumen de excavación, peso total de armadura, volumen de hormigón discriminado según su clasificación (H25, H17 y H10), metros cuadrados de moldaje utilizados y volumen de relleno compactado ejecutado para la cimentación correspondiente a cada tipo de estructura. Esta información se espera recibir discriminada por tipo de suelo, en el archivo Secuencia de Estructuras de cada línea cada estructura (piquete).
Puesta a tierra	Se prevé recibir, por estructura, el detalle de su puesta a tierra discriminada por resistividad del suelo.
Conductores de energía	A lo especificado en la documentación respectiva se agregará un porcentaje para cubrir catenaria, puentes de conexión y desperdicios
Cables de guardia	A lo especificado en la documentación respectiva se agregará un porcentaje para cubrir puentes y conexiones a estructuras
Aislación	Se considerarán los aisladores instalados en función de las características físicas y técnicas, conforme lo dispuesto en el Art. 82 de la Ley
Ferretería y Grapería	En la valorización de los accesorios de anclaje se incluirán los herrajes necesarios para formar la cadena y los empalmes a compresión y demás elementos componentes de los cuellos muertos (placas de compresión). En las cadenas de suspensión se tendrán en cuenta los herrajes, las morsas de suspensión y las correspondientes varillas preformadas.
Separadores y amortiguadores	Se discriminarán según la cantidad de subconductores por fase.
Otros materiales de línea	Durante las visitas se verificará en lo posible la presencia de dispositivos antitrepeado, defensas contra aves, defensas contra vandalismo, etc., para su posterior valorización.

Transporte de materiales a obra:

El transporte de materiales y equipos a obra, con su embalaje, se considerará una

provisión cuya Unidad es la t-km. La Cantidad será la distancia medida desde el punto de suministro (puerto más próximo, capital regional o Santiago). El hormigón para fundaciones en zonas de fácil acceso se supondrá puesto en obra, es decir elaborado y suministrado localmente. En zonas de difícil acceso se preverá elaboración "in situ".

d) Subestaciones

Las Subestaciones serán subdivididas, en primer término, en:

- Equipos mayores con sus accesorios de montaje, conexión de alta tensión y conexión de tierra (transformadores, reactores, CC/EE y Compensadores Estáticos de Reactivos y equipos de compensación serie)
- Patios, clasificados por nivel de tensión
- Instalaciones comunes de subestación

Los Patios, a su vez, en:

- Paños de Conexión de transformador
- Paños de Conexión de línea
- Paños de Conexión de reactor
- Paños de Conexión de equipos de compensación reactiva (shunt o CER)
- Paños de Seccionamiento de barras
- Paños de Transferencia
- Paños de Interruptor central en diagonales
- Transformadores de potencial
- Desconectores de puesta a tierra
- Aisladores pedestal
- Barras colectoras
 - Conductores, con sus elementos de sujeción y anclaje
 - Aislación y ferretería
 - Separadores de haces de conductores, cuando corresponda
- Cables de guardia

- Estructuras de marcos de barras con sus respectivas fundaciones y conexiones a tierra
- Malla de puesta a tierra
- Canaletas, escalerillas y ductos de cables
- Edificios de control, cuando corresponda
- Equipos de aire acondicionado para edificios de control de patios, cuando corresponda
- Sistemas de detección y de extinción de incendios para edificios de control de patios, cuando corresponda
- Tableros de comando de edificios de control de patios, incluyendo
- equipos de sincronización, cuando corresponda
- Servicios auxiliares de patio (cuando no fueren comunes a toda la subestación), según lo descrito para SS.AA. de subestaciones
- Terreno
- Recubrimiento del terreno (material de relleno de 15 cm de espesor)
- Caminos internos
- Iluminación de patio, incluyendo iluminación de emergencia y de seguridad
- Instalaciones especiales de patio (aire comprimido, etc.), cuando corresponda
- Unidades terminales remotas (RTU) para uso exclusivo del patio
- Sistemas de protección diferencial de barras
- Sistemas técnicos de seguridad y video vigilancia

Los Paños, a su vez, en:

- Interruptores
- Desconectores, desconectores de puesta a tierra y desconectores con puesta a tierra
- Transformadores de corriente
- Transformadores de potencial
- Pararrayos
- Trampas de onda

- Condensadores de acoplamiento
- Aisladores pedestal
- Cableado de interconexión en alta tensión entre aparatos entre sí y a barras:
 - Conductores (caños y/o cables)
 - Aisladores
 - Conectores
 - Ferretería
 - Espaciadores, cuando corresponda
- Casetas de control, cuando corresponda
- Tableros de control en edificios o casetas¹:
 - Tableros de control local, incluyendo esquemas mímicos y paneles de alarmas, medidores de energía de precisión para tarificación troncal e instrumentos de medición, cuando corresponda
 - Tableros de protecciones
 - Tablero de relés auxiliares
- Armarios repartidores de cables
- Tableros típicos de distribución de SS.AA. en ca y cc
- Estructuras de marcos de líneas y transformadores con sus respectivas fundaciones y conexiones a tierra²

Por último, las Instalaciones Comunes a considerar, serán:

- Terrenos ocupados por las subestaciones:
 - Terreno en sí, exceptuando superficie de patios
 - Accesos
- Edificios de control:

¹ Se contemplarán tableros típicos a los que se agregarán los relés auxiliares y los equipos de protección, medición y alarma existentes según el inventario verificado y/o elaborado al efecto.

² El costo de estos marcos, cuando fueren compartidos por varios paños, será prorrateado entre ellos en partes iguales.

- Obra civil con sus correspondientes instalaciones
- Sistemas de aire acondicionado, cuando corresponda
- Sistemas de detección y de extinción de incendios, cuando corresponda
- Sistemas de Control Digital Centralizados
- Sistemas de comunicaciones:
 - Onda portadora
 - Microondas, incluyendo cables coaxiales, torres, guías de onda y antenas
 - UHF y VHF
 - Fibra óptica
- Servicios auxiliares de uso común:
 - Cableados de poder en media tensión para alimentación de los transformadores de SSAA, sea desde paños de SSAA propios, sea desde fuentes externas
 - Celdas de maniobra en MT, con sus correspondientes equipos de protección y medición
 - Transformadores de SS.AA.
 - Grupos generadores de emergencia, con sus correspondientes protecciones y automatismos
 - Baterías y cargadores
 - Inversores
 - Tableros generales de servicios auxiliares de baja tensión en corriente alterna y continua
 - Instalaciones de aire comprimido, cuando corresponda
- Calles internas
- Iluminación vial
- Cercos perimetrales de seguridad
- Sistemas técnicos de seguridad y video vigilancia

Para cada equipo mayor valorizado según sus datos específicos (marca, modelo y características técnicas relevantes), se diseñará un esquema de montaje típico, incluyendo

conectores, cableado de control y puesta a tierra, aplicable a todos los equipos homólogos y cuyo costo se sumará al de los equipos en sí. El diseño se ceñirá a la estructura de soporte más representativa, de las que hayan sido informadas por la empresa transmisora.

Los equipos mayores son:

- Bancos de autotransformadores monofásicos 500/220 kV
- Reactores
- Condensadores shunt
- Compensadores estáticos de reactivo
- Equipos de compensación serie

Para cada equipo primario valorizado según sus datos específicos (marca, modelo y características técnicas relevantes, como ser la tensión, tipo de aislación el accionamiento, la corriente admisible, etc.) se diseñará un esquema de montaje, incluyendo conexionado de alta tensión, cableado de control y conexionado de puesta a tierra, aplicable a todos los equipos homólogos y cuyo costo se sumará al de los equipos en sí.

Dentro de este grupo se incluyen los interruptores, desconectores, transformadores de medida, pararrayos, aisladores pedestal, trampas de onda y condensadores de acoplamiento.

El diseño de sus montajes típicos incluirá:

- Estructuras de soporte, de no haber información específica validada para la SE de que se trate (en las subestaciones en las que esté disponible se usará el dato específico informado por la empresa transmisora).
- Fundaciones, incluyendo elementos de anclaje (ídem anterior).
- Accesorios de montaje: cajas de conjunción o agrupamiento con sus correspondientes borneras para transformadores de medida y desconectores, dispositivos de protección secundaria de transformadores de potencial

(interruptores termomagnéticos o guardamotores con contactos auxiliares, contadores de descargas y medidores de corriente residual para descargadores, conduit de acero galvanizado y/o de PVC a canaletas de cables, con sus accesorios, bulonería, herrajes, etc.

- Conexión de alta tensión: conectores, espaciadores, anillos de guardia y patines de conexión para desconectores tipo pantógrafo, etc.
- Cableado de baja tensión de poder y de control desde las bornas propias de los equipos hasta los correspondientes tableros de control, comando y protección.
- Conexión de los aparatos y de sus soportes a la malla de tierra, considerando cables y soldaduras.

Para cada equipo primario se considerará en su respectivo esquema de montaje un conjunto de cables multipolares típico, con una longitud media hasta sus tableros de control a estimar según las dimensiones del patio correspondiente.

Para las instalaciones comunes que lo permitan, tanto de paño como de patio como de subestación, se diseñarán esquemas típicos que incluyan todos sus elementos asociados.

Cada instalación común así completada, ajustada en sus dimensiones al paño, patio o subestación a que se aplique, constituirá un módulo típico para su armado.

- Instalaciones comunes de paño: tableros de control en edificios o casetas, tableros de distribución de SS.AA. en ca y cc
- Instalaciones comunes de patio: mallas de tierra, alumbrado de patios, canaletas de cables y ductos, cierros eléctricos, servicios auxiliares.
- Instalaciones comunes de subestación: cierros perimetrales de seguridad, iluminación de calles, servicios auxiliares.

3.1.3. Costos Unitarios de Materiales y Equipos

Para valorizar el inventario se hará un estudio de costos unitarios de mercado, para lo cual se solicitará cotización informativa a empresas de amplia experiencia en sistemas de transmisión de los niveles de tensión que se estén evaluando. Dichas cotizaciones serán solicitadas dentro del proceso de este estudio. Los costos unitarios a incluir en el VI se respaldarán mediante la presentación de todas las propuestas recibidas, incluidas las no consideradas en el cálculo.

El Consultor hará el mayor esfuerzo por disponer de suficientes cotizaciones informativas como sea posible, pero en general esto no resulta del todo redituable debido a que al no haber una compra real involucrada, no siempre los proveedores preparan y responden las solicitudes de cotización.

Tanto para los componentes nacionales e importados, los precios unitarios de los equipos mayores y primarios, así como los de las líneas, se solicitarán cotizaciones que tengan en consideración las normas de aplicación chilenas, en especial las sísmicas, y con las especificaciones suministradas al Consultor por los Propietarios en sus inventarios y verificadas por muestreo en el terreno.

Para analizar si corresponde aplicar factores de reducción por economías de escala se supondrá que el tramo es una obra completa e independiente.

En la metodología de estimar los costos de equipamiento mediante cotizaciones con proveedores se espera que el costo de los componentes resultantes de esta investigación de mercado presente desviaciones respecto de la cotización del Proveedor al momento de presentar una oferta real.

Las razones principales pueden tener origen en la cantidad real de los componentes solicitados en la oferta, el lapso de tiempo transcurrido entre dos evaluaciones, la política de posición/precio del mercado real del Proveedor en el momento de la oferta, incluyendo su sensibilidad respecto de las condiciones de competencia.

Estos factores resultan difíciles de evaluar, salvo que se tenga información de valores de adquisición de los materiales y equipos en licitaciones competitivas, datos que serán solicitados. Otra forma de tener una aproximación a esta desviación es mediante las consultas que se harán a los proveedores a los que se les solicite la cotización, pero teniendo presente que generalmente ellos no suministran esta información.

Los efectos coyunturales en los precios se detectarán contrastando los valores obtenidos de las encuestas con los que el consultor posee en sus bases de datos debidamente actualizados: cuando se detecten diferencias que excedan un cierto umbral, estas serán investigadas en detalle. Igual criterio se empleará para detectar la representatividad de los resultados de las encuestas y la necesidad de utilizar información de proyectos recientemente ejecutados, de disponerse de ellos.

Los datos de licitaciones realizadas serán tomados como referencia no sólo para aquellos precios para los que no se consigan cotizaciones sino en general para todas las instalaciones.

a) Importados

Las capacidades de los equipos se especificarán de acuerdo a la información suministrada por sus Propietarios y verificada en el terreno.

Se determinarán los ítems y la cantidad correspondiente de los componentes o elementos a importar con el detalle de desagregación necesario. Además de estos equipos y materiales, se consideran los equipos e instrumentos especiales utilizados en la operación y mantenimiento de las instalaciones, tales como instrumentos para medir la aislación, instrumentos de termografía y analizadores de gases.

Se hará una investigación del Mercado Internacional para individualizar los tipos de productos capaces de cumplir tales características y con los estándares de calidad de la normativa internacional. En el caso que existan equipos, materiales u otros componentes con características físicas y técnicas que no tengan vigencia o no existan en el mercado,

se identificará un componente alternativo técnicamente comparable y que tenga niveles de calidad similares.

Los componentes se valorizarán al precio de adquisición CIF (costo transporte internacional, seguros y otros que corresponda) en puerto chileno. A este precio se le agregará posteriormente los costos de internación, flete, almacenamiento en el sitio de instalación.

Se considerarán en esta etapa las tasas arancelarias vigentes para los distintos bienes de capital listados mediante el Decreto N° 55 de 2007 del Ministerio de Hacienda o el que lo reemplace, así como los acuerdos existentes con los países de origen (TLC y otros).

El costo del transporte nacional se obtendrá multiplicando un costo unitario de flete por las toneladas-km desde el puerto de suministro más próximo (Iquique, Antofagasta, Valparaíso, Talcahuano, Puerto Montt o Coquimbo) hasta la bodega en obra. El transporte hasta el lugar de instalación será tenido en cuenta como tarea de montaje. Los costos de bodegaje (recepción, registro, almacenamiento y despacho) se computarán por separado, como costos indirectos de obra.

b) Nacionales

Para obtener el costo de los equipos y materiales nacionales se tomará contacto con algunos proveedores mayoristas, a quienes se les solicitará una cotización por una cantidad determinada de cada material específico basado en los mismos proyectos considerados para cotizar equipos importados.

El costo del transporte nacional se obtendrá multiplicando un costo unitario de flete por las toneladas-km desde Santiago hasta la bodega en obra. El transporte hasta el lugar de instalación será tenido en cuenta como tarea de montaje.

Los costos de bodegaje (recepción, registro, almacenamiento y despacho) se computarán por separado, como costos indirectos de obra. Una vez recibidas las cotizaciones se verificará que lo ofrecido cumpla con las especificaciones técnicas requeridas y las

condiciones de calidad y seguridad de servicio a que se refiere el Anexo 6 de las bases, optando por el precio mínimo sin degradar el estándar de calidad de componentes normalmente utilizados en el país. Adicionalmente, el Consultor revisará una muestra de valores de materiales efectivamente adquiridos recientemente para proyectos similares que provengan de un proceso competitivo y representativo del mercado nacional, los que se entregarán como respaldo para los costos que se determinen para este estudio.

3.1.4. Otros Costos

Además de los costos unitarios de Equipos y Materiales importados y nacionales, el cálculo del VI exige conocer o definir costos Directos de Montaje, Ingeniería, Administración, EIA, Indirectos y Generales del Contratista, Imprevistos, Intereses Intercalarios, Inspecciones de Calidad de Ejecución, Impacto Ambiental y Seguridad durante la construcción de la obra, Utilidades del Contratista, Impuestos, etc.

Se tomará contacto con empresas constructoras para determinar el costo de construcción de obras e instalaciones de transmisión. Se solicitará a estas empresas valores de mano de obra directa, supervisión, horas de maquinaria, costo de hormigón, costo de montaje de estructura metálica. Adicionalmente, y con el objeto de conocer la estructura de los costos totales, se les solicitará información sobre porcentajes de incremento sobre costos directos para tener en cuenta impuestos, costos indirectos, gastos generales y utilidades. Dado que esta información es confidencial de las empresas, se la usará criteriosamente, sólo para establecer comparaciones con estudios existentes sobre la estructura de costos de empresas constructoras, en poder de la Consultora.

Una vez recibidas las cotizaciones o informaciones según corresponda, se contrastarán entre ellas para determinar su validez.. Entre las cotizaciones restantes se usará la de mínimo precio dentro de condiciones homólogas de calidad conforme los estándares requeridos normalmente en el país.

a) Directos de Montaje

El cálculo del costo del personal y equipos necesarios para la ejecución de la obra se hará como es habitual en las empresas constructoras, es decir: definir la secuencia ordenada de tareas de montaje y obras civiles, estimar las cantidades a ejecutar, definir cuadrillas de montaje apropiadas a cada tarea, y estimar los rendimientos típicos afectados por un factor que tenga en cuenta los tiempos muertos previsible según las características específicas de cada obra, en especial accesibilidad a los lugares de trabajo. El modelado a utilizar para este cálculo se describe en detalle más adelante, en la Tabla 3 2 Ejemplo de Cálculo del Costo Diario de Cuadrillas de Montaje de Líneas.

Se controlará además que los resultados finales sean coherentes con la información de costos de obra totales que se hayan obtenido de las encuestas a empresas contratistas de obras.

Como tareas adicionales a las de montaje y obras civiles se incluirán la construcción de caminos de acceso mediante topadoras, ejecución de senderos mínimos para el relevamiento y demarcación de la traza por parte de los topógrafos, limpieza de la franja de seguridad (incluyendo trabajos de roce y tala de árboles).

b) Estudio de Impacto Ambiental

Se considerarán los gastos asociados a la preparación y tramitación de Declaraciones de Impacto Ambiental y, cuando corresponda, a la preparación y tramitación de los Estudios de Impacto Ambiental, participación ciudadana y preparación de los "addenda" a los EIA que hayan sido realizados por el propietario de la obra de acuerdo con la Ley de Bases del Medio Ambiente, al valor informado por éste.

En la realización del estudio se revisará la pertinencia de los costos de gestión del impacto ambiental, ya sea que las obras hayan requerido sólo una declaración o un estudio de impacto ambiental, así como la necesidad de realizar mitigaciones, incluidas obras de mitigación, traslado de especies de flora y fauna protegidas, etc.

c) Indirectos del Contratista

Los costos indirectos de obra son los relacionados con tareas específicas de la obra pero centralizadas en el Obrador o en la Oficina Técnica, es decir tareas que no están a cargo de Cuadrillas ni se realizan sobre el terreno. Típicamente:

- Ingeniería de detalle
- Compras
- Inspección en fábrica
- Jefatura de obra
- Administración (pagos, compras menores)
- Medición periódica de obra ejecutada
- Bodega
- Alquiler de oficinas y/o vivienda

Estos costos podrán estimarse como un porcentaje de los costos directos de obra, debidamente justificado, o computarse según lo detallado en Tabla 3 1 Ejemplo de Cálculo de Costos Indirectos de Obra o combinando ambos métodos: cálculo detallado de porcentajes de obras representativas del conjunto y aplicación de estos porcentajes a las obras similares restantes, con eventuales ajustes por economías de escala (p.ej. la ingeniería de cinco paños no cuesta cinco veces la de uno).

d) Ingeniería conceptual y básica

Es la ingeniería previa a la contratación de la ejecución de la obra: trazado, esquemas unifilares, lay-outs, siluetas de estructuras, cálculos básicos, mecánica preliminar de suelos y medición de resistividad del terreno, catastro, cómputo de materiales y presupuesto de referencia, especificaciones de diseño, confección de documentos de licitación, llamado a licitación, estudio de ofertas, etc.

Se estimará como un porcentaje de los Costos Directos, debidamente justificado. La estimación de los recursos requeridos se hará por separado, para una línea y para una subestación, ambas representativas (promedio) del sistema chileno. En cada caso se obtendrán valores fijos y variables con el km de línea o la cantidad de paños. A cada

instalación real le corresponderá el valor fijo más el variable específico por la cantidad de km o de paños, respectivamente.

- e) Inspección Técnica del Proyecto de ingeniería, construcción, seguridad y medio ambiente

Durante la construcción de la Obra el Comitente debe aprobar los planos constructivos de detalle, inspeccionar la calidad de ejecución de la obra y hacer observar las normas de seguridad y protección del medio ambiente.

Al igual que los Costos Indirectos de la Obra, este costo podrá estimarse como un porcentaje de los costos directos de obra, debidamente justificado, o computarse detalladamente justificando uno o más porcentajes con cálculos detallados de obras representativas del conjunto y aplicándolos a las restantes respectivamente similares.

- f) Intereses durante la construcción

Los intereses durante la construcción o "intercalarios" son los del capital utilizado desde el inicio hasta la fecha de puesta en servicio de la obra llave en mano.

La tasa aplicable será la que refleje el costo alternativo de capital presente en el mercado financiero.

Para determinar el costo financiero asociado se confeccionará un cronograma de desembolsos suponiendo una logística que minimice los costos financieros, es decir anticipando la provisión de materiales y equipos lo estrictamente necesario para cumplir los plazos contractuales.

Se tendrán en cuenta las habituales modalidades de pago en materia de anticipos con la orden de compra y plazos de pago a partir de la fecha de aprobación de las facturas.

Para determinar la tasa de aplicable al cálculo de intereses durante la construcción se realizarán consultas a instituciones financieras y a contratistas de obras de transmisión.

Para determinar los costos financieros asociados a cada tramo se elaborarán cronogramas de desembolsos (flujos de pago) de la inversión durante el período de desarrollo de cada proyecto, los que se actualizarán a la fecha de puesta en servicio de cada uno aplicando la tasa antes indicada.

g) Gestión Concesión Eléctrica (US\$)

Se tendrá en cuenta como un monto global que considere todas las actividades, preparación de informes y, en general, tareas asociadas a la gestión de la Concesión.

h) Generales del Contratista

Se tendrán en cuenta como un porcentaje sobre el subtotal de la obra antes de Impuestos y Utilidades.

i) Utilidades del Contratista

Se tendrán en cuenta como un porcentaje sobre el subtotal de la obra antes de Impuestos.

j) Bienes Intangibles

k) Capital de Explotación

l) Imprevistos

m) Otros gastos asociados a la habilitación y/o reposición de componentes

n) Seguros

3.1.5. Prorrateo del costo de las instalaciones de uso compartido

Se determinarán los límites entre tramos y se identificarán sus propietarios u operadores.

Se identificarán las instalaciones de uso compartido, ya sea entre tramos o con los sistemas de transmisión no incluidos en el sistema troncal.

EL VI de las instalaciones compartidas será prorrateado entre tramos según lo indican las

Bases:

Las instalaciones comunes de subestación serán prorrateadas entre los patios en función de la relación entre el volumen de energía manejado por éstos y volumen de energía total manejado por la subestación. Los volúmenes de energía señalados serán los registrados por el CDEC respectivo, para el período de 12 meses anterior a la fecha base del Estudio, esto es anterior al 1° de enero de 2014.

Las instalaciones comunes de patio serán prorrateadas de manera proporcional a su cantidad de paños que no sean paños de acoplamiento ni acopladores.

Los sistemas de control de uso compartido se prorratearán entre los paños de subestación que hagan uso de ellos.

Más adelante, puede verse un ejemplo esquemático de aplicación de estas normas.

Para asignar los Compensadores Estáticos de Reactivo se establecerá si corresponde a un tramo o a una región y se identificarán los tramos que son beneficiados por la existencia de cada uno de ellos. En el caso de que su beneficio o aporte exceda a un tramo, se definirá la forma de prorratear su costo entre los tramos beneficiados. Ambos temas se resolverán a través de estudios eléctricos para condiciones de transmisión máxima y mínima, determinándose en ellos los tramos a que se asignará cada Compensadores Estático de Reactivo y el parámetro relevante para asignarlo a cada tramo.

Se detallarán los sistemas de comunicaciones utilizados para los servicios de Telefonía, Telecomando de instalaciones remotas y Otros servicios, los que serán prorrateados entre los paños de subestación que hagan uso de ellos.

El VATT de un tramo conformado por instalaciones pertenecientes a más de un propietario se presentará desagregado por propietario.

De igual forma, en el caso de instalaciones que constituyen límites del sistema troncal en estudio, se aislarán y valorarán separadamente los componentes de estas instalaciones

que, conforme las normas aplicables, se consideran topológicamente pertenecientes al sistema troncal en estudio.

Las componentes de instalaciones que se consideran de uso común entre el sistema troncal y otros segmentos del sistema de transmisión se asignarán al sistema troncal en la parte que corresponda, conforme los criterios aquí señalados. En particular, en caso que un tramo troncal identificado comparta estructuras con líneas no troncales, se asignará al tramo troncal solamente la fracción de inversiones y de COMA que le pertenezca.

3.2. VALOR DE SERVIDUMBRES Y TERRENOS

Los gastos de gestión y las indemnizaciones pagadas para la constitución de servidumbres para instalaciones habilitadas con posterioridad al 13 de marzo de 2004 se incluirán en el VI respectivo según lo efectivamente pagado, indexados al 31 de diciembre de 2013 de acuerdo a la variación que haya experimentado el Índice de Precios al Consumidor (IPC) desde la fecha en la cual este pago se encuentre acreditado al propietario del tramo en estudio.

Como valor efectivamente pagado para la constitución de servidumbres de instalaciones existentes al 13 de marzo de 2004, se considerará el valor que por este concepto se encuentre incorporado en la valorización de las instalaciones empleadas por las Direcciones de Peajes de los CDEC-SIC y CDEC-SING en sus informes vigentes al 6 de mayo de 2002. De no estar allí incluido, se tomará el valor que informe el propietario. Estos valores serán indexados al 31 de diciembre de 2013 de acuerdo a la variación que haya experimentado el Índice de Precios al Consumidor (IPC) desde la fecha que figura en los informes referidos. Este mismo criterio se aplicará al valor de uso de los terrenos de las subestaciones, el cual se considerará igual al valor de los terrenos que se consigna en los informes de las Direcciones de Peajes.

Los montos pagados por servidumbres constituidas y por terrenos adquirido entre el 6 de mayo de 2002 y el 13 de marzo de 2004 serán los que informen sus respectivos

propietarios, indexados al 31 de diciembre de 2013 de acuerdo a la variación que haya experimentado el Índice de Precios al Consumidor (IPC) conforme la fecha en la cual este pago se encuentre acreditado por el propietario del tramo en estudio.

3.3. FÓRMULA DE CÁLCULO DEL AVI

El AVI total del tramo es la sumatoria de los AVI *i* de todos los costos de capital (inversión) que componen el VI del tramo

$$AVI = \sum_i AVI_i \quad [\text{US\$/año}]$$

El AVI *i* del componente *i* del tramo es

$$AVI_i = FRC(VI_i; r; t_i) \quad [\text{US\$/año}]$$

$$AVI_i = VI_i \times \frac{r \times (1+r)^{t_i}}{(1+r)^{t_i} - 1} \quad [\text{US\$/año}]$$

Donde:

r = tasa de descuento = 10% real anual (fijada por las Bases Técnicas)

t_i = vida útil del componente *i*

Según lo establecido en la Bases Técnicas, las vidas útiles *t_i* a considerar en el cálculo de inversión de las instalaciones son:

COMPONENTE	VIDA ÚTIL (años)
Líneas aéreas	50
Transformadores, Equipos primarios, Reactores, Equipos de compensación reactiva	40
Protecciones electromecánicas y electrónicas	30
Otras eventuales componentes	A definir

A su vez, el VI_i de un componente de instalación es igual al producto de una cantidad por un costo unitario

$$VI_i = Cant. \times Costo \text{ Unitario [US\$]}$$

El A.VI del tramo será expresado en dólares americanos a diciembre de 2013, considerando el valor promedio del dólar observado en ese mes igual a \$529,45.

4. MODELAMIENTO DEL VATT

4.1. INVENTARIO POR LÍNEA, PAÑO Y OTROS DE SE

Se procederá a:

- Revisar el informe al que hace referencia el Anexo 2 de las Bases: Las Direcciones de Peajes deberán estandarizar la información recibida y emitir un informe a denominar Antecedentes de Tramos Sistema Troncal del SIC (o SING). Anexo 2 “Estudio de Transmisión Troncal”, el cual deberá remitirse a la Comisión Nacional de Energía y estar disponible en el sitio web del CDEC correspondiente antes del 28 de febrero de 2014.
- Ingresar en los archivos denominado “VI Líneas”, “VI Paños” y “VI Otros de SE” descritos en el punto 3.3 Cálculo del VI, la Descripción y Cantidad de Materiales y Equipos provenientes del Informe de Antecedentes recién aludido; detectar y solicitar eventuales faltantes. Cada listado incluirá sólo los materiales particulares del título del archivo. En el “VI Paños” se incluirán sólo los de Paños de todo tipo y tensión. Las restantes instalaciones de SE se ingresarán en el de “Otros de SE” (comunes de SE, comunes de Patio, reactores, capacitores, etc.).

4.2. COSTOS UNITARIOS

Se confeccionará un archivo Excel titulado "Costos Unitarios" cuyo objetivo principal es:

- presentar los costos básicos (primarios) de mercado recopilados, actualizados al 31 de diciembre de 2013, a la par de los de la última revisión, indicando la fuente de información,
- generar costos unitarios de pequeños conjuntos constructivos (cadena de aisladores, puesta a tierra, etc.)

Sus Hojas de cálculo serán las siguientes:

Hoja "Materiales y Equipos de Línea". En esta Hoja se ingresará toda la información básica disponible para estimar los costos de adquisición, internación (si corresponde), transporte hasta diferentes regiones del país y estiba de los materiales y equipos que forman parte de los Tramos a valorizar.

Título	Costos Unitarios de Materiales y Equipos
Columna 1	Descripción del Material, Equipo o Conjunto Constructivo
Columna 2	Unidad
Columna 3	Origen (nacional, importado)
Columna 4	Puerto de ingreso
Columna 5	Costo Unitario f.o.b. (importado) o puesto en fábrica (nacional)
Columna 6	Fuente o referencia del origen de la información
Columna 7	Gastos de internación
Columna 8	Costo de flete de corta distancia y seguro
Columna 9	Costo de flete media distancia y seguro
Columna 10	Costo de flete larga distancia y seguro
Columna 11	Costo de Bodega
Columna 12	Costo Total

Hoja "Materiales y Equipos de Subestación". Hoja de arquitectura similar a la anterior.

Hoja "Cuadrillas de Obra". En esta Hoja se ingresará el costo horario de personal, equipamiento y consumibles de las cuadrillas de montaje.

Título	Costo Horario de Personal y Equipo de Obra
Filas	Categoría de Personal (ingeniero, capataz, oficial, ..) Descripción del Equipamiento (camioneta, compresor, grúa, ...)
Columna 1	Costo horario según Convenio Laboral (personal) o de mercado ³ (equipos, combustibles)

Hoja "Salarios, Muebles y Útiles". En esta Hoja se presentarán todos los componentes del costo salarial mensual o anual del personal, cubriendo todos los niveles y categorías que intervienen en el diseño, la supervisión, ejecución, administración, operación y mantenimiento de instalaciones del sistema de transporte. Asimismo, los costos unitarios de muebles, útiles y vehículos normalmente requeridos en las oficinas de trabajo y el equipamiento del personal.

Título	Costos Salariales y Costos de Equipamiento Personal, de Oficina y de Transporte
Filas	Categoría de Personal (administrativo, ingeniero, contador, gerente, técnico, etc.) Descripción del Equipamiento (escritorio, fotocopiadora, celular, automóvil, PC, m ² de oficina, servicios ...)
Columna 1	Unidad
Columnas	Costo unitario mensual o anual

4.3. CÁLCULO DEL VI

4.3.1. General

El cálculo del VI se concentrará en tres archivos Excel para el SIC: "VI Líneas SIC", "VI Paños SIC", "VI Otros de SE SIC", y otros tantos para el SING4, todos de igual estructura,

³ Alquiler o anualidad de la inversión

con Hojas vinculadas al archivo "Costos Unitarios", recién descripto, y a Hojas auxiliares de información básica o de cálculos intermedios entre la que se destaca la de "Costo Unitario Montaje", descrita Hoja auxiliar "Costo Unitario Montaje Líneas".

En el archivo "VI Líneas SIC" se calcularán los VI de todas las Líneas del SIC.

En el archivo "VI Paños" SIC" se calcularán los VI de todo tipo de Paño del SIC.

En el archivo "VI Otros de SE SIC" se calculará el VI de las siguientes instalaciones del SIC:

- Comunes de SE
- Comunes de Patio
- Bancos de Capacitores
- Reactores
- Compensadores Estáticos de Reactivo
- Transformadores
- Plataforma de Compensación

Esta desagregación permitirá llevar posteriormente a cabo el prorrateo mencionado en los TdR y obtener el VI por Tramo de Línea o Transformador teniendo en cuenta que:

Los elementos que conforman un extremo de un tramo corresponden al paño de conexión de la línea y/o transformador al patio, incluyendo el correspondiente interruptor, desconectores, transformadores de corriente, y otros equipos primarios, más las prorratas de los elementos comunes de la subestación respectiva y del patio en que se conecta la línea o transformador.

⁴ En adelante, toda referencia al SIC se hace extensiva al SING, salvo expresa indicación.

4.3.2. Líneas

4.3.2.1. Hoja "VI Líneas"

La Hoja principal del archivo "VI Líneas SIC" será la "VI Líneas", cuya estructura general es la siguiente:

	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	COSTO UNITARIO	CANT. LÍNEA 1	CANT. LÍNEA 2	.	CANT. LÍNEA "n"
1	Descripción (caracterización) general de la Línea		-----				
2	Descripción, Unidad, Costo Unitario y Cantidad de cada Material componente de Línea		(a)	(b)			
3	Descripción, Unidad, Costo Unitario y Cantidad de tareas de Montaje de Línea		(c)	(d)			
4	<i>Subtotal Costo Directo Materiales (US\$)</i>			$\Sigma Prod.(a)$			
				$*(b)$			
	<i>Subtotal Costo Directo Montaje (US\$)</i>			$\Sigma Prod.(c)$			
				$*(d)$			
	Costos Directos de Obra (US\$)			Σ			
				<i>Subtotales</i>			
5	Costos Indirectos de obra (US\$)						
	Imprevistos (US\$)						
	Gastos Generales (US\$)						
	Servidumbres (US\$)						
	Ingeniería conceptual, básica y de detalle (US\$)						
	Inspección Técnica del Proyecto de ingeniería, construcción, seguridad y medio ambiente (US\$)						
	Intereses durante la construcción (US\$)						

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	COSTO UNITARIO	CANT. LÍNEA 1	CANT. LÍNEA 2	.	CANT. LÍNEA "n"
Estudios ambientales (US\$)						
Gestión Concesión Eléctrica (US\$)						

La columna VU (vida útil) no es necesaria porque a todos los componentes de Línea se les asigna una misma VU=50 años.

Bloque 1: Descripción (caracterización) general de la Línea

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	LÍNEA 1	LÍNEA 2	...	LÍNEA "n"
Código de Línea					
Propietario					
Tensión	kVca				
Cantidad de circuitos	u.				
Longitud total de línea	km				
Longitud de línea en área boscosa o arbolada	km				
Longitud de línea en relieve ondulado/quebrado	km				
Longitud de línea en suelo ..., (indicar tipo especial)	km				
Longitud de línea en terreno de alta resistividad	km				
Ancho de franja de servidumbre	m				
Vano medio	m				
Conductor, código	--				
Conductores por fase	u.				
Cable guardia, tipo	--				
Cable guardia, cantidad	u.				
Cable guardia, longitud	km				
Aisladores por cadena suspensión	u.				

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	LÍNEA	LÍNEA	...	LÍNEA
		1	2		"n"
Aisladores por cadena anclaje	u.				

Bloque 2: Descripción, Unidad, Costo Unitario y Cantidad de cada **Material** componente de Línea.

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	COSTO UNITARIO	CANT.	CANT.	...	CANT.
			LÍNEA 1	LÍNEA 2		LÍNEA "n"
Hormigón elaborado	m3					
Moldes de encofrado	m2					
Fe torsionado para armadura	kg					
Pilotes · 0,60 x 15 m	u.					
Estructura de acero galvanizado	kg					
Aislador disco B&S 10" x 5 3/4", porcelana, 70 kN	u.					
Aislador disco B&S 10" x 5 3/4", porcelana, 120 kN	u.					
Conductor	km					
Conjunto de suspensión	Cjto.					
Conjunto de anclaje	Cjto.					
Conjunto preformado para conductor ACAR	u.					
Espaciador amortiguador	u.					
Espaciador rígido para puentes	u.					
Manguito de empalme	u.					
Cable de guardia	km					
Cable OPGW, cubierta Alumoweld · 13,3 mm	km					
Conjunto de suspensión para cable	Cjto.					

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	COSTO UNITARIO	CANT. LÍNEA 1	CANT. LÍNEA 2	...	CANT. LÍNEA "n"
OPGW						
Conjunto de anclaje a compresión para cable OPGW	Cjto.					
Amortiguador Stockbridge para cable OPGW	u.					
Manguito de empalme para cable OPGW	u.					
Conector simple para cable OPGW	u.					
Prensa paralela para puentes para cable OPGW	u.					
Puesta tierra	Cjto.					
Pletina de acero galvanizado 38x5 A37-24	kg					
Cable de acero galvanizado · 3/8" EHS	km					
Dispositivo contra escalamiento	u.					
Protección contra pájaros	kg					
Placa de numeración	u.					
Placa de peligro de muerte	u.					
Pintura para balizamiento	litro					
Esfera de aluminio · 260 mm balizamiento diurno	u.					
Etc.						

El listado de componentes será exhaustivo, es decir cubrirá todas las posibles alternativas de tensión, suelo, material, etc.

Los costos unitarios provendrán alternativamente de:

- Vínculo directo con el archivo "Costos Unitarios"

- Vínculo a una celda de un cuadro auxiliar en la que, a partir de los costos unitarios del archivo "Costos Unitarios", se generen costos unitarios agregados. Por ejemplo, el costo unitario del Cjto. Puesta a Tierra puede generarse como suma producto de cantidades estimadas según la resistividad del terreno y costos individuales respectivos de cables, electrodos, soldaduras, etc. Las cantidades son las provistas por el Propietario o, preferentemente, las extraídas de un plano de detalle constructivo.

Por su parte, las cantidades provendrán alternativamente de:

- Valor suministrado por las Direcciones de Peaje, verificado y validado por el Consultor mediante análisis de consistencia, ingresado a mano como dato.
- Valor obtenido mediante una fórmula sencilla, usando datos de la misma planilla. Por ejemplo: km de conductor igual a $1,05 * (\text{Longitud total de línea}) * (\text{Conductores por fase}) * (\text{Cantidad de circuitos})$.
- Valor obtenido por el Consultor procesando información básica recibida. Por ejemplo, los kg de estructura de acero galvanizado o los m³ de hormigón pueden ser calculados partiendo de tablas de secuencia (distribución) de estructuras en las que venga indicado, piquete a piquete (posición por posición de torre) el código de la estructura y los códigos de las fundaciones (por pata), códigos que remiten a planos o a cuadros resumen de dimensiones, volúmenes de Hº y pesos de armadura. En este caso la cantidad será una referencia a una tabla dinámica u otra planilla auxiliar de cálculo.

Bloque 3: Descripción, Unidad, Costo Unitario y Cantidad de tareas de Montaje de Línea

El Costo Unitario se obtendrá como cociente entre dos valores de la Hoja auxiliar "Costo Unitario Montaje Líneas", descripta más abajo:

$$(\$US/\text{día-cuadrilla}) \div (\text{Unidades}/\text{día-cuadrilla}) = (\text{US}\$/\text{Unidad}).$$

La *cantidad de obra de montaje* se obtendrá de los cuadros descritos precedentemente, mediante vinculación directa o por simple fórmula, por ejemplo:

- La cantidad de tarea de montaje "Selección de torres en obrador (toneladas)", será igual a la cantidad del material "Estructura de acero galvanizado (toneladas)".
- La cantidad de tarea de montaje "Apertura picadas (m²)" será igual al "Ancho de franja de servidumbre (metros)" por la "Longitud de línea en área boscosa o arbolada (metros)".

Los m³ de Excavación y Relleno serán, alternativamente, los suministrados por las Direcciones de Peaje y verificados y validados por el Consultor mediante análisis de consistencia, o los calculados por el Consultor de la misma manera indicada más arriba para calcular los m³ de hormigón.

DESCRIPCIÓN TAREA DE MONTAJE	UNIDAD	COSTO UNITARIO	CANT. LÍNEA 1	CANT. LÍNEA 2	...	CANT. LÍNEA "n"
Apertura de picadas, roce y tala de árboles	ha					
Relevamiento topográfico	km					
Replanteo de estructuras y fundaciones	km					
Caminos de acceso en terreno llano	km					
Caminos de acceso en ladera de cerro	km					
Estudios geotécnicos	Torre					
Distribución de materiales a piquete	t					
Excavaciones, hoyadora helicoidal	m ³					
Excavaciones, retroexcavadora	m ³					
Excavación manual	m ³					
Excavación en roca	m ³					
Hormigonado de fundaciones, Hº	m ³					

DESCRIPCIÓN TAREA DE MONTAJE	UNIDAD	COSTO UNITARIO	CANT. LÍNEA 1	CANT. LÍNEA 2	...	CANT. LÍNEA "n"
simple						
Hormigonado de fundaciones, HºAº	m ³					
Relleno compactado	m ³					
Replanteo de stubs	Torre					
Pilotes	u.					
Selección de torres en obrador	t					
Montaje de estructuras metálicas autoportantes	t					
Montaje cadenas de suspensión y roldanas	Torre					
Montaje de aislación, anclaje cuádruple	Torre					
Montaje de aislación, anclaje simple o doble	Torre					
Tendido de conductores de energía	km					
Colocación de la cordina fases	km					
Tendido de conductores (4 por fase)	m					
Tendido de conductores (2 por fase)	m					
Tensado y flechado conductores	km					
Ataduras preformadas y enmorsetado conductores	Torre					
Colocación de amortiguadores espaciadores	Vano					
Armado de puentes	Torre					
Colocación de la cordina cable guardia	km					
Tendido de cable de guardia	km					
Tensado y flechado cable guardia	km					
Enmorsetado cable guardia	Torre					

DESCRIPCIÓN TAREA DE MONTAJE	UNIDAD	COSTO UNITARIO	CANT. LÍNEA 1	CANT. LÍNEA 2	...	CANT. LÍNEA "n"
Colocación de amortiguadores Stockbridge	Torre					
Puesta a tierra, zanjeo	m					
Puesta a tierra, pletinas	m					
Puesta a tierra, contrapesos	m					
Puesta a tierra, medición	Torre					
Colocación de esferas	Torre					
Pintado de torres	Torre					
Colocación de carteles	Torre					
Revisión de torres y punteado	Torre					
Ensayos y puesta en servicio	km					

Bloque 4:

Costos Directos de Obra

- La suma producto de las columnas (Costo Unitario)*(Cantidad) de los bloques 2 y 3 es el Costo Directo:
 - Adquisición de Materiales de Línea (incluidos internación, flete al sitio, seguro y estiba)
 - Mano de Obra y Equipos requeridos para las obras civiles y el montaje de Líneas

Bloque 5:

Costos Indirectos de obra (US\$)

- Los costos indirectos de obra son los relacionados con tareas específicas de la obra pero centralizadas en el Obrador o en la Oficina Técnica, es decir tareas que no están a cargo de Cuadrillas ni se realizan sobre el terreno. Típicamente:
 - Ingeniería de detalle
 - Compras
 - Inspección en fábrica
 - Jefatura de obra
 - Administración (pagos, compras menores)
 - Medición periódica de obra ejecutada
 - Bodega
 - Alquiler de oficinas y/o vivienda

Estos costos podrán estimarse como un porcentaje de los costos directos de obra, debidamente justificado, o computarse detalladamente en una Hoja auxiliar como la siguiente, o combinar ambos métodos: cálculo detallado de porcentajes de obras representativas del conjunto y aplicación a las restantes similares.

La estimación de los recursos requeridos se hará por separado, para una línea y para una subestación, ambas representativas (promedio) del sistema chileno. En cada caso se obtendrán valores fijos y variables con el km de línea o la cantidad de paños. A cada instalación real le corresponderá el valor fijo más el variable específico por la cantidad de km o de paños, respectivamente.

TABLA 4-1 EJEMPLO DE CÁLCULO DE COSTOS INDIRECTOS DE OBRA

FUNCIÓN	SEDE	CATEG.	SALARIO \$/mes	ASIG. meses-h	VEHICULO		TOTAL km	OFICINA m ²	BODEGA m ²	MÓDULOS EQUIP.			TRASLADO INTERNAC. viaje	VIÁTICOS		COMUNIC.		FOTOCOP.	
					Tipo	km/mes				M1	M2	M3		LOCAL día/mes	INTERNAC día/viaje	Tel. Fijo hs/mes	Celular hs/mes	Hoja cant./día	
Gerente de Proyecto	Of. Téc.	Prof. A	5000	14	Sedán	1400	19600	36			1	1	1		4		50	8	3
Asistente Administrativo	Of. Téc.	Auxiliar	800	13			0	10				1					10		15
Secretaria	Of. Téc.	Auxiliar	800	14			0	10				1					10		30
Chofer	Of. Téc.	Auxiliar	800	14			0						1	4				10	0
Coordinador Ingeniería	Of. Téc.	Prof. B	3600	13			0	16				1		2			25	4	5
Jefe Ingeniería Civil	Of. Téc.	Prof. B	3600	6			0	10				1					10		4
Diseñador Civil 1	Of. Téc.	Prof. C	2000	12			0	10				1					10		10
Diseñador Civil 2	Of. Téc.	Prof. C	2000	6			0	10				1					10		10
Jefe Ingeniería Electromecánica	Of. Téc.	Prof. B	3600	6			0	16				1					25	4	3
Diseñador Electromecánico 1	Of. Téc.	Prof. C	2000	12			0	10				1					10		8
Diseñador Electromecánico 2	Of. Téc.	Prof. C	2000	6			0	10				1					10		8
Dibujante CAD	Of. Téc.	Auxiliar	800	13			0	10				1					10		8
Coordinador Suministros	Of. Téc.	Prof. B	3600	14	Sedán	2800	39200	10				1		2	10	7	25	4	4
Inspector Fábrica	Of. Téc.	Prof. C	2000	6			0	10				1	1	4	20	7	10	4	3
Jefe Compras	Of. Téc.	Prof. C	2000	11			0	10				1					50	8	8
Auxiliar Compras	Of. Téc.	Auxiliar	800	10			0	10				1					10		8
Jefe Servicios Auxiliares	Of. Téc.	Técnico	1100	11			0	10				1	1				25		2
Contador	Of. Téc.	Prof. C	2000	13			0	20				1					25		4
Auxiliar Administrativo 1	Of. Téc.	Técnico	1100	13			0	10				1					10		4
Auxiliar Administrativo 2	Of. Téc.	Técnico	1100	7			0	10				1					10		4
Jefe Mantenimiento	Obrador	Técnico	1100	10	PickUp	1400	14000	10				1					25	8	3
Mecánico	Obrador	Auxiliar	800	10			0	10									10		0

FUNCIÓN	SEDE	CATEG.	SALARIO \$/mes	ASIG. meses-h	VEHICULO		TOTAL km	OFICINA m ²	BODEGA m ²	MÓDULOS EQUIP.			TRASLADO INTERNAC. viaje	VIÁTICOS		COMUNIC.		FOTOCOP. Hoja cant./día
					Tipo	km/mes				M1	M2	M3		LOCAL día/mes	INTERNAC día/viaje	Tel. Fijo hs/mes	Celular hs/mes	
Encargado Almacén	Obrador	Técnico	1100	10			0	10	100		1	1				25		3
Contralor Ambiental	Obrador	Prof. B	3600	10	PickUp	1500	15000	10			1	1		15			15	3
Contralor Calidad	Obrador	Prof. B	3600	10	PickUp	1500	15000	10			1	1		15			15	3
Contralor Seguridad	Obrador	Prof. B	3600	10	PickUp	1500	15000	10			1	1		15			15	3
Residente Construcción	Obrador	Prof. A	5000	12	PickUp	1500	18000	25		1	1	1		30		25	15	0
Chofer	Obrador	Auxiliar	800	12			0					1					4	0
Asistente Administrativo	Obrador	Auxiliar	800	12			0	10			1					10		4
Secretaria	Obrador	Auxiliar	800	12			0	10			1					10		8
Residente Civil	Obrador	Prof. B	3600	8	PickUp	1500	12000	10			1	1		30		10	15	0
Supervisor Civil	Obrador	Prof. C	2000	8			0	10			1	1				10	15	0
Residente Electromecánico	Obrador	Prof. B	3600	6	PickUp	1500	9000	10			1	1		30		10	15	0
Supervisor Electromecánico	Obrador	Prof. C	2000	6			0	10			1	1				10	15	0

- Servidumbres (US\$)

Según lo especificado en los TdR, el valor de la Servidumbre está ya establecido según la fecha de habilitación de la instalación.

Fecha Habilitación Instalación	Valor a considerar
<i>13-03-2004 o antes</i>	<i>Valorización de las instalaciones empleadas por las Direcciones de Peajes de los CDEC-SIC y CDEC-SING en sus informes vigentes al 6 de mayo de 2002... indexados al 31 de diciembre de 2013 de acuerdo a la variación que experimente el Índice de Precios al Consumidor (IPC)</i>
<i>posterior al 13 de marzo de 2004</i>	<i>Valor efectivamente pagado, indexado al 31 de diciembre de 2013 de acuerdo a la variación que experimente el Índice de Precios al Consumidor, conforme el monto y fecha en la cual este pago se encuentre acreditado por el propietario del tramo en estudio.</i>
<i>06-05-2002 y 13-03-2004</i>	<i>Valor que informen los propietarios, indexados al 31 de diciembre de 2013 de acuerdo a la variación que haya experimentado el IPC conforme la fecha en la cual este pago se encuentre acreditado por el propietario del tramo en estudio.</i>

Y para el cálculo del AVI:

Este valor será anualizado considerando la aplicación de un factor de recuperación de capital determinado con una tasa de descuento de 10% real anual y un flujo perpetuo.

- Ingeniería conceptual y básica

Se entiende que es la ingeniería previa a la contratación de la ejecución de la obra: trazado, anteproyecto, cómputo de materiales y presupuesto de referencia, especificaciones de diseño, confección del pliego licitatorio, llamado a licitación, estudio de ofertas, etc.

Se estimará como un porcentaje de los Costos Directos, debidamente justificado.

- Inspección Técnica del Proyecto de ingeniería, construcción, seguridad y medio ambiente (US\$)

Durante la construcción de la Obra el Comitente debe aprobar los planos constructivos de detalle, inspeccionar la calidad de ejecución de la obra y hacer observar las normas de seguridad y protección del medio ambiente.

Al igual que los Costos Indirectos de la Obra, este costo podrá estimarse como un porcentaje de los costos directos de obra, debidamente justificado, o computarse detalladamente en una Hoja auxiliar, o mediante la combinación de ambos métodos justificando uno o más porcentajes con algunos cálculos detallados de obras representativas del conjunto y aplicándolos a las restantes respectivamente similares.

- Intereses durante la construcción

Los intereses durante la construcción o "intercalarios" son los del capital utilizado desde el inicio hasta la fecha de puesta en servicio de la obra "llave en mano".

La tasa aplicable debe ser la que refleje el costo alternativo de capital presente en el mercado financiero durante dicho período.

Para determinar el costo financiero asociado se confeccionará un cronograma de desembolsos suponiendo una logística que minimice los costos financieros, es decir anticipando la provisión de materiales y equipos lo estrictamente necesario para cumplir los plazos contractuales.

Se tendrán en cuenta las habituales modalidades de pago en materia de anticipos con la orden de compra y plazos de pago a partir de la fecha de aprobación de las facturas.

- Estudios ambientales

Se estimará un monto global que tenga en cuenta la contratación de servicios de consultoría medio ambiental que satisfagan las exigencias normativas.

- Gestión Concesión Eléctrica

Se tendrá en cuenta como un monto global que considere todas las actividades, preparación de informes y, en general, tareas asociadas a la gestión de la Concesión.

4.3.2.2. Hoja auxiliar “Costo Unitario Montaje Líneas”

La Hoja auxiliar “Costo Unitario Montaje Líneas” tendrá, para las mismas tareas del Bloque 3 de la Hoja “VI Líneas”:

- la Unidad de medida de la tarea (km, Torre, m³,..)
- la cantidad de Personal de cuadrillas del contratista de obra, por especialidad y categoría (topógrafo, capataz, ayudante, chofer,..)
- la cantidad de los Equipos de cuadrilla necesarios para ejecutar la tarea (camioneta, retroexcavadora, grúa, hormigonera, ...)
- el rendimiento estimado en días-cuadrilla/Unidad

Agregando en el tope del cuadro una fila con el Costo Horario de Personal y Equipo (link con el archivo de Costos Unitarios) y haciendo la suma producto de este costo por la Cantidad de Personal y Equipo de la cuadrilla, se obtendrá, tarea por tarea, el Costo hora-Cuadrilla que, a su vez multiplicado por las horas diarias de trabajo de la cuadrilla, es el Costo día-cuadrilla.

Como ya se dijo, el cociente (Costo día-cuadrilla)/(Rendimiento Diario) es el Costo Unitario a ingresar en el Cuadro anterior. Es decir, si la cuadrilla definida para ejecutar una determinada actividad tiene un costo diario CD y en el día puede ejecutar una cierta cantidad R de Unidades, el cociente $CD (\$/\text{día}) / R (\text{Unidades}/\text{día}) = \$/\text{Unidad}$.

Se presenta a continuación un ejemplo (hipotético) de esta Hoja.

TABLA 4-2 EJEMPLO DE CÁLCULO DEL COSTO DIARIO DE CUADRILLAS DE MONTAJE DE LÍNEAS

Tarea	Unid.	Rendi m. Diario (Unid. por día)	Topógrafo	Chofer	Oficial gruista	Oficial soldador	Oficial de tendido	Maestro de 2°	Ayudante	Camioneta 4x4	Camioneta pick up	Camión volcador	Camión liviano	Compresor	Topadora	Motoniveladora	Retroexcav. pequeña	Excavadora helicoidal	Grúa 25 m, 8 t	Grúa 25 m, 30 t	Equipo de montaje	Equipo de tendido	Costo Día-cuadrilla (\$/día)
Costo Horario --->																							
Topografía																							
Apertura de picadas, roce y tala árboles	ha	5,00					1	4		1					1								(ΣProd.)
Relevamiento	km	3,00	1					2	1														
Replanteo	km	0,75	1	1				1	1														
Construcción de caminos de acceso																							
En terreno llano	km	2,00		3				2				1				1	1						
En cerro	km	1,00		3				2				1				1	1						
Ensayos de suelo	km	10,00																					
Excavaciones																							
Con retroexcavadora	m ³	100,00		3				6	1			1					1						
Con excavadora	m ³	20,00					1											1					

Tarea	Uni d.	Rendi m. Diario (Unid. por día)	Topógrafo	Chofer	Oficial gruista	Oficial soldador	Oficial de tendido	Maestro de 2°	Ayudante	Camioneta 4x4	Camioneta pick up	Camión volcador	Camión liviano	Compresor	Topadora	Motoniveladora	Retroexcav. pequeña	Excavadora helicoidal	Grúa 25 m, 8 t	Grúa 25 m, 30 t	Equipo de montaje	Equipo de tendido	Costo Día- cuadril la (\$/día)	
helicoidal																								
A mano	m ³	8,70		2				2	6	1			1	1										
En roca	m ³	4,50		2				2	6	1			1	1										
Relleno compactado	m ³	15,00							3															
Hormigonado de bases																								
Hormigón simple	m ³	45,00																						
H° A°	m ³	14,00																						
Replanteo de stubs	Torre	1,50	1	1					1	1														
Pilotes	c/u	1,00																						
Montaje de estructuras metálicas																								
Selección de torres en obrador	t	18,00																						
Torres arriendadas																								
Armado en el piso	t	7,00																						

Tarea	Uni d.	Rendi m. Diario (Unid. por día)	Topógrafo	Chofer	Oficial gruista	Oficial soldador	Oficial de tendido	Maestro de 2°	Ayudante	Camioneta 4x4	Camioneta pick up	Camión volcador	Camión liviano	Compresor	Topadora	Motoniveladora	Retroexcav. pequeña	Excavadora helicoidal	Grúa 25 m, 8 t	Grúa 25 m, 30 t	Equipo de montaje	Equipo de tendido	Costo Día- cuadril la (\$/día)	
Izado y armado y ajuste de riendas	c/u	36,00		1				4	20		2		1											
Torres autosoportadas	t	5,24																						
Montaje de estructuras tubulares																								
Soportes tubulares (tipo Petit Jean) 18 m	c/u	5,00		1	1			1	3		1		1								1			
Poste H°A° 18 m	c/u	5,00		1	1			1	3		1		1								1			
Montaje de aislación																								
Cadenas de suspensión y roldanas (cs)	Torre	2,00		2				2	12	1			1		1						1			
Cadenas de suspensión y roldanas (cc)	Torre	1,60		2				2	12	1			1		1						1			
Anclajes (cs)	Torre	2,00		2				2	12	1			1		1						1			
Anclajes (cc)	Torre	1,60		2				2	12	1			1		1						1			

Tarea	Unid.	Rendi m. Diario (Unid. por día)	Topógrafo	Chofer	Oficial gruista	Oficial soldador	Oficial de tendido	Maestro de 2°	Ayudante	Camioneta 4x4	Camioneta pick up	Camión volcador	Camión liviano	Compresor	Topadora	Motoniveladora	Retroexcav. pequeña	Excavadora helicoidal	Grúa 25 m, 8 t	Grúa 25 m, 30 t	Equipo de montaje	Equipo de tendido	Costo Día-cuadrilla (\$/día)
	e																						
Tendido de conductores de energía																							
Colocación de la cordina (ce)	km	3,50		7			4	7	7	3	3		1		1				1			1	
Tendido (cs)	km	3,50		7			4	7	7	3	3		1		1				1			1	
Tendido (cc)	km	1,05		7			4	7	7	3	3		1		1				1			1	
Tensado y flechado (cs)	km	3,50	1	7			4	7	7	3	3		1		1				1			1	
Tensado y flechado (cc)	km	3,15	1	7			4	7	7	3	3		1		1				1			1	
Colocación de preformados y morsetos	Torre	1,00		1				6	4													1	
Colocación de preformados y morsa (cc)	Torre	0,90		1				6	4													1	
Armado de puentes (cs)	Torre	2,00		1				2	2	1													

Tarea	Unid.	Rendimiento Diario (Unid. por día)	Topógrafo	Chofer	Oficial gruista	Oficial soldador	Oficial de tendido	Maestro de 2°	Ayudante	Camioneta 4x4	Camioneta pick up	Camión volcador	Camión liviano	Compresor	Topadora	Motoniveladora	Retroexcav. pequeña	Excavadora helicoidal	Grúa 25 m, 8 t	Grúa 25 m, 30 t	Equipo de montaje	Equipo de tendido	Costo Día-cuadrilla (\$/día)
	e																						
Armado de puentes (cc)	Torre	1,60		1				2	2	1													
Colocación amortiguadores Stockbridge	Torre	5,00		1				1	2	1													
Colocación amortiguadores espaciadores	Van	2,00		1				1	2	1													
Tendido de cables de guardia																							
Colocación de la cordina (cg)	km	3,50		7			4	7	7	3	3		1		1				1			1	
Tendido (cg)	km	2,45		7			4	7	7	3	3		1		1				1			1	
Tensado y flechado (cg)	km	3,15		7			4	7	7	3	3		1		1				1			1	
Enmorsetado (cg)	Torre	2,10		7			4	7	7	3	3		1		1				1			1	

Tarea	Unid.	Rendi m. Diario (Unid. por día)	Topógrafo	Chofer	Oficial gruista	Oficial soldador	Oficial de tendido	Maestro de 2°	Ayudante	Camioneta 4x4	Camioneta pick up	Camión volcador	Camión liviano	Compresor	Topadora	Motoniveladora	Retroexcav. pequeña	Excavadora helicoidal	Grúa 25 m, 8 t	Grúa 25 m, 30 t	Equipo de montaje	Equipo de tendido	Costo Día-cuadrilla (\$/día)
	e																						
Balizamiento																							
Colocacion de esferas	Van	2,00		1				1	2	1													
Pintado de torres	Torre	0,15		1				3	3	1													
Puesta a tierra																							
Zanjeo	m	100		2				2	12	1			1										
Colocacion de pletinas	m	100,00		2				2	12	1			1										
Medición de resistencia	Torre	2,00		1				1	1	1													
Colocación de contrapesos	m	100,00		2				2	12	1			1										
Terminaciones																							
Colocación de carteles	Torre	10,00		1				2	2	1													

Tarea	Unid.	Rendimiento Diario (Unid. por día)	Topógrafo	Chofer	Oficial gruista	Oficial soldador	Oficial de tendido	Maestro de 2°	Ayudante	Camioneta 4x4	Camioneta pick up	Camión volcador	Camión liviano	Compresor	Topadora	Motoniveladora	Retroexcav. pequeña	Excavadora helicoidal	Grúa 25 m, 8 t	Grúa 25 m, 30 t	Equipo de montaje	Equipo de tendido	Costo Día-cuadrilla (\$/día)
Revisión de torres y punteado	Torre	1,00		1				2	2	1													
Ensayos y puesta en servicio	km	1,00		1				2	2	1													

4.3.3. Paños

4.3.3.1. Hoja "VI Paños"

En la Hoja "VI Paños" se incluirá la columna VU (Vida Útil), necesaria para poder agrupar los Materiales y Montajes de distinta vida útil.

	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	COSTO UNITARIO	VU	CANT. PAÑO 1	CANT. PAÑO 2	...	CANT. PAÑO "n"
1	Descripción (caracterización) general del Paño		-----	---				
2	Descripción, Unidad, Costo Unitario y Cantidad de cada Material componente del Paño		(a)	30	(b)			
			(c)	40	(d)			
3	Descripción, Unidad, Costo Unitario y Cantidad de tareas de Montaje de Paño		(e)	30	(f)			
			(g)	40	(h)			
	<i>Subtotal Costo Directo Materiales (US\$) de VU---></i>			30	$\Sigma Prod.(a)*(b)$			
	<i>Subtotal Costo Directo Montaje (US\$) de VU ---></i>			30	$\Sigma Prod.(e)*(f)$			
	Costos Directos de Obra (US\$)			30	$\Sigma Subtotales$			
4	<i>Subtotal Costo Directo Materiales (US\$) de VU---></i>			40	$\Sigma Prod.(c)*(d)$			
	<i>Subtotal Costo Directo Montaje (US\$) de VU ---></i>			40	$\Sigma Prod.(g)*(h)$			
	Costos Directos de Obra (US\$)			40	$\Sigma Subtotales$			
5	Costos Indirectos de Obra (US\$)							
	Gastos Generales (US\$)							
	Imprevistos (US\$)							
	Terreno (US\$) (<i>computado en "Otros de SE"</i>)				-----	----	---	---
	Ingeniería conceptual, básica y de detalle (US\$)							
	Inspección Técnica del Proyecto de ingeniería, construcción, seguridad y medio ambiente (US\$)							
	Intereses durante la construcción (US\$)							

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	COSTO UNITARIO	VU	CANT. PAÑO 1	CANT. PAÑO 2	...	CANT. PAÑO "n"
Estudios ambientales (US\$)							
Gestión Concesión Eléctrica (US\$)							

Bloque 1: Descripción (caracterización) general del Paño

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	PAÑO 1	PAÑO 2	...	PAÑO "n"
Código de Paño					
Código de SE					
Código de Patio					
Código de Línea o Máquina asociada					
Propietario					
Tensión	kVca				
Función (línea, transf, div. o acopl. barras,..)					
Área que ocupa	m ²				
Configuración					
Etc.					

Bloque 2: Descripción, Unidad, Costo Unitario y Cantidad de cada Material componente, por Paño

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	COSTO UNITARIO	VU	CANT. PAÑO 1	CANT. PAÑO 2	...	CANT. PAÑO "n"

En este bloque se listarán todos los materiales y equipos provenientes del Informe "Antecedentes de Tramos Sistema Troncal del SIC (o SING). Anexo 2 Estudio de Transmisión Troncal", con su correspondiente cantidad por Paño de Línea o de Transformador. Se entiende que el listado podrá ampliarse en lo que sea necesario y que las cantidades están validadas según lo descripto anteriormente.

El listado será exhaustivo y los materiales y equipos se agruparán por tipo de instalación. Por ejemplo:

- Equipos Primarios (Interruptores, Desconectores, Transformadores de corriente y de potencial, Trampas de Onda, Pararrayos, Aisladores de pedestal)
- Conexionado
- Protección y Control (Tableros, Protecciones, Teleprotecciones, Equipos de Medición, Control y Comunicaciones)

No obstante, la idea es que en este extenso listado sólo figuren los que corresponden a Paños de todo tipo y tensión, no así las que son propias de las instalaciones Comunes de SE o de Patio o de Otros de SE, que estarán en el archivo "VI Otros de SE SIC".

Bloque 3: Descripción, Unidad, Costo Unitario y Cantidad de tareas de Montaje, por Paño

En este bloque se listarán todas las tareas de Montaje de Paños que fueron consideradas en la revisión tarifaria del 2010 y eventualmente se agregarán otras nuevas.

Bloque 4:

Costos Directos de Obra

- La suma producto de las columnas (Costo Unitario)*(Cantidad) de los bloques 2 y 3 es el Costo Directo:
 - Adquisición de Materiales de Línea (incluidos internación, flete al sitio, seguro y estiba)

- Mano de Obra y Equipos requeridos para las obras civiles y el montaje de Paños

Estos costos se desagregarán por VU (30 o 40 años).

Bloque 5:

Subtotal Costos Indirectos de obra

- Los costos indirectos de obra son los relacionados con tareas específicas de la obra pero centralizadas en el Obrador o en la Oficina Técnica, es decir tareas que no están a cargo de las Cuadrillas ni se realizan sobre el sitio. Típicamente:
 - Ingeniería de detalle
 - Compras
 - Inspección en fábrica
 - Jefatura de obra
 - Administración (pagos, compras menores)
 - Medición periódica de obra ejecutada
 - Bodega
 - Alquiler de oficinas y/o vivienda

Estos costos podrán estimarse como un porcentaje de los costos directos de obra, debidamente justificado, o computarse detalladamente como se ejemplifica en la Tabla 4-1 Ejemplo de Cálculo de Costos Indirectos de Obra. En este último caso el cálculo se hará "por subestación" y el valor obtenido se distribuirá entre los Paños según un determinado criterio a definir.

- Ingeniería conceptual y básica

Se entiende que es la ingeniería previa a la contratación de la ejecución de la obra: layout, anteproyecto, cómputo de materiales y presupuesto de referencia, especificaciones de diseño, confección del pliego licitatorio, llamado a licitación, estudio de ofertas, etc .

Se estimará como un porcentaje de los Costos Directos, debidamente justificado.

- Inspección Técnica del Proyecto de ingeniería, construcción, seguridad y medio ambiente (US\$)

Durante la construcción de la Obra el Comitente debe aprobar los planos constructivos de detalle, inspeccionar la calidad de ejecución de la obra y hacer observar las normas de seguridad y protección del medio ambiente.

Al igual que los Costos Indirectos de la Obra, este costo podrá estimarse como un porcentaje de los costos directos de obra, debidamente justificado, o computarse detalladamente en una Hoja auxiliar, o mediante la combinación de ambos métodos justificando uno o más porcentajes con algunos cálculos detallados de obras representativas del conjunto y aplicándolos a las restantes respectivamente similares.

- Intereses durante la construcción

Los intereses durante la construcción o "intercalarios" son los del capital utilizado desde el inicio hasta la fecha de puesta en servicio de la obra "llave en mano".

La tasa aplicable debe ser la que refleje el costo alternativo de capital presente en el mercado financiero durante dicho período.

Para determinar el costo financiero asociado se confeccionará un cronograma de desembolsos suponiendo una logística que minimice los costos financieros, evitando anticipar la provisión de materiales y equipos más allá de lo estrictamente necesario para cumplir los plazos contractuales.

Se tendrán en cuenta las habituales modalidades de pago en materia de anticipos con la orden de compra y plazos de pago a partir de la fecha de aprobación de las facturas.

- Estudios ambientales

Se estimará un monto global por SE que tenga en cuenta la contratación de servicios de consultoría medio ambiental que satisfagan las exigencias normativas y se lo distribuirá entre los Paños con un determinado criterio a definir.

- Gestión Concesión Eléctrica

Se tendrá en cuenta como un monto global que considere todas las actividades, preparación de informes y, en general, tareas asociadas a la gestión de la Concesión.

4.3.3.2. Hoja auxiliar “Costo Unitario Montaje Paños”

Se confeccionará una Hoja similar a la de Líneas, según lo descripto y ejemplificado en la Tabla 4-2 Ejemplo de Cálculo del Costo Diario de Cuadrillas de Montaje de Líneas. En principio, las principales tareas de Montaje a considerar serán:

- Excavación terreno de relleno
- Hormigonado de bases
- Armado de estructuras de marcos
- Interconexión de equipos en alta tensión
- Armado, montaje y conexionado de tableros de control
- Ajuste de protecciones distanciométricas
- Ajuste de protecciones

4.3.4. Otros de SE

4.3.4.1. Hoja “VI Otros de SE”

Con “Otros de SE” se designa genéricamente a: comunes de SE, comunes de Patio, reactores, capacitores, transformadores, etc. Se entiende que cada columna de los cuadros descriptos a continuación deberá encabezarse con la designación del tipo de instalación particular: CSE, CP, Reactor, Capacitor, Transf., etc. identificada con su Código de SE, Patio o Máquina, según se indica más abajo (Bloque 1).

Se incluye la columna VU (Vida Útil), necesaria para poder agrupar los Materiales y Montajes de distinta vida útil.

	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	COSTO UNITARIO	VU	CANT. OTROS 1	CANT. OTROS 2	...	CANT. OTROS "n"
1	Descripción (caracterización) general de Otros de SE		-----	---				
	Descripción, Unidad, Costo Unitario y Cantidad de cada Material componente de Otros de SE		(a)	30	(b)			
2	Descripción, Unidad, Costo Unitario y Cantidad de tareas de Montaje de Otros de SE		(c)	40	(d)			
			(e)	30	(f)			
3	Descripción, Unidad, Costo Unitario y Cantidad de tareas de Montaje de Otros de SE		(g)	40	(h)			
			(e)	30	(f)			
4	<i>Subtotal Costo Directo Materiales (US\$) de VU---></i>			30	$\Sigma Prod.(a)*(b)$			
	<i>Subtotal Costo Directo Montaje (US\$) de VU ---></i>			30	$\Sigma Prod.(e)*(f)$			
	Costos Directos de Obra (US\$)			30	$\Sigma Subtotales$			
	<i>Subtotal Costo Directo Materiales (US\$) de VU---></i>			40	$\Sigma Prod.(c)*(d)$			
	<i>Subtotal Costo Directo Montaje (US\$) de VU ---></i>			40	$\Sigma Prod.(g)*(h)$			
	Costos Directos de Obra (US\$)			40	$\Sigma Subtotales$			
5	Costos Indirectos de Obra (US\$)							
	Gastos Generales (US\$)							
	Imprevistos (US\$)							
	Terreno (US\$)							
	Ingeniería conceptual, básica y de detalle (US\$)							
	Inspección Técnica del Proyecto de ingeniería, construcción, seguridad y medio ambiente (US\$)							
	Intereses durante la construcción (US\$)							
	Estudios ambientales (US\$)							
	Gestión Concesión Eléctrica (US\$)							

Bloque 1: Descripción (caracterización) general de Otros de SE

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	OTROS 1	OTROS 2	...	OTROS "n"
Código de SE					
Código de Patio					
Código de Máquina					
Energía de SE o Patio	MWh/año				
Propietario					
Tensión	kVca				
Área que ocupa	m ²				
Configuración					
Etc.					

Bloque 2: Descripción, Unidad, Costo Unitario y Cantidad de cada Material componente, por Paño.

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	COSTO UNITARIO	VU	CANT. OTROS 1	CANT. OTROS 2	...	CANT. OTROS "n"

En este bloque se listarán todos los materiales y equipos provenientes del Informe "Antecedentes de Tramos Sistema Troncal del SIC (o SING). Anexo 2 Estudio de Transmisión Troncal", con su correspondiente cantidad por Común de SE, Común de Patio, etc. Se entiende que el listado podrá ampliarse en lo que sea necesario y que las cantidades estarán validadas según lo descripto anteriormente.

El listado será exhaustivo y los materiales y equipos se agruparán por tipo de instalación. Por ejemplo:

- Predio (acondicionamiento del terreno, obras civiles, ductos y canaletas de cables)
- Barras colectoras (estructuras de marcos, fundaciones, conexionado de puesta a tierra y de alta tensión, cables de guardia)
- Malla de puesta a tierra (de patio y de casa de servicios generales)
- SS.AA. (transformador de servicios auxiliares, baterías, cargadores, SS.AA. de CA y CC, instalaciones complementarias)
- Iluminación de Patio (luminarias, soportes, tableros, cableados)
- Protección y Control (tableros, protecciones, equipos de control y de medición)
- Soportes, bases y conexionados
- Cableado de BT
- Estructuras y fundaciones

No obstante, la idea es que en este extenso listado sólo figuren los que corresponden a Otros de SE, de todo tipo y tensión, no así las que son propias de Paños, que estarán en el archivo "VI Paños SIC".

Bloque 3: Descripción, Unidad, Costo Unitario y Cantidad de tareas de Montaje, por Otros SE

En este bloque se listarán todas las tareas de Montaje de Otros de SE que fueron consideradas en la revisión tarifaria del 2010 y eventualmente se agregarán otras nuevas.

Bloque 4:

Subtotal Costos Directos de Obra

- El VI de los costos directos de obra (Materiales+Montaje) de una determinada instalación es igual a la suma producto de la columna Costo Unitario por su respectiva Cant. Otros SE. Estos costos se desagregarán por VU (30 o 40 años).

Bloque 5:

Subtotal Costos Indirectos de obra

- Los costos indirectos de obra son los relacionados con tareas específicas de la obra pero centralizadas en el Obrador o en la Oficina Técnica, es decir tareas que no están a cargo de las Cuadrillas ni se realizan sobre el sitio. Típicamente:
 - Ingeniería de detalle
 - Compras
 - Inspección en fábrica
 - Jefatura de obra
 - Administración (pagos, compras menores)
 - Medición periódica de obra ejecutada
 - Bodega
 - Alquiler de oficinas y/o vivienda

Estos costos podrán estimarse como un porcentaje de los costos directos de obra, debidamente justificado, o computarse detalladamente como se ejemplifica en la Tabla 4-1 Ejemplo de Cálculo de Costos Indirectos de Obra. En este último caso el cálculo se hará "por subestación" y el valor obtenido se distribuirá entre las instalaciones comunes de SE o de Patio según un determinado criterio a definir.

- Terreno

Se obtendrá como producto entre el área que ocupa y el valor unitario que surja de la información suministrada por el Propietario.

- Ingeniería conceptual y básica

Se entiende que es la ingeniería previa a la contratación de la ejecución de la obra: layout, anteproyecto, cómputo de materiales y presupuesto de referencia, especificaciones de diseño, confección del pliego licitatorio, llamado a licitación, estudio de ofertas, etc.

Se estimará como un porcentaje de los Costos Directos, debidamente justificado.

- Inspección Técnica del Proyecto de ingeniería, construcción, seguridad y medio ambiente (US\$)

Durante la construcción de la Obra el Comitente debe aprobar los planos constructivos de detalle, inspeccionar la calidad de ejecución de la obra y hacer observar las normas de seguridad y protección del medio ambiente.

Al igual que los Costos Indirectos de la Obra, este costo podrá estimarse como un porcentaje de los costos directos de obra, debidamente justificado, o computarse detalladamente en una Hoja auxiliar, o mediante la combinación de ambos métodos justificando uno o más porcentajes con algunos cálculos detallados de obras representativas del conjunto y aplicándolos a las restantes respectivamente similares.

- Intereses durante la construcción

Los intereses durante la construcción o "intercalarios" son los del capital utilizado desde el inicio hasta la fecha de puesta en servicio de la obra "llave en mano".

La tasa aplicable debe ser la que refleje el costo alternativo de capital presente en el mercado financiero durante dicho período.

Para determinar el costo financiero asociado se confeccionará un cronograma de desembolsos suponiendo una logística que minimice los costos financieros, evitando anticipar la provisión de materiales y equipos más allá de lo estrictamente necesario para cumplir los plazos contractuales.

Se tendrán en cuenta las habituales modalidades de pago en materia de anticipos con la orden de compra y plazos de pago a partir de la fecha de aprobación de las facturas.

- Estudios ambientales

Se estimará un monto global por SE que tenga en cuenta la contratación de servicios de consultoría medio ambiental que satisfagan las exigencias normativas y se lo distribuirá entre los Paños con un determinado criterio a definir.

- Gestión Concesión Eléctrica

Se tendrá en cuenta como un monto global que considere todas las actividades, preparación de informes y, en general, tareas asociadas a la gestión de la Concesión.

4.3.4.2. Hoja auxiliar “Costo Unitario Montaje Otros de SE”

Se confeccionará una Hoja similar a la de Líneas, según lo descripto y ejemplificado en la Tabla 4-2 Ejemplo de Cálculo del Costo Diario de Cuadrillas de Montaje de Líneas con tareas tales como:

- Excavación terreno de relleno
- Hormigonado de bases
- Armado de estructuras de marcos
- Armado e instalación de cadenas de aisladores
- Tendido y flechado de conductores
- Colocación de espaciadores
- Excavación terreno de relleno
- Tendido de conductor de tierra
- Ejecución de soldadura por termofusión
- Montaje y conexionado de grupo electrógeno
- Montaje y conexionado de banco de baterías
- Montaje y conexionado de cargador, inversor o UPS
- Montaje y conexionado de transformador de SSAA
- Armado, montaje y conexionado de tablero de SS/AA
- Tendido de conductores de poder (BT)
- Montaje de luminaria vial, incluyendo columna y base
- Montaje de tablero y puesta en servicio

- Tendido y conexión de conductores
- Armado, montaje y conexionado de tableros de control
- Ajuste de protecciones

4.4. CÁLCULO DE LA AVI POR TRAMO

La AVI por Tramo del SIC se calculará en el archivo Excel "AVI Tramos SIC", en las Hojas "AVI Tramos Líneas" y "AVI Tramos Transformador", tomando como datos los resultados obtenidos en las Hojas "VI Líneas SIC", "VI Paños" SIC", "VI Otros de SE SIC" y de la Hoja "Prorrateso SIC", descripta más abajo . Otro tanto se hará para el SING.

a) Hoja "AVI Tramos Líneas" del archivo "AVI Tramos SIC"

Columna	Contenido/Origen
Código de Línea	Transposición de la fila homónima de la Hoja "VI Líneas" del archivo "VI Líneas SIC"
Propietario	Transposición de la fila homónima de la Hoja "VI Líneas" del archivo "VI Líneas SIC"
VI Servidumbres	Transposición de la fila homónima de la Hoja "VI Líneas" del archivo "VI Líneas SIC"
VI Total Inst. Línea	Transposición de la fila homónima de la Hoja "VI Líneas" del archivo "VI Líneas SIC"
VI Paños extremos	Link manual a la Hoja "Prorrateso SIC"
VI Tramo Línea	Suma de los dos anteriores
AVI Tramo Línea	f.r.c. (50 años, 10%)·VI Tramo Línea
AVI Servidumbre	f.r.c. (perpetuo, 10%)·VI Servidumbres

b) Hoja "AVI Tramos Transformador" del archivo "AVI Tramos SIC"

Columnas	Vinculación/Operación
Código de Transformador	Link manual a la fila homónima de la Hoja "VI Otros de SE" del archivo "VI Otros de SE SIC" (columnas de Transformador solamente)
Propietario	Link manual a la fila homónima de la Hoja "VI Otros de SE" del archivo "VI Otros de SE SIC"
VI Terreno	Link manual a la fila homónima de la Hoja "VI Otros de SE" del archivo "VI Otros de SE SIC"
VI Total Transformador	Link manual a la fila homónima de la Hoja "VI Otros de SE" del archivo "VI Otros de SE SIC" (columnas de Transformador solamente)
VI Paños extremos	Link manual a la Hoja "Prorratio"
VI Tramo Transformador	Suma de los dos anteriores
AVI Tramo Transformador	f.r.c. (50 años, 10%)•VI Tramo Transformador
AVI Terreno	f.r.c. (perpetuo, 10%)•VI Terreno

c) Hoja "Prorratio SIC"

En la Hoja Prorratio se listarán los Paños y Otros de SE identificados por su propio Código y por los del Patio y SE a los que pertenece (columna 1).

Con estos códigos identificatorios se cargará la columna 2 buscando automáticamente el VI en las Hojas "VI Paños" y "VI Otros de SE" del archivo "VI Paños SIC".

En el cuadro siguiente se muestra esquemáticamente, para una hipotética SE1, el proceso de cálculo a seguir para prorratear el VI de las instalaciones comunes⁵ entre los Paños de Línea o de Transformador.

El criterio de prorrateo es el indicado en los siguientes dos párrafos de los TdR:

- Las instalaciones comunes de subestación, serán prorrateadas entre los patios en función del volumen de energía manejado por estos, en relación al volumen total de energía manejado por la subestación. Los volúmenes de energía señalados corresponderán a los registrados por el CDEC respectivo, para el período de 12 meses anterior a la fecha base del Estudio, esto es anterior al 1° de enero de 2014.
- Las instalaciones comunes de subestación, dentro de un mismo patio, deberán ser prorrateadas de manera proporcional al número de paños del patio correspondiente, que no sean paños de seccionamiento ni acopladores.

En el ejemplo se supone que la Subestación SE1 tiene:

- su correspondiente instalación Común de SE,
- dos Patios, P1 y P2, con sus correspondientes instalaciones Comunes de Patio (CP1 y CP2),
- seis Paños de Línea o Transformador (Pñ) y
- tres Otras instalaciones (OSE1, 2 y 3) a prorratear junto con las Comunes.

El VI de las instalaciones Comunes de SE se asigna a las Comunes de Patio 1 y 2 (columna 4) en proporción a la energía operada (columna 3).

⁵ Comunes de SE, comunes de Patio y Otras instalaciones comunes a ser prorrateadas (Paño de División o Acoplamiento de Barras, Reactor con sus respectivos Paños, Banco de Condensadores con sus respectivos Paños, etc).

Sumando estos valores al VI de las restantes instalaciones de sus respectivos patios a prorratear (columna 5), se obtiene el VI total a repartir entre los paños de Línea y de Transformador.

El VI de la Subestación queda así representado por el VI de sus transformadores de potencia y el de sus Paños de Línea y de Transformador incrementados con la prorrata.

1			2	3	4	5	6
Códigos de			VI de	Energía	Prorrata VI de CSE	Suma	Prorrata VI total
SE1	--	--	CSE				
SE1	P1	CP1	CP1	XX	$Prr1=XX/(XX+YY)*CSE$	CP1+Prr1+OSE1+OSE2	
SE1	P1	OSE1	OSE1				
SE1	P1	OSE2	OSE2				
SE1	P1	Pñ1	Pñ1				(CP1+Prr1+OSE1+OSE2)/2
SE1	P1	Pñ2	Pñ2				(CP1+Prr1+OSE1+OSE2)/2
SE1	P2	CP2	CP2	YY	$Prr2=YY/(XX+YY)*CSE$	CP2+Prr2+OSE1	
SE1	P2	OSE1	OSE1				
SE1	P2	Pñ1	Pñ1				(CP2+Prr2+OSE1)/4
SE1	P2	Pñ2	Pñ2				(CP2+Prr2+OSE1)/4
SE1	P2	Pñ3	Pñ3				(CP2+Prr2+OSE1)/4
SE1	P2	Pñ4	Pñ4				(CP2+Prr2+OSE1)/4

SE: subestación; P: patio; Pñ: paño de Línea o de Transformador; CSE: comunes de SE;
CP: comunes de patio; OSE (otros de SE); Prr: prorrata.

5. DETERMINACIÓN DEL COMA

5.1. METODOLOGÍA

5.1.1. Introducción

El diseño de estructuras organizativas eficientes en las empresas del Sector Eléctrico, en particular en las Etapas de Transporte y Distribución, puede basarse en la reestructuración de la empresa que funciona en la actualidad, cuando su estructura no se aleja demasiado del óptimo, o en su total replanteo, a partir de un rediseño “base cero”.

Esto último implica redefinir por completo las áreas de gestión, sus responsabilidades y funciones, sus perfiles y recursos, humanos y materiales.

En el Mercado Latinoamericano, en particular, en los países donde se han introducido procesos de reestructuración y privatización de los servicios eléctricos y donde ya existe una experiencia de mercados en competencia regulada mediante señales económicas de incentivo que en algunos casos tiene más de 20 años de historia –Chile, Argentina, Panamá, Brasil, etc.–, se aplicaron dos modalidades típicas para evaluar los costos asociados a estructuras organizativas eficientes para las empresas del Sector Eléctrico:

- El benchmarking con unidades homólogas de referencia que se consideren operando en forma eficiente en el Mercado Internacional en condiciones de competencia.
- El diseño de una Empresa Modelo de referencia, basado en el diseño “base cero” que se mencionaba más arriba, competidor virtual de la empresa real.

Se entiende por Empresa Modelo (EM) la estructura óptima de gestión capaz de prestar en forma eficiente todas las actividades del Servicio de Transmisión, caracterizado por las

actividades de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM⁶), bajo las mismas condiciones externas, con idéntica demanda, área de servicio, restricciones y obligaciones que la/s Empresa/s Operadora/s reales.

Ambas modalidades de optimización de los costos de las estructuras organizativas –EM y benchmark– han jugado roles importantes en los procesos de paulatino incremento de la eficiencia, ya que, la imposición de un techo de gastos reconocidos de gestión, ha llevado en forma paulatina a las empresas a ajustar hacia adentro, en un sendero de aproximación permanente a la estructura modelo de referencia (EM).

Este no ha sido un proceso unidireccional, sino iterativo y de realimentación recíproca, convergiendo hacia resultados crecientemente realistas y eficientes:

- Los Reguladores, mediante criterios de regulación indirecta, fijaron ingresos máximos reconocidos basados en organizaciones estándar diseñadas según la Metodología de EM.
- Los prestadores ajustaron sus organizaciones pero señalaron y justificaron en cada caso al Regulador las singularidades de su servicio que no se ajustaban o excedían el esquema de la EM, proponiendo modificaciones y ajustes.

El método teórico de diseño “base cero” se vio así enriquecido con ajustes realistas y la consideración de particularidades que, en muchos casos, generaron nuevos esquemas estándar, convirtiéndose en un modelo concreto de optimización y diseño.

Como resultado, las organizaciones reales fueron convergiendo hacia la empresa eficiente y ésta se fue adecuando a la realidad, de modo que hoy se cuenta con herramientas de diseño organizacional adecuadas a los mercados más eficientes del subcontinente, con todas sus particularidades físicas, geográficas y socioeconómicas, y una amplia experiencia en su aplicación.

⁶ El concepto de AOM, cuando se expresa en sus costos corresponde al COMA.

5.1.2. Aplicación

Para determinar el COMA en los términos establecidos por las Bases Técnicas se aplicará la Metodología de Empresa Modelo (EM). La herramienta metodológica con que cuenta el Consorcio responde a esta larga experiencia y múltiples aplicaciones en diferentes países de Latinoamérica durante un período de más de quince años, que la han ido enriqueciendo y dotando de precisiones realistas.

La EM a considerar no incorporará las restricciones históricas que han condicionado la gestión de la empresa real ni gozará de las facilidades o garantías asignadas históricamente a ésta y que hoy no las podría obtener una empresa que inicia su operación.

Las actividades de la EM se diseñan para atender la red óptima adaptada a la demanda, teniendo en consideración los requerimientos de largo plazo. Tratándose de un Sistema de Transmisión de dimensionamiento y expansión regulados, como lo son los STT en Estudio, se da por sentado el cumplimiento de esta premisa.

Avanzando desde lo general, la aplicación concreta de la Metodología de EM supone otros análisis complementarios que garanticen la adecuación a las particularidades del servicio eléctrico en Chile, considerando sus propias características.

Para efectos de la determinación del COMA, se considerará solo una EM que administrará, operará y mantendrá todos los tramos objeto de análisis.

5.2. DISEÑO BÁSICO DE LA ESTRUCTURA

5.2.1 General

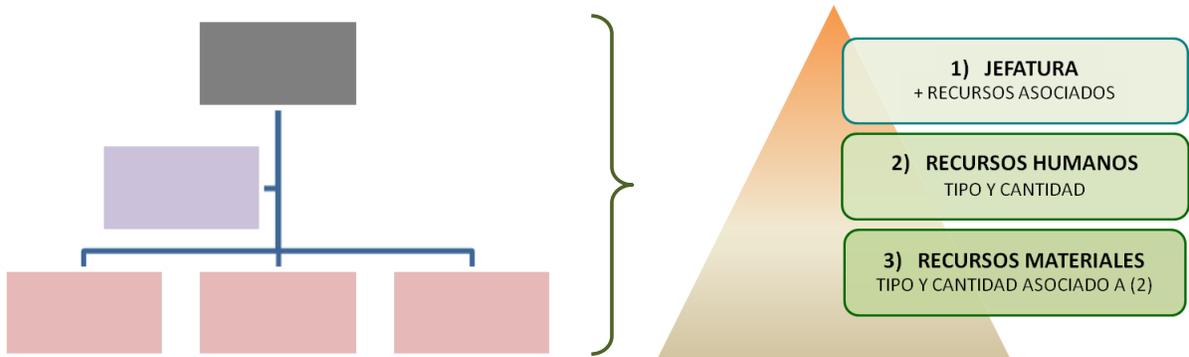
Se partirá de un estudio de optimización de las unidades estructurales que integrarán la EM, teniendo en cuenta:

- Las funciones específicas de cada unidad estructural, de modo de evitar duplicaciones.
- La cantidad de unidades estructurales de cada tipo, conforme los niveles aconsejables de descentralización y el área de prestación del servicio.
- La cantidad adecuada de recursos humanos y materiales requerida por cada unidad estructural para el cumplimiento eficiente de sus funciones.
- El cumplimiento de la normativa técnica vigente en Chile (Ej. tiempo máximo de atención de fallas).

Así, cada estructura quedará definida por una cantidad de unidades estructurales típicas, caracterizadas por tipos de unidades diferentes asociadas a las distintas funciones, cantidad de unidades funcionales del mismo tipo –incluyendo “subtipos” en función de la cantidad de recursos requeridos– y cantidad de recursos humanos y materiales de cada unidad, del siguiente modo.

Esto se realizará en base a experiencia del consultor, datos de revisiones recientes, y *benchmarks* con empresas comparables de la región.

Gráfico 5-1 Definición y Dimensionamiento de Unidades Estructurales



Esta definición, conforme lo establecen las Bases, podrá tener específicamente en consideración:

- Objetivo y propósito del cargo;
- Responsabilidades y funciones principales;
- Toma de decisiones sobre manejo de recursos;
- Cantidad de personas bajo su supervisión y tipo de cargos;
- Requisitos específicos del cargo:
 - Formación
 - Especialización
 - Experiencia

A partir de estos recursos básicos se establecerán las remuneraciones asociadas a cada unidad estructural y, por integración, a la EM en su conjunto.

5.2.2 Definición de Actividades Básicas

La definición de actividades básicas consiste en un estudio de las actividades requeridas por la EM sobre la base de una estructura estándar que se ajustará al caso específico, por ejemplo:

- i. Dirección, Estrategia y Control
 - Control de Gestión – monitoreo y eventual ajuste del desempeño global
 - Asesoramiento Legal – en los asuntos y situaciones donde fuera necesario
- ii. Administración
 - Contabilidad
 - Recursos Humanos
- iii. Compras y Contratos
 - Informática/Comunicaciones
 - Finanzas

- Gestión financiera de corto y largo plazo, incluidos la obtención de los recursos financieros necesarios para operación de cada EM y control del endeudamiento.

iv. Transmisión

- Operación y Mantenimiento (O&M)– Tareas de intervención operativa, inspección, revisión, limpieza, aprontamiento, reparación y/o adecuación de instalaciones:
 - Programadas (preventivas) – Rutinarias o especiales.
 - Forzosas (intempestivas).
 - Control y Supervisión de las Tareas de O&M:
- Manejo de los sistemas de apoyo.
- Previsión de materiales y herramientas.
- Seguimiento y control de la calidad de servicio.
- Cumplimiento de la normativa ambiental y de la ejecución de medidas ambientales aplicable a la operación.

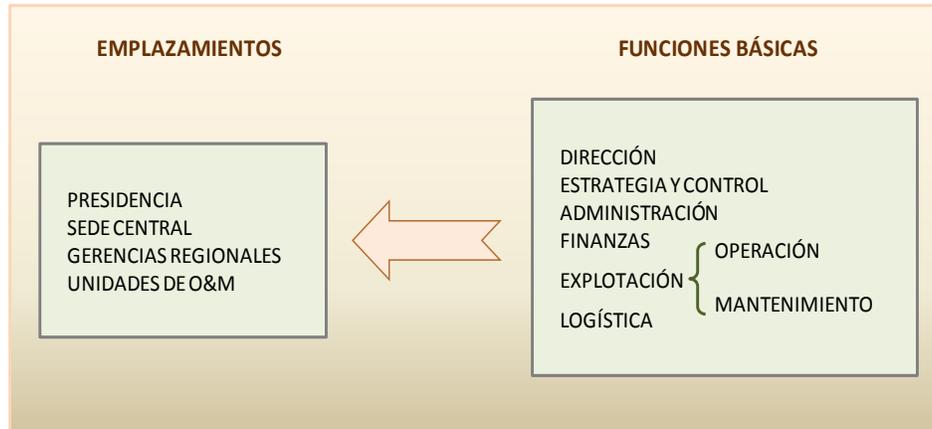
5.2.3 Definición de Unidades Estructurales

Para llevar a cabo de modo eficiente esas funciones básicas considerando la magnitud del mercado a abastecer, su dispersión geográfica, las características de las instalaciones y el marco regulatorio vigente, se requiere contar con emplazamientos físicos concretos:

- Sede central.
- Eventualmente, sedes o gerencias regionales.
- Unidades (cuadrillas) para la ejecución de tareas específicas de O&M –tareas sobre líneas y otros elementos de la red.

Como muestra el esquema siguiente, se establecerá el organigrama básico que relacione esos estamentos entre sí, a partir del Consejo Administrativo y la Presidencia de la Empresa, articulando áreas y funciones definidas en cada emplazamiento.

Gráfico 5-2 Diseño Básico de la Estructura



Se establece el organigrama detallado de la EM –en el nivel cualitativo, sin definir aún la cantidad de unidades estructurales de cada tipo– asignando a cada estamento básico las áreas y funciones que les serán específicas, conforme el esquema del gráfico precedente.

Se consideran específicamente las condiciones concretas del servicio a prestar por la EM que podrían justificar la inclusión de otras funciones o la supresión de alguna en particular.

5.3. DIMENSIONAMIENTO DE LA ESTRUCTURA ORGANIZATIVA

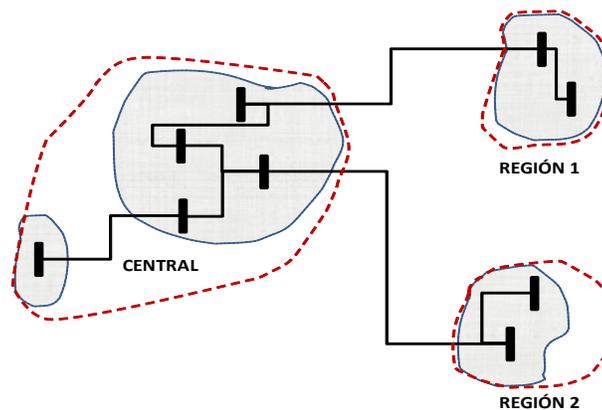
5.3.1. Cantidad de Unidades Estructurales

La definición de la cantidad de unidades atañe en particular al emplazamiento de las sedes o gerencias regionales y las cuadrillas de O&M, además del cumplimiento de la normativa legal chilena vigente.

La definición de cantidad está íntimamente ligada a la localización geográfica de estos emplazamientos y es posible que se requiera una jerarquización relativa de las unidades, es decir, decidir si ellas serán idénticas entre sí o se definirán subtipos.

Por ejemplo, pueden requerirse, según la importancia de un nodo, unidades de O&M principales y secundarias que requieran una regionalización de las principales unidades de gestión, tanto administrativas como de O&M. El Gráfico siguiente muestra un esquema didáctico de posible regionalización.

Gráfico 5-3 Ejemplo de Regionalización



Las sedes o gerencias regionales tienen la función de organizar y supervisar las actividades de específicas en su área de influencia territorial, garantizando una efectiva y eficiente atención de O&M de las instalaciones. Se supone que se centralizan las tareas de O&M de la red y la atención de los grandes clientes de su área de influencia.

Por medio del Modelo se dimensionarán las cuadrillas de O&M directas sin identificar las unidades estructurales de pertenencia, sino partiendo de sus variables explicativas propias, como función de la cantidad y tipo de instalaciones (tecnología; tipología; topología) para cada etapa y tipo de redes de transmisión.

5.3.2. Dimensionamiento de las Unidades Estructurales

Mediante el Modelo se definirá la planta típica de personal y recursos materiales más adecuados a las necesidades del servicio, sobre la base de las unidades establecidas –

Sede Central, Sedes o Gerencias Regionales, de requerirse, unidades de O&M típicas según la importancia de los nodos regionales. La cantidad, especialidad, perfiles y nivel jerárquico del personal, se obtienen a partir del organigrama especificado para cada unidad funcional dentro de la estructura básica definida – Gráfico N° 5.4.

Gráfico 5-4 Dimensionamiento de las Unidades



5.3.3. Intervenciones Asociadas a O&M

Se entiende por intervenciones asociadas a O&M a todas aquellas tareas de operación y mantenimiento necesarias para lograr un correcto funcionamiento de los distintos tramos del Sistema Troncal.

La Matriz de O&M de la Metodología de EM provee simultáneamente las cantidades y costos de los procesos directos de O&M:

- Las cantidades y tipos están íntimamente asociados a las características de cada Tramo, de modo que su cómputo procederá directamente del Inventario Base por Tramo según fuera establecido en la actividad correspondiente.
- Los costos constituyen variables de entrada que se tomarán del Estudio de Costos ampliado para incluir todos los costos asociados al COMA.

En el presente caso será aplicada a definir los costos de O&M de los Tramos que integran la red troncal de los sistemas en estudio. A efectos de tratar el tema en forma más rigurosa y ordenada, se expone su aplicación en dos pasos sucesivos: la cuantificación de recursos físicos y su posterior valorización.

Tipo	Código	Descripción	Unidad de base	Cant.	Frecuencia Anual	Cuadrilla	Tiempo o Tarea (min)	Tiempo Traslado (min)	Mat. US\$ / Unit.	Intervenc. Anuales	Mat. US\$	T. por Intervención Cuadrilla (horas)	Materiales 1			Materiales 2		
													Cód.	Un.	Unitario (US\$)	Cód.	Un.	Unitario (US\$)
Rep	rep-01	Cambio aisladores de retención	nro aisl reten 220	13.228	0,002	c3 EAT	240	40	1.436	26,5	37.993,4	123	ais10	0,1	360	kitln6	1,0	1.400
Rep	rep-02	Cambio aisladores de suspensión	nro aisl susp 220	4.313	0,002	c3 EAT	160	40	336	8,6	2.898,9	29	ais10	0,1	360	kitln10	1,0	300
Rep	rep-03	Reparación de Conductor de fase dañado	km totales cf 220	2.617	0,002	c3 EAT	360	40	15	5,2	78,5	35	kitln1	1,0	15	-	10,0	0
Rep	rep-04	Reparación de Conductor de h.	km totales hg 220	627	0,002	c3 EAT	360	40	15	1,3	18,8	8	kitln1	1,0	15	-	0,0	0

		guardia dañado																
Rep	rep-05	Retensado de conductores de fase	km totales cf 220	2.617	0,005	c3 EAT	600	40	30	13,1	392,6	140	kitln 1	2,0	15	-	0,0	0

Ejemplo de matriz de cálculo de actividades de O&M. Tanto las cifras como actividades son a modo de ejemplo.

a) Determinación de las actividades de O&M

En primer término se definirán todos los procesos y actividades a realizar en forma periódica, a través de frecuencias fijas o estadísticas, sobre las instalaciones troncales para prestar adecuadamente el servicio, agrupando las tareas en:

- *Operación* – Maniobras programadas o de emergencia ante fallas.
- *Reparación* – Cuyo origen son roturas materiales por fallas de fabricación, accidentes, vandalismo, causas climáticas o errores de maniobra.
- *Revisión* – Recorrida periódica de las instalaciones y ejecución de acciones correctivas menores.
- *Adecuación* – Acciones periódicas de acondicionamiento preventivo.

La evaluación se realizará a partir de la segmentación de las instalaciones por etapa o nivel de tensión, tipo de instalación –líneas, SSEE, etc. conforme la desagregación que atañe al inventario para el cálculo del VI– y finalmente, carácter del área, topografía, tipo de estructuras, dificultad de acceso, etc.

Las frecuencias y tiempos de intervención que usa la Matriz tienen en cuenta, entre otros:

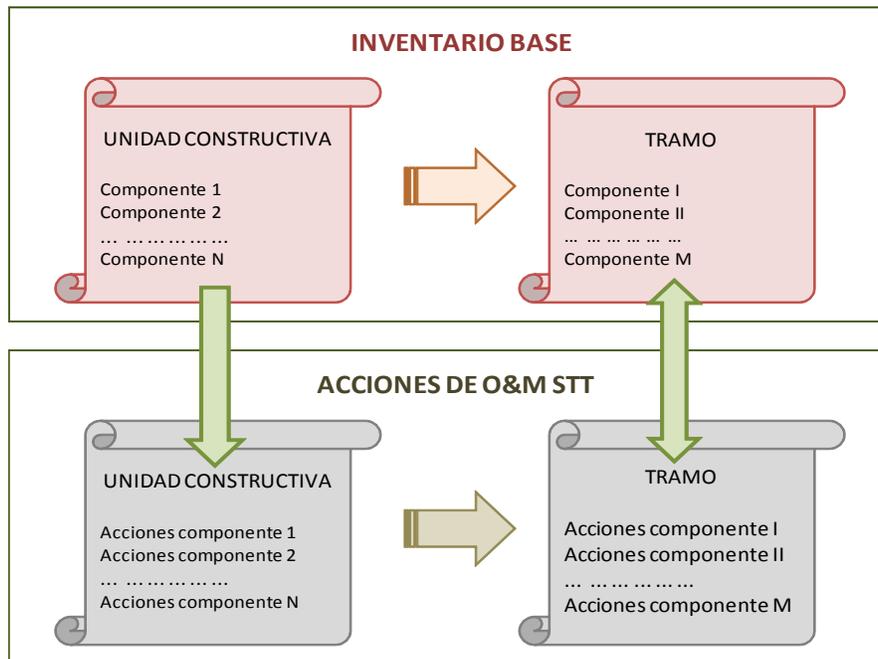
- Aspectos específicos de cada tarea (“reglas del arte”), incluyendo la calidad de la ejecución, la importancia y tipo de la instalación, normas de seguridad, etc.
- Características de diseño y construcción de las instalaciones.
- Recomendaciones de fabricantes de equipos.
- Arquitectura de la red (topología).
- Estadísticas de falla.
- Dispositivos de maniobra y reserva.
- Niveles de calidad exigidos.
- Factor climático

Los rendimientos y frecuencias establecidos corresponden a instalaciones típicas diseñadas correctamente y en perfecto estado, independientemente de la situación actual de las instalaciones de la empresa real.

b) Pasaje de las actividades de O&M a los Tramos de los STT

La evaluación se realiza segmentando las instalaciones por nivel de tensión, tecnología y tipo de instalación. Esta segmentación no siempre se corresponde con la definición de Tramo establecida en las Bases, sino que, en general, se adecua más al concepto de Unidades Constructivas tales como Línea, SE, etc. ya que la intervenciones se realizan normalmente sobre conjuntos homogéneos.

Ello implicará en algunos casos un proceso de pasaje o transformación desde las acciones características requeridas por las Unidades Constructivas a las asociadas al concepto de Tramos.



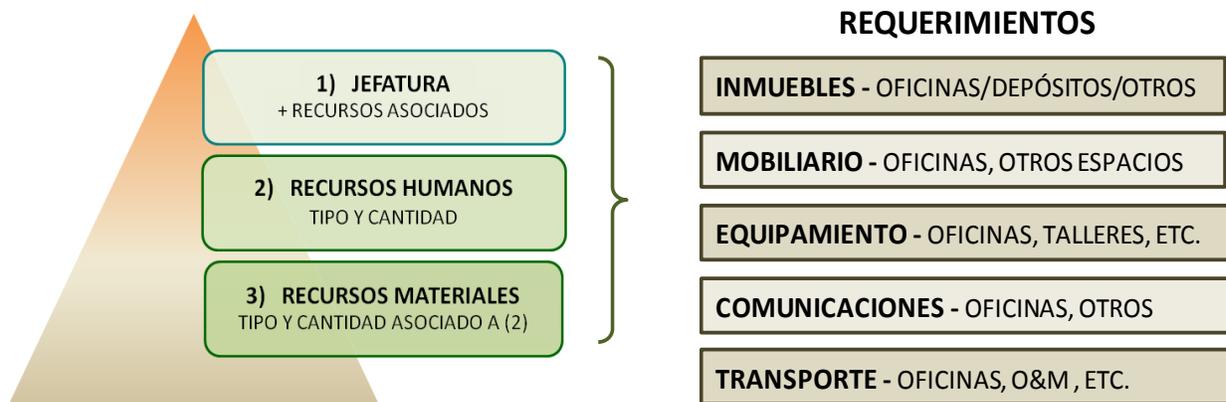
5.3.4. Instalaciones Muebles e Inmuebles

Los requerimientos edilicios se determinarán en función de las unidades funcionales y planteles, según el Modelo, considerando oficinas debidamente equipadas y de superficie apropiada –conforme estándares o normas– para el tipo y cantidad de personal, y depósitos y galpones destinados a vehículos propios y al almacenamiento de materiales.

Se considerarán asimismo requerimientos de comunicaciones –usos corrientes de teléfono, comunicaciones de la gerencia, redes de datos y equipos–, amortización y mantenimiento de equipos menores –fotocopiadoras, faxes, etc.–, electricidad, agua, servicios de limpieza, seguridad, etc.

El transporte se considera como un recurso interno brindado por medio de vehículos de la empresa a los recursos humanos que requieren su utilización en cumplimiento de sus funciones, considerando un uso y ocupación eficientes.

Figura 5-5 Requerimiento de Muebles, Inmuebles y Equipamiento



El cálculo de las instalaciones muebles e inmuebles del Modelo se ajustará en todo lo necesario a los requerimientos específicos de cada aplicación, de modo que el proceso y los resultados sigan fielmente las especificaciones. Se analizará la inclusión de maquinarias, equipamiento y herramientas para los servicios de M&O, así como talleres y bodegas.

5.4. VALORIZACIÓN DE LA EMPRESA MODELO

5.4.1. General

La valorización a costos estándar de la EM se inscribe en el Estudio de Costos, del cual no sólo surgirán los costos salariales y de los restantes insumos, equipos y alquileres involucrados en la EM, sino los precios unitarios necesarios para valorizar las inversiones que integran el VI.

En el caso del estudio de remuneraciones, éste será contratado por el Consultor a una empresa especialista en el rubro respectivo el cuál será de público conocimiento, y deberá considerar el nivel de salarios en empresas eléctricas u otras que sean tecnológicamente equivalentes. El Consultor deberá adjuntar todos los antecedentes necesarios; así como los criterios y metodologías seleccionadas en orden a permitir la plena reproducción de los resultados del Estudio.

El Estudio de las Remuneraciones –considerando la integración al salario de los diferentes componentes establecidos por ley o por el uso más difundido del mercado (masa salarial) – constituye un capítulo sustantivo del Estudio de Costos.

5.4.2. Base Remuneratoria

El Consultor deberá presentar en su informe, y en los correspondientes archivos de cálculo, el resultado del dimensionamiento y costo de la empresa modelada, donde se indicará el personal en cada área y nivel, la remuneración total anual mensualizada, los beneficios laborales que contempla la legislación vigente, y otros beneficios laborales que mayoritariamente sean otorgados por las empresas incluidas en la muestra de remuneraciones, que el Consultor haya considerado. Además, el Consultor deberá indicar la clasificación estratégica del cargo junto con el estadígrafo que determina la remuneración para cada cargo.

La tabla siguiente muestra un ejemplo típico de las categorías salariales que utiliza el Modelo cubriendo la variedad de recursos humanos requeridos para llevar a cabo todas las actividades de la EM, para los cálculos del costo de personal, utilizando los valores y los adicionales regulados que surjan del estudio precedente.

Tabla 5-1 Remuneraciones y Masa Salarial Anual por Categoría Estándar

Categoría del Personal	Salario Anual	Horas Extra	Riesgo	Agui-naldo	Vaca-ciones	INSS	FGTS	Cap.	Costo Anual
Director Presidente									
Director									
Gerente I									
Superintendente I									
Asesor I									
Gerente II									
Superintendente II									
Asesor II									
Jefe de Departamento									
Profesional Especialistas									
Jefes de Unidad I									
Ingeniero Sénior									
Universitario Sénior									
Jefe de Unidad II									
Ingeniero Pleno									
Universitario Pleno									
Jefe de Unidad III									
Ingeniero Junior									
Universitario Junior									
Técnico I									
Supervisor I									

Categoría del Personal	Salario Anual	Horas Extra	Riesgo	Agui-naldo	Vaca-ciones	INSS	FGTS	Cap.	Costo Anual
Técnico II									
Supervisor II									
Electricista I									
Secretaria									
Electricista II									
Operador de Grúa									
Motorista									
Auxiliar O&M									
Auxiliar Administración									
Auxiliar General									

La definición de los niveles remuneratorios del personal de la EM se realizará a partir de identificar la medida y percentil más apropiado de cada una de las categorías, considerando una antigüedad media de referencia, normalmente 10 años. Para obtener el costo total anual empresario, a estos salarios se le agregarán las cargas sociales y demás cargos impuestos por la legislación vigente o el uso general aceptado en el mercado y todos los beneficios y otros costos homologables a la EM.

Las remuneraciones y la masa salarial de la EM se evaluarán separadamente, en dos grupos principales, indirectos y directos:

a) Costos indirectos

Los costos indirectos corresponden al organigrama del plantel general, definidas como unidades estructurales, tales como:

- Consejo, dirección general, administración, finanzas, etc.
- Estructuras de O&M.

Corresponden básicamente a Sede Central, y Sedes o Gerencias Regionales y se calculan a partir del nivel eficiente de remuneraciones establecido y de la planta de personal obtenida.

b) Costos directos

Los costos directos correspondientes al personal numerario e indiscriminado dedicado exclusivamente a actividades de O&M (cuadrillas), surgen de la misma base remuneratoria y se aplicarán a las unidades de ejecución de las tareas específicas de O&M, calculados directamente aplicando el Modelo a las variables explicativas básicas, respectivamente: redes por etapa y tipo (ver 5.3.3).

5.4.3. Costos Asociados a las Actividades de O&M

Los costos asociados a las actividades de O&M incluidos en el Estudio de Costos, corresponden típicamente a:

- Mano de obra de las cuadrillas de intervención, según su composición (costos directos).
- Costos de traslado de las cuadrillas a los puntos de acción y entre éstos.
- Insumos básicos y herramientas.
- Equipamiento de trabajo.
- Costos de alojamiento y alimentación.

Los requerimientos de O&M dependen de los activos eléctricos de las Empresas Transmisoras y las características topológicas de estas.

Los costos de O&M serán ordenados y dimensionados mediante tablas por Tramo.

a) Mano de obra

Los costos horarios del personal numerario e indiscriminado que realiza tareas directas de O&M se obtienen considerando:

- Horas de trabajo por día, días de trabajo por semana y semanas laborables al año.
- Otros costos (herramientas menores, vestimenta, etc.).

En todo momento, se cumplirá con lo que indique la legislación laboral chilena al respecto. Además, a los salarios específicos del personal de O&M se le agregarán adicionales por turnos rotativos/horas extras, peligrosidad (para actividades de riesgo) y capacitación.

Cada intervención típica sobre cada tipo de componente, tiene asignada en el Modelo una cuadrilla que indica, en general:

- Nombre y código de intervención.
- Frecuencia de intervención.
- Duración media de la intervención.
- Recursos humanos (RRHH) necesarios según perfiles y categorías.
- Etc.

A partir la Base Remuneratoria (5.4.2) se tomarán los costos de RRHH asociados con cada intervención multiplicados por la duración de la tarea y la frecuencia, incluyendo los porcentuales debidos a tiempos muertos de traslados y decalaje entre intervenciones, propios de una gestión eficiente. De ese modo surgirá el costo por intervención. El conjunto de intervenciones en un Tramo, será el costo de RRHH por tramo.

b) Vehículos y equipos especiales

A partir del Estudio de Costos se aplicará el Modelo para calcular los costos mensuales horarios para diferentes vehículos y equipos especiales utilizados en las tareas de O&M:

- Durante la intervención propiamente dicha.
- La movilidad del personal de supervisión de las sedes regionales.
- Para el traslado de las cuadrillas desde su sede operativa hasta el punto de intervención, entre puntos sucesivos de intervención y regreso a sede desde el último punto.

Este cálculo incluirá la movilidad del personal de supervisión de Sedes Regionales.

La Tabla siguiente ilustra el modo de valorización de estos equipos en base horaria, para ser incluidos en el listado de intervenciones al igual que los RRHH de la tarea precedente, e incluye un ejemplo de su aplicación a un caso real.

Tabla 5-2 Valorización de Vehículos y Equipos Especiales

CONCEPTO	MODO DE CÁLCULO
Amortización del vehículo	Anualidad según inversión, vida útil y tasa de descuento.
Mantenimiento	Porcentaje de la inversión.
Combustible	Según uso, consumo y tipo y costo del combustible.
Otros costos (patente, seguro, etc.)	Porcentaje de la inversión.
Horas de uso anuales	Según estándares a ajustar.

Ejemplo: Aplicación a un Caso Real

Descripción	Unidad	Pick Up	Camión 4 t	Camión 10 t	Grúa 2,5 t	Grúa 9,5 t
Tipo Combustible		Diesel	Diesel	Diesel	Diesel	Diesel
Costo de Compra	US\$	27.000	52.072	60.751	85.052	104.144
Vida útil	años	5	5	5	8	10
TAI neta de impuestos	%	9,5%	9,5%	9,5%	9,5%	9,5%
Uso	km/año	60.000	50.000	30.000	20.000	25.000
Consumo de Combustible	Gal/km	0,027	0,037	0,053	0,042	0,042
Costo de Combustible	US\$/Gal	3,97	3,97	3,97	3,97	3,97
Costo de Mantenimiento	%	10,0%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%
Horas anuales	h	2.112	2.112	2.112	2.112	2.112
Otros Costos	%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%
TOTALES						
Costo Consumo Combustible	US\$/año	6.435	7.348	6.265	3.307	4.133
Costo de Mantenimiento	US\$/año	2.700	3.905	4.556	6.379	7.811
Costos Varios Anuales	US\$/año	1.620	3.124	3.645	5.103	6.249
Costo de O&M	US\$/año	10.755	14.378	14.467	14.789	18.193
Costo de Capital	US\$/año	7.024	13.547	15.805	15.630	16.557
Costo Total Anual Subcontratista	US\$/año	17.779	27.925	30.272	30.419	34.750
Costo sin Chofer Empresa	US\$/año	8,42	13,22	14,33	14,40	16,45

c) Materiales, insumos, herramientas, etc.

Cada tipo de intervención de O&M está caracterizada por el uso de elementos tales como:

- Pequeños repuestos
- Materiales e insumos consumidos en el trabajo
- Herramientas y equipos menores
- Ropa de trabajo del personal de intervención

Todos estos elementos se encuentran valorizados en el Estudio de Costos. Los pequeños repuestos son aquéllos que no suponen una modificación cuantificable de la Vida Útil de la instalación, de modo que no se consideran inversiones sino gastos –p/ej. el cambio de una bombilla eléctrica, de una junta, de un conector menor–. En la descripción de la tarea se encuentra definida la cantidad estadísticamente requerida por intervención.

Lo mismo ocurre con los materiales e insumos típicos de cada intervención.

Las herramientas y equipos menores, al igual que la ropa de trabajo del personal, se asocian a una vida útil estándar vinculada con una cantidad de intervenciones, calculando así su amortización por intervención.

Algunos de estos conceptos u otros eventuales suelen ser expresados como porcentuales de los costos de los RRHH.

d) Costo total por intervención

De la suma de 5.4.3 (a) al (c) surge el costo total por intervención.

El resultado será el costo de los recursos anuales requeridos por el conjunto de Tramos de cada tipo y por cada empresa, y el total por empresas y su conjunto, según los diferentes estatus del sistema troncal: existente, en construcción, decidido y menú de candidatos.

La Tabla siguiente es un ejemplo real de acciones y costos de O&M sobre una línea, con frecuencias, costos unitarios y cálculos asociados a la longitud del trayecto.

Tabla 5-3 Ejemplo de Acciones de O&M sobre una Línea

Tipo	Código	Descripción	Unidad Base	Cantidad	Frecuencia Anual	Cua-drilla	Tiempo Tarea (min)	Materiales US\$/ Unit.	Cantidad x Frecuencia	Costo de Cuadrilla	Mano de Obra (US\$)	Materiales (US\$)	Total (US\$)	Tiempo Cuadrilla (horas)
Op	op-01	Consignaciones de Instalaciones (Mant.)	tramos op	18	0,067	c2	30	0,0	1,2	15,55	18,74	0,00	19	1
Op	op-02	Maniobras para reposición del Servicio	tramos op	18	0,067	c2	40	0,0	1,2	18,66	22,48	0,00	22	1
Rep	rep-01	Cambio aisladores de retención	aisl reten	32	0,010	c2	60	10,1	0,3	24,88	8,02	3,26	11	129
Rep	rep-02	Cambio aisladores de suspensión	aisl susp	3.237	0,015	c3	90	37,5	48,6	57,17	4702,64	1908,70	6.611	79
Rep	rep-03	Cambio de Seccionador Fusible	tramos op	6.744	0,020	c3	30	13,5	134,9	25,99	2857,51	499,04	3.357	1
Rep	rep-04	Cambio de Poste	postes	18	0,015	c6	480	3.159,6	0,3	302,65	46,13	24,31	70	75
Rep	rep-05	Empalme con Manguito	km	2.248	0,005	c2	120	451,4	11,2	43,54	3542,08	5029,83	8.572	4
Rep	rep-06	Cambio Cruceta	crucetas	180	0,100	c2	30	10,1	18,0	15,55	78,30	21,65	100	62
Rep	rep-07	Cambio puente auxiliar	ret	2.248	0,100	c5	30	33,7	224,8	72,64	1927,81	1264,59	3.192	18
Rep	rep-08	Cambio tramo de conductor	km mt	1.079	0,100	c4	30	21,6	107,9	54,00	560,82	290,29	851	22
Rep	rep-10	Cambio de fusible de tramo operable	tramos op	180	0,200	c2	30	2,7	36,0	25,00	816,43	8523,25	9.340	0
Rev	rev-01	Inventario-Inspección	km mt	32	0,100	c2	15	9,2	3,2	72,64	7,01	72,73	80	1
Rev	rev-02	Revisión Termográfica	km mt	18	0,020	c6	100	1,8	0,4	72,64	27,96	18,19	46	2
Ad	ad-02	Adecuar puestas a tierra	tierras	45	0,010	c6	50	7,4	0,5	42,37	559,26	215,00	774	1
Ad	ad-03	Retensado de conductores	km	12	0,033	c7	120	41,0	0,4	77,72	559,26	412,00	971	30
Ad	ad-04	Adecuación de Puentes	ret	180	0,010	c5	180	223,7	1,8	157,57	559,26	215,00	774	10
Ad	ad-05	Lavado de aisladores	km	180	0,020	c2	50	6,0	3,6	21,77	816,43	18,00	834	2

5.4.4. Costos Asociados a la Estructura Administrativa

El Estudio de Remuneraciones y otros costos unitarios incluidos en el Estudio de Costos, establecido al 31 Diciembre del 2013, permite valorizar la estructura administrativa, incluyendo básicamente:

- I. Las remuneraciones del personal superior, de planta y contratado de la Organización, incluidos los adicionales de ley específicos de la actividad y el sector, que integran la masa salarial, además de los beneficios homologables a empresas de las características de la EM y todos aquellos costos que no se encuentran en encuestas de remuneraciones.
- II. Los costos de materiales de administración: repuestos, bienes consumibles, útiles de oficina, papelería, etc. requeridos para el desempeño eficiente del personal de planta.
- III. Los costos de servicios asociados a la prestación, tales como comunicaciones, limpieza, seguridad, seguros, etc.

IV. Las inversiones asociadas a estos costos tales como inmuebles, transportes, equipos propios y de terceros, computación y otros sistemas, etc. –que suelen ser clasificados como “activos no eléctricos”.

a) Remuneraciones de la estructura organizacional

El Estudio de las Remuneraciones del Mercado Chileno encomendado a una consultora especializada en el mercado local, en las condiciones que indican las Bases, tiene por objeto determinar la masa salarial mensualizada incluidos los adicionales que contempla la legislación vigente específica o mayoritariamente incluidos en la Muestra, de:

- El personal superior, de planta y contratado de la Organización.
- La mano de obra que integra la composición de los costos de O&M, actividad que ha sido expuesta anteriormente.
- Otros eventuales costos en los que intervengan RRHH directos o de terceros –tales como limpieza, seguridad, etc.

A efectos de estimar las remuneraciones asociadas a cada puesto de trabajo de la estructura administrativa, cubriendo un itemizado más exhaustivo, se realizará un proceso de homologación de cada puesto, buscando el mejor ajuste entre las características del puesto con la información disponible en el Estudio de Costos a partir de la Encuesta de las Remuneraciones, de modo de definir así las rentas de mercado asociadas a cada cargo.

Para cada estamento específico de personal según los requerimientos de recursos humanos, se identificará el mercado relevante y los sueldos promedio a considerar para el mercado local, sobre la base de una antigüedad media representativa.

La Tabla 5-1 muestra un ejemplo de las categorías salariales a utilizar cubriendo la variedad de recursos humanos requeridos para llevar a cabo todas las actividades de la organización eficiente, para calcular la masa salarial del personal –de la estructura organizacional y de las actividades indiscriminadas de O&M.

Cabe señalar que ese cuadro, aunque se trata de un ejemplo tomado de un caso real, no necesariamente se corresponde con las componentes salariales vigentes o de uso común en Chile, los que finalmente serán un resultado del Estudio de Remuneraciones.

Tampoco las funciones y categorías que pueden observarse en el ejemplo son todas ni corresponden a las de las Empresas Transmisoras del SIC y el SING, sirviendo sólo para ilustrar un paso de la Metodología.

El producto de las cantidades de agentes de cada perfil tipo en los diferentes estamentos del organigrama, por la masa salarial mensualizada permitirá obtener la masa salarial total de los puestos identificados en forma personalizada de la Organización de cada Empresa, además de considerar los beneficios asociados a los perfiles, de acuerdo a los beneficios homologables de compañías similares a la empresa modelo, y costos asociados de mano de obra que no se reflejan en una encuesta de remuneraciones.

b) Otros activos no eléctricos

El criterio general del Consorcio es considerar los activos no eléctricos como gastos en concepto de "alquileres". Esto es efectivamente así en los activos de contratistas que cubren servicios tercerizados, no obstante, resulta eficaz para evaluar la organización eficiente y debería ser económicamente indiferente.

En ese mismo sentido, el costo de los edificios se suele evaluar usando valores de mercado del alquiler de oficinas según las características definidas, considerando superficie cubierta eficiente por empleado y niveles jerárquico, más los correspondientes espacios comunes.

No obstante, el tema se acordará con la Contraparte en función de la regulación vigente del Sector y los criterios de ésta, adecuándose a lo requerido en forma específica.

Los costos de comunicaciones se computarán por mes y empleado, asignados para cubrir gastos corrientes de teléfono, gastos en redes de datos y amortizaciones de los equipos. Estos costos se obtendrán de valores de mercado.

Adicionalmente, el Modelo considera costos de comunicaciones de la gerencia de Sistemas vinculados al costo de datos y de la de O&M relacionados con los equipos de radio. Estos costos se obtendrán de valores de mercado.

La amortización y mantenimiento de equipos menores (fotocopiadoras, faxes, etc.), compras menores, gastos de energía eléctrica y agua, servicios de limpieza, seguridad, etc., se estimarán como porcentaje de las remuneraciones del personal. Para establecer dicho porcentaje el Consultor hará un estudio con la información asociada a dichos ítems.

Los costos de transporte se considerarán como la amortización y mantenimiento de un automóvil para el personal que lo requiere en sus funciones específicas. En caso de ser necesario, se tendrán en cuenta los costos de transporte, las estadías, traslados y alimentación. También se considerarán costos de Auditoría Externa.

El cálculo del costo de las instalaciones muebles e inmuebles del Modelo se ajustará en todo lo necesario a los requerimientos de las Bases, de modo que el proceso de cálculo y los resultados sigan fielmente esas especificaciones.

c) Sistemas de soporte

El Modelo contempla los costos de amortización y mantenimiento de los sistemas de soporte de la actividad de transmisión eléctrica, según la Tabla siguiente.

Tabla 5-4 Sistemas Típicos de Soporte en Redes

DENOMINACIÓN	DESCRIPCIÓN
SCADA	Sistema de control, operación y registro de los sistemas eléctricos.
GIS	Sistema de soporte, análisis, manipulación, modelado y visualización georreferenciada de los sistemas eléctricos.
Gestión de Redes	Software de gestión y mantenimiento de las redes de transmisión.

DENOMINACIÓN	DESCRIPCIÓN
Sistemas Centrales	Hardware y software de soporte informático de los demás sistemas.
Administración y Finanzas	Hardware y Software asociado a estas funciones.
Informática PC	Hardware, software mantenimiento de las computadoras personales.

d) Costos adicionales

El Modelo también permite adecuarse a las características más específicas de ciertas empresas o a especificaciones locales no cubiertas en la definición del modelo básico. Los conceptos más frecuentes incluidos en estos adicionales suelen ser:

- *Seguros* – Conforme con las prácticas habituales y recomendadas en el resguardo de los bienes y responsabilidades de este tipo de actividad.
- *Ingeniería y supervisión de obras* – Si correspondiere se estimarán sobre las inversiones anuales previstas como un porcentaje, teniendo en consideración excluir los montos que sean activados como parte de las obras.
- *Otros* – Adicionalmente se pueden reconocer costos asociados a mantenimiento en línea viva, seguros, auditorías, etc.
- *Recursos necesarios para la conexión de otras instalaciones al STT* – Autorizadas por la DO de cada CDEC.

Respecto de la eventual inclusión de ciertas partidas de costo, originadas en conceptos de AOM no precisados en las Bases, el Grupo Consultor analizará la pertinencia de lo que a estos efectos declaren las empresas operadoras de los STT en estudio, conforme al Anexo 2 de las Bases, basado en su experiencia y en lo que resulta usual en otras organizaciones eficientes de su tipo en el Mercado Internacional.

Tal calificación se basará en la normativa eléctrica, laboral, ambiental y demás regulaciones que condicionan el desarrollo y operación de los sistemas de transmisión.

5.5. ASIGNACIÓN DE LOS COMA A LOS TRAMOS

La determinación de los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración del sistema de transmisión troncal se obtienen sumando los resultados parciales (remuneraciones del personal, costos de operación, costos de mantenimiento y costos de administración).

El COMA total y el valor que corresponda a cada tramo serán establecidos en dólares norteamericanos según la tasa de cambio que se establezca para el dólar observado promedio para el mes de diciembre de 2013.

En la instancia presente de repartir los COMA entre Tramos, en consecuencia, estará ya definida la pertenencia de cada subconjunto de Tramos a cada propietario.

- I. Asignación de los Costos de las Intervenciones de O&M – Son tareas que tienen una correlación directa con las características físicas de las instalaciones –km de línea, patios, etc.– de modo que, en principio, sus costos deberían ser asignados al Tramo con los mismos ratios de asignación utilizados para asignar las inversiones.
- II. Asignación de los Costos de la Organización Empresarial (Estructura) Se evaluará y propondrá el criterio más equitativo de asignación entre los Tramos de cada propietario, ya sea por VI del Tramo, energía transportada, etc.

5.6. ESTUDIO DE COSTOS Y REMUNERACIONES

5.6.1. Estudio de Costos Unitarios

5.6.1.1. Costos Básicos

El Consorcio cuenta con una Base de Precios Internacional especializada en el Sector Eléctrico de Latinoamérica, que es permanentemente actualizada y enriquecida por la información pública aportada por cada nuevo Estudio en particular.

En el presente caso, como se suele hacer en cada situación análoga, se realizará un estudio detallado de los costos vigentes en el Mercado de Chile que incluya logística general, transporte, construcciones, inmuebles, obras civiles, comunicaciones, sistemas, etc.

El objetivo será consolidar una Base de Precios del Estudio que habrá de alimentar cada una de las componentes del Modelo de Inventarios y cada uno de los ítems de costos que integrarán el COMA.

Esta investigación se basará en un Estudio del Mercado de Chile y sus alternativas de importación, que incluirá al menos 3 cotizaciones válidas, considerando toda la oferta disponible, para cada uno de los componentes físicos de las instalaciones, cuyo objetivo será seleccionar el mínimo precio dentro de condiciones homólogas de calidad conforme los estándares requeridos en equipamientos usuales. En este proceso se tendrá en cuenta lo expresado en las bases técnicas.

Se tendrán en cuenta posibles diferencias regionales en insumos locales, considerando el efecto diferencial que se pudiere establecer entre compra local próxima a obra vs compra remota + transporte a obra. Con mayor razón esto se considerará también en la opción de adquisiciones locales vs internacionales.

El Estudio tendrá como fecha de referencia de los precios el mes de Diciembre de 2013, de tal modo que no queden incluidos en ellos efectos coyunturales/estacionales de precios, los que serán desestimados. De no ser posible establecer el precio de alguna componente en particular por hallarse discontinuada o temporalmente indisponible, se lo reemplazará por el precio de componentes homólogas con igual función y estándar de calidad.

El Estudio procurará cubrir la totalidad de componentes representativos del Inventario y de cada una de las cuentas de costo en que éstos se abrirán.

Sin menoscabo de que los precios a utilizar se originarán en ese Estudio de Mercado, el Grupo Consultor tendrá como referencia y recurso de homologación entre ítems análogos de características diferenciales, otras fuentes de información, tales como:

- Las bases de precios que dispusieren la Contraparte, las Empresas, los Estudios análogos, licitaciones recientes, etc.
- La propia Base de Precios Internacional del Consorcio.

Este Estudio de Costos incluirá asimismo una estimación en el Mercado Inmobiliario de precios unitarios de terrenos, vinculados a espacios para SSEE y a la estimación de Servidumbres referenciales, a constituir por los nuevos proyectos, sobre la base del valor de las Servidumbres ya constituidas en relación con el de los correspondientes corredores.

El Estudio de Costos incluirá costos de inversión y/o alquiler de equipos de OAM y otros costos operativos excepto las remuneraciones según, por ejemplo:

- Comunicaciones, computación, faxes, etc.
- Transporte
- Alquileres
- Equipos no eléctricos, herramientas, ropa de trabajo
- Alquiler de servicios de seguridad, limpieza, etc.
- Otros

5.6.1.2. Ratios Complementarios de Costos

Esta actividad se refiere a todos aquellos parámetros que, formando parte de los costos y de la valorización de los inventarios, no tienen una expresión habitual directa en unidades monetarias sino que suelen expresarse como porcentajes o ratios de incidencia sobre los costos, unitarios o totales.

En relación con el Estudio de Costos, estos parámetros serían, en principio:

- Eventuales descuentos por volumen con que se podrían ver beneficiadas las empresas que tuvieran a su cargo las inversiones correspondientes a sus respectivos STT.
- Incidencia de algunos ítems secundarios respecto de un concepto principal, por ejemplo, vestimenta y herramientas menores respecto del costo salarial.
- Incidencia de tiempos muertos –espera, traslado, etc.– en la duración total de una tarea.

En el caso de los eventuales descuentos por volumen estos surgirán del propio muestreo de mercado en función de los posibles descuentos que los proveedores estuvieren dispuestos a ofrecer.

Se tendrá especialmente en consideración que los STT en Estudio son desagregados entre diferentes empresas transportistas, no todas de la misma dimensión, de modo que estos eventuales descuentos habrán de guardar una correlación razonable con el tamaño de las instalaciones a cargo de cada empresa.

Se adjuntarán, con los resultados, todos los antecedentes que sustenten este Estudio.

5.6.2. Estudio de Remuneraciones

El Estudio de Costos incluirá un Estudio de Remuneraciones vigentes en el Mercado Laboral de Chile y, de manifestarse necesario, en cada región del país, vinculadas al SIC y al SING, que apuntará a definir diversos ejes en la formulación de los presupuestos:

- Los costos de Mano de Obra de construcción y montaje de las instalaciones, que forman parte de la inversión.
- Los costos de O&M de las redes necesarios para establecer el COMA, referidos a mano de obra indiscriminada de cuadrillas en sus tareas de intervención en los diferentes tramos de red.

- Las Remuneraciones del personal superior, de planta y contratado de la organización de cada empresa transmisora que interviene en los STT en Estudio, bajo la Metodología de Empresa Modelo (EM).
- Otros eventuales costos en los que intervengan RRHH directos o de terceros –tales como limpieza, seguridad, etc.

El *Estudio de las Remuneraciones del Mercado Chileno* requerido, será encomendado a una consultora especializada en el mercado local, en las condiciones que indican las Bases.

El Estudio incluirá las remuneraciones de la economía en general del país, por regiones, comprendiendo, pero sin limitarse al Sector Eléctrico –que podría estar distorsionado por condiciones locales históricas–, enfocándose en el tipo de empresas con actividades que sean tecnológicamente equiparables.

Tendrá por objeto determinar la masa salarial mensualizada⁷ incluidos los adicionales que contempla la legislación vigente específica o que mayoritariamente resulten incluidos por las empresas que configuran la Muestra.

El Estudio a desarrollar será lo suficientemente amplio como para:

- Cubrir la mayor cantidad posible de puestos representativos de la organización tipo, según requiere la Metodología de EM, de modo que facilite posteriormente establecer valores homologables para un itemizado más exhaustivo.
- Definir un mercado específico de comparación para cada área de la organización, de tal modo de constituir posiciones potencialmente atractivas en el nivel del mercado general, de modo que las condiciones de eficiencia propuestas sean, al mismo tiempo, realistas.
- Establecer costos de mano de obra que cubran ampliamente las actividades más diversas tales como: movimientos de tierra, construcciones civiles para la industria,

⁷ Es decir, la suma de todos los componentes de pagos fijos y variables que ese agente recibiría en un año, expresado en montos proporcionales mensuales.

montajes electromecánicos, intervenciones de O&M de equipos y líneas, trabajos con tensión, mediciones y control, logística y transporte, limpieza, comunicaciones, seguridad, etc.

Se adjuntarán, con los resultados, todos los antecedentes que sustenten este Estudio.

La Tabla siguiente es la expresión mensualizada que originará el Cuadro N° 2.2, que es un input del Modelo de EM. Nuevamente, los cargos que se muestran son sólo a título de ejemplo y se encuentran resumidos en sólo algunos títulos.

Tabla 5-5 Remuneraciones y Masa Salarial Mensualizada por Categoría Estándar

Categoría del Personal	Salario Mensual	Horas Extra	Riesgo	Cuota Aguinaldo	Vacaciones	INSS	FGTS	Cap.	Costo Mensual
Director Presidente									
Director									
Gerente I									
Superintendente I									
Asesor I									
Gerente II									
Superintendente II									
Asesor II									
Jefe de Departamento									
Profesional Especialistas									
Jefes de Unidad I									
Ingeniero Sénior									
Universitario Sénior									
Jefe de Unidad II									
Ingeniero Pleno									
Universitario Pleno									
Jefe de Unidad III									
Ingeniero Junior									

Categoría del Personal	Salario Mensual	Horas Extra	Riesgo	Cuota Aguinaldo	Vacaciones	INSS	FGTS	Cap.	Costo Mensual
Universitario Junior									
Técnico I									
Supervisor I									
Técnico II									
Supervisor II									
Electricista I									
Secretaria									
Electricista II									
Operador de Grúa									
Motorista									
Auxiliar O&M									
Auxiliar Administración									
Auxiliar General									

6. FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

Se elaborará un conjunto de fórmulas de ajuste según lo indicado en el Bases (Parte II, punto 4).

a) Selección de indicadores de ajuste

Se seleccionarán indicadores de evolución de costos, preferiblemente de fuentes oficiales estables de publicación y actualización periódicas (mensual, trimestral) que sean representativos del valor económico de cada componente i de las inversiones y costos, o de subconjuntos de ambos.

Se tomarán como referencia las fórmulas vigentes por iguales conceptos hasta el momento del estudio, analizando en qué proporción reflejaron adecuadamente los

cambios durante su vigencia, y qué factores de incidencia deberían corregirse para obtener una mayor aproximación.

Se revisarán las disposiciones de las Bases, la legislación vigente y sus eventuales cambios, analizando las cuestiones principales a tener en consideración.

Se relevarán los índices de ajuste por inflación que se publican en forma periódica en Chile y otros de carácter internacional, de fuentes confiables y estables.

Se tomarán en cuenta, además, índices de ajuste publicados por organismos oficiales y revistas especializadas.

Se analizará su representatividad y validez, en consulta con informantes calificados del medio, en particular, de la Contraparte y otros organismos.

Se analizarán los componentes de costo de los tramos típicos:

- De inversión VCI i que integran los módulos del AVI,
- De los costos operativos CO i que integran el COMA

Se identificarán los componentes del costo CC i que respondan a índices de inflación representativos, tales como:

- Obras civiles, según su tipo
- Estructuras, según su tipo
- Conductores y morsetería
- Transporte
- Recursos humanos, según su intervención

Se identificarán las componentes nacional e importada de cada elemento constitutivo del módulo según la apertura por componentes CC i.

Se identificarán los elementos básicos que constituyen "drivers" o causales explicativos de la evolución del precio de cada rubro.

Se seleccionarán los índices más representativos de cada driver significativo para la componente nacional e importada por separado. La componente importada podrá reflejarse según la inflación del dólar norteamericano o por un índice de ajuste ad hoc, si existiere.

Se evitará la posible inclusión de efectos compuestos resultantes de incorporar el tipo de cambio junto con indicadores correlacionados.

b) Elaboración de polinomios de ajuste

En la medida en que resulte posible contar con indicadores específicos agregados que se consideren representativos, se evitará formular una desagregación excesiva de componentes que obliguen a una tarea compleja de actualización. El objetivo será tender a que no haya más indicadores de ajuste que componentes básicas CC i procurando agruparlas para ser indexadas por los mismos indicadores.

El análisis se realizará para cada componente de las inversiones, AVI i, y para cada cuenta representativa de la formación de los costos de explotación COMA j, tales como "personal", "materiales", "servicios de terceros", etc.

En consecuencia, la actualización del valor en el período k futuro con respecto al valor base que fuera calculado en el Estudio, se obtendrá como una sumatoria de relaciones entre los indicadores componentes:

El AVI k correspondiente al período k futuro valdrá con relación al AVI 0 determinado en el estudio:

$$AVI_k = \sum_i AVI_{i0} \times \frac{IND_{i,k}}{IND_{i,0}}$$

El COMA k correspondiente al período k futuro valdrá con relación al COMA 0 determinado en el estudio:

$$COMA_k = \sum_i CO_{i0} \times \frac{IND_{i,k}}{IND_{i,0}}$$

En el caso particular de las servidumbres y otros derechos asociados al uso del suelo se considerará como indicador de variación en pesos el índice de precios al consumidor IPC.

Adicionalmente se definirá la frecuencia de actualización, el horizonte de validez temporal de las fórmulas, etc.

VI, AVI Y COMA DE LOS PLANES DE EXPANSION DE LAS OBRAS RECOMENDADAS

Se determinarán los A.V.I., los COMA y VATT de componentes y obras para el estudio de los Planes de Expansión de los sistemas troncales, así como también los valores referenciales de las obras con que conformen los planes en definitiva propuestos, y sus respectivas fórmulas de indexación.

7. METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL STT

7.1. DEFINICIONES

7.1.1. Definiciones para la Metodología de Determinación del STT

Para comprender la definición de Sistema de Transmisión Troncal y determinar cuáles instalaciones pertenecen efectivamente a este segmento, es necesario revisar las definiciones que la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N°4) utiliza para los segmentos de: Transmisión; Transmisión Troncal; Subtransmisión; y Transmisión Adicional.

La definición de **Sistema de Transmisión** se encuentra descrita en el Artículo 73° del DFL N°4: "*El Sistema de Transmisión o transporte de electricidad es el conjunto de líneas*

y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, en un nivel de tensión nominal superior al que se disponga en la respectiva norma técnica que determine la Comisión...".

A su vez, este artículo establece que los Sistemas de Transmisión estarán formados por tres segmentos: *"En cada sistema de transmisión se distinguen instalaciones del **Sistema Troncal**, del **Sistema de Subtransmisión** y del **Sistema de Transmisión Adicional**".*

El segmento de **Transmisión Troncal** se define en el artículo 74º, donde se establece que: *"Cada sistema de transmisión troncal estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que sean **económicamente eficientes y necesarias para posibilitar el abastecimiento de la totalidad de la demanda** del sistema eléctrico respectivo, **bajo los diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla**, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la presente ley, los reglamentos y las normas técnicas".*

A su vez, el mismo artículo establece que se deben cumplir con cinco criterios en forma copulativa:

- a) *Mostrar una **variabilidad relevante en la magnitud y dirección de los flujos de potencia**, como resultado de abastecer en **forma óptima una misma configuración de demanda para diferentes escenarios de disponibilidad del parque generador existente**, considerando las restricciones impuestas por el cumplimiento de las exigencias de calidad y seguridad de servicio, **incluyendo situaciones de contingencia y falla**;*
- b) *Tener una tensión nominal **igual o mayor a 220 kilovolts**;*
- c) *Que **la magnitud de los flujos en estas líneas no esté determinada por el consumo de un número reducido de consumidores**;*

- d) Que **los flujos en las líneas no sean atribuidos exclusivamente al consumo de un cliente, o a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales generadoras, y**
- e) Que **la línea tenga tramos con flujos bidireccionales relevantes.**

Una sexta condición se añade al Artículo 74º, la cual deberá cumplirse y permitirá disponer de un solo Sistema de Transmisión Troncal por sistema eléctrico: *"No obstante, una vez determinados los límites del Sistema de Transmisión Troncal, se incluirán en él las instalaciones interiores que sean **necesarias para asegurar la continuidad de tal sistema**".*

Adicionalmente se indica que para completar el listado de instalaciones troncales, se deberán incluir aquellas instalaciones que se encuentran en construcción: *"A las definidas anteriormente se deberán incorporar aquellas **instalaciones futuras de construcción obligatorias** definidas según el artículo 98º".*

La definición de los segmentos de Subtransmisión y Transmisión Adicional se encuentra condicionada a los límites del segmento de Transmisión Troncal, debiendo en primer lugar definir el Sistema de Transmisión Troncal, para luego definir y clasificar las instalaciones que pertenecerán al segmento de Subtransmisión y Transmisión Adicional.

La definición de los Sistemas de Subtransmisión se encuentra en el Artículo 75º del DFL N°4: *"Cada sistema de Subtransmisión estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, **están dispuestas para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales libre o regulados, territorialmente identificable, que se encuentren en zonas de concesión de empresas distribuidoras**".*

Por otro lado los Sistemas de Transmisión Adicionales se encuentran definidos en el Artículo 76º del DFL4: *"Los sistemas de Transmisión Adicional estarán constituidos por las instalaciones de transmisión que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico*

respectivo, ***están destinadas esencial y principalmente al suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios, y por aquellas cuyo objeto 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***”.

Junto con lo anterior, y de acuerdo a lo indicado en el artículo 84° letra c) del DFL N°4, se deberá considerar en la calificación del segmento de Transmisión Troncal las interconexiones entre sistemas y las instalaciones que interconecten y/o faciliten la interconexión de dos o más sistemas: “c) *La calificación de líneas, subestaciones e interconexiones existentes y/o en construcción como nuevas obras troncales, incluso aquellas adicionales que interconecten o faciliten la interconexión de dos o más sistemas eléctricos*”.

Este criterio será analizado e incluido en la etapa de Planificación, debido a que en la etapa de Planificación se estudiará las interconexiones entre sistemas y se podrá visualizar cuales son las instalaciones interconecten o facilitan el desarrollo de estos proyectos en casos de ser requeridos por los sistema de transmisión troncales.

7.1.2. Definiciones para la Determinación del AIC

En el Artículo 108°, letra c) del DFL N°4 se define el área de influencia común como: “...*el área, fijada para efectos de remuneración del sistema troncal, constituida por el conjunto mínimo de instalaciones troncales entre dos nudos de dicho sistema, en la que concurren, simultáneamente, las siguientes características:*

- 1. Que entre dichos nudos se totalice al menos un setenta y cinco por ciento de la inyección total de energía del sistema;*
- 2. Que entre dichos nudos se totalice al menos un setenta y cinco por ciento de la demanda total del sistema, y*
- 3. Que la densidad de la utilización, dada por el cociente entre el porcentaje de inyecciones dentro del área de influencia común respecto de las inyecciones totales*

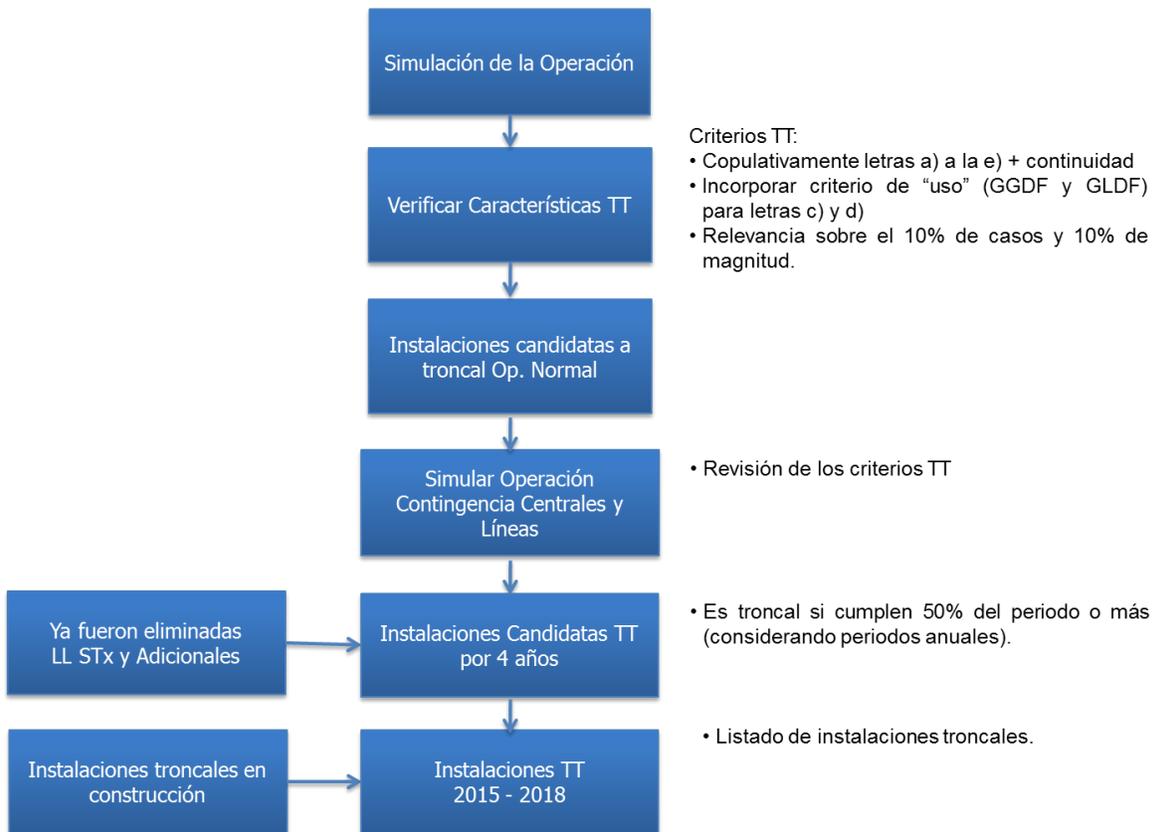
del sistema y el porcentaje del V.I. de las instalaciones del área de influencia común respecto del V.I. del total de instalaciones del sistema troncal, sea máxima”.

A partir de lo expuesto en este Artículo se entiende expresamente que el AIC debe cumplir tres condiciones dentro del Sistema de Transmisión Troncal.

7.2. METODOLOGÍA PARA DETERMINAR EL SISTEMA TRONCAL

Tomando en consideración las definiciones descritas en el Título anterior, se ha definido como metodología para la determinación de las instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal el procedimiento que se ilustra en la siguiente figura y que se detalla posteriormente.

Figura 7-1 Metodología para Determinar el Sistema Transmisión Troncal Inicial



7.2.1. Simulación de la Operación

Con el objeto de evaluar el cumplimiento de los criterios descritos en el artículo 74° del DFL N°4 se modelarán los sistemas SIC y SING en el software Ose2000. Este software permite obtener, como resultados de la simulación de la operación del sistema; los despachos de las centrales generadoras; los flujos de potencia por los segmentos de Transmisión Troncal, Subtransmisión y Transmisión Adicional; los factores GGDF y GLDF, entre otras variables.

La simulación considerará los siguientes puntos:

- i. Sistema de Transmisión: Se modelarán los segmentos de Transmisión Troncal, Subtransmisión y Transmisión Adicional que se considere necesaria para representar la operación del sistema.
- ii. Bases del Estudio: de acuerdo al Informe Técnico de Precios de Nudo de Abril de 2014. Dicha base será actualizada y revisada en generación, transmisión y demanda.
- iii. Horizonte de simulación: 10 años en SING y 10 años más 2 de relleno en el SIC (para efectos de la definición troncal). Los dos años de relleno para la operación del SIC son necesarios dada su condición de sistema hidrotérmico, de modo que se pueda representar correctamente la operación de los embalses en el horizonte de estudio.
- iv. Bloques de demanda: 10 bloques, 5 bloques para días laborales y 5 bloques para días festivos.
- v. Hidrologías: 56 condiciones hidrológicas (SIC)
- vi. Simulación de ERNC: De acuerdo a curva de producción de energía y potencia.

7.2.2. Modificaciones respecto al Informe Técnico de Precio de Nudo

Para efectos de este estudio, se utilizó como base el Informe Técnico de Precio de Nudo de Abril de 2014 (ITPN). Sin embargo se incluyeron ciertas modificaciones en generación, transmisión y demanda.

En el SING, el ITPN modela ciertas líneas que poseen doble circuito, como líneas de un solo circuito, lo que fue modificado. Además, las centrales térmicas Kelar (denominada originalmente como Mejillones GNL) y Angamos se conectan en barras propias para poder apreciar de mejor forma los sentidos reales de los flujos, mientras que en el ITPN se conectan en barras principales del sistema.

Por otra parte, el ITPN no considera consumos en la barra Esperanza, y los asigna en la barra Chacaya 220 kV, lo que entrega valores incorrectos del sentido de los flujos, por lo que los consumos mineros de esa área se asignaron al nudo correspondiente. La demanda de Minera Escondida se concentra en la barra Escondida 220 kV, por lo que se distribuyó de modo que las barras Domeyko, Sulfuros y Escondida 220 kV tuviesen los valores correspondientes.

Además, se incorporó al modelo la barra OGP 1 220 kV, que involucra un consumo minero que entra en operación durante el período de estudio, y que se conecta a las barras Domeyko 220 kV y Nueva Zaldívar 220 kV. Finalmente, se incluye el seccionamiento de la línea Atacama – Domeyko 2x220 kV en O'Higgins 220 kV, a fines de 2015.

En el SIC, el ITPN considera que el circuito Nogales – Quillota 2x220 kV opera abierto, mientras que en este estudio se consideró que opera cerrado, dado que disminuye los costos de operación del sistema. Por otra parte, se corrigieron los parámetros de resistencia y reactancia de la línea Nogales – Polpaico 2x220 kV. Finalmente, se incluyó el sistema de transmisión en 220 kV de Chiloé.

7.2.2.1. Modelación de la Demanda de los Sistemas

La demanda mensual se representó mediante 5 bloques de horas consecutivas para los días hábiles y 5 bloques para los días no hábiles. Se consideró la misma definición de los bloques para ambos tipos de días en cuanto a las horas del día asignadas a cada bloque en cada mes, siendo la definición de bloques propia de cada mes.

La duración total de los bloques correspondientes a día hábil es mayor que la duración de los bloques correspondientes a día no hábil, debido a que en cada mes la cantidad de días laborales es mayor que la de festivos.

La asignación de las horas del día a cada bloque se realizó siguiendo el perfil de generación de las centrales solares y la curva de demanda horaria del sistema, en todos los meses del año.

En la siguiente tabla se muestra la asignación de las horas de día hábil a cada bloque y mes. Para los días festivos, los bloques se enumeran del 6 al 10, y se considera la misma distribución.

Hora del día	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
1	5	5	1	5	1	1	1	1	1	1	1	1
2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
8	2	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
9	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
10	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3
11	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
12	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
13	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
14	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
15	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
16	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
17	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
18	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	3	3
19	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
20	4	4	4	5	5	5	5	5	5	4	4	4
21	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4
22	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
23	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
24	5	5	5	5	5	5	5	5	1	5	5	5

Teniendo en cuenta lo anterior, en la siguiente tabla se muestra la duración de los bloques, tanto de día laboral como festivo.

Mes	Blo01	Blo02	Blo03	Blo04	Blo05	Blo06	Blo07	Blo08	Blo09	Blo10
Abr	18%	6%	24%	6%	18%	7%	2%	9%	2%	7%
May	20%	6%	23%	6%	14%	9%	3%	11%	3%	7%
Jun	19%	6%	22%	6%	14%	10%	3%	11%	3%	7%
Jul	21%	6%	24%	6%	15%	8%	2%	10%	2%	6%
Ago	20%	6%	23%	6%	14%	9%	3%	11%	3%	7%
Sep	20%	5%	20%	5%	10%	13%	3%	13%	3%	7%
Oct	21%	6%	24%	9%	12%	8%	2%	10%	4%	5%
Nov	17%	8%	25%	8%	8%	8%	4%	13%	4%	4%
Dic	16%	8%	24%	8%	8%	9%	4%	13%	4%	4%
Ene	18%	9%	24%	9%	12%	7%	4%	10%	4%	5%
Feb	21%	6%	24%	9%	12%	8%	2%	10%	4%	5%
Mar	19%	8%	22%	5%	11%	10%	4%	12%	3%	6%

7.2.2.2. Modelación de las Centrales Fotovoltaicas y Eólicas

En base a la definición de bloques descrita, las centrales solares generan en los bloques 2 a 4, con mayor intensidad en el bloque 3, y en los bloques 7 a 9, con mayor intensidad en el bloque 8. En el modelo esto se regula limitando la potencia máxima a la que opera cada planta fotovoltaica, en cada bloque y mes. De este modo, para los bloques en que la central no opera, como los bloques correspondientes a la noche y madrugada, se simula con potencia máxima disponible igual a cero. Se utilizaron perfiles de generación tipo, obtenidos del Explorador de Energía Solar de la Universidad de Chile, desarrollado para el Ministerio de Energía.

Las centrales eólicas se modelan en forma similar a centrales hidroeléctricas de pasada, con el fin de representar la variabilidad propia de este tipo de tecnología. Para esto, se obtienen matrices de viento que representan la potencia máxima y mínima a la que puede operar cada parque eólico y así poder apreciar el impacto sobre el sistema de transmisión y las posibles saturaciones que pudiesen ocurrir. El promedio de los datos de las matrices de viento por mes y bloque es el mismo que al modelarlas como centrales térmicas.

Las matrices de viento se componen del mismo número de años históricos simulados en la operación, por lo que cada mes y bloque tiene 56 simulaciones de datos de viento. Los datos de viento se obtuvieron a partir del Explorador de Energía Eólica, desarrollado por la Universidad de Chile para el Ministerio de Energía.

El procesamiento de los datos para generar los afluentes de cada central consiste en tomar los datos de viento de la zona geográfica donde se ubica, para transformarlos en potencia mediante una curva tipo de un generador eólico. A partir de los datos obtenidos se toman muestras aleatorias para completar las 56 hidrologías, para cada mes de los primeros cinco años de simulación. Desde el sexto año en adelante, se replican las matrices de los primeros años.

7.2.3. Verificación de los Criterios Troncales

Se verificarán los criterios establecidos en el Artículo 74° del DFL N°4, considerando los siguientes aspectos:

- a) *Mostrar una **variabilidad relevante en la magnitud y dirección de los flujos de potencia**, como resultado de abastecer en **forma óptima una misma configuración de demanda para diferentes escenarios de disponibilidad del parque generador existente**, considerando las restricciones impuestas por el cumplimiento de las exigencias de calidad y seguridad de servicio, **incluyendo situaciones de contingencia y falla**;*

Para el cumplimiento del criterio a) se ha definido lo siguiente: 1) Se interpretará como variabilidad relevante en magnitud cuando el flujo por un tramo del Sistema de Transmisión sea mayor o igual al 10% del flujo máximo en el tramo, en ambas direcciones y sentidos; 2) Se considerará que la variabilidad es relevante cuando la dirección de los flujos de potencia, en ambos sentidos, sea mayor o igual al 10% del tiempo.

El umbral del 10% para la relevancia de los flujos en un sentido u otro se consideró aceptable, ya que se considera que los cambios en la operación del sistema son relevantes

si producen una inversión de los flujos al menos al tiempo equivalente de un mes en el año (1/12), dado esto, se considera que este cambio de operación será relevante en la operación del sistema si es superior a este límite indicado, y por lo tanto, se fijó el umbral en un 10%. Por otro lado, se fijó el umbral sobre la magnitud en un 10%, considerando que para que se revierta el flujo de una línea en magnitud los cambios en las condiciones operacionales (despachos y demanda, entre otras) debe ser tal naturaleza que equivalen a invertir en un 100% la magnitud del flujo máximo, siendo necesaria para una proporción adicional, que se estimó en un 10%, para este cambio se consideré relevante, de esta forma se estaría frente a un cambio que es relevante a nivel de mercado y sus transacciones.

De esta forma se considerará que para un tramo del sistema los flujos de potencia son de variabilidad relevante cuando, para diferentes condiciones de disponibilidad del parque generador (ya sea por hidrología, por mantenimiento o por situaciones de contingencia y falla en el sistema, tanto de generación como de transmisión) presentan variabilidad en sentido y flujo de acuerdo a lo indicado en el párrafo anterior. Las situaciones de falla de centrales generadoras serán incorporadas en el análisis de contingencia, considerado en este procedimiento.

*b) Tener una tensión nominal **igual o mayor a 220 kilovolts;***

Sólo serán consideradas en el análisis para la determinación del sistema de transmisión troncal las instalaciones de tensiones iguales o superiores a 220 kV. No obstante, para efectos de simulación e incorporación en la operación económica del sistema interconectado se considerarán, además de las instalaciones con niveles de tensión iguales o superiores a 220 kV, las instalaciones de niveles de tensión inferiores a 220 kV que estén tanto en los sistemas de Subtransmisión y Transmisión Adicional relevantes.

*c) Que **la magnitud de los flujos en estas líneas no esté determinada por el consumo de un número reducido de consumidores;***

Que la magnitud de los flujos no esté determinada por el consumo de un consumidor o de un número reducido de consumidores, se ha interpretado de la siguiente forma:

Si un consumidor o un grupo reducido de consumidores no se les pueden atribuir más del 80% del uso esperado de la instalación en estudio. En este caso, este consumidor o el grupo reducido de consumidores no estarían determinando la magnitud de los flujos de las líneas. Este criterio se basa en el hecho que un consumidor o un grupo de consumidores, para determinar la magnitud de los flujos de las líneas de transmisión, debe hacer un uso mayoritario de estas instalaciones, pero no necesariamente en forma exclusiva. A juicio de este consultor con el porcentaje de uso igual o superior a un 80% se estaría verificando que los flujos están determinados básicamente por un consumidor, y por lo tanto, sus magnitudes también.

Dado lo anterior se entenderá como grupo reducido de consumidores a aquellos consumidores libre que se conecten al sistema y que no sean más de 2 y/o los consumos regulados que pertenecen a una misma área de concesión de distribución.

Por esto, para tramos donde los flujos se dirijan principalmente hacia un grupo de consumidores, se determinará el uso de este tramo a través de los GLDF, de tal forma de determinar quiénes son los principales usuarios de los sistemas de transmisión. Usando dichos factores, se obtiene el porcentaje de uso de cada línea asociado a grupos de consumidores, agrupados en áreas de Subtransmisión. En el caso de que el retiro asociado a una zona que usa la línea sea mayor a un 80% del total de los retiros, entonces ese tramo no cumple el criterio indicado en la letra c).

Por ejemplo, según los factores GLDF el 60% de los retiros asociados a la línea Encuentro – Collahuasi 220 kV corresponden al área denominada “Collahuasi”. Es por esto que el tramo indicado cumple con el criterio c).

d) Que los flujos en las líneas no sean atribuidos exclusivamente al consumo de un cliente, o a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales generadoras;

Se entenderá que los flujos de una línea no son atribuidos “exclusivamente” a un cliente o la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales generadoras cuando (no en forma copulativa):

- Los flujos sean bidireccionales, en cualquier proporción. Se entiende que lo utilizan al menos dos usuarios del sistema, por lo tanto, no sería de uso exclusivo de uno de ellos.
- Si los flujos son unidireccionales, se considera que no es necesario verificar el uso de este tramo ya que no cumple con el criterio a), por lo tanto, no sería troncal.

e) ***Que la línea tenga tramos con flujos bidireccionales relevantes.***

Se entenderá que una línea tiene tramos con flujos bidireccionales relevantes cuando los flujos por los tramos tienen al menos flujos en ambos sentidos mayores al 10% de los casos totales.

Al igual que el criterio a) se considera que una instalación tiene flujos bidireccionales relevantes si el sentido de los flujos en una u otra dirección es superior a un mes durante el año (1/12).

Continuidad del sistema

Se verificará que las instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal que se encuentren aisladas del resto de las instalaciones troncales deban quedar conectadas al resto del sistema por una línea que tenga un nivel de tensión de 220 kV o superior. Si ese es el caso, se considerará el mínimo de instalaciones necesarias para mantener la continuidad del Sistema de Transmisión Troncal entre la instalación que se encuentra aislada, y el Sistema de Transmisión Troncal más cercano.

Se podrá identificar las instalaciones que clasifican por “continuidad” como aquellas instalaciones que al no estar en operación no permiten que uno de los tramos que

conectan cumpla con los criterios de troncalidad, es decir, los tramos que conectan dejan de ser troncales.

Además, se verificó que estas líneas posibiliten el abastecimiento del 100% de la demanda.

Para esto es necesario distinguir entre dos casos, el primero que exista un tramo de nivel de tensión de 220 kV o superior que une las instalaciones troncales, en este caso se considerará que esta instalación es troncal para permitir la continuidad del sistema troncal.

Por otro lado, cuando exista más de un tramo con nivel de tensión igual o superior a 220 kV que permite la conexión del sistema troncal con el tramo troncal que está aislado, estos tramos deberán cumplir que:

- Posibiliten el abastecimiento del 100% de la demanda, pero cumpliendo el criterio c) de las definiciones troncales.
- Que permitan que el o los tramos troncales que conectan continúen siendo troncales.

Para esta verificación se espera que el tramo que conecta cumpla con al menos uno de los dos criterios indicados, cuando el tramo que se está analizando es retirado del sistema, y se analizan sus impactos sobre el sistema de transmisión.

7.2.4. Instalaciones Candidatas a Transmisión Troncal en Operación Normal

Una vez revisados los criterios de los sistemas troncales de acuerdo a lo descrito en el numeral 7.2.3 se podrá contar con las instalaciones candidatas a transmisión troncal en operación normal.

En el numeral 7.2.5 se inicia la verificación de los tramos que tienen un comportamiento troncal bajo los distintos escenarios de contingencia y falla.

7.2.5. Simular la Operación Considerando Fallas y Contingencia

Para la revisión del comportamiento del Sistema de Transmisión bajo diferentes casos de falla y contingencia, se simuló la operación del Sistema Interconectado con el software Ose2000.

Con este objetivo se modeló el Sistema Interconectado bajo los mismos supuestos indicados en el numeral 7.2.1, añadiendo la alternativa de obtener una falla o contingencia en cada etapa de simulación.

Con la información que se obtuvo de la simulación de la operación y análisis de falla se verificó los criterios descritos en el numeral 7.2.3, incorporando las instalaciones que pueden ser de operación.

Se realizarán fallas tanto en las centrales generadoras, como en las líneas de transmisión en estudio.

7.2.6. Instalaciones Candidatas al Segmento de Transmisión Troncal

Las instalaciones que son candidatas al segmento de Transmisión Troncal deberán clasificar como troncal al menos en un 50% del periodo de evaluación. Esto se debe a que para que una instalación califique como troncal, ésta debe comportarse como tal en la mayor cantidad del tiempo en que está siendo evaluada, es decir en la mitad o más del periodo de evaluación. Dado lo anterior, deberán cumplir con los criterios de troncalidad en 2 o más años entre el 2015 y 2018, y no necesariamente en años corridos.

Las instalaciones que cumplan con esta evaluación serán propuestas para ser parte del Sistema de Transmisión Troncal.

7.2.7. Instalaciones del Segmento de Transmisión Troncal

Al listado de instalaciones troncales obtenidas mediante la metodología que se ha descrito, se adicionan las instalaciones troncales que ya se encuentran en construcción. De esta

manera se obtiene el listado final de líneas pertenecientes al Sistema de Transmisión Troncal.

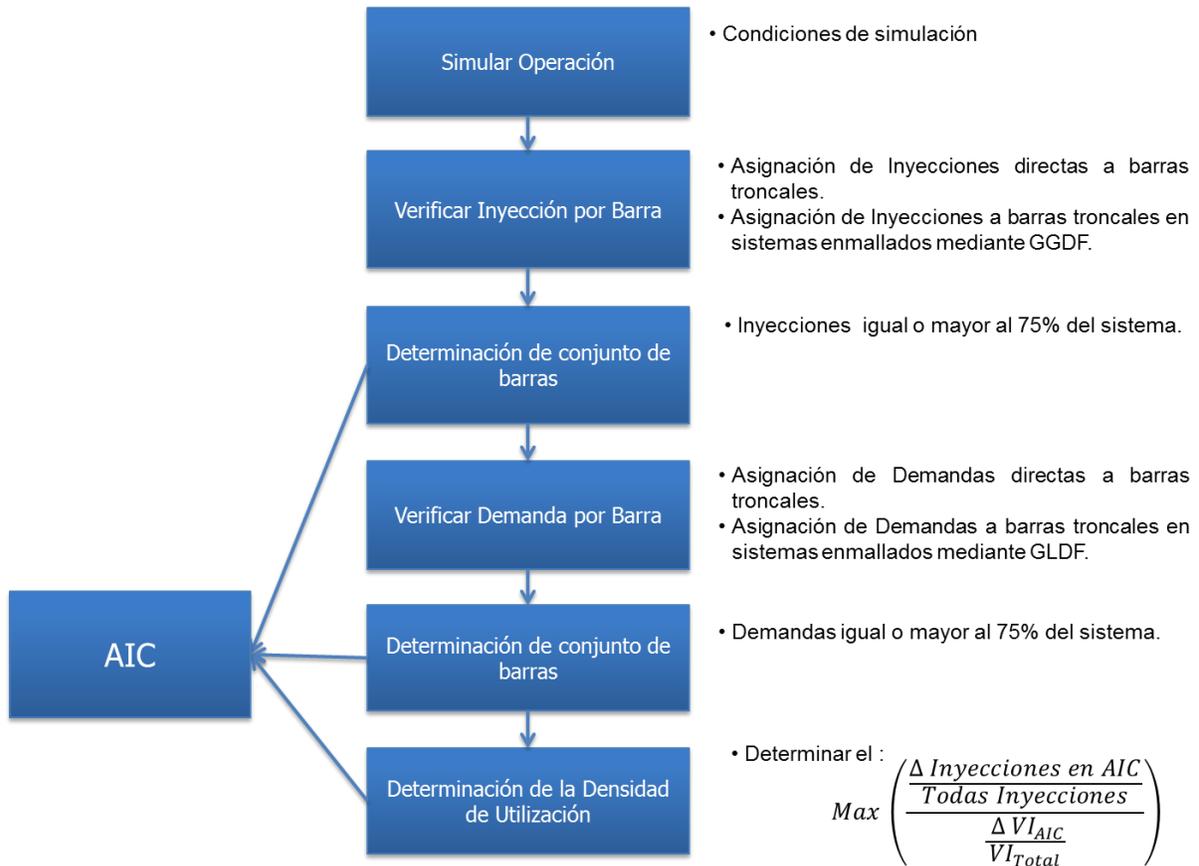
7.3. METODOLOGÍA PARA DETERMINAR EL ÁREA DE INFLUENCIA COMÚN

En esta sección se describe la metodología propuesta para determinar el área de influencia común (AIC) del sistema de transmisión troncal.

Para la determinación del área de influencia común será necesario contar con los Valores de Inversión (V.I.) de las instalaciones del sistema de transmisión troncal. Para este efecto, se utilizarán los VI que sean determinados en el informe 2 de este estudio, y para las instalaciones clasificadas como obras nuevas que tienen asignado un VATT de licitación, el VI a utilizar se obtendrá de la razón entre VATT y el VI promedio de todas las instalaciones troncales del mismo nivel de tensión.

Basados en la definición del numeral 7.1.2 se puede expresar en forma simplificada la metodología para determinar el área de influencia común con la siguiente figura:

Figura 7-2 Metodología para Determinar Área de Influencia Común



* VI_{Total} : VI de todas las instalaciones troncales del Sistema.

7.3.1. Simulación de la Operación de los Sistemas

Se modelará los sistemas SIC y SING en el software OSE2000, con el objeto de poder evaluar el cumplimiento de los criterios descritos en el artículo 74° del DFL 4. Este software permite obtener como resultados de la simulación de la operación del sistema, entre otras variables, los despachos de las centrales generadoras, los flujos de potencia por el sistema de transmisión, los GGDF, GLDF.

La simulación considerarán los siguientes puntos:

- Sistema de transmisión: Se modela sistema troncal, subtransmisión y sistemas adicionales relevantes.
- Bases del Estudio: de acuerdo al Informe Técnico de Precios de Nudo de Abril de 2014, actualizada y revisada en generación, transmisión y demanda.
- Horizonte de simulación: 10 años en SIG y 10 años más 2 de relleno en el SIC (para efectos de la definición troncal).
- Bloques de demanda: 10 bloques, 5 bloques para días laborales y 5 bloques para días festivos.
- Hidrologías: 56 condiciones hidrológicas (SIC)
- Simulación de ERNC: De acuerdo a curva de producción de energía y potencia.

Para las explicaciones sobre las bases del estudio para la simulación, referirse a la sección 7.2 de este informe.

7.3.2. Verificar las Inyecciones por Barra

La primera condición descrita en la definición del AIC requiere que entre los nodos del AIC las inyecciones sean el 75% de las inyecciones del sistema de transmisión, para lo anterior se deberá asignar a cada nodo las inyecciones de las centrales, de esta forma se podrá contabilizar las inyecciones que existen entre dos nodos del sistema de transmisión.

Para lo anterior se deberá:

- Asignar en forma directa las inyecciones en las barras del sistema troncal que tienen conectadas en forma directa las centrales generadoras.
- Asignar en forma indirecta las inyecciones en las barras del sistema troncal de aquellas de centrales generadoras que se conectan en sistema de subtransmisión o en sistema adicionales. Para esto se estima necesario realizar las asignaciones de las inyecciones en las barras del sistema de transmisión troncal utilizando los GGDF de las líneas de transmisión que evacuan sus inyecciones en las barras del sistema de transmisión troncal.

7.3.3. Determinación del Conjunto de Barras de Inyección

Para determinar el conjunto de barras que contienen el 75% de las inyecciones de las centrales generadoras se deberán sumar las inyecciones entre cada nodo del sistema de transmisión troncal, de tal forma de identificar la combinación de barras que tienen en su interior el 75% de las inyecciones del sistema de transmisión.

7.3.4. Verificar las Demandas por Barra

La segunda condición descrita en la definición del AIC requiere que entre los nodos del AIC la demanda sea el 75% de las demandas del sistema de transmisión. Para lo anterior, se deberá asignar a cada nodo los consumos del sistema, de esta forma se podrá contabilizar las demanda por barra del sistema de transmisión troncal, consumos que estarán entre dos nodos del sistema de transmisión.

Para lo anterior se deberá:

- Asignar en forma directa los consumos en las barras del sistema troncal que tienen conectadas en forma directa los consumos del sistema.
- Asignar en forma indirecta los consumos en las barras del sistema troncal de aquellos consumos que se conectan en el sistema de subtransmisión o en los sistemas adicionales. Para esto se estima necesario realizar las asignaciones de las demandas en cada barra del sistema de transmisión troncal utilizando los GLDF de las líneas de transmisión que reciben el consumo y se conectan a las barras del sistema de transmisión troncal.

7.3.5. Determinación del Conjunto de Barras de Demanda

Para determinar el conjunto de barras del sistema de transmisión que contienen el 75% de las demandas se deberán sumar los consumos asignados a cada barra del sistema

troncal, considerando todas las combinaciones de barras que existan, de tal forma de identificar las combinaciones de barras que tienen en su interior el 75% de las demandas del sistema de transmisión.

7.3.6. Determinación de la Densidad de Utilización

Para determinar la densidad de utilización se debe calcular el siguiente cociente:

$$Max \left(\frac{\frac{\Delta \text{Inyecciones en AIC}}{\text{Todas Inyecciones}}}{\frac{\Delta VI_{AIC}}{VI_{Total}}} \right)$$

* VI_{Total} : VI de todas las instalaciones troncales del Sistema.

Este cociente se debe calcular para todas las combinaciones de barras del sistema de transmisión y seleccionar aquella que se obtiene el mayor cociente entre dos barras. De esta forma se obtiene una matriz de cociente de utilización y se pueden observar aquellas combinaciones de barras que proporcionan el máximo valor.

7.3.7. El Área de Influencia Común (AIC)

Finalmente, se deberá buscar el máximo valor del cociente de densidad de utilización y que en forma simultánea tenga al menos el 75% de las inyecciones y consumos entre los nodos del troncal que selecciono.

7. CLASIFICACIÓN DE INSTALACIONES TRONCALES

8.1. LÍNEAS TRONCALES POR SISTEMA

Sistema de transmisión troncal SIC: Al aplicar la metodología descrita se obtuvieron las siguientes instalaciones troncales para el SIC, las cuales cumplieron los criterios indicados en el artículo 74° del DFL 4.

#	Líneas Troncales SIC	#	Líneas Troncales SIC
1	Diego de Almagro 220->Carrera Pinto 220 I	42	Polpaico 500->Polpaico 220 II
2	Carrera Pinto 220->San Andres 220 I	43	Ancoa 500->Alto Jahuel 500 I
3	San Andres 220->Cardones 220 I	44	Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II
4	Maitencillo 220->Cardones 220 I	45	Colbun 220->Candelaria 220 I
5	Maitencillo 220->Cardones 220 II	46	Colbun 220->Candelaria 220 II
6	Maitencillo 220->Cardones 220 III	47	Candelaria 220->Maipo 220 I
7	Maitencillo 220->Punta Colorada 220 I	48	Candelaria 220->Maipo 220 II
8	Maitencillo 220->Punta Colorada 220 II	49	Maipo 220->Alto Jahuel 220 I
9	Punta Colorada 220->Pan de Azucar 220 I	50	Maipo 220->Alto Jahuel 220 II
10	Punta Colorada 220->Pan de Azucar 220 II	51	Ancoa 220->Itahue 220 I
11	Pan de Azucar 220->Don Goyo 220 I	52	Ancoa 220->Itahue 220 II
12	Don Goyo 220->Talinay 220 I	53	Colbun 220->Ancoa 220
13	Pan de Azucar 220->Monte Redondo 220 II	54	Rapel 220->Alto Melipilla 220 I
14	Talinay 220->Las Palmas 220 I	55	Rapel 220->Alto Melipilla 220 II
15	Monte Redondo 220->Las Palmas 220 II	56	Alto Melipilla 220->Cerro Navia 220 I
16	Las Palmas 220->Los Vilos 220 I	57	Alto Melipilla 220->Cerro Navia 220 II
17	Las Palmas 220->Los Vilos 220 II	58	Charrua-220->Hualpen 220
18	Los Vilos 220->Nogales 220 I	59	Charrua 220->Lagunilla 220 I
19	Los Vilos 220->Nogales 220 II	60	Lagunilla 220->Hualpen 220
20	Nogales 220->Quillota 220 I	61	Charrua 220->Tap Laja 220

21	Nogales 220->Quillota 220 II	62	Tap Laja 220->Temuco 220
22	Nogales 220->Polpaico 220 I	63	Charrua 220->Mulchen 220 I
23	Nogales 220->Polpaico 220 II	64	Charrua 220->Mulchen 220 II
24	Quillota 220->Polpaico 220 I	65	Mulchen 220->Cautin 220 I
25	Quillota 220->Polpaico 220 II	66	Mulchen 220->Cautin 220 II
26	Lampa 220->Polpaico 220 I	67	Temuco 220->Cautin 220 I
27	Cerro Navia 220 Dsf->Lampa 220 I	68	Temuco 220->Cautin 220 II
28	Cerro Navia 220 Dsf->Polpaico 220 II	69	Valdivia 220->Cautin 220 I
29	Chena 220->Cerro Navia 220 I	70	Cautin 220->Ciruelos 220 II
30	Chena 220->Cerro Navia 220 II	71	Ciruelos 220->Valdivia 220 II
31	Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 I	72	Polpaico 220->Los Maquis 220
32	Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 II	73	Charrua 500->Ancoa 500 I
33	El Rodeo 220->Chena 220 I	74	Charrua 500->Ancoa 500 II
34	El Rodeo 220->Chena 220 II	75	Valdivia 220->Rahue 220 I
35	Chena 220->Alto Jahuel 220 III	76	Valdivia 220->Pichirrahue 220 II
36	Chena 220->Alto Jahuel 220 IV	77	Rahue 220->Puerto Montt 220 I
37	Alto Jahuel 500->Polpaico 500 I	78	Pichirrahue 220->Puerto Montt 220 II
38	Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II	79	Ancoa 500->Ancoa 220 I
39	Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 I	80	Charrua 220->Charrua 500 I
40	Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 II	81	Charrua 220->Charrua 500 II
41	Polpaico 500->Polpaico 220 I	82	Charrua 220->Charrua 500 III

Se adicionan en este periodo las siguientes líneas:

- Línea 2x220 kV Lagunillas – Charrúa
- Línea 1x220 kV Hualpén – Lagunillas
- Línea 2x220 kV Polpaico – Los Maquis

Estas líneas cumplen con los 5 criterios definidos como transmisión troncal.

Sistema troncal del SING: Al aplicar la metodología descrita se obtuvieron las siguientes instalaciones troncales para el SING, las cuales cumplieron los criterios indicados en el artículo 74° del DFL 4.

#	Líneas SING
1	Lagunas 220->Pozo Almonte 220
2	Tarapacá 220->Lagunas 220 I
3	Tarapacá 220->Lagunas 220 II
4	Crucero 220->Lagunas 220 II
5	Crucero 220->Nueva Victoria 220 I
6	Nueva Victoria 220->Lagunas 220 I
7	Crucero 220->Encuentro 220 I
8	Crucero 220->Encuentro 220 II
9	Atacama 220->Encuentro 220 I
10	Atacama 220->Encuentro 220 II
11	Atacama 220->Domeyko 220 I
12	Atacama 220->Domeyko 220 II
13	Domeyko 220->Escondida 220
14	Domeyko 220->Sulfuros 220
15	Nueva Zaldívar 220->Escondida 220
16	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 I
17	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 II
18	Laberinto 220->El Cobre 220
19	Crucero 220->Laberinto 220 I
20	Crucero 220->Laberinto 220 II

En este periodo se han adicionado las siguientes instalaciones al sistema de transmisión troncal del SING:

- Línea 220 kV Lagunas – Pozo Almonte

- Línea 220 kV Laberinto – El Cobre
- Línea 220 kV Laberinto – Nueva Zaldívar
- Línea 220 kV Nueva Zaldívar – Escondida
- Línea 220 kV Domeyko – Escondida
- Línea 220 kV Atacama – Domeyko

De las líneas adicionadas como troncal se incluyen por concepto de continuidad del sistema las líneas de 220 kV Nueva Zaldívar – Escondida y las líneas de doble circuito Laberinto – Nueva Zaldívar y Atacama – Domeyko. Las líneas restantes cumplen con los 5 criterios de transmisión troncal.

8.2. CONTINGENCIAS REALIZADAS EN EL SIC

Con el fin de verificar posibles cambios en la línea Charrúa – Concepción 220 kV, se estudió una contingencia en la línea Charrúa – Lagunilla 220 kV. No obstante, una falla en este último circuito no produce ningún cambio en el sistema troncal ya determinado, por lo que la línea Charrúa – Concepción 220 kV no es declarada como un tramo troncal.

Se estudió el comportamiento del sistema troncal al fallar el doble circuito Temuco – Cautín 220 kV. En este caso se obtuvo que el tramo troncal Temuco – Tap Laja 220 kV deja de ser bidireccional al fallar la línea indicada, por lo que es necesario incluir el circuito Temuco – Cautín 2x220 kV al sistema troncal para cumplir con el criterio de continuidad.

Se realizaron contingencias sobre el doble circuito Colbún – Candelaria 220 kV, para comprobar si cumple con el criterio de continuidad. Al hacer fallar el tramo indicado, se obtiene que la línea Candelaria – Maipo 2x220 kV deja de ser bidireccional, por lo que la línea Colbún – Candelaria 2x220 kV es incluida en el sistema troncal por continuidad.

Dado que la línea Chena – Cerro Navia 2x220 kV cumple con los criterios de troncalidad, fue necesario chequear el cumplimiento del criterio de continuidad para los tramos Cerro Navia – Polpaico y Chena – El Rodeo – Alto Jahuel. Se comprobó que al ser sacados de funcionamiento los circuitos Chena – El Rodeo 4x220 kV y El Rodeo – Alto Jahuel 4x220 kV, la línea Chena – Cerro Navia 2x220 kV deja de ser bidireccional, por lo que ambos tramos deben ser incluidos en el sistema troncal, siguiendo el criterio de continuidad mencionado anteriormente. Sin perjuicio de lo anterior, estos tramos son declarados troncales por decreto de obra nueva bajo el que fueron construidos.

Se realizaron contingencias sobre las centrales San Isidro I y Nueva Renca, para ver el efecto sobre los flujos del circuito entre Lampa y Polpaico, pero no se producen variaciones en la bidireccionalidad. Por otra parte, sacar de funcionamiento el tramo indicado, que cumple con el criterio c), produce falla de abastecimiento en el área de Lampa. Es por esto que el circuito Lampa – Polpaico 220 kV es incorporado al sistema troncal por este efecto.

8.3. CONTINGENCIAS REALIZADAS EN EL SING

Dado que el tramo Laberinto – El Cobre 220 kV cumple con los criterios de troncalidad, se aplicaron contingencias en los circuitos del tramo Encuentro – El Tesoro – Esperanza – El Cobre, para determinar si una posible falla en una de esas líneas produce una alteración en la condición de troncalidad del resto de las líneas determinadas.

Se determinó que en ninguno de los casos anteriormente mencionados se produce un cambio en la troncalidad de los tramos Laberinto – El Cobre 220 kV y Crucero – Laberinto 220 kV, por lo que el tramo Encuentro – El Cobre no debe incluirse en el sistema troncal.

Por otra parte, se realizaron contingencias en el sistema que conecta las barras Lagunas y Encuentro 220 kV con el área de Collahuasi y Quebrada Blanca. Para esto, se aplicaron fallas sobre los doble circuitos Encuentro – Collahuasi 220 kV y Lagunas – Collahuasi 220 kV. De este modo, se determinó que la falla de abastecimiento ocurre solo sobre el sector

de Collahuasi, sin afectar al resto del sistema, por lo que esos tramos corresponden a transmisión adicional y no al sistema troncal.

Debido a que los tramos Domeyko – Escondida 220 kV y Domeyko – Sulfuros 220 kV cumplen con los criterios de troncalidad, fue necesario realizar un análisis de continuidad sobre los circuitos que unen esa línea con el resto del sistema troncal ya obtenido (en las barras Atacama y Laberinto 220 kV).

Teniendo en cuenta lo anterior, se realizaron contingencias sobre los circuitos completos de Nueva Zaldívar – Escondida 220 kV, Laberinto – Nueva Zaldívar 220 kV y Atacama – Domeyko 220 kV. La ausencia de cada uno de los tramos mencionados por separado produce un cambio en el criterio de bidireccionalidad de la línea Domeyko – Escondida 220 kV, por lo que deben incluirse en el sistema troncal por el criterio de continuidad.

Se estudiaron contingencias sobre las centrales Kelar y Angamos, lo que no produce ninguna variación en líneas que no han sido calificadas troncales según los criterios anteriores ni por continuidad.

Para más detalle del cumplimiento de los criterios en cada una de las líneas mencionadas, ver los anexos de este informe.

8. AREA DE INFLUENCIA COMÚN EN EL SING Y EN EL SIC

El contrato del Estudio de Transmisión Troncal indica que en este primer informe el Consultor debía determinar el Área de Influencia Común (AIC) en el sistema troncal resultante. Para establecer el AIC se requiere conocer, entre otros antecedentes, el VI de los tramos que conforman el sistema troncal. Sin embargo, de acuerdo al análisis realizado para definir las instalaciones troncales, tanto en el SING como en el SIC se incorporan al STT instalaciones que antes no eran troncales, para las cuales no se dispone, a la fecha de este informe, sus VI. Es por ello que la determinación del AIC en cada sistema, se ha debido postergar para una fecha en que conforme al avance de este estudio se disponga

del VI de todas las instalaciones propuestas para conformar el Sistema de Transmisión Troncal.

9. CONCLUSIONES

Se puede concluir a partir del análisis realizado que:

- En el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) se ha concluido que se mantienen las instalaciones que actualmente están clasificadas como instalaciones troncales y se están adicionando un conjunto de 5 líneas de transmisión.
- En el Sistema Interconectado Central (SIC) se ha concluido que se mantienen casi en su totalidad las instalaciones que actualmente se encuentra clasificadas como instalaciones troncales. Se han adicionado 3 líneas al sistema de transmisión troncal.

10. ANEXOS

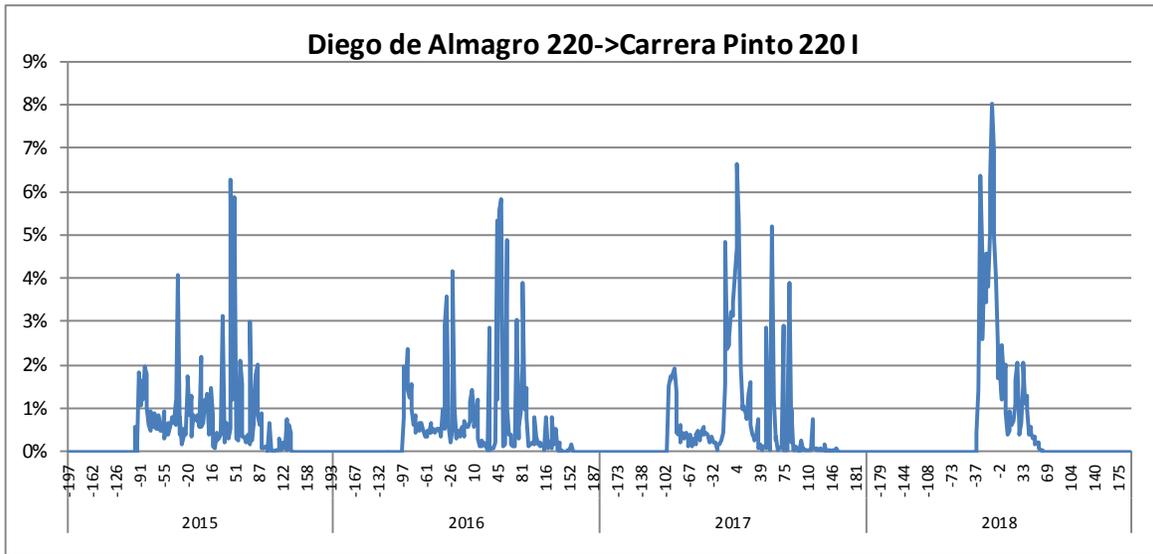
Verificación de los criterios de troncalidad para líneas del SIC

En las páginas siguientes se presentan las verificaciones de los cumplimientos de los cinco criterios de las líneas del SIC que calificaron como troncales, y otras que no calificaron pero que el Consultor consideró relevante incluir en este anexo.

Línea: Diego de Almagro 220->Carrera Pinto 220 I

Extremo A	Diego de Almagro 220	Calificación Actual Troncal
Extremo B	Carrera Pinto 220	Tipo Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	57%	43%	59%	41%	62%	38%	31%	69%
Magnitud de Flujo Mínimo	71%		61%		61%		48%	
	Cumple		Cumple		Cumple		Cumple	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	85%	84%	79%	42%
	No	No	Cumple	Cumple

Criterio d) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

Criterio e) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

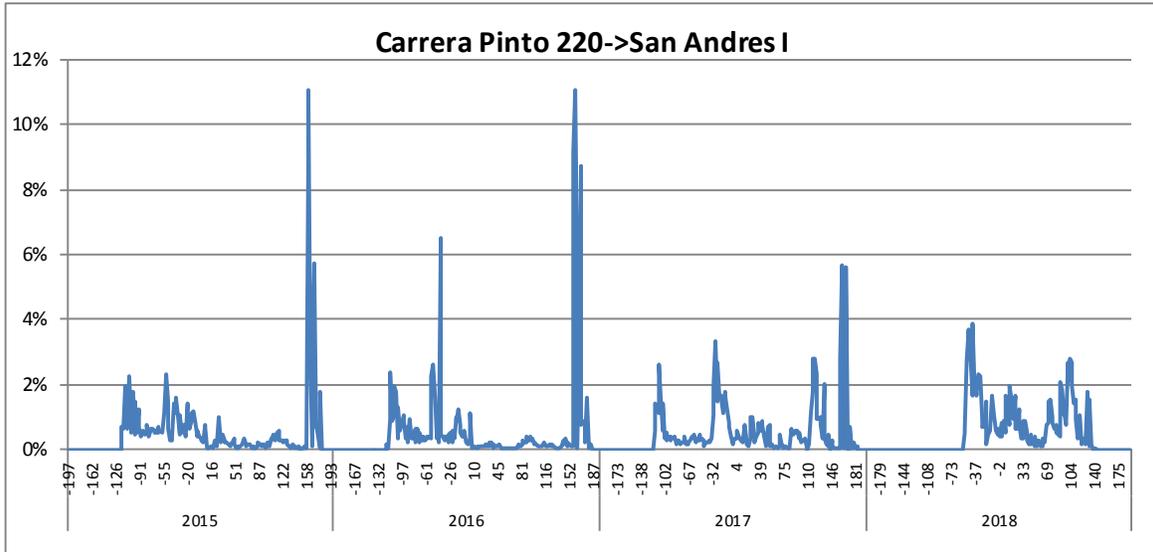
Continuidad: No Aplica

Clasificación: Troncal

Línea: Carrera Pinto 220->San Andres I

Extremo A	Carrera Pinto 220	Calificación Actual Troncal
Extremo B	San Andres 220	Tipo Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	51%	49%	53%	47%	56%	44%	61%	39%
Magnitud de Flujo Mínimo	65%		64%		63%		36%	
	Cumple		Cumple		Cumple		Cumple	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	70%	69%	61%	30%
	Cumple			

Criterio d) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

Criterio e) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

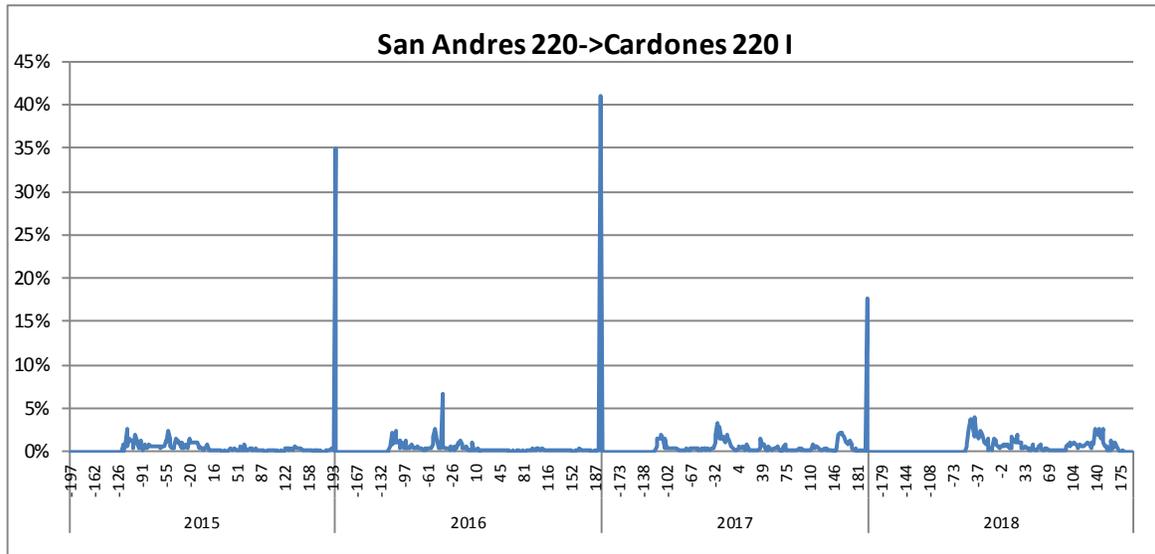
Continuidad: No Aplica

Clasificación: Troncal

Línea: San Andres 220->Cardones 220 I

Extremo A	San Andres 220	Calificación Actual Troncal
Extremo B	Cardones 220	Tipo Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	51%	49%	53%	47%	56%	44%	62%	38%
Magnitud de Flujo Mínimo	60%		60%		60%		28%	
	Cumple		Cumple		Cumple		Cumple	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	79%	79%	71%	56%
	Cumple			

Criterio d) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

Criterio e) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

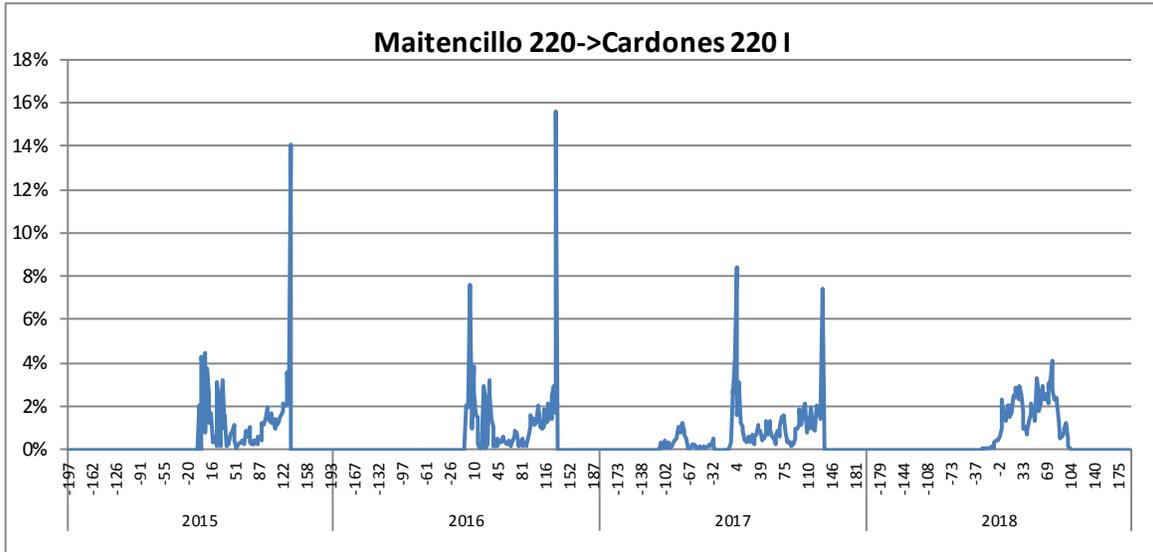
Continuidad: No Aplica

Clasificación: Troncal

Línea: Maitencillo 220->Cardones 220 I

Extremo A	Maitencillo 220	Calificación Actual	0
Extremo B	Cardones 220	Tipo	Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	98%	2%	100%	0%	88%	12%	98%	2%
Magnitud de Flujo Mínimo	1%		0%		79%		22%	
	No		No		Cumple		No	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	56%	56%	53%	48%
	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

Criterio d) No aplica

Criterio e) No aplica

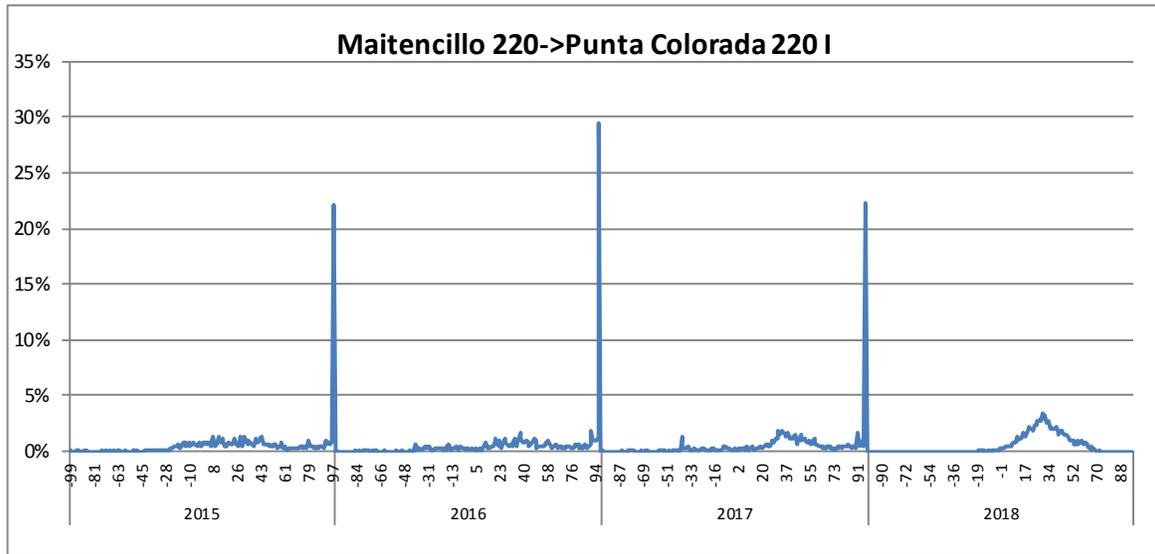
Continuidad: Sí

Clasificación: Troncal

Línea: Maitencillo 220->Punta Colorada 220 I

Extremo A	Maitencillo 220	Calificación Actual Troncal
Extremo B	Punta Colorada 220	Tipo Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	84%	16%	88%	12%	89%	11%	99%	1%
Magnitud de Flujo Mínimo	99%		99%		99%		39%	
	Cumple		Cumple		Cumple		No	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	38%	32%	29%	28%
	Cumple			

Criterio d) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

Criterio e) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

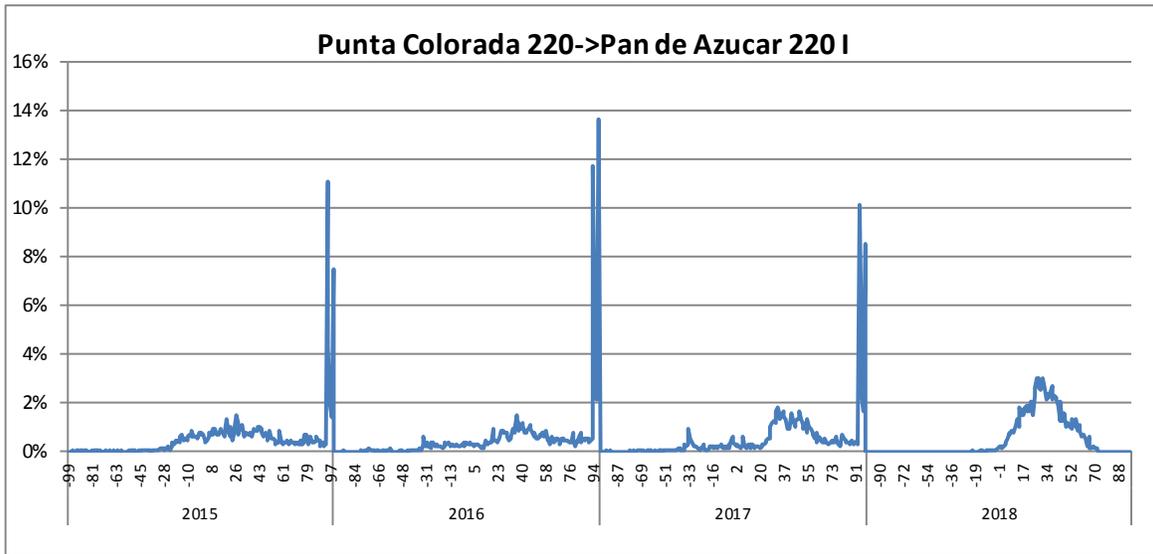
Continuidad: No aplica

Clasificación: Troncal

Línea: Punta Colorada 220->Pan de Azucar 220 I

Extremo A	Punta Colorada 220	Calificación Actual Troncal
Extremo B	Pan de Azucar 220	Tipo Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	86%	14%	90%	10%	91%	9%	100%	0%
Magnitud de Flujo Mínimo	100%		95%		96%		31%	
	Cumple		Cumple		No		No	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	35%	28%	27%	28%
	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

Criterio d) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

Criterio e) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

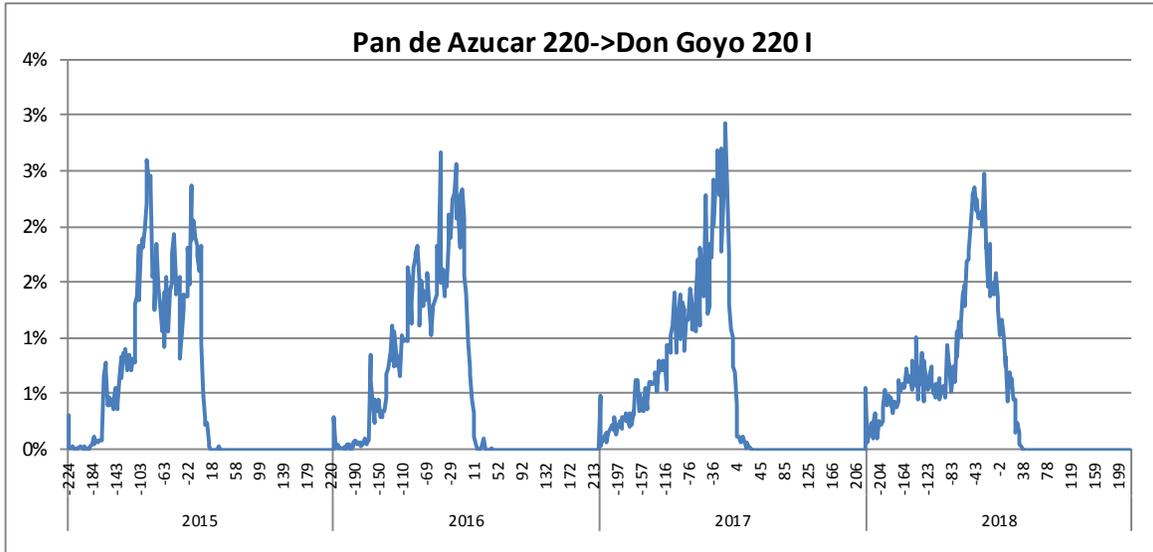
Continuidad: No aplica

Clasificación: Troncal

Línea: Pan de Azucar 220->Don Goyo 220 I

Extremo A	Pan de Azucar 220	Calificación Actual Troncal
Extremo B	Don Goyo 220	Tipo Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	4%	96%	5%	95%	4%	96%	11%	89%
Magnitud de Flujo Mínimo	14%		19%		14%		17%	
	No		No		No		Cumple	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	50%	50%	50%	30%
	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

Criterio d) No aplica

Criterio e) No aplica

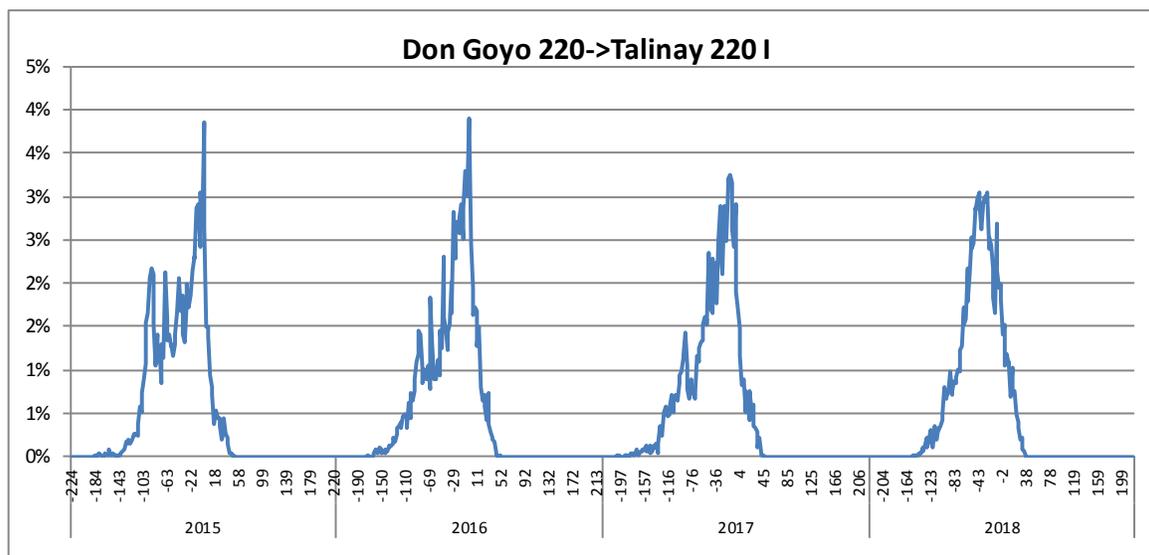
Continuidad: Sí

Clasificación: Troncal

Línea: Don Goyo 220->Talinay 220 I

Extremo A	Don Goyo 220	Calificación Actual Troncal
Extremo B	Talinay 220	Tipo Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	18%	82%	22%	78%	16%	84%	14%	86%
Magnitud de Flujo Mínimo	28%		30%		23%		25%	
	Cumple		Cumple		Cumple		Cumple	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	48%	49%	49%	32%
	Cumple			

Criterio d) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

Criterio e) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

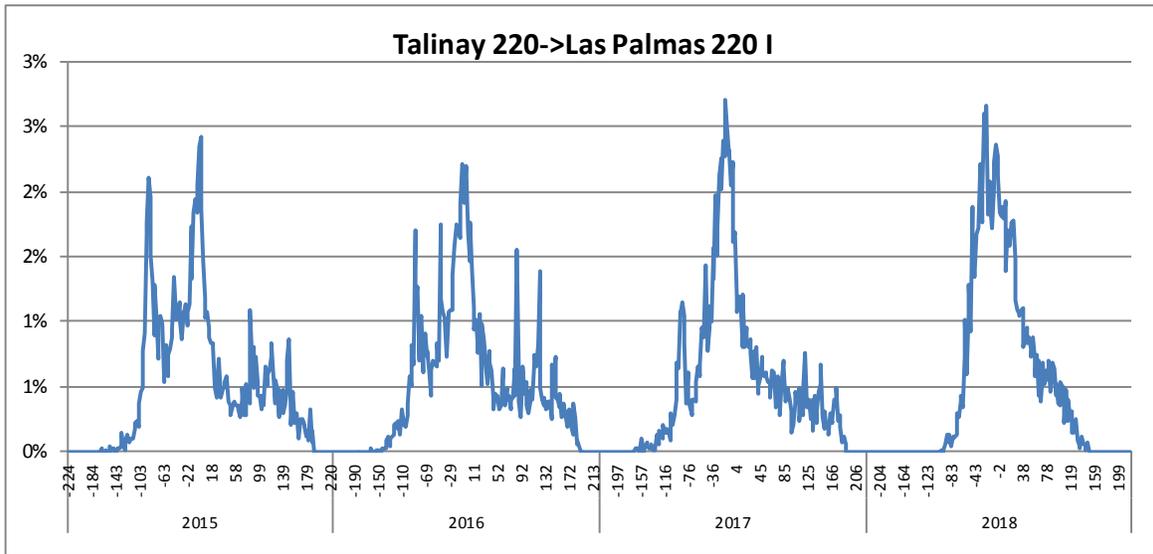
Continuidad: No aplica

Clasificación: Troncal

Línea: Talinay 220->Las Palmas 220 I

Extremo A	Talinay 220	Calificación Actual Troncal
Extremo B	Las Palmas 220	Tipo Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	45%	55%	49%	51%	46%	54%	52%	48%
Magnitud de Flujo Mínimo	88%		85%		86%		64%	
	Cumple		Cumple		Cumple		Cumple	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	44%	44%	43%	25%
	Cumple			

Criterio d) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

Criterio e) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

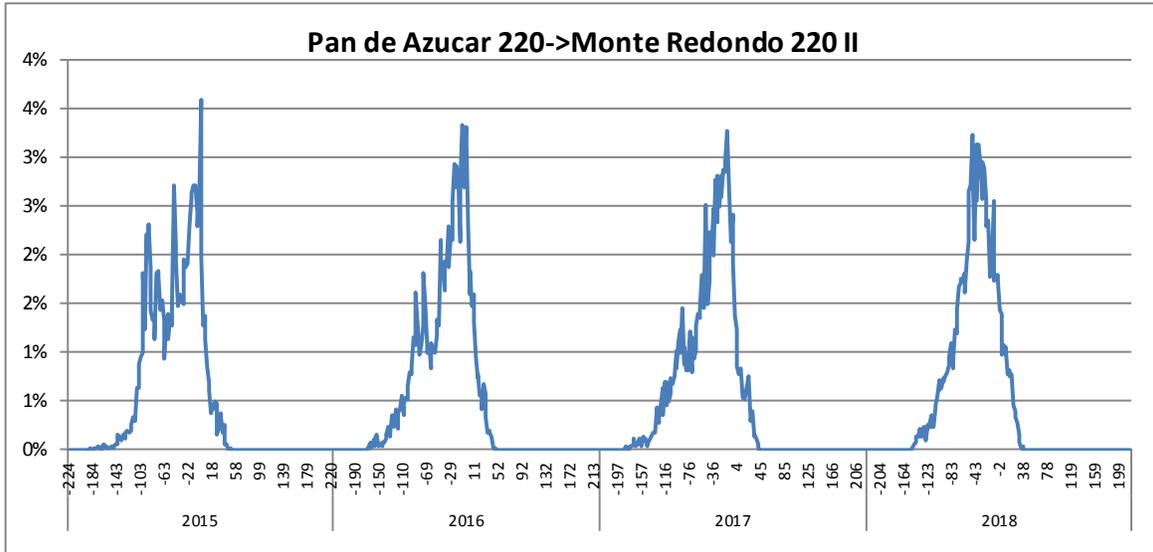
Continuidad: No aplica

Clasificación: Troncal

Línea: Pan de Azucar 220->Monte Redondo 220 II

Extremo A	Pan de Azucar 220	Calificación Actual Troncal
Extremo B	Monte Redondo 220	Tipo Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	15%	85%	20%	80%	14%	86%	13%	87%
Magnitud de Flujo Mínimo	28%		30%		25%		27%	
	Cumple		Cumple		Cumple		Cumple	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	49%	49%	49%	32%
	Cumple			

Criterio d) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

Criterio e) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

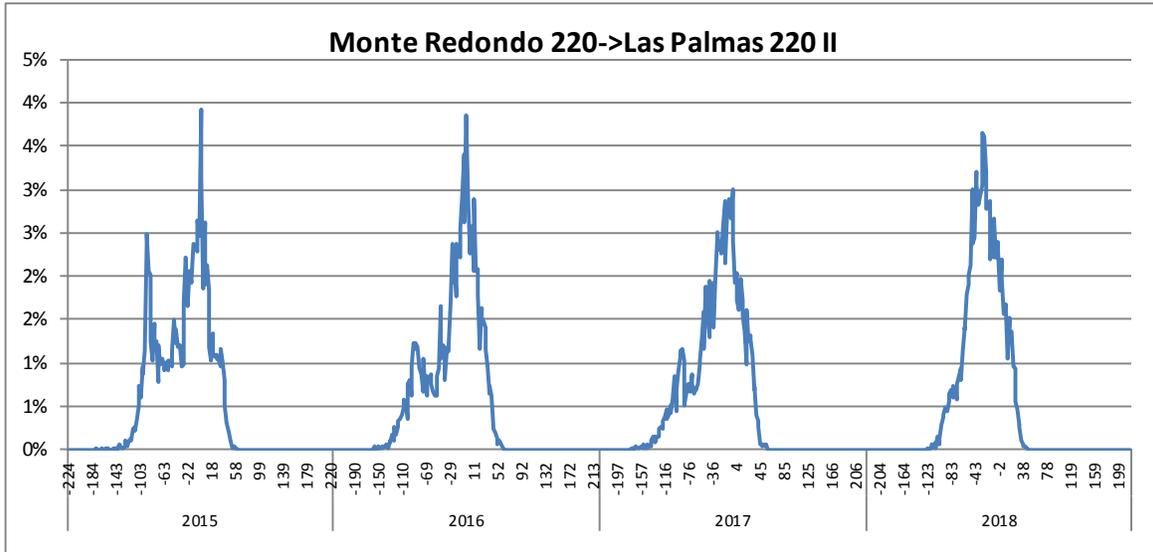
Continuidad: No aplica

Clasificación: Troncal

Línea: Monte Redondo 220->Las Palmas 220 II

Extremo A	Monte Redondo 220	Calificación Actual Troncal
Extremo B	Las Palmas 220	Tipo Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	31%	69%	37%	63%	29%	71%	22%	78%
Magnitud de Flujo Mínimo	34%		40%		34%		41%	
	Cumple		Cumple		Cumple		Cumple	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	46%	46%	46%	32%
	Cumple			

Criterio d) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

Criterio e) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

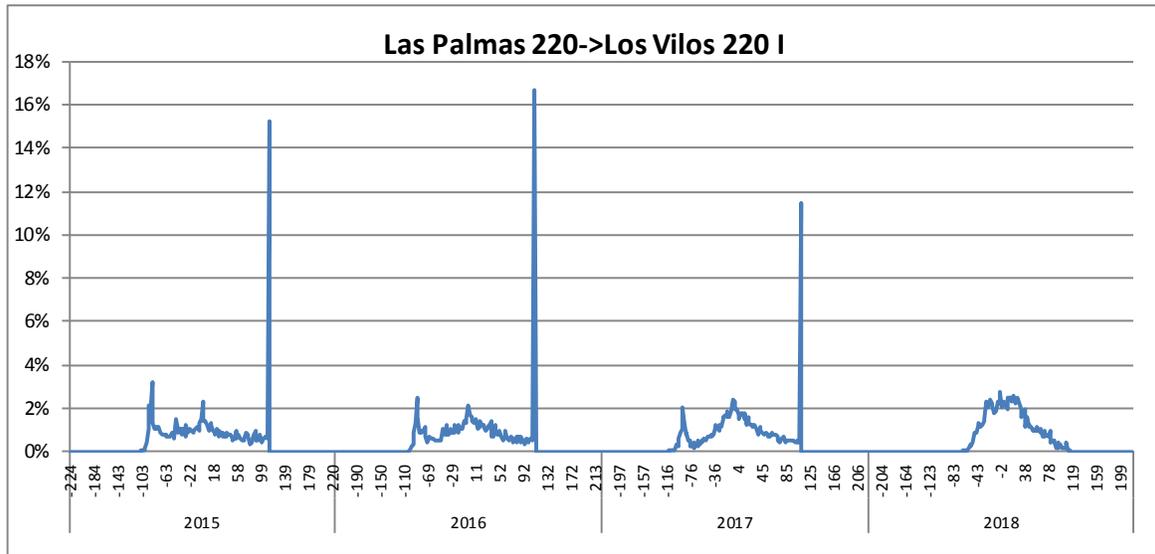
Continuidad: No aplica

Clasificación: Troncal

Línea: Las Palmas 220->Los Vilos 220 I

Extremo A	Las Palmas 220	Calificación Actual Troncal
Extremo B	Los Vilos 220	Tipo Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	55%	45%	61%	39%	59%	41%	65%	35%
Magnitud de Flujo Mínimo	94%		96%		100%		54%	
	Cumple		Cumple		Cumple		Cumple	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	41%	40%	39%	23%
	Cumple			

Criterio d) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

Criterio e) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

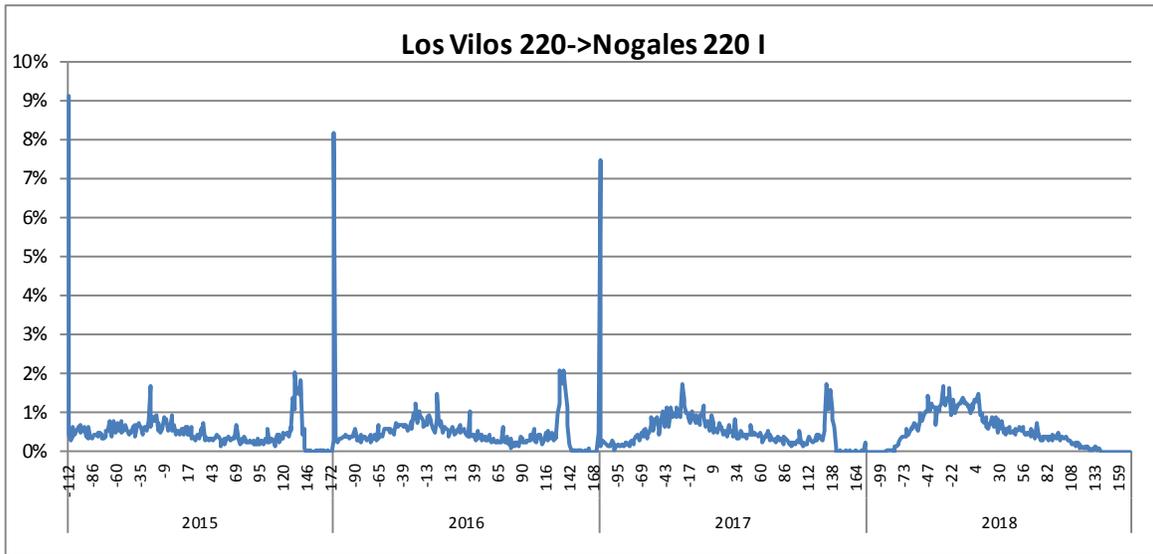
Continuidad: No aplica

Clasificación: Troncal

Línea: Los Vilos 220->Nogales 220 I

Extremo A	Los Vilos 220	Calificación Actual Troncal
Extremo B	Nogales 220	Tipo Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	36%	64%	37%	63%	33%	67%	28%	72%
Magnitud de Flujo Mínimo	64%		64%		64%		64%	
	Cumple		Cumple		Cumple		Cumple	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	45%	45%	49%	46%
	Cumple			

Criterio d) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

Criterio e) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

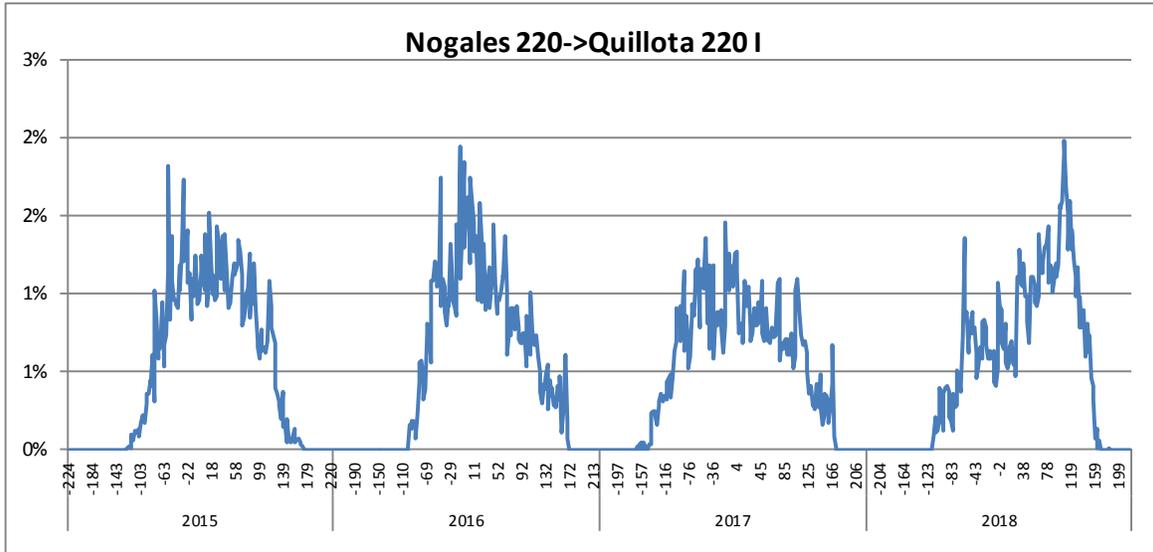
Continuidad: No aplica

Clasificación: Troncal

Línea: Nogales 220->Quillota 220 I

Extremo A	Nogales 220	Calificación Actual	Troncal
Extremo B	Quillota 220	Tipo	Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	61%	39%	63%	37%	54%	46%	75%	25%
Magnitud de Flujo Mínimo	71%		56%		92%		58%	
	Cumple		Cumple		Cumple		Cumple	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	36%	36%	34%	39%
	Cumple			

Criterio d) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

Criterio e) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

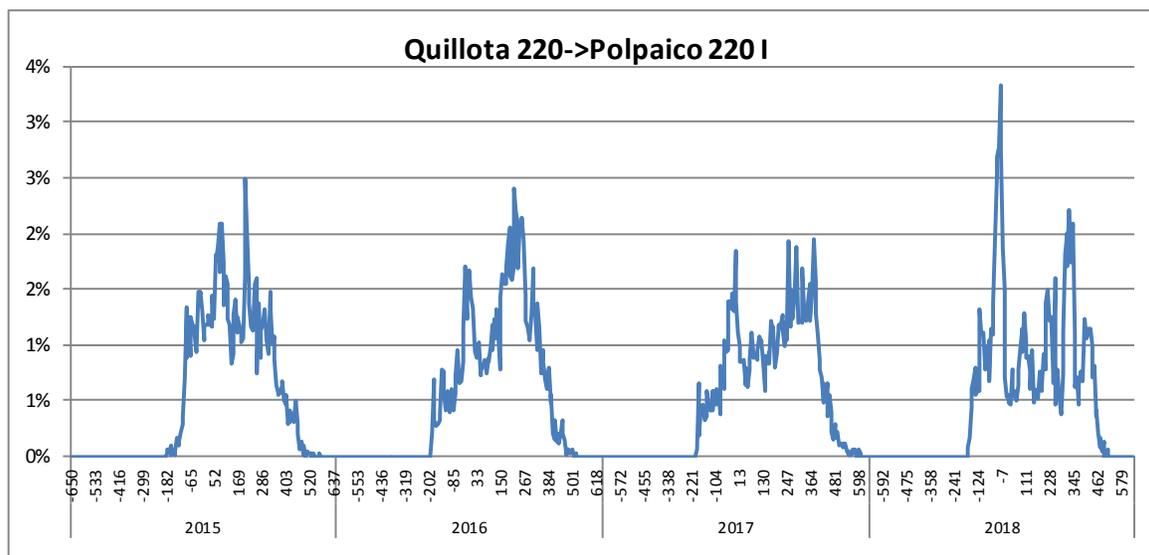
Continuidad: No aplica

Clasificación: Troncal

Línea: Quillota 220->Polpaico 220 I

Extremo A	Quillota 220	Calificación Actual	Troncal
Extremo B	Polpaico 220	Tipo	Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	82%	18%	81%	19%	80%	20%	71%	29%
Magnitud de Flujo Mínimo	32%		35%		31%		31%	
	Cumple		Cumple		Cumple		Cumple	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	27%	26%	24%	40%
	Cumple			

Criterio d) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

Criterio e) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

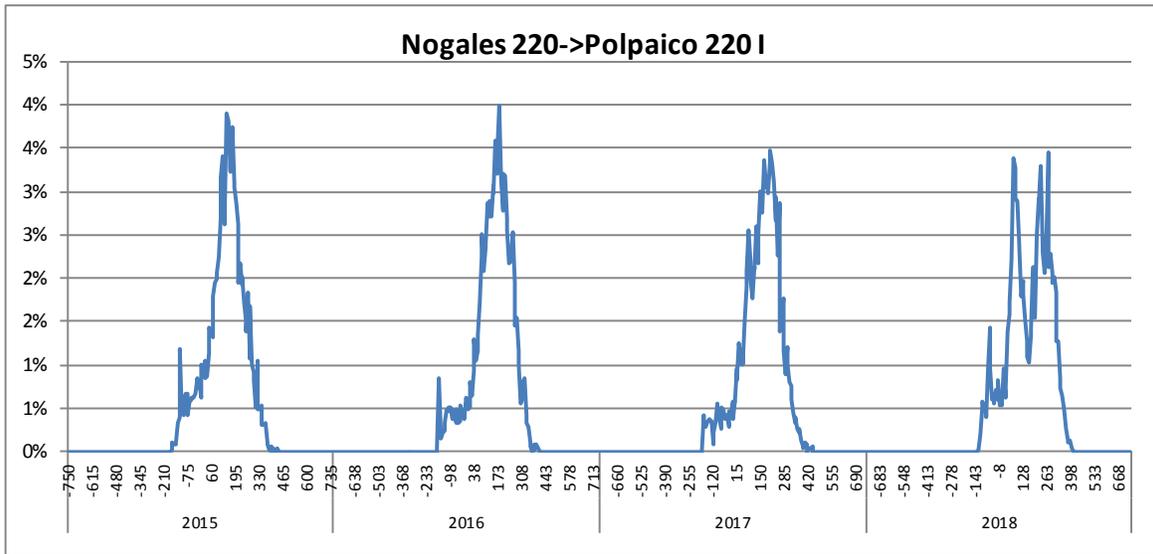
Continuidad: No aplica

Clasificación: Troncal

Línea: **Nogales 220->Polpaico 220 I**

Extremo A	Nogales 220	Calificación Actual	Troncal
Extremo B	Polpaico 220	Tipo	Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	89%	11%	92%	8%	92%	8%	91%	9%
Magnitud de Flujo Mínimo	38%		41%		37%		27%	
	Cumple		No		No		No	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	32%	34%	33%	25%
	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

Criterio d) No aplica

Criterio e) No aplica

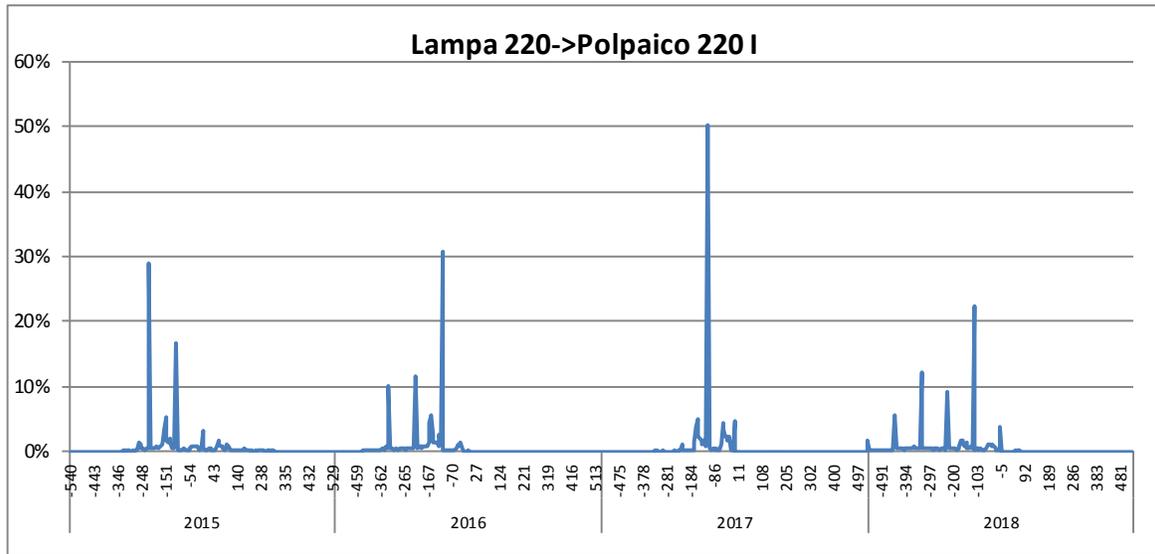
Continuidad: Sí

Clasificación: Troncal (por Decreto Supremo de la CNE)

Línea: Lampa 220->Polpaico 220 I

Extremo A	Lampa 220	Calificación Actual Troncal
Extremo B	Polpaico 220	Tipo Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	18%	82%	0%	100%	5%	95%	4%	96%
Magnitud de Flujo Mínimo	93%		0%		0%		33%	
	Cumple		No		No		No	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	43%	51%	48%	44%
	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

Criterio d) No aplica

Criterio e) No aplica

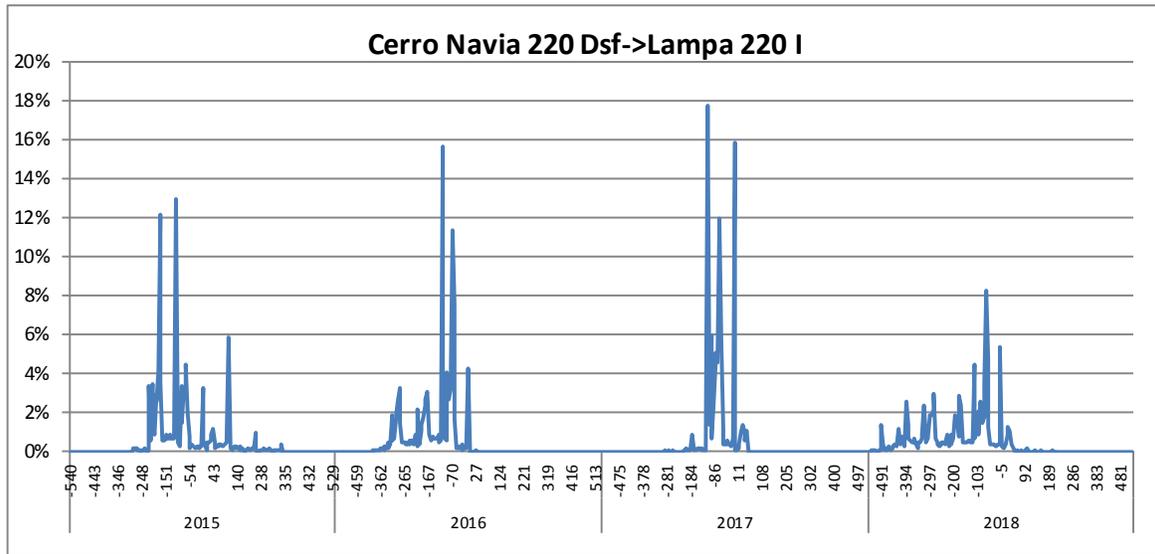
Continuidad: Sí

Clasificación: Troncal

Línea: Cerro Navia 220 Dsf->Lampa 220 I

Extremo A	Cerro Navia 220 Dsf	Calificación Actual	Troncal
Extremo B	Lampa 220	Tipo	Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	22%	78%	4%	96%	21%	79%	11%	89%
Magnitud de Flujo Mínimo	88%		11%		17%		40%	
	Cumple		No		Cumple		Cumple	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	42%	56%	47%	44%
	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

Criterio d) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

Criterio e) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

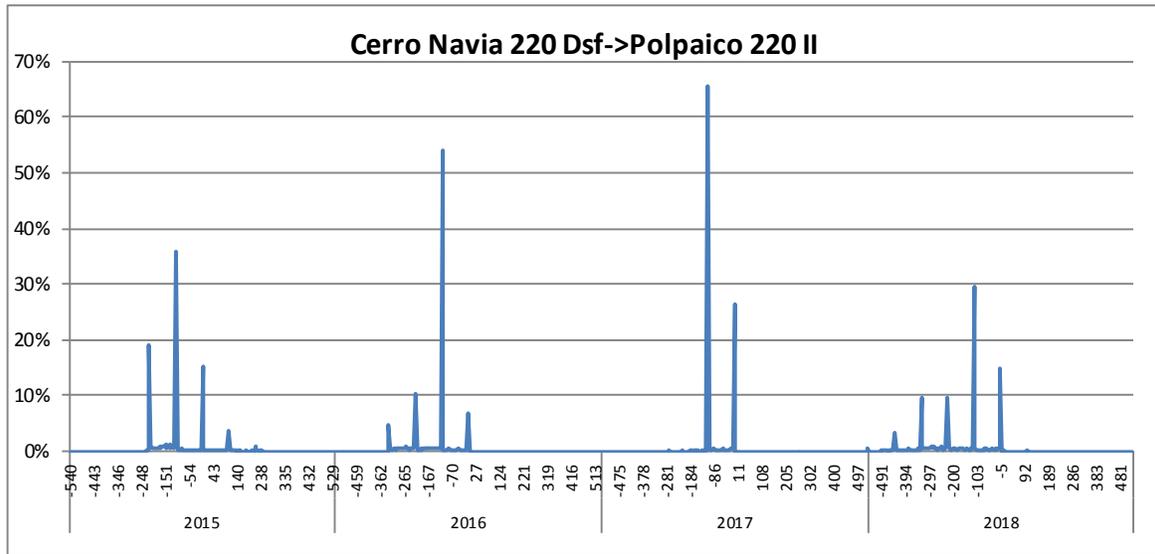
Continuidad: No aplica

Clasificación: Troncal

Línea: Cerro Navia 220 Dsf->Polpaico 220 II

Extremo A	Cerro Navia 220 Dsf	Calificación Actual	Troncal
Extremo B	Polpaico 220	Tipo	Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	26%	74%	7%	93%	26%	74%	15%	85%
Magnitud de Flujo Mínimo	71%		0%		41%		20%	
	Cumple		No		Cumple		Cumple	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	48%	56%	53%	49%
	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

Criterio d) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

Criterio e) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

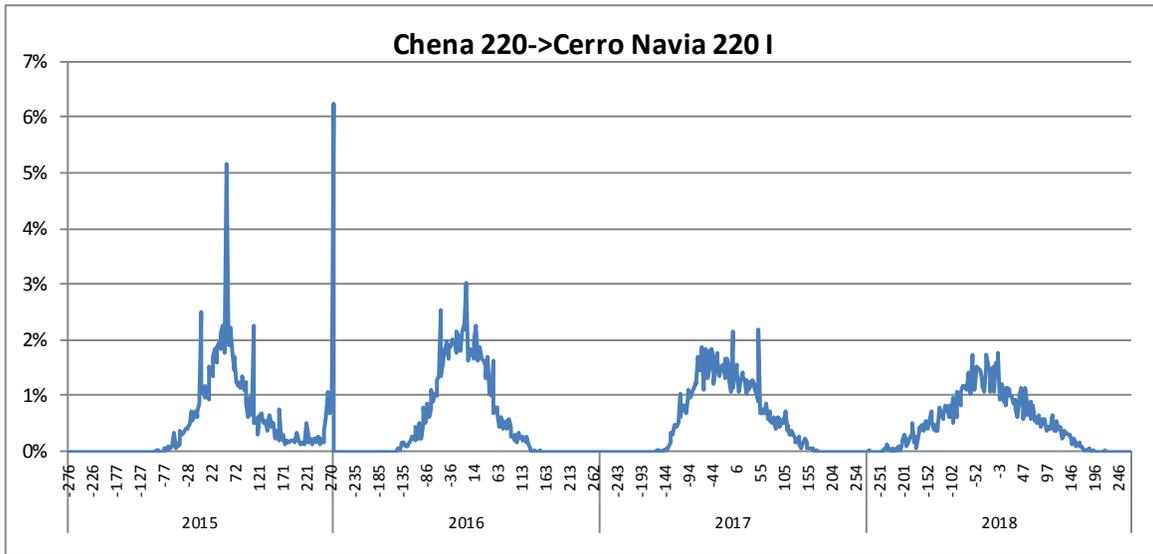
Continuidad: No aplica

Clasificación: Troncal

Línea: Chena 220->Cerro Navia 220 I

Extremo A	Chena 220	Calificación Actual	Troncal
Extremo B	Cerro Navia 220	Tipo	Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	91%	9%	46%	54%	44%	56%	39%	61%
Magnitud de Flujo Mínimo	33%		95%		89%		82%	
	No		Cumple		Cumple		Cumple	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	26%	29%	29%	31%
	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

Criterio d) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

Criterio e) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

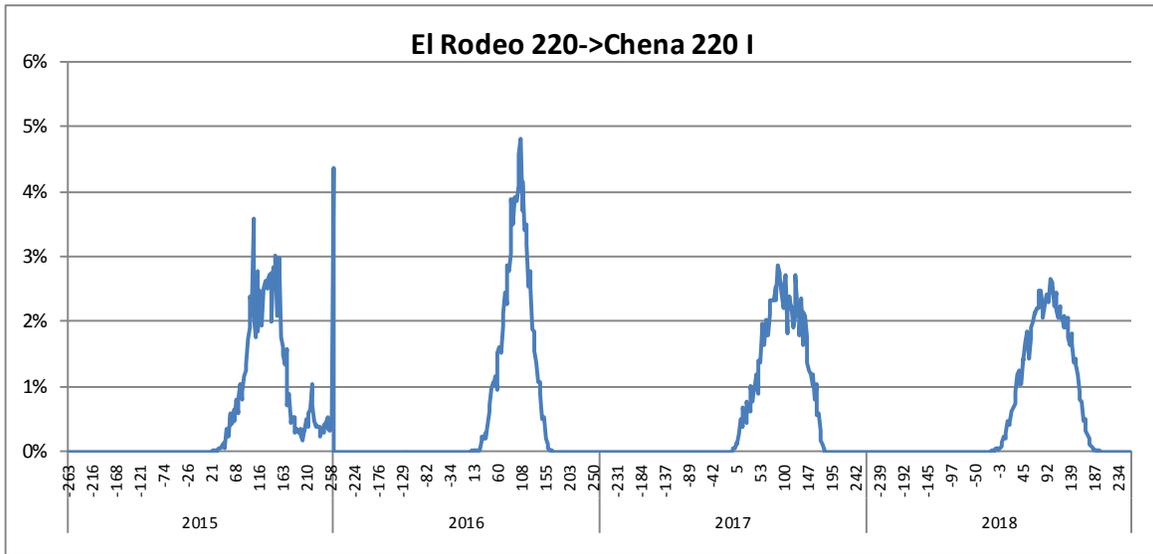
Continuidad: No aplica

Clasificación: Troncal

Línea: El Rodeo 220->Chena 220 I

Extremo A	El Rodeo 220	Calificación Actual Troncal
Extremo B	Chena 220	Tipo Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	100%	0%	100%	0%	100%	0%	100%	0%
Magnitud de Flujo Mínimo	0%		0%		0%		7%	
	No		No		No		No	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	53%	50%	49%	56%
	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

Criterio d) No aplica

Criterio e) No aplica

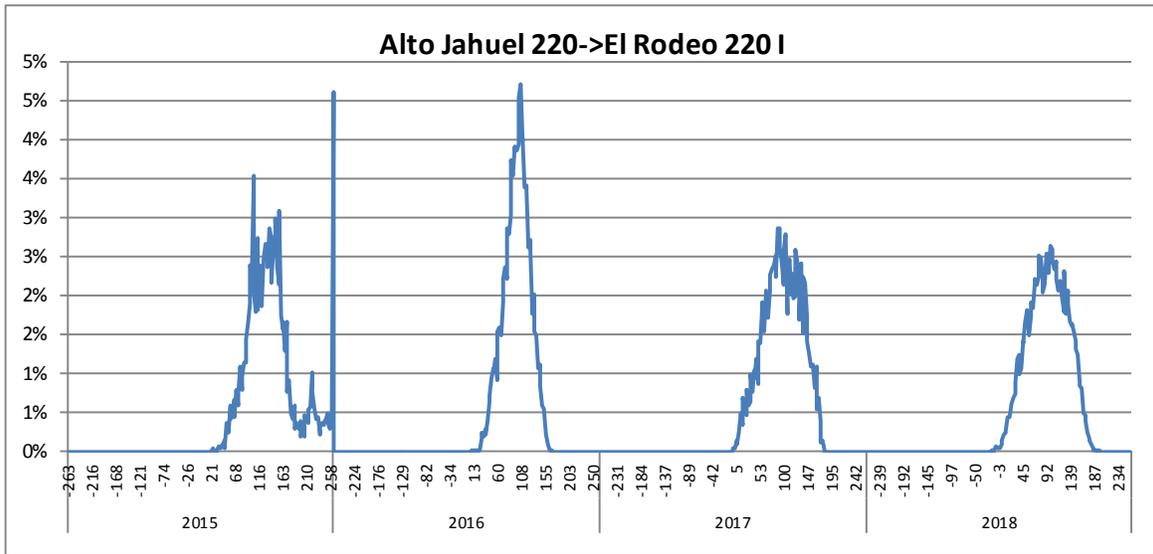
Continuidad: Sí

Clasificación: Troncal (por Decreto Supremo de la CNE)

Línea: **Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 I**

Extremo A	Alto Jahuel 220	Calificación Actual	Troncal
Extremo B	El Rodeo 220	Tipo	Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	100%	0%	100%	0%	100%	0%	100%	0%
Magnitud de Flujo Mínimo	0%		0%		0%		7%	
	No		No		No		No	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	53%	50%	49%	56%
	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

Criterio d) No aplica

Criterio e) No aplica

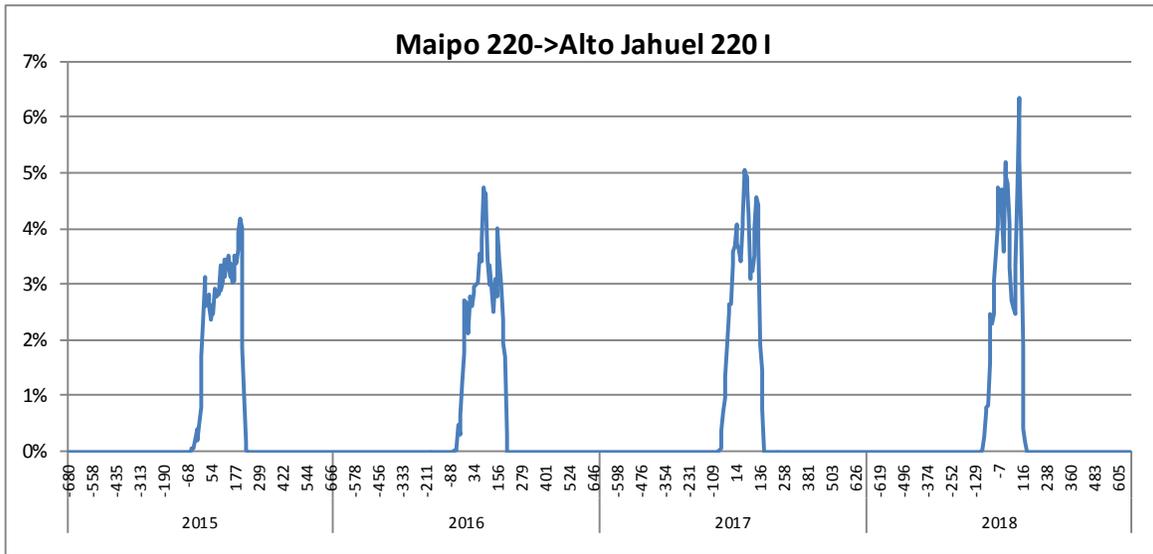
Continuidad: Sí

Clasificación: Troncal (por Decreto Supremo de la CNE)

Línea: **Maipo 220->Alto Jahuel 220 I**

Extremo A	Maipo 220	Calificación Actual	Troncal
Extremo B	Alto Jahuel 220	Tipo	Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	98%	2%	93%	7%	87%	13%	78%	22%
Magnitud de Flujo Mínimo	20%		30%		43%		65%	
	No		No		Cumple		Cumple	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	52%	48%	43%	36%
	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

Criterio d) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

Criterio e) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

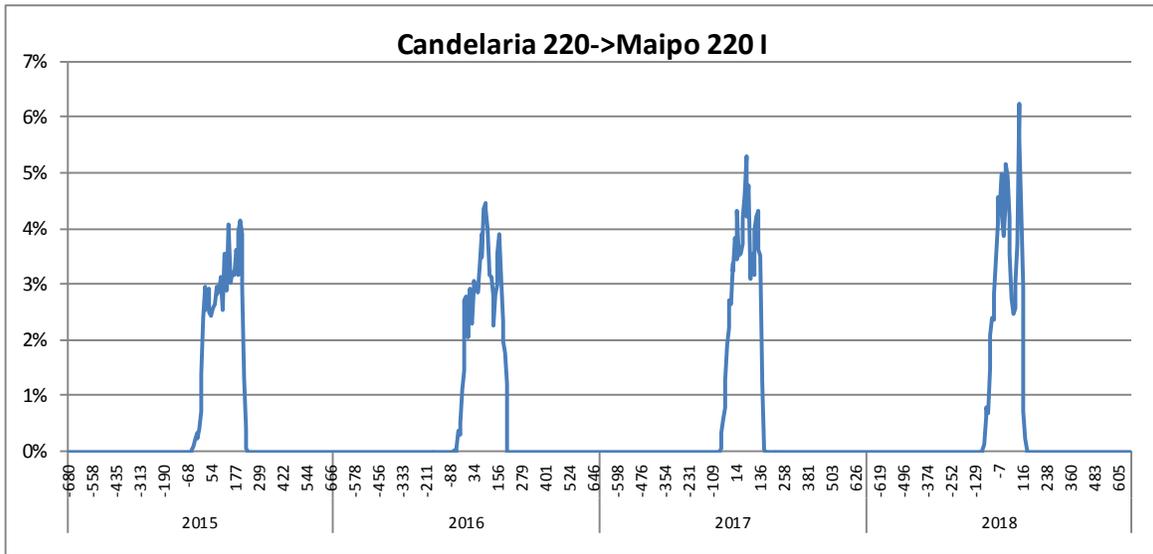
Continuidad: No aplica

Clasificación: Troncal

Línea: **Candelaria 220->Maipo 220 I**

Extremo A	Candelaria 220	Calificación Actual Troncal
Extremo B	Maipo 220	Tipo Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	99%	1%	93%	7%	88%	12%	79%	21%
Magnitud de Flujo Mínimo	17%		30%		38%		57%	
	No		No		Cumple		Cumple	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	52%	48%	43%	35%
	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

Criterio d) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

Criterio e) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

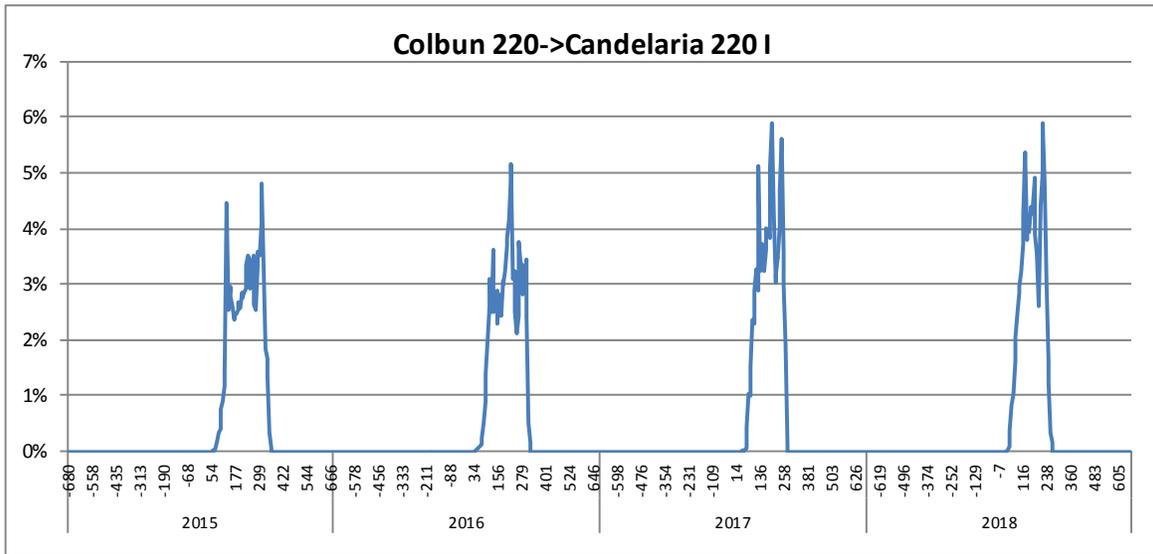
Continuidad: No aplica

Clasificación: Troncal

Línea: **Colbun 220->Candelaria 220 I**

Extremo A	Colbun 220	Calificación Actual	Troncal
Extremo B	Candelaria 220	Tipo	Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	100%	0%	100%	0%	100%	0%	100%	0%
Magnitud de Flujo Mínimo	0%		0%		0%		0%	
	No		No		No		No	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	45%	44%	42%	39%
	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

Criterio d) No aplica

Criterio e) No aplica

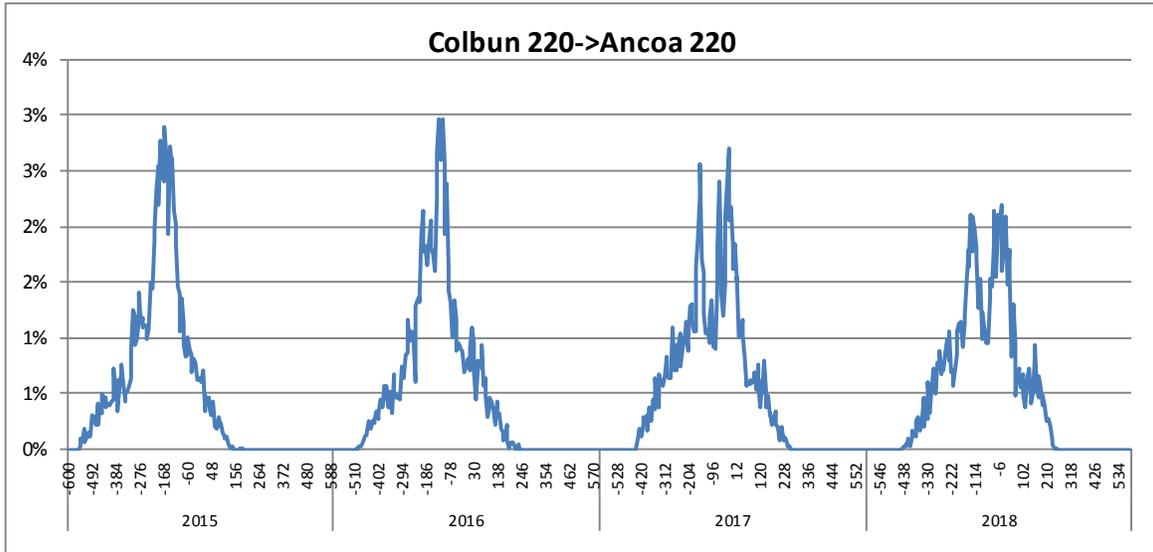
Continuidad: Sí

Clasificación: Troncal

Línea: **Colbun 220->Ancoa 220**

Extremo A	Colbun 220	Calificación Actual	Troncal
Extremo B	Ancoa 220	Tipo	Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	7%	93%	17%	83%	27%	73%	36%	64%
Magnitud de Flujo Mínimo	35%		48%		60%		60%	
	No		Cumple		Cumple		Cumple	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	39%	44%	54%	57%
	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

Criterio d) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

Criterio e) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

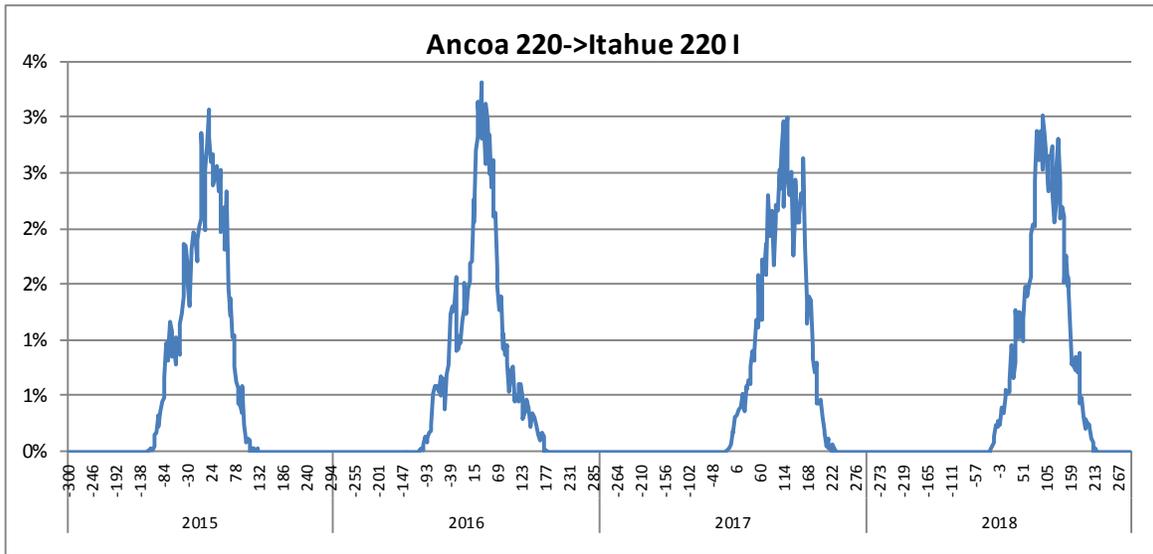
Continuidad: No aplica

Clasificación: Troncal

Línea: **Ancoa 220->Itahue 220 I**

Extremo A	Ancoa 220	Calificación Actual	Troncal
Extremo B	Itahue 220	Tipo	Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	62%	38%	77%	23%	100%	0%	99%	1%
Magnitud de Flujo Mínimo	91%		58%		5%		8%	
	Cumple		Cumple		No		No	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	82%	79%	50%	55%
	No	Cumple	Cumple	Cumple

Criterio d) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

Criterio e) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

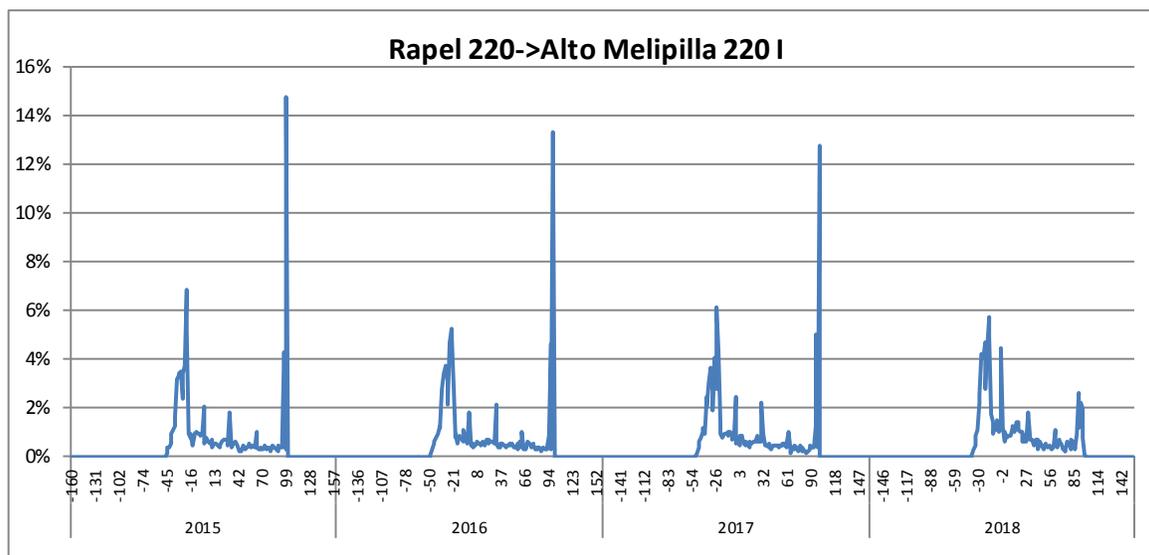
Continuidad: No aplica

Clasificación: Troncal

Línea: Rapel 220->Alto Melipilla 220 I

Extremo A	Rapel 220	Calificación Actual Troncal
Extremo B	Alto Melipilla 220	Tipo Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	49%	51%	50%	50%	51%	49%	52%	48%
Magnitud de Flujo Mínimo	44%		46%		46%		35%	
	Cumple		Cumple		Cumple		Cumple	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	76%	76%	76%	76%
	Cumple			

Criterio d) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

Criterio e) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

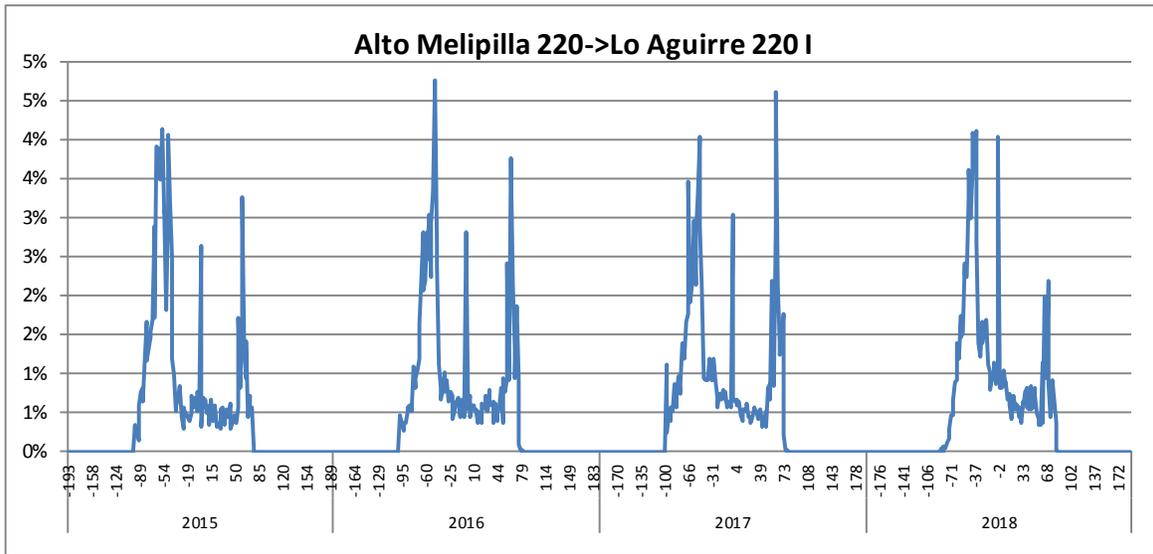
Continuidad: No aplica

Clasificación: Troncal

Línea: Alto Melipilla 220->Lo Aguirre 220 I

Extremo A	Alto Melipilla 220	Calificación Actual Troncal
Extremo B	220->Lo Aguirre 220	Tipo Futura

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	29%	71%	38%	62%	37%	63%	35%	65%
Magnitud de Flujo Mínimo	80%		84%		82%		98%	
	Cumple		Cumple		Cumple		Cumple	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	84%	82%	82%	82%
	No	No	No	No

Criterio d) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

Criterio e) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

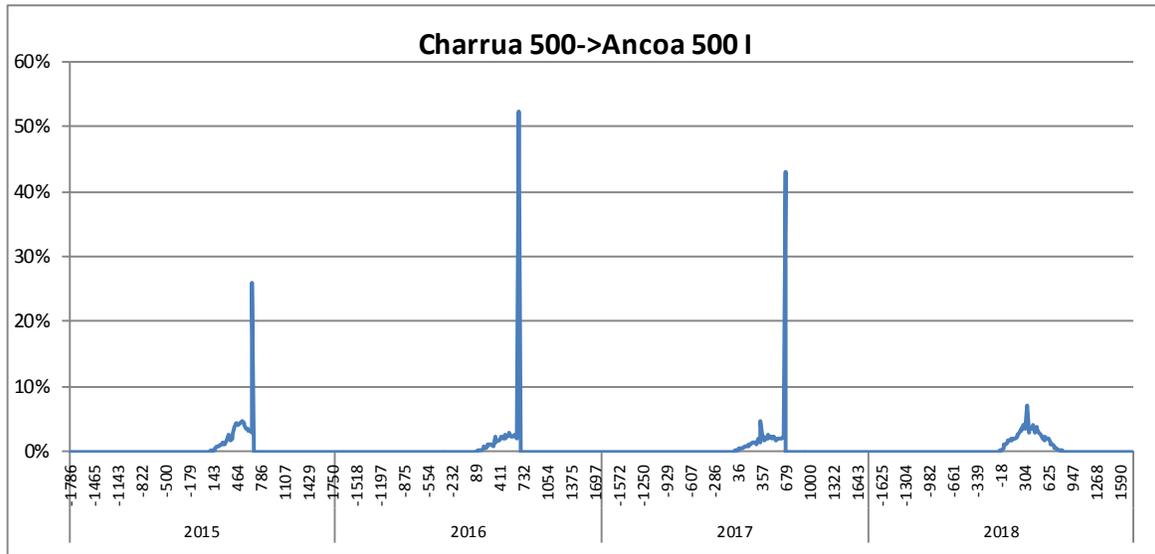
Continuidad: No aplica

Clasificación: Troncal

Línea: **Charrua 500->Ancoa 500 I**

Extremo A	Charrua 500	Calificación Actual Troncal
Extremo B	Ancoa 500	Tipo Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	100%	0%	100%	0%	100%	0%	100%	0%
Magnitud de Flujo Mínimo	0%		0%		3%		4%	
	No		No		No		No	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	35%	35%	35%	34%
	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

Criterio d) No aplica

Criterio e) No aplica

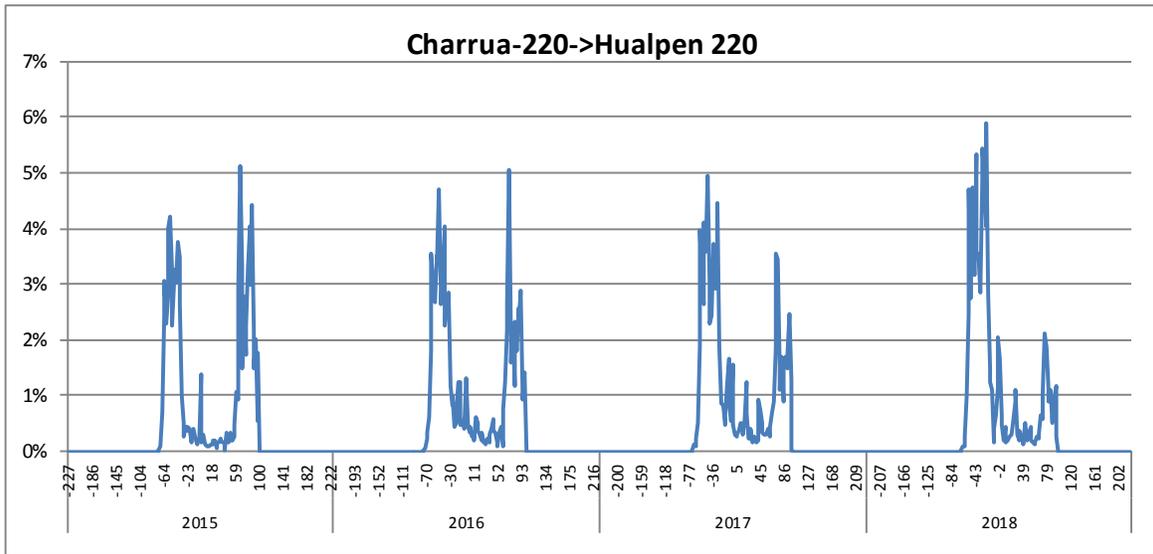
Continuidad: Sí

Clasificación: Troncal

Línea: Charrua-220->Hualpen 220

Extremo A	Charrua	Calificación Actual	Troncal
Extremo B	Hualpen 220	Tipo	Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	51%	49%	44%	56%	39%	61%	27%	73%
Magnitud de Flujo Mínimo	70%		71%		67%		64%	
	Cumple		Cumple		Cumple		Cumple	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	45%	44%	43%	40%
	Cumple			

Criterio d) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

Criterio e) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

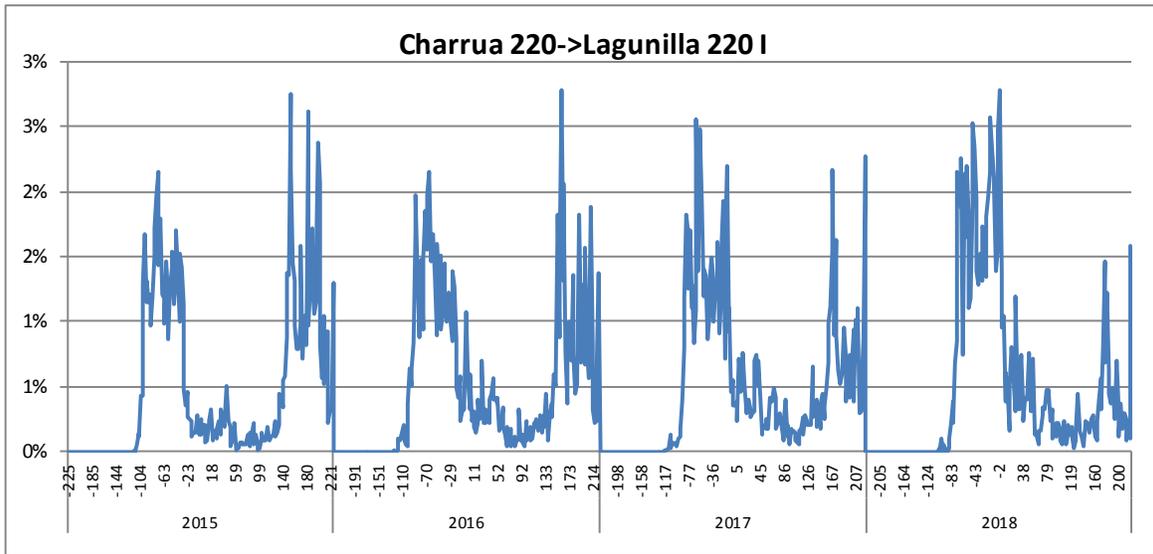
Continuidad: No aplica

Clasificación: Troncal

Línea: **Charrua 220->Lagunilla 220 I**

Extremo A	Charrua 220	Calificación Actual Troncal
Extremo B	Lagunilla 220	Tipo Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	54%	46%	50%	50%	48%	52%	41%	59%
Magnitud de Flujo Mínimo	50%		54%		51%		45%	
	Cumple		Cumple		Cumple		Cumple	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	44%	44%	43%	42%
	Cumple			

Criterio d) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

Criterio e) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

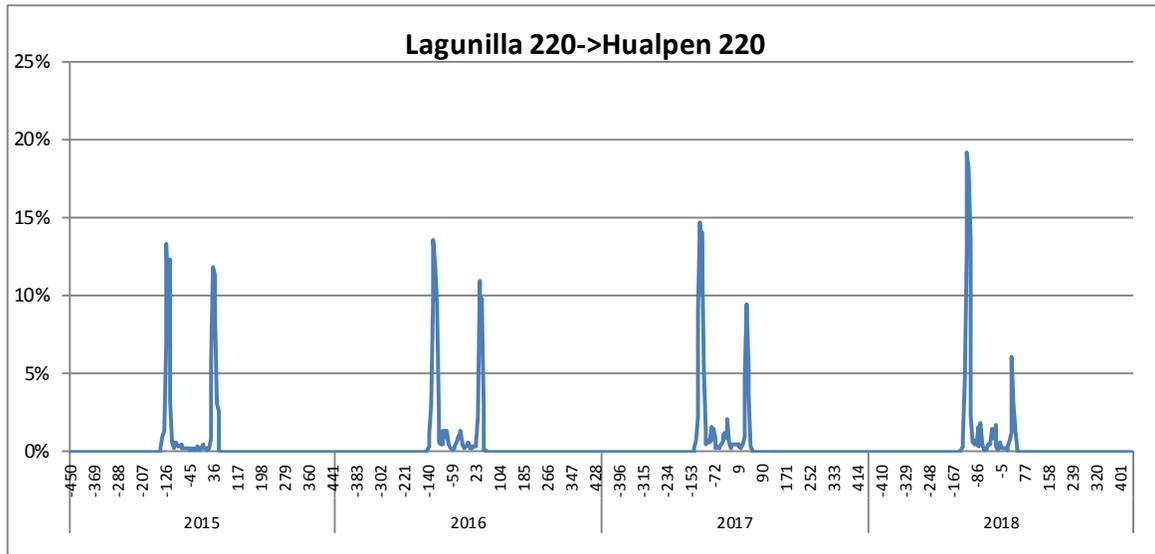
Continuidad: No aplica

Clasificación: Troncal

Línea: Lagunilla 220->Hualpen 220

Extremo A	Lagunilla 220	Calificación Actual	Troncal
Extremo B	Hualpen 220	Tipo	Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	46%	54%	35%	65%	27%	73%	14%	86%
Magnitud de Flujo Mínimo	42%		42%		42%		40%	
	Cumple		Cumple		Cumple		Cumple	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	55%	53%	51%	43%
	Cumple			

Criterio d) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

Criterio e) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

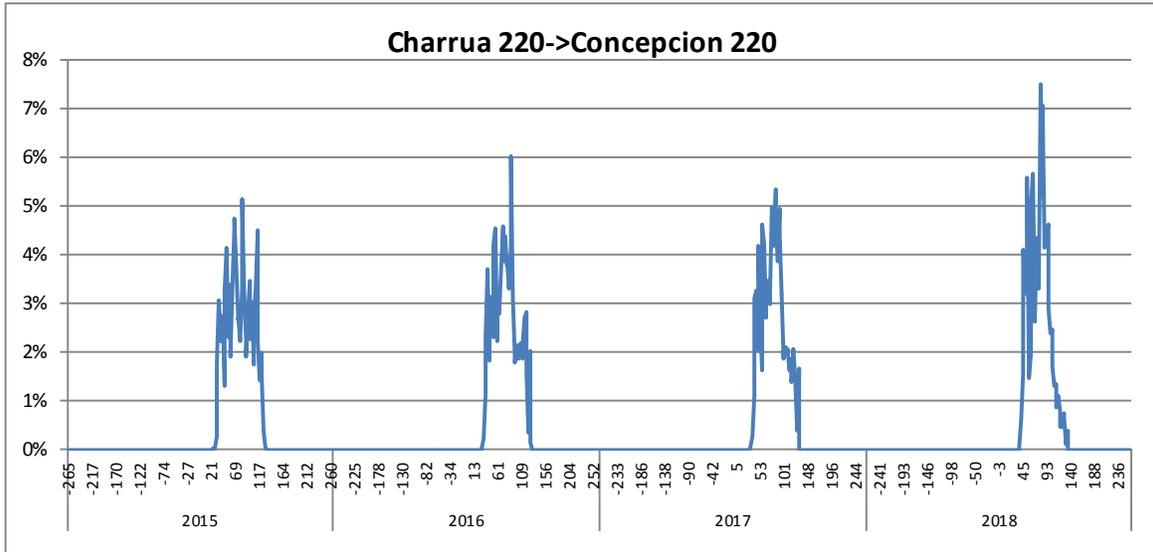
Continuidad: No aplica

Clasificación: Troncal

Línea: **Charrua 220->Concepcion 220**

Extremo A	Charrua 220	Calificación Actual	SubTx
Extremo B	Concepcion 220	Tipo	Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	100%	0%	100%	0%	100%	0%	100%	0%
Magnitud de Flujo Mínimo	0%		0%		0%		0%	
	No		No		No		No	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	46%	46%	46%	46%
	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

Criterio d) No aplica

Criterio e) No aplica

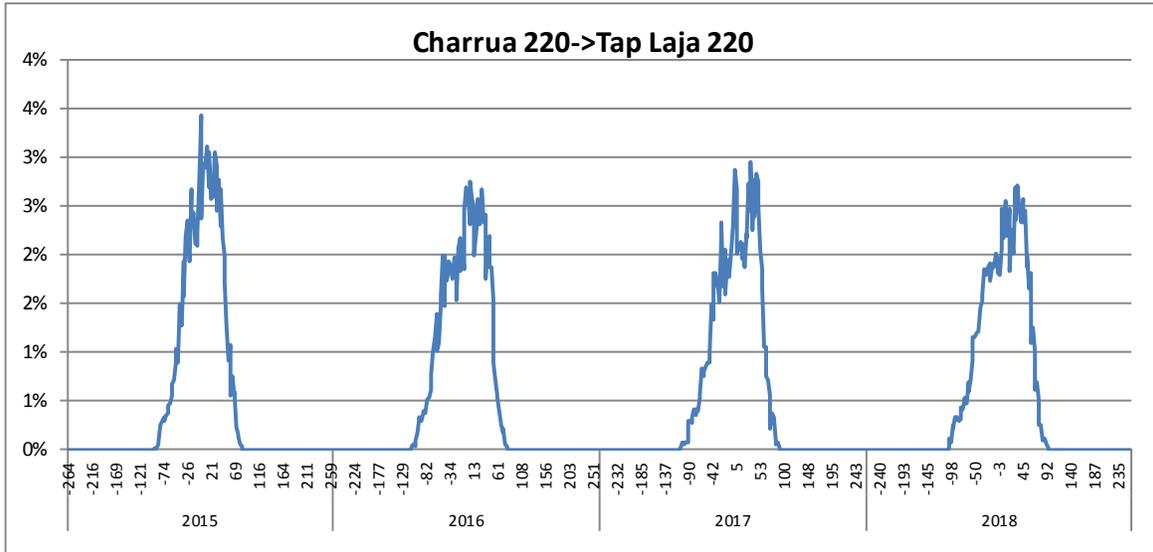
Continuidad: No Aplica

Clasificación: SubTx

Línea: Charrua 220->Tap Laja 220

Extremo A	Charrua 220	Calificación Actual	Troncal
Extremo B	Tap Laja 220	Tipo	Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	59%	41%	52%	48%	61%	39%	62%	38%
Magnitud de Flujo Mínimo	91%		74%		88%		97%	
	Cumple		Cumple		Cumple		Cumple	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	67%	66%	68%	69%
	Cumple			

Criterio d) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

Criterio e) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

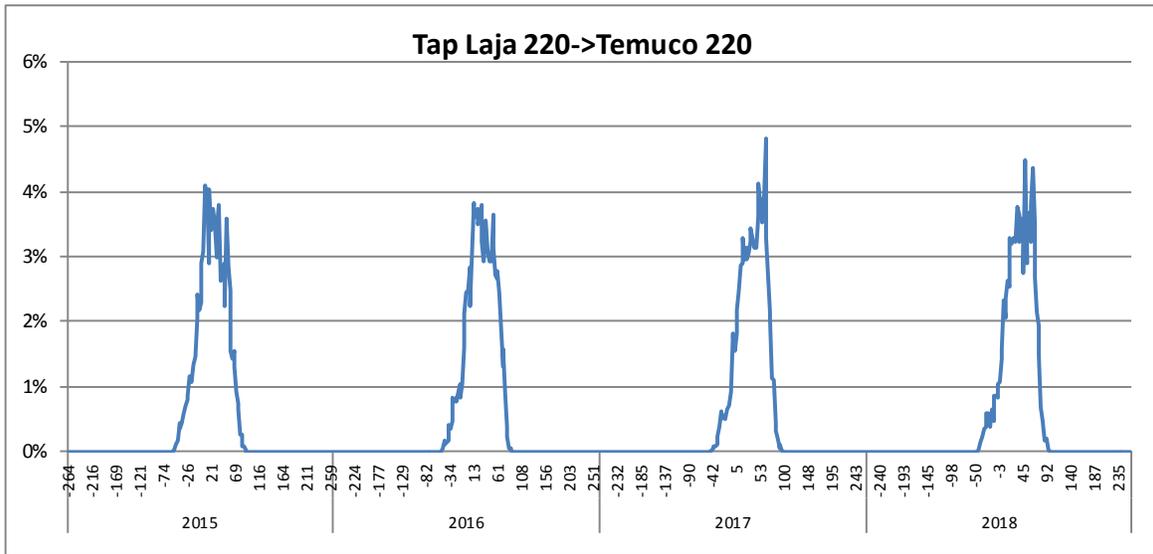
Continuidad: No aplica

Clasificación: Troncal

Línea: Tap Laja 220->Temuco 220

Extremo A	Tap Laja 220	Calificación Actual Troncal
Extremo B	Temuco 220	Tipo Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	82%	18%	87%	13%	93%	7%	93%	7%
Magnitud de Flujo Mínimo	59%		53%		43%		39%	
	Cumple		Cumple		No		No	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	72%	73%	74%	74%
	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

Criterio d) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

Criterio e) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

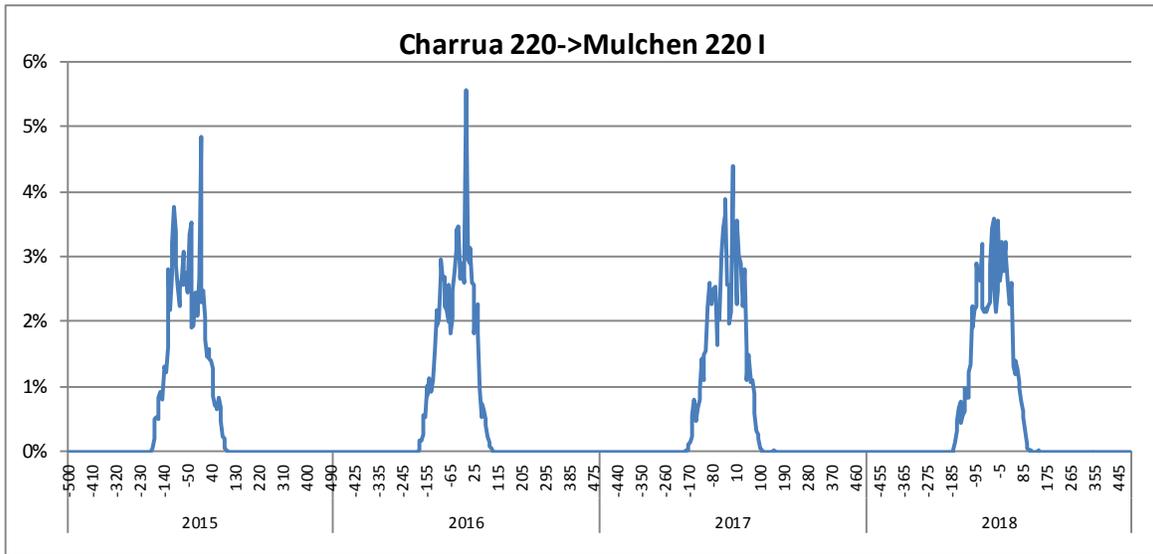
Continuidad: No aplica

Clasificación: Troncal

Línea: Charrua 220->Mulchen 220 I

Extremo A	Charrua 220	Calificación Actual Troncal
Extremo B	Mulchen 220	Tipo Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	26%	74%	32%	68%	40%	60%	41%	59%
Magnitud de Flujo Mínimo	56%		53%		89%		88%	
	Cumple		Cumple		Cumple		Cumple	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	53%	57%	62%	63%
	Cumple			

Criterio d) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

Criterio e) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

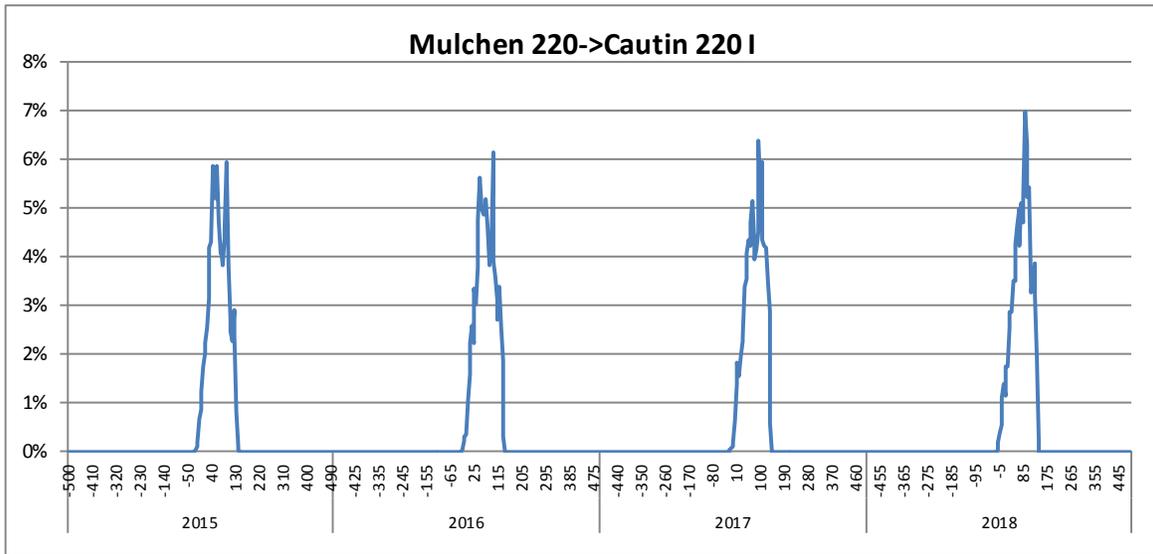
Continuidad: No aplica

Clasificación: Troncal

Línea: Mulchen 220->Cautin 220 I

Extremo A	Mulchen 220	Calificación Actual Troncal
Extremo B	Cautin 220	Tipo Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	99%	1%	99%	1%	100%	0%	100%	0%
Magnitud de Flujo Mínimo	14%		14%		7%		3%	
	No		No		No		No	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	74%	74%	74%	74%
	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

Criterio d) No aplica

Criterio e) No aplica

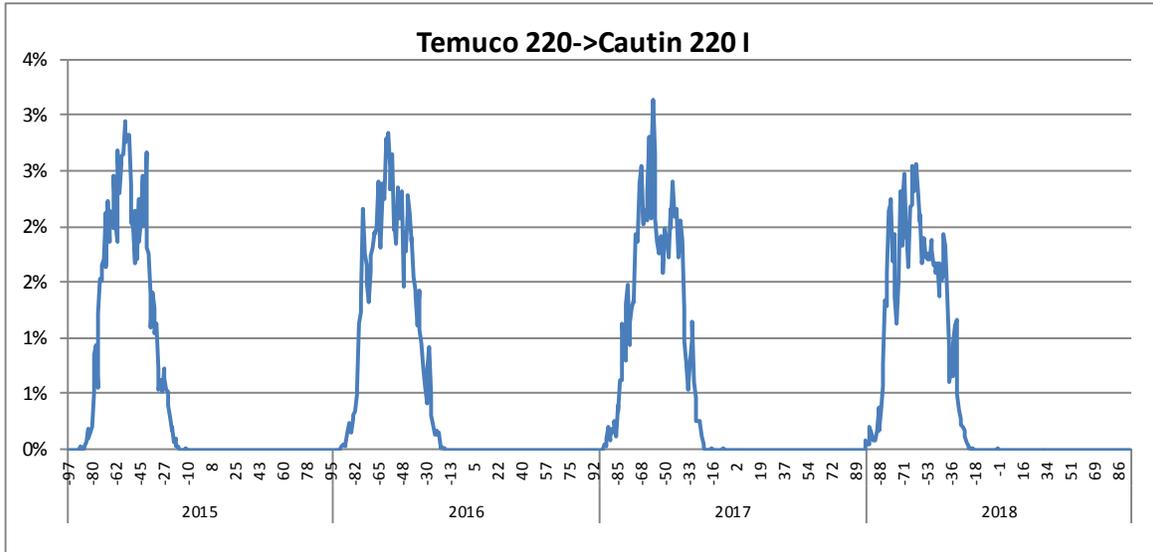
Continuidad: Sí

Clasificación: Troncal

Línea: Temuco 220->Cautin 220 I

Extremo A	Temuco 220	Calificación Actual	SubTx
Extremo B	Cautin 220	Tipo	Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	0%	100%	0%	100%	0%	100%	0%	100%
Magnitud de Flujo Mínimo	0%		0%		0%		0%	
	No		No		No		No	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	69%	70%	72%	70%
	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

Criterio d) No aplica

Criterio e) No aplica

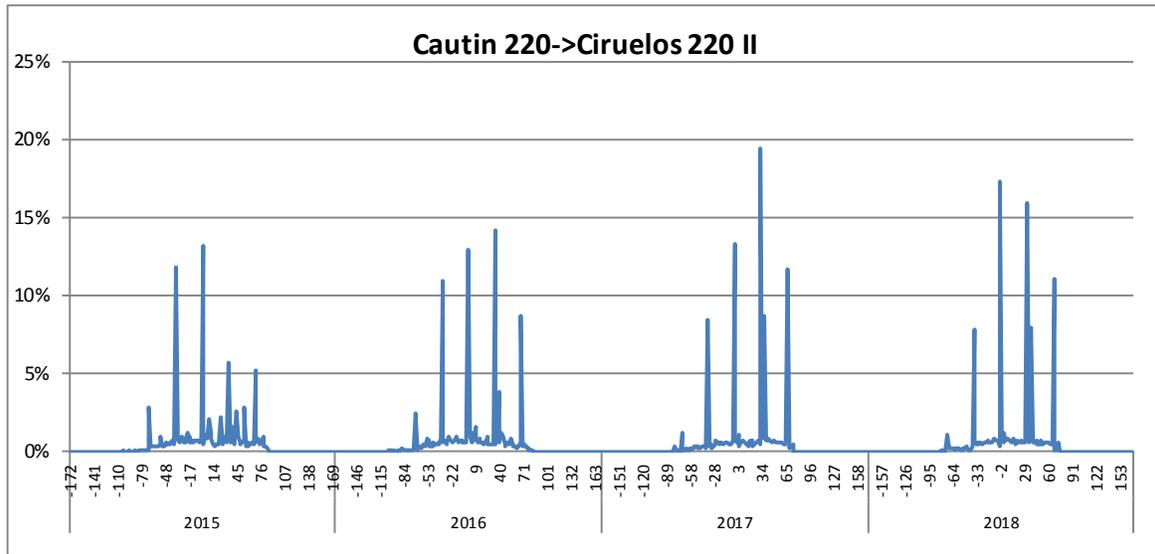
Continuidad: Sí

Clasificación: Troncal

Línea: Cautin 220->Ciruelos 220 II

Extremo A	Cautin 220	Calificación Actual Troncal
Extremo B	Ciruelos 220	Tipo Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	62%	38%	64%	36%	77%	23%	76%	24%
Magnitud de Flujo Mínimo	82%		82%		98%		98%	
	Cumple		Cumple		Cumple		Cumple	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	55%	56%	57%	57%
	Cumple			

Criterio d) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

Criterio e) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

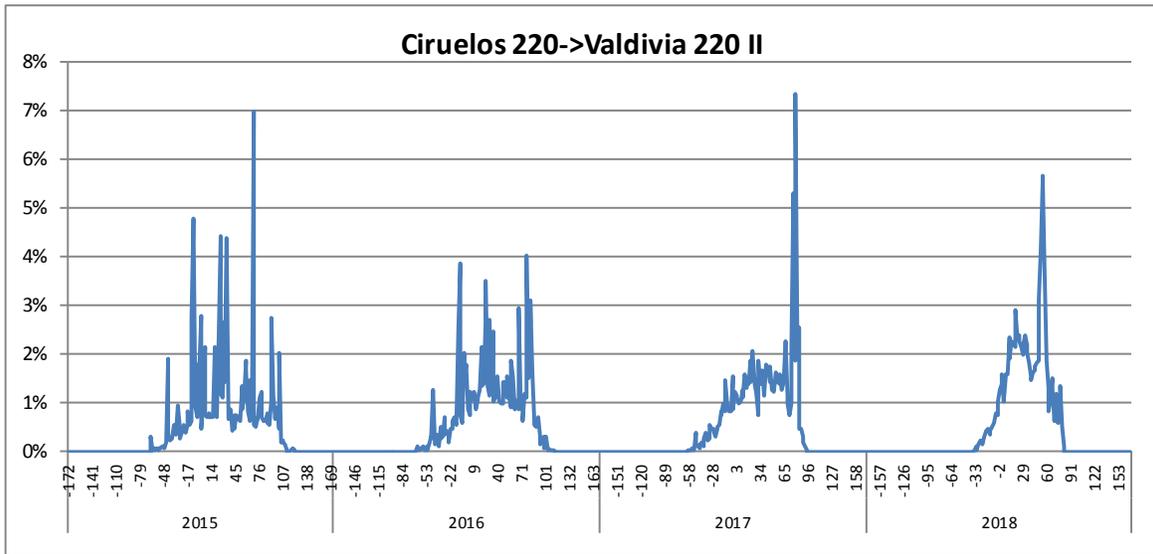
Continuidad: No aplica

Clasificación: Troncal

Línea: Ciruelos 220->Valdivia 220 II

Extremo A	Ciruelos 220	Calificación Actual Troncal
Extremo B	Valdivia 220	Tipo Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	76%	24%	79%	21%	86%	14%	94%	6%
Magnitud de Flujo Mínimo	55%		60%		61%		37%	
	Cumple		Cumple		Cumple		No	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	59%	59%	60%	64%
	Cumple			

Criterio d) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

Criterio e) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

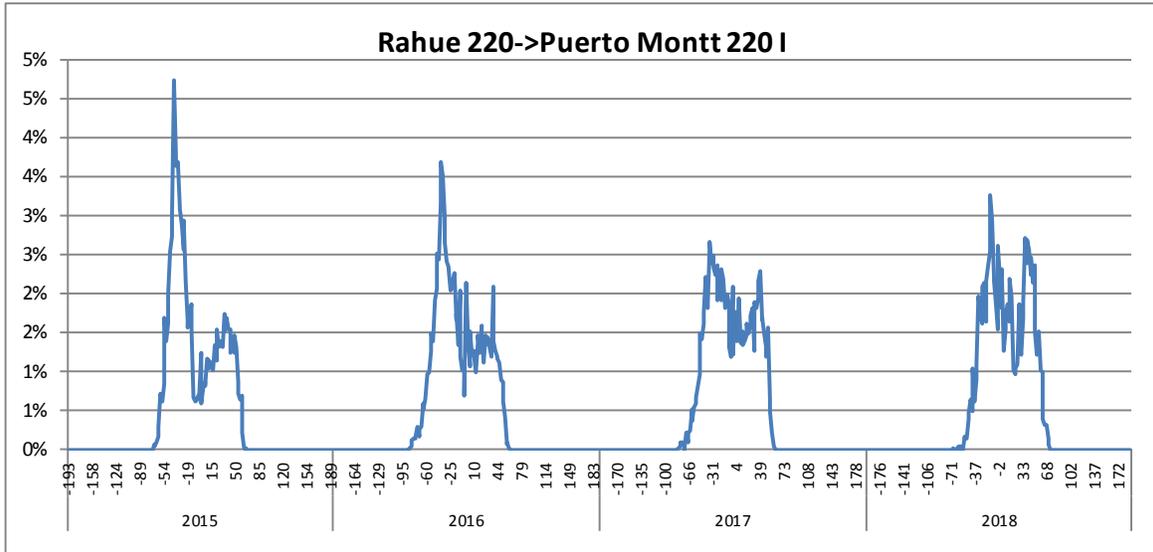
Continuidad: No aplica

Clasificación: Troncal

Línea: Rahue 220->Puerto Montt 220 I

Extremo A	Rahue 220	Calificación Actual Troncal
Extremo B	Puerto Montt 220	Tipo Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	38%	62%	38%	62%	47%	53%	62%	38%
Magnitud de Flujo Mínimo	97%		74%		76%		89%	
	Cumple		Cumple		Cumple		Cumple	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	44%	44%	45%	44%
	Cumple			

Criterio d) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

Criterio e) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

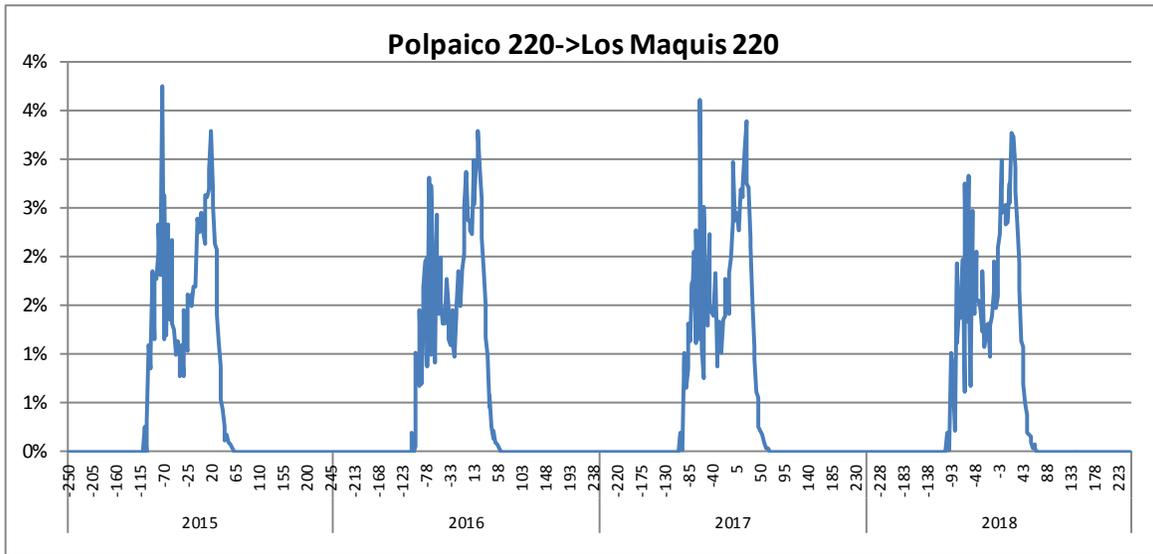
Continuidad: No aplica

Clasificación: Troncal

Línea: Polpaico 220->Los Maquis 220

Extremo A	Polpaico 220	Calificación Actual	SubTx
Extremo B	>Los Maquis 220	Tipo	Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	38%	62%	42%	58%	45%	55%	47%	53%
Magnitud de Flujo Mínimo	57%		61%		68%		72%	
	Cumple		Cumple		Cumple		Cumple	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	69%	69%	70%	70%
	Cumple			

Criterio d) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

Criterio e) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

Continuidad: No aplica

Clasificación: Troncal

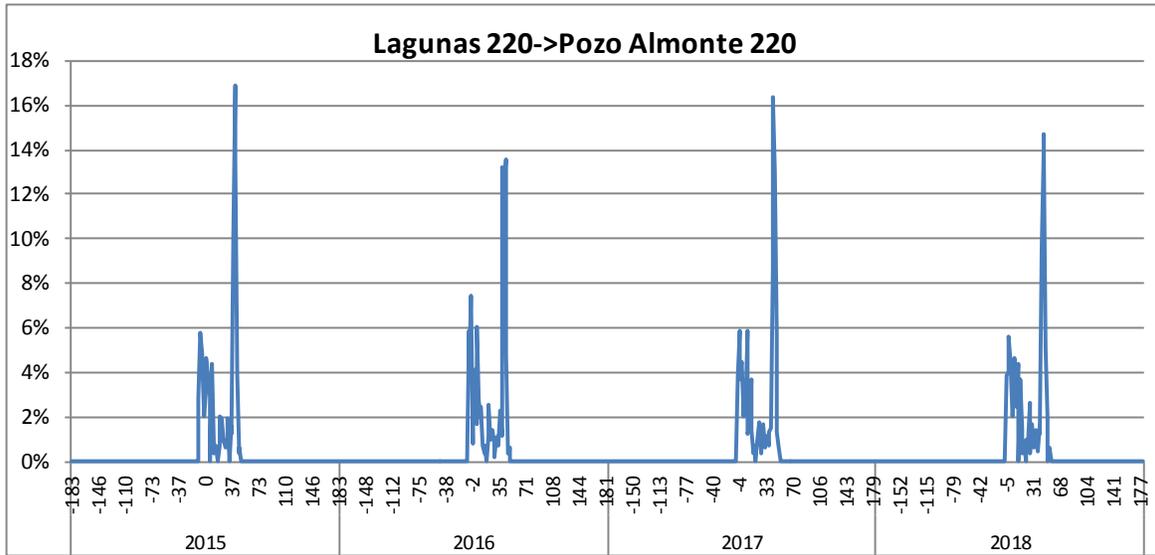
Verificación de los criterios de troncalidad para líneas del SING

En las páginas siguientes se presentan las verificaciones de los cumplimientos de los cinco criterios de las líneas del SING que calificaron como troncales, y otras que no calificaron pero que el Consultor consideró relevante incluir en este anexo.

Línea: **Lagunas 220->Pozo Almonte 220**

Extremo A	Lagunas 220	Calificación Actual	Adicional
Extremo B	Pozo Almonte 220	Tipo	Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	77%	23%	80%	20%	82%	18%	87%	13%
Magnitud de Flujo Mínimo	19%		15%		11%		7%	
	Cumple		Cumple		Cumple		No	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	78%	78%	78%	78%
	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

Criterio d) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

Criterio e) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

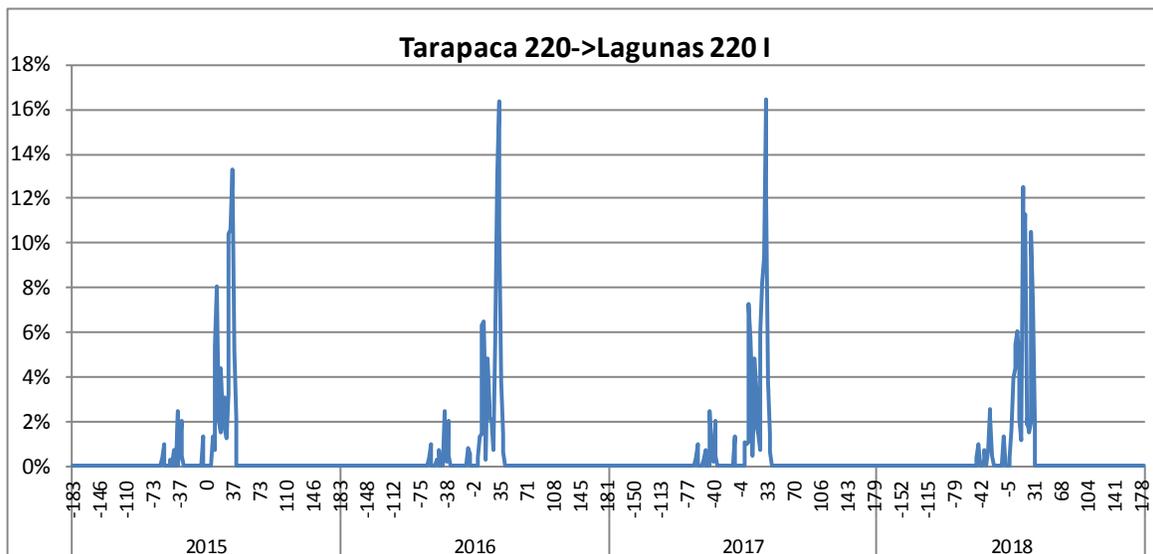
Continuidad: No Aplica

Clasificación: Troncal

Línea: **Tarapaca 220->Lagunas 220 I**

Extremo A	Tarapaca 220	Calificación Actual	Troncal
Extremo B	Lagunas 220	Tipo	Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	90%	10%	90%	10%	90%	10%	90%	10%
Magnitud de Flujo Mínimo	67%		65%		60%		72%	
	Cumple		Cumple		Cumple		Cumple	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	35%	35%	36%	37%
	Cumple			

Criterio d) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

Criterio e) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

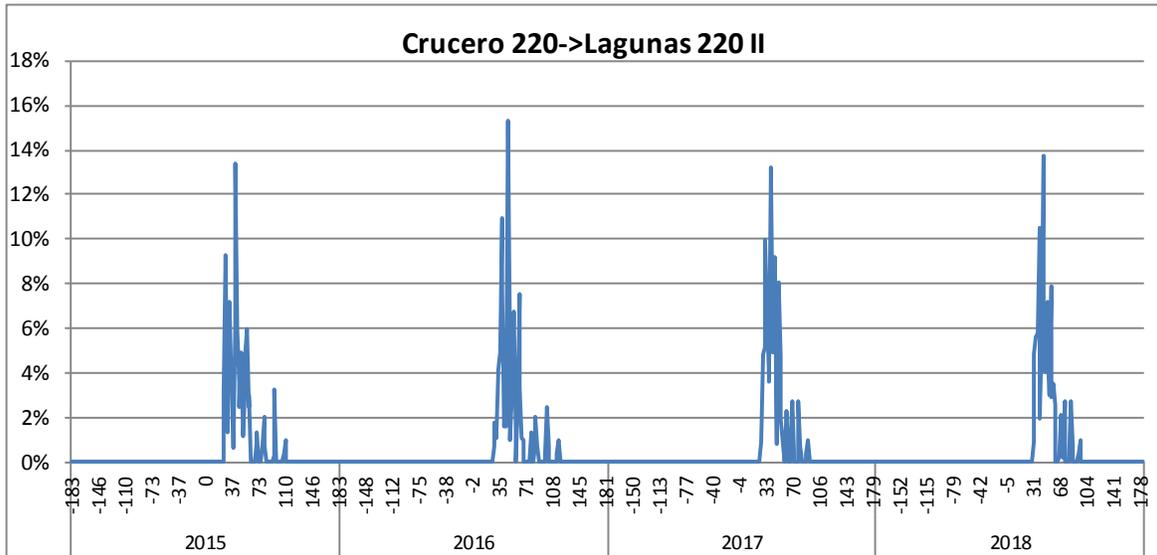
Continuidad: No Aplica

Clasificación: Troncal

Línea: **Crucero 220->Lagunas 220 II**

Extremo A	Crucero 220	Calificación Actual	Troncal
Extremo B	Lagunas 220	Tipo	Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	100%	0%	100%	0%	100%	0%	100%	0%
Magnitud de Flujo Mínimo	0%		0%		0%		0%	
	No		No		No		No	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	47%	49%	50%	51%
	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

Criterio d) No Aplica

Criterio e) No Aplica

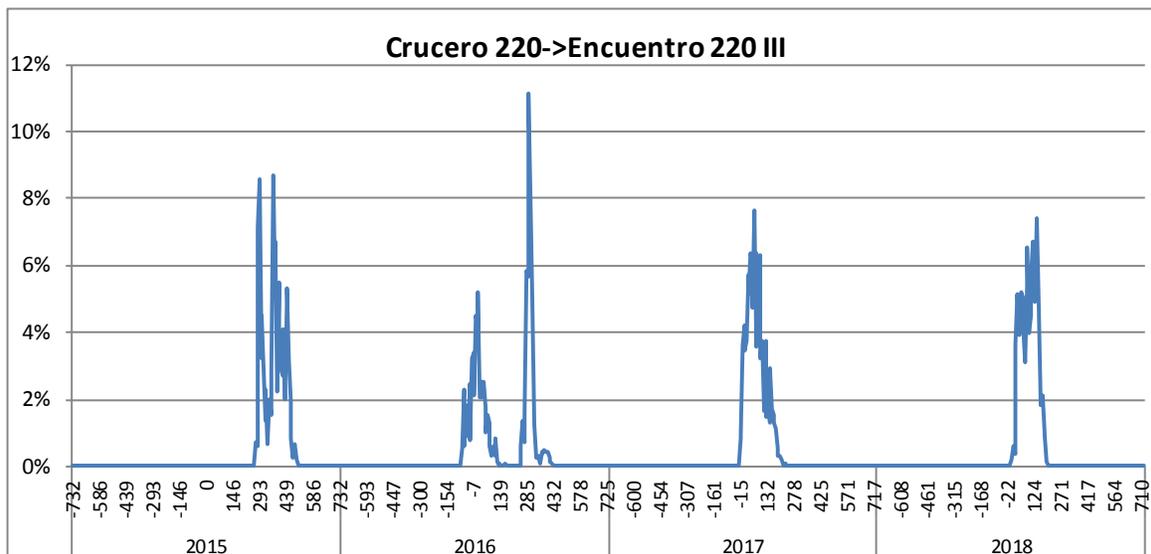
Continuidad: Si

Clasificación: Troncal

Línea: **Crucero 220->Encuentro 220 III**

Extremo A	Crucero 220	Calificación Actual	Troncal
Extremo B	Encuentro 220	Tipo	Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	100%	0%	82%	18%	95%	5%	100%	0%
Magnitud de Flujo Mínimo	0%		16%		6%		0%	
	No		Cumple		No		No	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	31%	36%	48%	52%
	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

Criterio d) No Aplica

Criterio e) No Aplica

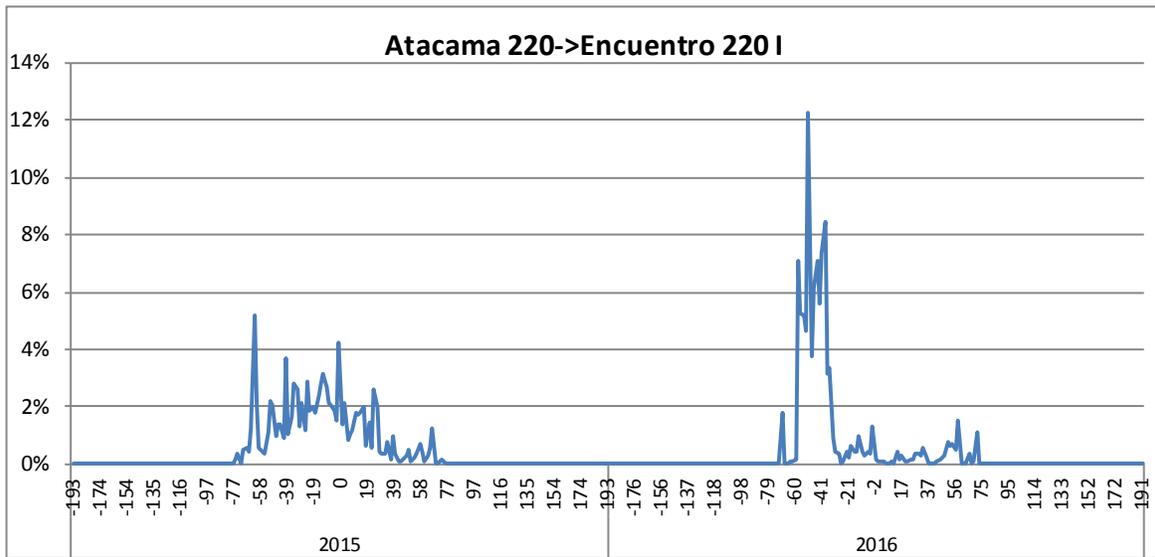
Continuidad: Si

Clasificación: Troncal

Línea: **Atacama 220->Encuentro 220 I**

Extremo A	Atacama 220	Calificación Actual	Troncal
Extremo B	Encuentro 220	Tipo	Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	30%	70%	10%	90%	--	--	--	--
Magnitud de Flujo Mínimo	98%		92%		-	-	-	-
	Cumple		Cumple		-	-	-	-

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	41%	50%	-	-
	Cumple	Cumple	-	-

Criterio d) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

Criterio e) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

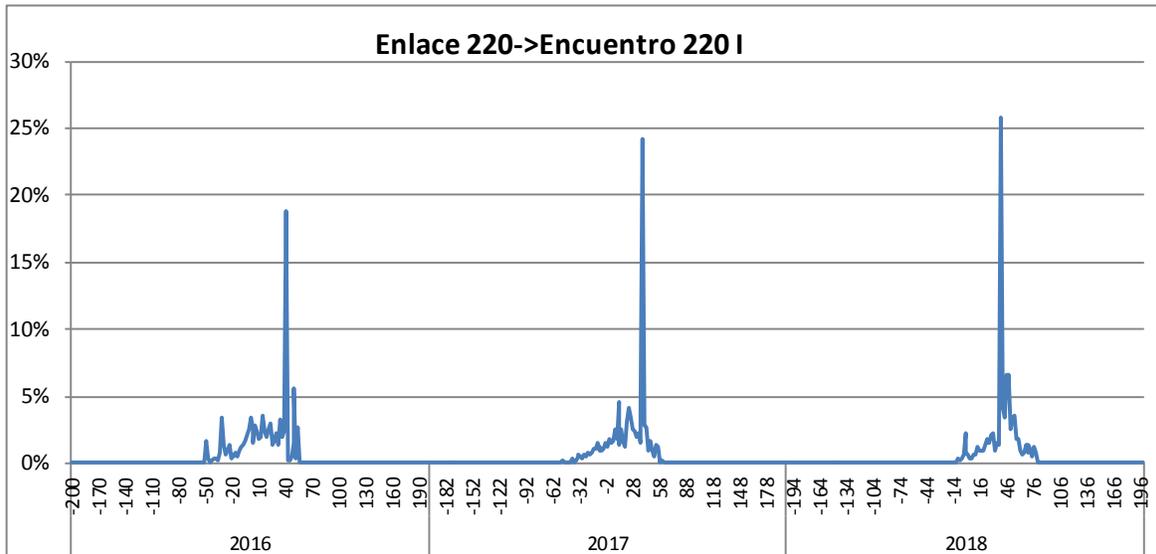
Continuidad: No Aplica

Clasificación: Troncal

Línea: Enlace 220->Encuentro 220 I

Extremo A	Enlace 220	Calificación Actual	Troncal
Extremo B	Encuentro 220	Tipo	Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	--	--	72%	28%	83%	17%	96%	4%
Magnitud de Flujo Mínimo	-	-	93%		84%		20%	
	-	-	Cumple		Cumple		No	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	-	-	20%	25%
	No	No	-	-

Criterio d) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

Criterio e) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

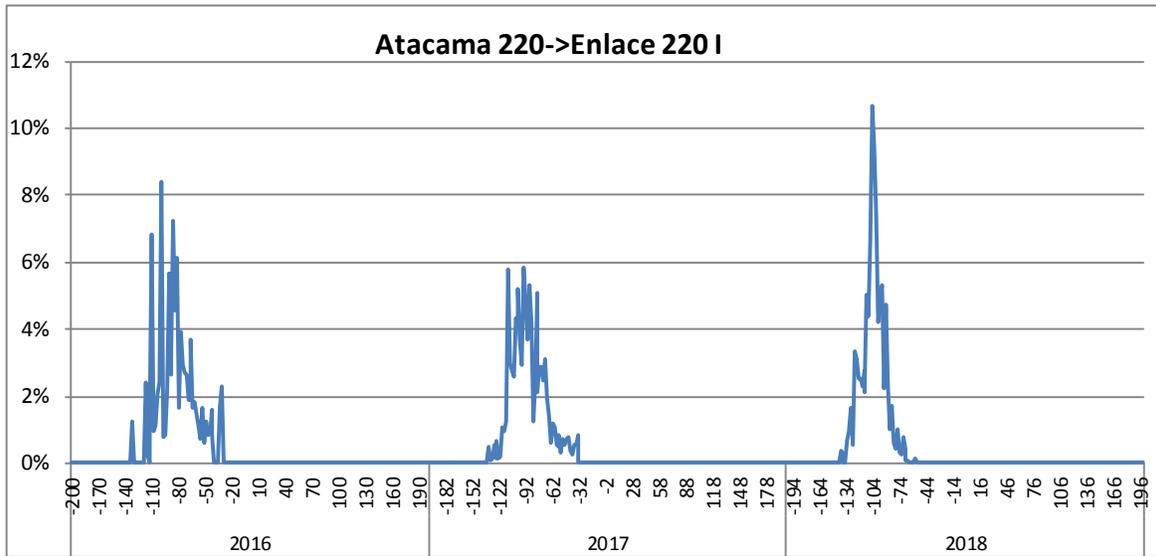
Continuidad: No Aplica

Clasificación: Troncal

Línea: **Atacama 220->Enlace 220 I**

Extremo A	Atacama 220	Calificación Actual	Troncal
Extremo B	Enlace 220	Tipo	Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	--	--	0%	100%	0%	100%	0%	100%
Magnitud de Flujo Mínimo	-	-	0%	-	0%	-	0%	-
	-	-	No	-	No	-	No	-

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	-	-	50%	50%
	No	No	-	-

Criterio d) No Aplica

Criterio e) No Aplica

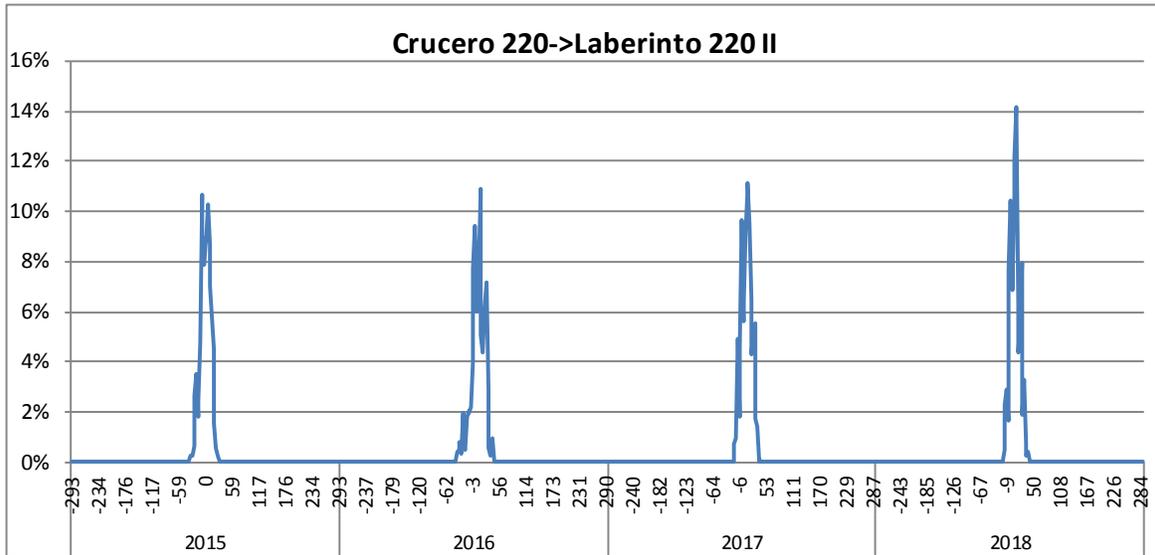
Continuidad: Si

Clasificación: Troncal

Línea: **Crucero 220->Laberinto 220 II**

Extremo A	Crucero 220	Calificación Actual	Adicional
Extremo B	Laberinto 220	Tipo	Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	47%	53%	75%	25%	77%	23%	85%	15%
Magnitud de Flujo Mínimo	82%		86%		36%		29%	
	Cumple		Cumple		Cumple		Cumple	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	32%	47%	49%	52%
	Cumple			

Criterio d) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

Criterio e) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

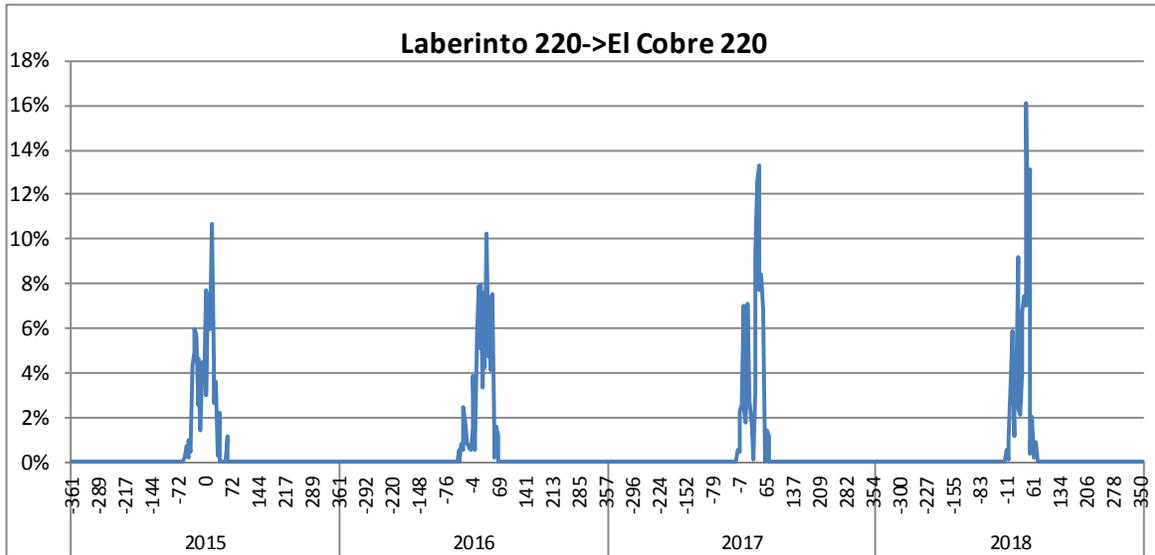
Continuidad: No Aplica

Clasificación: Troncal

Línea: **Laberinto 220->El Cobre 220**

Extremo A	Laberinto 220	Calificación Actual	Adicional
Extremo B	El Cobre 220		Tipo Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	48%	52%	86%	14%	94%	6%	98%	2%
Magnitud de Flujo Mínimo	100%		61%		20%		10%	
	Cumple		Cumple		No		No	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	53%	44%	51%	55%
	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

Criterio d) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

Criterio e) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

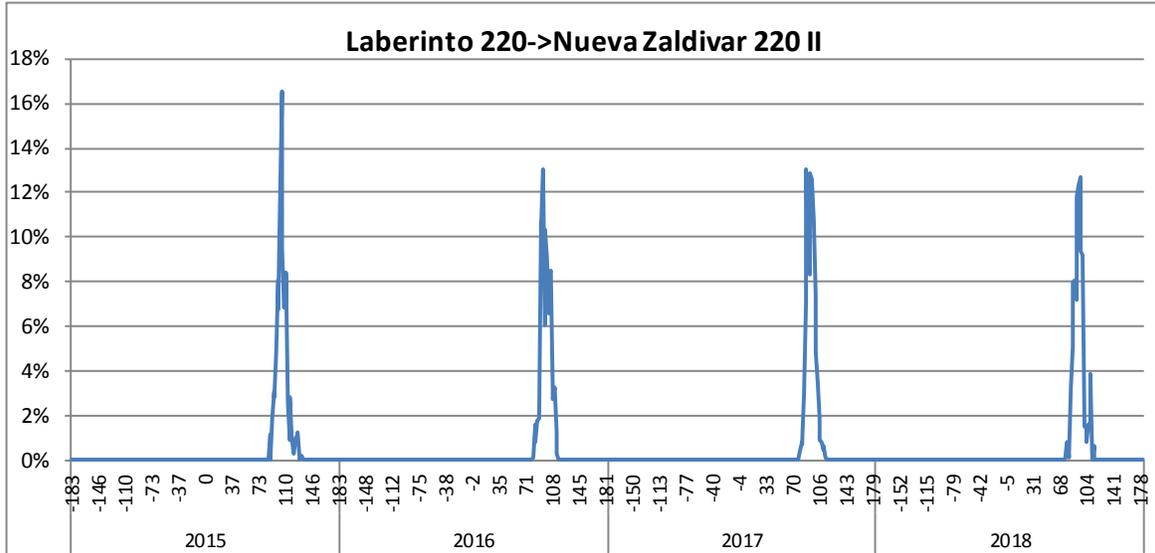
Continuidad: No Aplica

Clasificación: Troncal

Línea: **Laberinto 220->Nueva Zaldivar 220 II**

Extremo A	Laberinto 220	Calificación Actual	Adicional
Extremo B	Nueva Zaldivar 220	Tipo	Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	100%	0%	100%	0%	100%	0%	100%	0%
Magnitud de Flujo Mínimo	0%		0%		0%		0%	
	No		No		No		No	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	77%	77%	79%	81%
	Cumple	Cumple	Cumple	No

Criterio d) No Aplica

Criterio e) No Aplica

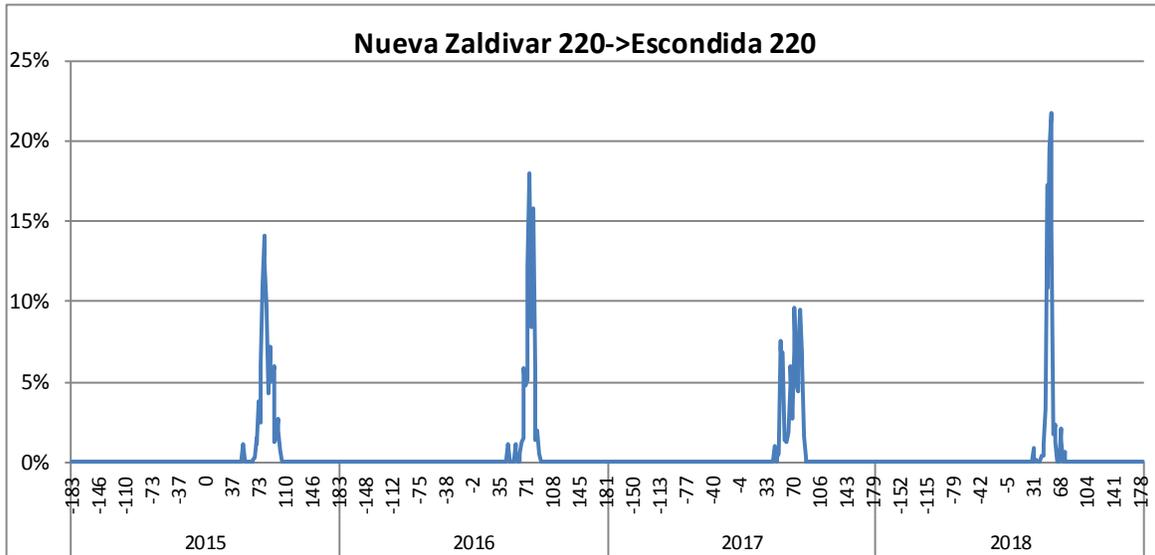
Continuidad: Si

Clasificación: Troncal

Línea: Nueva Zaldívar 220->Escondida 220

Extremo A	Nueva Zaldívar 220	Calificación Actual	Adicional
Extremo B	Escondida 220	Tipo	Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	100%	0%	100%	0%	100%	0%	100%	0%
Magnitud de Flujo Mínimo	0%		0%		0%		0%	
	No		No		No		No	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	90%	90%	92%	93%
	No	No	No	No

Criterio d) No Aplica

Criterio e) No Aplica

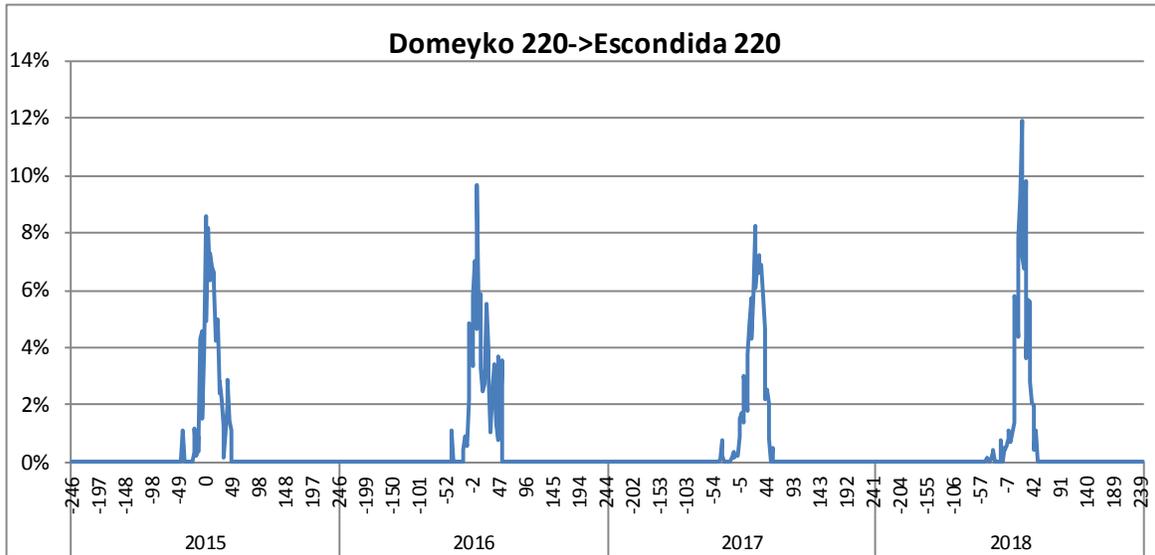
Continuidad: Si

Clasificación: Troncal

Línea: **Domeyko 220->Escondida 220**

Extremo A	Domeyko 220	Calificación Actual	Adicional
Extremo B	Escondida 220	Tipo	Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	73%	27%	76%	24%	94%	6%	95%	5%
Magnitud de Flujo Mínimo	89%		73%		67%		90%	
	Cumple		Cumple		No		No	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	74%	72%	69%	64%
	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

Criterio d) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

Criterio e) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

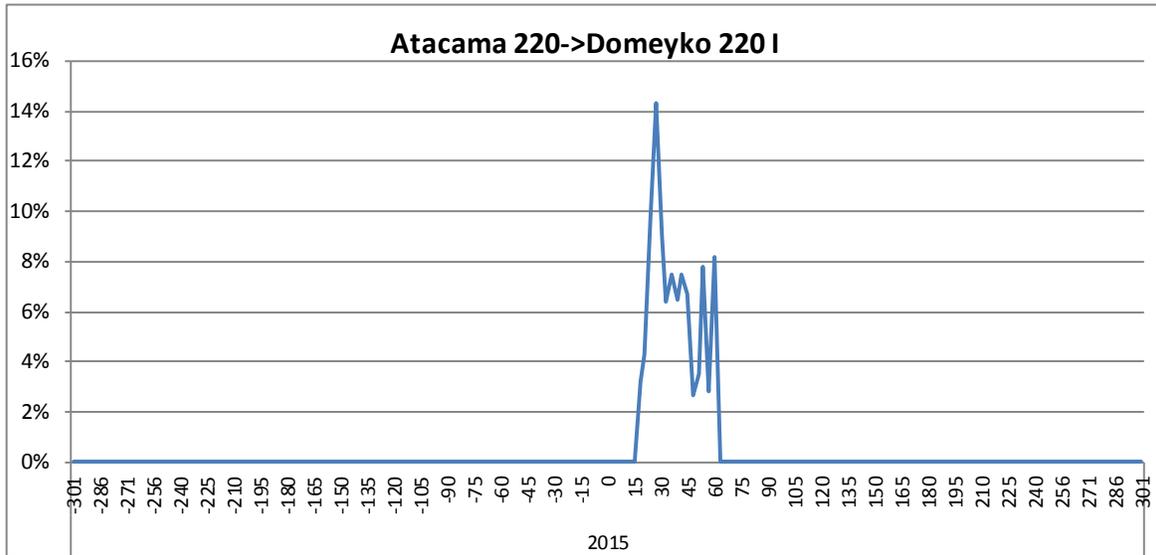
Continuidad: No Aplica

Clasificación: Troncal

Línea: **Atacama 220->Domeyko 220 I**

Extremo A	Atacama 220	Calificación Actual	Adicional
Extremo B	Domeyko 220	Tipo	Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	100%	0%	--	--	--	--	--	--
Magnitud de Flujo Mínimo	0%		-		-		-	
	-		-		-		-	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	74%	-	-	-
	Cumple	-	-	-

Criterio d) No Aplica

Criterio e) No Aplica

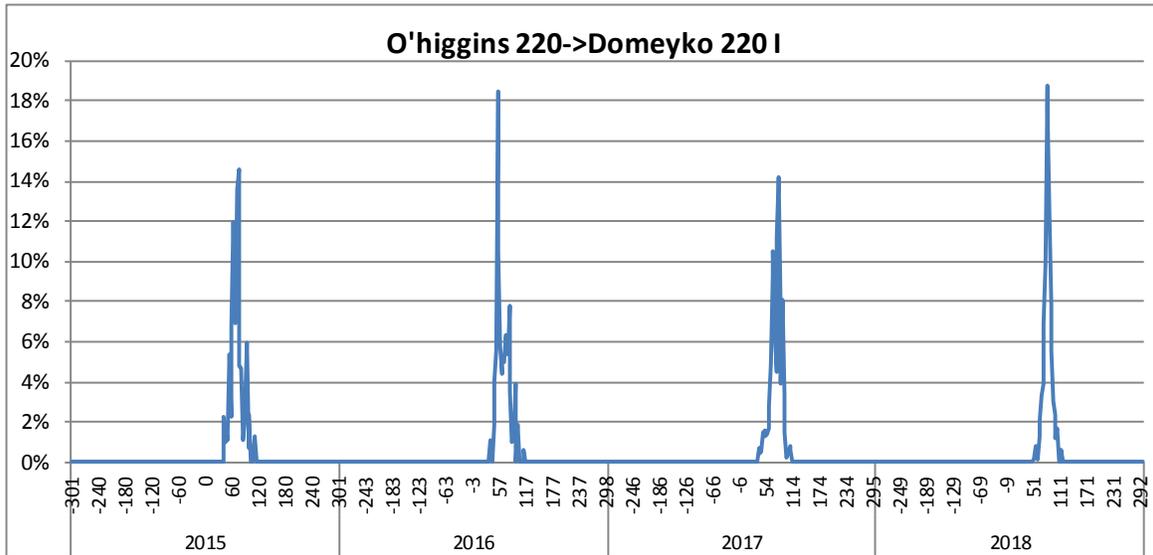
Continuidad: Si

Clasificación: Troncal

Línea: **O'higgins 220->Domeyko 220 I**

Extremo A	O'higgins 220	Calificación Actual	-
Extremo B	Domeyko 220	Tipo	Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	100%	0%	100%	0%	100%	0%	100%	0%
Magnitud de Flujo Mínimo	0%		0%		0%		0%	
	No		No		No		No	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	-	75%	81%	81%
	-	Cumple	No	No

Criterio d) No Aplica

Criterio e) No Aplica

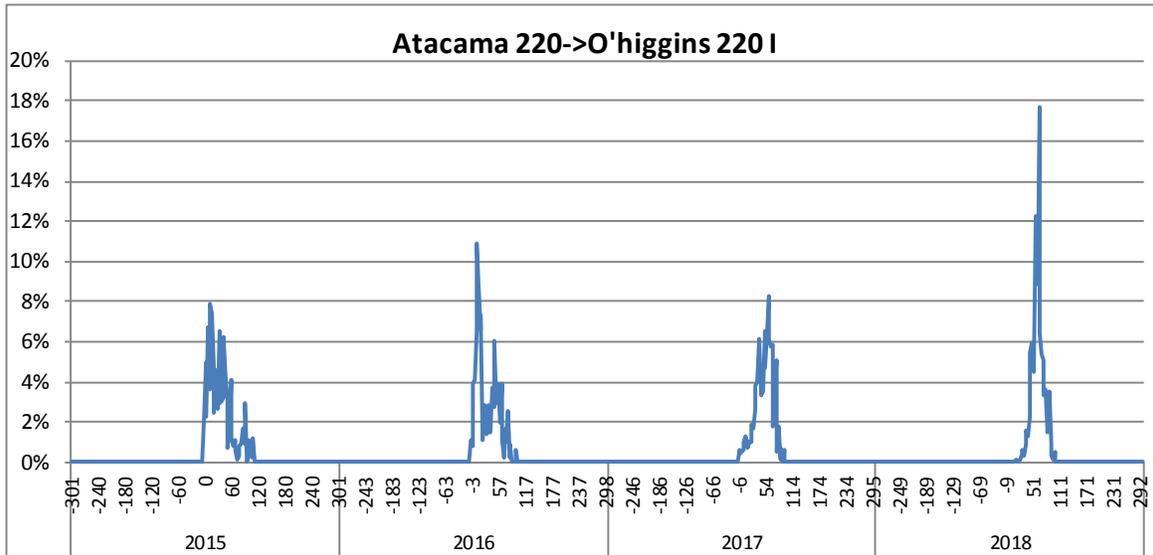
Continuidad: Si

Clasificación: Troncal

Línea: **Atacama 220->O'higgins 220 I**

Extremo A	Atacama 220	Calificación Actual	-
Extremo B	O'higgins 220	Tipo	Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	93%	7%	94%	6%	98%	2%	100%	0%
Magnitud de Flujo Mínimo	3%		6%		6%		0%	
	No		No		No		No	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	-	66%	65%	65%
	-	Cumple	Cumple	Cumple

Criterio d) No Aplica

Criterio e) No Aplica

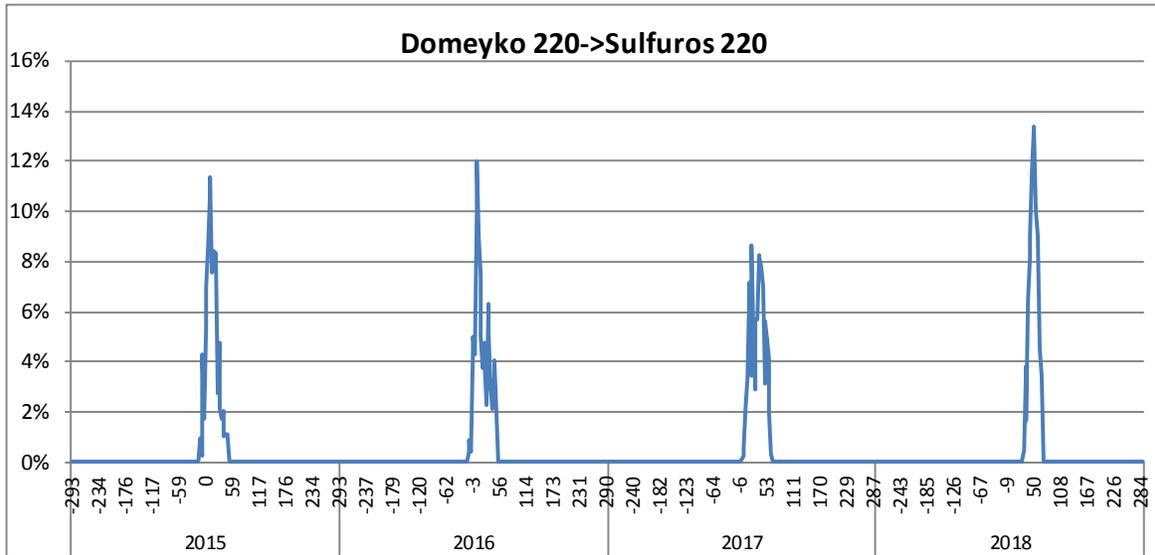
Continuidad: Si

Clasificación: Troncal

Línea: **Domeyko 220->Sulfuros 220**

Extremo A	Domeyko 220	Calificación Actual	Adicional
Extremo B	Sulfuros 220	Tipo	Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	87%	13%	89%	11%	100%	0%	100%	0%
Magnitud de Flujo Mínimo	24%		24%		0%		0%	
	Cumple		Cumple		No		No	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	71%	69%	68%	68%
	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

Criterio d) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

Criterio e) Cumple el criterio, ya que es bidireccional.

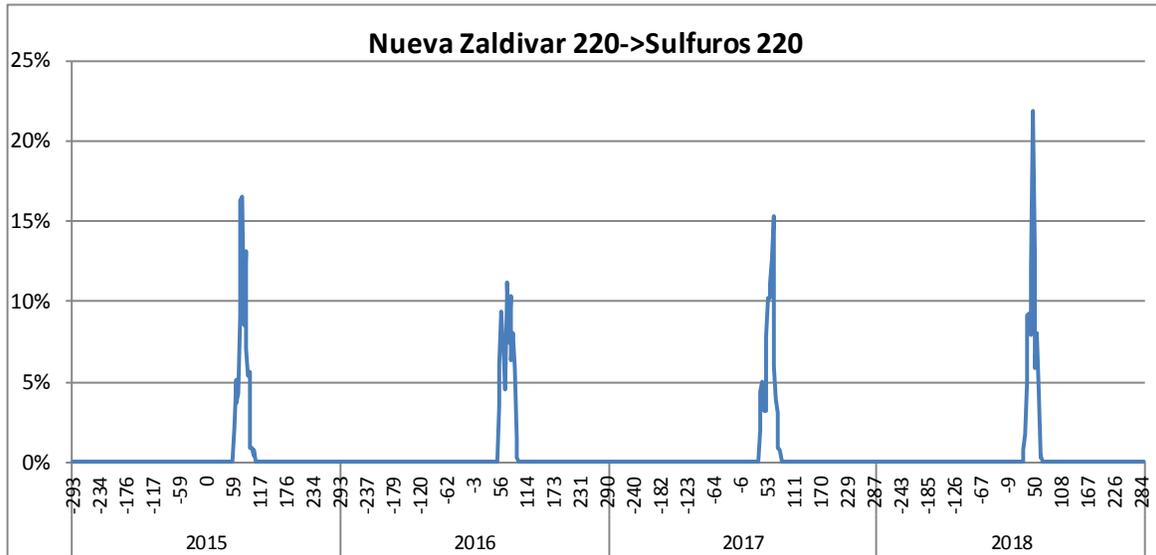
Continuidad: No Aplica

Clasificación: Troncal

Línea: Nueva Zaldivar 220->Sulfuros 220

Extremo A	Nueva Zaldivar 220	Calificación Actual	Adicional
Extremo B	Sulfuros 220	Tipo	Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	100%	0%	100%	0%	100%	0%	100%	0%
Magnitud de Flujo Mínimo	0%		0%		0%		0%	
	No		No		No		No	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	82%	82%	85%	87%
	No	No	No	No

Criterio d) No Aplica

Criterio e) No Aplica

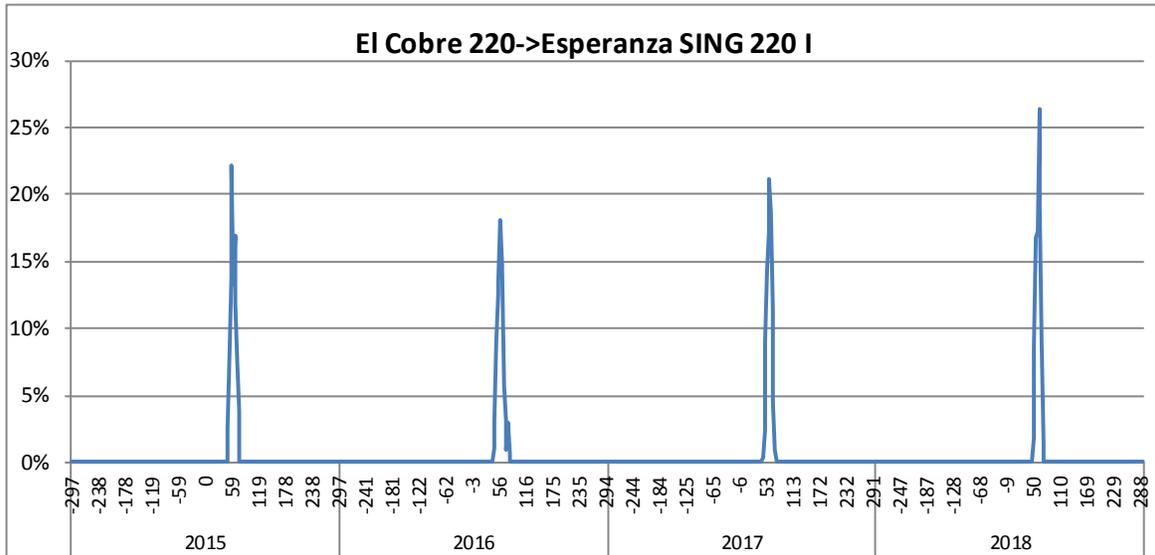
Continuidad: No Aplica

Clasificación: Adicional

Línea: El Cobre 220->Esperanza SING 220 I

Extremo A	El Cobre 220	Calificación Actual	-
Extremo B	Esperanza SNG 220	Tipo	Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	100%	0%	100%	0%	100%	0%	100%	0%
Magnitud de Flujo Mínimo	0%		0%		0%		0%	
	No		No		No		No	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	55%	58%	58%	57%
	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

Criterio d) No Aplica

Criterio e) No Aplica

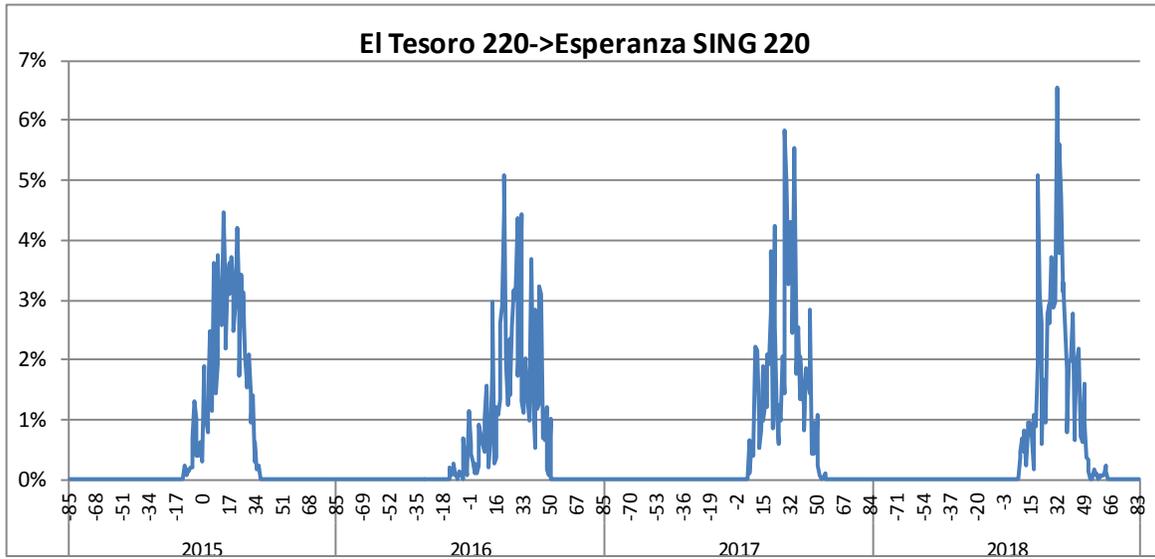
Continuidad: No

Clasificación: Adicional

Línea: **El Tesoro 220->Esperanza SING 220**

Extremo A	El Tesoro 220	Calificación Actual	Adicional
Extremo B	Esperanza SNG 220	Tipo	Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	94%	6%	96%	4%	100%	0%	100%	0%
Magnitud de Flujo Mínimo	30%		24%		0%		0%	
	No		No		No		No	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	37%	39%	39%	39%
	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

Criterio d) No Aplica

Criterio e) No Aplica

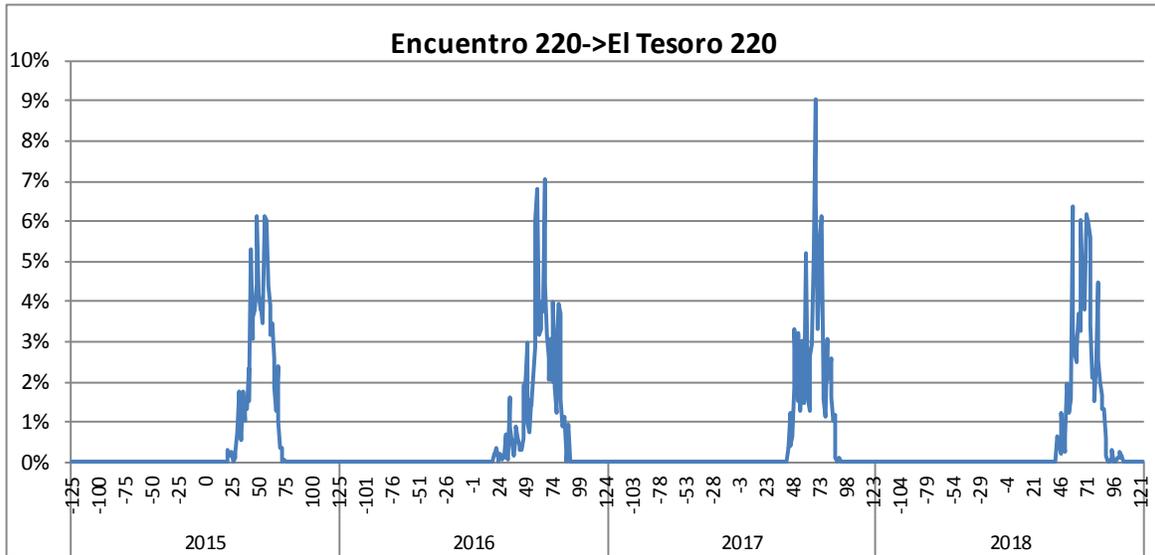
Continuidad: No

Clasificación: Adicional

Línea: **Encuentro 220->El Tesoro 220**

Extremo A	Encuentro 220	Calificación Actual	Adicional
Extremo B	El Tesoro 220	Tipo	Existente

Criterio a)



	2015		2016		2017		2018	
	Flujo A->B	Flujo B->A						
Bidirec.	100%	0%	100%	0%	100%	0%	100%	0%
Magnitud de Flujo Mínimo	0%		0%		0%		0%	
	No		No		No		No	

Criterio b) Cumple el criterio, ya que el voltaje de la línea es igual o superior a 220 [kV].

Criterio c)

	2015	2016	2017	2018
% Uso	45%	46%	46%	45%
	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

Criterio d) No Aplica

Criterio e) No Aplica

Continuidad: No

Clasificación: Adicional

PARTE III

INFORME 2

**CÁLCULO DEL VI, AVI, COMA, VATT Y FÓRMULAS DE
INDEXACIÓN**

METODOLOGÍA, CRITERIOS APLICADOS Y DESARROLLO DEL ESTUDIO DEL VI Y EL COMA Y DE SU ASIGNACIÓN A TRAMOS

DETERMINACIÓN DEL VI

El procedimiento para determinar el valor de las inversiones (VI) consistió en:

- Establecer un inventario validado de las instalaciones de cada componente del STT, incluyendo en el mismo:
 - Los equipos y materiales que conforman cada componente del STT.
- Agregar al inventario:
 - Los recursos (mano de obra y equipos de montaje) para el montaje de equipos y materiales.
 - El transporte (t.km y seguros) de equipos y materiales.
 - Los costos indirectos como la ingeniería, revisión e inspección, etc., generales, imprevistos, seguros, utilidad del contratista, garantía de contrato e intereses intercalarios como la ingeniería, mano de obra y equipos de montaje y demás tareas necesarias y costos asociados para su puesta en servicio.
- Determinar los costos unitarios de dichos equipos, materiales, ingeniería, mano de obra y equipos de montaje y demás tareas.
- Finalmente, valorizar el inventario.

1. RECOPIACIÓN, ORGANIZACIÓN, REGISTRO Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN RECIBIDA PARA EL INVENTARIO DE INSTALACIONES

La información utilizada para valorizar las instalaciones fue, en parte, la recibida de los Propietarios (a través de los CDEC's o, en algunos casos de consultas o aclaraciones puntuales) y en parte la elaborada por el Consultor para complementar los faltantes de la primera.

A medida que dicha información fue siendo recibida y/o elaborada se procedió a clasificarla y organizarla, por línea de transmisión y por S/E, esta última en parte como información específica de cada una y en parte como información genérica común, según se detalla más adelante.

1.1 INFORMACIÓN RECIBIDA AL INICIO DEL ESTUDIO

El inventario de las subestaciones y líneas de transmisión fue recibido por parte de la CNE en Abril de 2014, y está organizado en las siguientes carpetas:

Informacion_ETT2014_Anexos_RE800/2014_04_17_Primer_Entrega/

Informacion_ETT2014_Anexos_RE800/ 2014_04_29_Segunda_Entrega/

Dicha información corresponde al Inventario de Instalaciones a marzo 2014.

1.1.1 Líneas de transmisión

La información del inventario a marzo de 2014 fue obtenida de un conjunto de archivos listado a continuación, dentro de las carpetas:

Informacion_ETT2014_Anexos_RE800/2014_04_17_Primer_Entrega/SIC/Anexo 2/Anexos

Informacion_ETT2014_Anexos_RE800/2014_04_17_Primer_Entrega/SING/Anexo 2

Archivo	Comentario
<u>Formato SIC Transelec</u> 10011 LINEA 2X220 KV ANCOA - ITAHUE - REV 13-01-2014 - LOTE 10011.xlsx 10071 LINEA 1X500 KV ANCOA - POLPAICO REV 14-01-2014 LOTE 10071.xlsx	Cada uno de los archivos contiene varias hojas, en general con diferentes nombres, pero conteniendo la siguiente información: <ul style="list-style-type: none"> - Datos - Formulario Descriptivo - Lamina Clave La hoja datos contiene información de detalle de la secuencia de estructuras, sistematizada en 89 columnas, incluyendo el tipo de estructura, la longitud del vano, tipo de conductor, tipo de suelo, tipo de aislación, ferretería, características de la franja de servidumbre, etc. La hoja "Lamina Clave" muestra el perfil de las estructuras empeladas junto con sus dimensiones básicas.
<u>Formato SING</u> Línea Angamos-Laberinto.xls Línea Atacama-Domeyko.xls Línea Atacama-Encuentro.xlsx Línea Atacama-Esmeralda.xlsx Línea Calama-Salar.xlsx Línea Central Tocopilla-Crucero.xls Línea Chacaya-Crucero.xls Línea Chacaya-El Cobre.xls Línea Chacaya-Mantos Blancos.xls Línea Chacaya-Mejillones.xls Línea Crucero-Chuquicamata.xls Línea Crucero-El Abra.xls Línea Crucero-Laberinto 1.xls Línea Crucero-Laberinto 2.xls Línea Crucero-Lagunas 1.xlsx	Cada archivo contiene una hoja en donde se incluyen datos básicos como: <ul style="list-style-type: none"> - Longitud - Cantidad de circuitos - Capacidad en MVA - Tipo y cantidad de estructuras - Tipo y cantidad de conductores de energía. - Tipo y cantidad de cables de guardia. - Aislación - Amortiguación - Fundaciones No incluye la secuencia de estructuras.

<p>Línea Crucero-Lagunas 2.xlsx Línea Crucero-Radomiro Tomic.xls Línea Crucero-Salar.xls Línea Cóndores-Parinacota.xlsx Línea Domeyko-Escondida.xls Línea Domeyko-Súlfuros.xls Línea El Cobre-Esperanza.xls Línea El Cobre-Gaby.xls Línea Encuentro - El Tesoro.xls Línea Encuentro-Collahuasi.xlsx Línea Encuentro-Crucero 1.xlsx Línea Encuentro-Crucero 2.xlsx Línea Esperanza-Tesoro 1.xls Línea Laberinto-El Cobre.xls Línea Laberinto-Nueva Zaldivar 1.xls Línea Laberinto-Nueva Zaldivar 2.xls Línea Lagunas-Collahuasi.xlsx Línea Lagunas-Pozo Almonte.xls Línea Lomas Bayas-Fortuna.xls Línea Mejillones-O'Higgins.xls Línea Nueva Zaldivar-Escondida.xls Línea Nueva Zaldivar-Súlfuros.xls Línea O'Higgins-Domeyko.xls Línea Salar-Chuquicamata.xls Línea Tap Off El Loa-El Loa.xls Línea Tarapacá-Cóndores.xlsx Línea Tarapacá-Lagunas.xlsx Línea Zaldivar-Escondida 1.xls Línea Zaldivar-Escondida 2.xls</p>	
<p><u>Otros Formatos:</u> Instalaciones CTNC Ma-Ca 2 y 3 (CTNC) - 2014.xlsx Instalaciones Troncales Colbún Transmisión.xlsx</p>	<p>Además de la información básica (longitud, tipo de conductor, cantidad de circuitos, etc) incluye la secuencia y tipo de estructuras, junto con el largo de cada vano medio. No se informa peso de cada una de las mismas ni el total.</p>

1.1.2 Subestaciones

La información del inventario a marzo de 2014 fue relevada de una serie de archivos que se listan a continuación, dentro de las carpetas:

Informacion_ETT2014_Anexos_RE800/2014_04_17_Primer_Entrega/SIC/Anexo 2/Anexos

Informacion_ETT2014_Anexos_RE800/2014_04_17_Primer_Entrega/SING/Anexo 2

Archivo	Comentario
<p>Formato METADATA 20001 SE CHARRUA - REV 27-01-2014 - LOTE 20001.xlsx 20002 SE ALTO JAHUEL con 3109 - REV 27-01-2014 - LOTE 20002.xlsx 20002 SE ALTO JAHUEL sin 3109 - REV 27-01-2014 - LOTE 20002.xlsx</p>	<p>Cada uno de los 19 archivos contiene dos Hojas: FORM DESCRIPTIVO</p>

<p>20003 SE RAHUE - REV 27-01-2014 - LOTE 20003.xlsx 20004 SE ANCOA - REV 27-01-2014 - LOTE 20004.xlsx 20005 SE QUILLOTA - REV 27-01-2014 - LOTE 20005.xlsx 20006 SE DIEGO DE ALMAGRO - REV 27-01-2014 - LOTE 20006.xlsx 20008 SE CARDONES - REV 27-01-2014 - LOTE 20008.xlsx 20010 SE CERRO NAVIA - REV 27-10-2014 - LOTE 20010.xlsx 20011 SE CHENA - REV 27-01-2014 - LOTE 20011.xlsx 20014 SE LAGUNILLAS - REV 27-01-2014 - LOTE 20014.xlsx 20016 SE LAS PALMAS - REV 27-01-2014 - LOTE 20016.xlsx 20017 SE LOS VILOS - REV 27-01-2014 - LOTE 20017.xlsx 20018 SE MAITENCILLO - REV 27-01-2014 - LOTE 20018.xlsx 20019 SE PAN DE AZUCAR - REV 27-01-2014 - LOTE 20019.xlsx 20020 POLPAICO - REV 27-01-2014 - LOTE 20020.xlsx 20021 SE TEMUCO - REV 27-01-2014 - LOTE 20021.xlsx 20022 SE VALDIVIA - REV 27-01-2014 - LOTE 20022.xlsx 20023 SE HUALPEN - REV 27-01-2014 - LOTE 200231.xlsx</p>	<p>METADATA SE _____.</p> <p>Esta última es una Tabla matricial de 30 columnas y un promedio de 500 filas.</p>
<p>Formato SING Atacama.xls Crucero.xls Encuentro.xlsx Tarapacá.xls Lagunas.xls SE Domeyko SE Escondida SE Sulfuros SE Nueva Zaldívar SE Laberinto SE El Cobre</p>	<p>Cada archivo contiene dos Hojas: Información General y Equipos Primarios.</p>
<p>Formato 2010 Form SE Punta Colorada.xls Form SE Rapel.xls SE Cautín.xls SE Ciruelos.xls SE Itahue.xls SE Nogales.xls SE Puerto Montt.xls</p>	<p>Cada archivo contiene un cierto número de Hojas variables en cantidad y denominación. Por ejemplo: SIC_OET_Cautin Equipos_Primarios Comunes SE Malla de Tierra SSAA Iluminación e Inst. Mec. P220 Comunes P220 Barras P 220 Iluminación de patio</p>
<p>Otros Formatos: Instalaciones CTNC Ma-Ca 2 y 3 (CTNC) - 2014.xlsx Instalaciones Troncales Colbún Transmisión.xlsx</p>	

Informacion_ETT2014_Anejos_RE800\2014_04_29_Segunda_Entrega\SIC\SIC\Instalaciones Comunes

Archivo	Comentario
Formato similar a Metadata 02 ONC_MAITENCILLO_v1.xlsx 02 ONC_PAN DE AZUCAR_v1.xlsx 02 ONC_PUNTA COLORADA_v1.xlsx 03 OCC_ALTO JAHUEL_v1.xlsx 03 OCC_C°NAVIA_v1.xlsx 03 OCC_CHENA_v1.xlsx 03 OCC_NOGALES_v1.xlsx 03 OCC_POLPAICO_v1.xlsx 03 OCC_QUILLOTA_v1.xlsx 03 OCC_RAPEL_1.xlsx 05 OBB_CHARRUA_v1.xlsx 05 OBB_ESPERANZA_v1.xlsx 05 OBB_HUALPEN_V1.xlsx 05 OBB_LAGUNILLAS_V1.xlsx 05 OBB_SAN VICENTE_V1.xlsx	Cada archivo contiene dos Hojas, una de las cuales no tiene mayor interés para el inventario. La otra tiene 14 columnas similares a las del formato Metadata, y unas 50 filas de instalaciones comunes de patio y de SE, aparentemente complementarias a las de los archivos formato Metadata.

1.1.2.1 Otros archivos de utilidad

Por su parte, el siguiente archivo permitió agregar obras ejecutadas en el último período tarifario: ETT2014_Anexos_RE800\2014_04_17_Primer_Entrega\SIC\Anexo 2\Anexos\A_Transelec C. Información Ampliaciones Troncal (16 archivos .pdf) y E. Obras en Construcción/OBRAS EN DESARROLLO AL 31 ENERO 2014.xlsx.

1.2 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA RECIBIDA A POSTERIORI

1.2.1 Líneas de transmisión

1.2.1.1 Archivos de Inventario a julio 2014

A fines de julio 2014 se tuvo conocimiento de que algunas empresas habían enviado a los CDECs información actualizada y complementaria, la cual ha sido recibida en dos partes: *Junio 2014*: con nombres de archivos indicando revisión de enero 2014, junto con información de la línea Polpaico - Los Maquis, en el archivo "LAT Polpaico-L Maquis.xlsx".

El formato de la información para esta línea es distinto al correspondiente a Transelec y similar al recibido de Colbún al principio del estudio.

Julio 2014: dentro de las carpetas: LINEAS SIC - REV JAU 03-07-2014, LINEAS SING - REV JAU 01-07-2014 y 2014_07_30_Informacion_Complementaria

La data complementaria básicamente consolida y amplía la información de las líneas de Transelec, tanto para el SIC como para el SING, así cómo incluye el archivo "10000 CUBICACION DE ESTRUCTURAS LINEAS - REV 22-01-2014 LOTE 10000.xlsx", que contiene datos característicos de cada tipo de estructura, cómo lo son el peso, tipo y características de las fundaciones según el tipo de suelo, entre otros.

En esta oportunidad se ha recibido información en detalle de las siguientes líneas del SIC y del SING (Transelec):

Archivos Junio	Comentario
<p><u>Formato SIC Transelec</u></p> <p>10001 LINEA 1X500 KV CHARRUA - ANCOA 1 - REV 13-01-2014 - LOTE 10001.xlsx</p> <p>10002 LINEA 1X500 KV CHARRUA - ANCOA 2 - REV 13-01-2014 - LOTE 10002.xlsx</p> <p>10003 LINEA 2X220 KV ALTO JAHUEL - CHENA - REV 15-01-2014 - LOTE 10003.xlsx</p> <p>10004 LINEA 2X220 KV CHENA - CERRO NAVIA - REV 13-01-2014 - LOTE 10004.xlsx</p> <p>10007 LINEA 1X500 KV ANCOA - ALTO JAHUEL 1 - REV 13-01-2014 - LOTE 10007.xlsx</p> <p>10008 LINEA 1X500 KV ANCOA - ALTO JAHUEL 2 - REV 13-01-2014 - LOTE 10008.xlsx</p> <p>10009 LINEA 2X500 ALTO JAHUEL - EL RODEO - POLPAICO REV 13-01-2014 - LOTE 10009.xlsx</p> <p>10010 LINEA 2x220 KV CHARRUA - LAGUNILLAS - REV 13-01-2014 - LOTE 10010.xlsx</p> <p>10011 LINEA 2X220 KV ANCOA - ITAHUE - REV 13-01-2014 - LOTE 10011.xlsx</p> <p>10012 LINEA 1X220 KV CHARRUA - CONCEPCION - REV 13-01-2014 - LOTE 10012.xlsx</p> <p>10013 LINEA 1X220 KV CHARRUA - HUALPEN - REV 13-01-2014 - LOTE 10013.xlsx</p>	<p>Cada uno de los archivos contiene varias hojas, en general con diferentes nombres, pero conteniendo la siguiente información:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Datos - Formulario Descriptivo - Lamina Clave <p>La hoja datos contiene información en detalle de la secuencia de estructuras, sistematizada en 89 columnas, incluyendo el tipo de estructura, la longitud del vano, tipo de conductor, tipo de suelo, tipo de aislación, ferretería, características de la franja de servidumbre, etc.</p> <p>La hoja "Lamina Clave" muestra el perfil de las estructuras empeladas junto con sus dimensiones básicas.</p>

10015 LINEA 2X220 KV RAPEL - CERRO NAVIA REV 13-01-2014 - LOTE 10015.xlsx	
10019 LINEA 1X220 KV CIRUELOS - VALDIVIA - REV 20-01-2014 - LOTE 10019.xlsx	
10020 LINEA 2X220 KV TEMUCO - CAUTIN - REV 14-01-2014 - LOTE 10020.xlsx	
10021 LINEA 1X220 KV CHARRUA - TEMUCO - REV 14-01-2014 - LOTE 10021.xlsx	
10022 LINEA 2X220 KV CERRO NAVIA - POLPAICO - REV 13-01-2014 - LOTE 10022.xlsx	
10032 LINEA 1X220 KV VALDIVIA - PUERTO MONTT - REV 21-01-2014 - LOTE 10032.xlsx	
10033 LINEA 1X220 KV RAHUE - PUERTO MONTT - REV 21-01-2014 - LOTE 10033.xlsx	
10034 LINEA 1X220 KV VALDIVIA - RAHUE - REV 21-01-2014 - LOTE 10034.xlsx	
10036 LINEA 2X220 KV LOS VILOS - LAS PALMAS - REV 14-01-2014 - LOTE 10036.xlsx	
10037 LINEA 2X220 KV LAS PALMAS - PAN DE AZUCAR - REV 15-01-2014 - LOTE 10037.xlsx	
10047 LINEA 1X220 KV CAUTIN - CIRUELOS - REV 14-01-2014 - LOTE 10047.xlsx	
10049 LINEA 1X220 KV CAUTIN - VALDIVIA - REV 14-01-2014 - LOTE 10049.xlsx	
10052 LINEA 2X220 KV POLPAICO - QUILLOTA - REV 27-01-2014 - LOTE 10052.xlsx	
10053 LINEA 2X220 KV PAN DE AZUCAR - PUNTA COLORADA - REV 13-01-2014 - LOTE 10053.xlsx	
10054 LINEA 2X220 KV QUILLOTA - NOGALES - REV 27-01-2014 - LOTE 10054.xlsx	
10055 LINEA 2X220 KV PUNTA COLORADA - MAITENCILLO - REV 13-01-2014 - LOTE 10055.xlsx	
10056 LINEA 2X220 KV NOGALES - LOS VILOS - REV 15-01-2014 - LOTE 10056.xlsx	
10057 LINEA 1X220 KV CARRERA PINTO - D DE ALMAGRO - REV 16-01-2014 - LOTE 10057.xlsx	
10058 LINEA 1X220 KV CARDONES - CARRERA PINTO - REV 20-01-2014 -	

LOTE 10058.xlsx

10059 LINEA 1X220 KV MAITENCILLO - CARDONES - REV 20-01-2014 - LOTE
10059.xlsx

10061 LINEA 2X220 KV ALTO JAHUEL - EL RODEO - CHENA - REV 15-01-2014
- LOTE 10061.xlsx

10070 LINEA 1X500 KV ALTO JAHUEL - POLPAICO REV 14-01-2014 LOTE
10070.xlsx

10071 LINEA 1X500 KV ANCOA - POLPAICO REV 14-01-2014 LOTE 10071.xlsx

10050 LINEA 1X220 KV LAGUNILLAS - BOCAMINA 2 REV 21-01-2014 - LOTE
10050.xlsx

10051 LINEA 1X220 KV LAGUNILLAS - HUALPEN - REV 21-01-2014 - LOTE
10051.xlsx

Archivos Julio	Comentario
<p><u>Formato SIC Transelec</u></p> <p>10001 LINEA 1X500 KV CHARRUA - ANCOA 1 - REV 13-01-2014 - LOTE 10001_Rev A - Rev JAU.xlsx</p> <p>10002 LINEA 1X500 KV CHARRUA - ANCOA 2 - REV 13-01-2014 - LOTE 10002 Rev A - Rev JAU.xlsx</p> <p>10003 LINEA 2X220 KV ALTO JAHUEL - CHENA - REV 15-01-2014 - LOTE 10003 Rev A - Rev JAU.xlsx</p> <p>10004 LINEA 2X220 KV CHENA - CERRO NAVIA - REV 13-01-2014 - LOTE 10004 Rev A - Rev JAU.xlsx</p> <p>10007 LINEA 1X500 KV ANCOA - ALTO JAHUEL 1 - REV 13-01-2014 - LOTE 10007 - Rev JAU.xlsx</p> <p>10008 LINEA 1X500 KV ANCOA - ALTO JAHUEL 2 - REV 13-01-2014 - LOTE 10008 Rev A - Rev JAU.xlsx</p> <p>10009 LINEA 2X500 ALTO JAHUEL - EL RODEO - POLPAICO REV 13-01-2014 - LOTE 10009 - Rev JAU.xlsx</p> <p>10010 LINEA 2x220 KV CHARRUA - LAGUNILLAS - REV 13-01-2014 - LOTE 10010 Rev A - Rev JAU.xlsx</p> <p>10012 LINEA 1X220 KV CHARRUA - CONCEPCION - REV 13-01-2014 - LOTE 10012 Rev A - Rev JAU.xlsx</p> <p>10013 LINEA 1X220 KV CHARRUA - HUALPEN - REV 13-01-2014 - LOTE 10013 Rev A - Rev JAU.xlsx</p> <p>10019 LINEA 1X220 KV CIRUELOS - VALDIVIA - REV 20-01-2014 - LOTE 10019 Rev A - Rev JAU.xlsx</p> <p>10021 LINEA 1X220 KV CHARRUA - TEMUCO - REV 14-01-2014 - LOTE 10021 Rev A - Rev JAU.xlsx</p> <p>10022 LINEA 2X220 KV CERRO NAVIA - POLPAICO - REV 13-01-2014 - LOTE 10022Rev A - Rev JAU.xlsx</p> <p>10032 LINEA 1X220 KV VALDIVIA - PUERTO MONTT - REV 21-01-2014 - LOTE 10032 Rev A - Rev JAU.xlsx</p> <p>10033 LINEA 1X220 KV RAHUE - PUERTO MONTT - REV 21-01-2014 - LOTE 10033 Rev A - Rev JAU.xlsx</p> <p>10034 LINEA 1X220 KV VALDIVIA - RAHUE - REV 21-01-2014 - LOTE 10034 Rev A - Rev JAU.xlsx</p> <p>10047 LINEA 1X220 KV CAUTIN - CIRUELOS - REV 14-01-2014 - LOTE 10047 Rev A - Rev JAU.xlsx</p> <p>10049 LINEA 1X220 KV CAUTIN - VALDIVIA - REV 14-01-2014 - LOTE 10049 Rev A - Rev JAU.xlsx</p>	<p>Detalle de Información similar a la recibida en Junio.</p>

Archivos Julio	Comentario
<p>10050 LINEA 1X220 KV LAGUNILLAS - BOCAMINA 2 REV 21-01-2014 - LOTE 10050 Rev A - Rev JAU.xlsx</p> <p>10051 LINEA 1X220 KV LAGUNILLAS - HUALPEN - REV 30-06-2014 - LOTE 10051 - Rev JAU.xlsx</p> <p>10052 LINEA 2X220 KV POLPAICO - QUILLOTA - REV 27-01-2014 - LOTE 10052 Rev A - Rev JAU.xlsx</p> <p>10053 LINEA 2X220 KV PAN DE AZUCAR - PUNTA COLORADA - REV 13-01-2014 - LOTE 10053 Rev A - Rev JAU.xlsx</p> <p>10054 LINEA 2X220 KV QUILLOTA - NOGALES - REV 27-01-2014 - LOTE 10054 Rev A - Rev JAU.xlsx</p> <p>10055 LINEA 2X220 KV PUNTA COLORADA - MAITENCILLO - REV 13-01-2014 - LOTE 10055 Rev A - Rev JAU.xlsx</p> <p>10056 LINEA 2X220 KV NOGALES - LOS VILOS - REV 15-01-2014 - LOTE 10056 Rerv A - Rev JAU.xlsx</p> <p>10057 LINEA 1X220 KV CARRERA PINTO - D DE ALMAGRO - REV 16-01-2014 - LOTE 10057 Rev A - Rev JAU.xlsx</p> <p>10058 LINEA 1X220 KV CARDONES - CARRERA PINTO - REV 20-01-2014 - LOTE 10058 Rev A - Rev JAU.xlsx</p> <p>10059 LINEA 1X220 KV MAITENCILLO - CARDONES - REV 20-01-2014 - LOTE 10059 Rev A - Rev JAU.xlsx</p> <p>10061 LINEA 2X220 KV ALTO JAHUEL - EL RODEO - CHENA - REV 15-01-2014 - LOTE 10061 Rev A - Rev JAU.xlsx</p>	
<p><u>Formato SING Transelec</u></p> <p>10005 LINEA 1X220 KV CRUCERO - LAGUNAS 1 - REV 27-01-2014 - LOTE 10005 Rev A - Rev JAU.xlsx</p> <p>10006 LINEA 1X220 KV CRUCERO - LAGUNAS 2 - REV 13-01-2014 - LOTE 10006 Rev A - Rev JAU.xlsx</p> <p>10016 LINEA 2X220 KV TARAPACA - LAGUNAS - REV 13-01-2014 - LOTE 10016 Rev A - Rev JAU.xlsx</p> <p>10017 LINEA 1X220 KV TARAPACA - CONDORES - REV 13-01-2014 - LOTE 10017 Rev A - Rev JAU.xlsx</p> <p>10018 LINEA 1X220 KV CONDORES - PARINACOTA - REV 13-01-2014 - LOTE 10018 Rev A - Rev JAU.xlsx</p> <p>10023 LINEA 1X220 KV ENCUENTRO - CRUCERO 1 - REV 13-01-2014 - LOTE 10023 Rev A - Rev JAU.xlsx</p> <p>10024 LINEA 1X220 KV ENCUENTRO - CRUCERO 2 - REV 13-01-2014 - LOTE 10024 Rev A - Rev JAU.xlsx</p>	<p>Detalle de Información similar a la correspondiente al SIC.</p>

Archivos Julio	Comentario
10046 LINEA 1X220 KV ATACAMA - ESMERALDA - REV 20-01-2014 - LOTE 10046 Rev A - Rev JAU.xlsx 10048 LINEA 2X220 KV ATACAMA - ENCUESTRO - REV 30-06-2014 - LOTE 10048 Rev JAU.xlsx	

1.2.1.2 Otros Archivos a Setiembre/Octubre de 2014

En setiembre de 2014 se recibió información técnica y de secuencias de estructuras de la línea Crucero – Nueva Zaldívar y, en octubre; información de propietarios y longitudes de las líneas pertenecientes al sistema Polpaico – El Llano – Los Maquis.

1.2.2 Subestaciones

1.2.2.1 Archivos de Inventario a julio 2014

Similarmente a lo mencionado para las líneas, a fines de julio 2014 Transelec envió a los CDECs información actualizada y complementaria, en carpetas denominadas: SIC/Líneas SIC, SSEE SIC, Terrenos ETT 2014, Planos subestaciones y SING/LINEAS, Planos SING, SSEE SING, de las cuales se obtuvo una copia.

Los archivos de la Segunda Entrega (tipo "02 ONC_CARDONES_v1.xlsx") fueron integrados a los de la serie 20001 a 20023, quedando entonces el siguiente listado definitivo de archivos.

20001 SE CHARRUA.xlsx
20002 SE ALTO JAHUEL.xlsx
20003 SE RAHUE.xlsx
20004 SE ANCOA.xlsx
20005 SE QUILLOTA.xlsx
20006 SE DIEGO DE ALMAGRO.xlsx
20008 SE CARDONES.xlsx
20009 SE CARRERA PINTO.xlsx
20010 SE CERRO NAVIA.xlsx
20011 SE CHENA.xlsx
20013 SE LAGUNAS.xlsx
20014 SE LAGUNILLAS.xlsx
20016 SE LAS PALMAS.xlsx
20017 SE LOS VILOS.xlsx
20018 SE MAITENCILLO.xlsx
20019 SE PAN DE AZUCAR.xlsx
20020 SE POLPAICO.xlsx
20021 SE TEMUCO.xlsx
20022 SE VALDIVIA.xlsx
20023 SE HUALPEN .xlsx
20024 SE CRUCERO.xlsx
SE CAUTÍN.xls
SE CIRUELOS.xls
SE ITAHUE.xls
SE NOGALES.xls
SE PUERTO MONTT.xlsx
SE PUNTA COLORADA.xls
SE RAPEL.xls
SE SING ATACAMA.xlsx
SE SING ENCUENTRO.xlsx
SE SING TARAPACÁ.xlsx
Instalaciones CTNC Ma-Ca 2 y 3 (CTNC) - 2014.xlsx
Instalaciones Troncales Colbún Transmisión.xlsx
Tramos TransChile.xlsx
terrenos ETT 2014.xlsx

Se observa que:

- la SE Crucero aparece ahora en formato METADATA, con el número 200024.
- en los archivos de la serie 20001–20024 ya no se encuentra la Hoja FORM DESCRIPTIVO.
- los restantes archivos mantienen el formato de marzo, algunos con la adición de nuevas Hojas.
- el archivo sobre terrenos muestra las superficies consideradas en el 2010, las

adiciones por ampliación de instalaciones y la superficie al 2014.

1.2.2.2 Otros archivos de utilidad

Otra información de utilidad para actualizar el inventario en lo referente a superficie de terrenos de subestaciones, patios y paños fue recibida en el archivo de Transelec 2014/2014_07_30_Informacion_Complementaria/CDEC_SIC/Planos_subestaciones.

Se trata de vistas satelitales de las subestaciones que muestran, enmarcadas, las áreas ocupadas por SSEE, patios y paños.

1.2.2.3 Otros Archivos a Octubre de 2014

A principios de octubre de 2014 se recibió información del inventario de equipos de la SE El Llano.

1.3 INFORMACIÓN PENDIENTE/FALTANTE

1.3.1 Líneas de transmisión

Para algunas líneas, no se recibió información de inventario relacionada con el tipo y cantidad de estructuras (lo que se denomina "secuencia de estructuras"). El siguiente es el listado de líneas con información faltante:

Línea	Comentario
L-37.Línea Nogales - Polpaico 220	No se dispone de ninguna información
LN-5.Línea Atacama - Domeyko 220 LN-6.Línea Domeyko - Escondida 220 LN-7.Línea Domeyko - Sulfuros 220 LN-8.Línea Escondida - Nueva Zaldívar 220 LN-11.Línea Laberinto - El Cobre 220 LN-13.Línea Lagunas - Pozo Almonte 220	No se dispone de información de secuencias de estructuras

1.3.2 Subestaciones

De la subestación Don Goyo no se recibió información y de la subestación Pozo Almonte se cuenta con los planos y un inventario muy elemental de equipos principales.

De las subestaciones con formato indicado como SING en el punto anterior, referido a información de inventario de subestaciones, se tiene información general y de equipos primarios, sin embargo falta el inventario de todo el resto asociado a la SE y a los equipos principales como por ejemplo: cerco perimetral, malla de puesta a tierra, servicios auxiliares, protecciones, control, comunicaciones, cableados, zanjeo, canales de cables, pilares, vigas, extensiones de vigas, marcos, soportes de equipos, fundaciones, etc.

1.4 CALIDAD Y CONSISTENCIA DE LA INFORMACIÓN ENTREGADA POR LAS FUENTES DE ANTECEDENTES

En términos generales, la información recibida no fue en todos los casos la suficiente como para ser considerada un inventario. A veces presentó carencias y, en el caso de algunas subestaciones, falta de concordancia con lo realmente instalado.

Debido a esto se debieron hacer sobre los registros ordenamientos, ajustes, agregados, unificaciones de criterios; en resumen, utilizar los mejores criterios para poder utilizar la información recibida y generar un inventario estandarizado, correcto y completo para ser utilizado como base en el modelo de valorización.

1.4.1 Líneas de transmisión

La información recibida, en principio, no cumple con los requerimientos de la Bases en relación con la estandarización de formatos y su normalización. En la confección de estos listados no se aplicó una norma uniforme ni orientada a la valorización de inventarios. A modo de ejemplo se puede mencionar los siguientes puntos:

- La información de Transelec está estructurada en formatos similares y amplios. Sin embargo se han detectado inconsistencias relacionadas con estructuras con el mismo nombre o denominación, cuyo perfil o dimensiones son distintos.
- La información de Colbún y CTNC se presenta en otros formatos diferentes al de Transelec.
- Como se mencionó con anterioridad, no se dispone información de la secuencia de estructuras de varias líneas, lo que imposibilita el cálculo del VI a través de un inventario. En éstos casos (especialmente las líneas mineras del SING), el VI fue estimado sobre la base de los valores unitarios calculados para las líneas del sistema para las cuales sí se dispuso de información suficiente.

En el caso del tipo de estructuras se han detectado, las siguientes inconsistencias:

- Estructura tipo C: según lo informado por Transelec, este tipo de torre se emplea en las líneas 10003, 10012, 10015 y 10021. Luego de comparar los perfiles incluidos en los respectivos archivos, se desprende que las estructuras son idénticas en las líneas 10003 y 10012, mientras que para 10012 y 10021, los perfiles son completamente distintos.
- Estructura tipo A: este tipo de torre se emplea en las líneas 10012, 10015, 10021 y 10022. Al comparar los perfiles se constata que todas ellas con distintas.
- Estructura tipo D: es empleada en las líneas 10003, 10015 y 10021. La comparación de perfiles arroja que la estructura D de la línea 10021 es distinta al resto.
- Estructura tipo G: es empleada en las líneas 10003 y 10015. La empleada en la línea 10015 es un pórtico (similar a la estructura F) por lo que se cambia el tipo de estructura por la H (pórtico)

Como se ha mencionado, en todos estos casos y en otros similares, el Consultor ha utilizado sus mejores criterios para utilizar el tipo de estructuras correcto y poder confeccionar un inventario estandarizado, correcto y completo. El inventario resultante de líneas de transmisión puede verse en el archivo “VI_Componentes_Lineas.xlsx” y que forma parte del Modelo para el Cálculo de Valorización que se explica en los puntos siguientes del presente documento.

1.4.2 Subestaciones

Similarmente a lo mencionando para líneas, la información recibida no satisface los requerimientos de la Bases en lo referente a la estandarización de formatos y carece de una adecuada normalización y alcance de las especificaciones de material. Se evidencia que en la confección de estos listados no se aplicó una norma uniforme ni orientada a la valorización de inventarios.

En efecto:

- La información de Transelec está estructurada en tres distintos formatos, muy diferentes entre sí, tanto en estructura como en alcance. La información de Colbún y CTNC se presenta en otros dos nuevos formatos, también diferentes.
- La excesiva apertura de la especificación de un determinado material genera confusión e induce a error, sobretudo al no ser evidente ni estar debidamente aclarado el significado de los encabezados de columna AREA SUBESTACION, INSTALACION, DESIGNACION DE LA INSTALACION, SUB-INSTALACION,

ELEMENTO BASE, SUB-ELEMENTO BASE y DESCRIPCION LIBRE. A pesar de la profusión de columnas y especificaciones, a menudo no es posible establecer con claridad si un material pertenece a Comunes de SE, Comunes de Patio o Paño. Incluso hay ítems que figuran ubicados simultáneamente en más de uno de ellos.

- Se utilizan distintas unidades para computar iguales ítems. Por ejemplo, los caminos vienen computados indistintamente en m, m2 y km.
- El alcance de la descripción/especificación es muy variable entre uno y otro elemento, a veces minucioso y otras totalmente insuficiente para poder estimar su costo. Un mismo elemento se designa de diversas maneras, según sea la SE.
- Muchos ítems carecen de Unidad y/o Cantidad.
- Coexisten centenares de ítems de valor insignificante con otros de gran incidencia en el VI.

De igual manera a lo mencionado para líneas de transmisión el Consultor ha utilizado sus mejores criterios para poder confeccionar un inventario estandarizado, correcto y completo.

1.4.3 Validación y determinación del inventario de instalaciones

Para el inventario de componentes se tomó como base el suministrado por los propietarios de las instalaciones, procediendo a su validación analizando su consistencia, y mediante visitas a una muestra de instalaciones representativa por nivel de tensión y tipo de soluciones existentes en los distintos tramos de los sistemas troncales en estudio.

En las visitas a las subestaciones se verificaron las instalaciones de 500 kV en los casos correspondientes, los patios de 220 kV con instalaciones troncales y, en tensiones inferiores, los servicios auxiliares.

En lo relativo a líneas de transmisión, la muestra considera la verificación en terreno de partes del trazado con estructuras representativas de los tramos de línea de 500 kV y 220 kV existentes en las cercanías de las subestaciones y en algunos casos en la ruta entre dos de dichas subestaciones.

Las instalaciones que no fueron visitadas se validaron haciendo uso de los planos que entregaron las empresas por medio de los respectivos CDEC.

En primer término se privilegió en la selección de las SSEE a visitar las nuevas instalaciones troncales que fueron definidas en el Informe 1 del presente estudio, y luego una muestra aleatoria de las instalaciones que siguen siendo troncales.

Así, las nuevas instalaciones troncales del SIC visitadas fueron: Mulchén, Los Maquis y Tap el Llano, mientras que en el SING se visitaron las subestaciones Laberinto, El Cobre, Nueva Zaldívar, Escondida y Domeyko.

Además, se visitaron en el SIC las subestaciones Alto Jahuel, Polpaico, Cardones, Maitencillo, Punta Colorada, Pan de Azúcar, Lagunillas, Hualpén, Charrúa, Temuco, Cautín, Pichirropulli y Puerto Montt. Por otra parte, en el SING se visitaron las subestaciones Mejillones, O'Higgins y Atacama.

Al respecto, se observaron las siguientes particularidades que debieran subsanarse:

S/E Alto Jahuel:

En lo que se refiere a la norma técnica, no se advirtieron discrepancias en la instalación ni en los equipos. Sin embargo, se propone cambiar la forma de conectar el autotransformador de reserva ante una posible falla de alguno de los que están en funcionamiento normalmente. En la actualidad, el cambio se debe realizar manualmente con el gasto de tiempo asociado que esto significa. Este tiempo se puede disminuir de forma considerable, si el autotransformador de reserva estuviera conectado mediante desconectores motorizados a la barra auxiliar, que en caso de alguna falla de los que se encuentran operativos normalmente, lo reemplace automáticamente.

S/E Cardones:

52J4 tripolar del Paño J4 LT Maitencillo C1 220 [kV] no cumple NT.

S/E Pan de Azúcar:

CER N°1 se conecta a barra principal 1, CER N°2 se conecta a barra principal 2, ambos imposibilitados de conectarse a barra de transferencia.

S/E Polpaico:

En el patio de 220 kV, el paño de línea J12 Los Maquis no cuenta con conexión a barra de transferencia. Equipamiento del CER incluye conexión a barras 1 o 2, sin posibilidad de conexión a la barra de transferencia.

S/E Los Maquis:

S/E Los Maquis no cuenta con barra de transferencia, la incorporación de ésta deberá considerar un diseño que optimice el espacio puesto el emplazamiento de la S/E es reducido.

Tap Off El Llano:

El interruptor 52J2 es de tipo tripolar.

S/E Laberinto:

El primer patio está provisto de interruptores de poder tripolares incumpliendo NT. No cuenta con barra de transferencia.

S/E Nueva Zaldívar:

S/E Nueva Zaldívar cuenta con algunos paños con algunos interruptores de poder tripolares incumpliendo NT.

S/E Domeyko:

El paño acoplador solo posee conexión a la barra principal 2. Los paños O'Higgins, Atacama 2, Sulfuros y Laguna Seca están conectados a la barra principal 1, lo que implica que al transferir cualquiera de estos paños, obligadamente, quedan acoplados a la barra principal 2.

S/E Escondida:

No cuenta con barra de transferencia. El concepto de paño acoplador JR actúa más bien para seccionar la barra, es así que el paño Domeyko está conectado a la sección 1 de barra, imposibilitado de realizar mantención al 52 sin desenergizar toda la sección de barra por motivo que no cuenta con desconectador en el lado de la barra. En este sentido se recomienda incorporar un desconectador al paño J1.

El paño J2 si bien cuenta con desconectador a ambos lados del 52, no tiene la posibilidad de ser transferido, deshabilitando la línea hacia Nueva Zaldívar en la situación de realizar mantención, incumpliendo la disposición de la NT.

2. DETERMINACIÓN DEL INVENTARIO DE INSTALACIONES.

2.1 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

2.1.1 Metodología para la determinación del inventario

2.1.1.1 General

En términos generales, puede decirse que el VI se obtiene como suma producto de las columnas cantidad y costos unitarios de una base de datos que incluye materiales, equipos, transporte y tareas de montaje, etc.

La base de datos empleada se obtuvo luego de procesar y sistematizar los inventarios recibidos en sus distintos formatos y validados en terreno, transformando los mismos a una estructura similar a los recibidos de Transelec y adaptándola conforme a la propuesta metodológica presentada en el Informe 1 del estudio. La base de datos contiene un listado exhaustivo de materiales necesarios.

El inventario de materiales de 2014, que como se mencionó anteriormente adolece de falta de uniformidad y, en muchos casos, de insuficiencia descriptiva de los ítems de material, permitió no obstante, cruzar parte de la información con la del 2010 para detectar eventuales errores.

A continuación se presenta una descripción de los archivos recibidos y una reseña del procesamiento de esta información realizado con el fin de obtener un inventario actualizado y ordenado, en un formato de base de datos adecuado a los fines del presente estudio.

2.1.1.2 Procesamiento de la información de 2014 recibida

Los archivos de inventario vigentes a marzo de 2014 se procesaron, incorporándose a una base de datos creada ad hoc dentro del archivo "VI_Componentes_Lineas.xlsm", más específicamente en la hoja "Secuencias", en donde se agruparon los datos de detalle recibidos, contando con aproximadamente 15000 filas o campos de estructuras inventariadas. En las primeras columnas de dicha base se han incluido diversos campos con los nombres de las secciones de líneas y archivos recibidos, lo que permite realizar

operaciones de filtrado y ordenamiento con distintas claves (lo que resulta de mucha utilidad a la hora de realizar chequeos cruzados).

El proceso seguido fue el que se describe a continuación:

- a. Archivos de la serie 10000 (Transelec SIC y SING)

Transelec ha enviado una serie de archivos, a los que se denominan serie 10000, en los cuales el inventario es extenso y contiene, como máximo, la siguiente información:

Campo Inventario	Campo Inventario
SECCION	CARRETE METALICO PARA FIBRA OPTICA CANT
ARCHIVO 2010	MUFA PARA F.O. TIPO
RECIBIDO 2014	MUFA PARA F.O. CANT
LINEA	PRENSA PARALELA PARA CABLE CON F.O. (OPGW) TIPO
SISTEMA INTERCONECTADO	PRENSA PARALELA PARA CABLE CON F.O. (OPGW) CANT
NOMBRE DE LA LINEA	AMORTIGUADOR EN CABLE DE GUARDIA TIPO
TRAMO DE LINEA	AMORTIGUADOR EN CABLE DE GUARDIA CANT
CANTIDAD DE CIRCUITOS	CONJUNTO DE ANCLAJE PARA CABLE DE GUARDIA TIPO
Nº ESTRUCTURA	CONJUNTO DE ANCLAJE PARA CABLE DE GUARDIA CANT
TIPO ESTRUCTURA	CONJUNTO DE SUSPENSION PARA CABLE DE GUARDIA TIPO
FUNCION DE LA ESTRUCTURA	CONJUNTO DE SUSPENSION PARA CABLE DE GUARDIA CANT
CLASE SUELO	MANGUITO DE EMPALME PARA CABLE DE GUARDIA TIPO
PILOTES	MANGUITO DE EMPALME PARA CABLE DE GUARDIA CANT
COTA (msnm)	PRENSA DE SUJECION PARA CABLE DE GUARDIA TIPO
VANO (metros)	PRENSA DE SUJECION PARA CABLE DE GUARDIA CANT
TIPO DE CONDUCTOR DE FASE	PRENSA DE CONEXIÓN PARA CABLE DE GUARDIA TIPO
NUMERO DE CONDUCTORES POR FASE	PRENSA DE CONEXIÓN PARA CABLE DE GUARDIA CANT
AISLACION TIPO	BALIZA EN CABLE DE GUARDIA TIPO
CANT AISLADORES	BALIZA EN CABLE DE GUARDIA CANT
AMORTIGUADOR EN FASES TIPO	CABLE TIRANTE TIPO
AMORTIGUADOR EN FASES CANT	CABLE TIRANTE LONG m
CONJUNTO ANCLAJE TIPO	ARMADURA RETENCION TIPO
CONJUNTO ANCLAJE CANT	ARMADURA RETENCION CANT
CONJUNTO SUSPENSION TIPO I	BARRA CON OJO TIPO
CONJUNTO SUSPENSION TIPO I CANT	BARRA CON OJO CANT
CONJUNTO SUSPENSION TIPO V	GRILLETE CON PERNO TIPO
CONJUNTO SUSPENSION TIPO V CANT	GRILLETE CON PERNO CANT
CONJUNTO PREFORMADO TIPO	GUARDACABO CIRCULAR TIPO
CONJUNTO PREFORMADO CANT	GUARDACABO CIRCULAR CANT
ESPACIADOR AMORTIGUADOR EN HAZ DE CONDUCTORES TIPO	PERNO EN U Y TENSOR TIPO
ESPACIADOR AMORTIGUADOR EN HAZ DE CONDUCTORES CANT	PERNO EN U Y TENSOR CANT
ESPACIADOR RIGIDO TIPO	TORRE PINTADA PARA PROTECCION
ESPACIADOR RIGIDO CANT	TORRE PINTADA PARA SEÑALIZACION
MANGUITO DE EMPALME TIPO	SEÑALIZACION DE ESTRUCTURAS PLACA DE NUMERACION
MANGUITO DE EMPALME CANT	SEÑALIZACION DE ESTRUCTURAS PPM
PRENSA DE UNION EN ANCLAJE TIPO	SEÑALIZACION DE ESTRUCTURAS BALIZA LUMINOSA
PRENSA DE UNION EN ANCLAJE CANT	PROTECCION DE ESTRUCTURAS CONTRA ESCALAMIENTO
BALIZA EN CONDUCTOR TIPO	PROTECCION DE ESTRUCTURAS PEINETA CONTRA PAJAROS
BALIZA EN CONDUCTOR CANT	PROTECCION DE ESTRUCTURAS CINTA REFLECTANTE CONTRA PAJAROS

CABLE DE GUARDIA TIPO	PROTECCION DE ESTRUCTURAS PANTALONES CONTRA ATENTADOS
NUMERO DE CABLES DE GUARDIA	CARACTERISTICAS DE LA FRANJA

Si bien el inventario es exhaustivo, contiene ciertos ítems de menor cuantía en el total del VI, que a pesar de haber sido informados, fueron estimados en el modelo de cálculo: amortiguadoras en fase, espaciadores, manguitos, prensas, entre otros.

b. Archivo de CTNC

De acuerdo a lo expresado en previos párrafos, de parte de CTNC se ha recibido el archivo "Instalaciones CTNC Ma-Ca 2 y 3 (CTNC) - 2014.xlsx", que contiene además de información básica, datos de inventario sobre tipo de estructuras, vanos, conductor de energía y cable de guardia. Esta información ha sido incorporada a la base de datos de la hoja "Secuencias"; incluyendo además estimaciones del tipo y cantidades de: aislación, conjunto de anclajes, señalización, protección contra pájaros, etc.

c. Archivo de Colbún

El archivo de Colbún "Instalaciones Troncales Colbún Transmisión.xlsx" también contiene información básica de la secuencia de estructuras, que se incorporaron a la base de datos. Otra información relevante como aislación y conjunto de anclajes han sido incluidas en función de lo informado en las tablas resúmenes correspondientes.

d. Características de las estructuras

A fines de Julio se recibió información relativa a las estructuras empleadas por Transelec, encapsuladas dentro del archivo "10000 CUBICACION DE ESTRUCTURAS LINEAS - REV 22-01-2014 LOTE 10000.xlsx". Con esta entrega se completó parte de la información relevante que faltaba:

Campo Inventario	Campo Inventario
Código de la Estructura o Torre	Relleno compactado por tipo de suelo
Peso de la Torre	Moldaje por tipo de suelo
Excavación por tipo de suelo	Armadura por tipo de suelo
Armaduras para fundaciones por tipo de suelo	Malla de puesta a tierra por tipo de suelo
Cantidades de Hormigón por tipo de suelo	

Las características de cierto tipo de estructuras de Transelec, CTNC y Colbún han debido de ser tomados del estudio 2010 o estimadas. Las estimaciones se han realizado con la información disponible para estructuras del mismo nivel tensión, cantidad de circuitos y tipo o función de la torre (suspensión, anclaje, etc)

La codificación de las líneas es propia del Consultor, respetando la misma para aquellas líneas que no se modificaron respecto del ETT 2010 y creando uno nuevo en el caso de haber modificaciones o nuevas instalaciones en el STT 2014.

2.2 SUBESTACIONES

2.2.1 Metodología para la determinación del inventario

2.2.1.1 General

En términos generales, y similarmente a lo descrito para líneas, el VI se obtiene básicamente como suma producto de las columnas cantidad y costos unitarios de un listado de materiales, equipos, transporte y tareas de montaje debidamente descritos/especificados.

Para obtener las columnas Descripción/Especificación y Cantidad, propias del inventario, se procesaron los inventarios de marzo de 2014 existentes en el sitio web de los CDECs (Anexo 2 – Estudio de Transmisión Troncal), los recibidos posteriormente de Transelec a fines de julio de 2014 y los archivos del modelo de 2010.

Aunque desactualizada, la base de datos del 2010 fue de considerable utilidad debido a la uniformidad de su estructura y a la estandarización de sus registros, cosa que no ocurre con el inventario de 2014. De ella se obtuvo un listado exhaustivo de materiales y de tareas de montaje con la Descripción/Especificación y Cantidad aprobadas en la revisión pasada, en buena parte todavía vigentes ya que se cruzó con los inventarios a marzo de 2014.

El procesamiento de esta base consistió en modificar su arquitectura, adaptándola conforme a la propuesta metodológica presentada en el Informe 1 del estudio actual. Básicamente, se le redujo sustancialmente la cantidad de archivos, reemplazándolos por columnas de cantidades en Hojas Excel. Este cambio permitió poner a la par las

cantidades por subestación de un mismo material o tarea de montaje de un mismo grupo de componentes (comunes de patio, paños de línea, etc.) y así, por comparación, detectar y corregir posibles errores de ingreso.

El inventario de materiales y equipos de 2014, que adolece de falta de uniformidad y, en muchos casos, de insuficiencia descriptiva de los ítems de material o equipo a valorizar, permitió no obstante:

- Cruzar y ajustar parte de la información con la del 2010 para detectar eventuales errores.
- Actualizar las cantidades de equipos primarios y materiales de mayor incidencia en el VI, conforme a las ampliaciones realizadas durante el período anterior y a la nueva composición del Sistema Troncal.
- Agregar nuevos materiales y equipos no existentes en la revisión anterior.

A continuación se presenta una descripción de los archivos recibidos y una reseña del procesamiento de esta información realizado con el fin de obtener un inventario actualizado y en un formato adecuado.

2.2.1.2 Procesamiento de la información de 2014 recibida

Los archivos de inventario vigentes a marzo de 2014 se procesaron de la siguiente manera.

- a. Archivos serie 20001 a 20023 del SIC

Se agruparon las Hojas denominadas METADATA en una sola base de datos.

A esta base de datos se le eliminaron las columnas innecesarias a los fines del estudio y

- se le extrajeron los elementos carentes de Unidad y Cantidad y de materiales y equipos que no forman parte del STT.
- se le extrajeron todos los materiales y equipos de 220 y 500 kV (que forman parte del STT) y los de Paños de menor tensión pero que forman parte del STT. Corresponden en total 8986 filas que se movieron a una Hoja separada denominada Troncal.

Debido a su inferior tamaño, las Hojas FORM DESCRIPTIVO de las subestaciones no fueron procesadas; se las utilizó directamente como están.

b. Otros archivos del SIC

Los siete archivos de Transelec suministrados en el mismo formato usado en la revisión del 2010 sólo contienen información general de la subestación y un limitado inventario de instalaciones comunes de patio, con la columna Cantidad parcialmente incompleta.

Para facilitar su utilización se los procesó de manera similar a los anteriores, agrupando las siete SSEE por tipo de instalación (Hojas SIC_SE; Eq. Primario; Comunes SE; Malla de Tierra; SSAA; Iluminación e Inst. Mec.; P220 Comunes; P220 Barras; P 220 Iluminación de patio).

c. Archivos del SING

La información contenida en estos archivos se limita a la descripción en general de la subestación (superficie de terreno, cantidad de paños, altura snm) y al cómputo de equipos principales. Esta información fue agregada al inventario general.

d. Segunda Entrega

Bajo el nombre de carpeta Segunda Entrega se encuentran los archivos de Instalaciones Comunes, adicionales a las computadas en los archivos Metadata 20001-20023.

Por su parte, los archivos de inventario recibidos en julio de 2014 también fueron procesados según lo ya descrito. Se hizo así, ante la imposibilidad de detectar los cambios y por considerar que son una versión más actualizada de los vigentes a marzo.

Finalmente a fin de compatibilizar los inventarios de manera de armar una base única, se utilizó como base el formato METADATA.

Para los casos de componentes de subestaciones en que no fue posible obtener el inventario completamente por falta o inconsistencia de información, se confeccionó de todas formas el inventario de los mismos en base a inventarios típicos o por semejanza a otro componente de subestaciones que si pudo obtenerse completamente.

La codificación de las subestaciones es propia del Consultor, respetando el mismo código para aquellos componentes de subestaciones que no se modificaron respecto al ETT 2010 y creando uno nuevo para en caso de haber modificaciones o nuevas instalaciones en el STT 2014.

3. VALORIZACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN.

3.1 COSTOS UNITARIOS

3.1.1 Generalidades.

Para la obtener los costos unitarios de los componentes de las instalaciones de transmisión, el Consultor se basó en el “Estudio de Precios de Elementos de Transmisión” del año 2013, publicado en la página web de la CNE. La metodología empleada en dicho estudio contempló abarcar un universo amplio de cotizaciones y de equipos y materiales utilizados en las instalaciones de transmisión de energía eléctrica, a fin de asegurar la validez estadística de los precios que se obtuvieran, y a la vez eliminar, en base a un estudio comparativo de homologación, los efectos coyunturales que pudiesen significar desviaciones no representativas de los precios de mercado.

También se consideraron otras fuentes de información para obtener precios que no consideraba el estudio anterior. Sin embargo, para algunos elementos en que no se obtuvo una cotización formal, el consultor los determinó en base a información informal en algunos casos, y otros en base a su experiencia y conocimiento.

En general, la determinación de los precios de los elementos de transmisión se efectuó por medio de solicitudes de cotizaciones informativas a los proveedores habituales del sector de transmisión eléctrica de Chile.

En el caso de cotizaciones de productos nacionales, o ya internados por el agente representante del fabricante, el precio corresponde al valor de la cotización del elemento en pesos, puesto sobre camión en bodega del proveedor en las ciudades de Antofagasta, Santiago, Concepción o Temuco y en el caso de cotizaciones de proveedores extranjeros el precio es su valor CIF (Cost, Insurance and Freight) internado y sobre camión en puerto chileno, tal como Antofagasta (Mejillones), Coquimbo, San Antonio, Valparaíso, Talcahuano, Puerto Montt o Punta Arenas.

Además, se obtuvieron precios de cotizaciones a firme de elementos, utilizados por contratistas de obras habituales del sector en sus proyectos en ejecución o en preparación de ofertas competitivas. También se revisaron los registros de importación del Servicio Nacional de Aduanas de Chile de los últimos años, obteniendo los precios de algunos

elementos y que además posibilita información útil para validar precios cotizados y homologarlos con precios de mercado.

En el Informe se indica para cada elemento el precio mínimo y el precio máximo obtenido luego del análisis de coherencia, junto con las variables estadísticas: precio promedio, mediana y desviación estándar.

Los precios que se incorporaron al Catastro de Elementos de Transmisión están referidos al 30 de junio del 2013.

Con el propósito de poder hacer los ajustes de precio de los elementos de transmisión a fechas diferentes al 31 de diciembre de 2013, se revisaron y actualizaron las fórmulas de reajuste de los siguientes elementos:

- Transformadores de poder

La fórmula de reajuste de precios que se indica a continuación para transformadores de poder es también válida para autotransformadores de poder, reactores de poder y transformadores desfasadores. Esta fórmula está basada en los precios internacionales de los elementos componentes como son el acero silicoso del núcleo magnético, el cobre de los enrollados, el acero laminado en caliente de los estanques y soportes y el aceite aislante. La mano de obra se supone constante para el periodo de ajuste. Estas fórmulas se pueden aplicar para cualquier lapso de tiempo, en un rango no mayor de 10 años.

Los factores de ponderación de los diferentes componentes están basados en la proporción media que presentan estos equipos en general.

La fórmula de reajuste de precios de los transformadores de poder y similares es la siguiente:

$$Pf = Pi \{0,24 * (GOESf/GOESi) + 0,30 * (Cuf/Cui) + 0,07 * (Acf/Aci) + 0,06 + (Oilf/Oili) + 0,33\}$$

Donde:

Pf	=	Precio final (fecha a la cual se actualiza el precio)
Pi	=	Precio inicial (junio 2013 para precios de este estudio)
GOESf	=	Electrical Steel Sheets. (fecha a la cual se actualiza el precio)
GOESi	=	Electrical Steel Sheets. (junio 2013 para precios de este estudio)
Cuf	=	Cobre. (fecha a la cual se actualiza el precio)
Cui	=	Cobre. (junio 2013 para precios de este estudio)
Acf	=	Acero (Hot Steel). (fecha a la cual se actualiza el precio)
Aci	=	Acero (Hot Steel). (junio 2013 para precios de este estudio)
Oilf	=	Aceite aislante. (fecha a la cual se actualiza el precio)
Oili	=	Aceite aislante. (junio 2013 para precios de este estudio)

Fuente de información de los índices:

<http://www.tdeurope.eu/en/raw-material/transformers-indices/>

- Conductores

La fórmula para los conductores de aluminio y aleación de aluminio está basada en el índice del London Market Exchange, LME para el aluminio. La fórmula es la siguiente:

$$Pf = Pi + (LMEf-LMEi) \quad [US\$/ton]$$

$$Pf = Pi + (LMEf-LMEi) * 0,00013985 * MCM \quad [U\$/km]$$

Se usa la formula según la unidad que tenga Pi

Donde:

Pf = Precio final en **US\$/ton ó US\$/km** (fecha a la cual se actualiza el precio)

Pi = Precio inicial en **US\$/ton ó US\$/km** (junio 2013 para precios de este estudio)

LMEf= Índice LME del aluminio (Cash buyer) **US\$/ton promedio mensual**(fecha a la cual se actualiza el precio)

LMEi = Índice LME del aluminio (Cash buyer) **US\$/ton promedio mensual** (junio 2013 para precios de este estudio)

MCM = Calibre del conductor en **MCM**

Fuente de información del índice LME:

<http://www.lme.com/aluminium.asp>

La fórmula para los conductores de aluminio con alma de acero (ACSR) está basada en índices del London Market Exchange, LME para el aluminio y el acero. La fórmula es la siguiente:

$$Pf = Pi + (LMEf-LMEi) \quad [US\$/ton]$$

Donde:

Pf = Precio final en US\$/ton (fecha a la cual se actualiza el precio)

Pi = Precio inicial en US\$/ton (junio 2013 para precios de este estudio)

LMEf = Índice LME del cobre (Cash buyer) US\$/ton promedio mensual (fecha la cual se actualiza el precio)

LMEi = Índice LME del cobre (Cash buyer) US\$/ton promedio mensual (junio 2013 para precios de este estudio)

Fuente de información del índice LME:

<http://www.lme.com/cooper.asp>

- Estructuras de acero

La fórmula para el acero para estructuras de líneas y subestaciones de alta tensión está basada en índices del London Market Exchange, LME para el acero y el zinc. La fórmula es la siguiente:

$$Pf = Pi + 0,95*(LME Acf-LME Aci)+0.05*(LME Znf-LME Zni) \quad [US\$/ton]$$

Donde:

Pf = Precio final en US\$/ton (fecha a la cual se actualiza el precio)

Pi = Precio inicial en US\$/ton (junio 2013 para precios de este estudio)

LME Acf = Índice LME del acero US\$/ton promedio mensual (mes al cual se actualiza el precio)

LME Aci = Índice LME del acero US\$/ton promedio mensual (junio 2013 para precios de este estudio)

LME Znf = Índice LME del zinc (Cash buyer) US\$/ton promedio mensual (mes al cual se actualiza el precio)

LME Zni = Índice LME del zinc (Cash buyer) US\$/ton (junio 2013 para precios de este estudio)

Fuente de información del índice LME:

<http://www.lme.com/metals/steel-billet.asp>

<http://www.lme.com/non-ferrous/zinc.asp>

Cabe destacar que para otros elementos, especialmente equipos de alta tecnología y desarrollo continuo es muy difícil predecir la variación de precios mediante fórmulas de

reajuste, en consideración a que un porcentaje importante del precio corresponde a los costos de desarrollo e investigación del equipo, por lo que el precio queda fijado más por condiciones de la competencia que de los materiales intrínsecos del equipo.

3.1.2 Costos Indirectos

En este estudio, bajo el nombre de Indirectos, se engloban todo los costos adicionales a los directos de material, montaje y transporte.

Se trata de costos de inversión asociados a la ejecución de una obra que, al igual que los directos, deben tenerse en cuenta en el cálculo del AVI y asignarse a los distintos componentes de la instalación. En general, son aquellos relacionados con tareas desarrolladas en oficinas, fuera del sitio de instalación propiamente dicho (por ejemplo ingeniería o compras) o bien en la obra pero por personal no organizado en forma de brigadas de montaje (por ejemplo inspección o supervisión).

Algunos de estos costos fueron estimados cuantificando y valorizando los principales recursos que demandan, básicamente los de personal (cargas de trabajo) de distintas categorías profesionales y técnicas, los de su equipamiento de oficina y/u obra, los de traslados, gasolina, servicios, licencias de software, alquileres de oficina y viviendas, viáticos y ploteo de planos. Otros lo fueron sobre la base de porcentajes ya fijados o en general aceptados: gastos generales y utilidades del contratista, seguros, impuestos, etc.

Ciertos costos de este tipo se originan en tareas que realiza el Propietario (Comitente) de la obra, sea en forma directa, o administrada o por subcontrato, tales como Gestión de Autorizaciones, Diseño Conceptual, EIA, inspección de la calidad constructiva, etc. Otros son los indirectos y generales del Contratista. De todas maneras, la asignación a uno u otro es indistinta por cuanto lo que se valoriza es el recurso, independientemente de quién lo suministra.

Para fijar ideas, los recursos se estimaron para dos obras de referencia hipotéticas: una línea de 100 km de longitud, simple o doble circuito, y una subestación transformadora de gran tamaño, con un patio de 500 y uno de 220 [kV] y, respectivamente, 7 u 8 paños de tramo y 1 o 2 paños de otro tipo por nivel de tensión. En ambos casos se distinguieron las tareas cuyo costo es independiente del tamaño de la obra y las que se incrementan con

ella. Vale decir, se valorizaron recursos mínimos (fijos) requeridos en toda SE o LAT, pequeña o grande, y recursos variables con la cantidad de patios, paños o km, según el caso.

El costo de las licencias de software de programas especiales de cálculo no se cargó a las tareas sino a la etapa de Ingeniería respectiva, usando el mes como unidad.

En las Hojas Ing. e Indirectos de Obra del archivo **Costos Unitarios.xlsx** del Modelo para el Cálculo de Valorización de Instalaciones puede verse el detalle de las estimaciones de recursos, separadamente para Líneas y SSEE.

Los valores "por tarea" allí obtenidos fueron trasladados, convenientemente agrupados, a las Hojas Todo Líneas y Todo SSEE, del mismo archivo.

3.1.2.1 Costos Indirectos no Porcentuales

Dentro de este rubro se consideraron los siguientes costos:

- Ingeniería Conceptual/Básica (Propietario)
- Ingeniería de Detalle (Contratista)
- Adquisición de Materiales y Equipos de Obra (Contratista)
- Dirección y Supervisión de Obra (Contratista)
- Revisión y Aprobación de la Ingeniería de Detalle (Propietario)
- Inspección de la Calidad, Seguridad y Protección del Medio Ambiente (Propietario)

La metodología de cálculo de estos costos se expone a continuación:

- a. Ingeniería Conceptual/Básica (Propietario)

Bajo este título fueron incluidos los costos en que incurre el Propietario para definir inicialmente la obra, teniendo en cuenta que la definición detallada tendrá lugar en una etapa posterior, una vez seleccionado el Contratista. Son costos de gestión, ingeniería básica y EIA, tales como:

- Anteproyecto familia estructuras de línea
- Disposición general (lay out) y esquema unilineal general de SSEE
- Distribución preliminar estructuras
- Selección del trazado. Catastro
- Anteproyecto familia fundaciones
- Anteproyecto de Comunes de SE

- Estudio preliminar geotécnico
- Cómputo y presupuesto de referencia
- Especificaciones Técnicas de Materiales y Montaje
- EIA
- Gestión aprobaciones

b. Ingeniería de Detalle (Contratista)

En esta etapa el Contratista genera los planos de detalle y las especificaciones que se usarán para comprar los materiales y ejecutar la obra.

Se estima que la Ingeniería de Detalle de una subestación importante como la de referencia se elaboran alrededor de 2000 planos civiles, electromecánicos y, mayoritariamente, eléctricos.

Por su parte, la Ingeniería de Detalle de una Línea está integrada básicamente por los planos de distribución de estructuras, los de detalle constructivo, las tablas de flechado, los programas de tendido, etc.

Se tuvo en cuenta que para confeccionar una buena parte de los planos de subestación, típicamente los de paño, se requieren recursos marginales, debido a que muchos son réplicas de uno inicial. Los recursos necesarios para generar estos últimos se computaron como porcentajes reducidos del inicial o básico.

c. Adquisición de Materiales y Equipos de Obra (Contratista)

El Contratista prepara y envía las órdenes de compra, realiza trámites aduaneros y despacha a obra los materiales y equipos.

d. Dirección y Supervisión de Obra (Contratista)

Por intermedio del Jefe de Obra, sus Auxiliares administrativos y sus Supervisores el Contratista controla sus actividades de obra y mantiene la relación con la Inspección del Propietario: medición periódica de avance de obra, cumplimiento del cronograma, recepción y despacho de materiales en obras, cumplimiento de las normas de seguridad y medio ambiente y supervisión de la labor de brigadas de campo.

e. Revisión y Aprobación de la Ingeniería de Detalle (Propietario)

Antes y durante la ejecución de la obra el Propietario revisa, observa y aprueba los planos de detalle ejecutados por el Contratista que serán enviados a obra y mantiene un registro informatizado del estatus de cada uno, hasta llegar a los conforme a obra (as built).

f. Inspección de la Calidad, Seguridad y Protección Medio Ambiente (Propietario)

Los recursos requeridos para inspeccionar una línea de 220 o 500 kV fueron determinados para tres rangos de longitud de línea: 0-30, 30-60 y más de 60 km. La longitud considerada fue la original, sin tener en cuenta las subdivisiones generadas por tap-offs o inserto de nuevas subestaciones.

Los recursos necesarios fueron estimados suponiendo que una línea corta no requiere más de 12 meses de plazo de ejecución y que una de rango medio o alto requiere un plazo de 18 meses.

Para inspeccionar un frente de obra a lo largo de la traza es necesario que el Inspector se traslade en una pick-up, diariamente, desde su base (vivienda u oficina en obra) hasta el lugar. Suponiendo que el traslado consume, en promedio, unas 2 horas por día, a velocidad media de 80 km/h, la distancia diaria recorrida (ida y vuelta a la base) será de 160 km. Suponiendo, además, que transitar por caminos públicos implique recorrer el doble que por la traza, puede decirse que el recurso Inspector-Pickup permite inspeccionar una línea de hasta 80 km de longitud.

3.1.2.2 Costos Indirectos Porcentuales

Dentro de este rubro se consideraron los siguientes:

- Gastos Generales: 10% de Obras civiles, Montaje e Indirectos No Porcentuales
- Indirectos: 5% de Obras civiles, Montaje e Indirectos No Porcentuales
- Utilidad: 10% de Obras civiles, Montaje e Indirectos No Porcentuales

Los Gastos Generales corresponden a aquellos costos indirectos relacionados a la ejecución de la obra, que no intervienen directamente en el proceso constructivo pero que sirven de apoyo o complemento para el logro de los objetivos. Son derivados de la propia

actividad empresarial o de administración y pueden ser ejecutados en el lugar de la obra o desde otras instalaciones ajenas a ella.

Los Imprevistos son aquellos gastos a considerar para tener en cuenta los riesgos ordinarios, normales y previsibles que deben asumir los contratistas para la ejecución de los contratos.

La Utilidad es el beneficio económico que pretende percibir el contratista por la ejecución del contrato.

Los valores utilizados se encuentran en línea con valores promedio de:

Los porcentajes totales que se incluyen como gastos generales, imprevistos y beneficio para los montos asociados a los trabajos de cada ampliación que se recibió, a través de a los CDEC's, y que corresponden a los los VI definitivos resultantes de las licitaciones de ampliación, con el desglose suministros y tareas y sus precios directos e indirectos asociados.

Valores de referencia del Regulador Peruano OSINERG y Guatemalteco CNEE en recientes revisiones de Peajes de Transmisión.

Además se incluyen:

- Seguros: 1,2% de Materiales, Obras civiles y Montaje
- Garantía de Contrato: considera 1,3% de impuesto de emisión sobre el monto de garantía más 1% de spread bancario anual sobre el monto de garantía. La Garantía se consideró un 10% del total del Contrato.

Los Seguros corresponden a los de construcción que se presentan en la ejecución de cualquier obra y que cubren los daños o pérdidas materiales producidos como consecuencia directa de una causa accidental e imprevisible.

Los costos de Garantía de Contrato corresponden a los costos bancarios asociados a la Garantía de Ejecución del contrato que se requiere a los contratistas.

3.1.3 Transporte

Para la puesta de los materiales en obra se le agregó a su costo el del transporte terrestre nacional, teniendo en cuenta que los costos de equipos y materiales importados se calcularon a precio CIF en puerto y los materiales nacionales en Santiago.

Estos costos se determinaron para cada obra, considerando las distancias a los puertos correspondientes y a Santiago, según la localización de cada una.

Para estimar las distancias entre subestaciones y puertos de suministro y entre subestaciones y Santiago se procedió a:

- seleccionar los puertos de importación existentes en Chile,
- confeccionar un archivo .kmz señalando la ubicación precisa de las subestaciones, sus poblados cercanos, los puertos y Santiago,
- asociar cada subestación al puerto más cercano,
- obtener las distancias carreteras por asfalto o, excepcionalmente ripio, entre puertos o Santiago y el poblado más cercano a la subestación y
- agregar una distancia estimada entre poblado y subestación.

Los valores obtenidos se ingresaron a mano en el archivo Caracterización de SSEE.xlsx que forma parte del Modelo de Cálculo de Valorización de Instalaciones que se explica en detalle en los puntos siguientes.

Para determinar el costo del transporte se distinguieron dos tipos de transportes: carga general y carga especial. La segunda corresponde a carga que requiere de vehículos especiales, escoltas, planificación del viaje, construcción de by pass en puentes, etc, y está asociada a los transformadores y equipos especiales de las subestaciones.

Para cada material y equipo se determinó si corresponde a un material importado o nacional, su correspondiente distancia a puerto y a Santiago, el peso y si corresponde a un equipo de transporte a carga general o especial, y se aplicaron los valores que se exponen a continuación:

- Transporte general a granel (t.km): 0.337 US\$
- Transporte especial (t.km): 1.921
- Seguro (% costo materiales s/camión): 0.5 %

Los valores corresponden a valores promedio de cotizaciones informadas por empresas transportistas.

3.1.4 Intereses Intercalarios

Los intereses intercalarios representan el costo financiero del capital utilizado durante el período de construcción de la obra, desde el inicio hasta su fecha de puesta en servicio, y

se determinaron como el costo de la deuda adquirida por quien construye la obra, asumiendo que al término del período de construcción la entrega "llave en mano" a sus dueños.

La tasa utilizada debe ser el costo del capital (WACC real) de las empresas constructoras dado que, independiente de cómo se financian éstas, debe reflejar el costo de oportunidad para el contratista de recibir el valor del contrato a la finalización de la obra. Como estimación de esta tasa se emplearon estimaciones realizadas por la valuadora CorpResearch de empresas constructoras de Chile (Besalco y SalfaCorp). A fines de 2013 se estimaba para estas empresas una WACC nominal promedio de 9.05%. Si se considera la inflación chilena para ese año (3%) se obtiene una WACC real de 5.9%.

La tasa adoptada fue del 5.9% real anual.

Para determinar el costo financiero asociado se elaboró un cronograma de desembolsos (flujo de pagos) de la inversión durante el período de desarrollo de cada proyecto, según puede verse en los modelos de cálculo, y los flujos se actualizaron a la fecha de puesta en servicio de cada uno aplicando la tasa antes indicada.

Se consideró que en todas las obras el Contratista programó su logística de manera tal que, teniendo en cuenta los plazos de entrega de los materiales y las fechas de su necesaria disponibilidad en obra, se optimizara el flujo de fondos para minimizar los costos financieros.

Se tuvieron en cuenta además para la elaboración de los flujos de fondos las modalidades habituales de pago para adquisiciones internacionales de equipamiento (anticipos con la orden de compra, plazos de pago a partir de la fecha de aprobación de las facturas, etc.).

3.2 VALORIZACIÓN DE INSTALACIONES.

3.2.1 Grado de Apertura para el Cálculo de Valorización de Instalaciones

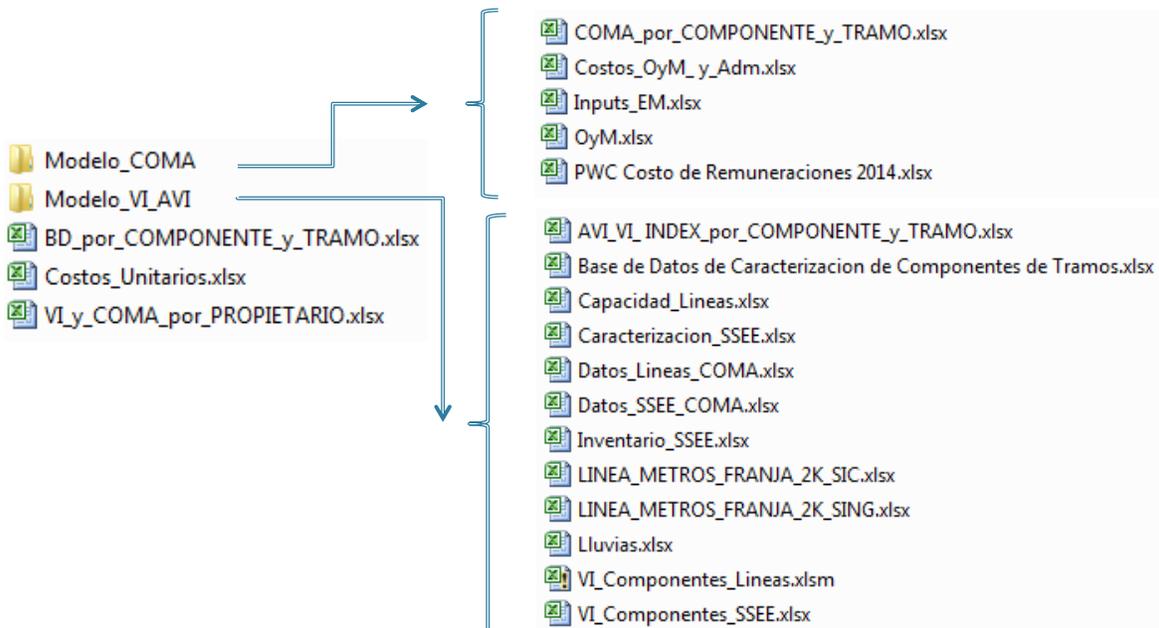
La valorización de instalaciones que forman parte total o parcialmente del sistema troncal se calculó por componentes de líneas y subestaciones y son los siguientes:

- 1. Línea, que corresponden como su nombre lo indica a las líneas de transmisión o tramos de líneas de transmisión y que son unos de los elementos centrales que conforman los tramos (en este caso tramos de línea).
- 1. Transformador, que corresponden a los transformadores o autotransformadores de potencia 500/220 kV y que son otros de los elementos centrales que conforman los tramos (en este caso tramos de transformador).
- 2. Paño Tramo, que corresponden a los paños en subestaciones a los cuales se conectan las 1.Líneas y 2.Transformadores.
- 3. Comunes de Patio, que corresponden a las instalaciones de un patio de subestación a los cuales se conectan los Paños.
- 4. Comunes de SE, que corresponden a las instalaciones generales o comunes de una subestación.
- 5. Otros Paños y Máquinas, que corresponden a los paños de seccionamiento, de acoplamiento y a los que conectan otras máquinas como equipos de compensación, transformadores de SSAA, etc, y a las máquinas conectadas al sistema por dichos paños como equipos de compensación, transformadores de SSAA, reactores de línea y de barra, etc.

El listado de los componentes de líneas y subestaciones estudiados y considerados como parte total o parcial del STT se expone en el Apéndice "Base de Datos de Componentes de Líneas y Subestaciones". En esta base de datos puede observarse para cada componente de línea o subestación, su caracterización según lo mencionado en los párrafos anteriores, el propietario y el nombre de la subestación a la cual pertenece para el caso de los componentes de subestaciones.

3.2.2 Modelo para el Cálculo de Valorización de Instalaciones

El modelo de cálculo utilizado para estimar el VI y el AVI del Sistema Troncal está integrado por un grupo de archivos Excel vinculados entre sí y cuya estructura y detalle de los contenidos y cálculos de cada uno de los archivos se detalla en este apartado.



Como puede verse en la estructura anterior del Modelo para el Cálculo de Valorización de Instalaciones, el mismo está conformado por archivos digitales en soporte Excel y vinculados entre sí y con todas las fórmulas de cálculo activadas. De esta forma los inputs, variables y fórmulas de cálculo utilizadas son accesibles y reproducibles, al mismo tiempo que sensibilizables todos los resultados.

3.2.2.1 Archivo Costos Unitarios.xlsx

Este archivo contiene todos los costos unitarios de materiales y montaje y toda la información económico-financiera requerida para calcular el VI y el AVI y el COMA.

Las Hojas de este archivo contienen datos básicos provenientes de los estudios del mercado chileno o bien de Hojas auxiliares de costos unitarios agregados.

Parámetros. Parámetros comunes usados tanto en el cálculo del AVI como el del COMA: índices de ajuste, parámetros financieros, vidas útiles de familias de instalaciones, días hábiles, duración de la jornada laboral, seguros, etc.

Comunes. Costos unitarios de personal, materiales, equipos, servicios, instalaciones, combustibles, etc. comunes, aplicables a Líneas, SS.EE. y O&M. Porcentaje de incidencia de ciertos costos indirectos.

Exclusivos COMA. Listado de costos unitarios de personal materiales, equipos, servicios, instalaciones, combustibles, etc. aplicables sólo al cálculo del COMA.

Todo SSEE. Todo costo unitario de ingeniería, materiales, obras civiles y montaje de SSEE en la unidad y nivel de agregación requerido por los modelos de cálculo del AVI y el COMA. Índices de ajuste y vida útil por ítem.

Todo Líneas. Idem anterior pero para Líneas.

Terrenos. Costo por m2 del terreno de la subestación.

Servidumbres. Costo global de la servidumbre para cada componente de línea.

Vehículos. Costos de capital y de O&M y otros de vehículos y equipos de montaje de obra.

Ing. e Indirectos Obra SS.EE. Costos de Ingeniería de Detalle e Indirectos de Obra. Cargas de trabajo de profesionales y técnicos del Contratista requeridas para llevar a cabo las gestiones de compra, la supervisión de obra y la ingeniería de detalle (costos indirectos del Contratista) y del Propietario para llevar a cabo la ingeniería conceptual, la revisión del proyecto de ingeniería y la inspección de la calidad de la construcción, la seguridad de personal y la protección del medio ambiente (Inspección del Propietario). Ambos referidos a SS.EE.

Ing. e Indirectos Obra LAT. Idem anterior pero para Líneas.

Compensaciones. Niveles salariales de personal, extraídos de la encuesta.

Montaje SS.EE. Estimación de costos unitarios "por tarea de montaje" de SS.EE ejecutada en el terreno.

Montaje Líneas. Estimación de costos unitarios "por tarea de montaje" de Líneas ejecutada sobre la traza.

Los costos de montaje de materiales de obra y de ejecución de obra civil se calcularon definiendo la composición de la brigada (operarios + equipos) apropiada para realizar una determinada tarea y estimando el rendimiento diario que dicha brigada puede alcanzar.

El costo por ítem se obtuvo entonces como:

$$\frac{\text{Cantidad Total}}{\text{Rendimiento Diario}} * \text{Costo Diario Brigada}$$

El costo diario de la brigada está integrado por el salario (jornal) de los operarios y los costos fijos (alquiler) y variables (combustible y mantenimiento) de los equipos, estos últimos dependientes de la distancia diaria promedio que recorren.

- Para el caso de subestaciones:

Considerando que la lluvia no dificulta en igual medida a las distintas actividades de montaje de la línea, el rendimiento fue siempre estimado para condiciones climáticas favorables y la incidencia negativa de la lluvia se tuvo en cuenta, caso por caso, afectando dicho rendimiento por un factor de reducción igual o menor a 1,00.

Los días – brigada totales necesarios para completar una determinada tarea de montaje se obtuvieron entonces como cociente entre la cantidad total de unidades a montar y el rendimiento diario afectado por el factor climático.

En el archivo ***Días no laborables por lluvia.xlsx*** puede verse el procesamiento de los registros diarios de lluvia del 2012 para 35 estaciones meteorológicas de Chile.

A cada subestación transformadora se le asignó un mínimo de dos y un máximo de cinco estaciones meteorológicas de referencia próximas.

Para estimar la cantidad anual de días no laborales por lluvia se supuso que una precipitación diaria de menos de 20 mm no impide realizar tareas de campo y que una mayor impide hacerlo a razón de un día por cada 20 mm caídos en un día o en días sucesivos.

Los valores no nulos obtenidos son los siguientes:

Subestación Transformadora	Coord. Geográficas	Días-año
Los Vilos	-31.938710°, -71.478217°	11,00
Nogales	-32.720695°, -71.226566°	11,00
Los Maquis	-32.865770°, -70.410649°	11,00
Quillota	-32.953293°, -71.250435°	11,00
Polpaico	-33.198476°, -70.860549°	11,00
Cerro Navia	-33.422393°, -70.730662°	11,00
Chena	-33.526433°, -70.725710°	11,00
Maipo	-33.710107°, -70.927634°	11,00
Alto Jahuel	-33.713640°, -70.692539°	11,00
Candelaria	-34.033930°, -70.612419°	11,00
Rapel	-34.038636°, -71.585315°	11,00
Itahue	-35.138611°, -71.367116°	16,00
Ancoa	-35.684070°, -71.379833°	16,00
Colbún	-35.686215°, -71.377611°	16,00
Hualpén	-36.788198°, -73.122105°	27,00
Lagunillas	-36.988314°, -73.134741°	27,00
Charrúa	-37.089242°, -72.319984°	27,00
Mulchen	-37.683380°, -72.257875°	27,00
Temuco	-38.707963°, -72.557388°	12,00
Cautín	-38.722724°, -72.541763°	12,00
Ciruelos	-39.550074°, -72.911535°	28,00

Subestación Transformadora	Coord. Geográficas	Días-año
Valdivia	-39.799866°, -73.187667°	28,00
Rahue	-40.573955°, -73.085528°	28,00
Puerto Montt	-41.452494°, -72.951228°	26,00

La relación (días>20mm)/365 se definió como Factor de reducción de rendimientos de montaje por condiciones locales.

- Para el caso de líneas:

Adicionalmente a los días no laborables por lluvia, se consideran rendimientos diferenciales de montaje para líneas de 220 kV y 500 kV para simple y doble terna, en donde los costos de referencia corresponden a líneas de 220 kV de simple circuito, de acuerdo a:

- Delta Rendimiento Montaje por 2 circuitos en misma torre: 90%
- Delta Rendimiento Montaje 220 kV/ 500 kV: 85%

Es decir que el rendimiento de montaje de una línea de 500 [kV] es 1/85% de aquella de 220 [kV], o en otras palabras, que el montaje de una línea de 500 [kV] requiere 17,64% más recursos.

3.2.2.2 Archivo Caracterización de SSEE.xlsx

Este archivo contiene una Hoja principal que resume los datos básicos propios de cada SE:

- Nombre
- Código
- Ubicación (coordenadas geográficas)
- Días de lluvia > 20 mm
- Puerto de suministro de materiales importados
- Distancias a Puerto y a Santiago
- Área cubierta con instalaciones comunes de SE y de Patio
- Cantidad de Paños, por tensión
- Superficies cubiertas
- Longitud de calles internas, por SE y Patio
- Tipo de terreno (normal, duro, de relleno)
- Magnitud de las tareas iniciales de acondicionamiento del terreno (limpieza, nivelación)

A fin de cruzar y actualizar información, se partió con los datos del 2010, disponibles en su totalidad para las SSE del STT 2010 y se los fue reemplazando por los del 2014, en tanto y en cuanto estuvieran disponibles.

La información actualizada de superficies de terreno de SSEE, Patios y Paños se obtuvo de las Tablas de inventario o, en su defecto, por medición directa practicada sobre los planos en escala recibidos en julio 2014.

La Hoja principal, denominada Caracterización SSEE 2014, vincula otras auxiliares denominadas:

Terrenos Julio 2014

Edificios, Terrenos, Caminos Metadata 2014

Lluvias críticas

Precipitaciones diarias por estación

Paños

Distancias

Sup. De Patios

Considerando que la cantidad de tareas de limpieza y nivelación es un dato histórico, no actualizable, se replicó lo modelado del ETT 2010.

3.2.2.3 Archivo VI_Componentes_SSEE.xlsx

El STT fue dividido en componentes principales (líneas, patios, paños, etc.) que sirven de base para conformar los Tramos de Línea y de Transformador.

Este archivo contiene seis Hojas principales con Tablas tituladas CÁLCULO VI, AVI E ÍNDICES INFLACIONARIOS de los siguientes componentes principales presentes en cualquier subestación:

1. Transformador: transformadores o autotransformadores de potencia 500/220 [kV] que integran Tramos de Subestación.
2. Paños Tramo: paños de SSEE a los cuales se conectan Líneas y Transformadores.
3. Comunes de Patio: instalaciones de un patio de subestación a las cuales se conectan los Paños.

4. Comunes de SE: instalaciones generales o de infraestructura de la subestación.

5. Otros Paños y Máquinas: paños de seccionamiento, de acoplamiento a los que se conectan otras máquinas tales como equipos de compensación, transformadores de SSAA, etc. Las tensiones de estos paños es generalmente de 220 o 500 kV aunque también los hay de tensiones menores que forman parte del STT. También se incluyen las Máquinas conectadas a lo paños como por ejemplo equipos de compensación, transformadores de SSAA, reactores de línea y de barra, etc.

También contiene cinco⁸ Hojas auxiliares, tituladas "Materiales accesorios de montaje y conexión", con la variedad y cantidad de materiales requeridos para la ejecución de fundaciones, el montaje de estructuras de soporte y la puesta a tierra de Equipos Primarios y Marcos y para el cableado de BT de los Equipos Primarios: hormigón elaborado, Fe torsionado, acero galvanizado de estructuras, materiales de puesta a tierra, cables de BT, etc.

Las cantidades allí ingresadas son "por unidad constructiva" (por fundación, por estructura soporte, por componente de marco, por puesta a tierra, por metro de cableado, etc.). Las cantidades "por componente principal" se obtienen multiplicando estas cantidades unitarias por las respectivas cantidades de equipos y marcos de patio o paño.

Dado que las fundaciones o estructuras de equipos o marcos de patio no necesariamente son iguales entre sí, la Tabla tiene igual cantidad de columnas que el componente respectivo.

En resumen, estas Tablas muestran en filas, componente por componente, la cantidad requerida de un determinado material accesorio para montar, conectar y poner a tierra un determinado Equipo o Marco.

Respecto a las Hojas que contienen el CÁLCULO VI, AVI E ÍNDICES INFLACIONARIOS, cabe destacar que los componentes principales están dispuestos en columnas, los ítems de costo en filas y la cantidad de ítems por componente en la intersección de ambos.

En el tope de la Tabla se encuentran el VI y AVI total y la información y los parámetros particulares que identifican y caracterizan cada componente principal:

- Código identificador

⁸ Comunes de SE no tiene Accesorios de Montaje estándar

- Nombre de la subestación
- Nivel de tensión
- Distancia a Santiago y a puerto de suministro de materiales
- Longitud media de cableado BT entre Patio y Sala de Control
- Precio unitario del terreno
- Factor de reducción de rendimientos de montaje por condiciones locales
- Etc.

A continuación, en un primer bloque de filas bajo el título COSTOS DIRECTOS se encuentra el inventario de:

- Equipos e instalaciones principales que requieren fundaciones, estructuras de montaje y conexión en BT (transformadores de potencia, interruptores, desconectores, marcos, etc.)
- Instalaciones no eléctricas: edificios, caminos, cierros, canaletas, cámaras, ductos, etc.
- Restantes materiales eléctricos
- Tareas de Montaje
- Accesorios de Montaje y Conexión

Las cantidades de los tres primeros grupos son datos de inventario ingresados manualmente. En cambio, la cantidad de un determinado accesorio de montaje o conexión "por componente" es la suma-producto de las cantidades "por equipo", provenientes de las Hojas auxiliares "Materiales accesorios de montaje y conexión de Comunes de Patio" y las cantidades de equipos primarios y marcos.

La fila de Transporte terrestre, computado globalmente en t-km por componente, y la de Seguro, en %, cierran este primer bloque de costos directos.

En un segundo bloque titulado COSTOS INDIRECTOS se encuentran los ítems adicionales de costo, en parte modelados y en parte obtenidos mediante la aplicación de un porcentaje sobre el total allí especificado.

Por último se encuentra el cálculo de los coeficientes de actualización económica "por componente" a partir de los "por ítem" que se encuentran a un costado de la Tabla.

Cada Descripción/Especificación de material, tarea de montaje, transporte o seguro viene acompañada por sus correspondientes:

- Costo Unitario (proveniente del archivo **Costos Unitarios.xlsx**)
- Peso Unitario
- Unidad de medida
- Origen de suministro (Puerto, Santiago o Local)
- Vida útil
- Factor de Recuperación de Capital (para tasa de retorno 10% y vida útil correspondiente)
- Factores de actualización por inflación

En resumen, esta Tabla contiene toda la información necesaria y todos los vínculos y fórmulas que conducen al cálculo del VI y del AVI por componente principal y está vinculada con Hojas auxiliares del mismo archivo, con la Hoja principal del archivo **Caracterización de SSEE.xlsx** y con las Hoja *Parámetros, Comunes* y *Todo SSEE* del archivo **Costos Unitarios.xlsx**.

La subdivisión en 6 Hojas, una por cada familia de componentes principales, responde a la conveniencia operativa de reducir la variedad de ítems (filas) por Hoja.

3.2.2.4 Archivo VI_Componentes_Líneas.xlsx

El archivo "VI_Componentes_Líneas.xlsx" contiene el proceso de cálculo del VI de las líneas. Este archivo contiene siete hojas cuya descripción se detalla a continuación:

- Secciones: Contiene información básica para cada unidad mínima de cálculo o sección, entre las que se incluyen: Código, Nombre, Línea; Propietario, archivo recibido, tensión, longitud, cantidad de circuitos, puerto, distancia a puerto, tipo y cantidad de conductor de fase y cable de guardia, potencia, ancho de la franja de servidumbre, promedio de lluvias anuales, días no laborables por lluvias intensas, km de influencia salina, costos indirectos no porcentuales (ingeniería básica, inspección de obra, etc), costo del EIA, meses de proyecto, meses de obra, cronograma mensual de desembolso de inversiones
- Parámetros: Contiene parámetros básicos de cálculo como: rendimientos de montaje, tasa de descuento, % de costos indirectos, % de galvanizado sobre peso de estructuras, % rezago en conductores de energía y cable de guardia, % herramientas menores, etc.

- Secuencias: Base de datos de estructuras, cuyo contenido ha sido descrito en el ítem de procesamiento de la información recibida
- Calculos Líneas: Hoja de cálculo del VI, AVI y de los índices para cada una de las secciones o unidades mínimas de cada línea.
- Curva_Inversion: Presenta curvas típicas de desembolso de inversiones para líneas de 220 y 500 kV de acuerdo a su longitud. Son empleadas para el cálculo de los intereses intercalares.
- Estructuras Líneas: Base de datos de características de estructuras, incluyendo peso, excavaciones, malla de puesta a tierra, etc, por tipo de suelo.
- Para_COMA: Hoja auxiliar para consolidación de información requerida para el modelo COMA.

Las secciones de líneas están dispuestas en columnas, los ítems de costeo en filas y la cantidad de ítems por sección de línea en la intersección de ambos.

En el parte superior de la Tabla se encuentran el VI LAT TOTAL y el AVI LAT TOTAL junto con la información y los parámetros particulares que identifican y caracterizan cada sección de línea:

- Código identificador
- Nombre del componente
- Nivel de tensión
- Longitud
- Distancia a Santiago y a puerto de suministro de materiales
- Ancho de la franja de servidumbre
- Factor de reducción de rendimientos de montaje por condiciones locales
- Costo del EIA
- Etc.

A continuación, en un primer bloque de filas bajo el título COSTOS MATERIALES se encuentra el inventario de:

- Fundaciones: que incluye Fe torsionado para armadura, Hormigón H10, H17 y H25 elaborado, Moldaje y Pilotes.

- Peso de las Estructuras de acero galvanizado
- Soportes
- Rendas y accesorios: Cable de acero galvanizado, Armadura preformada para cable A°G°, etc.
- Puesta a tierra: Cable de acero galvanizado, Pletina de acero galvanizado, Pintura anticorrosiva y Soldadura eléctrica.
- Longitud y tipo de conductores de energía.
- Aislación: Cantidad y tipo de aisladores: de vidrio, de porcelana y poliméricos.
- Ferretería de conductores de energía: conjuntos de anclaje, conjuntos de suspensión, conjuntos preformados, amortiguadores, espaciadores, manguito de empalme.
- Cable de guardia: tipo y longitud.
- Ferretería de cables guardia: conjuntos de anclaje, conjuntos de suspensión, conjuntos preformados, amortiguadores, manguito de empalme, conectores, prensas.
- Misceláneas: Dispositivo contra escalamiento, Protección contra pájaros, Placas de numeración, Placa de peligro de muerte, Pintura para balizamiento y Esfera de aluminio para balizamiento diurno.

La mayor parte de las cantidades empleadas son datos de inventario, pero ciertos ítems menores como accesorios de rendas, de puesta a tierra, amortiguadores, espaciadores, entre otros, son estimados sobre la base de la experiencia del consultor.

La parte correspondientes a COSTO TRANSPORTE MATERIALES, es computada globalmente en t-km por componente, y la de Seguro, en % porcentaje.

En lo que respecta a los COSTOS DE MONTAJE, cada tarea está englobada dentro de los siguientes ítems:

- Topografía: Apertura de picadas, roce y tala de árboles, Relevamiento y Replanteo.
- Construcción de caminos de acceso: en terreno llano y en cerro.
- Ensayos de suelo: en terreno normal y en roca.
- Excavaciones: se emplean distintas técnicas dependiendo del tipo de suelo: Con excavadora helicoidal, con retroexcavadora, a mano y en roca.
- Hormigonado de bases: Hormigón simple, Hormigón Armado, Relleno compactado, Replanteo de stubs e instalación de Pilotes.
- Montaje de estructuras metálicas: Selección de torres en obrador, Armado en el piso, Izado y armado y ajuste de rendas, Torres autosoportadas, Postes y Soportes tubulares.

- Montaje de aislación: Cadenas de suspensión y roldanas, Anclajes.
- Tendido de conductores de energía: Colocación de la cordina, Tendido, Tensado y flechado, Colocación de preformados y enmorsetado, Armado de puentes, Colocación de amortiguadores Stockbridge, Colocación de amortiguadores espaciadores.
- Tendido de cables de guardia: Colocación de la cordina, Tendido, Tensado y flechado, Enmorsetado, Colocación de amortiguadores Stockbridge.
- Puesta a tierra: Zanjeo, Colocación de pletinas y Medición de resistencia.
- Misceláneas: Colocación de esferas y Pintado de torres.
- Terminaciones: Colocación de carteles, revisión de torres y punteado.
- Ensayos y puesta en servicio

Cada Descripción/Especificación de material, tarea de montaje, transporte o seguro es acompañada por los siguientes ítems:

- Costo Unitario (proveniente del archivo **Costos Unitarios.xlsx**)
- Peso Unitario
- Unidad de medida
- Origen de suministro (Puerto, Santiago o Local)
- Vida útil, 50 años para todos los componentes.
- Factor de Recuperación de Capital (para tasa de retorno 10% y vida útil correspondiente).
- Factores de actualización por inflación

El siguiente bloque de cálculo corresponde a los COSTOS INDIRECTOS, tanto no porcentuales como porcentuales que incluyen los ítems adicionales de costo, en parte modelados y en parte obtenidos mediante la aplicación de un porcentaje sobre el total allí especificado. Los costos indirectos modelados (no porcentuales) son estimados en función de la longitud de las líneas a las que pertenece cada sección:

- Ingeniería Conceptual/Básica (Propietario) - Fijo
- Ingeniería Conceptual/Básica (Propietario) - Variable
- Ingeniería de Detalle (Contratista) - Fijo
- Ingeniería de Detalle (Contratista) - Variable
- Adquisición de Materiales y Equipos de Obra (Contratista) - Fijo

- Adquisición de Materiales y Equipos de Obra (Contratista) - Variable
- Revisión y Aprobación de la Ingeniería de Detalle (Propietario) - Fijo
- Revisión y Aprobación de la Ingeniería de Detalle (Propietario) - Variable
- Inspección de la Calidad, Seguridad y Prot. Medio Ambiente (Propietario) - Fijo
- Inspección de la Calidad, Seguridad y Prot. Medio Ambiente (Propietario) – Variable

Por último se encuentra el cálculo de los coeficientes de actualización económica “por componente” a partir de los “por ítem” que se encuentran a un costado de la Tabla.

En resumen, esta Tabla contiene toda la información necesaria y todos los vínculos y fórmulas que conducen al cálculo del VI y del AVI por sección de líneas y está vinculada con Hojas auxiliares del mismo archivo y con las Hoja *Parámetros, Comunes y Todo Líneas* del archivo ***Costos Unitarios.xlsx***.

Un caso particular de análisis debe realizarse para aquellas líneas con datos insuficientes. En efecto, para aquellas líneas para las cuales no se dispone información de la secuencia de estructuras, lo que imposibilita el cálculo del VI a través de un inventario (especialmente las líneas mineras del SING), el VI fue estimado sobre la base de los valores unitarios calculados para el resto de las líneas del sistema, para las cuales sí se dispuso información suficiente. Esto fue realizado estimando el costo unitario promedio ponderado para líneas del mismo nivel tensión, misma cantidad de circuitos, cantidad de conductores y pertenecientes al mismo sistema (SIC o SING).

3.3 VALORES UNITARIOS DE SERVIDUMBRES DE LINEAS Y TERRENOS DE SUBESTACIONES

El procedimiento de valoración de servidumbres de líneas y de terrenos de subestaciones fue el siguiente según señalan las Bases:

“Los gastos de gestión y las indemnizaciones pagadas para la constitución de servidumbres para instalaciones habilitadas con posterioridad al 13 de marzo de 2004 se incluirán en el VI respectivo según lo efectivamente pagado, indexados al 31 de diciembre de 2013 de acuerdo a la variación que haya experimentado el Índice de Precios al Consumidor (IPC) desde la fecha en la cual este pago se encuentre acreditado al propietario del tramo en estudio.

Como valor efectivamente pagado para la constitución de servidumbres de instalaciones existentes al 13 de marzo de 2004, se considerará el valor que por este concepto se encuentre incorporado en la valorización de las instalaciones empleadas por las Direcciones de Peajes de los CDEC-SIC y CDEC-SING en sus informes vigentes al 6 de mayo de 2002. Estos valores serán indexados al 31 de diciembre de 2013 de acuerdo a la variación que haya experimentado el Índice de Precios al Consumidor (IPC) desde la fecha que figura en los informes referidos.

Este mismo criterio se aplicó al valor de uso de los terrenos de las subestaciones, el cual se consideró igual al valor de los terrenos que se consigna en los informes de las Direcciones de Peajes.

Los montos pagados por servidumbres constituidas y por terrenos adquirido entre el 6 de mayo de 2002 y el 13 de marzo de 2004 serán los que informen sus respectivos propietarios, indexados al 31 de diciembre de 2013 de acuerdo a la variación que haya experimentado el Índice de Precios al Consumidor (IPC) conforme la fecha en la cual este pago se encuentre acreditado por el propietario del tramo en estudio.”

Los valores actualizados conforme lo señalado, se expresan finalmente en dólares americanos a diciembre de 2013, considerando el valor promedio del dólar observado en ese mes igual a \$529,45.

3.3.1 Valor de Servidumbres de Líneas

En la tabla siguiente se consignan los valores de servidumbre para cada uno de los Componentes de Líneas.

Componente de Líneas	Valor de Servidumbre
L-1.Línea Diego de Almagro - Carrera Pinto 220	1.249.766
L-10a.Línea Polpaico - Lampa 220	1.143.795
L-10b.Línea Cerro Navia - Lampa 220	910.986
L-11a.Línea Alto Jahuel - Chena 220	2.412.008
L-11b.Línea Chena - Cerro Navia 220	1.076.964
L-12a.Línea Polpaico - El Rodeo 500	3.107.707
L-12b.Línea Alto Jahuel - El Rodeo 500	974.155
L-13.Línea Ancoa - Alto Jahuel 500	24.324.367
L-14.Línea Ancoa - Alto Jahuel 500	20.711.762
L-16.Línea Itahue - Ancoa 220	3.747.228
L-17.Línea Ancoa - Charrúa 500 L1	13.347.359

L-18.Línea Ancoa - Charrúa 500 L2	14.757.468
L-2a.Línea Carrera Pinto - San Andres 220	782.972
L-2b.Línea San Andres - Cardones 220	518.524
L-20a.Línea Charrúa - Concepción 220	867.389
L-20b.Línea Concepción - Hualpén 220	132.617
L-21a1.Línea Charrúa - Tap Laja 220	1.169.449
L-21a2.Línea Esperanza - Tap Laja 220	4.742.405
L-21b.Línea Esperanza - Temuco 220	6.732.410
L-23.Línea Cautín - Ciruelos 220	3.138.481
L-24.Línea Ciruelos - Valdivia 220	1.112.229
L-25a1.Línea Cautín - Ciruelos 220 T1	2.477.380
L-25a2.Línea Cautín - Ciruelos 220 T2	814.809
L-25b.Línea Ciruelos - Valdivia 220	1.258.161
L-26a.Línea Valdivia - Barro Blanco 220	2.689.195
L-26b1.Línea Barro Blanco - Puerto Montt 220 T1	62.392
L-26b2c1.Línea Barro Blanco - Puerto Montt 220 T2 C1	2.263.315
L-26b2c2.Línea Barro Blanco - Puerto Montt 220 T2 C2	2.089.048
L-26c.Línea Barro Blanco - Puerto Montt 220 T3	34.423
L-29.Línea Candelaria - Maipo 220	1.871.369
L-30.1.Línea Maipo - Alto Jahuel 220 C1	0
L-30.2.Línea Maipo - Alto Jahuel 220 C2	0
L-32.Línea Rapel - Melipilla 220	3.718.022
L-33a.Línea Melipilla - Cerro Navia 220 T1	3.129.558
L-33a1.Línea Melipilla - Cerro Navia 220 T1	1.176.584
L-33a2.Línea Melipilla - Cerro Navia 220 T1	1.952.974
L-33b1.Línea Melipilla - Cerro Navia 220 T2 C1	267.484
L-33b2.Línea Melipilla - Cerro Navia 220 T2 C2	267.484
L-33c.Línea Melipilla - Cerro Navia 220 T3	267.484
L-33d.Línea Melipilla - Cerro Navia 220 T4	320.980
L-36a.Línea Alto Jahuel - El Rodeo 220	2.154.984
L-36b.Línea El Rodeo - Chena 220	4.022.479
L-3A.Línea Cardones - Maitencillo 220	2.516.790
L-3B.Línea Cardones - Maitencillo 220	8.703.102
L-4.Línea Maitencillo - Punta Colorada 220	4.294.471
L-5.Línea Punta Colorada - Pan de Azúcar 220	3.455.160
L-6a.Línea Los Vilos - Las Palmas 220	3.355.615
L-6b.Las Palmas - Tap Monte Redondo 220	1.146.595
L-6c.Tap Talinay - Tap Monte Redondo 220	888.933
L-6d. Tap Talinay - Don Goyo 220	1.580.325
L-6e. Pan de Azúcar - Don Goyo 220	3.006.054
L-7.Línea Los Vilos - Nogales 220	4.694.051
L-8.Línea Nogales - Quillota 220	1.471.613
L-9.Línea Quillota - Polpaico 220	5.558.017
L-37.Línea Nogales - Polpaico 220	14.708.555
L-38.Línea Cautín - Temuco 220	299.641
L-39.Línea Charrúa - Lagunillas 220	10.093.706
L-40.Línea Lagunillas - BocaminaII 220	774.420

L-41.Línea Lagunillas - Hualpen 220	3.176.433
L-42.Línea Colbun - Candelaria 220	8.647.145
L-43.Línea Colbun - Ancoa 220	16.378
L-44.Línea Charrua - Mulchen 220	S/I
L-45.Línea Cautín - Mulchen 220	S/I
L-47.Línea Polpaico - Los Maquis 220	762.164
LN-1.Línea Tarapacá - Lagunas 220	720.133
LN-2A.Línea Lagunas - Crucero 220	2.236.652
LN-2Ba.Línea Lagunas - Tap Nueva Victoria 220	S/I
LN-2Bb.Línea Crucero - Tap Nueva Victoria 220	S/I
LN-3a.Línea Crucero - Encuentro 220 T 1	1.572
LN-3b1.Línea Crucero - Encuentro 220 T2 C1	943
LN-3b2.Línea Crucero - Encuentro 220 T2 C2	1.887
LN-4.Línea Atacama - Encuentro 220	1.991.031
LN-5.Línea Atacama - Domeyko 220	2.662.501
LN-6.Línea Domeyko - Escondida 220	90.915
LN-7.Línea Domeyko - Sulfuros 220	12.988
LN-8.Línea Escondida - Nueva Zaldívar 220	181.829
LN-10A.Línea Laberinto - Nueva Zaldívar 220	1.227.348
LN-10B.Línea Laberinto - Nueva Zaldívar 220	1.227.348
LN-11.Línea Laberinto - El Cobre 220	S/I
LN-12.Línea Laberinto - Crucero 220	1.723.482
LN-13.Línea Lagunas - Pozo Almonte 220	12.812

3.3.2 Valor de Terrenos de Subestaciones

En la tabla siguiente se consignan los valores de servidumbre para cada uno de las Subestaciones.

Subestación	Valor de terreno por m2
S-1. SE Diego de Almagro	8,62
S-10. SE Polpaico	4,50
S-11. SE Cerro Navia	35,41
S-12. SE Alto Jahuel	13,13
S-13. SE Chena	13,13
S-15. SE Itahue	14,95
S-16. SE Ancoa	2,54
S-18. SE Hualpen	89,11
S-19. SE Charrúa	0,81
S-2. SE Carrera Pinto	3,42
S-20. SE Temuco	77,80
S-21. SE Cautín	29,12
S-22. SE Ciruelos	1,00

S-23. SE Valdivia	8,78
S-24. SE Puerto Montt	58,26
S-25. SE Maipo	51,60
S-26. SE Candelaria	1,67
S-27. SE Colbún	S/I
S-28. SE Las Palmas	6,64
S-3. SE Cardones	1,95
S-30. SE Rapel	4,62
S-4. SE Maitencillo	8,67
S-5. SE Punta Colorada	0,09
S-6. SE Pan de Azúcar	24,07
S-7. SE Los Vilos	11,51
S-8. SE Nogales	2,67
S-9. SE Quillota	4,14
S-31. SE Concepción	25,35
S-32. SE Mulchen	3,72
S-33. SE Lagunillas	25,35
S-35. SE Rahue	156,99
S-36. SE Los Maquis	0,00
S-37. SE San Andres	1,95
S-38. SE Don Goyo	1,95
S-39. SE Lo Aguirre	13,13
N-1. SE Tarapacá	3,38
N-2. SE Lagunas	5,41
N-3. SE Crucero	1,85
N-4. SE Encuentro	24,05
N-5. SE Atacama	17,78
N-6. SE Domeyko	3,38
N-7. SE Escondida	3,38
N-8. SE Sulfuros	3,38
N-10. SE Nueva Zaldívar	3,38
N-11. SE Laberinto	3,38
N-12. SE El Cobre	S/I
N-13. SE Pozo Almonte	3,38

3.4 CÁLCULO DEL AVI

El AVI total de cada Componente de Líneas y Subestaciones tramo es la sumatoria de los AVI i de cada uno de los rubros de costos que conforman el VI.

$$AVI = \sum_i AVI_i \quad [US\$/año]$$

El AVI i del rubro i del componente de línea o subestación es:

$$AVI_i = FRC (VI_i; r; t_i) \quad [US\$/año]$$

$$AVI_i = VI_i \times \frac{r \times (1+r)^{t_i}}{(1+r)^{t_i}-1} \quad [US\$/año]$$

Dónde:

r = tasa de descuento = 10% real anual (fijada por las Bases Técnicas)

t_i = vida útil del rubro i

La vida útil t_i considerada se expone a continuación, según lo definido por un lado en las Bases y por otro en forma propia:

Equipos primarios	año	40
Transformadores	año	40
Reactores	año	40
Equipos de compensación reactiva	año	40
Protecciones electromecánicas y electrónicas	año	30
Protecciones y equipos digitales	año	15
Comunicaciones	año	15
Conexión de poder	año	40
Conexión de control	año	40
Indirectos	año	40
SS/AA	año	40
Obras civiles	año	50
Líneas	año	50

3.5 ASIGNACION A TRAMOS TRONCALES

Tanto el VI como el AVI se calcularon para los componentes de líneas y subestaciones que forman parte total o parcialmente del sistema troncal según se explicó en los puntos anteriores: 1.Línea, 1. Transformador, 2.Paño Tramo, 3.Comunes de Patio, 4.Comunes de SE, 5.Otros Paños y Máquinas.

Para asignar estos componentes a los tramos del STT se realizó lo siguiente:

- Se realizó una vinculación de cada uno de estos componentes de líneas y subestaciones a los tramos troncales mediante la identificaron gráfica tanto de los

componentes como los tramos en los esquemas de red de transmisión del SIC y SING.

- Se determinó un porcentaje de asignación o prorrata de cada uno de estos componentes de líneas y subestaciones a los tramos según los siguientes criterios:
 - Las líneas de transmisión simple circuito o tramos de las mismas vinculadas a un solo tramos se asignaron 100% a dicho tramo.
 - Las líneas de transmisión doble circuito o tramos de las mismas vinculadas a dos tramos se asignaron 50% a un tramo y 50% a otro tramo.
 - Los transformadores o autotransformadores de potencia 500/220 kV se asignaron 100% al tramo vinculado al mismo.
 - Las instalaciones comunes de patio de una subestación se prorrataron de manera proporcional al número de paños, que no sean paños de seccionamiento ni acopladores.
 - Las instalaciones comunes de subestación se prorrataron entre los patios en función de la energía manejada por estos en relación al volumen total de energía manejado por la subestación.
 - Las instalaciones troncales existentes a la fecha de referencia del estudio que son el resultado de una obra nueva decretada por el Ministerio se asignaron a valor nulo al tramo que corresponden.

A continuación se exponen los valores asociados a #/1 de energía y cantidad de patios que se utilizaron para el prorrato de instalaciones comunes de patio y comunes de subestación. Las relaciones de energía de cada subestación manejada por cada patio de 500 o 220 kV, estos en relación al volumen total de energía manejado por la subestación, se calculó a partir de información suministrada por el CDEC – SIC y CDEC – SING. La cantidad de patios para cada subestación fue obtenida mediante un cómputo de los unifilares del SIC y SING.

Subestación	#/1 Energía p/reparto		Cant. Paños p/reparto comunes					
	Patio 500 kV	Patio 220 kV	Patio 500 kV			Patio 220 kV		
			Totales	Reparto	Troncal	Totales	Reparto	Troncal
S-1. SE Diego de Almagro	0	0,492	-	-	-	6	5	1
S-10. SE Polpaico	0,211	0,786	7	4	4	19	14	9
S-11. SE Cerro Navia	0	0,524	-	-	-	15	8	6
S-12. SE Alto Jahuel	0,337	0,539	6	4	4	18	13	8
S-13. SE Chena	0	0,586	-	-	-	7	7	6
S-15. SE Itahue	0	0,221	-	-	-	3	3	2

S-16. SE Ancoa	0,730	0,270	8	6	5	12	8	4
S-18. SE Hualpen	0	0,380	-	-	-	4	3	2
S-19. SE Charrúa	0,183	0,693	7	5	5	31	23	9
S-2. SE Carrera Pinto	0	1	-	-	-	4	3	2
S-20. SE Temuco	0	0,523	-	-	-	8	7	3
S-21. SE Cautín	0	1	-	-	-	8	6	6
S-22. SE Ciruelos	0	1	-	-	-	4	4	2
S-23. SE Valdivia	0	0,629	-	-	-	9	6	4
S-24. SE Puerto Montt	0	1	-	-	-	9	6	2
S-25. SE Maipo	0	0,833	-	-	-	8	4	4
S-26. SE Candelaria	0	1	-	-	-	9	8	4
S-27. SE Colbún	0	1	-	-	-	9	8	3
S-28. SE Las Palmas	0	1	-	-	-	8	7	4
S-3. SE Cardones	0	0,691	-	-	-	13	11	4
S-30. SE Rapel	0	1	-	-	-	7	6	2
S-4. SE Maitencillo	0	0,879	-	-	-	17	14	5
S-5. SE Punta Colorada	0	1	-	-	-	9	6	4
S-6. SE Pan de Azúcar	0	0,508	-	-	-	12	7	4
S-7. SE Los Vilos	0	0,734	-	-	-	9	7	4
S-8. SE Nogales	0	1	-	-	-	12	8	6
S-9. SE Quillota	0	0,893	-	-	-	12	10	4
S-32. SE Mulchen	0	1	-	-	-	7	7	4
S-33. SE Lagunillas	0	0,774	-	-	-	6	4	3
S-35. SE Rahue	0	1	-	-	-	5	4	2
S-36. SE Los Maquis	0	1	-	-	-	5	5	1
S-37. SE San Andres	0	1	-	-	-	5	4	2
S-38. SE Don Goyo	0	1	-	-	-	4	3	2
N-1. SE Tarapacá	0	1	-	-	-	6	5	2
N-2. SE Lagunas	0	0,961	-	-	-	11	8	5
N-3. SE Crucero	0	1	-	-	-	19	15	6

N-4. SE Encuentro	0	1	-	-	-	14	11	4
N-5. SE Atacama	0	1	-	-	-	14	11	4
N-6. SE Domeyko	0	1	-	-	-	9	7	4
N-7. SE Escondida	0	0,513	-	-	-	11	4	3
N-8. SE Sulfuros	0	0,539	-	-	-	4	4	1
N-10. SE Nueva Zaldívar	0	1	-	-	-	8	7	4
N-11. SE Laberinto	0	1	-	-	-	13	10	5
N-12. SE El Cobre	0	1	-	-	-	8	6	1
N-13. SE Pozo Almonte	0	0,451	-	-	-	3	3	1

En el archivo denominado "Respaldo Relación de energía de Patios - energía total SE.xlsx" y sus dos vínculos "Energías CDEC_SIC_2013.xlsm" y "Energía CDEC_SING_2013.xlsx" que contienen la información de energías y que fueron confeccionadas en base a la información suministrada por el CDEC – SIC y CDEC – SING, se pueden seguir y reproducir los valores de la tabla anterior.

Adicionalmente, dado que cada componente de línea o subestación corresponde a un único propietario se agregó la información necesaria para discriminar los resultados por propietario.

Sobre la base de lo expuesto anteriormente se confeccionó una base de datos de asignación de componentes de líneas y subestaciones a los tramos del STT que contiene los siguientes campos:

- Cod. Tramo, que corresponde a una codificación propia de los Tramos del STT.
- Componente de Líneas y Subestaciones.
- Troncal, que es 1 o 0 si el Componente de Líneas y Subestaciones pertenece o no al STT.
- %Asign, que corresponde a un porcentaje de asignación o prorrata del valor cada uno de estos componentes de líneas y subestaciones a los tramos según los criterios mencionados.
- Propietario.
- Tipo Componente, que corresponde a la clasificación mencionada: 1.Línea, 1. Transformador, 2.Paño Tramo, 3.Comunes de Patio, 4.Comunes de SE, 5.Otros Paños y Máquinas.

- Tramos Troncales que corresponde a la denominación según instalaciones existentes.
- SIC-SING que corresponde a la pertenencia del Componente de Líneas y Subestaciones al SIC o SING.

La base de datos de asignación obtenida se compone de algo más de 3500 registros y se expone en el Apéndice "Base de Datos de asignación de Componentes de Líneas y Subestaciones a Tramos del STT".

En el archivo denominado "Respaldo Asignacion Comunes de SE y Comunes de Patio.xlsx" se pueden seguir y reproducir los valores de asignación obtenida de la "Base de Datos de asignación de Componentes de Líneas y Subestaciones a Tramos del STT" para los Comunes de SE y Comunes de Patio que son que requieren cálculos.

Adicionalmente, se confeccionó otra base de datos asociada que contiene una enumeración detallada de las características de los componentes. Para líneas: capacidades y corrientes nominales, tensiones, longitudes, cantidad de estructuras, vanos medios, etc. y para componentes de subestaciones: material constitutivo, superficies, etc. Esta base de datos asociada se expone en el Apéndice "Base de Datos de Caracterización de Componentes de Tramos".

Esta base de datos fue diseñada al efecto de presentar, por tramo, el inventario de Componentes de Líneas y Subestaciones correspondientes según solicitan las Bases.

En estas bases se puede observar que al momento se encuentran asignados a los tramos del STT los equipos de compensación reactiva que se consideraron troncales. La metodología para determinar su pertenencia y asignación a los tramos del STT fue la siguiente:

Para la asignación de compensación reactiva se identificó el impacto que cada equipo produce en el Sistema de Transmisión Troncal (STT). Para ello se efectuó un análisis en base a flujos de potencia para el año 2014 en condiciones de transmisión máxima hacia el norte por el sistema de 220 kV y hacia el sur por el sistema de 500 kV.

Las asignaciones de los equipos se hicieron para todos los tramos troncales del sistema eléctrico. Esto se realizó puesto las implicancias operacionales del ingreso de compensación reactiva tiene un efecto global sobre el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), por lo que se identificó su efecto en cada uno de los tramos troncales.

Los equipos de compensación reactiva que constituyen equipamiento troncal son las siguientes:

EQUIPOS DE COMPENSACIÓN ANALIZADOS	
S-1.Paño CE-1 Banco CC.EE 1	S-12.Paño BCE41 banco de CC.EE 41
S-1.Paño CE-2 Banco CC.EE 2	S-12.Paño BCE42 banco de CC.EE 42
S-1.Paño CE-3 Banco CC.EE 3	S-12.Paño BCE43 banco de CC.EE 43
S-1.Paño CE-4 Banco CC.EE 4	S-12.Paño BCE44 banco de CC.EE 44
S-1.Paño CT3- Bancos CC.EE 1-2	S-12.Paño BCE51 banco de CC.EE 51
S-1.Paño CT4- Bancos CC.EE 3-4	S-12.Paño BCE52 banco de CC.EE 52
S-1.Paño CER	S-12.Paño BCE53 banco de CC.EE 53
S-1.Paño JT6 Transformador CER	S-12.Paño BCE54 banco de CC.EE 54
S-3.Paño CE-1 Banco CC.EE 1	S-12.Paño CE-1 Banco CC.EE 1
S-3.Paño CE-2 Banco CC.EE 2	S-12.Paño CE-2 Banco CC.EE 2
S-3.Paño CT1- Bancos CC.EE 1-2	S-12.Paño CE-3 Banco CC.EE 3
S-3.Paño CER	S-12.Paño CE-4 Banco CC.EE 4
S-3.Paño JT4 Transformador CER	S-12.Paño CG Bancos CC.EE 1-2-3-4
S-4.Paño CE-3 Banco CC.EE 3	S-12.Paño JCE1 Banco CCEE
S-4.Paño CE-4 Banco CC.EE 4	S-12.Paño JCE2 Banco CCEE
S-4.Paño CER	S-15.Paño CE Bancos CC.EE 1-2-3-4
S-4.Paño CT2- Bancos CC.EE 3-4	S-15.Paño CE-1 Banco CC.EE 1
S-4.Paño JT3 Transformador CER	S-15.Paño CE-2 Banco CC.EE 2
S-6.Paño CER 1	S-15.Paño CE-3 Banco CC.EE 3
S-6.Paño CER 2	S-15.Paño CE-4 Banco CC.EE 4
S-6.Paño JT5 Transformador CER 1	S-19.Paño CE2 Banco CE 2
S-6.Paño JT6 Transformador CER 2	S-19.Paño CE3 Banco CE 3
S-10. Paño JCE1 Banco CC.EE.	S-19.Paño CE4 Banco CE 4
S-11.Paño CE-1 Banco CC.EE 1	S-19.Paño CG- Bancos CC.EE 3-4
S-11.Paño CE-2 Banco CC.EE 2	S-24.Paño CER
S-11.Paño CE-3 Banco CC.EE 3	S-24.Paño JT4 Transformador CER
S-11.Paño CT3 Bancos CC.EE 1-2-3	S-25.Paño JCP1 Banco CCEE 60 MVar 1
S-11.Paño CER	S-25.Paño JCP2 Banco CCEE 60 MVar 2
S-11.Paño JT4 Transformador CER	S-25.Paño JCP3 Banco CCEE 60 MVar 3
	S-25.Paño JCP4 Banco CCEE 60 MVar 4

A modo de ejemplo, se presentan las asignaciones de los equipos de compensación reactiva para los tramos TSIC-01 Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II y TSCI 02 Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II:

COMPENSACIÓN	ANCOA 500->ALTO JAHUEL 500 II	ALTO JAHUEL 500->POLPAICO 500 II
	TSIC-01	TSIC-02
S-1.Paño CE-1 Banco CC.EE 1	0.0000%	0.0000%
S-1.Paño CE-2 Banco CC.EE 2	0.0000%	0.0000%
S-1.Paño CE-3 Banco CC.EE 3	0.0000%	0.0000%
S-1.Paño CE-4 Banco CC.EE 4	0.0000%	0.0000%
S-1.Paño CT3- Bancos CC.EE 1-2	0.0000%	0.0000%
S-1.Paño CT4- Bancos CC.EE 3-4	0.0000%	0.0000%
S-1.Paño CER	0.0000%	0.0000%
S-1.Paño JT6 Transformador CER	0.0000%	0.0000%
S-3.Paño CE-1 Banco CC.EE 1	0.1978%	0.1953%
S-3.Paño CE-2 Banco CC.EE 2	0.1978%	0.1953%
S-3.Paño CT1- Bancos CC.EE 1-2	0.0000%	0.0000%
S-3.Paño CER	0.0000%	0.0000%
S-3.Paño JT4 Transformador CER	0.0000%	0.0000%
S-4.Paño CE-3 Banco CC.EE 3	0.0000%	0.0000%
S-4.Paño CE-4 Banco CC.EE 4	0.0000%	0.0000%

S-4.Paño CER	0.0000%	0.0000%
S-4.Paño CT2- Bancos CC.EE 3-4	0.0000%	0.0000%
S-4.Paño JT3 Transformador CER	0.0000%	0.0000%
S-6.Paño CER 1	0.9773%	0.9862%
S-6.Paño CER 2	0.9773%	0.9862%
S-6.Paño JT5 Transformador CER 1	0.9773%	0.9862%
S-6.Paño JT6 Transformador CER 2	0.9773%	0.9862%
S-10. Paño JCE1 Banco CC.EE.	11.7825%	12.0940%
S-11.Paño CE-1 Banco CC.EE 1	9.4279%	0.0000%
S-11.Paño CE-2 Banco CC.EE 2	9.4279%	0.0000%
S-11.Paño CE-3 Banco CC.EE 3	9.4279%	0.0000%
S-11.Paño CT3 Bancos CC.EE 1-2-3	9.4279%	0.0000%
S-11.Paño CER	9.4124%	0.0000%
S-11.Paño JT4 Transformador CER	9.4124%	0.0000%
S-12.Paño BCE41 banco de CC.EE 41	7.3833%	0.0000%
S-12.Paño BCE42 banco de CC.EE 42	7.3833%	0.0000%
S-12.Paño BCE43 banco de CC.EE 43	7.3833%	0.0000%
S-12.Paño BCE44 banco de CC.EE 44	7.3833%	0.0000%
S-12.Paño BCE51 banco de CC.EE 51	7.3833%	0.0000%
S-12.Paño BCE52 banco de CC.EE 52	7.3833%	0.0000%
S-12.Paño BCE53 banco de CC.EE 53	7.3833%	0.0000%
S-12.Paño BCE54 banco de CC.EE 54	7.3833%	0.0000%
S-12.Paño CE-1 Banco CC.EE 1	0.0000%	3.5827%
S-12.Paño CE-2 Banco CC.EE 2	0.0000%	3.5827%
S-12.Paño CE-3 Banco CC.EE 3	0.0000%	3.5827%
S-12.Paño CE-4 Banco CC.EE 4	0.0000%	3.5827%
S-12.Paño CG Bancos CC.EE 1-2-3-4	9.0527%	0.0000%
S-12.Paño JCE1 Banco CCEE	0.0000%	4.1405%
S-12.Paño JCE2 Banco CCEE	0.0000%	4.1405%
S-15.Paño CE Bancos CC.EE 1-2-3-4	0.0000%	4.6186%
S-15.Paño CE-1 Banco CC.EE 1	0.0000%	4.3174%
S-15.Paño CE-2 Banco CC.EE 2	0.0000%	4.3174%
S-15.Paño CE-3 Banco CC.EE 3	0.0000%	4.3174%
S-15.Paño CE-4 Banco CC.EE 4	0.0000%	4.3174%
S-19.Paño CE2 Banco CE 2	0.0000%	5.7690%
S-19.Paño CE3 Banco CE 3	0.0000%	5.7690%
S-19.Paño CE4 Banco CE 4	0.0000%	5.7690%
S-19.Paño CG- Bancos CC.EE 3-4	0.0000%	6.1080%
S-24.Paño CER	0.0000%	3.1998%
S-24.Paño JT4 Transformador CER	0.0000%	3.1998%
S-25.Paño JCP1 Banco CCEE 60 MVar 1	3.9517%	0.0000%
S-25.Paño JCP2 Banco CCEE 60 MVar 2	3.9517%	0.0000%
S-25.Paño JCP3 Banco CCEE 60 MVar 3	3.9517%	0.0000%
S-25.Paño JCP4 Banco CCEE 60 MVar 4	3.9517%	0.0000%

4. RESULTADOS DE VI Y AVI POR TRAMO Y PROPIETARIO

Agrupando los registros de la base de datos de asignación se obtiene el VI y AVI por tramo, por propietarios y sistema SIC - SING según se expone en los siguientes cuadros.

Resultados VI:

SIC			Propietario						
Id Tramo	Nombre Troncal	TOTAL	Transelect	CTNC	Colbun	HGV	San Andres	P.E. El Arrayan	CDA
TSIC-01	Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II	100.411.814,74	100.172.847,59	-	238.967,15	-	-	-	-
TSIC-02	Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II	28.295.210,78	28.295.210,78	-	-	-	-	-	-
TSIC-03	Ancoa 500->Alto Jahuel 500 I	91.414.653,13	91.414.653,13	-	-	-	-	-	-
TSIC-04	Alto Jahuel 500->Polpaico 500 I	37.864.827,00	37.705.332,82	-	159.494,19	-	-	-	-
TSIC-05	Charrua 500->Ancoa 500 I	77.631.336,90	77.631.336,90	-	-	-	-	-	-
TSIC-06	Charrua 500->Ancoa 500 II	88.647.461,28	88.647.461,28	-	-	-	-	-	-
TSIC-07	Diego de Almagro 220->Carrera Pinto 220 I	15.124.720,00	15.124.422,44	-	297,56	-	-	-	-
TSIC-08a	Carrera Pinto 220->San Andres 220 I	13.210.433,08	11.367.848,61	-	286,74	-	1.842.297,72	-	-
TSIC-08b	San Andres 220->Cardones 220 I	11.551.600,38	9.459.812,31	138.231,52	278,45	-	1.953.278,10	-	-
TSIC-09	Maitencillo 220->Cardones 220 I	19.938.160,88	19.610.888,13	326.498,85	773,91	-	-	-	-
TSIC-10	Maitencillo 220->Cardones 220 II	16.904.020,44	4.470.426,61	12.432.867,41	726,42	-	-	-	-
TSIC-11	Maitencillo 220->Cardones 220 III	17.418.913,54	4.470.426,61	12.947.760,52	726,42	-	-	-	-
TSIC-12	Maitencillo 220->Punta Colorada 220 I	13.916.510,63	13.728.243,30	188.267,32	-	-	-	-	-
TSIC-13	Maitencillo 220->Punta Colorada 220 II	13.899.227,09	13.710.959,77	188.267,32	-	-	-	-	-
TSIC-14	Punta Colorada 220->Pan de Azucar 220 I	19.103.015,65	19.099.877,34	-	3.138,31	-	-	-	-
TSIC-15	Punta Colorada 220->Pan de Azucar 220 II	19.090.239,22	19.087.100,91	-	3.138,31	-	-	-	-
TSIC-16	Pan de Azucar 220->Monte Redondo 220 II	4.640.301,81	4.629.304,23	-	10.997,58	-	-	-	-
TSIC-17	Monte Redondo 220->Las Palmas 220 II	13.161.416,89	13.151.049,34	-	10.367,55	-	-	-	-
TSIC-18	Talinay 220->Las Palmas 220 I	6.316.042,59	6.305.495,16	-	10.547,43	-	-	-	-

TSIC-19a	Pan de Azucar 220->Don Goyo 220 I	10.432.768,54	8.655.967,69	-	11.040,48	-	-	1.765.760,37	-
TSIC-19b	Don Goyo 220->Talinay 220 I	5.754.139,11	4.068.114,31	-	10.758,51	-	-	1.675.266,29	-
TSIC-20	Las Palmas 220->Los Vilos 220 I	12.065.046,68	12.065.046,68	-	-	-	-	-	-
TSIC-21	Las Palmas 220->Los Vilos 220 II	11.954.392,30	11.954.392,30	-	-	-	-	-	-
TSIC-22	Los Vilos 220->Nogales 220 I	13.856.490,62	13.856.490,62	-	-	-	-	-	-
TSIC-23	Los Vilos 220->Nogales 220 II	13.856.490,62	13.856.490,62	-	-	-	-	-	-
TSIC-24	Nogales 220->Quillota 220 I	8.172.055,63	8.156.053,11	-	16.002,52	-	-	-	-
TSIC-25	Nogales 220->Quillota 220 II	8.153.076,18	8.137.073,66	-	16.002,52	-	-	-	-
TSIC-26	Nogales 220->Polpaico 220 I	3.246.427,49	3.166.664,13	-	79.763,36	-	-	-	-
TSIC-27	Nogales 220->Polpaico 220 II	3.246.427,49	3.166.664,13	-	79.763,36	-	-	-	-
TSIC-28	Quillota 220->Polpaico 220 I	15.819.878,15	15.819.878,15	-	-	-	-	-	-
TSIC-29	Quillota 220->Polpaico 220 II	15.738.689,29	15.738.689,29	-	-	-	-	-	-
TSIC-30	Colbun 220->Candelaria 220 I	27.555.698,11	316.906,41	-	27.238.791,69	-	-	-	-
TSIC-31	Colbun 220->Candelaria 220 II	27.602.748,34	316.906,39	-	27.285.841,95	-	-	-	-
TSIC-32	Candelaria 220->Maipo 220 I	8.868.961,42	346.494,79	-	8.522.466,63	-	-	-	-
TSIC-33	Candelaria 220->Maipo 220 II	9.065.529,59	346.494,79	-	8.719.034,81	-	-	-	-
TSIC-34	Maipo 220->Alto Jahuel 220 I	4.671.802,25	1.889.050,84	-	2.782.751,41	-	-	-	-
TSIC-35	Maipo 220->Alto Jahuel 220 II	4.067.818,62	2.509.096,09	-	1.558.722,53	-	-	-	-
TSIC-36	Colbun 220->Ancoa 220	4.261.304,09	2.508.835,49	-	1.752.468,60	-	-	-	-
TSIC-37	Lampa 220->Polpaico 220 I	3.613.588,68	3.613.588,68	-	-	-	-	-	-
TSIC-38	Cerro Navia 220 Dsf->Polpaico 220 II	10.345.037,39	10.266.183,05	-	78.854,34	-	-	-	-
TSIC-39	Cerro Navia 220 Dsf->Lampa 220 I	5.601.661,99	5.601.661,99	-	-	-	-	-	-
TSIC-41	Chena 220->Cerro Navia 220 I	7.745.509,74	6.028.259,28	-	1.717.250,47	-	-	-	-
TSIC-42	Chena 220->Cerro Navia 220 II	7.746.726,09	5.974.519,72	-	1.772.206,37	-	-	-	-
TSIC-43	Chena 220->Alto Jahuel 220 III	7.944.433,54	6.640.417,40	-	1.304.016,14	-	-	-	-
TSIC-44	Chena 220->Alto Jahuel 220 IV	7.953.360,33	6.739.421,27	-	1.213.939,06	-	-	-	-

TSIC-45	Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 I	3.685.833,47	3.685.833,47	-	-	-	-	-	-
TSIC-46	El Rodeo 220->Chena 220 I	6.354.072,60	4.971.397,67	-	1.382.674,93	-	-	-	-
TSIC-47	Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 II	3.775.582,42	3.775.582,42	-	-	-	-	-	-
TSIC-48	El Rodeo 220->Chena 220 II	6.341.773,57	4.949.226,00	-	1.392.547,58	-	-	-	-
TSIC-49	Rapel 220->Alto Melipilla 220 I	6.711.778,01	6.657.440,57	-	54.337,44	-	-	-	-
TSIC-50	Rapel 220->Alto Melipilla 220 II	6.679.340,07	6.626.531,16	-	52.808,91	-	-	-	-
TSIC-51	Alto Melipilla 220->Cerro Navia 220 I	7.629.409,25	7.629.409,25	-	-	-	-	-	-
TSIC-52	Alto Melipilla 220->Cerro Navia 220 II	8.556.225,40	8.505.011,89	-	51.213,50	-	-	-	-
TSIC-53	Ancoa 220->Itahue 220 I	12.753.750,30	12.753.750,30	-	-	-	-	-	-
TSIC-54	Ancoa 220->Itahue 220 II	12.586.982,77	12.586.982,77	-	-	-	-	-	-
TSIC-58	Charrua -220->Hualpen 220	28.315.424,52	28.315.424,52	-	-	-	-	-	-
TSIC-59	Charrua 220->Tap Laja 220	4.531.476,28	4.531.476,28	-	-	-	-	-	-
TSIC-60	Tap Laja 220->Temuco 220	24.998.479,98	24.989.182,07	-	9.297,91	-	-	-	-
TSIC-61	Charrua 220->Lagunilla 220 I	21.326.899,23	21.326.899,23	-	-	-	-	-	-
TSIC-63	Lagunilla 220->Hualpen 220	11.969.376,41	11.969.376,41	-	-	-	-	-	-
TSIC-64	Charrua 220->Mulchen 220 I	2.754.521,19	1.264.443,82	-	1.490.077,37	-	-	-	-
TSIC-65	Charrua 220->Mulchen 220 II	2.787.728,36	1.264.450,11	-	1.523.278,26	-	-	-	-
TSIC-66	Mulchen 220->Cautin 220 I	2.944.315,01	1.497.875,57	-	1.446.439,44	-	-	-	-
TSIC-67	Mulchen 220->Cautin 220 II	3.000.799,46	1.497.875,57	-	1.502.923,88	-	-	-	-
TSIC-68	Temuco 220->Cautin 220 I	4.910.761,74	4.910.761,74	-	-	-	-	-	-
TSIC-69	Temuco 220->Cautin 220 II	4.928.893,95	4.928.893,95	-	-	-	-	-	-
TSIC-70	Cautin 220->Ciruelos 220 II	5.353.603,98	5.353.603,98	-	-	-	-	-	-
TSIC-71	Ciruelos 220->Valdivia 220 II	17.121.204,03	17.118.134,25	-	3.069,78	-	-	-	-
TSIC-72	Valdivia 220->Cautin 220 I	19.090.807,61	19.090.807,61	-	-	-	-	-	-
TSIC-73	Valdivia 220->Rahue 220 I	26.354.031,07	26.349.057,53	-	4.973,53	-	-	-	-
TSIC-74	Rahue 220->Puerto Montt 220 I	18.658.781,02	18.658.781,02	-	-	-	-	-	-

TSIC-75a	Valdivia 220->Pichirrahue 220 II	23.408.088,35	23.408.088,35	-	-	-	-	-	-
TSIC-75b	Pichirrahue 220->Puerto Montt 220 II	14.030.795,64	14.030.795,64	-	-	-	-	-	-
TSIC-76	Polpaico 500->Polpaico 220 I	23.877.246,10	23.877.246,10	-	-	-	-	-	-
TSIC-77	Polpaico 500->Polpaico 220 II	25.695.556,14	25.695.556,14	-	-	-	-	-	-
TSIC-78	Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 I	25.498.104,60	22.740.133,88	-	2.757.970,72	-	-	-	-
TSIC-79	Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 II	22.378.544,26	22.044.735,85	-	333.808,41	-	-	-	-
TSIC-80	Ancoa 500->Ancoa 220 I	20.841.305,51	20.841.305,51	-	-	-	-	-	-
TSIC-81	Charrua 220->Charrua 500 I	24.428.752,30	24.428.752,30	-	-	-	-	-	-
TSIC-82	Charrua 220->Charrua 500 II	24.639.796,61	24.639.796,61	-	-	-	-	-	-
TSIC-83	Charrua 220->Charrua 500 III	23.053.372,37	23.053.372,37	-	-	-	-	-	-
TSIC-84	Polpaico 220->Los Maquis 220	10.966.344,43	1.482.678,86	-	8.275.993,19	1.207.672,38	-	-	-
TSIC-85	Polpaico 220->El Llano 220	6.545.296,80	1.449.448,34	-	-	-	-	-	5.095.848,46
TSIC-86	Los Maquis 220-> El Llano 220	6.123.059,95	16.089,10	-	5.147.065,94	959.904,92	-	-	-

Archivo: VI_y_COMA_por_PROPIETARIO.xlsx, hoja: VI TRAMO

SING			Propietario							
Id Tramo	Nombre Troncal	TOTAL	Transec N	E-CL	AES GENER	NORGENER	M Escondida	M Zaldívar	M Gaby	
TSING-01	Tarapacá 220->Lagunas 220 I	9.346.166,79	9.346.166,79	-	-	-	-	-	-	
TSING-02	Tarapacá 220->Lagunas 220 II	9.458.886,57	9.458.886,57	-	-	-	-	-	-	
TSING-03	Crucero 220->Lagunas 220 II	21.284.543,12	19.427.910,97	1.856.632,15	-	-	-	-	-	
TSING-04	Crucero 220->Nueva Victoria 220 I	22.029.416,02	20.211.202,60	1.818.213,42	-	-	-	-	-	
TSING-05	Nueva Victoria 220->Lagunas 220 I	4.653.093,74	4.653.093,74	-	-	-	-	-	-	

TSING-06	Crucero 220->Encuentro 220 I	4.062.850,64	2.083.335,50	1.979.515,14	-	-	-	-	-
TSING-07	Crucero 220->Encuentro 220 II	4.546.705,85	2.569.431,43	1.977.274,42	-	-	-	-	-
TSING-08	Atacama 220->Encuentro 220 I	18.049.937,73	17.886.441,29	163.496,45	-	-	-	-	-
TSING-09	Atacama 220->Encuentro 220 II	17.991.062,92	17.827.566,48	163.496,45	-	-	-	-	-
TSING-10	Atacama 220->Domeyko 220 I	23.074.086,46	2.814.423,46	-	-	-	20.259.663,00	-	-
TSING-11	Atacama 220->Domeyko 220 II	23.094.265,20	2.834.602,20	-	-	-	20.259.663,00	-	-
TSING-12	Domeyko 220->Escondida 220	3.733.506,07	1.248.931,53	-	-	-	2.484.574,54	-	-
TSING-13	Domeyko 220->Sulfuros 220	2.543.269,85	1.268.641,49	-	-	-	1.274.628,37	-	-
TSING-14	Nueva Zaldívar 220->Escondida 220	4.530.433,28	-	-	1.176.794,40	-	3.353.638,88	-	-
TSING-15	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 I	26.213.904,71	-	-	1.176.794,40	1.375.188,01	23.661.922,30	-	-
TSING-16	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 II	26.167.548,54	-	-	1.146.074,93	1.359.551,30	-	23.661.922,30	-
TSING-17	Laberinto 220->El Cobre 220	3.258.899,46	-	1.596.427,73	-	1.349.371,73	-	-	313.100,00
TSING-18	Crucero 220->Laberinto 220 I	34.985.002,53	117.313,44	1.806.138,30	-	1.502.544,52	31.559.006,27	-	-
TSING-19	Crucero 220->Laberinto 220 II	37.403.267,51	117.313,44	1.806.138,30	-	1.486.259,00	-	33.993.556,77	-
TSING-20	Lagunas 220->Pozo Almonte 220	13.185.626,98	969.992,59	12.215.634,39	-	-	-	-	-

Archivo: VI_y_COMA_por_PROPIETARIO.xlsx, hoja: VI TRAMO

Resultados AVI:

SIC	Nombre Troncal	TOTAL	Propietario						
			Transec	CTNC	Colbun	HGV	San Andres	P.E. El Arrayan	CDA
TSIC-01	Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II	10.151.424,81	10.127.105,03	-	24.319,79	-	-	-	-
TSIC-02	Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II	2.861.808,13	2.861.808,13	-	-	-	-	-	-
TSIC-03	Ancoa 500->Alto Jahuel 500 I	9.262.107,41	9.262.107,41	-	-	-	-	-	-
TSIC-04	Alto Jahuel 500->Polpaico 500 I	3.843.062,19	3.826.830,40	-	16.231,79	-	-	-	-

TSIC-05	Charrua 500->Ancoa 500 I	7.879.691,73	7.879.691,73	-	-	-	-	-	-
TSIC-06	Charrua 500->Ancoa 500 II	9.049.283,30	9.049.283,30	-	-	-	-	-	-
TSIC-07	Diego de Almagro 220->Carrera Pinto 220 I	1.535.510,41	1.535.480,13	-	30,28	-	-	-	-
TSIC-08a	Carrera Pinto 220->San Andres 220 I	1.343.095,74	1.153.319,71	-	29,18	-	189.746,85	-	-
TSIC-08b	San Andres 220->Cardones 220 I	1.177.031,62	960.692,08	13.715,09	28,34	-	202.596,12	-	-
TSIC-09	Maitencillo 220->Cardones 220 I	2.018.556,24	1.985.958,63	32.518,85	78,76	-	-	-	-
TSIC-10	Maitencillo 220->Cardones 220 II	1.715.457,17	455.779,50	1.259.603,75	73,93	-	-	-	-
TSIC-11	Maitencillo 220->Cardones 220 III	1.769.237,94	455.779,50	1.313.384,51	73,93	-	-	-	-
TSIC-12	Maitencillo 220->Punta Colorada 220 I	1.415.203,56	1.396.399,80	18.803,76	-	-	-	-	-
TSIC-13	Maitencillo 220->Punta Colorada 220 II	1.413.972,90	1.395.169,14	18.803,76	-	-	-	-	-
TSIC-14	Punta Colorada 220->Pan de Azucar 220 I	1.941.460,97	1.941.141,58	-	319,39	-	-	-	-
TSIC-15	Punta Colorada 220->Pan de Azucar 220 II	1.939.978,67	1.939.659,28	-	319,39	-	-	-	-
TSIC-16	Pan de Azucar 220->Monte Redondo 220 II	471.250,88	470.131,65	-	1.119,23	-	-	-	-
TSIC-17	Monte Redondo 220->Las Palmas 220 II	1.328.913,93	1.327.858,82	-	1.055,11	-	-	-	-
TSIC-18	Talinay 220->Las Palmas 220 I	640.169,29	639.095,87	-	1.073,42	-	-	-	-
TSIC-19a	Pan de Azucar 220->Don Goyo 220 I	1.059.583,31	875.564,57	-	1.123,59	-	-	182.895,14	-
TSIC-19b	Don Goyo 220->Talinay 220 I	584.756,55	411.066,65	-	1.094,90	-	-	172.595,00	-
TSIC-20	Las Palmas 220->Los Vilos 220 I	1.224.398,88	1.224.398,88	-	-	-	-	-	-
TSIC-21	Las Palmas 220->Los Vilos 220 II	1.211.990,98	1.211.990,98	-	-	-	-	-	-
TSIC-22	Los Vilos 220->Nogales 220 I	1.405.029,24	1.405.029,24	-	-	-	-	-	-
TSIC-23	Los Vilos 220->Nogales 220 II	1.405.029,24	1.405.029,24	-	-	-	-	-	-
TSIC-24	Nogales 220->Quillota 220 I	832.809,30	831.180,71	-	1.628,58	-	-	-	-
TSIC-25	Nogales 220->Quillota 220 II	830.225,22	828.596,63	-	1.628,58	-	-	-	-

TSIC-26	Nogales 220->Polpaico 220 I	331.521,43	323.403,88	-	8.117,55	-	-	-	-
TSIC-27	Nogales 220->Polpaico 220 II	331.521,43	323.403,88	-	8.117,55	-	-	-	-
TSIC-28	Quillota 220->Polpaico 220 I	1.607.365,74	1.607.365,74	-	-	-	-	-	-
TSIC-29	Quillota 220->Polpaico 220 II	1.598.665,56	1.598.665,56	-	-	-	-	-	-
TSIC-30	Colbun 220->Candelaria 220 I	2.778.780,09	32.373,53	-	2.746.406,56	-	-	-	-
TSIC-31	Colbun 220->Candelaria 220 II	2.784.413,31	32.373,52	-	2.752.039,79	-	-	-	-
TSIC-32	Candelaria 220->Maipo 220 I	900.463,58	35.395,13	-	865.068,45	-	-	-	-
TSIC-33	Candelaria 220->Maipo 220 II	921.013,43	35.395,13	-	885.618,30	-	-	-	-
TSIC-34	Maipo 220->Alto Jahuel 220 I	480.478,65	196.831,95	-	283.646,70	-	-	-	-
TSIC-35	Maipo 220->Alto Jahuel 220 II	418.934,07	259.600,91	-	159.333,16	-	-	-	-
TSIC-36	Colbun 220->Ancoa 220	433.548,74	255.324,21	-	178.224,53	-	-	-	-
TSIC-37	Lampa 220->Polpaico 220 I	370.571,02	370.571,02	-	-	-	-	-	-
TSIC-38	Cerro Navia 220 Dsf->Polpaico 220 II	1.054.520,62	1.046.495,58	-	8.025,04	-	-	-	-
TSIC-39	Cerro Navia 220 Dsf->Lampa 220 I	569.228,05	569.228,05	-	-	-	-	-	-
TSIC-41	Chena 220->Cerro Navia 220 I	792.892,53	613.423,42	-	179.469,10	-	-	-	-
TSIC-42	Chena 220->Cerro Navia 220 II	793.013,36	607.963,39	-	185.049,98	-	-	-	-
TSIC-43	Chena 220->Alto Jahuel 220 III	812.890,97	675.445,37	-	137.445,60	-	-	-	-
TSIC-44	Chena 220->Alto Jahuel 220 IV	812.582,77	687.147,68	-	125.435,09	-	-	-	-
TSIC-45	Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 I	377.343,02	377.343,02	-	-	-	-	-	-
TSIC-46	El Rodeo 220->Chena 220 I	646.011,51	501.856,05	-	144.155,46	-	-	-	-
TSIC-47	Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 II	386.490,32	386.490,32	-	-	-	-	-	-
TSIC-48	El Rodeo 220->Chena 220 II	644.752,18	499.599,78	-	145.152,40	-	-	-	-
TSIC-49	Rapel 220->Alto Melipilla 220 I	679.957,46	674.427,52	-	5.529,94	-	-	-	-
TSIC-50	Rapel 220->Alto Melipilla 220 II	676.651,82	671.277,44	-	5.374,39	-	-	-	-
TSIC-51	Alto Melipilla 220->Cerro Navia 220 I	770.846,36	770.846,36	-	-	-	-	-	-

TSIC-52	Alto Melipilla 220->Cerro Navia 220 II	865.238,87	860.026,85	-	5.212,02	-	-	-	-
TSIC-53	Ancoa 220->Itahue 220 I	1.296.855,06	1.296.855,06	-	-	-	-	-	-
TSIC-54	Ancoa 220->Itahue 220 II	1.279.882,12	1.279.882,12	-	-	-	-	-	-
TSIC-58	Charrua -220->Hualpen 220	2.855.606,16	2.855.606,16	-	-	-	-	-	-
TSIC-59	Charrua 220->Tap Laja 220	463.522,67	463.522,67	-	-	-	-	-	-
TSIC-60	Tap Laja 220->Temuco 220	2.520.217,25	2.519.271,00	-	946,25	-	-	-	-
TSIC-61	Charrua 220->Lagunilla 220 I	2.152.839,93	2.152.839,93	-	-	-	-	-	-
TSIC-63	Lagunilla 220->Hualpen 220	1.208.812,97	1.208.812,97	-	-	-	-	-	-
TSIC-64	Charrua 220->Mulchen 220 I	283.205,44	129.734,58	-	153.470,85	-	-	-	-
TSIC-65	Charrua 220->Mulchen 220 II	286.563,62	129.735,22	-	156.828,40	-	-	-	-
TSIC-66	Mulchen 220->Cautin 220 I	303.092,44	154.072,79	-	149.019,65	-	-	-	-
TSIC-67	Mulchen 220->Cautin 220 II	308.826,91	154.072,79	-	154.754,12	-	-	-	-
TSIC-68	Temuco 220->Cautin 220 I	507.406,90	507.406,90	-	-	-	-	-	-
TSIC-69	Temuco 220->Cautin 220 II	508.361,98	508.361,98	-	-	-	-	-	-
TSIC-70	Cautin 220->Ciruelos 220 II	554.951,75	554.951,75	-	-	-	-	-	-
TSIC-71	Ciruelos 220->Valdivia 220 II	1.733.464,79	1.733.152,38	-	312,41	-	-	-	-
TSIC-72	Valdivia 220->Cautin 220 I	1.936.579,27	1.936.579,27	-	-	-	-	-	-
TSIC-73	Valdivia 220->Rahue 220 I	2.661.277,68	2.660.771,52	-	506,16	-	-	-	-
TSIC-74	Rahue 220->Puerto Montt 220 I	1.890.882,16	1.890.882,16	-	-	-	-	-	-
TSIC-75a	Valdivia 220->Pichirrahue 220 II	2.360.912,72	2.360.912,72	-	-	-	-	-	-
TSIC-75b	Pichirrahue 220->Puerto Montt 220 II	1.418.324,38	1.418.324,38	-	-	-	-	-	-
TSIC-76	Polpaico 500->Polpaico 220 I	2.436.459,42	2.436.459,42	-	-	-	-	-	-
TSIC-77	Polpaico 500->Polpaico 220 II	2.679.615,63	2.679.615,63	-	-	-	-	-	-
TSIC-78	Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 I	2.659.781,27	2.379.101,42	-	280.679,85	-	-	-	-
TSIC-79	Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 II	2.341.799,05	2.307.827,22	-	33.971,82	-	-	-	-
TSIC-80	Ancoa 500->Ancoa 220 I	2.189.758,39	2.189.758,39	-	-	-	-	-	-

TSIC-81	Charrua 220->Charrua 500 I	2.559.154,45	2.559.154,45	-	-	-	-	-	-
TSIC-82	Charrua 220->Charrua 500 II	2.575.718,89	2.575.718,89	-	-	-	-	-	-
TSIC-83	Charrua 220->Charrua 500 III	2.417.253,15	2.417.253,15	-	-	-	-	-	-
TSIC-84	Polpaico 220->Los Maquis 220	1.112.343,25	153.705,46	-	833.539,78	125.098,02	-	-	-
TSIC-85	Polpaico 220->El Llano 220	663.215,34	150.329,54	-	-	-	-	-	512.885,79
TSIC-86	Los Maquis 220-> El Llano 220	619.757,00	1.642,82	-	518.754,10	99.360,08	-	-	-

Archivo: VI_y_COMA_por_PROPIETARIO.xlsx, hoja: AVI TRAMO

SING			Propietario							
Id Tramo	Nombre Troncal	TOTAL	Transec N	E-CL	AES GENER	NORGENER	M Escondida	M Zaldívar	M Gaby	
TSING-01	Tarapacá 220->Lagunas 220 I	953.105,01	953.105,01	-	-	-	-	-	-	
TSING-02	Tarapacá 220->Lagunas 220 II	964.585,49	964.585,49	-	-	-	-	-	-	
TSING-03	Crucero 220->Lagunas 220 II	2.156.339,85	1.964.786,62	191.553,24	-	-	-	-	-	
TSING-04	Crucero 220->Nueva Victoria 220 I	2.222.724,42	2.035.752,97	186.971,46	-	-	-	-	-	
TSING-05	Nueva Victoria 220->Lagunas 220 I	477.652,82	477.652,82	-	-	-	-	-	-	
TSING-06	Crucero 220->Encuentro 220 I	416.751,92	213.012,73	203.739,19	-	-	-	-	-	
TSING-07	Crucero 220->Encuentro 220 II	466.460,36	262.001,78	204.458,58	-	-	-	-	-	
TSING-08	Atacama 220->Encuentro 220 I	1.823.598,86	1.806.893,04	16.705,83	-	-	-	-	-	
TSING-09	Atacama 220->Encuentro 220 II	1.817.738,36	1.801.032,53	16.705,83	-	-	-	-	-	
TSING-10	Atacama 220->Domeyko 220 I	2.327.292,81	288.337,81	-	-	-	2.038.955,00	-	-	
TSING-11	Atacama 220->Domeyko 220 II	2.329.331,31	290.376,31	-	-	-	2.038.955,00	-	-	
TSING-12	Domeyko 220->Escondida 220	379.263,75	127.274,64	-	-	-	251.989,12	-	-	

TSING-13	Domeyko 220->Sulfuros 220	258.593,38	129.278,11	-	-	-	129.315,28	-	-
TSING-14	Nueva Zaldívar 220->Escondida 220	459.457,64	-	-	119.910,79	-	339.546,85	-	-
TSING-15	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 I	2.641.505,04	-	-	119.910,79	140.338,69	2.381.255,57	-	-
TSING-16	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 II	2.636.791,71	-	-	116.788,82	138.747,32	-	2.381.255,57	-
TSING-17	Laberinto 220->El Cobre 220	331.701,40	-	162.462,63	-	137.713,77	-	-	31.525,00
TSING-18	Crucero 220->Laberinto 220 I	3.529.683,79	11.995,67	186.451,99	-	155.801,05	3.175.435,09	-	-
TSING-19	Crucero 220->Laberinto 220 II	3.773.530,09	11.995,67	186.451,99	-	154.144,07	-	3.420.938,37	-
TSING-20	Lagunas 220->Pozo Almonte 220	1.341.727,33	98.457,50	1.243.269,83	-	-	-	-	-

Archivo: VI_y_COMA_por_PROPIETARIO.xlsx, hoja: AVI TRAMO

5. VALORIZACION DE LABORES DE AMPLIACIÓN

5.1.1 Normas aplicables y metodología

5.1.1.1 Definiciones de las bases técnicas

Las bases técnicas del presente estudio establecen:

“Respecto de la determinación del V.I. de las instalaciones identificadas por el Consultor como pertenecientes al sistema troncal inicial y que fueron objeto de ampliaciones a que hace referencia el artículo 94° de la Ley, el Consultor determinará el V.I. de la obra ampliada como una obra en sí misma, dándoles el mismo tratamiento de las demás instalaciones troncales iniciales.

No obstante, el Consultor deberá considerar de manera separada al V.I. de las instalaciones señaladas precedentemente, un V.I. de labores de ampliación, asociado a los costos propios de las ampliaciones realizadas, no considerados en el V.I. de dichas instalaciones, tales como costos asociados a labores de desmontaje, a faenas en instalaciones energizadas, costos por construcción de variantes provisionarias, etc. Los recursos utilizados en estas labores deberán ser los mínimos necesarios para construir la obra de ampliación, en cumplimiento de las disposiciones de seguridad y calidad de servicio, así como del resto de la normativa vigente. La valorización de las labores de ampliación deberá considerar los precios vigentes al momento de adjudicación de las licitaciones de ampliación, actualizados por IPC a la fecha de referencia del Estudio, esto es el 31 de diciembre de 2013. Al V.I. de las labores de ampliación resultante, el Consultor deberá descontar el monto recuperado hasta la fecha de término de vigencia del Decreto N° 62 de 2011 del Ministerio de Energía el cual será estimado a partir de dicho V.I. y de la vida útil de las ampliaciones correspondientes. El V.I. resultante (una vez descontado el monto recuperado) deberá ser anualizado, debiendo ser recuperado en los 4 años del cuatrienio tarifario a que se refiere el Estudio (2015-2018).”

5.1.1.2 Metodología de valorización

Para determinar el monto de las labores de ampliación se recibió, a través de los CDEC's, los VI definitivos resultantes de las licitaciones de ampliación, con el desglose de suministros y tareas y sus precios directos e indirectos asociados.

Estos montos asociados a cada ampliación, resultantes según lo exigido por la regulación vigente, provienen de un proceso de licitación pública abierta y transparente auditable por la Superintendencia y representan el mínimo costo en condiciones de ambiente competitivo a que una empresa contratista puede construirla teniendo en cuenta todas las dificultades y labores adicionales que su condición de ampliación implica.

A partir de la información recibida se identificaron las tareas y costos asociados a las labores de ampliación para cada una de las licitaciones. Se confeccionó una base de datos que incluyó los siguientes campos:

- Contrato: número de contrato.
- Descripción: descripción del contrato (nombre de la obra).
- Nro: número de tarea considerada como labor de ampliación informada.
- Tareas: descripción de la tarea considerada como labor de ampliación.
- Unidad: unidad de la tarea considerada como labor de ampliación.
- Precio: precio de la tarea considerada como labor de ampliación.
- Fecha: fecha del contrato.
- Precio total: monto total del contrato.
- Precio indirectos: monto total de los costos indirectos del contrato.
- Porcentaje: afectación estimada del costo de la tarea como labor de ampliación. Por ejemplo si la descripción de la tarea es indudablemente una labor de ampliación la afectación es 100% y si la descripción indica desmontajes y montajes la afectación es menor al 100%.
- Precio LA: precio de la labor de ampliación que es el precio de la tarea por el porcentaje de afectación más la prorrata de indirectos.

Con la información de dicha base de datos se determinó el monto de las labores de ampliación de cada licitación como la suma de los costos de cada una de las tareas de ampliación informadas.

La valorización de estas labores de ampliación considera los precios vigentes al momento de adjudicación de las licitaciones de ampliación y fueron actualizados por IPC a la fecha de referencia de este Estudio que es el 31 de diciembre de 2013.

Luego para calcular el VI de las labores de ampliación resultante se descontó el monto recuperado hasta la fecha de término de vigencia del Decreto N° 61 de 2011 del Ministerio de Energía, el cual será estimado a partir de dicho VI y de la vida útil de las ampliaciones correspondientes.

Finalmente el VI resultante, una vez descontado el monto recuperado, fue anualizado para ser recuperado en los 4 años del cuatrienio tarifario a que se refiere el Estudio (2015-2018).

5.1.1.3 VI de Labores de Ampliación

En la siguiente tabla se exponen los resultados obtenidos:

Contrato	Labor de Ampliación (LA)	Fecha de Realización	VI del LA	VI del LA a FR	Días hasta FR	Vida Útil	Recupero hasta FR	VI del LA ETT 2014
			kU\$S	kU\$S		años	kU\$S	kU\$S
Contrato STA 3109	Línea Ancoa-Polpaico 1x500kV: Seccionamiento	13/01/2009	198,81	223,54	1813	30	37,01	186,53
Contrato STA 3110	Línea de Entrada a Alto Jahuel 2x500 kV	13/01/2009	127,82	143,72	1813	30	23,80	119,92
Contrato STA-3123	S/E Polpaico 220 kV: Instalación Segundo Banco Autotransformadores 750 MVA	07/05/2008	527,91	593,58	2064	30	111,89	481,69
Contrato STA-3306	S/D	19/02/2010	246,44	274,90	1411	30	35,42	239,48
Contrato STA 3402	Ampliación S/E Ancoa	01/06/2010	179,21	198,11	1309	30	23,68	174,42
Contrato STA 3403	Redundancia Equipos Mais en Charrúa, Ancoa, Alto Jahuel y Polpaico	28/10/2010	1.392,49	1.523,35	1160	30	161,38	1.361,97
Contrato STA 3404	cambio Interruptores S/E Charrúa 220 kV	01/05/2011	115,78	123,95	975	30	11,04	112,91
Contrato STA 3405	Cambio Interruptor S/E Ancoa 500 kV	05/06/2011	67,89	72,55	940	30	6,23	66,32
Contrato STA 3406	Banco Autotransformador S/E Charrúa 500/220 kV, 750 MVA	10/06/2011	73,26	78,29	935	30	6,69	71,61
Contrato STA 3501	Ampliación S/E Alto Jahuel	21/06/2011	592,85	633,55	924	30	53,46	580,09
Contrato STA 3502	Normalización S/E Chena 220 kV	03/08/2011	71,25	75,93	881	30	6,11	69,82
Contrato STA 3503	S/E SECCIONADORA RAHUE 220 KV	27/07/2011	-	-	888	30	-	-
Contrato STA 3505	Incorporación barra transferencia 220KV se	12/07/2011	116,11	123,93	903	30	10,22	113,71

	carrera pinto								
Contrato STA 3506	Incorporacion barra transferencia 220KV se Los vilos	27/07/2011	35,09	37,46	888	30	3,04	34,42	
Contrato STA 3507	Incorporacion de barra de transferencias 220KV en la S/E Valdivia	28/07/2011	-	-	887	30	-	-	
Contrato STA 3511	Instalacion Banco CCEE en Pan de Azucar 220 KV	03/08/2011	-	-	881	30	-	-	
Contrato STA 3512	Aumento de capacidad línea Crucero Lagunas 220 kV circuito 2. Modulo A	19/06/2012	241,44	251,37	560	30	0,009%	12,86	
Contrato STA 3513	Barra Seccionadora 220 kV SE Lagunas	19/06/2012	-	-	560	30	0,009%	-	
Contrato STA 3517	Aumento de capacidad línea Crucero Lagunas 220 kV circuito 2. Modulo B	19/06/2012	682,97	711,06	560	30	0,009%	36,36	
TOTAL								4.526,10	
									FR: Fecha de Referencia

En el archivo denominado "Labores de Ampliación.xlsx" se pueden seguir y reproducir los valores expuestos en la tabla anterior.

6. INSTALACIONES DECRETADAS POR EL MINISTERIO

Para las instalaciones troncales existentes a la fecha de referencia del estudio, que son el resultado de una obra nueva decretada por el Ministerio y que aún no se encuentran dentro de los cinco períodos tarifarios en que rige el VATT licitado, no se determinó su VI ni COMA, ya que para la remuneración de dichas instalaciones se utiliza el VATT y sus correspondientes AVI y COMA establecidos en los decretos de adjudicación correspondientes.

Se analizaron los decretos de adjudicación y se determinaron:

- Las instalaciones troncales asociadas a cada una de las obras.
- La fecha base del decreto (fecha de publicación).
- Los meses para la puesta en servicio.
- La fecha de puesta en servicio en función de la fecha base del decreto y los meses para la puesta en servicio.
- Los montos de VATT, AVI y COMA asociados.

Estas instalaciones troncales fueron consideradas al momento de la definición de los Componentes de Líneas y Subestaciones de los Tramos pero el valor de asignación fue cero.

A continuación se detallan las instalaciones que forman parte de troncales existentes que son el resultado de una obra nueva decretada por el Ministerio:

Instalación Fijada por Decreto	Instalaciones asociadas	Fecha Base	Meses para Pta en Servicio	Fecha Pta en Servicio	Moneda	Monto VATT	Monto AVI	Monto COMA
D_138 El Rodeo - Chena 1x220 kV		30/05/2006	30	27/11/2008	MU\$S	1.093	s/d	s/d
	Línea Rodeo Chena 1x220 kV, 23 km							
	Paño Línea SE Chena 220							
D_162 Compensación Estática de Reactivos CER en Puerto Montt		20/05/2005	25	19/06/2007	MU\$S	1.197	s/d	s/d
	CER 220 kV - 70 MVAR cap - 40 MVAR ind							
D_163 Charrúa - Nueva Temuco 2x220 kV.pdf		20/05/2005	37	18/06/2008	MU\$S	6.499	s/d	s/d
	Línea Carrúa Nueva Temuco 2x220 kV, 200 km							
	Paño Línea SE Carrúa 220							
	Paño Línea SE Carrúa 220							
	Paño Línea SE Nueva Temuco 220							
	Paño Línea SE Nueva Temuco 220							
Decreto Nº 118 2008 Nogales – Polpaico		16/06/2008	18	15/12/2009	MU\$S	5.269	s/d	s/d
	Línea Nogales Polpaico 2x220 kV, 73,5 km							
	Paño Línea SE Polpaico 220							
	Paño Línea SE Polpaico 220							
	Instalación diagonal de conexión a línea 220 kV en subestación Nogales							
Decreto 34 Ancoa - Alto Jahuel		13/04/2010	39	12/07/2013	MU\$S	18.635	15.753	2.882
	Línea Ancoa - Alto Jahuel 2x500 kV, 258 km, Primer Circuito							
	Paño Línea SE Ancoa 500							
	Paño Línea SE Alto Jahuel 500							
	Paño Reactor SE Ancoa 500							
	Paño Reactor SE Alto Jahuel 500							
	Reactor SE Ancoa 500							
	Reactor SE Alto Jahuel 500							
	Condensador Serie SE Ancoa							
	Paño Condensador SE Ancoa							
Decreto 71 I Sub. Seccionadora Lo Aguirre Etapa I		29/09/2012	36	29/09/2015	MU\$S	6.585	5.595	987.3
	Subestacion seccionadora Lo aguirre 500/220kV							
	Banco 4 autotransformadores monofasicos 1000MVA totales							
	Patio principal 500kV							
	Patio principal 220kV							

DETERMINACIÓN DEL COMA

7. PROCEDIMIENTO GENERAL PARA EL CÁLCULO DEL COMA

7.1 General

En la determinación de los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración, correspondiente a cada tramo del sistema troncal, se ha tenido presente la información contenida en los siguientes documentos:

- Ley General de Servicios Eléctricos D.F.L. N° 4/20.018 del 12 de mayo de 2005 y sus reglamentos aplicables.
- La Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio.
- Las Normas emitidas por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles que sean aplicables.
- Ley 16.744 referida a Seguridad de las Personas (laboral), respecto a dar una determinada protección integral a cada uno de los trabajadores.
- D.L. 3607: obliga a presentar un Estudio de Seguridad y contar con su propio servicio de vigilantes privados.
- Las Resoluciones de la SEC aplicables.
- Las resoluciones de la CNE posteriores a la adjudicación relacionada con este Estudio.
- Las Bases Técnicas.
- Ley de Bases del Medio Ambiente.

7.2 La empresa de transmisión troncal

De acuerdo con lo dispuesto en el Título III de la LGSE, artículo 73°, el Sistema de transporte de Electricidad es el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, en un nivel de tensión nominal superior al que se disponga en la respectiva norma técnica y cuya operación deberá coordinarse según lo dispone el artículo 137° de esta misma ley.

En cada sistema de transmisión (SI) se distinguen instalaciones del "sistema de transmisión troncal", del "sistema de subtransmisión" y del "sistema de transmisión adicional".

La misma ley, en su artículo 74°, dispone que cada sistema de transmisión troncal estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que sean económicamente eficientes y necesarias para posibilitar el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico respectivo, bajo los diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación,

incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la ley, los reglamentos y las normas técnicas.

Por otra parte, la ley define que el transporte de electricidad por el sistema de transmisión troncal es un servicio público eléctrico y dispone que las empresas propietarias u operadoras de los sistemas de transmisión troncal deben estar constituidas como sociedades anónimas abiertas.

Estas sociedades no podrán dedicarse a actividades que comprendan en cualquier forma, el giro de generación o distribución de electricidad.

Teniendo presente estas disposiciones legales y con el objeto de determinar los costos anuales de mantenimiento, operación y administración del sistema troncal, el Consultor ha elaborado el modelo de una empresa que administra, opera y mantiene eficientemente los tramos del sistema troncal; en adelante esta empresa se denomina Empresa Modelo ("EM").

En la determinación de todos los componentes de costo del COMA de cada tramo, se ha considerado el nivel de precio de mercado de los materiales, salarios y los beneficios laborales que contempla la legislación vigente. En el caso de materiales y otros elementos asociados a las labores de mantención y operación, el consultor ha considerado, cuando corresponde la posibilidad de descuentos por volumen considerando la oportunidad de efectuar una gestión de adquisición y mantención de inventarios eficiente desde el punto de vista financiero, reconociendo la disponibilidad de las instalaciones requerida, el emplazamiento geográfico y tiempos de respuesta de acuerdo a las Normas y Reglamentos.

Para mantener el conjunto de tramos de estudio el consultor ha debido estudiar también la existencia de otras economías de escala derivadas de la utilización de empresas externas a la EM.

En los puntos siguientes, el consultor ha desarrollado un modelo de organización que cumple con conceptos de eficiencia con el objeto de entregar los servicios de gestión, planificación y control de la operación y los servicios de gestión, planificación y control del mantenimiento.

Por su parte, los costos de administración correspondientes a la EM se determinan como los mínimos costos anuales requeridos para las labores de administración, facturación de los servicios de peajes prestados y cobranza necesarios para gestionar la explotación comercial del conjunto de tramos en estudio.

En la actualidad existen 13 empresas que operan tramos pertenecientes a los sistemas de transmisión troncal:

- Transelec S.A.
- Transelec Norte S.A.
- Compañía Transmisora del Norte Chico S.A. ("CTNC S.A.")
- Colbún
- HGV
- E-CL
- AES-Gener
- Norgener
- M Escondida
- M Zaldivar
- M Gaby
- San Andrés
- P.E.El Arrayan
- CDA

Se tiene presente que las instalaciones fijadas por Decreto (13 del 2006, 162 del 2005, 163 del 2005, 118 del 2008 y 34 del 2010 y 71 del 2012) tienen un VATT determinado por un decreto de adjudicación sin distribución de AVI ni COMA.

7.3 Descripción de la EM

De acuerdo a lo especificado en las bases, se diseñó una EM virtual para simular y remunerar los costos eficientes de las actividades de Operación, Mantenimiento y Administración de todo el sistema troncal (SIC+SING). La metodología general aplicada para estimar el Coma total es la siguiente:

- Las actividades de Operación y Mantenimiento que realizan las brigadas sobre las instalaciones fueron calculadas para todos los tramos objeto de análisis. Esto representa aproximadamente 22% del Coma total.
- El COMA, sin incluir tareas de Operación y Mantenimiento de las brigadas, fue estimado para una empresa que opera en forma eficiente en el área de concesión troncal de Transelec. Esta porción constituye el 57% aproximadamente del Coma total.
- A partir de este COMA, sin incluir tareas de Operación y Mantenimiento de las brigadas, se calculó el Coma (sin Operación y Mantenimiento de brigadas) de los otros tramos troncales, estableciendo una relación del Coma con el VI de las instalaciones troncales de Transelec, que luego se aplicó al VI de los otros tramos troncales. Para esto, se tuvieron en cuenta las particularidades de estos tramos y que el VI troncal en cada caso

representa aproximadamente en promedio un 1.5% del VI total troncal. Se procedió a utilizar este escalonamiento debido a la ausencia de información respecto al organigrama de los otros tramos troncales. En el contexto del COMA este supuesto implica que al incluir tramos adicionales (por pequeños que éstos sean) debe considerarse en algunos casos una estructura organizacional adicional, lo que implica un monto determinado de costos fijos. Por ejemplo, se requeriría crear administraciones regionales adicionales (con el personal administrativo y su equipamiento correspondiente), y seguramente deberían redimensionarse la cantidad de cargos de la estructura central base (adicionando experto de prevención de riesgos, soporte informático, entre otros). Adicionalmente, debido a la lejanía de estos tramos, los valores unitarios seguramente serían mayores, en particular los salarios. Este último tramo representa el 21% del Coma total.

El Consultor ha considerado que se ha contratado todo el mantenimiento de los equipos primarios de subestaciones, de las líneas de transmisión, de los sistemas de control y otros sistemas como telecomunicaciones, incluyendo el telecontrol asociado, a empresas de servicio en la especialidad. Para tomar esta decisión se ha tenido en cuenta que estas actividades no revisten el carácter de estratégicas (como sí podrían serlo las actividades de operación de las subestaciones). Adicionalmente, se ha supuesto que el mercado de provisión de estos servicios es lo suficientemente competitivo como para que los precios de mercado reflejen precios eficientes. Relacionado con lo anterior, se supone que estas empresas externas pueden alcanzar una escala de operación óptima (al proveer de este tipo de servicios a diversas empresas).

La EM tiene una estructura de personal y una distribución geográfica que permite cumplir con el objetivo de gestionar y operar el sistema de transmisión troncal determinado en las bases.

La EM fue definida a partir de la identificación de procesos y actividades propias de las empresas de transmisión de energía eléctrica y de la estimación de los recursos necesarios para realizar la operación y el mantenimiento del sistema de transmisión Troncal compuesto por los tramos administrados por esta empresa troncal.

Para esto, el Consultor ha efectuado un desglose de todas y cada una de las actividades propias de los procesos de Operación, Mantenimiento y Administración, según su experiencia y conocimiento de estas actividades principales. En el presente trabajo se tomó como referencia la experiencia propia en trabajos similares en Argentina, Panamá y Guatemala.

El COMA (sin incluir Operación y Mantenimiento de brigadas) se determina como la suma de los costos de personal, infraestructura, materiales y otros gastos de una EM que realiza labores de transmisión troncal.

En otras palabras, para calcular el COMA (sin incluir Operación y Mantenimiento de brigadas) se procedió dimensionando en primer lugar la planta de personal de esta empresa, lo cual permitió definir las necesidades de áreas y recintos de trabajo (oficinas, talleres, bodegas y otros), asignar el necesario equipamiento de trabajo (herramientas, mobiliario, computadoras, telefonía, instrumentos especiales, repuestos y otros), y determinar las necesidades de movilidad (vehículos, pasajes y otros gastos).

Se agrega a lo anterior aquellos ítems de costo que obligadamente deben ser incurridos por la empresa, tales como financiamiento del Panel de Expertos, CDEC, Estudio de Transmisión Troncal y otros determinados por las leyes y reglamentos aplicables.

En resumen, el dimensionamiento de la planta de personal se hace considerando separadamente las distintas unidades operativas de la empresa, y aplicando a cada cual un procedimiento específico adecuado. Es así como el personal de operación y mantenimiento se dimensiona a partir de los requerimientos dados por las necesidades de operar y mantener las instalaciones eléctricas, mientras que el personal de las unidades centralizadas especiales de empresas de transmisión, tales como Gerencia Legal, de Asuntos Corporativos y de Recursos Humanos, se dimensionan en atención a las necesidades funcionales específicas. El dimensionamiento de la planta administrativa y directiva se determinó en función del tamaño de la estructura de operación y mantenimiento.

La valorización para la empresa EM de la planta de personal determinada se ha obtenido haciendo uso de una Encuesta de Remuneraciones preparada por una empresa Consultora externa, especializada en este campo.

Los costos de insumos (edificios, amoblado, equipamiento, etc.) fueron obtenidos a partir de la contratación de una consultora externa.

Las campañas de difusión pública de los riesgos que representa acercarse a las redes de alta tensión, fueron incorporadas dentro de las materias a coordinar por la entidad de relaciones públicas de la empresa, dentro del ámbito de la responsabilidad social de la empresa.

7.4 Modelo para el cálculo del COMA

El modelo de cálculo utilizado para estimar el COMA del Sistema Troncal está integrado por un grupo de archivos Excel vinculados entre sí y con los del cálculo del VI, a saber:

a. Archivo Costos Unitarios.xlsx

Este archivo contiene todos los costos unitarios de materiales y montaje y toda la información económico-financiera requerida para calcular el VI, el AVI y el COMA tal como se explicara en la sección del VI.

b. Archivo Inputs_EM.xlsx

Este archivo contiene todos los inputs físicos que son necesarios para calcular los costos de las actividades realizadas por las brigadas en el archivo "OyM.xlsx", el cual toma los datos de las hojas de éste.

c. Archivo OyM.xlsx

Este archivo posee una hoja para cada clasificación de las instalaciones del sistema troncal (Líneas, Transformadores, Paños Tramo, Comunes de SE, Otros Paños, Otras Maquinas), en las cuales se calcula el costo de las actividades de Operación y Mantenimiento que realizan las brigadas sobre las instalaciones. Es importante aclarar que las actividades de las brigadas se calculan para todos los propietarios del sistema. Además, contiene una hoja en la que se calcula el costo de Operación y Mantenimiento, sin incluir las actividades de las brigadas, para el área de concesión de Transelec troncal.

d. Archivo Costos_OyM_y_Adm.xlsx

Este archivo contiene una Hoja resumen que se llama "Costo Anual de Administración" que resume los Costos de Administración de la EM del área de concesión troncal de Transelec:

- Costo de equipamiento de personal
- Gastos en Informática
- Servicios básicos
- Servicios tercerizados administración
- Costo de capital, Operación y mantenimiento vehículos de gerencia
- Alojamiento y Casinos personal administración
- Seguros

-
- Contribuciones de bienes Raices
 - Patentes comerciales
 - Directorio
 - Capacitación
 - Financiamiento del CDEC
 - Gastos comunes de oficina
 - Telefonía fija
 - Telefonía celular
 - Gastos asociados a la renovación normal de personal
 - Pasajes y viáticos administrativos
 - Uniforme para secretarias
 - Costo mantenimiento salas de comando
 - Responsabilidad Social Empresaria
 - Auditorías externas
 - Estudio de Transmisión Troncal
 - Panel de Expertos

La Hoja principal, se vincula con otras auxiliares que se utilizaron para detallar la memoria de cálculo en cada caso.

e. Archivo PWC Costo de Remuneración 2014.xlsx

Este archivo contiene la información de la remuneración Bruta 2014 provista por PWC para cada cargo PWC, con su correspondiente homologación de cargos con los de la EM. Se vincula con el archivo "Costos _OyM_Adm.xlsx" para estimar el costo de las remuneraciones del personal en la hoja "Compensación Personal" de dicho archivo.

f. Archivo Beneficios Totales por percentil.xlsx

Este archivo contiene la información relacionada con los Beneficios adicionales de mercado y los de seguridad social para cada cargo PWC, con su correspondiente homologación de cargos con los de la EM. Se vincula con el archivo "Costos_OyM_Adm.xlsx" para estimar el costo de los beneficios adicionales en la hoja "Compensación Personal" de dicho archivo..

g. Archivo Coma por Componente y Tramo.xlsx

Este archivo contiene 2 hojas principales: "Coma Componente" y "Coma tramo". En la primera hoja se calculan los Coma (sin Operación y Mantenimiento de brigadas) de los otros propietarios que no son Transelec a partir del Coma (sin Operación y mantenimiento de brigadas) del área de concesión de Transelec troncal y se resume en una Tabla la información por fila de cada propietario en cuanto al VI Total, VI Troncal, VI 500 Troncal, VI 220 Troncal, Coma Brigadas total, Coma Brigadas Troncal, y Coma (sin brigadas) de manera tal de obtener el Coma total por propietario mediante la combinación del Coma Brigadas Troncal y el Coma (sin brigadas) reflejado en columna "Subtotal".

En la segunda hoja, se obtiene el Coma total por componente y propietario del SIC y SING en US\$ a Diciembre del 2013.

8. DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (BRIGADAS)

8.1 Conformación de Brigadas Tipo

Las actividades de operación y mantenimiento fueron establecidas para poder determinar el costo total de las brigadas para el área de Transelec Troncal y para el resto de los propietarios. Para realizar las tareas de operación y mantenimiento de líneas aéreas y subestaciones se conformaron diferentes brigadas según el tipo y grado de especialización de la tarea a realizar.

Nombre	Descripción de Tareas
C1	Brigada para inspección, consignaciones y maniobras
C2	Brigada para poda, limpieza de franja de servidumbre y trabajos Menores
C3	Brigada de mantenimiento de líneas
C4	Brigada de protecciones, comunicaciones y control
C5	Brigada de EETT
C6	Brigada para lavado de aisladores

Las brigadas quedaron conformadas de la siguiente manera:

Formación de Brigadas

Tipo	Código	Descripción	Categoría	Tipos de Brigadas									
				C1	C2	C3 AT	C3 EAT	C4	C5 AT	C5 AT 1	C5 EAT	C5 EAT 1	C6
Mano de Obra	O1	Jefe de Equipo	Capataz	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	O2	Asistente	Maestro primero	1	2		1				1	1	1
	O3	Ayudante	Mestro segundo		2	2	3		1	1	2	2	1
	O4	Chofer- (Op. Grúa)	Chofer Grúa			1	1				1		1
	O5	Técnico Especialista	Técnico			1	1	2	1	1	1	1	1
Transporte	V1	Automovil	V1										
	V2	Camioneta	V2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	V3	Camion	V3			1	1						
	V4	Elevador	V4		1								
	V5	Grúa 15 T	V5			1	1				1		1
	V6	Camion lava aisladores	V6										

Las Brigadas C3 y C5 son las encargadas de realizar las tareas generales de operación y mantenimiento en líneas y EETT respectivamente. Ambas están divididas por nivel de tensión en AT para tareas en instalaciones de 220 [kV] y EAT para las correspondientes a 500 [kV]. En el caso de las brigadas C5 se realizó una apertura extra que indica si éstas poseen o no grúa. Las que poseen se las indica con un "1" al final (C5AT1 y C5EAT1).

8.2 Intervenciones en la Red

Se definieron en el modelo las actividades de operación y mantenimiento que permiten mantener las instalaciones durante su vida útil conforme a las indicaciones del fabricante y a las reglas del arte.

Las tareas para líneas y estaciones de O&M se agruparon en:

- Operación: tareas de maniobra programadas o de emergencia ante fallas.
- Revisión: tareas relacionadas con la visita periódica a las instalaciones y la ejecución de acciones correctivas menores.
- Reparación: tareas que tienen origen en la rotura de materiales por fallas de fabricación, accidentes, vandalismo, causas climáticas o errores de maniobra.
- Adecuación (acondicionamiento): tareas periódicas de mantenimiento correctivo y/o ajuste de las instalaciones.

8.3 Costos de Procesos de O&M

Los costos de brigadas, exclusivamente relacionados con actividades de O&M, se calcularon con base en los requerimientos de mano de obra, vehículos, herramientas y material consumible utilizados en cada tarea específica.

En la determinación del COMA se ha tomado en cuenta la diversidad geográfica y climática de los distintos lugares donde se hallan las instalaciones debido a que existen procesos cuyos costos quedan fuertemente determinados por estas particularidades.

En el caso del mantenimiento de las líneas de transmisión, se han considerado situaciones particulares como el lavado de aislamiento en aquellos tramos afectados por la contaminación salina e industrial y en zona seca, el roce de la faja de servidumbre y podas y corte de árboles contiguos a la faja de servidumbre, lo cual genera acuerdos con propietarios y autorización de las organizaciones sectoriales como CONAF, teniendo presente lo dispuesto en la norma chilena NSEG 5. Para determinar las instalaciones en zona salina se utilizó la información disponible en la base de datos GIS entregada, considerando que todas las líneas que están situadas a menos de 15km de la costa son afectadas por contaminación salina y se clasificó a las líneas como instaladas en zonas secas a todas aquellas que se sitúen en áreas donde llueva menos de 20 mm al año.

Se agruparon las actividades según el nivel de tensión y el tipo de instalaciones, las cuales se clasificaron en:

- Líneas en terreno llano
- Líneas en terreno montañoso
- Transformadores
- Paño Tramo
- Otros Paños
- Otras Máquinas
- Comunes de Patio
- Comunes de SSEE

Las frecuencias y los tiempos de ejecución utilizados tienen en cuenta:

- Aspectos específicos de cada tarea ("reglas del arte"), que incluyen la calidad de la ejecución, la importancia y tipo de la instalación, normas de seguridad, etc.

- Características de diseño y construcción de las instalaciones.
- Recomendaciones de fabricantes de equipos.
- Arquitectura de la red (topología).
- Estadísticas de fallas.

Los rendimientos y frecuencia utilizados son los de instalaciones típicas correctamente diseñadas y en buen estado, independientemente del estado de conservación actual de las instalaciones de la transportista.

Los costos "por intervención" se obtuvieron considerando:

- el costo del personal, vehículos, materiales y herramientas de la brigada
- la frecuencia con que se realiza la tarea
- La cantidad de elementos de la instalación sobre los que se va a realizar la tarea
- los tiempos medios eficientes de ejecución
- Los materiales que pueda requerir la actividad
- Los tiempos de traslado

Es importante mencionar que para cada tramo en particular se consideró un porcentaje de días no laborables según el nivel de lluvias presentes en la zona de las instalaciones donde se realizan las tareas de operación y mantenimiento. El cálculo de dicho porcentaje se explica en los capítulos referidos al VI.

Cabe aclarar que los tiempos de traslados se diferenciaron según corresponda a tareas de líneas o SE. En el caso de líneas se consideró un tiempo para zonas montañosas y otro para zonas llanas los cuales tienen en cuenta el tiempo requerido para arribar al lugar donde se realizará la actividad y el necesario para trasladarse entre piquetes. En el caso de tareas de SE solo se considera un tiempo de arribo a las instalaciones, por jornada laboral se consideran dos viajes (1h en total).

Los tiempos de traslado considerados son:

Tiempo medio de traslado		LLANO	MONTAÑA
Líneas	min	35	70
SE	min	30	

Se considera que los tiempos de trabajo por jornada laboral son los siguientes la :

Horas / jornada de operarios	8
Horas / jornada de vehículos	12
Días/año	235

No se consideraron actividades asociadas a la reposición de instalaciones.

8.4 Actividades de Operación y Mantenimiento

Las actividades consideradas fueron las siguientes:

Líneas de 500 [kV]:

Tipo	Código	Descripción	Unidad de base	Frecuencia Anual	Cuadrilla	Tiempo Tarea (min)
Op	op-01	Consignaciones de Instalaciones (Mant.)	nro de tramos op 500	1,000	c1	30
Op	op-02	Maniobras para corte y reposición del Servicio	nro de tramos op 500	1,000	c1	30
Rep	rep-01	Cambio aisladores de retención	nro cad aisl reten 500	0,010	c3 EAT	300
Rep	rep-02	Cambio aisladores de suspensión	nro cad aisl susp 500	0,010	c3 EAT	220
Rep	rep-03	Reparación de Conductor de fase dañado	km totales cf 500	0,002	c3 EAT	420
Rep	rep-04	Reparación de Conductor de h. guardia dañado	km totales hg 500	0,002	c3 EAT	420
Rep	rep-05	Retensado de conductores de fase	km totales haz de cf 500	0,005	c3 EAT	660
Rep	rep-06	Retensado de h. guardia	km totales hg 500	0,005	c3 EAT	660
Rep	rep-07	Reparación de amortiguadores	nro amortiguadores 500	0,002	c3 EAT	30
Rep	rep-08	Reparación de separadores	nro separadores 500	0,002	c3 EAT	30
Rep	rep-09	Reparar puntos calientes	nro aisl totales 500	0,001	c3 EAT	160
Rep	rep-10	Cambio de perfiles de estructuras	nro de estructuras 500	0,002	c3 EAT	960
Rep	rep-11	Empalme de conductor de fase con manguito	km totales cf 500	0,002	c3 EAT	420
Rep	rep-12	Empalme de conductor de h. guardia con manguito	km totales hg 500	0,002	c3 EAT	420
Rep	rep-13	Cambio tramo de conductor de fase	km totales cf 500	0,002	c3 EAT	900
Rep	rep-14	Cambio tramo de conductor del h guardia	km totales hg 500	0,002	c3 EAT	900
Rep	rep-15	Reparación de elementos menores de estructura, bulonería, etc	nro de estructuras 500	0,010	c2	180
Rep	rep-16	Reparación de antiescalantes	nro de estructuras 500	0,010	c2	180
Rev	rev-01	Inventario-Inspección de líneas	km totales 500	2,000	c1	12
Rev	rev-03	Recorrido de líneas en búsqueda de fallas	km totales 500	0,010	c1	30
Rev	rev-04	Perfilado de aisladores	nro aisl totales 500	0,020	c2	15
Rev	rev-05	Termografía	nro aisl totales 500	0,100	c1	40
Rev	rev-06	Medición de PAT	nro de estructuras 500	0,750	c1	12
Ad	ad-01	Adecuación de estructuras	nro de estructuras 500	0,020	c2	360
Ad	ad-02	Adecuación de puestas a tierra	nro tierras 500	0,020	c2	30
Ad	ad-03	Adecuación de morsetería	nro de estructuras 500	0,010	c2	30
Ad	ad-04	Limpieza de aisladores en zona seca	nro de estructuras	3,000	c6	55
Ad	ad-05	Limpieza de aisladores en zona salina o urbana	nro de estructuras	3,500	c6	55
Ad	ad-06	Limpieza de franja de servidumbre	km hum sin arb 500	1,000	c2	300
Ad	ad-07	Tala y Poda	km con arb 500	0,330	c2	1140

Líneas de 220 [kV]:

Tipo	Código	Descripción	Unidad de base	Frecuencia Anual	Cuadrilla	Tiempo Tarea (min)
Op	op-01	Consignaciones de Instalaciones (Mant.)	nro de tramos op 220	1,000	c1	30
Op	op-02	Maniobras para corte y reposición del servicio	nro de tramos op 220	1,000	c1	30
Rep	rep-01	Cambio aisladores de retención	nro cad aisl reten 220	0,010	c3 AT	240
Rep	rep-02	Cambio aisladores de suspensión	nro cad aisl susp 220	0,010	c3 AT	160

Rep	rep-03	Reparación de Conductor de fase dañado	km totales cf 220	0,002	c3 AT	360
Rep	rep-04	Reparación de Conductor de h. guardia dañado	km totales hg 220	0,002	c3 AT	360
Rep	rep-05	Retensado de conductores de fase	km totales haz cf 220	0,005	c3 AT	600
Rep	rep-06	Retensado de h. guardia	km totales hg 220	0,005	c3 AT	600
Rep	rep-07	Reparación de amortiguadores	nro amortiguadores 220	0,002	c3 AT	15
Rep	rep-08	Reparación de separadores	nro separadores 220	0,002	c3 AT	15
Rep	rep-09	Reparar puntos calientes	nro cad aisl totales 220	0,001	c3 AT	160
Rep	rep-10	Cambio de perfiles de estructuras	nro de estructuras 220	0,002	c3 AT	960
Rep	rep-11	Empalme de conductor de fase con manguito	km totales cf 220	0,002	c3 AT	360
Rep	rep-12	Empalme de conductor de h. guardia con manguito	km totales hg 220	0,002	c3 AT	360
Rep	rep-13	Cambio tramo de conductor de fase	km totales cf 220	0,002	c3 AT	800
Rep	rep-14	Cambio tramo de conductor del h guardia	km totales hg 220	0,002	c3 AT	800
Rep	rep-15	Reparación de elementos menores de estructura, bulonería, etc	nro de estructuras 220	0,010	c2	120
Rep	rep-16	Reparación de antiescalantes	nro de estructuras 220	0,010	c2	120
Rev	rev-01	Inventario-Inspección de líneas	km totales 220	2,000	c1	11
Rev	rev-03	Recorrido de líneas en búsqueda de fallas	km totales 220	0,010	c1	30
Rev	rev-04	Perfilado de aisladores	nro cad aisl totales 220	0,020	c2	15
Rev	rev-05	Termografía	km totales 220	0,100	c1	40
Rev	rev-06	Medición de PAT	nro de estructuras 220	0,750	c1	12
Ad	ad-01	Adecuación de estructuras	nro de estructuras 220	0,020	c2	180
Ad	ad-02	Adecuación de puestas a tierra	nro tierras 220	0,020	c2	30
Ad	ad-03	Adecuación de morsetería	nro de estructuras 220	0,010	c2	60
Ad	ad-04	Limpieza de aisladores en zona seca	nro de estructuras	2,500	c6	50
Ad	ad-05	Limpieza de aisladores en zona salina o urbana	nro de estructuras	3,000	c6	50
Ad	ad-06	Limpieza de franja de servidumbre	km hum sin arb 220	1,000	c2	240
Ad	ad-07	Tala y Poda	km con arb 220	0,330	c2	1020

Transformadores 500/220 [kV]

Tipo	Código	Descripción	Unidad de base	Frecuencia Anual	Cuadrilla	Tiempo Tarea (min)
Rep	rep-01	Reparación de Autotransformador monofásico 525/220 kV - 250 MVA - CTBC - OA/FA1/FA2	nro trafos totales	0,20	c5 EAT 1	2800
Rep	rep-02	Reparación de Autotransformador monofásico 525/220/66 kV - 250 MVA - CTBC - OA/FA1/FA2	nro trafos totales	0,20	c5 EAT 1	2800
Rev	rev-01	Inspección de Rutina de Transformadores	nro trafos totales	24,0	c1	10
Rev	rev-02	Inspección General de Transformadores	nro trafos totales	2,0	c1	30
Rev	rev-03	Análisis de Aceite Transformadores	nro trafos totales	1,0	c1	120
Rev	rev-04	Agregado de aceite a transformador	nro trafos totales	1,0	c5 EAT	180
Ad	ad-01	Mantenimiento General de Transformador	nro trafos totales	0,40	c5 EAT 1	600
Ad	ad-02	Mantenimiento General del regulador CBC	nro reguladores	0,40	c5 EAT 1	180
Ad	ad-03	Adecuación transformador (cambio de trafo por rotación)	nro trafos totales	0,10	c5 EAT 1	120
Ad	ad-04	Tratamiento de aceite aislante de transformadores	nro trafos totales	0,50	c5 EAT 1	180

Paños Tramos 500 [kV]

Tipo	Código	Descripción	Unidad de base	Frecuencia Anual	Cuadrilla	Tiempo Tarea (min)
Op	op-01	Consignación de instalaciones	nro interruptores uat	1,00	c1	30
Op	op-02	Maniobras de reposición del servicio	nro interruptores uat	1,00	c1	30
Rep	rep-01	Reparación de interruptores	nro interruptores totales	0,50	c5 EAT 1	2500
Rep	rep-02	Reparación de seccionadores Trifásicos	nro seccionadores	0,01	c5 EAT 1	1900
Rep	rep-03	Reparación de seccionadores Monofásicos	nro seccionadores	0,01	c5 EAT 1	950
Rep	rep-04	Reparación de equipos de comunicaciones	nro equipos com	0,07	c4	480
Rep	rep-05	Reparación de porticos y estructuras	nro de el. estructurales	0,01	c5 EAT 1	480
Rep	rep-06	Reparación de transformadores de potencial	nro trafos de potencial	0,10	c5 EAT 1	2800
Rep	rep-07	Reparación de transformadores de corriente	nro trafos de corriente	0,10	c5 EAT 1	2800

Rep	rep-01	Reparación de pararrayos	nro Pararrayos	0,50	c5 EAT 1	480
Rev	rep-02	Inspección de Rutina de Interruptores	nro interruptores totales	24,0	c1	5
Rev	rep-03	Inspección de Rutina de Seccionadores Trifásicos	nro seccionadores	24,0	c1	3
Rev	rep-04	Inspección de Rutina de Seccionadores Monofásicos	nro seccionadores	24,0	c1	3
Rev	rep-05	Inspección de rutina de equipos de comunicaciones	nro equipos	24,00	c1	5
Rev	rep-06	Inspección de Rutina de el. Estructurales, pararrayos y aisladores	nro de elementos	24,0	c1	5
Rev	rep-07	Inspección de Rutina de Transformadores de Potencial	nro trafos de potencial	24,0	c1	5
Rev	rep-08	Inspección de Rutina de Transformadores de Corriente	nro trafos de corriente	24,0	c1	5
Rev	rep-09	Inspección General de Interruptores	nro interruptores totales	2,0	c1	30
Rev	rep-10	Inspección General de Seccionadores Monofásicos	nro seccionadores	2,0	c1	12
Rev	rep-11	Inspección General de Seccionadores Trifásicos	nro seccionadores	2,0	c1	15
Rev	rep-12	Inspección General de el. Estructurales, pararrayos y aisladores	nro de elementos	2,0	c1	10
Rev	rep-13	Inspección General de Transformadores de potencial	nro trafos de potencial	2,0	c1	30
Rev	rep-14	Inspección General de Transformadores de Corriente	nro trafos de corriente	2,0	c1	30
Rev	rep-15	Revisión termografica y Coronografía	nro equipos	1,0	c1	40
Rev	rep-16	Inspección General de equipos de comunicaciones	nro equipos	2,00	c4	20
Ad	ad-01	Tratamiento de aceite aislante de interruptores	nro interruptores totales	0,50	c5 EAT 1	600
Ad	ad-02	Mantenimiento General de Transformadores de potencial	nro trafos de potencial	0,40	c5 EAT 1	180
Ad	ad-03	Mantenimiento General de Transformadores de Corriente	nro trafos de corriente	0,40	c5 EAT 1	180
Ad	ad-04	Mantenimiento General de Interruptores (F/S)	nro interruptores totales	0,40	c5 EAT 1	240
Ad	ad-05	Mantenimiento General de Seccionadores Monofásicos	nro seccionadores	0,40	c5 EAT 1	90
Ad	ad-06	Mantenimiento General de Seccionadores Trifásicos	nro seccionadores	0,40	c5 EAT 1	180
Ad	ad-07	Mantenimiento General de equipos de comunicaciones	nro equipos	0,4	c4	60
Ad	ad-08	Lavado de Aisladores	nro de elementos	1,0	c2	12
Ad	ad-09	Mantenimiento General de el. Estructurales, pararrayos y aisladores	nro de elementos	0,40	c5 EAT 1	120

Paños Tramos 220 [kV]

Tipo	Código	Descripción	Unidad de base	Frecuencia Anual	Cuadrilla	Tiempo Tarea (min)
Op	op-01	Consignación de instalaciones	nro interruptores uat	1,00	c1	23
Op	op-02	Maniobras de reposición del servicio	nro interruptores uat	1,00	c1	23
Rep	rep-01	Reparación de Interruptores	nro interruptores totales	0,25	c5 AT 1	1890
Rep	rep-02	Reparación de seccionadores Trifásicos	nro seccionadores	0,25	c5 AT 1	1440
Rep	rep-03	Reparación de seccionadores Monofásicos	nro seccionadores	0,25	c5 AT 1	720
Rep	rep-04	Reparación de equipos de comunicaciones	nro equipos com	0,04	c4	360
Rep	rep-05	Reparación de porticos y estructuras	nro de el. estructurales	0,01	c5 AT 1	360
Rep	rep-06	Reparación de transformadores de potencial	nro trafos de potencial	0,05	c5 AT 1	2070
Rep	rep-07	Reparación de transformadores de corriente	nro trafos de corriente	0,10	c5 AT 1	2800
Rep	rep-01	Reparación de pararrayos	nro Pararrayos	0,50	c5 AT 1	480
Rev	rep-02	Inspección de Rutina de Interruptores	nro interruptores totales	24,00	c1	5
Rev	rep-03	Inspección de Rutina de Seccionadores Trifásicos	nro seccionadores	24,00	c1	3
Rev	rep-04	Inspección de Rutina de Seccionadores Monofásicos	nro seccionadores	24,00	c1	3
Rev	rep-05	Inspección de rutina de equipos de comunicaciones	nro equipos	24,00	c1	5
Rev	rep-06	Inspección de Rutina de el. Estructurales, pararrayos y aisladores	nro de elementos	24,00	c1	5
Rev	rep-07	Inspección de Rutina de Transformadores de Potencial	nro trafos de potencial	24,00	c1	5
Rev	rep-08	Inspección de Rutina de Transformadores de Corriente	nro trafos de corriente	24,00	c1	5
Rev	rep-09	Inspección General de Interruptores	nro interruptores totales	2,00	c1	25
Rev	rep-10	Inspección General de Seccionadores Monofásicos	nro seccionadores	2,00	c1	10
Rev	rep-11	Inspección General de Seccionadores Trifásicos	nro seccionadores	2,00	c1	12
Rev	rep-12	Inspección General de el. Estructurales, pararrayos y aisladores	nro de elementos	2,00	c1	10
Rev	rep-13	Inspección General de Transformadores de potencial	nro trafos de potencial	2,00	c1	25
Rev	rep-14	Inspección General de Transformadores de Corriente	nro trafos de corriente	2,00	c1	25
Rev	rep-15	Revisión termografica y Coronografía	nro equipos	0,50	c1	40
Rev	rep-16	Inspección General de equipos de comunicaciones	nro equipos	2,00	c4	20

Ad	ad-01	Tratamiento de aceite aislante de interruptores	nro interruptores totales	0,25	c5 AT 1	450
Ad	ad-02	Mantenimiento General de Transformadores de potencial	nro trafos de potencial	0,12	c5 AT 1	135
Ad	ad-03	Mantenimiento General de Transformadores de Corriente	nro trafos de corriente	0,12	c5 AT 1	135
Ad	ad-04	Mantenimiento General de Interruptores	nro interruptores totales	0,12	c5 AT 1	180
Ad	ad-05	Mantenimiento General de Seccionadores Monofásicos	nro seccionadores	0,12	c5 AT 1	68
Ad	ad-06	Mantenimiento General de Seccionadores Trifásicos	nro seccionadores	0,12	c5 AT 1	135
Ad	ad-07	Mantenimiento General de equipos de comunicaciones	nro equipos	0,4	c4	60
Ad	ad-08	Lavado de Aisladores	nro de elementos	1,0	c2	10
Ad	ad-09	Mantenimiento General de el. Estructurales, pararrayos y aisladores	nro de elementos	0,12	c5 AT 1	90

Comunes de Patio 500 [kV]

Tipo	Código	Descripción	Unidad de base	Frecuencia Anual	Cuadrilla	Tiempo Tarea (min)
Rep	rep-01	Reparación de seccionadores Trifásicos	nro seccionadores	0,01	c5 EAT 1	1900
Rep	rep-02	Reparación de seccionadores Monofásicos	nro seccionadores	0,01	c5 EAT 1	950
Rep	rep-03	Reparación de transformadores de potencial	nro trafos de potencial	0,10	c5 EAT 1	2800
Rep	rep-04	Reparación de pararrayos	nro Pararrayos	0,50	c5 EAT 1	480
Rep	rep-05	Reparación de porticos y estructuras	nro de el. estructurales	0,01	c5 EAT 1	480
Rep	rep-06	Reparación de equipos de comunicaciones	nro equipos com	0,07	c4	480
Rep	rep-07	Reparación de transformadores de corriente	nro trafos de corriente	0,10	c5 EAT 1	2800
Rev	rev-01	Inspección de Rutina de Seccionadores Trifásicos	nro seccionadores	24,0	c1	3
Rev	rev-02	Inspección de Rutina de Seccionadores Monofásicos	nro seccionadores	24,0	c1	3
Rev	rev-03	Inspección de Rutina de Transformadores de Potencial	nro trafos de potencial	24,0	c1	5
Rev	rev-04	Inspección de Rutina de el. Estructurales, pararrayos y aisladores	nro de elementos	24,0	c1	5
Rev	rev-05	Inspección de rutina de equipos de comunicaciones	nro equipos	24,00	c1	5
Rev	rev-06	Inspección de Rutina de Transformadores de Corriente	nro trafos de corriente	24,00	c1	5
Rev	rev-07	Inspección General de Seccionadores Monofásicos	nro seccionadores	2,0	c1	12
Rev	rev-08	Inspección General de Seccionadores Trifásicos	nro seccionadores	2,0	c1	15
Rev	rev-09	Inspección General de Transformadores de potencial	nro trafos de potencial	2,0	c1	30
Rev	rev-10	Inspección General de el. Estructurales, pararrayos y aisladores	nro de elementos	2,0	c1	10
Rev	rev-11	Inspección General de equipos de comunicaciones	nro equipos	2,00	c4	20
Rev	rev-12	Inspección General de Transformadores de Corriente	nro trafos de corriente	2,0	c1	30
Rev	rev-13	Revisión termografica y Coronografía	nro equipos	1,0	c1	40
Ad	ad-01	Mantenimiento General de Seccionadores Monofásicos	nro seccionadores	0,40	c5 EAT 1	90
Ad	ad-02	Mantenimiento General de Seccionadores Trifásicos	nro seccionadores	0,40	c5 EAT 1	180
Ad	ad-03	Mantenimiento General de Transformador de potencial	nro trafos de potencial	0,40	c5 EAT 1	180
Ad	ad-04	Mantenimiento General de Transformadores de Corriente	nro trafos de corriente	0,40	c5 EAT 1	180
Ad	ad-05	Mantenimiento General de equipos de comunicaciones	nro equipos	0,4	c4	60
Ad	ad-06	Lavado de Aisladores	nro de elementos	1,0	c2	12
Ad	ad-07	Mantenimiento General de el. Estructurales, pararrayos y aisladores	nro de elementos	0,40	c5 EAT 1	120

Comunes de Patio 220 [kV]

Tipo	Código	Descripción	Unidad de base	Frecuencia Anual	Cuadrilla	Tiempo Tarea (min)
Rep	rep-01	Reparación de seccionadores Trifásicos	nro seccionadores	0,25	c5 AT 1	1440
Rep	rep-02	Reparación de seccionadores Monofásicos	nro seccionadores	0,25	c5 AT 1	720
Rep	rep-03	Reparación de transformadores de potencial	nro trafos de potencial	0,05	c5 AT 1	2070
Rep	rep-04	Reparación de pararrayos	nro Pararrayos	0,50	c5 AT 1	480
Rep	rep-05	Reparación de porticos y estructuras	nro de el. estructurales	0,01	c5 AT 1	360
Rep	rep-06	Reparación de equipos de comunicaciones	nro equipos com	0,04	c4	360
Rep	rep-07	Reparación de Banco CCEE 220 kV - 50 MVAR	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	2700
Rep	rep-08	Reparación de transformadores de corriente	nro trafos de corriente	0,10	c5 AT 1	2800

Rev	rev-01	Inspección de Rutina de Seccionadores Trifásicos	nro seccionadores	24,00	c1	3
Rev	rev-02	Inspección de Rutina de Seccionadores Monofásicos	nro seccionadores	24,00	c1	3
Rev	rev-03	Inspección de Rutina de Transformadores de Potencial	nro trafos de potencial	24,0	c1	5
Rev	rev-04	Inspección de Rutina de el. Estructurales, pararrayos y aisladores	nro de elementos	24,00	c1	5
Rev	rev-05	Inspección de rutina de equipos de comunicaciones	nro equipos	24,00	c1	5
Rev	rev-06	Inspección de Rutina de Compensación	nro compensadores totales	24,00	c1	5
Rev	rev-07	Inspección de Rutina de Transformadores de Corriente	nro trafos de corriente	24,00	c1	5
Rev	rev-08	Inspección General de Seccionadores Monofásicos	nro seccionadores	2,00	c1	10
Rev	rev-09	Inspección General de Seccionadores Trifásicos	nro seccionadores	2,00	c1	12
Rev	rev-10	Inspección General de Transformadores de potencial	nro trafos de potencial	2,00	c1	25
Rev	rev-11	Inspección General de Transformadores de Corriente	nro trafos de corriente	2,0	c1	25
Rev	rev-12	Inspección General de el. Estructurales, pararrayos y aisladores	nro de elementos	2,00	c1	10
Rev	rev-13	Inspección General de equipos de comunicaciones	nro equipos	2,00	c4	20
Rev	rev-14	Inspección General de Compensación	nro compensadores totales	2,00	c1	30
Rev	rev-15	Revisión termografica y Coronografía	nro equipos	0,50	c1	40
Ad	ad-01	Mantenimiento General de Seccionadores Monofásicos	nro seccionadores	0,12	c5 AT 1	68
Ad	ad-02	Mantenimiento General de Seccionadores Trifásicos	nro seccionadores	0,12	c5 AT 1	135
Ad	ad-03	Mantenimiento General de Transformador de potencial	nro trafos de potencial	0,12	c5 AT 1	135
Ad	ad-04	Mantenimiento General de Compensación	nro compensadores totales	0,12	c5 AT 1	180
Ad	ad-05	Mantenimiento General de equipos de comunicaciones	nro equipos	0,4	c4	60
Ad	ad-06	Mantenimiento General de Transformadores de Corriente	nro trafos de corriente	0,12	c5 AT 1	135
Ad	ad-07	Lavado de Aisladores	nro de elementos	1,0	c2	10
Ad	ad-08	Mantenimiento General de el. Estructurales, pararrayos y aisladores	nro de elementos	0,12	c5 AT 1	90

Comunes de SE

Tipo	Código	Descripción	Unidad de base	Frecuencia Anual	Cuadrilla	Tiempo Tarea (min)
Rep	rep-01	Reparación de equipos de proteccion y control	nro equipos	0,07	c4	480
Rep	rep-02	Reparación de equipos de comunicaciones	nro equipos com	0,04	c4	360
Rep	rep-03	Reparación de URT	nro equipos	0,04	c4	360
Rep	rep-04	Reparación de Equipos de servicios auxiliares	nro equipos	0,10	c5 AT 1	240
Rep	rep-05	Reparación de Equipos de UPS	nro equipos	0,10	c5 AT 1	240
Rep	rep-06	Reparación de baterías	nro equipos	0,01	c5 AT	360
Rep	rep-07	Reparación de Cargadores	nro equipos	0,01	c5 AT	360
Rep	rep-08	Reparación de equipos de iluminación	nro equipos	1,00	c5 AT	320
Rep	rep-09	Reparacion de Transformadores de SSAA	nro trafos de SSAA	0,05	c5 AT 1	900
Rep	rep-10	Reparacion de Grupos Electrógenos	nro equipos	0,10	c5 AT	360
Rep	rep-11	Reparación de Instalación contra incendio	nro equipos	0,10	c5 AT 1	360
Rep	rep-12	Reparación de Sistema de Vigilancia	nro equipos	0,10	c4	360
Rev	rev-01	Inspección de rutina de equipos de proteccion y control	nro equipos	24,00	c1	5
Rev	rev-02	Inspección de rutina de equipos de comunicaciones	nro equipos	24,00	c1	5
Rev	rev-03	Inspección de rutina URT	nro equipos	24,00	c1	5
Rev	rev-04	Inspección de rutina de Equipos de servicios auxiliares y UPS	nro equipos	24,00	c1	1
Rev	rev-05	Inspección de rutina de bancos y cargadores de baterías	nro equipos	24,00	c1	3
Rev	rev-06	Inspección de rutina de equipos de iluminación	nro equipos	24,00	c1	3
Rev	rev-07	Inspección de rutina de Transformadores de SSAA	nro trafos de SSAA	24,00	c1	5
Rev	rev-08	Inspección de rutina de Grupos Electrógenos	nro equipos	24,00	c1	5
Rev	rev-09	Inspección de rutina de Instalación contra incendio	nro equipos	24,00	c1	10
Rev	rev-10	Inspección de rutina de Sistema de Vigilancia	nro equipos	24,00	c1	10
Rev	rev-11	Inspección General de equipos de proteccion y control	nro equipos	2,00	c1	20
Rev	rev-12	Inspección General de equipos de comunicaciones	nro equipos	2,00	c4	20
Rev	rev-13	Inspección General URT	nro equipos	2,00	c4	80
Rev	rev-14	Inspección General de Equipos de servicios auxiliares y	nro equipos	2,00	c1	8

		UPS				
Rev	rev-15	Inspección General de bancos y cargadores de baterías	nro equipos	2,00	c1	8
Rev	rev-16	Inspección General de Transformadores de SSAA	nro trafos de SSAA	1,00	c1	20
Rev	rev-17	Inspección General de Grupos Electrónicos	nro equipos	2,00	c1	20
Rev	rev-18	Inspección General de Instalación contra incendio	nro equipos	2,00	c1	120
Rev	rev-19	Inspección General de Sistema de Vigilancia	nro equipos	2,00	c1	120
Rev	rev-20	Medición puesta a tierra de la et uat/eat	nro se	3,0	c5 AT	30
Ad	ad-01	Mantenimiento General de equipos de protección y control	nro equipos	0,4	c4	60
Ad	ad-02	Mantenimiento General de equipos de comunicaciones	nro equipos	0,4	c4	60
Ad	ad-03	Mantenimiento General URT	nro equipos	0,4	c4	180
Ad	ad-04	Mantenimiento General de Equipos de servicios auxiliares y UPS	nro equipos	0,4	c5 AT	60
Ad	ad-05	Mantenimiento General de bancos y cargadores de baterías (Rectificador)	nro equipos	1,0	c5 AT	60
Ad	ad-06	Mantenimiento General de equipos de iluminación	nro equipos	0,4	c5 AT	60
Ad	ad-07	Mantenimiento General de Transformadores de SSAA	nro trafos de SSAA	0,12	c5 AT 1	450
Ad	ad-08	Mantenimiento General de Grupos Electrónicos	nro equipos	0,4	c5 AT	180
Ad	ad-09	Mantenimiento General de Instalación contra incendio	nro equipos	0,4	c5 AT	180
Ad	ad-10	Mantenimiento General de Sistema de Vigilancia	nro equipos	0,4	C4	180
Ad	ad-11	Adecuación puesta a tierra	nro se	1,00	c5 AT	600
Ad	ad-12	Adecuación de la SE (limpieza)	nro se	12,00	c2	180
Ad	ad-13	Adecuación edilicia	nro se	1,00	c2	600

Otros Paños y Máquinas 500 [kV]:

Tipo	Código	Descripción	Unidad de base	Frecuencia Anual	Cuadrilla	Tiempo Tarea (min)
Op	op-01	Consignación de instalaciones	nro interruptores UAT	1,00	c1	30
Op	op-02	Maniobras de reposición del servicio	nro interruptores UAT	1,00	c1	30
Rep	rep-01	Reparación de interruptores	nro interruptores totales	0,50	c5 EAT 1	2500
Rep	rep-02	Reparación de seccionadores Monofásicos	nro seccionadores	0,01	c5 EAT 1	950
Rep	rep-03	Reparación de seccionadores Trifásicos	nro seccionadores	0,01	c5 EAT 1	1900
Rep	rep-04	Reparación de Banco CCEE 13,2 kV - 20 MVar	nro de unidades	0,01	c5 AT 1	360
Rep	rep-05	Reparación de Banco CCEE 13,2 kV - 30 MVar	nro de unidades	0,01	c5 AT 1	360
Rep	rep-06	Reparación de Banco CCEE 13,2 kV - 5,4 MVar	nro de unidades	0,01	c5 AT 1	360
Rep	rep-07	Reparación de Banco CCEE 220 kV - 65 MVar	nro de unidades	0,01	c5 AT 1	2700
Rep	rep-08	Banco CCEE 220 kV - 100 MVar	nro de unidades	0,01	c5 AT 1	2700
Rep	rep-09	Reparación de Banco CCEE 66 kV - 33 MVar	nro de unidades	0,01	c5 AT 1	900
Rep	rep-10	Reparación de CER (-40/+2 x 20 MVar)	nro de unidades	0,01	c5 EAT 1	360
Rep	rep-11	Reparación de CER (-40/+2 x 6,24 MVar)	nro de unidades	0,01	c5 EAT 1	360
Rep	rep-12	CER (-60/+60 MVar)	nro de unidades	0,01	c5 EAT 1	360
Rep	rep-13	CER (-60/+100 MVar)	nro de unidades	0,01	c5 EAT 1	360
Rep	rep-14	STATCOM (-65/+140 MVar)	nro de unidades	0,01	c5 EAT 1	2800
Rep	rep-15	Reparación de Plataforma de compensación serie 500 kV - 3150 A - 36 Ω	nro de unidades	0,01	c5 EAT 1	2800
Rep	rep-16	Reparación de Reactor de neutro 4,9 kV - 10 A	nro de unidades	0,01	c5 AT 1	270
Rep	rep-17	Reparación de Reactor de neutro 66 kV - 10 A	nro de unidades	0,01	c5 AT 1	900
Rep	rep-18	Reparación de Reactor monofásico 525 kV - 28 MVar - OA	nro de unidades	0,01	c5 EAT 1	2800
Rep	rep-19	Reparación de Reactor trifásico 220 kV - 18,5 MVar - OA	nro de unidades	0,01	c5 AT 1	2700
Rep	rep-20	Reparación de Reactor trifásico 220 kV - 24 MVar - OA	nro de unidades	0,01	c5 AT 1	2700
Rep	rep-21	Reparación de Reactor trifásico 220 kV - 91 MVar - OA	nro de unidades	0,01	c5 AT 1	2700

Rep	rep-22	Reparación de Reactor trifásico 525 kV - 84 MVar	nro de unidades	0,01	c5 EAT 1	2800
Rep	rep-23	Transformador trifásico 220/13,8 kV - 10 MVA - CTBC - OA	nro de unidades	0,01	c5 AT 1	2700
Rep	rep-24	Transformador trifásico 220/13,8 kV - 40 MVA - CTBC - OA/FA	nro de unidades	0,01	c5 AT 1	2700
Rep	rep-25	Transformador trifásico 220/17,6 kV - 70 MVA	nro de unidades	0,01	c5 AT 1	2700
Rep	rep-26	Transformador trifásico 220/23 kV - 10 MVA - CTBC - OA/FA	nro de unidades	0,01	c5 AT 1	2700
Rep	rep-27	Transformador trifásico 220/23 kV - 24 MVA - CTBC - OA/FA	nro de unidades	0,01	c5 AT 1	2700
Rep	rep-28	Transformador trifásico 220/23 kV - 5 MVA - CTBC - OA	nro de unidades	0,01	c5 AT 1	2700
Rep	rep-29	Transformador trifásico 66/13,2 kV - 2 MVA	nro de unidades	0,01	c5 AT 1	900
Rep	rep-30	Transformador trifásico 220/19 kV - 100 MVA - CTBC - OA/FA	nro de unidades	0,01	c5 AT 1	2700
Rep	rep-31	Transformador trifásico 220/34 kV - 140 MVA - CTBC - OA/FA	nro de unidades	0,01	c5 AT 1	2700
Rep	rep-32	Banco CCEE 13,2 kV - 11 MVar	nro de unidades	0,01	c5 AT 1	360
Rep	rep-33	Banco CCEE 13,2 kV - 30 MVar	nro de unidades	0,01	c5 AT 1	360
Rep	rep-34	Banco CCEE 13,2 kV - 5,4 MVar	nro de unidades	0,01	c5 AT 1	360
Rep	rep-35	Reparación de equipos de comunicaciones	nro equipos com	0,07	c4	480
Rep	rep-36	Reparación de porticos y estructuras	nro de el. estructurales	0,01	c5 EAT 1	480
Rep	rep-37	Reparación de transformadores de potencial	nro trafos de potencial	0,10	c5 EAT 1	2800
Rep	rep-38	Reparación de transformadores de corriente	nro trafos de corriente	0,10	c5 EAT 1	2800
Rep	rep-39	Reparación de pararrayos	nro Pararrayos	0,50	c5 EAT 1	480
Rev	rev-01	Inspección de Rutina de Transformadores	nro trafos totales	24,0	c1	10
Rev	rev-02	Inspección de Rutina de Interruptores	nro interruptores totales	24,0	c1	5
Rev	rev-03	Inspección de Rutina de Seccionadores Monofásicos	nro seccionadores totales	24,0	c1	3
Rev	rev-04	Inspección de Rutina de Seccionadores Trifásicos	nro seccionadores totales	24,0	c1	3
Rev	rev-05	Inspección de Rutina de Compensación	nro compensadores totales	24,0	c1	5
Rev	rev-06	Inspección de rutina de equipos de comunicaciones	nro equipos	24,00	c1	5
Rev	rev-07	Inspección de Rutina de el. Estructurales, pararrayos y aisladores	nro de elementos	24,00	c1	5
Rev	rev-08	Inspección de Rutina de Transformadores de Potencial	nro trafos de potencial	24,00	c1	5
Rev	rev-09	Inspección de Rutina de Transformadores de Corriente	nro trafos de corriente	24,00	c1	5
Rev	rev-10	Inspección General de Transformadores	nro trafos totales	2,0	c1	30
Rev	rev-11	Inspección General de Interruptores	nro interruptores totales	2,0	c1	30
Rev	rev-12	Inspección General de Seccionadores Monofásicos	nro seccionadores totales	2,0	c1	12
Rev	rev-13	Inspección General de Seccionadores Trifásicos	nro seccionadores totales	2,0	c1	15
Rev	rev-14	Inspección General de Compensación	nro compensadores totales	2,0	c1	30
Rev	rev-15	Inspección General de el. Estructurales, pararrayos y aisladores	nro de elementos	2,0	c1	10
Rev	rev-16	Inspección General de Transformadores de potencial	nro trafos de potencial	2,0	c1	30
Rev	rev-17	Inspección General de Transformadores de Corriente	nro trafos de corriente	2,0	c1	30
Rev	rev-18	Revisión termografica y Coronografía	nro equipos	1,0	c1	40
Rev	rev-19	Inspección General de equipos de comunicaciones	nro equipos	2,00	c4	20
Rev	rev-20	Análisis de Aceite Transformadores	nro trafos totales	1,0	c1	120
Rev	rev-21	Agregado de aceite a transformador	nro trafos totales	1,0	c5 EAT	180
Ad	ad-01	Mantenimiento General de Transformador	nro trafos totales	0,40	c5 EAT 1	600
Ad	ad-02	Mantenimiento General de Transformadores de potencial	nro trafos de potencial	0,40	c5 EAT 1	180
Ad	ad-03	Mantenimiento General de Transformadores de	nro trafos de	0,40	c5 EAT 1	180

		Corriente	corriente			
Ad	ad-04	Mantenimiento General de Interruptores	nro interruptores totales	0,40	c5 EAT 1	240
Ad	ad-05	Mantenimiento General de Seccionadores Monofásicos	nro seccionadores totales	0,40	c5 EAT 1	90
Ad	ad-06	Mantenimiento General de Seccionadores Trifásicos	nro seccionadores	0,40	c5 EAT 1	180
Ad	ad-07	Mantenimiento General de equipos de comunicaciones	nro equipos	0,4	c4	60
Ad	ad-08	Mantenimiento General de Compensación	nro compensadores totales	0,40	c5 EAT 1	240
Ad	ad-09	Mantenimiento General del regulador CBC	nro reguladores	0,40	c5 EAT 1	180
Ad	ad-10	Mantenimiento General de el. Estructurales, pararrayos y aisladores	nro de elementos	0,40	c5 EAT 1	120
Ad	ad-11	Adecuacion transformador (cambio de trafo por rotación)	nro trafos totales	0,10	c5 EAT 1	120
Ad	ad-12	Tratamiento de aceite aislante de transformadores	nro trafos totales	0,50	c5 EAT 1	180
Ad	ad-13	Lavado de Aisladores	nro de elementos	1,0	c2	12
Ad	ad-14	Tratamiento de aceite aislante de interruptores	nro interruptores totales	0,50	c5 EAT 1	600

Otros Paños y Máquinas 220 [kV]:

Tipo	Código	Descripción	Unidad de base	Frecuencia Anual	Cuadrilla	Tiempo Tarea (min)
Op	op-01	Consignación de instalaciones	nro interruptores uat	1,00	c1	23
Op	op-02	Maniobras de reposición del servicio	nro interruptores uat	1,00	c1	23
Rep	rep-01	Reparación de interruptores	nro interruptores totales	0,25	c5 AT 1	1890
Rep	rep-02	Reparación de seccionadores Monofásicos	nro seccionadores	0,25	c5 AT 1	720
Rep	rep-03	Reparación de seccionadores Trifásicos	nro seccionadores	0,25	c5 AT 1	1440
Rep	rep-04	Reparación de Banco CCEE 13,2 kV - 20 MVar	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	360
Rep	rep-05	Reparación de Banco CCEE 13,2 kV - 30 MVar	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	360
Rep	rep-06	Reparación de Banco CCEE 13,2 kV - 5,4 MVar	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	360
Rep	rep-07	Reparación de Banco CCEE 220 kV - 65 MVar	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	2700
Rep	rep-08	Banco CCEE 220 kV - 100 MVar	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	2700
Rep	rep-09	Reparación de Banco CCEE 66 kV - 33 MVar	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	900
Rep	rep-10	Reparación de CER (-40/+2 x 20 MVar)	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	360
Rep	rep-11	Reparación de CER (-40/+2 x 6,24 MVar)	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	360
Rep	rep-12	CER (-60/+60 MVar)	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	360
Rep	rep-13	CER (-60/+100 MVar)	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	360
Rep	rep-14	STATCOM (-65/+140 MVar)	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	2800
Rep	rep-15	Reparación de Plataforma de compensación serie 500 kV - 3150 A - 36 Ω	nro de unidades	0,05	c5 EAT 1	2800
Rep	rep-16	Reparación de Reactor de neutro 4,9 kV - 10 A	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	270
Rep	rep-17	Reparación de Reactor de neutro 66 kV - 10 A	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	900
Rep	rep-18	Reparación de Reactor monofásico 525 kV - 28 MVar - OA	nro de unidades	0,05	c5 EAT 1	2800
Rep	rep-19	Reparación de Reactor trifásico 220 kV - 18,5 MVar - OA	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	2700
Rep	rep-20	Reparación de Reactor trifásico 220 kV - 24 MVar - OA	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	2700
Rep	rep-21	Reparación de Reactor trifásico 220 kV - 91 MVar - OA	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	2700
Rep	rep-22	Reparación de Reactor trifásico 525 kV - 84 MVar	nro de unidades	0,05	c5 EAT 1	2800
Rep	rep-23	Transformador trifásico 220/13,8 kV - 10 MVA - CTBC - OA	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	2700
Rep	rep-24	Transformador trifásico 220/13,8 kV - 40 MVA - CTBC - OA/FA	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	2700
Rep	rep-25	Transformador trifásico 220/17,6 kV - 70 MVA	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	2700
Rep	rep-26	Transformador trifásico 220/23 kV - 10 MVA - CTBC - OA/FA	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	2700
Rep	rep-27	Transformador trifásico 220/23 kV - 24 MVA - CTBC - OA/FA	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	2700
Rep	rep-28	Transformador trifásico 220/23 kV - 5 MVA - CTBC - OA	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	2700
Rep	rep-29	Transformador trifásico 66/13,2 kV - 2 MVA	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	900

Rep	rep-30	Transformador trifásico 220/19 kV - 100 MVA - CTBC - OA/FA	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	2700
Rep	rep-31	Transformador trifásico 220/34 kV - 140 MVA - CTBC - OA/FA	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	2700
Rep	rep-32	Banco CCEE 13,2 kV - 11 MVAR	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	360
Rep	rep-33	Banco CCEE 13,2 kV - 30 MVAR	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	360
Rep	rep-34	Banco CCEE 13,2 kV - 5,4 MVAR	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	360
Rep	rep-35	Reparación de equipos de comunicaciones	nro equipos com	0,04	c4	360
Rep	rep-36	Reparación de porticos y estructuras	nro de el. estructurales	0,01	c5 AT 1	360
Rep	rep-37	Reparación de transformadores de potencial	nro trafos de potencial	0,05	c5 AT 1	2070
Rep	rep-38	Reparación de transformadores de corriente	nro trafos de corriente	0,10	c5 AT 1	2800
Rep	rep-39	Reparación de pararrayos	nro Pararrayos	0,50	c5 AT 1	480
Rev	rev-01	Inspección de Rutina de Transformadores	nro trafos totales	24,00	c1	10
Rev	rev-02	Inspección de Rutina de Interruptores	nro interruptores totales	24,00	c1	5
Rev	rev-03	Inspección de Rutina de Seccionadores Monofásicos	nro seccionadores	24,00	c1	3
Rev	rev-04	Inspección de Rutina de Seccionadores Trifásicos	nro seccionadores	24,00	c1	3
Rev	rev-05	Inspección de Rutina de Compensación	nro compensadores totales	24,00	c1	5
Rev	rev-06	Inspección de rutina de equipos de comunicaciones	nro equipos	24,00	c1	5
Rev	rev-07	Inspección de Rutina de el. Estructurales, pararrayos y aisladores	nro de elementos	24,00	c1	5
Rev	rev-08	Inspección de Rutina de Transformadores de Potencial	nro trafos de potencial	24,00	c1	5
Rev	rev-09	Inspección de Rutina de Transformadores de Corriente	nro trafos de corriente	24,00	c1	5
Rev	rev-10	Inspección General de Transformadores	nro trafos totales	2,00	c1	30
Rev	rev-11	Inspección General de Interruptores	nro interruptores totales	2,00	c1	25
Rev	rev-12	Inspección General de Seccionadores Monofásicos	nro seccionadores totales	2,00	c1	10
Rev	rev-13	Inspección General de Seccionadores Trifásicos	nro seccionadores	2,00	c1	12
Rev	rev-14	Inspección General de Compensación	nro compensadores totales	2,00	c1	30
Rev	rev-15	Inspección General de el. Estructurales, pararrayos y aisladores	nro de elementos	2,0	c1	10
Rev	rev-16	Inspección General de Transformadores de potencial	nro trafos de potencial	2,0	c1	25
Rev	rev-17	Inspección General de Transformadores de Corriente	nro trafos de corriente	2,0	c1	25
Rev	rev-18	Revisión termografica y Coronografía	nro equipos	0,50	c1	40
Rev	rev-19	Inspección General de equipos de comunicaciones	nro equipos	2,00	c4	20
Rev	rev-20	Análisis de Aceite Transformadores	nro trafos totales	0,50	c1	90
Rev	rev-21	Agregado de aceite a transformador	nro trafos totales	0,50	c5 AT	135
Ad	ad-01	Mantenimiento General de Transformador	nro trafos totales	0,12	c5 AT 1	450
Ad	ad-02	Mantenimiento General de Transformadores de potencial	nro trafos de potencial	0,12	c5 AT 1	135
Ad	ad-03	Mantenimiento General de Transformadores de Corriente	nro trafos de corriente	0,12	c5 AT 1	135
Ad	ad-04	Mantenimiento General de Interruptores	nro interruptores totales	0,12	c5 AT 1	180
Ad	ad-05	Mantenimiento General de Seccionadores Monofásicos	nro seccionadores totales	0,12	c5 AT 1	68
Ad	ad-06	Mantenimiento General de Seccionadores Trifásicos	nro seccionadores	0,12	c5 AT 1	135
Ad	ad-07	Mantenimiento General de equipos de comunicaciones	nro equipos	0,4	c4	60
Ad	ad-08	Mantenimiento General de Compensación	nro compensadores totales	0,12	c5 AT 1	180
Ad	ad-09	Mantenimiento General del regulador CBC	nro reguladores	0,12	c5 AT 1	135
Ad	ad-10	Mantenimiento General de el. Estructurales, pararrayos y aisladores	nro de elementos	0,12	c5 AT 1	90
Ad	ad-11	Adecuacion transformador (cambio de trafo por rotación)	nro trafos totales	0,06	c5 AT 1	90
Ad	ad-12	Tratamiento de aceite aislante de transformadores	nro trafos totales	0,25	c5 AT 1	135
Ad	ad-13	Lavado de Aisladores	nro de elementos	1,0	c2	10
Ad	ad-14	Tratamiento de aceite aislante de interruptores	nro interruptores totales	0,25	c5 AT 1	450

Cabe aclarar que en las tareas de inspección de los distintos equipos se incluyen las pruebas necesarias a estos.

8.5 Valorización de los costos de intervenciones

8.5.1 Costos de Vehículos, personal y Materiales utilizados en las Brigadas

Los costos utilizados para obtener el costo de las actividades realizadas por las brigadas son los siguientes:

Personal

Categoría Salarial	COSTO ANUAL (US\$/año)
Jefe de Equipo	28.716
Técnico Especialista	28.716
Asistente	21.537
Ayudante	14.358
Chofer	28.716

Vehículos

Descripción	Datos	Costo Anual (US\$ /año)
Automóvil	V1	28.990
Camioneta	V2	29.952
Camión 6 Tn	V3	43.616
Elevador	V4	31.931
Grúa 15 Tn	V5	96.967
Camión lavador aisladores	V6	103.342

Materiales

Código	Descripción	Unidad	Costo(US\$)
eem0	Interruptor 220 KV	u	58.241
eem1	Interruptor de 500 KV	u	179.489
eem2	Seccionador Trifásico de 220 KV	u	15.712
eem2a	Seccionador Monofásico de 220 KV	u	15.165
eem3	Seccionador Trifásico de 500 KV	u	13.853
eem3a	Seccionador Monofásico de 500 KV	u	14.896
eem6	Transf. De Corriente Unipolar de 220 KV	u	13.587
eem7	Transf. De Potencial Unipolar de 220 KV	u	11.500
eem8	Transf. De Corriente Unipolar de 500 KV	u	27.500
eem9	Transf. De Potencial Unipolar de 500 KV	u	43.000

eem10	Equipos Auxiliares	Gl	763
eem11	UPS	u	21.000
eem12	Cargadores	u	5.930
eem13	Baterias	Gl	9.899
eem16	Banco CCEE 13,2 kV - 20 MVar	u	240.000
eem17	Banco CCEE 13,2 kV - 30 MVar	u	360.000
eem18	Banco CCEE 13,2 kV - 5,4 MVar	u	81.325
eem19	Banco CCEE 220 kV - 65 MVar	u	800.000
eem20	Banco CCEE 66 kV - 33 MVar	u	404.250
eem21	CER (-40/+2 x 20 MVar)	u	7.441.870
eem22	CER (-40/+2 x 6,24 MVar)	u	7.441.870
eem23	Plataforma de compensación serie 500 kV - 3150 A - 36 Ω	u	6.625.000
eem24	Reactor de neutro 4,9 kV - 10 A	u	2.909
eem25	Reactor de neutro 66 kV - 10 A	u	52.836
eem26	Reactor monofásico 525 kV - 28 MVar - OA	u	629.011
eem27	Reactor trifásico 220 kV - 18,5 MVar - OA	u	808.873
eem28	Reactor trifásico 220 kV - 24 MVar - OA	u	896.264
eem29	Reactor trifásico 220 kV - 91 MVar - OA	u	1.525.275
eem30	Reactor trifásico 525 kV - 84 MVar	u	1.451.094
eem31	Transformador trifásico 220/13,8 kV - 10 MVA - CTBC - OA	u	981.623
eem32	Transformador trifásico 220/13,8 kV - 40 MVA - CTBC - OA/FA	u	1.093.402
eem33	Transformador trifásico 220/17,6 kV - 70 MVA	u	1.152.340
eem34	Transformador trifásico 220/23 kV - 10 MVA - CTBC - OA/FA	u	981.877
eem35	Transformador trifásico 220/23 kV - 24 MVA - CTBC - OA/FA	u	928.782
eem36	Transformador trifásico 220/23 kV - 5 MVA - CTBC - OA	u	767.210
eem37	Transformador trifásico 66/13,2 kV - 2 MVA	u	182.030
eem38	Banco CCEE 13,2 kV - 11 MVar	u	135.000
eem39	Banco CCEE 13,2 kV - 30 MVar	u	360.000
eem40	Banco CCEE 13,2 kV - 5,4 MVar	u	81.325
eem41	Grupo Electrogeno	u	18.143
eem42	Instalaciones contra incendio	u	76.790
eem43	Sistema de Vigilancia	u	59.690
eem44	Pararrayo 220 kV	u	5.766

eem44a	Pararrayo 500 kV	u	12.000
eem45	Transformador de SSAA	u	15.713
eem46	Transformador trifásico 220/19 kV - 100 MVA - CTBC - OA/FA	u	1.721.000
eem47	Transformador trifásico 220/34 kV - 140 MVA - CTBC - OA/FA	u	2.080.000
eem48	Banco CCEE 220 kV - 100 MVar	u	890.486
eem49	CER (-60/+60 MVar)	u	7.441.870
eem50	CER (-60/+100 MVar)	u	7.441.870
eem51	STATCOM (-65/+140 MVar)	u	12.227.603
maq9	Autotransformador monofásico 525/220 kV - 250 MVA - CTBC - OA/FA1/FA2	u	2.818.862
maq10	Reparación de Autotransformador monofásico 525/220/66 kV - 250 MVA - CTBC - OA/FA1/FA2	u	3.179.604
mat6	Estructuras y Soportes - 220 KV	gl	1.659
mat7	Estructuras y Soportes - 500 KV	gl	6.634
pro11	Equipos de Protección y control	cjto	3.316
con4	Módulo Comunicación	cjto	12.865
con5	URT	u	45.000
con6	Antenas	u	6.634
kitet5	Agua Para Lavado de Aisladores	L	0,2
kitet7	Cable de cobre para PAT 16 mm ²	cjto	2
kitet8	Tornillos y bulones	cjto	4
kitet14	Bulonería/junta/nivel trafo/radiador/pintura	cjto	700
kitet21	Kit de reparación anual de Sistemas de Iluminación	cjto	222
kitet22	Materiales para adecuación de instalaciones en 500 - 220 KV	cjto	800

Líneas

Código	Descripción	Unidad	Costo(US\$)
conln7	Conductor	m	5
conln9	Hilo de guardia	m	2
ag4	Torre Metálica 220 KV	u	9.952
ag5	Torre Metálica 500 KV	u	13.269
hor17	Fundación de hormigón 220 KV	u	2.486
hor18	Fundación de hormigón 500 KV	u	6.712
ais10	Aislador de disco B&S 10" x 5 3/4", porcelana - 220 KV	gl	258

ais11	Aislador de disco B&S 10" x 5 3/4", porcelana - 500 KV	gl	430
kitln1	kit reparación cables de EAT	u	16
kitln2	kit reparación estructuras (pintura, bulonería, etc)	u	100
kitln5	Jabalina	u	2
kitln6	kit para aisladores de retención	u	278
kitln7	Dispositivo antiescalantes	u	285
kitln14	Dispositivo separadores 220 KV	u	44
kitln8	Dispositivo separadores 500 KV	u	88
kitln9	Dispositivo amortiguadores	u	21
kitln10	kit para aisladores de suspensión	u	207
kitln11	kit adecuacion morseteria	u	300

El costo anual expresado en la tabla de personal incluye un 2% en concepto de herramientas. La memoria de cálculo para llegar al costo anual de los conceptos expresados en las tablas anteriores se detalla en los capítulos referidos al cálculo del VI.

8.5.2 Costo total de Brigadas de Operación y Mantenimiento

El costo de las actividades de operación y mantenimiento realizadas por las brigadas en las líneas y SE del área troncal es el siguiente:

Transec Troncal Líneas y SE	US\$ /año	5.787.654
Otros tramos troncales Líneas y SE	US\$ /año	2.923.904
Total	US\$ /año	8.711.558

9. DETERMINACIÓN DEL COMA (SIN O&M BRIGADAS) DEL ÁREA DE CONCESIÓN TRONCAL DE TRANSELEC

9.1 DIMENSIONAMIENTO Y REMUNERACIONES DEL PERSONAL

Esta parte del trabajo ha consistido en el dimensionamiento de la planta de personal de la organización destinada a operar, mantener y administrar los recursos y las instalaciones del sistema de transmisión troncal definido anteriormente, correspondiente al área de concesión troncal de Transelec.

En este trabajo el Consultor ha identificado por separado aquellos procesos propios de la

operación, mantención y administración del sistema que se valoriza, de aquellos relacionados con las expectativas de crecimiento del sistema, que tienen pues, impacto en el costo del personal administrativo como se verá más adelante. La inclusión de las distintas unidades de la empresa se ha establecido justificadamente en el estudio.

9.1.1 DIMENSIONAMIENTO DEL PERSONAL

9.1.1.1 Modelo de Organización

La organización del personal fue desarrollada teniendo en cuenta la estructura presentada en la ETT 2010, la cual se ha ajustado teniendo en cuenta la experiencia del Consultor. En general los ajustes correspondieron a disminución de la cantidad de ciertos cargos por considerarse excesiva el valor inicial, aunque en algunas circunstancias se consideró necesario un incremento de ciertos cargos. Entre las modificaciones más relevantes se puede señalar que: el área comercial pasó a ser un departamento dependiente de la gerencia de explotación, como sucede en Transba de Argentina (tal como se señala a continuación); también en la gerencia de explotación se unificaron las jefaturas de Control de la Operación y de Sistemas Eléctricos creándose la jefatura de Sistemas Eléctricos y Control de la Operación. Adicionalmente, al dimensionar la cantidad de operadores de subestación y de supervisores e inspectores de mantenimiento de equipos y líneas se tuvo en cuenta el ingreso de nuevas instalaciones a la red desde 2010.

El modelo fue desarrollado considerando la racionalización de las funciones típicas de una empresa de transmisión de energía, definidas en base a la experiencia del Consultor en otros estudios similares de Panamá, Guatemala y Argentina.

En particular, en el caso de Argentina se tuvo en cuenta el esquema de organización que aplica actualmente Transba SA.

Transba S.A. tiene a su cargo la operación y el mantenimiento de la red de 132 kV de la provincia de Buenos Aires, Argentina; con excepción de las instalaciones ubicadas dentro de la jurisdicción de Edenor S.A., Edesur S.A. y Edelap S.A en la misma provincia. Adicionalmente, opera y mantiene las Estaciones Transformadoras de 500 kV Olavarría, Bahía Blanca y Campana, en carácter de Transportista Independiente de Transener S.A. (TIBA), y algunas

instalaciones de 66 kV.

Una serie de características particulares de la estructura organizacional de Transba han sido tenidas en consideración al momento de conformar el organigrama:

- Descentralización de las tareas de operación y mantenimiento a nivel de administraciones regionales.
- Coordinación general de estas tareas mediante la administración central.
- Las actividades comerciales dependen de la gerencia de operaciones de la empresa.

Conforme la metodología de trabajo aplicada para el diseño de la organización de personal que debe administrar este sistema troncal, se ha definido una estructura en función del tamaño de la empresa.

Geográficamente, las funciones se concentran en Sede Central y Regionales.

Sede Central

En la Sede Central se encuentra el Consejo de Administración o Directorio, la Dirección Ejecutiva y las Gerencias o Departamentos que dependen de ella y que se detallan a continuación, junto con sus correspondientes funciones:

Directorio	Representación de los intereses de los accionistas y orientación general de los negocios de la compañía
Gerencia General	Conducción de la empresa, apoyando su gestión en las Gerencias y los Departamentos de la compañía.

Gerencias de la Sede Central

Gerencia de Asuntos Corporativos	Se encarga de las comunicaciones y relaciones de la empresa con la comunidad.
Gerencia de Asuntos Legales	Se encarga del asesoramiento en materia de contratos, conflictos laborales y con clientes e instituciones, accidentes.
Gerencia de RRHH y Administración	Responsable del reclutamiento, capacitación y administración de los integrantes permanentes y eventuales (si los hubiere) de la organización, liquidación de salarios, liquidación de contribuciones para seguro social y otros. Se encarga de definir las políticas generales de administración, procesos de adquisición y logística de bienes y contratación de servicios y seguros. Controla el desempeño, implantación y mantenimiento de los procesos informáticos de gestión. Mantenimiento de estos sistemas y del hardware.
Gerencia de Finanzas y	Gestión contable de la concesionaria, preparación de informes contables para las

Tesorería	<p>necesidades de gestión interna de la concesionaria y para la atención de organismos externos.</p> <p>Efectúa el control de presupuesto y gestión de la empresa.</p> <p>Además, se encarga de la gestión financiera de corto y largo plazo, captación de recursos, planeamiento financiero, gestión financiera, organización del endeudamiento de la concesionaria, pago a proveedores, pago de salarios, liquidación y pago de impuestos.</p>
Gerencia de Explotación	<p>Gerenciamiento y Supervisión de la Operación de Líneas, subestaciones y Centros Operativos de Control de Alta Tensión. Protecciones y telecomunicaciones de Operación.</p> <p>Gerenciamiento y planificación centralizada del mantenimiento preventivo y correctivo de la red de transmisión y estaciones transformadoras, instalaciones asociadas y equipamiento de control.</p> <p>Coordinación general de las administraciones zonales.</p>

Regionales

En las sedes regionales se organizan, planean y supervisan las actividades de O&M de las instalaciones de transmisión en su área territorial específica de cada Administración Zonal. Dependen de la Gerencia de Explotación.

Las sedes regionales están localizadas en edificios cercanos a las subestaciones consideradas como más importantes por su envergadura o por su ubicación estratégica.

Las brigadas que atienden las tareas de O&M de líneas y de subestaciones se encuentran distribuidas en las diferentes zonas y ubicadas físicamente en subestaciones cabecera.

En cada regional se encuentran, además del Administrador Zonal y sus auxiliares administrativos y de seguridad, los siguientes Jefes de Departamento:

Jefe Centro Operación Zonal	<p>Supervisa el funcionamiento y operación del sistema eléctrico de la zona correspondiente.</p> <p>Coordina a los supervisores de operación de las distintas subestaciones dentro de su zona</p>
Supervisor Mantenimiento de Equipos	Supervisa las Brigadas de mantenimiento de las estaciones transformadoras.
Supervisor Mantenimiento de Líneas	Supervisa las Brigadas de mantenimiento de líneas.
Supervisor Mantenimiento de sistemas	Supervisa las Brigadas de mantenimiento de los equipos de protección,

de Control	sistemas de control y mediciones.
------------	-----------------------------------

9.1.1.2 Dimensionamiento del Personal de Administración Central (sin considerar Operación y Mantenimiento Centralizado)

Las bases de este estudio establecen que “el consultor deberá proponer el modelo de organización más eficiente que permita entregar los servicios de gestión, planificación y control de la operación y del mantenimiento, administración, facturación y cobranza del conjunto de tramos en estudio”.

En consecuencia, hemos señalado que la estructura de personal que es requerido, deberá ser el necesario para cubrir los servicios de gestión, planificación y control de la operación y del mantenimiento, administración, facturación y cobranza del conjunto de tramos en estudio.

La planta administrativa de la empresa cumple la función: de gestionar y operar el Sistema de Transmisión Troncal en servicio.

En el aspecto operativo, el Consultor identificó las labores de administración de la empresa que pueden ser ejercidas por personal externo, por cuanto existe un mercado competitivo de servicios que presta dichas labores. Como ejemplo se pueden mencionar las relaciones Públicas, el mantenimiento de instalaciones y otros servicios profesionales.

La estructura de la Administración Central fue desarrollada a partir de la racionalización de las funciones típicas de una empresa de transmisión de energía, definidas en base a la experiencia del Consultor.

A partir de esta estructura general de la empresa se definen los diferentes cargos y funciones. A continuación se describen las funciones de los cargos.

GERENCIA GENERAL

Gerente General

Tiene a su cargo la conducción global de la empresa respondiendo al directorio por la gestión, financiera, comercial y de explotación. Es el representante legal de la compañía.

Vela por la administración de los recursos humanos y materiales.

Del Gerente General dependen los ejecutivos a cargo de las siguientes gerencias:

- Gerencia de Asuntos Corporativos
- Gerencia de Asuntos Legales
- Gerencia de RRHH y Administración
- Gerencia de Finanzas y Tesorería
- Gerencia de Explotación

También depende del Gerente General la Secretaria de la Gerencia General.

GERENCIA DE ASUNTOS CORPORATIVOS

Gerente de Asuntos Corporativos

- Dirige y coordina las actividades de la Gerencia de Asuntos Corporativos.
- Identifica la necesidad de proyectos en el sistema de transmisión, efectuando los estudios técnico-económicos y evaluación económica de los mismos, orientados a mejorar la operación técnica del sistema troncal con el objeto de proponerlos a la autoridad. Coordina la realización de análisis regulatorios relacionados.
- Dirige y coordina los análisis regulatorios relacionados a las inversiones en el sistema de transmisión y representa a la Empresa ante los organismos externos encargados.
- Prepara las presentaciones al Directorio relacionados con proyectos de ampliaciones del sistema de transmisión troncal.
- Es responsable del control de las gestiones ejecutadas propias de su ámbito de acción.
- Coordina equipos de trabajo multidisciplinarios para obtener soluciones técnicas factibles que permitan el aumento de la capacidad del sistema de transmisión.
- Dependen de su gerencia:
 - Secretaria de Gerencia: sus funciones son descriptas conjuntamente con la del resto del personal administrativo
 - Analista Planificación Estratégica
 - Asesor RRPP y Comunicación

Analista Planificación Estratégica

- Realiza estudios técnico-económicos y evaluaciones económicas de proyectos de inversión en el sistema de transmisión.
- Simula la operación del sistema eléctrico en base a modelos computacionales especiales.
- Efectúa los análisis regulatorios que correspondan con las nuevas inversiones en el sistema de transmisión, coordinados con otras áreas de la Empresa.
- Mantiene actualizadas las bases de datos para realizar estudios de planificación.
- Coordina equipos de trabajo dedicados a la evaluación económica de un proyecto.

Asesor RRPP y Comunicación

- Contacta a los medios de prensa del país, capacitándolos e instruyéndolos en la temática

del sector cuando sea requerido.

- Analiza y propone al Gerente General la información y el momento en que se publicará en medios externos de comunicación.
- Atiende a los medios de comunicación en caso de emergencias en la transmisión.
- Elabora todas las publicaciones de la empresa estableciendo los contactos con las diferentes unidades de la empresa.
- Elabora y mantiene la página Web de la empresa.
- Mantiene los soportes y procedimientos de imagen corporativa de la empresa en todo el país.

GERENCIA DE ASUNTOS LEGALES

Fiscal

- Es el responsable de la Gerencia de Asuntos Legales
- Asesora al gerente general y demás gerencias en todos los asuntos jurídicos y en actuaciones que puedan ser motivo de litigio.
- Asume el patrocinio, representación y defensa de la empresa en los juicios o gestiones administrativas en que sea parte o tenga interés; y gestiona, dirige y supervisa la actividad profesional de abogados externos contratados a tales efectos.
- Coordina y dirige arbitrajes trabajando en conjunto con las unidades comerciales y los abogados externos.
- De él dependen:
 - Secretaria de Gerencia: sus funciones son descritas conjuntamente con la del resto del personal administrativo
 - Asesor Jurídico

Asesor jurídico

- Responde al fiscal y presta asesoría, cuando lo requieran, a todas las unidades de la empresa (incluyendo atención de consultas telefónica de las administraciones regionales).
- Gestiona los contratos al interior de la empresa (servidumbre, arriendo, prestaciones de servicios).
- Actúa en los juicios en defensa de los intereses de la empresa.
- Revisa desde el punto de vista legal todos aquellos documentos relevantes de cualquier unidad de la empresa que lo requiera.
- Se mantiene al día de las modificaciones legales que puedan producirse en el país.

GERENCIA DE RRHH Y ADMINISTRACIÓN

Gerente RRHH y Administración

- Establece los lineamientos para mantener la estructura organizacional alineada a la estrategia de desarrollo de la empresa.
- Proporciona a la empresa el personal idóneo a sus actividades.
- Determina las políticas para la gestión de los recursos humanos de la empresa en lo que respecta a la selección, mantención, capacitación y desvinculación de personal.
- Define los lineamientos para la elaboración de las normas y procedimientos administrativos y controla su emisión.
- Apoya a las unidades de la empresa en la aplicación de las políticas de personal.
- Define políticas generales de administración y aprovisionamiento de bienes y contratación de servicios y su control.
- Formula y administra la política de seguros de la empresa.
- Es responsable por el control de las gestiones ejecutadas en el marco de su ámbito de acción.
- Dependen directamente del Gerente de RRHH y Administración:
 - Secretaria de Gerencia
 - Administrador de Sistemas
 - Jefe Departamento Recursos Humanos
 - Jefe Departamento Adquisiciones y Servicios Generales

Administrador de Sistemas

- Ejecuta las acciones necesarias para mantener totalmente operativos los sistemas informáticos y equipos computacionales de la empresa.
- Conoce en profundidad la tecnología de la empresa y presta el apoyo requerido por cualquier unidad para la realización de sus gestiones.
- Monitorea permanentemente el rendimiento de los equipos, servicios de procesamiento de datos (SAP) y redes computacionales (LAN, WAN).
- Mantiene comunicación constante con todas las unidades de la empresa, de manera de facilitar la atención oportuna de las emergencias y consultas referidas a sistemas informáticos.
- De él dependen los soportes informáticos (se ubican en las diferentes regionales).

Soporte Informático

- Configura y normaliza las estaciones de trabajo.
- Mantiene al día el inventario de software, hardware y licencias de la empresa.

- Determina las solicitudes de compra de insumos y elementos técnicos solicitados y aprobados por la jefatura.
- Administra las cuentas, permisos y licencias necesarias.
- Asesora en la compra de hardware y gestiona la compra de licencias de software.

Jefe Departamento Recursos Humanos

- Asegura el ingreso, mantención y desarrollo de los recursos humanos.
- Apoya al Gerente de RRHH en la dirección de las relaciones laborales internas y externas (con sindicatos y procesos de negociación colectiva).
- Propone anualmente la política y lineamientos generales referidos a las actividades de capacitación del personal de la empresa.
- Desarrolla políticas y normas de la empresa para la gestión de recursos humanos.
- Colabora en la selección del personal adecuado y gestiona las actividades de mantenimiento y desarrollo que se requieran.
- Actualiza los procesos que se lleven a cabo en la unidad.
- Colabora con los demás departamentos para implementar las condiciones y herramientas que permitan a los trabajadores lograr un máximo de rendimiento.
- Mantiene un control permanente sobre la gestión de recursos humanos (dotaciones, presupuesto y costos de personal, planes de capacitación y administración de beneficios).
- Dependen del Jefe del Departamento de Recursos Humanos:
 - Analista de Recursos Humanos
 - Analista de Remuneraciones

Analista Recursos Humanos

- Recluta, selecciona y gestiona la contratación del personal.
- Emite y actualiza los contratos individuales de trabajo. Mantiene la custodia de los Contratos de Trabajo individuales y colectivos de la empresa.
- Genera la información necesaria para el proceso de negociación colectiva.
- Controla el programa de desarrollo social y de administración de beneficios de los convenios colectivos y los beneficios a trabajadores que no negocian colectivamente.
- Gestiona los términos de contrato, liquidación de haberes, elaboración de finiquitos, control de feriados, licencias médicas, IAS, movimientos de personal y otros tanto del personal propio como contratado.
- Genera el informe de gestión sobre la situación de las dotaciones, organización, costos de personal, gestión de capacitación, etc. Mantiene un control permanente sobre estos aspectos.
- Propone anualmente la política y lineamientos generales de las actividades de capacitación del personal de la empresa.

- Formula los programas de desarrollo y coordina la ejecución de las actividades de capacitación del personal
- Realiza estudios de desarrollo organizacional y de recursos humanos (estructura y perfiles de cargos, motivación y clima laboral, encuestas de satisfacción laboral, etc).
- Desarrolla políticas y normas de la empresa para la gestión de Recursos Humanos.
- Efectúa análisis de estudios de mercado sobre cargos, funciones, remuneraciones y beneficios al personal.

Analista Remuneraciones

- Administra las remuneraciones del personal.
- Actualiza la respectiva base de datos, los cálculos, procesos de pagos y análisis de las cuentas del personal.
- Formula el presupuesto anual de personal y lleva a cabo el control presupuestario en forma mensual.
- Es contraparte con organismos externos ligados a la administración de remuneraciones (Isapres, AFP y Caja de Compensación).
- Atiende las visitas de los auditores externos de la empresa, facilitando la información que sea solicitada.
- Realiza la gestión contable interna ligada al pago y liquidación de remuneraciones del personal.
- Se mantiene al tanto de la normativa legal, financiera y contable pertinente.
- Genera los reportes para informar a la unidad de Control de Presupuesto acerca del gasto en remuneraciones.

Jefe Departamento Adquisiciones y Servicios Generales

- Dirige la planificación y ejecución del programa de contratación de Suministros y Servicios y de gestión de stocks.
- Gestiona los contactos con los proveedores de servicios a la empresa. Gestiona y mantiene los contratos.
- Define montos y vigencias de las garantías y gestionar sus devoluciones a los proveedores.
- Autoriza las órdenes de pedido y compras en el sistema informático de las demás unidades de la empresa.
- Gestiona las compras técnicas de la empresa.
- Desarrolla los trámites para la importación de equipos.
- Efectuar la gestión y coordinación necesaria con el Corredor de Seguros de los bienes y recursos humanos de la empresa.
- Controla y administra las Pólizas de Seguro.

- Instruye al personal del área, respecto a los criterios a utilizar en los procesos de adquisiciones de bienes y servicios.
- Dependen del Jefe de Departamento de Adquisiciones y Servicios Generales:
 - Analista Adquisiciones y Servicios Generales.
 - Técnico Servicios Generales
 - Comprador Internacional

Analista Adquisiciones y Servicios Generales.

- Desarrolla los procesos de adquisición de bienes y servicios desde el exterior y nacionales (procesos de cotización, evaluación económica de ofertas, preparación de informe y generación de Orden de Compra).
- Establece los contactos con los proveedores extranjeros o con sus representantes en el país. Genera, envía órdenes de compra y efectúa el seguimiento hasta la recepción conforme del bien o servicio.
- Cotiza y gestiona al mejor precio la contratación de transporte internacional, incluyendo la contratación de pólizas de seguro a los fletes internacionales. Gestiona y coordina el proceso de internación y trámites de aduana de los bienes.
- Prepara las Bases de Licitación por adquisiciones de bienes.
- Realiza las cotizaciones para la realización de compras nacionales; revisa los materiales e indicaciones técnicas y económicas para proponer diferentes alternativas de compra.
- Colabora en mantener el Registro de Proveedores de la empresa y su respectiva calificación por parte de las áreas usuarias.
- Administra las Pólizas de Seguro.
- Genera semanalmente los flujos de caja asociados a los pagos a los distintos proveedores, embarcadores, Seguros, Agente de Aduanas y transportistas. Informa a Tesorería al respecto.

Técnico Servicios Generales

- Mantiene el funcionamiento de los equipos e instalaciones de las oficinas centrales de la empresa, atendiendo los imprevistos.
- Establece los contactos necesarios con personal técnico ajeno a la Empresa para realizar los mantenimientos y reparaciones solicitados a las instalaciones y mobiliario de las oficinas centrales y la gestión de servicios de seguridad.
- Mantiene archivados y clasificados los documentos originales de las diferentes pólizas de seguros de la empresa.
- Gestiona el pago de todo tipo de servicios de la empresa (pago de servicios básicos, facturas, órdenes de compra).
- Informa mensual y semanalmente los flujos de caja a Tesorería.

- Atiende los requerimientos de arriendo de vehículos y gestiona las respectivas licitaciones.
- Coordina con el supervisor de estafetas, las labores de Mayordomía y Recepción, y supervisa el cumplimiento de las tareas encomendadas.
- Administra cajas de fondos fijos destinados a pequeñas compras.
- Mantiene actualizado los diferentes contratos de prestación de servicios de mantenimiento de equipos.
- Elabora y propone procedimientos y normas para el área de seguridad, cuidado y mantención de equipos y materiales.
- Mantiene y resguarda los contratos y documentos originales de la empresa. Lleva el control de los ingresos y salidas de documentos.

Comprador Internacional

- Colabora con la planificación y ejecución del programa de contratación de Suministros y Servicios y de gestión de stocks para la empresa.
- Desarrolla los procesos de adquisición de bienes y servicios desde el exterior que implican complejidad técnica y/o administrativa.
- Establece los contactos con los proveedores extranjeros o con sus representantes en el país. Genera y envía órdenes de compra y efectúa el seguimiento hasta la recepción conforme del bien o servicio. Mantiene el registro de proveedores.
- Realiza las cotizaciones necesarias para las compras.
- Prepara las cartas de reclamos a proveedores.
- Define montos y vigencias de las garantías y gestiona sus devoluciones a los proveedores.
- Mantiene ordenados los recintos en que se guardan los productos de stock, y lleva un estricto control de las especies a su cargo.
- Asume las tareas anteriores en relaciones con todas las compras de bienes y servicios nacionales. Confecciona las bases administrativas para las licitaciones nacionales.

GERENCIA DE FINANZAS Y TESORERÍA

Gerente de Finanzas y Tesorería

- Dirige los servicios necesarios relacionados con tesorería, gestión de cobro y de gestión de riesgos financieros.
- Dirige las actividades de contabilidad y asegura la realización de la operatoria contable.
- Es responsable de la relación con las agencias de crédito y con los organismos de reglamentación financiera.

- Prepara el programa anual de préstamos, procura las estrategias de financiamiento y prepara los programas anuales de gestión de riesgo.
- Garantiza el servicio de deuda a corto y a largo plazo.
- Determina y dirige los procesos para realizar el control de cumplimiento de los objetivos financieros y de gestión de las unidades de la Empresa.
- Es responsable del control de las gestiones ejecutadas dentro de su ámbito de acción.
- Atiende las visitas trimestrales de los auditores externos de la empresa y facilita la información que se requiera.
- Del Gerente de Finanzas y Tesorería dependen de forma directa:
 - Secretaria Gerencia
 - Analista Financiero
 - Jefe Departamento Contabilidad
 - Jefe Departamento Control de Gestión
 - Tesorero

Analista Financiero

- Participa en la elaboración e implementación de las políticas financieras de la empresa.
- Analiza los datos financieros necesarios para la elaboración de los planes estratégicos y de acción comercial de la Empresa.
- Analiza los estados financieros de la empresa.
- Negocia las deudas y compromisos de la empresa con la banca, otros agentes externos y con el directorio.
- Propone y recomienda las alternativas a seguir en la gestión financiera de la empresa con vistas a prevenir o enfrentar problemas de esta área.
- Asesora al jefe del área en la realización de estudios y análisis financieros.

Jefe Departamento Contabilidad

- Dirige la preparación de la contabilidad de la empresa.
- Registra en la contabilidad de la empresa todos los hechos económicos.
- Vela por la correcta determinación y pago de los impuestos mensuales y su presentación y liquidación anual.
- Mantiene permanentemente actualizada la contabilidad de la empresa.
- Pone a disposición de los ejecutivos y directivos de la Empresa la información de la situación financiera-contable.
- Entrega la información financiero-contable a las autoridades correspondientes.
- Mantiene contactos y responde ante los organismos fiscalizadores.
- Del Jefe del Departamento de Contabilidad dependen:
 - Contador General
 - Administrador de Activo Fijo

- Analista Contable

Contador General

- Elabora procedimientos para el área financiero-contable bajo normas y principios de contabilidad generalmente aceptados en el país.
- Analiza las cuentas de la empresa.
- Prepara informes contables, estados financieros y cálculo de los impuestos tanto mensual como anual.
- Prepara información para el cierre mensual de la contabilidad.

Administrador de Activo Fijo

- Crea bienes por proyectos de inversión para obras en curso, concilia saldos contables con módulo de Proyectos en Sistema Informático y traspasos de bienes a la Explotación.
- Actualiza y mantiene los datos de Activos Fijos en Explotación, conciliación mensual con saldos contables, conciliación con Inventario físico de bienes.
- Modifica los datos en sistema de control.
- Organiza informes de datos de bienes de Activo Fijo.
- Controla la información para pago de contribución bienes raíces de bienes de la empresa.
- Coordina con la asesoría jurídica para mantener actualizada la información de propiedades, terrenos y servidumbres.
- Lleva a cabo los procesos de corrección monetaria y depreciación en el sistema informático.

Analista Contable

- Prepara mensualmente los análisis financieros, estados de resultados de la empresa, balances, análisis de cuentas.
- Realiza diariamente el ingreso de documentos contables.
- Prepara la declaración de impuestos mensuales.
- Mantiene contacto permanente con el personal administrativo en las regionales para atender asuntos de su competencia.
- Entrega informes contables, sobre el funcionamiento de la empresa, que permitan sistematizar la información que se entrega a la jefatura correspondiente.
- Actualiza y mantiene los datos de Activos Fijos en Explotación, concilia mensualmente con saldos contables y con inventario físico de bienes. Organiza informes sobre el tema.
- Modifica los datos en sistema de control.

- Controla la información para el pago de contribución de bienes raíces de los inmuebles de la empresa.
- Coordina con Fiscalía para mantener actualizada la información de propiedades, terrenos y servidumbres.
- Ejecuta procesos de corrección monetaria y depreciación.

Jefe Departamento Control de Gestión

- Mantiene el control y seguimiento de las metas y objetivos de la Empresa, evaluando el cumplimiento de las normas y de los mecanismos de control vigentes.
- Realiza el control presupuestario de los ingresos, costos e inversiones, y de los indicadores que se determinen para la empresa.
- Maneja los indicadores de gestión tanto cualitativos como cuantitativos de la empresa.
- Establece las necesidades de sistemas de información de gestión.
- Mantiene actualizado el Sistema de Control Interno de la empresa y prepara el Plan de Control Operativo Anual.
- Determina y mantiene la codificación analítica de la empresa requerida para captar la información de gestión y posibilitar su control.
- Sugiere las iniciativas y proyectos que permitan mejorar las funciones del departamento.
- Supervisa la confección de los informes mensuales, asegurando su calidad y puntualidad.
- Lleva la contabilidad analítica de la empresa: creación y mantenimiento de sus datos maestros, de informes y reportes. Realiza el proceso de cierre mensual de la contabilidad analítica, efectúa las liquidaciones y sub repartos.
- Lleva en ERP las versiones de presupuesto que se requieran.
- Colabora en la captación de información necesaria para los presupuestos anuales o de largo plazo.
- Participa en la implementación de sistemas de control interno en la empresa.

Tesorero

- Elabora políticas, normas y procedimientos de recaudación y pagos.
- Desarrolla y coordina análisis de instrumentos financieros, su utilización y beneficios para optimizar los recursos financieros de la empresa.
- Establece las relaciones con los bancos nacionales y extranjeros, operaciones financieras, mantención de cuentas corrientes. Contabiliza estas operaciones.
- Custodia y realiza el arqueo de los valores de la empresa.
- Realiza los pagos en moneda extranjera, cotiza la moneda a pagar y elabora los documentos para ratificar estas operaciones.
- Realiza colocaciones en mercado de capitales (moneda extranjera, depósitos a plazo)
- Informa al Banco Central sobre operaciones realizadas con moneda extranjera.

- Efectúa la cobranza a clientes y pago a proveedores, decide las fechas y el banco, vela que se cumpla la política de pagos de la empresa.
- Realiza y mantiene el presupuesto de caja, cotización de bancos y manejo de excedentes.
- Calcula los intereses devengados y ganados mensualmente.
- Del tesorero depende:
 - Analista tesorería

Analista Tesorería

- Efectúa los pagos a proveedores de la empresa; confecciona los cheques y se mantiene en contacto permanente con ellos para atención de consultas.
- Realiza los presupuestos de caja, orientados al corto y mediano plazo.
- Revisa diariamente los saldos de cuentas bancarias de la empresa, determinando su disponibilidad monetaria.
- Coordina con el tesorero las inversiones diarias de la empresa.
- Asegura la liquidez inmediata del efectivo que se recibe diariamente.
- Asegura los documentos de respaldo de cada pago o cobranza realizado.
- Realiza las transferencias bancarias al extranjero para el pago de proveedores.
- Redacta las cartas que se envían los bancos y que entregan instrucciones acerca de tasas bancarias, pagos extranjeros, transferencias monetarias.
- Custodia los documentos de la empresa, boletas de garantía, inversiones de mercado, etc.
- Mantiene contactos de nivel operativo con los bancos para solucionar problemas de gestión diaria y que afectan los recursos financieros de la empresa.

GERENCIA DE EXPLOTACIÓN

Gerente Explotación

- Define y administra los recursos necesarios para la planificación, realización y control de las actividades de operación y mantenimiento de las instalaciones de la empresa.
- Coordina las labores de mantenimiento y operación de la compañía. Asegura la permanente y correcta operación del sistema.
- Administra, a través de las regionales o centros zonales, la explotación de las instalaciones de la empresa.
- Apoya a la superioridad de la compañía en las materias técnicas de su competencia.
- Asegura el cumplimiento de la normativa medioambiental y de prevención de riesgos.
- Es responsable por el control de las gestiones ejecutadas en el marco de las materias que son propias de su ámbito de acción.
- Coordina las actividades comerciales y asuntos regulatorios de la empresa.

- Del gerente de explotación dependen directamente:
 - Secretaria Gerencia y asistente administrativo
 - Jefe Control y Análisis de Gestión Terreno
 - Jefe Departamento Comercial y Regulatorio
 - Jefe Departamento Soporte Técnico
 - Jefe Departamento Gestión Redes
 - Administrador Zonal

Jefe Control y Análisis de Gestión Terreno

- Analiza la gestión administrativa, de personal y de servicios a terceros de las unidades descentralizadas de terreno.
- Recolecta y prepara bases de datos y emite informes estadísticos mensuales para la jefatura Técnica y de Explotación.
- Gestiona centralizadamente los procesos de llamados a licitación de trabajos o servicios, hasta la firma de los respectivos contratos.
- Apoya desde las oficinas centrales de la compañía a las Unidades de terreno en diferentes aspectos de su gestión administrativo contable.
- Supervisa y controla las gestiones contables, imputaciones y control de cuentas.
- Vela por la probidad de los movimientos que se ejecuten en la empresa.
- Controla en terreno la gestión de las unidades descentralizadas.
- Del Jefe Control y Análisis de Gestión Terreno dependen:
 - Experto Medio Ambiente
 - Experto Prevención de Riesgos

Experto Medio Ambiente

- Realiza todas las gestiones internas con el fin de generar planes de trabajo, programas, y directrices que regulen los procedimientos y actividades de índole ambiental.
- Proporciona apoyo a toda la organización, con el fin de dar cumplimiento a lo requerido por la compañía y ajustarse a la reglamentación vigente en materias de medio ambiente.
- Facilita la gestión ambiental en las diferentes áreas de la empresa.
- Detecta y establece las necesidades de actividades de desarrollo y capacitación en materias ambientales.
- Asegura el cumplimiento de las normas y estándares nacionales de medioambiente.

Experto Prevención de Riesgos

- Realiza las gestiones internas de manera de generar planes de trabajo, programas, y directrices que regulen los procedimientos y actividades de índole de seguridad.

- Proporciona apoyo a toda la organización, con el fin de dar cumplimiento a lo requerido por la compañía y ajustarse a la reglamentación vigente en materias de prevención de riesgos.
- Facilita la gestión de prevención de riesgos en las diferentes áreas de la empresa.
- Detecta y establece las necesidades de actividades de desarrollo y capacitación en materias prevención de riesgos.
- Apoya a las unidades de terreno en los temas relacionados con seguridad y prevención de riesgo. Establece los contactos necesarios con los jefes de unidades descentralizadas y coordina con ellos las gestiones a tales fines.
- Asegura el cumplimiento de las normas y estándares nacionales de seguridad laboral.

Jefe Departamento Comercial y Regulatorio

- Actúa en el mercado eléctrico frente a los usuarios actualmente conectados o interesados en conectarse al sistema de transmisión troncal de la empresa.
- Atiende las solicitudes de los clientes respecto a conexiones al sistema troncal, haciendo las gestiones internas para determinar las condiciones en que dichas solicitudes pueden ser satisfechas.
- Aplica la normativa legal que regula los cobros por transmisión eléctrica en su sistema troncal.
- Propone y representa la posición de la empresa en los CDEC en materias comerciales y de interacción con el mercado eléctrico.
- Es responsable del control de las gestiones ejecutadas en el marco de las materias que son propias de su ámbito de acción.
- Propone lineamientos y estrategias para atender las cuestiones regulatorias y coordina la interacción con las autoridades regulatorias del sector.
- Del jefe del departamento comercial y regulatorio dependen:
 - Analista de Contratos
 - Analista Comercial
 - Analista de Regulación y Mercado Eléctrico
 - Ingeniero Senior Mercado Eléctrico

Analista de Contratos

- Revisa las liquidaciones de peajes e ingresos tarifarios entregadas por la DP del CDEC.
- Administra los contratos, fallos arbitrales y acuerdos por peajes, indicando los montos mensuales a facturar.
- Gestiona y coordina las conexiones de terceros que requieran conectarse con las instalaciones troncales de la empresa.
- Emite los informes necesarios acerca de las nuevas conexiones al sistema y de las condiciones bajo las cuales se realizarán dichas conexiones.

- Participa de los arbitrajes con los clientes que le correspondan. Especialmente en la parte probatoria.
- Se mantiene al día en lo referido a la regulación del sector.
- De ser necesario, realiza estudios de tarifas para apoyar la gestión de la empresa ante los cambios legales.
- Se desempeña como coordinador de conexión.

Analista Comercial

- Mantiene las bases de datos de facturación, instalaciones, y otra información necesaria para el control de los ingresos por concepto de peajes e ingresos tarifarios.
- Llevar el control de las provisiones de ingresos y egresos asociados a la explotación de instalaciones de transmisión troncal.
- Supervisa el proceso de facturación durante y después de su realización.

Analista de Regulación y Mercado Eléctrico

- Aporta las bases conceptuales y los antecedentes comerciales para defender la posición de la empresa frente a interpretaciones de aplicación de la normativa actual.
- Elabora estudios acerca de la regulación de la transmisión y procedimientos de cálculo de peajes, efectuando las proposiciones cuando corresponda.
- Estudia y evalúa el impacto que posibles cambios legales o reglamentarios tengan sobre los resultados de la empresa.
- Propone alternativas de tal modo de resguardar los intereses de la empresa ante posibles proyectos de cambios regulatorios del sector eléctrico.
- Participa y apoya la actualización de VI, genera los respaldos correspondientes.
- Entrega los fundamentos teóricos sobre los cuales se apoyarán las actividades generales del departamento.
-

Ingeniero Senior Mercado Eléctrico

- Determina y mantiene actualizados los Valores de Inversión (V.I.) y los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (COMA) aplicables al cálculo de peajes en el Sistema de Transmisión Troncal.
- Determina mensualmente los ingresos reales por tramos del sistema de transmisión troncal de la empresa.
- Apoya a consultores externos en el desarrollo de nuevos modelos para el trabajo de su área y realiza para ello el estudio que corresponda para finalmente proponer las modificaciones que se requieran.
- Recopila e informa mensualmente a los CDEC las lecturas horarias de medidores de energía en el sistema de transmisión troncal de la empresa.

- Elabora informes y realiza estudios de flujos por tramos del sistema de transmisión troncal de la empresa.
- Se mantiene al día en las novedades del mercado eléctrico, en los modelos que se aplican y en las metodologías para la realización de cálculos.

9.1.1.3 Dimensionamiento del personal de Operación y Mantenimiento (centralizado y descentralizado) y administración descentralizada

El dimensionamiento del personal para la operación del conjunto de tramos en estudio se ha realizado siguiendo lo expresado en el Anexo 2 de las Bases.

La estructura del área de operación debe considerar que determinadas funciones y procesos de operación que se requieren realizar en una empresa de transmisión troncal, deben ser efectuadas en forma descentralizada (distribuida), en una estructura que depende de centros de coordinación de operación zonales (COZ), que atienden la operación en tiempo programado, de centros de control ubicados estratégicamente para atender emergencias, y de un centro de operación de transmisión centralizado, que atiende la operación en tiempo real.

Con la distribución de los COZ actuales se ha buscado la dotación mínima necesaria destinada a esta actividad de operación del Sistema Troncal, para poder cubrir el servicio continuo, característica relevante de la función operación en tiempo real.

Por otra parte, la dispersión geográfica y largas distancias entre subestaciones troncales ha conducido a determinar una dotación auxiliar básica para asistir al control a distancia en ejercicio, para satisfacer las necesidades de atención dentro de plazos breves cualquier desperfecto no resuelto con el comando remoto. A este personal se le ha asignado, además, el mantenimiento operacional de los equipos a su cargo.

Conforme a su propia experiencia, el Consultor ha incluido todas las actividades a su juicio necesarias para operar y mantener el sistema troncal, incorporando dentro de las actividades todas las tareas identificadas.

La operación de los centros de control de las instalaciones que conforman el sistema de transmisión troncal, constituye una actividad que no se recomienda contratar con empresas externas, tanto por su carácter permanente y continuo, como por su carácter estratégico.

Los centros descentralizados son asistidos por departamentos centralizados especializados que proveen el soporte técnico del más alto nivel dentro de la empresa. En la sede central de la empresa funcionan el Departamento de Gestión de Redes (del que dependen los centros de Despacho de Carga y de Sistemas Eléctricos y Control de la Operación) y el Departamento de Soporte Técnico o Mantenimiento (del que dependen las jefaturas de Líneas de Transmisión, de Sistemas de Control, de Equipos Eléctricos y de Telecomunicaciones). Estas jefaturas coordinan actividades en las áreas correspondientes de las diferentes regionales.

Organización a Nivel de Operación Centralizada

La operación de los equipos de la empresa, el despacho de carga y control de operación es supervisada de manera centralizada mediante el Departamento de Gestión de Redes de alto nivel técnico y administrativo. De este departamento dependen directamente:

- El área de sistemas eléctricos y control de la operación
- El área de despacho de carga

Por otro lado, debido a que las tareas de mantenimiento correctivo y preventivo del sistema es contratado a empresas externas, se precisa tanto de una coordinación centralizada como de una supervisión descentralizada.

La coordinación centralizada es asignada al Departamento de Soporte Técnico. De este departamento dependen directamente las siguientes áreas:

- Líneas de Transmisión
- Sistemas de Control
- Equipos Eléctricos
- Telecomunicaciones

Organización de la operación y mantenimiento descentralizada

La operación y mantenimiento descentralizada es conducida a nivel de administraciones regionales o zonales. En estas administraciones se reúnen tres actividades fundamentales:

- Operación y control a distancia de los interruptores del sistema
- Operación y control de las subestaciones
- Supervisión de las tareas de mantenimiento preventivo y correctivo de las instalaciones

La supervisión y el control a distancia de la mayoría de los interruptores del Sistema de Transmisión Troncal es llevada a cabo en los Centro de Operación Zonales. Se consideran tres

Centros de Operación Zonales ubicados en sendas administraciones regionales y que operan coordinadamente en condiciones normales bajo la supervisión del Centro de Despacho de Transmisión (CDT) de la empresa, el que a su vez se coordina en tiempo real con el Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC).

En situaciones de contingencia del sistema eléctrico troncal, estos Centros deben operar de manera autónoma siguiendo estrictamente los procedimientos estipulados en los Planes de Recuperación de Servicio de cada zona geográfica, acordados y autorizados por las autoridades del sector.

Por ello, estos centros deben contar con atención continuada, para lo cual debe contarse con el personal suficiente que permita la adecuada rotación del personal. Por lo anterior, se ha considerado adecuado que cada Centro de Operación Zonal cuente con un Jefe y 6 operadores todos ubicados en la administración regional.

Por otra parte la supervisión y operación de las subestaciones si bien dependen jerárquicamente del administrador zonal, se ubican en oficinas localizadas en determinadas subestaciones. Para estas tareas se definen Supervisores de Operación que coordinan a Operadores de subestaciones.

Finalmente, las tareas tercerizadas de mantenimiento preventivo y correctivo son supervisadas mediante Supervisores e Inspectores ubicados en subestaciones específicas. En todos los casos, este personal depende jerárquicamente del administrador zonal bajo el cual se encuentra la subestación en cuestión.

Los cargos correspondientes a estos departamentos se describen a continuación.

Jefe Departamento Gestión Redes

Este cargo representa el máximo nivel técnico dentro de la estructura de operaciones de la empresa. Su misión es la de dirigir la operación de las instalaciones, con el fin de preservar y mantener condiciones de seguridad y calidad de suministro que permitan alcanzar los estándares dispuestos por la Autoridad. También asesora personalmente o a través de su personal a las unidades descentralizadas que se identifican más adelante y a otras Unidades de la compañía en estos asuntos. Sus funciones son:

- Coordina las labores y actividades normales y de emergencia de la unidad de Operaciones.
- Administra, dirige y coordina los recursos y actividades para llevar a cabo la misión, de acuerdo con la Política de Operaciones de la empresa troncal.
- Lidera las acciones necesarias para prestar y recibir servicios de operación de una alta calidad de servicio y en términos favorables para el sistema.
- Propone las necesidades de capacitación del personal del área de operaciones tanto para la unidad central como el requerido por las jefaturas descentralizadas.
- Vela por el adecuado manejo y funcionamiento de las instalaciones de explotación de la empresa relativas al área de Operaciones.
- Controla la supervisión permanente de la operación en tiempo real del sistema troncal dentro del contexto del Sistema Interconectado.
- Define y controla los resultados obtenidos de análisis, estudios, simulaciones, con el objetivo de mantener la calidad de servicio exigida por las normas de seguridad y calidad.
- Efectúa las acciones necesarias que apunten a mantener un adecuado nivel del control de la gestión técnica, administrativa y contable de la Unidad.
- Dirige la asesoría especializada a otras áreas de la empresa que requieran estudios de simulación y definiendo condiciones técnicas para nuevas conexiones.
- Depende directamente del Jefe de este departamento:
 - Jefe Sistemas Eléctricos y Control de la Operación
 - Jefe Despacho de Carga

Además de los anteriores, este jefe recibe apoyo de un asistente administrativo.

Jefe Sistemas Eléctricos y Control de la Operación

- Reemplaza al Jefe de la Unidad cuando sea requerido.
- Dirige el análisis de las actividades operacionales del Sistema de Transmisión Troncal, en especial ante situaciones especiales.
- Procura que los sistemas de información permitan una óptima evaluación del comportamiento de las instalaciones, respecto de los estándares fijados.
- Gestiona la calidad del servicio técnico de la transmisión, para lo cual debe procesar la información base, generando las estadísticas de la operación de la empresa.
- Apoya y controla la supervisión funcional de la actividad de operación en terreno, en especial en el logro de una organización adecuada y en el cumplimiento de los programas de capacitación del personal.
- Lidera el desarrollo de la normativa interna sobre intervención en instalaciones para prevenir y controlar los riesgos que puedan afectar a las personas, a las instalaciones y a la seguridad y calidad de servicio.

- Crea, mantiene actualizada y hace cumplir la normativa de operación (mediante la generación de nuevas normas, procedimientos de trabajo, redacción de manuales, supervisando el cumplimiento de las normas y procedimientos). Autoriza las modificaciones que se introduzcan a los procedimientos o normativas vigentes.
- Participa en la creación y suscripción de los documentos contractuales con terceros, relacionados con aspectos operacionales.
- Genera los índices e informes adecuados acerca del funcionamiento del sistema troncal dentro del contexto del sistema eléctrico interconectado, para ser enviados tanto a otras unidades de la empresa como también a organismos externos.
- En forma regular, dirige o realiza visitas o inspecciones técnicas a las unidades descentralizadas de la empresa. Verifica el cumplimiento de la normalización de las observaciones encontradas.
- Analiza la capacidad del Sistema de Transmisión Troncal, frente a la conexión de nuevas instalaciones, modificación de las existentes o incremento del uso por parte de terceros.
- Realiza análisis del sistema pre y post operación, especialmente en caso de presentarse perturbaciones que sea posible prevenir.
- Propone las soluciones que permitan reponer el funcionamiento normal de las instalaciones del Sistema Troncal ante situaciones de emergencia que afecten equipos principales.
- Estudia la viabilidad de las conexiones de terceros, analizando su efecto en las instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal.
- Define las capacidades efectivas de las instalaciones, clave para la toma de decisiones de operación futura.
- Realiza estudios de simulación del sistema eléctrico.
- Dependen directamente de este jefe:
 - Analista de Control de la Operación
 - Analista Senior Sistemas Eléctricos
 - Analista Sistemas Eléctricos

Analista Control de la Operación

- Analiza las actividades operacionales en el sistema troncal (especialmente ante eventos y perturbaciones particulares). Hace observaciones a los procedimientos inadecuados o fuera de estándares.
- Gestiona y opera los sistemas de información que permitan la evaluación sistemática del comportamiento de las instalaciones respecto de los estándares fijados y el compromiso con los objetivos de seguridad y calidad del servicio.
- Efectúa actividades de supervisión funcional de la actividad de operación en terreno (especialmente respecto del logro de una organización adecuada y cumplimiento de los programas de capacitación del personal).

- Prepara los informes para la gerencia de la CTT en los que se muestran los diversos índices de calidad de la operación en general.
- Estudia, desarrolla y controla el cumplimiento de la normativa interna respecto de la intervención de personal propio, contratado o de terceros en las instalaciones, a fin de prevenir y controlar los riesgos.

Analista Senior Sistemas Eléctricos

- Analiza la operación del Sistema Troncal y recomienda las acciones más adecuadas en cada caso.
- Analiza la capacidad de las instalaciones para soportar ampliaciones. Analiza la factibilidad de conexión de nuevas instalaciones.
- Establece los contactos con el CDEC-SIC, y propone las alternativas más pertinentes ante situaciones especiales.
- Revisa las protecciones del sistema eléctrico y sus ajustes, y analiza su comportamiento.
- Realiza análisis de capacidad del sistema en diferentes tramos y propone las medidas que le permitan mantener la seguridad del sistema.
- Apoya la planificación del desarrollo del sistema eléctrico, aportando información necesaria o haciendo estudios de operación considerando las futuras ampliaciones.
- Determina el origen de las fallas que puedan presentarse. Realiza simulaciones que permitan prevenir nuevos inconvenientes.
- Recolecta los consumos mensuales y demandas máximas, mantiene estadísticas y prepara los informes que se requieran.

Analista Sistemas Eléctricos

- Apoya la operación diaria del Centro de Despacho, entregando la información que se requieran y realizando los estudios que resulten pertinentes.
- Analiza las fallas que ocurren en el sistema e identifica sus causas, especialmente en las condiciones que se presentaron. Mantiene un registro constante de las fallas que sirva de material de apoyo para el análisis de las perturbaciones que se puedan presentar.
- Verifica que las protecciones del sistema troncal y sus ajustes (durante el diseño y explotación) cumplan con la Norma Técnica y analiza su comportamiento.
- Analiza la factibilidad de conexión de nuevas instalaciones o la modificación de las existentes o de los montos de potencia retirada.
- Analiza la información de planes, programas y estudios emanados del CDEC- SIC, así como su normativa y aplicación.
- Analiza la operación del Sistema Troncal, tanto en condiciones normales como especiales y recomienda las acciones más adecuadas en cada caso.

- Realiza análisis de capacidad del sistema en diferentes tramos y propone las medidas que le permitan mantener la seguridad del sistema.
- Determina el origen de las fallas que puedan presentarse. Realiza simulaciones que permitan prevenir nuevos inconvenientes.

Jefe Despacho de Carga

- Supervisa la operación del sistema troncal en tiempo real, para lo cual debe utilizar el sistema SCADA y la comunicación directa con los centros de operación zonales.
- Coordina las desconexiones e intervenciones con los centros de operación zonales y el CDEC, previendo y minimizando los riesgos de manera de preservar la condición de seguridad "n -1" en las líneas troncales y resguardar la calidad de servicio en el Sistema de Transmisión Troncal.
- Estudia, traspasa a sus dirigidos y verifica la correcta aplicación los Planes de Recuperación de Servicio (PRS) del sistema de transmisión en los centros de operación zonales. Coordina los planes propios de la empresa con los Planes Generales de Recuperación de Servicio del CDEC.
- Establece las necesidades de capacitación de su personal.
- Emite las instrucciones necesarias para que el accionar del Centro de Despacho y los centros de operación zonales mantengan sistemáticamente la calidad y la seguridad del sistema eléctrico.
- Supervisa la correcta ejecución de maniobras para el retiro y desconexión de las instalaciones de la Zona Centro con motivo de la ejecución de trabajos de mantenimiento.
- Prepara semanalmente informes al CDEC-SIC en relación con operaciones efectuadas y programadas en el Sistema Troncal.
- Recibe y analiza los informes de novedades diarias, procedentes de los centros de operación zonales.
- Atiende y estudia la forma de prevenir las fallas del sistema eléctrico a su cargo.
- Del Jefe de despacho de Carga depende:
 - Despachador de carga

Despachador de Carga

- Supervisa la operación en tiempo real del Sistema de Transmisión Troncal, controlando el funcionamiento de las instalaciones y disponiendo acciones correctivas directamente o en coordinación con el CDC del CDEC-SIC y con los centros de operación zonales, según corresponda.

- Actúa ante el CDEC y centros de control de otras empresas de transmisión a todos los efectos de coordinación y dirección de la operación.
- Controla las intervenciones y desconexiones en las instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal, de manera que se minimicen los riesgos y se mantengan las condiciones de seguridad y conectividad del sistema.
- Controla y coordina las labores de los operadores centros de operación zonales y subestaciones, tendientes a la ejecución de las labores que aseguren el correcto funcionamiento del sistema eléctrico.
- Dirige coordinadamente con el CDEC y los centros de operación zonales la recuperación del servicio para casos de falla del sistema de Transmisión Troncal o de una parte de éste.
- Normaliza el sistema eléctrico troncal en caso de que se presenten perturbaciones, aplicando oportunamente los planes existentes para tales efectos, y tomando las decisiones que resulten pertinentes.
- Revisa permanentemente los niveles de tensión, transferencias, configuración del Sistema, equipos conectados y desconectados, restricciones y otras limitaciones.
- Entrega al CDEC-SIC la información que éste pueda requerir para supervisar el estado del sistema eléctrico y para coordinar sus acciones con las de otras empresas.
- Registra y traspasa la información requerida y relevante para el turno siguiente.
- Apoya a los operadores de terreno acerca de la información de la totalidad del funcionamiento del Sistema de Transmisión.
- En caso de contingencias, asume las acciones y aplica los procedimientos establecidos para estos casos; conoce el estado global y particular de cada una de las subestaciones y toma las medidas que se estimen pertinentes.
- Desempeña las funciones de Operador de Centro de Operación Zonal, cuando desempeña turnos en el COZ-Centro.
- Los despachadores del Centro de Despacho trabajan en forma continuada y se ubican en los respectivos centros de operación zonales.

Jefe Departamento Soporte Técnico

- Administra, coordina y controla los recursos y actividades para llevar a cabo los objetivos descritos de acuerdo a la Política de Mantenimiento de la CTT.
- Cumple con las políticas de explotación y mantenimiento de las instalaciones de la empresa; de manera de asegurar su permanente disponibilidad y operación de acuerdo a la legislación vigente.
- Propone las necesidades de capacitación del personal del área de mantenimiento tanto para el Departamento de Soporte Técnico como el requerido por las regionales, así como supervisar su desempeño.

- Lleva a cabo la administración superior y control del desarrollo de los contratos de Servicios de Mantenimiento suscritos con Terceros (Líneas, Equipos y Telecomunicaciones); y coordina y negocia con proveedores de suministros y servicios.
- Identifica y coordina la realización de estudios sobre el comportamiento de las instalaciones, con el objetivo de formular y gestionar los planes de mantenimiento, de mejoras, de renovación y reemplazo de las instalaciones en explotación.
- Establece las normas técnicas de mantenimiento de las instalaciones eléctricas y de telecomunicaciones de la compañía que deben cumplirse controlando y auditando su aplicación.
- Coordina la realización de los estudios de comportamiento de las instalaciones que permitan anticipar los planes de renovación y reemplazo de equipos.
- Se mantiene al día acerca de las innovaciones tecnológicas del área eléctrica.
- Del jefe del Departamento de Soporte Eléctrico dependen:
 - Jefe de Equipos Eléctricos
 - Jefe de Líneas de Transmisión
 - Jefe de Sistemas de Control
 - Jefe de Telecomunicaciones

Jefe Equipos Eléctricos

- Reemplaza al Jefe del Departamento cuando sea requerido.
- Asegura el mantenimiento de los equipos eléctricos de la empresa con el fin de prevenir fallas y de asegurar la permanencia de su funcionamiento.
- Estudia, propone y controla los planes de mantenimiento (revisando los programas anuales asociados y verificando que las actividades de mantenimiento en terreno se ejecuten de acuerdo a lo estipulado en los planes y programas).
- Estudia y analiza el comportamiento diario y las condiciones en que se encuentran las instalaciones en servicio y los criterios de mantenimiento y operación aplicados.
- Entrega el soporte técnico funcional a los Supervisores en terreno en la ejecución de las actividades de la especialidad, incluidos los contratos por el servicio de ejecución del mantenimiento contratado con terceros.
- Diseña las bases técnicas para las licitaciones de contratistas para el mantenimiento.
- Del Jefe de Equipos Eléctricos depende el:
 - Analista de Estudios de Equipos

Analista Estudios Equipos

- Genera los planes y programas de mantenimiento de equipos de alta tensión de las subestaciones troncales.

- Realiza informes sobre el mantenimiento, funcionamiento y fallas de los equipos de las subestaciones.
- Apoya permanentemente a los especialistas de terreno y participa en la inspección o recepción de trabajos o nuevos equipos (recibiendo la información mensual que se genere en las administraciones regionales y realizando los diagnósticos que resulten pertinentes de acuerdo a la información recogida).
- Efectúa análisis del comportamiento y mantenimiento de los equipos y propone recomendaciones.
- Elabora informes técnicos asociados a fallas de equipos y sus posibles soluciones y mejoras.
- Asegura que los equipos eléctricos de la CTT funcionen cumpliendo los más altos estándares de seguridad y de acuerdo a las normativas legales vigentes.
- Participa en la formulación presupuestaria del Departamento de Soporte Técnico en lo que respecta a la unidad de Equipos.
- Asesora a las regionales en la utilización y mantenimiento técnico de equipos eléctricos de alta tensión (desde las oficinas centrales o en terreno).
- Participa en la inspección en terreno de trabajos de mantenimiento de equipos mayores, en la que se requiera gran experiencia y conocimiento técnico en lo referente a instalación y prueba de equipos eléctricos de alta tensión.

Jefe Líneas de Transmisión

- Asegura el mantenimiento de las líneas de transmisión troncales de la CTT en pos de prevenir fallas y asegurar la permanencia de su funcionamiento.
- Estudia, propone y controla los planes de mantenimiento (revisando los programas anuales asociados y verificando que las actividades de mantenimiento en terreno se ejecuten de acuerdo a lo estipulado en los planes y programas).
- Estudia y analiza el comportamiento diario y las condiciones en que se encuentran las instalaciones en servicio y los criterios de mantenimiento y operación aplicados.
- Entrega el soporte técnico funcional a los Supervisores de Terreno en la ejecución de las actividades de la especialidad, incluidos los contratos por el servicio de ejecución del mantenimiento contratado con terceros.
- Diseña las bases técnicas para las licitaciones de contratistas para el mantenimiento.
- Del Jefe de Líneas de Transmisión depende:
 - Analista Estudios Líneas

Analista Estudios Líneas

- Genera los planes y programas de mantenimiento de las líneas de transmisión que componen el STT.

- Realiza informes sobre el mantenimiento, funcionamiento y fallas de las líneas de transmisión del STT.
- Apoya permanentemente a los especialistas de terreno y participa en la inspección o recepción de trabajos (recibiendo la información mensual que se genere en las administraciones regionales y realizando los diagnósticos que resulten pertinentes de acuerdo a la información recogida).
- Efectúa los análisis del comportamiento y mantenimiento de las Líneas de Transmisión y propone recomendaciones.
- Elabora informes técnicos asociados a fallas relevantes de las instalaciones y sus posibles soluciones y mejoras.
- Apoya técnicamente a los Supervisores de líneas de transmisión de las Administraciones Regionales.
- Participa en la inspección en terreno de trabajos de mantenimiento de líneas de envergadura, en la que se requiera una alta experiencia y conocimiento técnico.
- Participa en la gestión de los contratos de gastos y de mantenimiento.

Jefe Sistemas de Control

- Estudia y analiza las condiciones en que se encuentran las instalaciones en servicio y los criterios de mantenimiento y operación aplicados.
- Entrega el soporte técnico funcional a los supervisores de terreno en la ejecución de las actividades de la especialidad.
- Coordina los análisis técnicos con especialistas de terreno y Santiago relacionadas con sus actividades diarias.
- Del Jefe de Sistemas de Control depende:
 - Analista Sistemas de Control
 - Analista Sistema SCADA

Analista Sistemas de Control

- Da apoyo técnico a los trabajos que se desarrollan en terreno y supervisa las actividades de mantenimiento que se ejecuten.
- Informa sobre el mantenimiento, funcionamiento y fallas de los sistemas de control.
- Realiza las evaluaciones técnico-económicas para determinar el reemplazo de equipos o sistemas.
- Apoya permanentemente a los especialistas de terreno y participa en trabajos y puestas en servicio de nuevos sistemas o equipos de control.
- Efectúa análisis del comportamiento y mantenimiento de los sistemas y equipos de la especialidad en explotación.
- Elabora informes técnicos asociados a fallas y sus posibles soluciones y mejoras.

- Participa en terreno en trabajos de mantenimiento en la cual se requiera una alta experiencia y conocimiento técnico.

Analista Sistema SCADA

- Da apoyo técnico a los trabajos que desarrolla el personal externo y supervisa las actividades de mantenimiento que se ejecuten.
- Informa acerca del mantenimiento, funcionamiento y fallas del sistema de adquisición de datos.
- Realiza las evaluaciones técnico-económicas para determinar el reemplazo de equipos.
- Apoya permanentemente a los especialistas de control y participa en trabajos y puestas en servicio de nuevos sistemas o equipos del sistema SCADA.
- Elabora informes técnicos asociados a fallas y sus posibles soluciones y mejoras.
- Participa en terreno en trabajos de mantenimiento en la cual se requiera su alta experiencia y conocimiento técnico.

Jefe Telecomunicaciones

- Es la contraparte de los Contratistas que prestan los servicios de mantenimiento de las instalaciones. Revisa los planes y programas anuales asociados y controla sus resultados.
- Estudia y analiza el comportamiento diario y las condiciones en que se encuentran las instalaciones en servicio y los criterios de mantenimiento y operación aplicados.
- Propone las políticas de telecomunicaciones que indiquen la forma de realizar el mantenimiento y de acción en caso de fallas.
- Prepara las especificaciones y documentación para las licitaciones de los contratos de mantenimiento.
- Asegura que las comunicaciones de la empresa se realicen de acuerdo a las normas legales vigentes.
- Del Jefe de Telecomunicaciones depende:
 - Técnico Mantenimiento Telecomunicaciones

Técnico Mantenimiento Telecomunicaciones

- Analiza y revisa la facturación de los contratos de servicios de telecomunicaciones correspondiente al STT a cargo del departamento.
- Mantiene y actualiza la documentación de respaldo de la actividad.
- Apoya la gestión y funciones asignadas a la unidad de telecomunicaciones.
- Asiste al Jefe de Telecomunicaciones así como al personal de terreno en temas de la especialidad.

Administrador Regional

- Ejecutivo a cargo de la regional. Coordina las actividades conjuntas de la operación y el mantenimiento de las instalaciones troncales del Sistema de Transmisión Troncal.
- Mantiene y asegura el adecuado funcionamiento de las instalaciones de la empresa. Mantiene el sistema operativo en tiempo real.
- Controla y vela por el cumplimiento de los objetivos, políticas y normativas de explotación de la empresa.
- Controla la gestión técnico-económica de las diferentes actividades.
- Opera las instalaciones según las directrices del Centro de Despacho de la empresa. Programa y ejecutar el mantenimiento preventivo de las instalaciones y realiza el mantenimiento correctivo y contra fallas.
- Participa junto a Jefes, Supervisores y personal técnico en las labores de coordinación para la ejecución de trabajos de mantenimiento de las instalaciones troncales, velando por el cumplimiento de todos los procesos establecidos en la CTT.
- Representa a la empresa, ante organismos externos, empresas, comunidad y autoridades en la jurisdicción de la Zona.
- Vela por la mantención de la seguridad en toda la zona (personas, del servicio y de las instalaciones).
- Asegura que las actividades de la empresa y sus empresas contratistas se enmarquen en la legislación eléctrica y ambiental. Cautela los derechos legales de la empresa.
- Prepara las asignaciones presupuestarias y controla el cumplimiento del presupuesto anual de gastos y obras. Asegura el cumplimiento de la normativa medioambiental y de prevención de riesgos.
- Mantiene al día los permisos ambientales de la compañía, y de aquellos que sean requeridos según las exigencias existentes en la jurisdicción de la regional.
- Supervisa y coordina el desempeño de las diferentes unidades de la administración correspondiente.
- Del Administrador Regional dependen:
 - Personal administrativo: Jefe Administrativo y Asistente Administrativo
 - Personal de seguridad: Jefe Seguridad y Vigilante Privado
 - Jefe Centro de Operación Zonal
 - Supervisor de Mantenimiento de Sistemas de Control
 - Supervisor de Mantenimiento de Equipos
 - Supervisor de Mantenimiento de Líneas

Jefe Centro de Operación Zonal

- Se mantiene informado de los estudios de operación e instrucciones vigentes en la zona, ya sea en condiciones normales, de emergencia y configuraciones especiales para realizar mantenimientos.
- Supervisa, en tiempo real, el funcionamiento y operación del sistema eléctrico de la zona correspondiente.

- Controla el cumplimiento de los estándares fijados por la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, indicados en un manual de operaciones de la empresa.
- Prepara las órdenes de operación y las instrucciones técnicas de operación necesarias para la zona.
- Está atento a los cambios de configuración, demandas, transferencias de energía y disponibilidades de generación para adecuar los Planes de Recuperación de Servicio (PRS). Mantiene y colabora con la actualización de los PRS del área.
- Coordina y gestiona oportunamente las solicitudes de indisponibilidad por mantenimiento programado y de curso forzoso de las instalaciones de la zona.
- Controla el funcionamiento del Sistema SCADA.
- Entrega al CDEC-SIC la información requerida para complementar la supervisión del estado del sistema eléctrico troncal.
- Registra y traspasa la información necesaria y relevante para el turno siguiente.
- Apoya a los operadores y asistentes de subestación de centros de operación locales acerca de la información de la totalidad del funcionamiento del Sistema de Transmisión Troncal.
- Asume las acciones y aplica los procedimientos establecidos en caso de contingencias. Conoce el estado de cada una de las subestaciones y toma las medidas pertinentes.
- Depende e informa directamente al administrador regional.
- Reporta técnicamente al Jefe del Despacho de Carga de Transmisión.
- Del Jefe Centro de Operación Zonal dependen:
 - Operador I Centro de Operación Zonal
 - Supervisor de Operación

Operador I Centro de Operación Zonal

- Controla permanentemente las variables de tensión, potencia activa, potencia reactiva, flujos de potencia, limitaciones de líneas y equipos troncales bajo su jurisdicción.
- Supervisa, en tiempo real, el funcionamiento del sistema de transmisión troncal de la zona que corresponda. Opera en forma continuada los sistemas informáticos a su disposición.
- Mantiene la bitácora de las actividades del turno correspondiente, además del archivo de incidencias que se entregará al turno siguiente.
- Recupera el servicio en forma segura y en el menor tiempo posible en caso de emergencia.
- Controla los equipos de maniobra de cada tramo troncal (en condiciones normales y en emergencias).
- Atiende todas las contingencias que se presenten en lo referente al suministro continuo de energía eléctrica.

- Se mantiene informado de las condiciones o factores externos que puedan afectar al sistema eléctrico y estudiar las acciones correctivas que se requieran.
- Ejecuta los PRS establecidos para la zona bajo su responsabilidad operacional.
- Ejecuta las órdenes de operación y las instrucciones técnicas de operación de la zona.
- Analiza la topología de los tramos del sistema a su cargo, para preparar las condiciones previas para realizar desconexiones programadas.
- La cantidad de Operadores I centro de Operación Zonal se define de forma tal de garantizar atención continua en cada regional.

Supervisor de Operación

- Supervisa, en tiempo real, el funcionamiento y operación del sistema troncal en las subestaciones de su área de competencia.
- Controla el cumplimiento de los estándares fijados en la Normas, Procedimientos y Manual de Operaciones de la empresa CTT.
- Prepara las órdenes de operación y las instrucciones técnicas de operación necesarias.
- Se mantiene atento a los cambios de configuración, demandas, transferencias de energía y disponibilidades de generación para adecuar los PRS, los EDAC; PDCE y EDAG.
- Coordina y gestiona oportunamente las solicitudes de indisponibilidad por mantenimiento programado y de curso forzoso de las instalaciones de la zona.
- Controla permanentemente el funcionamiento del Sistema SCADA.
- Entrega al CDEC-SIC la información que sea requerida para supervisar el estado del sistema eléctrico troncal.
- Apoya a los operadores a su cargo acerca de la información de la totalidad del funcionamiento del Sistema de Transmisión Troncal.
- Asume las acciones y aplicar los procedimientos establecidos en caso de contingencias. Conoce el estado global y particular de cada una de las subestaciones y toma las medidas que se estimen pertinentes.
- Coordina las actividades conjuntas de la operación y el mantenimiento de las instalaciones troncales del Sistema Troncal, en permanente coordinación con el Jefe de COZ. Informa directamente al administrador zonal.
- Físicamente se encuentra ubicado en subestaciones. Del Supervisor de Operaciones dependen:
 - Operador I Subestaciones
 - Operador II Subestaciones

Operador I

- Opera en tiempo programado los equipos eléctricos de la subestación.

- Vigila e informa el estado de funcionamiento de las instalaciones manteniendo las condiciones operativas de las instalaciones conforme el estándar establecido por la empresa.
- Ejecuta maniobras y bloqueos de acuerdo con lo indicado en los permisos de trabajo (participa en la operación en tiempo programado).

Operador II

- Vigila el estado de las instalaciones encomendadas.
- Informa oportunamente cualquier anomalía.
- Ejecuta maniobras y bloqueos de acuerdo con lo indicado en los permisos de trabajo.
- De acuerdo a su responsabilidad, el Operador I requiere un mayor nivel de calificación.

Supervisor Mantenimiento Sistemas de Control

- Cumple con el programa de Mantenimiento Preventivo establecido para los sistemas de control, participando activamente en el perfeccionamiento de planes y programas.
- Realiza los análisis que permitan determinar el stock de repuestos requeridos para los equipos de Control y Protecciones.
- Mantiene actualizado el módulo de control con los datos acerca de la progresión de los planes de mantenimiento.
- Atiende las anomalías de los equipos y soluciona los inconvenientes respectivos. Resuelve los problemas que se presenten.
- Cumple y hace cumplir las normas vigentes en la empresa (de administración, medio ambiente, prevención de riesgos).
- Estudia y propone las obras que se requieren para mejorar y garantizar en todo momento la seguridad, confiabilidad y disponibilidad de los equipos.
- Gestiona eficientemente los recursos económicos y técnicos para lograr una mejor eficiencia en las actividades de mantenimiento.
- Mantiene actualizada la información de las actividades de mantenimiento preventivo básico y correctivo, y de las hojas de registro de los equipos.
- Del Supervisor Mantenimiento Sistemas de Control depende:
 - Técnico Mantenimiento Sistemas de Control

Técnico Mantenimiento Sistemas de Control

- Atiende la instrumentación de líneas de alta tensión sistemas auxiliares (SS/AA); sistemas de protecciones de las mismas.
- Ejecuta las acciones necesarias para cumplir el programa de mantenimiento preventivo de sistemas de control en conjunto con el Supervisor respectivo.
- Realiza personalmente el mantenimiento de relés y protecciones que le sean asignadas por los supervisores.

- Maneja el software asociado a protecciones y medidas.
- Participa del sistema de control de pérdidas accidentales, con el objetivo de prevenir riesgos en el trabajo.
- Establece las relaciones que resulten necesarias con los contratistas, para casos especiales y supervisa la ejecución de las tareas encomendadas.

Supervisor Mantenimiento Equipos

- Participa en el cumplimiento del programa de Mantenimiento Preventivo establecido para los equipos primarios de la Administración, administrando de forma eficiente los recursos necesarios para cumplirlo.
- Representa a la administración en todas las situaciones y asuntos inherentes a la actividad de equipos primarios.
- Es el respaldo técnico de la jefatura zonal.
- Realiza el control de gestión de su unidad ingresando la información que se genera a los programas correspondientes.
- Gestiona la ejecución de los mantenimientos correctivos y de atención de fallas, de acuerdo con una exhaustiva evaluación de la situación.
- Estudia y propone las obras que se requieran para mejorar y garantizar en todo momento la seguridad, confiabilidad y disponibilidad de los equipos.
- Administra técnica y económicamente el contrato de mantenimiento de equipos con la empresa correspondiente.
- Cumple y hace cumplir las políticas y normas de la empresa al personal propio y contratista (normas de administración; medio ambiente, prevención de riesgos y control de pérdidas accidentales).
- Realiza inspecciones en terreno para supervisar el desarrollo de los trabajos.
- Del Supervisor Mantenimiento Equipos depende:
 - Inspector Mantenimiento Equipos

Inspector Mantenimiento Equipos

- Inspecciona las tareas del contratista en el área de mantenimiento de equipos, ya sea preventivo, correctivo o atención de fallas.
- Participa en la gestión de mantenimientos menores en labores de ejecución y/o control.
- Mantiene actualizados los registros del mantenimiento ejecutado a los equipos.
- Inspecciona los distintos trabajos realizados a los equipos propios o de terceros, por el contratista de mantenimiento vigente, ejecutados por mandato de la empresa.
- Controla la existencia de repuestos y accesorios requeridos para la realización del mantenimiento.
- Colabora en el análisis de las mejores opciones para la reparación en caso de fallas o anomalías de los equipos.

- Cuida por el cumplimiento de las normas de prevención de riesgos y medioambientales por parte de las empresas Contratistas, en equipos propios o de terceros.
- Cuida por el impacto ambiental de las instalaciones.

Supervisor de Mantenimiento Líneas

- Participa en el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo establecido para las líneas de transmisión.
- Inspecciona las tareas del contratista en el área de mantenimiento de equipos (preventivo, correctivo o atención de fallas).
- Representa a la empresa en todas las situaciones y asuntos inherentes a la actividad de líneas de transmisión.
- Brinda respaldo técnico de la administración.
- Realiza el control de gestión de su unidad ingresando la información en los sistemas informáticos.
- Gestiona la ejecución de los mantenimientos correctivos y de atención de fallas, de acuerdo con una exhaustiva evaluación de la situación.
- Mantiene una comunicación fluida con todos los entes que rodean las líneas de transmisión (propietarios, empresas, organismos públicos, autoridades y medio ambiente en general).
- Estudia y propone las obras que se requieran para mejorar y garantizar en todo momento la seguridad, confiabilidad y disponibilidad de las líneas.
- Administra técnica y económicamente el contrato de mantenimiento de líneas de transmisión con la empresa correspondiente.
- Cumple y hace cumplir las políticas y normas de la empresa al personal propio y contratista (normas de administración; medio ambiente, prevención de riesgos y control de pérdidas accidentales y relaciones con propietarios).
- Realiza inspecciones en terreno para supervisar el desarrollo de los trabajos.
- Del Supervisor Mantenimiento Líneas depende:
 - Inspector Mantenimiento Líneas

Inspector Mantenimiento Líneas

- Inspecciona las tareas del contratista en el área de mantenimiento de líneas de transmisión troncales (preventivo, correctivo o atención de fallas).
- Participa en la gestión de mantenimientos menores en labores de ejecución y/o control.
- Mantiene actualizados los registros del mantenimiento ejecutado a las líneas de transmisión.
- Inspecciona los distintos trabajos realizados a las líneas de alta tensión del STT, por el contratista de mantenimiento vigente.

- Controla la existencia de repuestos y accesorios requeridos para la realización del mantenimiento.
- Colabora en el análisis de las mejores opciones para su reparación en caso de fallas o anomalías de las líneas de transmisión.
- Cuida por el cumplimiento de las normas de prevención de riesgos y medioambientales por parte de las empresas Contratistas de la compañía, en líneas propias o de terceros.
- Cuida por el impacto ambiental de las instalaciones.

Jefe Administrativo

- Garantiza un alto grado de confiabilidad en el flujo de toda la información administrativo – contable.
- Coordina y prepara la formulación Presupuestaria Anual.
- Administra las labores en las áreas de Caja, Secretaría, Personal, Inventarios, Almacén, Contratos y Control de Gestión, facturación, con eficiencia y eficacia.
- Gestiona capacitación.
- Comprueba el cumplimiento de las obligaciones legales y contractuales de los contratos vigentes.
- Vela por la correcta aplicación de las disposiciones legales vigentes, en materias de orden administrativo, contable, tributario y legal.
- Prepara informes de avances presupuestarios, análisis de cuentas contables y control de los beneficios del personal según convenios colectivos.
- Adopta oportunamente las medidas para prevenir contingencias (conflictos) administrativos, jurídicos y legales.
- Coordina con los diferentes estamentos de Santiago los procedimientos y trámites administrativos que se deban ejecutar en la Administración.
- Ocasionalmente debe participar de las cotizaciones que deban realizarse en la administración
- Realiza todos los trámites administrativos que se requieran en la administración.
- Del Jefe Administrativo depende:
 - Asistente Administrativo

Asistente Administrativo

- Administra archivos y documentos en sistemas de fácil y rápido acceso.
- Despacha y recepta documentos.
- Efectúa cotizaciones y compras.
- Administra caja de gastos menores.
- Ejecuta labores de secretariado administrativo de la administración.

Jefe Seguridad

- Vela por mantener la seguridad de las instalaciones, previniendo las acciones de terceros que puedan ocasionar daños o pérdidas para la compañía operando todos los dispositivos y recursos técnicos de que se dispone.
- Evalúa y mantiene los sistemas de seguridad de las instalaciones.
- Administra los recursos humanos y materiales que permitan cumplir con los estándares de seguridad.
- Representa ante las entidades fiscalizadoras todas las políticas de seguridad que la empresa disponga.
- Coordina y supervisa las tareas de vigilantes y guardias que trabajan en la subestación.
- Vela por el cumplimiento de la normativa legal vigente y las políticas de la empresa respectivas y se ajusta a los procedimientos establecidos. En caso de ser necesario debe derivar las tareas a las unidades policiales.
- Mantiene adecuadas relaciones sociales con las entidades e instituciones que rodean las instalaciones con el fin de prevenir y proteger de incidentes.
- Es responsable de la capacitación del personal de Vigilantes Privados.
- Del Jefe Seguridad depende:
 - Vigilante Privado

Vigilante privado

- Supervisa las labores de los guardias (externos) y controla la ejecución de sus tareas.
- Efectúa inspecciones planeadas en todas las instalaciones de seguridad de la empresa. Controla que su funcionamiento sea correcto y permanente.
- Controla el cumplimiento del reglamento de ingreso de personas a las instalaciones troncales.
- Controla el cumplimiento del plan de seguridad.
- Resuelve y repara los problemas que puedan presentarse con el funcionamiento de los equipos de seguridad.
- Controla y cuida el armamento de la Compañía, para el resguardo de la instalación asignada.
- Vela que los guardias conozcan las normas de procedimientos.

Secretarias y cargos administrativos

Secretaria Gerencia General

- Asiste al Gerente General en todo lo relacionado con la organización de su trabajo (dentro y fuera de la organización, administración de agendas y organización de reuniones y visitas).

-
- Actúa como secretaria en las sesiones del directorio.
 - Ejecuta labores de secretariado administrativo de la Gerencia General.
 - Maneja los archivos internos de la empresa y archivos propios de la Gerencia.
 - Prepara, redacta y distribuye los documentos y archivos propios de la gerencia.

Secretaria Gerencia

- Administra la de agenda de los Gerentes y Jefes de Área.
- Mantiene los archivos y distinta documentación.
- Ejecuta tareas de secretariado administrativo de las unidades.

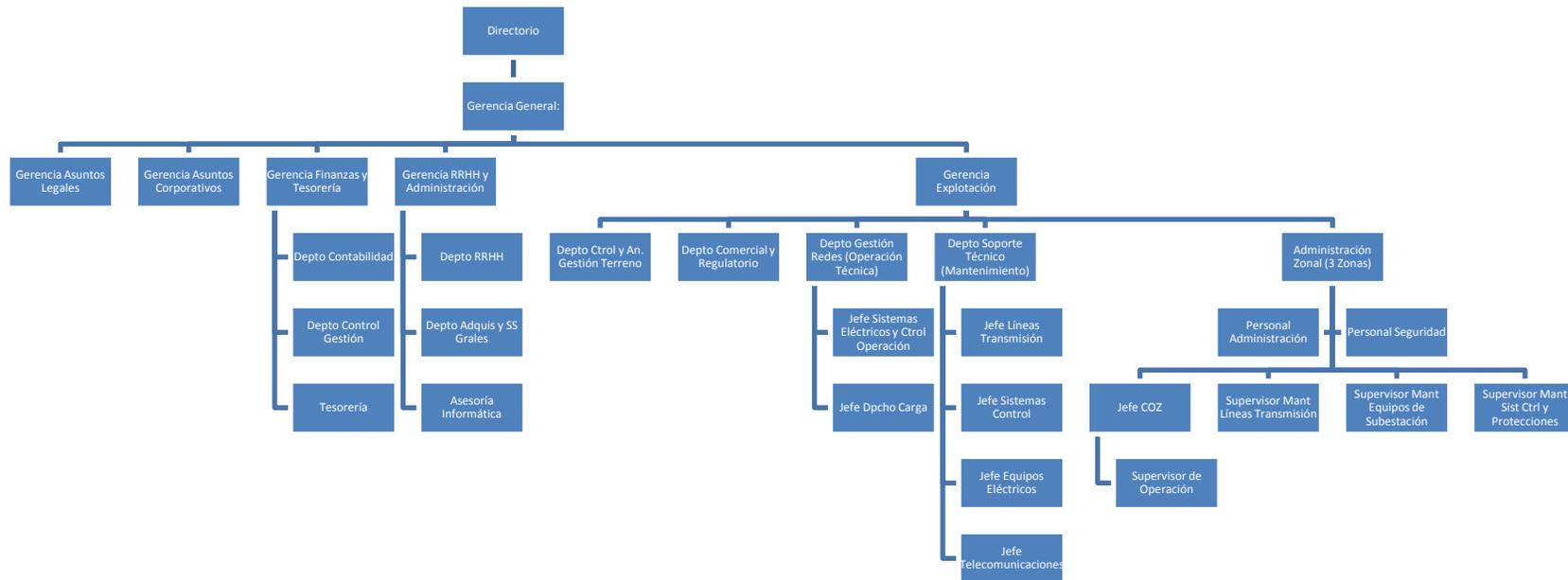
Recepcionista

- Controla el ingreso de personas por puerta principal de las oficinas y la recepción de documentos.

Asistente Administrativo

- Administra archivos y distinta documentación.
- Despacha y recepcta documentos.
- Efectúa cotizaciones y compras.
- Administra caja de gastos menores.
- Ejecuta labores de secretariado administrativo de la unidad.

El siguiente organigrama sintetiza la estructura jerárquica de la empresa que ha sido previamente detallada:



9.1.1.4 Personal de Administración Tercerizado

Corresponde a parte del personal que participa de las funciones de administración y realiza actividades que se consideran tercerizadas. A continuación se presenta este personal y sus funciones.

Personal asociado a Exigencias de seguridad de la autoridad

Según disposiciones del Decreto Ley 3607 del Ministerio del Interior (año 1981) y su reglamentación y decretos modificatorios, las instalaciones se dividen a estos efectos en dos grupos:

Instalaciones estratégicas: son definidas como tales, por resolución de los Ministerios del Interior y Defensa.

Instalaciones no estratégicas: no hay exigencias por parte de la autoridad.

Las exigencias más importantes son:

- Designación de un jefe de Seguridad de la Compañía.
- Vigilantes privados (empleados de la Compañía), que se especifiquen en el Estudio, Planes y Manuales de Seguridad aprobados por Carabineros.
- Controles de acceso a instalaciones definidas por la Autoridad.

Tanto los cargos de jefe de seguridad como de vigilantes privados ya han sido detallado previamente. Sin embargo, resulta válida la necesidad de contar con personal para control de acceso, cuyo servicio es contratado con empresas externas.

Del análisis realizado, se define la siguiente distribución del control de acceso:

- Pan de Azúcar: 4 control de acceso
- Cerro Navia: 4 control de acceso
- Alto Jahuel: 4 control de acceso
- Ancoa: 4 control de acceso
- Charrúa: 4 control de acceso.
- TOTAL: 20 personas

Personal de Aseo

- Es el encargado de la mantención de las instalaciones y aseo en general.

- Realiza labores de limpieza y aseo de las dependencias de la empresa, pudiendo realizar a la vez otras tareas específicas que le sean asignadas (traslado de objetos o materiales u otros, por ejemplo).

Júnior

- Asiste a la secretaria en el despacho de correspondencia y paquetes, compra de utensilios y artículos de librería y en todos aquellos recados o tareas menores.

9.1.1.5 Resumen de Distribución del personal

La distribución del personal de toda la organización se presenta en la siguiente tabla:

Denominación Consultor	Ubicación	Personal COMA
Presidente	CEN	1
Directorio	CEN	4
Gerente General	CEN	1
Jefe Unidad Planificación Estratégica	CEN	1
Analista Planificación Estratégica	CEN	1
Asesor RRPP y Comunicación	CEN	1
Fiscal	CEN	1
Asesor jurídico	CEN	2
Gerente de Finanzas y Tesorería	CEN	1
Analista Financiero	CEN	1
Jefe Departamento Contabilidad	CEN	1
Contador General	CEN	1
Administrador Activo Fijo	CEN	1
Analista Contable	CEN	1
Jefe Departamento Control de Gestión	CEN	1
Tesorero	CEN	1
Analista Tesorería	CEN	1
Gerente RRHH y Administración	CEN	1
Administrador de Sistemas	CEN	1
Soporte Informático	COZN	1
Soporte Informático	COZC	1
Soporte Informático	COZS	1
Jefe Departamento Recursos Humanos	CEN	1
Analista Recursos Humanos	CEN	1
Analista Remuneraciones	CEN	1
Jefe Depto Adquisiciones y Servicios Grales	CEN	1
Analista Adquisiciones y Servicios Generales	CEN	1
Técnico Servicios Generales	CEN	1
Comprador Internacional	CEN	1

Recepcionista	CEN	1
Asistente Administrativo	CEN	1
Secretaria Gerencia	CEN	5
Secretaria Gerencia General	CEN	1
Analista de Contratos	CEN	1
Analista Comercial	CEN	2
Jefe Departamento Comercial y Regulatorio	CEN	1
Ingeniero Senior Mercado Eléctrico	CEN	1
Analista de Regulación y Mercado Eléctrico	CEN	1
Gerente Explotación	CEN	1
Jefe Control y Análisis de Gestión Terreno	CEN	1
Experto Medio Ambiente	CEN	1
Experto Prevención de Riesgos	CEN	1
Jefe Departamento Soporte Técnico	CEN	1
Jefe Equipos Eléctricos	CEN	1
Jefe Líneas de Transmisión	CEN	1
Jefe Sistemas de Control	CEN	1
Jefe Telecomunicaciones	CEN	1
Analista Estudios Equipos	CEN	2
Analista Estudios Líneas	CEN	2
Analista Sistemas de Control	CEN	2
Analista Sistema SCADA	CEN	1
Técnico Mantenimiento Telecomunicaciones	CEN	1
Jefe Departamento Gestión Redes	CEN	1
Asistente Administrativo	CEN	1
Jefe Sistemas Eléctricos y Control de la Operación	CEN	1
Jefe Despacho de Carga	CEN	1
Analista Control de la Operación	CEN	2
Analista Senior Sistemas Eléctricos	CEN	1
Analista Sistemas Eléctricos	CEN	2
Despachador de Carga	CDT	6
Jefe Centro Operación Zonal	COZN	1
Jefe Centro Operación Zonal	COZC	1
Jefe Centro Operación Zonal	COZS	1
Supervisor de Operación Pan de Azúcar	PA	1
Supervisor de Operación Alto Jahuel	AJ	1
Supervisor de Operación Cerro Navia	CN	1
Supervisor de Operación Ancoa	ANC	1
Supervisor de Operación Charrúa	CHA	1
Supervisor de Operación Temuco	TEM	1
Operador I Centro Operación Zonal	COZN	6
Operador I Centro Operación Zonal	COZC	6
Operador I Centro Operación Zonal	COZS	6
Operador I Subestación	MAI	1
Operador I Subestación	PA	2

Operador I Subestación	CN	1
Operador I Subestación	AJ	4
Operador I Subestación	ANC	5
Operador I Subestación	CHA	4
Operador I Subestación	TEM	2
Operador II Subestación	DA	1
Operador II Subestación	CAR	1
Operador II Subestación	MAI	1
Operador II Subestación	PA	1
Operador II Subestación	LV	1
Operador II Subestación	CHA	2
Operador II Subestación	CN	2
Operador II Subestación	AJ	3
Operador II Subestación	TEM	1
Operador II Subestación	LP	2
Operador II Subestación	ANC	1
Operador II Subestación	POL	1
Operador II Subestación	VAL	1
Operador II Subestación	PM	1
Operador II Subestación	LAG	1
Supervisor Mantenimiento Sistemas de Control	PA	1
Supervisor Mantenimiento Sistemas de Control	CN	1
Supervisor Mantenimiento Sistemas de Control	CHA	1
Supervisor Mantenimiento Sistemas de Control	TEM	1
Supervisor Mantenimiento Sistemas de Control	AJ	1
Técnico Mantenimiento Sistemas de Control	MAI	1
Técnico Mantenimiento Sistemas de Control	PA	1
Técnico Mantenimiento Sistemas de Control	ANC	1
Supervisor Mantenimiento Líneas	PA	1
Supervisor Mantenimiento Líneas	CN	2
Supervisor Mantenimiento Líneas	CHA	1
Supervisor Mantenimiento Líneas	TEM	1
Supervisor Mantenimiento Equipos	MAI	1
Supervisor Mantenimiento Equipos	PA	2
Supervisor Mantenimiento Equipos	CN	2
Supervisor Mantenimiento Equipos	CHA	1
Supervisor Mantenimiento Equipos	TEM	1
Inspector Mantenimiento Líneas	MAI	2
Inspector Mantenimiento Líneas	PA	1
Inspector Mantenimiento Líneas	CN	2
Inspector Mantenimiento Líneas	CHA	1
Inspector Mantenimiento Líneas	TEM	1
Inspector Mantenimiento Equipos	MAI	1
Inspector Mantenimiento Equipos	PA	1
Inspector Mantenimiento Equipos	CN	2

Inspector Mantenimiento Equipos	CHA	1
Inspector Mantenimiento Equipos	TEM	1
Administrador Zonal	COZN	1
Administrador Zonal	COZC	1
Administrador Zonal	COZS	1
Jefe Administrativo	COZN	1
Jefe Administrativo	COZC	1
Jefe Administrativo	COZS	1
Asistente Administrativo	COZN	1
Asistente Administrativo	COZC	1
Asistente Administrativo	COZS	1
Jefe Seguridad	CN	1
Vigilante privado	CN	1
Vigilante privado	CHA	1
Vigilante privado	AJ	1

El cuadro siguiente presenta un resumen de la cantidad de empleados por área.

Area	Cantidad de empleados
Directorio	5
Gerencia General	4
Área Asuntos Corporativos	4
Área legal	4
Área Recursos Humanos y Administración	13
Área Finanzas y Tesorería	10
Gerencia Explotación	2
Control y Análisis de Gestión Terreno	3
Departamento Comercial y Regulatorio	6
Departamento Soporte Técnico	13
Departamento Gestión Redes	15
Regionales	112
Total	191

9.1.2 ESTUDIO DE REMUNERACIONES

Los remuneraciones adoptadas consideran el costo total anual empresario por lo que incluyen todos los costos relacionados con las remuneraciones que genera cada empleado. Teniendo en cuenta lo indicado en las Bases Técnicas, las remuneraciones unitarias para las diferentes posiciones de la estructura de la organización fueron determinadas mediante un estudio de

remuneraciones del mercado laboral chileno. Para ello fue utilizada la “Encuesta General de Compensaciones eSIREM” con cierre en diciembre 2013 elaborada por PricewaterhouseCoopers (denomina en adelante “Encuesta Price”). Esta encuesta, además de relevar información representativa de los diferentes sectores de la economía, tiene la virtud de incluir diversas empresas del sector eléctrico y otras tecnológicamente equivalentes a los fines buscados para cumplimentar así con lo expresado en las Bases.

Para cada uno de los diferentes cargos incluidos en la Encuesta Price se calculan los siguientes estadígrafos de las remuneraciones brutas mensuales:

- Remuneración promedio ponderada;
- Remuneración mínima;
- Remuneración máxima;
- Remuneración del primer cuartil;
- Remuneración del segundo cuartil o mediana;
- Remuneración del tercer cuartil.

9.1.2.1 MUESTRA SELECCIONADA

Para determinar las remuneraciones necesarias a los fines de este estudio fue solicitado a PriceWaterhousecoopers la selección de una muestra específica de la encuesta conteniendo empresas eléctricas y de tecnología similar (aquellas donde el tipo de función y preparación del personal que no ejerce funciones en la cúspide de la empresa sea equivalente). La muestra seleccionada en base a estos requisitos consistió en 23 empresas del sector energético, telecomunicaciones, ingeniería y servicios. Esta muestra revela remuneraciones de empresas altamente especializadas que requieren trabajadores con calificaciones acordes a este grado de especialización.

9.1.2.2 HOMOLOGACIÓN DE CARGOS

Partiendo de las funciones descritas para los cargos requeridos para la empresa modelada, se efectuó la homologación con los cargos de empresas reales incluidos en la Encuesta Price. La homologación se efectuó por estamentos, y consideró lo siguiente:

- Naturaleza, experiencia, calificación técnica, tipo y complejidad de cada función,
- Funciones de cada área;

- Posición del cargo respecto de sus jefes directos y sus subordinados;
- Nivel de capacitación, experiencia requerida para cada cargo y su grado de responsabilidad.

En caso de no tener un determinado cargo una correspondencia clara en la muestra, el respectivo nivel de remuneraciones se estableció considerando el nivel de remuneraciones de cargos de similar responsabilidad y/o jerarquía en la estructura de la organización.

La homologación efectuada se fundamenta en:

- La descripción de cargos de la empresa se definió a partir del análisis de la organización de la empresa determinando para todos los cargos las funciones que se considera corresponde sean ejercidas por dicha empresa.
- Se consideró una única fuente de datos (Encuesta Price) que asegura consistencia general.
- Se consideró una muestra de empresas eléctricas y de tecnología equivalente que permite que los cargos de la empresa modelada sean equivalentes a los de la muestra.

9.1.2.3 ESTADÍGRAFO SELECCIONADO

Para la determinación del nivel salarial de los cargos se utilizaron los siguientes criterios:

- Posiciones gerenciales, jefaturas y cargos técnicos: percentil 75% de la muestra. Este valor se justifica debido a la mayor complejidad técnica de la empresa, el alto nivel tecnológico del equipamiento utilizado y la necesidad de asegurar una menor rotación del personal y la necesidad de brindar mayor seguridad a la gestión de la empresa.
- Cargos no jerárquicos de la administración central y posiciones administrativas regionales: percentil 50% de la muestra. Se considera que para estos cargos no se verifican los factores que justifican un percentil mayor como en el caso anterior ni un percentil menor.

9.1.2.4 COMPENSACIÓN BRUTA

El costo total mensual por concepto de remuneraciones se denomina Compensación bruta. Esta compensación corresponde a la suma de tres componentes: remuneración bruta, beneficios adicionales de mercado y los beneficios de seguridad social

La remuneración bruta corresponde a la remuneración bruta de la Encuesta Price. La remuneración bruta de la encuesta Price surge de la suma de los siguientes componentes pagados en dinero al trabajador:

- Sueldo base: sueldo contractual mensual del cargo respectivo.
- Asignaciones de navidad, fiestas patrias y vacaciones: sumas en dinero percibidas por el cargo bajo estos conceptos y para las que se calcula su equivalente mensual.
- Otras remuneraciones imponibles y tributables: restantes sumas en dinero que percibe el cargo bajo cualquier otro concepto y que son imponibles y tributables, tales como asignaciones de título, de responsabilidad, incremento previsional, asignación de zona, bonos de producción, etc.
- Gratificaciones y bonos garantizados: sumas en dinero en su equivalente mensual percibidas por el cargo en concepto de gratificaciones legales, voluntarias y/o contractuales, además de los bonos garantizados otorgados por las empresas bajo conceptos afines.
- Renta variable no garantizada: sumas en su equivalente mensual percibidas por el cargo (bonos, participaciones u otros conceptos que no estén garantizados).
- Comisiones e incentivos por ventas: sumas que perciben generalmente cargos del área comercial como comisiones y/o incentivos por ventas.
- Asignación de colación, movilización y otros no imponibles ni tributables: sumas en dinero en su equivalente mensual percibidas por el cargo bajo el concepto de colación, y/o movilización y/o otras remuneraciones no imponibles ni tributables que percibe el cargo, de manera recurrente.

Los beneficios adicionales de mercado de la encuesta Price corresponden a beneficios que algunas empresas otorgan a sus trabajadores y que no están incluidos en la remuneración bruta de la encuesta. Los beneficios adicionales considerados en la compensación bruta de los cargos son:

- Asignación de Matrimonio
- Asignación de Nacimiento
- Sala Cuna
- Bono Escolar
- Asistencia Médica
- Horas Extras
- Bono Neg. Colectiva
- Colación No Monetaria (vales)
- Seguro de Vida

Los beneficios de seguridad social corresponden a beneficios obligatorios que existen en la legislación previsional chilena, por lo que los parámetros se han construido con los indicadores

que corresponden a cada uno de éstos Los beneficios de seguridad social considerados en la compensación bruta de los cargos son:

- Seguro de Invalidez
- Seguro de Cesantía
- Acc. de Trabajo

Para la valorización de los beneficios adicionales de mercado y de seguridad social se ha tenido en cuenta si estos son proporcionales o no a la renta. Por ello estos beneficios se pueden reagrupar de la siguiente manera:

- Beneficios afectados por factores de mercado: corresponden a valores determinados por el mercado (matrimonio, nacimiento, sala cuna, bono escolar, asistencia médica, bono neg. Colectiva, vales)
- Beneficios afectados por factores de renta: son beneficios que se calculan como un porcentaje de la renta (Horas extras, Acc. de trabajo, Seguro de cesantía, Seguro de invalidez y sobrevivencia)

Respecto de las horas extras, éstas alcanzan un promedio de 5,52 horas mensuales para todos los estamentos que les correspondería percibir el pago de horas extras, considerando, en promedio, el recargo por cada hora al 68,9% del valor de la hora. Si bien el básico legal es un recargo del 50% a la hora extra, se ha tenido en cuenta el porcentaje de mercado (40,7% de las entidades pagan horas extras con recargos superiores). Para el cálculo de este beneficio, se ha dejado afuera a los cargos clasificados como Ejecutivos ya que legalmente no les correspondería percibir este pago.

En el caso de los beneficios de la seguridad social (seguro de invalidez, de cesantía, de vida y acc. de trabajo) se han tenido en cuenta tanto los topes imposables de la remuneración como el porcentaje legal vigente a diciembre de 2013.

Existen otros beneficios que constituyen un costo empresa, pero que no han sido considerados como parte de la compensación bruta, sino que forman parte de los costos de administración de la empresa dentro del área de concesión troncal de Transelec. Estos beneficios son:

- Indemnización por años de Servicio
- Uniforme para secretarias
- Vestimenta operarios

9.1.2.5 RESULTADO ESTUDIO DE COMPENSACIONES

Las remuneraciones para cada cargo se obtuvieron directamente de la muestra seleccionada. El cuadro siguiente muestra los resultados del análisis del estudio de remuneraciones:

Denominación Consultor	Denominación Price	Ubicación	Cantidad	Percentil	Costo total Rem Bruta (\$/mes)	Costo total Beneficios (\$/mes)	Costo Total Remuneraciones (\$/mes)
Gerente General	Gerente General	CEN	1	Percentil 75	20 051 723	205 658	20 257 381
Jefe Unidad Planificación Estratégica	Jefe Departamento Planificación Estratégica	CEN	1	Percentil 75	3 665 271	312 014	3 977 285
Analista Planificación Estratégica	Analista de Proyectos I	CEN	1	Percentil 50	2 663 709	290 852	2 954 561
Asesor RRPP y Comunicación	Jefe de Relaciones Públicas	CEN	1	Percentil 50	3 488 955	308 289	3 797 244
Fiscal	Fiscal	CEN	1	Percentil 75	15 285 829	205 658	15 491 487
Asesor jurídico	Abogado Jefe	CEN	2	Percentil 50	5 445 555	349 630	5 795 185
Gerente de Finanzas y Tesorería	Gerente de Finanzas	CEN	1	Percentil 75	10 224 312	205 658	10 429 970
Analista Financiero	Analista de Estudios Financieros I	CEN	1	Percentil 50	2 084 922	269 697	2 354 619
Jefe Departamento Contabilidad	Jefe Departamento Contabilidad	CEN	1	Percentil 50	2 388 121	283 380	2 671 501
Contador General	Contador General	CEN	1	Percentil 50	4 262 475	324 633	4 587 108
Administrador Activo Fijo	Jefe Activo Fijo e Inventarios	CEN	1	Percentil 50	2 268 114	277 964	2 546 078
Analista Contable	Analista Contable I	CEN	1	Percentil 50	1 585 156	245 051	1 830 207
Jefe Departamento Control de Gestión	Jefe Departamento Contabilidad	CEN	1	Percentil 50	2 388 121	283 380	2 671 501
Tesorero	Tesorero	CEN	1	Percentil 50	3 307 339	304 451	3 611 790
Analista Tesorería	Supervisor de Tesorería	CEN	1	Percentil 50	1 712 961	252 910	1 965 871
Gerente RRHH y Administración	Gerente de Administración	CEN	1	Percentil 75	12 277 884	205 658	12 483 542
Administrador de Sistemas	Administrador de Red I	CEN	1	Percentil 50	2 196 782	274 745	2 471 527
Soporte Informático	Técnico de Soporte I	COZN	1	Percentil 50	1 047 438	200 011	1 247 449
Soporte Informático	Técnico de Soporte I	COZC	1	Percentil 50	1 047 438	200 011	1 247 449
Soporte Informático	Técnico de Soporte I	COZS	1	Percentil 50	1 047 438	200 011	1 247 449
Jefe Departamento Recursos Humanos	Jefe de Recursos Humanos	CEN	1	Percentil 50	3 058 892	299 202	3 358 094
Analista Recursos Humanos	Analista Recursos Humanos I	CEN	1	Percentil 50	1 744 340	254 327	1 998 667
Analista Remuneraciones	Encargado de Personal	CEN	1	Percentil 50	1 106 042	204 695	1 310 737
Jefe Depto Adquisiciones y Servicios Grales	Jefe de Abastecimiento	CEN	1	Percentil 50	3 251 399	303 269	3 554 668
Analista Adquisiciones y Servicios Generales	Comprador Técnico II	CEN	1	Percentil 50	1 414 288	230 658	1 644 946
Técnico Servicios	Encargado de Servicios	CEN	1	Percentil 50	937 977	190 791	1 128 768

Generales	Generales - Mayordomo						
Comprador Internacional	Comprador Técnico I	CEN	1	Percentil 50	2 228 240	276 165	2 504 405
Recepcionista	Recepcionista	CEN	1	Percentil 50	627 020	164 599	791 619
Asistente Administrativo	Empleado Administrativo I	CEN	1	Percentil 50	968 483	193 361	1 161 844
Secretaria Gerencia	Secretaria Gerencia de Area	CEN	5	Percentil 50	1 431 515	232 361	1 663 876
Secretaria Gerencia General	Secretaria Gerencia General	CEN	1	Percentil 50	1 880 901	260 741	2 141 642
Analista de Contratos	Asistente Comercial I	CEN	1	Percentil 75	2 024 025	266 949	2 290 974
Analista Comercial	Asistente Comercial I	CEN	2	Percentil 75	2 024 025	266 949	2 290 974
Jefe Departamento Comercial y Regulatorio	Jefe Departamento Planificación Estratégica	CEN	1	Percentil 75	3 665 271	312 014	3 977 285
Ingeniero Senior Mercado Eléctrico	Analista de Estudios Financieros I	CEN	1	Percentil 75	2 463 405	286 620	2 750 025
Analista de Regulación y Mercado Eléctrico	Asistente Comercial I	CEN	1	Percentil 75	2 024 025	266 949	2 290 974
Gerente Explotación	Gerente Producción / Oper. Técnica	CEN	1	Percentil 75	11 086 619	205 658	11 292 277
Jefe Control y Análisis de Gestión Terreno	Analista Control de Gestión I	CEN	1	Percentil 75	2 308 130	279 770	2 587 900
Experto Medio Ambiente	Jefe Aseguramiento de Calidad	CEN	1	Percentil 75	4 447 314	328 538	4 775 852
Experto Prevención de Riesgos	Jefe Prevención Riesgos	CEN	1	Percentil 75	3 504 722	308 622	3 813 344
Jefe Departamento Soporte Técnico	Jefe de Proyectos Procesos Técnicos	CEN	1	Percentil 75	4 993 384	340 076	5 333 460
Jefe Equipos Eléctricos	Jefe de Mantenimiento	CEN	1	Percentil 75	4 450 604	328 608	4 779 212
Jefe Líneas de Transmisión	Jefe de Mantenimiento	CEN	1	Percentil 75	4 450 604	328 608	4 779 212
Jefe Sistemas de Control	Jefe de Mantenimiento	CEN	1	Percentil 75	4 450 604	328 608	4 779 212
Jefe Telecomunicaciones	Jefe de Mantenimiento	CEN	1	Percentil 75	4 450 604	328 608	4 779 212
Analista Estudios Equipos	Ingeniero III	CEN	2	Percentil 75	1 820 027	257 742	2 077 769
Analista Estudios Líneas	Ingeniero III	CEN	2	Percentil 75	1 820 027	257 742	2 077 769
Analista Sistemas de Control	Ingeniero III	CEN	2	Percentil 75	1 820 027	257 742	2 077 769
Analista Sistema SCADA	Ingeniero III	CEN	1	Percentil 75	1 820 027	257 742	2 077 769
Técnico Mantenimiento Telecomunicaciones	Técnico Mantenimiento Terreno I	CEN	1	Percentil 75	1 408 674	227 368	1 636 042
Jefe Departamento Gestión Redes	Jefe de Ingeniería	CEN	1	Percentil 75	4 993 384 993 3846323542	368 182125 346368182	6691724
Asistente Administrativo	Empleado Administrativo I	CEN	1	Percentil 50	968 483	193 361	1 161 844
Jefe Sistemas Eléctricos y Control de la Operación	Jefe de Proyectos Procesos Técnicos	CEN	1	Percentil 75	6 323 5426 323 5424993384	340 076335 497340076	5330640

Jefe Despacho de Carga	Jefe Programación y Control de la Producción	CEN	1	Percentil 75	3 183 832	301 842	3 485 674
Analista Control de la Operación	Ingeniero de Programación y Control de la Producción	CEN	2	Percentil 75	2 618 017	289 886	2 907 903
Analista Senior Sistemas Eléctricos	Ingeniero Procesos Técnicos II	CEN	1	Percentil 75	2 363 407	282 265	2 645 672
Analista Sistemas Eléctricos	Ingeniero Procesos Técnicos II	CEN	2	Percentil 75	2 363 407	282 265	2 645 672
Despachador de Carga	Despachador de Carga Energía	CDT	6	Percentil 75	2 694 493	291 502	2 985 995
Jefe Centro Operación Zonal	Jefe de Producción	COZN	1	Percentil 75	3 294 766	304 186	3 598 952
Jefe Centro Operación Zonal	Jefe de Producción	COZC	1	Percentil 75	3 294 766	304 186	3 598 952
Jefe Centro Operación Zonal	Jefe de Producción	COZS	1	Percentil 75	3 294 766	304 186	3 598 952
Supervisor de Operación Pan de Azúcar	Jefe de Turno	PA	1	Percentil 75	3 544 885	309 471	3 854 356
Supervisor de Operación Alto Jahuel	Jefe de Turno	AJ	1	Percentil 75	3 544 885	309 471	3 854 356
Supervisor de Operación Cerro Navia	Jefe de Turno	CN	1	Percentil 75	3 544 885	309 471	3 854 356
Supervisor de Operación Ancoa	Jefe de Turno	ANC	1	Percentil 75	3 544 885	309 471	3 854 356
Supervisor de Operación Charrúa	Jefe de Turno	CHA	1	Percentil 75	3 544 885	309 471	3 854 356
Supervisor de Operación Temuco	Jefe de Turno	TEM	1	Percentil 75	3 544 885	309 471	3 854 356
Operador I Centro Operación Zonal	Ingeniero de Programación y Control de la Producción	COZN	6	Percentil 75	2 618 017	289 886	2 907 903
Operador I Centro Operación Zonal	Ingeniero de Programación y Control de la Producción	COZC	6	Percentil 75	2 618 017	289 886	2 907 903
Operador I Centro Operación Zonal	Ingeniero de Programación y Control de la Producción	COZS	6	Percentil 75	2 618 017	289 886	2 907 903
Operador Subestación I	Operador I	MAI	1	Percentil 75	1 703 455	249 664	1 953 119
Operador Subestación I	Operador I	PA	2	Percentil 75	1 703 455	249 664	1 953 119
Operador Subestación I	Operador I	CN	1	Percentil 75	1 703 455	249 664	1 953 119
Operador Subestación I	Operador I	AJ	4	Percentil 75	1 703 455	249 664	1 953 119
Operador Subestación I	Operador I	ANC	5	Percentil 75	1 703 455	249 664	1 953 119
Operador Subestación I	Operador I	CHA	4	Percentil 75	1 703 455	249 664	1 953 119
Operador Subestación I	Operador I	TEM	2	Percentil 75	1 703 455	249 664	1 953 119
Operador Subestación II	Operador II	DA	1	Percentil 75	922 444	186 413	1 108 857
Operador Subestación II	Operador II	CAR	1	Percentil 75	922 444	186 413	1 108 857

Operador Subestación II	Operador II	MAI	1	Percentil 75	922 444	186 413	1 108 857
Operador Subestación II	Operador II	PA	1	Percentil 75	922 444	186 413	1 108 857
Operador Subestación II	Operador II	LV	1	Percentil 75	922 444	186 413	1 108 857
Operador Subestación II	Operador II	CHA	2	Percentil 75	922 444	186 413	1 108 857
Operador Subestación II	Operador II	CN	2	Percentil 75	922 444	186 413	1 108 857
Operador Subestación II	Operador II	AJ	3	Percentil 75	922 444	186 413	1 108 857
Operador Subestación II	Operador II	TEM	1	Percentil 75	922 444	186 413	1 108 857
Operador Subestación II	Operador II	LP	2	Percentil 75	922 444	186 413	1 108 857
Operador Subestación II	Operador II	ANC	1	Percentil 75	922 444	186 413	1 108 857
Operador Subestación II	Operador II	POL	1	Percentil 75	922 444	186 413	1 108 857
Operador Subestación II	Operador II	VAL	1	Percentil 75	922 444	186 413	1 108 857
Operador Subestación II	Operador II	PM	1	Percentil 75	922 444	186 413	1 108 857
Operador Subestación II	Operador II	LAG	1	Percentil 75	922 444	186 413	1 108 857
Supervisor Mantenimiento Sistemas de Control	Jefe de Mantención	PA	1	Percentil 75	4 450 604	328 608	4 779 212
Supervisor Mantenimiento Sistemas de Control	Jefe de Mantención	CN	1	Percentil 75	4 450 604	328 608	4 779 212
Supervisor Mantenimiento Sistemas de Control	Jefe de Mantención	CHA	1	Percentil 75	4 450 604	328 608	4 779 212
Supervisor Mantenimiento Sistemas de Control	Jefe de Mantención	TEM	1	Percentil 75	4 450 604	328 608	4 779 212
Supervisor Mantenimiento Sistemas de Control	Jefe de Mantención	AJ	1	Percentil 75	4 450 604	328 608	4 779 212
Técnico Mantenimiento Sistemas de Control	Instrumentista I	MAI	1	Percentil 75	2 047 986	265 213	2 313 199
Técnico Mantenimiento Sistemas de Control	Instrumentista I	PA	1	Percentil 75	2 047 986	265 213	2 313 199
Técnico Mantenimiento Sistemas de Control	Instrumentista I	ANC	1	Percentil 75	2 047 986	265 213	2 313 199
Supervisor Mantenimiento Líneas	Jefe de Mantención	PA	1	Percentil 75	4 450 604	328 608	4 779 212
Supervisor Mantenimiento Líneas	Jefe de Mantención	CN	2	Percentil 75	4 450 604	328 608	4 779 212
Supervisor Mantenimiento Líneas	Jefe de Mantención	CHA	1	Percentil 75	4 450 604	328 608	4 779 212
Supervisor	Jefe de Mantención	TEM	1	Percentil 75	4 450 604	328 608	4 779 212

Mantenimiento Líneas							
Supervisor Mantenimiento Equipos	Jefe de Mantenición	MAI	1	Percentil 75	4 450 604	328 608	4 779 212
Supervisor Mantenimiento Equipos	Jefe de Mantenición	PA	2	Percentil 75	4 450 604	328 608	4 779 212
Supervisor Mantenimiento Equipos	Jefe de Mantenición	CN	2	Percentil 75	4 450 604	328 608	4 779 212
Supervisor Mantenimiento Equipos	Jefe de Mantenición	CHA	1	Percentil 75	4 450 604	328 608	4 779 212
Supervisor Mantenimiento Equipos	Jefe de Mantenición	TEM	1	Percentil 75	4 450 604	328 608	4 779 212
Inspector Mantenimiento Líneas	Supervisor de Mantenición	MAI	2	Percentil 75	2 322 603	280 423	2 603 026
Inspector Mantenimiento Líneas	Supervisor de Mantenición	PA	1	Percentil 75	2 322 603	280 423	2 603 026
Inspector Mantenimiento Líneas	Supervisor de Mantenición	CN	2	Percentil 75	2 322 603	280 423	2 603 026
Inspector Mantenimiento Líneas	Supervisor de Mantenición	CHA	1	Percentil 75	2 322 603	280 423	2 603 026
Inspector Mantenimiento Líneas	Supervisor de Mantenición	TEM	1	Percentil 75	2 322 603	280 423	2 603 026
Inspector Mantenimiento Equipos	Supervisor de Mantenición	MAI	1	Percentil 75	2 322 603	280 423	2 603 026
Inspector Mantenimiento Equipos	Supervisor de Mantenición	PA	1	Percentil 75	2 322 603	280 423	2 603 026
Inspector Mantenimiento Equipos	Supervisor de Mantenición	CN	2	Percentil 75	2 322 603	280 423	2 603 026
Inspector Mantenimiento Equipos	Supervisor de Mantenición	CHA	1	Percentil 75	2 322 603	280 423	2 603 026
Inspector Mantenimiento Equipos	Supervisor de Mantenición	TEM	1	Percentil 75	2 322 603	280 423	2 603 026
Administrador Zonal	Jefe de Proyectos Procesos Técnicos	COZN	1	Percentil 75	4 993 384	368 182	5 361 566
Administrador Zonal	Jefe de Proyectos Procesos Técnicos	COZC	1	Percentil 75	4 993 384	368 182	5 361 566
Administrador Zonal	Jefe de Proyectos Procesos Técnicos	COZS	1	Percentil 75	4 993 384	368 182	5 361 566
Jefe Administrativo	Jefe de Administración	COZN	1	Percentil 50	2 001 846	265 948	2 267 794
Jefe Administrativo	Jefe de Administración	COZC	1	Percentil 50	2 001 846	265 948	2 267 794
Jefe Administrativo	Jefe de Administración	COZS	1	Percentil 50	2 001 846	265 948	2 267 794
Asistente Administrativo	Empleado Administrativo I	COZN	1	Percentil 50	968 483	193 361	1 161 844

Asistente Administrativo	Empleado Administrativo I	COZC	1	Percentil 50	968 483	193 361	1 161 844
Asistente Administrativo	Empleado Administrativo I	COZS	1	Percentil 50	968 483	193 361	1 161 844
Jefe Seguridad	Jefe de Seguridad	CN	1	Percentil 50	2 654 338	290 654	2 944 992
Vigilante privado	Vigilante Privado I	CN	1	Percentil 50	712 724	171 818	884 542
Vigilante privado	Vigilante Privado I	CHA	1	Percentil 50	712 724	171 818	884 542
Vigilante privado	Vigilante Privado I	AJ	1	Percentil 50	712 724	171 818	884 542

La siguiente tabla muestra los perfiles de cada cargo según la Encuesta Price:

Cargo PwC	Clasif. PwC	Descripción del Cargo PwC
Gerente General	Ejecutivos	En su calidad de máxima autoridad ejecutiva, es responsable por la planificación, organización, dirección estratégica y por los resultados de la entidad a la cual representa. Depende del Directorio. Se requiere profesional licenciado con estudios de especialización o magister y experiencia superior a 9 años. Supervisa directa o indirectamente a más de 300 personas.
Fiscal	Ejecutivos	Responsable por el asesoramiento legal así como por el cumplimiento en forma oportuna de las normas jurídicas, reglamentarias y estatutarias que afecten a la entidad. Asesora principalmente a la Gerencia General y a las distintas áreas funcionales, tanto en la interpretación y aplicación de principios y normas jurídicas, como en la solución de problemas que surgen en este campo. Se requiere Abogado, con estudios de especialización o magister y experiencia superior a 6 años. Puede supervisar hasta 10 personas.
Abogado Jefe	Jefaturas Profesionales y	Colabora con el Jefe del Departamento en la gestión contingente diaria del Departamento de Asesoría Legal. Mantiene registros, supervisa la labor de los abogados y soluciona temas de habitual complejidad legal de la institución. Se requiere Abogado, con experiencia superior a 3 años. Puede supervisar hasta 10 personas.
Jefe de Relaciones Públicas	Jefaturas Profesionales y	Ejecuta actividades relacionadas con la imagen de la entidad frente a organizaciones externas y público en general, siendo responsable de informaciones y eventos emanados de la Compañía. Organiza eventos sociales, auspicios y otros en que esté involucrada la entidad. Mantiene estrechos contactos con el área de marketing y ventas. Puede ser el primer nivel de esta área. Se requiere carrera profesional completa, sin grado académico y experiencia superior a 3 años. Puede supervisar hasta 10 personas.
Jefe Departamento Planificación Estratégica	Jefaturas Profesionales y	Responsable del desarrollo, ejecución y control de los programas y planes de mediano y corto plazo correspondientes a la estrategia corporativa de la entidad. Dirige y coordina la evaluación de proyectos y revisa los resultados obtenidos, manteniendo supervisión sobre el trabajo de los analistas de proyectos. Puede tener a su cargo el control de gestión de la entidad. Se requiere profesional licenciado con un mínimo de 3 años de experiencia. Puede supervisar hasta 40 personas directa o indirectamente.
Jefe Departamento Planificación Estratégica	Jefaturas Profesionales y	Responsable del desarrollo, ejecución y control de los programas y planes de mediano y corto plazo correspondientes a la estrategia corporativa de la entidad. Dirige y coordina la evaluación de proyectos y revisa los resultados obtenidos, manteniendo supervisión sobre el trabajo de los analistas de proyectos. Puede tener a su cargo el control de gestión de la entidad. Se requiere profesional licenciado con un mínimo de 3 años de experiencia. Puede supervisar hasta 40 personas directa o indirectamente.
Analista de Proyectos I	Jefaturas Profesionales y	Apoya la coordinación del Plan Estratégico de la organización. Analiza, desarrolla y evalúa proyectos especiales que le son encomendados. Prepara presupuestos, informes y puede preparar información de gestión. Se encuentra bajo la supervisión del Jefe del Departamento de Planificación y Desarrollo. El cargo es ocupado por un profesional licenciado, generalmente un ingeniero, con más de 3 años de experiencia. Puede supervisar las funciones realizadas por Analistas con menor experiencia.

Gerente Finanzas	de Ejecutivos		Responsable funcional de la administración de los recursos financieros de la institución. Supervisa las actividades de planificación financiera a largo, mediano y corto plazo. Responsable por la asignación de recursos en las actividades de administración de los excedentes de la entidad. Puede depender del Gerente General o del Gerente Divisional. Se requiere profesional licenciado con estudios de especialización o magister y experiencia superior a 6 años. Puede supervisar a más de 11 personas directa o indirectamente.
Analista Estudios Financieros I	de Jefaturas Profesionales	y	Realiza estudios y análisis económico-financieros, evalúa y recomienda la administración de fondos disponibles, prepara informes para la toma de decisiones, confecciona información financiera que refleja la evolución de la gestión de negocios de la empresa. Verifica la consistencia y validez de los datos y resultados que emplea en sus análisis. Participa en la preparación del flujo de caja de la entidad. Se requiere profesional licenciado, del área económica-financiera, con experiencia superior a 3 años. Puede supervisar funciones realizadas por analistas de menor experiencia.
Analista Estudios Financieros I	de Jefaturas Profesionales	y	Realiza estudios y análisis económico-financieros, evalúa y recomienda la administración de fondos disponibles, prepara informes para la toma de decisiones, confecciona información financiera que refleja la evolución de la gestión de negocios de la empresa. Verifica la consistencia y validez de los datos y resultados que emplea en sus análisis. Participa en la preparación del flujo de caja de la entidad. Se requiere profesional licenciado, del área económica-financiera, con experiencia superior a 3 años. Puede supervisar funciones realizadas por analistas de menor experiencia.
Jefe Departamento Control de Gestión	de Jefaturas Profesionales	y	Responsable de planificar, dirigir y controlar todas las actividades que permitan la definición y evaluación de los distintos centros de utilidad de la organización. Será el responsable de la producción de la información que permita la evaluación de la gestión de la entidad en relación a sus metas y presupuesto anual y de largo plazo, según el plan estratégico; esta información es usada al interior de la organización, desde cada centro de utilidad hasta el Gerente General, en los distintos niveles organizacionales para autoevaluarse en relación al presupuesto. Depende del Subgerente de Contabilidad. Se requiere profesional licenciado, con un mínimo de 3 años de experiencia. Puede supervisar hasta 10 personas.
Analista Control de Gestión I	Jefaturas Profesionales	y	Realiza estudios de gestión necesarios para la toma de decisiones de la empresa. Recopila la información necesaria y prepara estadísticas. Esta información es usada al interior de la organización, desde cada centro de utilidad hasta el Gerente General, en los distintos niveles organizacionales para autoevaluarse en relación al presupuesto u otros indicadores. Se requiere profesional licenciado, con un mínimo de 2 años de experiencia.
Analista Control de Gestión I	Jefaturas Profesionales	y	Realiza estudios de gestión necesarios para la toma de decisiones de la empresa. Recopila la información necesaria y prepara estadísticas. Esta información es usada al interior de la organización, desde cada centro de utilidad hasta el Gerente General, en los distintos niveles organizacionales para autoevaluarse en relación al presupuesto u otros indicadores. Se requiere profesional licenciado, con un mínimo de 2 años de experiencia.
Tesorero	Jefaturas Profesionales	y	Responsable del control de fondos, de supervisar las acciones que signifiquen recibir o entregar dinero y documentos que representan valores. En algunas instituciones puede colaborar con el Gerente de Finanzas o de Administración y Finanzas en la supervisión y control de las actividades relacionadas con la administración de los recursos líquidos. Se requiere carrera profesional, sin grado académico afín al área y un mínimo de 6 años de experiencia. Puede supervisar hasta 40 personas directa o indirectamente.
Supervisor Tesorería	de Jefaturas Profesionales	y	Responsable de administrar los recursos líquidos de la entidad de acuerdo a las normas y procedimientos establecidos por ella. Supervisa la preparación de depósitos, confecciona cheques, realiza arqueos y verifica las conciliaciones bancarias. Investiga y examina documentación por cualquier partida conciliatoria que aparezca atrasada o irregular. Se requiere profesional de carreras intermedias de 2 años o estudios específicos, de más de un año de duración, con experiencia superior a 3 años. Puede supervisar hasta 10 personas.
Contador General	Jefaturas Profesionales	y	Responsable de dirigir las actividades relacionadas con la contabilidad patrimonial y de costo de la empresa. Dirige las operaciones de recopilación, análisis y registro contable, de acuerdo a normas y procedimientos establecidos. Prepara los estados financieros y los firma. Emite informes correspondientes a las operaciones de la entidad. Vela por el correcto y oportuno cumplimiento de las obligaciones tributarias y previsionales. Se requiere profesional, sin grado académico, del área tributaria contable, con experiencia superior a 3 años. Puede supervisar hasta 40 personas.

Jefe Departamento Contabilidad	Jefaturas Profesionales	y	Colabora directamente con el Contador General en la supervisión y control de las actividades relacionadas con la contabilidad patrimonial de la entidad incluyendo la preparación del balance general y estados de resultados. Centraliza el flujo de la información contable a procesar, revisa la documentación pertinente, define su imputación aclarando dudas relacionadas con su registro, investiga y aclara diferencias, efectúa controles no rutinarios y prepara o ayuda a preparar análisis de cuentas. Se ocupa principalmente de todo lo relacionado con el procesamiento diario de la documentación contable. Se requiere Contador, con experiencia superior a 2 años. Puede supervisar hasta 40 personas.
Analista Contable I	Jefaturas Profesionales	y	Prepara asientos contables de naturaleza no rutinaria, imputa comprobantes, prepara informes rutinarios y analiza cuentas contables, de acuerdo a las indicaciones de su jefe. Se diferencia del Analista Contable II por su mayor experiencia y conocimientos profesionales. Se requiere profesional, sin grado académico. Habitualmente este cargo es desempeñado por un Contador Auditor, con experiencia superior a 3 años. Puede supervisar a analistas de menor experiencia.
Jefe Activo Fijo e Inventarios	Jefaturas Profesionales	y	Supervisa y coordina inventarios, desarrolla y controla políticas de almacenamiento y stock mínimos. Supervisa la conciliación, manejo, control y ajustes de los asientos contables. Supervisa el manejo de las estructuras de activo fijo. Vela por el cumplimiento de las normas tributarias. Se requiere profesional de carreras intermedias de 2 años o estudios específicos, de más de 1 año de duración, con experiencia superior a 3 años. Puede supervisar hasta 10 personas.
Jefe de Recursos Humanos	Jefaturas Profesionales	y	Colabora con el Gerente del área en las labores relativas a selección, desarrollo y capacitación de personal y en la mantención de un adecuado sistema de información de personal. Participa en el desarrollo de política y procedimientos del área. Depende del Gerente de Recursos Humanos. En entidades pequeñas puede depender directamente del Gerente General. El cargo puede ser ocupado por un profesional sin grado académico, de carreras afines al área de administración de personal, con un mínimo de 3 años de experiencia. Puede supervisar hasta 40 personas, directa o indirectamente.
Analista Recursos Humanos I	Jefaturas Profesionales	y	Colabora con el primer nivel del área en la fijación de políticas de administración de personal. Desarrolla proyectos específicos en el área de recursos humanos. Realiza análisis comparativos entre la situación laboral de la entidad y el mercado. Define, diseña y/o efectúa mejoras en los sistemas de información utilizados en el área, lleva a cabo estudios relacionados con el desarrollo de los recursos humanos. Tiene a su cargo la descripción de cargos, los análisis de escalas salariales y los niveles de remuneraciones, etc. Se requiere profesional, con experiencia superior a 2 años. Puede supervisar a Analistas de menor experiencia.
Analista Recursos Humanos I	Jefaturas Profesionales	y	Colabora con el primer nivel del área en la fijación de políticas de administración de personal. Desarrolla proyectos específicos en el área de recursos humanos. Realiza análisis comparativos entre la situación laboral de la entidad y el mercado. Define, diseña y/o efectúa mejoras en los sistemas de información utilizados en el área, lleva a cabo estudios relacionados con el desarrollo de los recursos humanos. Tiene a su cargo la descripción de cargos, los análisis de escalas salariales y los niveles de remuneraciones, etc. Se requiere profesional, con experiencia superior a 2 años. Puede supervisar a Analistas de menor experiencia.
Encargado de Personal	Jefaturas Profesionales	y	Responsable de la aplicación de las políticas y procedimientos de personal relativas a contratación, ascensos, traslados, remuneraciones, registros y archivos de datos. Participa en el reclutamiento y selección de postulantes. Atiende los aspectos administrativos de la función personal. Se diferencia del Jefe de Personal por orientarse mayormente a la administración de las actividades del departamento que al desarrollo de nuevas políticas y procedimientos, encargándose de velar por el cumplimiento de los planes y programas establecidos por el nivel superior. Se requiere profesional de carreras intermedias de 2 años o estudios específicos, de más de 1 año de duración, con experiencia superior a 2 años. Puede supervisar hasta 40 personas, directa o indirectamente.
Jefe Prevención Riesgos	Jefaturas Profesionales	y	Dirige, coordina y controla las actividades de la empresa relacionadas con la prevención de accidentes del trabajo y enfermedades profesionales. Asesora a los jefes y supervisores en materias de seguridad e higiene industrial. Mantiene contactos con los organismos de control fiscal y las mutuales de empleadores. Propone normas de seguridad y controla su estricto cumplimiento. Optimiza las condiciones de seguridad a través de la realización de campañas y cursos de capacitación. Controla el uso de los implementos y equipos de seguridad. Mantiene estadísticas de accidentes del trabajo. Trabaja en jornada completa. Se requiere profesional sin grado académico (4 años de estudio). Experto en prevención de riesgos, con 3 o más años de experiencia. Puede supervisar hasta 10 personas.

Administrador de Red I	Jefaturas Profesionales y	Responsable de la operación y funcionamiento de una red computacional de múltiples estaciones de trabajo de la empresa. Profesional experto en transmisión de datos. Responsable de la operación y mantención de hardware y de la adecuada atención a los diversos usuarios de la red. Otorga asesoría técnica en la adquisición de equipos computacionales, se diferencia del nivel inferior por su mayor experiencia y conocimientos del tema de redes. Se requiere profesional sin grado académico (4 años de estudios), con experiencia superior a 3 años. Puede supervisar a más de 2 personas.
Técnico de Soporte I	Administrativos	Apoya a usuarios en la resolución de problemas de software y hardware. Instala redes, equipos y software para usuarios de Pcs. Se requiere profesional de carreras intermedias de 2 años o estudios específicos, de más de 1 año de duración, preferentemente técnicos en programación o equivalentes, con 2 años de experiencia.
Gerente de Administración	Ejecutivos	Responsable por la planificación, dirección y control de las actividades orientadas a la administración y prestación de servicios a las restantes unidades funcionales de la entidad. Presupuesta el stock de materiales, muebles, suministros, etc., necesarios para la normal operación. Efectúa licitaciones de compra y contrataciones de servicios de acuerdo a las necesidades que existan. Garantiza la fluidez en el manejo de correspondencia. Reporta al Gerente General o al Gerente de Recursos Humanos/ y Administración. Se requiere profesional licenciado, del área de administración, con más de 6 años de experiencia. Puede supervisar hasta 100 personas, directa o indirectamente.
Jefe de Administración	Jefaturas Profesionales y	Responsable por la supervisión de las funciones administrativas y de servicios a las restantes áreas de la entidad. Este cargo puede ser el máximo responsable del área administrativa en entidades pequeñas o plantas en donde puede tener a su cargo las funciones contables, de personal, remuneraciones y servicios generales. Se requiere profesional de carreras intermedias de 2 años o estudios específicos, de más de 1 año de duración. Puede supervisar hasta 40 personas, directa o indirectamente.
Empleado Administrativo I	Administrativos	Encargado de efectuar tareas administrativas que requieran alguna especialización y análisis de lo que está desarrollando, efectúa ingreso de datos, revisiones y cuadraturas, etc. Se requiere profesional de carreras intermedias de 2 años o estudios específicos, de más de 1 año de duración, con experiencia superior a 3 años. Puede supervisar las funciones de Empleados Administrativos de menor experiencia.
Jefe de Seguridad	Jefaturas Profesionales y	Responsable de la planificación, dirección y control de todas las actividades orientadas al resguardo de los activos materiales y humanos de la empresa conforme a las normas y objetivos vigentes. Diseña, administra y divulga los planes de seguridad interna de la entidad. Supervisa y coordina al personal de seguridad. Se requiere profesional de carreras intermedias de 2 años o estudios específicos, de más de 1 año de duración, con experiencia superior a 6 años. Puede supervisar hasta 100 personas, directa o indirectamente.
Vigilante Privado I	Administrativos	Responsable de vigilar personalmente las áreas de la entidad para brindar seguridad y orden, de acuerdo a las normas y procedimientos de seguridad establecidos. Especialmente está encargado de vigilar lugares asignados para su cuidado; controla la entrada y salida de personas. Posee autorización para portar armas de fuego. Se requiere estudios específicos de más de 1 año de duración y experiencia superior a 3 años.
Encargado de Servicios Generales - Mayordomo	Administrativos	Coordina y supervisa la prestación de servicios generales a las distintas unidades funcionales de la entidad. Garantiza la entrega de correspondencia con rapidez. Encargado de la mantención de las instalaciones y aseo en general, orientado a la gestión diaria de estas actividades. Se requiere profesional de carreras intermedias de 2 años o estudios específicos, de más de 1 año de duración, con 2 años de experiencia. Puede supervisar a más de 2 personas.
Encargado de Servicios Generales - Mayordomo	Administrativos	Coordina y supervisa la prestación de servicios generales a las distintas unidades funcionales de la entidad. Garantiza la entrega de correspondencia con rapidez. Encargado de la mantención de las instalaciones y aseo en general, orientado a la gestión diaria de estas actividades. Se requiere profesional de carreras intermedias de 2 años o estudios específicos, de más de 1 año de duración, con 2 años de experiencia. Puede supervisar a más de 2 personas.
Secretaria Gerencia General	Administrativos	Supervisa, coordina y controla las actividades propias de la secretaría de la Gerencia General. Asiste personalmente al Gerente General de la entidad en materias de secretaría ejecutiva. Supervisa el proceso de recepción y despacho de la correspondencia de la entidad y de su distribución interna. Mantiene actualizado, resguardado y debidamente controlado el archivo de la Gerencia General. Redacta informes y cartas, toma dictados y tipea información de carácter confidencial y general. Se requiere profesional de carreras intermedias de 2 años o estudios específicos, de más de 1 año de duración, con 3 a 5 años de experiencia. Puede supervisar a más de 2 personas.

Secretaria Gerencia de Area	Administrativos	Asiste a los Gerentes de Areas, toma dictados, dactilografía, sincroniza entrevistas, atiende visitas y funcionarios de la empresa. Prepara, recepciona, clasifica y archiva correspondencia, memoranda e informes. Usa el teléfono para dar o recibir llamadas y recados. Se requiere profesional de carreras intermedias de 2 años o estudios específicos, de más de 1 año de duración, con 3 a 5 años de experiencia. Puede supervisar a más de 2 personas.
Recepcionista	Administrativos	Recibir, direccionar y comunicar las llamadas y visitas de personal externo, a los empleados de la compañía, para garantizar oportunidad en la atención al cliente interno y externo. Se requiere estudios de secretariado y mínimo dos años de experiencia.
Gerente Comercial	Ejecutivos	Máximo responsable de las actividades comerciales de la entidad, tanto en los mercados internacionales como en el mercado nacional. Investiga y evalúa la situación del mercado en lo referido a la entidad y sus productos. Elabora las estrategias de: comercialización, distribución, publicidad y precios. Asimismo controla su cumplimiento. Maneja los presupuestos de ventas y publicidad. Controla las metas de ventas. Depende del Gerente General. Se requiere profesional licenciado, con estudios de especialización o magister, preferentemente con especialización en marketing y a lo menos 6 años de experiencia. Puede supervisar, directa o indirectamente, hasta 300 personas.
Jefe Comercial	Jefaturas Profesionales y	Responsable de las relaciones comerciales de la compañía, ya sea con proveedores, clientes, competidores y distribuidores. Supervisar, dirige, coordina y controlar a los vendedores, distribuidores y personal auxiliar. Propone e implementa la estrategia de marketing directo, apoyando la gestión de ventas y lanzamiento de nuevos productos y servicios. Propone y realiza investigaciones, estudios y análisis de mercado. Mide impacto de campañas publicitarias y de marketing directo. Desarrolla e implementa todo tipo de material impreso de la compañía para establecer canales de información con clientes. El cargo está subordinado al Subgerente Comercial. Se requiere profesional, sin grado académico, con experiencia superior a 3 años. Puede supervisar hasta 40 personas, directa o indirectamente.
Asistente Comercial I	Jefaturas Profesionales y	Dar apoyo logístico al área de mercadeo y ventas. Hacer informes, presentaciones, cotizaciones. Debe tener un conocimiento amplio de la línea de productos de la compañía. Se requiere profesional en Administración o afines, con mínimo 1 año de experiencia relacionada. REPORTA A: Gerente Comercial.
Técnico Mantención Terreno I	Operativos	Realiza trabajos de mantención y reparación de equipos complejos y otros. Investiga y detecta fallas solucionando, en general, problemas de menor complejidad que aquellos que enfrentan los cargos de ingeniería de mantención. Se requiere profesional de carreras intermedias de 2 años o estudios específicos, de más de 1 año de duración, con más de 3 años de experiencia. Puede supervisar las funciones de Técnicos con menor experiencia.
Gerente Producción / Oper. Técnica	Ejecutivos	Máximo responsable funcional de las actividades de producción u operación de la empresa. Elabora los planes de producción, controla su ejecución y desarrollo, velando por la eficiente utilización de los recursos y la cantidad, oportunidad y calidad de los productos fabricados. Decide sobre la mantención de las instalaciones, equipos y maquinarias de su área y formula recomendaciones para su renovación. Participa en los procesos de fijación de políticas para la empresa y el control de presupuesto de su área. Depende del Gerente General. Se requiere profesional licenciado, con estudios de especialización o magister, con experiencia superior a 6 años. Puede supervisar hasta 1.000 personas, directa o indirectamente.
Jefe de Producción	Jefaturas Profesionales y	Responsable de la operación de una planta de producción de la empresa. Supervisa el desarrollo del proceso productivo y operativo, velando por el cumplimiento de los volúmenes de producción, calidad del producto, costo de fabricación, plazo de entrega. Depende del Subgerente de Producción. Se requiere profesional licenciado, con experiencia superior a 6 años. Puede supervisar hasta 100 personas.
Jefe de Turno	Jefaturas Profesionales y	Dirige un proceso productivo durante un turno de trabajo. Supervisa el funcionamiento de los equipos y maquinarias, supervisa el desempeño del personal, verifica constantemente el cumplimiento de los programas de producción y dispone las acciones correctivas necesarias. Ordena reparaciones de emergencia al mecánico o electricista de turno. El titular de este cargo depende directamente del Jefe de Producción. Este cargo requiere como mínimo haber cursado carreras intermedias de 2 años o estudios específicos, de más de 1 año de duración y una experiencia mínima de 3 años. Puede supervisar hasta 100 personas.

Jefe de Turno	Jefaturas Profesionales	y	Dirige un proceso productivo durante un turno de trabajo. Supervisa el funcionamiento de los equipos y maquinarias, supervisa el desempeño del personal, verifica constantemente el cumplimiento de los programas de producción y dispone las acciones correctivas necesarias. Ordena reparaciones de emergencia al mecánico o electricista de turno. El titular de este cargo depende directamente del Jefe de Producción. Este cargo requiere como mínimo haber cursado carreras intermedias de 2 años o estudios específicos, de más de 1 año de duración y una experiencia mínima de 3 años. Puede supervisar hasta 100 personas.
Jefe de Turno	Jefaturas Profesionales	y	Dirige un proceso productivo durante un turno de trabajo. Supervisa el funcionamiento de los equipos y maquinarias, supervisa el desempeño del personal, verifica constantemente el cumplimiento de los programas de producción y dispone las acciones correctivas necesarias. Ordena reparaciones de emergencia al mecánico o electricista de turno. El titular de este cargo depende directamente del Jefe de Producción. Este cargo requiere como mínimo haber cursado carreras intermedias de 2 años o estudios específicos, de más de 1 año de duración y una experiencia mínima de 3 años. Puede supervisar hasta 100 personas.
Jefe de Turno	Jefaturas Profesionales	y	Dirige un proceso productivo durante un turno de trabajo. Supervisa el funcionamiento de los equipos y maquinarias, supervisa el desempeño del personal, verifica constantemente el cumplimiento de los programas de producción y dispone las acciones correctivas necesarias. Ordena reparaciones de emergencia al mecánico o electricista de turno. El titular de este cargo depende directamente del Jefe de Producción. Este cargo requiere como mínimo haber cursado carreras intermedias de 2 años o estudios específicos, de más de 1 año de duración y una experiencia mínima de 3 años. Puede supervisar hasta 100 personas.
Jefe de Turno	Jefaturas Profesionales	y	Dirige un proceso productivo durante un turno de trabajo. Supervisa el funcionamiento de los equipos y maquinarias, supervisa el desempeño del personal, verifica constantemente el cumplimiento de los programas de producción y dispone las acciones correctivas necesarias. Ordena reparaciones de emergencia al mecánico o electricista de turno. El titular de este cargo depende directamente del Jefe de Producción. Este cargo requiere como mínimo haber cursado carreras intermedias de 2 años o estudios específicos, de más de 1 año de duración y una experiencia mínima de 3 años. Puede supervisar hasta 100 personas.
Jefe de Turno	Jefaturas Profesionales	y	Dirige un proceso productivo durante un turno de trabajo. Supervisa el funcionamiento de los equipos y maquinarias, supervisa el desempeño del personal, verifica constantemente el cumplimiento de los programas de producción y dispone las acciones correctivas necesarias. Ordena reparaciones de emergencia al mecánico o electricista de turno. El titular de este cargo depende directamente del Jefe de Producción. Este cargo requiere como mínimo haber cursado carreras intermedias de 2 años o estudios específicos, de más de 1 año de duración y una experiencia mínima de 3 años. Puede supervisar hasta 100 personas.
Operador I	Operativos		Trabajador altamente especializado en la operación de las principales maquinarias equipos o sistemas de gran complejidad de la empresa. Generalmente debe recibir capacitación específica para la realización de sus funciones. Controla además el adecuado funcionamiento del equipo que opera. Puede eventualmente supervisar las tareas de otros operadores. Se requiere profesional de carreras intermedias de 2 años, o estudios específicos de más de un año de duración, con experiencia superior a tres años.
Operador II	Operativos		Trabajador altamente especializado en la operación de maquinarias, equipos o sistemas secundarias del área productiva. Se diferencia del Operador I por poseer menos experiencia y conocimientos de los equipos que opera. Generalmente debe recibir capacitación específica para la realización de sus funciones. Se requiere profesional de carreras intermedias de 2 años, o estudios específicos de más de un año de duración, con 2 años de experiencia.
Jefe Programación y Control de la Producción	Jefaturas Profesionales	y	Responsable de elaborar los programas de producción de la empresa y controlar su desarrollo y ejecución conforme a las metas y plazos prefijados. Controla los insumos físicos aplicados a la producción y confecciona los informes de avance y resultados del proceso productivo y demás requeridos por el sistema de información de la empresa. Depende del Subgerente de Producción. Se requiere profesional licenciado, con experiencia superior a 3 años. Puede supervisar hasta 100 personas.
Jefe Programación y Control de la Producción	Jefaturas Profesionales	y	Responsable de elaborar los programas de producción de la empresa y controlar su desarrollo y ejecución conforme a las metas y plazos prefijados. Controla los insumos físicos aplicados a la producción y confecciona los informes de avance y resultados del proceso productivo y demás requeridos por el sistema de información de la empresa. Depende del Subgerente de Producción. Se requiere profesional licenciado, con experiencia superior a 3 años. Puede supervisar hasta 100 personas.

Ingeniero de Programación y Control de la Producción	Jefaturas Profesionales	y	Elabora los programas de producción de la empresa y controla su desarrollo, según las metas y plazos establecidos. Controla los insumos aplicados a la producción. Elabora informe de cumplimiento y desviaciones respecto de los programas. Depende del Subgerente de Producción. Se requiere profesional licenciado, con experiencia superior a 3 años. Puede supervisar las funciones realizadas por Ingenieros de menor experiencia.
Ingeniero de Programación y Control de la Producción	Jefaturas Profesionales	y	Elabora los programas de producción de la empresa y controla su desarrollo, según las metas y plazos establecidos. Controla los insumos aplicados a la producción. Elabora informe de cumplimiento y desviaciones respecto de los programas. Depende del Subgerente de Producción. Se requiere profesional licenciado, con experiencia superior a 3 años. Puede supervisar las funciones realizadas por Ingenieros de menor experiencia.
Jefe Aseguramiento de Calidad	Jefaturas Profesionales	y	Responsable de dirigir las actividades de aseguramiento, control e inspección de calidad de los productos y/o servicios elaborados y/o Prestados y de los insumos adquiridos por la empresa. Diseña y/o desarrolla técnicas y normas de control y de inspección de calidad de estos de acuerdo a pautas generales. Informa a las áreas respectivas los problemas detectados, señalando cursos de acción alternativos para corregirlos. Se requiere profesional, sin grado académico, afín al área, con experiencia superior a 3 años en cargos similares. Puede supervisar hasta 20 personas, directa o indirectamente.
Jefe de Mantenimiento	Jefaturas Profesionales	y	Responsable de dirigir la mantención y reparación de los equipos, maquinarias, instalaciones, vehículos y edificios de la empresa. Elabora y propone programas de mantención preventiva y correctiva, y controla su desarrollo. Determina las necesidades de repuestos, herramientas y materiales necesarios para cumplir las funciones del área. Controla la cantidad y calidad de los trabajos ejecutados por el personal a su cargo y participa en la elección y ubicación de nuevos equipos, maquinarias e instalaciones. Depende del Subgerente de Mantenimiento. Se requiere profesional, sin grado académico, afín al área, con experiencia superior a 3 años. Puede supervisar hasta 40 personas.
Jefe de Mantenimiento	Jefaturas Profesionales	y	Responsable de dirigir la mantención y reparación de los equipos, maquinarias, instalaciones, vehículos y edificios de la empresa. Elabora y propone programas de mantención preventiva y correctiva, y controla su desarrollo. Determina las necesidades de repuestos, herramientas y materiales necesarios para cumplir las funciones del área. Controla la cantidad y calidad de los trabajos ejecutados por el personal a su cargo y participa en la elección y ubicación de nuevos equipos, maquinarias e instalaciones. Depende del Subgerente de Mantenimiento. Se requiere profesional, sin grado académico, afín al área, con experiencia superior a 3 años. Puede supervisar hasta 40 personas.
Jefe de Mantenimiento	Jefaturas Profesionales	y	Responsable de dirigir la mantención y reparación de los equipos, maquinarias, instalaciones, vehículos y edificios de la empresa. Elabora y propone programas de mantención preventiva y correctiva, y controla su desarrollo. Determina las necesidades de repuestos, herramientas y materiales necesarios para cumplir las funciones del área. Controla la cantidad y calidad de los trabajos ejecutados por el personal a su cargo y participa en la elección y ubicación de nuevos equipos, maquinarias e instalaciones. Depende del Subgerente de Mantenimiento. Se requiere profesional, sin grado académico, afín al área, con experiencia superior a 3 años. Puede supervisar hasta 40 personas.
Jefe de Mantenimiento	Jefaturas Profesionales	y	Responsable de dirigir la mantención y reparación de los equipos, maquinarias, instalaciones, vehículos y edificios de la empresa. Elabora y propone programas de mantención preventiva y correctiva, y controla su desarrollo. Determina las necesidades de repuestos, herramientas y materiales necesarios para cumplir las funciones del área. Controla la cantidad y calidad de los trabajos ejecutados por el personal a su cargo y participa en la elección y ubicación de nuevos equipos, maquinarias e instalaciones. Depende del Subgerente de Mantenimiento. Se requiere profesional, sin grado académico, afín al área, con experiencia superior a 3 años. Puede supervisar hasta 40 personas.
Jefe de Mantenimiento	Jefaturas Profesionales	y	Responsable de dirigir la mantención y reparación de los equipos, maquinarias, instalaciones, vehículos y edificios de la empresa. Elabora y propone programas de mantención preventiva y correctiva, y controla su desarrollo. Determina las necesidades de repuestos, herramientas y materiales necesarios para cumplir las funciones del área. Controla la cantidad y calidad de los trabajos ejecutados por el personal a su cargo y participa en la elección y ubicación de nuevos equipos, maquinarias e instalaciones. Depende del Subgerente de Mantenimiento. Se requiere profesional, sin grado académico, afín al área, con experiencia superior a 3 años. Puede supervisar hasta 40 personas.

Jefe de Mantenición	Jefaturas Profesionales y	Responsable de dirigir la mantención y reparación de los equipos, maquinarias, instalaciones, vehículos y edificios de la empresa. Elabora y propone programas de mantención preventiva y correctiva, y controla su desarrollo. Determina las necesidades de repuestos, herramientas y materiales necesarios para cumplir las funciones del área. Controla la cantidad y calidad de los trabajos ejecutados por el personal a su cargo y participa en la elección y ubicación de nuevos equipos, maquinarias e instalaciones. Depende del Subgerente de Mantenición. Se requiere profesional, sin grado académico, afín al área, con experiencia superior a 3 años. Puede supervisar hasta 40 personas.
Jefe de Mantenición	Jefaturas Profesionales y	Responsable de dirigir la mantención y reparación de los equipos, maquinarias, instalaciones, vehículos y edificios de la empresa. Elabora y propone programas de mantención preventiva y correctiva, y controla su desarrollo. Determina las necesidades de repuestos, herramientas y materiales necesarios para cumplir las funciones del área. Controla la cantidad y calidad de los trabajos ejecutados por el personal a su cargo y participa en la elección y ubicación de nuevos equipos, maquinarias e instalaciones. Depende del Subgerente de Mantenición. Se requiere profesional, sin grado académico, afín al área, con experiencia superior a 3 años. Puede supervisar hasta 40 personas.
Supervisor de Mantenición	Jefaturas Profesionales y	Responsable ante el Jefe de Mantenición de la reparación y mantención de los equipos, maquinarias y vehículos de la empresa en la planta u obra. Coordina la mantención eléctrica y mecánica requerida por la empresa o área asignada. Puede ser la persona a cargo del área en empresas de menor tamaño. Se requiere profesional de carreras intermedias de 2 años o estudios específicos, de más de 1 año de duración y experiencia superior a 3 años. Puede supervisar hasta 40 personas.
Supervisor de Mantenición	Jefaturas Profesionales y	Responsable ante el Jefe de Mantenición de la reparación y mantención de los equipos, maquinarias y vehículos de la empresa en la planta u obra. Coordina la mantención eléctrica y mecánica requerida por la empresa o área asignada. Puede ser la persona a cargo del área en empresas de menor tamaño. Se requiere profesional de carreras intermedias de 2 años o estudios específicos, de más de 1 año de duración y experiencia superior a 3 años. Puede supervisar hasta 40 personas.
Instrumentista I	Operativos	Realiza rutinas de mantención preventiva de equipos atendiendo urgencias. Calibra instrumentos y mantiene registros. Lee e interpreta planos para la mantención y reparación de sistemas, instrumentos y equipos electrónicos. Se requiere profesional de carreras intermedias de 2 años o estudios específicos, con más de 1 año de duración, con experiencia superior a 2 años. Puede supervisar a Instrumentistas de menor experiencia.
Despachador de Carga Energía	Jefaturas Profesionales y	Responsable por la coordinación y explotación del sistema eléctrico de generación, preservando la seguridad del suministro al mínimo costo para la empresa. Es responsable por la calidad del suministro (regulación de frecuencia y tensión) controla disponibilidad del sistema de comunicación que le permite efectuar coordinación con clientes y otros centros de despacho para el suministro eléctrico en tiempo real. Gestiona restricciones. Se requiere profesional sin grado académico, con experiencia superior a 5 años. Puede supervisar a Despachadores de menor experiencia.
Jefe de Abastecimiento	Jefaturas Profesionales y	Responsable de dirigir y controlar las operaciones de compra de materias primas, materiales y repuestos, sean éstos nacionales e importados, como también la evaluación de nuevas fuentes de abastecimiento. Elabora y administra procedimientos para la realización de tareas con el fin de satisfacer de manera eficiente y económica los requerimientos presentados en el área. Además es responsable de mantener informado de las existencias y requerimientos de compras de las diversas unidades. Se requiere profesional sin grado académico, preferentemente del área de Comercio Exterior o de carreras del ámbito de la administración, con 3 a 5 años de experiencia. Puede supervisar hasta 10 personas.
Comprador Técnico I	Jefaturas Profesionales y	Profesional experto en la adquisición de insumos de su competencia de acuerdo a los requerimientos y giro de la empresa. Conoce del contenido tecnológico y de los proveedores para un determinado productos. Se mantiene informado de los diversos productos a nivel global como así también de los proveedores para la realización de sus funciones. Este cargo requiere ser desempeñado como mínimo, por un profesional de carreras intermedias de 2 años o estudios específicos, de más de 1 año de duración y que preferentemente, posea acabados conocimientos de los productos a adquirir, con experiencia superior a 3 años. Puede supervisar las funciones de Compradores Técnicos de menor experiencia y conocimientos.

Comprador Técnico II	Jefaturas Profesionales y	Profesional experto en la adquisición de insumos de su competencia de acuerdo a los requerimientos y giro de la empresa. Conoce del contenido tecnológico y de los proveedores para un determinado productos. Se mantiene informado de los diversos productos a nivel global como así también de los proveedores para la realización de sus funciones. Este cargo requiere ser desempeñado como mínimo, por un profesional de carreras intermedias de 2 años o estudios específicos, de más de 1 año de duración y que preferentemente, posea acabados conocimientos de los productos a adquirir, con experiencia inferior a 3 años.
Comprador I	Administrativos	Solicita cotizaciones de acuerdo a las normas y procedimientos de la empresa. Activa órdenes de compra colocadas. Se mantiene permanentemente informado acerca de precios y condiciones de las líneas de productos ofrecidos por los proveedores de la empresa. Se requiere profesional de carreras intermedias de 2 años o estudios específicos, de más de 1 año de duración, con experiencia superior a 3 años. Puede supervisar las funciones de Compradores de menor experiencia y conocimientos.
Jefe de Ingeniería	Jefaturas Profesionales y	Responsable de dirigir el estudio, diseño e instalación de equipos, maquinarias y obras civiles, mecánicas y eléctricas de la empresa. Selecciona equipos o procesos para proyectos en estudio. Estudia y redacta bases de propuestas para trabajos de ingeniería. Proyecta ampliaciones o modificaciones de equipos y elementos de producción. Supervisa y/o controla la ejecución de obras e instalaciones realizada por terceros, velando por el cumplimiento de los contratos respectivos. Se requiere profesional licenciado, preferentemente Ingeniero Civil, con experiencia superior a 12 años en su especialidad. Puede supervisar hasta 300 personas, directa o indirectamente.
Ingeniero III	Jefaturas Profesionales y	Desarrolla o ayuda a desarrollar diseños y cálculos de acuerdo a instrucciones específicas. Prepara o ayuda a preparar especificaciones técnicas para equipos y materiales y recomendaciones de compra. Posee 1 año de experiencia profesional. No supervisa personal.
Ingeniero III	Jefaturas Profesionales y	Desarrolla o ayuda a desarrollar diseños y cálculos de acuerdo a instrucciones específicas. Prepara o ayuda a preparar especificaciones técnicas para equipos y materiales y recomendaciones de compra. Posee 1 año de experiencia profesional. No supervisa personal.
Ingeniero III	Jefaturas Profesionales y	Desarrolla o ayuda a desarrollar diseños y cálculos de acuerdo a instrucciones específicas. Prepara o ayuda a preparar especificaciones técnicas para equipos y materiales y recomendaciones de compra. Posee 1 año de experiencia profesional. No supervisa personal.
Ingeniero III	Jefaturas Profesionales y	Desarrolla o ayuda a desarrollar diseños y cálculos de acuerdo a instrucciones específicas. Prepara o ayuda a preparar especificaciones técnicas para equipos y materiales y recomendaciones de compra. Posee 1 año de experiencia profesional. No supervisa personal.
Jefe de Proyectos Procesos Técnicos	Jefaturas Profesionales y	Responsable de dirigir las investigaciones y estudios técnicos destinados a racionalizar las actividades productivas y/u operacionales de la empresa, desarrollar nuevos productos y tecnologías y optimizar el aprovechamiento de los recursos disponibles. Su campo técnico puede comprender estudios referentes al mejoramiento de los procesos productivos, disminución de costos y en general a acciones tendientes a mejorar la productividad de los recursos de la empresa. Se requiere profesional licenciado, con experiencia superior a 3 años. Puede supervisar hasta 40 personas.
Jefe de Proyectos Procesos Técnicos	Jefaturas Profesionales y	Responsable de dirigir las investigaciones y estudios técnicos destinados a racionalizar las actividades productivas y/u operacionales de la empresa, desarrollar nuevos productos y tecnologías y optimizar el aprovechamiento de los recursos disponibles. Su campo técnico puede comprender estudios referentes al mejoramiento de los procesos productivos, disminución de costos y en general a acciones tendientes a mejorar la productividad de los recursos de la empresa. Se requiere profesional licenciado, con experiencia superior a 3 años. Puede supervisar hasta 40 personas.
Ingeniero Procesos Técnicos II	Jefaturas Profesionales y	Responsable en investigaciones y estudios técnicos destinados a racionalizar los procesos productivos/operacionales, desarrollar productos y tecnologías; y optimizar el aprovechamiento de los recursos aplicados en la producción. Su labor comprende análisis de terreno y estudios técnicos de menor complejidad. Se requiere profesional licenciado, con experiencia de 2 años.
Ingeniero Procesos Técnicos II	Jefaturas Profesionales y	Responsable en investigaciones y estudios técnicos destinados a racionalizar los procesos productivos/operacionales, desarrollar productos y tecnologías; y optimizar el aprovechamiento de los recursos aplicados en la producción. Su labor comprende análisis de terreno y estudios técnicos de menor complejidad. Se requiere profesional licenciado, con experiencia de 2 años.

9.2 VALORIZACIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE OPERACIÓN

En este punto se incluyen todos los costos de operación de la empresa que opera en el área de concesión de Transelec troncal que no se consideran en los costos de las actividades realizadas por las brigadas.

9.2.1 Sistema SCADA

La valorización de este sistema se hizo tomando como referencia el valor de inversión utilizado en estudios del consultor para la Transportista Etesa de Panamá y adaptándolo a las particularidades de las instalaciones presentes en el área de concesión de Transelec Troncal (km de red y subestaciones).

Los resultados obtenidos se presentan a continuación:

Inversión	4.269.499
Vida útil (años)	10
Tasa Actualización (%)	10
Anualidad Inversión(US\$/año)	694.841
Mantenimiento (%)	10
Anualidad Mantenimiento (US\$/año)	426.950
Costo Total Anual (US\$/año)	1.121.791

9.2.2 Softwares para la Operación

Para el adecuado funcionamiento del STT, se han considerado programas de simulación de la operación para que la empresa transportista pueda realizar análisis de flujos y cortocircuitos, estabilidad electromagnética y electromecánica, y protecciones. Se cotizaron las licencias informáticas del software DigSilent y Ose2000, resultando en un costo anual de operación y mantenimiento de:

	Dig Silent	Ose2000
Unidad	US\$	US\$
Inversión	83.449	75.284
Vida útil (años)	5	5
Tasa Actualización (%)	10%	10%
Anualidad Inversión(US\$/año)	22.014	19.860

Mantenimiento (%)	10%	-
Anualidad Mantenimiento (US\$/año)	8.345	19.195
Costo Total Anual (US\$/año)	30.359	39.055

9.2.3 Vehículos de Operación

El Consultor dimensionó un total de 11 camionetas: 2 en la administración norte, 4 en la administración centro y 5 en la administración sur. El costo anual resultante de estos vehículos es de US\$ 166.996.

9.2.4 Equipos VHF

Se ha considerado la adquisición de equipos base VHF, UCR, UHF, Repetidores y Handy. El costo total anual considerado es el siguiente:

	BASE VHF	UCR	UHF	REPETIDOR VHF	Handy
Unidad	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$
Inversión	467	132	955	1.601	94
Cantidad	25	25	3	14	57
Total	11.685	3.300	2.865	22.414	5.372
Vida útil (años)	8	8	8	8	8
Tasa Actualiz. (%)	10%	10%	10%	10%	10%
Anualidad	3.359	949	824	6.443	1.544

9.2.5 Telecomando Subestación Diego de Almagro

A diferencia de las otras subestaciones, la subestación Diego de Almagro sólo tiene control local. Teniendo en cuenta que en esta subestación existe 1 sólo paño del STT, se ha definido para la operación de este paño la cantidad de un operador en horario normal, el cual debe ser apoyado con un telecontrol elemental (sólo interruptor)

Se tiene en cuenta la anualidad del telecontrol de un interruptor cuyo costo resultante es el siguiente:

	Telecomando
Unidad	US\$
Inversión	10.000
Vida útil (años)	15
Tasa Actualización (%)	10
Anualidad Inversión (US\$/año)	1.315

9.2.6 Movilización, alojamiento y alimentación personal subestaciones

Dadas las características geográficas del STT, se requiere contar con movilización para el transporte del personal operativo hacia y desde las subestaciones troncales que no cuentan con un medio de transporte público o que por su ubicación geográfica, son de difícil acceso. Cada recorrido se dimensionó en función de los requerimientos de personal de cada subestación, en términos de si las subestaciones son atendidas en forma continua, parcial o son no atendidas.

Por otra parte, dada la lejanía de algunas subestaciones a los centros urbanos, se requiere alojamiento y alimentación para el personal

De esta manera, el costo total anual por concepto de movilización, alojamiento y alimentación del personal de operación de subestaciones resultó:

Cantidad de personal		7
Costo alimentación casino medio día (desayuno, cena)	US\$/unidad	9
Costo alojamiento personal subestaciones	US\$/día	34
Días de pernoctación al mes		20
Costo de Alojamiento	US\$	71.461
Movilización diaria	US\$ / km	0,76
Costo de Traslado	US\$	151.251
Total Alojamiento y Movilización	US\$	222.712

9.2.7 Vestimenta Operarios

Se ha estimado un costo anual para todos aquellos puestos que requieran estar o ir periódicamente a las EETT (Supervisores y Operadores) en materiales y vestimenta, los que incluyen materiales menores, casco, guantes, botas, etc. El costo resultante por este concepto fue el siguiente:

Cantidad de operarios		61
Costo vestimenta	US\$ / año	227
Costo total de Vestimenta	US\$	13.826

9.2.8 Costo total de Actividades de Operación

El costo total resultante de Actividades de Operación se expresa en el siguiente cuadro:

	US\$
SCADA	1.121.791
Dig Silent	30.359
Ose2000	39.055
Camionetas de operación	166.996
VHF	13.118
Telecomando S/E Diego de Almagro	1.315
Alojamiento y Movilización	222.712
Vestimenta	13.826
Total	1.609.172

9.3 VALORIZACIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO

En este punto se incluyen todos los costos de mantenimiento en los que incurre la empresa virtual que opera en el área de concesión de Transelec troncal que no se consideran en los costos de las actividades realizadas por las brigadas.

9.3.1 Indemnización por trabajos en la franja servidumbre

Se ha considerado un costo anual por concepto de indemnización por trabajos realizados en la franja de servidumbre. Esta indemnización se refiere a pagos a propietarios por concepto de faenas de roce y reparaciones que dañan siembras y frutales. Se consideró un monto de US\$ 7.555 anuales de acuerdo a referencias del mercado chileno.

9.3.2 Indemnización por daño corte de árboles

Se ha considerado un costo por indemnización a los dueños de los árboles que son podados como actividad de mantenimiento en las líneas. Este concepto se calculó de acuerdo a la experiencia del consultor y referencias del mercado Chileno. El monto resultante es de US\$ 13.938 anual.

9.3.3 Vehículos de Mantenimiento

Se dimensionó un total de 33 camionetas: 8 en la administración norte, 12 en la administración centro y 10 en la administración sur. También se consideran 3 camionetas para los 3

administradores zonales. El costo total anual de los vehículos de mantenimiento es de US\$500.989.

9.3.4 Bodegaje de Materiales

Se ha dimensionado un total de 7 bodegas de 600 metros cuadrados cada una: 1 en la administración norte, 4 en la administración centro y 2 en la administración sur, a un costo de alquiler de 69 u\$/m² anuales

A diferencia de las oficinas, se ha elegido la opción de alquiler de las bodegas en lugar de la construcción. De esta forma se garantiza flexibilidad en caso de ser necesario aumentar o reducir espacio de almacenamiento o en caso de necesidad de mudar de zona geográfica.

El costo anual resultante de las bodegas es el siguiente:

Tamaño unitario	m ²	600
Alquiler Anual	US\$/m ²	69
Cantidad	u.	7
Costo Total	US\$	291.592

9.3.5 Equipos especiales de Mantenimiento

Se consideró un costo total de instrumentos especiales y equipos únicos necesarios y apropiados para desarrollar los procesos y actividades de mantenimiento tales como la búsqueda de puntos calientes en uniones y empalmes en líneas y terminales en barras y equipos de subestaciones. La variedad y costos de estos equipos se determinó en base a experiencia del consultor en trabajos desarrollados en distintos países de latinoamerica. Este rubro incluye la adquisición entre otros de:

- Termógrafos
- Máquinas para el tratamiento de aceite
- Caudalímetros GPI
- Electrobombas
- Detectores Acústicos
- Telurímetros
- Elevador Hidráulico
- Osciloscopios

Esto resultó en una una inversión total que se refleja en el siguiente cuadro:

Indirectos	Equipos especiales de Mantenimiento
Unidad	US\$
Inversión	598.700
Vida útil (años)	10
Tasa Actualización. (%)	10
Anualidad Inversión (US\$/año)	97.436

9.3.6 Inspección de Líneas en Helicoptero

Los parámetros utilizados para el cálculo de esta actividad se muestran a continuación:

Servicio inspección aéreas de líneas	US\$/h	1.850
Velocidad	km/h	30
Costo Unitario	US\$/km	62
Inspecciones por año		1
Km a recorrer		3.517
Costo Total	US\$	216.880

9.3.7 Costo total de Actividades de Mantenimiento

El costo total resultante de Actividades de Mantenimiento se expresa en el siguiente cuadro:

	US\$
Indemnización por trabajos en la franja servidumbre	7.555
Indemnización por daño corte de árboles	13.938
Camionetas de Mantenimiento	500.989
Bodegas	291.592
Equipos especiales de Mantenimiento	97.436
Inspección de Líneas en Helicoptero	216.880
Total	1.128.391

9.4 VALORIZACIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE ADMINISTRACIÓN

Para dimensionar los recursos de administración de la empresa operando dentro del área de concesión de Transelec troncal, el Consultor tomó como base estándares consultados a

empresas eléctricas y de servicios e información que dispone de la experiencia en otros procesos tarifarios. A partir de este análisis, se ha obtenido la cantidad de recursos de administración que minimizan los costos anuales requeridos para gestionar la operación y servicio de la empresa.

Las cotizaciones de equipos, mobiliario, vehículos, informática, otros insumos y oficinas, se realizaron vía contratación de una empresa especializada tal como fuera detallado anteriormente.

Los costos cotizados fueron anualizados de acuerdo a la vida útil de cada componente y considerando una tasa de descuento de 10% real anual. Para determinar la vida útil económica de cada insumo, el Consultor averiguó las prácticas de renovación de equipos en industrias de tecnología equivalente y analizó las vidas útiles recomendadas por el servicio de impuestos internos (SII). Las vidas útiles utilizadas en la valorización son las siguientes:

Vida Útil Recursos Administrativos

Ítem	Vida Útil (años)
Mobiliario	5
Línea blanca	5
Computación	5
Software	5
Comunicaciones	10
Vehículos	10
Inmobiliario	50

A continuación se describen los recursos administrativos más importantes dimensionados y su valorización a los precios unitarios determinados en el estudio de mercado.

9.4.1 Edificios administrativos y Equipamiento del Personal

9.4.1.1 Edificios administrativos

Corresponde a las oficinas destinadas a las labores de administración. Se consideran oficinas centrales, oficinas regionales (COZ) y oficinas en terreno para albergar personal de los centros de operación zonales, las que se distribuyen a lo largo del sistema conforme se han dispuesto las jefaturas zonales.

Para las oficinas centrales se estableció un estándar de 10 metros cuadrados (m²) por trabajador como superficie útil, lo que incluye salas de reunión, pasillos, servicios y cualquier otro espacio dedicado al uso exclusivo de sus ocupantes. De acuerdo a la estructura del personal de la empresa modelada, las oficinas centrales resultaron en un total de 682 metros cuadrados.

En el caso de las oficinas centrales se realizó un análisis económico para determinar la conveniencia de compra o alquiler de las mismas. Para ello se consideró información de mercado relevada por el consultor inmobiliario Global Property Solutions. Los valores empleados fueron los siguientes:

Corredor	Precios promedio mensual Arriendo Oficinas Clase A+, A	Precios promedio Compra Oficinas Clase A+, A
Santiago	0.42	42.50
Vitacura	0.53	70.00
Providencia	0.52	55.00
Las Condes	0.62	67.09
Huechuraba. Ciudad Empresarial	0.37	41.00
Total	0.49	55.12
Fuente:	GPS, Informe del Mercado de Oficinas, 4to Trimestre 2013	GPS, Informe del Mercado de Oficinas, 1er Trimestre 2012

En el análisis se compararon el valor presente neto (VPN) de la compra financiada de la oficina con el VPN del alquiler anual. En el caso de la compra financiada se supuso un período de amortización de 8 años a una tasa del 4.35% anual (correspondiente a la tasa promedio de los bonos emitidos por Transelec en 2013). El análisis determinó la conveniencia de la compra de las oficinas administrativas centrales.

Para las oficinas regionales y en terreno en cambio se estableció un estándar de 11 metros cuadrados por trabajador, considerando 1 metro cuadrado para recepción de personal en

tránsito. Así, las oficinas regionales resultaron en un total de 429 metros cuadrados y las oficinas en terreno, 473 metros cuadrados.

En este caso se consideró el costo de construcción ya que al tratarse de oficinas que se encuentran en el interior de las subestaciones no existe un mercado inmobiliario de las mismas que pueda considerarse como referencia. Para el cálculo de la opción de construcción se empleó el valor de edificación de albañilería empleado en la valorización de las edificaciones del VI al que se adicionaron los imprevistos, seguro de obra, utilidad del contratista y gastos generales del contratista.

La anualidad total en oficinas administrativas es de US\$ 263.937.

9.4.1.2 Insumos de Oficinas

En este ítem se incluye todo el equipamiento administrativo necesario para gestionar la operación y servicio de la empresa.

Se conforman distintos módulos de equipamiento de oficina y personal, se les define el equipamiento y se computan las necesidades de cada tipo. Por ejemplo:

Colectivo: elementos de oficina para posiciones gerenciales y jefaturas.

Director: elementos de oficina para Directorio

Administrativo: elementos de oficina para áreas administrativas, recepción, puestos no gerenciales

Técnico: elementos de oficina para áreas técnicas, de ingeniería y soporte

Por otro lado, se prevén otros recursos como por ejemplo central telefónica, cámaras de vigilancia y celulares que fueron considerados en forma separada a los módulos ya que tienen sus particularidades de asignación.

Todos los recursos considerados corresponden a los siguientes:

- Mobiliario: Escritorios, sillas, mesas, repisas, insumos de oficina, etc.
- Línea blanca: Refrigerador, vajilla, etc.
- Computación: PC-escritorio, notebooks, impresoras, fotocopias, etc. Comunicaciones: Cámaras de vigilancia, centrales telefónicas, telefonía móvil, etc.

El costo total anual de equipamiento de edificios administrativos y equipamiento e insumos de oficinas considerados en el COMA, es de US\$ 490.859.

9.4.2 Gastos en Informática y SAP

La empresa requiere sistemas informáticos eficientes para la correcta gestión administrativa del STT. La inversión y gastos en informática considera cuatro componentes: 1) software SAP para la correcta gestión administrativa, que incluye módulos de contabilidad y remuneraciones y su correspondiente mantenimiento, 2) servicios de administración y mantenimiento, 3) redes computacionales y 4) hardware y software.

- Software SAP:

SAP ERP es una herramienta robusta y confiable que se adecúa razonablemente a las necesidades de gestión de una empresa que administra, opera y mantiene las instalaciones troncales existentes. Asimismo, se considera un gasto anual por concepto de mantenimiento y actualización del sistema SAP ERP.

- Servicios de Administración y Mantenimiento:

Se considera un costo anual de mantenimiento y administración de las unidades UPS y mantención de servidores y seguridad informática.

Redes computacionales:

Se consideran redes computacionales en las oficinas centrales y regionales.

- Hardware y Software:

En este ítem se incluyen:

- Hardware de soporte para la empresa: servidores, storage, firewall, UPS
- Software de soporte: Windows Server
- Servicios:
 - ✓ Respaldo externo
 - ✓ Internet, renta anual
 - ✓ Servidor de correo Google apps
- Softwares para computadores y otros:
 - ✓ Windows 8

- ✓ Microsoft Office 2013
- ✓ Microsoft Visio Standard 2013
- ✓ Project Standard 2013
- ✓ ArcEditor 10
- ✓ Autocad LT 2015
- ✓ MatLab

Todo lo anterior significa un costo anual para la EM por concepto de informática de US\$ 192.239.

9.4.3 Servicios básicos

La cantidad de recursos de los servicios básicos de electricidad y agua, se ha dimensionado de acuerdo a lo que requiere el STT.

Se estableció un costo de \$ 18.988 por persona por mes para el consumo de agua y electricidad llegando a un total anual de US\$ 46.097 (Incluyendo el costo de agua por persona para toda la empresa, y el costo de electricidad por persona para las oficinas centrales).

Además, el costo de electricidad en el resto del sistema troncal se obtuvo a partir de la información proporcionada por el CDEC respecto del costo en consumo de energía pagado al CDEC y el costo en consumo de energía pagado a distribuidoras, prorrateando el costo total de acuerdo al criterio de prorrato de las instalaciones comunes del VI. De esta manera, se obtuvo un costo total anual de US\$ 480.814 por consumo de energía en subestaciones.

El costo total anual por concepto de servicios básicos considerados para la empresa asciende a US\$ 526.911.

9.4.4 Servicios tercerizados de administración

Como costo tercerizado se consideran los guardias necesarios para el control de acceso de las instalaciones troncales consideradas estratégica, el personal de aseo y servicio de juniors. Este personal se valorizó utilizando el percentil 25 de la muestra de empresas de tamaño pequeño de la encuesta Price. El Consultor fundamenta esta decisión en el hecho que el personal necesario para realizar estas labores, es un personal que no requiere mayor especialización, y también en el hecho que las empresas que ofrecen este tipo de servicios tercerizados, son empresas

pequeñas que tienen costos de manejo de personal más bajo que empresas que manejan persona más especializado.

Se consideran en total 20 guardias para control de acceso, 28 personas para aseo de las oficinas centrales, oficinas regionales y salas de comando y 3 juniors en las oficinas centrales. El costo total anual por este concepto en la EM asciende a US\$ 879.513, costo que incluye un 10% de utilidades del contratista.

9.4.5 Vehículos de gerencia

Se considera un vehículo para la gerencia general. Se estimó un recorrido anual de 20,000 kilómetros, un rendimiento de 10 Km/litro, un costo de combustible de US\$ 1.34/litro, y se incluyeron gastos por mantenimiento en taller, permisos de circulación, seguro obligatorio, revisión técnica y seguros, lo que resulta en un costo de capital anual de US\$ 4.280 y un costo anual de operación y mantenimiento de US\$ 4.140.

9.4.6 Alojamiento y alimentación personal de Mantenimiento

Se consideró un costo diario de alojamiento de \$ 18.000 y costo de alimentación de \$5.000 diarios equivalentes a media pensión (desayuno y cena). Con ello, el costo total anual por concepto de alojamiento y alimentación del personal de mantenimiento de subestaciones resulta en US\$ 189.230 anual.

9.4.7 Seguros

El Consultor se basó en la información provista por el contratista, quien se interiorizó de las prácticas y experiencias que en esta materia tienen las empresas de transmisión eléctrica. Los seguros considerados son:

- Póliza de todo riesgo para bienes físicos de las subestaciones: El seguro más importante que contrata la transmisora es el seguro sobre las instalaciones.
- Póliza de responsabilidad Civil: Con este se cubre los costos que algún hecho fortuito de responsabilidad de la empresa pueda ocasionar a terceros.
- Póliza de Terrorismo: Este seguro cubre acciones de terceros sobre las instalaciones.
- Póliza respecto a viajes en helicópteros y otros seguros menores (como el de incendio y sismos de edificios)
-

Se llegó así a un costo anual por concepto de seguros de US\$ 1.394.640.

9.4.8 Financiamiento del CDEC

Como se expresa en el Anexo 2 de las Bases, de acuerdo a la legislación nacional, una empresa de transmisión troncal debe participar y contribuir al pago de diversos organismos y procesos que permiten el funcionamiento del sector eléctrico. Deben considerarse, en consecuencia, los costos asociados a esas actividades, entre los cuales están los costos asociados a los CDEC, Panel de expertos, etc.

La DAP elabora cada año un presupuesto anual del CDEC-SIC, sobre la base del presupuesto propio y los presupuestos anuales que le sean presentados por el Directorio, la DO y la DP antes del 30 de septiembre de cada año. El presupuesto es confeccionado de acuerdo al procedimiento denominado "Procedimiento de elaboración del Presupuesto Anual" que elabore la DAP. En este procedimiento se detallan las normas que se deben aplicar al presupuesto de gastos corrientes, al presupuesto de inversiones anuales y a los suplementos presupuestarios tanto de gastos corrientes como de inversión.

El presupuesto anual del CDEC-SIC, preparado en la forma antedicha, es presentado al Directorio para su aprobación.

El Consultor analizó el presupuesto oficial actualizado de gastos de operación e inversión del CDEC para el año 2014, así como el porcentaje de participación de Transelec, empresa que abarca el área de concesión de la empresa modelada. El monto así obtenido se ajustó en función de la asignación troncal, resultando en un valor anual de US\$973.703.

9.4.9 Financiamiento del Panel de Expertos

Según resolución exenta N° 129 de la Subsecretaría de Economía, Fomento y Reconstrucción de fecha 31 de diciembre de 2013, que fija y aprueba presupuesto para financiamiento del panel de expertos, Transelec debe pagar un total de US\$ 171.852 para el SIC, monto que fue validado por el Consultor para aplicar a la empresa virtual.

9.4.10 Financiamiento del Estudio de Transmisión Troncal

La Comisión Nacional de Energía establece la proporción y el monto que debe recaudar de cada participante por concepto del costo total del Estudio de Transmisión Troncal. En este caso, establece que Transelec debe pagar un total de \$ 293.329.210 correspondientes al 42.8 % del costo total del estudio. Por consiguiente, para la empresa modelada se estableció como gasto anual a considerar en el COMA, el 25% (cada 4 años) de este monto equivalente a US\$ 138.507.

9.4.11 Directorio

El Consultor considera que el Directorio de una empresa tiene como funciones tanto definir estrategias y planes para su desarrollo y crecimiento como para las políticas de administración y operación de las instalaciones existentes. Por otra parte, en el largo plazo, la acción de un directorio en una empresa de transmisión troncal permite mantener grados de eficiencia que de alguna manera van a irse reflejando en menores VATT. En consecuencia, el Consultor ha incluido en la estructura de personal un Directorio conformado por 1 presidente y 4 directores. Para determinar su costo anual, se ha establecido una remuneración anual de US\$ 50.000 para el presidente y de US\$ 25.000 para los directores, montos obtenidos considerando 12 sesiones de directorio al año, sumando un costo total anual de US\$ 150.000.

9.4.12 Capacitación del personal

La capacitación del personal considerada incluye charlas y cursos de liderazgo, comunicación, rol del supervisor, evaluación del desempeño, inducción a las tareas del cargo, descripción y perfiles de cargo. De acuerdo al precio determinado por el contratista, se considera un costo de UF 1.5 por hora de capacitación, lo que incluye el diseño e implementación del curso para grupos promedio de 2 personas, y el costo de los materiales. Se establecieron 1,4 horas de capacitación por cada 100 horas trabajador al año.

Según lo establece el Servicio nacional de Capacitación y Empleo (SENCE), las empresas que invierten en capacitación de sus recursos humanos, descuentan del monto a pagar de sus impuestos a la renta. El monto máximo anual es del 1% de las remuneraciones imponibles pagadas por la empresa en el mismo lapso, o de 9 Unidades Tributarias Mensuales

(UTM) en el caso que el 1% sea inferior a esa cifra y que la planilla anual de remuneraciones sea igual o superior a 45 UTM. En consecuencia, descontado el beneficio tributario SENCE, el costo anual por concepto de capacitación resultó de US\$ 118.985.

9.4.13 Patentes comerciales y Contribuciones

El costo por patentes municipales y contribuciones se dimensionó utilizando información entregada por Transelec referente al pago real de patentes comerciales y contribuciones por instalaciones troncales incurridos en 2013. En el caso de las contribuciones y patentes, el monto obtenido fue prorrateado entre instalaciones troncales y no troncales de acuerdo al criterio de prorrateo de instalaciones comunes utilizado en el VI. Para las patentes comerciales, el Consultor ha considerado lo que la ley 3.063 de rentas municipales estipula en su artículo 24, donde establece que "El valor por doce meses de la patente será de un monto equivalente entre el dos y medio por mil y el cinco por mil del capital propio de cada contribuyente, la que no podrá ser inferior a una unidad tributaria mensual ni superior a ocho mil unidades tributarias mensuales". El monto total anual por concepto de patentes comerciales y contribuciones asciende a US\$ 752.457.

9.4.14 Otros Costos

Los siguientes costos fueron dimensionados mediante información provista por el contratista:

- Responsabilidad Social Empresaria
- Pasajes y viáticos administrativos
- Costo mantenimiento salas de comando
- Gastos comunes de oficina
- Telefonía fija y celular
- Gastos asociados a la renovación normal de personal
- Auditorías externas
- Uniforme para secretarias

La siguiente tabla resume todos los costos anuales de administración de la empresa operando bajo el área de concesión de Transelec troncal:

Actividades de ADMINISTRACIÓN	US\$/año
Costos de equipamiento del personal propio	490.859
Gastos en Informática	192.239
Servicios básicos (electricidad, agua)	526.911

Servicios tercerizados administración	879.513
Costo de capital y OyM vehículo gerencia	8.420
Alojamiento y Casinos personal administración	189.230
Seguros	1.394.640
Directorio	150.000
Financiamiento CDEC	973.703
Estudios de transmisión troncal	138.507
Panel de Expertos	171.852
Otros costos	1.283.524
TOTAL	6.399.398

9.4.15 Resumen de Resultados COMA (sin O&M Brigadas) del área de concesión troncal de Transelec

El cuadro siguiente resume el costo total anual por concepto de actividades de operación, mantenimiento y administración de la empresa que abarca el área de concesión troncal de Transelec, en US\$ de Diciembre de 2013;

COMA TOTAL	22.015.726
Remuneraciones	12.878.766
Costos de Actividades COMA:	9.136.961
Actividades de OPERACIÓN	1.609.172
Costo de capital sistema SCADA	694.841
Operación y Mantenimiento SCADA	426.950
A anualidad vehículos de operación	166.996
Movilización, alojamiento y casinos personal	222.712
Costo anual software DigSilent y Ose2000	69.414
Equipos VHF	13.118
Vestimenta	13.826
Telecomando S/E Diego de Almagro (Inversión)	1.315
Actividades de MANTENIMIENTO	1.128.391
A anualidad vehículos de mantenimiento	500.989
Indemnización por daño corte de árboles	13.938
Equipos especiales de Mantenimiento	97.436
Indemnización por trabajos en faja servidumbre	7.555
Costo anual de inspección con helicóptero	216.880
A anualidad Bodegas	291.592

Actividades de ADMINISTRACIÓN	6.399.398
Costos de equipamiento del personal propio	490.859
Gastos en Informática	192.239
Servicios básicos (electricidadagua)	526.911
Servicios tercerizados administración	879.513
Costo de capital y OyM vehículos de gerencia	8.420
Alojamiento y Casinos personal administración	189.230
Seguros	1.394.640
Directorio	150.000
Financiamiento CDEC	973.703
Estudios de transmisión troncal	138.507
Panel de Expertos	171.852
Otros costos	1.283.524

10. DETERMINACIÓN DEL COMA (SIN O&M BRIGADAS) DE LOS OTROS TRAMOS TRONCALES

Las actividades de Operación y Mantenimiento que realizan las brigadas en las instalaciones del sistema troncal pertenecientes al resto de los propietarios se calcularon de la misma manera que se hizo para el área de Transelec troncal y que fue explicado en el capítulo correspondiente. Para determinar el COMA (sin considerar Operación y Mantenimiento de brigadas) de los otros propietarios, se consideró la proporción del COMA (sin incluir Operación y Mantenimiento de brigadas) en relación al VI troncal del área de concesión de Transelec troncal y este porcentaje fue luego aplicado a las instalaciones de transmisión en función del VI troncal de dichas empresas. Los resultados pueden apreciarse en la Columna "Subtotal" del cuadro que aparece más adelante.

El cuadro siguiente resume el costo total anual por COMA (sin OyM de las brigadas) de los otros tramos en US\$ de Diciembre de 2013:

US\$	COMA sin BRIGADAS
Otros tramos	8.155.547

11. RESULTADOS DEL COMA DE LA EM

Los totales de los principales rubros del COMA se muestran en el siguiente cuadro:

Concepto	COMA (US\$)
O&M Brigadas	8.711.558
Coma (sin O&M Brigadas)- Transelec	22.015.726
Coma (sin O&M Brigadas) - otros tramos	8.155.547
Total COMA	38.882.831

12. RESULTADOS DE COMA POR TRAMO Y PROPIETARIO.

Agrupando los registros de la base de datos de asignación se obtiene COMA por tramo y propietarios según se expone en los siguientes cuadros.

Resultados COMA:

SIC	Id Tramo	Nombre Troncal	TOTAL	Propietario						
				Transelec	CTNC	Colbun	HGV	San Andres	P.E. El Arrayan	CDA
	TSIC-01	Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II	1.993.543,22	1.987.590,00	-	5.953,21	-	-	-	-
	TSIC-02	Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II	587.642,59	587.642,59	-	-	-	-	-	-
	TSIC-03	Ancoa 500->Alto Jahuel 500 I	1.869.628,59	1.869.628,59	-	-	-	-	-	-
	TSIC-04	Alto Jahuel 500->Polpaico 500 I	826.939,34	822.965,98	-	3.973,36	-	-	-	-
	TSIC-05	Charrua 500->Ancoa 500 I	1.579.293,73	1.579.293,73	-	-	-	-	-	-
	TSIC-06	Charrua 500->Ancoa 500 II	1.785.790,82	1.785.790,82	-	-	-	-	-	-
	TSIC-07	Diego de Almagro 220->Carrera Pinto 220 I	340.629,04	340.621,63	-	7,41	-	-	-	-
	TSIC-08a	Carrera Pinto 220->San Andres 220 I	309.059,04	250.244,70	-	7,14	-	58.807,20	-	-
	TSIC-08b	San Andres 220->Cardones 220 I	272.791,14	207.335,79	3.193,77	6,94	-	62.254,64	-	-
	TSIC-09	Maitencillo 220->Cardones 220 I	437.387,64	430.167,19	7.201,17	19,28	-	-	-	-
	TSIC-10	Maitencillo 220->Cardones 220 II	368.703,70	96.119,94	272.565,67	18,10	-	-	-	-
	TSIC-11	Maitencillo 220->Cardones 220 III	389.251,34	96.119,94	293.113,31	18,10	-	-	-	-
	TSIC-12	Maitencillo 220->Punta Colorada 220 I	318.984,18	314.976,78	4.007,40	-	-	-	-	-
	TSIC-13	Maitencillo 220->Punta Colorada 220 II	318.799,19	314.791,80	4.007,40	-	-	-	-	-
	TSIC-14	Punta Colorada 220->Pan de Azucar 220 I	432.724,62	432.646,43	-	78,18	-	-	-	-
	TSIC-15	Punta Colorada 220->Pan de Azucar 220 II	431.516,67	431.438,48	-	78,18	-	-	-	-
	TSIC-16	Pan de Azucar 220->Monte Redondo 220 II	116.286,20	116.012,22	-	273,97	-	-	-	-
	TSIC-17	Monte Redondo 220->Las Palmas 220 II	285.849,19	285.590,91	-	258,28	-	-	-	-
	TSIC-18	Talinay 220->Las Palmas 220 I	149.258,78	148.996,02	-	262,76	-	-	-	-

TSIC-19a	Pan de Azucar 220->Don Goyo 220 I	247.875,36	194.589,69	-	275,04	-	-	53.010,63	-
TSIC-19b	Don Goyo 220->Talinay 220 I	134.395,17	84.395,14	-	268,02	-	-	49.732,01	-
TSIC-20	Las Palmas 220->Los Vilos 220 I	279.824,57	279.824,57	-	-	-	-	-	-
TSIC-21	Las Palmas 220->Los Vilos 220 II	276.126,35	276.126,35	-	-	-	-	-	-
TSIC-22	Los Vilos 220->Nogales 220 I	307.311,36	307.311,36	-	-	-	-	-	-
TSIC-23	Los Vilos 220->Nogales 220 II	307.311,36	307.311,36	-	-	-	-	-	-
TSIC-24	Nogales 220->Quillota 220 I	197.897,20	197.498,54	-	398,66	-	-	-	-
TSIC-25	Nogales 220->Quillota 220 II	197.452,45	197.053,80	-	398,66	-	-	-	-
TSIC-26	Nogales 220->Polpaico 220 I	78.529,38	76.542,30	-	1.987,09	-	-	-	-
TSIC-27	Nogales 220->Polpaico 220 II	78.529,38	76.542,30	-	1.987,09	-	-	-	-
TSIC-28	Quillota 220->Polpaico 220 I	348.706,34	348.706,34	-	-	-	-	-	-
TSIC-29	Quillota 220->Polpaico 220 II	344.983,53	344.983,53	-	-	-	-	-	-
TSIC-30	Colbun 220->Candelaria 220 I	576.406,16	6.574,01	-	569.832,14	-	-	-	-
TSIC-31	Colbun 220->Candelaria 220 II	577.655,44	6.574,01	-	571.081,43	-	-	-	-
TSIC-32	Candelaria 220->Maipo 220 I	199.389,30	7.185,09	-	192.204,21	-	-	-	-
TSIC-33	Candelaria 220->Maipo 220 II	205.737,97	7.185,09	-	198.552,88	-	-	-	-
TSIC-34	Maipo 220->Alto Jahuel 220 I	119.486,54	48.053,41	-	71.433,12	-	-	-	-
TSIC-35	Maipo 220->Alto Jahuel 220 II	103.296,30	63.216,25	-	40.080,05	-	-	-	-
TSIC-36	Colbun 220->Ancoa 220	103.363,06	58.162,80	-	45.200,25	-	-	-	-
TSIC-37	Lampa 220->Polpaico 220 I	94.624,18	94.624,18	-	-	-	-	-	-
TSIC-38	Cerro Navia 220 Dsf->Polpaico 220 II	241.161,78	239.197,34	-	1.964,44	-	-	-	-
TSIC-39	Cerro Navia 220 Dsf->Lampa 220 I	127.834,51	127.834,51	-	-	-	-	-	-
TSIC-41	Chena 220->Cerro Navia 220 I	199.466,24	149.443,55	-	50.022,69	-	-	-	-
TSIC-42	Chena 220->Cerro Navia 220 II	199.487,79	146.828,46	-	52.659,33	-	-	-	-
TSIC-43	Chena 220->Alto Jahuel 220 III	189.967,90	149.416,36	-	40.551,54	-	-	-	-
TSIC-44	Chena 220->Alto Jahuel 220 IV	191.437,72	152.417,56	-	39.020,16	-	-	-	-

TSIC-45	Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 I	88.129,02	88.129,02	-	-	-	-	-	-
TSIC-46	El Rodeo 220->Chena 220 I	145.135,38	99.640,83	-	45.494,55	-	-	-	-
TSIC-47	Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 II	91.713,50	91.713,50	-	-	-	-	-	-
TSIC-48	El Rodeo 220->Chena 220 II	144.941,87	99.208,05	-	45.733,82	-	-	-	-
TSIC-49	Rapel 220->Alto Melipilla 220 I	155.724,74	154.371,07	-	1.353,67	-	-	-	-
TSIC-50	Rapel 220->Alto Melipilla 220 II	155.039,73	153.724,14	-	1.315,59	-	-	-	-
TSIC-51	Alto Melipilla 220->Cerro Navia 220 I	166.585,56	166.585,56	-	-	-	-	-	-
TSIC-52	Alto Melipilla 220->Cerro Navia 220 II	186.274,43	184.998,59	-	1.275,84	-	-	-	-
TSIC-53	Ancoa 220->Itahue 220 I	286.362,80	286.362,80	-	-	-	-	-	-
TSIC-54	Ancoa 220->Itahue 220 II	283.198,07	283.198,07	-	-	-	-	-	-
TSIC-58	Charrua -220->Hualpen 220	689.398,32	689.398,32	-	-	-	-	-	-
TSIC-59	Charrua 220->Tap Laja 220	117.997,22	117.997,22	-	-	-	-	-	-
TSIC-60	Tap Laja 220->Temuco 220	600.742,96	600.511,32	-	231,63	-	-	-	-
TSIC-61	Charrua 220->Lagunilla 220 I	481.042,81	481.042,81	-	-	-	-	-	-
TSIC-63	Lagunilla 220->Hualpen 220	272.708,99	272.708,99	-	-	-	-	-	-
TSIC-64	Charrua 220->Mulchen 220 I	78.478,64	30.064,42	-	48.414,22	-	-	-	-
TSIC-65	Charrua 220->Mulchen 220 II	80.808,63	30.064,56	-	50.744,07	-	-	-	-
TSIC-66	Mulchen 220->Cautin 220 I	85.866,29	38.225,14	-	47.641,15	-	-	-	-
TSIC-67	Mulchen 220->Cautin 220 II	88.608,62	38.225,14	-	50.383,48	-	-	-	-
TSIC-68	Temuco 220->Cautin 220 I	133.986,75	133.986,75	-	-	-	-	-	-
TSIC-69	Temuco 220->Cautin 220 II	134.049,76	134.049,76	-	-	-	-	-	-
TSIC-70	Cautin 220->Ciruelos 220 II	151.099,88	151.099,88	-	-	-	-	-	-
TSIC-71	Ciruelos 220->Valdivia 220 II	472.672,44	472.595,97	-	76,48	-	-	-	-
TSIC-72	Valdivia 220->Cautin 220 I	542.612,58	542.612,58	-	-	-	-	-	-
TSIC-73	Valdivia 220->Rahue 220 I	664.526,68	664.402,78	-	123,90	-	-	-	-
TSIC-74	Rahue 220->Puerto Montt 220 I	478.998,72	478.998,72	-	-	-	-	-	-

TSIC-75a	Valdivia 220->Pichirrahue 220 II	591.244,34	591.244,34	-	-	-	-	-	-
TSIC-75b	Pichirrahue 220->Puerto Montt 220 II	360.574,55	360.574,55	-	-	-	-	-	-
TSIC-76	Polpaico 500->Polpaico 220 I	536.891,19	536.891,19	-	-	-	-	-	-
TSIC-77	Polpaico 500->Polpaico 220 II	604.006,15	604.006,15	-	-	-	-	-	-
TSIC-78	Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 I	583.794,08	515.086,81	-	68.707,28	-	-	-	-
TSIC-79	Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 II	503.540,80	495.224,88	-	8.315,92	-	-	-	-
TSIC-80	Ancoa 500->Ancoa 220 I	465.804,78	465.804,78	-	-	-	-	-	-
TSIC-81	Charrua 220->Charrua 500 I	554.395,54	554.395,54	-	-	-	-	-	-
TSIC-82	Charrua 220->Charrua 500 II	558.404,14	558.404,14	-	-	-	-	-	-
TSIC-83	Charrua 220->Charrua 500 III	502.397,25	502.397,25	-	-	-	-	-	-
TSIC-84	Polpaico 220->Los Maquis 220	262.874,46	45.083,55	-	178.243,83	39.547,08	-	-	-
TSIC-85	Polpaico 220->El Llano 220	149.577,53	44.447,70	-	-	-	-	-	105.129,83
TSIC-86	Los Maquis 220-> El Llano 220	150.521,92	332,18	-	118.140,95	32.048,78	-	-	-

Archivo: VI_y_COMA_por_PROPIETARIO.xlsx, hoja: COMA TRAMO

SING

Id Tramo	Nombre Troncal	TOTAL	Propietario						
			Transec N	E-CL	AES GENER	NORGENER	M Escondida	M Zaldívar	M Gaby
TSING-01	Tarapacá 220->Lagunas 220 I	242.878,34	242.878,34	-	-	-	-	-	-
TSING-02	Tarapacá 220->Lagunas 220 II	247.803,15	247.803,15	-	-	-	-	-	-
TSING-03	Crucero 220->Lagunas 220 II	635.525,63	586.792,30	48.733,33	-	-	-	-	-
TSING-04	Crucero 220->Nueva Victoria 220 I	588.872,96	541.393,70	47.479,25	-	-	-	-	-
TSING-05	Nueva Victoria 220->Lagunas 220 I	124.937,14	124.937,14	-	-	-	-	-	-

TSING-06	Crucero 220->Encuentro 220 I	108.438,62	57.034,82	51.403,80	-	-	-	-	-
TSING-07	Crucero 220->Encuentro 220 II	120.143,94	69.989,60	50.154,34	-	-	-	-	-
TSING-08	Atacama 220->Encuentro 220 I	395.640,36	391.801,46	3.838,90	-	-	-	-	-
TSING-09	Atacama 220->Encuentro 220 II	392.950,43	389.111,52	3.838,90	-	-	-	-	-
TSING-10	Atacama 220->Domeyko 220 I	484.995,34	83.088,45	-	-	-	401.906,89	-	-
TSING-11	Atacama 220->Domeyko 220 II	485.477,73	83.570,83	-	-	-	401.906,89	-	-
TSING-12	Domeyko 220->Escondida 220	104.251,80	40.988,20	-	-	-	63.263,60	-	-
TSING-13	Domeyko 220->Sulfuros 220	81.102,09	41.740,63	-	-	-	39.361,46	-	-
TSING-14	Nueva Zaldívar 220->Escondida 220	135.326,03	-	-	39.057,95	-	96.268,08	-	-
TSING-15	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 I	618.704,93	-	-	39.057,95	41.226,48	538.420,50	-	-
TSING-16	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 II	617.507,11	-	-	38.137,14	40.949,47	-	538.420,50	-
TSING-17	Laberinto 220->El Cobre 220	95.234,36	-	45.566,72	-	40.365,87	-	-	9.301,76
TSING-18	Crucero 220->Laberinto 220 I	818.734,16	2.878,44	46.662,58	-	44.854,44	724.338,69	-	-
TSING-19	Crucero 220->Laberinto 220 II	868.227,27	2.878,44	46.662,58	-	44.565,94	-	774.120,31	-
TSING-20	Lagunas 220->Pozo Almonte 220	373.012,25	22.966,21	350.046,04	-	-	-	-	-

Archivo: VI_y_COMA_por_PROPIETARIO.xlsx, hoja: COMA TRAMO

VATT Y FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

13. CÁLCULO DEL VATT

Se determinó el VATT como la suma del AVI y del COMA calculados en las partes B1 y B2. Las siguientes tablas presentan los resultados del VATT para los tramos troncales y propietarios.

Resultados VATT:

SIC	Nombre Troncal	TOTAL	Propietario						
			Transelec	CTNC	Colbun	HGV	San Andres	P.E. El Arrayan	CDA
TSIC-01	Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II	12.144.968,03	12.114.695,03	-	30.273,00	-	-	-	-
TSIC-02	Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II	3.449.450,72	3.449.450,72	-	-	-	-	-	-
TSIC-03	Ancoa 500->Alto Jahuel 500 I	11.131.736,00	11.131.736,00	-	-	-	-	-	-
TSIC-04	Alto Jahuel 500->Polpaico 500 I	4.670.001,53	4.649.796,38	-	20.205,15	-	-	-	-
TSIC-05	Charrua 500->Ancoa 500 I	9.458.985,46	9.458.985,46	-	-	-	-	-	-
TSIC-06	Charrua 500->Ancoa 500 II	10.835.074,13	10.835.074,13	-	-	-	-	-	-
TSIC-07	Diego de Almagro 220->Carrera Pinto 220 I	1.876.139,45	1.876.101,76	-	37,70	-	-	-	-
TSIC-08a	Carrera Pinto 220->San Andres 220 I	1.652.154,79	1.403.564,41	-	36,33	-	248.554,05	-	-
TSIC-08b	San Andres 220->Cardones 220 I	1.449.822,77	1.168.027,87	16.908,86	35,27	-	264.850,76	-	-
TSIC-09	Maitencillo 220->Cardones 220 I	2.455.943,87	2.416.125,82	39.720,02	98,04	-	-	-	-
TSIC-10	Maitencillo 220->Cardones 220 II	2.084.160,88	551.899,43	1.532.169,42	92,02	-	-	-	-
TSIC-11	Maitencillo 220->Cardones 220 III	2.158.489,28	551.899,43	1.606.497,82	92,02	-	-	-	-
TSIC-12	Maitencillo 220->Punta Colorada 220 I	1.734.187,74	1.711.376,58	22.811,16	-	-	-	-	-
TSIC-13	Maitencillo 220->Punta Colorada 220 II	1.732.772,09	1.709.960,94	22.811,16	-	-	-	-	-
TSIC-14	Punta Colorada 220->Pan de Azucar 220 I	2.374.185,59	2.373.788,02	-	397,57	-	-	-	-
TSIC-15	Punta Colorada 220->Pan de Azucar 220 II	2.371.495,33	2.371.097,76	-	397,57	-	-	-	-
TSIC-16	Pan de Azucar 220->Monte Redondo 220 II	587.537,07	586.143,87	-	1.393,20	-	-	-	-
TSIC-17	Monte Redondo 220->Las Palmas 220 II	1.614.763,12	1.613.449,73	-	1.313,39	-	-	-	-
TSIC-18	Talinay 220->Las Palmas 220 I	789.428,06	788.091,89	-	1.336,18	-	-	-	-

TSIC-19a	Pan de Azucar 220->Don Goyo 220 I	1.307.458,67	1.070.154,26	-	1.398,64	-	-	235.905,77	-
TSIC-19b	Don Goyo 220->Talinay 220 I	719.151,72	495.461,79	-	1.362,92	-	-	222.327,01	-
TSIC-20	Las Palmas 220->Los Vilos 220 I	1.504.223,45	1.504.223,45	-	-	-	-	-	-
TSIC-21	Las Palmas 220->Los Vilos 220 II	1.488.117,32	1.488.117,32	-	-	-	-	-	-
TSIC-22	Los Vilos 220->Nogales 220 I	1.712.340,59	1.712.340,59	-	-	-	-	-	-
TSIC-23	Los Vilos 220->Nogales 220 II	1.712.340,59	1.712.340,59	-	-	-	-	-	-
TSIC-24	Nogales 220->Quillota 220 I	1.030.706,50	1.028.679,25	-	2.027,24	-	-	-	-
TSIC-25	Nogales 220->Quillota 220 II	1.027.677,67	1.025.650,43	-	2.027,24	-	-	-	-
TSIC-26	Nogales 220->Polpaico 220 I	410.050,81	399.946,18	-	10.104,64	-	-	-	-
TSIC-27	Nogales 220->Polpaico 220 II	410.050,81	399.946,18	-	10.104,64	-	-	-	-
TSIC-28	Quillota 220->Polpaico 220 I	1.956.072,08	1.956.072,08	-	-	-	-	-	-
TSIC-29	Quillota 220->Polpaico 220 II	1.943.649,09	1.943.649,09	-	-	-	-	-	-
TSIC-30	Colbun 220->Candelaria 220 I	3.355.186,24	38.947,54	-	3.316.238,70	-	-	-	-
TSIC-31	Colbun 220->Candelaria 220 II	3.362.068,76	38.947,54	-	3.323.121,22	-	-	-	-
TSIC-32	Candelaria 220->Maipo 220 I	1.099.852,88	42.580,22	-	1.057.272,65	-	-	-	-
TSIC-33	Candelaria 220->Maipo 220 II	1.126.751,40	42.580,22	-	1.084.171,17	-	-	-	-
TSIC-34	Maipo 220->Alto Jahuel 220 I	599.965,18	244.885,36	-	355.079,82	-	-	-	-
TSIC-35	Maipo 220->Alto Jahuel 220 II	522.230,37	322.817,16	-	199.413,21	-	-	-	-
TSIC-36	Colbun 220->Ancoa 220	536.911,79	313.487,01	-	223.424,78	-	-	-	-
TSIC-37	Lampa 220->Polpaico 220 I	465.195,19	465.195,19	-	-	-	-	-	-
TSIC-38	Cerro Navia 220 Dsf->Polpaico 220 II	1.295.682,40	1.285.692,92	-	9.989,48	-	-	-	-
TSIC-39	Cerro Navia 220 Dsf->Lampa 220 I	697.062,56	697.062,56	-	-	-	-	-	-
TSIC-41	Chena 220->Cerro Navia 220 I	992.358,77	762.866,98	-	229.491,79	-	-	-	-
TSIC-42	Chena 220->Cerro Navia 220 II	992.501,15	754.791,84	-	237.709,31	-	-	-	-
TSIC-43	Chena 220->Alto Jahuel 220 III	1.002.858,86	824.861,72	-	177.997,14	-	-	-	-
TSIC-44	Chena 220->Alto Jahuel 220 IV	1.004.020,49	839.565,24	-	164.455,25	-	-	-	-

TSIC-45	Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 I	465.472,04	465.472,04	-	-	-	-	-	-
TSIC-46	El Rodeo 220->Chena 220 I	791.146,89	601.496,88	-	189.650,01	-	-	-	-
TSIC-47	Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 II	478.203,82	478.203,82	-	-	-	-	-	-
TSIC-48	El Rodeo 220->Chena 220 II	789.694,05	598.807,83	-	190.886,22	-	-	-	-
TSIC-49	Rapel 220->Alto Melipilla 220 I	835.682,20	828.798,59	-	6.883,61	-	-	-	-
TSIC-50	Rapel 220->Alto Melipilla 220 II	831.691,55	825.001,58	-	6.689,97	-	-	-	-
TSIC-51	Alto Melipilla 220->Cerro Navia 220 I	937.431,92	937.431,92	-	-	-	-	-	-
TSIC-52	Alto Melipilla 220->Cerro Navia 220 II	1.051.513,30	1.045.025,43	-	6.487,86	-	-	-	-
TSIC-53	Ancoa 220->Itahue 220 I	1.583.217,86	1.583.217,86	-	-	-	-	-	-
TSIC-54	Ancoa 220->Itahue 220 II	1.563.080,19	1.563.080,19	-	-	-	-	-	-
TSIC-58	Charrua -220->Hualpen 220	3.545.004,48	3.545.004,48	-	-	-	-	-	-
TSIC-59	Charrua 220->Tap Laja 220	581.519,89	581.519,89	-	-	-	-	-	-
TSIC-60	Tap Laja 220->Temuco 220	3.120.960,21	3.119.782,32	-	1.177,88	-	-	-	-
TSIC-61	Charrua 220->Lagunilla 220 I	2.633.882,74	2.633.882,74	-	-	-	-	-	-
TSIC-63	Lagunilla 220->Hualpen 220	1.481.521,96	1.481.521,96	-	-	-	-	-	-
TSIC-64	Charrua 220->Mulchen 220 I	361.684,08	159.799,00	-	201.885,07	-	-	-	-
TSIC-65	Charrua 220->Mulchen 220 II	367.372,25	159.799,78	-	207.572,47	-	-	-	-
TSIC-66	Mulchen 220->Cautin 220 I	388.958,73	192.297,93	-	196.660,80	-	-	-	-
TSIC-67	Mulchen 220->Cautin 220 II	397.435,53	192.297,93	-	205.137,60	-	-	-	-
TSIC-68	Temuco 220->Cautin 220 I	641.393,65	641.393,65	-	-	-	-	-	-
TSIC-69	Temuco 220->Cautin 220 II	642.411,74	642.411,74	-	-	-	-	-	-
TSIC-70	Cautin 220->Ciruelos 220 II	706.051,63	706.051,63	-	-	-	-	-	-
TSIC-71	Ciruelos 220->Valdivia 220 II	2.206.137,23	2.205.748,34	-	388,89	-	-	-	-
TSIC-72	Valdivia 220->Cautin 220 I	2.479.191,85	2.479.191,85	-	-	-	-	-	-
TSIC-73	Valdivia 220->Rahue 220 I	3.325.804,36	3.325.174,30	-	630,06	-	-	-	-
TSIC-74	Rahue 220->Puerto Montt 220 I	2.369.880,88	2.369.880,88	-	-	-	-	-	-

TSIC-75a	Valdivia 220->Pichirrahue 220 II	2.952.157,06	2.952.157,06	-	-	-	-	-	-
TSIC-75b	Pichirrahue 220->Puerto Montt 220 II	1.778.898,93	1.778.898,93	-	-	-	-	-	-
TSIC-76	Polpaico 500->Polpaico 220 I	2.973.350,62	2.973.350,62	-	-	-	-	-	-
TSIC-77	Polpaico 500->Polpaico 220 II	3.283.621,77	3.283.621,77	-	-	-	-	-	-
TSIC-78	Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 I	3.243.575,36	2.894.188,23	-	349.387,13	-	-	-	-
TSIC-79	Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 II	2.845.339,85	2.803.052,10	-	42.287,74	-	-	-	-
TSIC-80	Ancoa 500->Ancoa 220 I	2.655.563,17	2.655.563,17	-	-	-	-	-	-
TSIC-81	Charrua 220->Charrua 500 I	3.113.549,99	3.113.549,99	-	-	-	-	-	-
TSIC-82	Charrua 220->Charrua 500 II	3.134.123,03	3.134.123,03	-	-	-	-	-	-
TSIC-83	Charrua 220->Charrua 500 III	2.919.650,40	2.919.650,40	-	-	-	-	-	-
TSIC-84	Polpaico 220->Los Maquis 220	1.375.217,72	198.789,01	-	1.011.783,61	164.645,09	-	-	-
TSIC-85	Polpaico 220->El Llano 220	812.792,87	194.777,24	-	-	-	-	-	618.015,63
TSIC-86	Los Maquis 220-> El Llano 220	770.278,92	1.975,00	-	636.895,06	131.408,86	-	-	-

Archivo: VI_y_COMA_por_PROPIETARIO.xlsx, hoja: VATT TRAMO

SING

Id Tramo	Nombre Troncal	TOTAL	Propietario						
			Transec N	E-CL	AES GENER	NORGENER	M Escondida	M Zaldívar	M Gaby
TSING-01	Tarapacá 220->Lagunas 220 I	1.195.983,35	1.195.983,35	-	-	-	-	-	-
TSING-02	Tarapacá 220->Lagunas 220 II	1.212.388,64	1.212.388,64	-	-	-	-	-	-
TSING-03	Crucero 220->Lagunas 220 II	2.791.865,48	2.551.578,92	240.286,56	-	-	-	-	-
TSING-04	Crucero 220->Nueva Victoria 220 I	2.811.597,38	2.577.146,67	234.450,71	-	-	-	-	-
TSING-05	Nueva Victoria 220->Lagunas 220 I	602.589,96	602.589,96	-	-	-	-	-	-

TSING-06	Crucero 220->Encuentro 220 I	525.190,54	270.047,55	255.142,99	-	-	-	-	-
TSING-07	Crucero 220->Encuentro 220 II	586.604,30	331.991,38	254.612,92	-	-	-	-	-
TSING-08	Atacama 220->Encuentro 220 I	2.219.239,23	2.198.694,50	20.544,73	-	-	-	-	-
TSING-09	Atacama 220->Encuentro 220 II	2.210.688,79	2.190.144,06	20.544,73	-	-	-	-	-
TSING-10	Atacama 220->Domeyko 220 I	2.812.288,15	371.426,26	-	-	-	2.440.861,89	-	-
TSING-11	Atacama 220->Domeyko 220 II	2.814.809,04	373.947,14	-	-	-	2.440.861,89	-	-
TSING-12	Domeyko 220->Escondida 220	483.515,55	168.262,84	-	-	-	315.252,72	-	-
TSING-13	Domeyko 220->Sulfuros 220	339.695,48	171.018,74	-	-	-	168.676,74	-	-
TSING-14	Nueva Zaldívar 220->Escondida 220	594.783,67	-	-	158.968,74	-	435.814,93	-	-
TSING-15	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 I	3.260.209,97	-	-	158.968,74	181.565,17	2.919.676,06	-	-
TSING-16	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 II	3.254.298,81	-	-	154.925,96	179.696,79	-	2.919.676,06	-
TSING-17	Laberinto 220->El Cobre 220	426.935,76	-	208.029,35	-	178.079,65	-	-	40.826,76
TSING-18	Crucero 220->Laberinto 220 I	4.348.417,95	14.874,11	233.114,56	-	200.655,50	3.899.773,78	-	-
TSING-19	Crucero 220->Laberinto 220 II	4.641.757,36	14.874,11	233.114,56	-	198.710,01	-	4.195.058,67	-
TSING-20	Lagunas 220->Pozo Almonte 220	1.714.739,59	121.423,72	1.593.315,87	-	-	-	-	-

Archivo: VI_y_COMA_por_PROPIETARIO.xlsx, hoja: VATT TRAMO

14. FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

De acuerdo a lo señalado en las bases del estudio, las fórmulas de indexación deben corresponder polinomios lineales que den cuenta de la variación del AVI y del COMA en dólares americanos.

A los efectos de establecer la fórmula de indexación, se revisó el análisis realizado en el estudio de transmisión troncal del año 2006 y del año 2010, y se concluyó que se mantienen válidas las condiciones que llevaron a recomendar la utilización de indicadores que tuvieran en cuenta la utilización del IPC y del CPI, precios del aluminio, del cobre y del hierro.

De esta forma, la fórmula adoptada para el AVI tiene la siguiente expresión:

$$AVI_{n,k} = AVI_{n,o} \left(\alpha_n \times \frac{IPC_k}{IPC_o} \times \frac{DOL_o}{DOL_k} + \left(\beta_{1,n} \times \frac{CPI_k}{CPI_o} + \beta_{2,n} \times \frac{PF e_k}{PF e_o} + \beta_{3,n} \times \frac{PCu_k}{PCu_o} + \beta_{4,n} \times \frac{PAI_k}{PAI_o} \right) \right)$$

Dónde:

$AVI_{n,k}$: Valor de *AVI* del tramo n a regir en el mes k .

IPC_k : Valor del Índice de Precios al Consumidor en el segundo mes anterior al mes k , publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE).

DOL_k : Promedio del Dólar Observado, en el segundo mes anterior al mes k , publicado por el Banco Central.

CPI_k : Valor del índice *Consumer Price Index (All Urban Consumers)*, en el segundo mes anterior al mes k , publicado por el *Bureau of Labor Statistics (BLS)* del Gobierno de EEUU.

PAI_k : Promedio del precio del aluminio, del segundo, tercer y cuarto mes anterior al mes k , cotizado en la Bolsa de Metales de Londres (*London Metal Exchange, LME*), correspondiente al

valor *Cash Seller & Settlement* mensual, publicado por el Boletín Mensual de la Comisión Chilena del Cobre, en US\$/Lb.

PCu_k : Promedio del precio del cobre, del segundo, tercer y cuarto mes anterior al mes k , cotizado en la Bolsa de Metales de Londres (*London Metal Exchange, LME*), correspondiente al valor *Cash Seller & Settlement* mensual, publicado por el Boletín Mensual de la Comisión Chilena del Cobre, en US\$/Lb.

PFe_k : Valor del índice *Iron and Steel*, de la serie *Producer Price Index - Commodities*, grupo *Metals and Metal Products*, en el segundo mes anterior al mes k , publicado por el *Bureau of Labor Statistics (BLS)* del Gobierno de EEUU.

Los valores de referencia corresponden para la fecha base de cálculo 31 de diciembre de 2013.

Para el COMA la fórmula de indexación considera utilizar solamente la variación del IPC.

Los cuadros siguientes presentan los coeficientes de la fórmula de indexación del AVI por tramo troncal.

Si bien los valores se pueden seguir y reproducir en los archivos mencionados al pie de cada uno de los siguientes cuadros, se expone a continuación la metodología de su cálculo:

- Para cada uno de los materiales, equipos, tareas de montaje e indirectos no porcentuales se definió uno o dos de los índices que constituyen su variación de precio en el tiempo.
- Luego se obtiene en base a ello los valores de cada uno de los 5 coeficientes mediante el promedio ponderado de los valores de los índices constitutivos de cada uno de los materiales, equipos, tareas de montaje e indirectos no porcentuales, sus cantidades en los inventarios y su precio para cada uno de los componentes de líneas y subestaciones.
- Finalmente los valores de cada uno de los 5 coeficientes que pueden verse en los cuadros siguientes se obtienen como promedio ponderado de los valores de los 5 índices de cada uno de los componentes de líneas y subestaciones que conforman un tramo, su VI y su porcentaje de asignación al tramo.

SIC

Id Tramo	Nombre Troncal	IPC	CPI	P_{Fe}	P_{Cu}	P_{Al}
TSIC-01	Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II	0,28	0,47	0,13	0,01	0,12
TSIC-02	Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II	0,37	0,32	0,17	0,01	0,12
TSIC-03	Ancoa 500->Alto Jahuel 500 I	0,26	0,49	0,13	0,01	0,11
TSIC-04	Alto Jahuel 500->Polpaico 500 I	0,37	0,38	0,14	0,02	0,10
TSIC-05	Charrua 500->Ancoa 500 I	0,25	0,53	0,12	0,01	0,10
TSIC-06	Charrua 500->Ancoa 500 II	0,28	0,50	0,10	0,01	0,11
TSIC-07	Diego de Almagro 220->Carrera Pinto 220 I	0,40	0,44	0,08	0,02	0,06
TSIC-08a	Carrera Pinto 220->San Andres 220 I	0,36	0,50	0,07	0,02	0,04
TSIC-08b	San Andres 220->Cardones 220 I	0,32	0,56	0,06	0,02	0,04
TSIC-09	Maitencillo 220->Cardones 220 I	0,40	0,40	0,11	0,01	0,08
TSIC-10	Maitencillo 220->Cardones 220 II	0,30	0,42	0,17	0,01	0,10
TSIC-11	Maitencillo 220->Cardones 220 III	0,30	0,43	0,17	0,01	0,09
TSIC-12	Maitencillo 220->Punta Colorada 220 I	0,45	0,32	0,12	0,01	0,10
TSIC-13	Maitencillo 220->Punta Colorada 220 II	0,45	0,32	0,12	0,01	0,10
TSIC-14	Punta Colorada 220->Pan de Azucar 220 I	0,30	0,54	0,08	0,02	0,06
TSIC-15	Punta Colorada 220->Pan de Azucar 220 II	0,30	0,54	0,08	0,02	0,06
TSIC-16	Pan de Azucar 220->Monte Redondo 220 II	0,35	0,45	0,10	0,02	0,08
TSIC-17	Monte Redondo 220->Las Palmas 220 II	0,39	0,33	0,15	0,01	0,12
TSIC-18	Talinay 220->Las Palmas 220 I	0,36	0,41	0,12	0,01	0,10
TSIC-19a	Pan de Azucar 220->Don Goyo 220 I	0,42	0,36	0,12	0,02	0,09
TSIC-19b	Don Goyo 220->Talinay 220 I	0,37	0,42	0,11	0,01	0,08
TSIC-20	Las Palmas 220->Los Vilos 220 I	0,38	0,43	0,10	0,01	0,08
TSIC-21	Las Palmas 220->Los Vilos 220 II	0,38	0,42	0,10	0,01	0,08
TSIC-22	Los Vilos 220->Nogales 220 I	0,38	0,42	0,11	0,01	0,09
TSIC-23	Los Vilos 220->Nogales 220 II	0,38	0,42	0,11	0,01	0,09
TSIC-24	Nogales 220->Quillota 220 I	0,45	0,41	0,08	0,02	0,05
TSIC-25	Nogales 220->Quillota 220 II	0,45	0,40	0,08	0,02	0,05
TSIC-26	Nogales 220->Polpaico 220 I	0,41	0,54	0,02	0,02	0,00
TSIC-27	Nogales 220->Polpaico 220 II	0,41	0,54	0,02	0,02	0,00
TSIC-28	Quillota 220->Polpaico 220 I	0,36	0,30	0,15	0,01	0,18
TSIC-29	Quillota 220->Polpaico 220 II	0,36	0,29	0,15	0,01	0,18
TSIC-30	Colbun 220->Candelaria 220 I	0,32	0,22	0,24	0,00	0,22
TSIC-31	Colbun 220->Candelaria 220 II	0,31	0,22	0,24	0,00	0,22
TSIC-32	Candelaria 220->Maipo 220 I	0,38	0,26	0,20	0,02	0,15
TSIC-33	Candelaria 220->Maipo 220 II	0,38	0,26	0,20	0,02	0,15

TSIC-34	Maipo 220->Alto Jahuel 220 I	0,47	0,45	0,03	0,04	0,01
TSIC-35	Maipo 220->Alto Jahuel 220 II	0,48	0,45	0,03	0,04	0,01
TSIC-36	Colbun 220->Ancoa 220	0,45	0,45	0,03	0,03	0,04
TSIC-37	Lampa 220->Polpaico 220 I	0,37	0,44	0,12	0,02	0,05
TSIC-38	Cerro Navia 220 Dsf->Polpaico 220 II	0,44	0,43	0,08	0,02	0,04
TSIC-39	Cerro Navia 220 Dsf->Lampa 220 I	0,57	0,29	0,08	0,01	0,04
TSIC-41	Chena 220->Cerro Navia 220 I	0,50	0,38	0,05	0,03	0,05
TSIC-42	Chena 220->Cerro Navia 220 II	0,50	0,38	0,05	0,03	0,05
TSIC-43	Chena 220->Alto Jahuel 220 III	0,34	0,46	0,08	0,02	0,10
TSIC-44	Chena 220->Alto Jahuel 220 IV	0,34	0,46	0,08	0,02	0,10
TSIC-45	Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 I	0,38	0,42	0,13	0,02	0,05
TSIC-46	El Rodeo 220->Chena 220 I	0,34	0,42	0,16	0,01	0,06
TSIC-47	Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 II	0,38	0,42	0,13	0,02	0,05
TSIC-48	El Rodeo 220->Chena 220 II	0,35	0,42	0,16	0,01	0,06
TSIC-49	Rapel 220->Alto Melipilla 220 I	0,35	0,40	0,13	0,01	0,11
TSIC-50	Rapel 220->Alto Melipilla 220 II	0,35	0,39	0,13	0,01	0,11
TSIC-51	Alto Melipilla 220->Cerro Navia 220 I	0,54	0,23	0,12	0,01	0,10
TSIC-52	Alto Melipilla 220->Cerro Navia 220 II	0,48	0,31	0,11	0,01	0,09
TSIC-53	Ancoa 220->Itahue 220 I	0,40	0,31	0,15	0,01	0,13
TSIC-54	Ancoa 220->Itahue 220 II	0,41	0,30	0,15	0,01	0,12
TSIC-58	Charrua-220->Hualpen 220	0,44	0,28	0,21	0,01	0,06
TSIC-59	Charrua 220->Tap Laja 220	0,42	0,33	0,17	0,02	0,07
TSIC-60	Tap Laja 220->Temuco 220	0,38	0,26	0,25	0,00	0,11
TSIC-61	Charrua 220->Lagunilla 220 I	0,43	0,29	0,21	0,01	0,06
TSIC-63	Lagunilla 220->Hualpen 220	0,55	0,27	0,14	0,01	0,03
TSIC-64	Charrua 220->Mulchen 220 I	0,55	0,35	0,05	0,04	0,01
TSIC-65	Charrua 220->Mulchen 220 II	0,54	0,35	0,05	0,04	0,01
TSIC-66	Mulchen 220->Cautin 220 I	0,59	0,31	0,04	0,04	0,01
TSIC-67	Mulchen 220->Cautin 220 II	0,58	0,32	0,04	0,04	0,01
TSIC-68	Temuco 220->Cautin 220 I	0,57	0,32	0,05	0,03	0,02
TSIC-69	Temuco 220->Cautin 220 II	0,57	0,32	0,05	0,03	0,02
TSIC-70	Cautin 220->Ciruelos 220 II	0,44	0,48	0,03	0,04	0,01
TSIC-71	Ciruelos 220->Valdivia 220 II	0,50	0,29	0,14	0,01	0,06
TSIC-72	Valdivia 220->Cautin 220 I	0,47	0,34	0,13	0,01	0,04
TSIC-73	Valdivia 220->Rahue 220 I	0,51	0,29	0,14	0,01	0,04
TSIC-74	Rahue 220->Puerto Montt 220 I	0,45	0,32	0,14	0,01	0,07
TSIC-75a	Valdivia 220->Pichirrahue 220 II	0,50	0,30	0,16	0,00	0,05
TSIC-75b	Pichirrahue 220->Puerto Montt 220 II	0,45	0,34	0,15	0,01	0,06

TSIC-76	Polpaico 500->Polpaico 220 I	0,21	0,70	0,05	0,03	0,01
TSIC-77	Polpaico 500->Polpaico 220 II	0,20	0,71	0,05	0,03	0,01
TSIC-78	Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 I	0,23	0,71	0,03	0,02	0,01
TSIC-79	Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 II	0,25	0,69	0,03	0,02	0,01
TSIC-80	Ancoa 500->Ancoa 220 I	0,22	0,72	0,04	0,02	0,01
TSIC-81	Charrua 220->Charrua 500 I	0,21	0,72	0,04	0,02	0,01
TSIC-82	Charrua 220->Charrua 500 II	0,21	0,72	0,04	0,02	0,01
TSIC-83	Charrua 220->Charrua 500 III	0,22	0,71	0,05	0,02	0,01
TSIC-84	Polpaico 220->Los Maquis 220	0,44	0,36	0,11	0,01	0,08
TSIC-85	Polpaico 220->El Llano 220	0,39	0,29	0,23	0,01	0,07
TSIC-86	Los Maquis 220-> El Llano 220	0,41	0,36	0,16	0,00	0,06

Archivo: VI_y_COMA_por_PROPIETARIO.xlsx, hoja: INDICES TRAMO

SING

Id Tramo	Nombre Troncal	IPC	CPI	P _{Fe}	P _{Cu}	P _{Al}
TSING-01	Tarapacá 220->Lagunas 220 I	0,51	0,28	0,12	0,01	0,08
TSING-02	Tarapacá 220->Lagunas 220 II	0,51	0,28	0,12	0,01	0,08
TSING-03	Crucero 220->Lagunas 220 II	0,45	0,27	0,16	0,01	0,11
TSING-04	Crucero 220->Nueva Victoria 220 I	0,54	0,23	0,13	0,00	0,09
TSING-05	Nueva Victoria 220->Lagunas 220 I	0,54	0,29	0,10	0,01	0,06
TSING-06	Crucero 220->Encuentro 220 I	0,59	0,33	0,04	0,03	0,01
TSING-07	Crucero 220->Encuentro 220 II	0,60	0,32	0,04	0,03	0,01
TSING-08	Atacama 220->Encuentro 220 I	0,40	0,29	0,20	0,01	0,10
TSING-09	Atacama 220->Encuentro 220 II	0,40	0,29	0,20	0,01	0,10
TSING-10	Atacama 220->Domeyko 220 I	0,43	0,29	0,16	0,01	0,12
TSING-11	Atacama 220->Domeyko 220 II	0,43	0,29	0,16	0,01	0,12
TSING-12	Domeyko 220->Escondida 220	0,59	0,27	0,07	0,04	0,03
TSING-13	Domeyko 220->Sulfuros 220	0,54	0,33	0,06	0,05	0,01
TSING-14	Nueva Zaldívar 220->Escondida 220	0,57	0,27	0,09	0,03	0,04
TSING-15	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 I	0,61	0,27	0,07	0,00	0,06
TSING-16	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 II	0,61	0,26	0,07	0,00	0,06
TSING-17	Laberinto 220->El Cobre 220	0,59	0,29	0,06	0,04	0,02
TSING-18	Crucero 220->Laberinto 220 I	0,62	0,25	0,07	0,00	0,06
TSING-19	Crucero 220->Laberinto 220 II	0,61	0,27	0,07	0,00	0,06
TSING-20	Lagunas 220->Pozo Almonte 220	0,46	0,35	0,12	0,01	0,05

Archivo: VI_y_COMA_por_PROPIETARIO.xlsx, hoja: INDICES TRAMO

PARTE IV

INFORME 2

ÁREA DE INFLUENCIA COMÚN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL

DETERMINACIÓN DEL ÁREA DE INFLUENCIA COMÚN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL

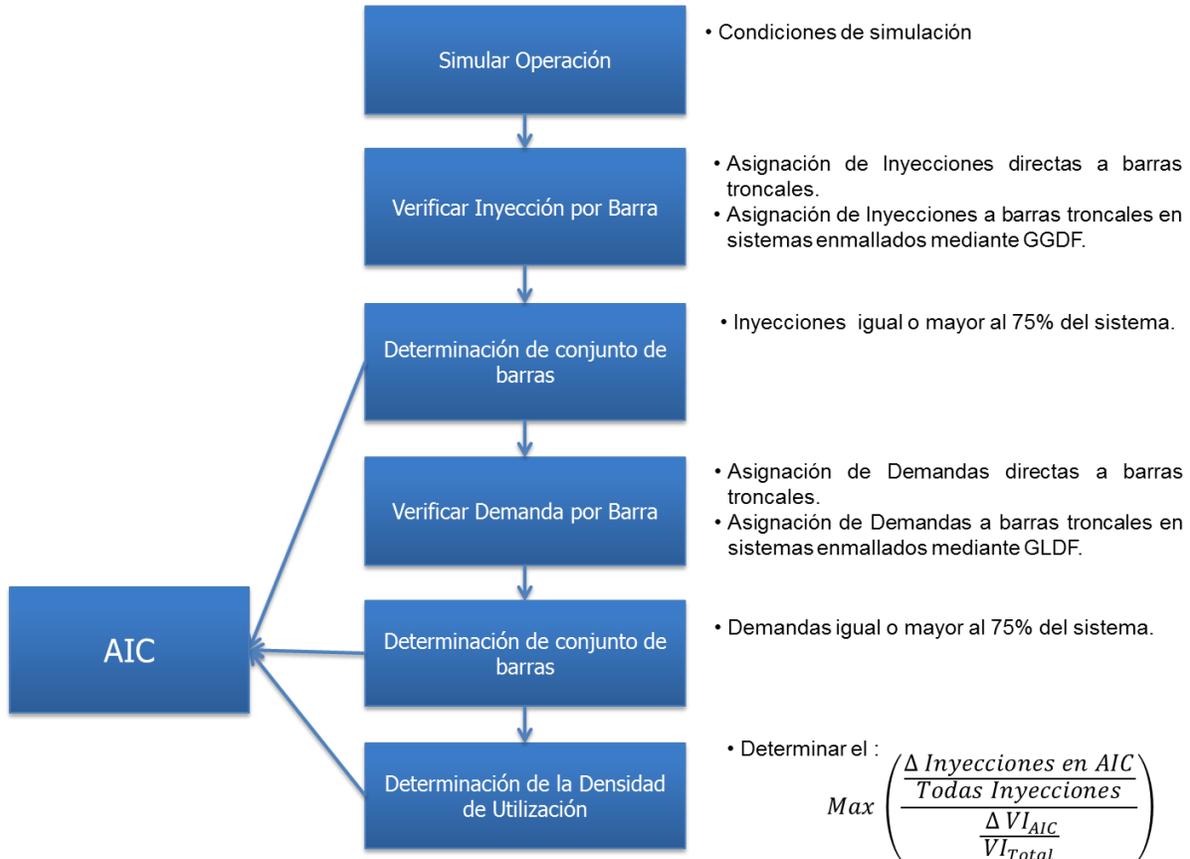
1. DEFINICIONES PARA LA DETERMINACIÓN DEL ÁREA DE INFLUENCIA COMÚN

En el Artículo 102º, letra c) del DFL N°4 se define el Área de Influencia Común (AIC) como: *"...el área, fijada para efectos de remuneración del sistema troncal, constituida por el conjunto mínimo de instalaciones troncales entre dos nudos de dicho sistema, en la que concurren, simultáneamente, las siguientes características:*

- 4. Que entre dichos nudos se totalice al menos un setenta y cinco por ciento de la inyección total de energía del sistema;*
- 5. Que entre dichos nudos se totalice al menos un setenta y cinco por ciento de la demanda total del sistema, y*
- 6. Que la densidad de la utilización, dada por el cociente entre el porcentaje de inyecciones dentro del área de influencia común respecto de las inyecciones totales del sistema y el porcentaje del V.I. de las instalaciones del área de influencia común respecto del V.I. del total de instalaciones del sistema troncal, sea máxima".*

A partir de lo expuesto en este Artículo se entiende expresamente que el AIC debe cumplir tres condiciones dentro del Sistema de Transmisión Troncal.

2. METODOLOGÍA PARA DETERMINAR EL ÁREA DE INFLUENCIA COMÚN



2.1 Simulación de la operación del sistema

Para determinar el AIC en los sistemas SIC y SING se verifica que se cumplan los puntos 1, 2 y 3 del Artículo 102° letra c) del DFL N°4 entre dos barras del sistema de transmisión troncal. Se simuló la operación de ambos sistemas en el software OSE2000, el que permite obtener como resultados, entre otras variables, los despachos de las centrales generadoras, los flujos de potencia por el sistema de transmisión, y los factores GGDF y GLDF para las inyecciones y retiros en todo el horizonte de estudio.

La simulación considerarán los siguientes puntos:

- Sistema de transmisión: Se modela sistema troncal, subtransmisión y sistemas adicionales relevantes.

- Bases del Estudio: base utilizada para el desarrollo del Informe 1 del presente estudio.
- Horizonte de simulación: 10 años en SING y 10 años más 2 de relleno en el SIC.
- Bloques de demanda: 10 bloques, 5 bloques para días laborales y 5 bloques para días festivos.
- Hidrologías: 56 condiciones hidrológicas (SIC)
- Simulación de ERNC: De acuerdo a curva de producción de energía y potencia.
- Período de estudio: 2015-2018.

2.1.1 Modelación de la Demanda de los Sistemas

La demanda mensual se representó mediante 5 bloques de horas consecutivas para los días hábiles y 5 bloques para los días no hábiles. Se consideró la misma definición de los bloques para ambos tipos de días en cuanto a las horas del día asignadas a cada bloque en cada mes, siendo la definición de bloques propia de cada mes.

La duración total de los bloques correspondientes a día hábil es mayor que la duración de los bloques correspondientes a día no hábil, debido a que en cada mes la cantidad de días laborales es mayor que la de festivos.

La asignación de las horas del día a cada bloque se realizó siguiendo el perfil de generación de las centrales solares y la curva de demanda horaria del sistema, en todos los meses del año.

En la siguiente tabla se muestra la asignación de las horas de día hábil a cada bloque y mes. Para los días festivos, los bloques se enumeran del 6 al 10, y se considera la misma distribución.

Hora del día	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	5	5	1	5	1	1	1	1	1	1	1	1
2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
8	2	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
9	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
10	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3
11	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
12	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
13	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
14	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
15	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3

16	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
17	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
18	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	3	3
19	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
20	4	4	4	5	5	5	5	5	5	4	4	4
21	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4
22	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
23	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
24	5	5	5	5	5	5	5	5	1	5	5	5

Teniendo en cuenta lo anterior, en la siguiente tabla se muestra la duración de los bloques, tanto de día laboral como festivo.

Mes	Blo01	Blo02	Blo03	Blo04	Blo05	Blo06	Blo07	Blo08	Blo09	Blo10
Abr	18%	6%	24%	6%	18%	7%	2%	9%	2%	7%
May	20%	6%	23%	6%	14%	9%	3%	11%	3%	7%
Jun	19%	6%	22%	6%	14%	10%	3%	11%	3%	7%
Jul	21%	6%	24%	6%	15%	8%	2%	10%	2%	6%
Ago	20%	6%	23%	6%	14%	9%	3%	11%	3%	7%
Sep	20%	5%	20%	5%	10%	13%	3%	13%	3%	7%
Oct	21%	6%	24%	9%	12%	8%	2%	10%	4%	5%
Nov	17%	8%	25%	8%	8%	8%	4%	13%	4%	4%
Dic	16%	8%	24%	8%	8%	9%	4%	13%	4%	4%
Ene	18%	9%	24%	9%	12%	7%	4%	10%	4%	5%
Feb	21%	6%	24%	9%	12%	8%	2%	10%	4%	5%
Mar	19%	8%	22%	5%	11%	10%	4%	12%	3%	6%

2.1.2 Modelación de las Centrales Fotovoltaicas y Eólicas

En base a la definición de bloques descrita, las centrales solares generan en los bloques 2 a 4, con mayor intensidad en el bloque 3, y en los bloques 7 a 9, con mayor intensidad en el bloque 8. En el modelo esto se regula limitando la potencia máxima a la que opera cada planta fotovoltaica, en cada bloque y mes. De este modo, para los bloques en que la central no opera, como los bloques correspondientes a la noche y madrugada, se simula con potencia máxima disponible igual a cero. Se utilizaron perfiles de generación tipo, obtenidos del Explorador de Energía Solar de la Universidad de Chile, desarrollado para el Ministerio de Energía.

Las centrales eólicas se modelan en forma similar a centrales hidroeléctricas de pasada, con el fin de representar la variabilidad propia de este tipo de tecnología. Para esto, se obtienen matrices de viento que representan la potencia máxima y mínima a la que puede operar cada parque eólico y así poder apreciar el impacto sobre el sistema de transmisión

y las posibles saturaciones que pudiesen ocurrir. El promedio de los datos de las matrices de viento por mes y bloque es el mismo que al modelarlas como centrales térmicas.

Las matrices de viento se componen del mismo número de años históricos simulados en la operación, por lo que cada mes y bloque tiene 56 simulaciones de datos de viento. Los datos de viento se obtuvieron a partir del Explorador de Energía Eólica, desarrollado por la Universidad de Chile para el Ministerio de Energía.

El procesamiento de los datos para generar los afluentes de cada central consiste en tomar los datos de viento de la zona geográfica donde se ubica, para transformarlos en potencia mediante una curva tipo de un generador eólico. A partir de los datos obtenidos se toman muestras aleatorias para completar las 56 hidrologías, para cada mes de los primeros cinco años de simulación. Desde el sexto año en adelante, se replican las matrices de los primeros años.

2.2 Verificación de las Inyecciones por Barra

La primera condición descrita en la definición del AIC requiere que entre los nodos del AIC las inyecciones sean al menos el 75% de las inyecciones del sistema. Para lo anterior se asignaron a cada nodo troncal las inyecciones totales de las centrales en todo el período de estudio (en GWh). La generación de cada central se asignó a cada barra del sistema troncal siguiendo los siguientes criterios:

- Se asignaron en forma directa las inyecciones en las barras del sistema troncal que tienen conectadas en forma directa las centrales generadoras.
- Se asignaron en forma indirecta las inyecciones en las barras del sistema troncal de aquellas de centrales generadoras que se conectan en los sistemas de subtransmisión o en sistemas adicionales.

Para la asignación indirecta de las inyecciones, se dividió cada sistema en distintas áreas de subtransmisión. Para cada área, se definió un número determinado de líneas y transformadores que conectan el sistema de subtransmisión con alguna barra del sistema troncal.

Se calculó el flujo total f_j para todo el período de estudio (en GWh), promediado sobre las hidrologías, en cada elemento j (línea o transformador) que conecta con el sistema troncal.

A través de los factores GGDF, se determinan los porcentajes de participación del generador i en los flujos del elemento j , denominados α_{ij}^G , para el período de estudio.

Así, se puede determinar la participación de cada generador i en el elemento j (en GWh) para todo el período de estudio, mediante la expresión:

$$P_{ij}^G = \alpha_{ij}^G \cdot f_j$$

Luego, se calculó el porcentaje de la inyección total G_i del generador i , que pasa por la línea j utilizando la siguiente fórmula:

$$\beta_{ij}^G = \frac{P_{ij}^G}{G_i}$$

Al sumar dichos porcentajes sobre los elementos de cada área de subtransmisión, no se obtiene un 100%. Para evitar esto, se utilizan los porcentajes relativos, y así se puede repartir el total de la inyección de cada generador en distintas barras del sistema troncal.

$$\beta_{ij}^{G'} = \frac{\beta_{ij}^G}{\sum_j \beta_{ij}^G}$$

Finalmente, la cantidad inyectada del generador i (en GWh) que se asigna a la barra troncal asociada al elemento de subtransmisión j se calcula como:

$$G_{ij} = \beta_{ij}^{G'} \cdot G_i$$

2.3 Determinación del Conjunto de Barras de Inyección

Para determinar el conjunto de barras que contienen el 75% de las inyecciones de las centrales generadoras se sumaron las inyecciones entre cada nodo del sistema de

transmisión troncal, de tal forma de identificar la combinación de barras extremas que limitan un área en cuyo interior se concentran al menos 75% de las inyecciones del sistema de transmisión. La matriz con los porcentajes de inyecciones entre cada combinación de nodos extremos, respecto al total de inyecciones del sistema, se presentan en el Anexo B. Matriz de Inyecciones SIC y en el Anexo F. Matriz de Inyecciones SING.

2.4 Verificación de las Demandas por Barra

La segunda condición descrita en la definición del AIC requiere que entre los nodos del AIC la demanda sea el 75% de las demandas del sistema de transmisión. Para lo anterior, se asignaron los consumos totales del sistema en el período de estudio a cada nodo del sistema de transmisión troncal (en GWh). Los retiros de cada consumidor se asignaron a cada barra del sistema troncal siguiendo los siguientes criterios:

- Se asignaron en forma directa los consumos en las barras del sistema troncal que tienen conectadas en forma directa los consumos del sistema.
- Se asignaron en forma indirecta los consumos en las barras del sistema troncal de aquellos consumos que se conectan en los sistemas de subtransmisión o en sistemas adicionales.

Para la asignación indirecta de los retiros, se dividió cada sistema en distintas áreas de subtransmisión. Para cada área, se definió un número determinado de líneas y transformadores que conectan el sistema de subtransmisión con alguna barra del sistema troncal.

Se calculó el flujo total f_j para todo el período de estudio (en GWh), promediado sobre las hidrologías, en cada elemento j (línea o transformador) que conecta con el sistema troncal.

A través de los factores GLDF, se determinan los porcentajes de participación del consumo i en los flujos del elemento j , denominados α_{ij}^D , para el período de estudio.

Así, se puede determinar la participación de cada retiro i en el elemento j (en GWh) para todo el período de estudio, mediante la expresión:

$$P_{ij}^D = \alpha_{ij}^D \cdot f_j$$

Luego, se calculó el porcentaje de la demanda total D_i correspondiente al consumo i , que pasa por la línea j utilizando la siguiente fórmula:

$$\beta_{ij}^D = \frac{P_{ij}^D}{D_i}$$

Al sumar dichos porcentajes sobre los elementos de cada área de subtransmisión, no se obtiene un 100%. Para evitar esto, se utilizan los porcentajes relativos, y así se puede repartir el total de la demanda de cada consumo en distintas barras del sistema troncal.

$$\beta_{ij}^{D'} = \frac{\beta_{ij}^D}{\sum_j \beta_{ij}^D}$$

Finalmente, la cantidad demandada del consumo i (en GWh) que se asigna a la barra troncal asociada al elemento de subtransmisión j se calcula como:

$$D_{ij} = \beta_{ij}^{D'} \cdot D_i$$

2.5 Determinación del Conjunto de Barras de Demanda

Para determinar el conjunto de barras que contienen el 75% de las demandas se deberán sumar los consumos asignados a cada barra del sistema troncal, considerando todas las combinaciones de barras que existan, de tal forma de identificar las combinaciones de barras que tienen en su interior el 75% de las demandas del sistema de transmisión. La matriz con los porcentajes de demanda entre cada combinación de nodos extremos, respecto al total de inyecciones del sistema, se presentan en el Anexo A. Matriz de Demanda SIC y en el Anexo D. Matriz de Demanda SING.

2.6 Determinación de la Densidad de Utilización

Se definieron las posibles áreas entre dos barras troncales en que se acumula al menos el 75% de la demanda del sistema, y las posibles áreas entre dos barras troncales en que se acumula al menos el 75% de las inyecciones del sistema. Luego, se determinaron las áreas candidatas a ser AIC como aquellas en que se cumplen los puntos 1 y 2 del Artículo 102° letra c) del DFL N°4.

Teniendo lo anterior en consideración, para cada área candidata se determinó el factor de densidad de utilización, correspondiente al punto 3 del Artículo 102° letra c) del DFL N°4.

Para determinar la densidad de utilización en cada área candidata a ser AIC se calculó el siguiente cociente:

$$\text{Densidad de utilización} = \frac{\frac{\sum \text{Inyecciones}_{\text{AIC}}}{\sum \text{Inyecciones}_{\text{Sistema}}}}{\frac{\sum \text{VI}_{\text{AIC}}}{\text{VI}_{\text{Total}}}}$$

Donde VI_{Total} corresponde al VI de todas las instalaciones troncales actuales del sistema, y de aquellas que entran en operación durante el período de estudio y que son troncales por decreto. Además, la suma de las inyecciones, tanto para el área candidata a ser AIC como para el sistema completo, se consideraron para todo el período de estudio (2015-2018).

Es importante destacar que la información de los VI de obras nuevas licitadas y obras de ampliación no adjudicadas que se consideraron dentro del horizonte de estudio se obtuvo de los decretos de licitación, mientras que para las obras adjudicadas en que solo se presenta el VATT se utilizó la siguiente expresión:

$$\text{VI}_{\text{Adjudicada}} = \frac{\overline{\text{VI}}_{\text{TxT}}}{\overline{\text{VATT}}_{\text{TxT}}} \cdot \text{VATT}_{\text{Adjudicada}}$$

Donde $\overline{\text{VI}}_{\text{TxT}}$ es el promedio de los VI de todas las instalaciones troncales actuales del mismo nivel de tensión de la obra adjudicada considerada, y $\overline{\text{VATT}}_{\text{TxT}}$ es el promedio de los VATT de dichas instalaciones actuales.

2.7 Definición del Área de Influencia Común (AIC)

De esta forma se obtuvo una matriz de densidad de utilización para las distintas áreas candidatas, y se pudo observar aquella combinación de barras extremas que proporciona el máximo valor del factor de densidad de utilización, que se define como el AIC para el Sistema de Transmisión Troncal.

3. RESULTADOS

Área de Influencia Común SIC: Al aplicar la metodología descrita se obtuvieron las siguientes instalaciones troncales pertenecientes al Área de Influencia Común para el SIC. Las nodos que limitan el AIC para el SIC son Nogales 220 kV y Tap Laja 220 kV, incluyendo la barra Mulchén 220 kV.

#	AIC SIC	#	AIC SIC
1	Ancoa 500->Alto Jahuel 500 I	29	Cerro Navia 220 Dsf->Lampa 220 I
2	Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II	30	Cerro Navia 220 Dsf->Polpaico 220 II
3	Alto Jahuel 500->Polpaico 500 I	31	Chena 220->Cerro Navia 220 I
4	Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II	32	Chena 220->Cerro Navia 220 II
5	Charrua 500->Ancoa 500 I	33	Chena 220->Alto Jahuel 220 III
6	Charrua 500->Ancoa 500 II	34	Chena 220->Alto Jahuel 220 IV
7	Nogales 220->Quillota 220 I	35	Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 I
8	Nogales 220->Quillota 220 II	36	El Rodeo 220->Chena 220 I
9	Nogales 220->Polpaico 220 I	37	Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 II
10	Nogales 220->Polpaico 220 II	38	El Rodeo 220->Chena 220 II
11	Quillota 220->Polpaico 220 I	39	Rapel 220->Alto Melipilla 220 I
12	Quillota 220->Polpaico 220 II	40	Rapel 220->Alto Melipilla 220 II
13	Polpaico 220->Los Maquis 220	41	Lo Aguirre 220->Cerro Navia 220 I
14	Polpaico 500->Polpaico 220 I	42	Alto Melipilla 220->Lo Aguirre 220 I
15	Polpaico 500->Polpaico 220 II	43	Lo Aguirre 220->Cerro Navia 220 II
16	Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 I	44	Alto Melipilla 220->Lo Aguirre 220 II
17	Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 II	45	Ancoa 220->Itahue 220 I
18	Ancoa 500->Ancoa 220 I	46	Ancoa 220->Itahue 220 II

19	Colbun 220->Candelaria 220 I	47	Charrua 220->Charrua 500 I
20	Colbun 220->Candelaria 220 II	48	Charrua 220->Charrua 500 II
21	Candelaria 220->Maipo 220 I	49	Charrua 220->Charrua 500 III
22	Candelaria 220->Maipo 220 II	50	Charrua-220->Hualpen 220
23	Maipo 220->Alto Jahuel 220 I	51	Charrua 220->Lagunilla 220
24	Maipo 220->Alto Jahuel 220 II	52	Lagunilla 220->Hualpen 220
25	Colbun 220->Ancoa 220	53	Charrua 220->Tap Laja 220
26	Lampa 220->Polpaico 220 I	54	Charrua 220->Mulchen 220 I
27	Cerro Navia 220 Dsf->Polpaico 220 II	55	Charrua 220->Mulchen 220 II

Área de Influencia Común SING: Al aplicar la metodología descrita se obtuvieron las siguientes instalaciones troncales pertenecientes al Área de Influencia Común para el SING. Los nodos que limitan el AIC para el SING son Crucero 220 kV y Domeyko 220 kV, incluyendo las instalaciones entre Laberinto 220 kV, El Cobre 220 kV y Nueva Zaldívar 220 kV.

#	AIC SING
1	Crucero 220->Nueva Victoria 220 I
2	Nueva Victoria 220->Lagunas 220 I
3	Crucero 220->Lagunas 220 II
4	Crucero 220->Encuentro 220 I
5	Crucero 220->Encuentro 220 II
6	Atacama 220->Encuentro 220 I
7	Atacama 220->Encuentro 220 II
8	Laberinto 220->El Cobre 220
9	Crucero 220->Laberinto 220 I
10	Crucero 220->Laberinto 220 II
11	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 I
12	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 II
13	Atacama 220->Domeyko 220 I
14	Atacama 220->Domeyko 220 II

PARTE V

INFORME 3

PLANES DE EXPANSIÓN DEL SIC

INTRODUCCIÓN

En el contexto del Estudio de Transmisión Troncal (ETT) el Consorcio Mercados Interconectados compuesto por las empresas KAS Mercado y Regulación S.A., SIGLA S.A. y AF Mercados EMI S.A., en adelante el "Consultor" o el "Consorcio", realiza para la CNE, se presenta este Informe Preliminar N°3. Este informe será entregado para ser revisado por el Comité de Contratación y Supervisión del ETT, en adelante Comité, y por los participantes del ETT.

El Informe consta de dos partes: la primera presenta el estudio de los planes de expansión del SIC, y la segunda los correspondientes al SING.

Esta primera parte del Informe se ha organizado en 7 capítulos y 7 anexos.

- El Capítulo 1 entrega un resumen de los proyectos de transmisión en construcción, los proyectos presentados por los participantes del CDEC – SIC para ser considerados en este estudio, y los proyectos propuestos por la consultora.
- En el Capítulo 2 se presentan los antecedentes que definen los cuatro escenarios evaluados en el Estudio. El primer escenario presentado es el Escenario Base, que se definió según la información de planes de obra entregada por la CNE y el CDEC-SIC (a esta información se agregaron obras que serán desarrolladas y que son de conocimiento público), el segundo y tercer Escenario son alternativos y son preparados por el Consultor para evaluar distintos desarrollos de las tecnologías de generación en el sistema (denominados Escenario GNL y Escenario Carbón). El último escenario evalúa la interconexión SIC-SING. Para cada uno de los cuatro escenarios se presenta un resumen de la generación considerada y la evolución de los costos marginales del sistema en los 20 años evaluados.
- El Capítulo 3 corresponde al diagnóstico del sistema en base a los flujos proyectados en los distintos tramos del sistema de transmisión y la descripción de los proyectos propuestos para mitigar las congestiones a futuro. Además se

presenta un resumen de la revisión medioambiental de los proyectos propuestos que deben ser construidos en el corto plazo.

- En el Capítulo 4 se realizan los análisis de factibilidad técnica de las alternativas de expansión y se determinan los límites de transmisión en el sistema por tramos.
- En el Capítulo 5 se presenta la evaluación económica de los proyectos propuestos para cada escenario de expansión de la generación.
- El Capítulo 6 presenta las obras de transmisión que deben iniciarse en el cuatrienio 2015 – 2018, su clasificación como obras nuevas o ampliaciones de obras existentes y la descripción de los proyectos que conforman el Plan de Expansión recomendado y sus supuestos. Además se entregan los indicadores VI, AVI y COMA para cada una de las expansiones recomendadas.
- Finalmente, el Capítulo 7 presenta los estudios que verifican el cumplimiento de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, para cada plan de expansión.

Los Anexos de este informe complementan los contenidos expuestos en los Capítulos. Los anexos adjuntos a este informe son:

- ANEXO 1: Modelo OSE2000
- ANEXO 2: Plan de Obras de Generación de los Escenarios estudiados.
- ANEXO 3: Revisiones Medioambientales de proyectos propuestos.
- ANEXO 4: Flujos por tramos del SIC por año.
- ANEXO 5: Presupuestos - Costos Unitarios.
- ANEXO 6: Bases OSE2000 de cada Escenario.
- ANEXO 8: AF Mercado
- ANEXO 9: Estudios Eléctricos

1. PROYECTOS DE TRANSMISIÓN EN EJECUCIÓN Y PROPUESTOS

1.1 PROYECTOS DE TRANSMISIÓN EN EJECUCIÓN

En la Tabla 6, presentada a continuación, se resumen los proyectos de transmisión en construcción o adjudicados de acuerdo con lo informado en el Anexo 5 de las Bases del ETT. En la tabla solo se indican los proyectos de obras de transmisión troncal.

Tabla 6. Proyectos en construcción en el Sistema Troncal

Descripción Obra Troncal	Fecha aproximada de conexión al sistema
Subestación Seccionadora Lo Aguirre: Etapa I (secciona Polpaico - Alto Jahuel 2x500 kV)	sep-15
Ampliación S/E Cerro Navia 220 kV (para nueva línea Lo Aguirre - Cerro Navia 2x220 kV)	sep-15
Nueva Línea Ancoa – Alto Jahuel 2x500 kV: tendido del primer circuito	dic-15
Segundo Transformador Ancoa 500/220 kV	mar-16
Ampliación S/E Ciruelos 220 kV (incluye seccionamiento en Ciruelos de la línea Valdivia - Cautín 220 kV)	oct-16
Nueva Línea Cardones – Diego de Almagro 2x220 kV: tendido del primer circuito	oct-17
Nueva Línea Cardones – Diego de Almagro 2x220 kV: tendido del segundo circuito, con seccionamiento en S/E Carrera Pinto	oct-17
Nueva Línea Cardones – Maitencillo 2x500 kV	ene-18
Nueva Línea Maitencillo – Pan de Azúcar 2x500 kV	ene-18
Nueva Línea Pan de Azúcar – Polpaico 2x500 kV	ene-18
Nueva Línea Charrúa – Ancoa 2x500 kV: tendido del primer circuito	mar-18
Nueva línea Ciruelos - Pichirropulli 2x220 kV: tendido del primer circuito	mar-18
Nueva línea Ciruelos - Pichirropulli 2x220 kV: tendido del segundo circuito	mar-18
Subestación Nueva Charrúa; Seccionamiento de líneas Charrúa - Ancoa 2x500 kV 1 y 2; Nueva línea Nueva Charrúa - Charrúa 2x220 kV	abr-18
Tercer Banco de Autotransformadores 500/220 kV, de 750 MVA, en la S/E Alto Jahuel	abr-18
Nueva Línea 1x220 kV A. Melipilla – Rapel	may-18
Nueva Línea 2x220 kV Lo Aguirre – A. Melipilla, con un circuito tendido	may-18
Nueva línea Lo Aguirre - Cerro Navia 2x220 kV	jun-18
Nueva Línea Ancoa – Alto Jahuel 2x500 kV: tendido del segundo circuito	jul-18
Seccionamiento completo en S/E Rahue	jul-18
Línea Pichirropulli - Puerto Montt 2x500 kV, energizada en 220 kV	oct-21

1.2 PROYECTOS PROPUESTOS POR LOS PARTICIPANTES

En la Tabla 7, se resumen los proyectos de transmisión presentados por los participantes según lo informado por la Dirección de Peajes del CDEC – SIC, de acuerdo con el Anexo 9 de las Bases Técnicas.

Los proyectos presentados corresponden a cuatro aumentos de capacidad de barra en distintas subestaciones. Los cuatro proyectos fueron presentados por Transelec.

Tabla 7. Escenarios propuestos por los participantes

Presentado por	Instalación	Fecha referencial de conexión al sistema
Transelec	Aumento de capacidad de barra principal sección 1 en S/E Diego de Almagro 220 kV	Noviembre 2017
	Aumento de capacidad de barras en Subestación Cardones 220 kV	Febrero 2018
	Aumento de capacidad de barras en Subestación Pan de Azúcar 220 kV	Febrero 2018
	Aumento capacidad de barras en Subestación Cerro Navia 220 kV	Octubre 2018

La justificación de estos proyectos y los detalles técnicos y eléctricos pueden ser encontrados en el Anexo 9 de las Bases del ETT.

1.3 PROYECTOS DE TRANSMISIÓN PROPUESTOS POR EL CONSULTOR

El consultor ha diseñado múltiples planes de desarrollo para las distintas zonas del SIC. Estos planes cuentan con un importante número de proyectos. Para permitir una mejor comprensión de estos proyectos, el detalle de los planes, junto con el análisis de sus efectos en el sistema de transmisión se muestra en el Capítulo 3 del presente Informe.

2. ANTECEDENTES DEL ESTUDIO

2.1 BASES DEL ESTUDIO

A continuación se presentan las Bases consideradas para realizar los estudios presentados en este Informe.

2.1.1 DEMANDA

Los distintos escenarios de desarrollo del SIC estudiados en el ETT consideran un único nivel de demanda correspondiente a los entregados por la CNE en las bases del estudio. El detalle de la demanda se puede observar en el Anexo 7 de las Bases del ETT. En la Tabla 8 se detalla la demanda industrial, vegetativa y total del SIC para cada año considerado en el estudio, junto con sus respectivas tasas de crecimiento.

Tabla 8 Proyección de Demanda en SIC

Año	Demanda Industrial [GWh]	%	Demanda Vegetativa [GWh]	%	Demanda Total [GWh]	%
2014	19982	-	31708	-	51690	-
2015	21052	5%	33135	5%	54187	5%
2016	22203	5%	34481	4%	56685	5%
2017	23773	7%	35764	4%	59537	5%
2018	25975	9%	37055	4%	63030	6%
2019	27298	5%	38354	4%	65652	4%
2020	28582	5%	39664	3%	68247	4%
2021	29936	5%	40983	3%	70918	4%
2022	31295	5%	42309	3%	73605	4%
2023	32691	4%	43646	3%	76336	4%
2024	34135	4%	44991	3%	79126	4%
2025	35526	4%	46345	3%	81870	3%
2026	36780	4%	47708	3%	84488	3%
2027	38064	3%	49080	3%	87144	3%
2028	39365	3%	50461	3%	89826	3%
2029	40645	3%	51851	3%	92497	3%
2030	41940	3%	53250	3%	95190	3%
2031	43260	3%	54658	3%	97918	3%
2032	44601	3%	56075	3%	100676	3%
2033	45985	3%	57254	2%	103238	3%

Para el desarrollo del estudio se utilizó el detalle mensual de demanda de cada consumo residencial e industrial presente en el sistema desde el año 2014 al 2033. Dado que en la modelación utilizada no se alcanza un nivel de detalle que involucre los sistemas de distribución, cada consumo se asignó a una barra que sí está considerada en el modelo OSE2000.

2.1.2 PRECIOS DE COMBUSTIBLES

Los precios de los combustibles utilizados en la modelación corresponden a los expuestos en el Informe Técnico de Precio de Nudo (ITPN) de Octubre del 2013. En dicho informe solo se encuentran las estimaciones de precio hasta el año 2020. Es por esto que para completar la proyección hasta el horizonte de evaluación del ETT (año 2033), se utilizó la proyección de EIA del Departamento de Energía de Estados Unidos. En la Tabla 9 se presentan los precios de combustible utilizados en el estudio para cada año de evaluación.

Tabla 9. Proyección de precio de los combustibles

Año	Carbón Térmico	Crudo WITI	GNL	FUENTE
	Precio [US\$/Ton]	Precio [US\$/BBL]	Precio [US\$/MMBTU]	
2014	103.88	90.29	10.06	CNE
2015	103.88	90.19	10.05	CNE
2016	105.12	93.39	10.66	CNE
2017	106.25	98.24	10.84	CNE
2018	106.52	100.92	9.70	CNE
2019	107.05	103.54	9.81	CNE
2020	107.69	105.91	9.92	CNE
2021	109.00	108.35	10.25	CNE - EIA
2022	110.34	110.90	10.35	CNE - EIA
2023	111.45	113.16	10.60	CNE - EIA
2024	112.96	115.44	10.99	CNE - EIA
2025	114.39	117.59	11.26	CNE - EIA
2026	115.77	119.30	11.37	CNE - EIA
2027	116.99	121.54	11.54	CNE - EIA
2028	118.15	123.02	11.78	CNE - EIA
2029	119.24	124.85	12.21	CNE - EIA
2030	120.65	126.34	12.69	CNE - EIA
2031	121.63	128.09	12.94	CNE - EIA
2032	122.66	130.06	13.15	CNE - EIA
2033	123.74	132.12	13.55	CNE - EIA

2.1.3 GENERACIÓN

Las obras de generación declaradas en construcción se detallan en la información enviada por los respectivos CDEC, específicamente en el Anexo 4 de las Bases del ETT. En la Tabla 10 se listan las obras en construcción. Estas obras son consideradas en todos los escenarios de generación.

Tabla 10 Obras de Generación en Construcción.

Central	Barra de conexión	MW	Fecha entrada	Tipo
Eólica Punta Palmeras	Las Palmas 220 kV	15	01/12/2014	Eólica
Los Hierros II	Tap Off 110 kV (entre barras Los Hierros 110 kV y Canal Melado 110 kV)	6.7	01/11/2014	Pasada
Ñuble	S/E San Fabián 220 kV	136	01/07/2017	Pasada
Itata	Tap Off 66 kV (entre barras Chillán 66 kV y Charrúa 66 kV)	20	01/06/2015	Pasada
Eólica Los Cururos	Seccionamiento mediante la S/E La Cebada 220 kV del circuito 1 Las Palmas - Pan de Azúcar 220 kV)	110	01/03/2014	Eólica
PV Salvador	Tap Off en línea Diego de Almagro - Salvador 110 kV	68	01/09/2014	Solar
Luz del Norte	Carrera Pinto 220 kV	141	01/03/2015	Solar
Laja I	Tap Off El Rosal 220 kV	34	01/10/2014	Pasada
Eólica Cabo Leones I	Nueva S/E Eólica Cabo Leones 220 kV, línea de 109 km a S/E Maitencillo 220 kV	170	01/06/2015	Eólica
Eólica Cabo Leones II	Nueva S/E Eólica Cabo Leones 220 kV, línea de 109 km a S/E Maitencillo 220 kV	204	2° semestre 2015	Eólica
El Paso	La Confluencia 220 kV	60	01/11/2014	Pasada
Lalackama	Tap-off Diego de Almagro - Paposos 220 kV	55	01/12/2014	Solar
Pedernales	Tap-off Carrera Pinto - Diego de Almagro 220 kV	100	01/11/2015	Solar
Pampa Solar Norte	Tap-off Diego de Almagro - Paposos 220 kV	90.6	01/06/2015	Solar
Tal Tal Eólico	Tap-off Diego de Almagro - Paposos 220 kV	99	01/09/2014	Eólica
Eólico El Arrayán	Seccionamiento Las Palmas - Pan de Azúcar 220 kV	115	01/02/2014	Eólica

Central	Barra de conexión	MW	Fecha entrada	Tipo
Parque Eólico Negrete Cuel	Santa Luisa 154 kV (Conexión en derivación línea Los Ángeles - Santa Fe 154 kV)	50	01/02/2014	Solar
Llano de Llampos	Tap Off en línea Cardones - Cerro Negro 220 kV	100	01/02/2014	Solar
San Andrés	Nueva S/E San Andrés 220 kV (entre barras S/E Cardones 220 kV y S/E Carrera Pinto 220 kV)	50	01/02/2014	Solar

Adicionalmente a las obras declaradas en construcción, en la información enviada por los CDEC en las Bases del ETT se especifican centrales de generación que han sido presentadas y que eventualmente podrían construirse. En la Tabla 11 se listan las centrales presentadas. Estas obras se utilizan como referencia para la elaboración de los planes de expansión, en los cuales no necesariamente se utilizan los mismos nombres (en ocasiones se utilizan denominaciones genéricas) ni las fechas de entrada informadas. El detalle de estas obras puede ser observado en el Anexo 8 de las Bases del ETT.

Tabla 11 Obras de Generación Presentadas.

Central	Barra de conexión	MW	Fecha entrada	Tipo
Rucalhue	Mulchén 220 kV	90	1° Semestre 2018	Pasada
San Miguel	Mampil 220 kV	48	2° Semestre 2018	Pasada
Eólico Las Peñas	Carampangue 66 kV	9	S/I	Eólica
Cuervo	Puerto Montt 500 kV	640	01/12/2022	Embalse
Blanco	Puerto Montt 500 kV	385	01/08/2023	Embalse
Cóndor	Puerto Montt 500 kV	54	01/08/2023	Embalse
Baker 1	Puerto Montt 500 kV	660	01/01/2022	Pasada
Baker 2	Puerto Montt 500 kV	360	01/01/2029	Pasada
Pascua 1	Puerto Montt 500 kV	460	01/01/2027	Pasada
Pascua 2	Puerto Montt 500 kV	770	01/01/2025	Pasada
Pascua 3	Puerto Montt 500 kV	500	01/01/2023	Pasada
Monte Solar	Diego de Almagro 220 kV	57	S/I	Solar
Tambo Real 2	Vicuña 23 kV (conectada a Pan de Azúcar 220 kV)	1.86	01/05/2014	Solar
Mediterráneo	Reloncaví 220 kV (Seccionamiento Canutillar - Puerto Montt 2x220 kV)	210	01/03/2018	Pasada
Punta Sierra	Seccionamiento Monte Redondo - Las Palmas 2x220 kV	2.4	01/10/2015	Eólica
Alena	Los Angeles 154 kV	43.5	S/I	Eólica
Aurora	8.5 km al oeste de Llanquihue, en línea de 220 kV	78	S/I	Eólica
San Manuel	Los Angeles 154 kV	27	S/I	Eólica
Javiera	Seccionamiento Diego de Almagro - Taltal 110 kV	69	01/12/2014	Solar
Estancia Délano	Seccionamiento Maitencillo - Cardones 220 kV	102	01/04/2015	Solar
Los Aromos	Seccionamiento Las Vegas - Polpaico 110 kV	157	01/06/2015	Solar

Central	Barra de conexión	MW	Fecha entrada	Tipo
Quilapilún	Seccionamiento Polpaico - El Llano 220 kV	273	01/08/2015	Solar
El Salvador	Seccionamiento Diego de Almagro - Potrerillos 110 kV	180	01/07/2015	Solar
Valle de la Vaca	Seccionamiento Diego de Almagro - Paposo 220 kV	100	2017	Solar
Marañón	Seccionamiento Maitencillo - Cardones 220 kV	100	2017	Solar
La Calera	Seccionamiento Nogales - Los Vilos 220 kV	80	2016	Solar
Pama	Seccionamiento Ovalle - Illapel 110 kV	80	2016	Solar
Polpaico	Polpaico 220 kV	80	2016	Solar
El Sobrante	Seccionamiento Quillota - Pelambres 220 kV	40	2017	Solar
Quilapilún II	Seccionamiento Polpaico - El Llano 220 kV	80	2017	Solar
Campesino 1 (Octopus)	Seccionamiento Charrúa - Ancoa 500 kV	600	01/04/2018	GNL
Campesino 2 (Octopus)	Seccionamiento Charrúa - Ancoa 500 kV	600	01/04/2020	GNL

2.1.4 TRANSMISIÓN

Los proyectos de transmisión troncal que fueron considerados, tanto en construcción como en proceso de licitación y adjudicación, son los siguientes:

Tabla 12 Obras de Transmisión en construcción, licitación o adjudicación

Proyecto	Fecha de entrada en operación	VI Referencial (Miles de USD)
Subestación Seccionadora Lo Aguirre: Etapa I (secciona Polpaico - Alto Jahuel 2x500 kV)	sep-15	69,020
Ampliación S/E Cerro Navia 220 kV (para nueva línea Lo Aguirre - Cerro Navia 2x220 kV)	sep-15	3,021
Nueva línea Lo Aguirre - Cerro Navia 2x220 kV	jun-18	54,610
Nueva Línea 1x220 kV A. Melipilla – Rapel	may-18	23,690
Nueva Línea 2x220 kV Lo Aguirre – A. Melipilla, con un circuito tendido	may-18	27,815
Nueva Línea Charrúa – Ancoa 2x500 kV: tendido del primer circuito	mar-18	140,400
Nueva Línea Charrúa – Ancoa 2x500 kV: tendido del segundo circuito	jun-19	-
Subestación Nueva Charrúa; Seccionamiento de líneas Charrúa - Ancoa 2x500 kV 1 y 2; Nueva línea Nueva Charrúa - Charrúa 2x220 kV	abr-18	81,914
Nueva Línea Ancoa – Alto Jahuel 2x500 kV: tendido del primer circuito	dic-15	-

Proyecto	Fecha de entrada en operación	VI Referencial (Miles de USD)
Nueva Línea Ancoa – Alto Jahuel 2x500 kV: tendido del segundo circuito	jul-18	95,536
Tercer Banco de Autotransformadores 500/220 kV, de 750 MVA, en la S/E Alto Jahuel	abr-18	44,680
Segundo Transformador Ancoa 500/220 kV	mar-16	20,451
Nueva Línea Cardones – Maitencillo 2x500 kV	ene-18	79,320
Nueva Línea Maitencillo – Pan de Azúcar 2x500 kV	ene-18	130,110
Nueva Línea Pan de Azúcar – Polpaico 2x500 kV	ene-18	280,000
Nueva Línea Cardones – Diego de Almagro 2x220 kV: tendido del primer circuito	oct-17	37,000
Nueva Línea Cardones – Diego de Almagro 2x220 kV: tendido del segundo circuito, con seccionamiento en S/E Carrera Pinto	oct-17	18,026
Seccionamiento completo en S/E Rahue	jul-18	7,352
Nueva línea Ciruelos - Pichirropulli 2x220 kV: tendido del primer circuito	mar-18	45,490
Nueva línea Ciruelos - Pichirropulli 2x220 kV: tendido del segundo circuito	mar-18	10,113
Ampliación S/E Ciruelos 220 kV (incluye seccionamiento en Ciruelos de la línea Valdivia - Cautín 220 kV)	oct-16	21,502
Línea Pichirropulli - Puerto Montt 2x500 kV, energizada en 220 kV	oct-21	81,519

2.1.5 COSTO DE FALLA Y PROGRAMA DE MANTENIMIENTO MAYOR DE CENTRALES

Los valores de costo de falla utilizados corresponden a los del ITPN de Octubre del 2013, cuando los sistemas operan en forma independiente. Para los escenarios de interconexión SING-SIC se utiliza el costo de falla del SIC en ambos sistemas.

Tabla 13 Costos de Falla - SIC

Profundidad de Falla	Costo de falla SIC (US\$/MWh)
0-5%	433.49
5-10%	547.01
10-20%	716.51
Sobre 20%	806.56

Para el programa de mantenimiento mayor de centrales se utiliza la información disponible en la base del ITPN de Octubre del 2013.

2.2 ESCENARIOS DE EXPANSIÓN

A continuación se describen las características generales de los escenarios de expansión del parque generador y de proyectos de interconexión SIC-SING. Para cada escenario se describen el criterio de diseño del plan de generación y un resumen por tecnología de generación del plan de obras de generación en específico. Además se especifica la evolución de los costos marginales en cada uno de los escenarios en los 20 años de evaluación.

2.2.1 ESCENARIO BASE

El escenario base del Estudio de Transmisión Troncal se basa en el plan de obras del Informe Técnico de Precios de Nudo emitido por la CNE en Octubre del 2013. El plan de obras de generación en los 20 años de evaluación es un mix de distintas tecnologías. El detalle de dicho plan de obras puede ser revisado en el Anexo 2 del presente informe. En la Tabla 14 se resume la información del plan de obra por tipo de central.

Tabla 14 Resumen Plan de Obras de Generación para el Escenario Base

Plan de Obras de Generación Escenario Base		
Tipo de Central	Potencia [MW]	Porcentaje [%]
Carbón	494	3,8
GNL	5033	38,9
Petróleo Diésel	108	0,8
ERNC	3402	26,3
Hidráulica	3901	30,2

El plan de obras de este escenario contempla un mix de centrales en donde resaltan por su nivel de participación principalmente las centrales Hidráulicas (30,2%), ERNC (26,3%) y centrales a Gas Natural Licuado (38,9%). La selección de las centrales se basó en alcanzar un costo marginal de largo plazo de 100 [US\$/MWh]. En la Figura 1 se muestra la evolución de los costos marginales en este escenario por año.

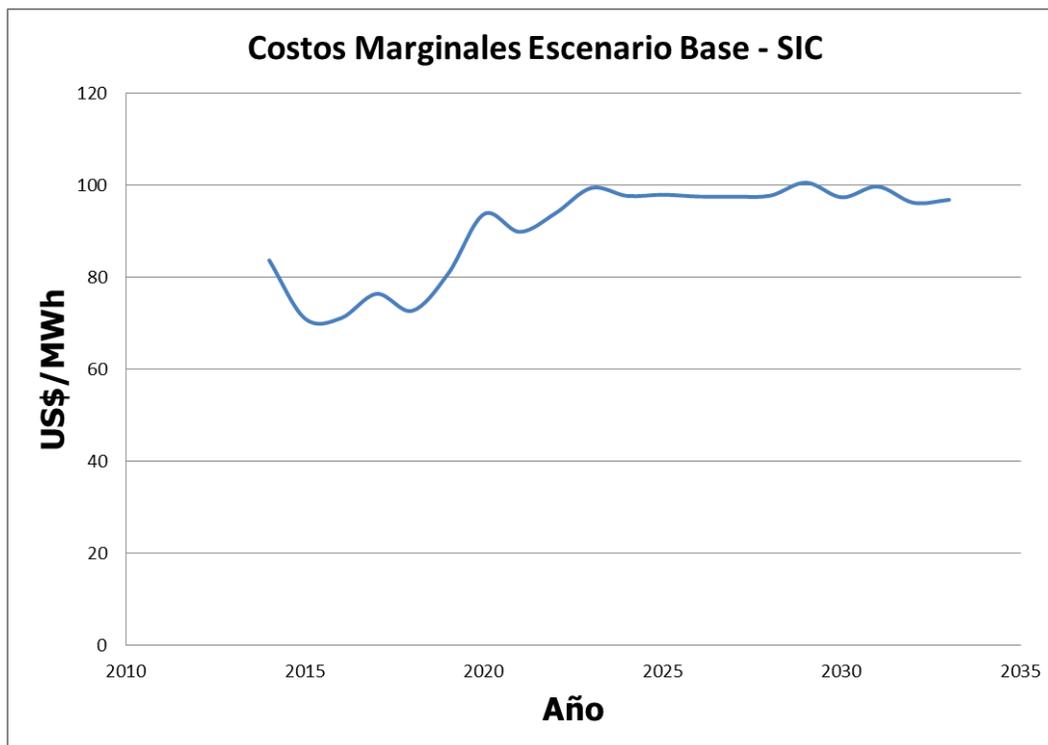


Figura 1 Costos Marginales Escenario Base

2.2.2 ESCENARIO GNL

El Escenario GNL del Estudio de Transmisión Troncal fue definido por la consultora y corresponde a la implementación en el SIC de un plan de obras de generación en donde ingresan un mayor grupo de centrales GNL con respecto al Escenario Base. La proyección de demanda y los precios de los combustibles son equivalentes a la del Escenario Base.

Tabla 15 Resumen Plan de Obras de Generación para el Escenario GNL

Plan de Obras de Generación Escenario GNL		
Tipo de Central	Potencia [MW]	Porcentaje [%]
Carbón	152	1,3
GNL	4603	40,7
Petróleo Diesel	0	0,0
ERNC	3322	29,4
Hidráulica	3241	28,6

El plan de obras de este escenario contempla un aumento de centrales GNL con respecto al escenario base. Aquí resaltan por su nivel de participación principalmente las centrales Hidráulicas (28,6%), ERNC (29,4%) y centrales a Gas Natural Licuado (40,7%). La selección de las centrales se basó en alcanzar un costo marginal de largo plazo de 100 [US\$/MWh]. Para esto se consideró que el aumento del volumen de los contratos de GNL permitirá una reducción del precio de este combustible, a partir de 2021⁹.

⁹ Cabe mencionar que esta consideración se utilizó también en el escenario GNL del SING.

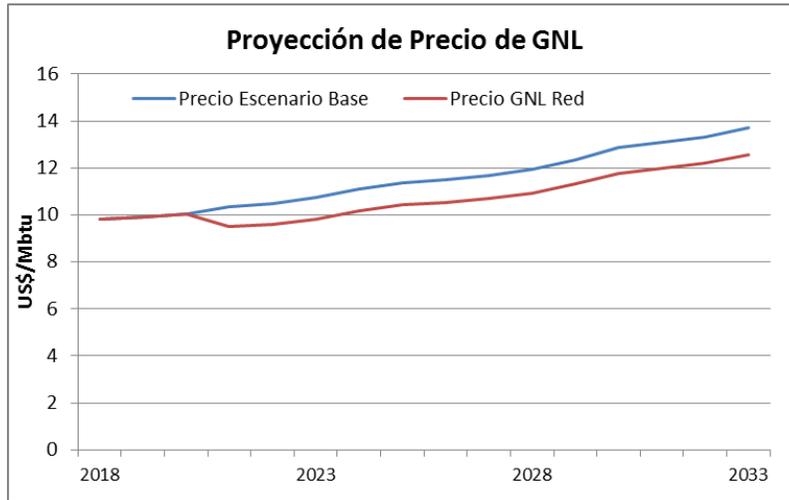


Figura 2 Costos Marginales Escenario GNL

En la Figura 3 se muestra la evolución de los costos marginales en este escenario por año

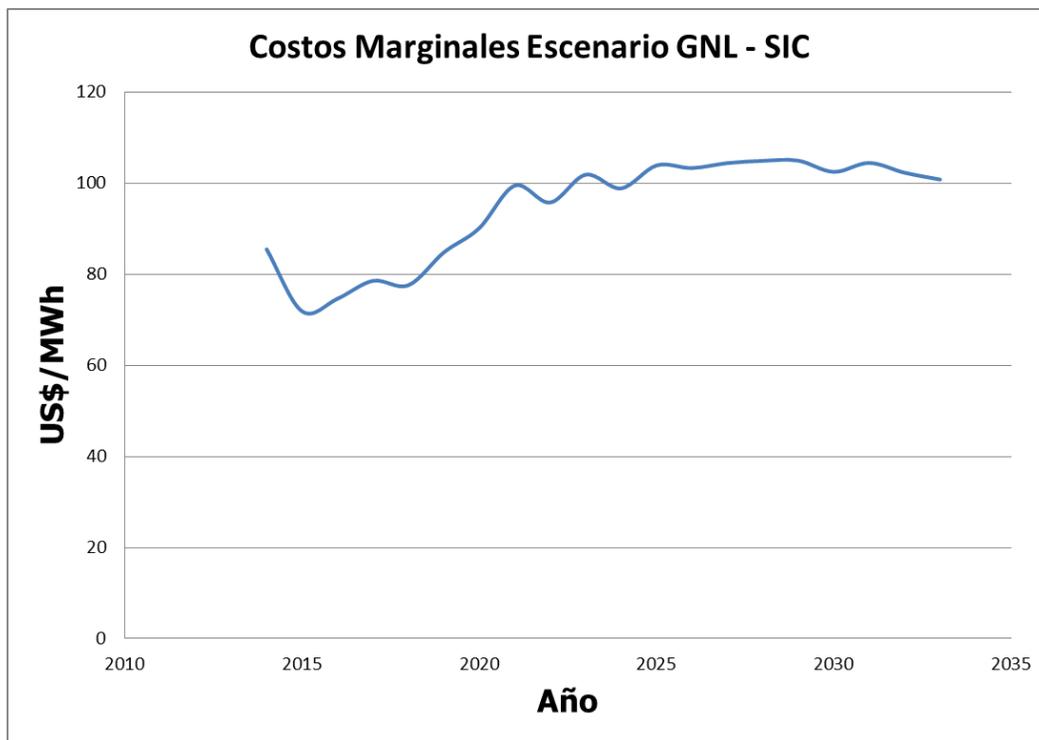


Figura 3 Costos Marginales Escenario GNL

2.2.3 ESCENARIO CARBÓN

El Escenario Carbón del Estudio de Transmisión Troncal fue definido por la consultora y corresponde a la implementación de un plan de obras de generación en donde ingresan un mayor grupo de centrales a Carbón al sistema con respecto al Escenario Base. La proyección de demanda y los precios de los combustibles son equivalentes a la del Escenario Base. En la Tabla 16 se presenta un resumen del plan de obras de este escenario.

Tabla 16 Resumen Plan de Obras de Generación para el Escenario Carbón

Plan de Obras de Generación Escenario Carbón		
Tipo de Central	Potencia [MW]	Porcentaje [%]
Carbón	1916	17,4
GNL	2528	23,0
Petróleo Diesel	253	2,3
ERNC	3044	27,7
Hidráulica	3241	29,5

El plan de obras de este escenario contempla un aumento de centrales a carbón con respecto al escenario base. Aquí resaltan por su nivel de participación principalmente las centrales Hidráulicas (29,5%), ERNC (27,7%) y centrales a Gas Natural Licuado (23,0%) y Carbón (17,4%). La selección de las centrales se basó en alcanzar un costo marginal de largo plazo de 100 [US\$/MWh]. En la Figura 4 se muestra la evolución de los costos marginales en este escenario por año.

Figura 4 Costos Marginales Escenario Carbón

2.2.4 ESCENARIO INTERCONEXIÓN SIC - SING

El Escenario de Interconexión del Estudio de Transmisión Troncal fue definido por la consultora y corresponde a la implementación en el SIC y el SING de un plan de obras de generación mixto (Plan de Obras Escenarios Base del SIC + Plan de Obras Escenario Base del SING) y la interconexión de ambos sistemas. La proyección de demanda y los precios de los combustibles son equivalentes a la del Escenario Base de ambos sistemas. En la Tabla 17 se resume el plan de obras del SIC y el SING.

Tabla 17 Resumen Plan de Obras de Generación para el Escenario Interconexión

Plan de Obras de Generación Escenario Interconexión		
Tipo de Central	Potencia [MW]	Porcentaje [%]
Carbón	1666	8,5
GNL	7601	38,8
Petróleo Diesel	108	0,6
ERNC	6299	32,2
Hidráulica	3901	19,9

En este escenario resaltan por su nivel de participación principalmente las centrales GNL (38,8%), ERNC (32,2%) y centrales Hidráulicas (19,9%). La selección de las centrales se basó en alcanzar un costo marginal de largo plazo de 100 [US\$/MWh]. En la Figura 5 se muestra la evolución de los costos marginales en este escenario por año.

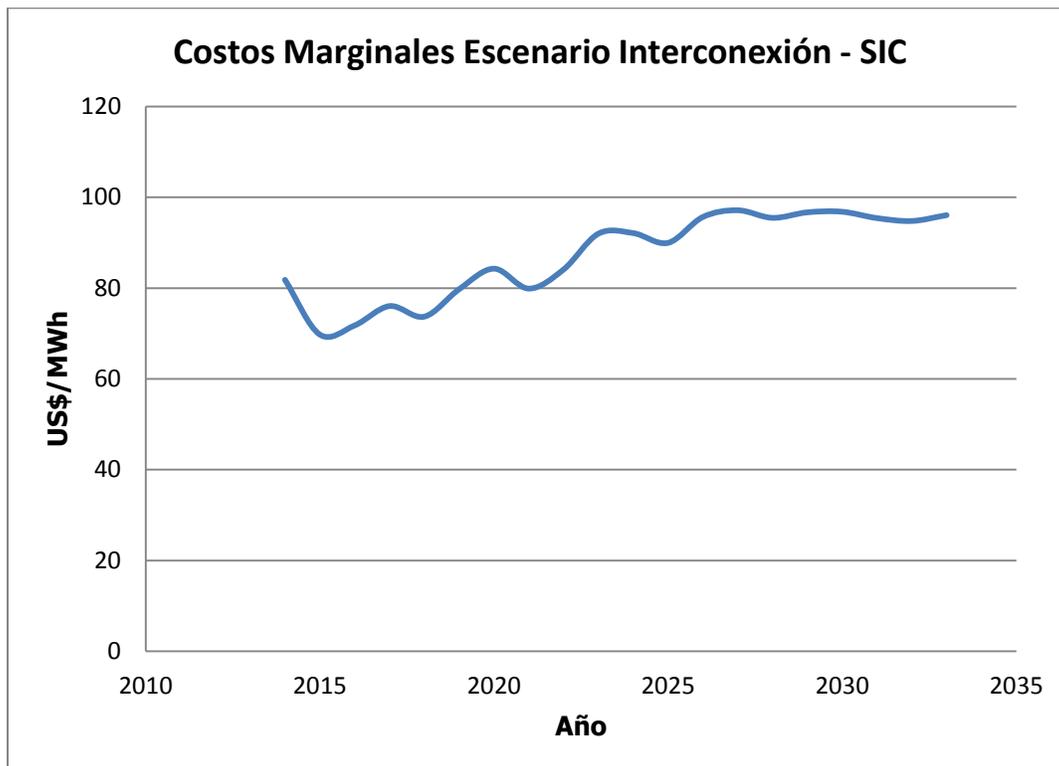


Figura 5 Costos Marginales Escenario Interconexión

2.3 MODELOS Y REPRESENTACIÓN DEL SIC

Para los estudios de abastecimiento, determinación del despacho económico de las unidades, flujos en líneas y determinación del costo total de abastecimiento, se utilizó el Modelo OSE2000, cuya descripción se entrega en el Anexo 1 del presente informe.

Los estudios eléctricos se desarrollaron con el Modelo Power Factory de DigSILENT. Para ello se dispuso de la base de datos del sistema actual, proporcionada por el CDEC – SIC. Sobre esta base de datos se construyeron los distintos escenarios de expansión de la transmisión troncal bajo estudio.

2.4 GENERACIÓN Y LA DEMANDA EN EL MODELO OSE2000

En el Anexo 6 del presente informe se indica la representación de las centrales generadoras en el modelo OSE2000.

En particular, el modelo de los parques eólicos es similar al de las centrales hidroeléctricas de pasada, con el fin de representar la variabilidad propia de este tipo de tecnología. Las matrices de viento se componen del mismo número de años históricos simulados en la operación, por lo que cada mes y bloque tiene 56 simulaciones de datos de viento. Los datos de viento se obtuvieron a partir del Explorador de Energía Eólica, desarrollado por la Universidad de Chile para el Ministerio de Energía.

La previsión global de demandas para los cuatro escenarios estudiados corresponde a la definida en los anexos de las Bases del ETT.

3. DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA

3.1 GENERALIDADES

En este capítulo se presenta el diagnóstico del sistema en los cuatro escenarios evaluados en el estudio. En este diagnóstico se evalúa si existe superación de la capacidad de transporte de las líneas en los distintos bloques de demanda en los 20 años de operación de cada tramo. Los flujos por año y por tramo pueden ser encontrados en el Anexo 4 del presente informe.

Los gráficos mostrados en los diagnósticos y en el Anexo 4, muestran el flujo de todos los bloques de un año hidrológico completo, y de todos los escenarios hidrológicos evaluados en ese año. Para facilitar la interpretación, los flujos están ordenados de mayor a menor en una curva de duración de flujos.

3.2 PLAZOS DE DESARROLLO DE LOS PROYECTOS DE TRANSMISIÓN

Las fechas más tempranas de puesta en servicio de los distintos tipos de obras de ampliación consideradas en el estudio, diferenciando zonas:

- Subestaciones nuevas: Enero 2018
- Líneas de transmisión en zona Charrúa – Diego de Almagro: Julio 2020
- Líneas de transmisión en zona Charrúa – Puerto Montt: Enero 2021

Los plazos señalados anteriormente suponen que los procesos administrativos asociados a la expansión del sistema de transmisión troncal.

Adicionalmente, hay otros proyectos que tienen plazos de construcción más:

Cambio de conductor en línea existente: 2-3 años

Tendido de segundo circuito en estructura de doble circuito: 2 años

3.3 DIAGNÓSTICO

3.3.1. ESCENARIO BASE

3.3.1.1. Diego de Almagro – Carrera Pinto 220 [kV]

En este tramo se presenta congestión de norte a sur en el año 2022, alcanzando un flujo máximo de 747 [MW], siendo que la capacidad máxima es de 394 [MW]. En la siguiente figura se muestra la curva de duración de los flujos a través del tramo.



Figura 6 Flujos por la línea Diego de Almagro – Carrera Pinto

Se propone como primera alternativa cambiar el conductor de dicho circuito, aumentando la capacidad de 197 a 260 [MVA]. Además, tender una nueva línea de 2x500 [kV] de 1500 [MVA] (por circuito), con el tendido de un circuito energizado en 220 [kV].

Se propone como segunda alternativa la misma ampliación descrita en la alternativa 1, y tender una nueva línea de 2x220 [kV] de 500 [MVA] (por circuito), con el tendido de un circuito.

3.3.1.2. Carrera Pinto – San Andrés 220 [kV]

En este tramo se presenta congestión de norte a sur en el año 2022, alcanzando un flujo máximo de 347 [MW], siendo que la capacidad máxima es de 197 [MW]. En la siguiente figura se muestra la curva de duración de los flujos a través del circuito congestionado del tramo.

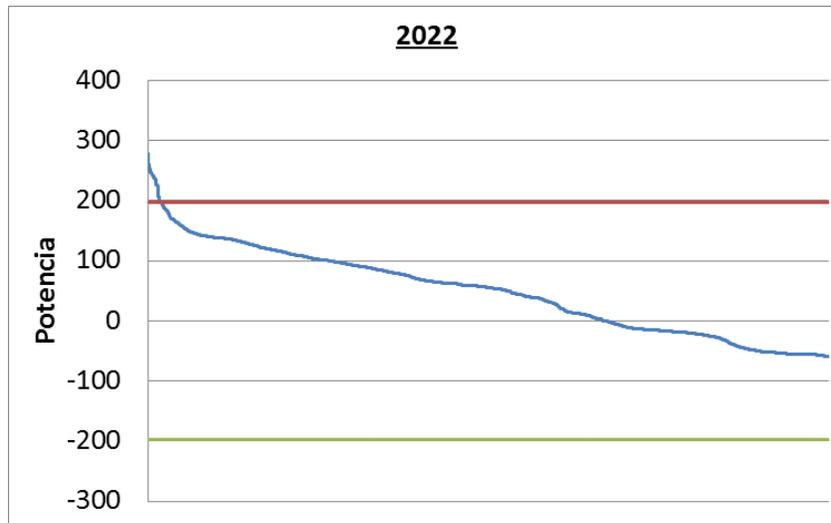


Figura 7 Flujos por la línea Carrera Pinto – San Andrés

Se propone como alternativa cambiar el conductor de dicho circuito, aumentando la capacidad de 197 a 260 [MVA]. Esto va de la mano con la alternativa del tramo anterior de tender una nueva línea ya sea en 500 [kV] o en 220 [kV].

3.3.1.3. San Andrés – Cardones 220 [kV]

En este tramo se presenta congestión de norte a sur en el año 2022, alcanzando un flujo máximo de 347 [MW], siendo que la capacidad máxima es de 197 [MW]. En la siguiente figura se muestra la curva de duración de los flujos a través del circuito congestionado del tramo.

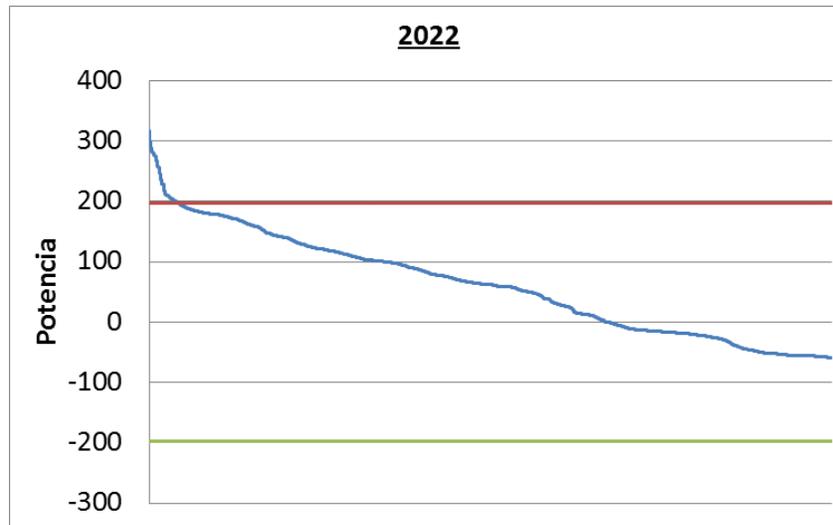


Figura 8 Flujos por la línea San Andrés – Cardones

Se propone como primera alternativa cambiar el conductor de dicho circuito, aumentando la capacidad de 197 a 260 [MVA]. Además, tender una nueva línea de 2x500 [kV] de 1500 [MVA] (por circuito), con el tendido de un circuito energizado en 220 [kV].

Se propone como segunda alternativa la misma ampliación descrita en la alternativa 1, y tender una nueva línea de 2x220 [kV] de 500 [MVA] (por circuito), con el tendido de un circuito.

3.3.1.4. Carrera Pinto – Cardones 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio analizado.

3.3.1.5. Cardones – Maitencillo 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio analizado.

3.3.1.6. Maitencillo – Punta Colorada 220 [kV]

En este tramo se presenta congestión de norte a sur en el año 2020, alcanzando un flujo máximo de 237 [MW], siendo que la capacidad máxima es de 197 [MW]. En la siguiente figura se muestra la curva de duración de los flujos a través de uno de los circuitos del tramo congestionado.

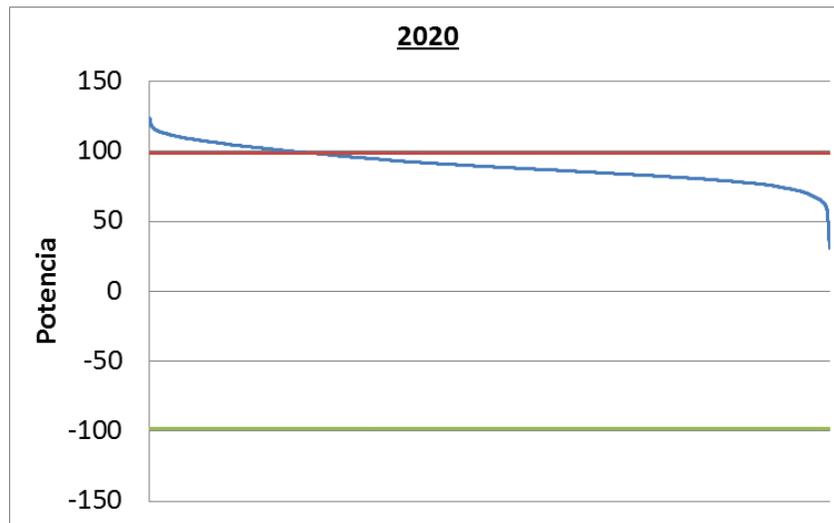


Figura 9 Flujos por la línea Maitencillo – Punta Colorada

Se propone como primera alternativa la construcción de una nueva línea 2x220 [kV] de 197 [MVA] (por circuito), con el tendido de un circuito.

Se propone como segunda alternativa el cambio de conductor para ambos circuitos del tramo, aumentando la capacidad de 197 a 260 [MVA].

3.3.1.7. Punta Colorada – Pan de Azúcar 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.1.8. Cardones – Polpaico 500 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.1.9. Pan de Azúcar – Don Goyo 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.1.10. Don Goyo – Talinay 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.1.11. Talinay – Las Palmas 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.1.12. Pan de Azúcar – La Cebada 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.1.13. La Cebada – Monte Redondo 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.1.14. Monte Redondo – Las Palmas 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.1.15. Las Palmas – Los Vilos 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.1.16. Los Vilos – Nogales 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.1.17. Nogales – Quillota 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.1.18. Nogales – Polpaico 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.1.19. Quillota – Polpaico 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.1.20. Lampa – Polpaico 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.1.21. Polpaico – Los Maquis 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.1.22. Cerro Navia - Lampa 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.1.23. Cerro Navia - Polpaico 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.1.24. Chena - Cerro Navia 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.1.25. Alto Jahuel – El Rodeo 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.1.26. El Rodeo – Chena 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.1.27. Chena – Alto Jahuel 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.1.28. Polpaico – Alto Jahuel 500 [kV]

Este tramo presenta congestión en el año 2020, alcanzando un flujo máximo de 2785 [MW] para una capacidad de 1800 [MW], de norte a sur. En la siguiente figura, se observa la curva de duración de los flujos para el tramo en cuestión durante el año 2020.

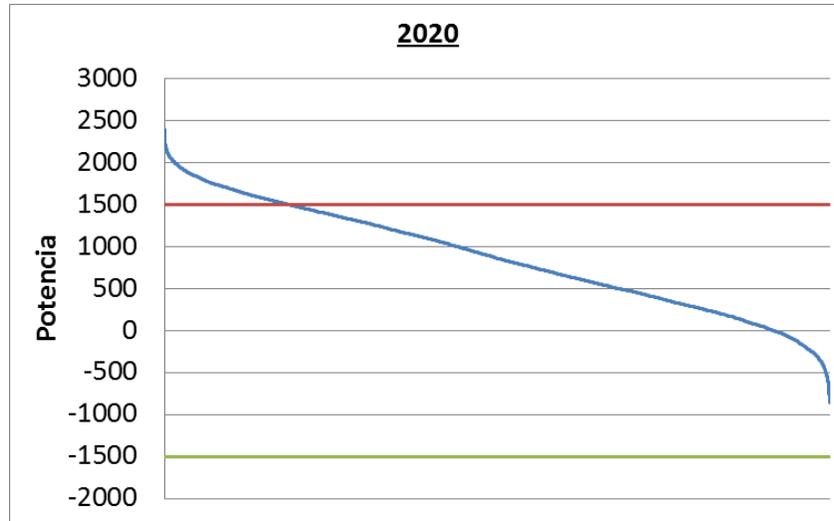


Figura 10 Flujos por la línea Polpaico – Alto Jahuel

Para el tramo en cuestión se presentan dos alternativas. La primera consiste en el tendido de una nueva línea en 500 [kV] de 1500 [MVA] (por circuito) con el tendido de un circuito, entre Polpaico y Lo Aguirre, y entre Lo Aguirre y Alto Jahuel.

La segunda alternativa consiste en el tendido de una nueva línea en 500 [kV] de 1500 [MVA] (por circuito) con el tendido de ambos circuitos, entre Polpaico y Los Almendros, y entre Los Almendros y Alto Jahuel.

3.3.1.29. Alto Jahuel – Ancoa 500 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.1.30. Ancoa – Charrúa 500 [kV]

Este tramo presenta congestión el año 2025, alcanzando un flujo máximo de 1800 [MW] para una capacidad de 1368 [MW]. En la siguiente figura se observa la curva de duración de los flujos para el tramo en cuestión durante el año 2025.

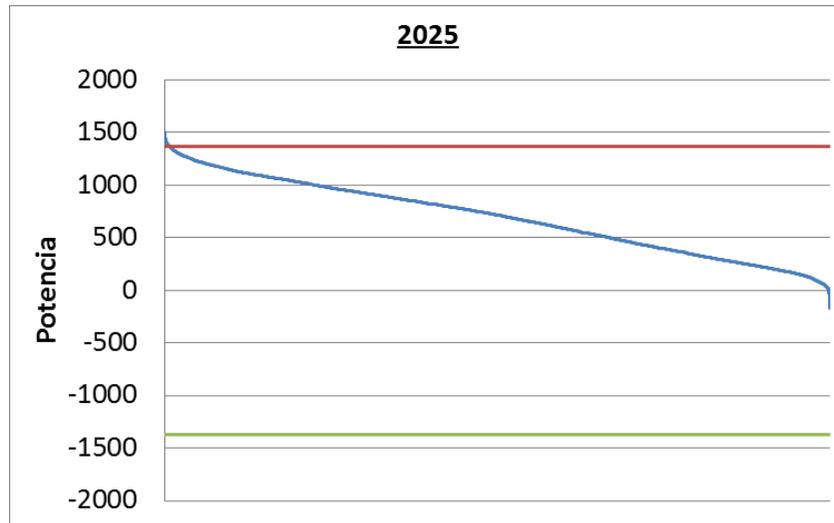


Figura 11 Flujos por la línea Ancoa – Charrúa

La alternativa propuesta consiste en el tendido del segundo circuito del tramo Ancoa – Charrúa en 500 [kV], de 1500 [MVA] de capacidad.

3.3.1.31. Colbún – Candelaria 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.1.32. Candelaria - Maipo 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.1.33. Maipo – Alto Jahuel 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.1.34. Ancoa - Itahue 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.1.35. Colbún - Ancoa 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.1.36. Rapel – Alto Melipilla 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.1.37. Alto Melipilla – Cerro Navia 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.1.38. Alto Melipilla – Lo Aguirre 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.1.39. Charrúa - Hualpén 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.1.40. Charrúa - Lagunillas 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.1.41. Lagunillas - Hualpén 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.1.42. Charrúa – Tap Laja 220 [kV]

Este tramo presenta congestión el año 2027, con un flujo máximo de 667 [MW] para una capacidad de 264 [MW], de sur a norte. En la siguiente figura, se observa la curva de duración de los flujos por dicha línea, para el año en que comienza a presentarse la congestión.

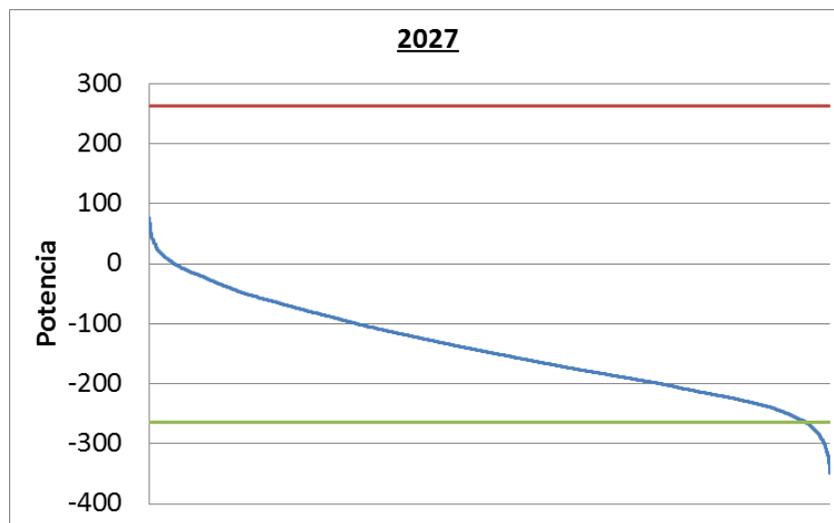


Figura 12 Flujos por la línea Charrúa – Tap Laja

La primera alternativa planteada para solucionar la congestión diagnosticada, consiste en el tendido de un sistema de 500 [kV] de 2500 [MVA] (por circuito), con el tendido de ambos circuitos, entre Puerto Montt y Ciruelos y entre Ciruelos y Nueva Charrúa. Esto

considera la construcción de la SE Nueva Puerto Montt y la SE Nueva Ciruelos, dado las limitaciones de las subestaciones existentes.

La segunda alternativa planteada consiste en la construcción de un sistema de 750 [kV] de 2500 [MVA] por circuito, con ambos circuitos tendidos, entre Puerto Montt y Ciruelos, y entre Ciruelos y Nueva Charrúa. Esto considera la construcción de la SE Nueva Puerto Montt y la SE Nueva Ciruelos, dado las limitaciones de las subestaciones existentes.

3.3.1.43. Tap Laja – Temuco 220 [kV]

En este tramo se da una situación análoga al tramo anterior, por lo que el diagnóstico y la alternativa de solución es equivalente a la del tramo Charrúa – Tap Laja 220 [kV].

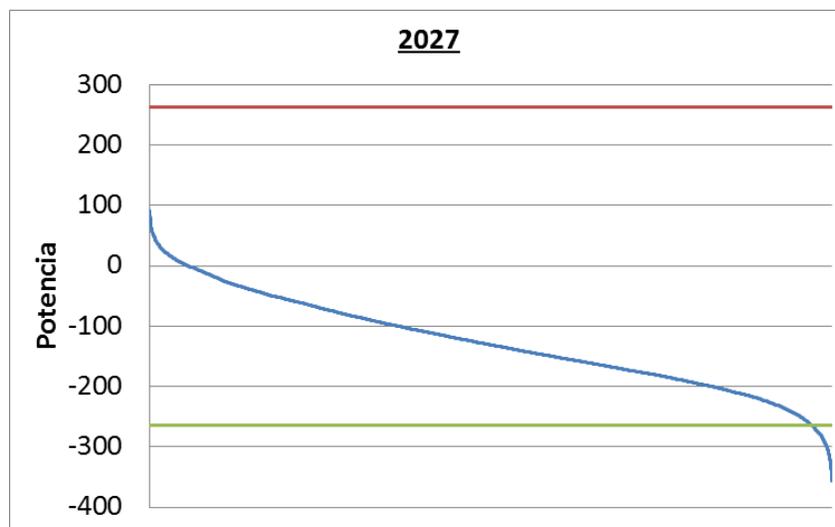


Figura 13 Flujos por la línea Tap Laja – Temuco

3.3.1.44. Charrúa – Mulchén 220 [kV]

Este tramo presenta congestión el año 2023, con un flujo máximo de 1042 [MW] al final del período de estudio para una capacidad de 457 [MW], de sur a norte. En la siguiente figura se observa la curva de duración de los flujos para uno de los circuitos del tramo mencionado, en el año 2023 (se observa que al pasar el mismo flujo por el otro circuito se sobrepasa el límite del criterio N-1).

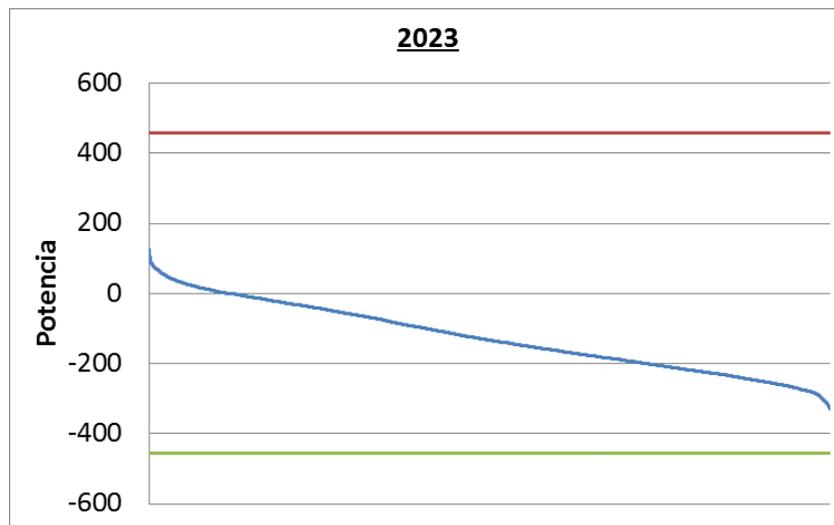


Figura 14 Flujos por la línea Charrúa – Mulchén

La primera alternativa de solución consiste en el tendido de una nueva línea en 500 [kV], pero energizada en un principio en 220 [kV], de 1200 [MVA] (por circuito), con el tendido de un circuito. Esta línea estaría en operación hasta marzo del año 2027, ya que en abril se propone la entrada en operación del sistema de 500 [kV] descrito en el tramo Charrúa – Tap Laja 220 [kV].

La segunda alternativa de solución consiste en el tendido de una nueva línea en 750 [kV], pero energizada en un principio en 220 [kV], de 810 [MVA] (por circuito), con el tendido de un circuito. Esta línea estaría en operación hasta marzo del año 2027, ya que en abril

se propone la entrada en operación del sistema de 750 [kV] descrito en el tramo Charrúa – Tap Laja 220 [kV].

3.3.1.45. Mulchén – Cautín 220 [kV]

Este tramo presenta congestión el año 2027, con un flujo máximo de 621 [MW] para una capacidad de 457 [MW], de sur a norte. En la siguiente figura se observa la curva de duración de los flujos para uno de los circuitos del tramo mencionado, en el año 2027 (se observa que al pasar el mismo flujo por el otro circuito se sobrepasa el límite del criterio N-1).

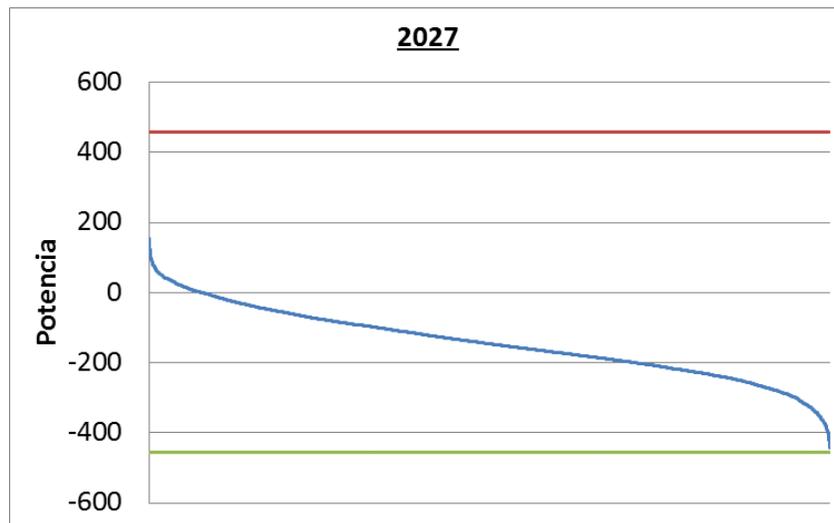


Figura 15 Flujos por la línea Mulchén – Cautín

La congestión se alivia con la solución propuesta para el tramo Charrúa – Tap Laja 220 [kV], que consiste en el tendido de un sistema de 750 [kV] o de 500 [kV] entre Puerto Montt y Ciruelos, y entre Ciruelos y Charrúa.

3.3.1.46. Temuco – Cautín 220 [kV]

Este tramo se congestiona el año 2027, con un flujo máximo de 878 [MW] para una capacidad de 193 [MW], de sur a norte.



Figura 16 Flujos por la línea Temuco – Cautín

La congestión se alivia con la solución propuesta para el tramo Charrúa – Tap Laja 220 [kV], que consiste en el tendido de un sistema de 500 [kV] entre Puerto Montt y Ciruelos, y entre Ciruelos y Charrúa.

3.3.1.47. Valdivia – Cautín 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.1.48. Cautín – Ciruelos 220 [kV]

Este tramo se congestiona el año 2020, con un flujo máximo de 2674 [MW], para una capacidad de 145 [MW], de sur a norte principalmente.

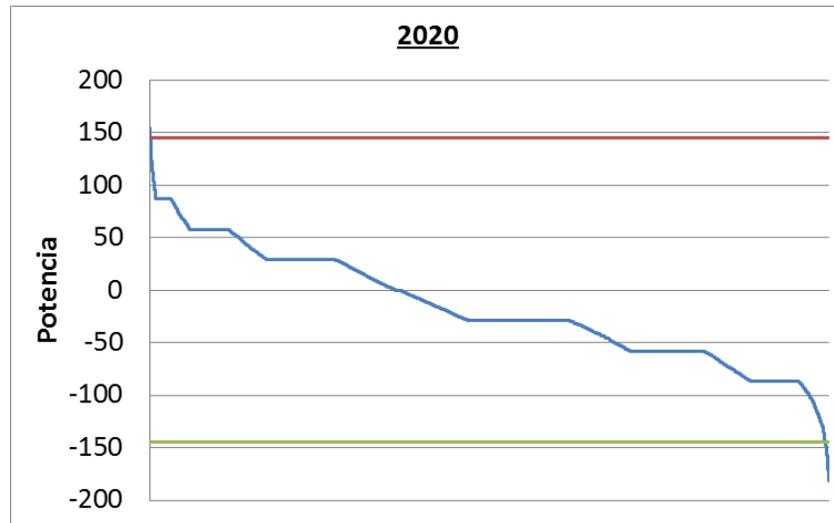


Figura 17 Flujos por la línea Cautín – Ciruelos

La primera alternativa de solución consiste en el tendido de una nueva línea en 500 [kV], pero energizada en un principio en 220 [kV], de 1200 [MVA] (por circuito), con el tendido de un circuito. Esta línea estaría en operación hasta marzo del año 2027, ya que en abril se propone la entrada en operación del sistema de 500 [kV] descrito en el tramo Charrúa – Tap Laja 220 [kV].

La segunda alternativa de solución consiste en el tendido de una nueva línea en 750 [kV], pero energizada en un principio en 220 [kV], de 810 [MVA] (por circuito), con el tendido de un circuito. Esta línea estaría en operación hasta marzo del año 2027, ya que en abril se propone la entrada en operación del sistema de 750 [kV] descrito en el tramo Charrúa – Tap Laja 220 [kV].

3.3.1.49. Ciruelos – Valdivia 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.1.50. Ciruelos – Pichirropulli 220 [kV]

Este tramo presenta congestión de sur a norte en el año 2021, con un flujo máximo de 2452 [MW] al final del período de estudio y para una capacidad de 290 [MW].

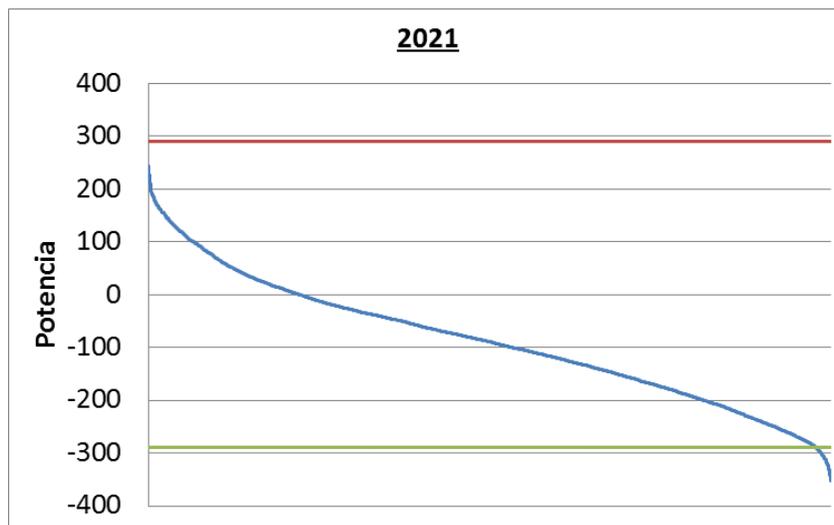


Figura 18 Flujos por la línea Ciruelos – Pichirropulli

La primera alternativa de solución consiste en el tendido de una nueva línea en 500 [kV], pero energizada en un principio en 220 [kV], de 1200 [MVA] (por circuito), con el tendido de un circuito. Esta línea estaría en operación hasta marzo del año 2027, ya que en abril se propone la entrada en operación del sistema de 500 [kV] descrito en el tramo Charrúa – Tap Laja 220 [kV].

La segunda alternativa de solución consiste en el tendido de una nueva línea en 750 [kV], pero energizada en un principio en 220 [kV], de 810 [MVA] (por circuito), con el tendido de un circuito. Esta línea estaría en operación hasta marzo del año 2027, ya que en abril se propone la entrada en operación del sistema de 750 [kV] descrito en el tramo Charrúa – Tap Laja 220 [kV].

3.3.1.51. Valdivia – Rahue 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.1.52. Valdivia – Pichirrahue 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.1.53. Pichirropulli – Puerto Montt 220 [kV]

Este tramo se congestiona el año 2028, con un flujo máximo de 2573 [MW] al final del período, para una capacidad de 658 [MW], de sur a norte.

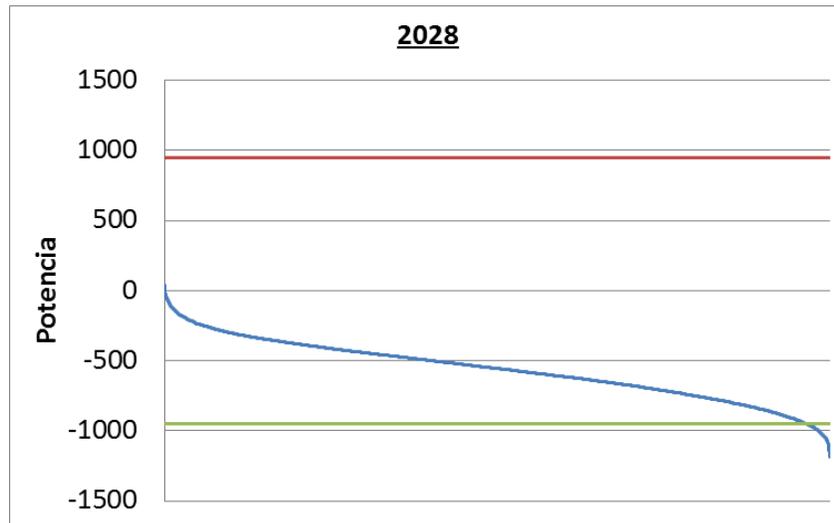


Figura 19 Flujos por la línea Pichirropulli – Puerto Montt

La congestión se alivia con la solución propuesta para el tramo Charrúa – Tap Laja 220 [kV], que consiste en el tendido de un sistema de 500 [kV] o 750 [kV] entre Puerto Montt y Ciruelos, y entre Ciruelos y Charrúa.

3.3.1.54. Rahue – Puerto Montt 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.1.55. Pichirrahue – Puerto Montt 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.2. ESCENARIO CARBÓN

3.3.2.1. Diego de Almagro – Carrera Pinto 220 [kV]

En este tramo se presenta congestión de norte a sur en el año 2031, alcanzando un flujo máximo de 747 [MW], siendo que la capacidad máxima es de 394 [MW]. En la siguiente figura se muestra la curva de duración de los flujos a través del tramo.

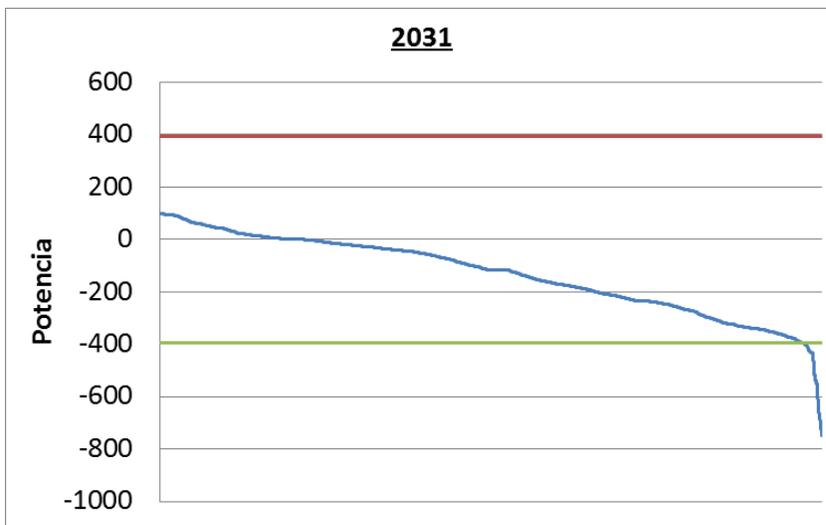


Figura 20 Flujos por la línea Diego de Almagro – Carrera Pinto

Se propone como primera alternativa cambiar el conductor de dicho circuito, aumentando la capacidad de 197 a 260 [MVA]. Además, tender una nueva línea de 2x500 [kV] de 1500 [MVA] (por circuito), con el tendido de un circuito energizado en 220 [kV].

Se propone como segunda alternativa la misma ampliación descrita en la alternativa 1, y tender una nueva línea de 2x220 [kV] de 500 [MVA] (por circuito), con el tendido de un circuito.

3.3.2.2. Carrera Pinto – San Andrés 220 [kV]

En este tramo se presenta congestión de norte a sur en el año 2024, alcanzando un flujo máximo de 347 [MW], siendo que la capacidad máxima es de 197 [MW]. En la siguiente figura se muestra la curva de duración de los flujos a través del circuito congestionado del tramo.

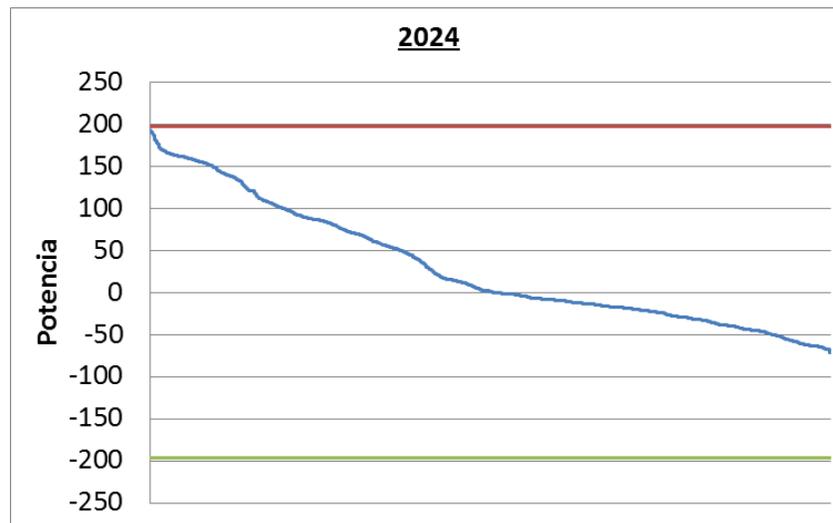


Figura 21 Flujos por la línea Carrera Pinto – San Andrés

Se propone como alternativa cambiar el conductor de dicho circuito, aumentando la capacidad de 197 a 260 [MVA]. Esto va de la mano con la alternativa del tramo anterior de tender una nueva línea ya sea en 500 [kV] o en 220 [kV].

3.3.2.3. San Andrés – Cardones 220 [kV]

En este tramo se presenta congestión de norte a sur en el año 2024, alcanzando un flujo máximo de 347 [MW], siendo que la capacidad máxima es de 197 [MW]. En la siguiente figura se muestra la curva de duración de los flujos a través del circuito congestionado del tramo.

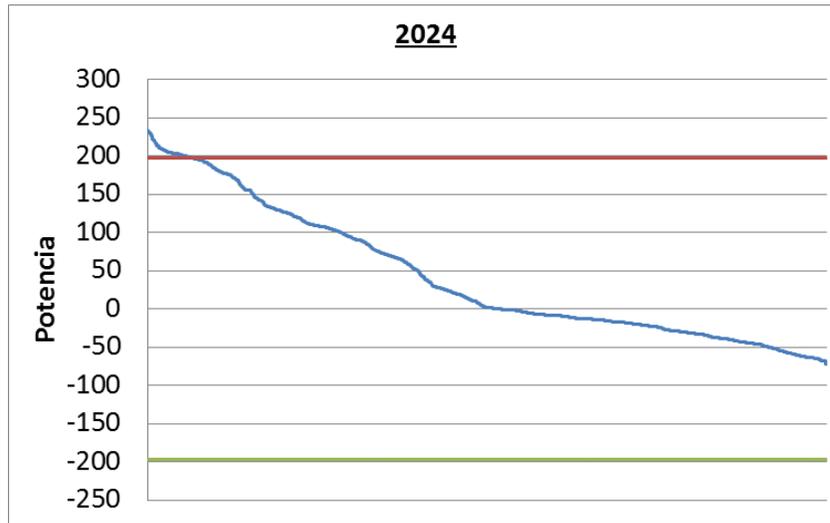


Figura 22 Flujos por la línea San Andrés – Cardones

Se propone como primera alternativa cambiar el conductor de dicho circuito, aumentando la capacidad de 197 a 260 [MVA]. Además, tender una nueva línea de 2x500 [kV] de 1500 [MVA] (por circuito), con el tendido de un circuito energizado en 220 [kV].

Se propone como segunda alternativa la misma ampliación descrita en la alternativa 1, y tender una nueva línea de 2x220 [kV] de 500 [MVA] (por circuito), con el tendido de un circuito.

3.3.2.4. Carrera Pinto - Cardones 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.2.5. Cardones – Maitencillo 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.2.6. Maitencillo – Punta Colorada 220 [kV]

Este tramo presenta congestión en el año 2020, alcanzado un flujo máximo de 295 [MW] para una capacidad de 197 [MW], de norte a sur.

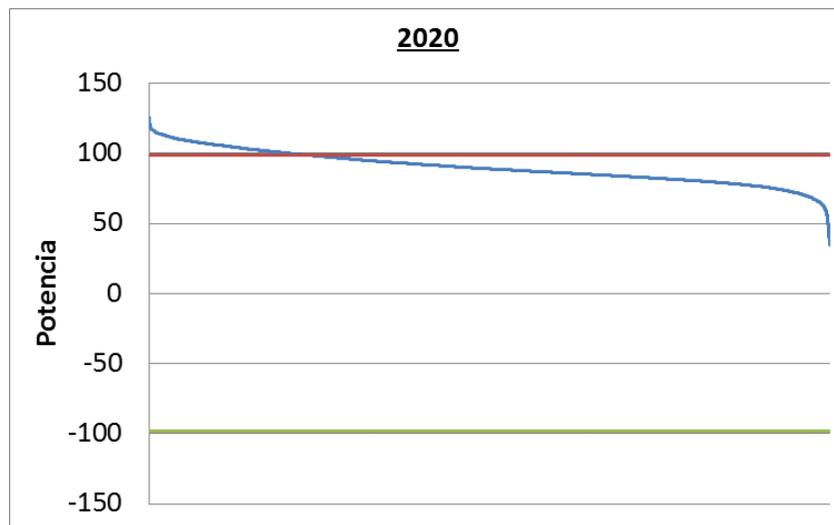


Figura 23 Flujos por la línea Maitencillo – Punta Colorada

Una primera alternativa para descongestionar el tramo en cuestión consiste en el cambio de conductor de los circuitos existentes, para pasar de una capacidad de 197 [MW] a 260 [MW].

Una segunda opción es el tendido de una nueva línea en 500 [kV] pero energizada en un principio en 220 [kV], de 650 [MVA] (por circuito), con el tendido de un circuito. Esto requeriría la construcción de la SE Nueva Punta Colorada por la limitación existente en la actual SE.

3.3.2.7. Punta Colorada – Pan de Azúcar 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.2.8. Cardones – Polpaico 500 [kV]

Este tramo presenta congestión el año 2024, alcanzado un flujo máximo de 2990 [MW], para una capacidad de 1500 [MW], de sur a norte.

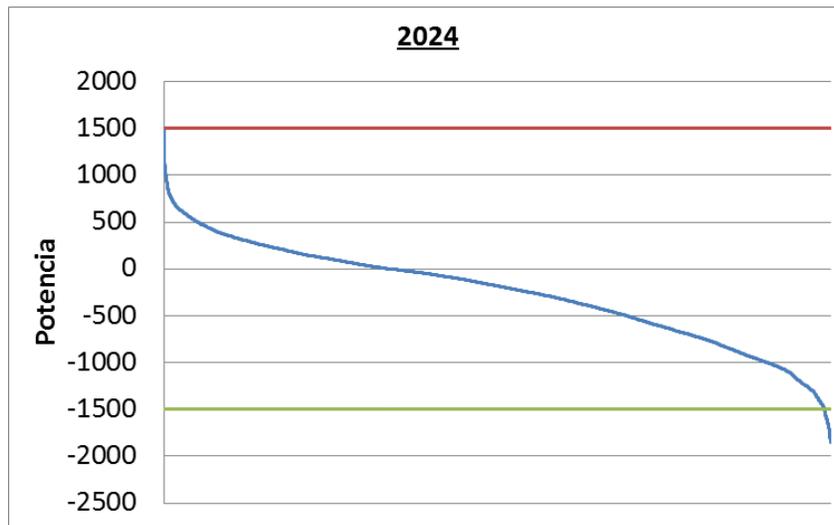


Figura 24 Flujos por la línea Cardones – Polpaico

En este caso se considera una única alternativa que consiste en el tendido de una nueva línea en 500 [kV], de 1500 [MVA] de capacidad por circuito, con el tendido de un circuito. Esta línea iría entre Cardones y Maitencillo, entre Maitencillo y Pan de Azúcar, y entre Pan de Azúcar y Polpaico.

3.3.2.9. Pan de Azúcar – Don Goyo 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.2.10. Don Goyo – Talinay 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.2.11. Talinay – Las Palmas 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.2.12. Pan de Azúcar – La Cebada 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.2.13. La Cebada – Monte Redondo 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.2.14. Monte Redondo – Las Palmas 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.2.15. Las Palmas – Los Vilos 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.2.16. Los Vilos – Nogales 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.2.17. Nogales – Quillota 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.2.18. Nogales – Polpaico 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.2.19. Quillota – Polpaico 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.2.20. Lampa – Polpaico 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.2.21. Polpaico – Los Maquis 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.2.22. Cerro Navia - Lampa 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.2.23. Cerro Navia - Polpaico 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.2.24. Chena - Cerro Navia 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.2.25. Alto Jahuel – El Rodeo 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.2.26. El Rodeo – Chena 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.2.27. Chena – Alto Jahuel 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.2.28. Polpaico – Alto Jahuel 500 [kV]

Este tramo presenta congestión en el año 2020, alcanzando un flujo máximo de 2504 [MW] para una capacidad de 1800 [MW], de norte a sur.

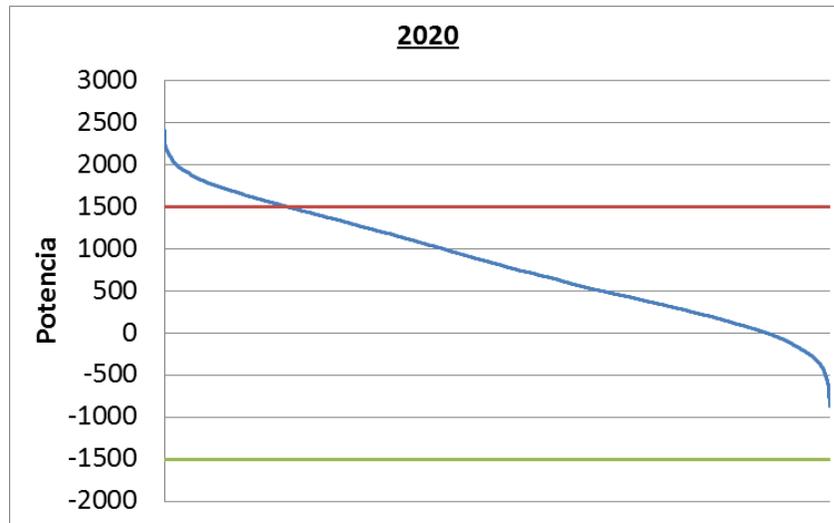


Figura 25 Flujos por la línea Polpaico – Alto Jahuel

Para el tramo en cuestión se presentan dos alternativas. La primera consiste en el tendido de una nueva línea en 500 [kV] de 1500 [MVA] (por circuito) con el tendido de un circuito, entre Polpaico y Lo Aguirre, y entre Lo Aguirre y Alto Jahuel. La segunda alternativa consiste en el tendido de una nueva línea en 500 [kV] de 1500 [MVA] (por circuito) con el tendido de ambos circuitos, entre Polpaico y Los Almendros, y entre Los Almendros y Alto Jahuel.

3.3.2.29. Alto Jahuel – Ancoa 500 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.2.30. Ancoa – Charrúa 500 [kV]

Este tramo presenta congestión el año 2025, alcanzando un flujo máximo de 1800 [MW] para una capacidad de 1368 [MW]. En la siguiente figura se observa la curva de duración de los flujos para el tramo en cuestión durante el año 2025.

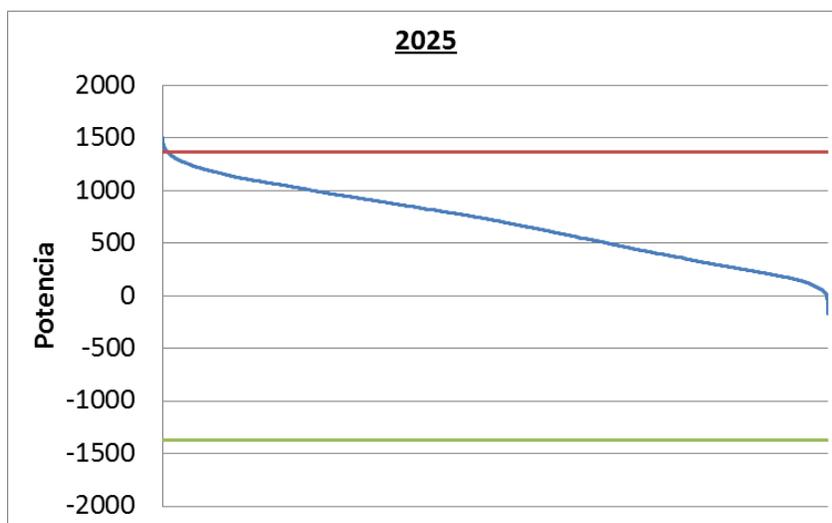


Figura 26 Flujos por la línea Ancoa – Charrúa

La alternativa propuesta consiste en el tendido del segundo circuito del tramo Ancoa – Charrúa en 500 [kV], de 1500 [MVA] de capacidad.

3.3.2.31. Colbún – Candelaria 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.2.32. Candelaria - Maipo 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.2.33. Maipo – Alto Jahuel 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.2.34. Ancoa - Itahue 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.2.35. Colbún - Ancoa 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.2.36. Rapel – Alto Melipilla 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.2.37. Alto Melipilla – Cerro Navia 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.2.38. Alto Melipilla – Lo Aguirre 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.2.39. Charrúa - Hualpén 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.2.40. Charrúa - Lagunilla 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.2.41. Lagunilla - Hualpén 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.2.42. Charrúa – Tap Laja 220 [kV]

Este tramo presenta congestión el año 2027, con un flujo máximo de 488 [MW] para una capacidad de 264 [MW], de sur a norte.

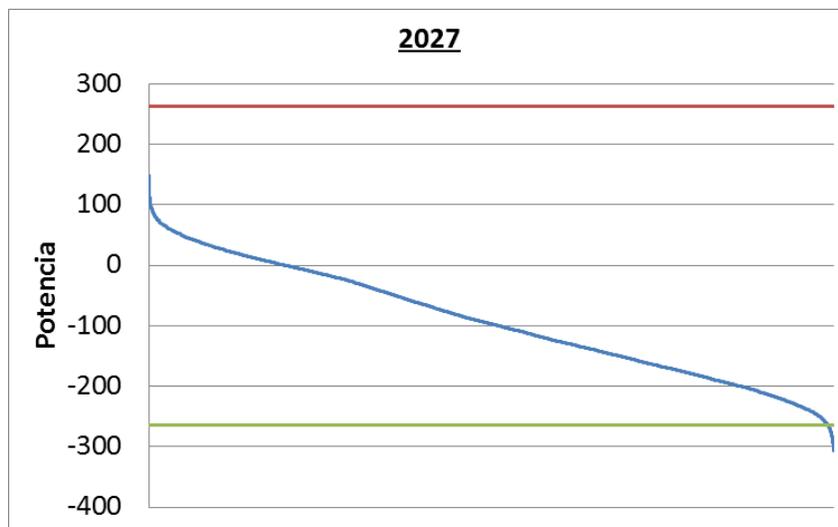


Figura 27 Flujos por la línea Charrúa – Tap Laja

La alternativa planteada para solucionar la congestión diagnosticada, consiste en el tendido de un sistema de 500 [kV] de 1500 [MVA] (por circuito), con el tendido de ambos circuitos, entre Puerto Montt y Ciruelos y entre Ciruelos y Nueva Charrúa. Esto considera la construcción de la SE Nueva Puerto Montt y la SE Nueva Ciruelos, dado las limitaciones de las subestaciones existentes.

3.3.2.43. Tap Laja – Temuco 220 [kV]

En este tramo se da una situación análoga al tramo anterior, por lo que el diagnóstico y la alternativa de solución es equivalente a la del tramo Charrúa – Tap Laja 220 [kV].

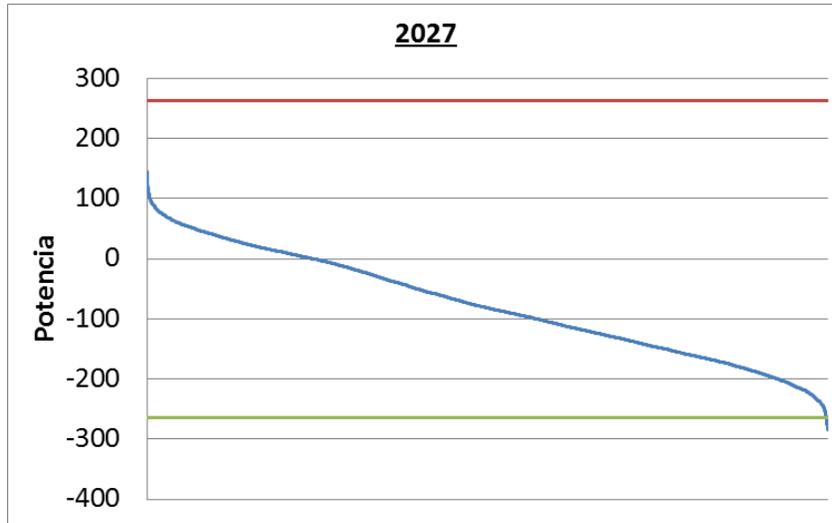


Figura 28 Flujos por la línea Tap Laja – Temuco

3.3.2.44. Charrúa – Mulchén 220 [kV]

Este tramo presenta congestión el año 2023, con un flujo máximo de 789 [MW] para una capacidad de 457 [MW], de sur a norte.

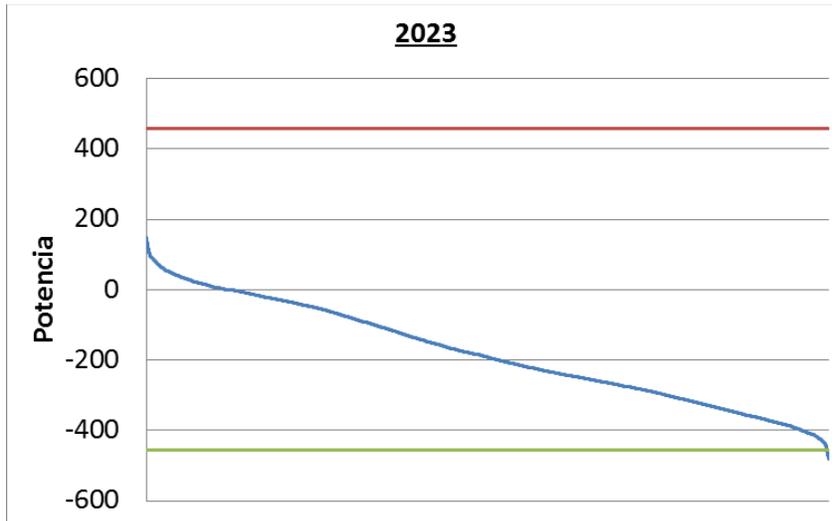


Figura 29 Flujos por la línea Charrúa – Mulchén

La alternativa de solución consiste en el tendido de una nueva línea en 500 [kV], pero energizada en un principio en 220 [kV], de 650 [MVA] (por circuito), con el tendido de un circuito. Esta línea estaría en operación hasta marzo del año 2027, ya que en abril se propone la entrada en operación del sistema de 500 [kV] descrito en el tramo anterior.

3.3.2.45. Mulchén – Cautín 220 [kV]

Este tramo presenta congestión el año 2028, con un flujo máximo de 621 [MW] para una capacidad de 457 [MW], de sur a norte.

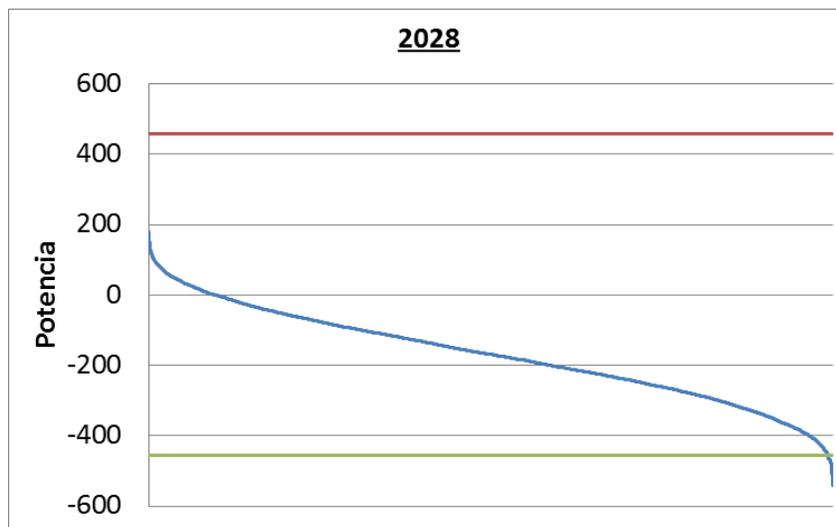


Figura 30 Flujos por la línea Mulchén – Cautín

La congestión se alivia con la solución propuesta para el tramo Charrúa – Tap Laja 220 [kV], que consiste en el tendido de un sistema de 500 [kV] entre Puerto Montt y Ciruelos, y entre Ciruelos y Charrúa.

3.3.2.46. Temuco – Cautín 220 [kV]

Este tramo se congestiona el año 2027, con un flujo máximo de 324 [MW] para una capacidad de 193 [MW], de sur a norte.



Figura 31 Flujos por la línea Temuco – Cautín

La congestión se alivia con la solución propuesta para el tramo Charrúa – Tap Laja 220 [kV], que consiste en el tendido de un sistema de 500 [kV] entre Puerto Montt y Ciruelos, y entre Ciruelos y Charrúa.

3.3.2.47. Valdivia – Cautín 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.2.48. Cautín – Ciruelos 220 [kV]

Este tramo se congestiona el año 2020, con un flujo máximo de 1912 [MW], para una capacidad de 145 [MW], de sur a norte.

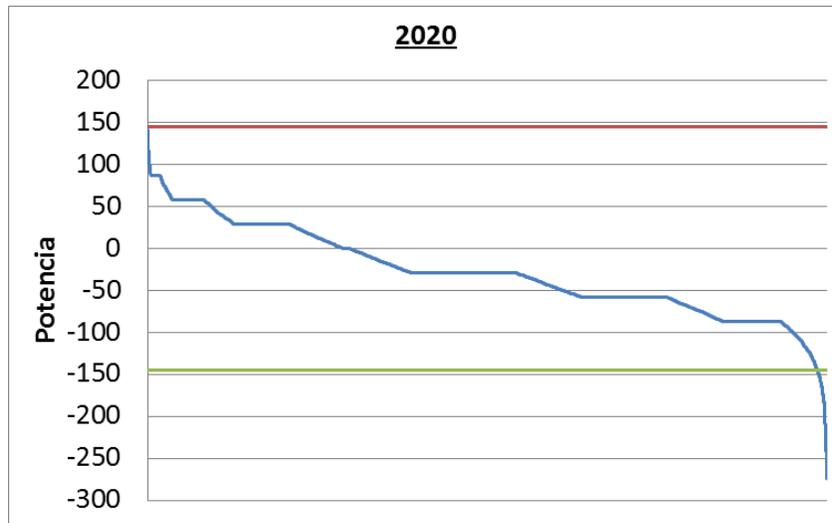


Figura 32 Flujos por la línea Cautín – Ciruelos

La alternativa que se propone para el tramo en cuestión es el tendido de una nueva línea en 500 [kV] pero energizada en un principio en 220 [kV] de 650 [MVA] (por circuito), con el tendido de un circuito. Dicha línea estaría en operación hasta marzo del año 2027, dado que en abril entra en operación el sistema de 500 [kV] descrito previamente.

3.3.2.49. Ciruelos – Valdivia 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.2.50. Ciruelos – Pichirropulli 220 [kV]

Este tramo presenta congestión el año 2021, con un flujo máximo de 1455 [MW] para una capacidad de 290 [MW], de sur a norte.

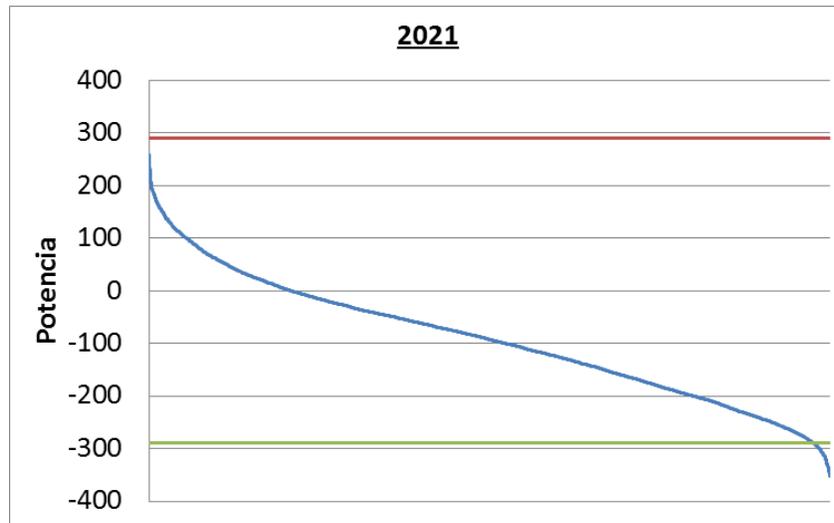


Figura 33 Flujos por la línea Ciruelos – Pichirropulli

La alternativa que se propone para el tramo en cuestión es el tendido de una nueva línea en 500 [kV] pero energizada en un principio en 220 [kV] de 650 [MVA] (por circuito), con el tendido de un circuito. Dicha línea estaría en operación hasta marzo del año 2027, dado que en abril entra en operación el sistema de 500 [kV] descrito previamente.

3.3.2.51. Valdivia – Rahue 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.2.52. Valdivia – Pichirrahue 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.2.53. Pichirropulli – Puerto Montt 220 [kV]

Este tramo se congestiona el año 2028, con un flujo máximo de 1483 [MW], para una capacidad de 658 [MW], de sur a norte.

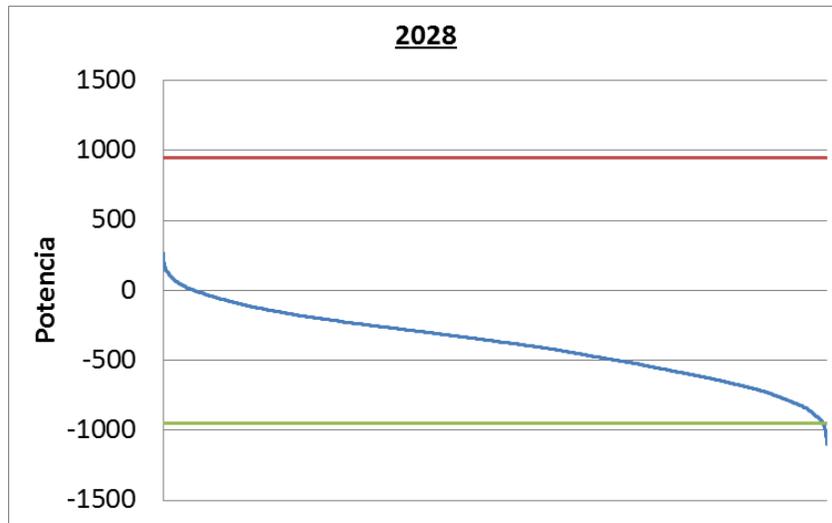


Figura 34 Flujos por la línea Pichirropulli – Puerto Montt

La congestión se alivia con la solución propuesta para el tramo Charrúa – Tap Laja 220 [kV], que consiste en el tendido de un sistema de 500 [kV] entre Puerto Montt y Ciruelos, y entre Ciruelos y Charrúa.

3.3.2.54. Rahue – Puerto Montt 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.2.55. Pichirrahue – Puerto Montt 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.3. ESCENARIO GNL

3.3.3.1. Diego de Almagro – Carrera Pinto 220 [kV]

En este tramo se presenta congestión de norte a sur en el año 2022, alcanzando un flujo máximo de 747 [MW], siendo que la capacidad máxima es de 394 [MW]. En la siguiente figura se muestra la curva de duración de los flujos a través del tramo.

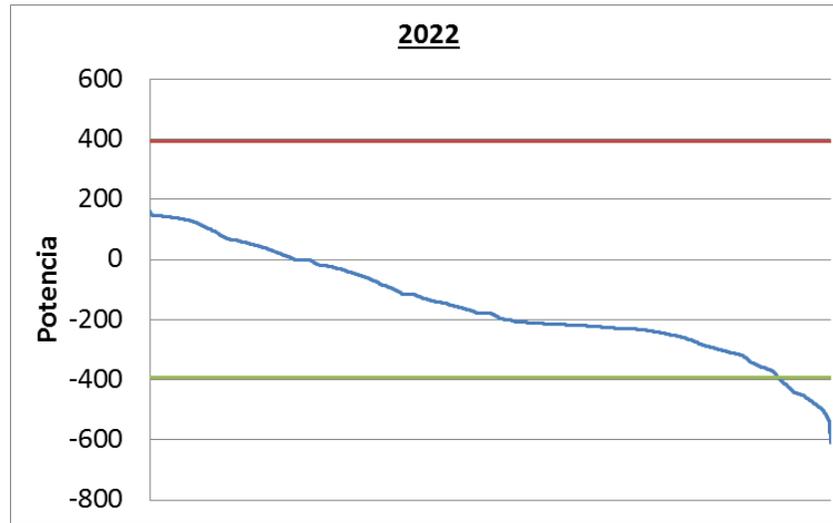


Figura 35 Flujos por la línea Diego de Almagro – Carrera Pinto

Se propone como primera alternativa cambiar el conductor de dicho circuito, aumentando la capacidad de 197 a 260 [MVA]. Además, tender una nueva línea de 2x500 [kV] de 1500 [MVA] (por circuito), con el tendido de un circuito energizado en 220 [kV].

Se propone como segunda alternativa la misma ampliación descrita en la alternativa 1, y tender una nueva línea de 2x220 [kV] de 500 [MVA] (por circuito), con el tendido de un circuito.

3.3.3.2. Carrera Pinto – San Andrés 220 [kV]

En este tramo se presenta congestión de norte a sur en el año 2022, alcanzando un flujo máximo de 347 [MW], siendo que la capacidad máxima es de 197 [MW]. En la

siguiente figura se muestra la curva de duración de los flujos a través del circuito congestionado del tramo.

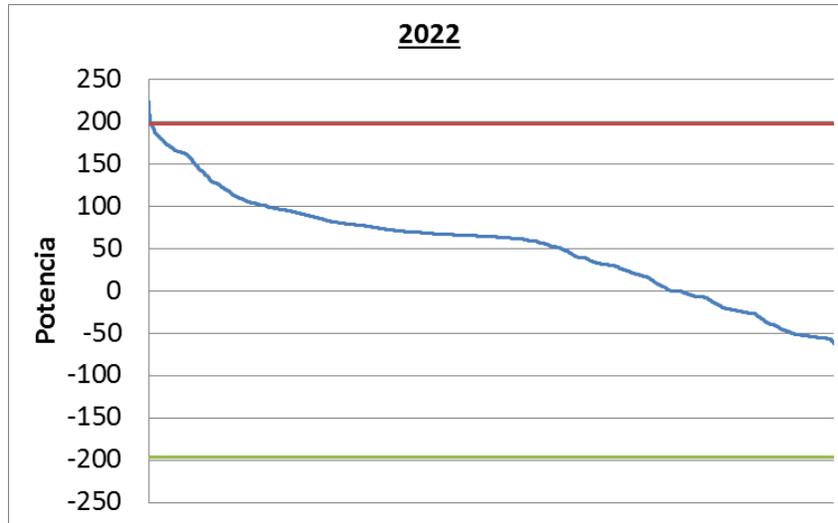


Figura 36 Flujos por la línea Carrera Pinto – San Andrés

Se propone como alternativa cambiar el conductor de dicho circuito, aumentando la capacidad de 197 a 260 [MVA]. Esto va de la mano con la alternativa del tramo anterior de tender una nueva línea ya sea en 500 [kV] o en 220 [kV].

3.3.3.3. San Andrés – Cardones 220 [kV]

En este tramo se presenta congestión de norte a sur en el año 2022, alcanzando un flujo máximo de 347 [MW], siendo que la capacidad máxima es de 197 [MW]. En la siguiente figura se muestra la curva de duración de los flujos a través del circuito congestionado del tramo.

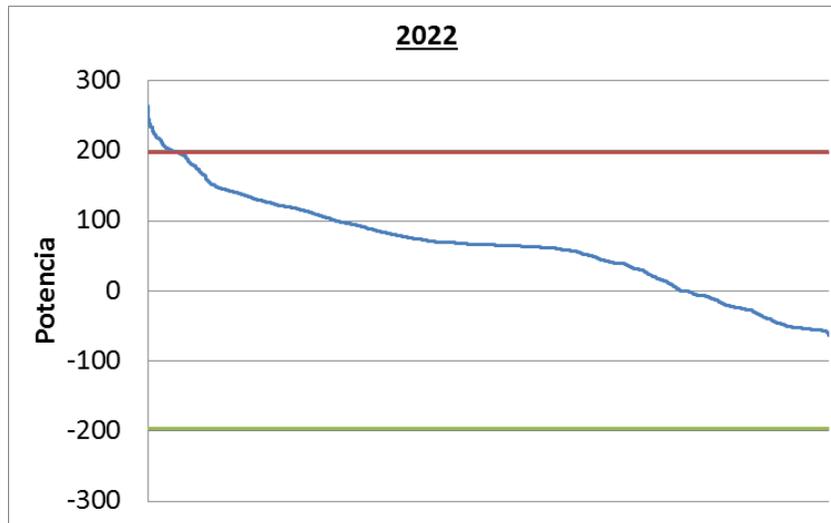


Figura 37 Flujos por la línea San Andrés – Cardones

Se propone como primera alternativa cambiar el conductor de dicho circuito, aumentando la capacidad de 197 a 260 [MVA]. Además, tender una nueva línea de 2x500 [kV] de 1500 [MVA] (por circuito), con el tendido de un circuito energizado en 220 [kV].

Se propone como segunda alternativa la misma ampliación descrita en la alternativa 1, y tender una nueva línea de 2x220 [kV] de 500 [MVA] (por circuito), con el tendido de un circuito.

3.3.3.4. Carrera Pinto – Cardones 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio analizado.

3.3.3.5. Cardones – Maitencillo 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio analizado.

3.3.3.6. Maitencillo – Punta Colorada 220 [kV]

En este tramo se presenta congestión de norte a sur en el año 2020, alcanzando un flujo máximo de 406 [MW], siendo que la capacidad máxima es de 197 [MW]. En la siguiente figura se muestra la curva de duración de los flujos a través del tramo congestionado.

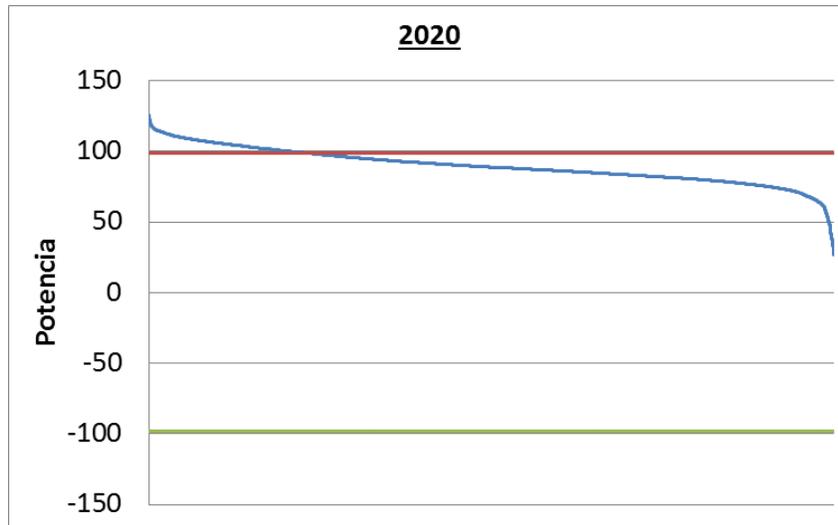


Figura 38 Flujos por la línea Maitencillo – Punta Colorada

Se propone como primera alternativa la construcción de una nueva línea 2x220 [kV] de 197 [MVA] (por circuito), con el tendido de un circuito.

Se propone como segunda alternativa el cambio de conductor para ambos circuitos del tramo, aumentando la capacidad de 197 a 260 [MVA].

3.3.3.7. Punta Colorada – Pan de Azúcar 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.3.8. Cardones – Polpaico 500 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.3.9. Pan de Azúcar – Don Goyo 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.3.10. Don Goyo – Talinay 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.3.11. Talinay – Las Palmas 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.3.12. Pan de Azúcar – La Cebada 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.3.13. La Cebada – Monte Redondo 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.3.14. Monte Redondo – Las Palmas 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.3.15. Las Palmas – Los Vilos 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.3.16. Los Vilos – Nogales 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.3.17. Nogales – Quillota 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.3.18. Nogales – Polpaico 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.3.19. Quillota – Polpaico 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.3.20. Lampa – Polpaico 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.3.21. Polpaico – Los Maquis 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.3.22. Cerro Navia - Lampa 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.3.23. Cerro Navia - Polpaico 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.3.24. Chena - Cerro Navia 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.3.25. Alto Jahuel – El Rodeo 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.3.26. El Rodeo – Chena 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.3.27. Chena – Alto Jahuel 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.3.28. Polpaico – Alto Jahuel 500 [kV]

Este tramo presenta congestión en el año 2020, alcanzando un flujo máximo de 2714 [MW] para una capacidad de 1800 [MW], de norte a sur. En la siguiente figura, se observa la curva de duración de los flujos para el tramo en cuestión durante el año 2020.

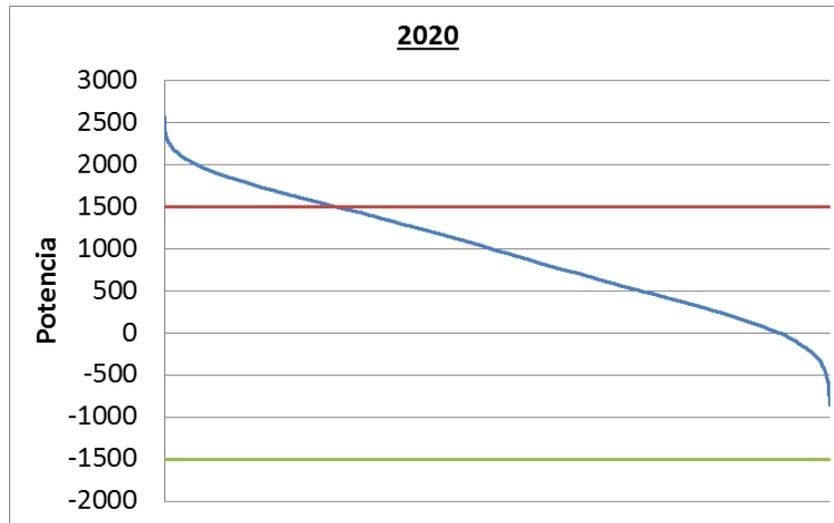


Figura 39 Flujos por la línea Polpaico – Alto Jahuel

Para el tramo en cuestión se presentan dos alternativas. La primera consiste en el tendido de una nueva línea en 500 [kV] de 1500 [MVA] (por circuito) con el tendido de un circuito, entre Polpaico y Lo Aguirre, y entre Lo Aguirre y Alto Jahuel. La segunda alternativa consiste en el tendido de una nueva línea en 500 [kV] de 1500 [MVA] (por circuito) con el tendido de ambos circuitos, entre Polpaico y Los Almendros, y entre Los Almendros y Alto Jahuel.

3.3.3.29. Alto Jahuel – Ancoa 500 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.3.30. Ancoa – Charrúa 500 [kV]

Este tramo presenta congestión el año 2025, alcanzando un flujo máximo de 1800 [MW] para una capacidad de 1368 [MW]. En la siguiente figura se observa la curva de duración de los flujos para el tramo en cuestión durante el año 2025.

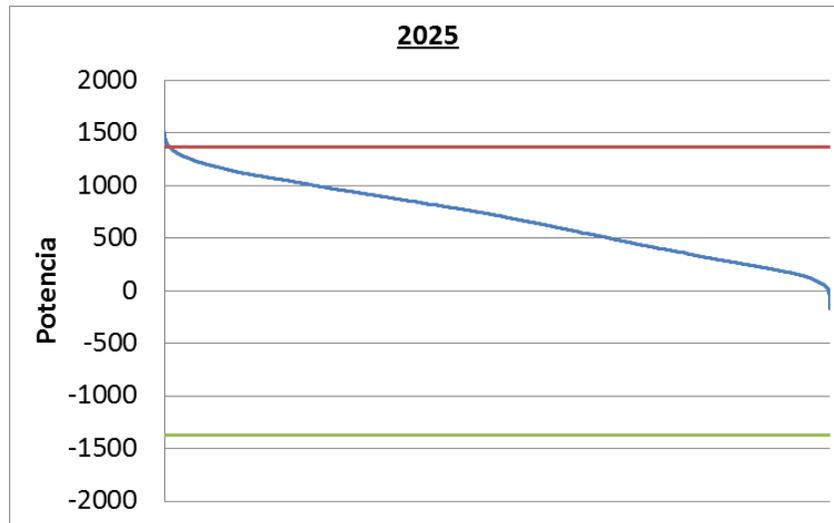


Figura 40 Flujos por la línea Ancoa – Charrúa

La alternativa propuesta consiste en el tendido del segundo circuito del tramo Ancoa – Charrúa en 500 [kV], de 1500 [MVA] de capacidad.

3.3.3.31. Colbún – Candelaria 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.3.32. Candelaria - Maipo 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.3.33. Maipo – Alto Jahuel 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.3.34. Ancoa - Itahue 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.3.35. Colbún - Ancoa 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.3.36. Rapel – Alto Melipilla 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.3.37. Alto Melipilla – Cerro Navia 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.3.38. Alto Melipilla – Lo Aguirre 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.3.39. Charrúa - Hualpén 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.3.40. Charrúa - Lagunillas 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.3.41. Lagunillas - Hualpén 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.3.42. Charrúa – Tap Laja 220 [kV]

Este tramo presenta congestión el año 2027, con un flujo máximo de 489 [MW] para una capacidad de 264 [MW], de sur a norte. En la siguiente figura, se observa la curva de duración de los flujos por dicha línea, para el año en que comienza a presentarse la congestión.



Figura 41 Flujos por la línea Charrúa – Tap Laja

La primera alternativa planteada para solucionar la congestión diagnosticada, consiste en el tendido de un sistema de 500 [kV] de 2500 [MVA] (por circuito), con el tendido de ambos circuitos, entre Puerto Montt y Ciruelos y entre Ciruelos y Nueva Charrúa. Esto considera la construcción de la SE Nueva Puerto Montt y la SE Nueva Ciruelos, dado las limitaciones de las subestaciones existentes.

La segunda alternativa planteada consiste en la construcción de un sistema de 750 [kV] de 2500 [MVA] por circuito, con ambos circuitos tendidos, entre Puerto Montt y Ciruelos, y entre Ciruelos y Nueva Charrúa. Esto considera la construcción de la SE Nueva Puerto Montt y la SE Nueva Ciruelos, dado las limitaciones de las subestaciones existentes.

3.3.3.43. Tap Laja – Temuco 220 [kV]

En este tramo se da una situación análoga al tramo anterior, por lo que el diagnóstico y la alternativa de solución es equivalente a la del tramo Charrúa – Tap Laja 220 [kV].

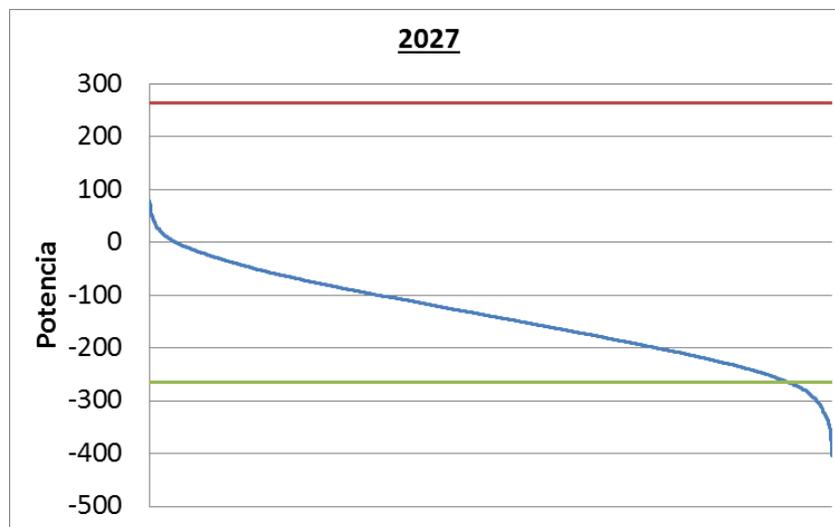


Figura 42 Flujos por la línea Tap Laja – Temuco

3.3.3.44. Charrúa – Mulchén 220 [kV]

Este tramo presenta congestión el año 2020, con un flujo máximo de 1042 [MW] al final del período de estudio para una capacidad de 457 [MW], de sur a norte. En la siguiente figura se observa la curva de duración de los flujos para uno de los circuitos del tramo mencionado, en el año 2020 (se observa que al pasar el mismo flujo por el otro circuito se sobrepasa el límite del criterio N-1).

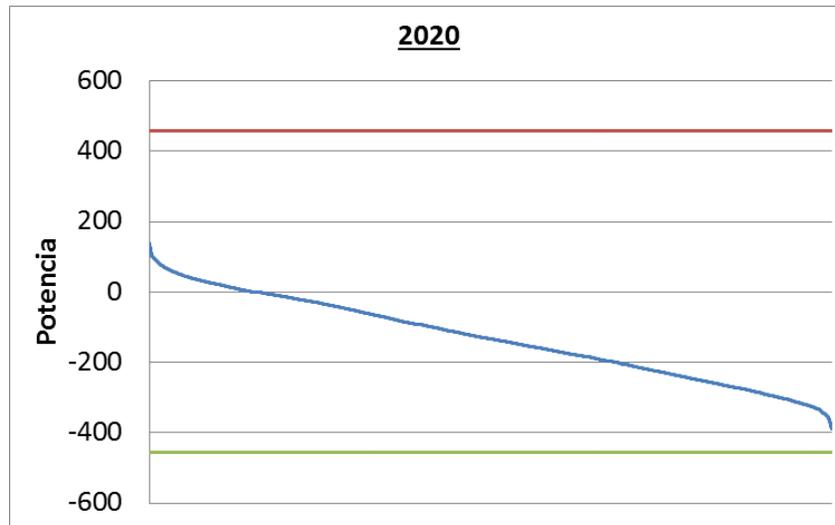


Figura 43 Flujos por la línea Charrúa – Mulchén

La primera alternativa de solución consiste en el tendido de una nueva línea en 500 [kV], pero energizada en un principio en 220 [kV], de 1200 [MVA] (por circuito), con el tendido de un circuito. Esta línea estaría en operación hasta marzo del año 2027, ya que en abril se propone la entrada en operación del sistema de 500 [kV] descrito en el tramo Charrúa – Tap Laja 220 [kV].

La segunda alternativa de solución consiste en el tendido de una nueva línea en 750 [kV], pero energizada en un principio en 220 [kV], de 810 [MVA] (por circuito), con el tendido de un circuito. Esta línea estaría en operación hasta marzo del año 2027, ya que en abril se propone la entrada en operación del sistema de 750 [kV] descrito en el tramo Charrúa – Tap Laja 220 [kV].

3.3.3.45. Mulchén – Cautín 220 [kV]

Este tramo presenta congestión el año 2025, con un flujo máximo de 621 [MW] para una capacidad de 457 [MW], de sur a norte. En la siguiente figura se observa la curva de duración de los flujos para uno de los circuitos del tramo mencionado, en el año 2025 (se

observa que al pasar el mismo flujo por el otro circuito se sobrepasa el límite del criterio N-1).

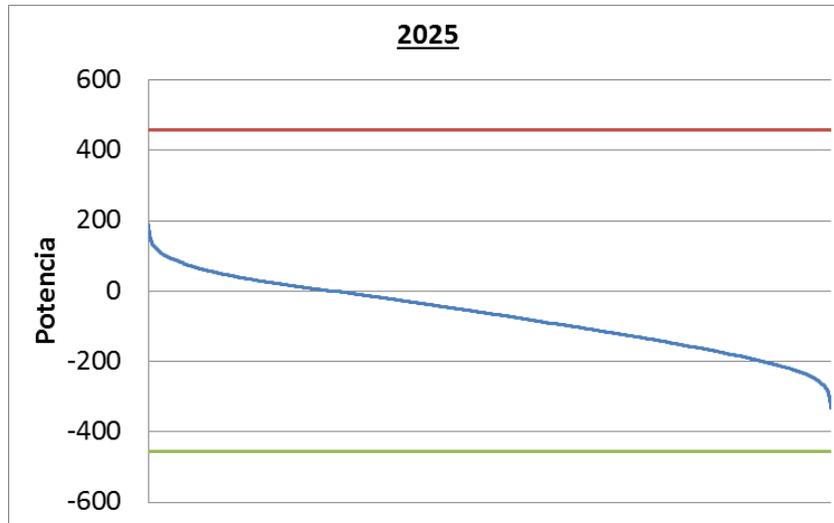


Figura 44 Flujos por la línea Mulchén – Cautín

La congestión se alivia con la solución propuesta para el tramo Charrúa – Tap Laja 220 [kV], que consiste en el tendido de un sistema de 750 [kV] o de 500 [kV] entre Puerto Montt y Ciruelos, y entre Ciruelos y Charrúa.

3.3.3.46. Temuco – Cautín 220 [kV]

Este tramo se congestiona el año 2027, con un flujo máximo de 878 [MW] para una capacidad de 193 [MW], de sur a norte.

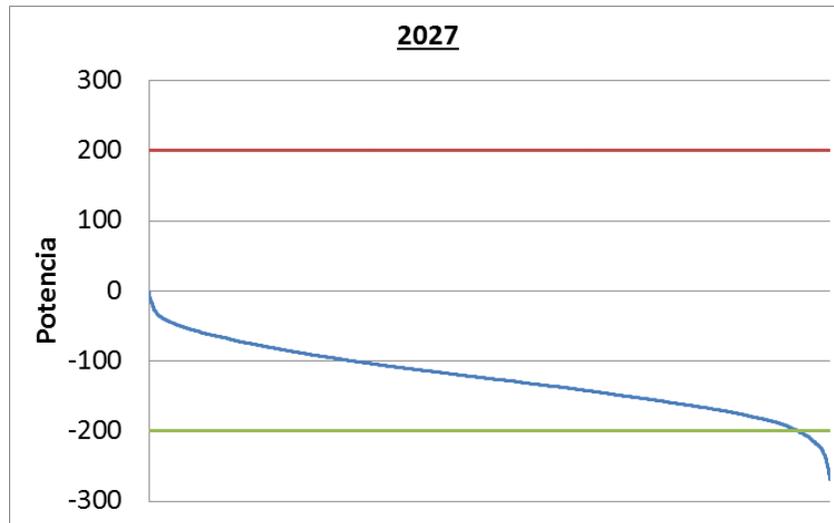


Figura 45 Flujos por la línea Temuco – Cautín

La congestión se alivia con la solución propuesta para el tramo Charrúa – Tap Laja 220 [kV], que consiste en el tendido de un sistema de 500 [kV] entre Puerto Montt y Ciruelos, y entre Ciruelos y Charrúa.

3.3.3.47. Valdivia – Cautín 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.3.48. Cautín – Ciruelos 220 [kV]

Este tramo se congestiona el año 2020, con un flujo máximo de 2674 [MW], para una capacidad de 145 [MW], de sur a norte principalmente.

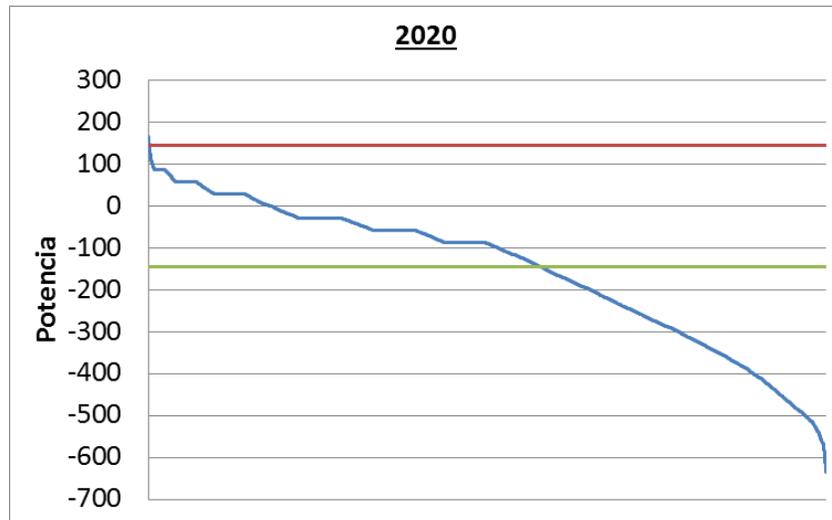


Figura 46 Flujos por la línea Cautín – Ciruelos

La primera alternativa de solución consiste en el tendido de una nueva línea en 500 [kV], pero energizada en un principio en 220 [kV], de 1200 [MVA] (por circuito), con el tendido de un circuito. Esta línea estaría en operación hasta marzo del año 2027, ya que en abril se propone la entrada en operación del sistema de 500 [kV] descrito en el tramo Charrúa – Tap Laja 220 [kV].

La segunda alternativa de solución consiste en el tendido de una nueva línea en 750 [kV], pero energizada en un principio en 220 [kV], de 810 [MVA] (por circuito), con el tendido de un circuito. Esta línea estaría en operación hasta marzo del año 2027, ya que en abril se propone la entrada en operación del sistema de 750 [kV] descrito en el tramo Charrúa – Tap Laja 220 [kV].

3.3.3.49. Ciruelos – Valdivia 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.3.50. Ciruelos – Pichirropulli 220 [kV]

Este tramo presenta congestión de sur a norte en el año 2025, con un flujo máximo de 2452 [MW] al final del período de estudio y para una capacidad de 290 [MW] (considerando ambos circuitos).

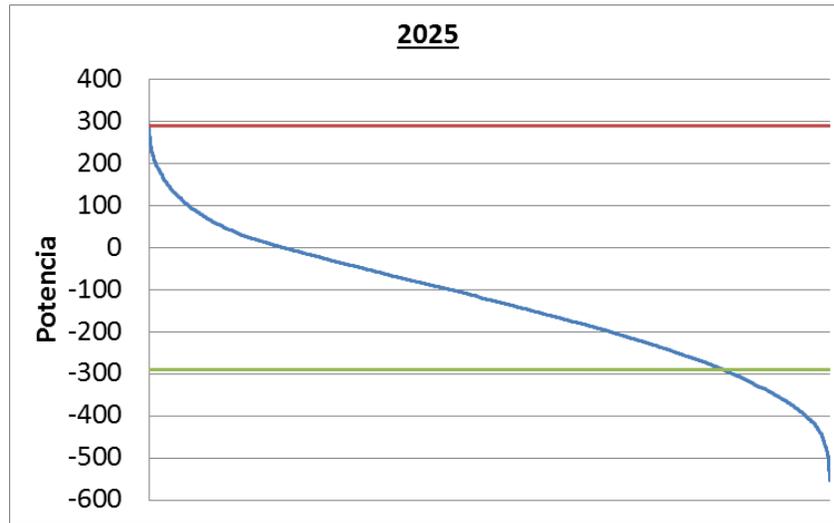


Figura 47 Flujos por la línea Ciruelos – Pichirropulli

La primera alternativa de solución consiste en el tendido de una nueva línea en 500 [kV], pero energizada en un principio en 220 [kV], de 1200 [MVA] (por circuito), con el tendido de un circuito. Esta línea estaría en operación hasta marzo del año 2027, ya que en abril se propone la entrada en operación del sistema de 500 [kV] descrito en el tramo Charrúa – Tap Laja 220 [kV].

La segunda alternativa de solución consiste en el tendido de una nueva línea en 750 [kV], pero energizada en un principio en 220 [kV], de 810 [MVA] (por circuito), con el tendido de un circuito. Esta línea estaría en operación hasta marzo del año 2027, ya que en abril se propone la entrada en operación del sistema de 750 [kV] descrito en el tramo Charrúa – Tap Laja 220 [kV].

3.3.3.51. Valdivia – Rahue 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.3.52. Valdivia – Pichirrahue 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.3.53. Pichirropulli – Puerto Montt 220 [kV]

Este tramo se congestiona el año 2027, con un flujo máximo de 1483 [MW], para una capacidad de 658 [MW], de sur a norte.

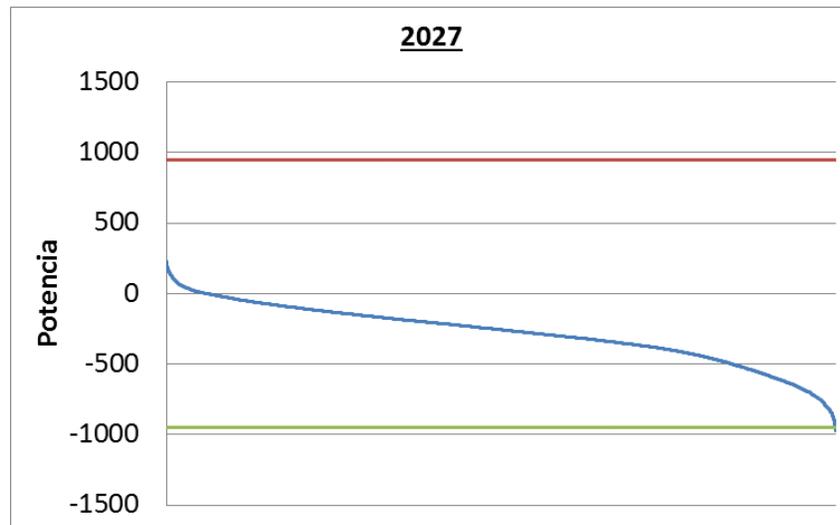


Figura 48 Flujos por la línea Pichirropulli – Puerto Montt

La congestión se alivia con la solución propuesta para el tramo Charrúa – Tap Laja 220 [kV], que consiste en el tendido de un sistema de 500 [kV] o 750 [kV] entre Puerto Montt y Ciruelos, y entre Ciruelos y Charrúa.

3.3.3.54. Rahue – Puerto Montt 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.3.55. Pichirrahue – Puerto Montt 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.4. ESCENARIO INTERCONEXIÓN

3.3.4.1. Diego de Almagro – Carrera Pinto 220 [kV]

En este tramo se presenta congestión de norte a sur en el año 2022, alcanzando un flujo máximo de 635 [MW], siendo que la capacidad máxima es de 394 [MW]. En la siguiente figura se muestra la curva de duración de los flujos a través del circuito congestionado del tramo.

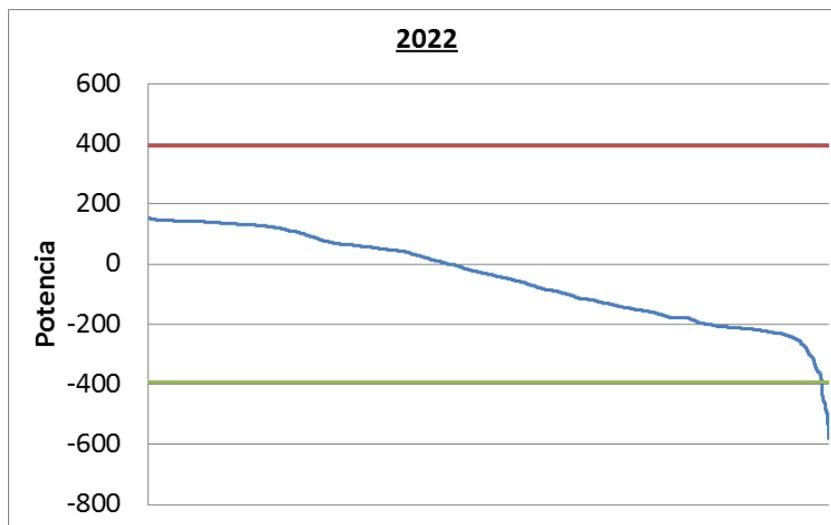


Figura 49 Flujos por la línea Diego de Almagro – Carrera Pinto

Se propone como primera alternativa cambiar el conductor de dicho circuito, aumentando la capacidad de 197 a 260 [MVA]. Además, tender una nueva línea de 2x500 [kV] de 1500 [MVA] (por circuito), con el tendido de un circuito energizado en 220 [kV].

Se propone como segunda alternativa la misma ampliación descrita en la alternativa 1, y tender una nueva línea de 2x220 [kV] de 500 [MVA] (por circuito), con el tendido de un circuito.

3.3.4.2. Carrera Pinto – San Andrés 220 [kV]

En este tramo se presenta congestión de norte a sur en el año 2022, alcanzando un flujo máximo de 263 [MW], siendo que la capacidad máxima es de 197 [MW]. En la siguiente figura se muestra la curva de duración de los flujos a través del circuito congestionado del tramo.

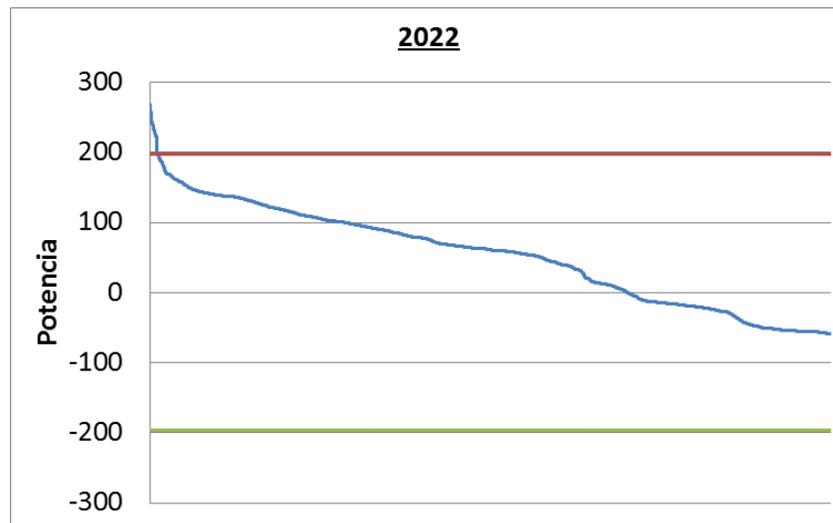


Figura 50 Flujos por la línea Carrera Pinto – San Andrés

Se propone como alternativa cambiar el conductor de dicho circuito, aumentando la capacidad de 197 a 260 [MVA]. Esto va de la mano con la alternativa del tramo anterior de tender una nueva línea ya sea en 500 [kV] o en 220 [kV].

3.3.4.3. San Andrés – Cardones 220 [kV]

En este tramo se presenta congestión de norte a sur en el año 2022, alcanzando un flujo máximo de 299 [MW], siendo que la capacidad máxima es de 197 [MW]. En la siguiente figura se muestra la curva de duración de los flujos a través del circuito congestionado del tramo.

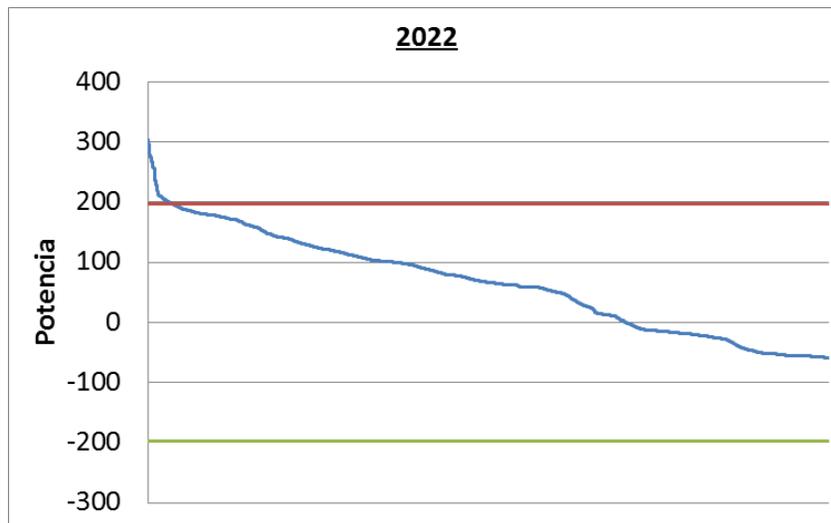


Figura 51 Flujos por la línea San Andrés – Cardones

Se propone como primera alternativa cambiar el conductor de dicho circuito, aumentando la capacidad de 197 a 260 [MVA]. Además, tender una nueva línea de 2x500 [kV] de 1500 [MVA] (por circuito), con el tendido de un circuito energizado en 220 [kV].

Se propone como segunda alternativa la misma ampliación descrita en la alternativa 1, y tender una nueva línea de 2x220 [kV] de 500 [MVA] (por circuito), con el tendido de un circuito.

3.3.4.4. Carrera Pinto – Cardones 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio analizado.

3.3.4.5. Cardones – Maitencillo 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio analizado.

3.3.4.6. Maitencillo – Punta Colorada 220 [kV]

En este tramo se presenta congestión de norte a sur en el año 2020, alcanzando un flujo máximo de 279 [MW], siendo que la capacidad máxima es de 197 [MW]. En la siguiente figura se muestra la curva de duración de los flujos a través de uno de los circuitos del tramo congestionado.

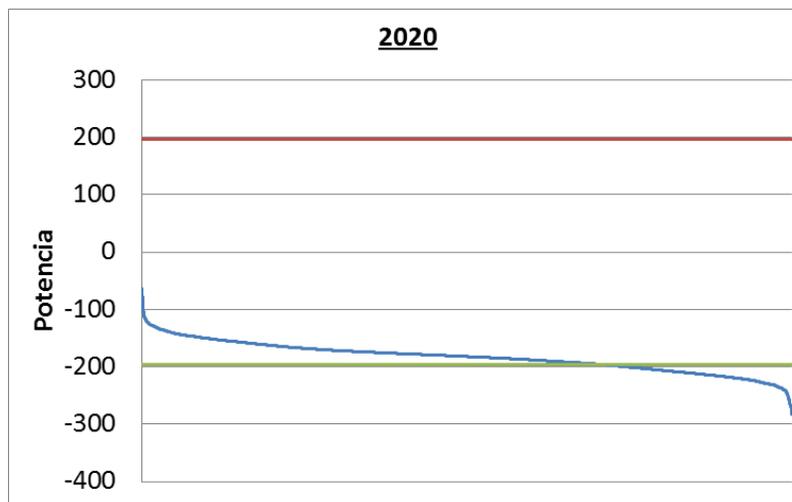


Figura 52 Flujos por la línea Maitencillo – Punta Colorada

Se propone como primera alternativa la construcción de una nueva línea 2x220 [kV] de 197 [MVA] (por circuito), con el tendido de un circuito.

Se propone como segunda alternativa el cambio de conductor para ambos circuitos del tramo, aumentando la capacidad de 197 a 260 [MVA].

3.3.4.7. Punta Colorada – Pan de Azúcar 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.4.8. Cardones – Polpaico 500 [kV]

Este tramo presenta congestión el año 2022, alcanzado un flujo máximo de 2545 [MW], para una capacidad de 1500 [MW], y con saturaciones en ambos sentidos.

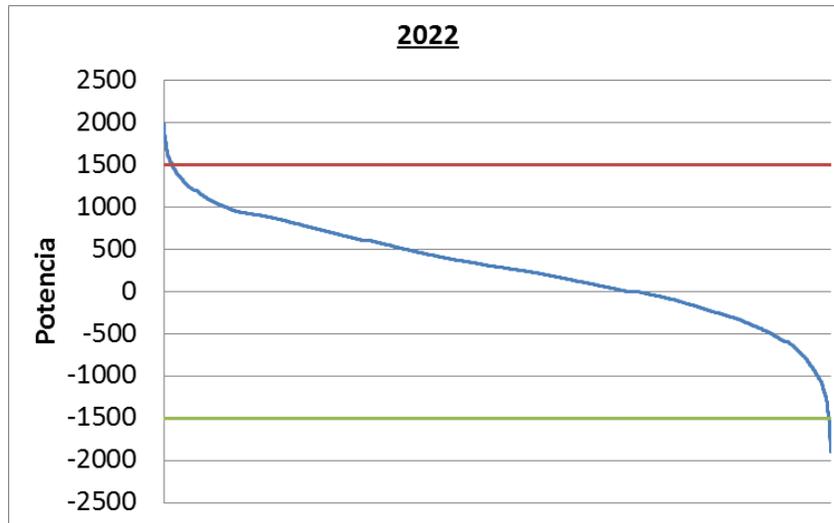


Figura 53 Flujos por la línea Cardones – Polpaico

En este caso se considera una única alternativa que consiste en el tendido de una nueva línea en 500 [kV], de 1500 [MVA] de capacidad por circuito, con el tendido de un circuito. Esta línea iría entre Cardones y Maitencillo, entre Maitencillo y Pan de Azúcar, y entre Pan de Azúcar y Polpaico.

3.3.4.9. Pan de Azúcar – Don Goyo 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.4.10. Don Goyo – Talinay 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.4.11. Talinay – Las Palmas 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.4.12. Pan de Azúcar – La Cebada 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.4.13. La Cebada – Monte Redondo 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.4.14. Monte Redondo – Las Palmas 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.4.15. Las Palmas – Los Vilos 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.4.16. Los Vilos – Nogales 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.4.17. Nogales – Quillota 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.4.18. Nogales – Polpaico 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.4.19. Quillota – Polpaico 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.4.20. Lampa – Polpaico 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.4.21. Polpaico – Los Maquis 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.4.22. Cerro Navia - Lampa 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.4.23. Cerro Navia - Polpaico 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.4.24. Chena - Cerro Navia 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.4.25. Alto Jahuel – El Rodeo 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.4.26. El Rodeo – Chena 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.4.27. Chena – Alto Jahuel 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.4.28. Polpaico – Alto Jahuel 500 [kV]

Este tramo presenta congestión en el año 2020, alcanzando un flujo máximo de 3601 [MW] para una capacidad de 1800 [MW], de sur a norte. En la siguiente figura, se observa la curva de duración de los flujos para el tramo en cuestión durante el año 2020.

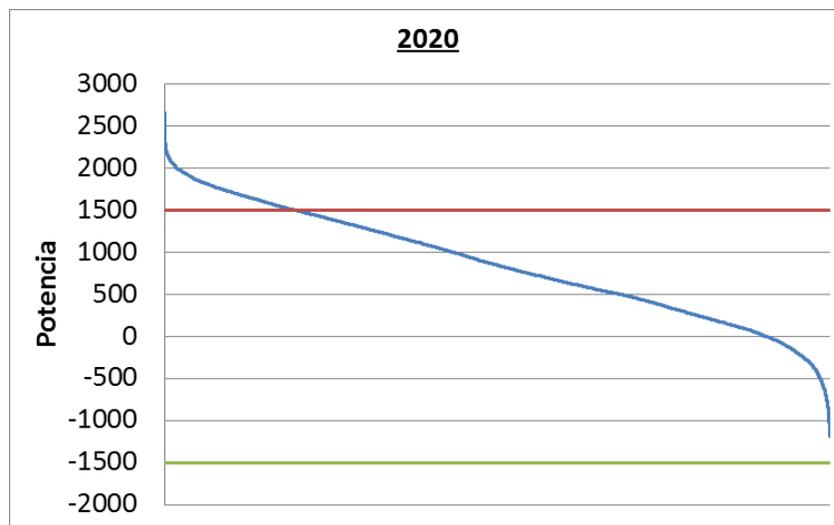


Figura 54 Flujos por la línea Polpaico – Alto Jahuel

Para el tramo en cuestión se presentan dos alternativas. La primera consiste en el tendido de una nueva línea en 500 [kV] de 1500 [MVA] (por circuito) con el tendido de un circuito, entre Polpaico y Lo Aguirre, y entre Lo Aguirre y Alto Jahuel. La segunda alternativa consiste en el tendido de una nueva línea en 500 [kV] de 1500 [MVA] (por circuito) con el tendido de ambos circuitos, entre Polpaico y Los Almendros, y entre Los Almendros y Alto Jahuel.

3.3.4.29. Alto Jahuel – Ancoa 500 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.4.30. Ancoa – Charrúa 500 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.4.31. Colbún – Candelaria 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.4.32. Candelaria - Maipo 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.4.33. Maipo – Alto Jahuel 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.4.34. Ancoa - Itahue 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.4.35. Colbún - Ancoa 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.4.36. Rapel – Alto Melipilla 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.4.37. Alto Melipilla – Cerro Navia 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.4.38. Alto Melipilla – Lo Aguirre 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.4.39. Charrúa - Hualpén 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.4.40. Charrúa - Lagunillas 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.4.41. Lagunillas - Hualpén 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.4.42. Charrúa – Tap Laja 220 [kV]

Este tramo presenta congestión el año 2027, con un flujo máximo de 672 [MW] para una capacidad de 264 [MW], de sur a norte. En la siguiente figura, se observa la curva de duración de los flujos por dicha línea, para el año en que comienza a presentarse la congestión.

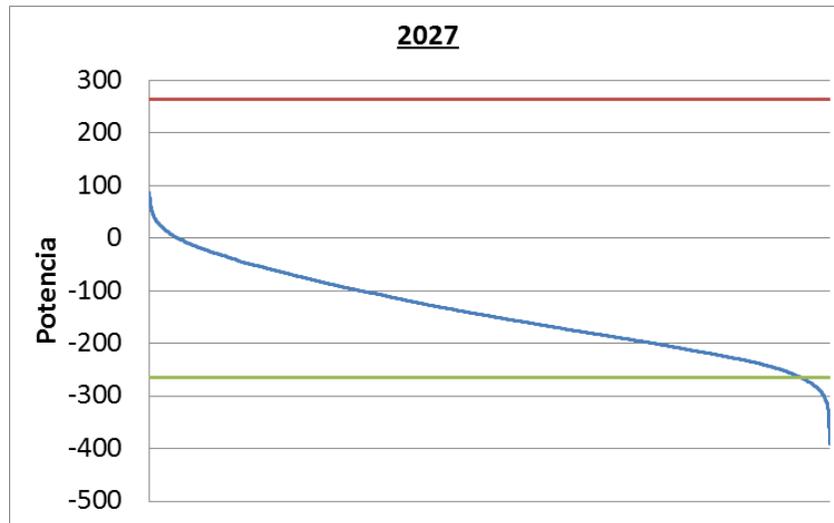


Figura 55 Flujos por la línea Charrúa – Tap Laja

La primera alternativa planteada para solucionar la congestión diagnosticada, consiste en el tendido de un sistema de 500 [kV] de 2500 [MVA] (por circuito), con el tendido de ambos circuitos, entre Puerto Montt y Ciruelos y entre Ciruelos y Nueva Charrúa. Esto considera la construcción de la SE Nueva Puerto Montt y la SE Nueva Ciruelos, dado las limitaciones de las subestaciones existentes.

La segunda alternativa planteada consiste en la construcción de un sistema de 750 [kV] de 2500 [MVA] por circuito, con ambos circuitos tendidos, entre Puerto Montt y Ciruelos, y entre Ciruelos y Nueva Charrúa. Esto considera la construcción de la SE Nueva Puerto Montt y la SE Nueva Ciruelos, dado las limitaciones de las subestaciones existentes.

3.3.4.43. Tap Laja – Temuco 220 [kV]

En este tramo se da una situación análoga al tramo anterior, por lo que el diagnóstico y la alternativa de solución es equivalente a la del tramo Charrúa – Tap Laja 220 [kV].

3.3.4.44. Charrúa – Mulchén 220 [kV]

Este tramo presenta congestión el año 2024, con un flujo máximo de 2096 [MW] al final del período de estudio para una capacidad de 457 [MW], de sur a norte. En la siguiente figura se observa la curva de duración de los flujos para uno de los circuitos del tramo mencionado, en el año 2024 (se observa que al pasar el mismo flujo por el otro circuito se sobrepasa el límite del criterio N-1).

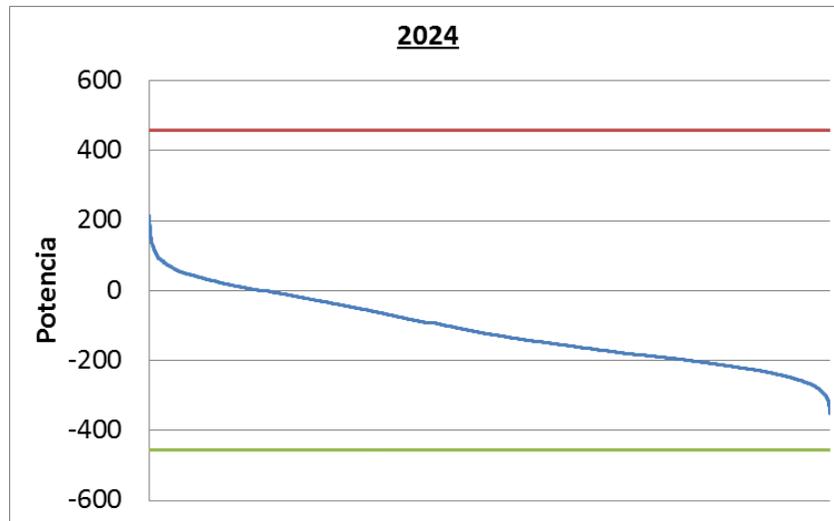


Figura 56 Flujos por la línea Charrúa – Mulchén

La primera alternativa de solución consiste en el tendido de una nueva línea en 500 [kV], pero energizada en un principio en 220 [kV], de 1200 [MVA] (por circuito), con el tendido de un circuito. Esta línea estaría en operación hasta marzo del año 2027, ya que en abril se propone la entrada en operación del sistema de 500 [kV] descrito en el tramo Charrúa – Tap Laja 220 [kV].

La segunda alternativa de solución consiste en el tendido de una nueva línea en 750 [kV], pero energizada en un principio en 220 [kV], de 810 [MVA] (por circuito), con el tendido de un circuito. Esta línea estaría en operación hasta marzo del año 2027, ya que en abril se propone la entrada en operación del sistema de 750 [kV] descrito en el tramo Charrúa – Tap Laja 220 [kV].

3.3.4.45. Mulchén – Cautín 220 [kV]

Este tramo presenta congestión el año 2025, con un flujo máximo de 1806 [MW] para una capacidad de 457 [MW], de sur a norte. En la siguiente figura se observa la curva de duración de los flujos para uno de los circuitos del tramo mencionado, en el año 2025 (se observa que al pasar el mismo flujo por el otro circuito se sobrepasa el límite del criterio N-1).

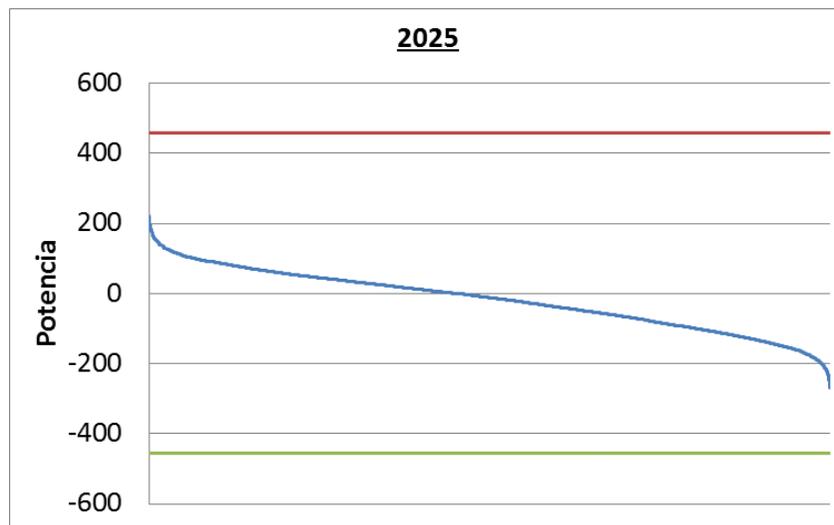


Figura 57 Flujos por la línea Mulchén – Cautín

La congestión se alivia con la solución propuesta para el tramo Charrúa – Tap Laja 220 [kV], que consiste en el tendido de un sistema de 750 [kV] o de 500 [kV] entre Puerto Montt y Ciruelos, y entre Ciruelos y Charrúa.

3.3.4.46. Temuco – Cautín 220 [kV]

Este tramo se congestiona el año 2027, con un flujo máximo de 880 [MW] para una capacidad de 193 [MW], con saturaciones de sur a norte.



Figura 58 Flujos por la línea Temuco – Cautín

La congestión se alivia con la solución propuesta para el tramo Charrúa – Tap Laja 220 [kV], que consiste en el tendido de un sistema de 500 [kV] entre Puerto Montt y Ciruelos, y entre Ciruelos y Charrúa.

3.3.4.47. Valdivia – Cautín 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.4.48. Cautín – Ciruelos 220 [kV]

Este tramo se congestiona el año 2020, con un flujo máximo de 2691 [MW] al final del período de estudio, para una capacidad de 145 [MW], de sur a norte principalmente.

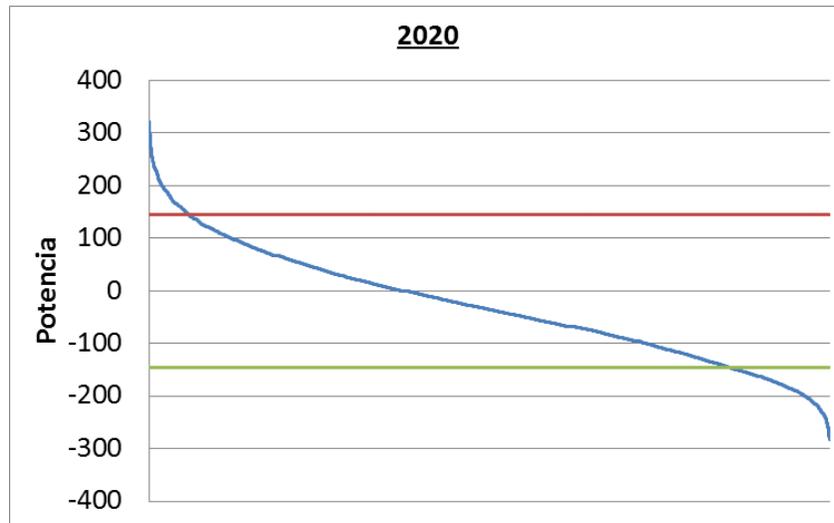


Figura 59 Flujos por la línea Cautín – Ciruelos

La primera alternativa de solución consiste en el tendido de una nueva línea en 500 [kV], pero energizada en un principio en 220 [kV], de 1200 [MVA] (por circuito), con el tendido de un circuito. Esta línea estaría en operación hasta marzo del año 2027, ya que en abril se propone la entrada en operación del sistema de 500 [kV] descrito en el tramo Charrúa – Tap Laja 220 [kV].

La segunda alternativa de solución consiste en el tendido de una nueva línea en 750 [kV], pero energizada en un principio en 220 [kV], de 810 [MVA] (por circuito), con el tendido de un circuito. Esta línea estaría en operación hasta marzo del año 2027, ya que en abril se propone la entrada en operación del sistema de 750 [kV] descrito en el tramo Charrúa – Tap Laja 220 [kV].

3.3.4.49. Ciruelos – Valdivia 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.4.50. Ciruelos – Pichirropulli 220 [kV]

Este tramo presenta congestión de sur a norte en el año 2022, con un flujo máximo de 2452 [MW] al final del período de estudio y para una capacidad de 290 [MW].

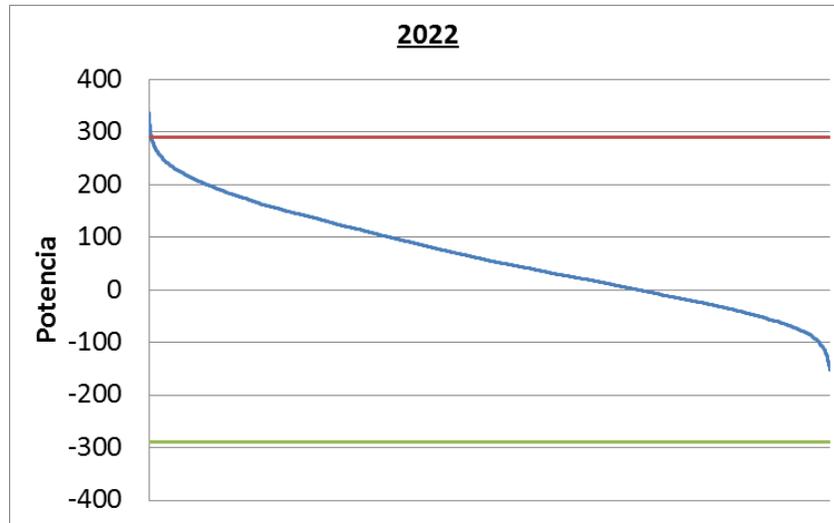


Figura 60 Flujos por la línea Ciruelos – Pichirropulli

La primera alternativa de solución consiste en el tendido de una nueva línea en 500 [kV], pero energizada en un principio en 220 [kV], de 1200 [MVA] (por circuito), con el tendido de un circuito. Esta línea estaría en operación hasta marzo del año 2027, ya que en abril se propone la entrada en operación del sistema de 500 [kV] descrito en el tramo Charrúa – Tap Laja 220 [kV].

La segunda alternativa de solución consiste en el tendido de una nueva línea en 750 [kV], pero energizada en un principio en 220 [kV], de 810 [MVA] (por circuito), con el tendido de un circuito. Esta línea estaría en operación hasta marzo del año 2027, ya que en abril se propone la entrada en operación del sistema de 750 [kV] descrito en el tramo Charrúa – Tap Laja 220 [kV].

3.3.4.51. Valdivia – Rahue 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.4.52. Valdivia – Pichirrahue 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.4.53. Pichirropulli – Puerto Montt 220 [kV]

Este tramo se congestiona el año 2028, con un flujo máximo de 2452 [MW], para una capacidad de 658 [MW], de sur a norte.

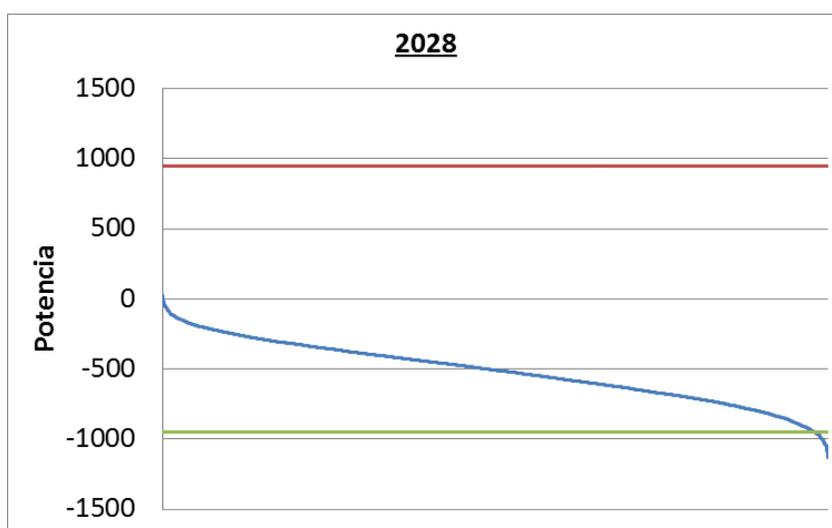


Figura 61 Flujos por la línea Pichirropulli – Puerto Montt

La congestión se alivia con la solución propuesta para el tramo Charrúa – Tap Laja 220 [kV], que consiste en el tendido de un sistema de 500 [kV] o 750 [kV] entre Puerto Montt y Ciruelos, y entre Ciruelos y Charrúa.

3.3.4.54. Rahue – Puerto Montt 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.4.55. Pichirrahue – Puerto Montt 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

3.3.4.56. Línea de interconexión SIC-SING

Se observa que la línea alcanza los límites de transmisión (1500 MVA) durante un tiempo no considerable, por lo que no es candidata a ser ampliada. A continuación se presenta la curva de duración de los flujos para el último año a través de uno de los circuitos de la línea de interconexión.

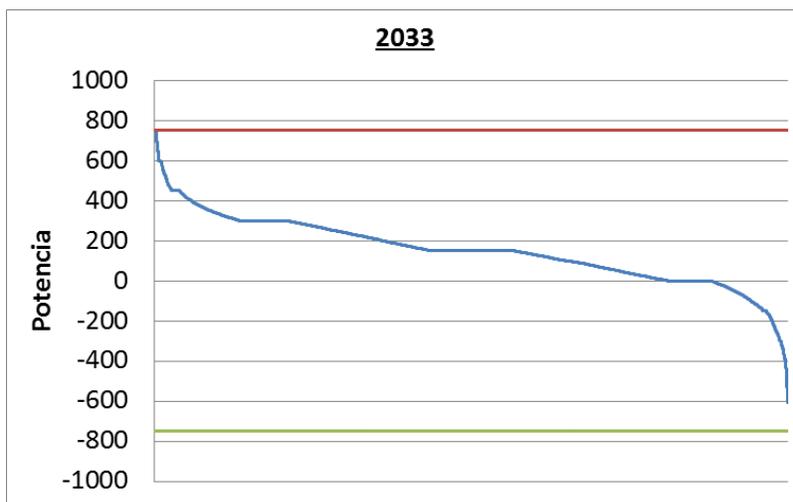


Figura 62 Flujos por la línea Interconexión SIC-SING

3.4. DESCRIPCIÓN DE LOS PROYECTOS DE LÍNEAS Y SUBESTACIONES

3.4.1. OBRAS CASO BASE

3.4.1.1. OBRAS CONGESTIÓN DIEGO DE ALMAGRO – ALMAGRO – CARRERA PINTO – SAN ANDRÉS – CARDONES

Las obras recomendadas para la congestión diagnosticada en el tramo Diego de Almagro – Carrera Pinto – San Andrés – Cardones 220 kV se ven en la Tabla 18.

Tabla 18. Obras propuestas para el tramo Diego de Almagro – Carrera Pinto – San Andrés – Cardones 220 kV

Alternativa	Descripción	Año puesta en servicio
1	Ampliación L. 1x220 [kV] Diego de Almagro - Carrera Pinto, 197 [MVA] a 260 [MVA]	2022
	Nueva línea 2x500 [kV] Diego de Almagro - San Andrés 1500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	2022
	Ampliación L. 1x220 [kV] Carrera Pinto – San Andrés, 197 [MVA] a 260 [MVA]	2022
	Ampliación L. 1x220 [kV] San Andrés - Cardones, 197 [MVA] a 260 [MVA]	2022
	Nueva línea 2x500 [kV] San Andrés - Cardones 1500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	2022
2	Ampliación L. 1x220 [kV] Diego de Almagro - Carrera Pinto, 197 [MVA] a 260 [MVA]	2022
	Nueva línea 2x220 [kV] Diego de Almagro - San Andrés 500 [MVA], tendido de un circuito	2022
	Ampliación L. 1x220 [kV] Carrera Pinto – San Andrés, 197 [MVA] a 260 [MVA]	2022
	Ampliación L. 1x220 [kV] San Andrés - Cardones, 197 [MVA] a 260 [MVA]	2022
	Nueva línea 2x220 [kV] San Andrés – Cardones 500 [MVA], tendidos dos circuitos	2022

Se tienen dos alternativas para solucionar esta congestión. En el diagrama de la Figura 63 se aprecia el SIC con las condiciones actuales.

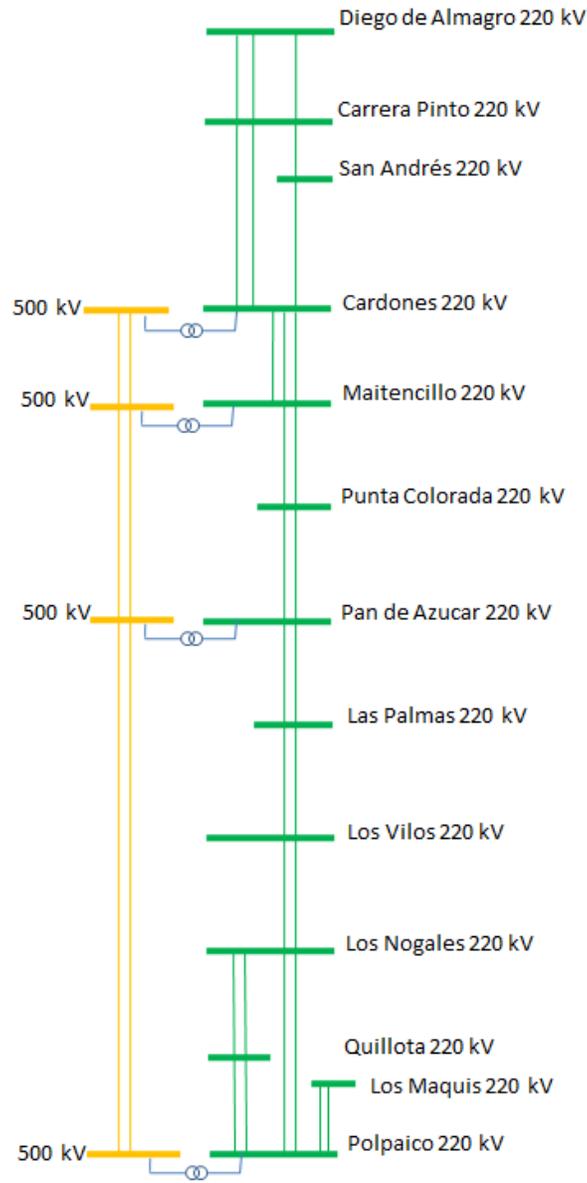


Figura 63. Sistema de Transmisión del SIC en el estado Actual

- Alternativa 1: Diego de Almagro – Carrera Pinto – San Andrés – Cardones 220 kV

La alternativa 1 consiste en:

- La ampliación el año 2020 de la línea 1x220 kV entre las subestaciones Diego de Almagro y Carrera Pinto de los 197 MVA actuales a 260 MVA.
- El Tendido de un circuito energizado en 220 kV de una nueva línea 2x500 kV entre las subestaciones Diego de Almagro y San Andrés de 1500 MVA.
- La ampliación de la línea 1x220 kV entre las subestaciones Carrera Pinto y San Andrés de los 197 MVA actuales a 260 MVA.
- La ampliación de la línea 1x220 kV entre las subestaciones San Andrés y Cardones de los 197 MVA actuales a 260 MVA.
- El Tendido de un circuito energizado en 220 kV de una nueva línea 2x500 kV entre las subestaciones San Andrés y Cardones de 1500 MVA.

Todas estas obras se ponen en servicio en el año 2020. En la Figura 64 se puede ver el diagrama con las obras propuestas en esta alternativa.

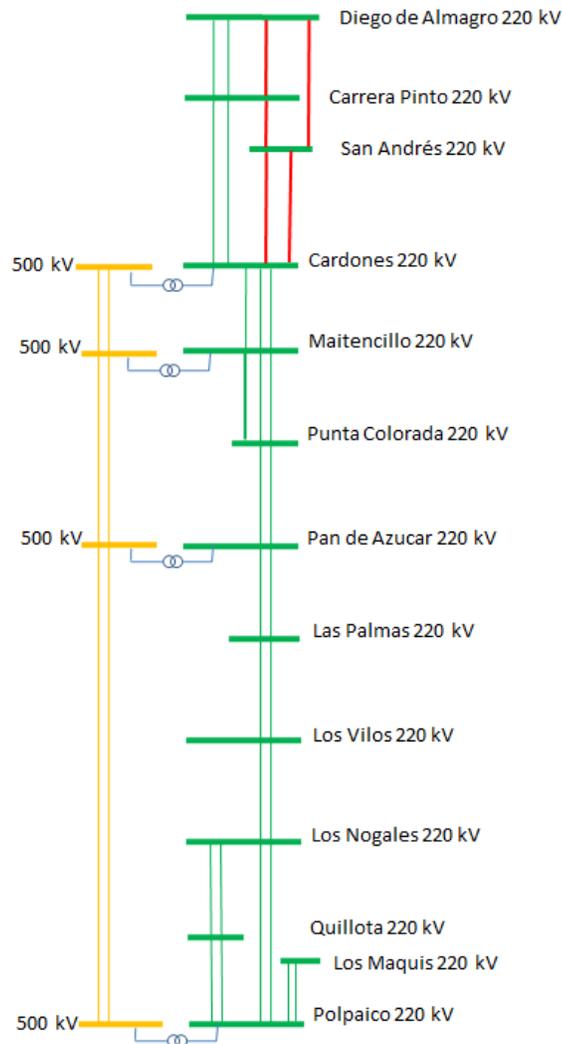


Figura 64. Alternativa 1 para el tramo Diego de Almagro – Carrera Pinto – San Andrés – Cardones 220 kV

- Alternativa 2: Diego de Almagro – Carrera Pinto – San Andrés – Cardones 220 kV

La alternativa 2 consiste en:

- La ampliación de la línea 1x220 kV entre las subestaciones Diego de Almagro y Carrera Pinto de los 197 MVA actuales a 260 MVA.
- El Tendido de un circuito de una nueva línea 2x220 kV entre las subestaciones Diego de Almagro y San Andrés de 500 MVA.

-
- La ampliación de la línea 1x220 kV entre las subestaciones Carrera Pinto y San Andrés de los 197 MVA actuales a 260 MVA.
 - La ampliación de la línea 1x220 kV entre las subestaciones San Andrés y Cardones de los 197 MVA actuales a 260 MVA.
 - El Tendido de los dos circuitos de una nueva línea 2x220 kV entre las subestaciones San Andrés y Cardones de 500 MVA.

Todas estas obras se ponen en servicio en el año 2020. En la Figura 65 se puede ver el diagrama con las obras propuestas en esta alternativa.

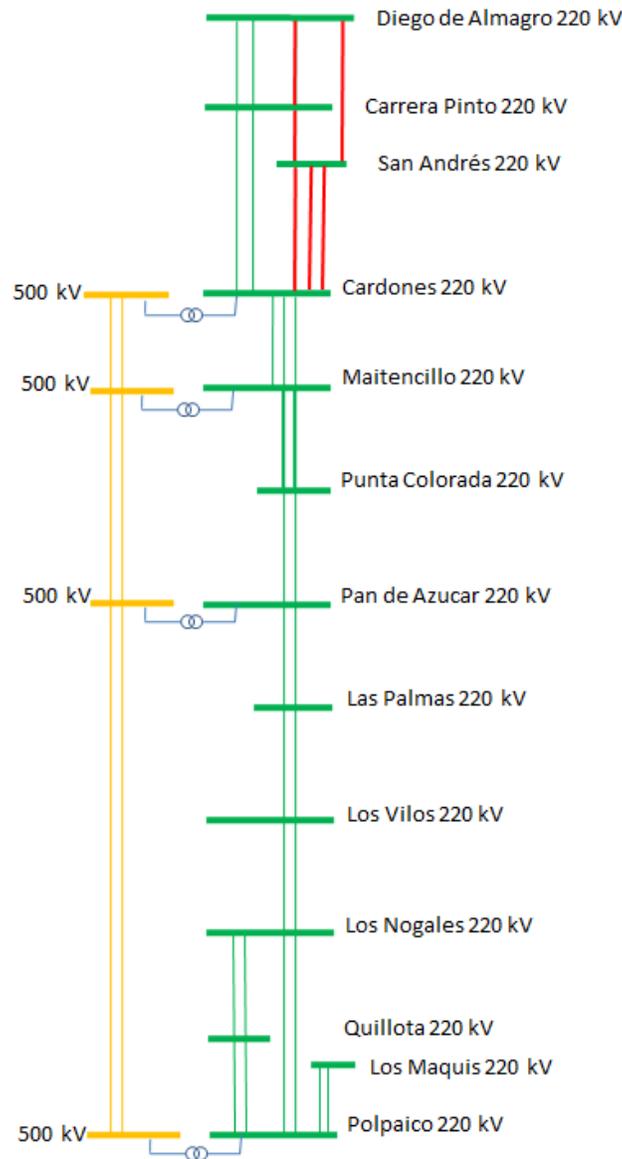


Figura 65. Alternativa 2 para el tramo Diego de Almagro – Carrera Pinto – San Andrés – Cardones 220 kV

3.4.1.2. OBRAS CONGESTIÓN MAITENCILLO – PUNTA COLORADA

Las obras recomendadas para la congestión diagnosticada en el tramo Maitencillo – Punta Colorada 220 kV se ven en la Tabla 19.

Tabla 19. Obras propuestas para el tramo Maitencillo – Punta Colorada 220 kV

Alternativa	Descripción	Año puesta en servicio
1	Nueva L. 2x220 [kV] Maitencillo - Punta Colorada, 197 [MVA], tendido un circuito	2020
2	Ampliación L. 2x220 [kV] Maitencillo – Punta Colorada, 197 [MVA] a 260 [MVA]	2020

Se tienen dos alternativas para solucionar esta congestión. En el diagrama de la Figura 66 se aprecia el SIC con las condiciones actuales.

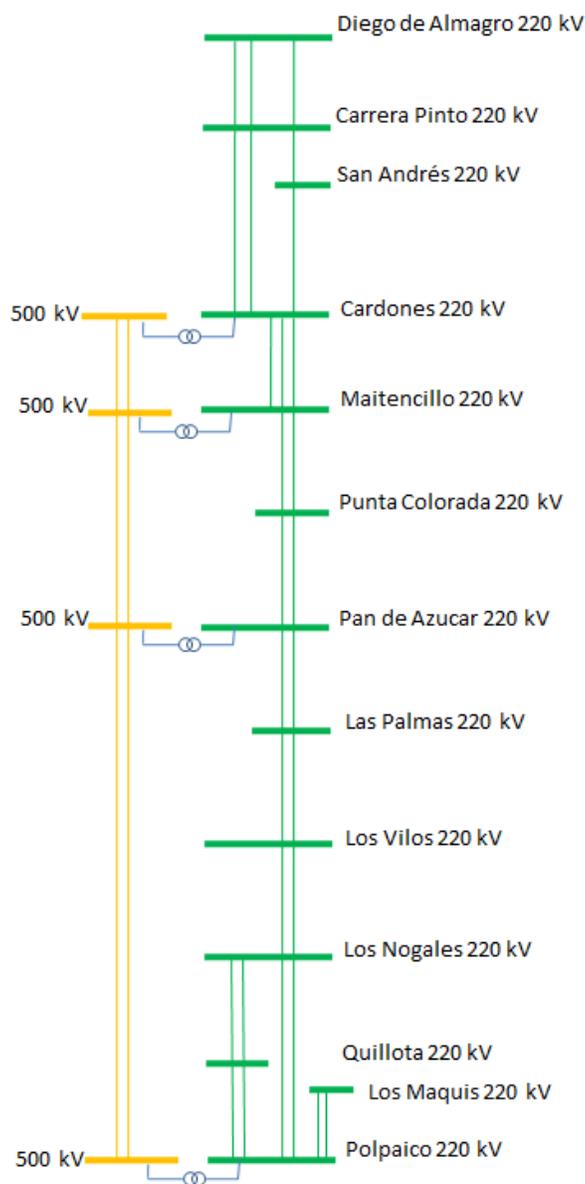


Figura 66. Sistema de Transmisión del SIC en el estado Actual

- Alternativa 1: Maitencillo – Punta Colorada 220 kV

La alternativa 1 consiste en el tendido de un circuito de una nueva línea 2x220 kV de 197 MVA entre las subestaciones Maitencillo – Punta Colorada. En la Figura 67 se puede ver el diagrama con las obras propuestas en esta alternativa.

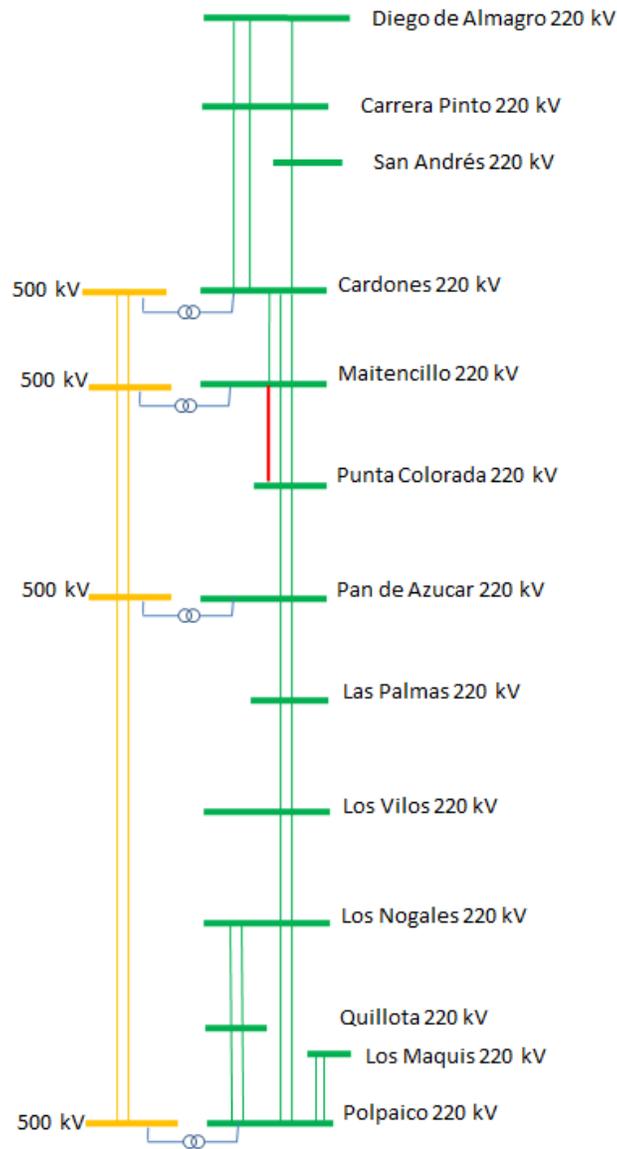


Figura 67. Alternativa 1 para el tramo Maitencillo – Punta Colorada 220 kV

- Alternativa 2: Maitencillo – Punta Colorada 220 kV

La alternativa 2 consiste en la ampliación de la línea 2x220 kV entre las subestaciones Maitencillo y Punta Colorada de los 197 MVA actuales a 260 MVA. En la Figura 68 se puede ver el diagrama con las obras propuestas en esta alternativa.

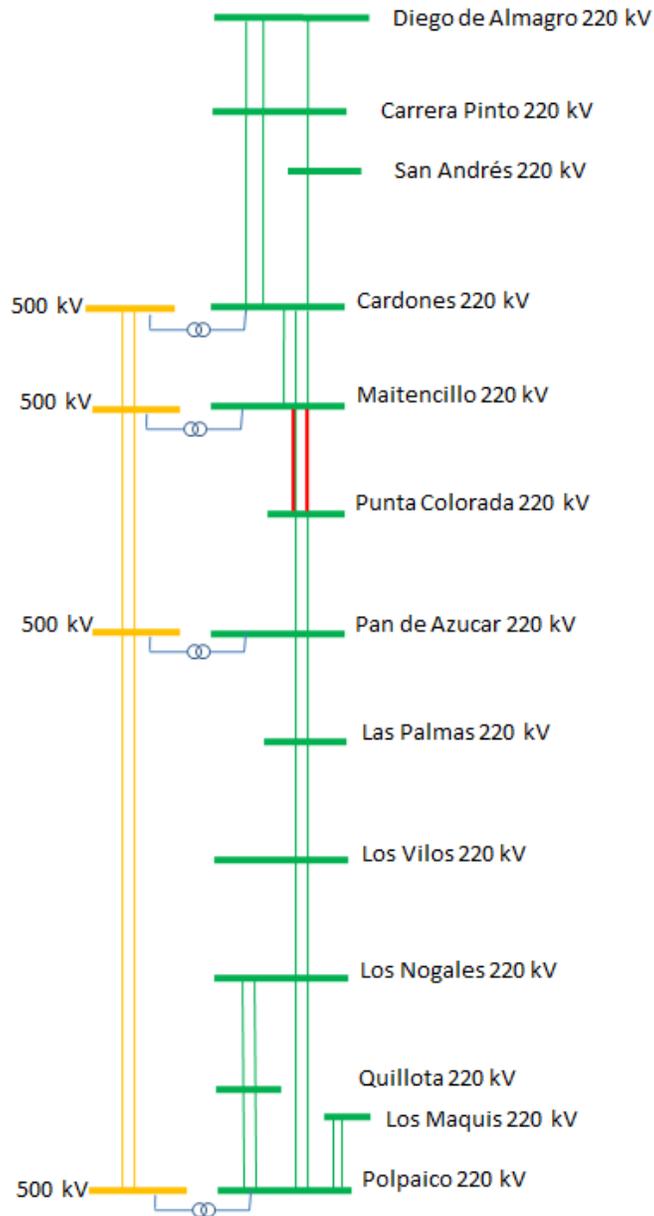


Figura 68 Alternativa 2 para el tramo Maitencillo – Punta Colorada 220 kV

3.4.1.3 OBRAS CONGESTIÓN ALTO JAHUEL – LO AGUIRRE - POLPAICO

Las obras recomendadas para la congestión diagnosticada en el tramo Alto Jahuel – Lo Aguirre - Polpaico se ven en la Tabla 20.

Tabla 20. Obras propuestas para el tramo Alto Jahuel – Lo Aguirre - Polpaico 500 kV

Alternativa	Descripción	Año puesta en servicio
1	Nueva L. 2x500 [kV] Alto Jahuel – Lo Aguirre – Polpaico, 1500 [MVA], tendido un circuito	2020
2	Nueva L. 2x500 [kV] Alto Jahuel – Los Almendros – Polpaico, 1500 [MVA], tendido dos circuitos	2020

Se tienen dos alternativas para esta congestión. En el diagrama de la Figura 69 se aprecia el SIC con las condiciones actuales.

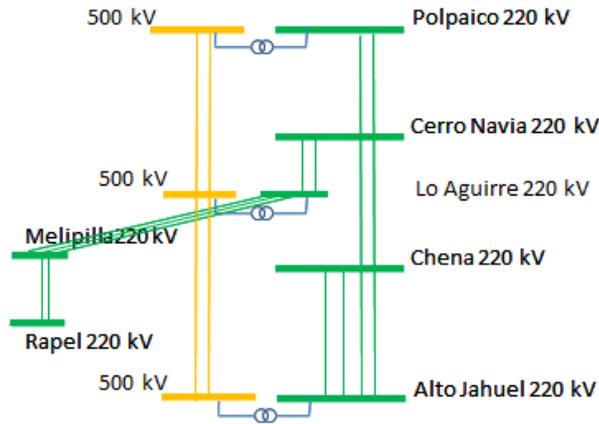


Figura 69. Sistema de Transmisión del SIC en el estado Actual

- Alternativa 1: Alto Jahuel – Lo Aguirre – Polpaico 500 kV

La alternativa 1 consiste en el tendido de un circuito de una nueva línea 2x500 kV de 1500 MVA entre las subestaciones Alto Jahuel, Lo Aguirre y Polpaico. En la Figura 70 se puede ver el diagrama con las obras propuestas en esta alternativa.

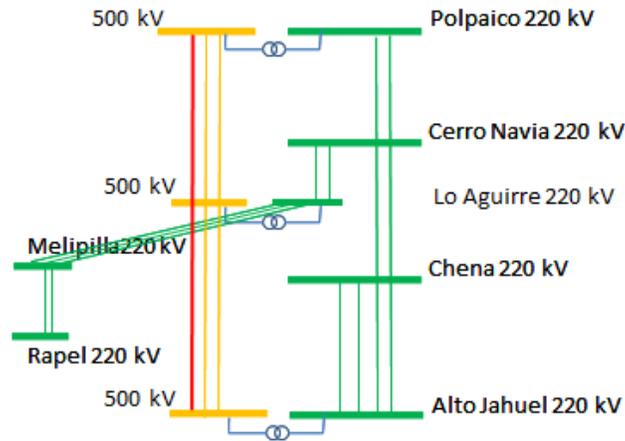


Figura 70. Alternativa 1 para el tramo Alto Jahuel – Lo Aguirre - Polpaico 500 kV

- Alternativa 2: Alto Jahuel – Lo Aguirre – Polpaico 500 kV

La alternativa 2 consiste en el tendido de los dos circuitos de una nueva línea 2x500 kV de 1500 MVA entre las subestaciones Alto Jahuel, Lo Aguirre y Polpaico. En la Figura 71 se puede ver el diagrama con las obras propuestas en esta alternativa.

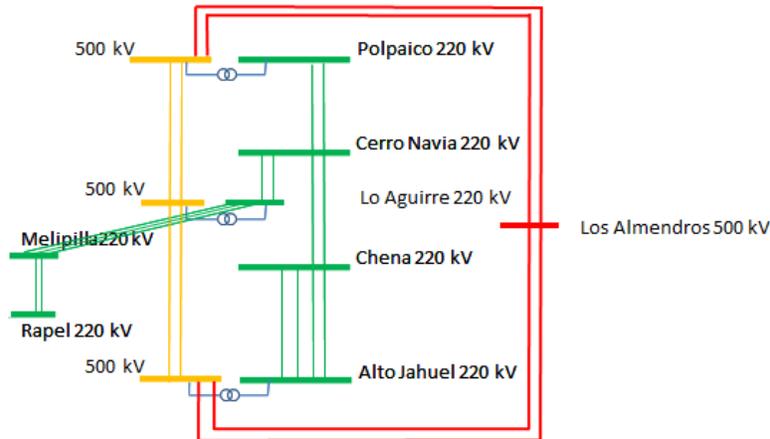


Figura 71 Alternativa 2 para el tramo Maitencillo – Punta Colorada 220 kV

3.4.1.4 OBRAS CONGESTIÓN ANCOA – CHARRÚA

Las obras recomendadas para la congestión diagnosticada en el tramo Ancoa – Charrúa 500 kV se ven en la Tabla 21.

Tabla 21. Obras propuestas para el tramo Ancoa - Charrúa 500 kV

Alternativa	Descripción	Año puesta en servicio
1	Tendido de segundo circuito Ancoa – Charrúa, 2x500 [kV], 1500 [MVA]	2025

Se tiene solo una alternativa para solucionar esta congestión. En el diagrama de la Figura 72 se aprecia el SIC con las condiciones actuales.

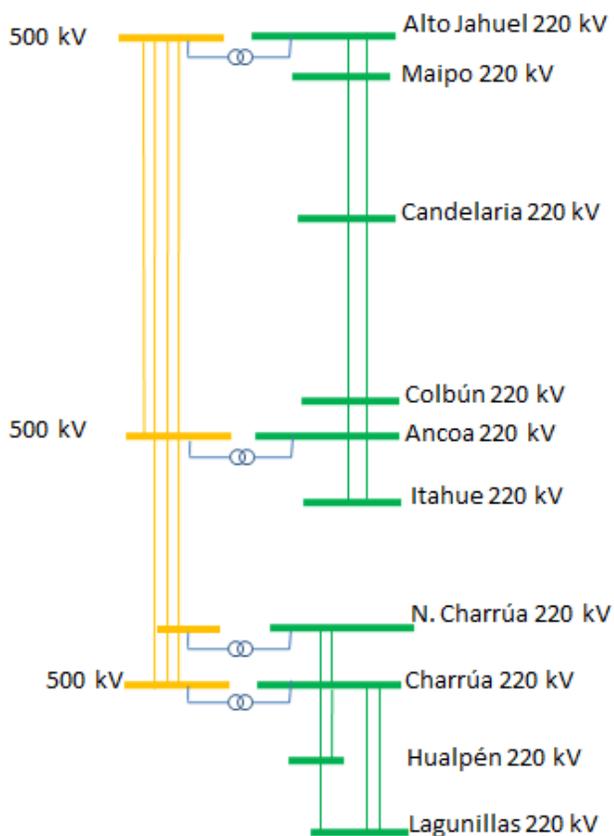


Figura 72. Sistema de Transmisión del SIC en el estado Actual

- Alternativa 1: Alto Jahuel – Lo Aguirre – Polpaico 500 kV

La alternativa 1 consiste en el tendido del segundo circuito de la línea 2x500 kV de 1500 MVA entre las subestaciones Ancoa y Charrúa. En la Figura 73 se puede ver el diagrama con las obras propuestas en esta alternativa.

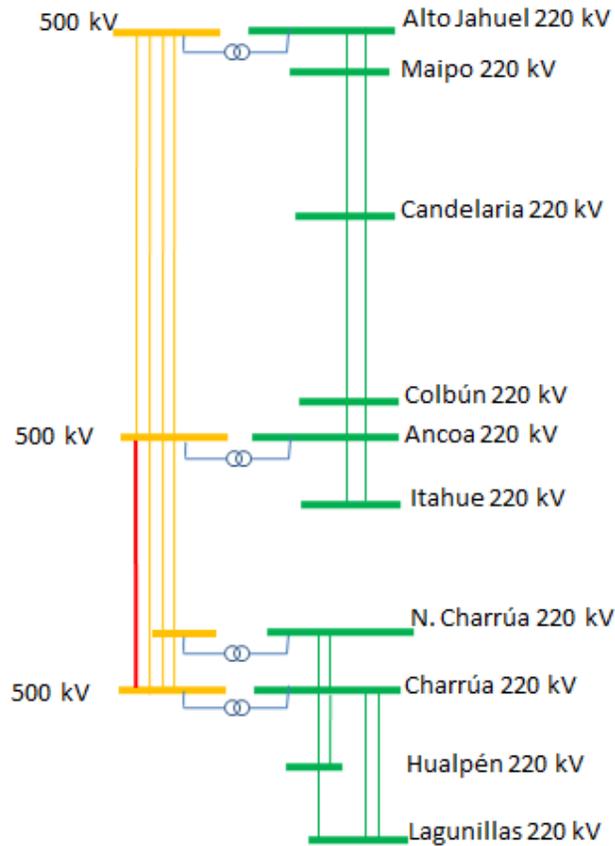


Figura 73. Alternativa 1 para el tramo Ancoa - Charrúa 500 kV

3.4.1.5 OBRAS CONGESTIÓN CHARRÚA – PUERTO MONTT

Las obras recomendadas para la congestión diagnosticada en el tramo Charrúa – Puerto Montt 220 kV se ven en la Tabla 22.

Tabla 22. Obras propuestas para el tramo Charrúa – Puerto Montt 220 kV

Alternativa	Descripción	Año puesta en servicio
1	Nueva línea 2x500 [kV] Cautín - Ciruelos 2500 [MVA], tendido un circuito energizado en 220 [kV]	2020
	Nueva línea 2x500 [kV] Ciruelos - Pichirropulli 2500 [MVA], tendido un circuito energizado en 220 [kV]	2021
	Nueva línea 2x500 [kV] Charrúa - Mulchén 2500 [MVA], tendido un circuito energizado en 220 [kV]	2023
	Ampliación 2x500 [kV] Nueva Charrúa - Ciruelos - Nueva Puerto Montt 2500 [MVA], tendidos dos circuitos	2027
2	Nueva línea 2x750 [kV] Cautín - Ciruelos 2500 [MVA], tendido un circuito energizado en 220 [kV]	2020
	Nueva línea 2x750 [kV] Ciruelos - Pichirropulli 2500 [MVA], tendido un circuito energizado en 220 [kV]	2021
	Nueva línea 2x750 [kV] Charrúa - Mulchén 2500 [MVA], tendido un circuito energizado en 220 [kV]	2023
	Ampliación 2x750 [kV] Nueva Charrúa - Ciruelos - Nueva Puerto Montt 2500 [MVA], tendidos dos circuitos	2027

Se tienen dos alternativas para solucionar esta congestión, separadas en 4 etapas cada una de ellas. En el diagrama de la Figura 74 se aprecia el SIC con las condiciones actuales.

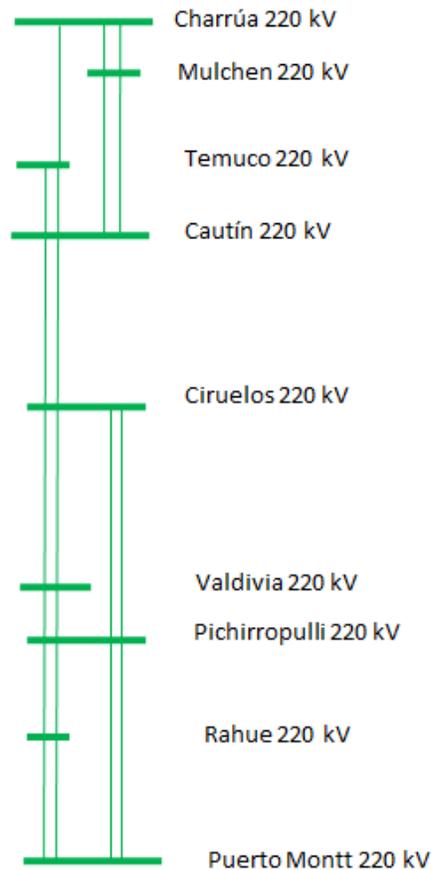


Figura 74. Sistema de Transmisión del SIC en el estado Actual

- Alternativa 1: Nueva Charrúa – Nueva Puerto Montt 500 kV

La alternativa 1 consiste en:

- El tendido en el año 2020 de un circuito energizado en 220 kV de una nueva línea 2x500 kV entre las subestaciones Cautín y Ciruelos de 2500 MVA.
- El tendido en el año 2021 de un circuito energizado en 220 kV de una nueva línea 2x500 kV entre las subestaciones Ciruelos y Pichirropulli de 2500 MVA.
- El tendido en el año 2023 de un circuito energizado en 220 kV de una nueva línea 2x500 kV entre las subestaciones Charrúa y Mulchén de 2500 MVA.

- El tendido de los dos circuitos de una nueva línea 2x500 [kV] de 2500 [MVA] entre las subestaciones Nueva Charrúa, Ciruelos y Nueva Puerto Montt considerando la energización en 500 kV de las etapas anteriores y el sistema Puerto Montt – Pichirropulli 220 [kV].

En la Figura 75, Figura 76 , Figura 77 y Figura 78 se puede ver el diagrama con las obras propuestas por etapas en esta alternativa.

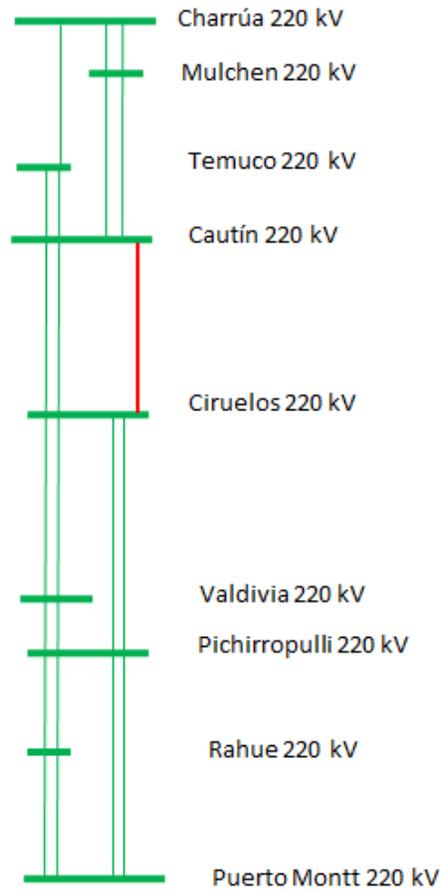


Figura 75. Primera etapa de la Alternativa 1 para el tramo Charrúa – Puerto Montt.

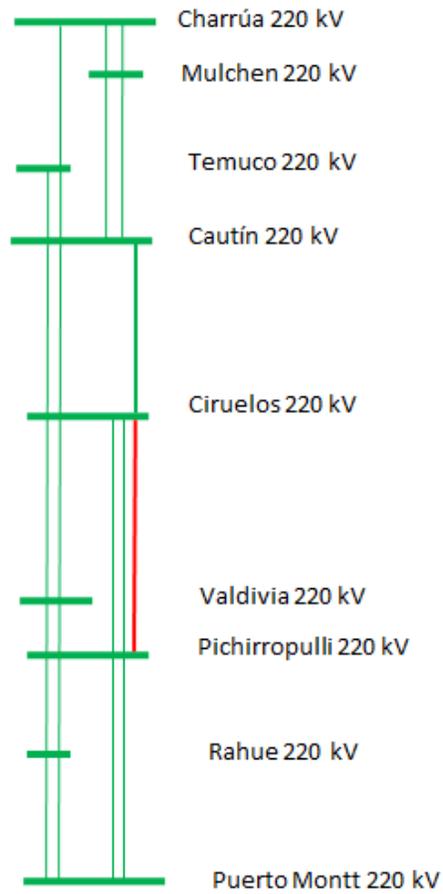


Figura 76. Segunda etapa de la Alternativa 1 para el tramo Charrúa – Puerto Montt.

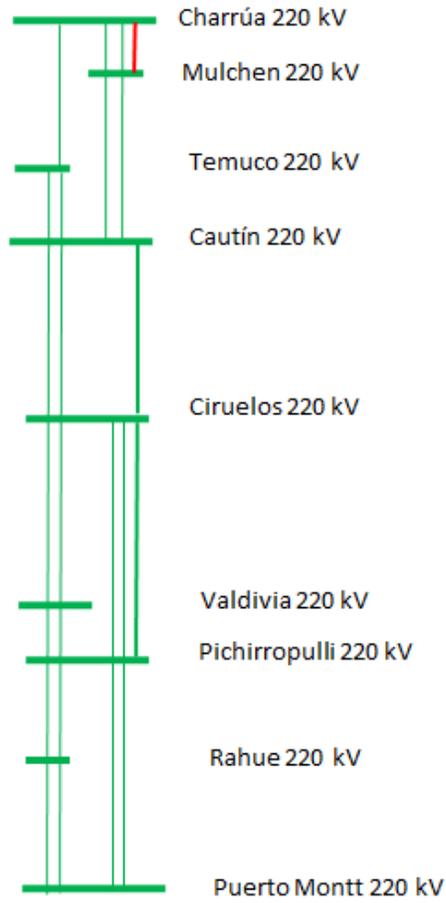


Figura 77. Tercera etapa de la Alternativa 1 para el tramo Charrúa – Puerto Montt.

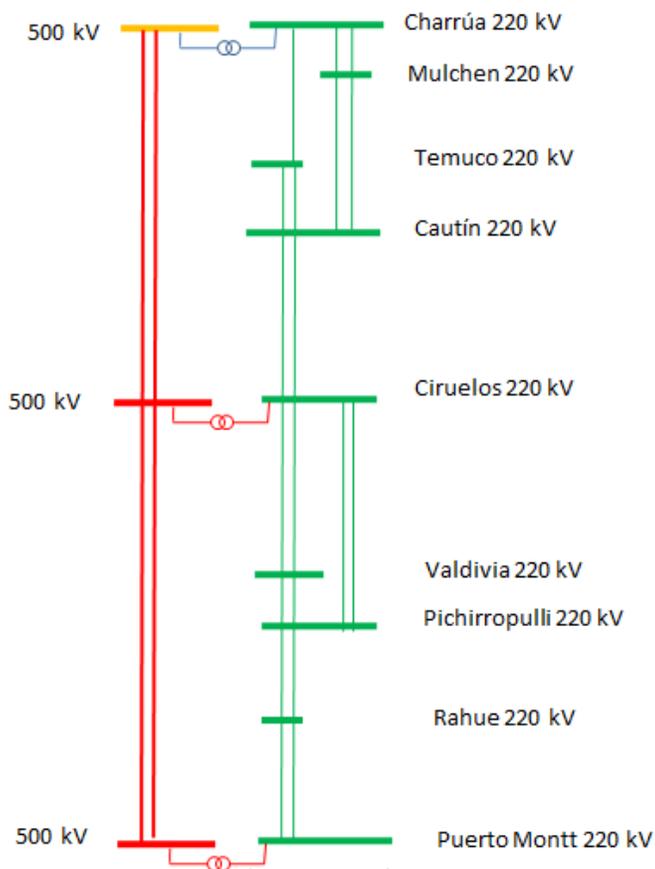


Figura 78. Cuarta etapa de la Alternativa 1 para el tramo Charrúa – Puerto Montt.

- Alternativa 2: Nueva Charrúa – Nueva Puerto Montt 750 kV

La alternativa 2 consiste en:

- El tendido en el año 2020 de un circuito energizado en 220 kV de una nueva línea 2x750 kV entre las subestaciones Cautín y Ciruelos de 2500 MVA.
- El tendido en el año 2021 de un circuito energizado en 220 kV de una nueva línea 2x750 kV entre las subestaciones Ciruelos y Pichirropulli de 2500 MVA.
- El tendido en el año 2023 de un circuito energizado en 220 kV de una nueva línea 2x750 kV entre las subestaciones Charrúa y Mulchén de 2500 MVA.
- La energización en el año 2027 de los dos circuitos de una nueva línea 2x750 kV de 2500 MVA entre las subestaciones Nueva Charrúa, Ciruelos y Nueva Puerto Montt considerando la energización en 750 kV de las etapas anteriores y la ampliación del tramo Pichirropulli – Puerto Montt.

En la Figura 79, Figura 80, Figura 81 y Figura 82 se puede ver el diagrama con las obras propuestas por etapas en esta alternativa.

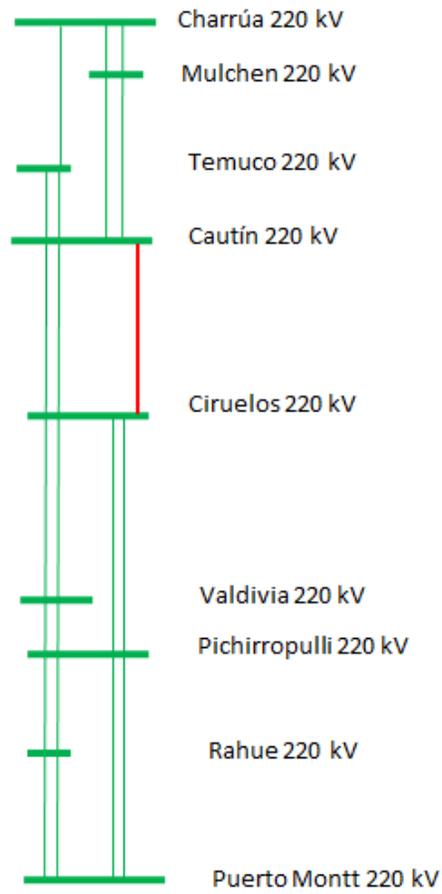


Figura 79. Primera etapa de la Alternativa 2 para el tramo Charrúa – Puerto Montt.

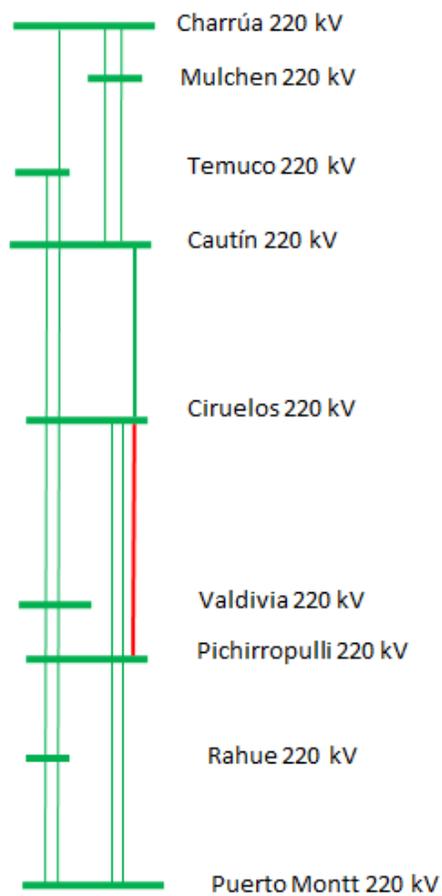


Figura 80. Segunda etapa de la Alternativa 2 para el tramo Charrúa – Puerto Montt.

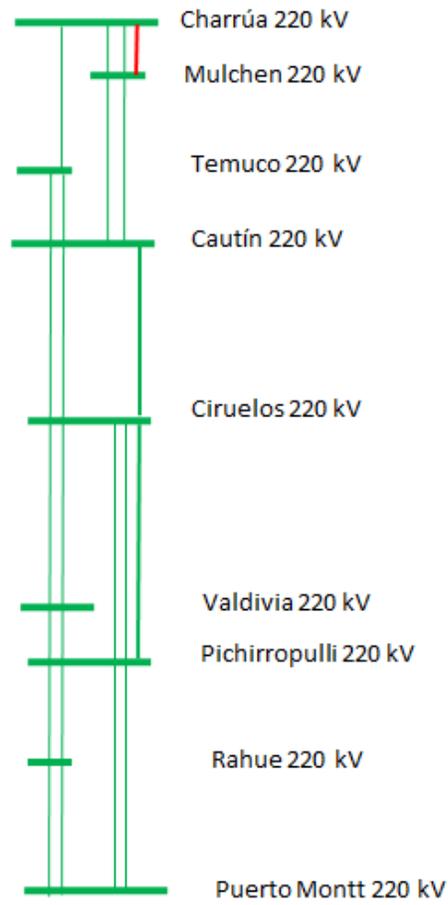


Figura 81. Tercera etapa de la Alternativa 2 para el tramo Charrúa – Puerto Montt.

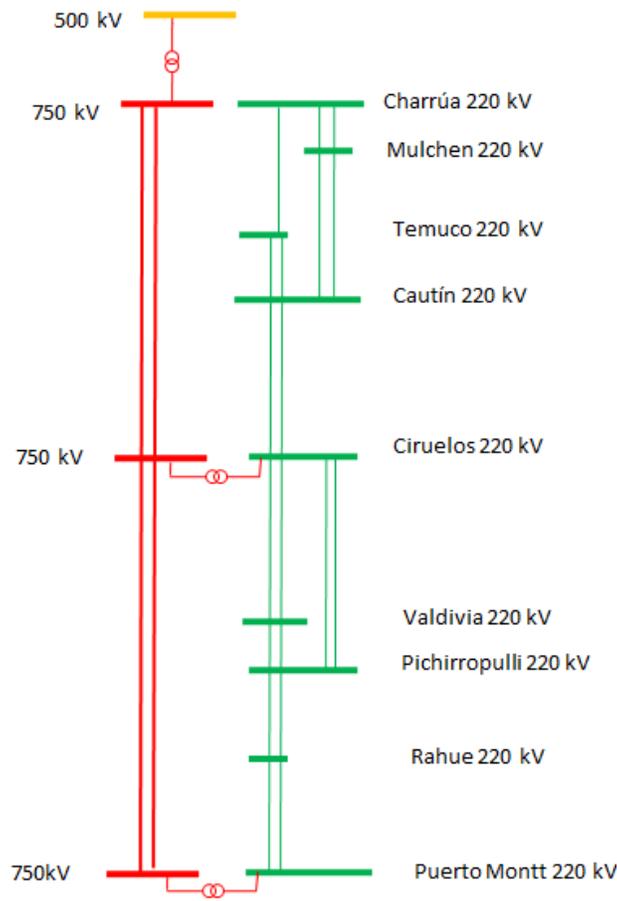


Figura 82. Cuarta etapa de la Alternativa 2 para el tramo Charrúa – Puerto Montt.

3.4.2 OBRAS CASO CARBÓN

3.4.2.1 OBRAS CONGESTIÓN DIEGO DE ALMAGRO – CARRERA PINTO – SAN ANDRÉS - CARDONES

Las obras recomendadas para la congestión diagnosticada en el tramo Diego de Almagro – Carrera Pinto – San Andrés – Cardones 220 kV se ven en la Tabla 23.

Tabla 23. Obras propuestas para el tramo Diego de Almagro – Carrera Pinto – San Andrés – Cardones 220 kV

Alternativa	Descripción	Año puesta en servicio
1	Ampliación L. 1x220 [kV] Diego de Almagro - Carrera Pinto, 190 [MVA] a 260 [MVA]	2031
	Nueva línea 2x500 [kV] Diego de Almagro - San Andrés 1500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	2031
	Ampliación L. 1x220 [kV] Carrera Pinto – San Andrés, 190 [MVA] a 260 [MVA]	2024
	Ampliación L. 1x220 [kV] San Andrés - Cardones, 190 [MVA] a 260 [MVA]	2024
	Nueva línea 2x500 [kV] San Andrés - Cardones 1500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	2024
2	Ampliación L. 1x220 [kV] Diego de Almagro - Carrera Pinto, 190 [MVA] a 260 [MVA]	2031
	Nueva línea 2x220 [kV] Diego de Almagro - San Andrés 500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	2031
	Ampliación L. 1x220 [kV] Carrera Pinto – San Andrés, 190 [MVA] a 260 [MVA]	2024
	Ampliación L. 1x220 [kV] San Andrés - Cardones, 190 [MVA] a 260 [MVA]	2024
	Nueva línea 2x220 [kV] San Andrés – Cardones 500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	2024

Se tienen dos alternativas para esta congestión que se realizan en dos etapas cada una de estas. En el diagrama de la Figura 83 se aprecia el SIC con las condiciones actuales.

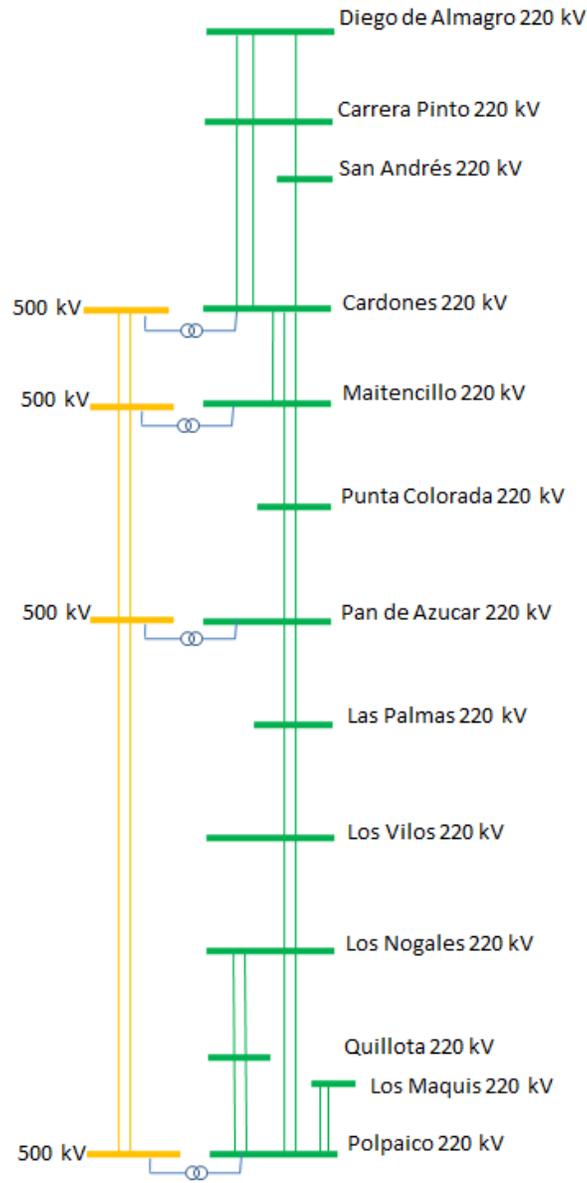


Figura 83. Sistema de Transmisión del SIC en el estado Actual

- Alternativa 1: Diego de Almagro – Carrera Pinto – San Andrés – Cardones 220 kV

La alternativa 1 consiste en:

- La ampliación en el año 2024 de la línea 1x220 kV entre las subestaciones Carrera Pinto y San Andrés de los 190 MVA actuales a 260 MVA.
- La ampliación en el año 2024 de la línea 1x220 kV entre las subestaciones San Andrés y Cardones de los 190 MVA actuales a 260 MVA.
- El Tendido en el año 2024 de un circuito energizado en 220 kV de una nueva línea 2x500 kV entre las subestaciones San Andrés y Cardones de 1500 MVA.
- La ampliación en el año 2031 de la línea 1x220 kV entre las subestaciones Diego de Almagro y Carrera Pinto de los 190 MVA actuales a 260 MVA.
- El Tendido en el año 2031 de un circuito energizado en 220 kV de una nueva línea 2x500 kV entre las subestaciones Diego de Almagro y San Andrés de 1500 MVA.

En la Figura 84 y Figura 85 y se puede ver el diagrama con las obras propuestas en esta alternativa.

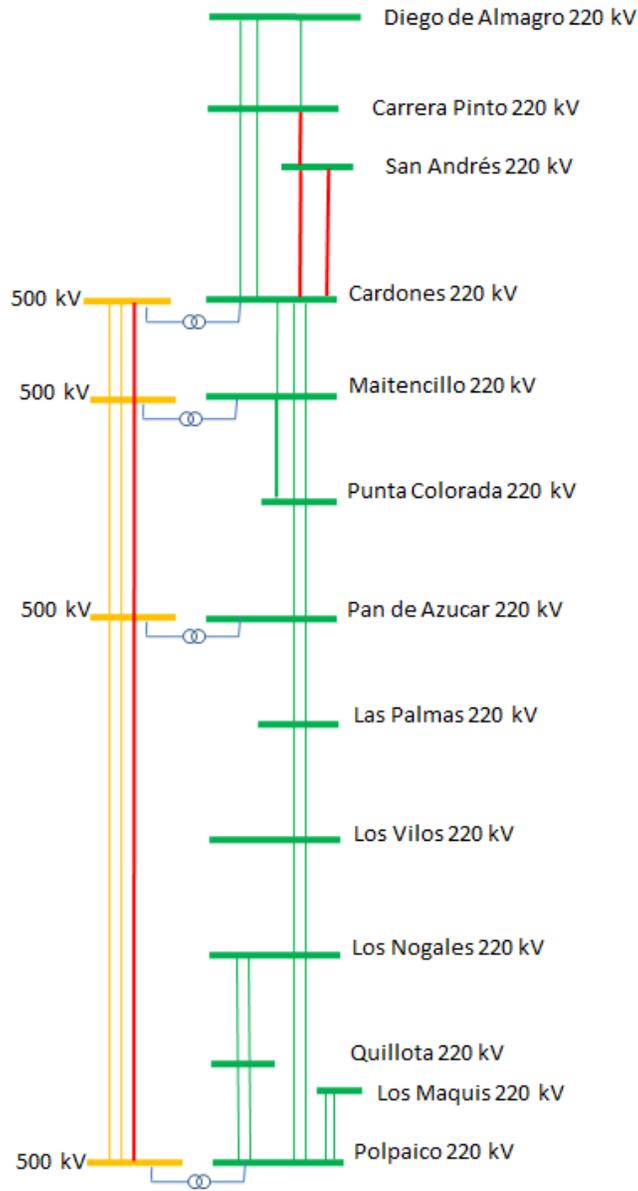


Figura 84. Primera etapa de la alternativa 1 para el tramo Diego de Almagro – Carrera Pinto – San Andrés – Cardones 220 kV

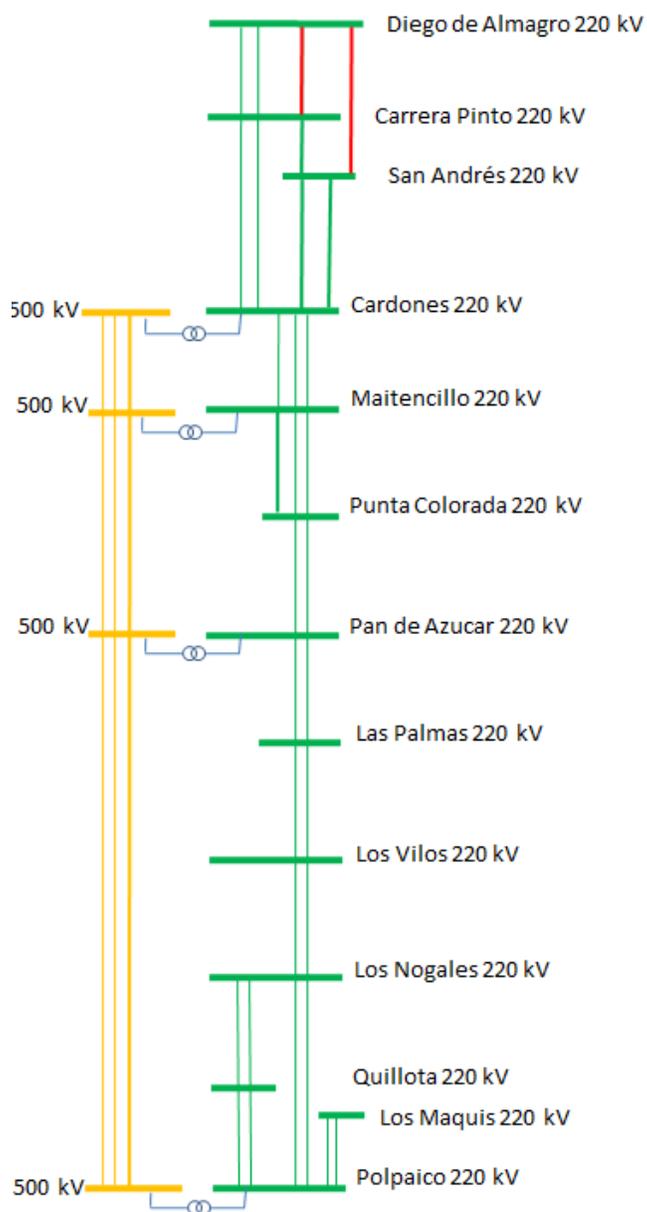


Figura 85. Segunda etapa de la Alternativa 1 para el tramo Diego de Almagro – Carrera Pinto – San Andrés – Cardones 220 kV

- Alternativa 2: Diego de Almagro – Carrera Pinto – San Andrés – Cardones 220 kV

-
- La ampliación en el año 2024 de la línea 1x220 kV entre las subestaciones Carrera Pinto y San Andrés de los 190 MVA actuales a 260 MVA.
 - La ampliación en el año 2024 de la línea 1x220 kV entre las subestaciones San Andrés y Cardones de los 190 MVA actuales a 260 MVA.
 - El Tendido de un circuito en el año 2024 de una nueva línea 2x220 kV entre las subestaciones San Andrés y Cardones de 500 MVA.
 - La ampliación en el año 2031 de la línea 1x220 kV entre las subestaciones Diego de Almagro y Carrera Pinto de los 190 MVA actuales a 260 MVA.
 - El Tendido en el año 2031 de un circuito de una nueva línea 2x220 kV entre las subestaciones Diego de Almagro y San Andrés de 500 MVA.

En la Figura 86 y Figura 87 y se puede ver el diagrama con las obras propuestas en esta alternativa.

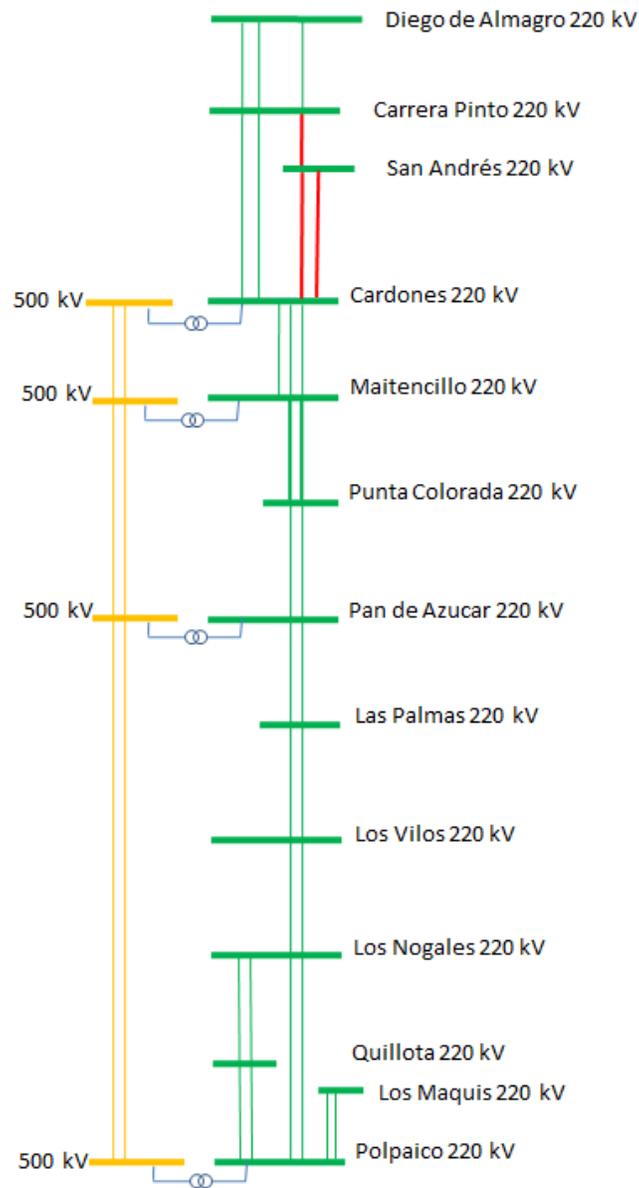


Figura 86. Primera etapa para la alternativa 2 para el tramo Diego de Almagro – Carrera Pinto – San Andrés – Cardones 220 kV

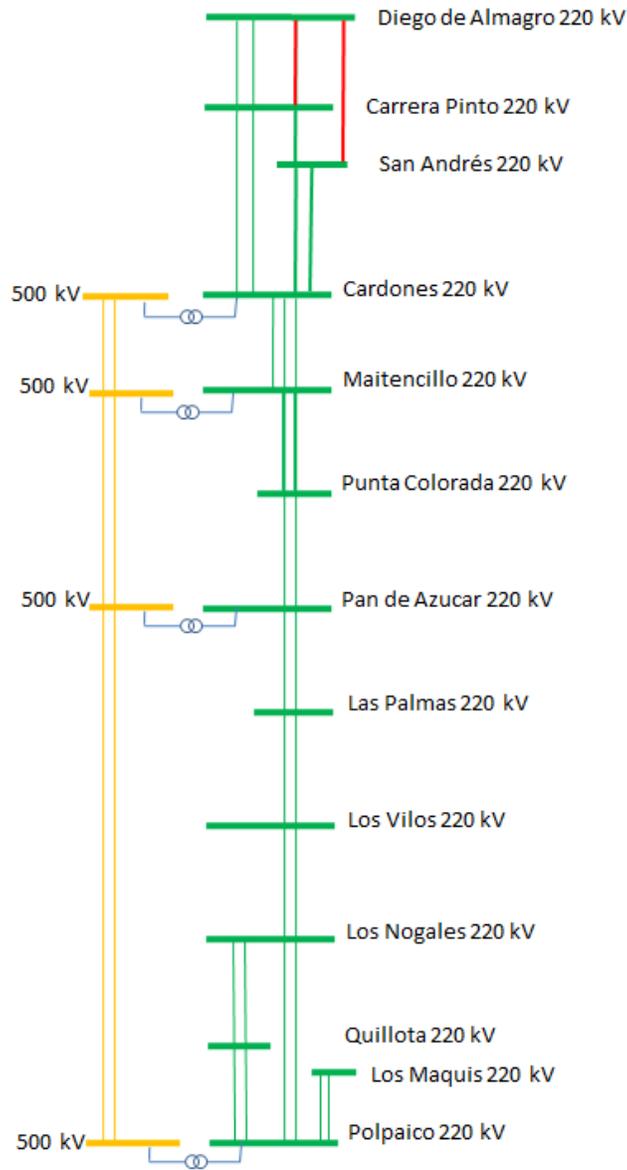


Figura 87. Etapa dos para la alternativa 2 para el tramo Diego de Almagro – Carrera Pinto – San Andrés – Cardones 220 kV

3.4.2.2 OBRAS CONGESTIÓN MAITENCILLO – PUNTA COLORADA

Las obras recomendadas para la congestión diagnosticada en el tramo Maitencillo – Punta Colorada 220 kV se ven en la Tabla 24.

Tabla 24. Obras propuestas para el tramo Maitencillo – Punta Colorada 220 kV

Alternativa	Descripción	Año puesta en servicio
1	Nueva L. 2x220 [kV] Maitencillo - Punta Colorada, 197 [MVA], tendido un circuito	2020
2	Ampliación L. 2x220 [kV] Maitencillo – Punta Colorada, 197 [MVA] a 260 [MVA]	2020

Se tienen dos alternativas para esta congestión. En el diagrama de la Figura 88 se aprecia el SIC con las condiciones actuales.

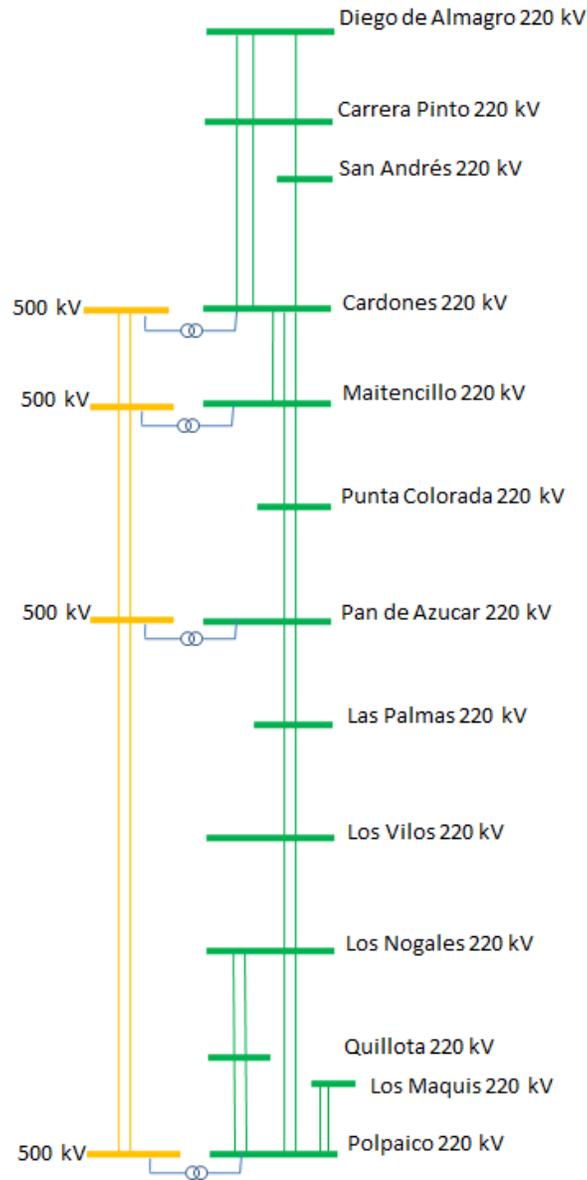


Figura 88. Sistema de Transmisión del SIC en el estado Actual

- Alternativa 1: Maitencillo – Punta Colorada 220 kV

La alternativa 1 consiste en el tendido de un circuito de una nueva línea 2x500 kV de 1500 MVA entre las subestaciones Maitencillo – Punta Colorada pero energizada en 220 kV. En la Figura 88 se puede ver el diagrama con las obras propuestas en esta alternativa.

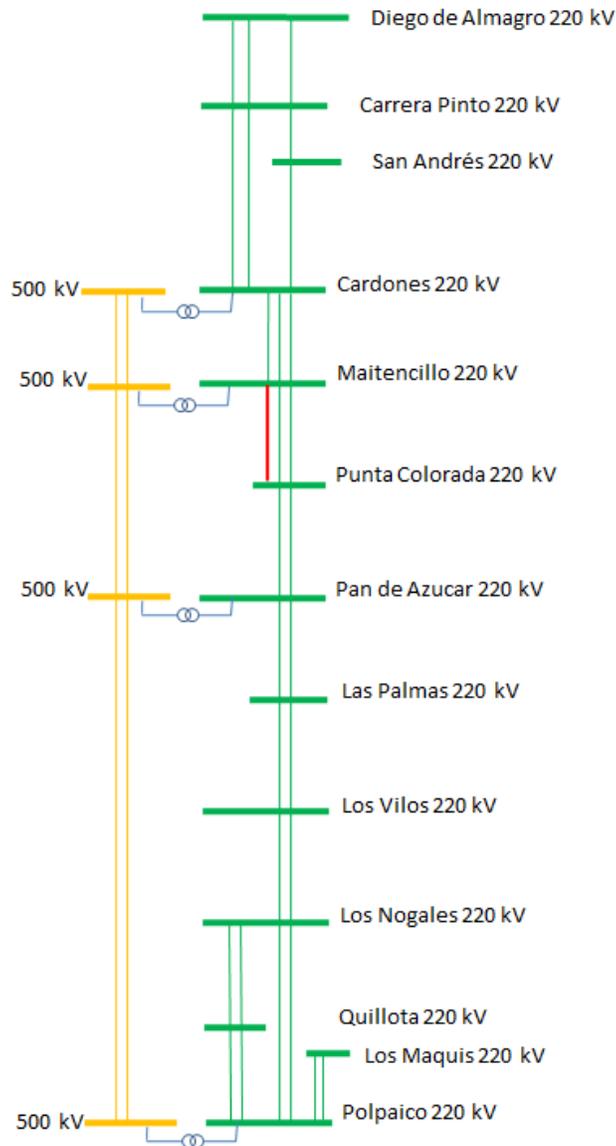


Figura 89. Alternativa 1 para el tramo Maitencillo – Punta Colorada 220 kV

- Alternativa 2: Maitencillo – Punta Colorada 220 kV

La alternativa 2 consiste en la ampliación de la línea 2x220 kV entre las subestaciones Maitencillo y Punta Colorada de los 190 MVA actuales a 260 MVA. En la Figura 90 se puede ver el diagrama con las obras propuestas en esta alternativa.

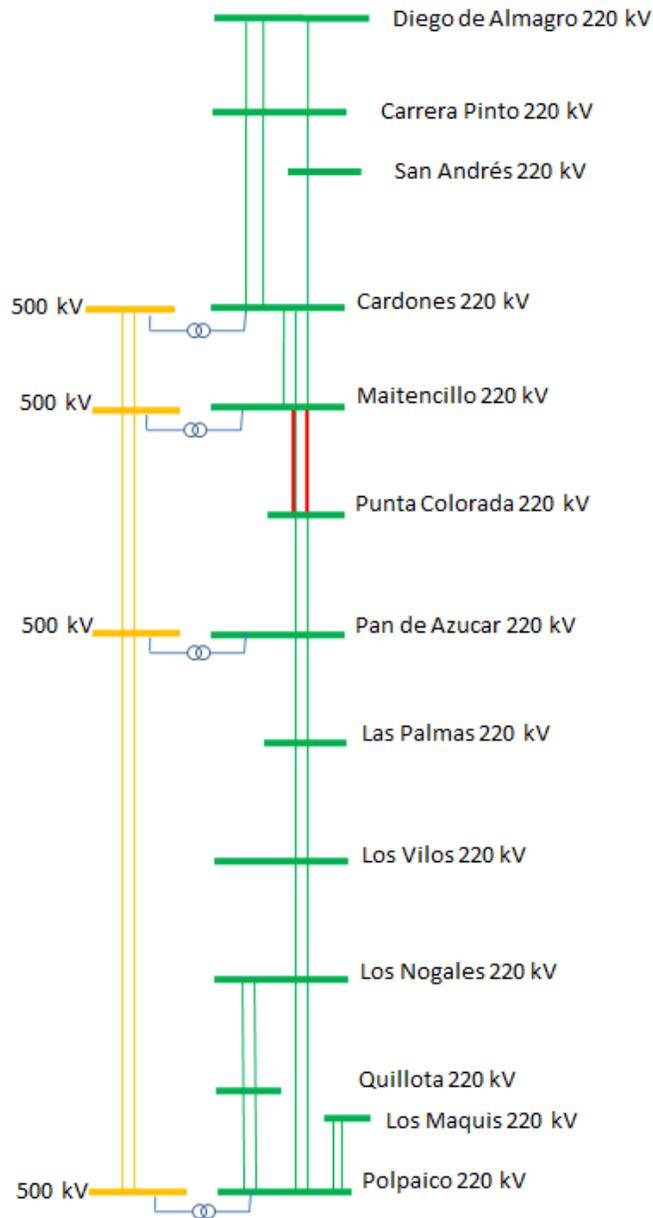


Figura 90 Alternativa 2 para el tramo Maitencillo – Punta Colorada 220 kV

3.4.2.3 OBRAS CONGESTIÓN CARDONES - POLPAICO

Las obras recomendadas para la congestión diagnosticada en el tramo Cardones – Polpaico 500 kV se ven en la Tabla 25.

Tabla 25. Obras propuestas para el tramo Cardones - Polpaico 500 kV

Alternativa	Descripción	Año puesta en servicio
1	N. Línea 2x500 [kV] Polpaico - Pan de Azúcar – Maitencillo - Cardones, 1500 [MVA], tendido un circuito	2024

Para este tramo se tiene solo una alternativa. En el diagrama de la Figura 91 se aprecia el SIC con las condiciones actuales.

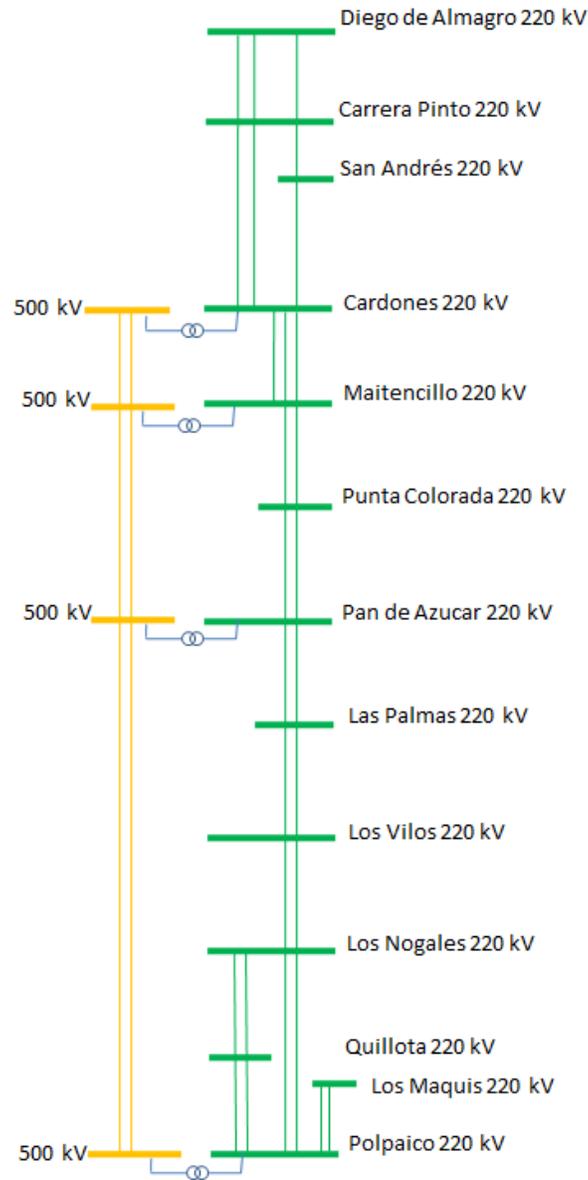


Figura 91. Sistema de Transmisión del SIC en el estado Actual

Esta alternativa consiste en el tendido de un circuito de una nueva línea 2x500 kV de 1500 MVA entre las subestaciones Polpaico, Pan de Azúcar, Maitencillo y Cardones. En la Figura 92 se puede ver el diagrama con las obras propuestas en esta alternativa.

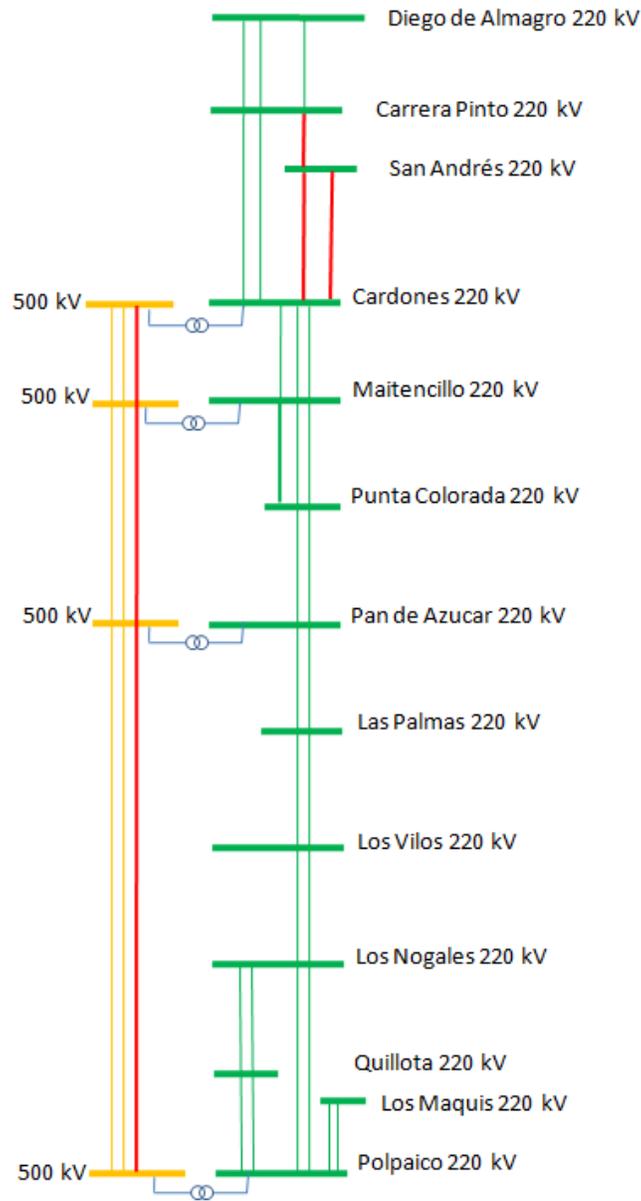


Figura 92. Alternativa 1 para el tramo Cardones – Polpaico 500 kV

3.4.2.4 OBRAS CONGESTIÓN ALTO JAHUEL – LO AGUIRRE - POLPAICO

Las obras recomendadas para la congestión diagnosticada en el tramo Alto Jahuel – Lo Aguirre - Polpaico se ven en la Figura 78.

Tabla 26. Obras propuestas para el tramo Alto Jahuel – Lo Aguirre - Polpaico 500 kV

Alternativa	Descripción	Año puesta en servicio
1	Nueva L. 2x500 [kV] Alto Jahuel – Lo Aguirre – Polpaico, 1500 [MVA], tendido un circuito	2020
2	Nueva L. 2x500 [kV] Alto Jahuel – Los Almendros – Polpaico, 1500 [MVA], tendido dos circuitos	2020

Se tienen dos alternativas para esta congestión. En el diagrama de la Figura 93 se aprecia el SIC con las condiciones actuales.

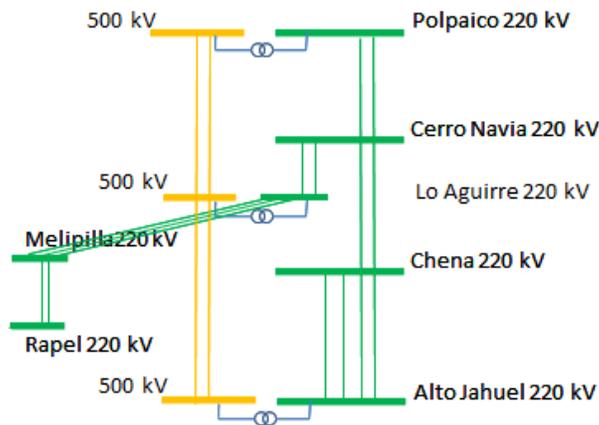


Figura 93. Sistema de Transmisión del SIC en el estado Actual

- Alternativa 1: Alto Jahuel – Lo Aguirre – Polpaico 500 kV

La alternativa 1 consiste en el tendido de un circuito de una nueva línea 2x500 kV de 1500 MVA entre las subestaciones Alto Jahuel, Lo Aguirre y Polpaico. En la Figura 94 se puede ver el diagrama con las obras propuestas en esta alternativa.

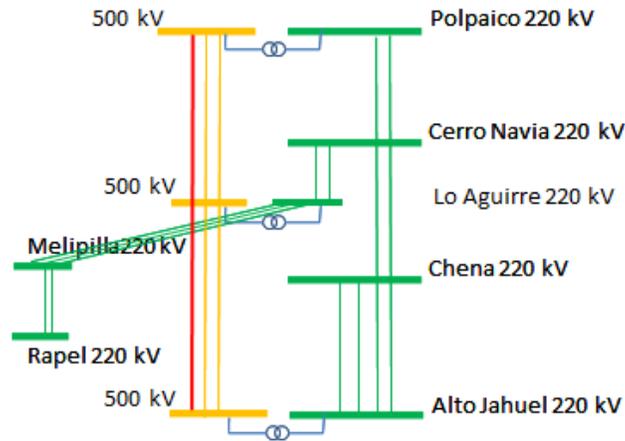


Figura 94. Alternativa 1 para el tramo Alto Jahuel – Lo Aguirre - Polpaico 500 kV

- Alternativa 2: Alto Jahuel – Lo Aguirre – Polpaico 500 kV

La alternativa 2 consiste en el tendido de los dos circuitos de una nueva línea 2x500 kV de 1500 MVA entre las subestaciones Alto Jahuel, Lo Aguirre y Polpaico. En la Figura 95 se puede ver el diagrama con las obras propuestas en esta alternativa.

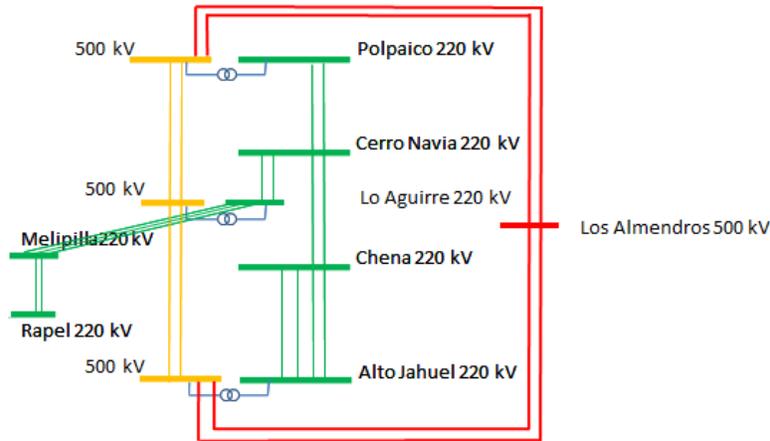


Figura 95 Alternativa 2 para el tramo Maitencillo – Punta Colorada 220 kV

3.4.2.5 OBRAS CONGESTIÓN ANCOA – CHARRÚA

Las obras recomendadas para la congestión diagnosticada en el tramo Ancoa – Charrúa 500 kV se ven en la Tabla 27.

Tabla 27. Obras propuestas para el tramo Ancoa - Charrúa 500 kV

Alternativa	Descripción	Año puesta en servicio
1	Tendido de segundo circuito Ancoa – Charrúa, 2x500 [kV], 1500 [MVA]	2025

Se tiene solo una alternativa para esta congestión. En el diagrama de la Figura 96 se aprecia el SIC con las condiciones actuales.

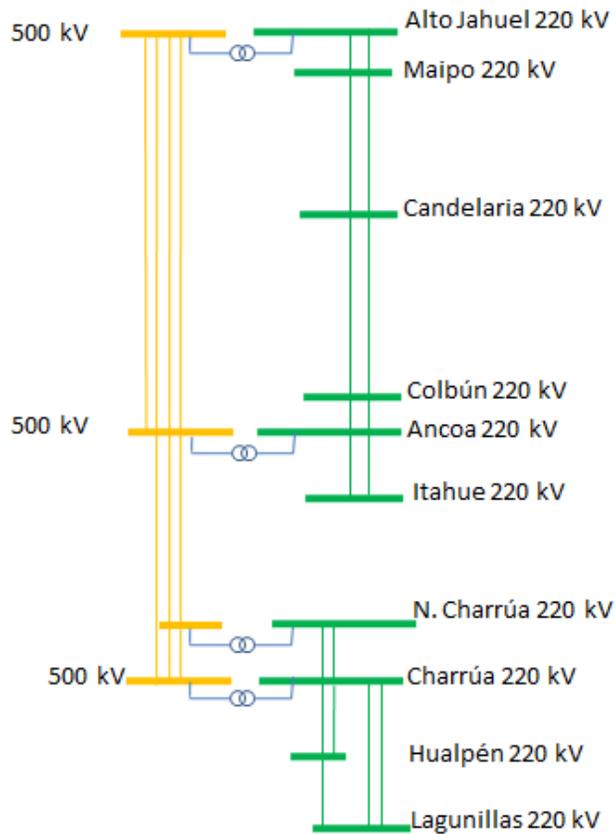


Figura 96. Sistema de Transmisión del SIC en el estado Actual

- Alternativa 1: Alto Jahuel – Lo Aguirre – Polpaico 500 kV

La alternativa 1 consiste en el tendido del segundo circuito de la línea 2x500 kV de 1500 MVA entre las subestaciones Ancoa y Charrúa. En la Figura 97 se puede ver el diagrama con las obras propuestas en esta alternativa.

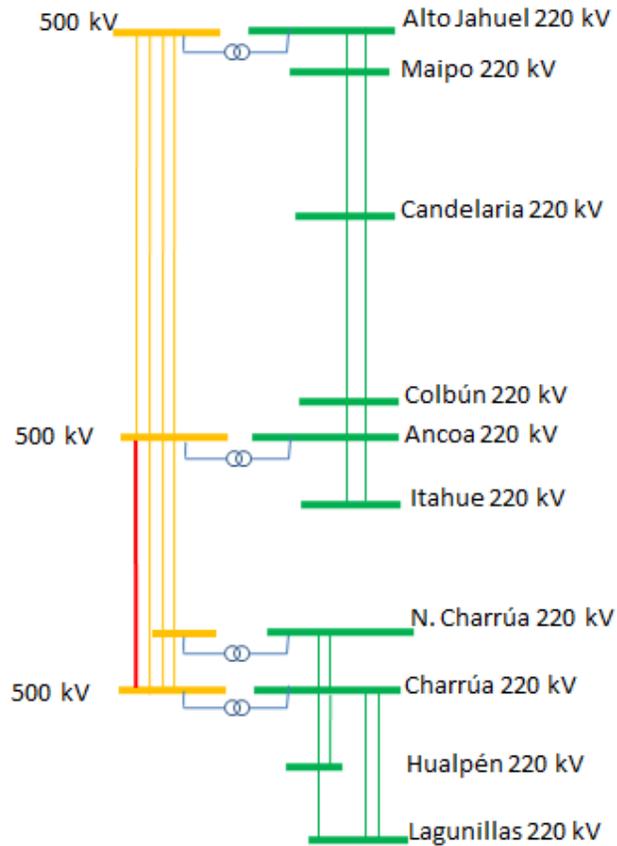


Figura 97. Alternativa 1 para el tramo Ancoa - Charrúa 500 kV

3.4.2.6 OBRAS CONGESTIÓN CHARRÚA – PUERTO MONTT

Las obras recomendadas para la congestión diagnosticada en el tramo Charrúa – Puerto Montt 220 kV se ven en la Tabla 28.

Tabla 28. Obras propuestas para el tramo Charrúa – Puerto Montt 220 kV

Alternativa	Descripción	Año puesta en servicio
1	Nueva línea 2x500 [kV] Cautín - Ciruelos 1500 [MVA], tendido un circuito energizado en 220 [kV]	2020
	Nueva línea 2x500 [kV] Ciruelos - Pichirropulli 1500 [MVA], tendido un circuito energizado en 220 [kV]	2021
	Nueva línea 2x500 [kV] Charrúa - Mulchén 1500 [MVA], tendido un circuito energizado en 220 [kV]	2023
	Ampliación línea 2x500 [kV] Nueva Charrúa - Ciruelos - Nueva Puerto Montt 1500 [MVA], tendidos dos circuitos	2027

Se tiene solo una alternativa para esta congestión, separada en 4 etapa. En el diagrama de la Figura 98 se aprecia el SIC con las condiciones actuales.

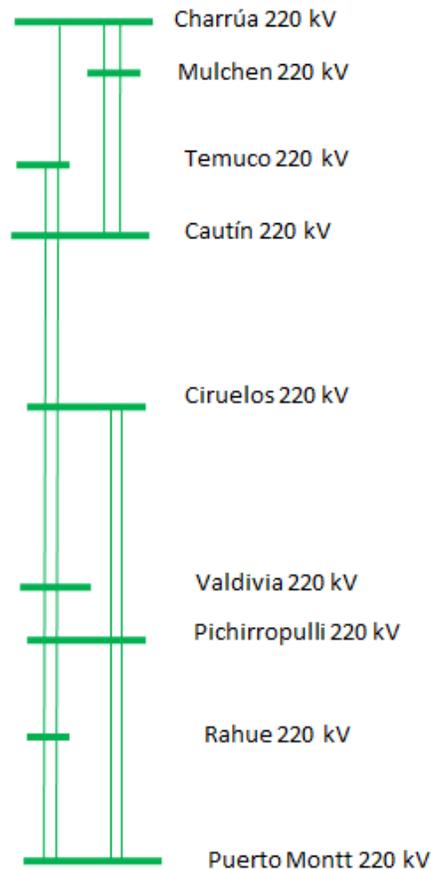


Figura 98. Sistema de Transmisión del SIC en el estado Actual

La alternativa consiste en:

- El tendido en el año 2020 de un circuito energizado en 220 kV de una nueva línea 2x500 kV entre las subestaciones Cautín y Ciruelos de 1500 MVA.
- El tendido en el año 2021 de un circuito energizado en 220 kV de una nueva línea 2x500 kV entre las subestaciones Ciruelos y Pichirropulli de 1500 MVA.
- El tendido en el año 2023 de un circuito energizado en 220 kV de una nueva línea 2x500 kV entre las subestaciones Charrúa y Mulchén de 1500 MVA.
- El tendido de los dos circuitos de una nueva línea 2x500 [kV] de 1500 [MVA] entre las subestaciones Nueva Charrúa, Ciruelos y Nueva Puerto Montt considerando la energización en 500 kV de las etapas anteriores y el sistema Puerto Montt – Pichirropulli 220 [kV].

En la Figura 99, Figura 100, Figura 101 y Figura 102 se puede ver el diagrama con las obras propuestas por etapas en esta alternativa.

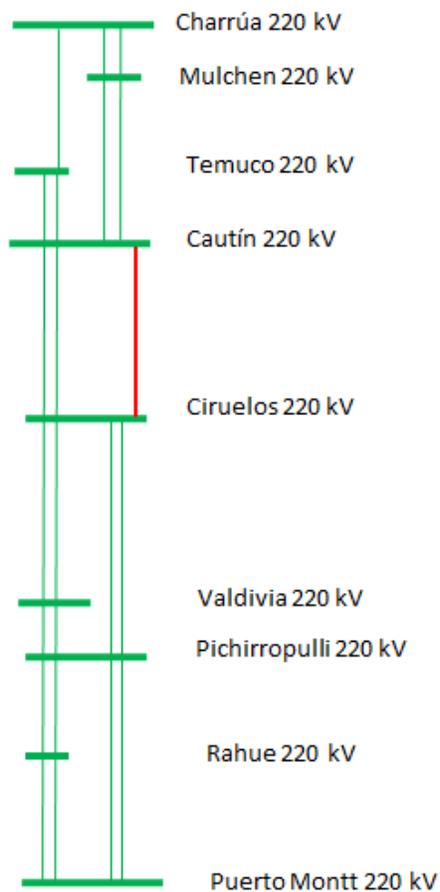


Figura 99. Primera etapa de la alternativa para el tramo Charrúa – Puerto Montt.

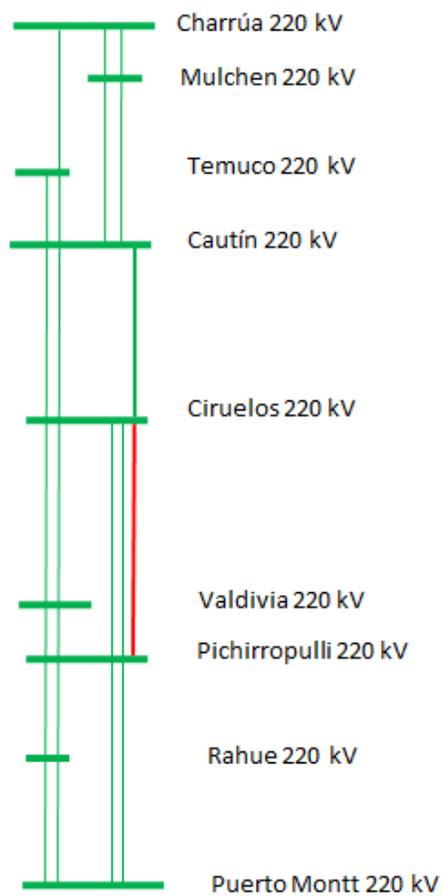


Figura 100. Segunda etapa de la alternativa para el tramo Charrúa – Puerto Montt.

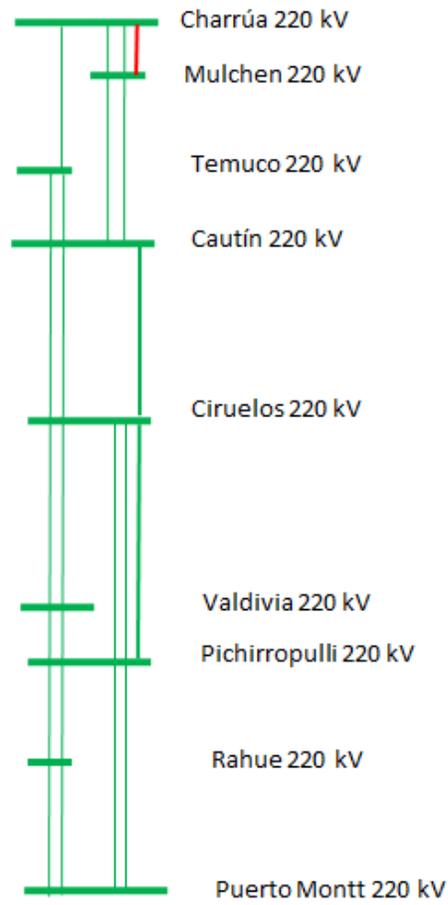


Figura 101. Tercera etapa de la alternativa para el tramo Charrúa – Puerto Montt.

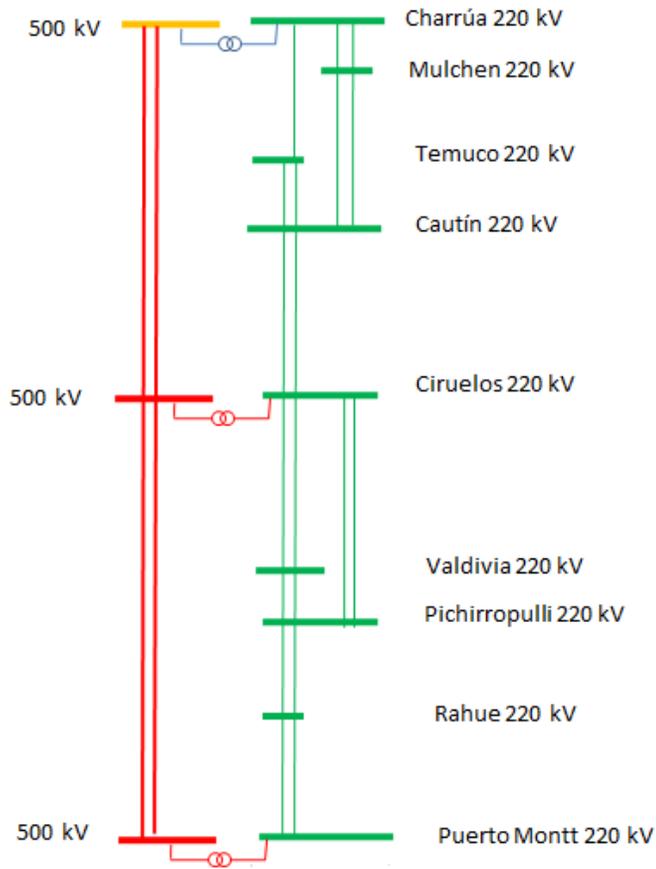


Figura 102. Cuarta etapa de la alternativa para el tramo Charrúa – Puerto Montt.

3.4.3 OBRAS CASO GNL

3.4.3.1 OBRAS CONGESTIÓN DIEGO DE ALMAGRO – CARRERA PINTO – SAN ANDRÉS – CARDONES

Las obras recomendadas para la congestión diagnosticada en el tramo Diego de Almagro – Carrera Pinto – San Andrés – Cardones 220 kV se ven en la Tabla 29.

Tabla 29. Obras propuestas para el tramo Diego de Almagro – Carrera Pinto – San Andrés – Cardones 220 kV

Alternativa	Descripción	Año puesta en servicio
1	Ampliación L. 1x220 [kV] Diego de Almagro - Carrera Pinto, 190 [MVA] a 260 [MVA]	2022
	Nueva línea 2x500 [kV] Diego de Almagro - San Andrés 1500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	2022
	Ampliación L. 1x220 [kV] Carrera Pinto – San Andrés, 190 [MVA] a 260 [MVA]	2022
	Ampliación L. 1x220 [kV] San Andrés - Cardones, 190 [MVA] a 260 [MVA]	2022
	Nueva línea 2x500 [kV] San Andrés - Cardones 1500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	2022
2	Ampliación L. 1x220 [kV] Diego de Almagro - Carrera Pinto, 190 [MVA] a 260 [MVA]	2022
	Nueva línea 2x220 [kV] Diego de Almagro - San Andrés 500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	2022
	Ampliación L. 1x220 [kV] Carrera Pinto – San Andrés, 190 [MVA] a 260 [MVA]	2022
	Ampliación L. 1x220 [kV] San Andrés - Cardones, 190 [MVA] a 260 [MVA]	2022
	Nueva línea 2x220 [kV] San Andrés – Cardones 500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	2022

Se tienen dos alternativas para esta congestión. En el diagrama de la Figura 103 se aprecia el SIC con las condiciones actuales.

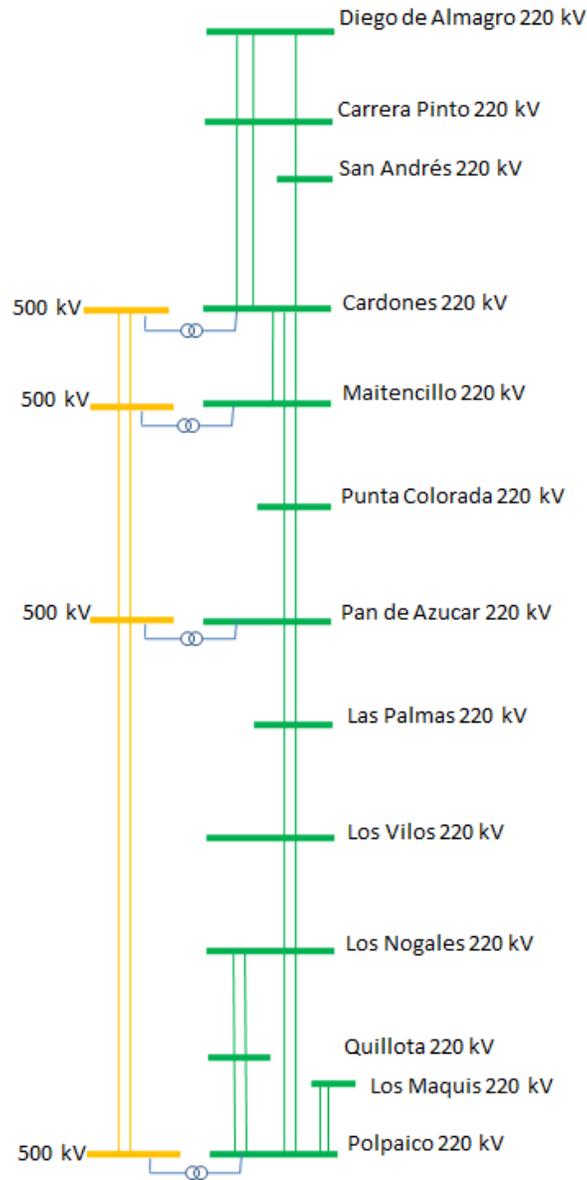


Figura 103. Sistema de Transmisión del SIC en el estado Actual

- Alternativa 1: Diego de Almagro – Carrera Pinto – San Andrés – Cardones 220 kV

La alternativa 1 consiste en:

- La ampliación el año 2020 de la línea 1x220 kV entre las subestaciones Diego de Almagro y Carrera Pinto de los 190 MVA actuales a 260 MVA.
- El Tendido de un circuito energizado en 220 kV de una nueva línea 2x500 kV entre las subestaciones Diego de Almagro y San Andrés de 1500 MVA.
- La ampliación de la línea 1x220 kV entre las subestaciones Carrera Pinto y San Andrés de los 190 MVA actuales a 260 MVA.
- La ampliación de la línea 1x220 kV entre las subestaciones San Andrés y Cardones de los 190 MVA actuales a 260 MVA.
- El Tendido de un circuito energizado en 220 kV de una nueva línea 2x500 kV entre las subestaciones San Andrés y Cardones de 1500 MVA.

Todas estas obras se ponen en servicio en el año 2020. En la Figura 104 se puede ver el diagrama con las obras propuestas en esta alternativa.

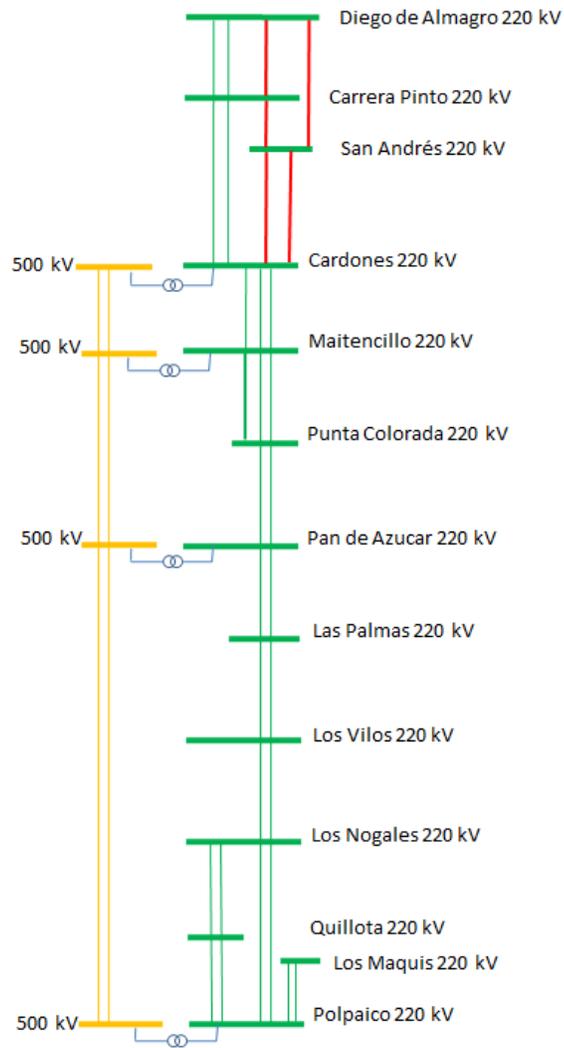


Figura 104. Alternativa 1 para el tramo Diego de Almagro – Carrera Pinto – San Andrés – Cardones 220 kV

- Alternativa 2: Diego de Almagro – Carrera Pinto – San Andrés – Cardones 220 kV

La alternativa 2 consiste en:

- La ampliación de la línea 1x220 kV entre las subestaciones Diego de Almagro y Carrera Pinto de los 190 MVA actuales a 260 MVA.
- El Tendido de un circuito de una nueva línea 2x220 kV entre las subestaciones Diego de Almagro y San Andrés de 500 MVA.
- La ampliación de la línea 1x220 kV entre las subestaciones Carrera Pinto y San Andrés de los 190 MVA actuales a 260 MVA.
- La ampliación de la línea 1x220 kV entre las subestaciones San Andrés y Cardones de los 190 MVA actuales a 260 MVA.
- El Tendido de un circuito de una nueva línea 2x220 kV entre las subestaciones San Andrés y Cardones de 500 MVA.

Todas estas obras se ponen en servicio en el año 2020. En la Figura 105 se puede ver el diagrama con las obras propuestas en esta alternativa.

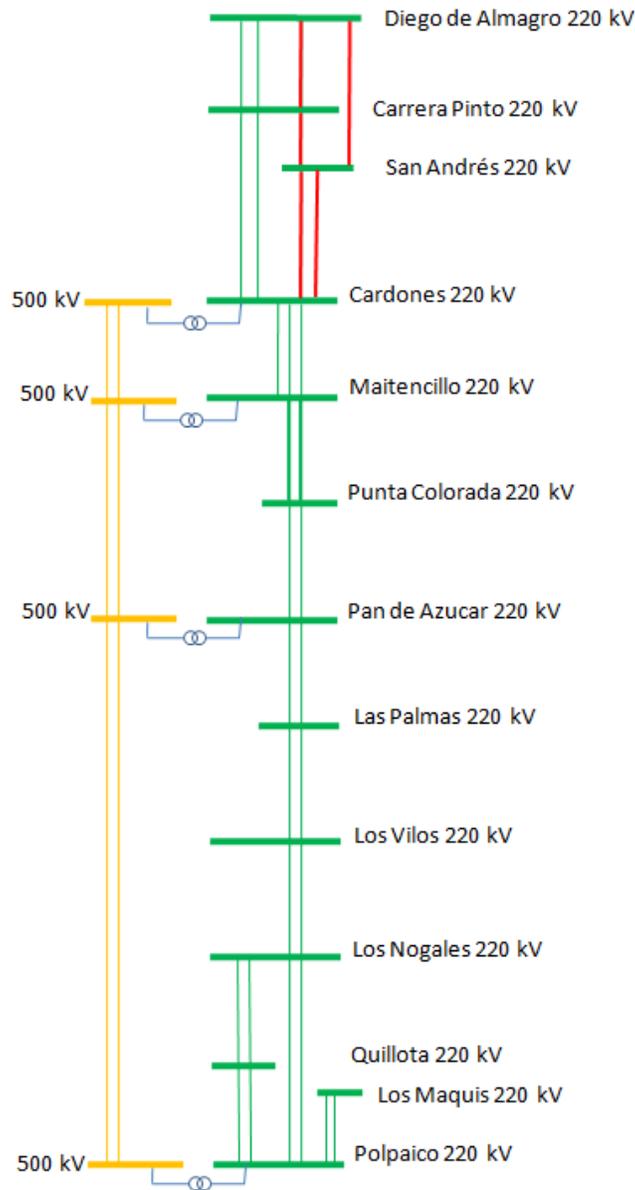


Figura 105. Alternativa 2 para el tramo Diego de Almagro – Carrera Pinto – San Andrés – Cardones 220 kV

3.4.3.2 OBRAS CONGESTIÓN MAITENCILLO – PUNTA COLORADA

Las obras recomendadas para la congestión diagnosticada en el tramo Maitencillo – Punta Colorada 220 kV se ven en la Tabla 30.

Tabla 30. Obras propuestas para el tramo Maitencillo – Punta Colorada 220 kV

Alternativa	Descripción	Año puesta en servicio
1	Nueva línea 2x500 [kV] Maitencillo – Punta Colorada, 1500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	2020
2	Ampliación L. 2x220 [kV] Maitencillo – Punta Colorada, 190 [MVA] a 260 [MVA]	2020

Se tienen dos alternativas para esta congestión. En el diagrama de la Figura 106 se aprecia el SIC con las condiciones actuales.

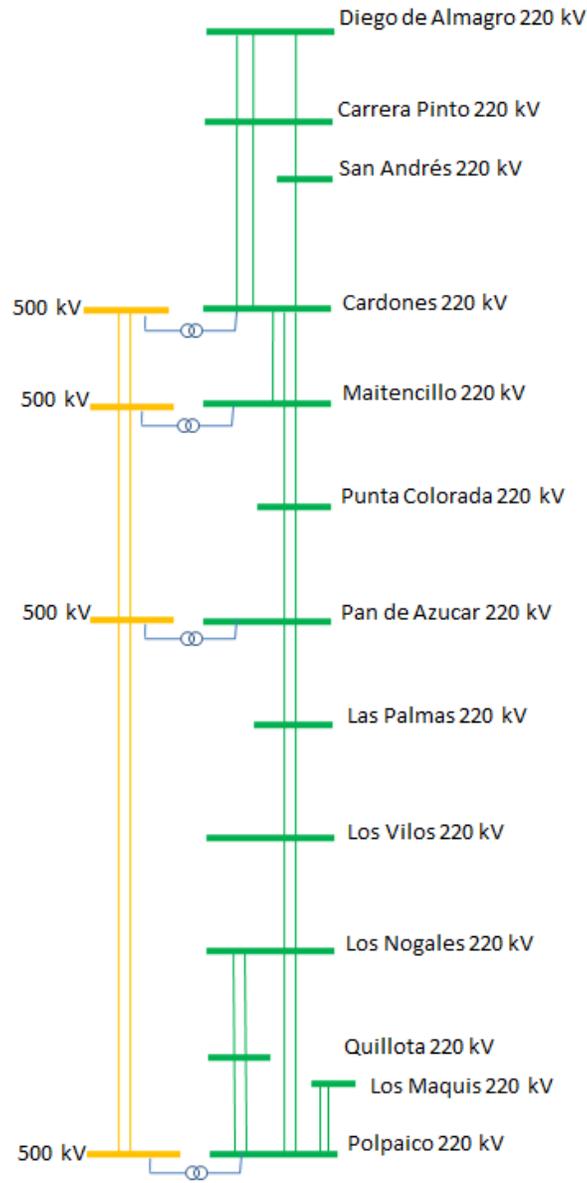


Figura 106. Sistema de Transmisión del SIC en el estado Actual

- Alternativa 1: Maitencillo – Punta Colorada 220 kV

La alternativa 1 consiste en el tendido de un circuito de una nueva línea 2x500 kV de 1500 MVA entre las subestaciones Maitencillo – Punta Colorada pero energizada en 220 kV. En la Figura 107 se puede ver el diagrama con las obras propuestas en esta alternativa.

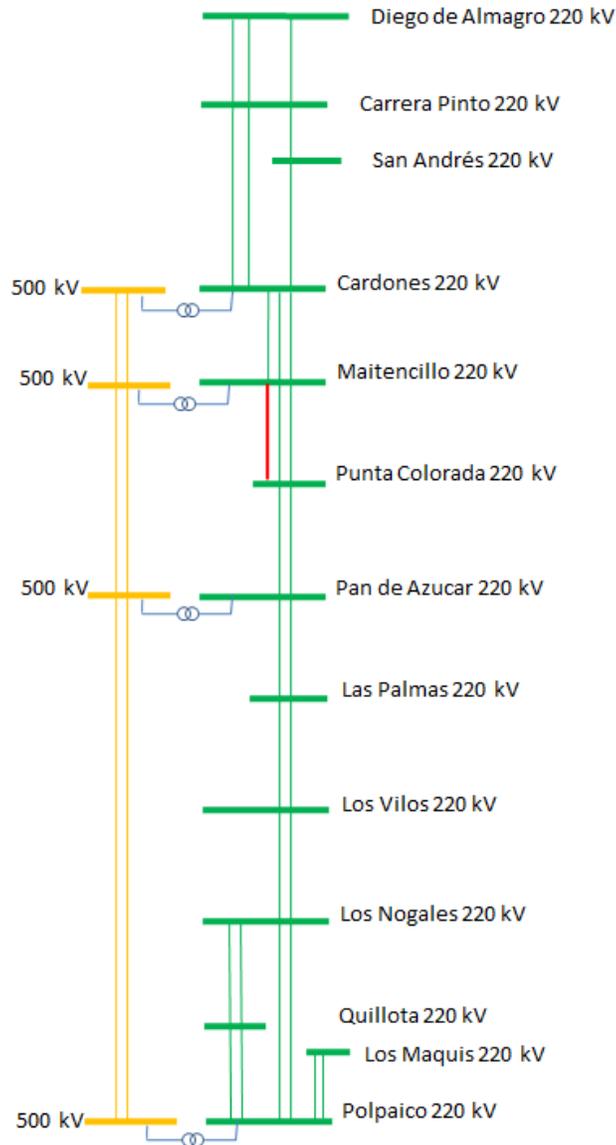


Figura 107. Alternativa 1 para el tramo Maitencillo – Punta Colorada 220 kV

- Alternativa 2: Maitencillo – Punta Colorada 220 kV

La alternativa 2 consiste en la ampliación de la línea 2x220 kV entre las subestaciones Maitencillo y Punta Colorada de los 190 MVA actuales a 260 MVA. En la Figura 108 se puede ver el diagrama con las obras propuestas en esta alternativa.

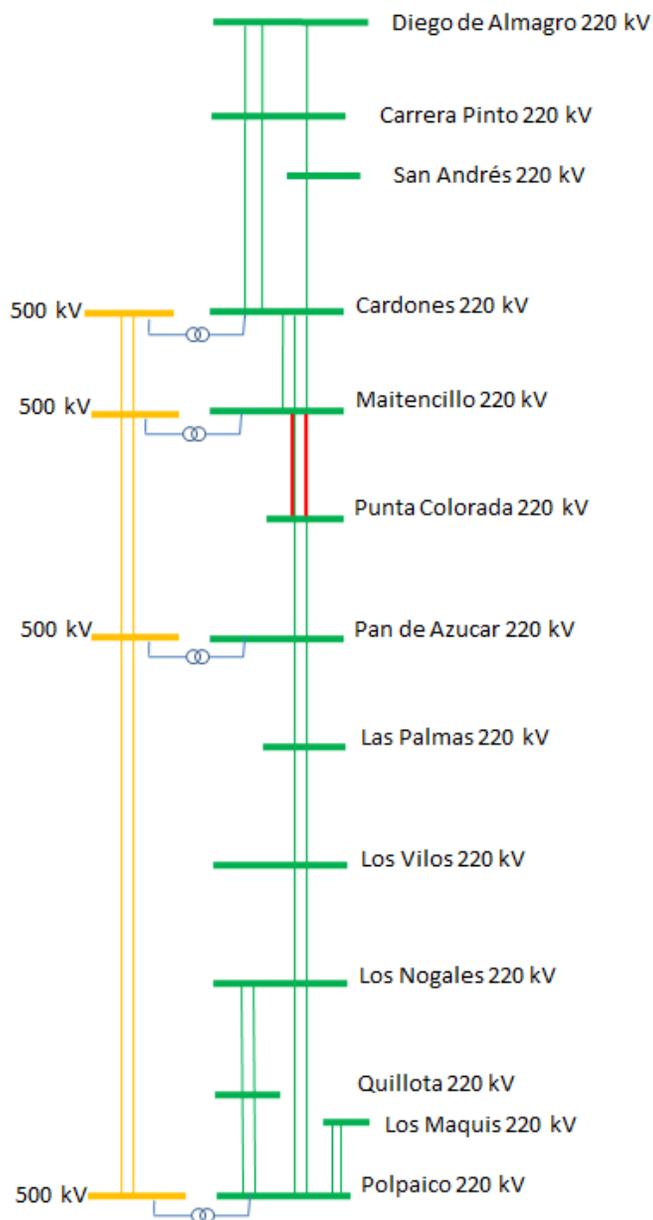


Figura 108 Alternativa 2 para el tramo Maitencillo – Punta Colorada 220 kV

3.4.3.3 OBRAS CONGESTIÓN ALTO JAHUEL – LO AGUIRRE - POLPAICO

Las obras recomendadas para la congestión diagnosticada en el tramo Alto Jahuel – Lo Aguirre - Polpaico se ven en la Tabla 31.

Tabla 31. Obras propuestas para el tramo Alto Jahuel – Lo Aguirre - Polpaico 500 kV

Alternativa	Descripción	Año puesta en servicio
1	Nueva L. 2x500 [kV] Alto Jahuel – Lo Aguirre – Polpaico, 1500 [MVA], tendido un circuito	2020
2	Nueva L. 2x500 [kV] Alto Jahuel – Los Almendros – Polpaico, 1500 [MVA], tendidos dos circuitos	2020

Se tienen dos alternativas para esta congestión. En el diagrama de la Figura 109 se aprecia el SIC con las condiciones actuales.

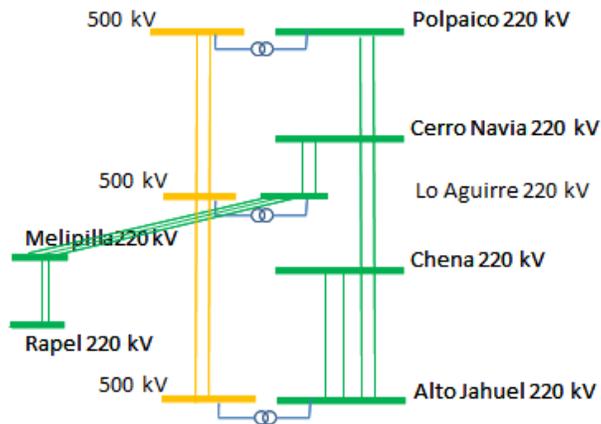


Figura 109. Sistema de Transmisión del SIC en el estado Actual

- Alternativa 1: Alto Jahuel – Lo Aguirre – Polpaico 500 kV

La alternativa 1 consiste en el tendido de un circuito de una nueva línea 2x500 kV de 1500 MVA entre las subestaciones Alto Jahuel, Lo Aguirre y Polpaico. En la Figura 110 se puede ver el diagrama con las obras propuestas en esta alternativa.

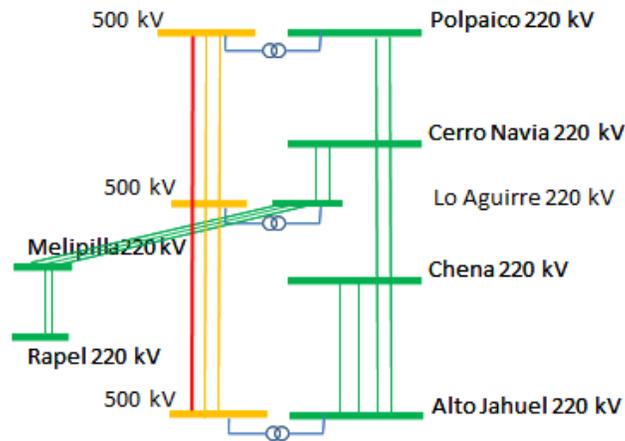


Figura 110. Alternativa 1 para el tramo Alto Jahuel – Lo Aguirre - Polpaico 500 kV

- Alternativa 2: Alto Jahuel – Lo Aguirre – Polpaico 500 kV

La alternativa 2 consiste en el tendido de los dos circuitos de una nueva línea 2x500 kV de 1500 MVA entre las subestaciones Alto Jahuel, Lo Aguirre y Polpaico. En la Figura 111 se puede ver el diagrama con las obras propuestas en esta alternativa.

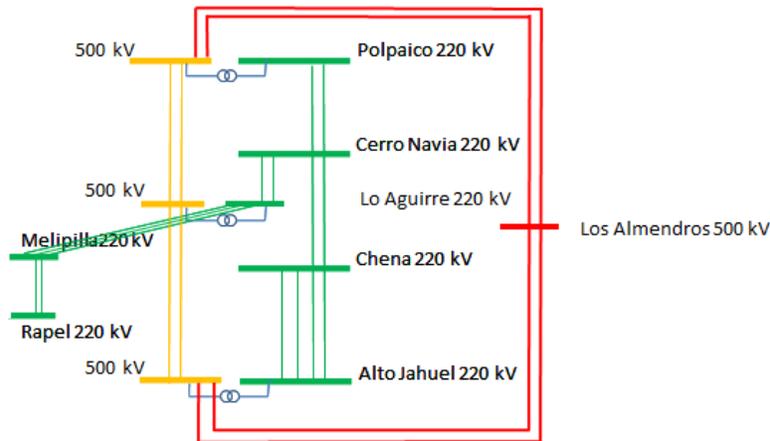


Figura 111 Alternativa 2 para el tramo Alto Jahuel – Lo Aguirre - Polpaico 500 kV

3.4.3.4 OBRAS CONGESTIÓN ANCOA - CHARRÚA

Las obras recomendadas para la congestión diagnosticada en el tramo Ancoa – Charrúa 500 kV se ven en la Tabla 32.

Tabla 32. Obras propuestas para el tramo Ancoa - Charrúa 500 kV

Alternativa	Descripción	Año puesta en servicio
1	Tendido de segundo circuito Ancoa – Charrúa, 2x500 [kV], 1500 [MVA]	2025

Se tiene solo una alternativa para esta congestión. En el diagrama de la Figura 112 se aprecia el SIC con las condiciones actuales.

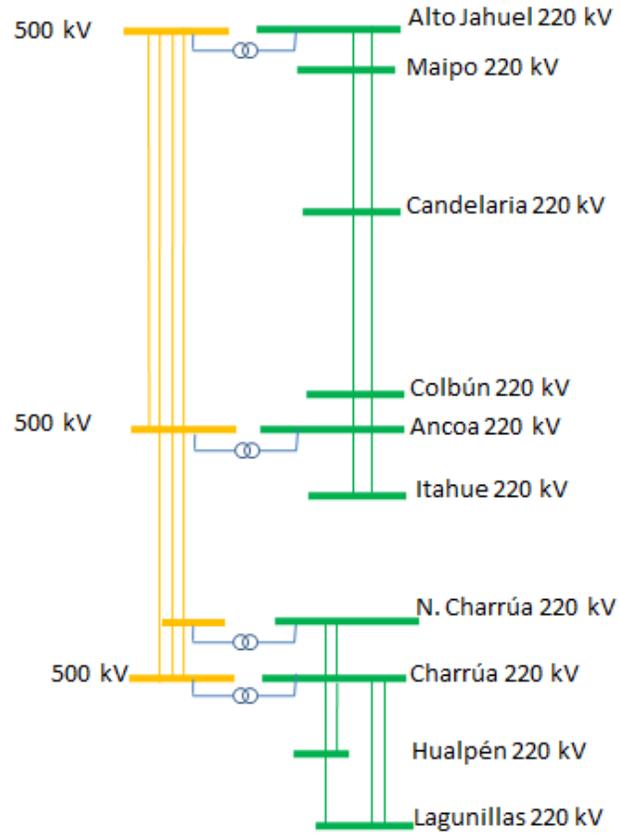


Figura 112. Sistema de Transmisión del SIC en el estado Actual

- Alternativa 1: Ancoa - Charrúa 500 kV

La alternativa 1 consiste en el tendido del segundo circuito de la línea 2x500 kV de 1500 MVA entre las subestaciones Ancoa y Charrúa. En la Figura 113 se puede ver el diagrama con las obras propuestas en esta alternativa.

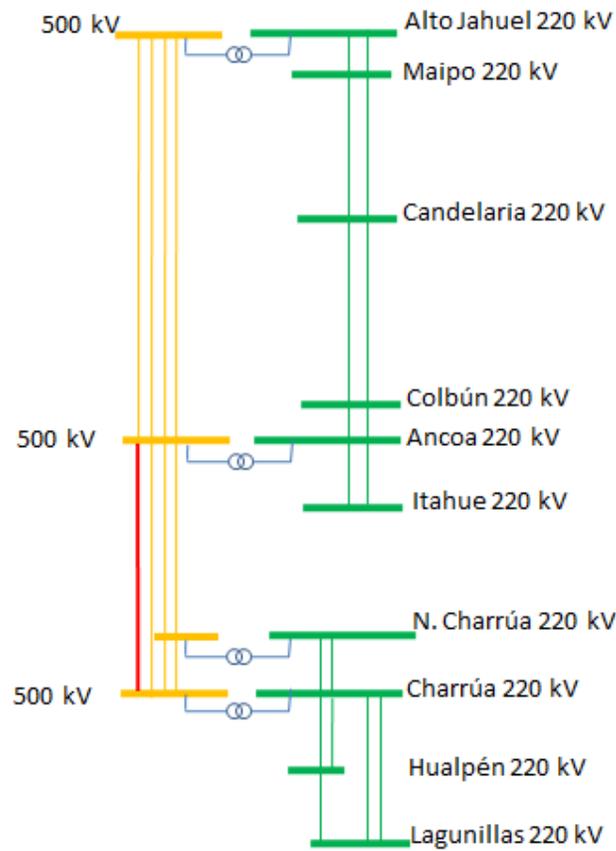


Figura 113. Alternativa 1 para el tramo Ancoa - Charrúa 500 kV

3.4.3.5 OBRAS CONGESTIÓN CHARRÚA – PUERTO MONTT

Las obras recomendadas para la congestión diagnosticada en el tramo Charrúa – Puerto Montt 220 kV se ven en la Tabla 33.

Tabla 33. Obras propuestas para el tramo Charrúa – Puerto Montt 220 kV

Alternativa	Descripción	Año puesta en servicio
1	Nueva línea 2x500 [kV] Cautín - Ciruelos 1500 [MVA], tendido un circuito energizado en 220 [kV]	2020
	Nueva línea 2x500 [kV] Mulchén - Cautín 1500 [MVA], tendido un circuito energizado en 220 [kV]	2020
	Nueva línea 2x500 [kV] Charrúa - Mulchén 1500 [MVA], tendido un circuito energizado en 220 [kV]	2020
	Nueva línea 2x500 [kV] Ciruelos - Pichirropulli 1500 [MVA], tendido un circuito energizado en 220 [kV]	2025
	Ampliación 2x500 [kV] Nueva Charrúa - Ciruelos - Nueva Puerto Montt 1500 [MVA], tendidos dos circuitos	2027

Se tiene solo una alternativa para esta congestión separada en tres etapas. En el diagrama de la Figura 114 se aprecia el SIC con las condiciones actuales.

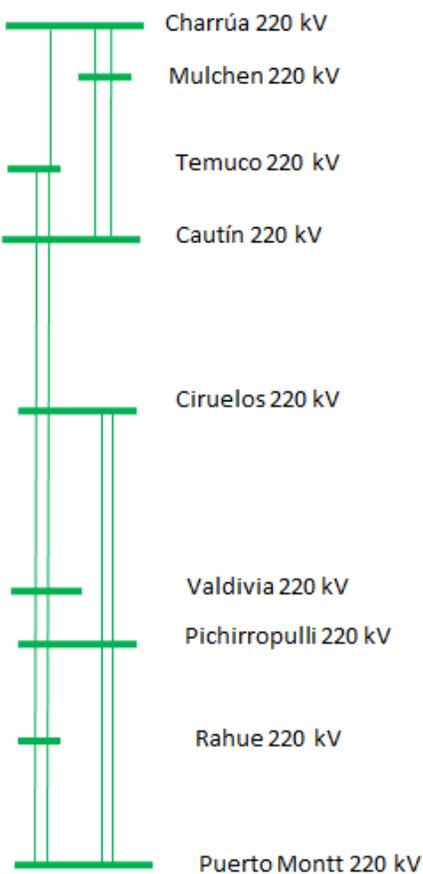


Figura 114. Sistema de Transmisión del SIC en el estado Actual

La alternativa consiste en:

- El tendido en el año 2020 de un circuito energizado en 220 kV de una nueva línea 2x500 kV entre las subestaciones Cautín y Ciruelos de 1500 MVA.
- El tendido en el año 2020 de un circuito energizado en 220 kV de una nueva línea 2x500 kV entre las subestaciones Mulchén y Cautín de 1500 MVA.
- El tendido en el año 2020 de un circuito energizado en 220 kV de una nueva línea 2x500 kV entre las subestaciones Charrúa y Mulchén de 1500 MVA.
- El tendido en el año 2025 de un circuito energizado en 220 kV de una nueva línea 2x500 kV entre las subestaciones Ciruelos y Pichirropulli de 1500 MVA.

- El tendido de los dos circuitos de una nueva línea 2x500 [kV] de 1500 [MVA] entre las subestaciones Nueva Charrúa, Ciruelos y Nueva Puerto Montt considerando la energización en 500 kV de las etapas anteriores y el sistema Puerto Montt – Pichirropulli 220 [kV].

En la Figura 115, Figura 116 y Figura 117 se puede ver el diagrama con las obras propuestas por etapas en esta alternativa.

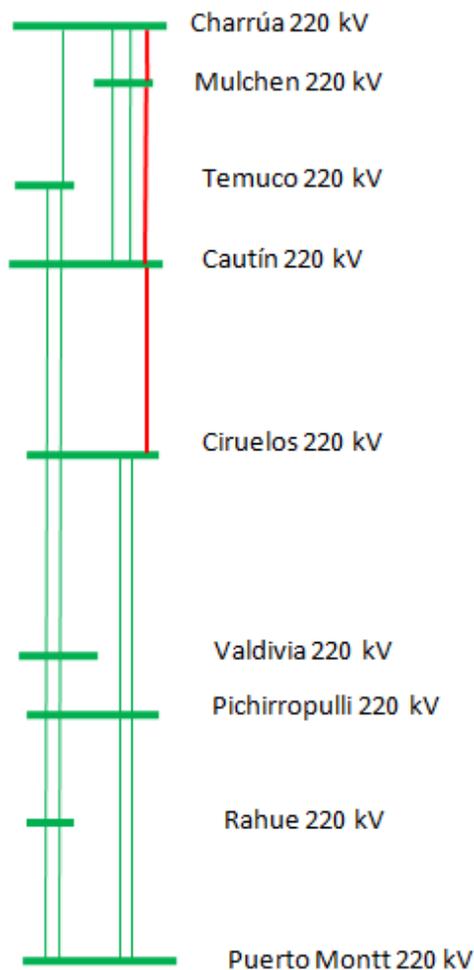


Figura 115. Primera etapa de la alternativa para el tramo Charrúa – Puerto Montt.

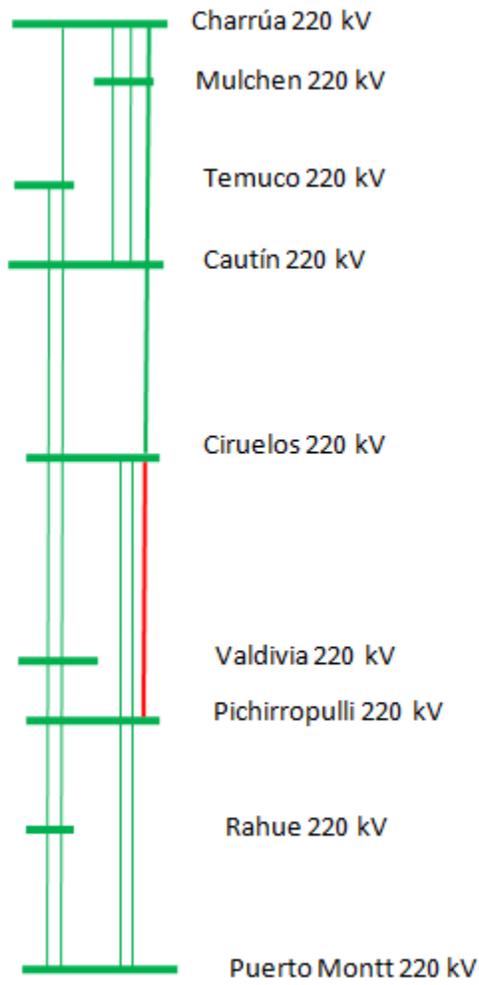


Figura 116. Segunda etapa de la alternativa para el tramo Charrúa – Puerto Montt.

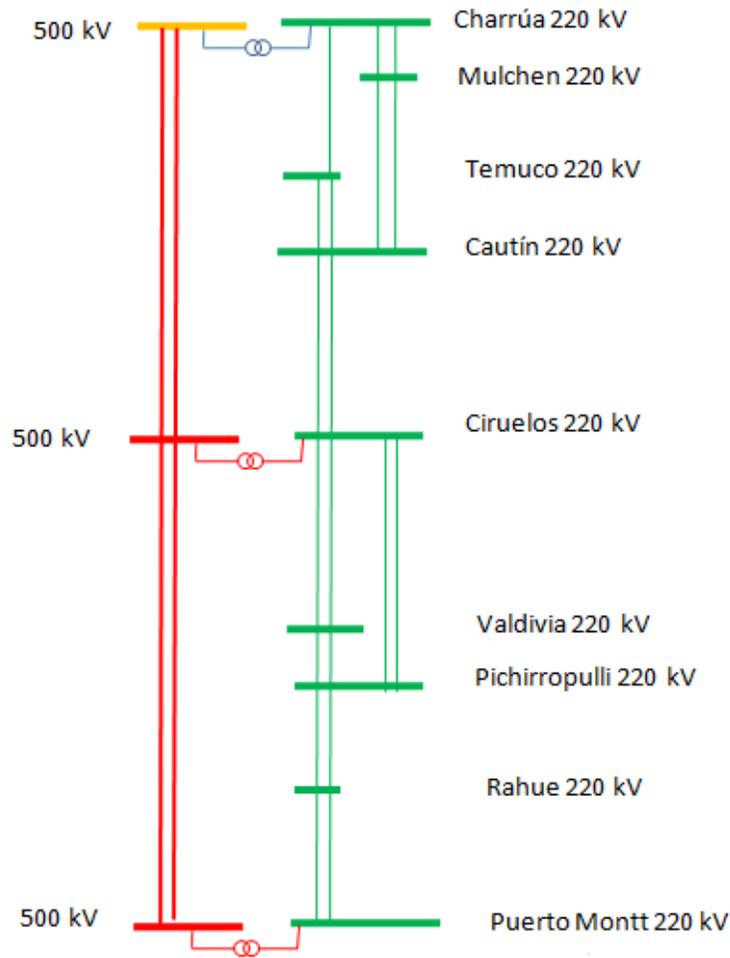
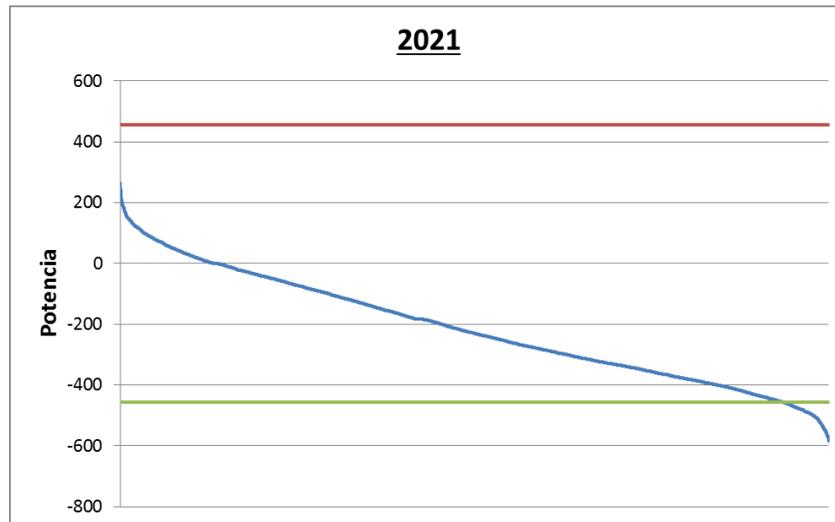


Figura 117. Tercera etapa de la alternativa para el tramo Charrúa – Puerto Montt.

3.5 SENSIBILIDAD DE LA DEMANDA

Se realizó un análisis de sensibilidad sobre la demanda presentada en las bases del estudio, aumentándola en un 2% en cada año. Esto se realizó con el fin de observar los impactos en el sistema de transmisión en el Caso Base, y así determinar si sería necesario adelantar los proyectos indicados o incluir nuevos proyectos en caso de que la estimación de la demanda cambiara.

Con el análisis propuesto, se observa que la línea Charrúa – Mulchén presenta congestiones a partir de 2021, y no desde 2023 como ocurre en el Caso Base.



En el resto de los tramos del sistema de transmisión troncal se presentan las mismas congestiones que fueron identificadas en el diagnóstico del Caso Base, manteniéndose en las fechas determinadas previamente.

3.6 REVISIÓN MEDIOAMBIENTAL DE PROYECTOS PROPUESTOS

A continuación se presenta un resumen de las revisiones medioambientales de los proyectos propuestos que se proponen desarrollar en el corto plazo.

La revisión de la viabilidad de los proyectos busca determinar la viabilidad ambiental de las alternativas preliminares de trazado de los proyectos propuestos. Los estudios completos de las revisiones medioambientales pueden ser encontrados en el Anexo 3 del presente informe.

3.6.1. LÍNEA NUEVA CHARRÚA – NUEVA PUERTO MONTT 500 KV.

El trazado de este proyecto parte desde la comuna de Pemuco en la región del Biobío, hasta la comuna de Puerto Varas en la región de Los Lagos, en un recorrido cercano a los 550 [km]. El trazado puede ser observado en la Figura 118.

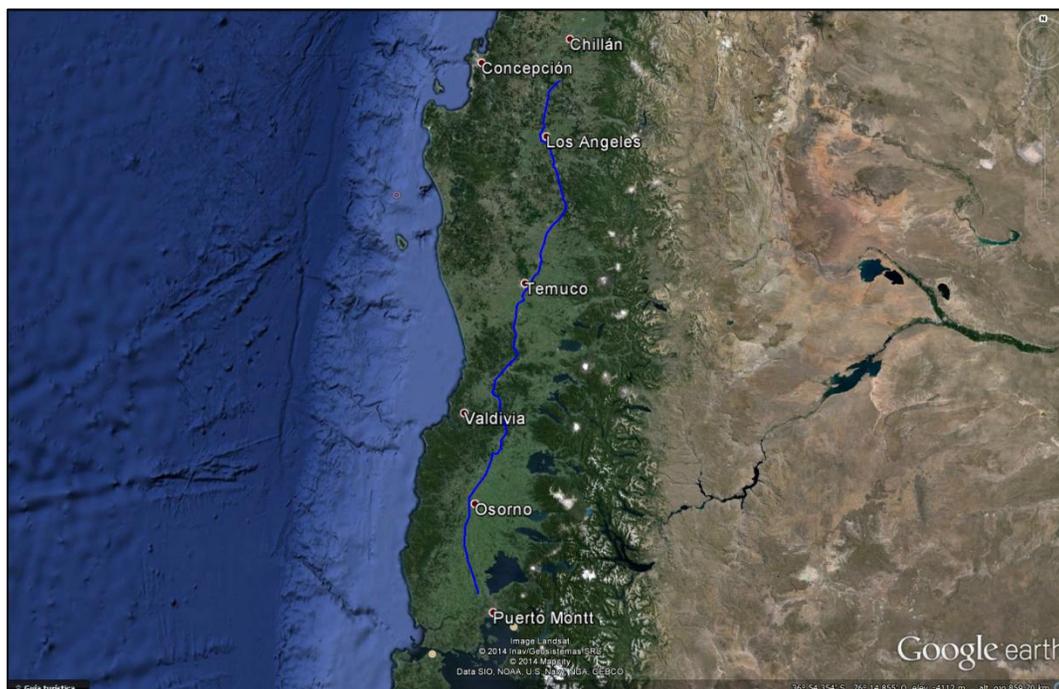


Figura 118 Trazado nueva línea Nueva Charrúa – Nueva Puerto Montt 500 [kV].

Dadas las características del proyecto propuesto, se optó por priorizar un trazado que fuese paralelo a alguna línea existente, y paralelo a la Ruta 5 Sur, de modo de generar el menor impacto posible a zonas de cultivos, parques nacionales y áreas protegidas. Del mismo modo se evitó el ingreso a ciudades y pueblos, disminuyendo así el riesgo de conflictos sociales que pueda tener el proyecto.

En cuanto a Sitios Protegidos y Prioritarios, tal como se ha mencionado, el trazado preliminar fue diseñado de manera de no afectar ninguno de estos sitios. Sin embargo en un solo punto del trazado se cruza un sitio de estrategia regional (Figura 122): Corredor ribereño Río San Pedro - Río Valdivia por una extensión de unos 633 m aproximadamente. En la Figura 120, Figura 121, Figura 122 y Figura 122 se muestra en detalle el trazado de la línea y las áreas protegidas circundantes.

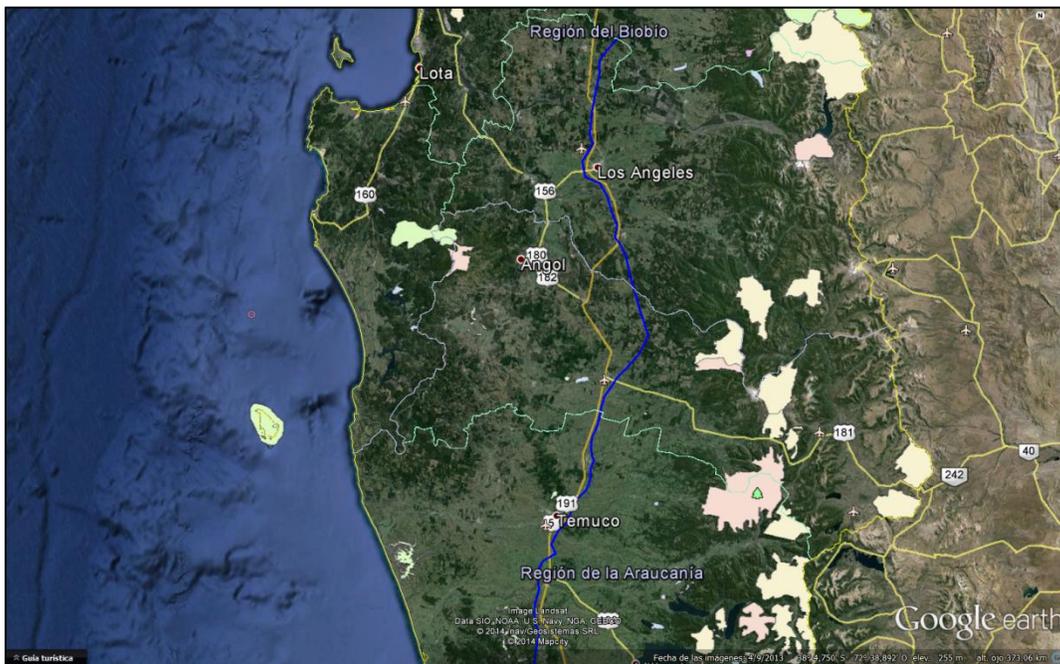


Figura 119: Áreas protegidas Región del Bío Bío y Araucanía.

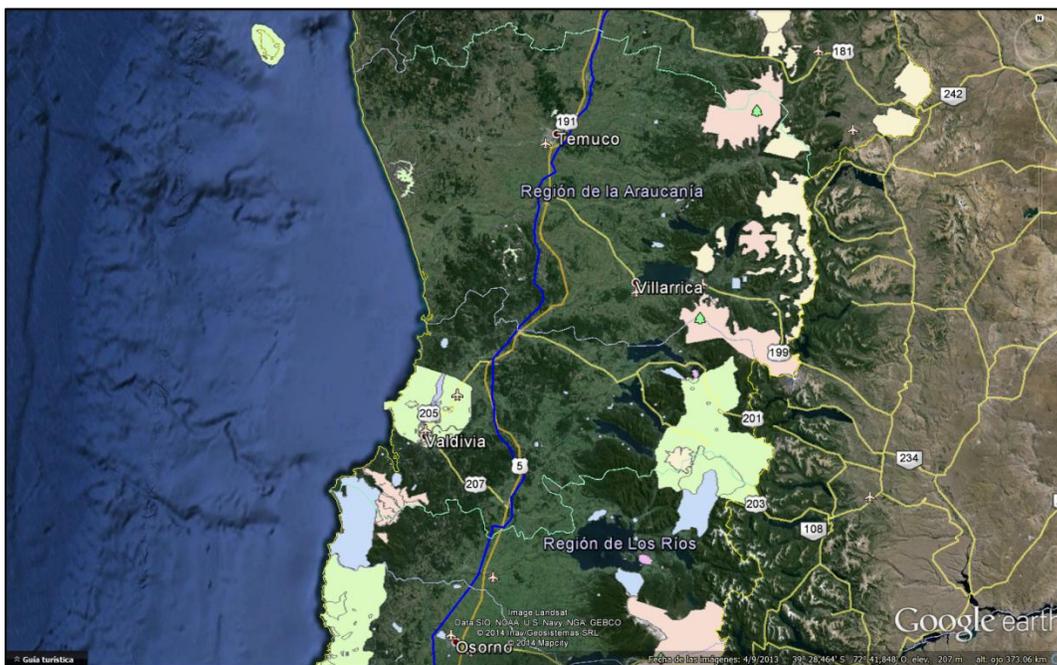


Figura 120: Áreas protegidas Región de la Araucanía y Región de los Ríos



Figura 121: Áreas protegidas Región de Los Lagos.



Figura 122: Relación entre el trazado y dos sitios de estrategias regionales.

En cuanto al efecto sobre sitios arqueológicos y al patrimonio cultural, el trazado de la línea Nueva Charrúa – Nueva Puerto Montt se diseñó para evitar el ingreso a pueblos y ciudades. Por ende, se puede decir que mayoritariamente esta línea, pasa por terrenos rurales, con cultivos y plantaciones forestales. De modo que cualquier hallazgo arqueológico a nivel superficial ya debiera haber sido informado. Para la elaboración de un trazado definitivo se debe realizar un informe arqueológico que pueda establecer alertas y sugerir planes y áreas buffer para no afectar al patrimonio cultural.

El trazado propuesto atraviesa 4 regiones, y no atraviesa ninguna Área de Desarrollo Indígena en las regiones del Biobío y Araucanía.

En lo que refiere al impacto en turismo, en general el trazado no pasa cerca de ninguna Zona de Interés Turístico (ZOIT) excepto en la Zona de Valdivia - Corral.

A modo de resumen, el diseño del trazado tuvo la precaución de no interferir con ciudades o pueblos, áreas de desarrollo indígena, sitios protegidos y sitios turísticos, sin embargo

hay un pequeño segmento de éste que si se superpone a una ZOIT y a un Sitio de Estrategia Regional. En la Figura 123 se observa el cruce de la línea por estas dos zonas.

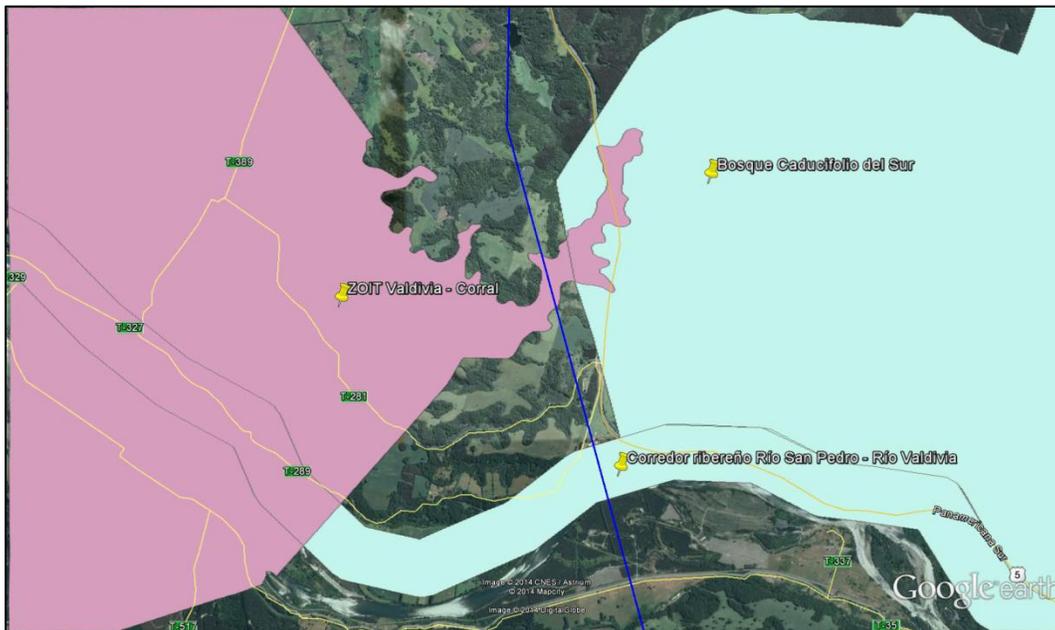


Figura 123: Superposición del trazado con ZOIT Valdivia - Corral y con Sitio de Estrategia Regional corredor ribereño Río San Pedro – Río Valdivia.

El proyecto es ambientalmente factible de realizar. Se recomienda la realización de un Estudio de Impacto Ambiental, y un temprano acercamiento a dueños de predios y comunidades que pudiesen verse afectadas. Se aconseja también un acercamiento a SERNATUR para evaluar de manera conjunta las afectaciones a la ZOIT Valdivia-Corral, y de este modo proponer medidas de mitigación.

3.6.2. LÍNEA POLPAICO – LOS ALMENDROS – ALTO JAHUEL 500 KV.

El trazado Polpaico – Los Almendros recorre las comunas de Tiltil, Lampa, Colina, de la provincia de Chacabuco; Quilicura, Huechuraba, Recoleta, Vitacura, Providencia, Las Condes, Lo Barnechea, de la provincia de Santiago, todas en la Región Metropolitana. El

trazado Los Almendros – Alto Jahuel, recorre las comunas de La Reina, Peñalolén, La Florida, en la provincia de Santiago; Puente Alto, Pirque, de la provincia de Cordillera; Buin, de la provincia de Maipo, todas en la Región Metropolitana. El trazado de la línea se observa en la Figura 124 a continuación.

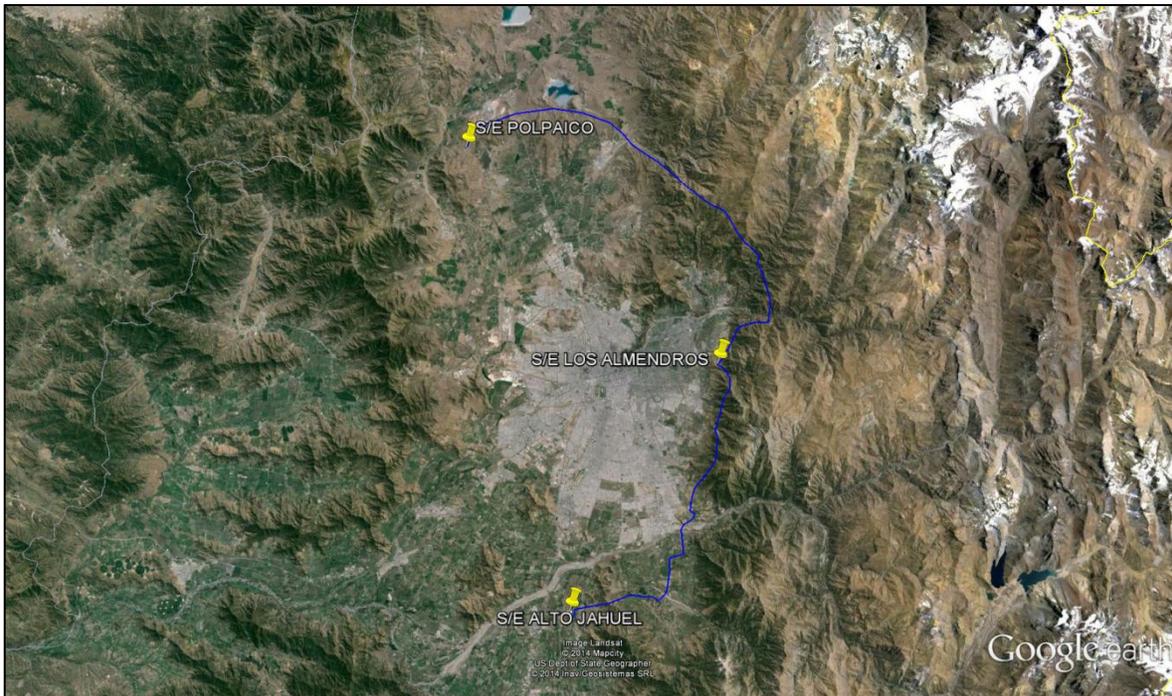


Figura 124 Trazado nueva línea Polpaico – Los Almendros - Alto Jahuel 500 [kV].

El trazado preliminar fue diseñado de manera de no afectar, en lo posible, ningún sitio protegido, sitio prioritario o área protegida. Además se trató de privilegiar preferentemente un recorrido extra-radios, es decir, no ingresando directamente a la ciudad (a excepción del ingreso a la comuna de Puente Alto), y en la mayoría de los casos, tratando de ir paralelamente a otros trazados existentes.

En cuanto a Sitios Protegidos y Prioritarios, tal como se ha mencionado, el trazado preliminar fue diseñado de manera de no afectar ninguno de estos sitios. Sin embargo el trazado atraviesa una serie de Áreas Protegidas según la Estrategia Regional de

Biodiversidad en la Región Metropolitana. En la Figura 126 y Figura 126 se muestra en detalle el trazado de la línea, los sitios protegidos y circundantes.



Figura 125: Superposición de trazado con Sitios Protegidos.



Figura 126: Superposición del trazado y sitios de estrategias regionales de biodiversidad.

En cuanto al efecto sobre sitios arqueológicos y al patrimonio cultural, se evitó –dentro de lo posible- la cercanía a urbanizaciones, santuarios de la naturaleza, zonas típicas y monumentos históricos. Este trazado preliminar se encuentra al interior de la región metropolitana, y recorre esencialmente faldones precordilleranos, salvo el inicio y el término en la parte norte y sur de la región, respectivamente. De modo que cualquier hallazgo arqueológico a nivel superficial ya debiera haber sido informado. En la Figura 127 y la Figura 128 se puede observar la superposición de la línea con monumentos históricos, zonas típicas, santuarios de la naturaleza y con senderos de Senderos Chile.

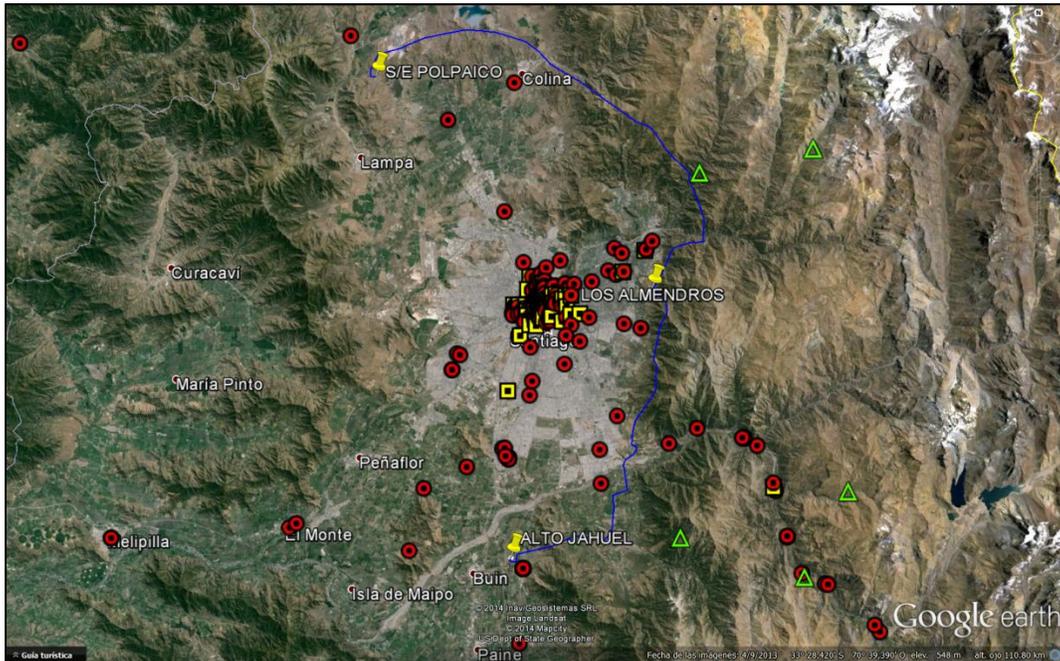


Figura 127: Superposición del trazado con respecto a monumentos históricos, zonas típicas y santuarios de la naturaleza.

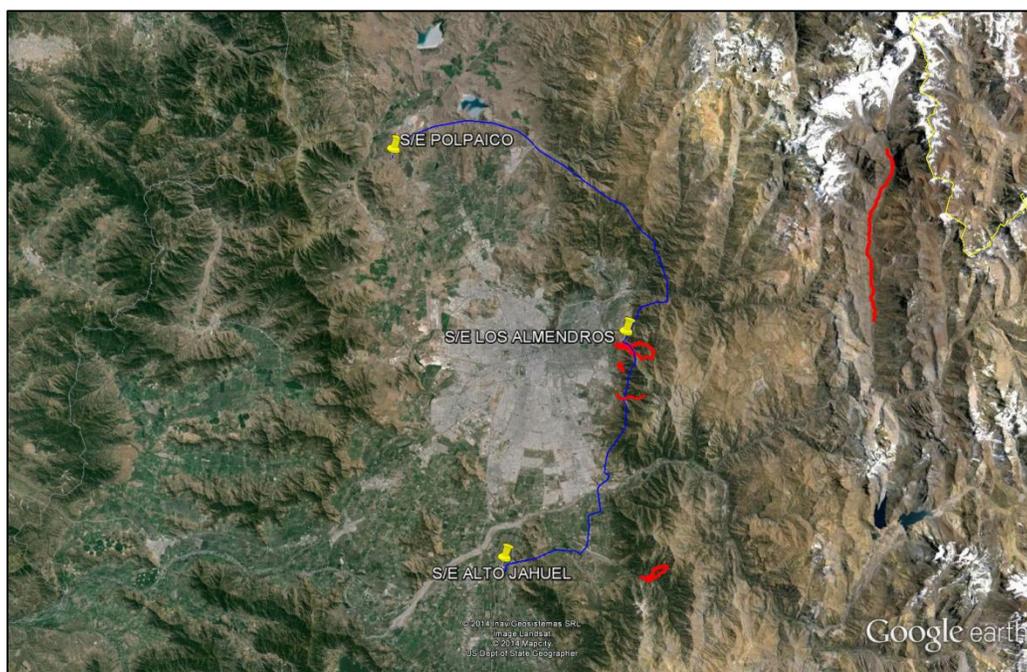


Figura 128: Superposición del trazado y algunos senderos y rutas del sendero de Chile.

El trazado no afecta Áreas de Desarrollo Indígena (ADI) pues en la Región Metropolitana no existen ADI, si bien existen comunidades indígenas y asociaciones indígenas en ella.

El trazado del proyecto pasa lejos de la Zona de Interés Turístico San José de Maipo. Sin embargo, al llegar a la S/E Polpaico, pasa a menos de 1 km de la ZOIT Batuco. Si bien el trazado no afecta directamente ningún hito turístico, si interviene unas rutas o senderos de trekking del Sendero de Chile mencionados anteriormente.

Finalmente, dado el análisis de esta trazado preliminar, se observa que dada la longitud de éste y los eventuales componentes que pudiesen verse afectados por su construcción, este proyecto debiera ser sometido a evaluación ambiental mediante un Estudio de Impacto Ambiental. En cuanto al tema turístico, se aconseja establecer contacto con SERNATUR y el Sendero de Chile, de modo de diseñar el mejor escenario para la puesta en marcha de este proyecto, y de este modo proponer medidas de mitigación ante las eventuales afectaciones.

4. ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD TÉCNICA DE LAS ALTERNATIVAS Y DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES DE TRANSMISIÓN

Durante el curso del estudio, las distintas alternativas de desarrollo de la transmisión consideradas por el conductor fueron analizadas con el modelo de simulación de la operación eléctrica mediante la realización de estudios destinados a determinar los límites de transferencia de potencia por los distintos tramos.

Puesto que las obras recomendadas por el consultor son posteriores al año 2020, los sistemas eléctricos cuentan con la suficiente redundancia o enmallamiento en sus tramos troncales. Esto permite definir a priori un límite según normativa por concepto de N-1. De esta forma, para los escenarios analizados se determinó el límite de transmisión para los distintos tramos en evaluación según su capacidad de mantener la tensión dentro de los estándares de la NTSyCS.

Como este es un proceso iterativo que comprende un sinnúmero de simulaciones, los límites utilizados fueron determinados de manera simplificada y con un criterio más bien conservador que, basado en la experiencia del Consultor, permitiera garantizar la validez de las soluciones comparadas desde el punto de vista de la posibilidad de dar cumplimiento de la Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio, en caso que la alternativa de expansión en estudio resultara recomendada.

Para estos fines se desarrollaron básicamente estudios de flujos de potencia considerando la topología normal y contingencias simples en el sistema de transmisión, complementados con estudios de estabilidad de tensión, en todos aquellos casos en que este aspecto es crítico.

4.1. CRITERIOS BASICOS PARA LA DEFINICIÓN DE LÍMITES OPERACIONALES DE LOS TRAMOS DE TRANSMISIÓN

4.1.1. CASO: LINEAS DE TRANSMISIÓN TRONCAL

Los despachos de generación y demanda utilizados en la determinación de los límites operacionales se seleccionaron en general, a partir de los resultados de los flujos por tramo obtenidos con el modelo OSE2000. Sin perjuicio de lo anterior, en varias ocasiones, durante el proceso de análisis de alternativas de desarrollo para un mismo escenario, a partir de un mismo caso inicial se realizaron variaciones de demanda o generación orientadas a definir límites máximos de transmisión para dichas alternativas. Estos análisis se realizaron para distintas etapas en las que los cambios topológicos que experimenta el sistema podían dar origen a la modificación de los límites a aplicar.

Un criterio básico para la definición de límites lo constituye la definición contenida en los primeros incisos del Artículo 5-5 de la Norma Técnica: El Consultor ha aplicado estrictamente el criterio anterior, no considerando en el estudio de planificación medidas operacionales, como EDAC, EDAG y ERAG ante contingencias simples, que no correspondan a la desconexión por subfrecuencia o subtensión.

- Límites para líneas de transmisión

En el caso de líneas de transmisión, los niveles máximos de transmisión aceptables en condiciones normales de operación por los distintos tramos del sistema troncal se determinaron de modo tal que ante la ocurrencia de una contingencia simple de circuitos o de unidades generadoras mayores, la transferencia post-falla resultante por el tramo no excediera las capacidades de conducción permanente para una temperatura ambiente de 25°C con sol en el periodo marzo-noviembre y 30°C con sol en el periodo diciembre-febrero.

En los casos en que la estabilidad de tensión es un factor crítico, el límite se determinó a partir de un análisis de curva P-V incluyendo la contingencia.

Al respecto, es necesario señalar que el artículo 5-55 de la Norma Técnica no es claro en la definición del margen de estabilidad de tensión. El consultor no logro darle una interpretación razonable a este artículo para su aplicación, por lo cual se adoptó el siguiente criterio.

Dada la configuración longitudinal con redundancia N-1 en la mayoría de los tramos troncales, así como la operación de los distintos SVC, CER, y CCEE en las zonas norte, centro y sur del SIC, y sur del SING, los límites de transmisión están principalmente condicionados a la capacidad N-1 de los tramos, lo que establece una fuerte interdependencia entre las capacidades y ampliaciones de los distintos tramos, así como del plan de obras de generación.

4.1.2. CASO: TRANSFORMADORES

4.1.2.1. CRITERIO SEÑALADO EN LA NORMA TÉCNICA

En el caso de los transformadores, en todas las subestaciones troncales de 500/220 kV se aplicó lo dispuesto en el art 5-8 de la Norma Técnica, que establece:

En el caso de las subestaciones eléctricas pertenecientes al Sistema de Transmisión, los propietarios de transformadores deberán disponer reservas o respaldos, propios o de terceros, energizados o desenergizados, tal que su disponibilidad asegure el cumplimiento de lo indicado en el 5.5 y 5.6 de la presente NT, justificándose la desconexión automática y/o manual de carga cuando ésta sea la solución óptima en términos técnicos y económicos, siempre y cuando dichas reservas y respaldos estén operativos antes de 96 horas contadas desde el inicio de la indisponibilidad que se debe corregir. Lo anterior es sin perjuicio de los estándares de calidad de suministro que se establezcan en la reglamentación vigente”

La tasa de fallas de transformadores de poder es mundialmente reconocida como muy baja comparado con el caso de líneas de transmisión, lo cual hace que cuando ellas provocan la desconexión intempestiva del transformador, tienen las características de una contingencia extrema para el sistema.

A los efectos de la evaluación de la conveniencia de respaldar las subestaciones transformadoras troncales del SIC, se utilizará la tasa de una falla en 43 años, que corresponde al valor entregado por la CIGRE para transformadores de 100 a 700 kV con 10 a 20 años en servicio.

Transformador	Justificación
4 ^{to} Transformador Charrúa	Por nivel de transferencias 220 ->500; estabilidad global del sistema; Obras de Generación futuras.
3 ^{er} Transformador Ancoa	Sistémicamente la perdida de transformación en Ancoa no ocasiona Black-Out
3 ^{er} Transformador Alto Jahuel	Por nivel de transferencias 500 ->220; estabilidad global del sistema; Obras de Generación futuras.
3 ^{er} Transformador Polpaico	Sistémicamente la perdida de transformación en Polpaico no ocasiona Black-Out
2 ^{do} Transformador Nueva Pan de Azúcar	Sistémicamente la perdida de transformación no ocasiona Black-Out
2 ^{do} Transformador Nueva Maitencillo	Sistémicamente la perdida de transformación no ocasiona Black-Out
2 ^{do} Transformador Nueva Cardonesr	Sistémicamente la perdida de transformación no ocasiona Black-Out

4.1.2.2. ANTECEDENTES

A continuación se presentan las capacidades de los transformadores Charrúa, Ancoa, Alto Jahuel, y Polpaico según lo informado por las empresas a CDEC-SIC.

Transformador	Capacidad Nominal [MVA]	Capacidad Máxima con Refrigeración Forzada [MVA]
---------------	-------------------------	--

Polpaico 525/220 kV N°1	510	750
Polpaico 525/220 kV N°2	510	750
Alto Jahuel 525/230/66 kV N°1	510	750
Alto Jahuel 525/230/66 kV N°2	510	750
Ancoa 525/220 kV N°1	510	750
Ancoa 525/220 kV N°2	510	750
Charrúa 525/230/66 kV N°1	510	750
Charrúa 525/230/66 kV N°2	510	750
Charrúa 525/230/66 kV N°3	510	750

Adicionalmente, en la última revisión del Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión se establece que el Límite de Sobrecarga Admisible de Corta Duración (10 minutos) es de 970 MVA, sin embargo, cada transformador se podría sobrecargar de manera transitoria hasta 1200 MVA mientras se disponga de reserva suficiente para reducir la transferencia a su capacidad nominal en un período máximo que no produzca un deterioro de su vida útil estimada, de acuerdo con sus curvas de sobrecarga.

4.1.2.3. METODOLOGÍA

Para determinar la necesidad de contar con un nuevo banco de transformación se deben tener en consideración tres máximas: primero, se supone una sobrecarga máxima de corta duración (10 minutos) del 29,3% según lo utilizado por CDEC-SIC en el Informe Final Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión (ERST), infiriendo que valores superiores originarán la salida por protección de sobrecarga de los equipos sanos, perdiendo todo el tramo de transformación; segundo, el Sistema Interconectado Central tiene una capacidad de reserva secundaria cercana a los 400 MW. La relevancia de este monto incide en la necesidad de redespacho para disminuir las transferencias de 970 MW a 750 MW en los transformadores sanos, en caso de falla de algún banco de transformación; y tercero: el análisis debe ser complementado con la distribución de frecuencias de los flujos por estos elementos así como la probabilidad de excedencia para los años de interés, con el fin de evidenciar su utilización y necesidad de expansión.

De esta forma, el análisis de necesidades de transformación se situó justo antes del ingreso de la nueva transformación con la finalidad de representar en la situación previa,

una falla que elimine por completo la transformación 500/220 de la S/E, verificando si dicha condición significa un black-out para el sistema.

4.1.2.4. ANÁLISIS DE LA NECESIDAD DE TRANSFORMADORES

Se analizó, para los transformadores propuestos en el plan de expansión, la necesidad de disponer de un transformador adicional (criterio N-1) por posibles inestabilidades sistémicas ante desconexiones intempestivas del equipo.

Los transformadores evaluados fueron los siguientes:

- Necesidad 4^{to} Transformador Charrúa
- Necesidad 2^{do} Transformador Ancoa
- Necesidad 2^{do} Transformador Alto Jahuel
- Necesidad 3^{er} Transformador Polpaico
- Necesidad 2^{do} Transformador Nueva Cardones
- Necesidad 2^{do} Transformador Nueva Maitencillo
- Necesidad 2^{do} Transformador Nueva Pan de Azúcar

El análisis de necesidad para el sistema de 500 kV existente fue desarrollado en el año 2017, demanda alta, justo antes del ingreso de los transformadores N°4 y N°3 de Charrúa y Alto Jahuel, respectivamente. En el estudio de necesidad para el nuevo sistema de 500 kV Polpaico – Charrúa, el análisis se ubicó en el año 2022, demanda alta.

Necesidad 4^{to} Transformador Charrúa

A continuación se presenta la probabilidad de excedencia para el transformador N°1 525/230/66 de la S/E Charrúa para los años 2016 y 2017. Se extrae de la gráfica que los flujos circulan de 220 a 500 kV el 100% del tiempo, y existe una probabilidad cercana al 50% de que los flujos supere los 500 MW de potencia.

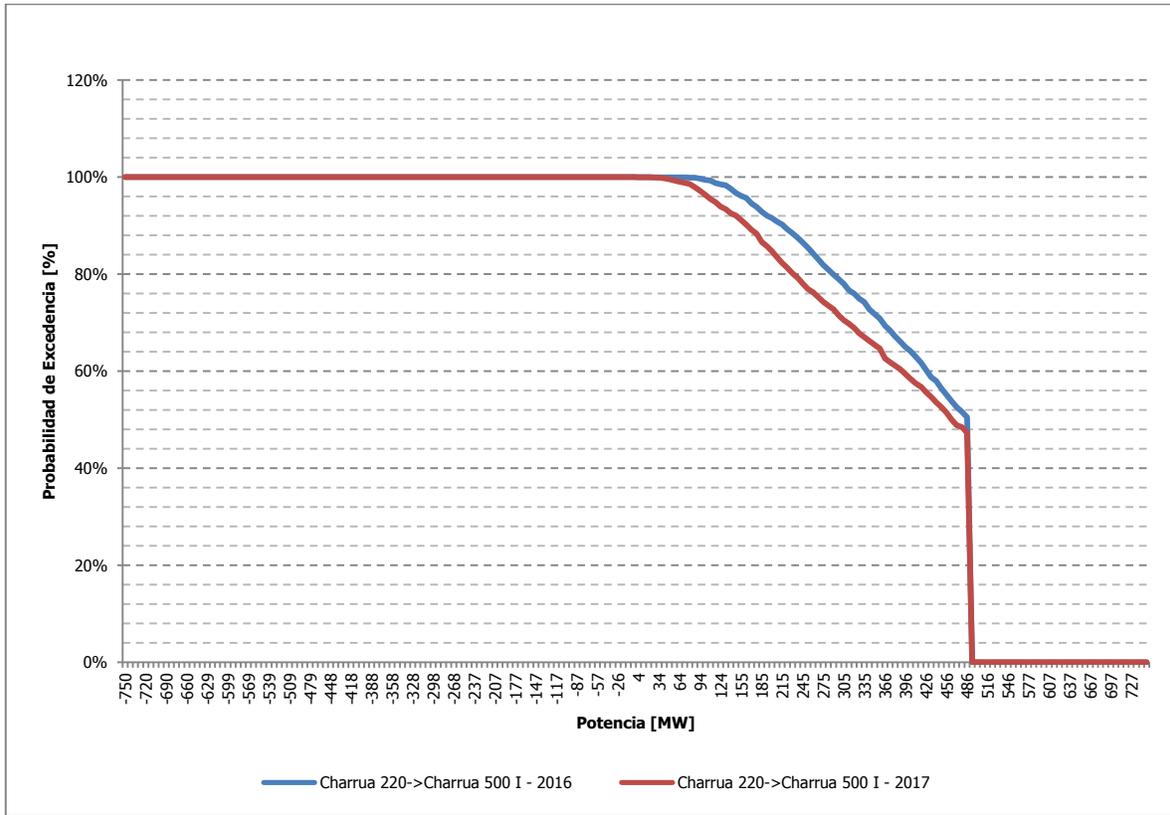


Figura 129: Probabilidad de Excedencia Charrúa 500/220 kV N°1

La siguiente gráfica presenta función de distribución de frecuencias acumulada para este tramo, donde se aprecia que los flujos se distribuyen mayoritariamente entre los 200 y 450 MW para los años 2016 y 2017.

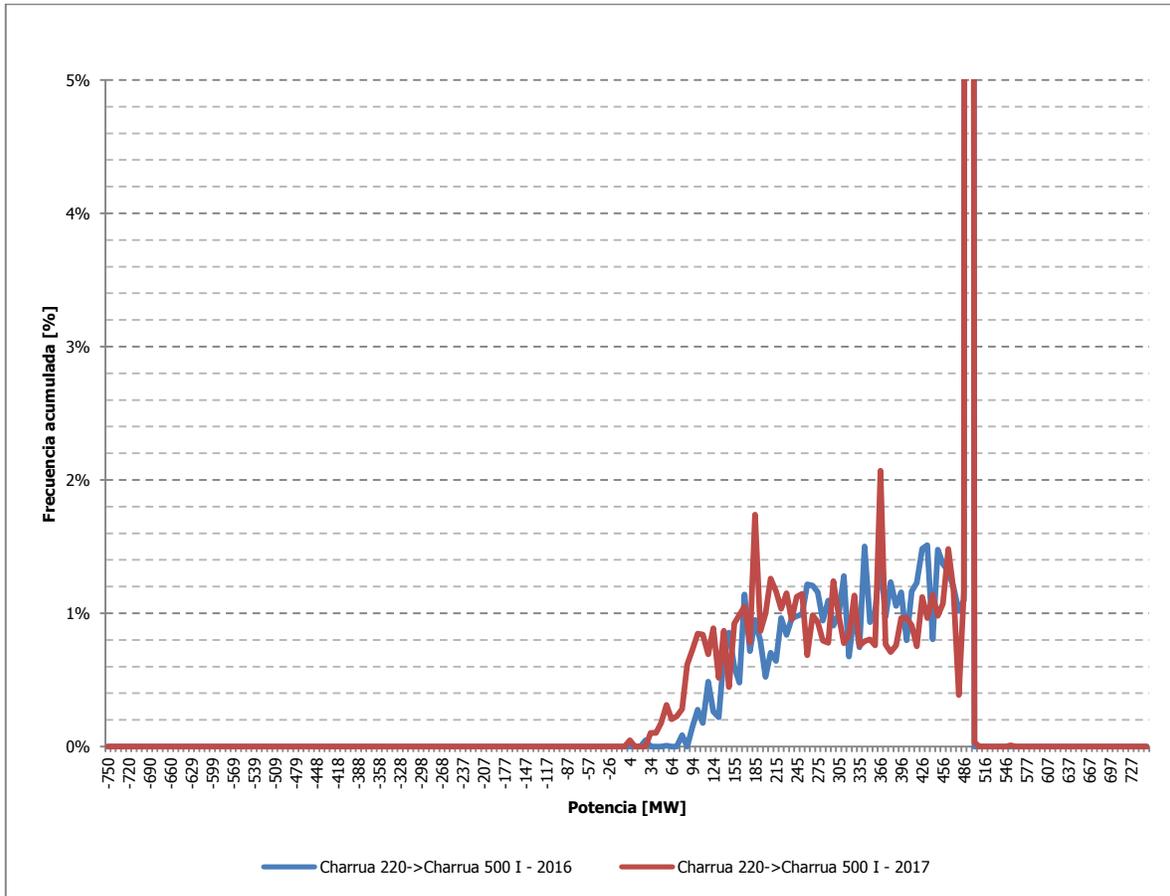


Figura 130: Frecuencia acumulada Charrúa 500/220 N°1

La siguiente tabla presenta la utilización media anual de los transformadores Charrúa 500/220 kV. Hasta antes del ingreso del 4^{to} transformador, la utilización media de los tres restantes corresponde a un 55%, lo que equivale a 412 [MVA], dejando una holgura en cada transformador de 180 [MVA] aproximadamente.

Tabla 34: Utilización media anual de los transformadores 500/220 [kV] en Charrúa

Transformador	2012	2013	2014	2015	2016
Charrua 220->Charrua 500 I	65%	53%	50%	52%	55%
Charrua 220->Charrua 500 II	65%	53%	50%	52%	55%
Charrua 220->Charrua 500 III		51%	50%	52%	55%

A continuación se presentan las simulaciones en DIgSILENT. Estas simulaciones consideran como condición inicial una utilización de los transformadores de Charrua en el

80 % aproximadamente, con el fin de establecer la condición de mayor stress permitida, donde ante falla se pierde la totalidad de la transformación en Charrúa.

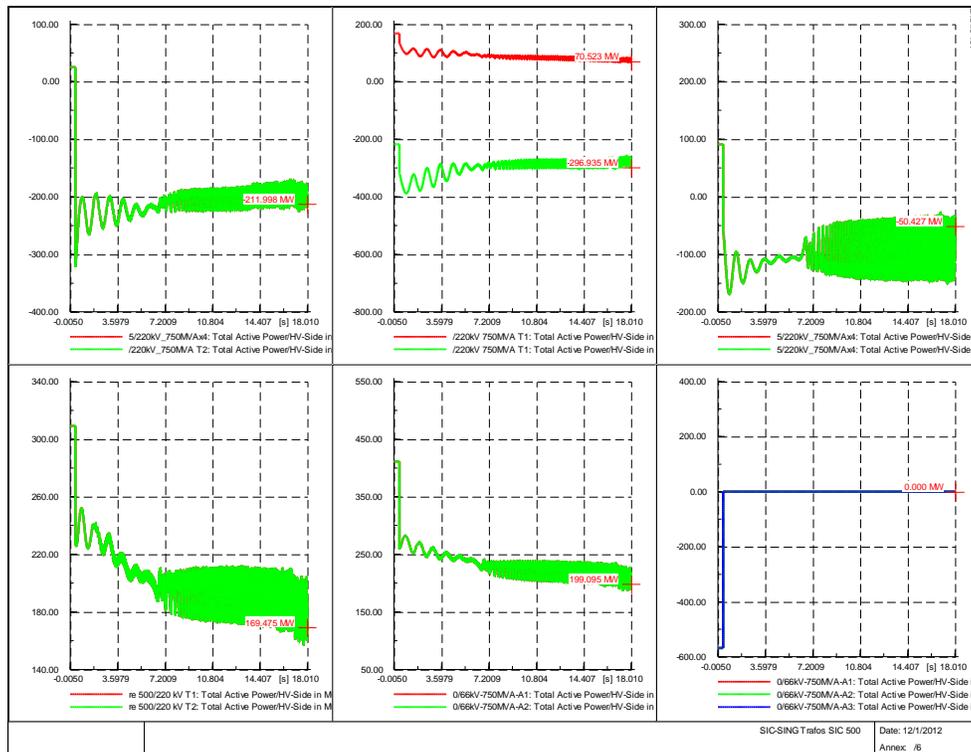


Figura 131: Transformadores Troncales

Se aprecia de la figura que el sistema no soporta la perdida de la transformación, ocasionándose un Black-Out en el SIC.

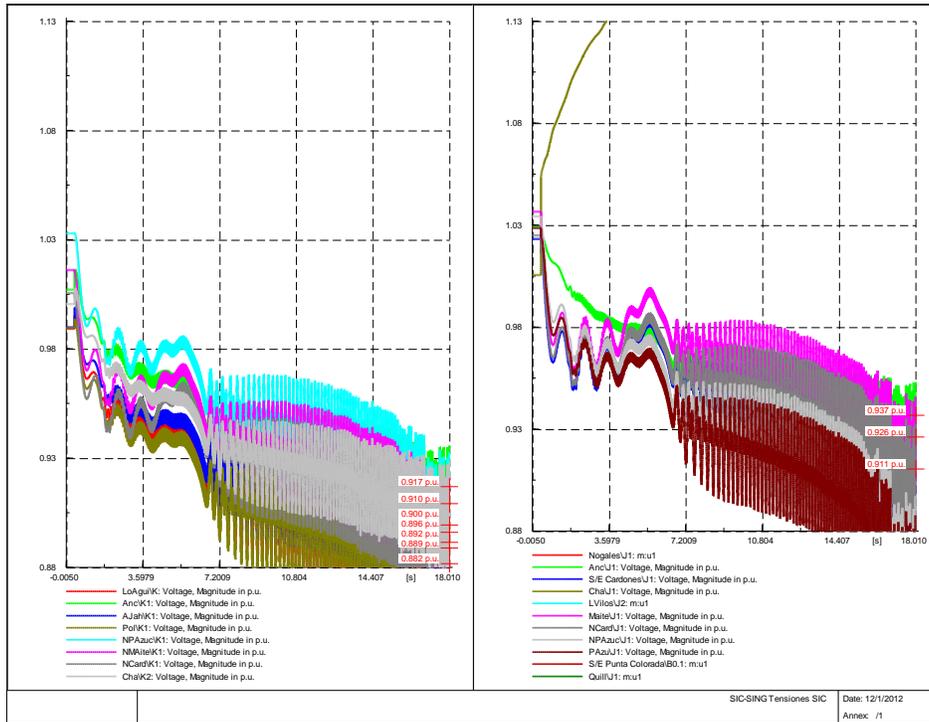


Figura 132: Tensiones en barras de 500 kV y 220 kV.

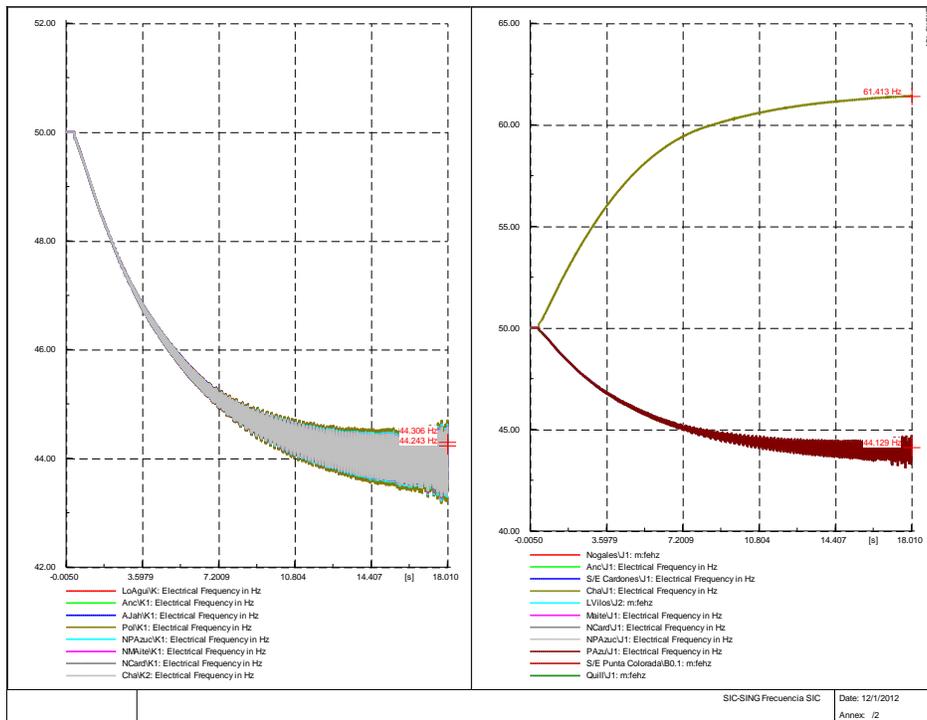


Figura 133: Frecuencia en barras de 500kV y 220 kV

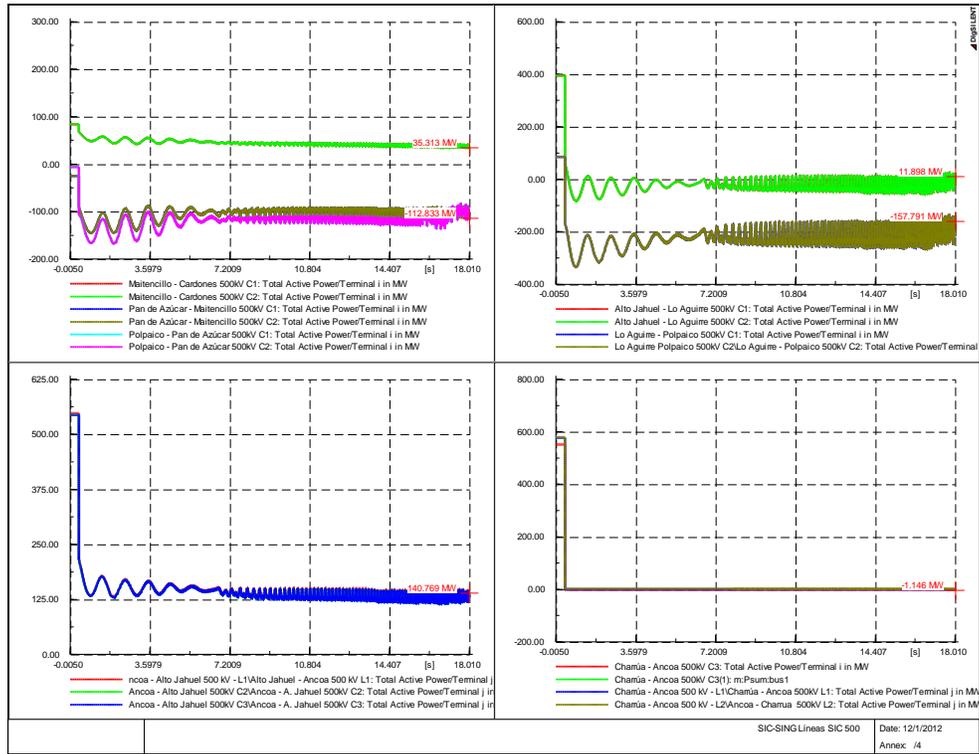


Figura 134: Flujos por Líneas de 500 [kV]

Necesidad 2^{do} Transformador Ancoa

A continuación se presenta la probabilidad de excedencia para el transformador N°1 525/220 de la S/E Ancoa para los años 2016 y 2017. Se extrae de la gráfica que los flujos circulan de 500 a 220 kV prácticamente el 100% del tiempo, y existe una probabilidad menor al 5% de que los flujos superen los 400 MW de potencia.

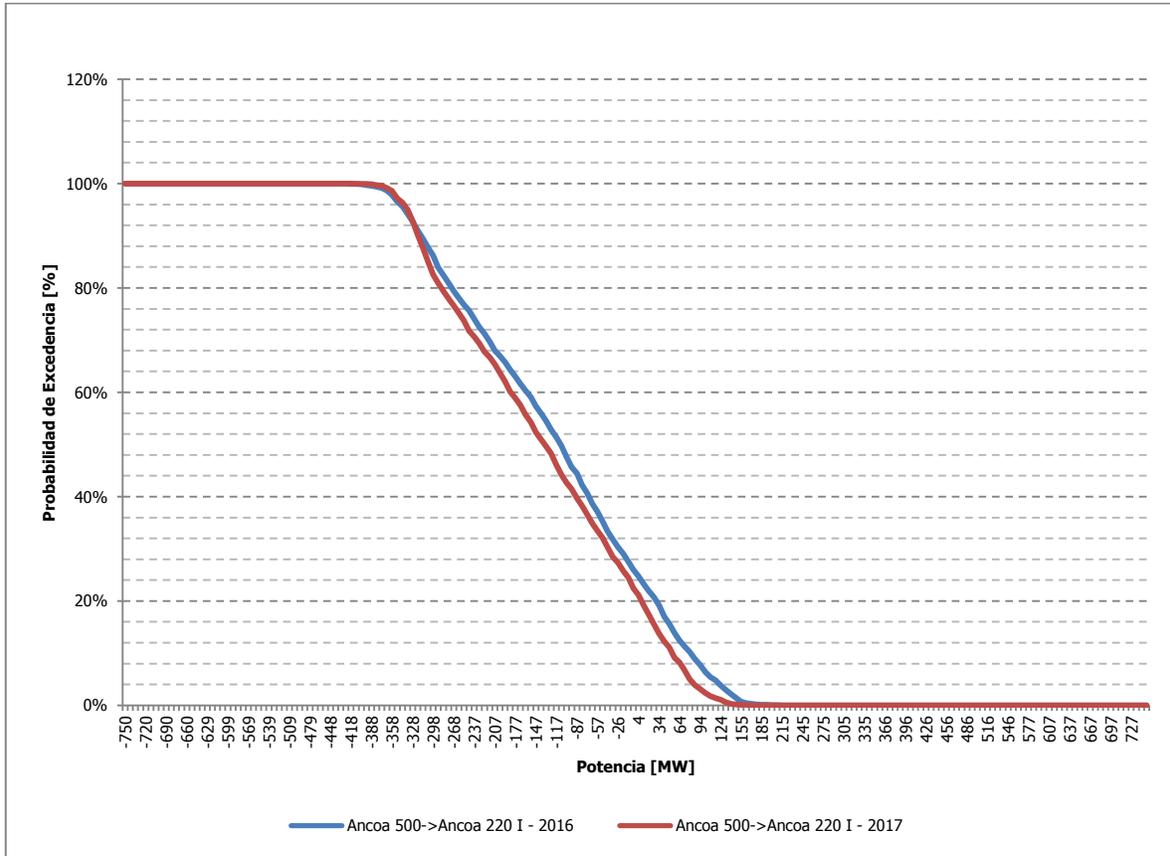


Figura 135: Probabilidad de Excedencia Ancoa 500/220 [kV]

La siguiente gráfica presenta función de distribución de frecuencias acumulada para este tramo, donde se aprecia que los flujos se distribuyen mayoritariamente entre los -400 y 150 MW para los años 2016 y 2017.

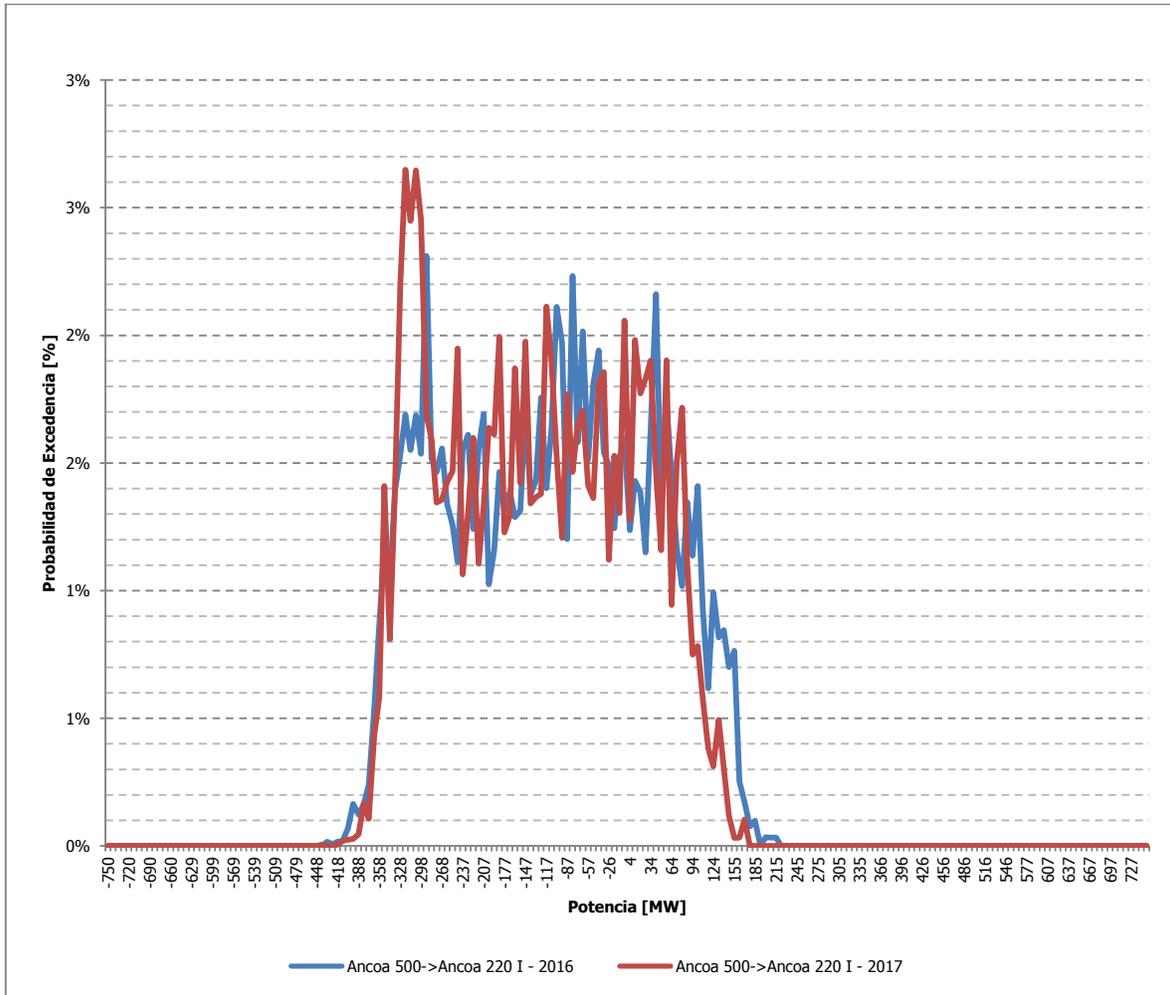


Figura 136: Frecuencia acumulada Ancoa 500/220 [kW]

El plan de obras desarrollado no considera un 3er banco de transformación en Ancoa. La utilización de este transformador para el horizonte de decisión se presenta a continuación.

Transformador	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ancoa 500 / 220 I	37%	46%	44%	37%	35%	37%	39%	39%	36%

Se aprecia de la tabla que la transformación en Ancoa es suficiente. Sin perjuicio de lo anterior, se simuló en DIGSILENT la salida intempestiva de la transformación para analizar su impacto sistémico. Es importante notar que se considera el despacho máximo de las centrales ubicadas en Ancoa 220 [kV], así como las correspondientes al sistema de Colbún, con el fin de simular una condición extrema.

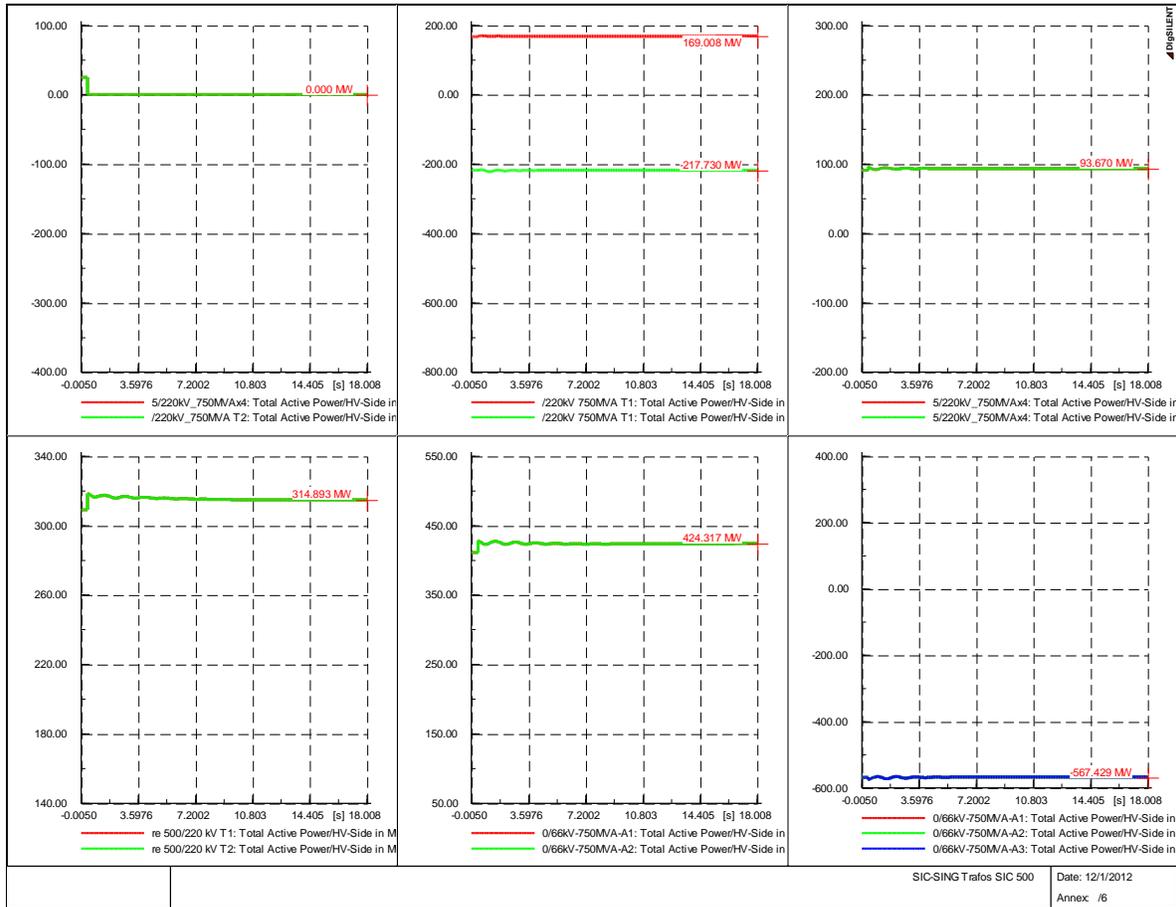


Figura 137: Flujos por transformadores troncales.

Se aprecian aumentos considerables en los flujos para los transformadores al norte de Ancoa. En particular existen aumentos en los flujos de los transformadores de Lo Aguirre, Alto Jahuel, y Polpaico. Del mismo modo, existen aumentos por el sistema de 220 kV de Colbún, pero estos no sobrepasan el límite N-1, alcanzando una carga del 34% aproximadamente.

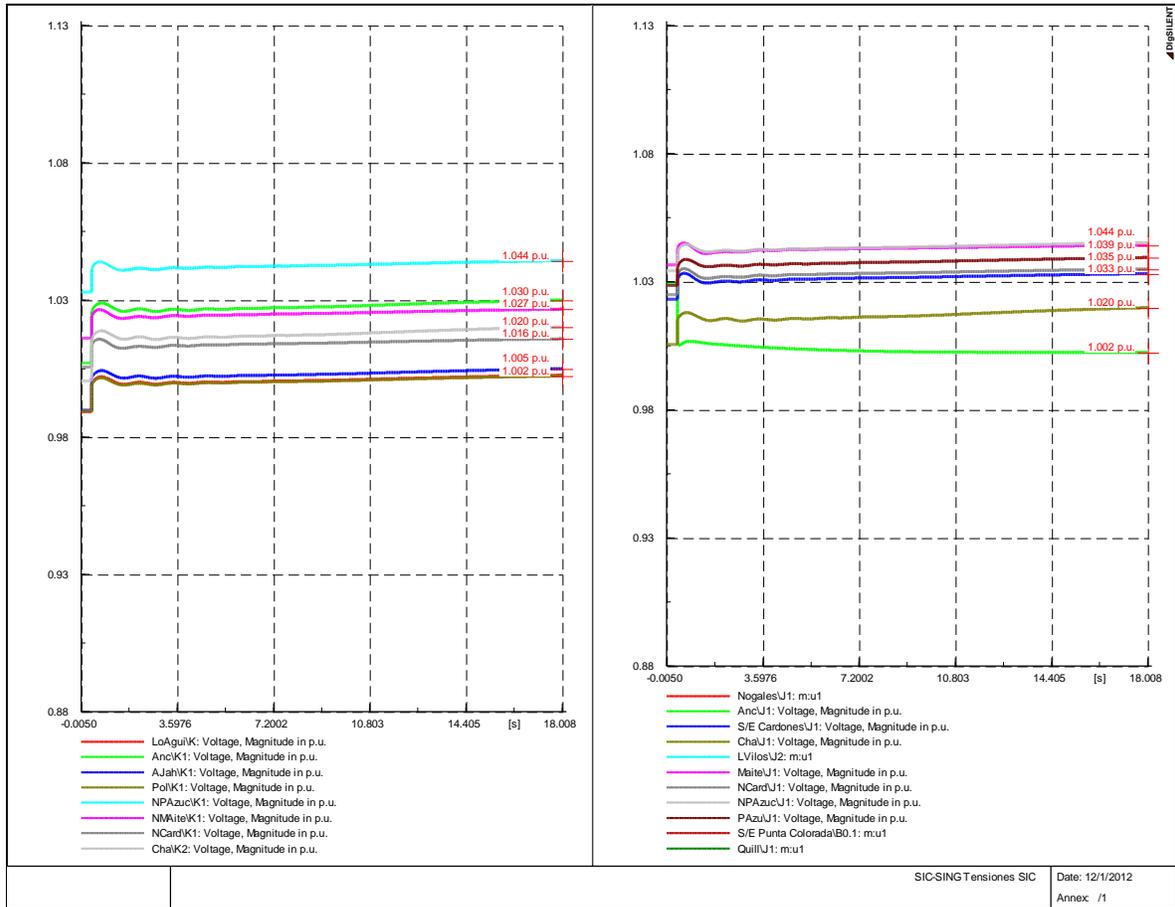


Figura 138: Tensiones en barras de 500 y 220 [kV]

Las tensiones se ven prácticamente estables ante la pérdida de la transformación en Ancoa. Sin embargo, la barra de Nueva Pan de Azúcar se encuentra por sobre 1.03 según establece la normativa. Esta condición es fácilmente reparable ajustando un despacho de reactivos mediante las distintos tipos de compensación existentes en la zona.

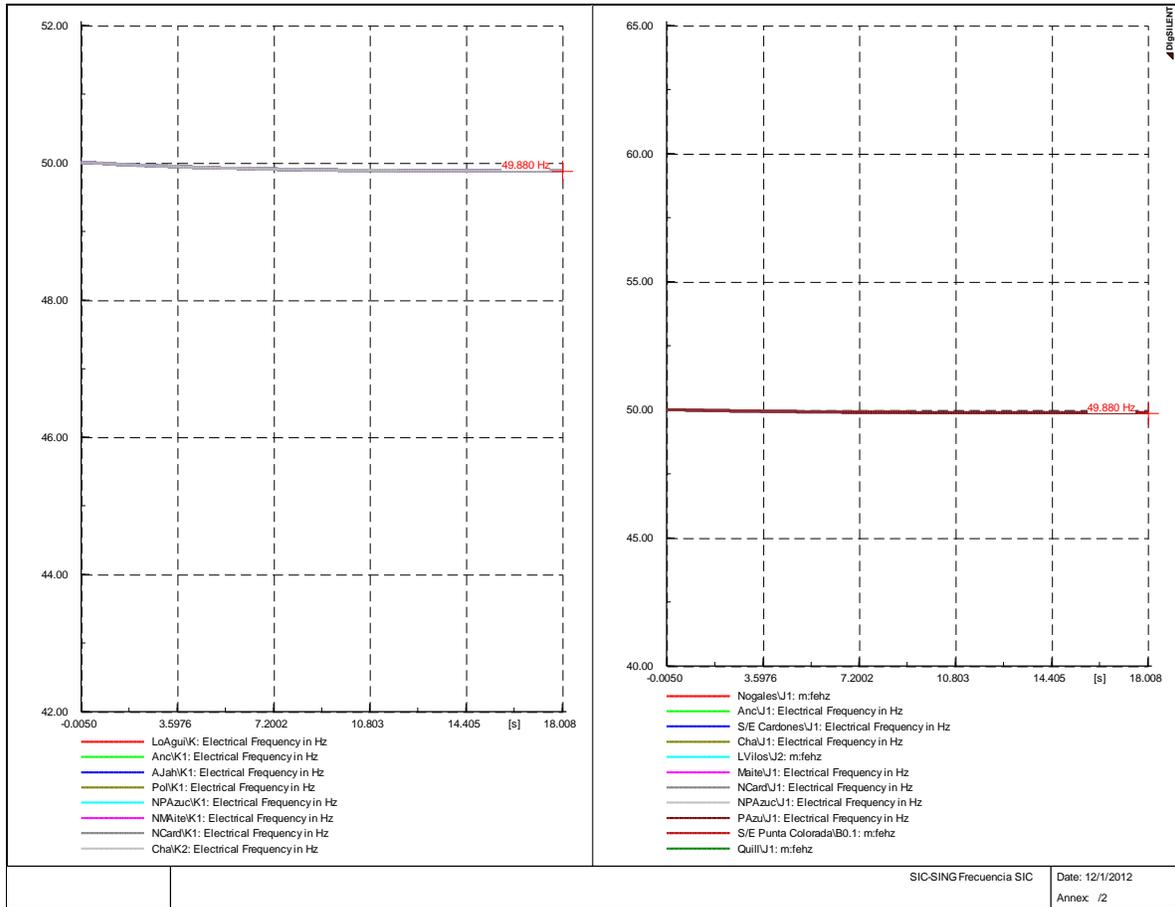


Figura 139: Frecuencias en barras de 500 y 220 [kV]

El comportamiento de la frecuencia en el sistema tiende a la baja, cayendo hasta los 49,9 Hz. Esta variación no introduce desprendimientos de carga en el sistema así como inestabilidades en las máquinas síncronas.

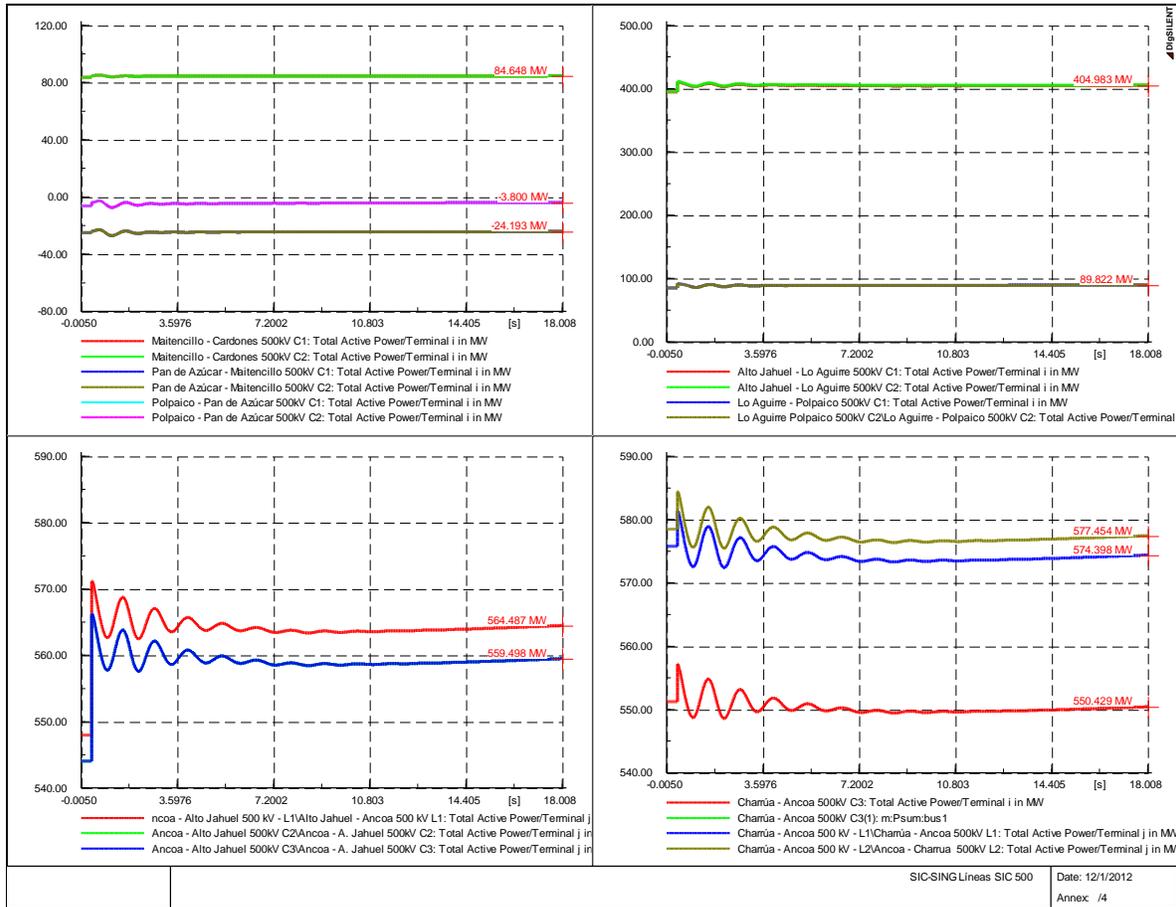


Figura 140: Flujos por líneas de 500 [kW]

De la gráfica se extrae que al perder la transformación en Ancoa, se fuerzan flujos por el troncal 500 kV hacia el centro de carga. Las líneas Ancoa – Alto Jahuel 500 kV alcanzan aproximadamente un 35% de carga en esta condición. En estas líneas, se apreciaron oscilaciones electromecánicas de 7.19% lo cuales se encuentran dentro de la normativa vigente.

En conclusión, no se recomienda un 2^{do} transformador en Ancoa.

Necesidad 3^{er} Transformador Alto Jahuel

A continuación se presenta la probabilidad de excedencia para el transformador N°1 525/230/66 de la S/E Alto Jahuel para los años 2016 y 2017. Se extrae de la gráfica que los flujos circulan de 500 a 220 kV el 100% del tiempo, y existe una probabilidad del 40% aproximadamente que los flujos superen los 400 MW de potencia.

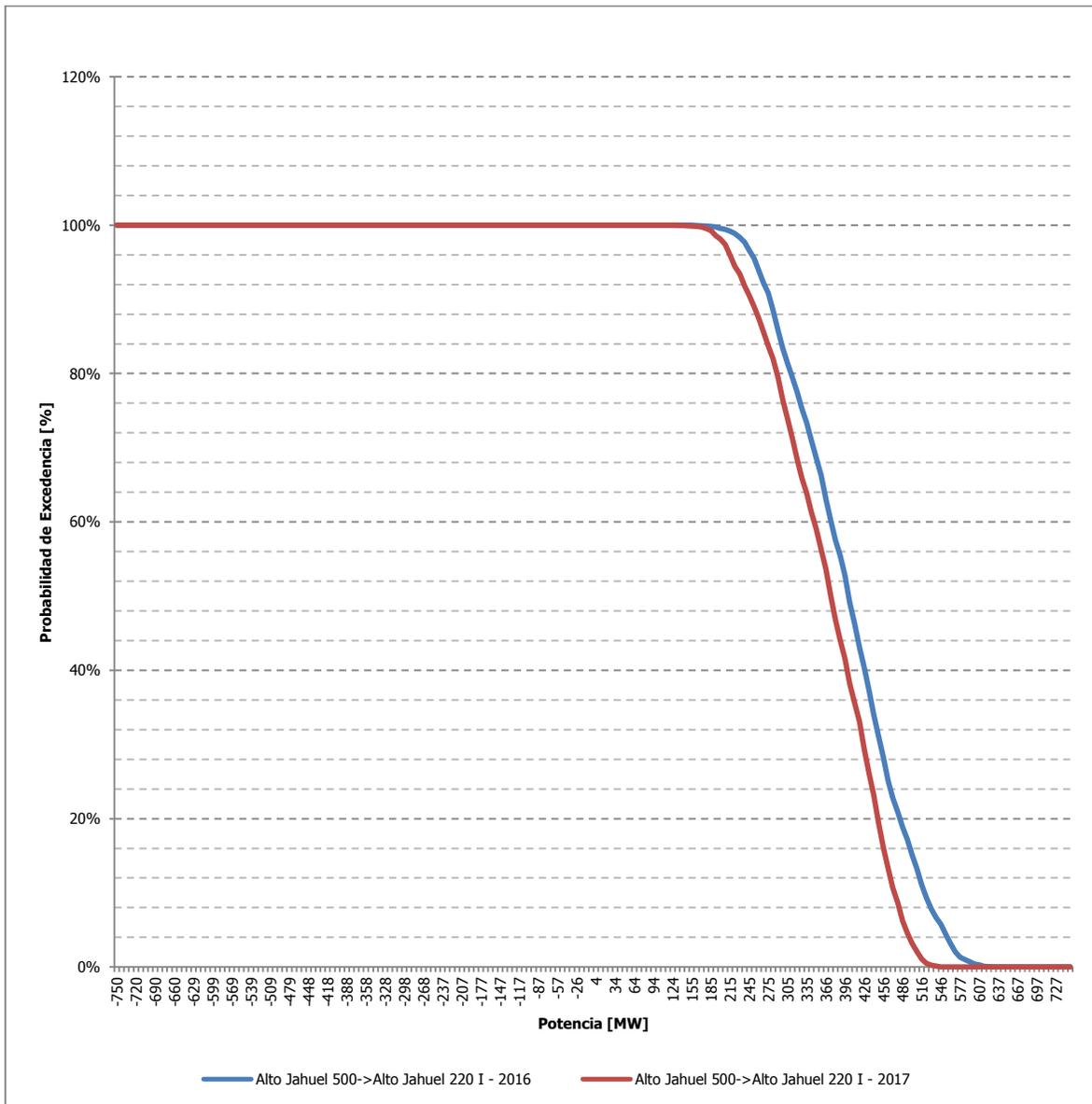


Figura 141: Probabilidad de Excedencia Alto Jahuel 500/220 [kV]

La siguiente gráfica presenta función de distribución de frecuencias acumulada para este tramo, donde se aprecia que los flujos se distribuyen mayoritariamente entre los 300 y 550 MW para los años 2016 y 2017.

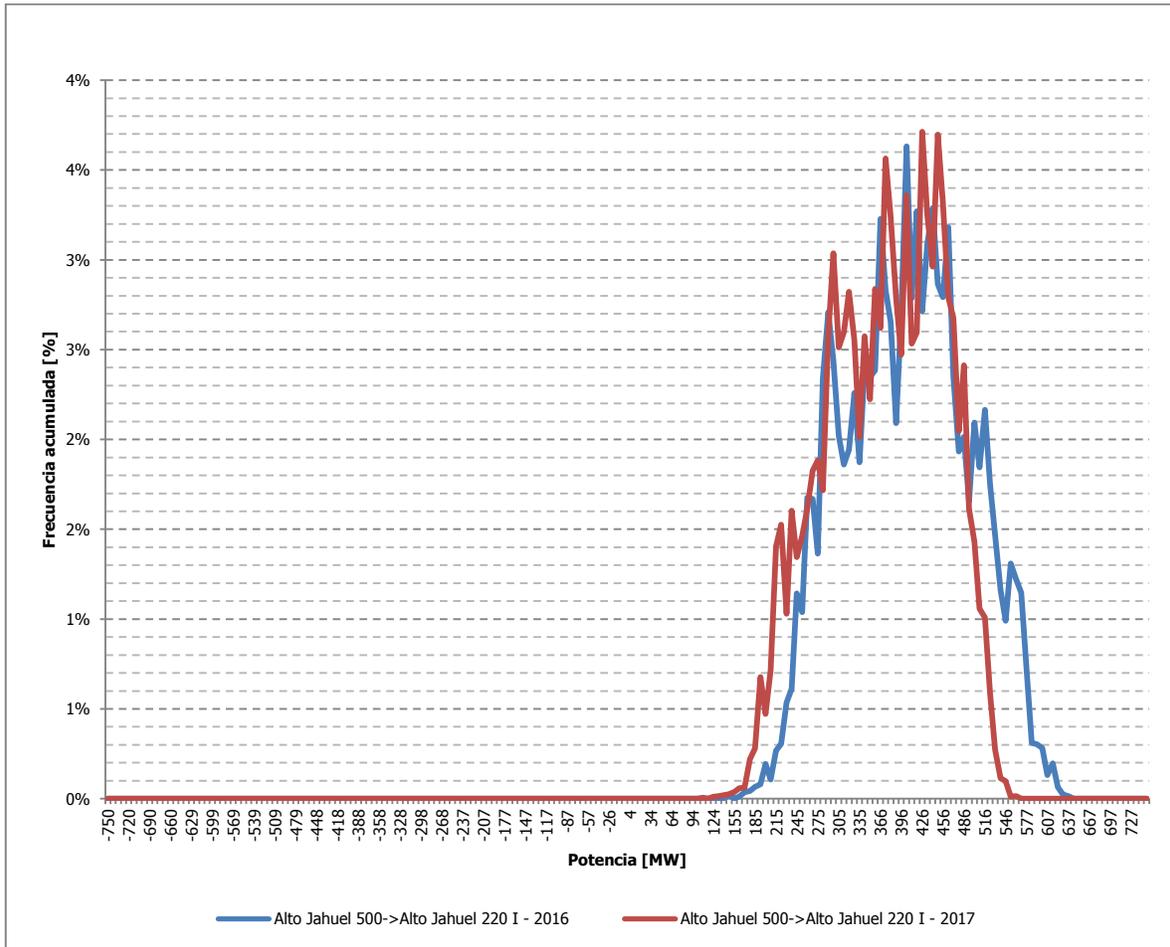


Figura 142: Frecuencia acumulada Alto Jahuel 500/220 [kV]

La siguiente tabla presenta la utilización media anual de los transformadores Alto Jahuel 500/220 kV. Hasta antes del ingreso del 3^o transformador, la utilización media de los tres restantes corresponde a un 53%, lo que equivale a 397 [MVA], dejando una holgura en cada transformador de 53 [MVA] aproximadamente. Esto implica que, de no considerar el 3^o banco de transformadores, la capacidad de bajar flujos al sistema de 500 [kV] será, aproximadamente, de 50 [MVA], lo cual resulta insuficiente.

Transformador	2012	2013	2014	2015	2016
Alto Jahuel 500 / 220 I	51%	58%	59%	57%	53%
Alto Jahuel 500 / 220 II	51%	58%	59%	57%	53%

A continuación se presentan las simulaciones en DIGSILENT. Estas simulaciones consideran como condición inicial una utilización de los transformadores de Alto Jahuel en el 61% aproximadamente, con el fin de establecer la condición de mayor stress permitida.

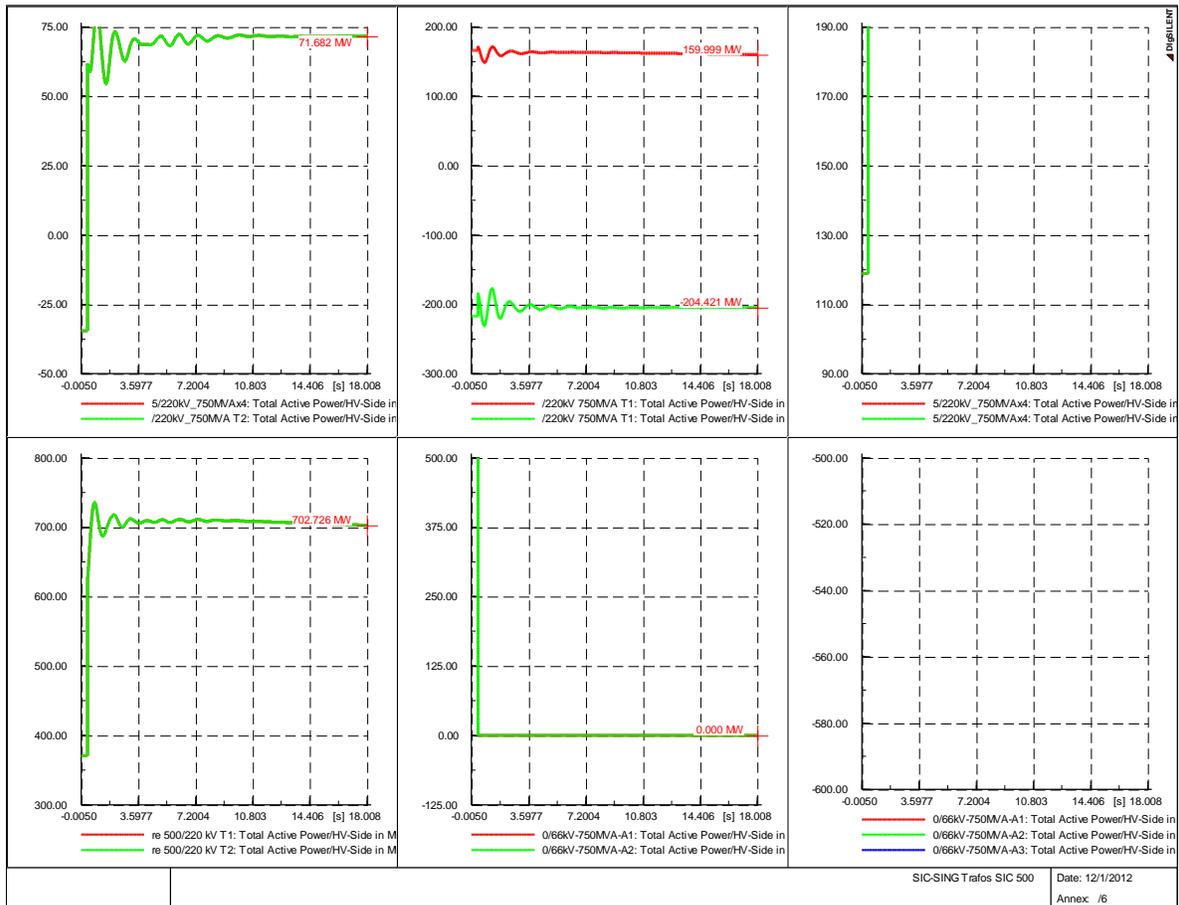


Figura 143: Flujos por transformadores

Se aprecia de la figura que, al salir un transformador en Alto Jahuel, existe una redistribución de flujos por las S/E de Lo Aguirre y Polpaico para mantener el suministro de energía al anillo de Chilectra. El transformador en servicio en Alto Jahuel alcanza así un 78% de carga ante la falla.

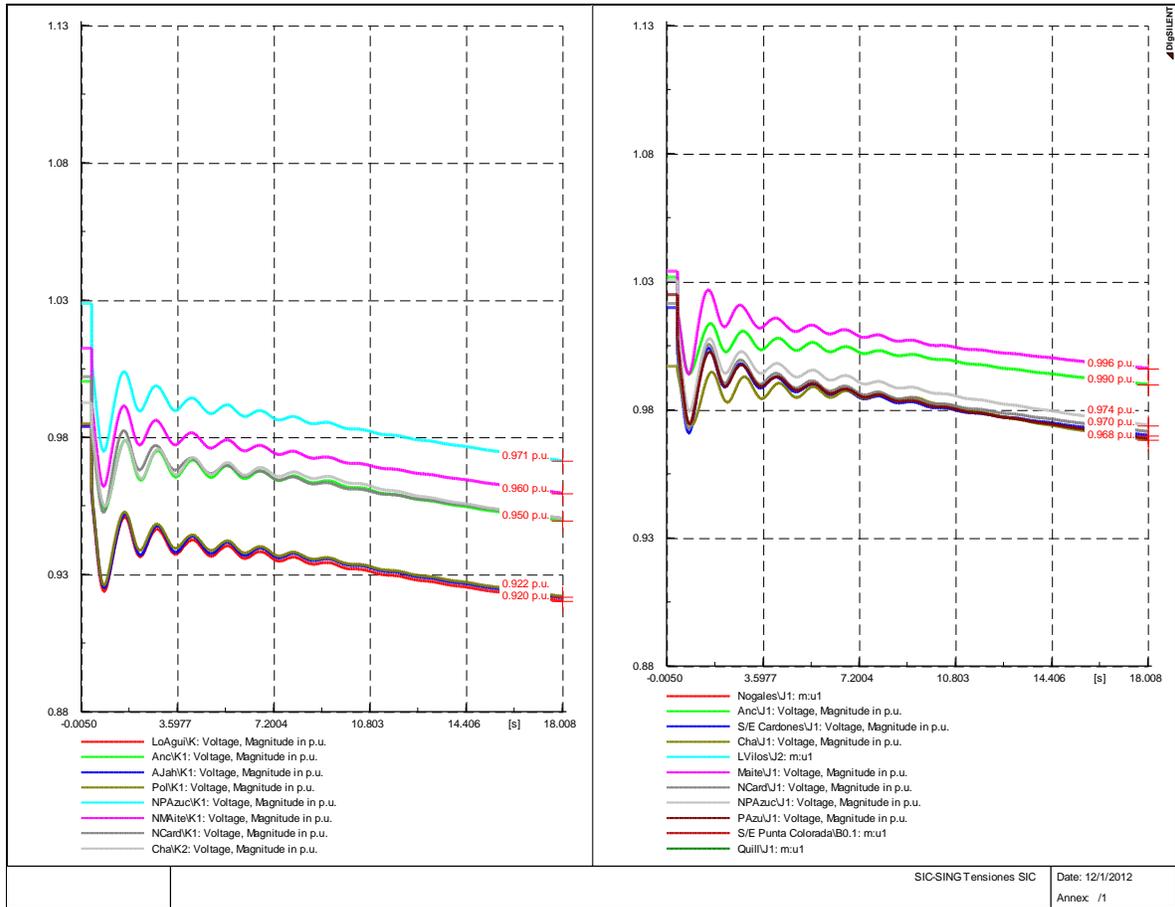


Figura 144: Tensiones en Barras de 220 y 500 [kV]

Se aprecia de la Figura que existe colapso de tensión ante la salida de transformación en Alto Jahuel. Esta condición ocasiona Black-Out en el sistema, donde el sistema de 500 kV alcanza tensiones inferiores a 0.93 p.u.

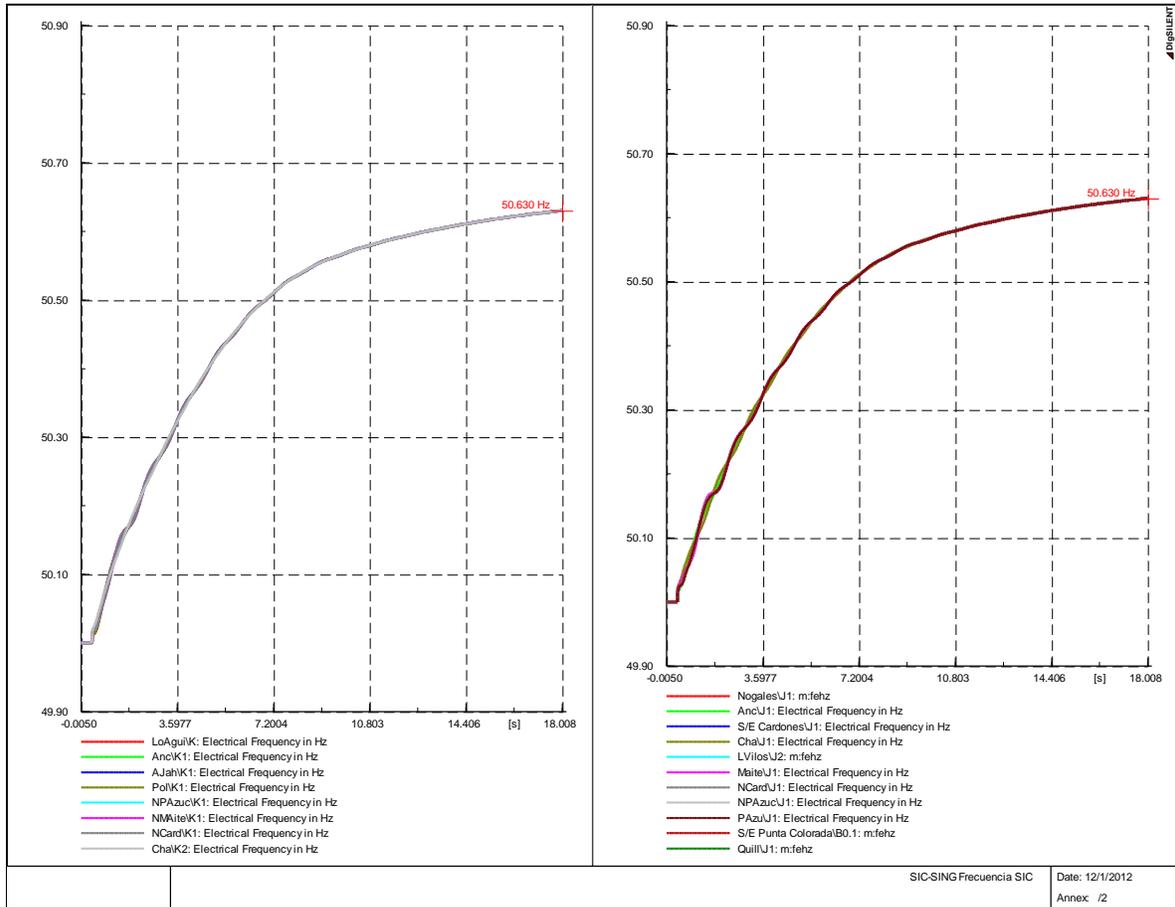


Figura 145: Frecuencia en Barras de 500 y 220 [kV]

El comportamiento de la frecuencia ante la pérdida un banco de transformación en Alto Jahuel corresponde a un aumento hasta en 0.6 [Hz] aproximadamente. Este hecho introduce comportamientos indeseados en el sistema, produciendo la salida de sincronismo en máquinas del SIC.

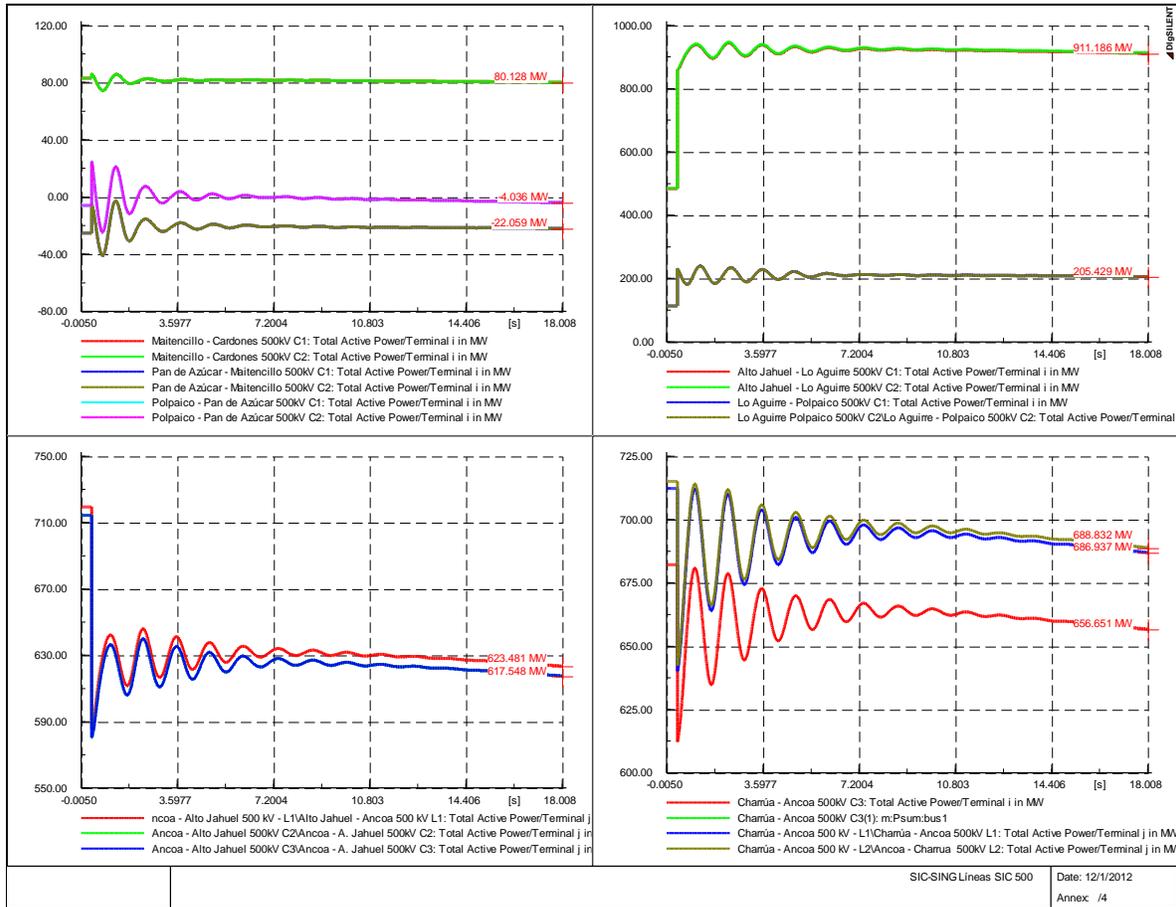


Figura 146: Flujos por Líneas de 500 [kV]

En la gráfica anterior se observa claramente la redistribución de flujos ante la salida intempestiva de los transformadores de Alto Jahuel. Se aprecia arriba a la izquierda que el enlace 2x500 [kV] Alto Jahuel – Lo Aguirre aumenta sus transferencias en 800 MW aproximadamente, lo que se condice con el aumento de transferencias por los transformadores Lo Aguirre 500/220 y Polpaico 500/220. De esta forma, la salida de transformación en Alto Jahuel produce una redistribución de flujos por el enlace Lo Aguirre – Cerro Navia, y Polpaico - Cerro Navia.

Necesidad 3^{er} Transformación en Polpaico

A continuación se presenta la probabilidad de excedencia para el transformador N°1 525/220 de la S/E Polpaico para los años 2016 y 2017. Se extrae de la gráfica que los flujos circulan hacia ambos sentidos, existiendo una probabilidad del 60% aproximadamente que los flujos superen los vayan hacia el sistema de 220 kV.

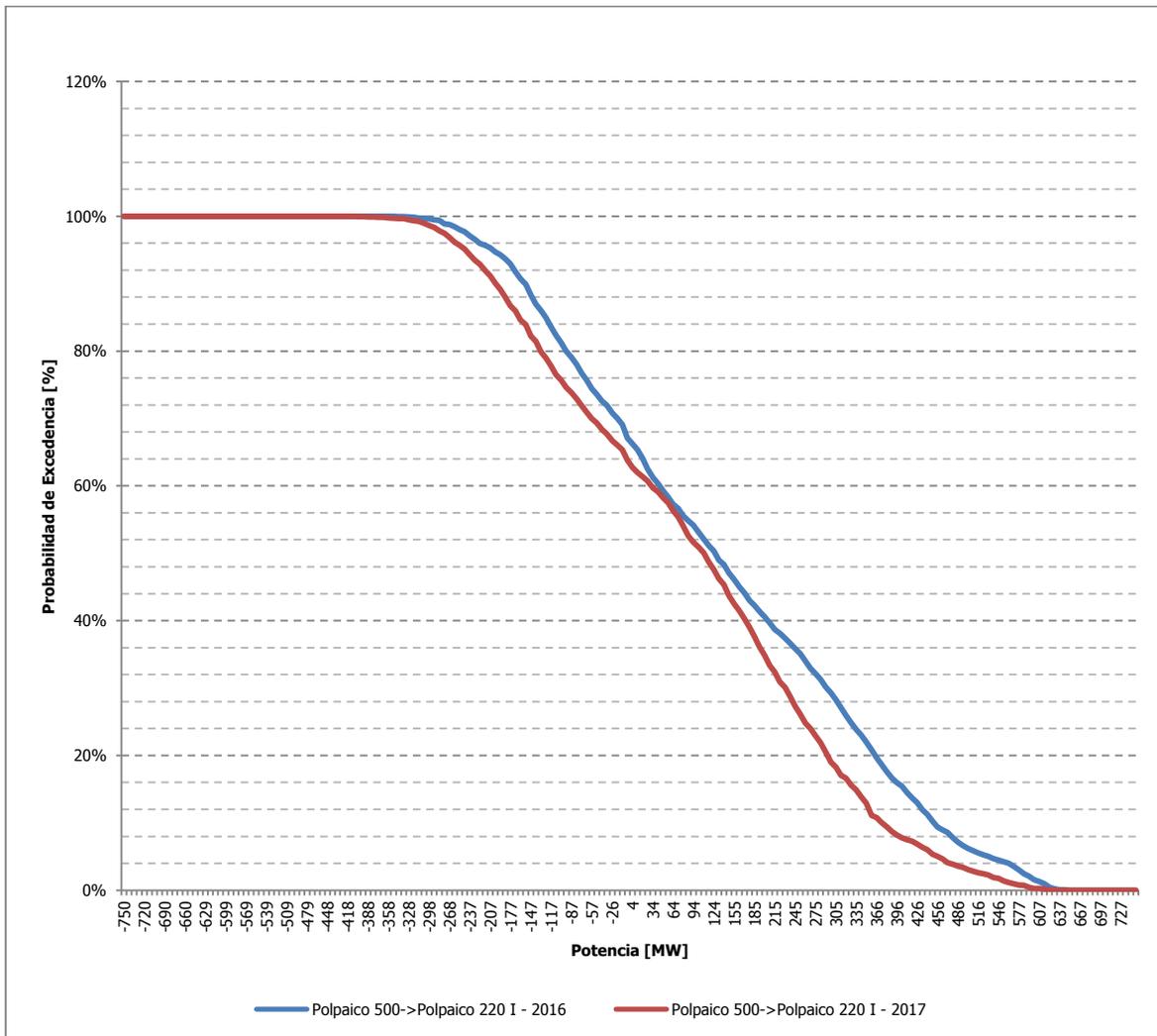


Figura 147: Probabilidad de excedencia Polpaico 500/220 [kV]

La siguiente gráfica presenta función de distribución de frecuencias acumulada para este tramo, donde se aprecia que los flujos se distribuyen mayoritariamente entre los -150 y 380 MW para los años 2016 y 2017.

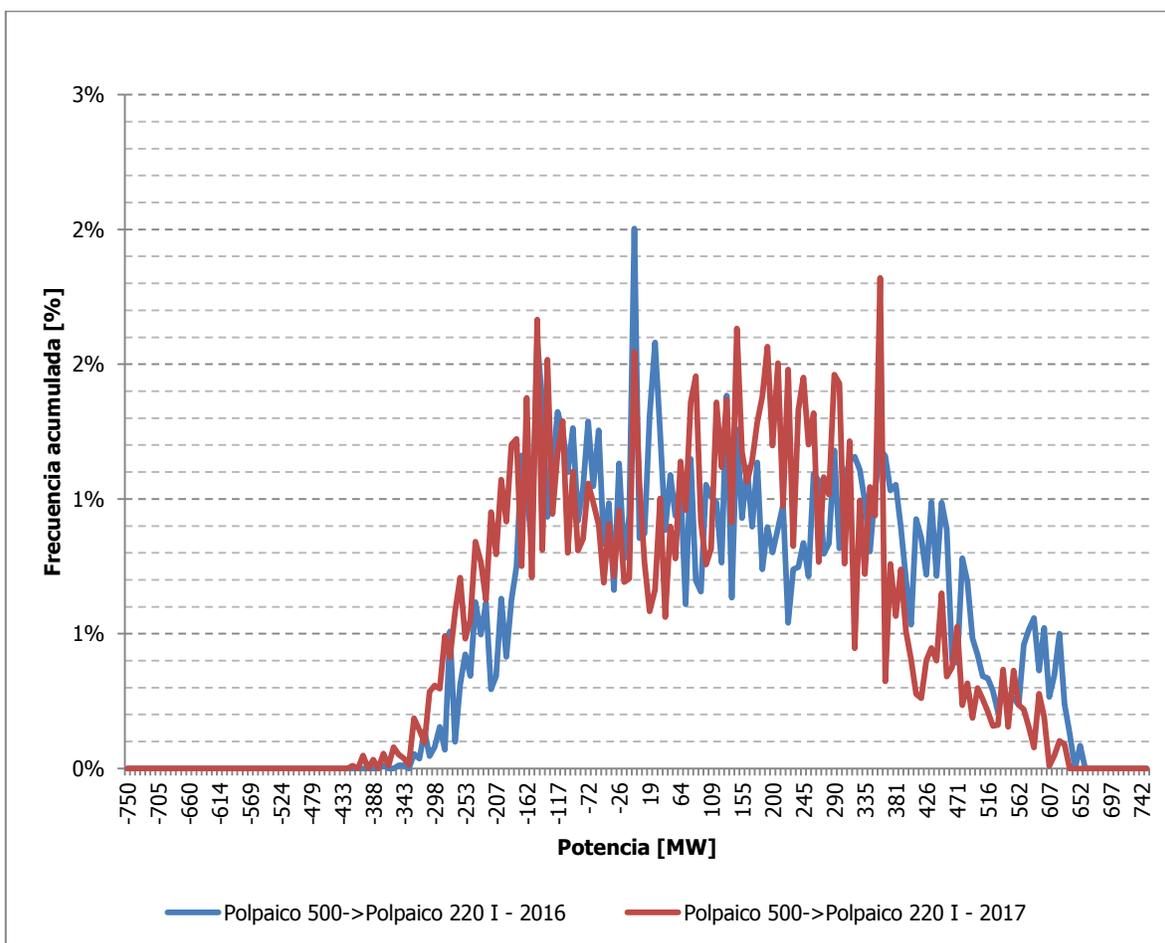


Figura 148: Frecuencia acumulada Polpaico 500/220 [kV]

El plan de obras desarrollado no considera un 3er banco de transformación en Polpaico. La utilización de dichos transformadores para el horizonte de evaluación se presenta a continuación.

Transformador	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Polpaico 500 / 220 I	33%	38%	39%	32%	29%	27%	29%	30%	30%	32%	41%	47%	51%
Polpaico 500 / 220 II	33%	38%	39%	32%	29%	27%	29%	30%	30%	32%	41%	47%	51%

Se aprecia de la tabla que la transformación en Polpaico es suficiente, por lo menos, hasta el año 2024, época en la cual la transformación alcanza niveles cercanos al límite N-1. Sin perjuicio de lo anterior, se simuló en DIGSILENT la salida intempestiva de ambos autotransformador 500 /220 kV de Polpaico

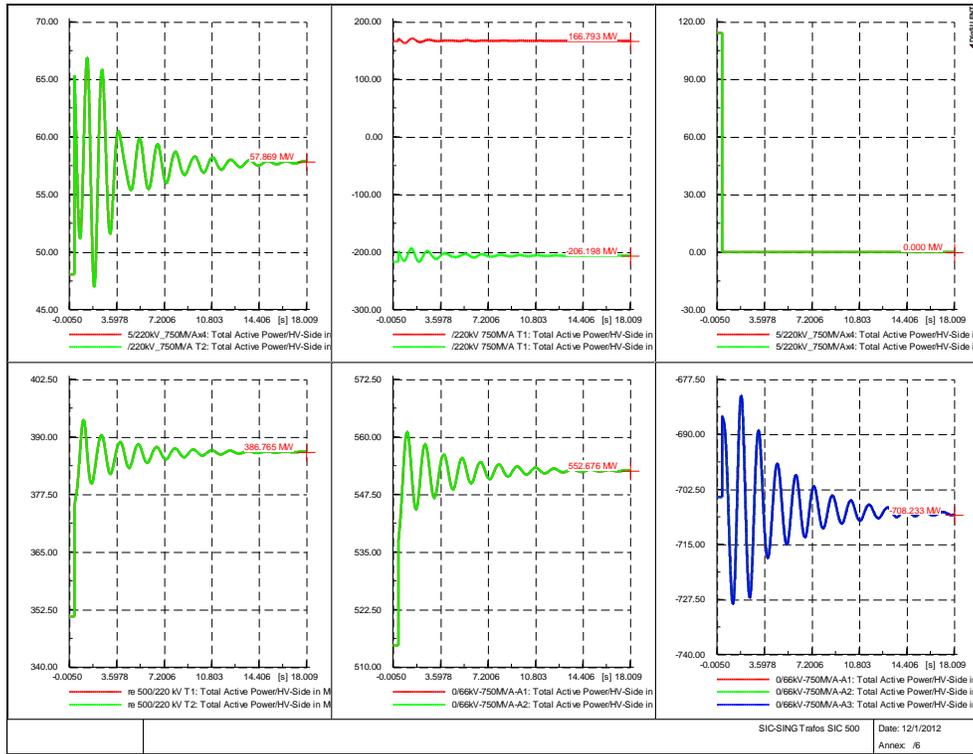


Figura 149: Flujos por Transformadores Troncales.

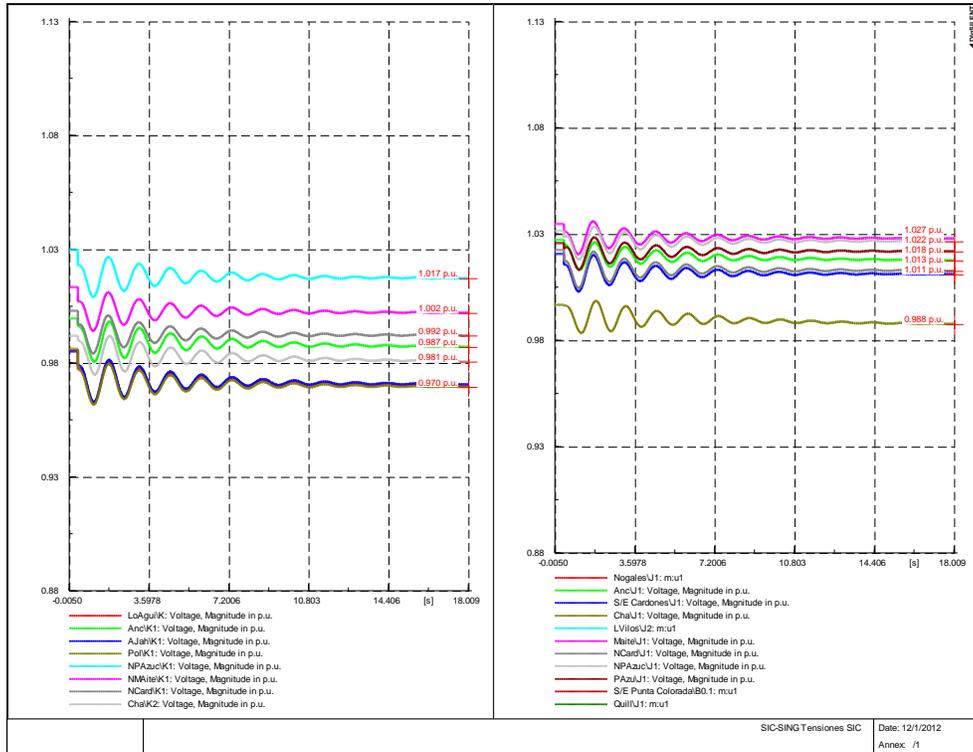


Figura 150: Tensiones en Barras de 500 y 220 kV

Se observa que las tensiones permanecen prácticamente inalteradas ante esta contingencia, tanto para el sistema de 220 [kV] como en el sistema de 500 [kV].

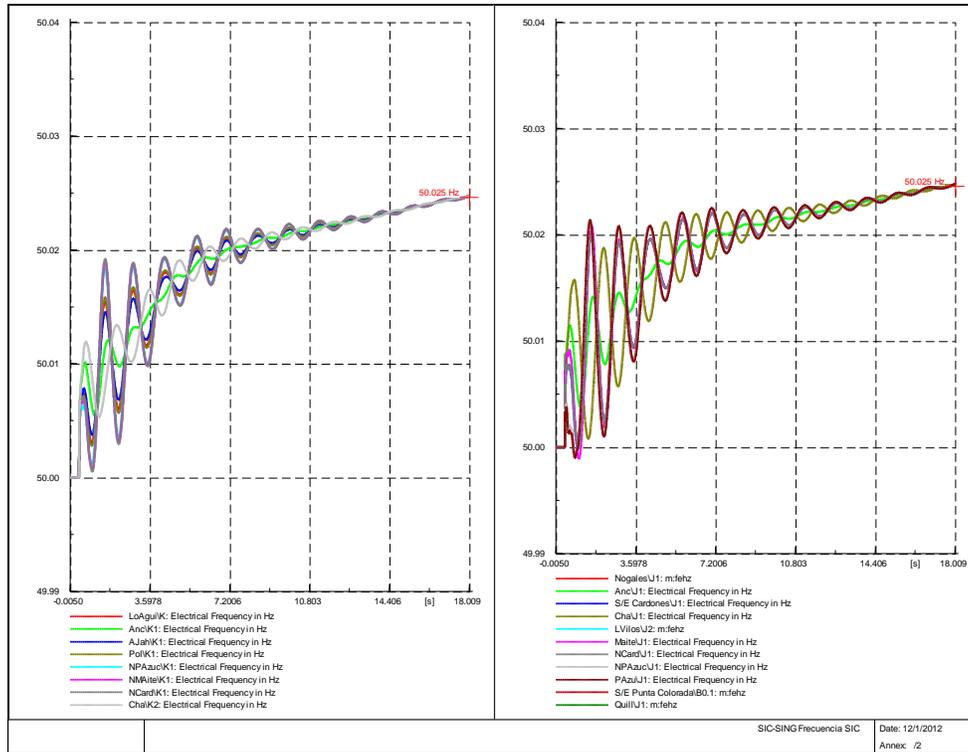


Figura 151: Frecuencia en barras de 500 y 220 [kV]

El comportamiento de la frecuencia ante la pérdida de transformación en Polpaico presenta un aumento de de 0.03 [Hz] aproximadamente al cabo de 18 segundos. Este hecho no introduce comportamientos indeseados en el sistema, manteniéndose el sincronismo en todas las máquinas del SIC.

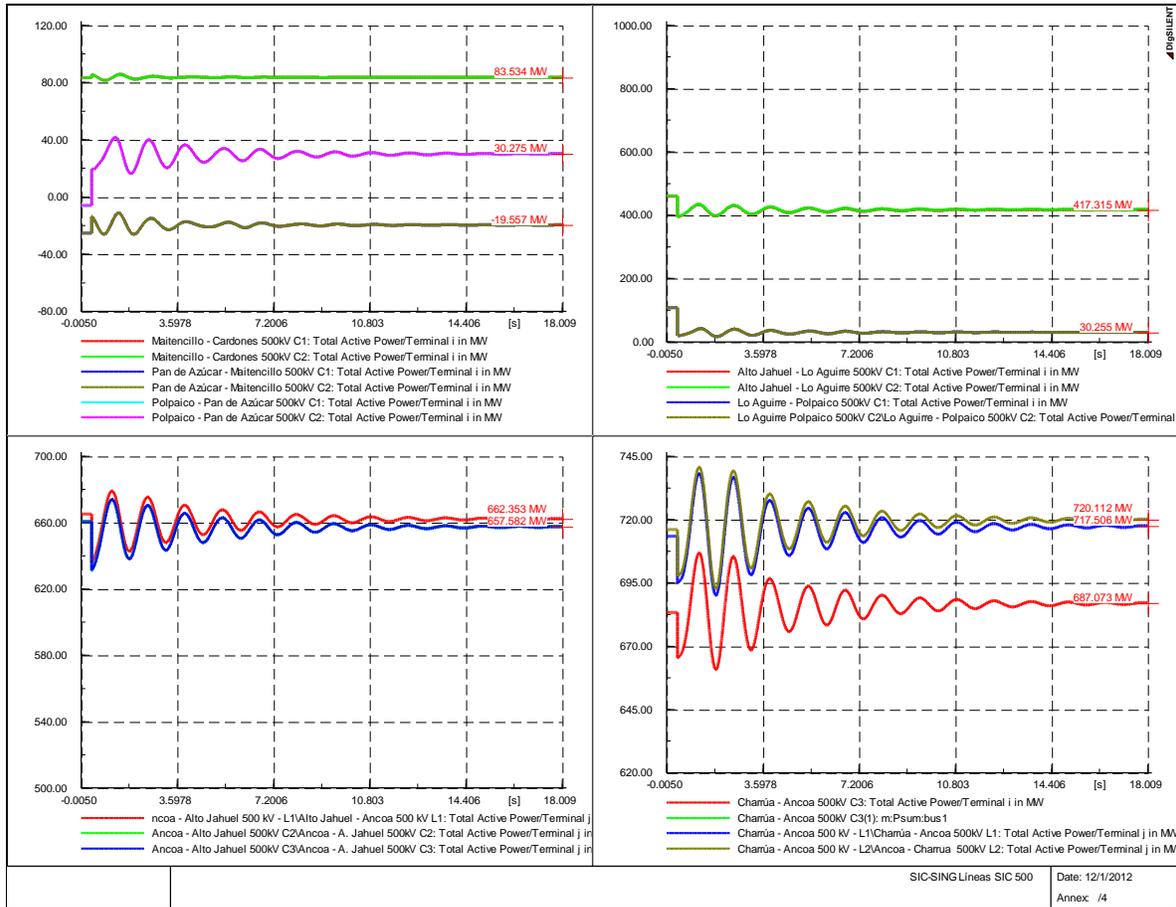


Figura 152: Flujos por Líneas 500 [kV]

En conclusión, el sistema se aprecia amortiguado durante el tiempo de simulación, por lo que no se recomienda un 3^{er} banco de transformación en Polpaico.

Necesidad de N-1 en Transformación para el Sistema 500 [kV] Polpaico – Nueva Cardones

La siguiente tabla presenta la media anual de utilización de los transformadores del nuevo sistema de 500 kV hacia el norte del SIC. Se aprecia que su utilización es menor al 10% durante los primeros 5 años, aumentando considerablemente a partir del año 2022. Por tal motivo, este análisis entonces consideró como escenario de operación el año 2022, demanda alta.

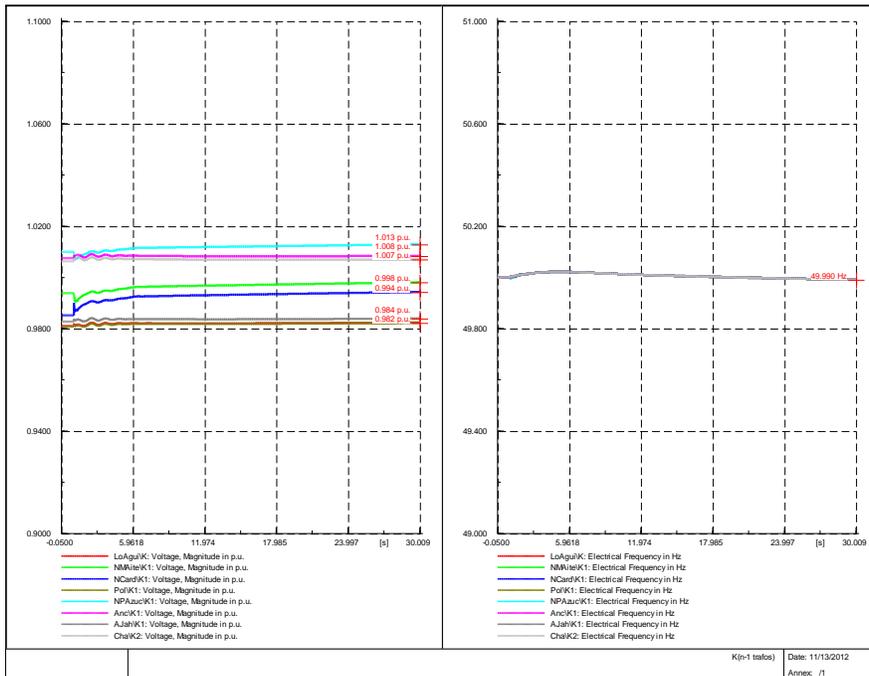
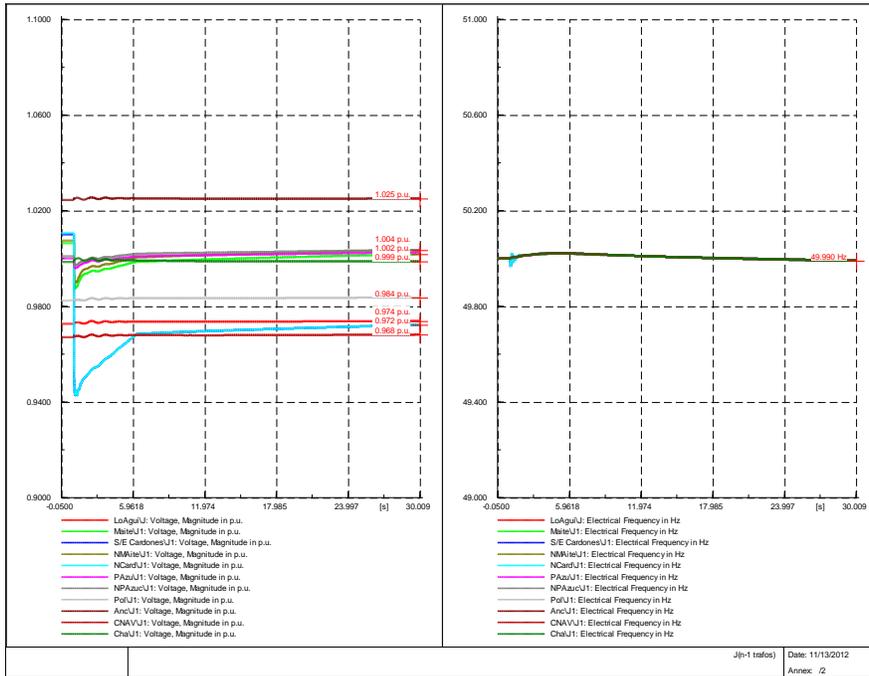
Transformador	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Cardones 500 / 220	5%	7%	7%	7%	7%	18%	21%	23%	26%	29%	28%	39%
Maitencillo 500 / 220	6%	8%	9%	8%	8%	10%	12%	13%	15%	18%	18%	18%
Pan de Azucar 500 / 220	13%	13%	15%	16%	17%	20%	23%	26%	30%	34%	35%	39%

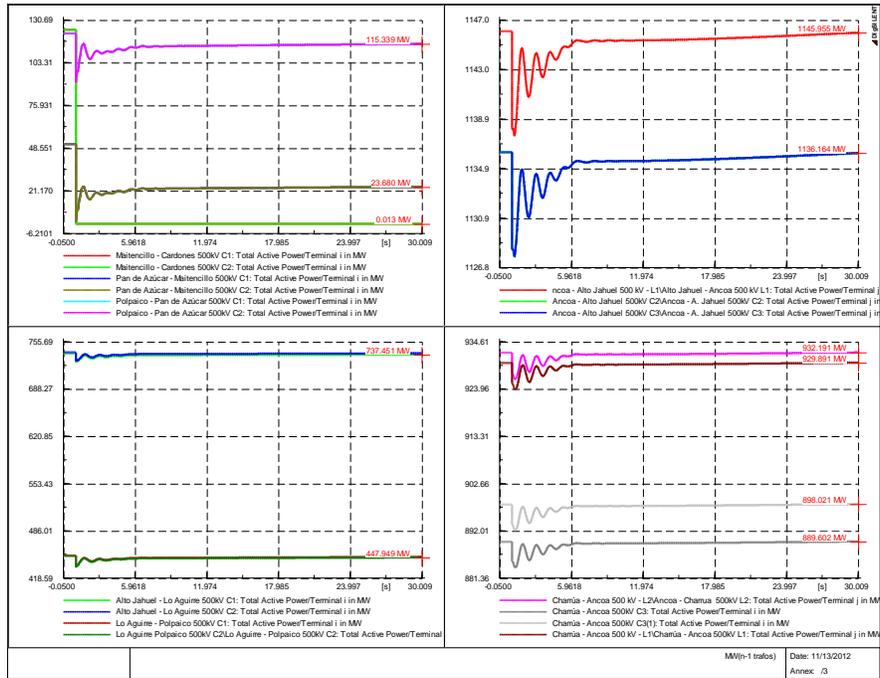
De los análisis realizados se aprecia que, el SIC responde de manera satisfactoria ante la pérdida de generación en las distintas barras. Si bien estas salidas producen variaciones en tensión y frecuencia, estas no presentan riesgo alguno para el SIC.

Los flujos por los sistemas de 220 [kV] y 500 [kV] permanecen dentro de norma, observándose una respuesta amortiguada para cada una de las contingencias en cada una de las líneas de transmisión.

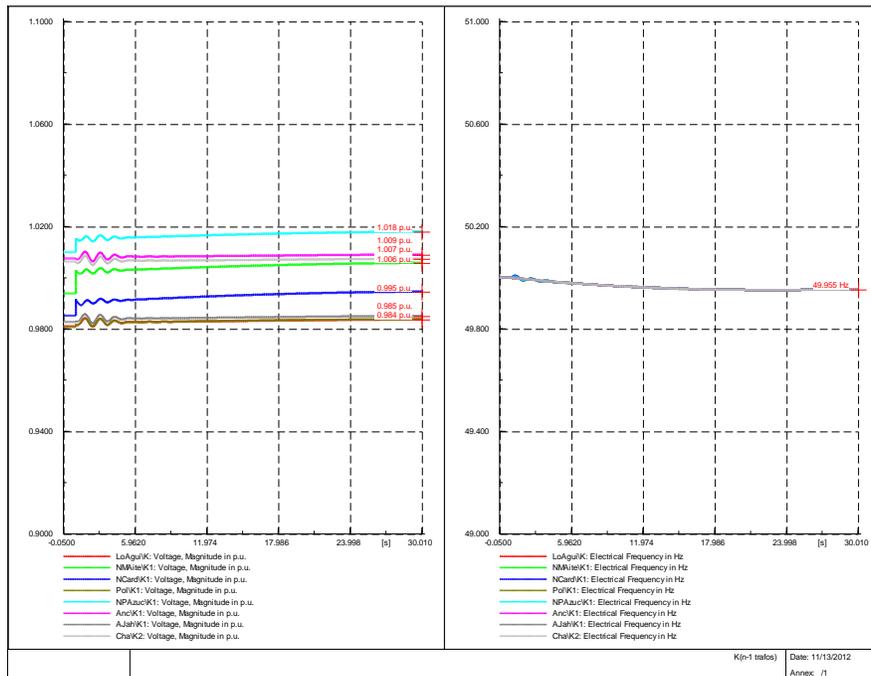
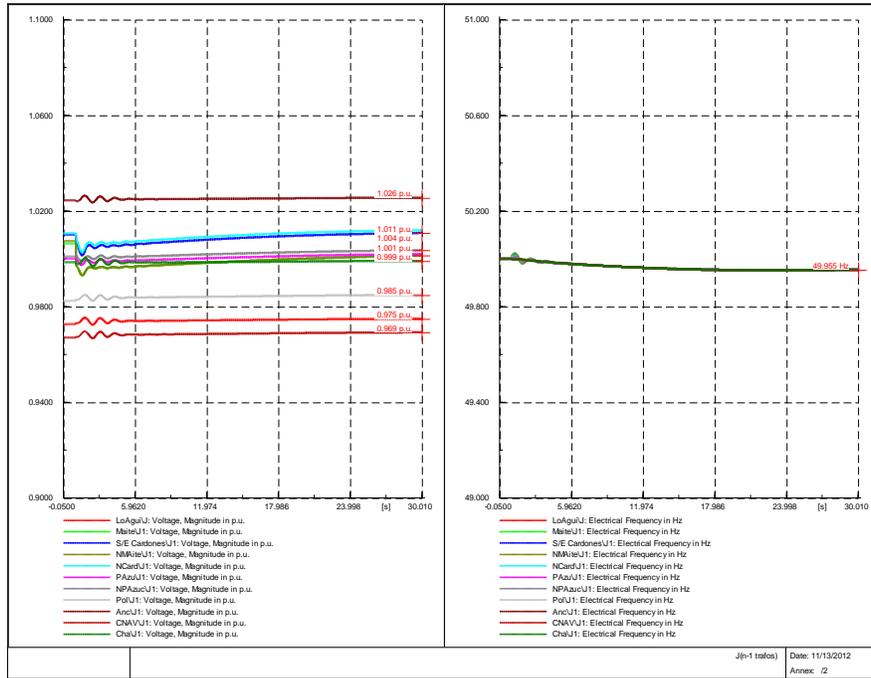
Los resultados indican que, ante las salidas intempestivas de los elementos de transformación, el SIC mantiene la estabilidad transitoria, no ocasionando la actuación de EDAC, y manteniendo sincronismo de todas las unidades despachadas. De esta forma, no se recomiendan 2^{dos} transformadores para el Troncal 500 [kV] Norte.

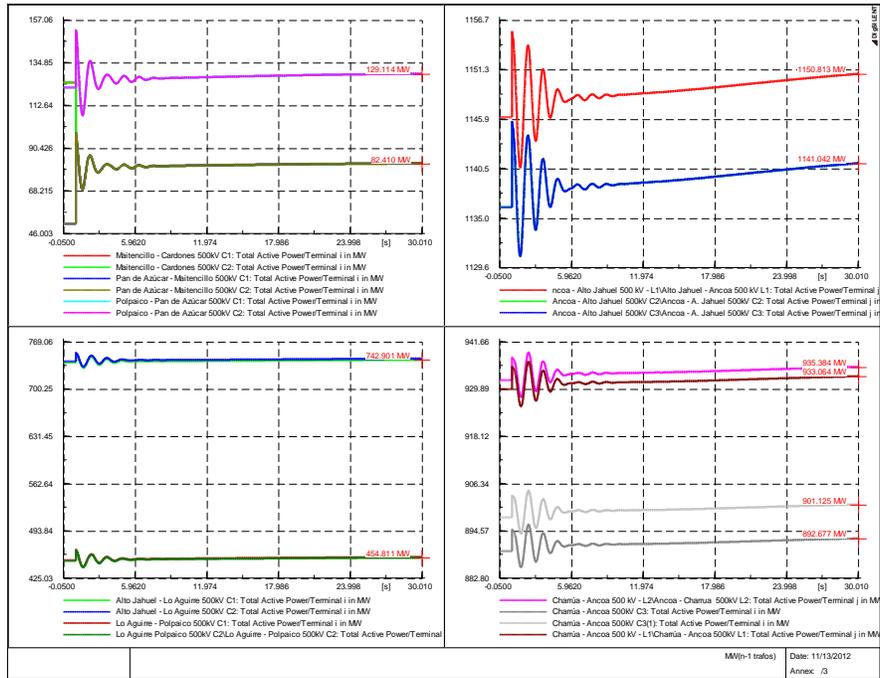
Necesidad 2^{do} Transformador Nueva Cardones



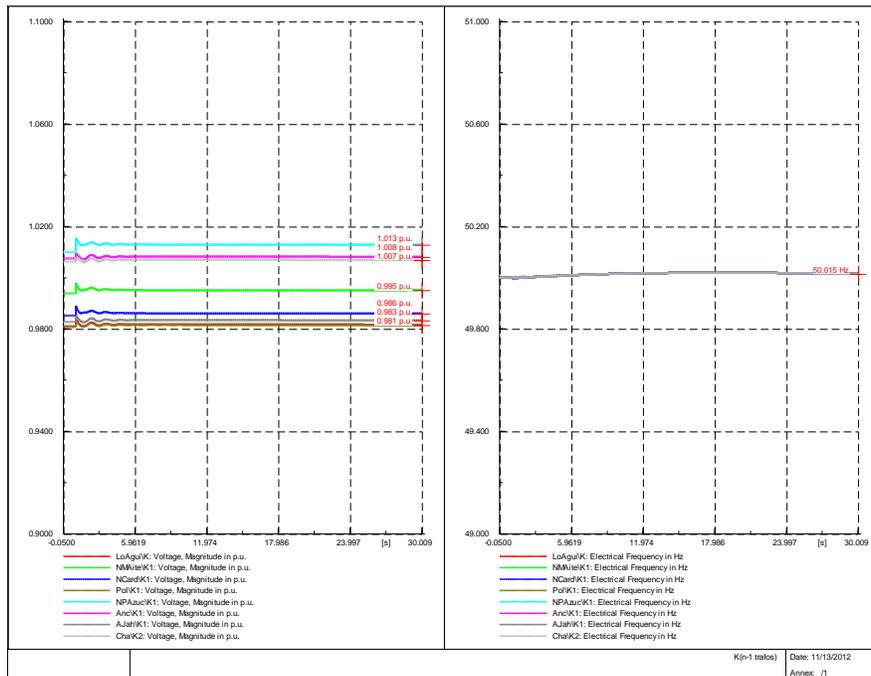
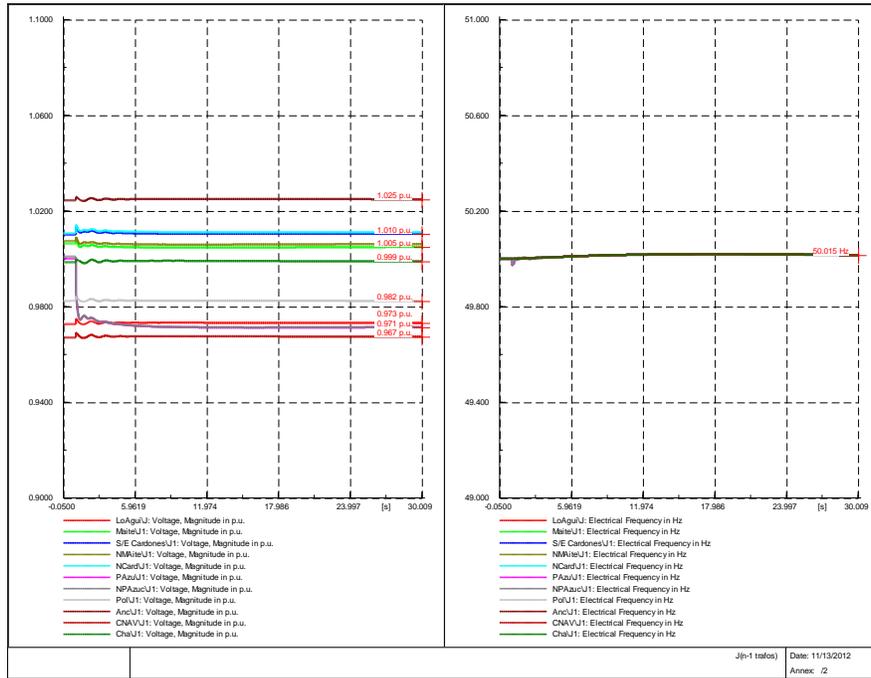


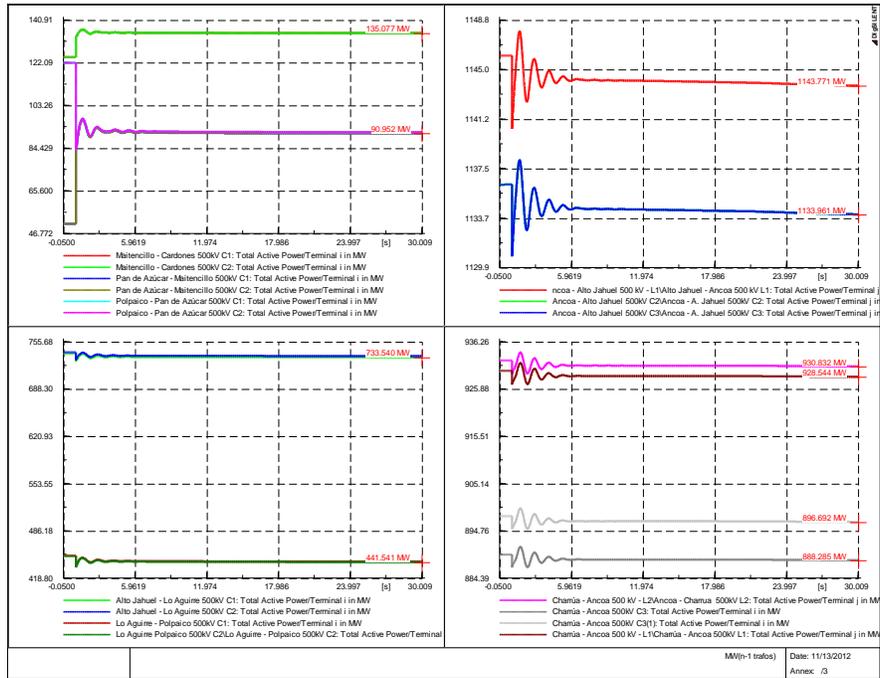
Necesidad 2^{do} Transformador Nueva Maitencillo





Necesidad 2^{do} Transformador Nueva Pan de Azúcar





5. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS PLANES DE EXPANSIÓN

5.1. DESCRIPCIÓN

En la evaluación económica de los planes de expansión, se han diferenciado aquellos tramos del sistema troncal de transmisión del SIC en los cuales es posible realizar un análisis tramo por tramo de los costos y beneficios involucrados en las alternativas de estudio, de aquellos tramos cuyo desarrollo requiere de la ejecución de un conjunto de obras que deben ser agrupadas para ser evaluadas como un proyecto de desarrollo integral.

En los puntos siguientes se realiza la evaluación económica de los proyectos y alternativas desarrolladas para los distintos tramos y zonas. Para cada tramo se presentan las soluciones analizadas y las conclusiones por cada escenario de generación.

5.2. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN

Se han analizado las necesidades de ampliación de todos los tramos del STT. Las alternativas de ampliación de cada tramo del STT se analizan comparando los costos de inversión de dichas instalaciones con el beneficio que ellas producen, el que se mide como el ahorro de costo de la operación del sistema.

Se consideran los flujos de cajas para la vida útil económica de la instalación, para este efecto se proyecta el diferencial de costos de operación a partir del promedio de los últimos tres años modelados (es decir, desde el 2031 al 2033).

Los costos de operación y falla anuales se calcularon para el periodo 2014 al 2033 utilizando el modelo de despacho OSE2000, que se describe en el Anexo 4, tanto para el caso con y sin proyecto.

Los costos de falla de corta duración no se incorporan en la evaluación de las alternativas debido a que el despacho de generación determinado con el modelo OSE2000 para cada

alternativa se ha condicionado para respetar los límites de transferencia en cada uno de los tramos ubicados al interior de esta zona. Estos límites fueron determinados a partir del criterio de N-1 para las instalaciones del sistema de transmisión troncal.

El modelo de simulación de la operación subdivide el año en etapas mensuales. Cuando es necesario retirar obras de servicio para proceder a su modificación o refuerzo, ello está explícitamente simulado con las limitaciones de transmisión correspondientes a ese periodo y por lo tanto reflejado en sus costos de operación y falla.

Como se indicó anteriormente, la determinación de los beneficios de una decisión de inversión en cada tramo del STT se miden como los ahorros de costo de operación de dos situaciones: con dicha instalación y sin ella. Los costos de operación en cada caso se calculan simulando la operación del sistema para el periodo 2014 – 2033 utilizando una misma política de operación de embalses determinada por el modelo de despacho.

En resumen la metodología de evaluación consistió en evaluar para cada una de las alternativas en estudio el costo total actualizado de:

1. Inversión en las instalaciones de transmisión.
2. Coma de las instalaciones de transmisión
3. Costo de operación y falla del SIC en el periodo 2014 – 2033

5.3. GENERALIDADES

La evaluación económica de los planes de expansión requeridos en las diferentes secciones del Sistema de Transmisión Troncal del SIC se realizó para los siguientes tramos que a través del diagnóstico se determinó que podrían requerir ampliaciones una serie de tramos en el SIC.

5.4. PRESUPUESTOS DE LAS ALTERNATIVAS ANALIZADAS

En la Tabla 35 que se presenta a continuación se muestran los presupuestos que se determinaron para los proyectos analizados. El VATT se ha calculado considerando una tasa de descuento de 10%, vida útil de 50 años para las líneas y para las subestaciones y un costo de operación y mantenimiento en 220 kV de 2.24%

Tabla 35. Inversiones y valor anual de transmisión por tramo.

Obra	Total	VATT
	MUS\$	MUS\$
Nueva línea 2x500 kV Diego de Almagro - San Andrés 1500 MVA, tendido un circuito energizado en 220 kV y Nueva línea 2x500 kV San Andrés - Cardones 1500 MVA, tendido dos circuitos energizado en 220 kV	89.331	9.34
Nueva línea 2x220kV Diego de Almagro - San Andrés 1500 MVA, tendido un circuito energizado en 220 kV y Nueva línea 2x220 kV San Andrés - Cardones 1500 MVA, tendido dos circuitos energizado en 220 kV	30.727	3.21
Nueva línea 2x220 kV Maitencillo - Punta Colorada, 197 MVA, tendido un circuito	17.695	1.85
Ampliación línea 2x220 kV Maitencillo - Punta Colorada, 197 a 260 MVA por circuito	11.939	1.25
Nueva línea 2x500 kV Alto Jahuel - Lo Aguirre - Polpaico 1500 MVA, tendido un circuito	66.243	6.93
Nueva línea 2x500 kV Alto Jahuel - Los Almendros - Polpaico 1500 MVA, tendidos dos circuitos	105.535	6.93
Tendido segundo circuito Ancoa - Charrúa 500 kV	29.365	3.07
Nueva línea 2x500 kV Cautín - Ciruelos 1500 MVA, tendido un circuito energizado en 220 kV	57.628	6.03
Nueva línea 2x500 kV Ciruelos - Pichirropulli 1500 MVA, tendido un circuito energizado en 220 kV	39.004	4.08
Nueva línea 2x500 kV Charrúa - Mulchén 1500 MVA, tendido un circuito energizado en 220 kV	37.571	3.93
Ampliación 2x500 kV Nueva Charrúa - Ciruelos - Nueva Puerto Montt 1500 MVA, tendidos los dos circuitos	173.154	1.11
Nueva línea 2x750 kV Cautín - Ciruelos 2500 MVA, tendido un circuito energizado en 220 kV	80.313	8.40
Nueva línea 2x750 kV Ciruelos - Pichirropulli 2500 MVA, tendido un circuito energizado en 220 kV	52.377	5.48
Nueva línea 2x750 kV Charrúa - Mulchén 2500 MVA, tendido un circuito energizado en 220 kV	50.228	5.25
Ampliación 2x750 kV Nueva Charrúa - Ciruelos - Nueva Puerto Montt 2500 MVA, tendidos los dos circuitos	255.957	26.78

5.5. EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS CASO BASE

5.5.1. DIEGO DE ALMAGRO – CARRERA PINTO – SAN ANDRÉS – CARDONES 220 [KV]

Para este tramo se proponen dos alternativas que se describen a continuación:

Tabla 36 Alternativas tramo Diego de Almagro – Carrera Pinto – San Andrés – Cardones

Alternativa	Descripción	Inversión [MUS\$]	COMA [MUS\$]	Año puesta en servicio
1	Ampliación L. 1x220 [kV] Diego de Almagro - Carrera Pinto, 197 [MVA] a 260 [MVA]	4.448	0.100	2022
	Nueva línea 2x500 [kV] Diego de Almagro - San Andrés 1500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	50.706	1.215	2022
	Ampliación L. 1x220 [kV] Carrera Pinto – San Andrés, 197 [MVA] a 260 [MVA]	2.244	0.05	2022
	Ampliación L. 1x220 [kV] San Andrés - Cardones, 197 [MVA] a 260 [MVA]	2.244	0.05	2022
	Nueva línea 2x500 [kV] San Andrés - Cardones 1500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	19.189	0.583	2022
2	Ampliación L. 1x220 [kV] Diego de Almagro - Carrera Pinto, 197 [MVA] a 260 [MVA]	4.448	0.100	2022
	Nueva línea 2x220 [kV] Diego de Almagro - San Andrés 500 [MVA], tendido de un circuito	14.925	0.334	2022
	Ampliación L. 1x220 [kV] Carrera Pinto – San Andrés, 197 [MVA] a 260 [MVA]	2.244	0.05	2022
	Ampliación L. 1x220 [kV] San Andrés - Cardones, 197 [MVA] a 260 [MVA]	2.244	0.05	2022
	Nueva línea 2x220 [kV] San Andrés – Cardones 500 [MVA], tendidos dos circuitos	6.826	0.153	2022

Los costos de operación (incluido el costo de falla) traídos a valor presente de cada una de las alternativas y del escenario sin proyecto, se presentan a continuación:

Tabla 37 Comparación de Costos de Operación

Alternativa	Costos de operación [MUS\$]
1	21,187
2	21,206
Sin Proyecto	21,246

Para evaluar si económicamente es conveniente alguna de las alternativas frente al caso sin proyecto, se compara el valor de inversión y COMA de cada una traída a valor presente

(con una tasa de 10%) con la diferencia en el costo de operación respecto al caso sin proyecto. El resumen se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 38 Ahorro por alternativa

Alternativa	Diferencia de costos de operación [MUS\$]	Valor presente de VI + COMA [MUS\$]	Ahorro [MUS\$]
1	58.92	37.13	21.79
2	39.69	14.47	25.23

De acuerdo a los resultados anteriores se concluye que es conveniente realizar la Alternativa 2.

5.5.2. MAITENCILLO – PUNTA COLORADA 220 [KV]

Para este tramo se proponen dos alternativas que se describen a continuación:

Tabla 39 Alternativas tramo Maitencillo – Punta Colorada

Alternativa	Descripción	Inversión [MUS\$]	COMA [MUS\$]	Año puesta en servicio
1	Nueva L. 2x220 [kV] Maitencillo - Punta Colorada, 197 [MVA], tendido un circuito	17.695	0.396	2020
2	Ampliación L. 2x220 [kV] Maitencillo – Punta Colorada, 197 [MVA] a 260 [MVA]	11.939	0.267	2020

Los costos de operación (incluido el costo de falla) traídos a valor presente de cada una de las alternativas y del escenario sin proyecto, se presentan a continuación:

Tabla 40 Comparación de Costos de Operación

Alternativa	Costos de operación [MUS\$]
1	21,311
2	21,318
Sin Proyecto	21,351

Para evaluar si económicamente es conveniente alguna de las alternativas frente al caso sin proyecto, se compara el valor de inversión y COMA de cada una traída a valor presente

(con una tasa de 10%) con la diferencia en el costo de operación respecto al caso sin proyecto. El resumen se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 41 Ahorro por alternativa

Alternativa	Diferencia de costos de operación [MUS\$]	Valor presente de VI + COMA [MUS\$]	Ahorro [MUS\$]
1	40.31	10.14	30.17
2	33.08	6.84	26.24

De acuerdo a los resultados anteriores se concluye que es conveniente realizar la Alternativa 1.

5.5.3. ALTO JAHUEL – LO AGUIRRE – POLPAICO 500 [KV]

Para este tramo se proponen dos alternativas que se describen a continuación:

Tabla 42 Alternativas tramo Alto Jahuel – Lo Aguirre – Polpaico

Alternativa	Descripción	Inversión [MUS\$]	COMA [MUS\$]	Año puesta en servicio
1	Nueva L. 2x500 [kV] Alto Jahuel – Lo Aguirre – Polpaico, 1500 [MVA], tendido un circuito	66.243	1.482	2020
2	Nueva L. 2x500 [kV] Alto Jahuel – Los Almendros – Polpaico, 1500 [MVA], tendido dos circuitos	105.535	2.361	2020

Los costos de operación (incluido el costo de falla) traídos a valor presente de cada una de las alternativas y del escenario sin proyecto, se presentan a continuación:

Tabla 43 Comparación de Costos de Operación

Alternativa	Costos de operación [MUS\$]
1	21,368
2	21,571
Sin Proyecto	21,787

Para evaluar si económicamente es conveniente alguna de las alternativas frente al caso sin proyecto, se compara el valor de inversión y COMA de cada una traída a valor presente (con una tasa de 10%) con la diferencia en el costo de operación respecto al caso sin proyecto. El resumen se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 44 Ahorro por alternativa

Alternativa	Diferencia de costos de operación [MUS\$]	Valor presente de VI + COMA [MUS\$]	Ahorro [MUS\$]
1	148.49	37.97	110.52
2	216.00	60.50	155.50

De acuerdo a los resultados anteriores se concluye que es conveniente realizar la Alternativa 2.

5.5.4. ANCOA – CHARRÚA 500 [KV]

Para este tramo se proponen una alternativa, descrita a continuación:

Tabla 45 Alternativas tramo Ancoa – Charrúa

Alternativa	Descripción	Inversión [MUS\$]	COMA [MUS\$]	Año puesta en servicio
1	Tendido de segundo circuito Ancoa – Charrúa, 2x500 [kV], 1500 [MVA]	29.365	0.657	2025

Los costos de operación (incluido el costo de falla) traídos a valor presente de la alternativa propuesta y del escenario sin proyecto, se presentan a continuación:

Tabla 46 Comparación de Costos de Operación

Alternativa	Costos de operación [MUS\$]
1	21,455
Sin Proyecto	21,467

Para evaluar si económicamente es conveniente el proyecto propuesta frente al caso sin proyecto, se compara el valor de inversión y COMA de cada una traída a valor presente (con una tasa de 10%) con la diferencia en el costo de operación respecto al caso sin proyecto. El resumen se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 47 Ahorro por alternativa

Alternativa	Diferencia de costos de operación [MUS\$]	Valor presente de VI + COMA [MUS\$]	Ahorro [MUS\$]
1	12.04	10.26	1.78

De acuerdo a los resultados anteriores se concluye que es conveniente realizar la alternativa propuesta.

5.5.5. CHARRÚA – PUERTO MONTT 220 [KV]

Para este tramo se propone una alternativa que se describe a continuación:

Tabla 48 Alternativas tramo Charrúa – Puerto Montt

Alternativa	Descripción	Inversión [MUS\$]	COMA [MUS\$]	Año puesta en servicio
1	Nueva línea 2x500 [kV] Cautín - Ciruelos 2500 [MVA], tendido un circuito energizado en 220 [kV]	57.628	1.289	2020
	Ampliación 2x500 [kV] Ciruelos - Pichirropulli 2500 [MVA], tendido un circuito energizado en 220 [kV]	39.004	0.873	2021
	Nueva línea 2x500 [kV] Charrúa - Mulchén 2500 [MVA], tendido un circuito energizado en 220 [kV]	37.571	0.841	2023
	Ampliación línea 2x500 [kV] Nueva Charrúa - Ciruelos - Nueva Puerto Montt 2500 [MVA], tendido segundo circuito	143.631	3.874	2027
2	Nueva línea 2x750 [kV] Cautín - Ciruelos 2500 [MVA], tendido un circuito energizado en 220 [kV]	80.1313	1.797	2020
	Nueva línea 2x750 [kV] Ciruelos - Pichirropulli 2500 [MVA], tendido un circuito energizado en 220 [kV]	52.377	1.172	2021
	Nueva línea 2x750 [kV] Charrúa - Mulchén 2500 [MVA], tendido un circuito energizado en 220 [kV]	50.228	1.124	2023
	Ampliación línea 2x750 [kV] Nueva Charrúa - Ciruelos - Nueva Puerto Montt 2500 [MVA], tendidos dos circuitos	227.069	5.727	2027

Los costos de operación (incluido el costo de falla) traídos a valor presente de cada una de las alternativas y del escenario sin proyecto, se presentan a continuación:

Tabla 49 Comparación de Costos de Operación

Alternativa	Costos de operación [MUS\$]
1	18,315
2	20,636
Sin Proyecto	21,420

Para evaluar si económicamente es conveniente alguna de las alternativas frente al caso sin proyecto, se compara el valor de inversión y COMA de cada una traída a valor presente (con una tasa de 10%) con la diferencia en el costo de operación respecto al caso sin proyecto. El resumen se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 50 Ahorro por alternativa

Alternativa	Diferencia de costos de operación [MUS\$]	Valor presente de VI + COMA [MUS\$]	Ahorro [MUS\$]
1	3,105	110.36	2,995
2	784	159.56	624

De acuerdo a los resultados anteriores se concluye que es conveniente realizar la Alternativa 1.

5.6. EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS CASO GNL

5.6.1. DIEGO DE ALMAGRO – CARRERA PINTO – SAN ANDRÉS - CARDONES 220 [KV]

Para este tramo se proponen dos alternativas que se describen a continuación:

Tabla 51 Alternativas tramo Diego de Almagro – Carrera Pinto – San Andrés – Cardones

Alternativa	Descripción	Inversión [MUS\$]	COMA [MUS\$]	Año puesta en servicio
1	Ampliación L. 1x220 [kV] Diego de Almagro - Carrera Pinto, 190 [MVA] a 260 [MVA]	4.448	0.100	2022
	Nueva línea 2x500 [kV] Diego de Almagro - San Andrés 1500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	50.706	1.215	2022
	Ampliación L. 1x220 [kV] Carrera Pinto – San Andrés, 190 [MVA] a 260 [MVA]	2.244	0.05	2022
	Ampliación L. 1x220 [kV] San Andrés - Cardones, 190 [MVA] a 260 [MVA]	2.244	0.05	2022
	Nueva línea 2x500 [kV] San Andrés - Cardones 1500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	19.189	0.583	2022
2	Ampliación L. 1x220 [kV] Diego de Almagro - Carrera Pinto, 190 [MVA] a 260 [MVA]	4.448	0.100	2022
	Nueva línea 2x220 [kV] Diego de Almagro - San Andrés 500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	14.925	0.334	2022
	Ampliación L. 1x220 [kV] Carrera Pinto – San Andrés, 190 [MVA] a 260 [MVA]	2.244	0.05	2022
	Ampliación L. 1x220 [kV] San Andrés - Cardones, 190 [MVA] a 260 [MVA]	2.244	0.05	2022
	Nueva línea 2x220 [kV] San Andrés – Cardones 500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	6.826	0.153	2022

Los costos de operación (incluido el costo de falla) traídos a valor presente de cada una de las alternativas y del escenario sin proyecto, se presentan a continuación:

Tabla 52 Comparación de Costos de Operación

Alternativa	Costos de operación [MUS\$]
1	22,361
2	22,377
Sin Proyecto	22,401

Para evaluar si económicamente es conveniente alguna de las alternativas frente al caso sin proyecto, se compara el valor de inversión y COMA de cada una traída a valor presente

(con una tasa de 10%) con la diferencia en el costo de operación respecto al caso sin proyecto. El resumen se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 53 Ahorro por alternativa

Alternativa	Diferencia de costos de operación [MUS\$]	Valor presente de VI + COMA [MUS\$]	Ahorro [MUS\$]
1	39.45	42.05	-2.60
2	24.03	14.47	9.56

De acuerdo a los resultados anteriores se concluye que es conveniente realizar la Alternativa 2.

5.6.2. MAITENCILLO – PUNTA COLORADA 220 [KV]

Para este tramo se proponen dos alternativas que se describen a continuación:

Tabla 54 Alternativas tramo Maitencillo – Punta Colorada

Alternativa	Descripción	Inversión [MUS\$]	COMA [MUS\$]	Año puesta en servicio
1	Nueva línea 2x500 [kV] Maitencillo – Punta Colorada, 1500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	17.695	0.396	2020
2	Ampliación L. 2x220 [kV] Maitencillo – Punta Colorada, 190 [MVA] a 260 [MVA]	11.939	0.267	2020

Los costos de operación (incluido el costo de falla) traídos a valor presente de cada una de las alternativas y del escenario sin proyecto, se presentan a continuación:

Tabla 55 Comparación de Costos de Operación

Alternativa	Costos de operación [MUS\$]
1	22,324
2	22,341
Sin Proyecto	22,420

Para evaluar si económicamente es conveniente alguna de las alternativas frente al caso sin proyecto, se compara el valor de inversión y COMA de cada una traída a valor presente

(con una tasa de 10%) con la diferencia en el costo de operación respecto al caso sin proyecto. El resumen se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 56 Ahorro por alternativa

Alternativa	Diferencia de costos de operación [MUS\$]	Valor presente de VI + COMA [MUS\$]	Ahorro [MUS\$]
1	95.72	17.70	78.02
2	78.88	11.94	66.94

De acuerdo a los resultados anteriores se concluye que es conveniente realizar la Alternativa 1.

5.6.3. ALTO JAHUEL – LO AGUIRRE 500 [KV]

Para este tramo se proponen dos alternativas que se describen a continuación:

Tabla 57 Alternativas tramo Alto Jahuel – Lo Aguirre - Polpaico

Alternativa	Descripción	Inversión [MUS\$]	COMA [MUS\$]	Año puesta en servicio
1	Nueva línea 2x500 [kV] Alto Jahuel - Lo Aguirre - Polpaico 1500 [MVA], tendido un circuito	66.243	1.482	2020
2	Nueva línea 2x500 [kV] Alto Jahuel - Los Almendros - Polpaico 1500 [MVA], tendido dos circuitos	105.535	2.361	2020

Los costos de operación (incluido el costo de falla) traídos a valor presente de cada una de las alternativas y del escenario sin proyecto, se presentan a continuación:

Tabla 58 Comparación de Costos de Operación

Alternativa	Costos de operación [MUS\$]
1	22,442
2	22,186
Sin Proyecto	22,452

Para evaluar si económicamente es conveniente alguna de las alternativas frente al caso sin proyecto, se compara el valor de inversión y COMA de cada una traída a valor presente (con una tasa de 10%) con la diferencia en el costo de operación respecto al caso sin proyecto. El resumen se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 59 Ahorro por alternativa

Alternativa	Diferencia de costos de operación [MUS\$]	Valor presente de VI + COMA [MUS\$]	Ahorro [MUS\$]
1	10.30	66.24	-55.94
2	266.12	60.50	205.62

De acuerdo a los resultados anteriores se concluye que es conveniente realizar la Alternativa 2.

5.6.4. ANCOA – CHARRÚA 500 [KV]

Para este tramo se propone una alternativa que se describe a continuación:

Tabla 60 Alternativas tramo Ancoa - Charrúa

Alternativa	Descripción	Inversión [MUS\$]	COMA [MUS\$]	Año puesta en servicio
1	Tendido del segundo circuito Ancoa – Charrúa, 2x500 [kV], 1500 [MVA]	29.365	0.657	2025

Los costos de operación (incluido el costo de falla) traídos a valor presente de cada una de las alternativas y del escenario sin proyecto, se presentan a continuación:

Tabla 61 Comparación de Costos de Operación

Alternativa	Costos de operación [MUS\$]
1	22,150
Sin Proyecto	22,158

Para evaluar si económicamente es conveniente alguna de las alternativas frente al caso sin proyecto, se compara el valor de inversión y COMA de cada una traída a valor presente (con una tasa de 10%) con la diferencia en el costo de operación respecto al caso sin proyecto. El resumen se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 62 Ahorro por alternativa

Alternativa	Diferencia de costos de operación [MUS\$]	Valor presente de VI + COMA [MUS\$]	Ahorro [MUS\$]
1	8.03	10.26	-2.23

De acuerdo a los resultados anteriores se concluye que no es conveniente realizar la alternativa planteada. Lo que debería realizarse en su lugar es regular los flujos para descongestionar esta línea y aprovechar la holgura existente en los circuitos de Ancoa a Nueva Charrúa.

5.6.5. CHARRÚA – PUERTO MONTT 220 [KV]

Para este tramo se propone una alternativa que se describe a continuación:

Tabla 63 Alternativas tramo Charrúa – Puerto Montt

Alternativa	Descripción	Inversión [MUS\$]	COMA [MUS\$]	Año puesta en servicio
1	Nueva línea 2x500 [kV] Cautín - Ciruelos 1500 [MVA], tendido un circuito energizado en 220 [kV]	57.628	1.289	2020
	Nueva línea 2x500 [kV] Mulchén - Cautín 1500 [MVA], tendido un circuito energizado en 220 [kV]	37.571	0.841	2020
	Nueva línea 2x500 [kV] Charrúa - Mulchén 1500 [MVA], tendido un circuito energizado en 220 [kV]	37.571	0.841	2020
	Nueva línea 2x500 [kV] Ciruelos - Pichirropulli 1500 [MVA], tendido un circuito energizado en 220 [kV]	39.004	0.873	2025
	Ampliación 2x500 [kV] Nueva Charrúa - Ciruelos - Nueva Puerto Montt 1500 [MVA], tendidos dos circuitos	143.631	3.874	2027

Los costos de operación (incluido el costo de falla) traídos a valor presente de cada una de las alternativas y del escenario sin proyecto, se presentan a continuación:

Tabla 64 Comparación de Costos de Operación

Alternativa	Costos de operación [MUS\$]
1	21,167
Sin Proyecto	22,571

Para evaluar si económicamente es conveniente alguna de las alternativas frente al caso sin proyecto, se compara el valor de inversión y COMA de cada una traída a valor presente (con una tasa de 10%) con la diferencia en el costo de operación respecto al caso sin proyecto. El resumen se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 65 Ahorro por alternativa

Alternativa	Diferencia de costos de operación [MUS\$]	Valor presente de VI + COMA [MUS\$]	Ahorro [MUS\$]
1	1,403	110.36	2,995

De acuerdo a los resultados anteriores se concluye que es conveniente realizar la alternativa planteada.

5.7. EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS CASO CARBÓN

5.7.1. DIEGO DE ALMAGRO – CARRERA PINTO – SAN ANDRÉS – CARDONES 220 [KV]

Para este tramo se proponen dos alternativas que se describen a continuación:

Tabla 66 Alternativas tramo Diego de Almagro – Carrera Pinto – San Andrés – Cardones

Alternativa	Descripción	Inversión [MUS\$]	COMA [MUS\$]	Año puesta en servicio
1	Ampliación L. 1x220 [kV] Diego de Almagro - Carrera Pinto, 190 [MVA] a 260 [MVA]	4.448	0.100	2031
	Nueva línea 2x500 [kV] Diego de Almagro - San Andrés 1500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	50.706	1.215	2031
	Ampliación L. 1x220 [kV] Carrera Pinto – San Andrés, 190 [MVA] a 260 [MVA]	2.244	0.05	2024
	Ampliación L. 1x220 [kV] San Andrés - Cardones, 190 [MVA] a 260 [MVA]	2.244	0.05	2024
	Nueva línea 2x500 [kV] San Andrés - Cardones 1500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	19.189	0.583	2024
2	Ampliación L. 1x220 [kV] Diego de Almagro - Carrera Pinto, 190 [MVA] a 260 [MVA]	4.448	0.100	2031
	Nueva línea 2x220 [kV] Diego de Almagro - San Andrés 500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	14.925	0.334	2031
	Ampliación L. 1x220 [kV] Carrera Pinto – San Andrés, 190 [MVA] a 260 [MVA]	2.244	0.05	2024
	Ampliación L. 1x220 [kV] San Andrés - Cardones, 190 [MVA] a 260 [MVA]	2.244	0.05	2024
	Nueva línea 2x220 [kV] San Andrés – Cardones 500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	6.826	0.153	2024

Los costos de operación (incluido el costo de falla) traídos a valor presente de cada una de las alternativas y del escenario sin proyecto, se presentan a continuación:

Tabla 67 Comparación de Costos de Operación

Alternativa	Costos de operación [MUS\$]
1	18,078
2	18,080
Sin Proyecto	18,105

Para evaluar si económicamente es conveniente alguna de las alternativas frente al caso sin proyecto, se compara el valor de inversión y COMA de cada una traída a valor presente

(con una tasa de 10%) con la diferencia en el costo de operación respecto al caso sin proyecto. El resumen se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 68 Ahorro por alternativa

Alternativa	Diferencia de costos de operación [MUS\$]	Valor presente de VI + COMA [MUS\$]	Ahorro [MUS\$]
1	27.34	19.61	7.73
2	24.67	8.05	16.62

De acuerdo a los resultados anteriores se concluye que es conveniente realizar la Alternativa 2.

5.7.2. MAITENCILLO – PUNTA COLORADA 220 [KV]

Para este tramo se proponen dos alternativas que se describen a continuación:

Tabla 69 Alternativas tramo Maitencillo – Punta Colorada

Alternativa	Descripción	Inversión [MUS\$]	COMA [MUS\$]	Año puesta en servicio
1	Nueva línea 2x500 [kV] Maitencillo – Punta Colorada, 1500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	60.015	1.343	2020
2	Ampliación L. 1x220 [kV] Maitencillo – Punta Colorada, 190 [MVA] a 260 [MVA]	11.939	0.267	2020

Los costos de operación (incluido el costo de falla) traídos a valor presente de cada una de las alternativas y del escenario sin proyecto, se presentan a continuación:

Tabla 70 Comparación de Costos de Operación

Alternativa	Costos de operación [MUS\$]
1	18,171
2	18,191
Sin Proyecto	18,346

Para evaluar si económicamente es conveniente alguna de las alternativas frente al caso sin proyecto, se compara el valor de inversión y COMA de cada una traída a valor presente (con una tasa de 10%) con la diferencia en el costo de operación respecto al caso sin proyecto. El resumen se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 71 Ahorro por alternativa

Alternativa	Diferencia de costos de operación [MUS\$]	Valor presente de VI + COMA [MUS\$]	Ahorro [MUS\$]
1	174.94	34.40	140.53
2	155.08	6.84	148.24

De acuerdo a los resultados anteriores se concluye que es conveniente realizar la Alternativa 2.

5.7.3. CARDONES – POLPAICO 500 [KV]

Para este tramo se propone una alternativa que se describe a continuación:

Tabla 72 Alternativas tramo Cardones – Polpaico

Alternativa	Descripción	Inversión [MUS\$]	COMA [MUS\$]	Año puesta en servicio
1	N. Línea 2x500 [KV] Polpaico - Pan de Azúcar – Maitencillo - Cardones, 1500 [MVA], tendido un circuito	441.949	9.887	2024

Los costos de operación (incluido el costo de falla) traídos a valor presente de cada una de las alternativas y del escenario sin proyecto, se presentan a continuación:

Tabla 73 Comparación de Costos de Operación

Alternativa	Costos de operación [MUS\$]
1	18,060
Sin Proyecto	18,327

Para evaluar si económicamente es conveniente alguna de las alternativas frente al caso sin proyecto, se compara el valor de inversión y COMA de cada una traída a valor presente (con una tasa de 10%) con la diferencia en el costo de operación respecto al caso sin proyecto. El resumen se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 74 Ahorro por alternativa

Alternativa	Diferencia de costos de operación [MUS\$]	Valor presente de VI + COMA [MUS\$]	Ahorro [MUS\$]
1	266.50	170.62	95.88

De acuerdo a los resultados anteriores se concluye que es conveniente realizar la alternativa planteada.

5.7.4.ALTO JAHUEL – LO AGUIRRE - POLPAICO 500 [KV]

Para este tramo se proponen dos alternativas que se describen a continuación:

Tabla 75 Alternativas tramo Alto Jahuel – Lo Aguirre - Polpaico

Alternativa	Descripción	Inversión [MUS\$]	COMA [MUS\$]	Año puesta en servicio
1	Nueva línea 2x500 [kV] Alto Jahuel - Lo Aguirre - Polpaico 1500 [MVA], tendido un circuito	66.243	1.482	2020
2	Nueva línea 2x500 [kV] Alto Jahuel - Los Almendros - Polpaico 1500 [MVA], tendido dos circuitos	105.535	2.361	2020

Los costos de operación (incluido el costo de falla) traídos a valor presente de cada una de las alternativas y del escenario sin proyecto, se presentan a continuación:

Tabla 76 Comparación de Costos de Operación

Alternativa	Costos de operación [MUS\$]
1	18,469
2	18,171
Sin Proyecto	18,639

Para evaluar si económicamente es conveniente alguna de las alternativas frente al caso sin proyecto, se compara el valor de inversión y COMA de cada una traída a valor presente (con una tasa de 10%) con la diferencia en el costo de operación respecto al caso sin proyecto. El resumen se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 77 Ahorro por alternativa

Alternativa	Diferencia de costos de operación [MUS\$]	Valor presente de VI + COMA [MUS\$]	Ahorro [MUS\$]
1	170.56	37.97	132.58

2	467.72	105.54	362.19
---	--------	--------	--------

De acuerdo a los resultados anteriores se concluye que es conveniente realizar la Alternativa 2.

5.7.5. ANCOA – CHARRÚA 500 [KV]

Para este tramo se propone una alternativa que se describe a continuación:

Tabla 78 Alternativas tramo Ancoa - Charrúa

Alternativa	Descripción	Inversión [MUS\$]	COMA [MUS\$]	Año puesta en servicio
1	Tendido de cuarto circuito Ancoa – Charrúa, 2x500 [kV], 1500 [MVA]	29.365	0.657	2025

Los costos de operación (incluido el costo de falla) traídos a valor presente de cada una de las alternativas y del escenario sin proyecto, se presentan a continuación:

Tabla 79 Comparación de Costos de Operación

Alternativa	Costos de operación [MUS\$]
1	18,095
Sin Proyecto	18,127

Para evaluar si económicamente es conveniente alguna de las alternativas frente al caso sin proyecto, se compara el valor de inversión y COMA de cada una traída a valor presente (con una tasa de 10%) con la diferencia en el costo de operación respecto al caso sin proyecto. El resumen se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 80 Ahorro por alternativa

Alternativa	Diferencia de costos de operación [MUS\$]	Valor presente de VI + COMA [MUS\$]	Ahorro [MUS\$]
1	32.32	10.26	22.06

De acuerdo a los resultados anteriores se concluye que es conveniente realizar la alternativa planteada.

5.7.6. CHARRÚA – PUERTO MONTT 220 [KV]

Para este tramo se propone una alternativa que se describe a continuación:

Tabla 81 Alternativas tramo Charrúa – Puerto Montt

Alternativa	Descripción	Inversión [MUS\$]	COMA [MUS\$]	Año puesta en servicio
1	Nueva línea 2x500 [kV] Cautín - Ciruelos 1500 [MVA], tendido un circuito energizado en 220 [kV]	57.628	1.289	2020
	Nueva línea 2x500 [kV] Ciruelos - Pichirropulli 1.500 [MVA], tendido un circuito energizado en 220 [kV]	39.004	0.873	2021
	Nueva línea 2x500 [kV] Charúa - Mulchén 1500 [MVA], tendido un circuito energizado en 220 [kV]	37.571	0.841	2023
	Ampliación 2x500 [kV] Nueva Charrúa - Ciruelos - Nueva Puerto Montt 1500 [MVA], tendidos dos circuitos	143.631	3.874	2027

Los costos de operación (incluido el costo de falla) traídos a valor presente de cada una de las alternativas y del escenario sin proyecto, se presentan a continuación:

Tabla 82 Comparación de Costos de Operación

Alternativa	Costos de operación [MUS\$]
1	18,947
Sin Proyecto	20,165

Para evaluar si económicamente es conveniente alguna de las alternativas frente al caso sin proyecto, se compara el valor de inversión y COMA de cada una traída a valor presente (con una tasa de 10%) con la diferencia en el costo de operación respecto al caso sin proyecto. El resumen se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 83 Ahorro por alternativa

Alternativa	Diferencia de costos de operación [MUS\$]	Valor presente de VI + COMA [MUS\$]	Ahorro [MUS\$]
1	1,218.05	110.36	1,107.69

De acuerdo a los resultados anteriores se concluye que es conveniente realizar la alternativa planteada.

6. OBRAS DEL PLAN DE EXPANSIÓN RECOMENDADO POR ESCENARIO

6.1. DESCRIPCIÓN

Las bases técnicas del ETT disponen que, como resultado del estudio de expansión, el consultor debe establecer las obras de transmisión recomendadas para iniciar su construcción en el curso del cuatrienio 2015 – 2019. Además, el consultor debe clasificar cada obra como obra nueva o como ampliación de obra existente, según los criterios establecidos en la ley y en las bases técnicas.

En este capítulo se presenta en primer lugar el criterio que el Consultor ha seguido para clasificar cada obra del plan de expansión y luego presenta las obras recomendadas para iniciar su construcción en el periodo 2015 – 2019 y su clasificación como obra nueva o como ampliación.

6.2. CLASIFICACIÓN DE LAS OBRAS

6.2.1. ANTECEDENTES

Las bases Técnicas establecen que:

“Se considerará como Obra nueva a todo proyecto de transmisión que, en consideración a su trazado e independencia topológica y operativa respecto de las instalaciones existentes del sistema troncal respectivo, o bien a la magnitud de sus costos de inversión y operación referenciales, presentan condiciones técnicas y económicas que permiten considerar como eficiente el desarrollo de una licitación competitiva para adjudicar la titularidad de su operación en los términos señalados en el Artículo 95° de la ley”. Consecuentemente con lo anterior, las bases señalan que “los proyectos no calificados como Obras Nuevas se calificarán como Ampliaciones”.

Para la calificación de Obra nueva o ampliación se tomó en cuenta el Dictamen del Honorable Panel de Expertos que resolvió una controversia planteada por Transelec

señalando que las características de obra nueva o ampliación no se deben considerar en forma copulativa.

6.2.2. CRITERIO ADOPTADO

Sobre la base de los antecedentes señalados en el punto anterior, el consultor adoptó como criterio de clasificación el siguiente:

1. Clasificar como obra nueva:

1.1. A todas las líneas de transmisión nuevas, incluyendo sus paños terminales. En todos los casos de nuevas líneas que se recomiendan en este estudio se trata de obras de gran envergadura que se construyen de manera independiente de las instalaciones existentes, y requieren de una coordinación mínima con tales instalaciones al momento de realizar la conexión de la nueva obra con ellas.

1.2. A todas las subestaciones nuevas, incluyendo en ellas las subestaciones nuevas que seccionan líneas existentes o bien conectándose a barras de subestaciones existentes. En todos los casos en que se aplica este criterio se trata de obras de gran envergadura que pueden ser construidas con independencia de las instalaciones troncales existentes y requieren de una coordinación mínima con tales instalaciones al momento de realizar la conexión de la nueva obra con ellas.

1.3. A todas las ampliaciones de gran envergadura en subestaciones o líneas existentes, tales que justifiquen la realización de una licitación competitiva.

2. Clasificar como ampliación de instalaciones existentes:

2.1. A todas las obras consistentes en el tendido de un segundo circuito en estructuras existentes.

2.2. A todas las obras de ampliación o modificación de subestaciones existentes, cuya ejecución interfiere con sus instalaciones.

2.3. A todas las obras que no tienen la magnitud suficiente como para presentar condiciones técnicas y económicas que permitan considerar como eficiente el desarrollo de una licitación competitiva para adjudicar la titularidad de su operación en los términos señalados en el Artículo 95° de la ley.

6.3. OBRAS A EJECUTAR O INICIAR EN EL CUATRIENIO 2015-2018

6.3.1. GENERALIDADES

La fecha de puesta en servicio de las obras a iniciar en el cuatrienio se ha determinado con un criterio económico sujeto al cumplimiento de los criterios de seguridad y calidad de servicio. Por lo tanto, ellos no necesariamente levantan “todas” las restricciones sino solamente aquellas en que es económico hacerlo cumpliendo los criterios de seguridad y calidad de servicio.

En general todas las obras recomendadas tienen el factor común de que su necesidad es la fecha más próxima posible. Por lo tanto, los atrasos que pudieran ocurrir en las fechas de puesta en servicio programadas prolongarán las limitaciones que han justificado la obra.

6.3.2. SEPARACIÓN DE LOS PROYECTOS EN ETAPAS

Debido a que en los tramos de línea analizados la expansión a recomendar, en cuanto a si conviene expandir la capacidad en uno o en dos circuitos, depende de los escenarios evaluados, los proyectos se dividieron en dos etapas: en la primera etapa se construye una línea con estructuras de doble circuito pero con sólo uno tendido y en la segunda etapa se tiende el segundo circuito. Luego, cada recomendación de obras que debieran emprenderse en los próximos cuatro años debería quedar condicionada a los aumentos de

demanda o nuevas centrales generadoras que las motiva, de acuerdo con los escenarios que fueron evaluados.

En general es la fecha de inicio de las obras más que la característica de la obra a desarrollar la que queda condicionada. En este sentido la decisión última de inicio de la obra debería incorporar la última información que se disponga respecto del factor causante de la inversión. Ello no reviste problemas en el caso que la obra inicie su construcción después del 2015, pues en ese caso habrá tiempo de ajustar la fecha de inicio en las revisiones anuales que realizan los CDEC.

6.3.3. OBRAS RECOMENDADAS PARA INICIO EN EL CUATRIENIO 2015 – 2018 Y SU CLASIFICACIÓN

La Tabla 84 siguiente presenta las obras recomendadas para ser iniciadas en el cuatrienio 2015 – 2018. En cada obra recomendadas se menciona el elemento principal del tramo (línea, transformador o equipo de compensación). Sin embargo, el proyecto incluye los paños de conexión y las demás obras necesarias en las subestaciones terminales según la descripción que de ellas se hace en el presente informe.

Si bien el Consultor ha basado sus recomendaciones en los escenarios Base, Carbón y GNL, acordados con el Comité, debe tenerse presente que la evolución en el corto plazo de las variables que han determinado las obras recomendadas y la duración de las etapas que todavía restan para que se emitan los decretos ministeriales que posibilitan los procesos de licitación de obras a iniciarse en 2015, hacen aconsejable una revisión de dichas recomendaciones con la mejor información que se tenga a la fecha de emitirse tales decretos.

Tabla 84. Obras recomendadas para iniciar su construcción en el cuatrienio 2015 – 2018

Puesta en servicio	Obra de transmisión	Clasificación
2022	Nueva línea 2x220 [kV] Diego de Almagro - San Andrés 500 [MVA], tendido un circuito	Obra nueva
2022	Nueva línea 2x220 [kV] San Andrés - Cardones 500 [MVA]	Obra nueva

2022	Ampliación L. 1x220 [kV] Diego de Almagro - Carrera Pinto, 197 [MVA] a 260 [MVA]	Ampliación
2022	Ampliación L. 1x220 [kV] Carrera Pinto – San Andrés, 197 [MVA] a 260 [MVA]	Ampliación
2022	Ampliación L. 1x220 [kV] San Andrés - Cardones, 197 [MVA] a 260 [MVA]	Ampliación
2020	Nueva línea 2x220 [kV] Maitencillo - Punta Colorada, 197 [MVA], tendido un circuito	Obra nueva
2020	Nueva línea 2x500 [kV] Alto Jahuel – Los Almendros – Polpaico, 1500 [MVA]	Obra nueva
2020	Nueva línea 2x500 [kV] Cautín – Ciruelos 2500 [MVA], tendido un circuito energizado en 220 [kV]	Obra nueva
2021	Ampliación 2x500 [kV] Ciruelos - Pichirropulli 1500 [MVA] a 2500 [MVA], con un circuito energizado en 220 [kV]	Obra nueva
2023	Nueva línea 2x500 [kV] Charrúa - Mulchén 2500 [MVA], tendido un circuito energizado en 220 [kV]	Obra nueva

6.4. VI, AVI Y COMA DE LAS EXPANSIONES RECOMENDADAS

La Tabla 85 presenta el VI y el COMA de las obras recomendadas para iniciarse en el cuatrienio 2015 – 2018.

Tabla 85. Valores de inversión de obras recomendados en el cuatrienio 2011- 2014.

Obra de transmisión	VI MUS\$	COMA MUS\$	Factores de Indexación				
			$\alpha_{1,n}$	$\beta_{1,n}$	$\beta_{2,n}$	$\beta_{3,n}$	$\beta_{4,n}$
Nueva línea 2x220 [kV] Diego de Almagro - San Andrés 500 [MVA], tendido un circuito	14.925	0.334	0.3	0.54	0.08	0.02	0.06
Nueva línea 2x220 [kV] San Andrés - Cardones 500 [MVA]	6.826	0.153	0.3	0.54	0.08	0.02	0.06
Ampliación L. 1x220 [kV] Diego de Almagro - Carrera Pinto, 197 [MVA] a 260 [MVA]	4.448	0.100	0.3	0.54	0.08	0.02	0.06
Ampliación L. 1x220 [kV] Carrera Pinto – San Andrés, 197 [MVA] a 260 [MVA]	2.244	0.050	0.3	0.54	0.08	0.02	0.06
Ampliación L. 1x220 [kV] San Andrés - Cardones, 197 [MVA] a 260 [MVA]	2.244	0.050	0.3	0.54	0.08	0.02	0.06
Nueva línea 2x220 [kV] Maitencillo - Punta Colorada, 197 [MVA], tendido un circuito	17.695	0.396	0.3	0.54	0.08	0.02	0.06
Nueva línea 2x500 [kV] Alto Jahuel – Los Almendros – Polpaico, 1500 [MVA]	105.535	2.361	0.37	0.32	0.17	0.01	0.12
Nueva línea 2x500 [kV] Cautín – Ciruelos 2500 [MVA], tendido un circuito energizado en 220 [kV]	57.628	1.289	0.37	0.32	0.17	0.01	0.12
Ampliación 2x500 [kV] Ciruelos - Pichirropulli 1500 [MVA] a 2500 [MVA], con un circuito energizado en 220 [kV]	39.004	0.873	0.37	0.32	0.17	0.01	0.12

Nueva línea 2x500 [kV] Charrúa - Mulchén 2500 [MVA], tendido un circuito energizado en 220 [kV]	37.571	0.841	0.37	0.32	0.17	0.01	0.12
--	--------	-------	------	------	------	------	------

La fórmula de indexación para el AVI es la siguiente:

$$AVI_{n,k} = AVI_{n,o} \left(\alpha_n \times \frac{IPC_k}{IPC_o} \times \frac{DOL_o}{DOL_k} + \left(\beta_{1,n} \times \frac{CPI_k}{CPI_o} + \beta_{2,n} \times \frac{PFe_k}{PFe_o} + \beta_{3,n} \times \frac{PCu_k}{PCu_o} + \beta_{4,n} \times \frac{PAI_k}{PAI_o} \right) \right)$$

Donde:

$AVI_{n,k}$: Valor de AVI del tramo n a regir en el mes k.

IPC_k : Valor del Índice de Precios al Consumidor en el segundo mes anterior al mes k, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE) en base anual 2009 = 100.

DOL_k : Promedio del Dólar Observado, en el segundo mes anterior al mes k, publicado por el Banco Central.

PAI_k : Promedio del precio del aluminio, del segundo, tercer y cuarto mes anterior al mes k, cotizado en la Bolsa de Metales de Londres (London Metal Exchange, LME), correspondiente al valor Cash Seller & Settlement mensual, publicado por el Boletín Mensual de la Comisión Chilena del Cobre, en US\$/Lb.

PCu_k : Promedio del precio del cobre, del segundo, tercer y cuarto mes anterior al mes k, cotizado en la Bolsa de Metales de Londres (London Metal Exchange, LME), correspondiente al valor Cash Seller & Settlement mensual, publicado por el Boletín Mensual de la Comisión Chilena del Cobre, en US\$/Lb.

PFe_k : Valor del índice Iron and Steel, de la serie Producer Price Index – Commodities, grupo Metals and Metal Products, en el sexto mes anterior al mes k, publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del Gobierno de EEUU.

CPI_k : Valor del índice Consumer Price Index (All Urban Consumers, All Items, 1982–1984=100, CUUR0000SA0) en el Segundo mes anterior al mes k, publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del Gobierno de EEUU.

Valores Base con valores a diciembre de 2013.

Para el COMA la fórmula de indexación considera utilizar solamente la variación del IPC.

6.5. VERIFICACIÓN DE LAS CAPACIDADES DE LAS BARRAS DE LA SUBESTACIÓN

Se realizó un análisis de los proyectos entregados al Consultor los cuales hacen referencia a un aumento en la capacidad de las barras de distintas subestaciones. Este análisis se basó según la información entregada al Consultor por el mandante en el Anexo N°9.

La metodología empleada consiste en situarse en el escenario dentro de las fechas en que se postulan los proyectos. Una vez elegido el escenario, se analizó el máximo flujo que deberá tolerar la barra. Este valor fue contrastado con la capacidad térmica de la instalación, y en base a los resultados obtenidos se recomienda o desestima el proyecto para la fecha indicada.

6.5.1. S/E DIEGO DE ALMAGRO 220 [KV]

La S/E Diego de Almagro tiene una configuración de doble barra con transferencia, formada por 2 conductores Flint (AAAC 740.8). La capacidad de cada uno de estos es de 300 [MVA] a 25°C, por lo que la capacidad de la barra es de 600 [MVA].

La proyección de flujos a transferir por la subestación Diego de Almagro hacia el año 2020 se muestra en la figura siguiente:

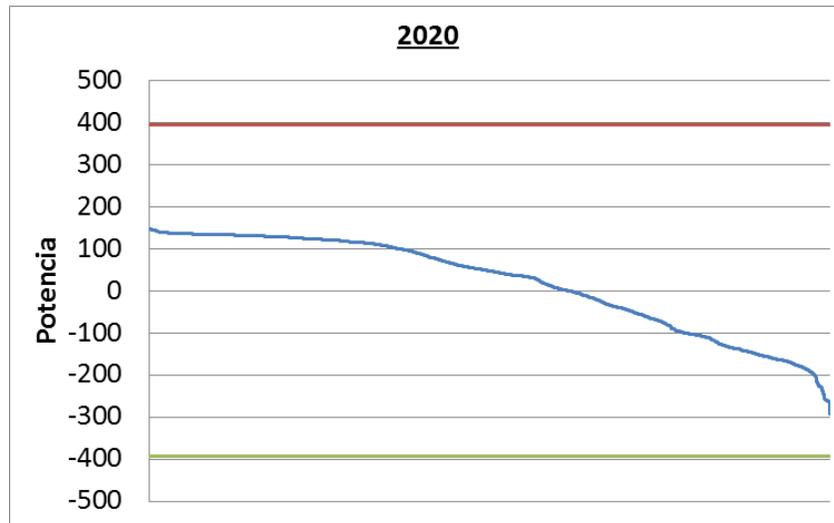


Figura 153. Flujo transferido en la S/E Diego de Almagro durante el año 2020

De la imagen anterior se infiere que el flujo máximo que circulará por la subestación para el caso base son 300 [MVA]. Por este motivo no se recomienda esta ampliación para el año 2017.

6.5.2. S/E CARDONES 220 [KV]

La S/E Cardones tiene una configuración de barra seccionada con transferencia, formada por 1 conductor de Aluminio 1590 MCM (Coreopsis). La capacidad de este es de 510 [MVA] a 25°C, por lo que se puede considerar la capacidad de la barra de 500 [MVA].

La proyección de flujos a transferir por la subestación Cardones hacia el año 2020 se muestra en la figura siguiente:

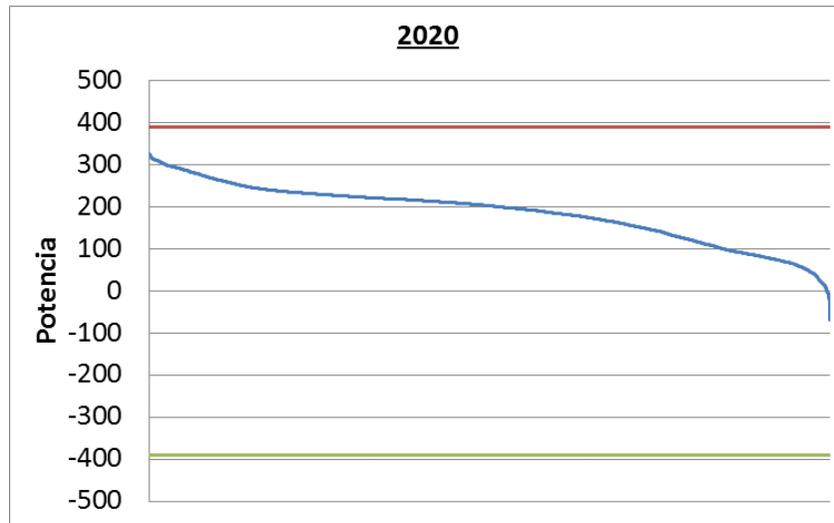


Figura 154. Flujo transferido en la S/E Cardones durante el año 2020

De la imagen anterior se infiere que el flujo máximo que circulará por la subestación para el caso base son 350 [MVA]. Por este motivo no se recomienda esta ampliación para el año 2018.

6.5.3. S/E PAN DE AZÚCAR 220 [KV]

La barra de la S/E Pan de Azúcar, tiene una configuración de barra seccionada con transferencia, formada por 1 conductor de Aluminio 1590 MCM (Coreopsis). La capacidad de este es de 510 [MVA] a 25°C, por lo que se puede considerar la capacidad de la barra de 500 [MVA].

La proyección de flujos a transferir por la subestación Diego de Almagro hacia el año 2020 se muestra en la figura siguiente:

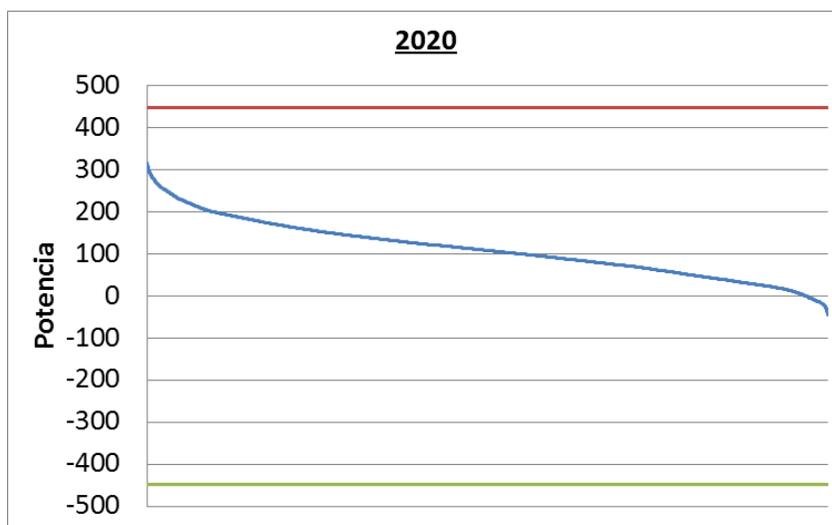


Figura 155. Flujo transferido en la S/E Pan de Azúcar durante el año 2020

De la imagen anterior se infiere que el flujo máximo que circulará por la subestación para el caso base son 320 [MVA]. Por este motivo no se recomienda esta ampliación para el año 2018.

6.5.4. S/E CERRO NAVIA 220 [KV]

La S/E Cerro Navia tiene una configuración de barra seccionada con transferencia, formada por 1 conductor de Aluminio 1590 MCM (Coreopsis). La capacidad del conductor es de 510 [MVA] a 25°C, por lo que se puede considerar una capacidad de la barra de 500 [MVA].

Para realizar el análisis se debe realizar un procedimiento diferente a los anteriores, al no existir la barra auxiliar que permita ver los flujos de forma directa. Por esta razón es necesario realizar la suma de los flujos que llegan y salen de Cerro Navia.

El resumen de cada flujo se muestra a continuación:

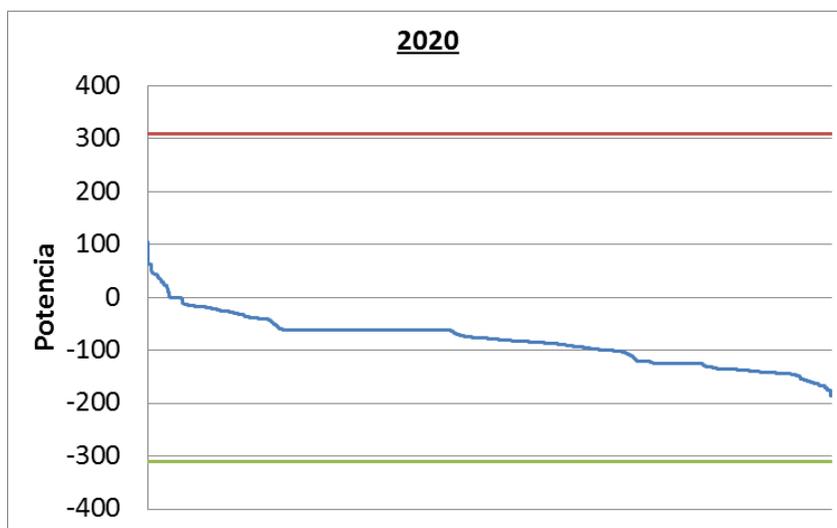


Figura 156. Flujo transferido por la línea Cerro Navia – Lampa, durante el año 2020

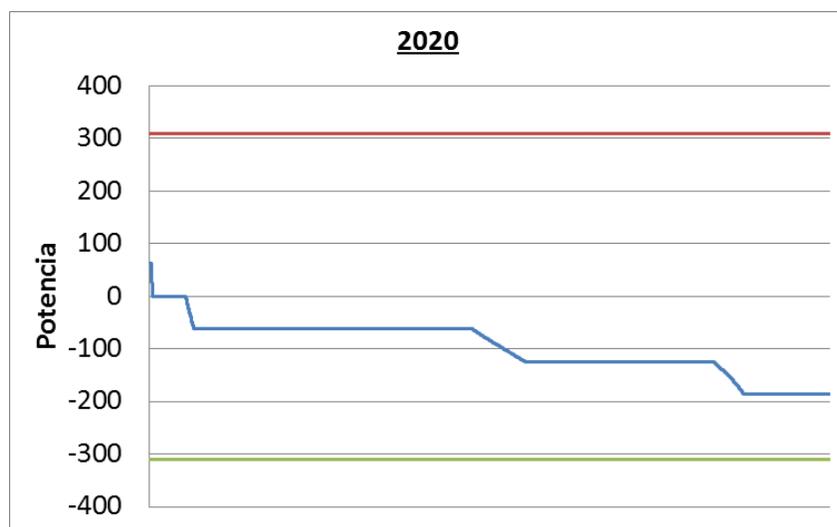


Figura 157. Flujo transferido por la línea Cerro Navia – Polpaico, durante el año 2020

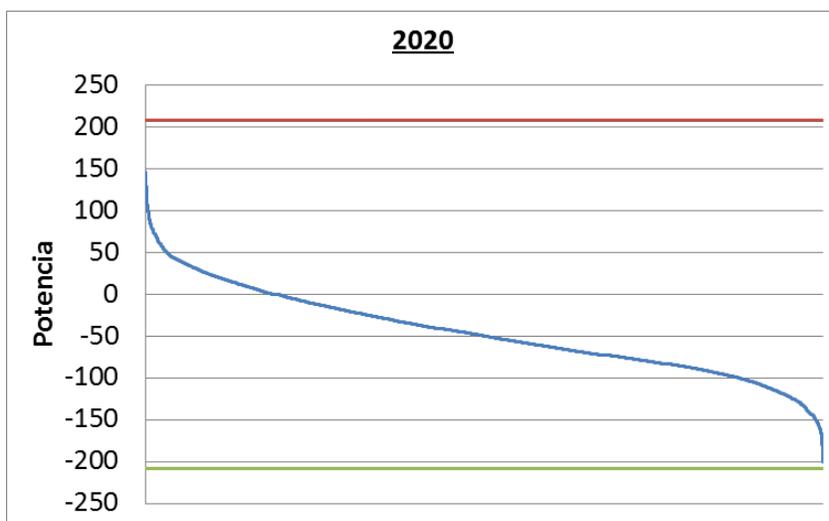


Figura 158. Flujo transferido por el primer circuito de la línea Chena - Cerro Navia, durante el año 2020

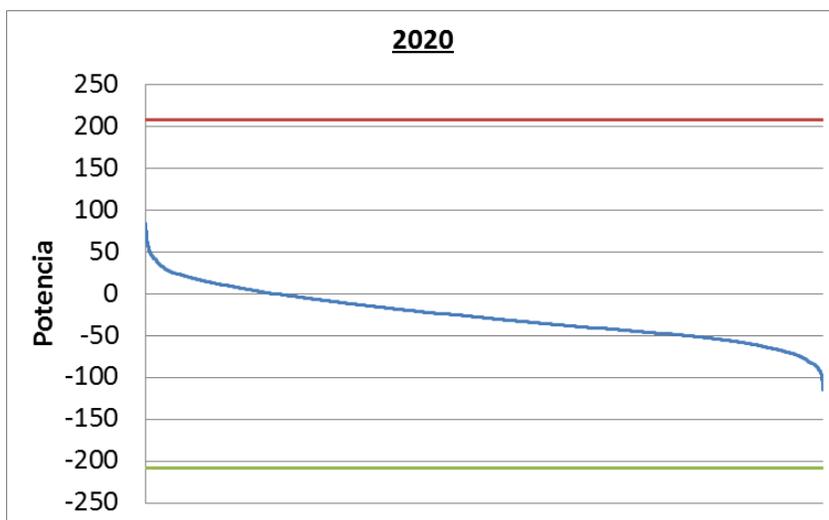


Figura 159. Flujo transferido por el segundo circuito de la línea Chena - Cerro Navia, durante el año 2020

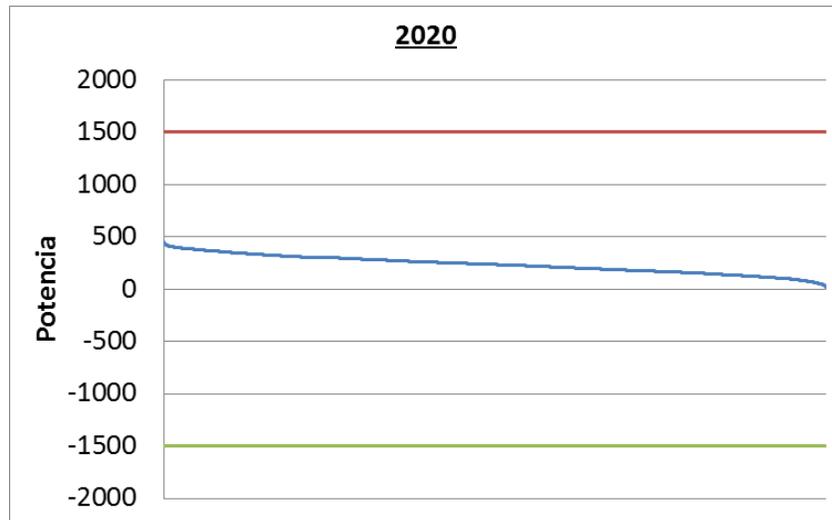


Figura 160. Flujo transferido por el primer circuito de la línea Lo Aguirre - Cerro Navia, durante el año 2020

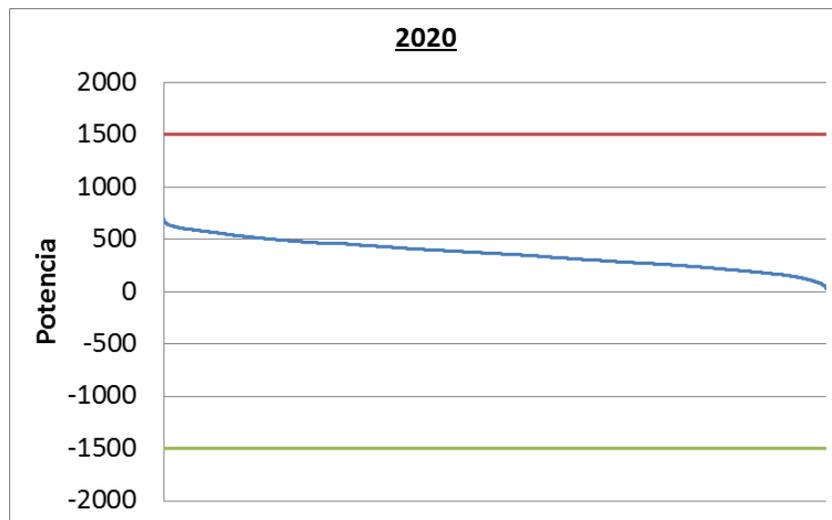


Figura 161. Flujo transferido por el segundo circuito de la línea Lo Aguirre - Cerro Navia, durante el año 2020

Del análisis de las imágenes anteriores se observa que el flujo máximo es el del primer circuito de la línea Lo Aguirre a Cerro Navia (670 MVA), para el escenario de simulación en el bloque de demanda número 10, hidrología 12, mes de Agosto. Con este dato, se buscan los flujos por las otras líneas en el escenario señalado.

El resultado de lo anterior es un flujo máximo de 1000 [MVA], por lo que la capacidad de la barra se vería superada en el doble de su capacidad.

Lo anterior se debe al seccionamiento de la línea en Lo Aguirre, el sistema de 500 kV y el posterior aumento en la capacidad de la línea.

Por lo tanto, se recomienda esta ampliación para el año 2018, año en que la línea Lo Aguirre – Cerro Navia ve aumentada la capacidad.

7. VERIFICACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE LA NORMA TÉCNICA Y CALIDAD DE SERVICIO DEL PLAN DE EXPANSIÓN

7.1. INTRODUCCIÓN

El objeto de este capítulo es verificar el cumplimiento de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para el Plan de Expansión adoptado para el Sistema Troncal, empleando para ello el modelo digital de análisis de la operación eléctrica en el simulador DigSILENT.

Se documentan las hipótesis de Estudio, la Metodología de Desarrollo y los resultados de los estudios destinados a verificar la estabilidad de tensión y la estabilidad transitoria.

Los análisis llevados a cabo comprenden los estados estacionarios y transitorios del sistema. En particular, el último mencionado corresponde a las simulaciones en el tiempo de situaciones transitorias debidas a perturbaciones de severidad significativa en el sistema.

El estudio se efectúa en la etapa final del Plan de Expansión en sus diversas alternativas, con el propósito de verificar las condiciones impuestas por la Norma Técnica, en los tramos que resultan más exigidos en el transcurso del desarrollo del Plan de Expansión.

Se destaca que durante la primera fase del desarrollo del Plan de Expansión, ha sido necesario determinar de manera preliminar algunos límites de transmisión que resultaron del despacho económico contemplando las series hidrológicas en los respectivos

escenarios de generación. Si bien estas verificaciones preliminares permitieron avanzar con las fases sucesivas del análisis de la conveniencia de sugerir las ampliaciones necesarias sobre el sistema de transmisión, no toman en cuenta el comportamiento detallado de la estabilidad transitoria ante diversos eventos, a fin de verificar los límites de transmisión postulados en la primera fase.

7.2. METODOLOGÍA DE ESTUDIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA

Se evalúa el impacto que provoca en el SI, en sus variables de frecuencia, tensión, ángulos, flujos, amortiguamiento, etc., la incorporación de las nuevas instalaciones. Se trata de una evaluación dinámica, de análisis en el tiempo, que analiza como diversas contingencias, incluyendo aquellas aplicadas directamente sobre las nuevas instalaciones impactan el comportamiento dinámico del SI.

Se efectuarán análisis de simulaciones dinámicas para los mismos escenarios desarrollados en el Estudio Estático.

En términos más específicos, y considerando lo establecido en la NTSyCS, las simulaciones involucran:

- i. Para cada contingencia se evalúa el nivel de amortiguamiento de las oscilaciones electromagnéticas para el tiempo de despeje que procura el mayor impacto en el sistema tiempo de protecciones más interruptor, según artículo 5-44 y 5-45.
- ii. Para cada contingencia, se determina la estabilidad transitoria de las unidades generadoras del SI, a través de la medida del ángulo de rotor respecto de una unidad de referencia. Según artículo 5-50.
- iii. En cada simulación se registrarán las tensiones en barras principales del SI y las variaciones que experimenta la frecuencia.

Los estudios consideran como condiciones iniciales las correspondientes al Estado Normal

Puesto que el objetivo es verificar la viabilidad de la operación del sistema que resulta de la aplicación del Plan de Expansión, se evalúa si se cumplen los requisitos especificados en la Norma Técnica para los estados operativos con máxima transmisión en ambos sentidos del flujo en el tramo. No se exploran otros estados operativos para determinar el límite superior del tramo. Los estados operativos citados, comprenden el examen de las condiciones operativas en todo el periodo del estudio.

En caso que las evaluaciones de detalle demuestren límites inferiores al máximo transporte contemplado en los despachos económicos, se calculan dichos límites y se evalúan los recursos de control de emergencia necesarios para operar las líneas hasta el máximo transporte contemplado en los despachos económicos. Estos esquemas de emergencia sólo intervendrían cuando simultáneamente se cumpla que:

- El transporte por el tramo supere el límite calculado, y
- Se detecta la presencia de una falla que demanda la intervención del automatismo;

La evaluación del amortiguamiento en post-falla para la verificación de la NTSyCS se realiza para las oscilaciones del tipo interáreas, descartando la primera oscilación, donde se presentan fuertes no linealidades y las acciones de los estabilizadores no es significativa, y descartando también las frecuencias altas que podrían enmascarar problemas numéricos, activación/desactivación de límites de los componentes de control, etc., y cuyo examen excede al ámbito del estudio. Las oscilaciones interáreas componen la mayor amplitud de las oscilaciones con menos amortiguamiento, y de allí el mayor interés por su análisis.

Se simulan contingencias simples de severidad 1 a 5 en cada tramo del sistema de transmisión troncal en que ellas son aplicables. La capacidad máxima que se determina para cada tramo verifica el cumplimiento de los Artículos 5-41, 5-43, 5-44 y 5-47 de la NTSyCS y en particular el Artículo 5-. Se tendrá en cuenta que en las simulaciones de perturbaciones de severidad 3 y 4 no intervengan los esquemas de defensa tipo EDAC,

EDAG o ERAG. Si es admisible que el EDAC utilizado como recurso para el control de una Contingencia Simple sólo puede ser de subfrecuencia y/o subtensión

En los casos en que se ha detectado la inestabilidad de alguna central conectada al sistema troncal a través de un sistema de subtransmisión o adicional debido a una debilidad de dicha interconexión y no solucionable económicamente a través de inversiones en el sistema troncal, se deja constancia de esta situación y se asumen los refuerzos razonables en el sistema de subtransmisión o adicional que solucionan el problema, sin aseverar que se trata de la solución óptima.

7.3. CONCLUSIONES DE LOS ESTUDIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA

De los resultados obtenidos sobre los escenarios evaluados se concluye que:

Las diversas expansiones propuestas cumplen con los requisitos de la Normativa en cuanto a la estabilidad de frente a perturbaciones.

El comportamiento del sistema en la fase post-falla es aceptable, las tensiones en las diferentes subestaciones se recuperan sin problemas lo que demuestra una buena disponibilidad de recursos para el control de la potencia reactiva.

Asimismo para las oscilaciones de potencia en los principales enlaces del SIC se observa que son mitigadas en general con un factor superior a los exigidos por la Normativa

En relación a los aspectos mencionados arriba se hace presente que en esta fase de diseño se han deshabilitado u modificado una serie de controladores cuyos parámetros introducen problemas de convergencia. En particular, se han identificado las unidades que presentan inconvenientes en modelación, ya sea entre el regulador de tensión, el dispositivo estabilizante PSS y el generador.

En algunos casos, para las centrales existentes, se han debido sustituir los modelos de los controladores por reguladores con un desempeño más adaptado.

7.4. INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIO

En relación a los Índices de Continuidad FMIK y TMIK, se ha encontrado que la existencia de redundancia en casi todos los tramos del Sistema de Transmisión, y en los puntos de alimentación desde el Sistema de Transmisión a redes de subtransmisión, hacen poco probable la ocurrencia de fallas que conduzcan a pérdidas de carga en los nodos, y por tanto no resulta relevante su cálculo a la luz de los índices tolerados en las normas.

PARTE V

PLANES DE EXPANSIÓN DEL SING

INTRODUCCIÓN

En el contexto del estudio de transmisión troncal (ETT) el Consorcio Mercados Interconectados compuesto por las empresas KAS Mercado y Regulación S.A., SIGLA S.A. y AF Mercados EMI S.A., en adelante el "Consultor" o el "Consorcio", realiza para la CNE, este Informe Final que contiene las materias especificadas en la parte IV, numeral 2 de las Bases Técnicas del estudio. Este informe corresponde al Informe Preliminar, que será entregado para ser revisado por el Comité de Contratación y Supervisión del ETT, en adelante Comité, y por los participantes del ETT.

El Informe consta de dos partes: la primera parte presenta el estudio de los planes de expansión del SIC, y la segunda los correspondientes al SING.

Esta segunda parte del Informe se ha organizado en 7 capítulos y 10 anexos.

- El Capítulo 1 entrega un resumen de los proyectos de transmisión presentados por los participantes al CDEC – SING para ser considerados en este estudio, en conformidad con lo dispuesto en el Anexo 9 de las Bases Técnicas.
- En el Capítulo 2 se presentan los antecedentes que definen los cuatro escenarios evaluados en el estudio. El primer escenario presentado es el Escenario Base, que se definió según la información de planes de obra entregada por la CNE y el CDEC-SIC (a esta información se agregaron obras que serán desarrolladas y que son de conocimiento público), el segundo y tercer Escenario son alternativos y son preparados por el Consultor para evaluar distintos desarrollos de tecnología de la generación (denominados escenarios Carbón y GNL), y el ultimo escenario evalúa la interconexión SIC-SING y los impactos que esta produce en el SING. Para cada uno de los cuatro escenarios se presenta la previsión de demandas consideradas y una evaluación de los planes de expansión necesarios en el Sistema de Transmisión Troncal.
- El Capítulo 3 corresponde al diagnóstico del sistema en base a los flujos proyectados en los distintos tramos del sistema de transmisión y la formulación de

alternativas para su expansión. Estas alternativas consideraron las propuestas de los participantes así como proyectos formulados por el consultor, para responder a las exigencias impuestas por los escenarios de generación y demanda.

- En el Capítulo 4 se realizan los análisis de factibilidad técnica de las alternativas de expansión y se determinan los límites de transmisión en el sistema por tramos.
- En el Capítulo 5 se presenta la evaluación económica de las alternativas de expansión consideradas en cada escenario de expansión de la generación.
- El capítulo 6 presenta las obras de transmisión recomendadas como plan de expansión para el SING.
- Finalmente, el Capítulo 7 presenta los estudios que verifican el cumplimiento de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, en adelante, Norma Técnica o NT, para cada plan de expansión.

Los Anexos de la segunda parte de este informe complementan los contenidos de los Capítulos correspondientes en las siguientes materias.

- ANEXO 1: Descripción del modelo de simulación de la operación OSE2000.
- ANEXO 2: Plan de obras de generación por escenario.
- ANEXO 3: Revisiones medio ambientales
- ANEXO 4: Flujos por los tramos del SING
- ANEXO 5: Presupuestos – costos unitarios.
- ANEXO 6: Bases del OSE2000 por escenario
- ANEXO 7: Listado de proyectos por escenario interconexión
- ANEXO 8: AF mercados, análisis
- ANEXO 9: Estudios Eléctricos

1. PROYECTOS DE TRANSMISIÓN EN EJECUCIÓN Y PROPUESTOS

1.1. PROYECTOS DE TRANSMISIÓN EN EJECUCIÓN

En la Tabla 86 presentada a continuación se resumen los proyectos de transmisión troncal que fueron considerados, tanto en construcción como en proceso de licitación o adjudicación en el SING de acuerdo a las bases del ETT con sus respectivas fechas de puesta en servicio.

Tabla 86. Proyectos en construcción en el Sistema Troncal

Descripción Obra Troncal	Fecha aproximada de conexión al sistema
S/E Miraje 220 kV (secciona línea Atacama - Encuentro 2x220 kV)	ene-16
S/E Crucero Encuentro (secciona línea Crucero – Encuentro 220 kV)	ago-18
Nueva Línea 2x220 kV Encuentro - Lagunas	abr-17
Nueva Línea 2x220 kV Tarapacá – Lagunas, primer circuito	ago-18
Aumento capacidad de línea 2x220 Crucero - Encuentro	mar-16

1.2. PROYECTOS PROPUESTOS POR LOS PARTICIPANTES

De acuerdo a lo informado por la dirección de Peajes del CDEC – SING, no hay proyectos de transmisión presentados por los participantes para el Sistema de Transmisión Troncal.

1.3. PROYECTOS DE TRANSMISIÓN PROPUESTOS POR EL CONSULTOR

El consultor ha diseñado diferentes propuestas para los planes de desarrollo en el SING. Para facilitar una mejor comprensión de estos proyectos y de su inserción en el plan respectivo, el detalle de estos se muestra en el Capítulo 3 del presente Informe, junto con el análisis de sus efectos en el sistema de transmisión.

2. ANTECEDENTES DE ESCENARIOS DE GENERACIÓN Y DEMANDA

2.1. BASES DEL ESTUDIO

Las bases del estudio utilizadas para el desarrollo de los distintos escenarios realizados considerando las proyecciones de demanda, precios de los combustibles y expansión de la generación en el SING se resumen a continuación.

A continuación se presentan las Bases consideradas para realizar los estudios presentados en este Informe.

2.1.1. DEMANDA

Para el desarrollo del estudio se contó con el detalle mensual de demanda de cada consumo residencial e industrial presente en el sistema desde el año 2014 al 2033. Dado que en la modelación utilizada no se alcanza un nivel de detalle que involucre los sistemas de distribución, cada consumo se asignó a una barra que sí está considerada en el modelo OSE2000. En la Tabla 87 se presenta un el crecimiento de la demanda de consumos regulados e industriales del SING considerados en los escenarios de estudio

Tabla 87. Proyección de la demanda en el SING

Año	Demanda Industrial [GWh]	%	Demanda Vegetativa [GWh]	%	Demanda Total [GWh]	%
2014	14750	-	1820	-	16569	-
2015	15860	8%	1906	5%	17766	7%
2016	16605	5%	1990	4%	18595	5%
2017	17571	6%	2074	4%	19645	6%
2018	18779	7%	2156	4%	20935	7%
2019	19987	6%	2237	4%	22224	6%
2020	21093	6%	2318	4%	23411	5%
2021	22349	6%	2398	3%	24747	6%
2022	23649	6%	2479	3%	26128	6%
2023	25051	6%	2556	3%	27608	6%
2024	26444	6%	2633	3%	29078	5%
2025	27800	5%	2709	3%	30509	5%

2026	29051	4%	2784	3%	31835	4%
2027	30311	4%	2858	3%	33169	4%
2028	31553	4%	2932	3%	34485	4%
2029	32767	4%	3007	3%	35774	4%
2030	33973	4%	3082	2%	37055	4%
2031	35098	3%	3156	2%	38253	3%
2032	36291	3%	3229	2%	39519	3%
2033	37477	3%	3337	3%	40814	3%

Para el desarrollo del estudio se utilizó el detalle mensual de demanda de cada consumo residencial e industrial presente en el sistema desde el año 2014 al 2033. Dado que en la modelación utilizada no se alcanza un nivel de detalle que involucre los sistemas de distribución, cada consumo se asignó a una barra que sí está considerada en el modelo OSE2000.

2.1.2.

2.1.3. PRECIOS DE COMBUSTIBLES

Los precios de los combustibles utilizados en la modelación corresponden a los expuestos en el Informe Técnico de Precio de Nudo (ITPN) de Octubre del 2013. En dicho informe solo se encuentran las estimaciones de precio hasta el año 2020. Es por esto que para completar la proyección hasta el horizonte de evaluación del ETT (año 2033), se utilizó la proyección de EIA del Departamento de Energía de Estados Unidos. En la Tabla 9 se presentan los precios de combustible utilizados en el estudio para cada año de evaluación. Tabla 9 se muestran los precios proyectados para 2014 y 2033.

Tabla 88. Proyección de precio de los combustibles

Año	Petróleo WTI US\$/bbl	Carbón FOB US\$/ton	GNL Mejillones US\$/Mbtu	Fuente
2014	90.29	103.88	10.06	CNE
2015	90.19	103.88	10.05	CNE
2016	93.39	105.12	10.66	CNE
2017	98.24	106.25	10.84	CNE
2018	100.92	106.52	9.70	CNE

2019	103.54	107.05	9.81	CNE
2020	105.91	107.69	9.92	CNE
2021	108.35	109.00	10.25	CNE - EIA
2022	110.90	110.34	10.35	CNE - EIA
2023	113.16	111.45	10.60	CNE - EIA
2024	115.44	112.96	10.99	CNE - EIA
2025	117.59	114.39	11.26	CNE - EIA
2026	119.30	115.77	11.37	CNE - EIA
2027	121.54	116.99	11.54	CNE - EIA
2028	123.02	118.15	11.78	CNE - EIA
2029	124.85	119.24	12.21	CNE - EIA
2030	126.34	120.65	12.69	CNE - EIA
2031	128.09	121.63	12.94	CNE - EIA
2032	130.06	122.66	13.15	CNE - EIA
2033	132.12	123.74	13.55	CNE - EIA

2.1.4. GENERACIÓN

Las obras de generación declaradas en construcción se desprenden de la información proporcionada por el CDEC - SING, específicamente en el Anexo 4 de las bases técnicas del ETT, y se listan en la Tabla 89. Estas obras son consideradas en todos los escenarios de generación, con las características informadas en el anexo.

Tabla 89. Expansión de la generación escenario base

Central	Barra de Conexión	MW	Fecha puesta en servicio	Tipo
Kelar	Enlace 220 kV	517	01/10/2016	GNL/Diesel
María Elena	Seccionamiento Crucero - Lagunas 220 kV (circuito 1)	71.2	01/09/2014	Solar
La Huayca II	Tamarugal 66 kV (conectada a S/E Pozo Almonte)	21	01/05/2014	Solar

Adicionalmente a las obras declaradas en construcción, en la información enviada por el CDEC-SING se especifican centrales de generación que han sido presentadas y que eventualmente podrían construirse. Estas centrales se listan en la Tabla 90. Estas obras se utilizan como referencia para la elaboración de los planes de expansión, en los cuales no necesariamente se utilizan los mismo nombres (en ocasiones se utilizan denominaciones genéricas) ni las fechas de entrada informadas en el anexo.

Tabla 90. Obras de generación presentadas

Central	Barra de Conexión	MW	Fecha puesta en servicio	Tipo
Gramadal	Seccionamiento Parinacota - Condores 220 kV	99	01/08/2015	Solar

2.2. ESCENARIOS

2.2.1. ESCENARIO BASE

El escenario base del estudio de transmisión troncal corresponde a aquel que se basa en la información contenida en el Plan de Obras definido en el Informe Técnico de Precios de Nudo del SIC de Octubre de 2013 más la información proporcionada en los anexos por la CNE y el CDEC-SING. El detalle de dicho plan de obras puede ser revisado en el Anexo 2.

El plan de obras de generación del Escenario Base contempla generación realizada por distintos medios. Este plan de obras de generación se puede ver en la Tabla 91.

Tabla 91. Plan de obras de generación en el Escenario Base

Tipo	MW	%
ERNC	2897	43,6
GNL	2568	38,7
Carbón	1172	17,7

Los costos marginales que ocurren para este escenario en los diferentes años de estudio se ven en la Figura 162, los cuales tienden a las 100 US\$/MWh.

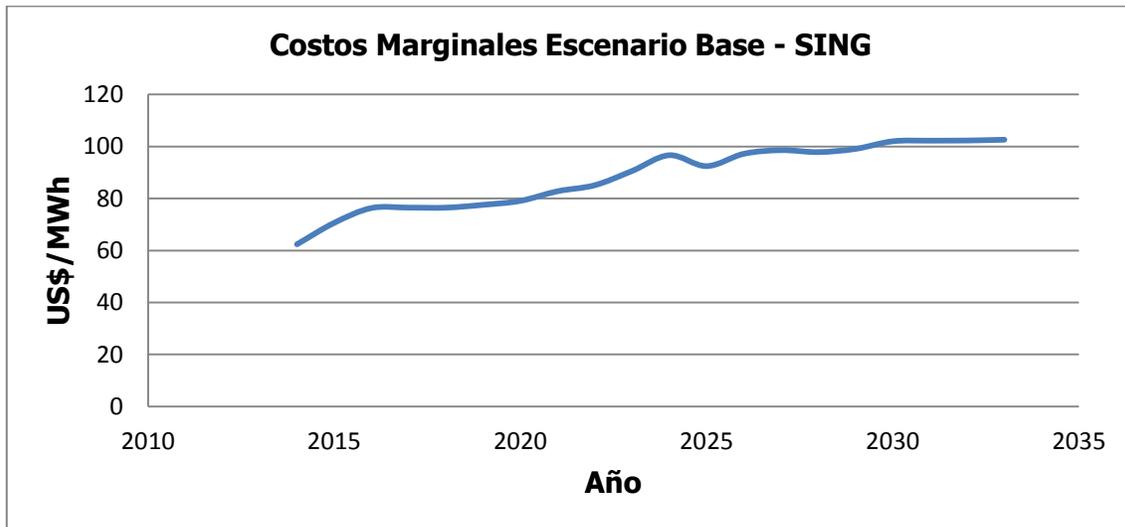


Figura 162. Costos marginales del SING para el caso base.

2.2.2. ESCENARIO CARBÓN

El Escenario Carbón del estudio de transmisión troncal fue definido por la consultora y corresponde a la implementación de un plan de obras de generación en donde ingresan un mayor grupo de centrales a carbón al sistema. El detalle de dicho plan de obras puede ser revisado en el Anexo 2.

El plan de obras de generación del escenario Carbón contempla generación realizada por distintos medios. Este plan de obras de generación se puede ver en la Tabla 92.

Tabla 92. Plan de obras de generación en el Escenario Carbón

Tipo	MW	%
ERNC	1969	31,5
GNL	1411	22,6
Petróleo	651	10,4
Carbón	2222	35,5

Los costos marginales que ocurren para este escenario en los diferentes años de estudio se ven en la Figura 163.

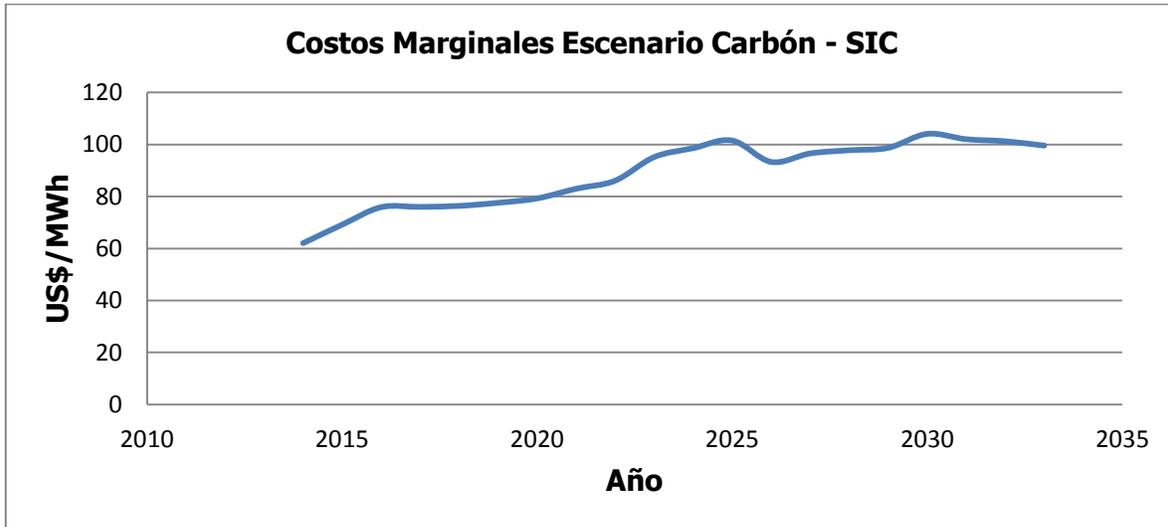


Figura 163. Costos marginales del SING para el caso carbón.

2.2.3. ESCENARIO GNL

El Escenario GNL del estudio de transmisión troncal fue definido por la consultora y corresponde a la implementación de un plan de obras de generación en donde ingresan un mayor grupo de centrales a GNL al sistema. El detalle de dicho plan de obras puede ser revisado en el Anexo 2.

El plan de obras de generación del escenario GNL contempla un aumento de la instalación de las centrales a Gas Natural. El resumen de este plan de obras de generación se puede ver en la Tabla 93.

Tabla 93. Plan de obras de generación en el Escenario GNL

Tipo	MW	%
ERNC	2189	35,8
GNL	2811	45,9
Petróleo	651	10,6
Carbón	472	7,7

Los costos marginales que ocurren para este escenario en los diferentes años de estudio se ven en la Figura 164.

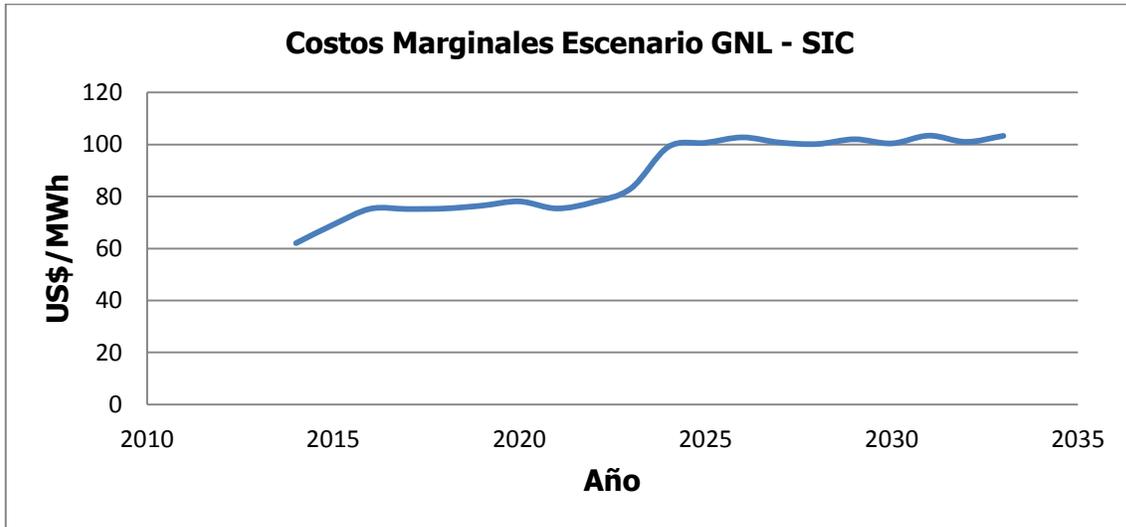


Figura 164. Costos marginales del SING para el caso GNL.

2.2.4. ESCENARIO INTERCONEXIÓN

El Escenario Interconexión del estudio de transmisión troncal fue definido por la consultora y corresponde a la implementación de un plan de obras de generación en donde se encuentran conectados el SIC con el SING. El detalle de dicho plan de obras puede ser revisado en el Anexo 2.

El plan de obras de generación del escenario Interconexión contempla generación realizada por distintos medios. Este plan de obras de generación se puede ver en la Tabla 94.

Tabla 94. Plan de obras de generación en el Escenario Interconexión

Tipo	MW	%
ERNC	2897,2	43,6
GNL	2568,2	38,7
Carbón	1172	17,7

Los costos marginales que ocurren para este escenario promediados con los del SIC en los diferentes años de estudio se ven en la Figura 165.

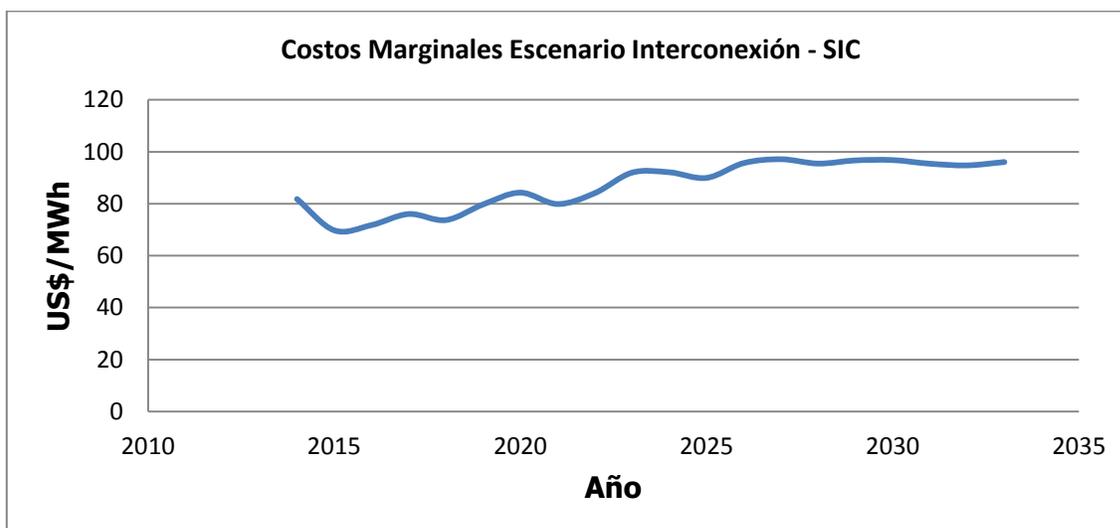


Figura 165. Costos marginales del SING para el caso interconexión.

2.2.5. ANÁLISIS DE AF MERCADOS DEL ESCENARIO INTERCONEXIÓN

En el Anexo 8 se puede revisar en detalle el análisis del escenario de interconexión que realizó AF MERCADOS.

2.3. REPRESENTACIÓN DE LA GENERACIÓN Y LA DEMANDA EN EL MODELO OSE2000

En el Anexo 1 se explica la modelación realizada en el software OSE2000 para simular la operación de largo plazo del sistema.

En el Anexo 6 se describe la forma en que se detalló y representó el sistema de transmisión del SING, los parámetros del mismo y la representación de las centrales generadoras en el modelo OSE2000.

La previsión global de demandas para los cuatro escenarios estudiados corresponde a la definida en los anexos de las bases técnicas del Estudio de Transmisión Troncal.

3. DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA: FLUJOS PROYECTADOS Y FORMULACIÓN DE LOS PLANES DE EXPANSIÓN

3.1. GENERALIDADES

En este capítulo se presenta el diagnóstico del sistema en los cuatro escenarios evaluados en el estudio. En este diagnóstico se evalúa si existe superación de la capacidad de transporte de las líneas en los distintos bloques de demanda en los 20 años de operación de cada tramo. Los flujos por año y por tramo pueden ser encontrados en el Anexo 4 del presente informe.

Los gráficos mostrados en los diagnósticos y en el Anexo 4, muestran el flujo de todos los bloques. Para facilitar la interpretación, los flujos están ordenados de mayor a menor en una curva de duración de flujos.

3.2. PLAZOS DE DESARROLLO DE LOS PROYECTOS DE TRANSMISIÓN

Los plazos de construcción considerados para la incorporación de nuevos proyectos de ampliación son los siguientes:

- **Subestaciones nuevas:** Enero 2018
- **Ampliación de subestaciones existentes:** Julio 2017
- **Líneas de transmisión:** Julio 2020.

3.3. DIAGNÓSTICO

A continuación se presenta el diagnóstico por tramo en el SING.

3.3.1. ESCENARIO BASE

3.3.1.1. Lagunas – Pozo Almonte 220 [kV]

En este tramo se presenta congestión de norte a sur, en el año 2024, alcanzando un flujo máximo de 300 [MW] para una capacidad de 120 [MW]. En la Figura 166 se muestra la curva de duración de los flujos para el año en que inicia la congestión en el tramo.

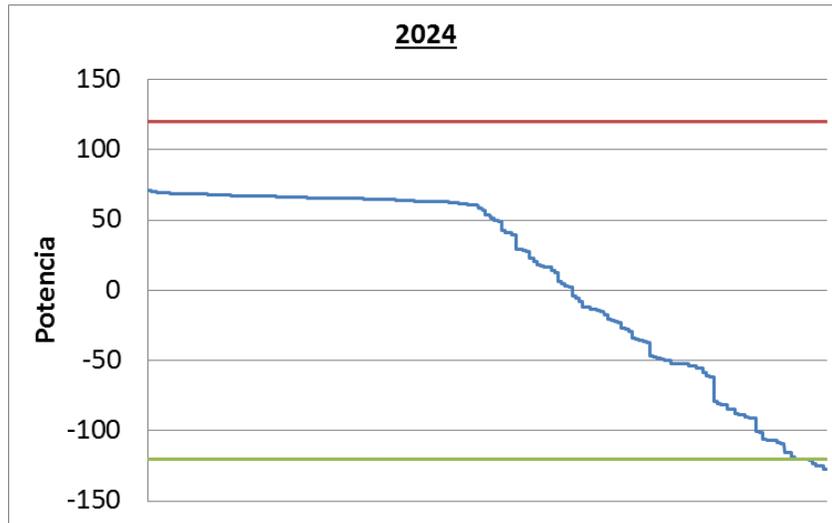


Figura 166. Flujos por la línea Lagunas – Pozo Almonte

La primera alternativa que se propone para solucionar la congestión es la construcción de una nueva línea 2x220 kV de 300 [MVA] de capacidad con un circuito tendido para el año 2020, y luego cambiar el conductor de la línea actual en 2024 ampliándolo a 300 [MVA].

La segunda alternativa que se propone es la construcción de una nueva línea 2x220 kV de 300 [MVA] de capacidad con un circuito tendido en 2020, y con ambos circuitos tendidos en 2024.

3.3.1.2. Tarapacá – Lagunas 220 [kV]

Este tramo se presenta congestión en dirección hacia Lagunas, en el año 2030, alcanzando un flujo máximo de 717 [MW] para una capacidad máxima de 364 [MW]. En la

Figura 166 se muestra la curva de duración de los flujos para el año en que se inicia la congestión en el tramo, para uno de los circuitos de la línea.

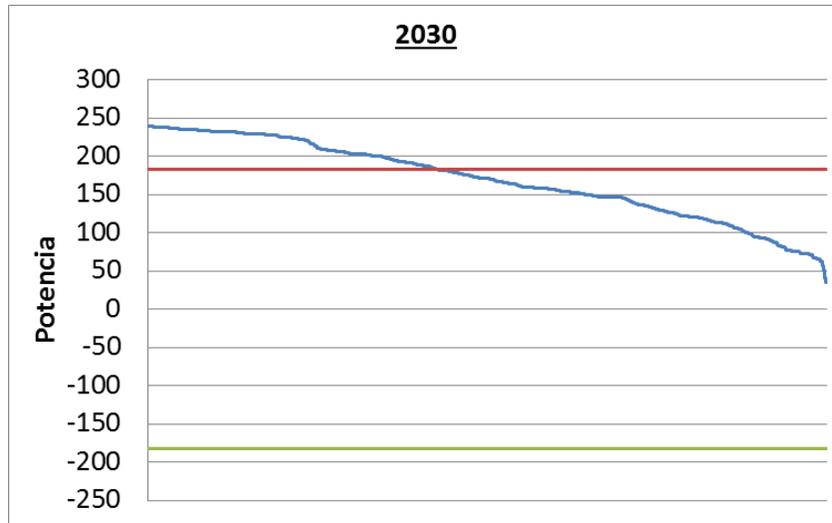


Figura 167. Flujos por la línea Tarapacá - Lagunas

La alternativa que se propone para este caso es el cambio de los transformadores de corriente que limitan la capacidad de una de las líneas de 2x220 kV, aumentando la capacidad de 182 a 254 [MVA]. Además, se incluiría el tendido del segundo circuito de la nueva línea 2x220 kV en el mismo tramo.

3.3.1.3. Lagunas – Crucero 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.1.4. Crucero – Encuentro 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.1.5. Encuentro – Atacama 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.1.6. Atacama – Domeyko 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.1.7. Domeyko – Sulfuros 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.1.8. Domeyko – Escondida 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.1.9. Nueva Zaldívar - Escondida 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.1.10. Laberinto – Nueva Zaldívar 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.1.11. Laberinto – El Cobre 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.1.12. Crucero – Laberinto 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.1.13. Encuentro – Lagunas 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.1.14. Conexión Encuentro – Angamos – Laberinto 220 [kV]

Se analizó el escenario base del SING bajo dos supuestos de conectar las S/E troncales Encuentro y Laberinto mediante la S/E Angamos. En el primer caso se consideró que la conexión se realiza en mayo de 2016, que es la fecha prevista para la entrada en servicio de la línea Cochrane – Encuentro 2x220 [kV]. Se sensibilizó la postergación en un año de la obra de conexión de la línea Cochrane – Encuentro 2x220 [kV] a la S/E Angamos, y de la central Cochrane a la S/E Angamos directamente. La base de datos y los resultados de estas simulaciones se encuentran disponibles en el Anexo 6.

Bajo estos supuestos se obtuvieron los siguientes costos de operación del sistema actualizados:

Tabla 95: Costos de operación actualizados para los escenarios de Conexión Encuentro - Angamos - Laberinto 220 [kV]

Escenario	Costo de operación (MUS\$)
Conexión en 2016	11,455.7
Conexión en 2017	11,456.7

Se observa un beneficio económico de MUS\$ 1.0 al realizar la conexión detallada en este apartado en el año 2016.

3.3.2. ESCENARIO CARBÓN

3.3.2.1. Lagunas – Pozo Almonte 220 [kV]

En este tramo se presenta congestión de norte a sur, en el año 2024, alcanzando un flujo máximo de 300 [MW] para una capacidad de 120 [MW]. En la Figura 168 se muestra la curva de duración de los flujos para el año en que inicia la congestión en el tramo.

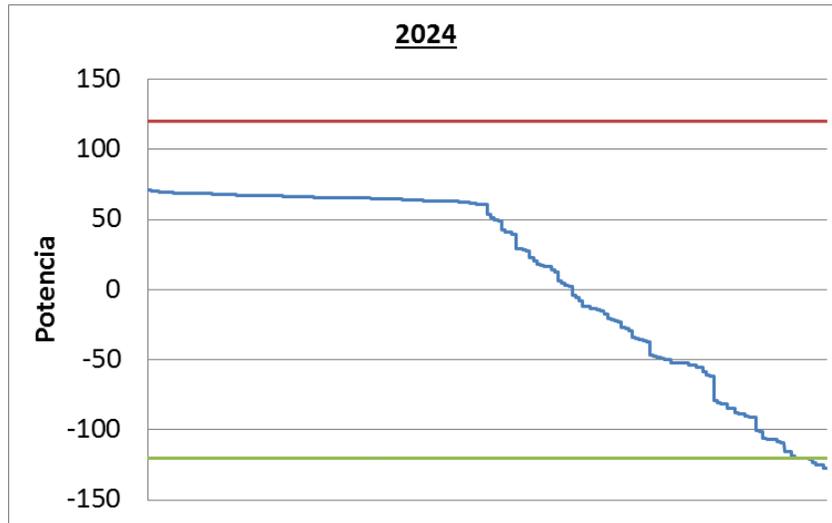


Figura 168. Flujos por la línea Lagunas – Pozo Almonte

La primera alternativa que se propone para solucionar la congestión es la construcción de una nueva línea 2x220 kV de 300 MVA de capacidad con un circuito tendido para el año 2020, y luego cambiar el conductor de la línea actual en 2024.

La segunda alternativa que se propone es la construcción de una nueva línea 2x220 kV de 300 [MVA] de capacidad con un circuito tendido en 2020, y con ambos circuitos tendidos en 2024.

3.3.2.2. Tarapacá – Lagunas 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.2.3. Lagunas – Crucero 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.2.4. Crucero – Encuentro 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.2.5. Encuentro – Atacama 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.2.6. Atacama – Domeyko 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.2.7. Domeyko – Sulfuros 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.2.8. Domeyko – Escondida 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.2.9. Nueva Zaldívar - Escondida 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.2.10. Laberinto – Nueva Zaldívar 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.2.11. Laberinto – El Cobre 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.2.12. Crucero – Laberinto 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.2.13. Encuentro – Lagunas 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.3. ESCENARIO GNL

3.3.3.1. Lagunas – Pozo Almonte 220 [kV]

En este tramo se presenta congestión de norte a sur, en el año 2024, alcanzando un flujo máximo de 300 [MW] para una capacidad de 120 [MW]. En la Figura 169 se muestra la curva de duración de los flujos para el año en que inicia la congestión en el tramo.

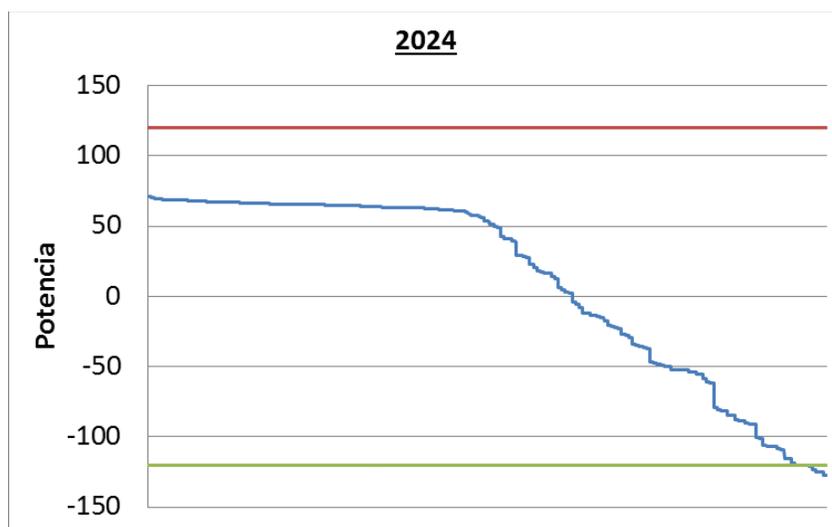


Figura 169. Flujos por la línea Lagunas – Pozo Almonte.

La primera alternativa que se propone para solucionar la congestión es la construcción de una nueva línea 2x220 kV de 300 MVA de capacidad con un circuito tendido para el año 2020, y luego cambiar el conductor de la línea actual en 2024.

La segunda alternativa que se propone es la construcción de una nueva línea 2x220 kV de 300 [MVA] de capacidad con un circuito tendido en 2020, y con ambos circuitos tendidos en 2024.

3.3.3.2. Tarapacá – Lagunas 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.3.3. Lagunas – Crucero 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.3.4. Crucero – Encuentro 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.3.5. Encuentro – Atacama 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.3.6. Atacama – Domeyko 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.3.7. Domeyko – Sulfuros 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.3.8. Domeyko – Escondida 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.3.9. Nueva Zaldívar - Escondida 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.3.10. Laberinto – Nueva Zaldívar 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.3.11. Laberinto – El Cobre 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.3.12. Crucero – Laberinto 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.3.13. Encuentro – Lagunas 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.4. ESCENARIO INTERCONEXIÓN E IMPACTOS EN EL SING

3.3.4.1. ANÁLISIS GENERAL

Para el escenario de interconexión se analizaron distintos puntos para la puesta en servicio de la línea de 500 [kV] que conectaría en el SIC con S/E Cardones. Los puntos analizados en estos casos fueron S/E Enlace, S/E Río Loa, S/E O'Higgins y S/E Laberinto.

Con el fin de definir cuál de las alternativas anteriores presenta menor nivel de costos de operación y necesita la menor cantidad de inversiones necesarias en transmisión, se simularon casos de operación determinísticos del SING (simulación 1) en escenarios de demanda y generación de 1000 [MW] en los puntos de conexión indicados.

Independiente del punto de conexión estudiado, se incluyeron obras de transmisión en estos casos, las que se detallan en el Anexo 7. En el anexo digital se encuentran las bases y salidas de la simulación en el modelo OSE2000 de los cuatro casos enunciados.

Para cada caso se simularon diversas contingencias de líneas, en el escenario de inyección y retiro de 1000 [MW] desde el SIC, debido al enmallamiento que presenta el sistema SING.

En la siguiente tabla se presenta el listado de contingencias estudiadas en el SING.

Tabla 96: Listado de contingencias estudiadas en el SING

Nº Contingencia	Apertura de Línea
1	O'higgins 220->Domeyko 220 II
2	O'higgins 220->Palestina 220 III
3	Atacama 220->O'higgins 220 II
4	Palestina 220->Domeyko 220 III
5	Domeyko 220->Sulfuros 220 I
6	Domeyko 220->OGP1 220
7	Nueva Zaldivar 220->Sulfuros 220

8	Domeyko 220->Escondida 220 I
9	Nueva Zaldívar 220->Zaldívar 220 I
10	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 II
11	Crucero 220->Laberinto 220 II
12	Enlace 220->Laberinto 220 II
13	Enlace 220->El Cobre 220 II
13	Enlace 220->Capricornio 220 II
14	Capricornio 220->El Cobre 220 I
15	Angamos 220->Enlace 220 II
16	Angamos 220->Encuentro 220 II
17	O'higgins 220->Laberinto 220 II
18	Chacaya 220->Capricornio 220
19	Capricornio 220->Mantos Blancos 220
20	Laberinto 220->Mantos Blancos 220
21	Crucero 220->Laberinto 220 II
22	Encuentro 220->El Tesoro 220
23	Esperanza SING 220->El Tesoro 220
24	El Cobre 220->Esperanza SING 220 II
25	Chacaya 220->Crucero 220
26	Chacaya 220->Crucero 220
27	Atacama 220->Miraje 220 II
28	Miraje 220->Encuentro 220 II
29	Laberinto 220->El Cobre 220 I
29	Laberinto 220->El Cobre 220 III
30	Tarapaca 220->Lagunas 220 II

A continuación se detallan los valores presentes de los costos de operación observados en el período de estudio y el nivel de inversión necesario (en valor presente) en cada caso analizado, con el sistema ampliado en el SING:

3.3.4.1.1. Caso S/E Río Loa

Tabla 97. Costos de operación caso S/E Río Loa

Valor de inversión (MUS\$)	Costo de operación (MUS\$)	Total (MUS\$)
359.78	11,627.4	11,987.18

Esta alternativa requiere el seccionamiento de la línea 2x220 [kV] Chacaya – El Cobre en la S/E Enlace, para el año 2021. Además, se requiere seccionar en 2032 el tramo Enlace – El Cobre 2x220 [kV] en la S/E Capricornio y dismantelar las líneas Chacaya – Capricornio 220 [kV] y Mantos Blancos – Laberinto 220 [kV], alimentando los consumos de Mantos Blancos desde la S/E Capricornio.

3.3.4.1.2. Caso S/E O'Higgins

Tabla 98. Costos de operación caso S/E O'Higgins

Valor de inversión (MUS\$)	Costo de operación (MUS\$)	Total (MUS\$)
340.65	11,630.4	11,971.05

Esta alternativa a pesar de generar mayores costos de operación, permite acortar el largo de la línea necesaria para realizar la interconexión. Además, se requeriría un tercer circuito Enlace – O'Higgins 220 [kV] en 2021.

3.3.4.1.3. Caso S/E Enlace

Tabla 99. Costos de operación caso S/E Enlace

Valor de inversión (MUS\$)	Costo de operación (MUS\$)	Total (MUS\$)
328.56	11,599.5	11,928.06

Esta alternativa requiere una línea de interconexión más larga, pero entrega menores costos de operación en comparación a los otros escenarios.

3.3.4.1.4. Caso S/E Laberinto

Tabla 100. Costos de operación caso S/E Laberinto

Valor de inversión (MUS\$)	Costo de operación (MUS\$)	Total (MUS\$)
338.18	11,652.4	11,990.58

Esta alternativa requiere el seccionamiento de la línea 2x220 [kV] Chacaya – El Cobre en la S/E Enlace, para el año 2021. Además, se requiere seccionar en 2023 el tramo Enlace – El Cobre 2x220 [kV] en la S/E Capricornio y desmantelar las líneas Chacaya – Capricornio 220 [kV] y Mantos Blancos – Laberinto 220 [kV], alimentando los consumos de Mantos Blancos desde la S/E Capricornio.

Dados los niveles de inversión necesarios en el sistema de transmisión, y considerando los costos de operación del sistema, se definió que se estudiarán los escenarios de interconexión en la S/E Enlace y en la S/E O'Higgins.

3.3.4.2. CASO S/E ENLACE

3.3.4.2.1. Lagunas – Pozo Almonte 220 [kV]

En este tramo se presenta congestión de norte a sur, en el año 2024, alcanzando un flujo máximo de 300 [MW] para una capacidad de 120 [MW], de forma similar a lo que ocurre en los casos sin interconexión.

La primera alternativa que se propone para solucionar la congestión es la construcción de una nueva línea 2x220 kV de 300 [MVA] de capacidad con un circuito tendido para el año 2020, y luego cambiar el conductor de la línea actual en 2024 ampliándolo a 300 [MVA].

La segunda alternativa que se propone es la construcción de una nueva línea 2x220 kV de 300 [MVA] de capacidad con un circuito tendido en 2020, y con ambos circuitos tendidos en 2024.

En la Figura 170 se muestra la curva de duración de los flujos en el último año, considerando tres circuitos en la línea.

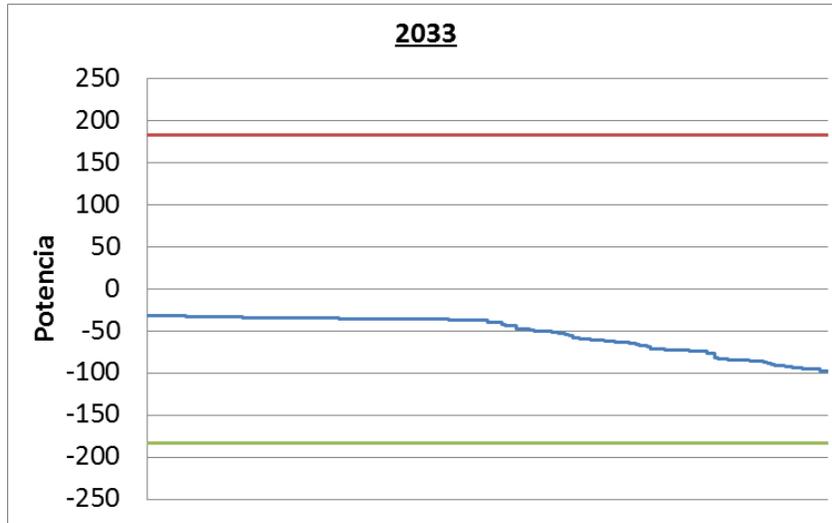


Figura 170. Flujos por la línea Lagunas – Pozo Almonte 220 kV

3.3.4.2.2. Tarapacá – Lagunas 220 [kV]

Este tramo se presenta congestión en dirección hacia Lagunas, en el año 2030, alcanzando un flujo máximo de 780 [MW] para una capacidad máxima de 364 [MW]. En la figura x se muestra la curva de duración de los flujos para el año en que se inicia la congestión en el tramo, para uno de los circuitos de la línea.

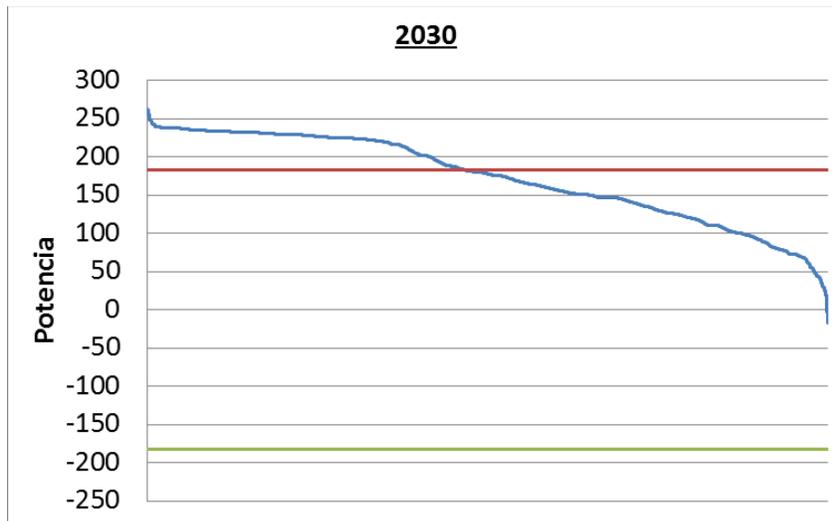


Figura 171. Flujos por la línea Tarapacá – Lagunas 220 kV

La alternativa que se propone para este caso es el cambio de los transformadores de corriente que limitan la capacidad de una de las líneas de 2x220 kV, aumentando la capacidad de 182 a 254 [MVA]. Además, se incluiría el tendido del segundo circuito de la nueva línea 2x220 kV en el mismo tramo.

3.3.4.2.3. Lagunas – Crucero 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.4.2.4. Crucero – Encuentro 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.4.2.5. Encuentro – Atacama 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.4.2.6. Atacama – Domeyko 220 [kV]

Este tramo presenta congestiones bajo el escenario de interconexión SING-SIC en la S/E Enlace.

Para solucionar dichas congestiones se propone incorporar una línea 2x220 [kV] O'Higgins – Domeyko, con un circuito tendido al momento de la puesta en servicio de la línea de interconexión en 2021, y con dos circuitos tendidos en 2024. Además, se recomienda seccionar todos los circuitos entre las S/E O'Higgins y la S/E Domeyko creando una S/E Palestina.

3.3.4.2.7. Domeyko – Sulfuros 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.4.2.8. Domeyko – Escondida 220 [kV]

Este tramo presenta congestiones bajo el escenario de interconexión SING-SIC en la S/E Enlace.

Para solucionar dichas congestiones se propone incorporar una línea 2x220 [kV] Domeyko - Escondida, con un circuito tendido en 2020 para cumplir con el criterio N-1, y con dos circuitos tendidos en 2028.

3.3.4.2.9. Nueva Zaldívar - Escondida 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.4.2.10. Laberinto – Nueva Zaldívar 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.4.2.11. Laberinto – El Cobre 220 [kV]

Este tramo presenta congestiones bajo el escenario de interconexión SING-SIC en la S/E Enlace.

Para solucionar dichas congestiones se propone incorporar una línea 2x220 [kV] Domeyko - Escondida, con un circuito tendido en 2021 al entrar en servicio la línea de interconexión.

3.3.4.2.12. Crucero – Laberinto 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.4.2.13. Encuentro – Lagunas 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.4.3. CASO S/E O'HIGGINS

3.3.4.3.1. Lagunas – Pozo Almonte 220 [kV]

En este tramo se presenta congestión de norte a sur, en el año 2024, alcanzando un flujo máximo de 300 [MW] para una capacidad de 120 [MW], de forma similar a lo que ocurre en los casos sin interconexión.

La primera alternativa que se propone para solucionar la congestión es la construcción de una nueva línea 2x220 kV de 300 [MVA] de capacidad con un circuito tendido para el año 2020, y luego cambiar el conductor de la línea actual en 2024 ampliándolo a 300 [MVA].

La segunda alternativa que se propone es la construcción de una nueva línea 2x220 kV de 300 [MVA] de capacidad con un circuito tendido en 2020, y con ambos circuitos tendidos en 2024.

En la Figura 172 se muestra la curva de duración de los flujos en el último año, considerando tres circuitos en la línea.



Figura 172. Flujos por la línea Lagunas – Pozo Almonte 220 kV

3.3.4.3.2. Tarapacá – Lagunas 220 [kV]

Este tramo se presenta congestión en dirección hacia Lagunas, en el año 2030, alcanzando un flujo máximo de 780 [MW] para una capacidad máxima de 364 [MW]. En la Figura 173 se muestra la curva de duración de los flujos para el año en que se inicia la congestión en el tramo, para uno de los circuitos de la línea.

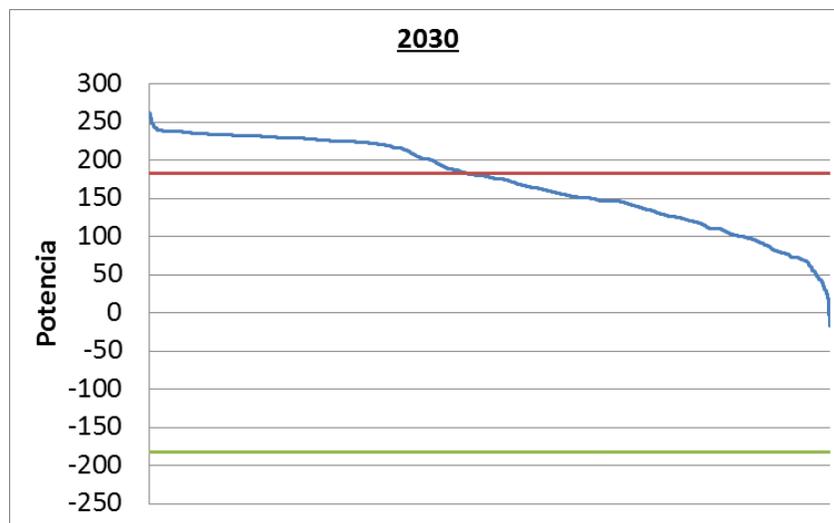


Figura 173. Flujos por la línea Tarapacá – Lagunas 220 kV

La alternativa que se propone para este caso es el cambio de los transformadores de corriente que limitan la capacidad de una de las líneas de 2x220 kV, aumentando la capacidad de 182 a 254 [MVA]. Además, se incluiría el tendido del segundo circuito de la nueva línea 2x220 kV en el mismo tramo.

3.3.4.3.3. Lagunas – Crucero 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.4.3.4. Crucero – Encuentro 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.4.3.5. Encuentro – Atacama 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.4.3.6. Atacama – Domeyko 220 [kV]

Este tramo presenta congestiones bajo el escenario de interconexión SING-SIC en la S/E Enlace.

Para solucionar dichas congestiones se propone incorporar una línea 2x220 [kV] O'Higgins – Domeyko, con un circuito tendido al momento de la puesta en servicio de la línea de interconexión en 2021, y con dos circuitos tendidos en 2024. Además, se recomienda seccionar todos los circuitos entre las S/E O'Higgins y la S/E Domeyko creando una S/E Palestina.

3.3.4.3.7. Domeyko – Sulfuros 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.4.3.8. Domeyko – Escondida 220 [kV]

Este tramo presenta congestiones bajo el escenario de interconexión SING-SIC en la S/E Enlace.

Para solucionar dichas congestiones se propone incorporar una línea 2x220 [kV] Domeyko - Escondida, con un circuito tendido en 2020 para cumplir con el criterio N-1, y con dos circuitos tendidos en 2028.

3.3.4.3.9. Nueva Zaldívar - Escondida 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.4.3.10. Laberinto – Nueva Zaldívar 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.4.3.11. Laberinto – El Cobre 220 [kV]

Este tramo presenta congestiones bajo el escenario de interconexión SING-SIC en la S/E Enlace.

Para solucionar dichas congestiones se propone incorporar una línea 2x220 [kV] Laberinto – El Cobre, con un circuito tendido en 2021 al entrar en servicio la línea de interconexión.

3.3.4.3.12. Crucero – Laberinto 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.3.4.3.13. Encuentro – Lagunas 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

3.4. DESCRIPCIÓN DE LOS PROYECTOS DE LÍNEAS Y SUBESTACIONES PROPUESTOS

3.4.1. OBRAS CONGESTIÓN LAGUNAS – POZO ALMONTE

Las obras recomendadas para la congestión diagnosticada en la línea 1x220 [kV] Lagunas – Pozo Almonte se ven en la Tabla 18.

Tabla 101. Obras propuestas para la congestión Lagunas – Pozo Almonte

Alternativa	Descripción	Año puesta en servicio
1	Ampliación L. 1x220 [kV] Lagunas – Pozo Almonte, 120 [MVA] a 300 [MVA]	2024
2	Tendido del segundo circuito 2x220 [kV] Lagunas – Pozo Almonte, 300 [MVA]	2024

Se tienen dos alternativas de proyectos de transmisión para ampliar el sistema de transmisión producto de la congestión que se está visualizando. En el diagrama de la Figura 63 se aprecia el SING con las condiciones actuales.

Para este tramo se considera el tendido de una nueva línea 1x220 [kV] por un criterio de seguridad, de acuerdo a la NTSyCS (para cumplir el criterio N-1).

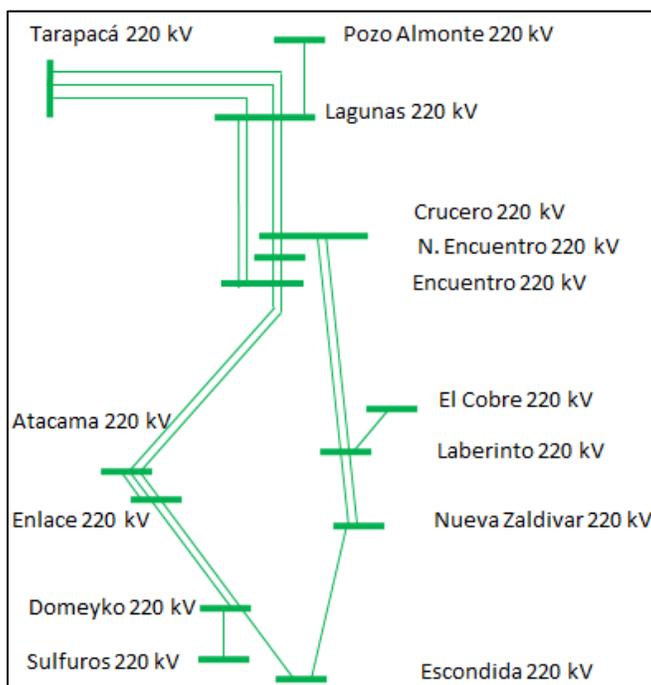


Figura 174. Sistema de Transmisión del SING en el estado Actual

- Alternativa 1: Lagunas – Pozo Almonte

La primera parte de la alternativa 1 consiste en la construcción de una nueva línea 2x220 kV con el tendido de un circuito entre las subestaciones Lagunas y Pozo Almonte en con una capacidad de 300 MVA para el año 2020 de acuerdo al diagrama que se ve en la Figura 175, esto es por un criterio de seguridad para cumplir con N-1.

La segunda parte de la primera alternativa consiste en la ampliación de la línea existente entre las subestaciones Lagunas y Pozo Almonte en 220 kV con una capacidad de 300 MVA para el año 2024 de acuerdo al diagrama que se ve en la Figura 176.

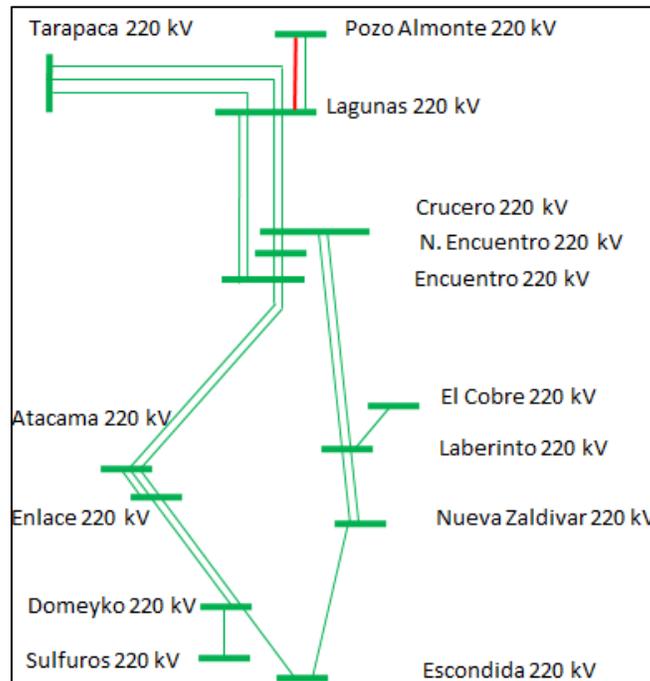


Figura 175. Primera parte de la alternativa 1 en el SING año 2020

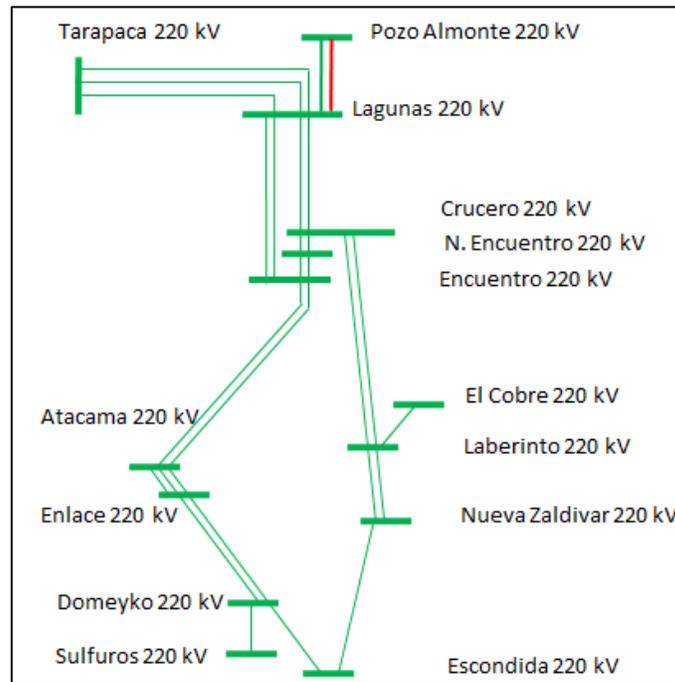


Figura 176. Segunda parte de la alternativa 1 en el SING año 2024

- Alternativa 2: Lagunas – Pozo Almonte

La primera parte de la segunda alternativa consiste en la construcción de una nueva línea 2x220 kV con el tendido de un circuito entre las subestaciones Lagunas y Pozo Almonte en con una capacidad de 300 MVA para el año 2020 de acuerdo al diagrama que se ve en la Figura 177, esto es por un criterio de seguridad para cumplir con N-1.

La segunda parte de la segunda alternativa consiste en el tendido del circuito número dos de la línea 2x220 kV entre las subestaciones Lagunas y Pozo Almonte en 220 kV con una capacidad de 300 MVA para el año 2024 de acuerdo al diagrama que se ve en la Figura 178.

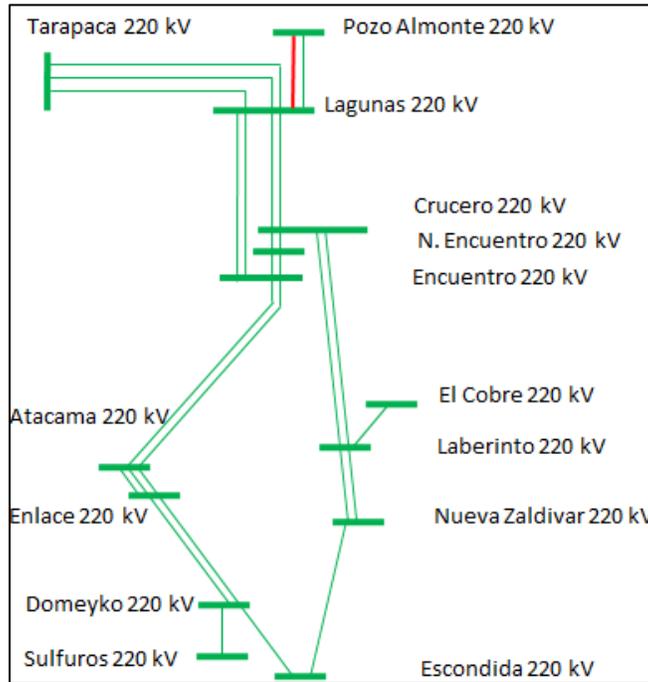


Figura 177. Primera parte de la alternativa 2 en el SING año 2020

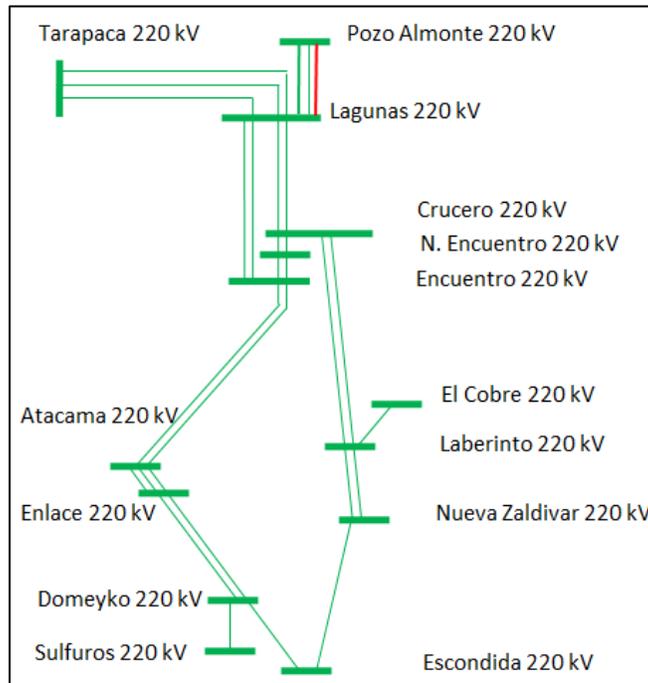


Figura 178. Segunda parte de la alternativa 2 en el SING año 2020

3.4.2. OBRAS CONGESTIÓN TARAPACÁ - LAGUNAS

Las obras recomendadas para la congestión diagnosticada en la línea Tarapacá - Lagunas se ven en la tabla siguiente.

Tabla 102. Obras propuestas para la congestión Tarapacá - Lagunas

Alternativa	Descripción	Año puesta en servicio
1	Cambio de TTCC y tendido de cuarto circuito línea Tarapacá – Lagunas, 254 [MVA]	2030

En el diagrama de la Figura 179 se aprecia el SING con las condiciones actuales.

Se tiene solo una alternativa para esta congestión y consiste en el tendido del cuarto circuito entre la subestación Tarapacá y la subestación Lagunas en 220 kV en el año 2030 según se ve en el diagrama de la Figura 180 y en el cambio de los transformadores de corriente que limitan la capacidad de una de las líneas de 2x220 kV, aumentando la capacidad de 182 a 254 [MVA].

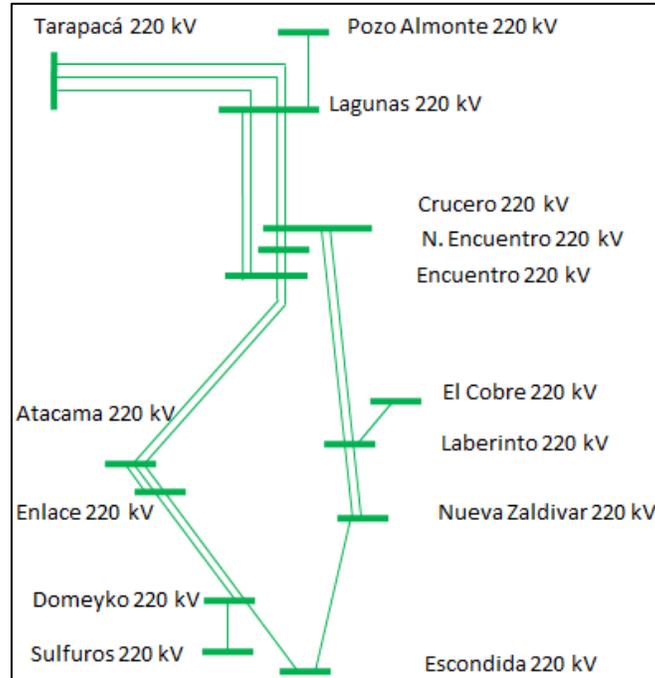


Figura 179. Sistema de Transmisión del SING en el estado Actual

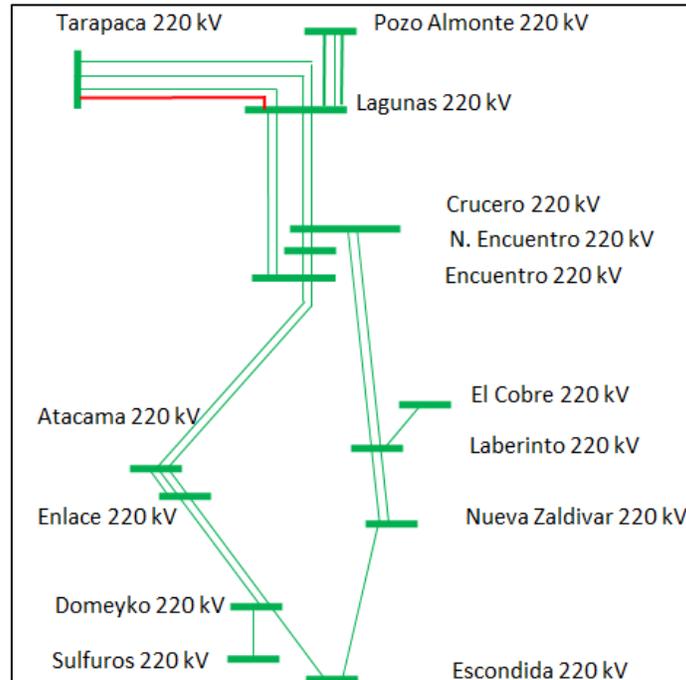


Figura 180. Alternativa 1 en el SING en el año 2031

3.4.3. OBRAS CONEXIÓN ENCUENTRO – ANGAMOS – LABERINTO

Las obras recomendadas para la conexión Encuentro – Angamos – Laberinto se presentan en la siguiente tabla

Alternativa	Descripción	Año puesta en servicio
1	Conexión Encuentro – Angamos – Laberinto	2016

Para esta alternativa, se requieren cuatro paños de línea adicionales en la S/E Angamos, dos de ellos para la conexión de la línea de la S/E proveniente de la central Cochrane y los otros dos para la conexión de las S/E Angamos y S/E Encuentro mediante la línea de doble circuito en construcción.

3.5. SENSIBILIDAD DE LA DEMANDA

Se realizó un análisis de sensibilidad sobre la demanda presentada en las bases del estudio, aumentándola en un 2% en cada año. Esto se realizó con el fin de observar los

impactos en el sistema de transmisión en el Caso Base, y así determinar si sería necesario adelantar los proyectos indicados o incluir nuevos proyectos en caso de que la estimación de la demanda cambiara.

En comparación con el Caso Base, las líneas Lagunas – Pozo Almonte 220 [kV] y Tarapacá – Lagunas 220 [kV] se congestionan del mismo modo y en las mismas fechas.

Además, se observaron saturaciones en la línea Atacama – O'Higgins – Domeyko 2x220 [kV]. Esta línea presenta congestiones a partir de 2022 en el tramo O'Higgins – Domeyko 220 [kV], alcanzando un flujo máximo de 392 [MW] al final del período de estudio, para una capacidad máxima de 245 [MW]. A continuación se presenta la curva de duración de los flujos para el tramo congestionado.



Figura 181. Flujos por la línea O'Higgins - Domeyko 2x220 [kV]

El resto de las líneas del sistema de transmisión troncal no presentan saturaciones bajo el escenario de sensibilidad de demanda propuesto.

3.6. REVISIÓN MEDIOAMBIENTAL

De las obras propuestas por la consultora se realizó un estudio para el desarrollo de la nueva línea 2x220 kV Lagunas – Pozo Almonte que es la que tiene la fecha más próxima

para iniciar construcción, con la finalidad de realizar un análisis ambiental preliminar de gabinete donde se estudia el marco de factores que podrían llegar a afectar la factibilidad de desarrollar esta línea de Transmisión entre las Subestaciones Lagunas – Pozo Almonte en el contexto de la transmisión troncal del SING, apoyando el proceso de incluir las variables ambientales y con ello aportar también con información relevante para la toma de decisiones respecto de la factibilidad de construir esta línea. De esta manera, el análisis se enfocó en proponer la alternativa preliminar de trazado Lagunas – Pozo Almonte más viable tomando en consideración los componentes ambientales estudiados, y los terrenos estudiados en la comuna de Pozo Almonte, Provincia del Tamarugal, Región de Tarapacá.

Las medidas contempladas para el cuidado ambiental, corresponden a los más altos estándares de protección tanto al medio ambiente como a las comunidades que podrían verse involucradas con el proyecto.

El trazado preliminar propuesto es el que se observa en la Figura 182. Dadas las características del área de ambas subestaciones, y a diferencia de otros trazados donde se trata de proyectar LAT paralelas a las ya existentes, en este caso se priorizó alejarse de la Pampa del Tamarugal, para preservar la integridad de esta maravilla natural.



Figura 182. Trazado preliminar Lagunas – Pozo Almonte.

El trazado preliminar sale desde la Subestación Lagunas, que se encuentra al interior de la Reserva Nacional Pampa del Tamarugal, al igual que la Ruta 5 Norte y una línea de alta tensión que atraviesa dicha reserva. Sin embargo, este trazado preliminar sale de manera aérea desde la subestación, teniendo su primera torre fuera del área protegida de la Pampa del Tamarugal. Fuera de la subestación el trazado se aleja totalmente de esta reserva nacional, el único hito protegido en el área de influencia directa del proyecto según se ve en la Figura 183.



Figura 183. Relación entre el inicio del trazado Lagunas – Pozo Almonte y la reserva nacional Pampa del Tamarugal.

Este trazado preliminar se encuentra ubicado en una zona que tuvo bastante actividad prehispánica y mucha actividad en la época de la explotación del salitre, de modo que cualquier hallazgo arqueológico a nivel superficial ya debiera haber sido informado. Para la elaboración de un estudio de un trazado definitivo se debe realizar un informe de prefactibilidad arqueológica en terreno que pueda establecer alertas y sugerir planes y áreas buffer para no afectar al patrimonio cultural.

Cabe señalar que el trazado preliminar de la LAT parte desde una zona sin ninguna localidad en su área de influencia directa, y al llegar a la S/E Pozo Almonte ingresa a la ciudad por la parte este de ésta, dado que la dicha subestación se encuentra en la

periferia de la ciudad, y esto, por la única razón de que este trazado se une a esta subestación existente, tal y como lo demuestra la Figura 184.

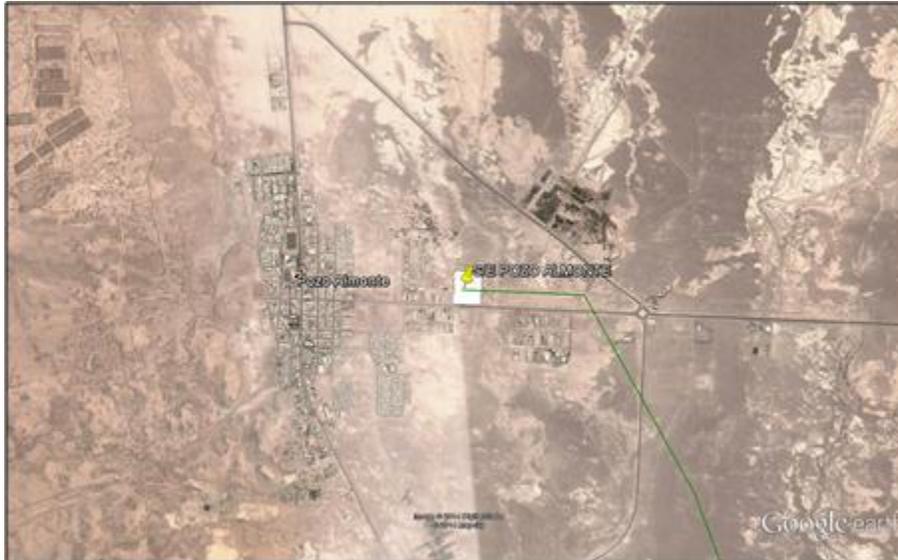


Figura 184. Relación de la línea de transmisión con respecto a la S/E Pozo Almonte y la ciudad de Pozo Almonte.

En la región de Tarapacá se encuentra emplazada la Área de Desarrollo Indígena (ADI) Jiwasa Oraje, territorio habitado ancestralmente desde el período precolombino por comunidades indígenas Aymaras y quechuas, lo que se testimonia a través de sitios arqueológicos y documentos históricos. En la Figura 185 se aprecia la relación de distancia entre el trazado preliminar y la ADI Jiwasa Oraje. En caso de que el trazado definitivo llegara a pasar a través de una ADI, se deberá recurrir a coordinar un proceso de acercamiento a las comunidades indígenas y establecer un proceso de Consulta y Participación Indígena, tal como está establecido por el Estado de Chile y de acuerdo al Convenio 169 de la OIT.

El trazado de la LAT pasa a más de 30 km de la ZOIT (Zonas de Interés Turístico) Pica – Salar del Huasco de acuerdo a la Figura 186. De Modo que no tiene ningún tipo de interferencia o afectación sobre ella.



Figura 185. Relación de distancias entre el trazado preliminar y la ADI Jiwasa Orajé.



Figura 186. Relación de distancia entre el trazado preliminar y la ZOIT típica Pica – Salar del Huasco

Según lo establecido en el análisis, y dadas las sugerencias de su ingreso a través de una Declaración de Impacto Ambiental, se corrobora su prefactibilidad siempre y cuando se realicen los estudios correspondientes y mientras el titular del proyecto establezca un acercamiento temprano tanto a las autoridades municipales y regionales pertinentes, como a las comunidades vecinas al área del proyecto. En este caso específico hay que considerar un escenario de Participaciones Ciudadanas Anticipadas con la comunidad de

Pozo Almonte, para que *“que las personas se informen y opinen responsablemente acerca del proyecto o actividad, como también, que obtengan respuesta fundada a sus observaciones. La ciudadanía aporta información relevante a la evaluación ambiental y da transparencia a la revisión de los Estudios (EIA) y Declaraciones (DIA), otorgando solidez a la decisión de las autoridades”*.

Ahora bien, pese a que el trazado se aleja prudentemente de la Reserva Nacional Pampa del Tamarugal, se aconseja tomar contacto con CONAF para informar de este proyecto, y en caso de que ellos lo sugieran, tomar las precauciones correspondientes, y eventualmente, tener planes y/o medidas de mitigación. Ver informe en Anexo 3.

4. ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD TÉCNICA DE LAS ALTERNATIVAS Y DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES DE TRANSMISIÓN

4.1. CONSIDERACIONES GENERALES

Durante el curso del estudio, las distintas alternativas de desarrollo de la transmisión consideradas por el conductor fueron analizadas con el modelo de simulación de la operación eléctrica mediante la realización de estudios destinados a determinar los límites de transferencia de potencia por los distintos tramos.

Puesto que las obras recomendadas por el consultor son posteriores al año 2020, los sistemas eléctricos cuentan con la suficiente redundancia o enmallamiento en sus tramos troncales. Esto permite definir a priori un límite según normativa por concepto de N-1. De esta forma, para los escenarios analizados se determinó el límite de transmisión para los distintos tramos en evaluación según su capacidad de mantener la tensión dentro de los estándares de la NTSyCS.

Como este es un proceso iterativo que comprende un sinnúmero de simulaciones, los límites utilizados fueron determinados de manera simplificada y con un criterio más bien conservador que, basado en la experiencia del Consultor, permitiera garantizar la validez

de las soluciones comparadas desde el punto de vista de la posibilidad de dar cumplimiento de la Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio, en caso que la alternativa de expansión en estudio resultara recomendada.

Para estos fines se desarrollaron básicamente estudios de flujos de potencia considerando la topología normal y contingencias simples en el sistema de transmisión, complementados con estudios de estabilidad de tensión, en todos aquellos casos en que este aspecto es crítico.

4.2. CRITERIOS BÁSICOS PARA LA DEFINICIÓN DE LÍMITES OPERACIONALES DE LOS TRAMOS DE TRANSMISIÓN

Los despachos de generación y demanda utilizados en la determinación de los límites operacionales se seleccionaron en general, a partir de los resultados de los flujos por tramo obtenidos con el modelo OSE2000. Sin perjuicio de lo anterior, en varias ocasiones, durante el proceso de análisis de alternativas de desarrollo para un mismo escenario, a partir de un mismo caso inicial se realizaron variaciones de demanda o generación orientadas a definir límites máximos de transmisión para dichas alternativas. Estos análisis se realizaron para distintas etapas en las que los cambios topológicos que experimenta el sistema podían dar origen a la modificación de los límites a aplicar.

Un criterio básico para la definición de límites lo constituye la definición contenida en los primeros incisos del Artículo 5-5 de la Norma Técnica: El Consultor ha aplicado estrictamente el criterio anterior, no considerando en el estudio de planificación medidas operacionales, como EDAC, EDAG y ERAG ante contingencias simples, que no correspondan a la desconexión por subfrecuencia o subtensión.

- Límites para líneas de transmisión

En el caso de líneas de transmisión, los niveles máximos de transmisión aceptables en condiciones normales de operación por los distintos tramos del sistema troncal se

determinaron de modo tal que ante la ocurrencia de una contingencia simple de circuitos o de unidades generadoras mayores, la transferencia post-falla resultante por el tramo no excediera las capacidades de conducción permanente para una temperatura ambiente de 25°C con sol en el periodo marzo-noviembre y 30°C con sol en el periodo diciembre-febrero.

En los casos en que la estabilidad de tensión es un factor crítico, el límite se determinó a partir de un análisis de curva P-V incluyendo la contingencia.

Al respecto, es necesario señalar que el artículo 5-55 de la Norma Técnica no es claro en la definición del margen de estabilidad de tensión. El consultor no logro darle una interpretación razonable a este artículo para su aplicación, por lo cual se adoptó el siguiente criterio.

Dada la configuración longitudinal con redundancia N-1 en la mayoría de los tramos troncales, así como la operación de los distintos SVC, CER, y CCEE en las zonas norte, centro y sur del SIC, y sur del SING, los límites de transmisión están principalmente condicionados a la capacidad N-1 de los tramos, lo que establece una fuerte interdependencia entre las capacidades y ampliaciones de los distintos tramos, así como del plan de obras de generación.

5. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS PLANES DE EXPANSIÓN

5.1. DESCRIPCIÓN

En la evaluación económica de los planes de expansión, se han diferenciado aquellos tramos del sistema troncal de transmisión del SING en los cuales es posible realizar un análisis tramo por tramo de los costos y beneficios involucrados en las alternativas de estudio, de aquellos tramos cuyo desarrollo requiere de la ejecución de un conjunto de obras que deben ser agrupadas para ser evaluadas como un proyecto de desarrollo integral.

En los puntos siguientes se realiza la evaluación económica de los proyectos y alternativas desarrolladas para los distintos tramos y zonas. Para cada tramo se presentan las soluciones analizadas y las conclusiones por cada escenario de generación.

5.2. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN

Se han analizado las necesidades de ampliación de todos los tramos del STT. Las alternativas de ampliación de cada tramo del STT se analizan comparando los costos de inversión de dichas instalaciones con el beneficio que ellas producen, el que se mide como el ahorro de costo de la operación del sistema.

Se consideran los flujos de cajas para la vida útil económica de la instalación, para este efecto se proyecta el diferencial de costos de operación a partir del promedio de los últimos tres años modelados (es decir, desde el 2031 al 2033).

Los costos de operación y falla anuales se calcularon para el periodo 2014 al 2033 utilizando el modelo de despacho OSE2000, que se describe en el Anexo 4, tanto para el caso con y sin proyecto.

Los costos de falla de corta duración no se incorporan en la evaluación de las alternativas debido a que el despacho de generación determinado con el modelo OSE2000 para cada alternativa se ha condicionado para respetar los límites de transferencia en cada uno de los tramos ubicados al interior de esta zona. Estos límites fueron determinados a partir del criterio de N-1 para las instalaciones del sistema de transmisión troncal.

El modelo de simulación de la operación subdivide el año en etapas mensuales. Cuando es necesario retirar obras de servicio para proceder a su modificación o refuerzo, ello está explícitamente simulado con las limitaciones de transmisión correspondientes a ese periodo y por lo tanto reflejado en sus costos de operación y falla.

Como se indicó anteriormente, la determinación de los beneficios de una decisión de inversión en cada tramo del STT se miden como los ahorros de costo de operación de dos situaciones: con dicha instalación y sin ella. Los costos de operación en cada caso se calculan simulando la operación del sistema para el periodo 2014 – 2033 utilizando una misma política de operación de embalses determinada por el modelo de despacho.

En resumen la metodología de evaluación consistió en evaluar para cada una de las alternativas en estudio el costo total actualizado de:

4. Inversión en las instalaciones de transmisión.
5. Coma de las instalaciones de transmisión
6. Costo de operación y falla del SING en el periodo 2014 – 2033

5.3. GENERALIDADES

La evaluación económica de los planes de expansión requeridos en las diferentes secciones del Sistema de Transmisión Troncal del SING se realizó para los siguientes tramos que a través del diagnóstico se determinó que podrían requerir ampliaciones en el futuro: Lagunas – Pozo Almonte y Tarapacá – Lagunas.

5.4. PRESUPUESTO TRAMOS ANALIZADOS

En la Tabla 35 que se presenta a continuación se muestran los presupuestos que se determinaron para los tramos analizados. El VATT se ha calculado considerando una tasa de descuento de 10%, vida útil de 50 años para las líneas y para las subestaciones y un costo de operación y mantención en 220 kV de 2.24%

Tabla 103. Inversiones y valor anual de transmisión por tramo.

Tramo	Total MUS\$	VATT MUS\$
Lagunas – Pozo Almonte	3,391	0,35
Tarapacá - Lagunas	2,532	0,27

5.5. EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS CASO BASE

5.5.1. EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS LAGUNAS – POZO ALMONTE

Para este tramo se considera el tendido de una nueva línea 1x220 [kV] por un criterio de seguridad, de acuerdo a la NTSyCS (para cumplir el criterio N-1), por lo cual dicha obra no se valoriza.

Para la congestión entre las subestaciones Lagunas y Pozo Almonte se proponen dos alternativas. Estas se evalúan en la Tabla 104.

Tabla 104. Evaluación de las alternativas para la congestión Lagunas – Pozo Almonte

Alternativa	Descripción	Inversión [MUS\$]	COMA [MUS\$]	Año puesta en servicio
1	Ampliación L. 1x220 [kV] Lagunas – Pozo Almonte, 120 [MVA] a 300 [MVA]	4.351	0.097	2024
2	Tendido del segundo circuito 2x220 [kV] Lagunas – Pozo Almonte, 300 [MVA]	3.391	0.076	2024

Los costos de operación (incluido el costo de falla) traídos a valor presente de cada una de las alternativas y del escenario sin proyecto se ven en la Tabla 105.

Tabla 105. Costos de la operación de las distintas alternativas

Alternativa	Costos de operación [MUS\$]
-------------	-----------------------------

1	14,236
2	14,236
Sin Proyecto	14,286

Para evaluar si económicamente es conveniente alguna de las alternativas frente al caso sin proyecto, se compara el valor de inversión y COMA de cada una traída a valor presente (con una tasa de 10%) con la diferencia en el costo de operación respecto al caso sin proyecto. El resumen se presenta en la Tabla 106.

Tabla 106. Comparación con respecto al caso sin proyecto

Alternativa	Diferencia de costos de operación [MUS\$]	Valor presente de VI + COMA [MUS\$]	Ahorro [MUS\$]
1	49.90	1.68	48.23
2	50.46	1.31	49.15

De acuerdo a los resultados anteriores se concluye que es conveniente realizar la Alternativa 2.

5.5.2. EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS TARAPACÁ - LAGUNAS

Para la congestión entre las subestaciones Tarapacá y Lagunas se propone solo una alternativa. Estas se evalúan en la Tabla 107.

Tabla 107. Evaluación de la alternativa para la congestión Tarapacá - Lagunas

Alternativa	Descripción	Inversión [MUS\$]	COMA [MUS\$]	Año puesta en servicio
1	Cambio de TTCC y tendido de cuarto circuito línea Tarapacá - Lagunas, 254 [MVA]	2.532	0.057	2030

Los costos de operación (incluido el costo de falla) traídos a valor presente de la alternativa propuesta y del escenario sin proyecto se ven en la Tabla 108.

Tabla 108. Costos de la operación de la alternativa

Alternativa	Costos de operación [MUS\$]
1	14,236
Sin Proyecto	14,238

Para evaluar si económicamente es conveniente el proyecto propuesto frente al caso sin proyecto, se compara el valor de inversión y COMA de cada una traída a valor presente (con una tasa de 10%) con la diferencia en el costo de operación respecto al caso sin proyecto. El resumen se presenta en la Tabla 109.

Tabla 109. Comparación con respecto al caso sin proyecto

Alternativa	Diferencia de costos de operación [MUS\$]	Valor presente de VI + COMA [MUS\$]	Ahorro [MUS\$]
1	1.87	0.54	1.33

De acuerdo a los resultados anteriores se concluye que es conveniente realizar la alternativa propuesta.

5.5.3. EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS CONEXIÓN ENCUENTRO – ANGAMOS – LABERINTO

Para evaluar si económicamente es conveniente el proyecto propuesto, se observa que el beneficio económico de la puesta en servicio del proyecto es de MUS\$ 1.0

Alternativa	Diferencia de costos de operación [MUS\$]	Diferencia de valor presente de VI + COMA [MUS\$]	Ahorro [MUS\$]
1	1.00	0.23	0.77

De acuerdo a los resultados anteriores se concluye que es conveniente realizar la obra propuesta para conectar las S/E troncales Encuentro y Laberinto mediante la S/E Angamos.

5.6. EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS CASO CARBÓN

A continuación se analizan las alternativas para el Escenario con Desarrollo de Centrales a Carbón.

5.6.1. EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS LAGUNAS – POZO ALMONTE

Para este tramo se considera el tendido de una nueva línea 2x220 [kV] por un criterio de seguridad, tendido del primer circuito, de acuerdo a la NTSyCS (para cumplir el criterio N-1), por lo cual dicha obra no se valoriza. En una segunda etapa se considera el tendido del segundo circuito.

Para la congestión entre las subestaciones Lagunas y Pozo Almonte se proponen dos alternativas. Estas se evalúan en la Tabla 110.

Tabla 110. Evaluación de las alternativas para la congestión Lagunas – Pozo Almonte

Alternativa	Descripción	Inversión [MUS\$]	COMA [MUS\$]	Año puesta en servicio
1	Ampliación L. 1x220 [kV] Lagunas – Pozo Almonte, 120 [MVA] a 300 [MVA]	4.351	0.097	2024
2	Tendido del segundo circuito 2x220 [kV] Lagunas – Pozo Almonte, 300 [MVA]	3.391	0.076	2024

Los costos de operación (incluido el costo de falla) traídos a valor presente de cada una de las alternativas y del escenario sin proyecto se ven en la Tabla 111.

Tabla 111. Costos de la operación de las distintas alternativas

Alternativa	Costos de operación [MUS\$]
1	14,073
2	14,072
Sin Proyecto	14,113

Para evaluar si económicamente es conveniente alguna de las alternativas frente al caso sin proyecto, se compara el valor de inversión y COMA de cada una traída a valor presente (con una tasa de 10%) con la diferencia en el costo de operación respecto al caso sin proyecto. El resumen se presenta en la Tabla 112.

Tabla 112. Comparación con respecto al caso sin proyecto

Alternativa	Diferencia de costos de operación [MUS\$]	Valor presente de VI + COMA [MUS\$]	Ahorro [MUS\$]
1	40.95	1.68	39.27
2	41.53	1.31	40.22

De acuerdo a los resultados anteriores se concluye que es conveniente realizar la Alternativa 2.

5.7. EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS CASO GNL

A continuación se analizan las alternativas para el Escenario con Desarrollo de Centrales a GNL.

5.7.1. EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS LAGUNAS – POZO ALMONTE

Para este tramo se considera el tendido de una nueva línea 1x220 [kV] por un criterio de seguridad, de acuerdo a la NTSyCS (para cumplir el criterio N-1), por lo cual dicha obra no se valoriza.

Para la congestión entre las subestaciones Lagunas y Pozo Almonte se proponen dos alternativas. Estas se evalúan en la Tabla 110.

Tabla 113. Evaluación de las alternativas para la congestión Lagunas – Pozo Almonte

Alternativa	Descripción	Inversión [MUS\$]	COMA [MUS\$]	Año puesta en servicio
1	Ampliación L. 1x220 [kV] Lagunas – Pozo Almonte, 120 [MVA] a 300 [MVA]	4.351	0.097	2024
2	Tendido del segundo circuito 2x220 [kV] Lagunas – Pozo Almonte, 300 [MVA]	3.391	0.076	2024

Los costos de operación (incluido el costo de falla) traídos a valor presente de cada una de las alternativas y del escenario sin proyecto se ven en la Tabla 114.

Tabla 114. Costos de la operación de las distintas alternativas

Alternativa	Costos de operación [MUS\$]
1	14,433
2	14,432
Sin Proyecto	14,436

Para evaluar si económicamente es conveniente alguna de las alternativas frente al caso sin proyecto, se compara el valor de inversión y COMA de cada una traída a valor presente

(con una tasa de 10%) con la diferencia en el costo de operación respecto al caso sin proyecto. El resumen se presenta en la Tabla 115.

Tabla 115. Comparación con respecto al caso sin proyecto

Alternativa	Diferencia de costos de operación [MUS\$]	Valor presente de VI + COMA [MUS\$]	Ahorro [MUS\$]
1	3.13	1.68	1.45
2	3.77	1.31	2.46

De acuerdo a los resultados anteriores se concluye que es conveniente realizar la Alternativa 2.

6. OBRAS DEL PLAN DE EXPANSIÓN RECOMENDADO POR ESCENARIO

6.1. DESCRIPCIÓN

Las bases técnicas del ETT disponen que, como resultado del estudio de expansión, el consultor debe establecer las obras de transmisión recomendadas para iniciar su construcción en el curso del cuatrienio 2015 – 2018. Además, el consultor debe clasificar cada obra como obra nueva o como ampliación de obra existente, según los criterios establecidos en la ley y en las bases técnicas.

En este capítulo se presenta en primer lugar el criterio que el Consultor ha seguido para clasificar cada obra del plan de expansión y luego presenta las obras recomendadas para iniciar su construcción en el periodo 2015 – 2018 y su clasificación como obra nueva o como ampliación.

6.2. CLASIFICACIÓN DE LAS OBRAS

6.2.1. ANTECEDENTES

Las bases Técnicas establecen que:

“Se considerará como Obra nueva a todo proyecto de transmisión que, en consideración a su trazado e independencia topológica y operativa respecto de las instalaciones existentes del sistema troncal respectivo, o bien a la magnitud de sus costos de inversión y operación referenciales, presentan condiciones técnicas y económicas que permiten considerar como eficiente el desarrollo de una licitación competitiva para adjudicar la titularidad de su operación en los términos señalados en el Artículo 95° de la ley”. Consecuentemente con lo anterior, las bases señalan que “los proyectos no calificados como Obras Nuevas se calificarán como Ampliaciones”.

Para la calificación de Obra nueva o ampliación se tomó en cuenta el Dictamen del Honorable Panel de Expertos que resolvió una controversia planteada por Transelec señalando que las características de obra nueva o ampliación no se deben considerar en forma copulativa.

6.2.2. CRITERIO ADOPTADO

Sobre la base de los antecedentes señalados en el punto anterior, el consultor adoptó como criterio de clasificación el siguiente:

3. Clasificar como obra nueva:

3.1. A todas las líneas de transmisión nuevas, incluyendo sus paños terminales. En todos los casos de nuevas líneas que se recomiendan en este estudio se trata de obras de gran envergadura que se construyen de manera independiente de las instalaciones existentes, y requieren de una coordinación mínima con tales instalaciones al momento de realizar la conexión de la nueva obra con ellas.

3.2. A todas las subestaciones nuevas, incluyendo en ellas las subestaciones nuevas que seccionan líneas existentes o bien conectándose a barras de subestaciones existentes. En todos los casos en que se aplica este criterio se trata de obras de gran envergadura que pueden ser construidas con independencia de las instalaciones troncales existentes y

requieren de una coordinación mínima con tales instalaciones al momento de realizar la conexión de la nueva obra con ellas.

3.3. A todas las ampliaciones de gran envergadura en subestaciones o líneas existentes, tales que justifiquen la realización de una licitación competitiva.

4. Clasificar como ampliación de instalaciones existentes:

4.1. A todas las obras consistentes en el tendido de un segundo circuito en estructuras existentes.

4.2. A todas las obras de ampliación o modificación de subestaciones existentes, cuya ejecución interfiere con sus instalaciones.

4.3. A todas las obras que no tienen la magnitud suficiente como para presentar condiciones técnicas y económicas que permitan considerar como eficiente el desarrollo de una licitación competitiva para adjudicar la titularidad de su operación en los términos señalados en el Artículo 95° de la ley.

6.3. OBRAS A EJECUTAR O INICIAR EN EL CUATRIENIO 2015-2018

De acuerdo con los resultados de la evaluación económica realizada en el capítulo 5, las obras que se recomiendan sean iniciadas en el Sistema de Transmisión Troncal del SING en el periodo 2015 - 2018 son la construcción de una línea nueva en el tramo Lagunas – Pozo Almonte 220 kV, incluyendo sus paños de línea en las subestaciones Lagunas y Pozo Almonte y una línea nueva en el tramo Lagunas – Tarapacá incluyendo sus paños de línea en las subestaciones Lagunas y Tarapacá. Ambas obras se recomiendan como obras nuevas a ser licitadas por canon.

6.4. VI, AVI Y COMA DE LAS EXPANSIONES RECOMENDADAS

La Tabla 116 presenta el VI y el COMA de las dos obras recomendadas para iniciarse en el cuatrienio 2015 – 2018 en el SING

Tabla 116. Valores de inversión de obras recomendadas en el cuatrienio 2015 - 2018

Obra de transmisión	VI MUS\$	COMA MUS\$	Factores de Indexación				
			$\alpha_{1,n}$	$\beta_{1,n}$	$\beta_{2,n}$	$\beta_{3,n}$	$\beta_{4,n}$
N. Línea 2x220 kV Lagunas – Pozo Almonte, tendido del primer circuito	11.980	0.268	0,46	0,35	0,12	0,01	0,05
Cambio de TTCC Tarapacá – Lagunas	0.013	0.00029	0,51	0,28	0,12	0,01	0,08
Conexión Encuentro – Laberinto – Angamos	2.956	0.0677	0,46	0,35	0,12	0,01	0,05

La fórmula de indexación es la siguiente:

$$AVI_{n,k} = AVI_{n,o} \left(\alpha_n \times \frac{IPC_k}{IPC_o} \times \frac{DOL_o}{DOL_k} + \left(\beta_{1,n} \times \frac{CPI_k}{CPI_o} + \beta_{2,n} \times \frac{PFe_k}{PFe_o} + \beta_{3,n} \times \frac{PCu_k}{PCu_o} + \beta_{4,n} \times \frac{PAI_k}{PAI_o} \right) \right)$$

Dónde:

$AVI_{n,k}$: Valor de AVI del tramo n a regir en el mes k.

IPC_k : Valor del Índice de Precios al Consumidor en el segundo mes anterior al mes k, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE) en base anual 2009 = 100.

DOL_k : Promedio del Dólar Observado, en el segundo mes anterior al mes k, publicado por el Banco Central.

PAI_k : Promedio del precio del aluminio, del segundo, tercer y cuarto mes anterior al mes k, cotizado en la Bolsa de Metales de Londres (London Metal Exchange, LME), correspondiente al valor Cash Seller & Settlement mensual, publicado por el Boletín Mensual de la Comisión Chilena del Cobre, en US\$/Lb.

PCu_k : Promedio del precio del cobre, del segundo, tercer y cuarto mes anterior al mes k, cotizado en la Bolsa de Metales de Londres (London Metal Exchange, LME),

correspondiente al valor Cash Seller & Settlement mensual, publicado por el Boletín Mensual de la Comisión Chilena del Cobre, en US\$/Lb.

PFe_k : Valor del índice Iron and Steel, de la serie Producer Price Index – Commodities, grupo Metals and Metal Products, en el sexto mes anterior al mes k , publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del Gobierno de EEUU.

CPI_k : Valor del índice Consumer Price Index (All Urban Consumers, All Items, 1982–1984=100, CUUR0000SA0) en el Segundo mes anterior al mes k , publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del Gobierno de EEUU.

Valores Base deben ser considerados a Diciembre de 2013.

Para el COMA la fórmula de indexación considera utilizar solamente la variación del IPC.

7. VERIFICACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE LA NORMA TÉCNICA Y CALIDAD DE SERVICIO DEL PLAN DE EXPANSIÓN

7.1. INTRODUCCIÓN

El objeto de este capítulo es verificar el cumplimiento de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para el Plan de Expansión adoptado para el Sistema Troncal, empleando para ello el modelo digital de análisis de la operación eléctrica en el simulador DigSILENT.

Se documentan las hipótesis de Estudio, la Metodología de Desarrollo y los resultados de los estudios destinados a verificar la estabilidad de tensión y la estabilidad transitoria

Los análisis llevados a cabo comprenden los estados estacionarios y transitorios del sistema. En particular, el último mencionado corresponde a las simulaciones en el tiempo de situaciones transitorias debidas a perturbaciones de severidad significativa en el sistema.

El estudio se efectúa en la etapa final del Plan de Expansión en sus diversas alternativas, con el propósito de verificar las condiciones impuestas por la Norma Técnica, en los tramos que resultan más exigidos en el transcurso del desarrollo del Plan de Expansión.

Se destaca que durante la primera fase del desarrollo del Plan de Expansión, ha sido necesario determinar de manera preliminar algunos límites de transmisión que resultaron del despacho económico contemplando las series hidrológicas en los respectivos escenarios de generación. Si bien estas verificaciones preliminares permitieron avanzar con las fases sucesivas del análisis de la conveniencia de sugerir las ampliaciones necesarias sobre el sistema de transmisión, no toman en cuenta el comportamiento detallado de la estabilidad transitoria ante diversos eventos, a fin de verificar los límites de transmisión postulados en la primera fase.

7.2. METODOLOGÍA DE ESTUDIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA

Se evalúa el impacto que provoca en el SI, en sus variables de frecuencia, tensión, ángulos, flujos, amortiguamiento, etc., la incorporación de las nuevas instalaciones. Se trata de una evaluación dinámica, de análisis en el tiempo, que analiza como diversas contingencias, incluyendo aquellas aplicadas directamente sobre las nuevas instalaciones impactan el comportamiento dinámico del SI.

Se efectuarán análisis de simulaciones dinámicas para los mismos escenarios desarrollados en el Estudio Estático.

En términos más específicos, y considerando lo establecido en la NTSyCS, las simulaciones involucran:

- i. Para cada contingencia se evalúa el nivel de amortiguamiento de las oscilaciones electromagnéticas para el tiempo de despeje que procura el mayor impacto en el sistema tiempo de protecciones más interruptor, según artículo 5-44 y 5-45.
- ii. Para cada contingencia, se determina la estabilidad transitoria de las unidades generadoras del SI, a través de la medida del ángulo de rotor respecto de una unidad de referencia. Según artículo 5-50.
- iii. En cada simulación se registrarán las tensiones en barras principales del SI y las variaciones que experimenta la frecuencia.

Los estudios consideran como condiciones iniciales las correspondientes al Estado Normal Puesto que el objetivo es verificar la viabilidad de la operación del sistema que resulta de la aplicación del Plan de Expansión, se evalúa si se cumplen los requisitos especificados en la Norma Técnica para los estados operativos con máxima transmisión en ambos sentidos del flujo en el tramo. No se exploran otros estados operativos para determinar el límite superior del tramo. Los estados operativos citados, comprenden el examen de las condiciones operativas en todo el periodo del estudio.

En caso que las evaluaciones de detalle demuestren límites inferiores al máximo transporte contemplado en los despachos económicos, se calculan dichos límites y se evalúan los recursos de control de emergencia necesarios para operar las líneas hasta el máximo transporte contemplado en los despachos económicos. Estos esquemas de emergencia sólo intervendrían cuando simultáneamente se cumpla que:

- El transporte por el tramo supere el límite calculado, y
- Se detecta la presencia de una falla que demanda la intervención del automatismo;

La evaluación del amortiguamiento en post-falla para la verificación de la NTSyCS se realiza para las oscilaciones del tipo interáreas, descartando la primera oscilación, donde se presentan fuertes no linealidades y las acciones de los estabilizadores no es significativa, y descartando también las frecuencias altas que podrían enmascarar problemas numéricos, activación/desactivación de límites de los componentes de control, etc., y cuyo examen excede al ámbito del estudio. Las oscilaciones interáreas componen la mayor amplitud de las oscilaciones con menos amortiguamiento, y de allí el mayor interés por su análisis.

Se simulan contingencias simples de severidad 4 en cada tramo del sistema de transmisión troncal en que ellas son aplicables. La capacidad máxima que se determina para cada tramo verifica el cumplimiento de los Artículos 5-41, 5-43, 5-44 y 5-47 de la NTSyCS y en particular el Artículo 5. Se tendrá en cuenta que en las simulaciones de perturbaciones de severidad 3 y 4 no intervengan los esquemas de defensa tipo EDAC, EDAG o ERAG. Si es admisible que el EDAC utilizado como recurso para el control de una Contingencia Simple sólo puede ser de subfrecuencia y/o subtensión.

7.3. CONCLUSIONES DE LOS ESTUDIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA

De los resultados obtenidos sobre los escenarios evaluados se concluye que:

Las diversas expansiones propuestas cumplen con los requisitos de la Normativa en cuanto a la estabilidad de frente a perturbaciones.

El comportamiento del sistema en la fase post-falla es aceptable, las tensiones en las diferentes subestaciones se recuperan sin problemas lo que demuestra una buena disponibilidad de recursos para el control de la potencia reactiva.

Asimismo para las oscilaciones de potencia en los principales enlaces del SING se observa que son mitigadas en general con un factor superior a los exigidos por la Normativa

En relación a los aspectos mencionados arriba se hace presente que en esta fase de diseño se han deshabilitado u modificado una serie de controladores cuyos parámetros introducen problemas de convergencia. En particular, se han identificado las unidades que presentan inconvenientes en modelación, ya sea entre el regulador de tensión, el dispositivo estabilizante PSS y el generador.

7.4. INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIO

En relación a los Índices de Continuidad FMIK y TMIK, se ha encontrado que la existencia de redundancia en casi todos los tramos del Sistema de Transmisión, y en los puntos de alimentación desde el Sistema de Transmisión a redes de subtransmisión, hacen poco probable la ocurrencia de fallas que conduzcan a pérdidas de carga en los nodos, y por tanto no resulta relevante su cálculo a la luz de los índices tolerados en las normas.