Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera y Palena

Informe Final

18 de mayo de 2018

Desarrollado para:

INDICE

INDICE II

1 INTRODUCCIÓN 9

1.1 INTRODUCCIÓN 9
1.2 OBJETIVOS 9
1.3 ORGANIZACIÓN DEL INFORME 9

2 CARACTERIZACIÓN Y VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE LA EMPRESA 10

2.1 CARACTERIZACIÓN Y VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN EXISTENTES 10
2.2 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES 10
2.2.1 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN 10
2.2.2 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN 13
2.3 VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN 14
2.3.1 ESTUDIO DE PRECIOS UNITARIOS 14
2.3.2 RECARGOS UTILIZADOS EN PRECIOS UNITARIOS 15
2.3.3 VALORIZACIÓN UNIDADES DE GENERACIÓN 16
2.3.4 VALORIZACIÓN INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN 17
2.3.4.1 LÍNEA DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA DE AYSÉN 17
2.3.4.2 INSTALACIONES EN SUBESTACIONES 18
A) AYSÉN 18
B) GENERAL CARRERA 18
C) PALENA 18

3 PROYECCION DE DEMANDA 19

3.1 DATOS DE ENTRADA 19
3.2 MODELAMIENTO 19
3.3 RESULTADOS 21

4 CATASTRO DE PROYECTOS INFORMADOS 25

4.1 CATASTRO DE PROYECTOS EN AYSÉN 25
4.1.1 CENTRAL HIDROELÉCTRICA CANDELARIA 25
4.1.2 CENTRAL HIDROELÉCTRICA SAN VÍCTOR 25
4.1.3 CENTRAL EÓLICA COYHAIQUE 26
4.1.4 CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA GRANJA VALLE SIMPSON 26
4.2 CATASTRO DE PROYECTOS EN GENERAL CARRERA 26
4.2.1 CENTRAL EÓLICA PROYECTO CHONO 26
4.3 CATASTRO DE PROYECTOS EN PALENA 27

5 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO 28

5.1 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN GENERACIÓN 28
5.1.1 METODOLOGÍA 28
5.1.2 RESULTADOS 28
5.1.3 RANGO DE VALIDEZ TÉCNICA 29
5.1.4 SEGURIDAD DE SERVICIO Y RESERVA EN GIRO 30
5.1.4.1 RESERVA EN GIRO DE LA OPERACIÓN HORARIA 30
5.1.4.2 CONSIDERACIONES RESPECTO A LA NORMA TÉCNICA 33
5.1.4.1 RECOMENDACIONES 33
5.2 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN TRANSMISIÓN Y ESTUDIOS ELÉCTRICOS 33

5.2.1 Plan de Expansión Óptimo en Transmisión 33
5.3 Expansión de infraestructura 34
5.3.1 Edificios 35
5.3.2 Vehículos 35
5.3.3 Otros bienes de infraestructura 35
5.4 Estructura de la organización de la empresa eficiente 36
5.4.1 Organigrama de la empresa eficiente 36
5.4.2 Encuesta de Compensaciones y Beneficios. 37
5.4.3 Estudio de Homologación de Cargos 37
5.4.4 Beneficios 38
5.4.5 Costo total del personal 38
5.4.6 Expansión del personal de la empresa eficiente 39
5.5 Gastos Fijos anuales de operación, mantenimiento, administración y comercialización 40
5.5.1 Determinación de los Gastos Fijos según el Plan de Expansión Óptimo 40

6 CÁLCULO DEL COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO 43

6.1 Costo Incremental de Desarrollo del sistema de Aysén 43
6.2 Costo Incremental de Desarrollo del sistema de General Carrera 43
6.3 Costo Incremental de Desarrollo del sistema de Palena 44

7 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE 45

7.1 Proyecto de Reposición Eficiente de Generación 45
7.1.1 Metodología 45
7.1.2 Resultados 45
7.2 Proyecto de Reposición Eficiente de Transmisión 48
7.2.1 Aysén 48
7.2.2 General Carrera 48
7.2.3 Palena 48
7.2.4 Estudios Eléctricos 49
7.2.4.1 Metodología 49
7.2.4.2 Resultados 49
7.3 Expansión de infraestructura 49
7.3.1 Edificios 49
7.3.2 Vehículos 50
7.3.3 Otros bienes de infraestructura 50
7.4 Estructura de la organización de la empresa eficiente 52
7.4.1 Costo total del personal 52
7.4.2 Expansión del personal de la empresa eficiente 52
7.5 Gastos Fijos anuales de operación, mantenimiento, administración y comercialización 53
7.5.1 Determinación de los Gastos Fijos según el Proyecto de Reposición Eficiente 53

8 COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO (CTLP) 55

8.1 Costo Total de Largo Plazo en el Sistema de Aysén 55
8.2 Costo Total de Largo Plazo en el Sistema de General Carrera 56
8.3 Costo Total de Largo Plazo en el Sistema de Palena 57

9 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN 59

9.1 Indicadores utilizados 59
9.2 Fórmula de Indexación 59
9.3 Indexación del Costo Incremental de Desarrollo 59

9.3.1 Sistema de Aysén 59
9.3.2 Sistema de General Carrera 60
9.3.3 Sistema de Palena 61
9.4 Indexación del Costo Total de Largo Plazo 61
9.4.1 Sistema de Aysén 61
9.4.2 Sistema de General Carrera 62
9.4.3 Sistema de Palena 62
9.5 Factor de ajuste 63

10 COSTOS VARIABLES MEDIOS, FACTORES DE COSTOS DE INVERSIÓN Y ADMINISTRACIÓN, Y COSTOS DE TRANSMISIÓN 65

10.1 Asignación de potencia reconocida 65
10.2 Costo variable medio por Empresa 66
10.3 Factor de costos de inversión y administración 66
10.4 Costo de transmisión 67

ANEXOS 68

11 ANEXO: CARACTERIZACIÓN Y VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE LA EMPRESA 69

11.1 Planos y topología de los sistemas 69
11.2 Identificación y caracterización de las instalaciones existentes 70
11.2.1 Identificación y caracterización de las unidades de Generación 70
11.2.2 Identificación y caracterización de las instalaciones de Transmisión 73
11.3 Estudio de precios unitarios 73
11.3.1 Unidades de generación 74
11.3.2 Recargos otras instalaciones 76
11.4 Valorización de las instalaciones de generación y transmisión 78
11.4.1 Valorización de Unidades de Generación 78
11.4.2 Valorización 80
11.4.2.1 Sistema de Aysén 80
11.4.2.2 Sistema de General Carrera 81
11.4.2.3 Sistema de Palena 82
11.4.3 Valorización de instalaciones de transmisión. 83
11.4.3.1 Línea de transmisión del sistema de Aysén 83
11.4.4 Instalaciones en subestaciones 84

12 ANEXO: UBICACIÓN DE SISTEMAS 85

12.1 Aysén 85
12.2 General Carrrera 85
12.3 Palena 86

13 ANEXO: DIAGRAMAS UNILINEALES 87

14 ANEXO: DATOS TECNICOS INSTALACIONES 88

15 ANEXO: SERVIDUMBRES 89

16 ANEXO: COTIZACIONES Y COMPROBANTES 90

17 ANEXO: COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN AL AÑO BASE 91

17.1 Costos unitarios de combustible 91
17.2 Consumos específicos de las unidades generadoras 91

17.3 Costos variables combustibles y no combustibles 92
17.4 Indisponibilidades consideradas para despacho simulado 92
17.5 Despacho real y despacho simulado 92
17.6 Costos variables de operación y falla 92

18 ANEXO: OTROS BIENES DE INFRAESTRUCTURAS 95

18.1 Costos de vehículos y asignación a los segmentos 95
18.2 Bienes de infraestructura informática y de telecomunicaciones 96
18.3 Bienes de infraestructura relacionados con equipos en bodega, herramientas, muebles y demás equipos de oficina. 100
18.4 Listado y valorización de otros bienes de infraestructura 102

19 ANEXO: ESTRUCTURA Y VALORIZACIÓN DE LOS COSTOS DE PERSONAL 103

19.1 Análisis de la estructura del personal 103
19.2 Conceptos de Compensación utilizados del Estudio de Remuneraciones 108
19.3 Remuneración bruta y descripción de cargos homologados 110

20 ANEXO: LISTADO Y VALORIZACIÓN DE TERRENOS 111

20.1 Valorización 111

21 ANEXO: LISTADO Y VALORIZACIÓN DE VEHÍCULOS 112

22 ANEXO: LISTADO Y VALORIZACIÓN DE OTROS BIENES DE INFRAESTRUCTURA. 113

23 ANEXO: ESTRUCTURA Y VALORIZACIÓN DE LOS COSTOS DE PERSONAL 114

23.1 Valorización y Asignación de Estructura de Personal 114

24 ANEXO: DETALLE DE LAS PARTIDAS DE COSTOS FIJOS. 115

24.1 Metodología de Valorización de los Gastos Fijos Anuales de la Empresa 115

25 ANEXO: DETERMINIENTO DE LOS DRIVER PARA EL CRECIMIENTO DE GASTOS FIJOS. 118

26 ANEXO: PROYECCIÓN DE DEMANDA 122

26.1 Ventas mensuales de energía 122
26.2 Metodología para la proyección de demanda 122
26.2.1 Modelo ARIMA Estacional (SARIMAX) 123
26.2.2 Modelo Ajuste Parcial 124
26.2.3 Variable exógena 124
26.3 Predicción de Demanda Eléctrica 130
26.3.1 Sistema Aysén 131
26.3.2 Sistema General Carrera 138
26.3.3 Sistema Palena 145
26.4 Nuevos clientes 152
26.5 Curva de duración por bloques 152
26.6 Factor de Carga 156

27 ANEXO: SELECCIÓN DE BARRAS DE RETIRO Y DETERMINACIÓN DE FACTORES DE ASIGNACIÓN. 159

27.1 Barras de retiro 159
27.1.1 Factores de Asignación 159
27.1.1.1 Asignación de costos de unidades generadoras a los nudos de retiro 159
27.1.2 Cálculo de los factores de asignación 160

28 ANEXO: SUPUESTOS E INFORMACIÓN DE ENTRADA PARA EL PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO Y PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE 161

28.1 UNIDADES DE GENERACIÓN 161
28.1.1 UNIDADES EXISTENTES 161
28.1.2 UNIDADES CANDIDATAS 163
28.1.2.1 MÓDULOS TÉRMICOS 163
28.1.2.2 CATASTRO DE PROYECTOS 164
28.2 VALORES DE INVERSIÓN 165
28.2.1 UNIDADES CANDIDATAS 165
28.2.1.1 MÓDULOS TÉRMICOS 165
28.2.1.2 CATASTRO DE PROYECTOS 166
28.2.2 UNIDADES EXISTENTES 166
28.2.2.1 SISTEMA DE AYSÉN 166
28.2.2.2 SISTEMA DE GENERAL CARRERA 167
28.2.2.3 SISTEMA DE PALENA 168
28.3 CONSUMO ESPECÍFICO 169
28.3.1 UNIDADES EXISTENTES 169
28.3.2 UNIDADES CANDIDATAS 169
28.3.2.1 MÓDULOS TÉRMICOS 169
28.4 COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE (CVNC) 170
28.4.1 UNIDADES EXISTENTES 170
28.4.2 UNIDADES CANDIDATAS 170
28.4.2.1 MÓDULOS TÉRMICOS 170
28.4.2.2 CATASTRO DE PROYECTOS 170
28.5 INDISPONIBILIDADES 171
28.5.1 UNIDADES EXISTENTES Y CANDIDATAS 171
28.6 POTENCIAS MÍNIMAS DE OPERACIÓN 172
28.7 CONSIDERACIONES GENERALES 172
28.7.1 DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA 172
28.7.2 COSTO DE FALLA 172
28.7.3 PRECIO DE COMBUSTIBLES 172
28.7.4 MARGEN DE RESERVA 173
28.7.5 CONSIDERACIONES SOBRE LA INDISPONIBILIDAD 173

29 ANEXO: PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO 174

29.1 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA 174
29.2 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN GENERACIÓN 175
29.2.1 SOFTWARE DE PLANIFICACIÓN Y OPERACIÓN DE GENERACIÓN DESARROLLADO POR SYSTEP 176
29.2.2 METODOLOGÍA GENERAL DE PLANIFICACIÓN DE EXPANSIÓN DE UNIDADES DE GENERACIÓN 176
29.2.2.1 ETAPA 1: PLANIFICACIÓN ÓPTIMO-ECONÓMICA 176
29.2.2.2 ETAPA 2: PLANIFICACIÓN CON SUFICIENCIA DIÉSEL Y DE SEGURIDAD N-1 177
29.2.2.3 ETAPA 3: DETERMINACIÓN DE LA OPERACIÓN DE LAS UNIDADES 177
29.2.3 RESULTADOS 178
29.3 RANGO DE VALIDEZ TÉCNICA DE LOS PLANES DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN DETERMINADOS 179
29.4 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN TRANSMISIÓN 183
29.5 ESTUDIOS ELÉCTRICOS – PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO 185
29.5.1 CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE LA TRANSMISIÓN Y GENERACIÓN 185
29.5.2 ESCENARIOS DE EVALUACIÓN 186
29.5.2.1 CONSIDERACIONES RESPECTO AL CONSUMO 186

29.5.2.2 Consideraciones respecto a la generación 186
29.5.3 Aspectos Normativos 188
29.5.4 Resultados de los estudios eléctricos 190
29.5.4.1 Regulación de tensión 190
29.5.4.2 Suficiencia en capacidad de transmisión 191
29.5.4.3 Análisis dinámico 192
29.6 Comportamiento dinámico de SSMM frente a contingencias – Plan de Expansión Óptimo 199
29.6.1 Análisis dinámico para el SM de Aysén 199
29.6.2 Análisis dinámico para el SM de General Carrera 214
29.6.3 Análisis dinámico para el SM de Palena 226

30 ANEXO: CÁLCULO DEL COSTO INCREMENTAL DE DESAROLLO 232

30.1 Metodología de Cálculo 232
30.1.1 Valor Presente de los costos de inversión, COMA asignados a cada nudo de los sistemas 232
30.1.1.1 Determinación de los costos de inversión y residuales de las ampliaciones de generación, Transmisión e infraestructura 232
30.1.1.2 Determinación del incremento en los costos de COMA 234
30.1.2 Valor Presente de los incrementos de generación y demanda de energía y potencia 235
30.1.3 Factor de Penalización de Energía 237
30.1.4 Cálculo del Costo Incremental de Desarrollo 238
30.1.4.1 Costo Incremental de Desarrollo de Generación 238
30.1.4.2 Costo Incremental de Desarrollo de Transmisión 239
30.1.4.3 Costo Incremental de Desarrollo de Generación y Transmisión 239
30.2 Costo Incremental de Desarrollo del sistema de Aysén 239
30.3 Costo Incremental de Desarrollo del sistema de General Carrera 240
30.4 Costo Incremental de Desarrollo del sistema de Palena 240

31 ANEXO: PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE 241

31.1 Proyecto de Reposición Eficiente en Generación 241
31.1.1 Metodología 241
31.2 Unidades Candidatas 241
31.3 Resultados 242
31.3.1 Sistema de Aysén 242
31.3.2 Sistema de General Carrera 243
31.3.3 Sistema de Palena 244
31.4 Proyecto de Reposición Eficiente en Transmisión 244
31.4.1 Metodología 244
31.5 Resultados 245
31.5.1 Aysén 245
31.5.2 General Carrera 245
31.5.3 Palena 245
31.6 Estudios Eléctricos – Proyecto de Reposición Eficiente 246
31.6.1 Consideraciones generales sobre la transmisión y generación 246
31.6.2 Escenarios de evaluación 247
31.6.2.1 Consideraciones respecto al consumo 247
31.6.2.2 Consideraciones respecto a la Generación 247
31.6.3 Aspectos Normativos 249
31.6.4 Resultados de los estudios eléctricos 251
31.6.4.1 Regulación de tensión 251
31.6.4.2 Suficiencia en Capacidad de Transmisión 253

31.6.4.3 ANÁLISIS DINÁMICO 253
31.7 COMPORTAMIENTO DINÁMICO DE SSMM FRENTE A CONTINGENCIAS – PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE 260
31.7.1 ANÁLISIS DINÁMICO PARA EL SM DE AYSÉN 260
31.7.2 ANÁLISIS DINÁMICO PARA EL SM DE GENERAL CARRERA 274
31.7.3 ANÁLISIS DINÁMICO PARA EL SM DE PALENA 284

32 ANEXO: COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO 290

32.1 OBJETIVOS Y CONTEXTO 290
32.2 METODOLOGÍA DE CÁLCULO DEL COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO 291
32.3 COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO EN EL SISTEMA DE AYSÉN 292
32.4 COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO EN EL SISTEMA DE GENERAL CARRERA 293
31.1 COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO EN EL SISTEMA DE PALENA 293

33 ANEXO: FÓRMULAS DE INDEXACIÓN 295

33.1 METODOLOGÍA 295
33.2 INDICADORES UTILIZADOS 296
33.3 FÓRMULA DE INDEXACIÓN 296
33.4 INDEXACIÓN DEL COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO 297
33.4.1 SISTEMA DE AYSÉN 297
33.4.2 SISTEMA DE GENERAL CARRERA 297
33.4.3 SISTEMA DE PALENA 298
33.5 INDEXACIÓN DEL COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO 299
33.5.1 SISTEMA DE AYSÉN 299
33.5.2 SISTEMA DE GENERAL CARRERA 299
33.5.3 SISTEMA DE PALENA 300

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Introducción

La empresa consultora Systep Ingeniería y Diseños S. A., en adelante el Consultor, presenta a la Empresa Eléctrica de Aisén S.A., en adelante la Empresa o Edelaysén, el Informe Final, en adelante el Informe, del Estudio de Planificación y Tarificación de Sistemas Medianos, en adelante el Estudio.

1.2 Objetivos

El Artículo 174° de la Ley General de Servicios Eléctricos DFL N° 4 de 2007 dispone para los sistemas eléctricos de capacidad instalada de generación inferior a 200 MW y superior a 1,5 MW, la realización cada cuatro años de un estudio para la determinación conjunta de los planes de expansión y los precios regulados de las instalaciones de generación y transmisión de cada sistema mediano. Se establece que los precios que debe aplicar la empresa a sus clientes regulados por concepto de suministro de energía y potencia se calcularán sobre la base del costo incremental de desarrollo y el costo total de largo plazo de los segmentos de generación y transmisión según corresponda, de sistemas eficientemente dimensionados y considerando el abastecimiento total de la demanda.

El objetivo principal del presente estudio es la elaboración de los planes de expansión y proyectos de reposición eficientes de las instalaciones de generación y transmisión para los próximos quince años, y la determinación de los costos asociados al Costo Incremental de Desarrollo (CID) y Costo Total de Largo Plazo (CTLP) y las respectivas fórmulas de indexación.

1.3 Organización del Informe

Con el objetivo de cubrir los aspectos correspondientes al alcance expuesto, el Informe Final se organiza en los siguientes capítulos:

1. Introducción.
2. Caracterización y Valorización de las instalaciones de generación y transmisión existentes.
3. Proyección de Demanda
4. Catastro de proyectos informados
5. Plan de Expansión Óptimo
6. Costo Incremental de Desarrollo (CID)
7. Proyecto de Reposición Eficiente
8. Costo Total de Largo Plazo (CTLP)
9. Fórmulas de Indexación

2 CARACTERIZACIÓN Y VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE LA EMPRESA

2.1 Caracterización y Valorización de las instalaciones de Generación y Transmisión existentes

Con el objeto de obtener una visión completa de la situación actual de la Empresa, tanto en lo relativo a infraestructura técnica y administrativa, así como sus costos fijos, variables y de inversión, se realizó la caracterización y valorización de los bienes de la Empresa, lo cual fue desarrollado en base a al menos las siguientes fuentes de información:

- La información entregada por la Empresa, incluyendo el estudio encargado a la empresa de ingeniería POCH, referido al VNR de unidades generadoras hidráulicas existentes. Este estudio se anexa en el respaldo digital del presente informe.
- Cotizaciones de equipos e infraestructura llevadas a cabo por el Consultor con proveedores con representación en el país.

La Empresa proporcionó la información correspondiente a las características técnicas de los componentes de generación y transmisión pertenecientes a sus sistemas medianos, los datos históricos de demanda de energía y potencia en cada barra, su organización y estructura de personal; así como también el estudio realizado por la empresa POCH antes mencionado.

A partir de la información entregada por la Empresa, y los resultados de las actividades de valorización, se realizó un análisis crítico evaluando la situación existente en el año base (2016) de los sistemas en estudio. Para la valorización de las instalaciones existentes se utilizó el valor promedio mensual del dólar observado publicado por el Banco Central para el mes de diciembre de 2016, correspondiente a 667,17 [$/US$], según lo establecido en las Bases del Estudio. A continuación se detallan las actividades realizadas en esta etapa.

2.2 Identificación y caracterización de las instalaciones existentes

2.2.1 Identificación y caracterización de las unidades de Generación

A continuación, de la Tabla 1 a la Tabla 3 se muestra un resumen de las características de cada unidad generadora informada por la Empresa, separadas por central. En el Anexo 14 se expone de forma completa la información correspondiente a las características técnicas y operacionales de las unidades generadoras de la Empresa.

Tabla 1: Unidades del sistema eléctrico de Aysén

Central	Unidad	Potencia [kW]	Año fabricación	Combustible	Consumo específico	Costo Variable no combustible [US/MWh]
Tehuelche	Unidad 5101	1915	1993	Diésel	0,271 lts/KWH	10,6 US$/MWh
Tehuelche	Unidad 5102	1915	1994	Diésel	0,272 lts/KWH	11,0 US$/MWh
Tehuelche	Unidad 5103	2350	1997	Diésel	0,270 lts/KWH	16,1 US$/MWh
Tehuelche	Unidad 5716	800	N/I	Diésel	0,269 lts/KWH	16,5 US$/MWh
Tehuelche	Unidad 5142	1820	2012	Diésel	0,278 lts/KWH	15 US$/MWh
Tehuelche	Unidad 5736	1800	N/I	Diésel	0,262 lts/KWH	13,8 US$/MWh
Tehuelche	Unidad 5717	800	N/I	Diésel	0,293 lts/KWH	15 US$/MWh
Tehuelche	Unidad 5544	1400	2007	Diésel	0,273 lts/KWH	68,3 US$/MWh
Tehuelche	Unidad 5147	1600	2014	Diésel	0,264 lts/KWH	13,2 US$/MWh
Tehuelche	Unidad 5641	1600	2010	Diésel	0,264 lts/KWH	13,6 US$/MWh
Tehuelche	Unidad 5642	1600	2010	Diésel	0,266 lts/KWH	17,0 US$/MWh
Tehuelche	Unidad 5643	1960	2010	Diésel	0,263 lts/KWH	15 US$/MWh
Central Térmica Puerto Aysén (CTPA)	Unidad 5657	1600	N/I	Diésel	0,237 lts/KWH	10,5 US$/MWh
CTPA	Unidad 5114	1200	2005	Diésel	0.264 lts/KWH	10,5 US$/MWh
Chacabuco	Unidad 5112	1200	2005	Diésel	0,275 lts/KWH	16,9 US$/MWh
Chacabuco	Unidad 5113	1200	2000	Diésel	0,275 lts/KWH	15,2 US$/MWh
Chacabuco	Unidad 5546	1400	2007	Diésel	0,275 lts/KWH	15,2 US$/MWh
Chacabuco	Unidad 5545	1400	2009	Diésel	0,278 lts/KWH	16,4 US$/MWh
Chacabuco	Unidad 5148	1400	2010	Diésel	0,279 lts/KWH	12,6 US$/MWh
Chacabuco	Unidad 5611	2500	2008	Diésel	0,277 lts/KWH	16,5 US$/MWh
Ibáñez	Unidad 5160	160	2007	Diésel	0.387 lts/KWH	30 US$/MWh
Mañihuales	Unidad 5532	825	1989	Diésel	0,2819 Gr/kWh	11,4 US$/MWh
Eólica Alto Baguales	Unidad 5108	660	2001	Viento	NC	0
Eólica Alto Baguales	Unidad 5109	660	2001	Viento	NC	0
Eólica Alto Baguales	Unidad 5110	660	2001	Viento	NC	0
Eólica Alto Baguales	Unidad 5734	900	2016	Viento	NC	0
Eólica Alto Baguales	Unidad 5735	900	2016	Viento	NC	0

Central	Unidad	Potencia [kW]	Año fabricación	Combustible	Consumo específico	Costo Variable no combustible [US/MWh]
Monreal	Unidad 5143	3000	2013	Agua	NC	0
CHLA	Unidad 5106	5500	2003	Agua	NC	0
CHLA	Unidad 5107	5500	2003	Agua	NC	0
CHPA	Unidad 5115	2000	1960	Agua	NC	0
CHPA	Unidad 5116	3000	1970	Agua	NC	0
CHPA	Unidad 5117	900	2002	Agua	NC	0
CHPA	Unidad 5118	2700	1987	Agua	NC	0

Tabla 2: Unidades del sistema eléctrico de General Carrera

Central	Unidad	Potencia [kW]	Año fabricación	Combustible	Consumo específico	Costo Variable no combustible [US/MWh]
Chile Chico	Unidad 5120	282	2012	Diesel	0,359 lts/KWH	35,41 US$/MWh
Chile Chico	Unidad 5622	440	2012	Diesel	0,253 lts/KWH	20,8 US$/MWh
Chile Chico	Unidad 5121	400	2012	Diesel	0,334 Lts/Kwh	36,4 US$/MWh
Chile Chico	Unidad 5118	288	2012	Diesel	0,265 lts/KWH	28,6 US$/MWh
Chile Chico	Unidad 5542	292	2012	Diesel	0,275 lts/KWH	17,7 US$/MWh
Chile Chico	Unidad 5144	400	2012	Diesel	0,370 lts/KWH	16,5 US$/MWh
El Traro	Unidad 5122	320	1987	Agua	NC	0
El Traro	Unidad 5123	320	1987	Agua	NC	0
El Traro	Unidad 5741	400	2007	Diesel	0,247 lts/KWH	10,8 US$/MWh
El Traro	Unidad 10 5541	292	1999	Diesel	0,291 lts/KWH	17,9 US$/MWh

Tabla 3: Unidades del sistema eléctrico de Palena

Central	Unidad	Potencia [kW]	Año fabricación	Combustible	Consumo específico	Costo Variable no combustible [US/MWh]
Río Azul	Unidad 5133	350	1987	Agua	NC	0
Río Azul	Unidad 5134	350	1987	Agua	NC	0
Río Azul	Unidad 5135	350	1987	Agua	NC	0
Río Azul	Unidad 5136	350	2008	Agua	NC	0
Futaleufú	Unidad 5519	192	1982	Diésel	0,364 lts/KWH	54,8 US$/MWh
Futaleufú	Unidad 5520	256	1998	Diésel	0,298 lts/KWH	44,3 US$/MWh
Palena	Unidad 5522	292	1982	Diésel	0,303 lts/KWH	15,8 US$/MWh
Palena	Unidad 5131	292	2008	Diésel	0,302 lts/KWH	13,9 US$/MWh
Puyuhuapi	Unidad 5514	292	2006	Diésel	0,292 lts/KWH	13,0 US$/MWh
Lago Verde	Unidad 5552	150	2008	Diésel	0,594 lts/KWH	110,6 US$/MWh
La Junta	Unidad 5534	288	2009	Diésel	0,279 lts/KWH	21,8 US$/MWh
Santa Bárbara	Unidad 5625	109	2009	Diésel	0,313 lts/KWH	35,4 US$/MWh
Santa Bárbara	Unidad 5626	109	2010	Diésel	0,360 lts/KWH	42,7 US$/MWh
Santa Bárbara	Unidad 5146	360	2007	Diésel	0,301 lts/KWH	24,9 US$/MWh

2.2.2 Identificación y caracterización de las instalaciones de Transmisión

En la Tabla 4 se exponen las características de las líneas de transmisión del sistema de Aysén en 33 kV.

Tabla 4: Características de las líneas de transmisión de Aysén

Línea	Tipo de circuito	Longitud [km]	Tensión [kV]	Capacidad [MVA]	Nombre conductor	Material	Sección [mm2]
Alto Baguales - Villa Ortega	Simple	53,67	33		Cu # 6 AWG	Hormigón - Madera	13,29
Chacabuco - Puerto Aysén	Simple	38,78	33	10	AL #4 AWG	Hormigón - Madera	21,2
Coyhaique - Puerto Aysén	Simple	99,02	33		AL #4 AWG	Hormigón - Madera	21,2
Lago Atravesado - Tehuelche	Simple	43,17	23	16	AL #4 AWG	Hormigón	21,2
Villa Ortega - Mañiguales	Simple	65,82	33		AL #2 AWG	Hormigón - Madera	34
Villa Ortega - Ñireguao	Simple	34,12	33		Cu # 6 AWG	Hormigón - Madera	13,29
Ñireguao - El Gato	Simple	45,46	33		Cu # 3 AWG	Hormigón - Madera	26,27
Tehuelche - Divisadero	Simple	7,99	33	7	Cu # 6 AWG	Hormigón - Madera	13,29

Los sistemas de Palena y General Carrera no poseen líneas de transmisión.

2.3 *Valorización de las instalaciones existentes de Generación y Transmisión*

La valorización de las unidades de generación, las instalaciones de transmisión y los equipos correspondientes a las subestaciones se realizará tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- Respecto a las unidades de generación térmica, la valorización se realizará tomando en cuenta el valor de inversión de las unidades disponibles en la actualidad de similares características.
- En cuanto a los equipos de subestaciones, tales como interruptores, seccionadores y transformadores, su valorización se realizará con el valor comercial del mismo equipo si es que existe aún en el mercado, y en caso contrario, contrastando con un equipo de similares características operacionales.
- Respecto a las instalaciones de transmisión, se considerará el valor comercial de los principales insumos y materiales involucrados en su estructura: postes, el tipo de conductor utilizado para el transporte de la energía y el utilizado para la puesta a tierra de los postes, y los aisladores utilizados para el soporte de la línea.

Para la determinación de los costos asociados a las instalaciones de la Empresa se contará con distintas fuentes de información. En las secciones siguientes se exponen los resultados de este estudio de precios unitarios, mientras que en el Anexo se muestra el proceso de estudio de las alternativas de generación necesarias para valorizar las unidades generadoras existentes de la Empresa.

2.3.1 *Estudio de precios unitarios*

Respecto a la valorización de las unidades de generación hidráulica, se han considerado como base de comparación los valores resultantes del estudio encargado por la Empresa a POCH, informe titulado Determinación de los Valores Nuevos de Reemplazo de las centrales

hidroeléctricas de la Empresa. Este estudio se anexa en el respaldo digital del presente informe.

Para la valorización de unidades térmicas y eólicas, se ha considerado como base de comparación los valores resultantes del estudio realizado en el proceso tarifario anterior de la Empresa (2014-2018), debidamente indexado a diciembre de 2016 utilizando índices de variación de precios tales como IPC, CPI (Estados Unidos), PPI e índice de remuneraciones. Sin perjuicio de ello, se obtuvieron valores de grupos motor-generador mediante cotizaciones formales realizadas a los respectivos proveedores y que se incluyen como anexo a este estudio.

Para la valorización de equipos de subestación, en particular transformadores, interruptores, desconectadores, equipos de medida, entre otros, se llevaron a cabo cotizaciones con los principales proveedores del país, complementado por precios unitarios utilizados en los últimos estudios de valorización de transmisión zonal. Los valores informados recogen valores preliminares entregados por los proveedores cuando se tenga la información de la Empresa.

Las Bases del Estudio establecen el año 2016 como año base para la valoración de la empresa existente, y consideran el valor promedio mensual del dólar observado publicado por el Banco Central para el mes de diciembre de 2016, correspondiente a 667,17 [$/US$]. Todos los precios utilizados fueron referidos al 31 de diciembre del 2016, actualizando los valores por CPI o IPC[1], según se trate de bienes importados o locales, respectivamente.

2.3.2 Recargos utilizados en precios unitarios

Se han determinado los recargos a los precios unitarios determinados, los que reflejan los distintos gastos involucrados en la compra, instalación y puesta en marcha de las instalaciones de la Empresa.

Para la determinación de los recargos en la valorización de las unidades de generación hidráulica se considera como base el estudio elaborado por POCH a la Empresa. Por otra parte, para la determinación de los recargos en la valorización del resto de las unidades de generación se han considerado como base los valores resultantes del proceso de tarificación anterior de la Empresa (2014-2018) debidamente indexado a diciembre de 2016. Los recargos sobre el precio unitario de centrales generadoras son calculados para cada sistema mediano, reflejando las características particulares de cada sistema respecto de los fletes, montajes, ingeniería, etc. Finalmente, para el resto de las instalaciones (tramos de transmisión, transformadores, paños, etc.) se utilizan los recargos los valores resultantes del proceso de tarificación anterior (2014-2018) debidamente indexados a diciembre de 2016. En el Anexo 11 se presentan en detalle el cálculo de dichos recargos, así como su estructura de aplicación sobre los precios unitarios.

El resumen de los recargos para las unidades de generación, y sus respectivos valores, se puede apreciar de la Tabla 5.

[1] IPC: Índice de Precios al Consumidor
CPI: Consumer Price Index de Estados Unidos

Tabla 5: Recargos sobre el precio unitario de las unidades de generación

Sistema	Aysén	General Carrera	Palena
Flete seguro, transporte	25.13%	26.17%	32.80%
Flete	8.38%	8.72%	10.93%
Seguro	8.38%	8.72%	10.93%
Transporte	8.38%	8.72%	10.93%
Montaje	7.03%	10.57%	9.87%
Obras Civiles + Materiales	35.15%	34.92%	88.07%
Ingeniería	14.83%	15.21%	14.74%
Puesta en Marcha	0.00%	0.00%	0.00%
Gastos Generales	7.46%	7.65%	7.41%
Intereses Intercalarios	4.07%	4.07%	4.07%

2.3.3 Valorización unidades de Generación

La metodología de valorización de unidades de generación comprende los siguientes pasos:

a) Para las unidades hidráulicas se consideran como base los precios obtenidos del estudio de POCH.

b) Para el resto de las unidades que se cotizaron y coinciden con unidades existentes de la Empresa se ha utilizado el valor cotizado.

c) Para las unidades que no coinciden con las unidades existentes se realiza lo siguiente:

   i. Primero, se clasifican las unidades existentes por tipo de tecnología.

   ii. Posteriormente, se procede a determinar una relación lineal entre el costo total de las unidades cotizadas versus la potencia de ellas, de manera separada para cada tecnología estudiada. Esta relación se realiza mediante regresiones lineales. Como resultado, se obtiene un valor promedio, representativo del mercado, para cada kW instalado, siempre considerando las distintas alternativas tecnológicas.

   iii. Una vez que se ha determinado esta relación, para cada unidad existente de la Empresa se valoriza su potencia instalada al costo por unidad de potencia determinado en (ii), el cual depende de la tecnología y velocidad de la unidad.

d) Para las unidades que no se obtuvo cotizaciones de proveedores ni había alternativas similares para aplicar la metodología señalada en el literal anterior, se consideró el precio de procesos anteriores debidamente indexado a diciembre de 2016.

2.3.4 Valorización instalaciones de Transmisión

2.3.4.1 Línea de transmisión del sistema de Aysén

Para la valorización de las líneas de transmisión del sistema de Aysén se utilizaron como base comparable las siguientes fuentes de información: cotizaciones realizadas por el Consultor respecto de equipos y materiales eléctricos y valores informados en estudios de precios en procesos tarifarios anteriores. Para efectos de una adecuada valorización de la línea de transmisión, dichos valores fueron corregidos por IPC, CPI u otro indexador relevante, según corresponda.

La lista de componentes de líneas de transmisión se ha obtenido a través del inventario de elementos informado por la Empresa. La valorización de dichos componentes se realizará considerando el valor mínimo a partir de las distintas fuentes de información descritas anteriormente.

En la Tabla 6 se presenta la valorización realizada para las líneas de transmisión.

Tabla 6: Resumen del total valorizado para líneas de transmisión del sistema de Aysén

Línea	Tramo	Tensión [kV]	Total (US$)	Longitud (km)	US$/km
Alto Baguales - Villa Ortega	Alto Baguales - Villa Ortega	33	3.053.503	45,6	63.784
Chacabuco - Puerto Aysen	Chacabuco - E2	33	569.821	6,7	85.636
	E1 - E2	33	429.660	6,0	71.802
	E2 - Puerto Aysen	33	994.395	13,4	74.137
	Farellones - E1	33	468.951	6,4	73.653
Coyhaique - Puerto Aysen	Puerto Aysen - Alto Baguales	33	6.185.128	85,1	72.661
	S/E Baguales - Alto Baguales	33	188.417	2,5	75.579
	S/E Baguales – Coyhaique	23	588.576	8,0	73.251
Lago Atravesado - Tehuelche	Lago Atravesado - Tehuelche 1	23	996.737	21,6	46.173
	Lago Atravesado - Tehuelche 2	23	996.246	21,6	46.150
Villa Ortega – Mañiguales	Villa Ortega – Mañiguales	33	3.704.056	53,1	69.781
Villa Ortega – Ñireguao	Villa Ortega – Ñireguao	33	2.311.020	32,1	72.012
Ñireguao - El Gato	Ñireguao - El Gato	33	2.386.939	41,8	57.048
Total general			22.873.450	343,9	66.522

2.3.4.2 *Instalaciones en subestaciones*

Para las valorizaciones de las instalaciones de las subestaciones y elementos de patio, se utilizó la misma base de información considerada en la valorización de las líneas de transmisión.

La lista de componentes de las subestaciones y patios se ha obtenido a través del inventario informado por la Empresa. La valorización de dichos componentes se realiza considerando el valor mínimo a partir de las distintas fuentes de información.

A continuación se muestra la valorización de las instalaciones en subestaciones en cada uno de los sistemas.

a) Aysén

Tabla 7: Valorización de instalaciones en subestaciones en sistema de Aysén

Fecha Ingreso	Elemento	Valor Inversión Total
2017	Instalaciones comunes SS/EE	2.256.291

b) General Carrera

Tabla 8: Valorización de instalaciones en subestaciones en sistema de General Carrera

Fecha Ingreso	Elemento	Valor Inversión Total
2017	Instalaciones comunes SS/EE	473.886

c) Palena

Tabla 9: Valorización de instalaciones en subestaciones en sistema de Palena

Fecha Ingreso	Elemento	Valor Inversión Total
2017	Instalaciones comunes SS/EE	712.114

3 PROYECCION DE DEMANDA

Se realizó una proyección demanda en cada barra del sistema mediano de Edelaysén para todo el horizonte de evaluación, a partir de la información histórica de ingreso de energía a distribución del periodo 1999-2017, y el INACER de la Región de Los Lagos y Región de Aysén como variables exógenas representativas del crecimiento económico de la zona. A continuación, se presenta un resumen con los principales resultados obtenidos. Los detalles metodológicos y las proyecciones con diferentes modelos pueden ser consultados en el Anexo 26.

3.1 Datos de Entrada

La revisión de los registros históricos muestra en general tendencias crecientes del consumo sensibles a eventos catastróficos como incendios, aluviones y erupciones volcánicas, con patrones estacionales bien definidos. La Figura 1 muestra el comportamiento histórico en el período 1999-2017 e información adicional recibida posteriormente de enero-febrero 2018.

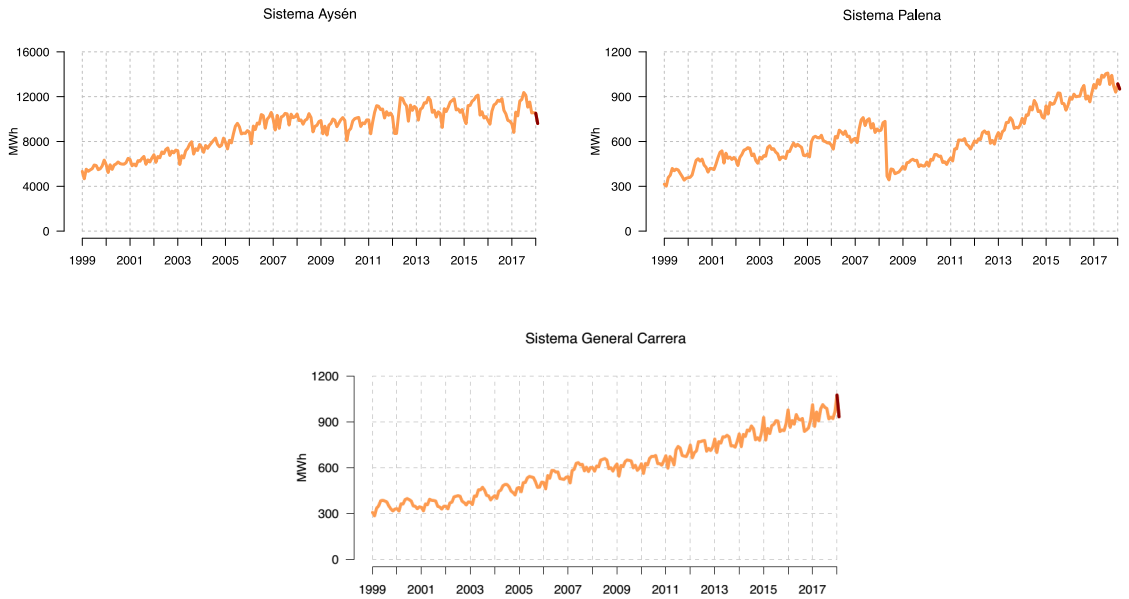


Figura 1: Información histórica Sistema Mediano Edelaysén

3.2 Modelamiento

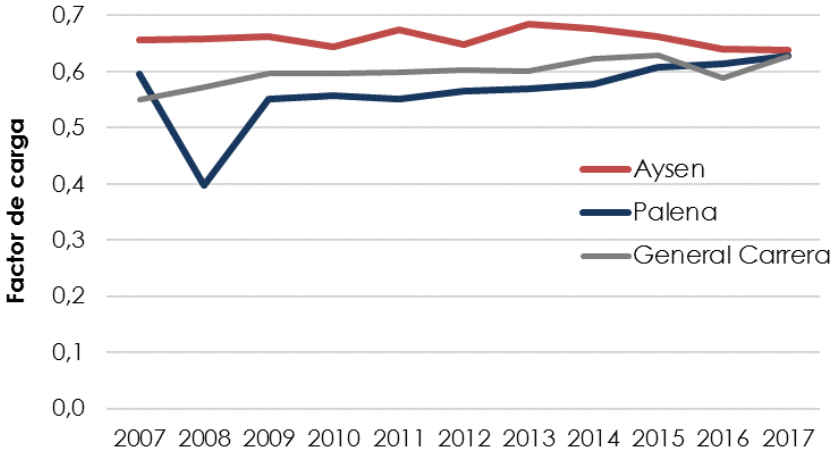
En cada barra del sistema se evaluaron dos modelos para predecir el crecimiento del consumo: un Modelo ARIMA estacional, donde la tendencia está marcada por la estructura interna de los datos históricos de consumo; y un Modelo de Ajuste Parcial, donde la proyección se realiza en función de la tendencia reciente del consumo y la proyección de la variable exógena INACER. En todos los casos analizados el Modelo ARIMA estacional

presentó un mejor ajuste, y por esta razón en este informe viene en detalle el resultado de esta metodología.

Para la proyección de demanda máxima, se asumió que la razón entre la demanda media y demanda máxima se mantendrá similar a la que se presentan en los últimos. Se utilizó como valor representativo el promedio del factor de carga del periodo 2011-2017, que se observa presenta bajas variaciones (Tabla 10). Por lo tanto, la demanda máxima por sistema se obtuvo dividiendo el consumo anual de energía por el producto entre las horas del año y el factor de carga del sistema respectivo.

Tabla 10: Factor de carga histórico por sistema

Año	Factor de Carga		
	Aysén	Palena	Gral. Carrera
2007	0,656	0,596	0,550
2008	0,659	0,398	0,572
2009	0,663	0,552	0,597
2010	0,643	0,558	0,597
2011	0,674	0,551	0,599
2012	0,648	0,566	0,603
2013	0,685	0,569	0,600
2014	0,678	0,577	0,622
2015	0,663	0,608	0,630
2016	0,640	0,615	0,589
2017	0,638	0,628	0,628
Prom 2015-2017	**0,647**	**0,617**	**0,616**



3.3 Resultados

La proyección de demanda para cada sistema se presenta con resolución anual en la Tabla 11, Tabla 12 y Tabla 13. Estas proyecciones están basadas en el modelo ARIMA estacional de mejor ajuste.

Por construcción de acuerdo con los requerimientos metodológicos de las Bases, las tasas de crecimiento para la energía y la demanda máxima son iguales para todo el horizonte, salvo para el año 2018 donde la variación está calculada con respecto al valor real del año 2017 anterior, que no necesariamente presenta la misma relación entre energía y demanda máxima que la proyección a futuro. La representación de la demanda mensual por bloques horarios de demanda se encuentra en el Anexo 26.

Tabla 11: Proyección de demanda para Sistema Aysén

AÑO	ENERGIA (MWh)	VAR (%)	POTENCIA (kW)	VAR (%)
2001	74.725,0	4,93%	13.850	0,73%
2002	82.958,8	11,02%	15.200	9,75%
2003	85.838,2	3,47%	16.450	8,22%
2004	92.731,7	8,03%	17.550	6,69%
2005	103.340,2	11,44%	19.400	10,54%
2006	114.979,4	11,26%	20.650	6,44%
2007	120.156,1	4,50%	20.900	1,21%
2008	117.715,8	-2,03%	20.350	-2,63%
2009	114.492,1	-2,74%	19.700	-3,19%
2010	114.690,4	0,17%	20.350	3,30%
2011	124.662,3	8,69%	21.100	3,69%
2012	127.282,5	2,10%	22.350	5,92%
2013	131.503,0	3,32%	21.900	-2,01%
2014	130.587,7	-0,70%	22.000	0,46%
2015	130.905,9	0,24%	22.550	2,50%
2016	128.788,6	-1,62%	22.900	1,55%
2017	130.853,7	1,60%	23.400	2,18%
2018	133.020,9	1,66%	23.466	0,28%
2019	134.695,0	1,26%	23.762	1,26%
2020	136.034,8	0,99%	23.998	0,99%
2021	137.220,8	0,87%	24.207	0,87%
2022	138.360,3	0,83%	24.408	0,83%
2023	139.478,5	0,81%	24.606	0,81%
2024	140.572,2	0,78%	24.798	0,78%
2025	141.638,5	0,76%	24.987	0,76%
2026	142.679,3	0,73%	25.170	0,73%
2027	143.695,1	0,71%	25.349	0,71%
2028	144.687,3	0,69%	25.524	0,69%
2029	145.657,3	0,67%	25.696	0,67%
2030	146.602,2	0,65%	25.862	0,65%
2031	147.521,7	0,63%	26.024	0,63%
2032	148.430,1	0,62%	26.185	0,62%

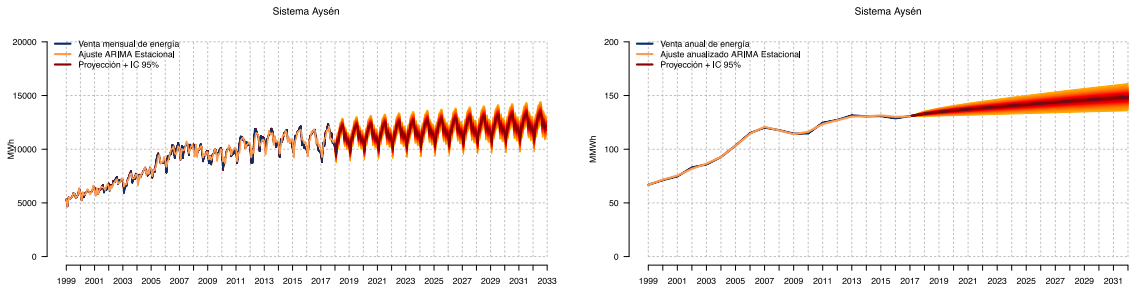


Figura 2: Ajuste y Pronóstico Modelo ARIMA Estacional Sistema Aysén

Tabla 12: Proyección de demanda Sistema Palena

AÑO	ENERGIA (MWh)	VAR (%)	POTENCIA (kW)	VAR (%)
1999	4.441,1		1.020	
2000	5.112,9	15,13%	1.010	-0,98%
2001	5.763,8	12,73%	995	-1,49%
2002	6.072,8	5,36%	1.045	5,03%
2003	6.232,6	2,63%	1.120	7,18%
2004	6.492,8	4,17%	1.175	4,91%
2005	7.149,5	10,11%	1.220	3,83%
2006	7.513,1	5,09%	1.312	7,54%
2007	8.358,5	11,25%	1.470	12,04%
2008	5.929,9	-29,06%	1.470	0,00%
2009	5.411,7	-8,74%	1.410	-4,08%
2010	5.721,3	5,72%	1.460	3,55%
2011	6.783,1	18,56%	1.550	6,16%
2012	7.482,2	10,31%	1.660	7,10%
2013	8.360,8	11,74%	1.755	5,72%
2014	9.525,0	13,92%	1.795	2,28%
2015	10.279,3	7,92%	1.880	4,74%
2016	10.905,9	6,10%	2.085	10,90%
2017	12.044,3	10,44%	2.085	0,00%
2018	11.996,2	-0,40%	2.224	6,67%
2019	12.573,4	4,81%	2.331	4,81%
2020	13.668,6	8,71%	2.534	8,71%
2021	14.675,4	7,37%	2.721	7,37%
2022	15.633,6	6,53%	2.899	6,53%
2023	16.567,3	5,97%	3.072	5,97%
2024	17.472,8	5,47%	3.240	5,47%
2025	18.348,8	5,01%	3.402	5,01%
2026	19.197,7	4,63%	3.559	4,63%
2027	20.020,2	4,28%	3.712	4,28%
2028	20.818,1	3,99%	3.860	3,99%
2029	21.592,9	3,72%	4.003	3,72%
2030	22.342,7	3,47%	4.142	3,47%
2031	23.067,4	3,24%	4.277	3,24%
2032	23.780,6	3,09%	4.409	3,09%

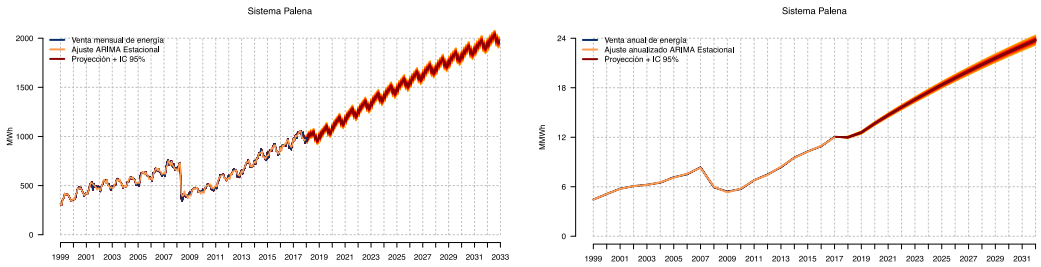


Figura 3: Ajuste y Pronóstico Modelo ARIMA Estacional Sistema Palena

Tabla 13: Proyección de demanda para Sistema General Carrera

AÑO	ENERGIA (MWh)	VAR (%)	POTENCIA (kW)	VAR (%)
2000	4.317,8	4,28%	1.210,0	9,50%
2001	4.301,2	-0,38%	1.350,0	11,57%
2002	4.566,6	6,17%	1.370,0	1,48%
2003	5.032,4	10,20%	1.395,0	1,82%
2004	5.430,6	7,91%	1.410,0	1,08%
2005	6.032,4	11,08%	1.400,0	-0,71%
2006	6.471,4	7,28%	1.485,0	6,07%
2007	7.077,4	9,37%	1.600,0	7,74%
2008	7.391,8	4,44%	1.698,0	6,13%
2009	7.373,1	-0,25%	1.120,0	-34,04%
2010	7.641,4	3,64%	1.170,0	4,46%
2011	8.140,0	6,53%	1.405,0	20,09%
2012	8.798,8	8,09%	1.506,0	7,19%
2013	9.230,6	4,91%	1.676,0	11,29%
2014	9.785,6	6,01%	1.885,0	12,47%
2015	10.375,2	6,03%	1.930,0	2,39%
2016	10.790,1	4,00%	2.019,0	4,61%
2017	11.469,6	6,30%	2.191,0	8,52%
2018	12.003,6	4,66%	2.221,5	1,39%
2019	12.772,7	6,41%	2.363,8	6,41%
2020	13.536,4	5,98%	2.505,2	5,98%
2021	14.262,3	5,36%	2.639,5	5,36%
2022	14.980,9	5,04%	2.772,5	5,04%
2023	15.713,1	4,89%	2.908,0	4,89%
2024	16.459,5	4,75%	3.046,2	4,75%
2025	17.216,6	4,60%	3.186,3	4,60%
2026	17.983,0	4,45%	3.328,1	4,45%
2027	18.758,3	4,31%	3.471,6	4,31%
2028	19.542,3	4,18%	3.616,7	4,18%
2029	20.334,1	4,05%	3.763,2	4,05%
2030	21.131,2	3,92%	3.910,7	3,92%
2031	21.934,8	3,80%	4.059,5	3,80%
2032	22.749,4	3,71%	4.210,2	3,71%

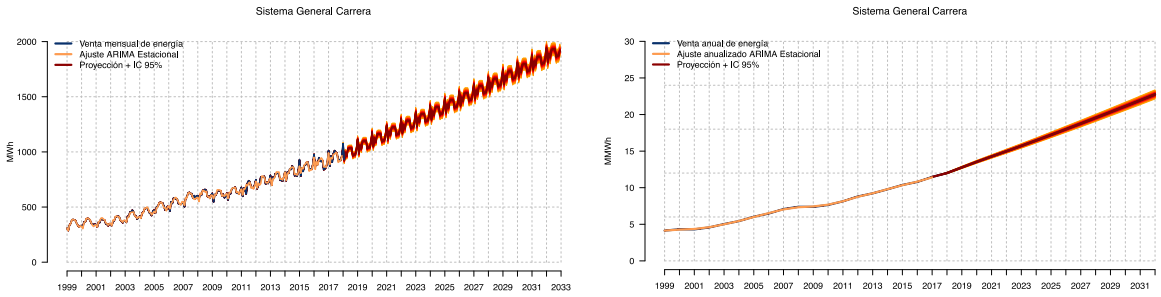


Figura 4: Ajuste y Pronóstico Modelo ARIMA Estacional Sistema General Carrera

4 CATASTRO DE PROYECTOS INFORMADOS

Para la determinación del plan de expansión óptimo y el proyecto de reposición eficiente, se deben tomar en cuenta los antecedentes respecto a las instalaciones existentes y a nuevas unidades candidatas informadas por desarrolladores, las cuales fueron previamente aprobadas por la Comisión Nacional de Energía y comunicadas mediante Carta CNE N° 110 de fecha 29 de marzo de 2018. Este catastro de nuevos proyectos informados comprende centrales eólicas, centrales hidráulicas de pasada y centrales fotovoltaicas.

Systep verificó con cada promotor de proyectos que los costos declarados de inversión y variables corresponden, además de que se habían considerado costos de conexión. Estos últimos están incluidos en el VI total de los proyectos. Por lo tanto, este estudio no incluye ningún costo adicional por la entrada de proyectos a los declarados por los promotores.

A continuación se presenta el catastro de proyectos para cada uno de los sistemas.

4.1 Catastro de proyectos en Aysén

4.1.1 Central Hidroeléctrica Candelaria

La empresa CH Candelaria SpA informa su proyecto "Central Hidroeléctrica Candelaria", consistente en la conexión al sistema mediano de Aysén de una central hidroeléctrica de pasada en el puerto de Chacabuco, en el estero Candelaria. El proyecto consta de 2 turbinas tipo pelton y generadores que inyectarán una potencia de 5 MW al sistema de Edelaysén, mediante una línea de transmisión de 23/33 kV de 7 km que conectará el proyecto hasta el punto de conexión en puerto Chacabuco. La inversión total del proyecto, según lo informado por CH Candelaria SpA, corresponde a 18,89 MMUS$, de los cuales 4,37 MMUS$ corresponden a la adquisición del equipo electromecánico y 3,77 MMUS$ a la obra civil.

Respecto a los datos informados, se presentan estudios de afluentes mensuales entre los años 1965 y 2015, entregando la energía generable en cada mes, lo que arroja una energía anual promedio de 28,9 GWh/año y un factor de potencia de 66%.

De acuerdo a Candelaria, la fecha estimada de ingreso al sistema correspondería al año de 2020.

4.1.2 Central Hidroeléctrica San Víctor

La Empresa Eléctrica San Víctor SpA informa su proyecto "CHP San Víctor", consistente en la conexión en 33 kV al sistema mediano de Aysén de una central hidroeléctrica de pasada a 25 km al Noroeste de la ciudad de Puerto Aysén. Constará de una turbina tipo Pelton vertical de 3 MW que generará 20,6 GWh/año, lo que implica un factor de planta de 78,5%.

La inversión total del proyecto, según lo informado por Empresa Eléctrica San Víctor, corresponde a 11,92 MMUS$, que involucran 2,71 MMUS$ de equipos electromecánicos y 3,87 MMUS$ de obras civiles

Respecto a los datos informados, se presentan estudios de afluentes semanales entre los años hidrológicos 1985 y 2016 en m³/s.

De acuerdo a la Empresa Eléctrica San Víctor, la fecha estimada de ingreso al sistema correspondería a agosto de 2021.

4.1.3 Central Eólica Coyhaique

La empresa Emergya Wind Technologies (EWT) informa su proyecto "Coyhaique", que corresponde a una planta eólica de 3 MW de potencia, que se conectará en 23 kV al sistema de Edelaysén, comuna de Coyhaique. Consta de 3 aerogeneradores de 1 MW cada uno, los cuales transmitirán su energía mediante una línea subterránea de 23 kV interna, conectándose en su salida a una línea de media tensión que se encuentra conectada a S/E Tehuelche.

Según lo informado por la empresa Emergya Wind Technologies, el valor de inversión total del proyecto corresponde a 7,95 MMUS$, de los cuales 4,75 MMUS$ corresponden al equipamiento electromecánico y 1,93 MMUS$ corresponden a obras civiles.

Respecto a lo informado por la empresa EWT, para el rango P50 informan una producción de 7.264 MWh/año, lo que implica un factor de planta de 28%.

De acuerdo a EWT, la fecha estimada de ingreso al sistema correspondería a julio de 2019.

4.1.4 Central Solar Fotovoltaica Granja Valle Simpson

La empresa Novotempo Energía Aysen SpA informa su proyecto "Granja Solar Valle Simpson", el cual corresponde a una planta solar fotovoltaica de 2,995 MW, a conectarse en 23 kV al sistema de distribución de Edelaysén, en el sistema mediano de Aysén.

Según lo informado por Novotempo Energía Aysén, el costo total de inversión del proyecto asciende a 3,59 MMUS$, de los cuales 1,94 MMUS$ corresponden a los equipos electromecánicos, y 0,4 MMUS$ a las obras civiles. Respecto a lo informado por la empresa, indican que se generaría en promedio 3,64 GWh/año de energía, lo cual entrega un factor de planta de 14%.

De acuerdo a Novotempo, la fecha estimada de ingreso al sistema correspondería a febrero de 2019.

4.2 Catastro de proyectos en General Carrera

4.2.1 Central Eólica Proyecto Chono

La empresa Inversiones Los Millines Ltda informa su proyecto parque eólico "Proyecto Chono", que consta de una turbina eólica de 1 MW de potencia, con capacidad de regular potencia y entregar servicios complementarios al incluir o no un sistema BESS, que se conectará en Chile Chico, sistema mediano de General Carrera.

Según lo informado por Inversiones Los Millines Ltda, el costo total de la inversión, sin incluir el sistema BESS, es de 2,46 MMUS$, de los cuales 1,50 MMUS$ corresponden al equipamiento electromecánico, y 0,29 MMUS$ a las obras civiles. Por otro lado, incluyendo el BESS, el costo total de inversión asciende a 3,21 MMUS$, correspondiendo 2,05 MMUS$ al equipamiento electromecánico, y 0,31 MMUS$ a las obras civiles.

Respecto a lo informado por la empresa Inversiones Los Millines Ltda, para el rango P50 se informa una producción de energía de 3.665 MWh/año, lo que implica un factor de planta de 42%.

De acuerdo a la empresa Inversiones Los Milines, la fecha estimada de ingreso al sistema correspondería a julio de 2019.

4.3 Catastro de proyectos en Palena

Para el caso de Palena, no existen proyectos informados por la CNE.

5 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

5.1 Plan de Expansión Óptimo en generación

5.1.1 Metodología

La elaboración del Plan de Expansión Óptimo de generación de cada sistema considera 3 etapas: Planificación Óptima Económica, Planificación de Suficiencia Diesel y, finalmente, la Verificación del Cumplimiento de la Norma Técnica. Para la Planificación Óptima Económica se utilizó un software de planificación desarrollado por Systep, mediante el cual se determinan los trenes de inversión que permiten abastecer de forma óptima la demanda del sistema en todo el horizonte de optimización, en el sentido que se minimizan los costos de inversión y operación, y falla.

Adicionalmente, se ha exigido que el Plan de Expansión resultante para cada sistema sea, por sí solo, capaz de suministrar la demanda utilizando sólo combustible diésel y la generación de centrales hidroeléctricas en un escenario de hidrología seca.

Finalmente, mediante el software DIgSILENT se realizan las simulaciones que permiten verificar si el Plan de Expansión resultante cumple con los requerimientos indicados en la Norma Técnica. El detalle del desarrollo de esta metodología y de los distintos modelos utilizados se describe en el Anexo 27.

Los antecedentes utilizados para determinar el Plan de Expansión Óptimo de generación corresponden principalmente a unidades existentes en cada uno de los sistemas y unidades candidatas, las cuales comprenden los proyectos presentados por terceros (explicado en Sección 4) y otros módulos térmicos genéricos, cuyos valores de inversión se obtuvieron a partir de cotizaciones realizadas por el Consultor.

5.1.2 Resultados

En base a las unidades generadoras existentes en cada uno de los sistemas y aquellas definidas como candidatas, se obtuvieron los Planes de Expansión Óptimos en generación para el periodo 2017-2031.

En el Anexo 29 se presentan los detalles de la metodología utilizada para determinar el Plan de Expansión Óptimo, mientras que en las Tablas a continuación se muestran los resultados obtenidos.

Tabla 14: Plan de Expansión de generación del sistema eléctrico de Aysén

Unidad	Potencia kW	Año Ingreso	Mes Ingreso	Central
Central Hidro San Víctor	2.990	2021	8	San Víctor

Tabla 15: Plan de Expansión de generación del sistema eléctrico de General Carrera

Unidad	Potencia kW	Año Ingreso	Mes Ingreso	Central
Eólica Chono	1.000	2019	10	Eólico Chono
MDR-5_2	444	2021	1	Chile Chico
MDR-5_3	444	2024	1	Chile Chico
MDR-5_4	444	2027	1	Chile Chico
MDR-2_1	245	2029	1	Chile Chico
MDR-2_2	245	2031	1	Chile Chico

Tabla 16: Plan de Expansión de generación del sistema eléctrico de Palena

Unidad	Potencia kW	Año Ingreso	Mes Ingreso	Central
MDR-5_1	444	2018	1	Santa Bárbara
MDR-5_2	444	2020	1	Futaleufú
MDR-5_3	444	2023	1	Futaleufú
MDR-5_4	444	2025	1	Futaleufú
MDR-5_5	444	2027	1	Futaleufú
MDR-2_1	245	2030	1	Futaleufú

5.1.3 Rango de validez técnica

De acuerdo con el punto 3 de las bases del estudio de tarificación de sistemas medianos, el Consultor debe analizar el rango de validez de las hipótesis técnicas y económicas que respalden el Plan de Expansión Óptimo determinado, tanto en su forma, dimensión y plazos. Para ello, se analizan los cambios que se originaron en dicho plan debido a la variación de los parámetros más relevantes. Los parámetros considerados corresponden al precio del combustible y la tasa de crecimiento de la demanda para cada uno de los sistemas.

De esta forma, la sensibilización se realizó de manera de identificar con qué variación en alguno de los parámetros se produce un cambio en el Plan de Expansión Óptimo para el horizonte de tarificación.

Tabla 17: Sensibilidad de los Planes de Expansión Óptimo

Sistema	Demanda		Precio diésel	
	Inferior	Superior	Inferior	Superior
Aysén	-	+18%	+8%	-56%
General Carrera	-1%	+2%	-13%	-
Palena	-1%	+1%	-	-

El Anexo 29.3 contiene el detalle de los cambios observados en el horizonte de planificación de los planes de expansión.

5.1.4 Seguridad de servicio y reserva en giro

5.1.4.1 Reserva en giro de la operación horaria

El propósito de esta sección es mostrar cómo cambia el porcentaje de reserva en giro conforme entran en servicio las centrales generadoras consideradas en el plan de expansión óptimo para cada uno de los sistemas en estudio.

Las simulaciones se hicieron a partir del despacho óptimo obtenido, y la reserva se calculó como el cociente entre la potencia no despachada de las máquinas térmicas en servicio, entre la capacidad nominal de todas las unidades que se encuentren operativas, para cada hora.

Es importante tener presente que el modelo empleado tiene dos restricciones incorporadas para la reserva en giro:

- El mínimo de reserva de un 10%, que exige la NTSyCS para SSMM para el control primario de frecuencia, distribuido en las unidades térmicas despachadas.

- Para el caso de sistemas con presencia de unidades generadoras con fuente primaria incierta, a saber, plantas eólicas o solares, la reserva en giro se consideró al menos equivalente al despacho que tengan las unidades de estas características.

A continuación, se muestran los resultados de porcentaje de reserva en giro para cada sistema en el período 2019 al 2022.

Aysén

En el caso del SM de Aysén se observa que la reserva en giro promedio corresponde a un 11%, durante 2019 al 2022. Los valores fluctúan entre un mínimo de 10% y una cota superior media de 15%. También se aprecia que los períodos de alta afluente hidráulico, la reserva alcanza valores cercanos al 19%. Finalmente, la puesta en servicio de la central San Víctor en 2021 no afecta el patrón de comportamiento del porcentaje de reserva en giro.

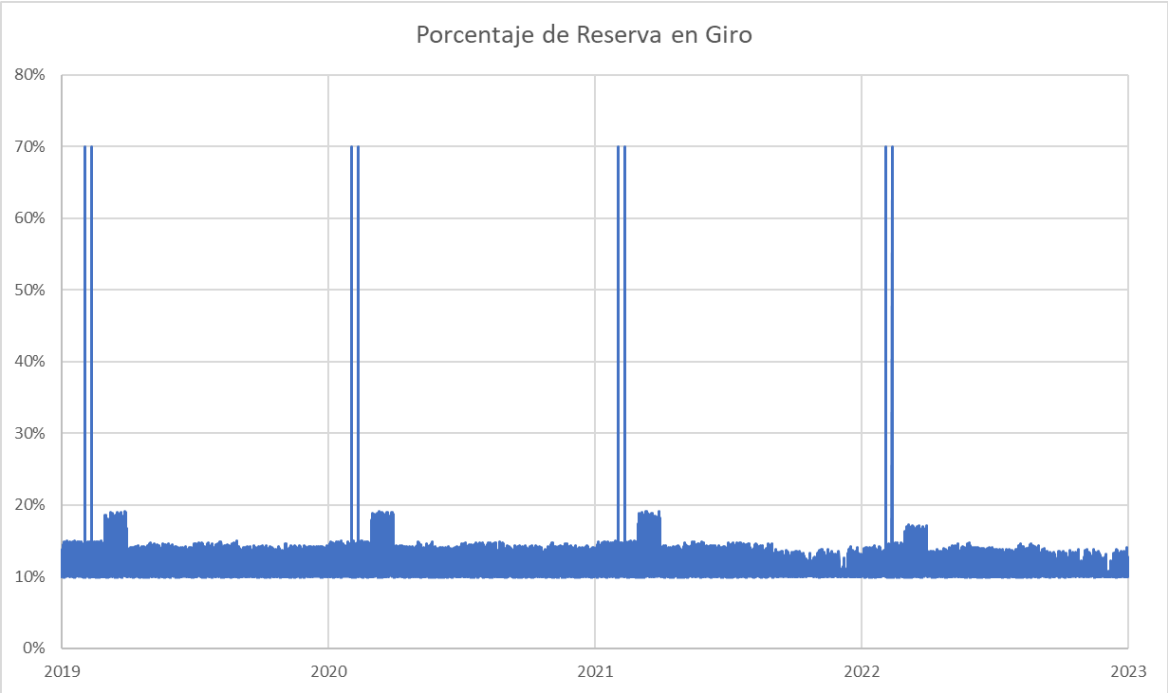


Figura 5: Reserva en giro para el SM de Aysén

General Carrera

En el caso del SM de General Carrera se observa que la reserva en giro promedio corresponde a un 19%, durante 2019 al 2022. En la figura siguiente se aprecian dos períodos: previo a la puesta en servicio de la central eólica Carrera en 2019 y posterior a este evento:

- En el primer caso, la reserva en giro fluctúa entre 10% y 25% con un patrón bien definido.
- Luego de la puesta en servicio de la central eólica, la reserva en giro mínima observada es 10%, pero el nivel superior de reserva fluctúa entre 25% y 33% con un patrón estacional y variaciones intradiarias. Sin perjuicio de lo anterior, el promedio de reserva en giro previo a la entrada de la central eólica corresponde a un 18%.

Al comparar los patrones de los dos períodos, se aprecia que la definición de la reserva en giro post entrada en servicio de la central eólica requiere un seguimiento mayor de la operación de esta planta.

Por otro lado, este comportamiento de la reserva en giro del sistema amerita la consideración de emplear un BESS para tratar de que el patrón de la reserva en giro se vuelva menos fluctuante. Para ejemplificar este comportamiento, en la siguiente figura, se muestra el comportamiento de la reserva en giro del sistema sin BESS en azul, y en naranja con el BESS. Para este segundo caso, la reserva en giro mostrada fluctúa entre un 10% y un 17%. Nótese que el nivel de reserva en ambos casos es el mismo, ya que la diferencia entre ambos la está aportando el BESS.

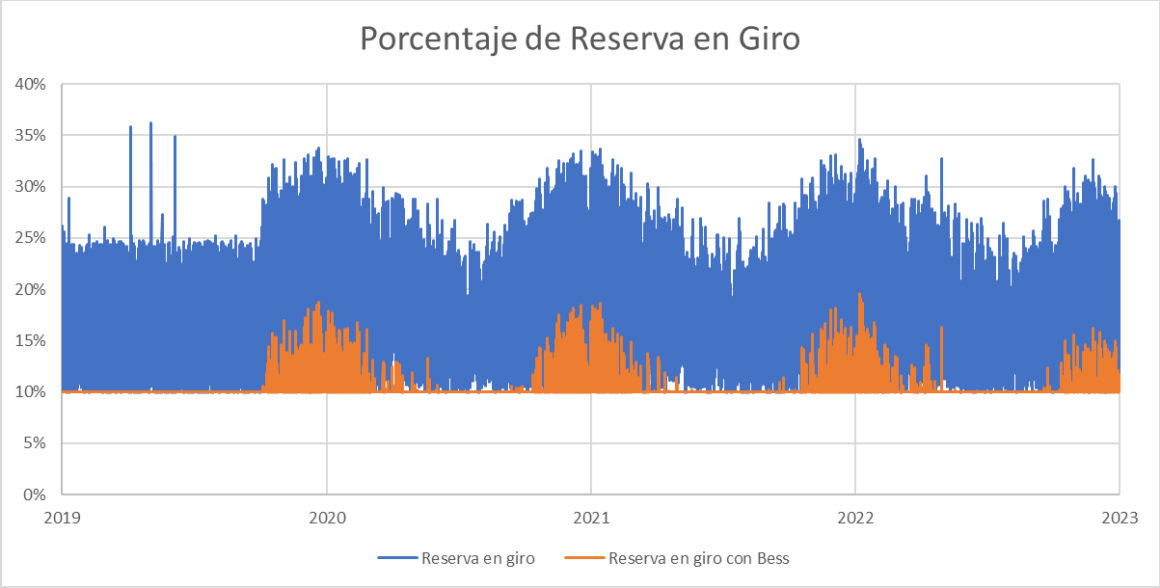


Figura 6: Reserva en giro del SM de General Carrera

Palena

En el caso del SM de Palena se observa que la reserva en giro promedio corresponde a un 15%, durante 2019 al 2022. Los valores fluctúan entre un mínimo de 10% y una cota superior media de 22%. La entrada en servicio de una unidad diesel adicional el año 2020 no provoca cambios en el patrón observado.

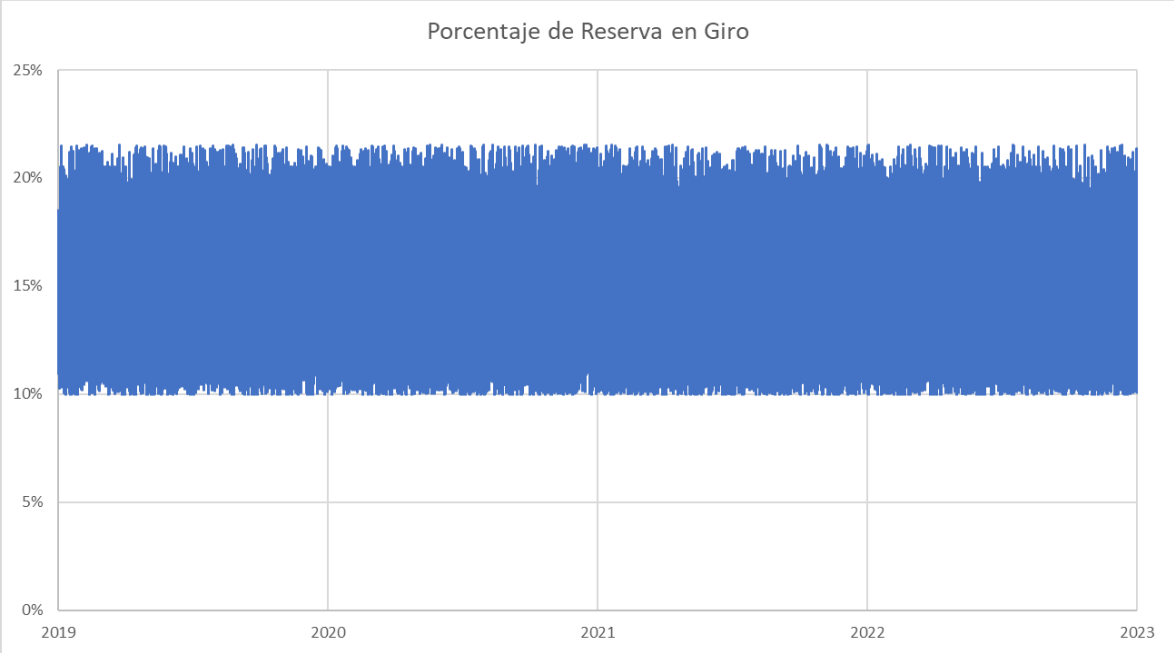


Figura 7: Reserva en giro del SM de Palena

Finalmente, e independiente de cuál sea el sistema analizado, el porcentaje de la reserva en giro no se mantiene constante en 10%, sino que varía dentro de un rango. Es la opinión del Consultor que el nivel de reserva en giro sea acorde al despacho y tecnologías de las unidades en servicio.

5.1.4.2 Consideraciones respecto a la norma técnica

A la fecha de realización del Estudio, los estudios establecidos en el Capítulo 7 de la NTSyCS de SSMM, que debe desarrollar el operador principal o el Coordinador, aún no han sido elaborados.

Según el artículo 11-3 transitorio, las exigencias técnicas aplicables corresponden a las actualmente vigentes, esto es, aquéllas materializadas en los estudios de Norma Técnica realizados en el año 2014. Estos estudios no consideran los planes de expansión definidos en este proceso.

5.1.4.1 Recomendaciones

Vistas las condiciones antes descritas y los resultados obtenidos en la sección 5.1.4.1, el Consultor recomienda que previo a la emisión del informe técnico, se lleven a cabo los estudios que se indican en el capítulo 7 de la NTSyCS para SSMM considerando los resultados del Plan de Expansión Óptima, en concordancia con el artículo 11-3 transitorio de la norma.

5.2 Plan de Expansión Óptimo en transmisión y estudios eléctricos

5.2.1 Plan de Expansión Óptimo en Transmisión

En esta sección se presenta el análisis realizado para determinar el Plan de Expansión Óptimo en Transmisión, así como los datos de entrada, supuestos considerados y resultados obtenidos para los sistemas eléctricos de la Empresa en el período 2019-2031. No se efectúa análisis de expansión de transmisión en los sistemas de General Carrera y Palena dado que estos no cuentan con un sistema de transmisión propiamente tal, sino solo un conjunto de generadores conectados directamente a distribución.

Por otra parte, para el sistema de transmisión de Aysén no se presentó ningún proyecto de transmisión, por parte de la empresa o algún interesado

Sin perjuicio de lo anterior, se realizó un análisis económico para evaluar distintas alternativas de expansión de la transmisión, las cuales se detallan a continuación:

- Construcción de un circuito paralelo entre Divisadero y Aysén (N-1 en transmisión)
- Operación de los subsistemas de Aysén, Coyhaique y Mañihuales como islas eléctricas independientes (caso con la línea de transmisión existente fuera de servicio)

Con esta información se procedió a comprar los resultados del valor presente de los montos de inversión en generación y costos de operación en el período de 15 años de los Planes de Expansión Óptimos resultantes con aquel obtenido de la situación actual del sistema de

transmisión del SM de Aysén. En la siguiente tabla se resumen los resultados del análisis realizado:

Tabla 18: Resultados alternativas de expansión de la transmisión

Alternativa de expansión de la transmisión	Costo Plan de Expansión Óptimo [MMUSD]
Operación de los subsistemas de Aysén, Coyhaique y Mañihuales como islas eléctricas independientes	151,9
Situación actual del sistema de transmisión	147,3
Construcción de un circuito paralelo entre Divisadero y Aysén (N-1 en transmisión)	147,5

De lo anterior, se desprende que, si bien es posible la operación de los subsistemas en isla, desde el punto de vista económico, resulta que la inversión en generación es 4,6 MMUSD más caro en comparación con la operación del sistema en su estado actual, es decir con una línea de simple circuito.

Por otro lado, el costo total de inversión de la línea de transmisión actual asciende a 4,4 MMUSD. De esta manera, resulta el caso correspondiente a la situación actual del sistema de transmisión resulta conveniente sobre la operación de los subsistemas Aysén, Coyhaique y Mañihuales como islas eléctricas independientes.

Finalmente, la construcción de un circuito paralelo entre Divisadero y Aysén que permita la operación con criterio N-1 en transmisión, y que admite hasta una transferencia máxima de 13,1 MVA por la línea de transmisión, tiene un costo de 5,9 MMUSD. La diferencia entre los valores presentes de los montos de inversión en generación y costos de operación en el período de 15 años de los Planes de Expansión Óptimos considerando esta condición, en comparación con la situación actual, ascienden a 0,2 MMUSD, que es insuficiente para pagar las inversiones correspondientes al segundo circuito paralelo del sistema de transmisión.

5.3 Expansión de infraestructura

Este capítulo presenta las expansiones en infraestructura asociados al Proyecto de Expansión Óptimo. La estructura de este capítulo se separa en: edificios, vehículos, informática y telecomunicaciones, equipos de bodega, herramientas y demás equipos de oficina.

Es importante recordar que la empresa eficiente de SSMM integra simultáneamente los segmentos de Generación, Transporte y Distribución de energía eléctrica, cumpliendo con los estándares de calidad exigidos por regulación vigente. Por lo tanto, aquellas instalaciones que son compartidas por más de un segmento, son asignadas a las categorías “SSMM” y “Otros” de acuerdo con los criterios determinados por el Consultor, detallados en el Anexo 18.

5.3.1 Edificios

El costo de las edificaciones de la empresa eficiente es modelada como un gasto anual de arriendo según el uso dado a la infraestructura, según dos tipos: oficinas administrativas y edificios de generación. El costo inicial asociado a las oficinas es obtenido desde las cuentas contables de la Empresa real, detallados en el Anexo Digital y asociados al driver de arriendos en el ítem de gastos fijos. El costo del arriendo de las edificaciones asociadas a generación, tales como bodega para el aceite, sala de control y sala de personal corresponden a un valor referencial entregado por la Empresa real de 160.000 $/año por metro cuadrado, incluyendo el terreno de la misma. No obstante, como el terreno ya es valorizado en la inversión se descontó un 50% este valor. Por lo tanto, el costo de edificaciones fue incluido dentro del Arriendos del gasto fijo, el cual se describe en el Anexo 24.

5.3.2 Vehículos

Costos de Vehículos

Para la valorización de la flota de vehículos informadas por la Empresa se cotizaron valores de mercado de compra y venta de automóviles, de acuerdo con su marca, año y lugar de venta. El detalle de asignación a los distintos sistemas medianos se encuentra en el Anexo 18.

Plan de Expansión Óptimo

No se prevén expansiones de vehículos durante el horizonte de planificación en el Plan de Expansión Óptimo, de acuerdo con los requerimientos de expansión del personal de la Empresa eficiente. Solo se consideraron los costos anuales de mantención, y el costo de renovación de la flota de vehículos al término de su vida útil.

5.3.3 Otros bienes de infraestructura

Macroinformática: El detalle de los costos de sistemas macroinformáticos se muestra en el Anexo 18. No se consideran expansiones en macroinformática para el Plan de Expansión Óptimo.

Microinformática:

La inversión en microinformática para el Plan de Expansión Óptimo se realiza según el aumento asociado del personal de la empresa eficiente de SSMM. Se consideró la renovación de cada nuevo equipo al finalizar su vida útil, dentro del horizonte de evaluación. Los costos unitarios de mercado utilizados para equipos de microinformática se detallan en el Anexo 18. La Tabla 19 muestra el incremento de informática debido a la reposición de los equipos al término de su vida útil.

Tabla 19: Expansión de microinformática del Proyecto de Expansión Óptima

	Expansión de Microinformática (MUS$)														
SISTEMA	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Aysén	-	-	-	134,2	-	-	-	-	134,2	-	-	-	-	134,2	-
General Carrera	-	-	-	14,8	-	-	-	-	14,8	-	-	-	-	14,8	-
Palena	-	-	-	16,2	-	-	-	-	16,2	-	-	-	-	16,2	-
Total	-	-	-	165,2	-	-	-	-	165,2	-	-	-	-	165,2	-

Comunicaciones:

No se prevén expansiones en el ítem comunicaciones para el Plan de Expansión Óptimo durante el horizonte de evaluación.

Equipamiento de Oficinas y Sistemas de Seguridad:

Los equipos de oficina se refieren a equipos de climatización, basureros, escritorios, sillas, insumos de oficinas, archivadores, lámparas, mesas de reuniones, pizarras, sofá, vajilla y servicios, extintor, perforadora, entre otros. Se utilizaron costos unitarios de mercado para valorizar el equipamiento.

Se ha asociado a cada funcionario un perfil, el cual puede ser: ejecutivo, ingeniero, abogado, técnico, operario, empleado administrativo, secretaria, estafeta. Para cada perfil se ha definido un equipamiento estándar y su respectivo costo anualizado, el cual se calcula considerando una vida útil de 15 años de acuerdo con las Bases del estudio. En el anexo 18 se detalla los perfiles de cargos y su equipamiento asociado.

No se prevén expansiones en este ítem para el Plan de Expansión Óptimo durante el horizonte de evaluación debido a la ausencia de crecimiento del personal.

5.4 Estructura de la organización de la empresa eficiente

Este capítulo presenta la estructura organizacional de la Empresa Eficiente de SS.MM., junto con la homologación de cargos utilizada para valorizar la dotación de personal en base a remuneraciones de mercado. Toda la información de costos del personal se encuentra expresada en pesos de diciembre del año 2016.

5.4.1 Organigrama de la empresa eficiente

La estructura organizacional de la Empresa eficiente corresponde a una organización de tipo funcional, con un núcleo central de administración y planificación que se encargan de las tareas de administración de la empresa, así como la gestión de inversiones, de planificación y mantenimiento mayor de instalaciones de generación.

El diseño propuesto para la Empresa Eficiente considera una empresa única que opera conjuntamente los tres sistemas medianos de Edelaysen (Aysén, General Carrera y Palena), integrando los segmentos de generación, transmisión y distribución, junto con la atención a clientes y gestión comercial. De esta manera, se logran aprovechar economías de escala y de ámbito presentes en la empresa real.

Adicionalmente a las áreas principales de explotación técnica y comercial de la Empresa Eficiente, se incluyó dentro de la organización un área de staff que realiza las tareas de apoyo necesarias en este tipo de empresas de servicios básicos (administración, finanzas, contabilidad y gestión de recursos humanos). Cabe señalar que en el caso de la empresa real Edelaysen, la mayor parte de estas funciones de apoyo se desarrollan de forma centralizada desde la matriz SAESA; sin embargo, dado que no es posible desagregar los costos de dichas tareas y asignarlas directamente a cada uno de las empresas, negocios y sistemas medianos que son administrados desde la matriz, la Empresa Eficiente se modeló como una organización autocontenido con la dotación mínima que se requeriría para desarrollar de forma adecuada dichas funciones. Los costos de las áreas de administración son compartidos entre los diferentes segmentos y sistemas medianos que abastece la Empresa Eficiente.

La Figura 8 muestra un organigrama que representa la estructura de la empresa eficiente considerada en la determinación de los costos de personal. En el Anexo 19.1 se describen de forma detallada las características de gerencias y áreas.

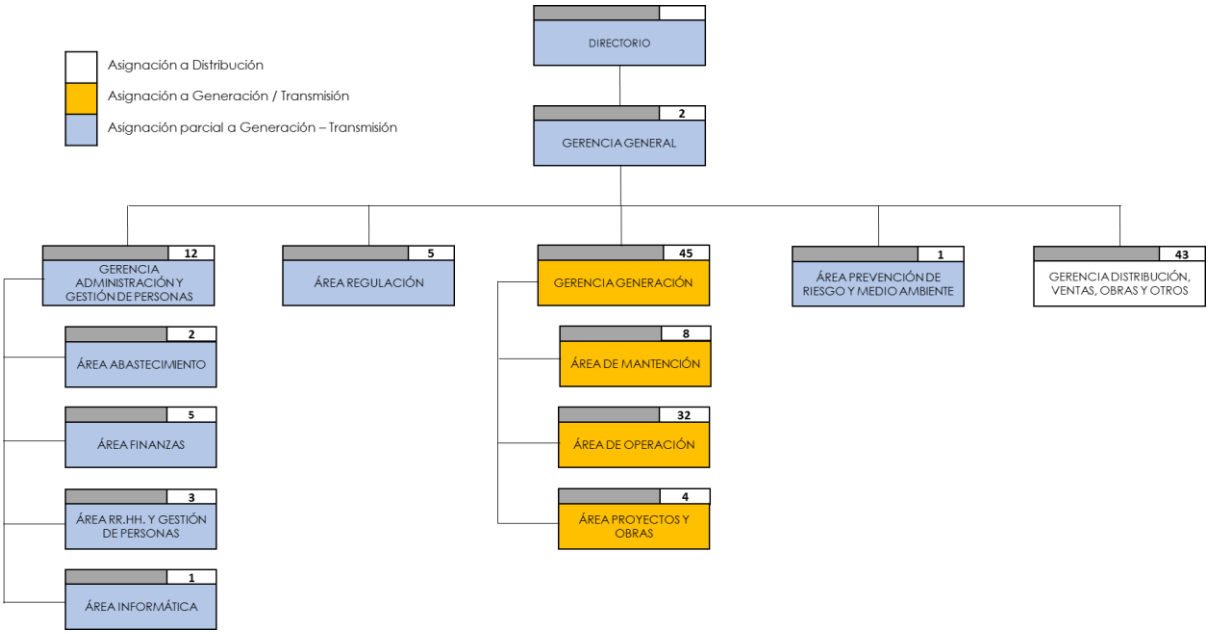


Figura 8: Organigrama de la Empresa Modelo

5.4.2 Encuesta de Compensaciones y Beneficios.

Las remuneraciones para la empresa eficiente de SSMM se valorizaron utilizando los sueldos de mercado obtenidos de la Encuesta General de Compensaciones eSIREM, preparado por la empresa consultora especialista *PricewaterhouseCoopers* (PwC), que contiene una muestra actualizada de remuneraciones y beneficios pagados por una muestra de 115 empresas de diferentes tamaños y rubros, que incluye varias empresas de generación y distribución eléctrica y servicios. Todos los valores de remuneraciones fueron expresados en su equivalente en pesos chilenos a diciembre de 2016, aplicando la corrección correspondiente según el Índice de Remuneraciones publicado por el INE.

Para determinar los sueldos de mercado, el Consultor utilizó un corte de mercado de las empresas de tamaño similar en términos volumen de facturación. De acuerdo con su facturación anual, EdelAysén se ubica dentro del grupo de empresa Medianas de la muestra de la encuesta PwC (empresas con facturación anual entre MM$10.000 y MM$35.000). Para aquellos cargos que no se encontraron en la muestra de empresas medianas, se amplió la búsqueda a la muestra general de la encuesta, considerando empresas de mayor y menor tamaño.

Tal y como lo establecen la Bases, se utilizó el estadígrafo del percentil 50% para las remuneraciones del personal propio, mientras que para el personal tercerizado (contratistas) el percentil 25%. La composición de la remuneración bruta utilizada en el Estudio de Remuneraciones se puede revisar en detalle en el Anexo 19.

5.4.3 Estudio de Homologación de Cargos

La asignación de las remuneraciones de mercado para el personal de la empresa eficiente de SSMM se determinó a partir de un Estudio de homologación de cargos, elaborado por la empresa PwC, y complementado en casos puntuales por la experiencia del Consultor en estudios tarifarios similares. El estudio de homologación define, para cada cargo dentro de

la organización de la empresa, el cargo homólogo más cercano dentro del catálogo de cargos de la encuesta de remuneraciones de mercado, de acuerdo con la descripción de las funciones que realiza, el área de la empresa donde se desempeña, su nivel jerárquico dentro de la organización, etc.

Las remuneraciones brutas junto a la descripción de cargos de la encuesta de compensaciones de PwC para los cargos existentes en la Empresa Eficiente se encuentran en el Anexo Digital.

5.4.4 Beneficios

Se analizaron los beneficios informados por la Empresa real en sus cuentas contables, y se consideraron para la empresa eficiente de SSMM aquellos beneficios adicionales no incluidos en la remuneración bruta obtenida de la encuesta de remuneraciones PwC (Tabla 20). El monto total de beneficios pagados se dividió por el total de meses trabajados por el personal de la empresa real, para obtener un valor unitario promedio por empleado. Dicho costo unitario fue el costo de beneficios considerado para cada trabajador de la empresa modelo.

Análogamente, se estimó un monto promedio de provisiones por indemnización para cada trabajador (

Tabla **21**).

Tabla 20: Valor de beneficios del personal propio considerados para el año 2016

Clasificación	Costo Total ($, Dic 2016)	Beneficio SSMM ($/año/empleado)
Difer. Tarifa Eléctrica (Bono Eléctrico)	38.481.217	491.250
Bono Firma Contrato Colectivo	61.738.524	788.151
Gastos de Bienestar (Celebraciones)	31.169.532	397.909
Bonificación Familiares	1.922.368	24.541
Bonificación y Becas de Estudio	50.012.060	638.452
Subvención Jardín Infantil	2.276.691	29.064
Actividades Deportivas	6.557.606	83.714
Total	**192.157.998**	**2.453.081**

Tabla 21: Valor de provisiones consideradas anualmente por cargo.

Clasificación	Costo Total ($, Dic 2016)	Provisión SSMM ($/año/empleado)
Indemnizaciones y provisiones	136.165.151	1.738.279

5.4.5 Costo total del personal

La Tabla 22 resume la información de remuneraciones para la empresa eficiente de SSMM, agrupados por tipo de cargo. Las remuneraciones indicadas en la tabla consideran el sueldo bruto que incluye los beneficios mencionados en el punto 5.4.2. Los miembros del directorio no son considerados como partes del personal propio, ya que fueron incluidos en los gastos fijos de la Empresa Eficiente.

Tabla 22: Cantidad de personal y sueldo por tipo de cargo

Tipo de cargo	Cantidad	Remuneraciones [MM$]	Remuneraciones [MUS$]
Ejecutivos	7	423,6	634,9
Ingenieros	17	509,4	763,5
Abogados	0	0,0	0,0
Técnicos	9	159,7	239,3
Operarios	22	492,5	738,3
Obreros	0	0,0	0,0
Empleados Administrativos	52	1.060,4	1.589,4
Secretarias	1	12,5	18,8
Estafeta	0	0,0	0,0
Total	**108**	**2.658,2**	**3.984,2**

El costo de personal considerado por el Consultor para el año base se resume en la Tabla 23. El total determinado para la Empresa eficiente es menor al monto de remuneraciones pagado por la Empresa real. El resumen de la asignación a zonas para el año base se muestra en la Tabla 24.

Tabla 23: Costos de personal empresa eficiente

Remuneraciones	Empresa eficiente [MM$]	Empresa modelo [MM$]
Directa	1.180	1.066
Indirecta	1.097	1.592
Total	2.277	2.658

Tabla 24: Asignación de personal a las distintas zonas

Zona	Costo Dotación MM$	MM$		%	
		SSMM	Otros	SSMM	Otros
Aysén	2.306,1	1.011,1	1.294,9	43,8%	56,2%
General Carrera	164,8	164,8	0,0	100,0%	0,0%
Palena	187,2	187,2	0,0	100,0%	0,0%
Total	**2.658,2**	**1.363,2**	**1.294,9**	**51,3%**	**48,7%**

5.4.6 Expansión del personal de la empresa eficiente

La incorporación personal adicional se basa en los nuevos requerimientos de horas-hombre por tipo de cargo debido a la entrada de nuevas unidades generadoras. Debido a que el crecimiento esperado para la empresa no contempla un plan agresivo de expansión y nuevas inversiones, se descartaron modificaciones de la estructura organizacional y la plana

ejecutiva de la empresa, y solamente se analizaron los casos de los cargos implicados directamente en el mantenimiento de las nuevas unidades generadoras.

Para determinar el incremento de la dotación de mantenimiento se procede a clasificar las centrales en diésel y otros (hidráulica y eólica). Para las centrales diésel se calculan las horas de funcionamiento de cada máquina en base al despacho horario proyectado del Modelo de Planificación Systep. Luego se procede a determinar las horas hombre requeridas para realizar el mantenimiento de cada unidad generadora bajo los siguientes criterios:

- Cada 3000 horas de funcionamiento se realiza un mantenimiento de 2 días de duración con un mecánico y un eléctrico.
- Cada 12.000 horas de funcionamiento se realiza un mantenimiento de 12 días de duración con dos mecánicos y un eléctrico.
- Cada 24.000 horas de funcionamiento se realiza un mantenimiento de 20 días de duración con dos mecánicos y un eléctrico.

Para las centrales hidráulicas y eólicas se dispuso de dos sesiones de mantenimiento al año para cada unidad generadora. Este es efectuado por dos mecánicos y un eléctrico en un lapso de dos días.

La suma anual de horas hombre para cada cargo es comparada con las horas disponibles de trabajo en el año para determinar si es necesario incrementar el número de empleados.

El resultado del modelo indica que no es necesario expandir la dotación de personal en el horizonte de planificación.

5.5 Gastos Fijos anuales de operación, mantenimiento, administración y comercialización

5.5.1 Determinación de los Gastos Fijos según el Plan de Expansión Óptimo

Para la proyección de los ítems de gastos fijos según el Plan de Expansión Óptimo, se asignó a cada ítem de costo una variable impulsora, o *driver*, para poder asociar el crecimiento de costos de cada ítem en el tiempo. La Tabla 25 muestra la asociación entre estos driver y cada ítem desarrollado en el modelo. El detalle de la metodología de valorización y valores empleados se puede ver en el anexo digital "Modelo COMA Plan Exp Opt".

Tabla 25: Drivers para actualización de gastos fijos

Item	Driver
Administrativos y Corporativos	Personal
Arriendos	Personal
Asesorías	Fijo
Capacitación	Personal
Contribuciones	Personal
Costos de Tecnologías de Información	Inv IT
Facturación a Clientes	Clientes
Fletes	Fijo
Gastos Plantel	Personal
Impuestos, Patentes y Trámites	Fijo
Mantenimiento Edificios	m2 Edif
Materiales*	Activos
RSE y Comunicaciones	Fijo
Seguros Maquinarias y Edificios	Activo sin Terr
Mantenimiento Vehículos	Inv Vehículos
Vigilancia	m2 Edif
Directorio	Fijo
Contratistas O&M	Fijo

En la Tabla 26 se exponen las partidas de gastos fijos y su valorización para el Plan de Expansión Óptimo.

Tabla 26: Gastos Fijos para el año 2016, Plan de Expansión Óptimo

Ítem	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$
	Total	Aysén	General Carrera	Palena	Otros
Administrativos y Corporativos	0,19	0,09	0,01	0,01	0,09
Arriendos	274,10	128,64	8,12	9,48	127,86
Asesorías	76,80	36,52	2,13	2,32	35,82
Capacitación	60,80	27,57	1,74	2,03	29,46
Contribuciones	35,01	16,43	1,04	1,21	16,33
Costos de Tecnologías de Inforr	278,59	126,32	7,98	9,31	134,99
Facturación a Clientes	47,93	0,00	0,00	0,00	47,93
Fletes	37,71	17,93	1,05	1,14	17,59
Gastos Plantel	284,98	129,22	8,16	9,52	138,08
Impuestos, Patentes y Trámite	446,44	212,30	12,39	13,50	208,25
Mantenimiento Edificios	180,90	0,00	0,00	0,00	180,90
Materiales*	189,74	89,82	3,64	7,77	88,51
RSE y Comunicaciones	44,10	20,97	1,22	1,33	20,57
Seguros Maquinarias y Edificios	316,99	148,84	6,81	13,48	147,87
Mantenimiento Vehículos	129,66	62,07	0,00	7,11	60,48
Vigilancia	3,88	0,00	0,00	0,00	3,88
Directorio	4,73	2,25	0,13	0,14	2,21
Contratistas O&M	1.475,78	678,03	39,58	43,11	715,06
TOTAL	**3.684,49**	**1.697,00**	**94,01**	**121,45**	**1.772,02**

6 CÁLCULO DEL COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO

El Costo Incremental de Desarrollo (CID) a nivel de generación y transmisión corresponde al costo medio por unidad de demanda incremental de potencia y energía de un proyecto de expansión eficiente del sistema cuyo VAN es igual a cero. El concepto de Costo Incremental de Desarrollo surge como una aproximación al concepto de Costo Marginal, desarrollado en la teoría económica clásica. El CID se aplica en situaciones donde los cambios de capacidad instalada sólo se pueden llevar a cabo en forma discreta, entregando una medida del costo de proveer las últimas unidades del servicio o capacidad. El fundamento de usar el concepto de CID es que en el límite éste converge al costo marginal cuando los cambios en la capacidad instalada convergen a la unidad.

El CID corresponde a la suma de los costos de inversión de las ampliaciones y de los aumentos de los costos de operación, de un sistema en que se realizan las ampliaciones de capacidad de generación y transmisión que minimizan el costo actualizado de la inversión, operación, mantenimiento y energía no suministrada, en un periodo de planificación no menor a 15 años.

El objetivo de este capítulo es presentar el valor del CID para cada barra de los sistemas medianos de Edelaysén una vez que se han determinado el Plan de Expansión Óptimo. El detalle de los cálculos se puede revisar en el Anexo 30.

6.1 *Costo Incremental de Desarrollo del sistema de Aysén*

A continuación se presentan los valores de CID para el sistema de Aysén.

Tabla 27: Valores de CID para principales barras del sistema de Aysén

CID de Generación y Transmisión						
(US$/MWh)	Aysén	Chacabuco	Mañihuales	Ñirehuao	Tehuelche	Compuesto
CIDG	75,63	73,70	70,85	70,13	70,00	71,64
CIDL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CID	**75,63**	**73,70**	**70,85**	**70,13**	**70,00**	**71,64**

6.2 *Costo Incremental de Desarrollo del sistema de General Carrera*

A continuación se presentan los valores de CID para el sistema de General Carrera.

Tabla 28: Valor de CID para sistema de General Carrera

CID de Generación y Transmisión	
(US$/MWh)	General Carrera
CIDG	150,05
CIDL	0,00
CID	**150,05**

6.3 *Costo Incremental de Desarrollo del sistema de Palena*

A continuación se presentan los valores de CID para el sistema de Palena.

Tabla 29: Valor de CID para sistema de Palena

CID de Generación y Transmisión	
(US$/MWh)	**Palena**
CIDG	155,26
CIDL	0,00
CID	**155,26**

7 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE

La metodología desarrollada por el Consultor considera resolver el problema de optimización mediante simulaciones en etapas. Para estas etapas se consideran tanto las unidades existentes como los módulos de generación definidos como candidatas caracterizadas en el Anexo 28. El detalle de los resultados presentados a continuación se presenta en el Anexo 31.

7.1 Proyecto de Reposición Eficiente de Generación

7.1.1 Metodología

Etapa 1 - Reposición con consideraciones económicas

Para la determinación del Proyecto de Reposición Eficiente se consideran, en una primera etapa, todas las unidades candidatas, incluyendo las existentes, de manera de obtener el plan de generación eficiente para el abastecimiento de la demanda, considerando una hidrología de 50% de excedencia. Para estos efectos, se consideró el subconjunto de hidrologías o generación real común a todos los proyectos hidráulicos.

Etapa 2 - Suficiencia diesel y Criterio N-1

Una vez definido el plan de inversiones suficiente y económico en generación se deben tomar en cuenta restricciones adicionales de seguridad como es el cumplimiento de un criterio N-1, el cual considera que el sistema cuente con capacidad de reserva que garantice suficiencia de potencia en el caso de indisponibilidad programada o forzada de la unidad de mayor tamaño. Adicionalmente, este criterio debe tomar en cuenta en forma paralela, el margen de reserva en giro que exige la Norma Técnica para los sistemas medianos, correspondiente al 10% de la capacidad nominal de generación para las unidades.

Finalmente, también se corrobora si es necesario adelantar o incorporar unidades diésel de menor tamaño para efectos del cumplimiento de suficiencia diésel para todo el periodo de planificación, considerando una hidrología seca (excedencia 95%).

Etapa 3 - Modelo de Despacho Horario

Una vez definida la expansión segura del sistema, se determina el despacho óptimo de energía y los costos de operación de las unidades definidas en el proyecto de reposición eficiente y su futura expansión. La operación del sistema se simula mediante un modelo de despacho horario desarrollado por el Consultor, que considera curvas de consumos específicos, tiempos mínimos de operación, y costos variables no combustibles en dólares por hora.

7.1.2 Resultados

En base a las unidades generadoras existentes y candidatas en cada uno de los sistemas medianos de la Empresa, se obtuvieron los Planes de Reposición eficientes en Generación, los cuales se muestran a continuación.

Tabla 30: Proyecto de Reposición Eficiente de Generación en Aysén

Proyecto	Potencia kW	Año Ingreso	Mes Ingreso
Central Hidro Monreal	3.000	2017	6
Central Hidro Lago Atravesado	11.000	2017	1
Central Hidro Puerto Aysen	6.600	2017	1
Eólica Alto Baguales	3.780	2017	1
5114_Térmica Puerto Aysén	1.200	2017	1
5148_Térmica Chacabuco	1.400	2017	1
5147_Térmica Tehuelche	1.600	2017	1
5641_Térmica Tehuelche	1.600	2017	1
5642_Térmica Tehuelche	1.600	2017	1
5657_Térmica Puerto Aysén	1.600	2017	1
5736_Térmica Tehuelche	1.800	2017	1
5101_Térmica Tehuelche	1.915	2017	1
5102_Térmica Tehuelche	1.915	2017	1
MDR-20_3	1.653	2017	1
MDR-20_4	1.653	2017	1
MDR-22_7	1.956	2017	1
MDR-22_8	1.956	2017	1
MDR-22_9	1.956	2017	1
Central Hidro San Víctor	2.990	2021	8

Tabla 31: Proyecto de Reposición Eficiente de Generación en General Carrera

Proyecto	Potencia kW	Año Ingreso	Mes Ingreso
Central Hidro El Traro	640	2017	1
5120_Térmica Carrera	282	2017	1
5118_Térmica Carrera	288	2017	1
5542_Térmica Carrera	292	2017	1
5541_Térmica El Traro	292	2017	1
5741_Térmica El Traro	400	2017	1
5622_Térmica Chile Chico	440	2017	1
MDR-2_1	245	2017	1
MDR-2_2	245	2017	1
MDR-2_3	245	2019	1
Eólica Chono BESS	1.000	2019	10
MDR-5_1	444	2020	1
MDR-5_2	444	2023	1
MDR-5_3	444	2026	1
MDR-2_4	245	2029	1
MDR-2_5	245	2031	1

Tabla 32: Proyecto de Reposición Eficiente de Generación en Palena

Proyecto	Potencia kW	Año Ingreso	Mes Ingreso
Central Hidro Río Azul	1.400	2017	1
5625_Térmica Santa Bárbara	109	2017	1
5626_Térmica Santa Bárbara	109	2017	1
5520_Térmica Futaleufú	256	2017	1
5534_Térmica La Junta	288	2017	1
5522_Térmica Palena	292	2017	1
5131_Térmica Palena	292	2017	1
5514_Térmica Puyuhuapi	292	2017	1
5146_Térmica Santa Bárbara	360	2017	1
MDR-2_1	245	2017	1
MDR-2_2	245	2017	1
MDR-2_3	245	2019	1
MDR-2_4	245	2020	1
MDR-5_1	444	2021	1
MDR-5_2	444	2024	1
MDR-5_3	444	2026	1
MDR-5_4	444	2029	1

En el Anexo 31 se presentan los detalles de la metodología utilizada para el cálculo de los Proyectos de Reposición Eficientes.

7.2 Proyecto de Reposición Eficiente de Transmisión

A continuación se presenta el Proyecto de Reposición Eficiente para los tres sistemas de la Empresa.

7.2.1 Aysén

En la Tabla 33 se presenta el Proyecto de Reposición Eficiente en Transmisión para Aysén.

Tabla 33: Proyecto de Reposición Eficiente de Transmisión para el sistema de Aysén (US$)

Fecha Ingreso	Elemento	Valor Inversión Total
2017	Instalaciones comunes SS/EE	2.256.291
2017	Líneas de transmisión	15.060.988
2017	Servidumbres Líneas	7.812.462
2017	Transformador de poder 23/33 kV	492.159

7.2.2 General Carrera

En la Tabla 34 se presenta el Proyecto de Reposición Eficiente en Transmisión para General Carrera.

Tabla 34: Proyecto de Reposición Eficiente de Transmisión para el sistema de General Carrera (US$)

Fecha Ingreso	Elemento	Valor Inversión Total
2017	Instalaciones comunes SS/EE	473.886

7.2.3 Palena

En la Tabla 35 se presenta el Proyecto de Reposición Eficiente en Transmisión para Palena.

Tabla 35: Proyecto de Reposición Eficiente de Transmisión para el sistema de Palena (US$)

Fecha Ingreso	Elemento	Valor Inversión Total
2017	Instalaciones comunes SS/EE	712.114

7.2.4 Estudios Eléctricos

El objeto de estos estudios es verificar que el proyecto de reposición eficiente propuesto para cada SM, permite satisfacer determinados requisitos impuestos por la NTSyCS. Nótese que los estudios eléctricos aquí descritos sólo tienen por objeto evaluar la repercusión de las expansiones determinadas en cada SM sobre la operación de régimen permanente y dinámica frente a contingencias.

7.2.4.1 Metodología

Los aspectos normativos verificados son la capacidad de regulación de tensión requerida para instalaciones de transmisión, la suficiencia de capacidad de las mismas y la estabilidad frente a contingencias en generación obtenida en cada caso. El análisis de estos aspectos se realiza mediante el cálculo de flujos de potencia y análisis de estabilidad dinámica de los SSMM frente a contingencias en generación.

7.2.4.2 Resultados

Los resultados obtenidos del análisis efectuado verifican que el proyecto de reposición eficiente de generación y transmisión propuesto para cada SM permite dar cumplimiento a los requerimientos de regulación de tensión, suficiencia de capacidad y recuperación dinámica de variables eléctricas definidas por la NTSyCS para SSMM en todo el periodo de tarificación.

El detalle de los supuestos, metodología, resultados de los estudios eléctricos realizados se muestra en el Anexo 31.5.

7.3 Expansión de infraestructura

Este capítulo presenta las expansiones en infraestructura asociados al Proyecto de Reposición Eficiente, agrupados en las siguientes categorías: edificios, vehículos, informática y telecomunicaciones, equipos de bodega, herramientas y demás equipos de oficina.

Es importante recordar que la empresa eficiente de SSMM integra simultáneamente los segmentos de Generación, Transporte y Distribución de energía eléctrica, cumpliendo con los estándares de calidad exigidos por regulación vigente. Por lo tanto, aquellas instalaciones que son compartidas por más de un segmento, son asignadas a las categorías "SSMM" y "Otros" de acuerdo con los criterios determinados por el Consultor, detallados en el Anexo 18.

7.3.1 Edificios

El costo de las edificaciones de la empresa eficiente es modelada como un gasto anual de arriendo según el uso dado a la infraestructura, las cuales pueden ser de dos tipos: oficinas y generación. El costo inicial asociado a las oficinas es obtenido desde las cuentas contables de la Empresa real, detallados en el Anexo Digital y asociados al driver de arriendos de gastos fijos. El costo del arriendo de las edificaciones asociadas a generación, tales como bodega para el aceite, sala de control y sala de personal corresponden a un valor referencial entregado por la Empresa real de 160.000 $/año por metro cuadrado, incluyendo el terreno de la misma. No obstante, como el terreno ya es valorizado en la inversión se descuenta en un 50% este valor. Dado lo anterior, la expansión queda ligada al gasto fijo de arriendos, el cual se describe en el Anexo 24.

7.3.2 Vehículos

Costos de Vehículos

Se utiliza la valorización de la flota de vehículos de la Empresa eficiente aplicada en el Proyecto de Expansión Óptimo, cuya asignación por sistema mediano es detallada en el Anexo 18.

Proyecto de Reposición Eficiente

El Proyecto de Reposición Eficiente contempla la adquisición de la flota de vehículos en el año base del estudio, y su renovación al término de la vida útil de vehículos señalada en la Bases (10 años). No se prevén expansiones de la flota durante el horizonte de planificación para el Proyecto de Reposición Eficiente, dado que no hay crecimiento de personal.

Tabla 36: Inversión de Vehículos para el Proyecto de Reposición Eficiente (MUS$)

SISTEMA	Proyecto de Reposición de Vehículos (MUS$)															
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Aysén	143,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	143,6	-	-	-	-	-
General Carrera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Palena	16,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16,4	-	-	-	-	-
Total	160,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	160,1	-	-	-	-	-

7.3.3 Otros bienes de infraestructura

Macroinformática: El detalle de los costos de sistemas macroinformáticos considerados al año base se muestra en el Anexo 18. No se proyectaron expansiones en macroinformática para el Proyecto de Reposición Eficiente, solamente se consideran renovaciones al término de su vida útil definida por Bases (5 años).

Tabla 37: Inversión de Macroinformática para el Proyecto de Reposición Eficiente (MUS$)

SISTEMA	Proyecto de Reposición de Sistemas Macroinformáticos (MUS$) - SSMM															
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Aysén	60,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
General Carrera	13,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Palena	40,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	113,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Microinformática:

La inversión inicial en equipos de microinformática se define en función del personal que trabaja dentro de la Empresa eficiente. Se definieron tres perfiles de equipo según las características del personal al que es asignado. El detalle de los perfiles y los criterios para el dimensionamiento del resto de equipos microinformáticos se puede encontrar en el anexo 18.

La expansión en microinformática para el Proyecto de Reposición Eficiente está asociada al aumento del personal de la Empresa Eficiente de SSMM. En este caso, no existe aumento de personal del Proyecto de Reposición Eficiente, por lo que no gatilla inversiones en microinformática. Se valorizó el costo de inversión para la totalidad de equipos de microinformática para el año base, y se consideró la renovación de cada equipo al finalizar su vida útil (5 años), dentro del horizonte de evaluación (Tabla 38).

Tabla 38: Inversión de Microinformática para el Proyecto de Reposición Eficiente (MUS$)

SISTEMA	Proyecto de Reposición de Microinformática (MUS$) - SSMM															
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Aysén	-	-	-	-	134,2	-	-	-	-	134,2	-	-	-	-	134,2	-
General Carrera	-	-	-	-	14,8	-	-	-	-	14,8	-	-	-	-	14,8	-
Palena	-	-	-	-	16,2	-	-	-	-	16,2	-	-	-	-	16,2	-
Total	-	-	-	-	165,2	-	-	-	-	165,2	-	-	-	-	165,2	-

Comunicaciones:

El ítem de comunicaciones, al año base, considera el equipamiento en comunicaciones de la Empresa eficiente al año base más el costo de centrales telefónicas cuyos precios unitarios se muestran en el anexo 18.

No se prevén expansiones en el ítem comunicaciones para el Proyecto de Reposición Eficiente durante el horizonte de evaluación.

Tabla 39: Inversión de Comunicaciones para el Proyecto de Reposición Eficiente (MUS$)

SISTEMA	Proyecto de Reposición de Comunicaciones (MUS$) - SSMM															
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Aysén	780,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
General Carrera	49,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Palena	57,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	886,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Equipamiento de Herramientas e Instrumentos:

El ítem de herramientas e instrumentos, al año base, considera el equipamiento en herramientas e instrumentos de la Empresa al año base.

No se prevén expansiones en el ítem herramientas e instrumentos ni renovaciones para el Proyecto de Reposición Eficiente durante el horizonte de evaluación.

Tabla 40: Inversión de Herramientas e Instrumentos para el Proyecto de Reposición Eficiente (MUS$)

SISTEMA	Proyecto de Reposición de Herramientas (MUS$) - SSMM															
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Aysén	162,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
General Carrera	10,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Palena	11,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	184,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Equipamiento de Oficinas y Sistemas de Seguridad:

Los equipos de oficina se refieren a equipos de climatización, basureros, escritorios, sillas, insumos de oficinas, archivadores, lámparas, mesas de reuniones, pizarras, sofá, vajilla y servicios, extintor, perforadora, entre otros. Se utilizaron costos unitarios de mercado para valorizar el equipamiento, cuyo detalle se puede revisar en el Anexo 18.

Tabla 41: Inversión de equipamientos de oficina para el Proyecto de Reposición Eficiente (MUS$).

SISTEMA	Proyecto de Reposición de Muebles de Oficina (MUS$) - SSMM															
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Aysén	6,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
General Carrera	0,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Palena	0,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	7,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

7.4 Estructura de la organización de la empresa eficiente

La estructura organizacional base para la Empresa Eficiente de SSMM mantiene respecto a la presentada en el Proyecto de Expansión Óptimo, así como también se mantiene la homologación de cargos utilizada para valorizar la dotación de personal utilizando remuneraciones de mercado, la que se explica detalladamente en el Anexo 18. Toda la información de costos del personal se encuentra referida a diciembre del año 2016, que corresponde al año base definido en las Bases del Estudio.

7.4.1 Costo total del personal

La Tabla 42 resume la información de remuneraciones para la Empresa eficiente de SSMM, agrupados por tipo de cargo. Las remuneraciones indicadas en la tabla consideran el sueldo bruto, que incluye las mismas partidas, obligaciones legales y beneficios estándar considerados en el Plan de Expansión Óptimo y detallados en el Anexo Digital N°27. Los miembros del directorio no son considerados como partes del personal propio, y fueron incluidos en los gastos fijos de la Empresa Eficiente.

Tabla 42: Costo de personal por tipo de cargo para el Proyecto de Reposición Eficiente

Tipo de Cargo	Cantidad	Remuneraciones Anuales [MM$]	Remuneraciones Anuales [MU$]
Ejecutivos	7	423,6	634,9
Ingenieros	17	509,4	763,5
Abogados	0	0,0	0,0
Técnicos	9	159,7	239,3
Operarios	22	492,5	738,3
Obreros	0	0,0	0,0
Empleados Administrativos	52	1.060,4	1.589,4
Secretarias	1	12,5	18,8
Estafetas	0	0,0	0,0
Total	**108**	**2.658,2**	**3.984,2**

7.4.2 Expansión del personal de la empresa eficiente

<u>Expansión de personal de mantenimiento de centrales</u>

La expansión de personal adicional del Proyecto de Reposición Eficiente sigue la misma metodología que el Plan de Expansión Óptimo. Como resultado del modelo y de la cantidad de horas de funcionamiento de las unidades generadoras diésel no se requiere un

incremento en la cantidad de personal, ni a nivel de ejecutivos e ingenieros como de mantenimiento.

Los costos de personal para el Proyecto de Reposición Eficiente se resumen en la Tabla 43.

Tabla 43: Costos total de Personal para el Proyecto de Reposición Eficiente (MUS$)

SISTEMA	Costos de Personal (MUS$)															
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Aysén	1.515,6	1.515,6	1.515,6	1.515,6	1.515,6	1.515,6	1.515,6	1.515,6	1.515,6	1.515,6	1.515,6	1.515,6	1.515,6	1.515,6	1.515,6	1.515,6
General Carrera	300,8	300,8	300,8	300,8	300,8	300,8	300,8	300,8	300,8	300,8	300,8	300,8	300,8	300,8	300,8	300,8
Palena	339,2	339,2	339,2	339,2	339,2	339,2	339,2	339,2	339,2	339,2	339,2	339,2	339,2	339,2	339,2	339,2
Total	2.155,6	2.155,6	2.155,6	2.155,6	2.155,6	2.155,6	2.155,6	2.155,6	2.155,6	2.155,6	2.155,6	2.155,6	2.155,6	2.155,6	2.155,6	2.155,6

7.5 Gastos Fijos anuales de operación, mantenimiento, administración y comercialización

7.5.1 Determinación de los Gastos Fijos según el Proyecto de Reposición Eficiente

Se han considerado las mismas partidas de Gastos Fijos que para el Proyecto de Expansión Óptimo, así como las mismas variables impulsoras y asignaciones dado que la operación general de la empresa, su organización y su estructura no fueron modificadas. En la Tabla 44 se muestran sus valores al año base. En el Anexo 25 se puede ver el valor y proyección de los drivers de crecimiento asociados a cada partida de gastos fijos, para cada uno de los años de estudio. Los Gastos Fijos para el Proyecto de Reposición Eficiente se resumen en la Tabla 45.

Tabla 44: Valores de Gastos Fijos al año base, Proyecto de Reposición Eficiente

	MM$	MM$	MM$	MM$	MM$
Item	**Total**	Aysén	General Carrera	Palena	Otros
Administrativos y Corporativos	0,19	0,09	0,01	0,01	0,09
Arriendos	274,10	128,64	8,12	9,48	127,86
Asesorías	76,80	36,52	2,13	2,32	35,82
Capacitación	60,80	27,57	1,74	2,03	29,46
Contribuciones	34,92	16,39	1,03	1,21	16,29
Costos de Tecnologías de Información	278,59	126,32	7,98	9,31	134,99
Facturación a Clientes	47,93	-	-	-	47,93
Fletes	37,71	17,93	1,05	1,14	17,59
Gastos Plantel	284,98	129,22	8,16	9,52	138,08
Impuestos, Patentes y Trámites	446,44	212,30	12,39	13,50	208,25
Mantenimiento Edificios	180,90	-	-	-	180,90
Materiales*	189,74	89,82	3,64	7,77	88,51
RSE y Comunicaciones	44,10	20,97	1,22	1,33	20,57
Seguros Maquinarias y Edificios	269,45	126,51	5,79	11,46	125,69
Mantenimiento Vehículos	129,66	62,07	-	7,11	60,48
Vigilancia	3,88	-	-	-	3,88
Directorio	4,73	2,25	0,13	0,14	2,21
Contratistas O&M	1.175,62	540,13	31,53	34,34	569,63
Total	**3.540,53**	**1.536,73**	**84,94**	**110,66**	**1.808,21**

Tabla 45: Gastos Fijos para el Proyecto de Reposición Eficiente, Total (MUS$)

SISTEMA	Gastos Fijos (MUS$)															
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Aysén	1.536,7	1.536,7	1.538,5	1.545,2	1.545,8	1.703,2	1.889,8	1.890,2	1.890,7	1.890,7	1.891,7	1.891,7	1.891,7	1.892,4	1.892,4	1.931,8
General Carrera	84,9	84,9	85,0	112,8	195,3	196,4	196,4	196,4	196,4	196,4	196,5	196,5	196,5	196,5	196,5	197,5
Palena	110,7	110,7	110,8	111,4	111,5	113,6	113,6	113,6	113,7	113,7	113,8	113,8	113,8	113,8	113,8	115,9
Total	1.732,3	1.732,3	1.734,3	1.769,4	1.852,6	2.013,2	2.199,8	2.200,3	2.200,9	2.200,9	2.201,9	2.201,9	2.201,9	2.202,7	2.202,7	2.245,2

8 COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO (CTLP)

El Costo Total de Largo Plazo (CTLP) corresponde al valor anual constante que permite cubrir los costos de inversión y explotación en que incurre la empresa durante el período tarifario de cuatro años que sucede a la fijación, de un Proyecto de Reposición Eficiente.

El propósito de esta sección es exponer el cálculo del CTLP una vez que ha determinado el Proyecto de Reposición Eficiente. Este cálculo se realiza separadamente para los componentes de Generación y Transmisión para posteriormente sumarlos y obtener el CTLP global.

Los valores anualizados de inversión y costos de generación se calcularon utilizando una tasa de descuento equivalente al 10%.

En el Anexo 32 se explica la metodología utilizada para el cálculo del Costo Total de Largo Plazo de cada sistema.

8.1 Costo Total de Largo Plazo en el Sistema de Aysén

Se determinaron las anualidades de inversión y costos anuales tanto fijos como variables de operación de generación en Aysén. Adicionalmente, se calcularon las anualidades de energía para el periodo de planificación (ver Tabla 46).

En la Tabla 47 se exponen de manera agregada las principales componentes de costos.

Tabla 46: Anualidades de energía en Aysén

	2019	2020	2021	2022
Energia [kWh/año]	137.680.433	139.028.443	140.834.765	142.553.158

Tabla 47: Anualidades de inversión y costos en Aysén

Año	Unidad	2019	2020	2021	2022
		1	2	3	4
Anualidad Inversiones Generación	US$/año	9.292.840	8.805.545	10.115.587	11.949.647
Anualidad Infraestructura Generación	US$/año	99.437	111.320	111.320	111.320
Costo Fijo de Generación	US$/año	2.493.200	2.493.715	2.621.870	2.773.922
Costo Variable de Generación	US$/año	7.001.204	7.185.267	6.549.715	5.444.025
Anualidad Total	US$/año	18.886.681	18.595.847	19.398.493	20.278.914

Año	Unidad	2019	2020	2021	2022
		1	2	3	4
Anualidad Inversiones Transmisión	US$/año	2.856.533	2.856.533	2.856.533	2.856.533
Anualidad Infraestructura Transmisión	US$/año	28.595	32.013	32.013	32.013
Costo Fijo de Transmisión	US$/año	716.976	717.124	753.978	797.704
Anualidad Total	US$/año	3.602.104	3.605.669	3.642.523	3.686.249

Valor Actual de Generación [US$]	60.963.325
Valor Actual de Transmisión [US$]	11.508.972
Valor Actual Total [US$]	72.472.296

CTLPG [US$/año]	19.232.149
CTLPL [US$/año]	3.630.745
CTLP [US$/año]	22.862.894

8.2 Costo Total de Largo Plazo en el Sistema de General Carrera

Se determinaron las anualidades de inversión y costos anuales tanto fijos como variables de operación de generación en General Carrera. En la Tabla 49 se exponen de manera agregada las principales componentes de costos. Cumpliendo con lo establecido en las Bases de Estudio, se presentan los costos fijos y variables valorizados a finales de cada período.

Adicionalmente, se calcularon las anualidades de energía para el periodo de planificación (ver Tabla 48).

En la Tabla 49 se exponen de manera agregada las principales componentes de costos.

Tabla 48: Anualidades de energía en General Carrera

	2019	2020	2021	2022
Energia [kWh/año]	13.198.858	13.988.044	14.738.148	15.480.765

Tabla 49: Anualidades de inversión y costos en General Carrera

Año	Unidad	2019	2020	2021	2022
		1	2	3	4
Anualidad Inversiones Generación	US$/año	545.738	868.106	868.106	901.538
Anualidad Infraestructura Generación	US$/año	7.709	9.306	9.306	9.306
Costo Fijo de Generación	US$/año	409.574	491.288	492.327	492.327
Costo Variable de Generación	US$/año	1.281.013	1.026.822	1.146.015	1.265.312
Anualidad Total	US$/año	2.244.033	2.395.523	2.515.755	2.668.483

Año	Unidad	2019	2020	2021	2022
		1	2	3	4
Anualidad Inversiones Transmisión	US$/año	46.386	46.386	46.386	46.386
Anualidad Infraestructura Transmisión	US$/año	457	551	551	551
Costo Fijo de Transmisión	US$/año	24.268	29.110	29.172	29.172
Anualidad Total	US$/año	71.111	76.047	76.109	76.109

Valor Actual de Generación [US$]	7.732.535
Valor Actual de Transmisión [US$]	236.661
Valor Actual Total [US$]	7.969.195

CTLPG [US$/año]	2.439.389
CTLPL [US$/año]	74.660
CTLP [US$/año]	2.514.048

8.3 Costo Total de Largo Plazo en el Sistema de Palena

Se determinaron las anualidades de inversión y costos anuales tanto fijos como variables de operación de generación en Palena. En la Tabla 51 se exponen de manera agregada los principales componentes de costos. Cumpliendo con lo establecido en las Bases de Estudio, se presentan los costos fijos y variables valorizados a finales de cada periodo.

Adicionalmente, se calcularon las anualidades de energía para el periodo de planificación (verTabla 50).

En la Tabla 51 se exponen de manera agregada las principales componentes de costos.

Tabla 50: Anualidades de energía en Palena

	2019	2020	2021	2022
Energia [kWh/año]	12.862.484	13.982.854	15.012.892	15.993.070

Tabla 51: Anualidades de inversión y costos en Palena

Año	Unidad	2019	2020	2021	2022
		1	2	3	4
Anualidad Inversiones Generación	US$/año	945.864	970.934	1.016.943	1.016.943
Anualidad Infraestructura Generación	US$/año	12.985	14.690	14.690	14.690
Costo Fijo de Generación	US$/año	436.038	436.092	438.158	438.158
Costo Variable de Generación	US$/año	603.985	780.481	960.888	1.142.828
Anualidad Total	US$/año	1.998.872	2.202.197	2.430.679	2.612.619

Año	Unidad	2019	2020	2021	2022
		1	2	3	4
Anualidad Inversiones Transmisión	US$/año	82.550	82.550	82.550	82.550
Anualidad Infraestructura Transmisión	US$/año	1.089	1.232	1.232	1.232
Costo Fijo de Transmisión	US$/año	36.559	36.564	36.737	36.737
Anualidad Total	US$/año	120.198	120.346	120.519	120.519

Valor Actual de Generación [US$]	7.247.813
Valor Actual de Transmisión [US$]	381.594
Valor Actual Total [US$]	7.629.407

CTLPG [US$/año]	2.286.473
CTLPL [US$/año]	120.382
CTLP [US$/año]	2.406.855

9 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

De acuerdo con lo indicado en las bases del estudio, se deberán identificar fórmulas de indexación para:

- Costo Incremental de Desarrollo (CID).
- Costo Total de Largo Plazo (CTLP).

En el Anexo 33 se presenta el detalle de los cálculos presentados a continuación.

9.1 Indicadores utilizados

Para explicar la evolución de cada componente de costo correspondiente a cada uno de los sistemas, se han seleccionado los siguientes indicadores:

- Índice de Precios del Consumo de Chile (IPC)
- U.S. Producer Price Index (PPI)
- Precio del Diésel (PDiésel)

Los datos a utilizar para determinar la indexación de los componentes de costos provienen de fuentes de público acceso. Al respecto se propone considerar las siguientes fuentes:

- IMO: Instituto Nacional de Estadísticas de Chile [2].
- IPC: Instituto Nacional de Estadísticas de Chile [3].
- IR: Instituto Nacional de Estadísticas de Chile [4].
- PPI: Bureau of Labour Statistics – U.S. Department of Labour [5].

9.2 Fórmula de Indexación

Las fórmulas de indexación se obtienen de los componentes de costos y de la participación supuesta de cada indicador en cada componente de costo. La fórmula de indexación resultante para el VI es la siguiente[6]:

$$\frac{Vctlp(i)}{Vctlp(0)} = \left[\%IMO \times \frac{IMO(i)}{IMO(0)} + \%IPC \times \frac{IPC(i)}{IPC(0)} + \%Pdiesel \times \frac{Pdiesel(i)}{Pdiesel(0)}\right] + \left[\%PPI \times \frac{PPI(i)}{PPI(0)}\right] \times \left[\frac{1+TAX(i)}{1+TAX(0)}\right] \times \frac{Pdolar(i)}{Pdolar(0)}$$

9.3 Indexación del Costo Incremental de Desarrollo

9.3.1 Sistema de Aysén

Se presenta a continuación la estructura de la fórmula de indexación del precio de la energía y la potencia en Aysén para el CID.

---

[2] http://www.ine.cl/canales/chile_estadistico/familias/laborales.php

[3] http://www.ine.cl/canales/chile_estadistico/familias/precios.php

[4] http://www.ine.cl/canales/chile_estadistico/familias/laborales.php

[5] http://www.bls.gov/ppi/home.htm

[6] Expresión válida tanto para indexar el CID como el CTLP.

Tabla 52:Estructura de la Fórmula de Indexación de la potencia en Aysén para el CID

Formula Indexación Potencia CID AY	
IPC - Nacional	66,1%
PPI - Externo	33,9%
	100,0%

Tabla 53: Estructura de la Fórmula de Indexación de la energía en Aysén para el CID

Formula Indexación CID AY	
IPC - Nacional	65,0%
P. Diesel - Nacional	2,5%
PPI - Externo	32,5%
	100,0%

9.3.2 Sistema de General Carrera

Se presenta a continuación la estructura de la fórmula de indexación del precio de la energía y la potencia en General Carrera para el CID.

Tabla 54:Estructura de la Fórmula de Indexación de la potencia en General Carrera para el CID

Formula Indexación Energía CID GC	
IPC - Nacional	26,3%
P. Diesel - Nacional	63,0%
PPI - Externo	10,7%
	100,0%

Tabla 55: Estructura de la Fórmula de Indexación de la energía en General Carrera para el CID

Formula Indexación Potencia CID GC	
IPC - Nacional	72,5%
PPI - Externo	27,5%
	100,0%

9.3.3 Sistema de Palena

Se presenta a continuación la estructura de la fórmula de indexación del precio de la energía y la potencia en Palena para el CID.

Tabla 56:Estructura de la Fórmula de Indexación de la potencia en Palena para el CID

Formula Indexación Potencia CID PL	
IPC - Nacional	49,9%
PPI - Externo	50,1%
	100,0%

Tabla 57: Estructura de la Fórmula de Indexación de la energía en Palena para el CID

Formula Indexación CID PL	
IPC - Nacional	35,3%
P. Diesel - Nacional	47,9%
PPI - Externo	16,8%

9.4 Indexación del Costo Total de Largo Plazo

9.4.1 Sistema de Aysén

Se presenta a continuación la estructura de la fórmula de indexación del precio de la energía y la potencia en Aysén para el CTLP.

Tabla 58:Estructura de la Fórmula de Indexación de la potencia en Aysén para el CTLP

Formula Indexación Potencia CTLP AY	
IPC - Nacional	73,5%
PPI - Externo	26,5%
	100,0%

Tabla 59: Estructura de la Fórmula de Indexación de la energía en Aysén para el CTLP

Formula Indexación CTLP AY	
IPC - Nacional	57,3%
P. Diesel - Nacional	24,1%
PPI - Externo	18,6%

9.4.2 Sistema de General Carrera

Se presenta a continuación la estructura de la fórmula de indexación del precio de la energía y la potencia en General Carrera para el CTLP.

Tabla 60:Estructura de la Fórmula de Indexación de la potencia en General Carrera para el CTLP

Formula Indexación Potencia CTLP GC	
IPC - Nacional	71,9%
PPI - Externo	28,1%
	100,0%

Tabla 61: Estructura de la Fórmula de Indexación de la energía en General Carrera para el CTLP

Formula Indexación CTLP GC	
IPC - Nacional	47,1%
P. Diesel - Nacional	37,4%
PPI - Externo	15,5%

9.4.3 Sistema de Palena

Se presenta a continuación la estructura de la fórmula de indexación del precio de la energía y la potencia en Palena para el CTLP.

Tabla 62:Estructura de la Fórmula de Indexación de la potencia en Palena para el CTLP

Formula Indexación Potencia CTLP PL	
IPC - Nacional	51,9%
PPI - Externo	48,1%
	100,0%

Tabla 63: Estructura de la Fórmula de Indexación de la energía en Palena para el CTLP

Formula Indexación CTLP PL	
IPC - Nacional	46,3%
P. Diesel - Nacional	25,8%
PPI - Externo	27,9%
	100,0%

9.5 Factor de ajuste

Para el desarrollo del Estudio se realizó una serie de supuestos relacionados con situaciones de hidrología, viento y consideraciones de características técnico-económicas informadas para proyectos de terceros. En caso de que alguno de esos supuestos no se cumpla, los resultados de costos resultantes del Estudio podrían perder validez. Las posibles desviaciones que se podrían observar son:

- Hidrologías secas o escasez de viento, con probabilidad de ocurrencia menor al 5%. Esta situación ocurrió recientemente el año 2016 en el Sistema de Aysén.
- Fallas prolongadas por sobre la duración habitual de un mantenimiento, retraso o no construcción de los proyectos de terceros, debido a falla de equipos, dificultades constructivas, permisos o decisiones de privados que no están en la obligación de ejecutar sus obras.

En este contexto, para dichas situaciones se plantea usar un factor de ajuste al precio de nudo, que permitiría reconocer situaciones de sobrecosto de generación en que incurra la o las Empresas por efecto de la ocurrencia de condiciones de sequías o fallas prolongadas. La aplicación de este factor quedaría a discresión de la CNE.

<u>Factor de ajuste en caso de hidrologías secas extremas, escasez de viento, falla prolongada o retraso en entrada de proyectos</u>

En caso de presentarse situaciones de hidrologías secas extremas, escasez de viento, fallas prolongadas o retraso o abandono de proyectos que afecten la generación eléctrica en un sistema, y que requieran la operación extraordinaria de centrales a diésel, será necesario aplicar un factor de corrección para el cálculo del precio de la energía a través del parámetro alfa que multiplique el precio de la energía base. Este parámetro será calculado y comunicado por la Comisión y será aplicable por los siguientes 6 meses de comunicado.

$$\alpha = 1 + \frac{\text{Costo de generación eficiente restringida 6 meses} - \text{Costo generación eficiente 6 meses}}{\text{Pe index} * \text{E proy 6 meses}}$$

Donde:

Costo de generación eficiente restringida 6 meses: Corresponde a la estimación de los costos eficientes, calculados a partir del parque generador determinado en el CTLP considerando restricciones de generación que afecten la disponibilidad de centrales o impongan

condiciones de hidrología seca, considerando el volumen de energía efectivamente generado en el semestre anterior a la aplicación del cálculo.

Costo de generación eficiente 6 meses: Corresponde a la estimación de los costos eficientes, calculados a partir del parque generador determinado en el CTLP sin considerar restricciones en generación, considerando el volumen de energía efectivamente generado en el semestre anterior a la aplicación del cálculo.

Pe index: Precio base de la energía indexado a la fecha en que se determina el factor alfa.

E proy 6 meses: Corresponde a la energía proyectada para los próximos 6 meses.

El factor de ajuste se implementará siempre que los costos reales de generar con diésel difieran en más del 10% de los costos reconocidos en la tarifa, esto es, utilizando los valores de costos variables medios determinados en el estudio. El valor del parámetro alfa no podrá ser superior a 1,1. En caso que supere el valor de 1,1, los diferenciales de costo se considerarán en el cálculo de los siguientes 6 meses.

10 COSTOS VARIABLES MEDIOS, FACTORES DE COSTOS DE INVERSIÓN Y ADMINISTRACIÓN, Y COSTOS DE TRANSMISIÓN

De acuerdo a lo señalado en el literal t) del numeral 3 de las Bases, en aquéllos sistemas donde hay más de un operador o el Plan de Expansión Óptimo considere una unidad generadora operada por otra Empresa, se deberá, a partir del CTLP obtenido:

1) Asignar la potencia reconocida en el Plan de Reposición Eficiente a las unidades existentes y reconocidas en el CID.
2) Determinar para cada Empresa el costo variable medio, que corresponde al promedio ponderado entre generación esperada y sus costos variables y su fórmula de indexación.
3) Determinar un factor de costos de inversión y administración de cada empresa generadora.
4) Determinar un costo de transmisión a partir de la anualidad de la inversión y de los costos de operación, mantenimiento y administración de las empresas propietarias de instalaciones de transmisión.

10.1 Asignación de potencia reconocida

La asignación de potencia reconocida para cada sistema que tiene o tendrá más de una Empresa en el periodo de tarificación se muestra a continuación, por empresa y tecnología. El detalle por central se encuentra en el anexo digital.

Tabla 64: Potencia reconocida asignada sistema Aysén

Empresa	Tecnología	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Edelaysén	Diésel	32,45	21,51	23,11	23,11	23,11	23,11	23,11	23,11
Edelaysén	Pasada	22,60	22,60	22,60	22,60	22,60	22,60	22,60	22,60
Edelaysén	Eólica	3,78	3,78	3,78	3,78	3,78	3,78	3,78	3,78
San Víctor	Pasada	-	-	-	-	-	2,99	2,99	2,99
Total		58,83	47,89	49,49	49,49	49,49	52,48	52,48	52,48

Empresa	Tecnología	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Edelaysén	Diésel	23,11	23,11	23,11	23,11	23,11	23,11	23,11	25,75
Edelaysén	Pasada	22,60	22,60	22,60	22,60	22,60	22,60	22,60	25,18
Edelaysén	Eólica	3,78	3,78	3,78	3,78	3,78	3,78	3,78	4,21
San Víctor	Pasada	2,99	2,99	2,99	2,99	2,99	2,99	2,99	3,33
Total		52,48	52,48	52,48	52,48	52,48	52,48	52,48	58,48

Tabla 65: Potencia reconocida asignada sistema General Carrera

Empresa	Tecnología	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Edelaysén	Diésel	2,79	2,48	2,48	2,73	3,18	3,18	3,18	3,63
Edelaysén	Pasada	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
Chono	Eólica	-	-	-	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Total		3,43	3,12	3,12	4,37	4,82	4,82	4,82	5,27

Empresa	Tecnología	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Edelaysén	Diésel	3,63	3,63	4,08	4,08	4,08	4,32	4,32	4,57
Edelaysén	Pasada	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
Chono	Eólica	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Total		5,27	5,27	5,72	5,72	5,72	5,96	5,96	6,21

10.2 Costo variable medio por Empresa

El costo variable medio resultante para cada sistema que tiene o tendrá más de una Empresa en el periodo de tarificación se muestra a continuación.

Tabla 66: Costo variable medio sistema Aysén

Empresa	VP CVC USD	VP CVNC USD	VP energía MWh	CVC medio USD/MWh	CVNC medio USD/MWh
Edelaysén	16.733.980	3.155.388	422.947	39,6	7,5
San Víctor	0	75.087	20.294	0,0	3,7

Tabla 67: Costo variable medio sistema General Carrera

Empresa	VP CVC USD	VP CVNC USD	VP energía MWh	CVC medio USD/MWh	CVNC medio USD/MWh
Edelaysén	2.843.378	633.838	36.148	78,7	17,5
Chono Bess	0	86.050	9.058	0,0	9,5

10.3 Factor de costos de inversión y administración

Los factores de costos de inversión y administración para cada sistema que tiene o tendrá más de una Empresa en el periodo de tarificación se muestra a continuación.

Tabla 68: Factores de costos de inversión y administración del sistema Aysén

Empresa	VP Inversiones USD	VP Costo Fijo USD	Total USD	Factor
Edelaysén	28.697.455	7.857.646	36.555.101	**0,913**
San Víctor	3.131.719	334.297	3.466.016	**0,087**

Tabla 69: Factores de costos de inversión y administración del sistema General Carrera

Empresa	VP Inversiones USD	VP Costo Fijo USD	Total USD	Factor
Edelaysén	1.499.827	1.145.288	2.645.115	**0,662**
Chono Bess	1.009.772	339.233	1.349.005	**0,338**

Se propone que los valores de CVC se indexen 100% respecto a la variación del precio del diésel, mientras que los CVNC en un 100% respecto de la variación del CPI.

10.4 Costo de transmisión

Los costos de transmisión para cada sistema que tiene o tendrá más de una Empresa en el periodo de tarificación se muestra a continuación.

Tabla 70: Costos de transmisión del sistema Aysén

Empresa	VP Inversiones USD	VP Costo Fijo USD	Total USD	Anualidad USD
Edelaysén	9.153.194	2.355.777	11.508.972	3.630.745

Tabla 71: Costos de transmisión del sistema General Carrera

Empresa	VP Inversiones USD	VP Costo Fijo USD	Total USD	Anualidad USD
Edelaysén	148.699	87.961	236.661	74.660

ANEXOS

11 ANEXO: CARACTERIZACIÓN Y VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE LA EMPRESA

Con el objeto de obtener una visión completa de la situación actual de la Empresa, tanto en lo relativo a infraestructura técnica y administrativa, así como sus costos fijos, variables y de inversión, se realizó la caracterización y valorización de los bienes de la Empresa, lo cual fue desarrollado en base a, al menos, las siguientes fuentes de información:

- La información entregada por la Empresa, incluyendo el estudio encargado a la empresa de ingeniería POCH, referido al VNR de unidades generadoras hidráulicas existentes. Este estudio se anexa en el respaldo digital del presente informe.
- Cotizaciones de equipos e infraestructura llevadas a cabo por el Consultor con proveedores con representación en el país.

La Empresa proporcionó la información correspondiente a las características técnicas de los componentes de generación y transmisión pertenecientes a sus sistemas medianos, los datos históricos de demanda de energía y potencia en cada barra, su organización y estructura de personal; así como también el estudio realizado por la empresa POCH antes mencionado.

A partir de la información entregada por la Empresa, y los resultados de las actividades de valorización, se realizó un análisis crítico evaluando la situación existente en el año base (2016) de los sistemas en estudio. Para la valorización de las instalaciones existentes se utilizó el valor promedio mensual del dólar observado publicado por el Banco Central para el mes de diciembre de 2016, correspondiente a 667,17 [$/US$], según lo establecido en las Bases del Estudio. A continuación, se detallan las actividades realizadas en esta etapa.

11.1 Planos y topología de los sistemas

De acuerdo con la información proporcionada por la Empresa, es posible conocer la ubicación de sus unidades generadores en sus tres sistemas medianos, de acuerdo a las coordenadas en el Sistema Transversal Universal de Mercator (UTM).

En el Anexo 12 se muestra solo un extracto de cada uno de los sistemas en estudio, esto es Aysén, General Carrera y Palena, lo cual es suficiente para caracterizar la ubicación de las instalaciones respecto a las ciudades involucradas.

Tabla 72: Coordenadas UTM de las centrales de la Empresa

Central	Sistema	Coordenada Este	Coordenada Norte
Tehuelche	Aysén	725.912,12	4.943.550,16
Central Térmica Aysén	Aysén	679.309,08	4.972.782,31
Chacabuco	Aysén	676.043,70	4.966.445,36
Ibañez	Aysén	659.025,35	4.871.195,96
Alto Baguales	Aysén	726.149,35	4.943.491,20
Central Hidroeléctrica Lago Atravesado	Aysén	710.799,14	4.929.596,56
Central Hidroeléctrica Aysén	Aysén	679.326,14	4.972.808,08
Central Térmica Mañihuales	Aysén	724.611,04	4.996.042,06
Río Azul	Palena	736.411,80	5.291.922,01
Futaleufú	Palena	267.060,88	5.214.872,81
Palena	Palena	274.093,57	5.167.044,29
Puyuhuapi	Palena	679.309,08	4.972.782,31
Lago Verde	Palena	272.460,79	5.097.548,33
La Junta	General Carrera	709.778,28	5.128.139,08
Chile Chico	General Carrera	294.286,11	4.841.620,39
El Traro	General Carrera	287.821,84	4.702.503,99

En el Anexo 13 se presentan los diagramas unilineales de los sistemas eléctricos de Aysén, General Carrera y Palena, los cuales fueron proporcionados por la Empresa.

11.2 Identificación y caracterización de las instalaciones existentes

11.2.1 Identificación y caracterización de las unidades de Generación

A continuación, de la Tabla 73 a la Tabla 75, se muestra un resumen de las características de cada unidad generadora informada por la Empresa. El detalle de los consumos específicos e indisponibilidades indicados corresponden a los calculados por el Consultor para efectos del Estudio.

En el Anexo 14 se expone de forma completa la información correspondiente a las características técnicas y operacionales de las unidades generadoras de cada uno de los sistemas medianos de la Empresa.

Tabla 73: Unidades del sistema eléctrico de Aysén

Central	Unidad	Potencia [kW]	Año fabricación	Tipo	Consumo específico	Costo Variable no combustible [US/MWh]
Tehuelche	Unidad 5101	1915	1993	Diésel	0,271 lts/KWH	10,6 US$/MWh
Tehuelche	Unidad 5102	1915	1994	Diésel	0,272 lts/KWH	11,0 US$/MWh
Tehuelche	Unidad 5103	2350	1997	Diésel	0,270 lts/KWH	16,1 US$/MWh
Tehuelche	Unidad 5716	800	N/I	Diésel	0,269 lts/KWH	16,5 US$/MWh
Tehuelche	Unidad 5142	1820	2012	Diésel	0,278 lts/KWH	15 US$/MWh
Tehuelche	Unidad 5736	1800	N/I	Diésel	0,262 lts/KWH	13,8 US$/MWh
Tehuelche	Unidad 5717	800	N/I	Diésel	0,293 lts/KWH	15 US$/MWh
Tehuelche	Unidad 5544	1400	2007	Diésel	0,273 lts/KWH	68,3 US$/MWh
Tehuelche	Unidad 5147	1600	2014	Diésel	0,264 lts/KWH	13,2 US$/MWh
Tehuelche	Unidad 5641	1600	2010	Diésel	0,264 lts/KWH	13,6 US$/MWh
Tehuelche	Unidad 5642	1600	2010	Diésel	0,266 lts/KWH	17,0 US$/MWh
Tehuelche	Unidad 5643	1960	2010	Diésel	0,263 lts/KWH	15 US$/MWh
CTPA	Unidad 5657	1600	N/I	Diésel	0,237 lts/KWH	10,5 US$/MWh
CTPA	Unidad 5114	1200	2005	Diésel	0.264 lts/KWH	10,5 US$/MWh
Chacabuco	Unidad 5112	1200	2005	Diésel	0,275 lts/KWH	16,9 US$/MWh
Chacabuco	Unidad 5113	1200	2000	Diésel	0,275 lts/KWH	15,2 US$/MWh
Chacabuco	Unidad 5546	1400	2007	Diésel	0,275 lts/KWH	15,2 US$/MWh
Chacabuco	Unidad 5545	1400	2009	Diésel	0,278 lts/KWH	16,4 US$/MWh
Chacabuco	Unidad 5148	1400	2010	Diésel	0,279 lts/KWH	12,6 US$/MWh
Chacabuco	Unidad 5611	2500	2008	Diésel	0,277 lts/KWH	16,5 US$/MWh
Ibáñez	Unidad 5160	160	2007	Diésel	0.387 lts/KWH	30 US$/MWh
Mañihuales	Unidad 5532	825	1989	Diésel	0,2819 Gr/kWh	11,4 US$/MWh
Eólica Alto Baguales	Unidad 5108	660	2001	Viento	NC	0
Eólica Alto Baguales	Unidad 5109	660	2001	Viento	NC	0
Eólica Alto Baguales	Unidad 5110	660	2001	Viento	NC	0
Eólica Alto Baguales	Unidad 5734	900	2016	Viento	NC	0
Eólica Alto Baguales	Unidad 5735	900	2016	Viento	NC	0
Monreal	Unidad 5143	3000	2013	Agua	NC	0

Central	Unidad	Potencia [kW]	Año fabricación	Tipo	Consumo específico	Costo Variable no combustible [US/MWh]
CHLA	Unidad 5106	5500	2003	Agua	NC	0
CHLA	Unidad 5107	5500	2003	Agua	NC	0
CHPA	Unidad 5115	2000	1960	Agua	NC	0
CHPA	Unidad 5116	3000	1970	Agua	NC	0
CHPA	Unidad 5117	900	2002	Agua	NC	0
CHPA	Unidad 5118	2700	1987	Agua	NC	0

Tabla 74: Unidades del sistema eléctrico de General Carrera

Central	Unidad	Potencia [kW]	Año fabricación	Tipo	Consumo específico	Costo Variable no combustible [US/MWh]
Chile Chico	Unidad 5120	282	2012	Diesel	0,359 lts/KWH	35,41 US$/MWh
Chile Chico	Unidad 5622	440	2012	Diesel	0,253 lts/KWH	20,8 US$/MWh
Chile Chico	Unidad 5121	400	2012	Diesel	0,334 Lts/Kwh	36,4 US$/MWh
Chile Chico	Unidad 5118	288	2012	Diesel	0,265 lts/KWH	28,6 US$/MWh
Chile Chico	Unidad 5542	292	2012	Diesel	0,275 lts/KWH	17,7 US$/MWh
Chile Chico	Unidad 5144	400	2012	Diesel	0,370 lts/KWH	16,5 US$/MWh
El Traro	Unidad 5122	320	1987	Agua	NC	0
El Traro	Unidad 5123	320	1987	Agua	NC	0
El Traro	Unidad 5741	400	2007	Diesel	0,247 lts/KWH	10,8 US$/MWh
El Traro	Unidad 10 5541	292	1999	Diesel	0,291 lts/KWH	17,9 US$/MWh

Tabla 75: Unidades del sistema eléctrico de Palena

Central	Unidad	Potencia MW	Año fabricación	Tipo	Consumo específico [lt/kWh]	CVNC [US$/MWh]
Río Azul	Unidad 5134	0,35	1987	Hidroeléctrica	0	15,67
Río Azul	Unidad 5135	0,35	1987	Hidroeléctrica	0	15,67
Río Azul	Unidad 5136	0,35	1987	Hidroeléctrica	0	15,67
Futaleufú	Unidad 5519	0,192	2008	Térmica Diesel	0,364	54,8
Futaleufú	Unidad 5520	0,256	2008	Térmica Diesel	0,298	44,3
Palena	Unidad 5522	0,292	1998	Térmica Diesel	0,303	15,8
Palena	Unidad 5131	0,292	1982	Térmica Diesel	0,302	13,9
Puyuhuapi	Unidad 5514	0,292	2008	Térmica Diesel	0,292	13
Lago Verde	Unidad 5552	0,15	2006	Térmica Diesel	0,594	110,6
La Junta	Unidad 5534	0,288	N/I	Térmica Diesel	0,279	21,8
Santa Barbara	Unidad 5625	0,109	N/I	Térmica Diesel	0,313	35,4
Santa Barbara	Unidad 5626	0,109	N/I	Térmica Diesel	0,36	42,7
Santa Barbara	Unidad 5146	0,36	N/I	Térmica Diesel	0,301	24,9

11.2.2 Identificación y caracterización de las instalaciones de Transmisión

En la Tabla 76 se exponen las características de las líneas de transmisión del sistema de Aysén. Los detalles correspondientes a las características técnicas, operacionales y económicas de la línea son presentados en el anexo digital.

Tabla 76: Características de la línea de transmisión de Aysén

Línea	Tipo de circuito	Longitud [km]	Tensión [kV]	Capacidad [MVA]	Nombre conductor	Material	Sección [mm2]
Alto Baguales - Villa Ortega	Simple	53,67	33		Cu # 6 AWG	Hormigón - Madera	13,29
Chacabuco - Puerto Aysén	Simple	38,78	33	10	AL #4 AWG	Hormigón - Madera	21,2
Coyhaique - Puerto Aysén	Simple	99,02	33		AL #4 AWG	Hormigón - Madera	21,2
Lago Atravesado - Tehuelche	Simple	43,17	23	16	AL #4 AWG	Hormigón	21,2
Villa Ortega - Mañiguales	Simple	65,82	33		AL #2 AWG	Hormigón - Madera	34
Villa Ortega - Ñireguao	Simple	34,12	33		Cu # 6 AWG	Hormigón - Madera	13,29
Ñireguao - El Gato	Simple	45,46	33		Cu # 3 AWG	Hormigón - Madera	26,27
Tehuelche - Divisadero	Simple	7,99	33	7	Cu # 6 AWG	Hormigón - Madera	13,29

Los sistemas de General Carrera y Palena no poseen líneas de transmisión.

11.3 Estudio de precios unitarios

Respecto a la valorización de las unidades de generación hidráulica, se han considerado como base de comparación los valores resultantes del estudio encargado por la Empresa a POCH, informe titulado Determinación de los Valores Nuevos de Reemplazo de las centrales

hidroeléctricas de la Empresa. Este estudio se anexa en el respaldo digital del presente informe.

Para la valorización de unidades térmicas y eólicas, se ha considerado como base de comparación los valores resultantes del estudio realizado en el proceso anterior, debidamente indexado a diciembre de 2016 utilizando índices de variación de precios tales como IPC, CPI (Estados Unidos), PPI e índice de remuneraciones. Sin perjuicio de ello, se obtuvieron valores de grupos motor-generador mediante cotizaciones formales realizadas a los respectivos proveedores y que se incluyen como anexo a este estudio.

Para la valorización de equipos de subestación, en particular transformadores, interruptores, desconectadores, equipos de medida, entre otros, se llevarán a cabo cotizaciones con los principales proveedores del país, complementado por precios unitarios utilizados en los últimos estudios de valorización de transmisión zonal.

Las Bases del Estudio establecen el año 2016 como año base para la valoración de la empresa existente, y consideran el valor promedio mensual del dólar observado publicado por el Banco Central para el mes de diciembre de 2016, correspondiente a 667,17 [$/US$]. Todos los precios utilizados fueron referidos al 31 de diciembre del 2016, actualizando los valores por CPI o IPC[7], según se trate de bienes importados o locales, respectivamente.

Se han determinado los recargos a los precios unitarios determinados, los que reflejan los distintos gastos involucrados en la compra, instalación y puesta en marcha de las instalaciones de la Empresa.

Para la determinación de los recargos en la valorización de las unidades de generación hidráulica se considera como base el estudio elaborado por POCH a la Empresa. Por otra parte, para la determinación de los recargos en la valorización del resto de las unidades de generación se han considerado como base los valores resultantes del proceso de tarificación anterior de la Empresa (2014-2018) debidamente indexados a diciembre de 2016. Los recargos sobre el precio unitario de centrales generadoras son calculados para cada sistema mediano, reflejando las características particulares de cada sistema respecto de los fletes, montajes, ingeniería, etc. Por otra parte, para el resto de las instalaciones (tramos de transmisión, transformadores, paños, etc.) se utilizan los recargos calculados a partir de la información del proceso de tarificación anterior de la Empresa (2014-2018), debidamente indexados a diciembre de 2016.

11.3.1 Unidades de generación

A fin de reflejar adecuadamente en la valorización de las unidades generadoras las distintas condiciones del sistema mediano, se utilizará el valor promedio para cada recargo.

La Tabla 77 muestra los recargos de generación para cada uno de los sistemas

Tabla 77: Recargos al precio unitario de las unidades generadoras

[7] IPC: Índice de Precios al Consumidor
CPI: Consumer Price Index de Estados Unidos

Sistema	Aysén	General Carrera	Palena
Flete seguro, transporte	25,13%	26,17%	32,80%
Flete	8,38%	8,72%	10,93%
Seguro	8,38%	8,72%	10,93%
Transporte	8,38%	8,72%	10,93%
Montaje	7,03%	10,57%	9,87%
Obras Civiles + Materiales	35,15%	34,92%	88,07%
Ingeniería	14,83%	15,21%	14,74%
Puesta en Marcha	0,00%	0,00%	0,00%
Gastos Generales	7,46%	7,65%	7,41%
Intereses Intercalarios	4,07%	4,07%	4,07%

A continuación, se realiza una descripción detallada de cada recargo y el valor utilizado para cada sistema mediano en la valorización de las unidades generadoras.

1.1.1.1 Flete

El recargo por flete corresponde al costo de trasladar las mercancías hasta el punto de destino en Chile, ya sea vía marítima o terrestre según corresponda.

1.1.1.2 Seguro

El recargo por seguro corresponde a los costos adicionales asociados al traslado de las mercancías hasta el punto de destino en Chile.

1.1.1.3 Flete SSMM (Transporte)

El recargo por Flete SSMM corresponde a los costos de traslado desde el punto de arribo en Chile hasta el sitio u obra del SSMM correspondiente.

1.1.1.4 Montaje mecánico

Este recargo considera aquellas inversiones destinadas principalmente a la instalación de las unidades de generación y del complemento adicional necesario para su funcionamiento. Así, en unidades térmicas incluye sistemas de combustibles para petróleo diésel de grupos motor – generador, sistema de agua y de piping para petróleo y aire comprimido y equipamiento complementario tales como: válvulas reguladoras y medidores de petróleo.

1.1.1.5 Montaje eléctrico

El recargo por montaje eléctrico considera aquellas inversiones necesarias para la conexión al sistema eléctrico respectivo, de tal manera de poder evacuar de forma confiable y segura la energía eléctrica a la red.

1.1.1.6 Obras Civiles

El recargo por obras civiles considera un valor representativo de las obras civiles asociadas cuando los equipos las requieran.

1.1.1.7 Ingeniería y puesta en marcha

Es el costo de la ingeniería requerida en el diseño de las instalaciones de generación. Este valor incluye los siguientes elementos: ingeniería de obras contratada a terceros, estudios y asesorías de proyectos contratados a terceros, personal propio asignado a proyectos y otros costos de ingeniería.

1.1.1.8 Gastos Generales

Este recargo corresponde a un valor representativo de todos los costos no representados, pero que inciden en el costo final. Por ejemplo, se pueden citar costos de mantención, seguros, administración, embalaje, etc. Estos costos son particulares a los gastos de generación y que no son considerados en los otros gastos administrativos de la empresa.

1.1.1.9 Intereses Intercalarios

Los intereses intercalarios consideran el costo financiero incurrido en el período de construcción de las obras, provocado por destinar fondos al desarrollo del proyecto y la pérdida de intereses por este concepto.

1.1.1.10 Valor final

Con los recargos anteriores, el valor final de las unidades generadoras se determina como:

$$Valor\ Final_i = Valor\ FOB_i \cdot (1 + Flete + Seguro + Transporte + Montaje\ Mecánico + Montaje\ Eléctrico + Obras\ Civiles + Ingeniería + Puesta\ en\ Marcha + Gastos\ Generales) \cdot (1 + Intereses\ Intercalarios)$$

11.3.2 Recargos otras instalaciones

Los recargos utilizados para el resto de las instalaciones de la Empresa: tramos de transmisión, estructuras, transformadores, etc. se determinarán considerando dos fuentes de información: la primera correspondiente a lo indicado en el proceso VNR 2015 de la Empresa, y valores indicados por la misma empresa utilizados en la valorización y montaje de sus instalaciones para procesos anteriores.

1.1.1.11 Fletes

Estos recargos consideran dos elementos: flete a bodega (FB) y flete a obra (FO). El flete a bodega corresponde al costo del flete, de materiales y equipos, desde las bodegas de los proveedores a las bodegas de la empresa. El flete a obra corresponde al costo del flete desde las bodegas de la empresa a las obras. Estos costos se representan a través de un porcentaje que se aplica sobre el precio del material.

1.1.1.12 Bodegaje (B)

Son los costos asociados a las necesidades de compra, almacenamiento y transferencia de los materiales necesarios en la construcción de instalaciones. Complementario a lo anterior, este recargo incluye el costo financiero asociado a la permanencia de los equipos en bodega. Estos costos se representan a través de un porcentaje que se aplica sobre el precio del material.

1.1.1.13 Montaje (MO)

Es el costo de la mano de obra usada en las obras civiles, inspección y supervisión de las instalaciones eléctricas.

1.1.1.14 Ingeniería (Ing)

Es el costo de la ingeniería requerida en el diseño de las instalaciones de distribución. Este valor incluye los siguientes elementos: ingeniería de obras contratada a terceros, estudios y asesorías de proyectos contratados a terceros, personal propio asignado a proyectos y otros costos de ingeniería. Este recargo se determina a través de un porcentaje que se aplica al valor de las instalaciones montadas.

1.1.1.15 Gastos Generales (GG)

Corresponden a los gastos generales incurridos en la construcción de instalaciones. Incluyen gastos de administración de obras y otros gastos. Este recargo se determina a través de un porcentaje que se aplica al valor de las instalaciones montadas.

1.1.1.16 Intereses Intercalarios (II)

Representan los costos de destinar fondos al desarrollo de proyectos, y la pérdida de intereses por este concepto. Estos costos consideran los tiempos de ejecución de obras de distribución y los flujos de fondos.

1.1.1.17 Bienes Intangibles (BI)

Los bienes intangibles son gastos asociados a la administración de la empresa. El porcentaje de bienes intangibles se aplica sobre la totalidad de los costos de las instalaciones.

1.1.1.18 Capital de Explotación (CE)

El Capital de Explotación se encuentran será calculado e incorporado para el segundo informe de avance a partir de los ingresos de las actividades ordinarias de la Empresa en 2016.

1.1.1.19 Costo unitario (CU)

Con los recargos anteriores, la estructura general para la valorización de los elementos restantes de la Empresa es:

$$Costo\ Unitario_i = [(PU_i \cdot (1 + FB\% + B\% + FO\%) + MO) \cdot (1 + Ing\% + GG\%)] \cdot (1 + II\%) + BI + CE$$

Considerando lo anterior, los recargos de otras instalaciones se presentan en la Tabla a continuación.

Tabla 78: Recargos otras instalaciones

Sistema	Aysén	General Carrera	Palena
Flete seguro, transporte y bodega	27,71%	20,26%	26,48%
Montaje Elétrico	12,93%	17,73%	15,19%
Obras Civiles + Materiales	88,33%	57,09%	122,40%
Ingeniería	15,89%	17,29%	15,73%
Puesta en Marcha	0,00%	0,00%	0,00%
Gastos Generales	8,00%	8,70%	7,91%
Intereses Intercalarios	4,07%	4,07%	4,07%

11.4 Valorización de las instalaciones de generación y transmisión

La valorización de las unidades de generación, las instalaciones de transmisión y los equipos correspondientes a las subestaciones se realizó tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- Respecto a las unidades de generación térmica, la valorización se realizará tomando en cuenta el valor de inversión de las unidades disponibles en la actualidad de similares características.
- En cuanto a los equipos de subestaciones, tales como interruptores, seccionadores y transformadores, su valorización se realizará con el valor comercial del mismo equipo si es que existe aún en el mercado, y en caso contrario, contrastando con un equipo de similares características operacionales.
- Respecto a las instalaciones de transmisión, se considerará el valor comercial de los principales insumos y materiales involucrados en su estructura: postes, el tipo de conductor utilizado para el transporte de la energía y el utilizado para la puesta a tierra de los postes, y los aisladores utilizados para el soporte de la línea.

Para la determinación de los costos asociados a las instalaciones de Edelaysén se contó con distintas fuentes de información. En las secciones siguientes se exponen los resultados de este estudio de precios unitarios.

11.4.1 Valorización de Unidades de Generación

El Consultor dispone de tres (3) fuentes de información para la valorización de las instalaciones de generación: una en función a la base de datos de estudios anteriores y a cotizaciones efectuadas por el Consultor, las compras realizadas por la empresa en los últimos 5 años, y el estudio de VNR de centrales hidráulicas elaborado para la Empresa por la empresa POCH.

Los fabricantes de los que se obtuvieron cotizaciones corresponden a:

- Cummins

Los costos unitarios de inversión en US$/kW para cada nueva unidad generadora Grupo Motor – Generador presentada por los potenciales proveedores, para unidades rápidas y lentas (según corresponda) y para cada emplazamiento correspondiente a los sistemas medianos de Sagesa, se determina como el valor agregado de los conceptos analizados en los puntos anteriores, a saber:

Costo Unitario de Inversión = [Valor CIF + Flete SS.MM+ Obras Civiles y Materiales + Costo Ingeniería, Montajes Eléctricos y Mecánicos, y Puesta en Marcha + Gastos Generales + Intereses Intercalarios] en US$.

Donde:

Costo CIF = Valor del Equipamiento Principal puesto en el país, todos los valores en US$ de diciembre de 2016.

Costos Suministro de Equipos y Materiales y Montaje = Costo de los equipos anexos al principal + Suministro y Montaje Mecánico + Suministro y Montaje Eléctrico + Obras Civiles y Suministro de Materiales, todos los valores en US$ de diciembre de 2016.

Costos Ingeniería y Puesta en Marcha = Costos de Ingeniería, Montaje y Puesta en Marcha en cada sistema mediano, todos los valores en US$ de diciembre de 2016.

Intereses Intercalarios = Corresponde a los costos financieros del proyecto durante la construcción.

Gastos Generales = Corresponde a los costos incurridos en la construcción de instalaciones. Incluyen gastos de administración de obras y otros gastos todos los valores en US$ de diciembre de 2016.

La metodología de valorización de unidades de generación comprende los siguientes pasos:

a) Para las unidades hidráulicas se consideran como base los precios obtenidos del estudio de POCH.

b) Para el resto de las unidades que se cotizaron y coinciden con unidades existentes de la Empresa se ha utilizado el valor cotizado.

c) Para las unidades que no coinciden con las unidades existentes se realiza lo siguiente:

   i. Primero, se clasifican las unidades existentes por tipo de tecnología.

ii. Posteriormente, se procede a determinar una relación lineal entre el costo total de las unidades cotizadas versus la potencia de ellas, de manera separada para cada tecnología estudiada. Esta relación se realiza mediante regresiones lineales. Como resultado, se obtiene un valor promedio, representativo del mercado, para cada kW instalado, siempre considerando las distintas alternativas tecnológicas. Más adelante, en este anexo, se presenta el desarrollo correspondiente a la determinación de las relaciones entre costo por unidad de potencia instalada versus potencia, para cada tipo de tecnología de generación y velocidad.

iii. Una vez que se ha determinado esta relación, para cada unidad existente de la Empresa se valoriza su potencia instalada al costo por unidad de potencia determinado en (ii), el cual depende de la tecnología y velocidad de la unidad.

d) Para las unidades que no se obtuvo cotizaciones de proveedores ni había alternativas similares para aplicar la metodología señalada en el literal anterior, se consideró el precio de procesos anteriores debidamente indexado a diciembre de 2016.

Los análisis de comparación se encuentran en el anexo digital.

11.4.2 Valorización

11.4.2.1 Sistema de Aysén

En la Tabla 79 se muestra la valorización de las unidades generadoras de acuerdo a la metodología señalada anteriormente.

Tabla 79: Valorización FOB unidades generadoras en Aysén según metodología Consultor

Sistema	Central	Unidad	Potencia MW	Precio FOB US$ 2016	Valor inversión US$2016
Aysén	Ibañez	Unidad 5160	0,16	63.974	119.020
Aysén	Tehuelche	Unidad 5716	0,80	248.761	462.806
Aysén	Tehuelche	Unidad 5717	0,80	248.761	462.806
Aysén	Mañihuales	Unidad 5532	0,83	255.979	476.235
Aysén	CTPA	Unidad 5114	1,20	364.253	677.672
Aysén	Chacabuco	Unidad 5112	1,20	364.253	677.672
Aysén	Chacabuco	Unidad 5113	1,20	364.253	677.672
Aysén	Tehuelche	Unidad 5544	1,40	421.999	785.105
Aysén	Chacabuco	Unidad 5546	1,40	421.999	785.105
Aysén	Chacabuco	Unidad 5545	1,40	421.999	785.105
Aysén	Chacabuco	Unidad 5148	1,40	421.999	785.105
Aysén	Tehuelche	Unidad 5147	1,60	479.745	892.538
Aysén	Tehuelche	Unidad 5641	1,60	479.745	892.538
Aysén	Tehuelche	Unidad 5642	1,60	479.745	892.538
Aysén	CTPA	Unidad 5657	1,60	479.745	892.538
Aysén	Tehuelche	Unidad 5736	1,80	537.491	999.971
Aysén	Tehuelche	Unidad 5142	1,82	543.266	1.010.715
Aysén	Tehuelche	Unidad 5101	1,92	570.695	1.061.745
Aysén	Tehuelche	Unidad 5102	1,92	570.695	1.061.745
Aysén	Tehuelche	Unidad 5643	1,96	583.688	1.085.918
Aysén	Tehuelche	Unidad 5103	2,35	696.293	1.295.412
Aysén	Chacabuco	Unidad 5611	2,50	739.602	1.375.987
Aysén	CH Monreal	Hidro	3,00	1.150.070	11.836.751
Aysén	CH Lago Atravesa	Hidro	11,00	3.015.775	14.643.667
Aysén	CH Puerto Aysén	Hidro	8,60	2.072.086	31.577.597
Aysén	Alto Baguales	Eólica	3,78	3.567.410	6.606.185

11.4.2.2 Sistema de General Carrera

En la Tabla 80 se muestra la valorización de las unidades generadoras de acuerdo a la metodología señalada anteriormente.

Tabla 80: Valorización FOB unidades generadoras en General Carrera según metodología Consultor

Sistema	Central	Unidad	Potencia MW	Precio FOB US$ 2016	Valor inversión US$2016
General Carrera	Chile Chico	Unidad 5120	0,28	99.199	163.736
General Carrera	Chile Chico	Unidad 5118	0,29	100.931	166.596
General Carrera	Chile Chico	Unidad 5542	0,29	102.086	168.502
General Carrera	El Traro	Unidad 10 5541	0,29	102.086	168.502
General Carrera	Chile Chico	Unidad 5121	0,40	133.269	219.972
General Carrera	Chile Chico	Unidad 5144	0,40	133.269	219.972
General Carrera	El Traro	Unidad 5741	0,40	133.269	219.972
General Carrera	Chile Chico	Unidad 5622	0,44	144.818	239.035
General Carrera	El Traro Hidro	Hidro	0,64	389.141	2.520.892

11.4.2.3 Sistema de Palena

En la Tabla 81 se muestra la valorización de las unidades generadoras de acuerdo a la metodología señalada anteriormente.

Tabla 81: Valorización FOB unidades generadoras en Palena según metodología Consultor

Sistema	Central	Unidad	Potencia MW	Precio FOB US$ 2016	Valor inversión US$2016
Palena	Santa Barbara	Unidad 5625	0,11	49.249	105.419
Palena	Santa Barbara	Unidad 5626	0,11	49.249	105.419
Palena	Lago Verde	Unidad 5552	0,15	61.087	130.759
Palena	Futaleufú	Unidad 5519	0,19	73.213	156.717
Palena	Futaleufú	Unidad 5520	0,26	91.692	196.272
Palena	La Junta	Unidad 5534	0,29	100.931	216.049
Palena	Palena	Unidad 5522	0,29	102.086	218.521
Palena	Palena	Unidad 5131	0,29	102.086	218.521
Palena	Puyuhuapi	Unidad 5514	0,29	102.086	218.521
Palena	Santa Barbara	Unidad 5146	0,36	121.720	260.548
Palena	Río Azul	Hidro	1,40	569.479	6.170.933

11.4.3 Valorización de instalaciones de transmisión.

11.4.3.1 Línea de transmisión del sistema de Aysén

Para la valorización de las líneas de transmisión del sistema de Aysén se utilizarán como base comparable las siguientes fuentes de información: cotizaciones a realizar por el Consultor respecto de equipos y materiales eléctricos y valores informados en estudios de precios en procesos tarifarios anteriores. Para efectos de una adecuada valorización de la línea de transmisión, dichos valores fueron corregidos por IPC, CPI u otro indexador relevante, según corresponda.

La lista de componentes de líneas de transmisión se ha obtenido a través del inventario de elementos informado por la Empresa. La valorización de dichos componentes se realizará considerando el valor mínimo a partir de las distintas fuentes de información descritas anteriormente.

En la Tabla a continuación se presenta la valorización de la Línea de Transmisión del sistema de Aysén.

Tabla 82: Valorización línea de transmisión Aysén

Línea	Tramo	Tensión [kV]	Total (US$)	Longitud (km)	US$/km
Alto Baguales - Villa Ortega	Alto Baguales - Villa Ortega	33	3.053.503	45,6	63.784
Chacabuco - Puerto Aysen	Chacabuco - E2	33	569.821	6,7	85.636
	E1 - E2	33	429.660	6,0	71.802
	E2 - Puerto Aysen	33	994.395	13,4	74.137
	Farellones - E1	33	468.951	6,4	73.653
Coyhaique - Puerto Aysen	Puerto Aysen - Alto Baguales	33	6.185.128	85,1	72.661
	S/E Baguales - Alto Baguales	33	188.417	2,5	75.579
	S/E Baguales – Coyhaique	33	588.576	8,0	73.251
Lago Atravesado - Tehuelche	Lago Atravesado - Tehuelche 1	23	996.737	21,6	46.173
	Lago Atravesado - Tehuelche 2	23	996.246	21,6	46.150
Villa Ortega – Mañiguales	Villa Ortega – Mañiguales	33	3.704.056	53,1	69.781
Villa Ortega – Ñireguao	Villa Ortega – Ñireguao	33	2.311.020	32,1	72.012
Ñireguao - El Gato	Ñireguao - El Gato	33	2.386.939	41,8	57.048
Total general			22.873.450	343,9	66.522

11.4.4 Instalaciones en subestaciones

Para las valorizaciones de las instalaciones de las subestaciones y elementos de patio, se utilizará la misma base de información considerada en la valorización de las líneas de transmisión.

La lista de componentes de las subestaciones y patios se obtendrá a través del inventario informado por la Empresa. La valorización de dichos componentes se realizará considerando las distintas fuentes de información descritas anteriormente.

A continuación se presenta la valorización de instalaciones comunes en subestaciones y transformadores para cada uno de los sistemas.

Tabla 83: Valorización de instalaciones en subestaciones en Aysén

Fecha Ingreso	Elemento	Valor Inversión Total
2017	Instalaciones comunes SS/EE	2.256.291
2017	Transformador de poder 23/33 kV	492.159

Tabla 84: Valorización de instalaciones en subestaciones en General Carrera

Fecha Ingreso	Elemento	Valor Inversión Total
2017	Instalaciones comunes SS/EE	473.886

Tabla 85: Valorización de instalaciones en subestaciones en Palena

Fecha Ingreso	Elemento	Valor Inversión Total
2017	Instalaciones comunes SS/EE	712.114

12 ANEXO: UBICACIÓN DE SISTEMAS

12.1 Aysén

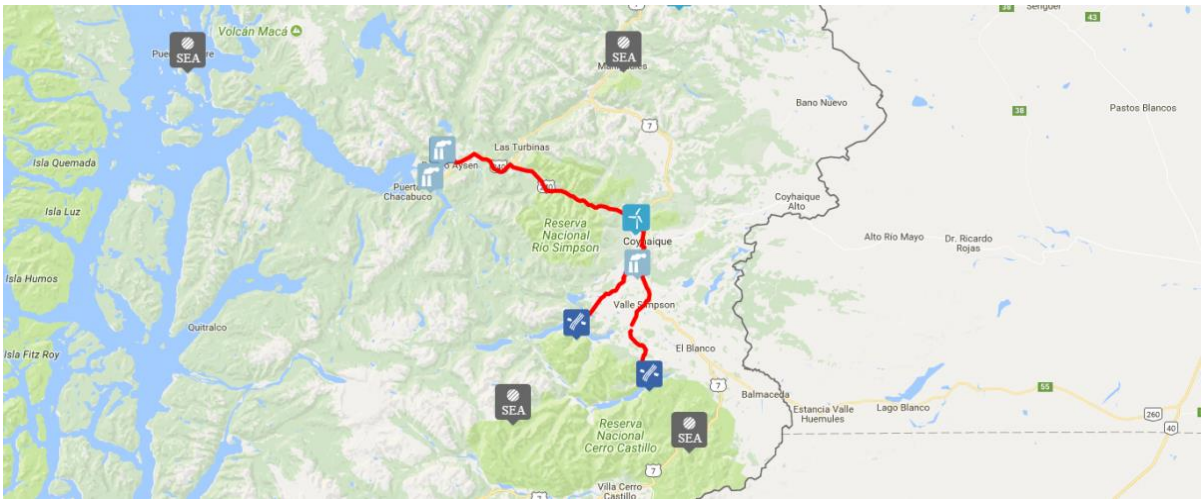


Figura 9: Ubicación sistema de Aysén

12.2 General Carrrera

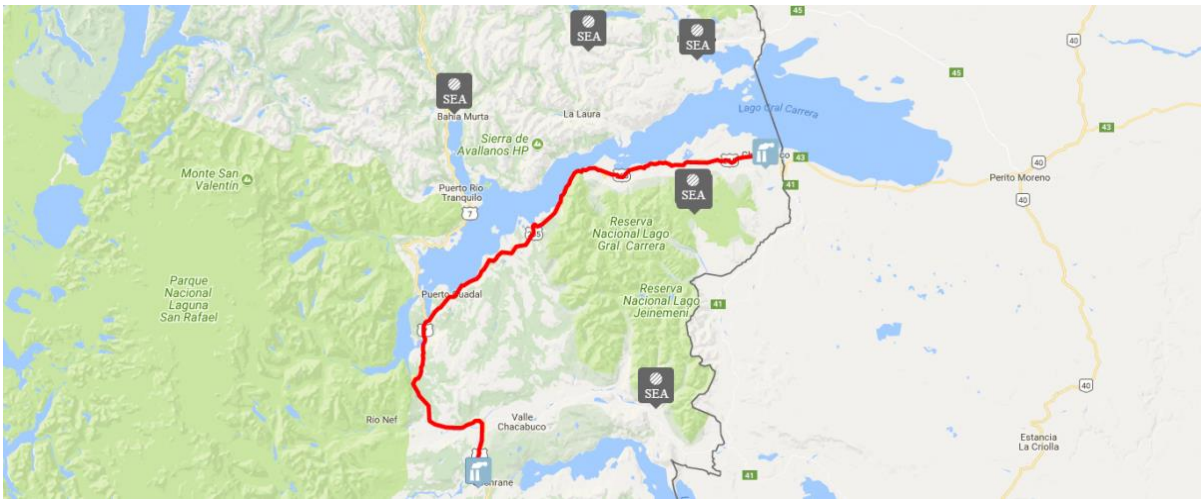


Figura 10: Ubicación sistema General Carrera

12.3 Palena

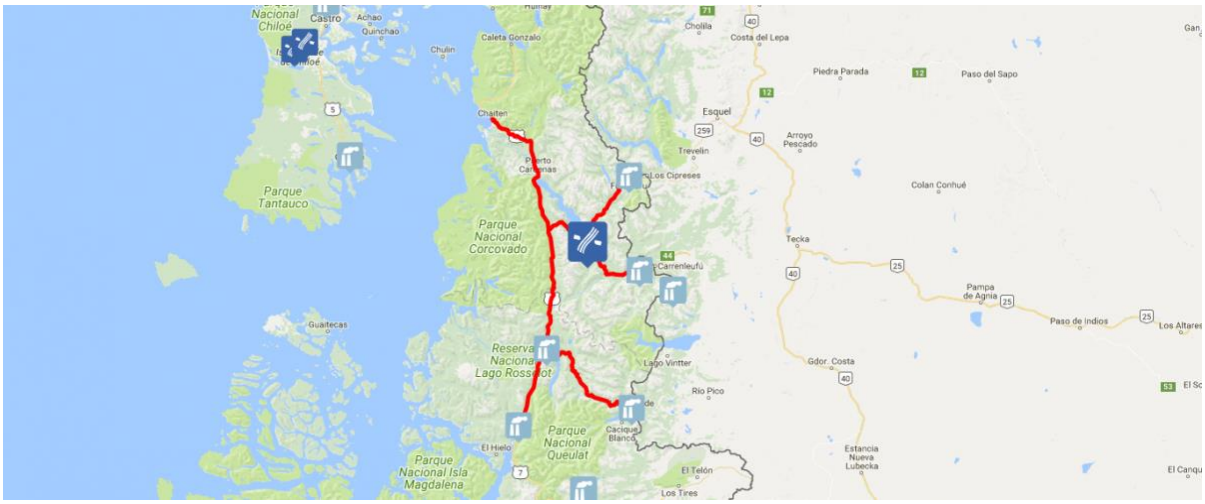


Figura 11: Ubicación sistema Palena

13 ANEXO: DIAGRAMAS UNILINEALES

Se adjuntan archivos de respaldo en la carpeta del anexo "Antecedentes adicionales".

14 ANEXO: DATOS TECNICOS INSTALACIONES

La información entregada por las Empresas se encuentra en la carpeta del anexo "Antecedentes adicionales".

15 ANEXO: SERVIDUMBRES

Los valores informados por la empresa en la tabla a continuación corresponden a moneda de cada fecha indicada y las cuales fueron actualizadas a diciembre de 2016.

	TramoNombre	TensiónOper	TramoLongkm	PU US$ 2016
Alto Baguales - Villa Ortega	Alto Baguales - Villa Ortega	33	24,158	611.942
	Alto Baguales - Villa Ortega	33	0,242	6.130
	Alto Baguales - Villa Ortega	33	0,108	2.736
	Alto Baguales - Villa Ortega	33	21,085	534.101
Chacabuco Puerto Aysen	Chacabuco - E2	33	0,66	16.718
	Chacabuco - E2	33	2,664	67.481
	Chacabuco - E2	33	2,684	67.988
	Chacabuco - E2	33	0,646	16.364
	E1 - E2	33	4,095	103.730
	E1 - E2	33	1,275	32.297
	E1 - E2	33	0,614	15.553
	E2 - Puerto Aysen	33	12,799	324.209
	E2 - Puerto Aysen	33	0,614	15.553
	Farellones - E1	33	4,425	112.089
	Farellones - E1	33	0,076	1.925
	Farellones - E1	33	1,866	47.267
Coyhaique Puerto Aysen	Puerto Aysen - Alto Baguales	33	54,9	1.390.663
	Puerto Aysen - Alto Baguales	33	28,61	724.715
	Puerto Aysen - Alto Baguales	33	0,57	14.439
	Puerto Aysen - Alto Baguales	33	0,09	2.280
	Puerto Aysen - Alto Baguales	33	0,953	24.140
	S/E Baguales - Alto Baguales	33	2,493	63.150
	S/E Baguales - Coyhaique	23	7,806	197.733
	S/E Baguales - Coyhaique	23	0,07	1.773
	S/E Baguales - Coyhaique	23	0,159	4.028
Lago Atravesado Tehuelche	Lago Atravesado - Tehuelche 1	23	21,587	98.043
	Lago Atravesado - Tehuelche 2	23	21,587	98.043
Villa Ortega Mañiguales	Villa Ortega - Mañiguales	33	36,618	927.565
	Villa Ortega - Mañiguales	33	0,632	16.009
	Villa Ortega - Mañiguales	33	7,206	182.534
	Villa Ortega - Mañiguales	33	6,648	168.399
	Villa Ortega - Mañiguales	33	1,977	50.079
Villa Ortega Ñireguao	Villa Ortega - Ñireguao	33	27,734	702.526
	Villa Ortega - Ñireguao	33	4,358	110.392
Ñireguao - El Gato	Ñireguao - El Gato	33	13,244	335.482
	Ñireguao - El Gato	33	28,597	724.386

16 ANEXO: COTIZACIONES Y COMPROBANTES

El respaldo de las cotizaciones se encuentra en el anexo digital.

17 ANEXO: COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN AL AÑO BASE

17.1 Costos unitarios de combustible

La Empresa informó los costos unitarios informados de combustibles para el año 2016. La Tabla 86 muestra los costos unitarios informados de combustible diésel en los sistemas de Aysén, General Carrera y Palena. Para para efectos de los costos variables del año base se consideró el promedio de los últimos 6 meses.

Tabla 86: Precios unitarios informados de combustible diésel en sistemas de Aysén, General Carrera y Palena

Año	Mes	Precio diesel $/lt		
		Aysén	Carrera	Palena
2016	Enero	254,0	306,2	322,6
	Febrero	239,4	291,6	308,0
	Marzo	250,2	302,4	318,8
	Abril	253,5	305,7	322,1
	Mayo	282,9	335,2	351,6
	Junio	313,2	365,7	382,0
	Julio	295,1	347,6	364,0
	Agosto	270,4	322,9	339,3
	Septiembre	296,7	349,3	365,6
	Octubre	305,5	358,0	374,4
	Noviembre	302,8	355,4	371,7
	Diciembre	318,0	370,5	386,9
Promedio últimos 6 meses		298,1	350,6	367,0

17.2 Consumos específicos de las unidades generadoras

El consumo específico de las unidades generadoras será determinado en base a los datos de generación horaria entregados por la Empresa para el año 2016. En particular, tomando en cuenta la energía generada por cada máquina y la cantidad de combustible utilizado para ello, será determinado entonces el consumo específico de cada una de las unidades.

Es importante señalar que para la valorización de los costos variables de combustible se utilizan las curvas y no los consumos específicos promedio.

El detalle se encuentra en el anexo digital.

17.3 Costos variables combustibles y no combustibles

Los costos variables combustibles resultantes de la operación real de 2016 corresponden a la razón entre el consumo total anual combustible valorizado de cada unidad y la generación eléctrica anual de la misma. En dicho costo variable combustible están implícitos los consumos específicos promedios calculados en la sección anterior. Es importante destacar que la definición de un consumo específico constante tiene efectos sólo en la optimización del despacho simulado, puesto que, para efectos de cuantificar los volúmenes de combustible demandados por los despachos resultantes, se utilizarán las curvas de consumo específico determinadas como se explicó anteriormente.

Los costos variables no combustibles considerados para la valorización del despacho simulado del 2016, serán determinados considerando los costos informados por la Empresa.

El detalle se encuentra en el anexo digital.

17.4 Indisponibilidades consideradas para despacho simulado

Para el despacho simulado se consideraron indisponibilidades programadas y forzadas de en base a valores estándares de las máquinas de generación, obtenidas a partir de la revisión de literatura internacional o de valores informados por la Empresa.

Los valores utilizados se encuentran en el anexo digital.

17.5 Despacho real y despacho simulado

El modelo de despacho utilizado corresponde a un modelo propio de resolución horaria desarrollado por Systep, el cual minimiza el costo de operación del sistema sujeto a las restricciones de balance de generación – demanda, el cumplimiento de mínimos técnicos, la disponibilidad horaria de las unidades generadoras y los rendimientos térmicos de las mismas. El modelo está programado en lenguaje Mosel y utiliza el optimizador Xpress.

En la simulación del despacho del 2016 se consideraron las indisponibilidades programadas y forzadas identificadas en la sección anterior. También se considera en todas las unidades un margen de reserva de 10%.

17.6 Costos variables de operación y falla

A continuación se presenta el análisis de los costos variables de operación de las unidades generadoras de Edelaysén.

Edelaysén entregó a Systep la energía bruta térmica para cada sistema con resolución mensual durante el año base, el costo variable combustible y costo variable no combustible, y el consumo específico de cada unidad generadora.

Para la simulación de la operación del año base se consideraron los precios de combustible calculado de acuerdo a lo establecido en la Bases (literal v, numeral 3, Capítulo II). El modelo de despacho utilizado corresponde a un modelo propio de resolución horaria desarrollado por Systep, el cual minimiza el costo de operación del sistema sujeto a las restricciones de balance de generación – demanda, el cumplimiento de mínimos técnicos, la disponibilidad horaria de las unidades generadoras y los rendimientos térmicos de las mismas. El modelo está programado en lenguaje Mosel y utiliza el optimizador Xpress.

El modelo de despacho utilizado para la simulación utiliza un consumo específico constante de los generadores en vez de la curva real de consumo, la cual tiene un perfil decreciente de consumo de combustible por unidad de energía generada a medida que el generador opera más cerca de su potencia nominal. Por lo anterior, inicialmente se determinaron los consumos específicos promedios del año base que relacionan la generación anual de cada unidad con su consumo anual de combustible en el 2016, y se utilizaron éstos como datos de entrada del modelo de despacho. Posteriormente, se simuló utilizando otros consumos específicos que representan otros niveles de despacho de las unidades generadoras, distintos de los resultantes de la operación real de 2016, y se evaluaron los costos variables de operación (combustibles y no combustibles) de todas las simulaciones realizadas, escogiendo finalmente la de menor costo variable total. Es importante destacar que la definición de un consumo específico constante tiene efectos sólo en la optimización del despacho simulado, puesto que para efectos de cuantificar los volúmenes de combustible demandados por los despachos resultantes, se utilizaron las curvas de consumo específico determinadas como se explicó anteriormente.

Los costos variables no combustibles considerados para la valorización del despacho simulado del 2016, fueron informados por la Empresa complementados con información de cotizaciones realizadas por el Consultor. Estos costos variables no combustibles también fueron los considerados para la optimización del despacho de 2016, y no coinciden necesariamente con los considerados por la empresa para determinar sus despachos reales durante 2016.

En las tablas a continuación se muestra resumidamente el resultado de la comparación de los costos variables de la operación real y simulada del 2016 para cada sistema mediano.

Tabla 87: Costos variables de operación reales y simulados 2016, Aysén

Costo Variable	Operación real 2016 US$	Operación simulada 2016 US$	Variación
Combustible	10.377.832	5.027.177	-52%
No Combustible	1.226.502	1.137.216	-7%
Total	**11.604.334**	**6.164.393**	**-47%**

Tabla 88: Costos variables de operación reales y simulados 2012, General Carrera

Costo Variable	Operación real 2016 US$	Operación simulada 2016 US$	Variación
Combustible	999.632	857.974	-14%
No Combustible	149.761	191.738	28%
Total	**1.149.393**	**1.049.712**	**-9%**

Tabla 89: Costos variables de operación reales y simulados 2016, Palena

Costo Variable	Operación real 2016 US$	Operación simulada 2016 US$	Variación
Combustible	343.264	229.492	-33%
No Combustible	77.276	170.122	120%
Total	**420.540**	**399.614**	**-5%**

18 ANEXO: OTROS BIENES DE INFRAESTRUCTURAS

El análisis de los vehículos, equipos informáticos y de comunicaciones, equipos de oficina y sistemas de seguridad, se efectúa realizando una revisión crítica de los niveles de costos y asignaciones informados por la Empresa y proponiendo criterios de asignaciones a los distintos segmentos propios del Consultor.

18.1 Costos de vehículos y asignación a los segmentos

Costos de Vehículos

Para la valorización de los vehículos, el Consultor cotizó en la página web del portal de Chileautos los vehículos informados por la Empresa real filtrando por marca, modelo y año. Además, en caso de disponer de la información se realizó un filtro por geografía. La Tabla 90 muestra el promedio de los valores obtenidos.

Tabla 90: Valorización de vehículos por marca y año

Vehículo	Año	Promedio $
L200 DC 4x4 TD Katana CRM	2009	$ 7.993.750
L200 DC 4x4 TD Katana CRM	2014	$ 9.514.000
L200 DC 4x4 TD Katana CRM	2015	$ 10.970.000
L200 DC 4x4 TD Katana CRM	2016	$ 13.347.000
L200 DC 4x4 TD Katana CRT	2017	$ 15.228.750

Los criterios de asignación propuestos por el Consultor para el parque de vehículos son:

- Asignación directa de 100% para los vehículos dedicados exclusivamente a actividades propias de un solo segmento (Distribución, Generación y Transmisión).
- Los vehículos asociados directamente a un cargo dentro de la Empresa, se asignan según el criterio de asignación utilizado para dicho cargo.

La asignación final de vehículos por sistema mediano con su respectiva valorización se muestra en la Tabla 91.

Tabla 91: Valorización de vehículos por sistema mediano

	Departamento	Descripción	Patente	Valorización Consultor [MM$]
Aysén	Generación Sur	Mitsubishi L200	GYHX-59	10,97
	Generación Sur	Mitsubishi L200	GBBH-73	9,51
	Operaciones Generación	Mitsubishi L200	GYHX-53	10,97
	Operaciones Generación	Mitsubishi L200	GYHX-45	10,97
	Operaciones Generación	Mitsubishi L200	GYHX-55	10,97
	Operaciones Generación	Mitsubishi L200	GYHX-41	10,97
	Mantenimiento Generaci	Mitsubishi L200	GBBH-71	9,51
	Mantenimiento Generaci	Mitsubishi L200	GYHX-50	10,97
	Mantenimiento Generaci	Mitsubishi L200	GYHX-51	10,97
			Total Aysén	**95,82**
Palena	Mantenimiento Generaci	Mitsubishi L200	GYHX-47	10,97
			Total Palena	**10,97**
			Total EdelAysén	**106,79**

Plan de Expansión Óptimo

No se prevén expansiones de vehículos durante el horizonte de planificación en el Plan de Expansión Óptimo, lo que se explica por la falta de crecimiento del personal ligado a vehículos.

Proyecto de Reposición Eficiente

El Proyecto de Reposición Eficiente contempla la adquisición de la flota de vehículos en el año base del estudio, y su renovación al término de la vida útil de vehículos señalada en la Bases (10 años). No se prevén expansiones de la flota durante el horizonte de planificación para el Proyecto de Reposición Eficiente por la falta de crecimiento del personal ligado a vehículos.

18.2 Bienes de infraestructura informática y de telecomunicaciones

Macroinformática:

Los ítems de macroinformática informados por la Empresa real corresponden a las conexiones de cada central al sistema scada de la distribuidora exigido por la norma técnica. La valorización de esta conexión corresponde a un valor referencial entregado por la Empresa real de 8.909.941 $ por central.

Plan de Expansión Óptimo.

No se consideran expansiones en macroinformática para el Plan de Expansión Óptimo.

Proyecto de Reposición Eficiente.

No se proyectaron expansiones en macroinformática para el Proyecto de Reposición Eficiente, solamente se consideran renovaciones al término de su vida útil definida por Bases (5 años).

Microinformática: La microinformática de la Empresa está compuesta por todos aquellos componente software y elementos de hardware (equipos computacionales y otros) que están a disposición de los empleados de la Empresa.

Esta plataforma tecnológica es capaz de brindar a la Empresa estabilidad y manejabilidad en las tareas diarias que desarrollan los empleados. La microinformática de la Empresa permite la operación, gestión y explotación adecuada de los empleados de la Empresa.

A continuación se presenta un resumen de los costos de microinformática informados por la Empresa, desagregados por segmento.

Tabla 92: Distribución de los gastos de equipos computacionales informados por la Empresa (MUS$)

Sistema	SSMM	Otros	Total
Aysén	306,21	258,46	**564,67**
General Carrera	19,32	16,32	**35,64**
Palena	22,53	19,04	**41,57**
Total	**348,06**	**293,83**	**641,89**

Los costos unitarios de mercado utilizados para el costo del Plan de Expansión Óptimo y Proyecto de Reposición Eficiente se muestran en la Tabla 93.

Tabla 93: Costos Unitarios de Microinformática

Equipos de Computación	Precio Unitario [U$]
PC avanzado	700.000
PC estándar	450.000
PC Móvil	350.000
Software Ofimáticos	99.071
Antivirus	140.127
Impresora B/N	183.990
Impresora Multifuncional	365.000
Impresora Color	145.000
Scanner	113.200
Switch	30.890
Router	37.990
Cableado de punto de red	24.974
UPS	3.929.631
Audio y Video	276.980
Servidor de Correo y Archivos	1.427.787
Plotter	835.000

A continuación se describen los perfiles de microinformática considerados para le expansión y reposición.

i) PC-Avanzado

El perfil avanzado corresponde a aquellos empleados, principalmente del área de sistemas e ingeniería que requieren del uso de herramientas de desarrollo, testeo, monitoreo etc., por lo que es imprescindible la utilización de un computador con mayor capacidad de memoria y procesamiento. Para las funciones regulares de un perfil avanzado se le asigna un equipo desktop de alta gama.

ii) PC-Móvil

Este perfil corresponde a los usuarios que tienen un rol principalmente ejecutivo. Estos usuarios, de acuerdo a sus funciones, deben de disponer de un equipamiento que les permita entre otras:

- Facilidad de conexión con sus equipos desde diversos puntos fuera de la empresa (casa, otras oficinas, etc.).
- Capacidad técnica de realizar presentaciones a clientes internos, externos, accionistas, etc.
- Independencia y movilidad.

Dadas las características de este perfil, el equipamiento consistente en un equipo portátil. Específicamente se ha asignado este perfil de equipo al personal ejecutivo de la empresa y a profesionales de ingeniería que requieran movilidad como lo son los pertenecientes a la gerencia de generación que atienden a varias zonas.

iii) PC-Estándar

Este perfil corresponde a la mayoría de los empleados de la empresa. Es una configuración de escritorio que facilita todas las herramientas de software para desempeñar una labor diaria en forma eficiente y automatizada. Este perfil está orientado a los empleados que tienen un puesto fijo dentro de la empresa y por sus cargos o funciones no requieren de una alta movilidad en sus tareas diarias. Se dispone para este perfil un equipo desktop con pantalla estándar.

Para la determinación del resto de equipos de microinformática en el año base se ha considerado los criterios detallados en la Tabla 94.

Tabla 94: Criterios de diseño para equipos de microinformática

Equipo	Criterio de diseño
Impresoras B/N	Una impresora cada 15 PCs.
Impresoras Multifuncionales	Se consideran 2 en la zona de Aysén
Impresoras Color	Se consideran 2, una en General Carrera y otra en Palena.
Scanner	Se consideran 2, una en General Carrera y otra en Palena.
Servidores de Correo y Archivos	Uno cada 39 puntos de conexión a PC e impresoras.
Switch	Uno cada 12 puntos de conexión a PC e impresoras.
Router	Uno cada 15 puntos de conexión a PC, impresoras, scanners y servidores. Cableado de punto de red: Un punto de red por cada PC, impresoras, servidores, switch y router.
UPS	Uno cada servidor más uno cada cuatro PC avanzados.
Plotter	Se consideran 2 a nivel de empresa.
Audio y video	Se consideran 5 sistemas de proyección y parlantes para toda la empresa

Plan de Expansión Óptimo

Dado que no existe ingreso de nuevo personal a la Empresa durante el horizonte de planificación y proyección no se considera expansión en microinformática.

Proyecto de Reposición Eficiente

Dado que no existe ingreso de nuevo personal a la Empresa durante el horizonte de planificación y proyección no se considera expansión en microinformática. Además, se valorizó el costo de inversión para la totalidad de equipos de microinformática para el año base, y se consideró la renovación de cada equipo al finalizar su vida útil (5 años), dentro del horizonte de evaluación (Tabla 38).

Comunicaciones:

El costo de las centrales telefónicas es presentado en la Tabla 95 en base a los valores obtenidos por el consultor Centratel.

Tabla 95: Costos de centrales telefónicas.

Centrales Telefónicas	Costo central (US$)
Aysén	1.200
General Carrera	672
Palena	672
Total	**2.544**

A continuación se presenta un resumen de los costos de comunicación informados por la Empresa, desagregados por segmento.

Tabla 96: Distribución de los gastos de instalaciones en comunicaciones informados por la Empresa (MUS$)

Sistema	SSMM	Otros	Total
Aysén	1089,98	1424,63	**2514,61**
General Carrera	68,84	89,98	**158,82**
Palena	80,31	104,97	**185,29**
Total	**1239,13**	**1619,58**	**2858,71**

Plan de Expansión Óptimo.

No se prevén expansiones en el ítem comunicaciones para el Plan de Expansión Óptimo durante el horizonte de evaluación.

Proyecto de Reposición Eficiente.

En el Proyecto de Reposición Eficiente el ítem de comunicaciones, al año base, considera el equipamiento en comunicaciones de la Empresa al año base más el costo de centrales telefónicas cuyos precios unitarios se muestran en la Tabla 95.

No se prevén expansiones en el ítem comunicaciones para el Proyecto de Reposición Eficiente durante el horizonte de evaluación.

18.3 Bienes de infraestructura relacionados con equipos en bodega, herramientas, muebles y demás equipos de oficina.

A continuación se presenta un resumen de los costos de los equipos y herramientas que la Empresa mantiene en bodega y los gastos asociados a muebles y demás equipos de oficina informados por la Empresa, desagregados por segmento. El detalle de los equipos de herramientas y comunicaciones se incluye en el Anexo 18.4

Herramientas e instrumentos:

Tabla 97: Distribución de los gastos herramientas e instrumentos informados por la Empresa (MUS$)

Sistema	SSMM	Otros	Total
Aysén	306,21	271,62	**577,83**
General Carrera	19,32	17,14	**36,45**
Palena	22,53	19,98	**42,51**
Total	**348,06**	**308,74**	**656,80**

Plan de Expansión Óptimo.

No se prevén aumentos en el período de evaluación debido a la ausencia de crecimiento en dotación y centrales generadoras.

Proyecto de Reposición Eficiente.

El ítem de herramientas e instrumentos, al año base, considera el equipamiento en herramientas e instrumentos de la Empresa al año base.

No se prevén expansiones en el ítem herramientas e instrumentos ni renovaciones para el Proyecto de Reposición Eficiente durante el horizonte de evaluación.

Muebles y equipos de oficina:

Tabla 98: Distribución de los gastos en muebles y equipos de oficina informados por la Empresa (MUS$)

Sistema	SSMM	Otros	Total
Aysén	171,17	152,66	**323,83**
General Carrera	10,81	9,64	**20,45**
Palena	12,61	11,25	**23,86**
Total	**194,59**	**173,55**	**368,14**

El detalle de la información contenida en la, Tabla 96, Tabla 97 y Tabla 98 se puede encontrar en el Anexo 18.4

En la Tabla 99 se indica cual es el equipamiento de oficina considerado para el Plan de Expansión Óptimo y el Proyecto de Reposición Eficiente, el valor de inversión unitario considerado, la cantidad necesaria por empleado (en el caso de recursos compartidos como los equipos de climatización este valor será menor que uno).

Tabla 99: Valores de equipos de oficina para el Plan de Expansión Óptimo y Proyecto de Reposición Eficiente y equipamiento típico por tipo de cargo.

			Perfiles							
Equipo	Valor Unitario [U$]	Cantidad p/empleado	Ejecutivos	Ingenieros	Abogados	Técnicos	Operarios	Empleados Administrativos	Secretarias	Estafetas
Equipo de climatización	$/unidad	0,2	si	si	si	si	si	si	si	si
Basurero	$/unidad	0,3	si	si	si	si	si	si	si	si
Cámaras vigilancia	$/unidad	0,1	si	si	si	si	si	si	si	si
Alarma	$/unidad	0,2	si	si	si	si	si	si	si	si
Escritorio	$/unidad	1,0	no	si	si	no	no	si	si	no
Escritorio ejecutivo	$/unidad	1,0	si	no	no	no	no	no	no	no
Escritorio simple	$/unidad	1,0	no	no	no	si	si	no	no	si
Fax	$/unidad	0,1	si	si	si	si	si	si	si	si
Fotocopiadora	$/unidad	0,1	si	si	si	si	si	si	si	si
Insumos oficina	$/unidad	0,1	si	si	si	si	si	si	si	si
Kardex	$/unidad	0,1	no	si	no	si	si	no	no	si
Kardex ejecutivo	$/unidad	1,0	si	no	si	no	no	si	si	no
Lámpara	$/unidad	1,0	si	si	si	si	si	si	si	si
Mesa reunión directorio	$/unidad	0,1	si	si	si	si	si	si	si	si
Mesa reunión	$/unidad	0,1	si	si	si	si	si	si	si	si
Mesa simple	$/unidad	0,1	si	si	si	si	si	si	si	si
Miocroondas	$/unidad	0,1	si	si	si	si	si	si	si	si
Panel separador	$/unidad	0,5	no	si	si	no	no	si	si	si
Closet	$/unidad	0,2	si	si	si	si	si	si	no	no
Pizarra	$/unidad	0,2	si	si	si	si	si	si	si	si
Telón Metálico	$/unidad	0,1	si	si	si	si	si	si	si	si
Lector Codigo Barra	$/unidad	1,0	no	no	no	si	no	si	no	no
Repisa	$/unidad	1,0	si	si	si	si	si	si	si	si
Silla escritorio	$/unidad	0,1	si	si	si	si	si	si	si	si
Sofá	$/unidad	0,1	si	si	si	si	si	si	si	si
Vajilla	$/unidad	0,2	si	si	si	si	si	si	si	si
Vasos	$/unidad	1,0	si	si	si	si	si	si	si	si
Cuchillería	$/unidad	0,2	si	si	si	si	si	si	si	si
Hervidor	$/unidad	0,1	si	si	si	si	si	si	si	si
Refrigerador	$/unidad	0,1	si	si	si	si	si	si	si	si
Equipo Teléfono fijo	$/unidad	0,3	si	si	si	si	si	si	si	si
Equipo Teléfono movil	$/unidad	1,0	si	no	no	si	si	no	no	no
Extintor	$/unidad	0,2	si	si	si	si	si	si	si	si
Perforadora	$/unidad	0,1	si	si	si	si	si	si	si	si
Calculadora	$/unidad	1,0	si	si	si	si	si	si	si	si

La asignación de los gastos de infraestructura que se encuentran señalados como gastos de administración se realiza proporcionalmente a la distribución de ingresos por sistemas, la cual se expone en la Tabla 100.

Tabla 100: Distribución de ingresos por sistemas y segmento

Sistema	SSMM	OTROS	Total
Aysén	48%	42%	**89%**
General Carrera	3%	2%	**5%**
Palena	3%	3%	**6%**
Total	**53%**	**47%**	**100%**

Plan de Expansión Óptimo:

No se considera incremento en el equipamiento de oficina en el Plan de Expansión Óptimo debido a que el personal se mantiene constante en todo el horizonte de planificación.

Proyecto de Reposición Eficiente.

La Tabla 41 resume el Plan de Reposición Eficiente en equipamiento de oficina.

18.4 Listado y valorización de otros bienes de infraestructura

Adjunto en el archivo:

"Cuadros CNE_EdelAysén.xlsx"

19 ANEXO: ESTRUCTURA Y VALORIZACIÓN DE LOS COSTOS DE PERSONAL

19.1 Análisis de la estructura del personal

La estructura de la empresa corresponde a una organización de tipo funcional, que presenta cierto nivel de descentralización de tipo geográfico para funciones de dedicación permanente y que requieren rápida respuesta en los diferentes sistemas administrados por la Empresa. Esto permite mantener un nivel de autonomía en lo que respecta a administrar, mantener y operar los sistemas de generación, transmisión y distribución. Por otra parte, funciones como la administración general de la empresa, así como la gestión de inversiones, planificación y mantenimiento mayor de instalaciones de generación, son gestionadas de forma centralizada desde Aysén. La Figura 12 muestra el organigrama que representa la estructura de la empresa eficiente considerada en la determinación de los costos de personal.

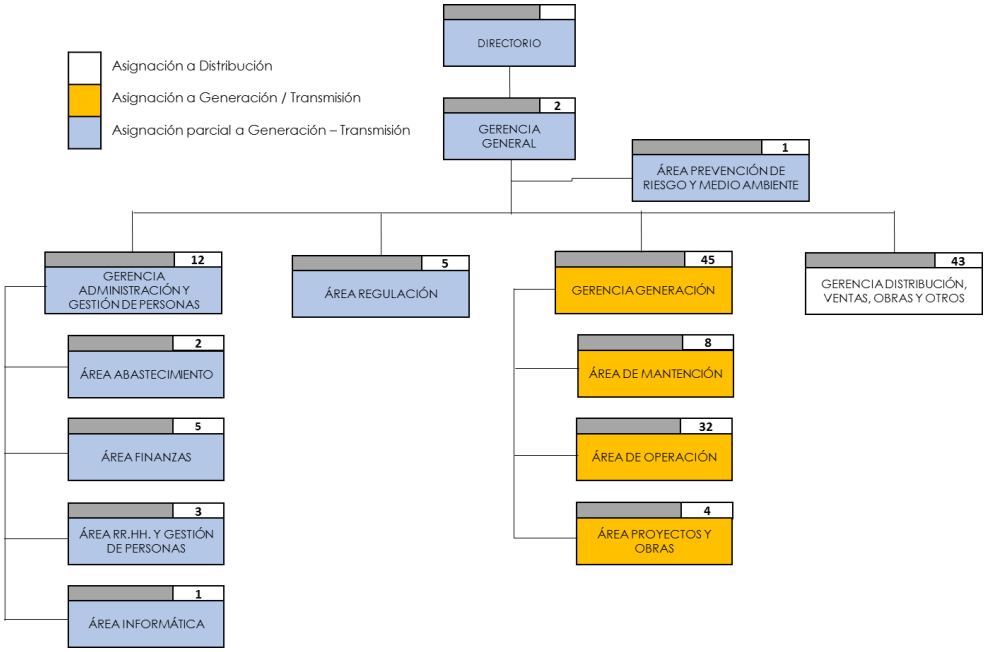


Figura 12: Organigrama de la Empresa Modelo

<u>Gerencia General:</u> Tiene bajo su responsabilidad liderar la marcha de la empresa, con miras a que ésta logre ser creativa, eficiente y sustentable, gestionando la orientación a los clientes, impulsando el trabajo en equipo y el empoderamiento de los colaboradores, y asegurando que las cadenas de negocios técnicas y comerciales cumplan con los estándares de calidad de servicio definidos; para generar valor al cliente, a la comunidad, colaboradores y accionistas, a través del cumplimiento de sus metas y objetivos anuales. Lidera proyectos transversales ligados a las relaciones con los públicos de interés internos y externos, en áreas de comunicaciones, experiencia de clientes y seguridad. Sus principales responsabilidades son:

- Planifica, organiza y controla las áreas funcionales de la empresa.

- Dirige la operación de la empresa.
- Fija políticas generales para alcanzar objetivos establecidos.

Bajo su supervisión directa se encuentra el área de Prevención de Riesgo y Medio Ambiente, que desarrolla las siguientes funciones:

- Elabora, supervisa y gestiona políticas de prevención de accidentes de trabajo, auditorías de accidentabilidad y relación con mutual.
- Participa en planificación de proyectos medioambientales.

Gerencia de Generación: Tiene a su cargo la generación de energía eléctrica, considerando tanto la seguridad, como la calidad de servicio de los distintos sistemas eléctricos de la Empresa. Asimismo, debe garantizar una operación segura y con estándares de calidad de suministro conforme lo establece la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos, junto con el mantenimiento de equipos y máquinas generadoras. Además, ejecuta las evaluaciones técnicas para seleccionar las mejores alternativas de expansión y modernización, tanto de procesos como de equipos necesarios para la generación de energía eléctrica en la región, para asegurar la confiabilidad y seguridad de servicio a los clientes cumpliendo los estándares de calidad propios y los establecidos en las normas vigentes. Sus principales responsabilidades son:

- Administración y gestión del parque generador de la empresa.
- Define equipamiento de generación.
- Mantenimiento de las unidades y sistemas de generación.
- A cargo de la construcción de nuevas centrales.

La gerencia de generación cuenta con dos departamentos que se encargan de las siguientes funciones:

- Área de Mantención:
  - Programa, coordina y ejecuta la mantención mecánica y eléctrica. Tanto a nivel preventivo como correctivo de las unidades generadoras.
  - Compra y administra los inventarios de repuestos.
  - Realiza informes de gestión del área.

- Área Operaciones :
  - Analiza Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
  - Análisis, evaluación y definición de unidades generadoras y despacho óptimo de las mismas.
  - Gestión, control de presupuesto y plan de inversiones.

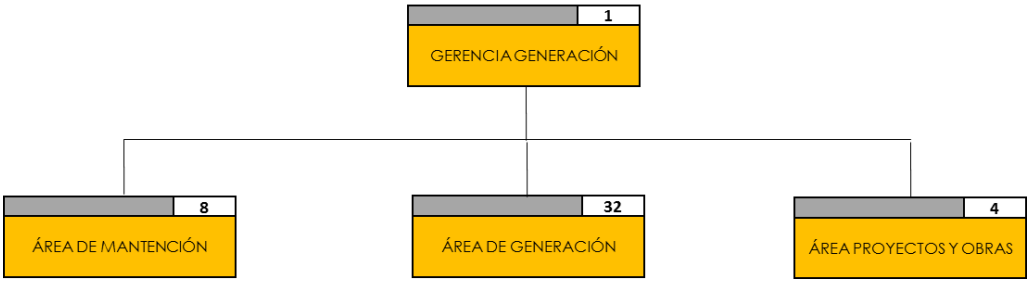


Figura 13: Organigrama Gerencia Generación

Gerencia de Distribución: Administra los recursos de distribución y elabora los planes de ampliación, modernización y mantenimiento de los sistemas eléctricos de distribución, con el objetivo de asegurar una operación segura y con estándares de calidad de suministro ajustados al Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos y la Normativa Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. Asimismo, es responsable de la gestión comercial, de los ciclos de lectura y facturación, así como también de la prevención y control de pérdidas eléctricas. Realiza la gestión de nuevas conexiones, además de la presentación de extensiones provisorias y de zonas de concesión. Sus principales responsabilidades son:

- Gestiona y supervisa actividades comerciales.
- Control de clientes y área técnica de Distribución.
- Diseño de sistemas eléctricos para la operación y mantenimiento de instalaciones respectivas.

La gerencia de distribución cuenta con dos departamentos y una subgerencia que se encargan de las siguientes funciones:

- Departamento de Facturación y Cobranza:
  - Controla, contabiliza, elabora informes de gestión comercial.
  - A cargo del proceso de recaudación.
  - Facturación y control de clientes morosos.
- Departamento Ingeniería y Mantención:
  - Prevé el desarrollo del sistema eléctrico.
  - Coordina previsiones de demanda y necesidades de maniobra con Administración y cumplimiento de restricciones de calidad de servicio impuesto por las autoridades.
- Subgerencia Comercial:
  - Apoyo directo de la Gerencia de Distribución en aspectos comerciales y técnicos de la gestión de la distribución.

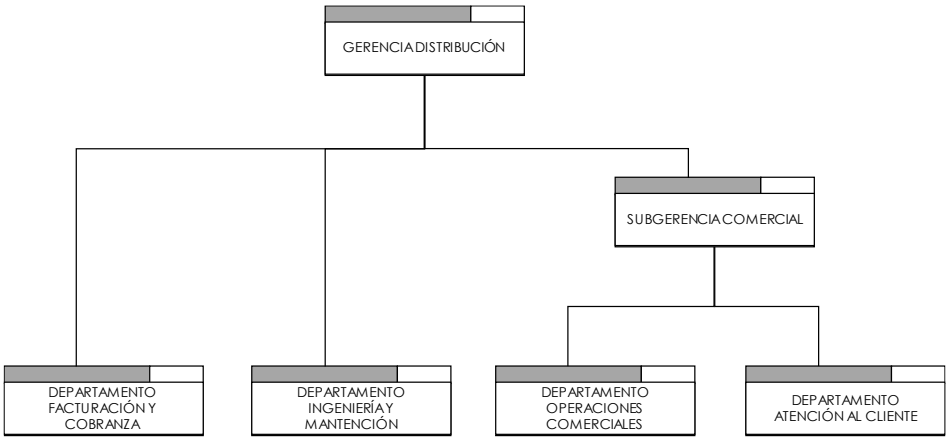


Figura 14: Organigrama Gerencia Distribución

Gerencia de Administración y Gestión de Personas: Administra los recursos financieros, la contabilidad, el proceso integral de abastecimiento de la Empresa. También administra la gestión de personas, incluyendo las funciones de selección, contratación y desarrollo del personal. Además, se encarga de la vigilancia de los recintos, custodia la documentación contractual con terceros, se relaciona con proveedores y contratistas, junto con desarrollar los sistemas de información y comunicaciones de la Empresa. Todo lo anterior, de acuerdo con las políticas vigentes, tanto en sus aspectos estratégicos, de procesos y resultados, tendiente a maximizar la eficacia y eficiencia de la asignación y obtención de recursos, y un mejor desarrollo y desempeño de los colaboradores.

La Gerencia de Administración y Gestión de Personas cuenta con cuatro áreas que se encargan de las siguientes funciones:

- Área Abastecimiento:
  - A cargo de la gestión de compra de materiales y repuestos para la operación y el mantenimiento.
  - Trámites de importación.
  - Supervisa y controla las bodegas, políticas de stock y mantención de edificios.
  - Controla administración de contratos de servicios con terceros, servicio de vigilancia y otros.
- Área RR.HH. y Gestión de Personas:
  - Se encarga de la gestión de selección, administración de beneficios médicos y sociales.
  - Gestión de remuneraciones de personal.
- Área Finanzas y Contabilidad:
  - Controlar y analizar los registros contables y los Estados Financieros de la Empresa.
  - Controlar las labores de cobranza, autorizar y ejecutar pago a proveedores y acreedores.
  - Determinación de los impuestos mensuales y anuales, dentro de los plazos legales y reglamentarios, y sus respectivas declaraciones.

- Análisis y definición de políticas para la utilización de los instrumentos financieros destinados a realizar coberturas de moneda, de tasa de interés o similar y gestión de pasivos.
- Controla desviaciones de gastos del plan de inversiones.
- Prepara informes mensuales al Directorio, presupuesto anual y plan de inversiones anual.

- Unidad Informática:
  - Se ocupa del soporte técnico y asistencia a usuarios, de la actualización tecnológica y diseño de soluciones informáticas.
  - Supervisa la operación de equipos de proceso de datos y el resguardo de información.

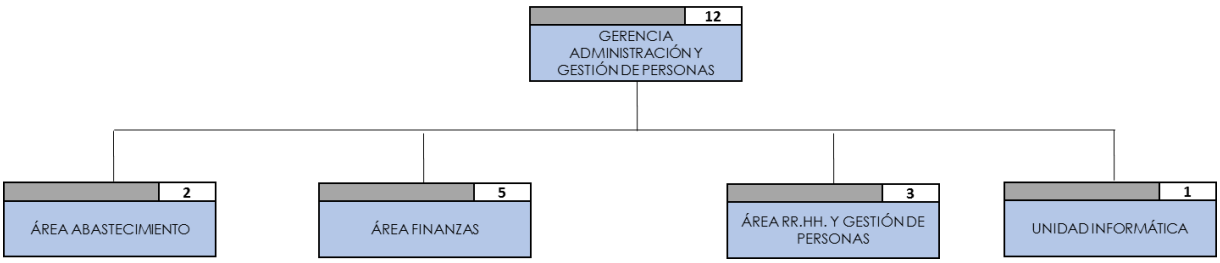


Figura 15: Organigrama Gerencia Administración y Gestión de Personas

Gerencia de Regulación y Estudios: Tiene como función la gestión y aplicación de los aspectos regulatorios de los sectores generación y distribución, como también el estudio y evaluación técnica y económica de nuevos negocios. Para cumplir con este objetivo centra sus actividades principalmente en el análisis y aplicación de las tarifas de generación y distribución, y en el estudio de nuevas alternativas de inversión. La Gerencia de Regulación y Estudios cuenta se encarga de las siguientes funciones:

- Desarrolla estudios tarifarios según legislación. Realiza proyección de ingresos por ventas y Margen Bruto. Actualización tarifaria.
- Aplica resoluciones y normativa regulatoria.
- Realiza estudios económicos, análisis de rentabilidad que promuevan la expansión de los negocios que generen demanda de energía eléctrica.
- Busca nichos de crecimiento y contacta proyectos de expansión.
- Compila y procesa información sobre interrupciones de servicio y calidad de producto.
- Genera y procesa los informes para difusión interna y los requeridos por las autoridades fiscalizadoras.

La dotación total de los cargos de la planta de la empresa, agrupados por área, se resumen en la Tabla 31.

Tabla 101: Dotación de la estructura de personal para el año base

Gerencia/Administración/Subgerencia	Empleados
Gerencia General	8
Gerencia Administración y Gestión personas	12
GERENCIA DISTRIBUCIÓN, VENTAS Y OBRAS	43
Gerencia Generación	45
Total	**108**

19.2 Conceptos de Compensación utilizados del Estudio de Remuneraciones

El estudio de compensaciones de PwC contiene un levantamiento de remuneraciones que incluye los siguientes conceptos:

Remuneraciones: se consideran como remuneraciones sólo aquellas pagadas en dinero, bajo los siguientes conceptos generales:

- Sueldo base: Corresponde al sueldo contractual mensual del cargo respectivo.
- Asignaciones de navidad, fiestas patrias y vacaciones: Corresponde a las sumas en dinero percibidas por el cargo bajo estos conceptos y que se presentan mensualizadas.
- Asignación de colación, movilización y otros no imponibles ni tributables: Corresponde a las sumas en dinero mensualizadas 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.
- Gratificaciones y bonos garantizados: Corresponde a las sumas en dinero mensualizadas percibidas por el cargo bajo el concepto de gratificaciones legales, voluntarias y/o contractuales, además de los bonos garantizados otorgados por las empresas bajo conceptos afines.
- Renta variable no garantizada: Corresponde a las sumas mensualizadas percibidas por el cargo, tales como bonos, participaciones u otros conceptos que no estén garantizados.
- Comisiones e incentivos por ventas: Corresponde a las sumas que perciben generalmente cargos del área comercial como comisiones y/o incentivos por ventas.
- Otras remuneraciones imponibles y tributables: Corresponde a las sumas 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 y otros.

Beneficios Adicionales: Considera todas aquellas retribuciones que son otorgadas por la empresa a la totalidad o grupos particulares de trabajadores, en forma independiente de los cargos y tienen relación más bien con las garantías y beneficios que otorgan las empresas usualmente en forma equitativa para todo su personal o para la gran mayoría de éste.

Para efectos de presentación de la información, se han agrupado los beneficios según se indica a continuación:

- Beneficios Monetarios: Agregados al concepto de remuneraciones definido anteriormente, como es el caso de asignación de: vacaciones, fiestas patrias, navidad y gratificaciones, pero por sus particularidades se detallan en el capítulo de beneficios adicionales.
- Beneficios Valorizables: Corresponde aquellos beneficios no monetarios posibles de valorizar en dinero. El criterio de valorización ha sido considerar el costo que le significa a la empresa otorgarlos, como son vehículo o gastos de estacionamiento, bencina y kilometraje, colación no monetaria, productos entregados, uniformes, entre otros y agregados al costo empresa del cargo en el informe composición de la remuneración.
- Beneficios Eventuales: Son aquellos que responden a características particulares que posee el ocupante del cargo o depende de la ocurrencia de alguna situación específica, como son asignación de matrimonio, nacimiento, becas, préstamos, entre otros.

19.3 Remuneración bruta y descripción de cargos homologados

Esta información se encuentra en el archivo "Descripciones de cargos.xlsx"

20 ANEXO: LISTADO Y VALORIZACIÓN DE TERRENOS

20.1 Valorización

Esta información se encuentra en el archivo "Cuadros_CNE_Edelaysen.xlsx"

21 ANEXO: LISTADO Y VALORIZACIÓN DE VEHÍCULOS

Esta información se encuentra en el archivo "Cuadros_CNE_Edelaysen.xlsx"

22 ANEXO: LISTADO Y VALORIZACIÓN DE OTROS BIENES DE INFRAESTRUCTURA.

Esta información se encuentra en el archivo "Cuadros_CNE_Edelaysen.xlsx"

23 ANEXO: ESTRUCTURA Y VALORIZACIÓN DE LOS COSTOS DE PERSONAL

23.1 Valorización y Asignación de Estructura de Personal

Esta información se encuentra en los archivos "COMA_PEO_2018_EdelAysén.xlsx" y "COMA_PRE_2018_EdelAysén.xlsx".

24 ANEXO: DETALLE DE LAS PARTIDAS DE COSTOS FIJOS.

24.1 Metodología de Valorización de los Gastos Fijos Anuales de la Empresa

De acuerdo con lo establecido en el numeral 3.i) de las Bases, se realiza un análisis crítico de la información que entregue la Empresa. El Consultor determina y valorizar los gastos fijos anuales de operación, mantenimiento, administración y comercialización de las instalaciones de generación y transmisión de la empresa existente para el año base del Estudio.

Los gastos fijos de personal técnico y administrativo identificados en el literal 3.h) de las Bases se encuentran detallados en la Sección 5.5 y 7.5 que analiza la estructura de costos del personal para el Proyecto de Expansión Óptima y el Proyecto de Reposición Eficiente respectivamente. Los costos descritos en esta sección corresponden a los contratos a empresas de servicio, el gasto de insumos tales como pintura, repuestos, electricidad, agua, materiales de oficina, materiales de primeros auxilios, gastos de aseo, gasto de teléfono, gastos de calefacción y gastos de aire acondicionado, entre otros, todos los cuales se producen con independencia del volumen de energía generado por la Empresa.

Se han identificado 16 categorías para agrupar los costos fijos de la Empresa, relacionados directa o indirectamente con las actividades de operación, mantenimiento, administración y comercialización que realiza. La descripción de cada una de las partidas es la siguiente:

1. **Administrativos y Corporativos:** corresponde al pago por conceptos de gastos de clasificadores de riesgos y participación en bolsa, pago al panel de expertos y otros gastos corporativos.
2. **Arriendos:** corresponde al pago de arriendos de vehículos, terrenos y otros tipos de arriendos.
3. **Asesorías**: corresponde a gastos en asesorías de diferente índole, tales como asesorías técnicas, de mantenimiento, legales, auditores externos, entre otras.
4. **Capacitación**: corresponde a los costos que incurre la empresa para capacitar a sus empleados, en todas sus funcionalidades, tanto de tipo técnico y administrativo, como en el desarrollo y mejoramiento de competencias para el desempeño eficaz de sus funciones en la empresa.
5. **Contribuciones:** corresponde a los pagos por concepto de impuestos territoriales a los bienes raíces, tales como terrenos y edificios.
6. **Costos de Tecnologías de Información**: corresponde a gastos de arriendo y mantención de software, arriendo de enlaces de comunicación entre sistemas, servicios de conectividad e informática.
7. **Facturación a clientes**: corresponde a gastos por compensaciones, avisos de corte de energía por faenas programadas, descuentos otorgados a clientes de la empresa, entre otros.
8. **Fletes**: corresponde a los gastos de traslado en que se incurren para las herramientas no contabilizadas en las inversiones de generación.

9. **Impuestos, Patentes y Trámites:** corresponde a costos incluye el pago de patentes comerciales y de impuestos fiscales y municipales. Además incluye gastos notariales, judiciales, publicaciones legales entre otros.
10. **Mantenimiento Edificios**: corresponde a costos que incurre la empresa para mantener los edificios de la empresa, lo cual incluye el costo de agua, luz, aseo de oficina y dependencias entre otros.
11. **Materiales**: corresponde a costos por materiales de oficina y computación, repuestos de maquinarias y equipos entre otros.
12. **RSE y Comunicaciones**: corresponde a los costos en que incurre la Empresa para cumplir con su política de Responsabilidad Social Empresarial y Comunicaciones, las que incluyen diversos aportes a la comunidad, donaciones a instituciones y el plan de comunicaciones de la empresa.
13. **Gastos de Plantel**: este ítem incluye aquellos costos relacionados directamente con el personal, como por ejemplo gastos de telefonía, internet, alimentación y alojamiento, fotocopias, gastos de representación, vestuario, suscripción a diarios y revistas, libros, telecomunicaciones.
14. **Seguros Maquinarias y Edificios**: corresponde a gastos en seguros sobre infraestructura y equipamiento mayor. Estos costos dependen de la valorización del activo asegurado.
15. **Vehículos**: corresponden a gastos en combustibles y lubricantes, mantenimiento y seguros para los vehículos propios de la empresa.
16. **Vigilancia:** corresponde a costos relacionados con la vigilancia de los diferentes recintos de la empresa, incluyendo una línea directa permanente de aviso a Carabineros.
17. **Directorio:** corresponde los montos pagados a los Directores por concepto de dietas.
18. **Contratistas O&M:** corresponde a los costos incurridos por la empresa en contratos con fines de operación y mantenimiento de generación.

Para la proyección de los ítems de gastos fijos según el Plan de Expansión Óptimo y Proyecto de Reposición eficiente, se asignó a cada ítem de costo una variable impulsora, o *driver*, para poder asociar el crecimiento de cada ítem costos en el tiempo. A modo de ejemplo, el nivel de gastos de plantel y capacitación se asoció al crecimiento de la variable "dotación de personal", mientras el costo de primas de seguros está asociado al driver "valor de los activos".

La Tabla 102 muestra los drivers seleccionados para cada ítem de costo fijo. La descripción de cada uno de los drivers se expone en la Tabla 103.

Tabla 102: Variables impulsoras por ítem de costo fijo

Item	Driver
Administrativos y Corporativos	Personal
Arriendos	Personal
Asesorías	Fijo
Capacitación	Personal
Contribuciones	Personal
Costos de Tecnologías de Informaci	Inv IT
Facturación a Clientes	Clientes
Fletes	Fijo
Gastos Plantel	Personal
Impuestos, Patentes y Trámites	Fijo
Mantenimiento Edificios	m2 Edif
Materiales*	Activos
RSE y Comunicaciones	Fijo
Seguros Maquinarias y Edificios	Activo sin Terr
Mantenimiento Vehículos	Inv Vehículos
Vigilancia	m2 Edif
Directorio	Fijo
Contratistas O&M	Fijo

Tabla 103: Descripción de los drivers

Driver	Descripción
Personal	Corresponde a la dotación de personal
Activos	Corresponde al valor de inversión del total de los activos de la empresa
Inv IT	Corresponde al valor de inversión en informática
Fijo	Driver utilizado para costos que se estima no cambian a lo largo del período analizado
Clientes	Corresponde a número de clientes totales de la empresa
m2 Edif	Corresponde a los metros cuadrados de edificación de la empresa
Activo sin Terr	Corresponde al valor de inversión del total de activos de la empresa, descontando los terrenos
Inv Vehículos	Corresponde al valor de inversión del stock de vehículos de la empresa
Demanda	Corresponde al valor de energía demanda al año base

Se determinó un valor base para cada uno de los drivers, correspondiente al valor para el año base. Según las expansiones de las variables impulsoras se calcularon factores de crecimiento a partir del cociente entre el valor del driver en el año que se desea calcular el costo y el valor base del driver correspondiente. Las expansiones de los drivers consideran el incremento respecto del inicio del horizonte de planificación (año 2016) de la infraestructura y personal. El detalle de la expansión de las variables impulsoras se encuentra en el Anexo 25.

Para cada uno de los drivers se determinó una asignación por zonas cuyo resultado se muestra en el Anexo Digital N°23

25 ANEXO: DETERMINIENTO DE LOS DRIVER PARA EL CRECIMIENTO DE GASTOS FIJOS.

La Tabla 104 muestra el valor de las variables consideradas como driver durante el horizonte de evaluación para el plan de expansión óptimo y la Tabla 105 muestra el resultado para el proyecto de reposición eficiente.

El cálculo de los factores de crecimiento de los driver corresponde a la división del valor del driver en el año que se desea evaluar por el valor del año base, la Tabla 106 muestra el resultado de los factores de crecimiento para el plan de expansión óptimo y la Tabla 107 para el proyecto de reposición eficiente.

Tabla 104: Crecimiento de los driver en el horizonte de evaluación para el Plan de Expansión Óptimo.

Driver	Unidades	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Fijo	[-]	1	1	1	1	1	1	1	1
Activos	[MUS$]	118.171	118.361	118.631	121.839	122.109	134.217	134.217	134.487
Inv Edif	[MUS$]	-	-	-	-	-	-	-	-
Inv Edif + Terr Afecto	[MUS$]	12.332	12.332	12.332	12.332	12.332	12.332	12.332	12.332
Inv IT	[MUS$]	15	15	15	15	15	15	15	15
Activo sin Terr	[MUS$]	104.644	104.833	105.103	108.311	108.581	120.689	120.689	120.960
Clientes	[clientes]	42.348	43.535	44.756	46.011	47.301	48.627	49.991	51.393
m2 Edif	[m2]	-	17	34	34	50	67	67	84
Personal	[personas]	108	108	108	108	108	108	108	108
Vehículos	[vehículos]	18	18	18	18	18	18	18	18
Inv Vehículos	[MUS$]	26	26	26	26	26	26	26	26

Driver	Unidades	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Fijo	[-]	1	1	1	1	1	1	1	1
Activos	[MUS$]	134.677	134.947	134.947	135.406	135.406	135.497	135.629	135.721
Inv Edif	[MUS$]	-	-	-	-	-	-	-	-
Inv Edif + Terr Afecto	[MUS$]	12.332	12.332	12.332	12.332	12.332	12.332	12.332	12.332
Inv IT	[MUS$]	15	15	15	15	15	15	15	15
Activo sin Terr	[MUS$]	121.149	121.419	121.419	121.879	121.879	121.970	122.102	122.193
Clientes	[clientes]	52.834	54.315	55.837	57.402	59.011	60.665	62.366	64.115
m2 Edif	[m2]	101	118	118	151	151	161	170	179
Personal	[personas]	108	108	108	108	108	108	108	108
Vehículos	[vehículos]	18	18	18	18	18	18	18	18
Inv Vehículos	[MUS$]	26	26	26	26	26	26	26	26

Tabla 105: Crecimiento de los driver en el horizonte de evaluación para el Proyecto de Reposición Eficiente

Driver	Unidades	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Fijo	[-]	1	1	1	1	1	1	1	1
Activos	[MUS$]	118.171	118.171	119.048	122.480	122.801	134.989	134.989	135.179
Inv Edif	[MUS$]	-	-	-	-	-	-	-	-
Inv Edif + Terr Afecto	[MUS$]	12.332	12.332	12.332	12.332	12.332	12.332	12.332	12.332
Inv IT	[MUS$]	15	15	15	15	15	15	15	15
Activo sin Terr	[MUS$]	104.671	104.671	105.548	108.979	109.301	121.489	121.489	121.679
Clientes	[clientes]	42.348	43.535	44.756	46.011	47.301	48.627	49.991	51.393
m2 Edif	[m2]	-	-	-	18	44	61	61	78
Personal	[personas]	108	108	108	108	108	108	108	108
Vehículos	[vehículos]	18	18	18	18	18	18	18	18
Inv Vehículos	[MUS$]	26	26	26	26	26	26	26	26

Driver	Unidades	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Fijo	[-]	1	1	1	1	1	1	1	1
Activos	[MUS$]	135.449	135.449	135.908	135.908	135.908	136.270	136.270	147.906
Inv Edif	[MUS$]	-	-	-	-	-	-	-	-
Inv Edif + Terr Afecto	[MUS$]	12.332	12.332	12.332	12.332	12.332	12.332	12.332	12.332
Inv IT	[MUS$]	15	15	15	15	15	15	15	15
Activo sin Terr	[MUS$]	121.949	121.949	122.408	122.408	122.408	122.770	122.770	134.406
Clientes	[clientes]	52.834	54.315	55.837	57.402	59.011	60.665	62.366	64.115
m2 Edif	[m2]	95	95	128	128	128	154	154	164
Personal	[personas]	108	108	108	108	108	108	108	108
Vehículos	[vehículos]	18	18	18	18	18	18	18	18
Inv Vehículos	[MUS$]	26	26	26	26	26	26	26	26

Tabla 106: Factores de crecimiento de los drivers durante el horizonte de evaluación para el Plan de Expansión Óptimo.

Driver	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Fijo	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Activos	1,002	1,004	1,031	1,033	1,136	1,136	1,138	1,140
Inv Edif	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Inv Edif + Terr Afecto	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Inv IT	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Activo sin Terr	1,002	1,004	1,035	1,038	1,153	1,153	1,156	1,158
Clientes	1,028	1,057	1,086	1,117	1,148	1,180	1,214	1,248
m2 Edif	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Personal	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Vehículos	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Inv Vehículos	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

Driver	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Fijo	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Activos	1,142	1,142	1,146	1,146	1,147	1,148	1,149
Inv Edif	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Inv Edif + Terr Afecto	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Inv IT	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Activo sin Terr	1,160	1,160	1,165	1,165	1,166	1,167	1,168
Clientes	1,283	1,319	1,355	1,393	1,433	1,473	1,514
m2 Edif	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Personal	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Vehículos	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Inv Vehículos	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

Tabla 107: Factores de crecimiento de los drivers durante el horizonte de evaluación para el Proyecto de Reposición Eficiente.

Driver	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Fijo	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Activos	1,000	1,007	1,036	1,039	1,142	1,142	1,144	1,146
Inv Edif	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Inv Edif + Terr Afecto	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Inv IT	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Activo sin Terr	1,000	1,008	1,041	1,044	1,161	1,161	1,162	1,165
Clientes	1,028	1,057	1,086	1,117	1,148	1,180	1,214	1,248
m2 Edif	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Personal	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Vehículos	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Inv Vehículos	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

Driver	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Fijo	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Activos	1,146	1,150	1,150	1,150	1,153	1,153	1,252
Inv Edif	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Inv Edif + Terr Afecto	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Inv IT	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Activo sin Terr	1,165	1,169	1,169	1,169	1,173	1,173	1,284
Clientes	1,283	1,319	1,355	1,393	1,433	1,473	1,514
m2 Edif	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Personal	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Vehículos	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Inv Vehículos	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

26 ANEXO: PROYECCIÓN DE DEMANDA

Este anexo describe la proyección de demanda eléctrica para los sistemas medianos de Edelaysén, concentrada en tres puntos de consumo: Aysén, General Carrera y Palena. En primer lugar, se presenta una descripción de los datos entregados por Edelaysén para la proyección de demanda. A continuación, se describe brevemente la metodología estadística utilizada para modelar los datos y realizar las predicciones, junto con los métodos para validar los modelos desarrollados. Finalmente, se entregan las proyecciones para el crecimiento de la energía y potencia en cada sistema.

26.1 *Ventas mensuales de energía*

La proyección de demanda se realizó tal como exigen las Bases a partir de las ventas mensuales de energía informadas por EdelaysénEdelaysén[8]. El registro histórico muestra en general tendencias crecientes del consumo sensibles a eventos catastróficos como incendios, aluviones y erupciones volcánicas, con patrones estacionales bien definidos. La Figura 16 muestra el comportamiento histórico en el período 1999-2017 e información adicional recibida posteriormente de enero-febrero 2018.

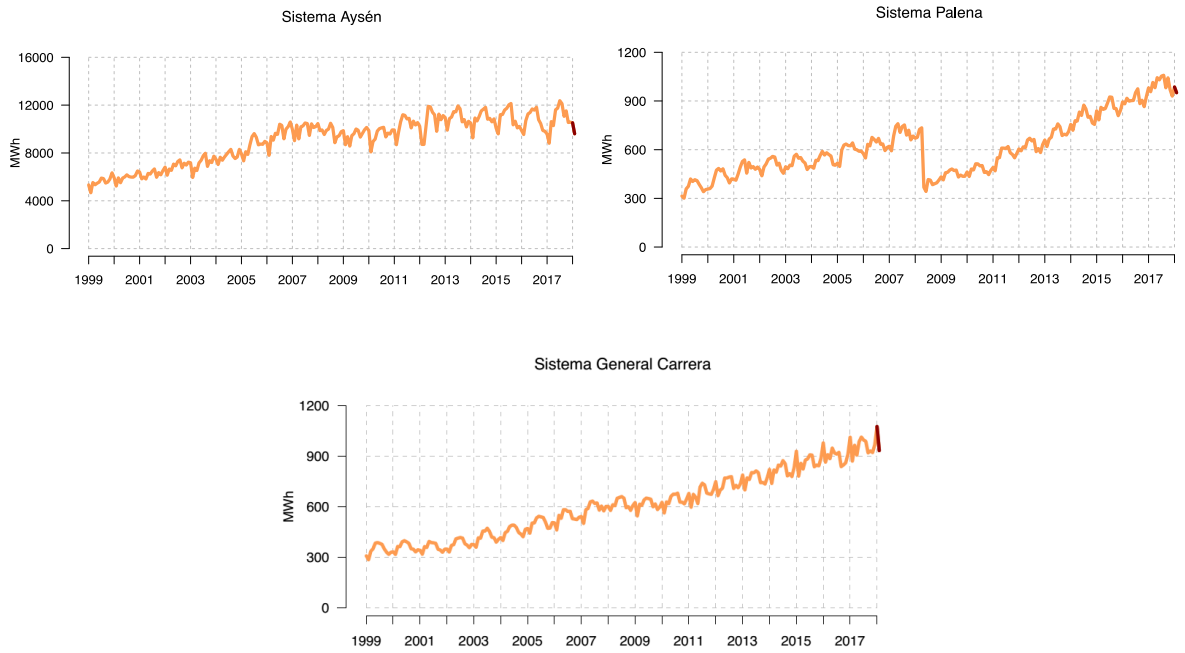


Figura 16: Información Histórica Sistema Mediano Edelaysén

26.2 *Metodología para la proyección de demanda*

Se utilizaron independientemente dos metodologías estadísticas para la proyección del crecimiento del consumo de energía, las cuales fueron estimadas en el software estadístico

[8] Fuente: Archivo "Generación y demanda mensual EDELAYSÉN (dic 17).xlsx"

R[9], obteniéndose mejores resultados con los modelos ARIMA Estacionales, por esta razón, las predicciones de demanda de esta entrega corresponden a este modelo.

26.2.1 Modelo ARIMA Estacional (SARIMAX)

Los procesos SARIMAX (*Seasonal Auto Regressive Integrated Moving Average eXogeneous variables* por sus siglas en inglés) permiten modelar series de tiempo no estacionarias, con estacionalidad, incorporando a su vez factores externos que pueden estar afectando el comportamiento de la serie.

La descripción matemática de un modelo SARIMAX(p,d,q)x(P,D,Q)s es como sigue:

$$\varphi(B)\delta(B^S)(1-B)^d(1-B^S)^D(Y_t - X_t\beta) = \theta(B)\vartheta(B^S)\varepsilon_t.$$

Donde B es un operador de rezago $\mathrm{BY_t = Y_{t-1}}$, $\mathrm{X_t}$ es una matriz de regresores, β es un vector de coeficientes, ε_t es una secuencia de errores no correlacionados. Los siguientes son los polinomios asociados al modelo ARMA y la estacionalidad S:

$$\varphi(B) = 1 + \varphi_1 B + \cdots + \varphi_p B^p,$$

$$\delta(B^S) = 1 + \delta_1 B^S + \cdots + \delta_P B^{PS},$$

$$\theta(B) = 1 + \theta_1 B + \cdots + \theta_q B^q$$

$$\vartheta(B^S) = 1 + \vartheta_1 B^S + \cdots + \vartheta_Q B^{QS}$$

El ajuste de un modelo SARIMAX a los datos se realiza considerando varios aspectos relevantes. Por ejemplo, hay que especificar la estacionalidad S, la diferenciación d, D, los órdenes de rezago p, q, P, Q para la serie de tiempo. Usualmente esta especificación se lleva a cabo inspeccionando los gráficos de autocorrelaciones muestrales.

Una vez determinados estos valores, se procede al cálculo de los estimadores para todos los coeficientes. Este paso se puede realizar en base a varios métodos de estimación, entre los que podemos mencionar el método de máxima verosimilitud, el método de Burg o de momentos Yule Walker, entre otros. Una descripción detallada de estos y otros métodos de estimación puede encontrarse en los textos Shumway y Stoffer (2011)[10], Brockwell y Davis (1991)[11] o Palma (2017)[12].

Una vez ajustado el modelo SARIMAX a los datos, se debe validar estadísticamente de acuerdo a varios criterios denominados de bondad de ajuste. Entre estos aspectos podemos mencionar el nivel de significancia de los parámetros estimados, la verificación que los residuos del modelo, definidos como $\epsilon_t = \mathrm{Y} - \hat{\mathrm{Y}}$, correspondan a una secuencia de ruido blanco. Esto quiere decir que los residuos no presenten autocorrelación lo cual indica que no hay componentes sistemáticas excluidas del modelo. La verificación de que los residuos efectivamente corresponden a un ruido blanco se realiza usualmente en base a los tests de Ljung-Box, ver Brockwell y Davis (1991).

[9] http://www.r-project.org/
[10] Shumway, R. y Stoffer, D. (2011) *Time Series Analysis and Its Applications*. Third edition, Springer.
[11] Brockwell, Peter J., Davis, Richard A. (1991) Time series: Theory and Methods. Second edition. Springer Series in Statistics. Springer-Verlag, New York.
12 Palma, Wilfredo. (2017). Time Series Analysis. Wiley Series in Probability and Statistics, 1st Edition.

26.2.2 Modelo Ajuste Parcial

El Modelo de Ajuste Parcial permite incorporar relaciones estadísticas de la variable de interés con variables representativas del crecimiento económico. El modelo de ajuste parcial supone que existe una variable objetivo o valor deseado de Y_t, llamemos Y_t^*, que depende de un regresor X_t, esto es:

$$Y_t^* = \beta \cdot X_t$$

Además

$$\begin{aligned} Y_t &= Y_{t-1} + \delta(Y_t^* - Y_{t-1}) + \epsilon_t \\ &= (1-\delta)Y_{t-1} + \delta \cdot Y_t^* + \epsilon_t \\ &= (1-\delta)Y_{t-1} + \delta \cdot \beta \cdot X_t + \epsilon_t \\ &= \gamma_1^* \cdot Y_{t-1} + \beta_1^* \cdot X_t + \epsilon_t \end{aligned}$$

con $\gamma_1^* = (1-\delta)$, $\beta_1^* = \delta \cdot \beta$ y $\{\epsilon_t\}$ una secuencia de no correlacionada (RB). Una generalización del modelo de ajuste parcial está dada por:

$$Y_t = \mu + \sum_{i=1}^{p} \gamma_i \cdot Y_{t-i} + \sum_{j=1}^{r} \beta_j \cdot X_{t-j} + \epsilon_t$$

Notar que este modelo, es un caso particular del modelo ARIMA estacional, el cual se utiliza para pronosticar series con estructura de correlación AR(p). Para este estudio, el modelo de ajuste parcial se utilizará en su versión más simple a los datos anualizados, ya que de esta manera el error no debería tener estructura de correlación:

$$Y_t = \mu + \delta \cdot \beta_1 \cdot X_t + (1-\delta) \cdot Y_{t-1} + \epsilon_t$$

con $\mu = \delta \cdot \beta_0$ y $\{\epsilon_t\} \sim RB(0, \sigma^2)$

Este modelo nos entregara la demanda anual de energía explicada por la demanda del año anterior y el efecto INACER.

Para la comparación de ambas metodologías, se anualizaron primero el pronóstico del modelo ARIMA estacional. Luego se obtendrán las medidas de bondad de ajuste MAPE (*Mean Absolute Percentage Error*) y coeficiente de Theil, que compara la media cuadrática de la diferencia entre las tasas de crecimiento real y ajustada, con respecto a la suma de los promedios de las tasas cuadráticos real y ajustada. Un MAPE y Coeficiente de Theil menor indica mejor calidad de ajuste.

26.2.3 Variable exógena

El Indicador de Actividad Económica Regional (INACER), corresponde a un indicador de tendencia de la actividad económica agregada regional, con base promedio en el año 2003 que busca estimar los ritmos de aceleración o estancamiento. Se calcula para todas las regiones del país, a excepción de la Región Metropolitana. En agosto de 2015, el Instituto

Nacional de Estadísticas publicó una separata técnica sobre la política de rectificación y revisión de cifras[13], actualizando las cifras publicadas en el período 2011-2015.

La Figura 17 y Figura 18 muestran las series de INACER a partir del año 2011 (base = 100) de ambas zonas. La serie trimestral de la Región de Los Lagos presenta un patrón trimestral claro y un cambio en su tendencia los últimos dos años, mientras que el INACER de la Región de Aysén desde el 2014 muestra un comportamiento más constante.

A partir de la estructura de correlación de las series de INACER se ajustan modelos ARIMA estacionales para pronosticar trimestralmente el período 2018 – 2032. En una segunda etapa, la serie de INACER y su pronóstico serán modelados de manera no paramétrica mediante spline[14] para generar el regresor de tendencia de las demandas de energía para los sistemas que componen este estudio, ya que considerar el dato desagregado trimestralmente solo agrega ruido al modelamiento de la tendencia de las demandas de energía.

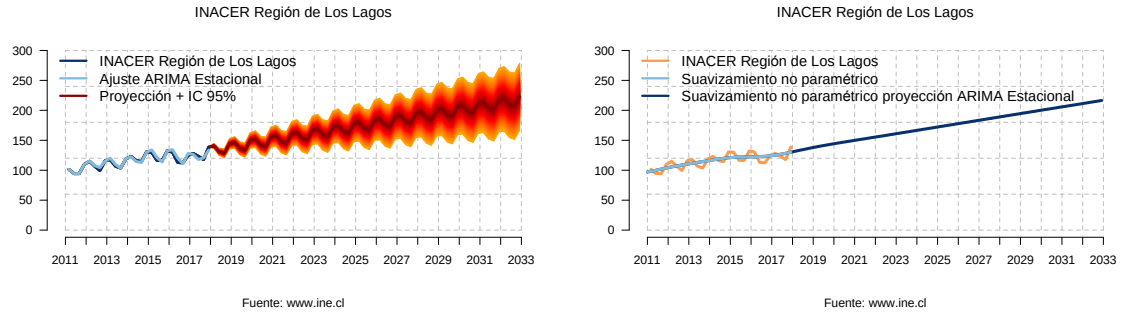
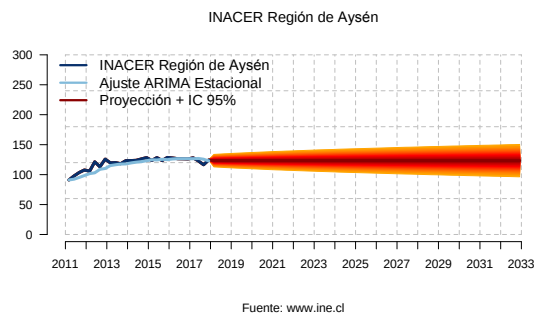


Figura 17: INACER Región de Los Lagos

Es importante destacar que, si bien el INACER es un indicador representativo de la actividad productiva de la región, tiene incorporado el efecto de rubros de alto impacto económico, pero que no forman parte de los clientes de EdelaysénEdelaysén, y por lo tanto no inciden directamente en el consumo eléctrico de la región. Por lo tanto, es un índice único para toda la región que no discrimina por sistemas, y que cuya variación no necesariamente impacta directamente en la demanda de EdelaysénEdelaysén, por esta razón se buscará, en caso de que sea necesario, una transformación de tipo potencia que relacione de mejor manera las tendencias de las demandas vs la actividad económica.

[13] Boletín informativo del Instituto Nacional de Estadísticas. Separata técnica, 19 agoto 2015.
[14] El ajuste spline dividen los datos en segmentos ajustando regresiones (lineales o polinómicas de grado dos o tres, normalmente) con la restricción de que deben ser continuas en los extremos (las segundas derivadas de las funciones se igualan en los extremos).



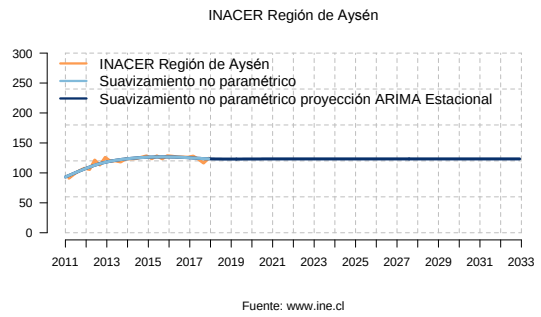


Figura 18: INACER Región de Aysén

Un análisis de correlación lineal entre el INACER trimestral promedio entre los años 2011-2017 y la demanda anual para los sistemas mediano de SAESA se muestra en la Tabla 108, junto a los coeficientes de determinación R^2.

Tabla 108: Correlación Lineal INACER vs Venta de Energía

		Aysén	Palena	General Carrera
INACER X	r	0,791	0,940	0,938
	R^2	62,6%	88,4%	87,9%
INACER XI	R	0,838	0,770	0,781
	R^2	70,3%	59,2%	61,0%

Modelo ARIMA Estacional INACER Región de Los Lagos

```
Model: SARIMA(0,1,0)x(0,1,1)3

Coefficients:
         sma1
      -0.9999
s.e.   0.3950

sigma^2 estimated as 11.85:  log likelihood = -42.93,  aic = 89.86

Kolmogorov-Smirnov test
D = 0.65, p-value = 0.7619

Shapiro-Wilk normality test
W = 0.95809, p-value = 0.5064
```

Modelo ARIMA Estacional INACER Región de Aysén

```
Model: SARIMA(0,1,1)x(0,0,0)3

Coefficients:
          ma1
      -0.6884
s.e.   0.2775

sigma^2 estimated as 10.8:  log likelihood = -39.45,  aic = 82.9

Kolmogorov-Smirnov test
D = 0.5625, p-value = 0.9412

Shapiro-Wilk normality test
W = 0.87799, p-value = 0.03611
```

La Figura 19 y Figura 20 muestran que los residuos de los modelos que ajustan ambos INACER, pasan la prueba de normalidad (KS test, histograma y QQ-plot) y no presentan auto-correlación serial (Ljung-Box test y ACF).

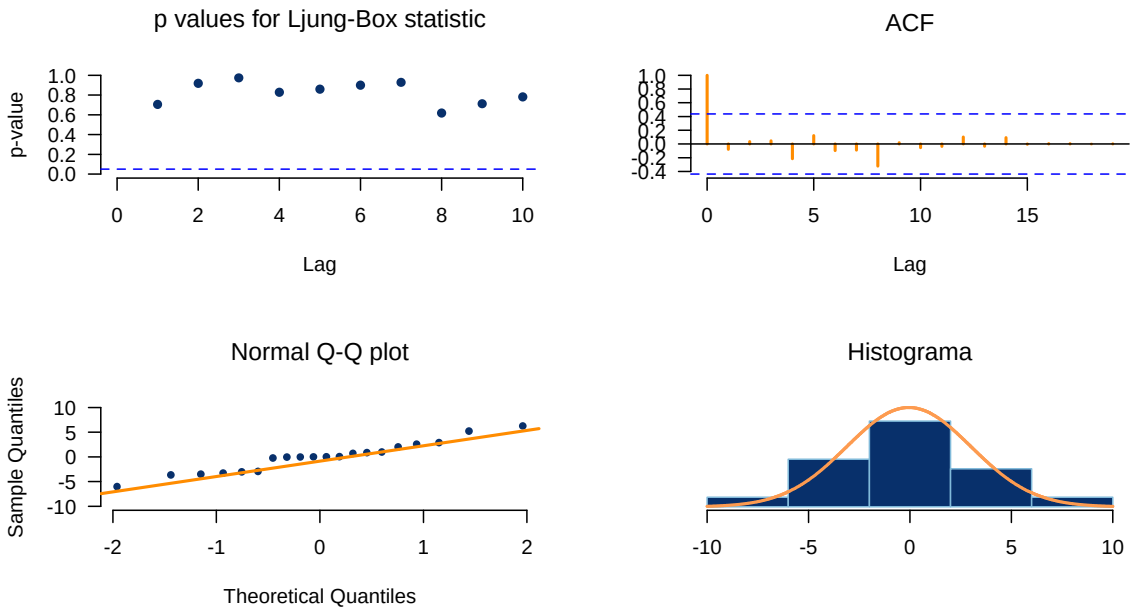


Figura 19: Diagnóstico de residuos modelo ARIMA Estacional INACER Región de los Lagos

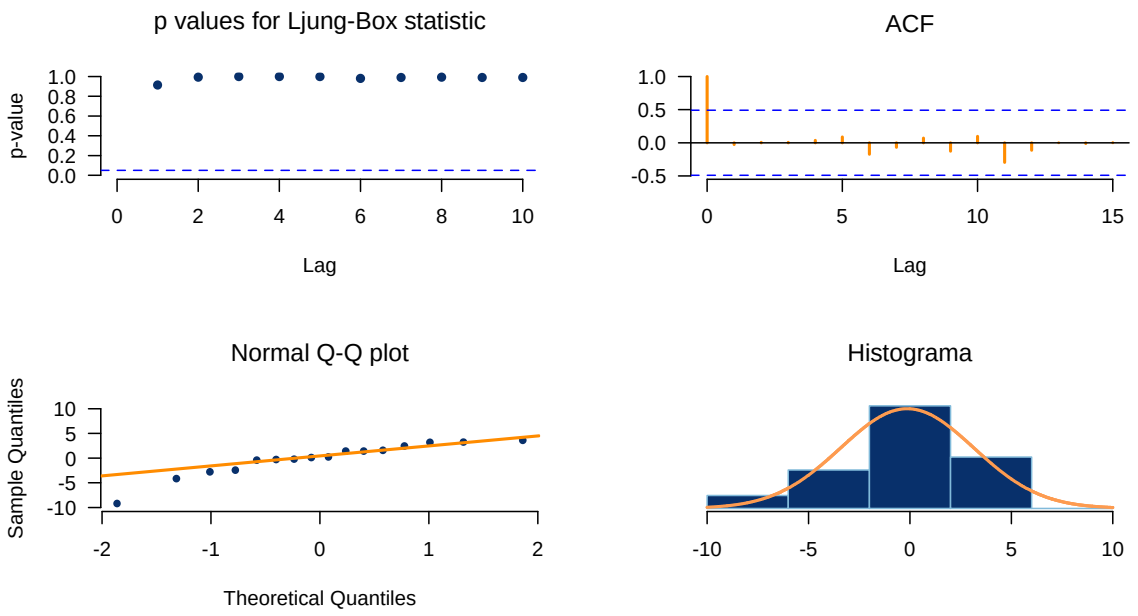


Figura 20: Diagnóstico de residuos modelo ARIMA Estacional INACER Región de Aysén

Suavizamiento no paramétrico INACER Región de Los Lagos y Pronóstico ARIMA Estacional

```
Smoothing Parameter  spar= 0.6  lambda= 0.0001123395
Equivalent Degrees of Freedom (Df): 11.57664
Penalized Criterion (RSS): 4071.785
GCV: 61.3501
```

Suavizamiento no paramétrico INACER Región de Aysén y Pronóstico ARIMA Estacional

```
Smoothing Parameter  spar= 0.6  lambda= 0.0001123395
Equivalent Degrees of Freedom (Df): 11.57664
Penalized Criterion (RSS): 308.4174
GCV: 4.646964
```

La Tabla 109 y Tabla 110 muestran los pronósticos de los modelos ajustados, junto con la tasa promedio de crecimiento calculada para el período 2018 – 2032, que está en entorno a un 3,5 y 0,02% respectivamente.

Tabla 109: Pronóstico y Tasa de Crecimiento para el índice INACER Región de los Lagos

Año	1er Trimestre	2do Trimestre	3er Trimestre	4to Trimestre	Promedio	Tasa
2011	101,3601	94,40376	94,34845	109,8877	100,0000	NA
2012	114,957	106,48484	99,56176	115,8995	109,2258	9,23%
2013	117,7481	106,84976	103,52236	118,8941	111,7536	2,31%
2014	123,0621	116,23175	114,30444	130,6689	121,0668	8,33%
2015	129,9171	116,57396	116,40882	132,2463	123,7866	2,25%
2016	130,3572	113,06654	112,25795	124,6361	120,0794	-2,99%
2017	128,1209	123,03476	117,80833	138,6316	126,8989	5,68%
2018	140,6199	130,78038	128,1471	144,2403	135,9469	7,13%
2019	146,2287	136,38912	133,75584	149,849	141,5557	4,13%
2020	151,8374	141,99786	139,36458	155,4578	147,1644	3,96%
2021	157,4462	147,6066	144,97332	161,0665	152,7731	3,81%
2022	163,0549	153,21534	150,58205	166,6753	158,3819	3,67%
2023	168,6636	158,82408	156,19079	172,284	163,9906	3,54%
2024	174,2724	164,43282	161,79953	177,8927	169,5994	3,42%
2025	179,8811	170,04156	167,40827	183,5015	175,2081	3,31%
2026	185,4899	175,6503	173,01701	189,1102	180,8168	3,20%
2027	191,0986	181,25904	178,62575	194,719	186,4256	3,10%
2028	196,7073	186,86778	184,23449	200,3277	192,0343	3,01%
2029	202,3161	192,47652	189,84323	205,9364	197,6431	2,92%
2030	207,9248	198,08526	195,45197	211,5452	203,2518	2,84%
2031	213,5336	203,694	201,06071	217,1539	208,8605	2,76%
2032	219,1423	209,30274	206,66945	222,7626	214,4693	2,69%

Tabla 110: Pronóstico y Tasa de Crecimiento para el índice INACER Región de Aysén

Año	1er Trimestre	2do Trimestre	3er Trimestre	4to Trimestre	Promedio	Tasa
2011	91,10937	97,73037	103,4691	107,6912	100,0000	NA
2012	105,60818	121,3626	113,0712	125,7677	116,4524	16,45%
2013	119,59091	119,98502	118,2431	123,2858	120,2762	3,28%
2014	123,46661	123,76991	126,272	128,4094	125,4795	4,33%
2015	123,52683	128,40901	123,4387	128,592	125,9916	0,41%
2016	127,77778	126,59704	126,4428	126,2455	126,7658	0,61%
2017	127,9425	122,82152	116,4881	124,4028	122,9137	-3,04%
2018	123,29349	123,29349	123,2935	123,2935	123,2935	0,31%
2019	123,29349	123,29349	123,2935	123,2935	123,2935	0,00%
2020	123,29349	123,29349	123,2935	123,2935	123,2935	0,00%
2021	123,29349	123,29349	123,2935	123,2935	123,2935	0,00%
2022	123,29349	123,29349	123,2935	123,2935	123,2935	0,00%
2023	123,29349	123,29349	123,2935	123,2935	123,2935	0,00%
2024	123,29349	123,29349	123,2935	123,2935	123,2935	0,00%
2025	123,29349	123,29349	123,2935	123,2935	123,2935	0,00%
2026	123,29349	123,29349	123,2935	123,2935	123,2935	0,00%
2027	123,29349	123,29349	123,2935	123,2935	123,2935	0,00%
2028	123,29349	123,29349	123,2935	123,2935	123,2935	0,00%
2029	123,29349	123,29349	123,2935	123,2935	123,2935	0,00%
2030	123,29349	123,29349	123,2935	123,2935	123,2935	0,00%
2031	123,29349	123,29349	123,2935	123,2935	123,2935	0,00%
2032	123,29349	123,29349	123,2935	123,2935	123,2935	0,00%

26.3 Predicción de Demanda Eléctrica

Para la predicción de demanda de los sistemas de Aysén, General Carrera y Palena se utilizará la información de ventas de energía mensual por sistema, las cuales fueron pronosticada mediante modelos ARIMA Estacionales y de Ajuste Parcial, ambos consideran como variables exógenas al INACER. En esta oportunidad se presentan los resultados de la primera metodología.

26.3.1 Sistema Aysén

La información entregada por EdelaysénEdelaysén para este sistema, presenta un comportamiento no estacionario, ya que se observa una tendencia global creciente y un claro patrón estacional mensual. El incendio de la pesquera FrioSur, noviembre 2016 no fue necesario ajustarlo por variables Dummy.

MODELO ARIMA ESTACIONAL

A partir de la estructura de correlación interna se propone un modelo ARIMA Estacional (1,0,0) $(1,1,1)_{12}$ en torno a su tendencia. La predicción de la tendencia se realizó de manera no-lineal relacionando el logaritmo de la demanda vs logaritmo de INACER X.

Se presenta la salida estadística donde se observa que todos los coeficientes del modelo resultan significativos, como también la normalidad de los residuos no es rechazada (KS Test, QQ-plot e Histograma) y la ausencia de autocorrelación serial de estos es confirmada (Ljung-Box test y ACF). Para los residuos del modelo, la Figura 21 muestra el test de Ljung-Box, la estructura de autocorrelación serial (ACF), gráfico de probabilidad normal (QQ-plot) e histograma.

Modelamiento Tendencia INACER

```
Model: log(Y) ~ log(INACER_X)

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)   8.1844     0.5121  15.983   <2e-16 ***
log(INACER_X) 0.2309     0.1078   2.142   0.0351 *

Residual standard error: 0.07793 on 82 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.053,   Adjusted R-squared:  0.04146
F-statistic:  4.59 on 1 and 82 DF,  p-value: 0.03513
```

Modelamiento Dependencia Serial

```
Coefficients:
         ar1    sar1     sma1
      0.5045  0.2234  -0.7856
s.e.  0.0596  0.1032   0.0774

sigma^2 estimated as 104203:  log likelihood = -1558.23,  aic = 3124.46

Kolmogorov-Smirnov test
D = 0.53509, p-value = 0.9345

Shapiro-Wilk normality test
W = 0.98631, p-value = 0.02745
```

La bondad de ajuste a nivel mensual de este modelo entrega un MAPE igual a 2,51% y un coeficiente de Theil igual a 0,2558. Para chequear la calidad predictiva, se procede a pronosticar mensualmente la demanda del Sistema de Aysén para el 2017, obteniendo un MAPE igual 2,93% y un coeficiente de Theil igual a 0,1913 (ver Figura 21).

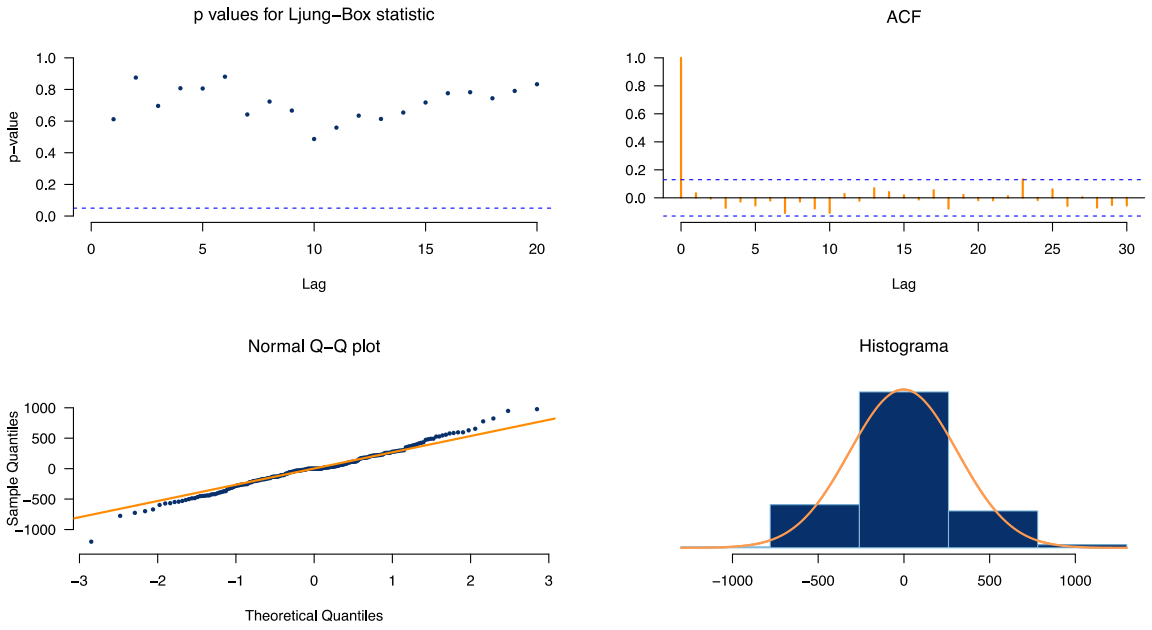


Figura 21: Diagnóstico residuos modelo ARIMA Estacional Sistema Aysén

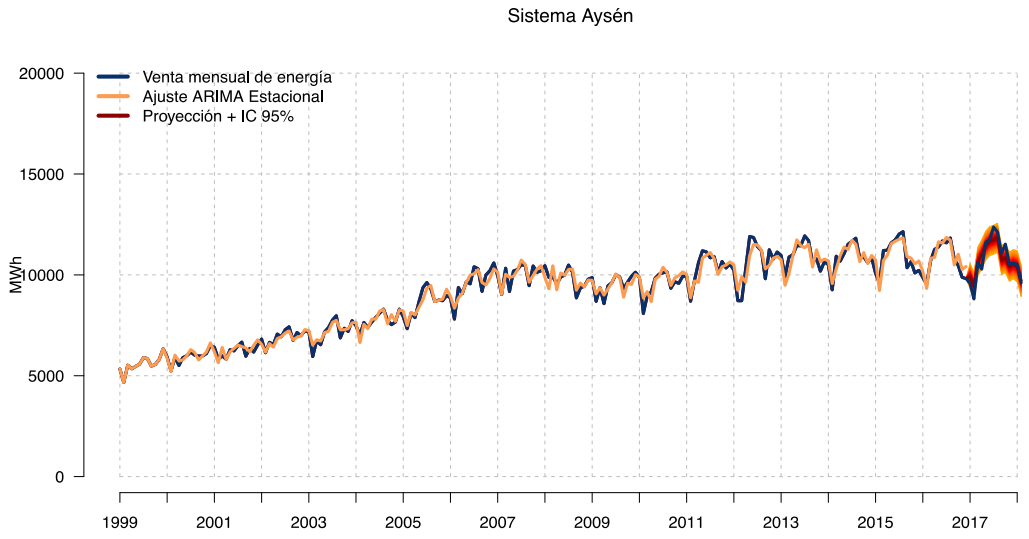


Figura 22: Bondad de ajuste pronóstico Modelo ARIMA Estacional Sistema Aysén

La predicción final y su banda de confianza de 95% se ilustran en la Figura 23 y el detalle en la Tabla 111. Se pronostica que en promedio la tasa de crecimiento para el período 2018-2032 este en torno a un 1.35%

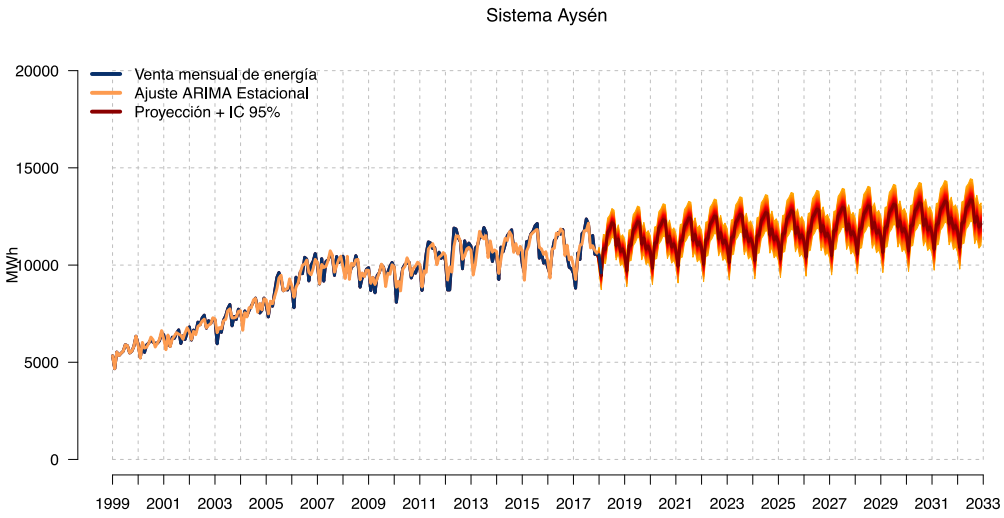


Figura 23: Ajuste y Pronóstico Modelo ARIMA Estacional Sistema Aysén

Tabla 111: Pronóstico del consumo de energía mensual (MWh) y Tasa de Crecimiento Sistema Aysén Modelo ARIMA Estacional

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic	Total	Tasa
1999	5.330,0	4.666,6	5.525,1	5.340,5	5.464,1	5.567,3	5.901,5	5.851,5	5.478,5	5.557,7	5.812,2	6.341,6	**66.836,8**	
2000	5.931,8	5.229,7	5.917,5	5.504,9	5.896,3	5.991,0	6.169,3	6.020,5	5.979,0	5.976,1	6.098,5	6.496,6	**71.211,3**	**6,55%**
2001	6.408,5	5.829,8	5.984,0	5.815,9	6.291,2	6.230,3	6.489,9	6.665,5	5.962,1	6.357,2	6.167,4	6.523,1	**74.725,0**	**4,93%**
2002	6.817,0	6.136,2	6.659,1	6.543,6	7.066,6	6.923,0	7.286,0	7.424,2	6.748,9	7.142,9	6.979,9	7.231,5	**82.958,8**	**11,02%**
2003	7.178,0	5.946,0	6.731,6	6.530,1	7.167,2	7.390,2	7.763,6	7.976,5	6.871,3	7.356,1	7.195,2	7.732,4	**85.838,2**	**3,47%**
2004	7.476,0	7.030,8	7.644,1	7.391,0	7.656,4	7.886,4	8.102,2	8.301,8	7.748,1	7.532,5	7.661,3	8.301,1	**92.731,7**	**8,03%**
2005	7.930,7	7.330,3	8.106,6	7.878,5	8.677,5	9.366,9	9.621,2	9.311,9	8.675,7	8.750,3	8.718,4	8.972,3	**103.340,2**	**11,44%**
2006	8.859,2	7.802,1	9.379,1	9.062,9	9.647,3	9.554,3	10.402,9	10.303,7	9.181,5	9.990,5	10.202,7	10.593,2	**114.979,4**	**11,26%**
2007	9.969,7	9.023,7	10.332,3	9.170,9	10.188,7	10.266,8	10.509,0	10.463,1	9.462,9	10.441,8	10.126,9	10.200,3	**120.156,1**	**4,50%**
2008	10.459,1	9.866,2	9.923,6	9.538,1	9.890,8	9.988,2	10.486,1	10.134,6	8.856,0	9.353,2	9.435,6	9.784,3	**117.715,8**	**-2,03%**
2009	9.865,6	8.685,0	9.365,8	8.571,8	9.458,4	9.610,4	10.007,3	9.895,5	9.324,8	9.637,5	9.938,6	10.131,7	**114.492,1**	**-2,74%**

2010	9.873,1	8.083,0	8.967,2	9.156,0	9.833,7	10.032,6	10.098,7	10.148,1	9.334,0	9.659,9	9.579,3	9.924,8	**114.690,4**	**0,17%**
2011	9.925,7	8.689,5	9.722,4	10.599,8	11.194,7	11.143,0	10.845,9	10.898,5	10.098,2	10.661,8	10.341,6	10.541,2	**124.662,3**	**8,69%**
2012	10.236,1	8.716,6	8.714,3	10.293,6	11.903,8	11.853,3	11.405,6	11.192,1	9.807,3	11.249,8	10.779,6	11.130,6	**127.282,5**	**2,10%**
2013	10.967,0	9.907,5	10.878,7	11.003,4	11.451,8	11.442,0	11.932,4	11.697,4	10.602,2	10.793,7	10.177,4	10.649,6	**131.503,0**	**3,32%**
2014	10.505,4	9.256,6	10.927,1	10.676,7	11.047,4	11.515,7	11.667,4	11.817,8	10.819,4	10.899,9	10.599,8	10.854,5	**130.587,7**	**-0,70%**
2015	10.075,1	9.594,0	11.205,8	11.217,2	11.588,1	11.730,8	12.027,0	12.140,2	10.352,5	10.659,0	10.093,7	10.222,5	**130.905,9**	**0,24%**
2016	9.868,6	9.538,1	10.701,8	11.264,8	11.384,4	11.685,1	11.585,9	11.828,1	10.784,2	10.457,9	9.876,4	9.813,5	**128.788,6**	**-1,62%**
2017	9.571,2	8.808,5	10.625,0	10.280,5	11.619,0	11.745,1	12.372,5	12.123,5	11.062,0	11.524,6	10.546,8	10.574,8	**130.853,7**	**1,60%**
2018	10.280,4	9.443,1	10.847,8	10.810,0	11.679,6	11.834,6	12.177,5	12.089,8	10.990,5	11.339,9	10.699,8	10.827,9	**133.020,9**	**1,66%**
2019	10.536,6	9.689,0	11.003,6	11.034,2	11.797,6	11.957,2	12.234,3	12.180,4	11.070,4	11.392,3	10.825,5	10.973,9	**134.695,0**	**1,26%**
2020	10.681,4	9.829,7	11.122,7	11.167,0	11.905,5	12.064,8	12.326,3	12.278,9	11.165,7	11.480,8	10.929,7	11.082,2	**136.034,8**	**0,99%**
2021	10.789,0	9.936,0	11.223,8	11.270,9	12.003,5	12.162,7	12.420,4	12.374,4	11.260,4	11.573,9	11.026,3	11.179,6	**137.220,8**	**0,87%**
2022	10.886,1	10.032,8	11.319,4	11.367,1	12.098,4	12.257,5	12.514,3	12.468,6	11.354,3	11.667,4	11.120,5	11.273,9	**138.360,3**	**0,83%**
2023	10.980,4	10.126,9	11.413,1	11.460,9	12.191,8	12.350,7	12.607,3	12.561,5	11.447,0	11.759,8	11.213,0	11.366,3	**139.478,5**	**0,81%**
2024	11.072,6	10.218,9	11.504,9	11.552,5	12.283,2	12.441,9	12.698,3	12.652,3	11.537,7	11.850,3	11.303,3	11.456,4	**140.572,2**	**0,78%**
2025	11.162,5	10.308,6	11.594,4	11.641,8	12.372,3	12.530,9	12.787,0	12.740,9	11.626,1	11.938,5	11.391,3	11.544,3	**141.638,5**	**0,76%**
2026	11.250,2	10.396,1	11.681,8	11.729,0	12.459,3	12.617,7	12.873,7	12.827,3	11.712,4	12.024,6	11.477,3	11.630,0	**142.679,3**	**0,73%**
2027	11.335,8	10.481,6	11.767,0	11.814,1	12.544,2	12.702,4	12.958,2	12.911,7	11.796,6	12.108,7	11.561,1	11.713,7	**143.695,1**	**0,71%**
2028	11.419,3	10.564,9	11.850,2	11.897,2	12.627,1	12.785,2	13.040,8	12.994,2	11.878,9	12.190,8	11.643,1	11.795,6	**144.687,3**	**0,69%**
2029	11.501,0	10.646,5	11.931,6	11.978,4	12.708,2	12.866,1	13.121,6	13.074,8	11.959,3	12.271,1	11.723,2	11.875,5	**145.657,3**	**0,67%**
2030	11.580,8	10.726,1	12.011,0	12.057,6	12.787,2	12.944,9	13.200,2	13.153,2	12.037,6	12.349,1	11.801,1	11.953,2	**146.602,2**	**0,65%**
2031	11.658,3	10.803,4	12.088,2	12.134,6	12.864,0	13.021,6	13.276,7	13.229,6	12.113,8	12.425,2	11.877,1	12.029,1	**147.521,7**	**0,63%**
2032	11.734,1	10.879,1	12.163,9	12.210,3	12.939,7	13.097,2	13.352,4	13.305,3	12.189,5	12.501,0	11.952,9	12.104,9	**148.430,1**	**0,62%**

Al anualizar los resultados del modelo, el MAPE es igual a un 0,562% y el coeficiente de Theil igual a 0,0224. En la Figura 24 se ilustran estos resultados.

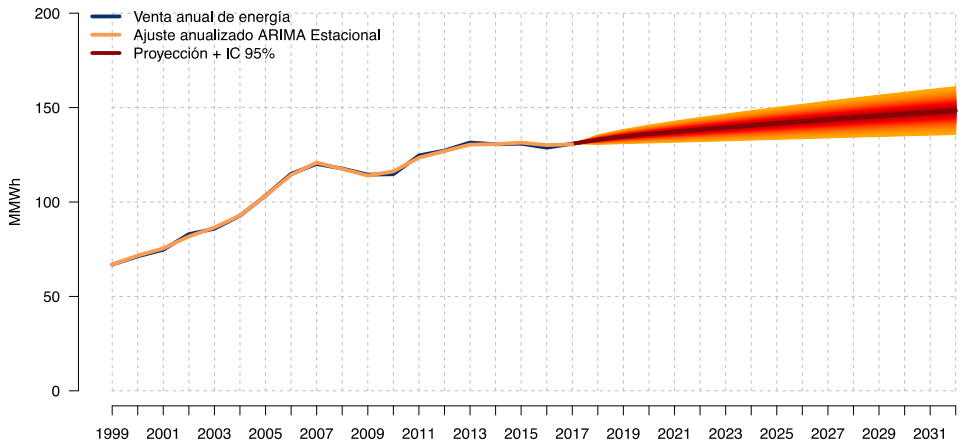


Figura 24: Ajuste y Pronóstico anualizado Modelo ARIMA Estacional Sistema Aysén

MODELO AJUSTE PARCIAL

El modelo de Ajuste Parcial se aplicó a los datos agregados anualmente, muestra que la venta de energía del año anterior explica significativamente la evolución de la demanda de energía, no así el INACER de la X Región. El coeficiente de determinación es de un 72.41%, no existe presencia estructura de correlación, ver Ljung-Box test en Figura 25, mientras que la Normalidad de los residuos no es rechazada (KS test y Shapiro Test). El MAPE de este modelo anualizado es de 0,7059% y un coeficiente de Theil igual a 0,5634, estos valores son 25% y 150% más que lo obtenido para estos indicadores anualizados en el modelo ARIMA Estacional.

```
Y[t] ~ delta * beta0 + delta * beta1 * Inacer[t] + (1 - delta) * Y[t-1]

Parameters:
             Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
beta0       1.230e+05  2.222e+04   5.535  0.00521 **
beta1       6.234e+01  1.837e+02   0.339  0.75146
delta       7.033e-01  2.274e-01   3.093  0.03646 *

             Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
delta*beta0 8.649e+04  1.662e+04   5.203   0.0065 **
delta*beta1 4.385e+01  1.414e+02   0.310   0.7720
(1 - delta) 2.967e-01  2.274e-01   1.305   0.2620

Residual standard error: 1604 on 4 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.7241,  Adjusted R-squared:  0.5861
F-statistic: 5.248 on 2 and 4 DF,  p-value: 0.07614

Kolmogorov-Smirnov test
D = 0.18404, p-value = 0.9386

Shapiro-Wilk normality test
W = 0.97014, p-value = 0.8994
```

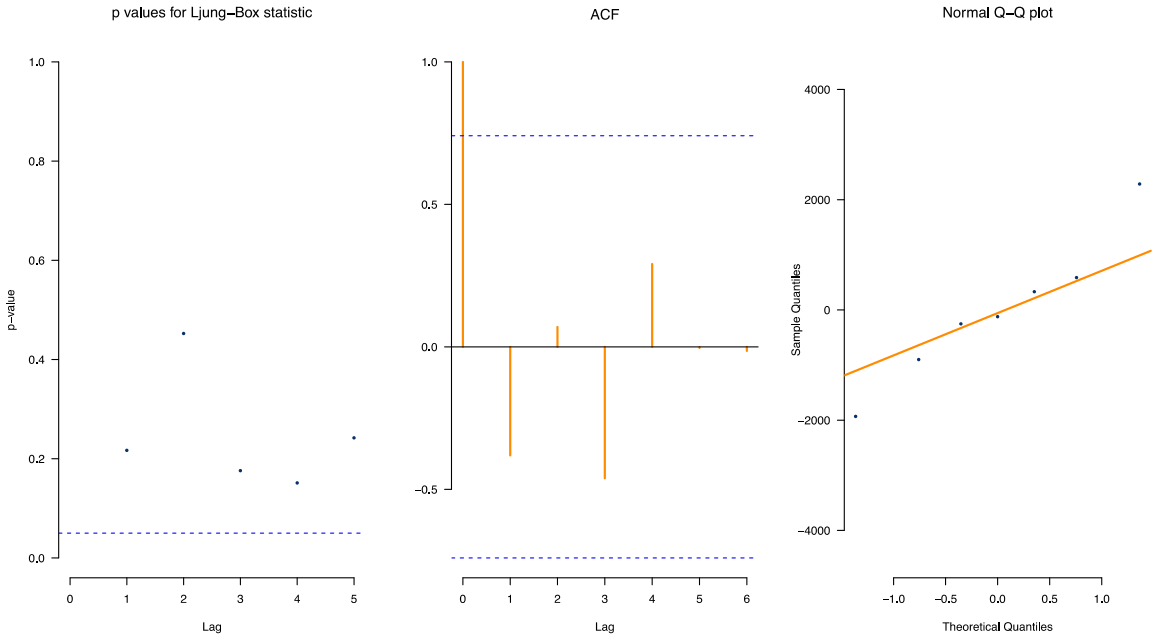


Figura 25 Diagnóstico residuos modelo Ajuste Parcial Sistema Aysén.

La Figura 26 ilustra el resultado de este modelo y el detalle se entrega en la Tabla 112. El crecimiento esperado para el período 2018-2032 se encuentra en torno a 0,27%.

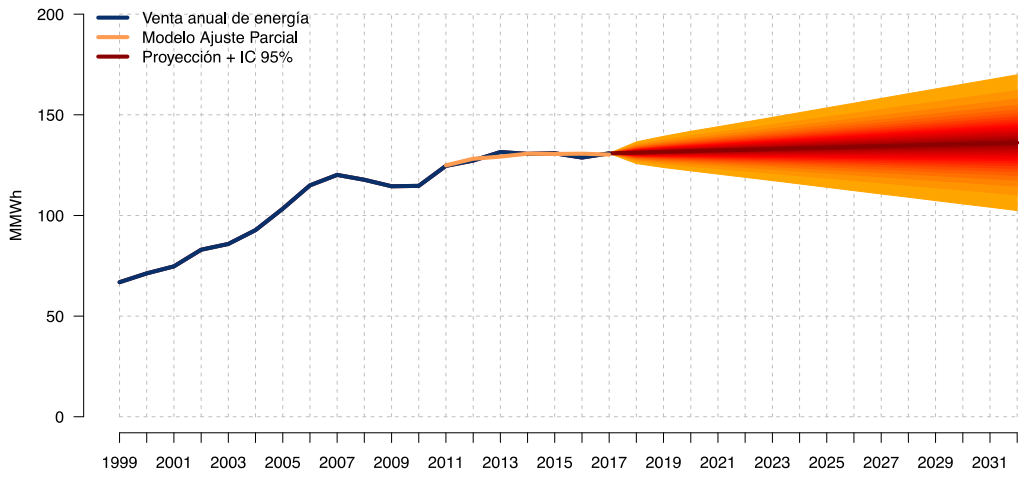


Figura 26: Ajuste y Pronóstico anualizado Modelo Ajuste Parcial Sistema Aysén

Tabla 112 Pronóstico del consumo de energía anual (MWh) y Tasa de Crecimiento Sistema Aysén Modelo Ajuste Parcial

Año	Total	Tasa
2000	71.211,3	6,55%
2001	74.725,0	4,93%
2002	82.958,8	11,02%
2003	85.838,2	3,47%
2004	92.731,7	8,03%
2005	103.340,2	11,44%
2006	114.979,4	11,26%
2007	120.156,1	4,50%
2008	117.715,8	-2,03%
2009	114.492,1	-2,74%
2010	114.690,4	0,17%
2011	124.662,3	8,69%
2012	127.282,5	2,10%
2013	131.503,0	3,32%
2014	130.587,7	-0,70%
2015	130.905,9	0,24%
2016	128.788,6	-1,62%
2017	130.853,7	1,60%
2018	131.189,4	0,26%
2019	131.588,3	0,30%
2020	131.966,9	0,29%
2021	132.323,4	0,27%
2022	132.672,2	0,26%
2023	133.020,8	0,26%
2024	133.370,1	0,26%
2025	133.719,7	0,26%
2026	134.069,5	0,26%
2027	134.419,3	0,26%
2028	134.768,9	0,26%
2029	135.118,6	0,26%
2030	135.467,2	0,26%
2031	135.813,9	0,26%
2032	136.162,5	0,26%

26.3.2 Sistema General Carrera

La información entregada por EdelaysénEdelaysén para este sistema, presenta un comportamiento no estacionario, ya que se observa una tendencia global creciente y un claro patrón estacional mensual.

MODELO ARIMA ESTACIONAL

A partir de la estructura de correlación interna se propone un modelo ARIMA Estacional (2,0,9) $(0,1,1)_{12}$ en torno a su tendencia. La predicción de la tendencia se realizó de manera no-lineal relacionando el logaritmo de la demanda vs logaritmo de INACER X.

Se presenta la salida estadística donde se observa que todos los coeficientes del modelo resultan significativos, como también la normalidad de los residuos no es rechazada (KS Test, QQ-plot e Histograma) y la ausencia de autocorrelación serial de estos es confirmada (Ljung-Box test y ACF). Para los residuos del modelo, la Figura 27 muestra el test de Ljung-Box, la estructura de autocorrelación serial (ACF), gráfico de probabilidad normal (QQ-plot) e histograma.

Modelamiento Tendencia INACER

```
Model: log(Y) ~ log(INACER_X)

             Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)   0.14928    0.35616   0.419    0.676
log(INACER_X) 1.37869    0.07497  18.389   <2e-16 ***

Residual standard error: 0.0542 on 82 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.8048,  Adjusted R-squared:  0.8025
F-statistic: 338.2 on 1 and 82 DF,  p-value: < 2.2e-16
```

Modelamiento Dependencia Serial

```
Coefficients:
ar1      ma8      ma9     sma1
      0.3058  -0.1524  -0.2044  -0.5459
s.e.  0.0659   0.0707   0.0743   0.0547

sigma^2 estimated as 195.6:  log likelihood = -878.76,  aic = 1767.52


Kolmogorov-Smirnov test
D = 0.54825, p-value = 0.9083

Shapiro-Wilk normality test
W = 0.90903, p-value = 1.441e-10
```

La bondad de ajuste a nivel mensual de este modelo entrega un MAPE igual a 1,48% y un coeficiente de Theil igual a 0,12998.

Para chequear la calidad predictiva, se procede a pronosticar mensualmente la demanda del Sistema de General Carrera para el 2017, obteniendo un MAPE igual 1,44% y un coeficiente de Theil igual a 0,0584 (ver Figura 21).

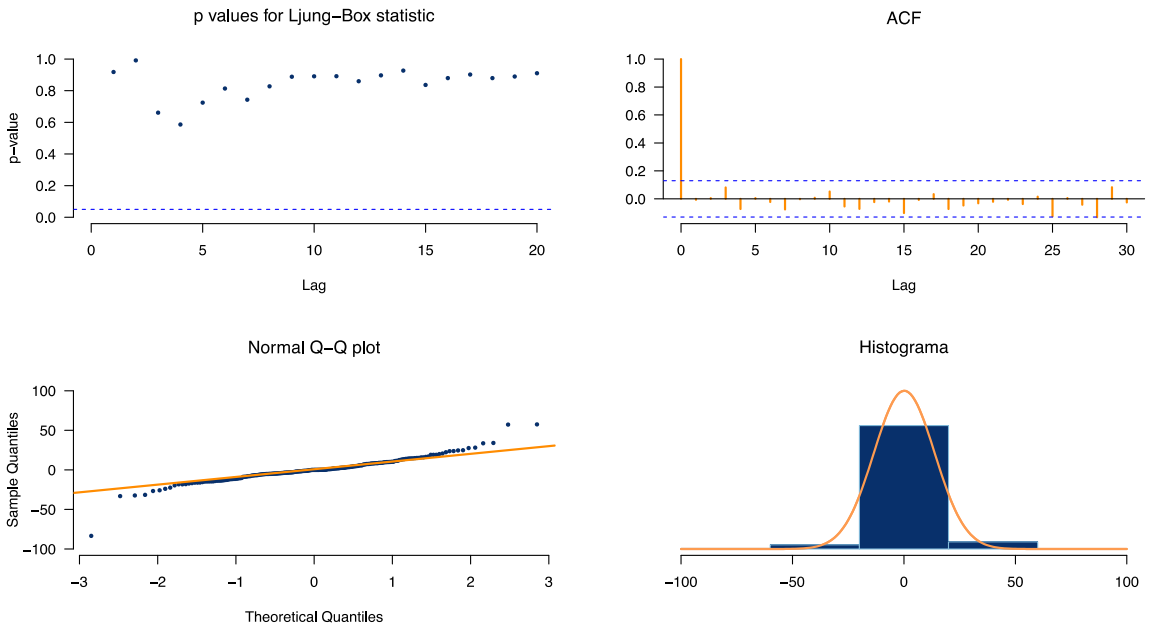


Figura 27: Diagnóstico residuos modelo ARIMA Estacional Sistema General Carrera

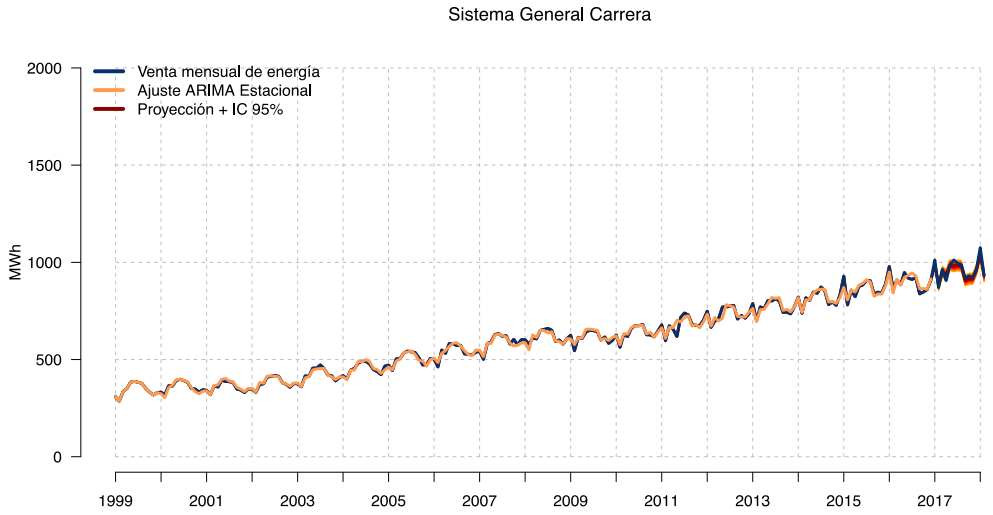


Figura 28: Bondad de ajuste pronóstico Modelo ARIMA Estacional Sistema General Carrera

La predicción final y su banda de confianza de 95% se ilustran en la Figura 23 y el detalle en la Tabla 111. Se pronostica que en promedio la tasa de crecimiento para el período 2018-2032 este en torno a un 1,35%.

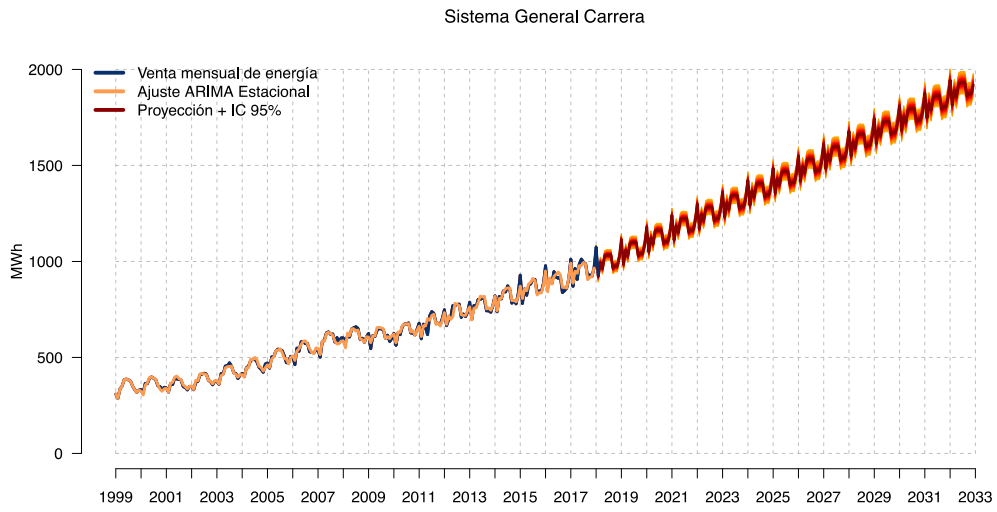


Figura 29: Ajuste y Pronóstico Modelo ARIMA Estacional Sistema General Carrera

Tabla 113: Pronóstico del consumo de energía mensual (MWh) y Tasa de Crecimiento Sistema General Carrera Modelo ARIMA Estacional

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic	Total	Tasa
1999	308,6	285,7	335,5	350,7	383,7	387,4	382,8	376,9	350,5	331,2	317,8	329,9	**4.140,7**	
2000	332,5	317,1	364,5	363,2	391,9	398,4	391,5	382,8	350,8	348,0	332,4	344,6	**4.317,8**	**4,28%**
2001	341,3	318,6	363,5	358,4	394,1	387,4	385,9	382,4	347,9	343,1	330,2	348,3	**4.301,2**	**-0,38%**
2002	348,6	331,5	370,7	375,4	409,4	413,8	417,4	413,3	380,8	372,0	357,3	376,5	**4.566,6**	**6,17%**
2003	375,1	359,7	415,4	413,4	455,6	456,0	472,1	453,4	419,6	416,1	389,7	406,3	**5.032,4**	**10,20%**
2004	417,3	399,8	446,3	454,1	482,1	490,5	490,8	476,4	447,6	437,5	422,2	466,0	**5.430,6**	**7,91%**
2005	471,1	443,2	502,7	504,0	533,5	543,0	539,6	535,9	508,0	472,0	473,6	505,8	**6.032,4**	**11,08%**
2006	503,6	462,0	548,8	531,7	582,2	581,6	571,6	572,8	529,1	526,8	523,6	537,5	**6.471,4**	**7,28%**
2007	541,6	500,8	582,1	589,6	628,7	633,1	618,8	622,3	579,7	603,6	575,3	601,9	**7.077,4**	**9,37%**
2008	601,5	577,8	611,2	606,0	649,6	655,0	660,0	650,8	594,1	600,4	578,3	607,1	**7.391,8**	**4,44%**
2009	624,7	545,1	614,6	608,4	640,3	650,9	648,1	644,2	599,6	615,9	583,2	598,2	**7.373,1**	**-0,25%**
2010	626,1	562,9	627,8	618,5	660,8	674,4	673,8	680,0	627,3	626,9	616,9	646,1	**7.641,4**	**3,64%**
2011	678,5	596,8	673,3	656,0	618,5	716,7	738,9	729,3	680,7	676,0	673,0	702,1	**8.140,0**	**6,53%**
2012	748,5	665,3	698,2	710,3	770,1	770,4	775,5	777,9	708,1	726,4	712,7	735,4	**8.798,8**	**8,09%**

2013	788,0	699,3	770,6	761,7	802,3	800,8	812,2	802,2	742,6	743,7	734,8	772,4	**9.230,6**	**4,91%**
2014	821,1	737,6	817,5	804,6	846,8	840,8	873,1	854,5	782,5	796,2	778,9	831,9	**9.785,6**	**6,01%**
2015	928,8	780,9	856,9	823,5	876,3	883,2	907,3	905,6	836,8	846,6	842,2	887,2	**10.375,2**	**6,03%**
2016	978,1	864,1	908,2	884,9	947,6	918,6	911,9	921,9	837,9	847,3	860,1	909,7	**10.790,1**	**4,00%**
2017	1.011,9	870,3	964,1	905,8	985,0	1.012,2	995,7	986,9	919,4	930,4	921,5	966,5	**11.469,6**	**6,30%**
2018	1.058,7	922,0	994,1	962,3	1.027,7	1.033,2	1.033,2	1.034,0	964,9	976,9	974,8	1.021,7	**12.003,6**	**4,66%**
2019	1.113,9	984,5	1.059,7	1.025,8	1.092,3	1.099,8	1.099,5	1.099,1	1.029,8	1.041,8	1.039,7	1.086,7	**12.772,7**	**6,41%**
2020	1.178,9	1.049,3	1.124,4	1.090,3	1.156,4	1.163,7	1.163,1	1.162,4	1.092,8	1.104,4	1.102,0	1.148,7	**13.536,4**	**5,98%**
2021	1.240,5	1.110,7	1.185,5	1.151,1	1.217,1	1.224,1	1.223,4	1.222,5	1.152,8	1.164,3	1.161,8	1.208,4	**14.262,3**	**5,36%**
2022	1.300,2	1.170,4	1.245,2	1.210,8	1.276,8	1.283,9	1.283,3	1.282,4	1.212,8	1.224,4	1.222,0	1.268,7	**14.980,9**	**5,04%**
2023	1.360,6	1.230,9	1.305,8	1.271,6	1.337,7	1.344,9	1.344,3	1.343,6	1.274,1	1.285,8	1.283,5	1.330,3	**15.713,1**	**4,89%**
2024	1.422,3	1.292,7	1.367,7	1.333,6	1.399,8	1.407,1	1.406,6	1.405,9	1.336,5	1.348,3	1.346,1	1.393,0	**16.459,5**	**4,75%**
2025	1.485,1	1.355,5	1.430,6	1.396,5	1.462,8	1.470,1	1.469,7	1.469,1	1.399,7	1.411,6	1.409,5	1.456,4	**17.216,6**	**4,60%**
2026	1.548,6	1.419,1	1.494,2	1.460,2	1.526,5	1.534,0	1.533,6	1.533,1	1.463,8	1.475,7	1.473,6	1.520,6	**17.983,0**	**4,45%**
2027	1.612,8	1.483,4	1.558,6	1.524,7	1.591,0	1.598,5	1.598,2	1.597,8	1.528,5	1.540,5	1.538,5	1.585,6	**18.758,3**	**4,31%**
2028	1.677,9	1.548,5	1.623,7	1.589,8	1.656,3	1.663,8	1.663,6	1.663,2	1.594,0	1.606,1	1.604,1	1.651,2	**19.542,3**	**4,18%**
2029	1.743,6	1.614,3	1.689,6	1.655,7	1.722,2	1.729,8	1.729,6	1.729,3	1.660,1	1.672,2	1.670,3	1.717,5	**20.334,1**	**4,05%**
2030	1.809,8	1.680,6	1.755,9	1.722,1	1.788,6	1.796,2	1.796,1	1.795,7	1.726,6	1.738,8	1.736,8	1.784,1	**21.131,2**	**3,92%**
2031	1.876,5	1.747,2	1.822,6	1.788,9	1.855,4	1.863,1	1.863,0	1.862,8	1.793,7	1.806,0	1.804,1	1.851,4	**21.934,8**	**3,80%**
2032	1.943,9	1.814,8	1.890,2	1.856,5	1.923,2	1.931,0	1.931,0	1.930,8	1.861,8	1.874,1	1.872,3	1.919,7	**22.749,4**	**3,71%**

Al anualizar los resultados del modelo, el MAPE es igual a un 0,515% y el coeficiente de Theil igual a 0,0133. En la Figura 24 se ilustran estos resultados.

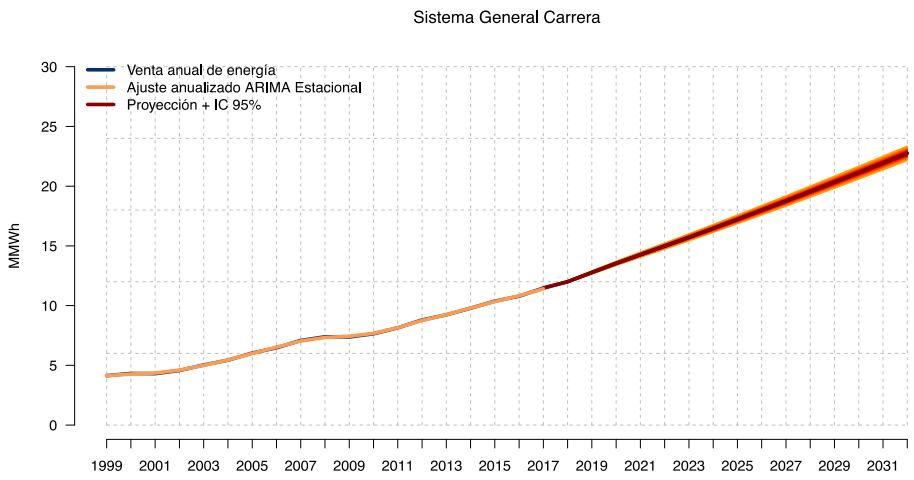


Figura 30: Ajuste y Pronóstico anualizado Modelo ARIMA Estacional Sistema General Carrera

MODELO AJUSTE PARCIAL

El modelo de Ajuste Parcial se aplicó a los datos agregados anualmente, muestra que la venta de energía del año anterior explica significativamente la evolución de la demanda de energía, no así el INACER de la X Región. El coeficiente de determinación es de un 99,2%, no existe presencia estructura de correlación, ver Ljung-Box test en Figura 25, mientras que la Normalidad de los residuos no es rechazada (KS test y Shapiro Test). El MAPE de este modelo anualizado es de 0,7755% y un coeficiente de Theil igual a 0,0445, estos valores son 50% y 235% más que lo obtenido para estos indicadores anualizados en el modelo ARIMA Estacional.

```
Y[t] ~ delta * beta0 + delta * beta1 * Inacer[t] + (1 - delta) * Y[t-1]
Parameters:
             Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
beta0       8.899e+02  1.932e+04   0.046    0.965
beta1       1.444e+02  1.152e+02   1.253    0.278
delta       6.527e-02  2.039e-01   0.320    0.765

             Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
delta*beta0   58.0864  1106.7096   0.052   0.9607
delta*beta1    9.4266    24.7587   0.381   0.7228
(1 - delta)    0.9347     0.2040   4.583   0.0102 *

Residual standard error: 124.4 on 4 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.9924,  Adjusted R-squared:  0.9887
F-statistic: 262.5 on 2 and 4 DF,  p-value: 5.718e-05

Kolmogorov-Smirnov test
D = 0.16707, p-value = 0.9708

Shapiro-Wilk normality test
W = 0.90604, p-value = 0.3691
```

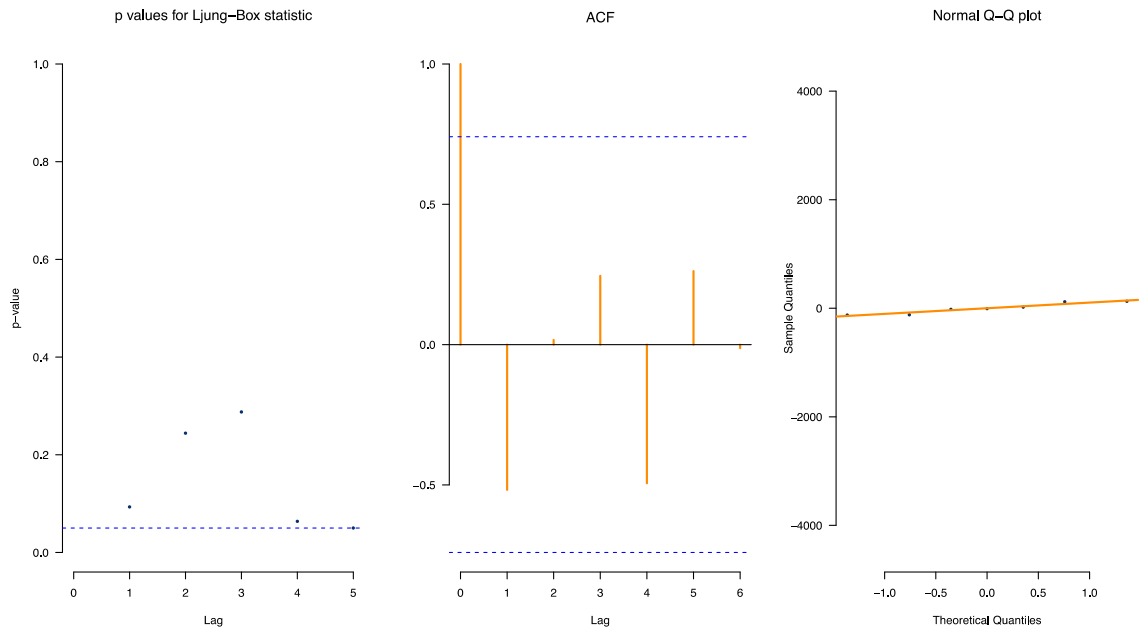


Figura 31 Diagnóstico residuos modelo Ajuste Parcial Sistema General Carrera.

La Figura 26 ilustra el resultado de este modelo y el detalle se entrega en la Tabla 112. El crecimiento esperado para el período 2018-2032 se encuentra en torno a 4,26%.

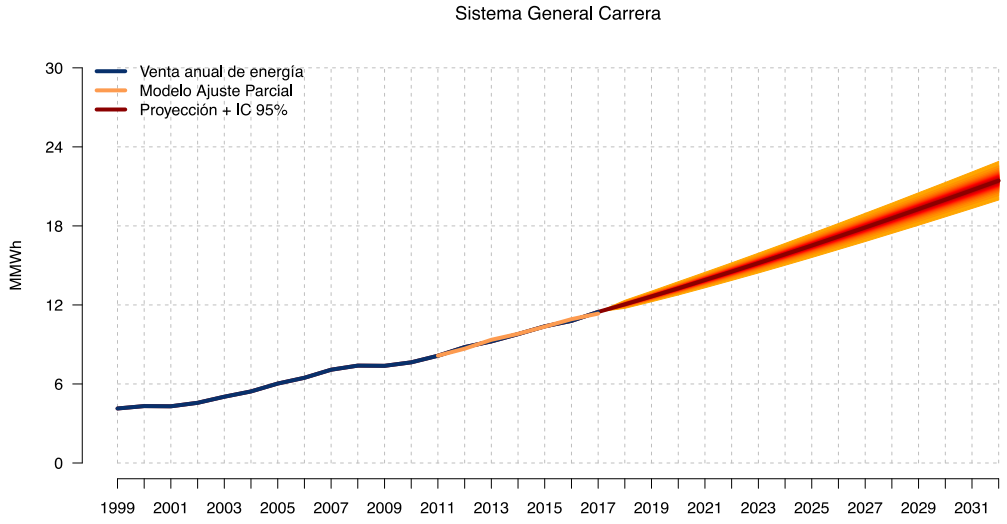


Figura 32: Ajuste y Pronóstico anualizado Modelo Ajuste Parcial Sistema General Carrera

Tabla 114 Pronóstico del consumo de energía anual (MWh) y Tasa de Crecimiento Sistema General Carrera Modelo Ajuste Parcial

Año	Total	Tasa
2000	4.317,8	4,28%
2001	4.301,2	-0,38%
2002	4.566,6	6,17%
2003	5.032,4	10,20%
2004	5.430,6	7,91%
2005	6.032,4	11,08%
2006	6.471,4	7,28%
2007	7.077,4	9,37%
2008	7.391,8	4,44%
2009	7.373,1	-0,25%
2010	7.641,4	3,64%
2011	8.140,0	6,53%
2012	8.798,8	8,09%
2013	9.230,6	4,91%
2014	9.785,6	6,01%
2015	10.375,2	6,03%
2016	10.790,1	4,00%
2017	11.469,6	6,30%
2018	12.042,7	5,00%
2019	12.642,8	4,98%
2020	13.259,6	4,88%
2021	13.888,7	4,74%
2022	14.529,0	4,61%
2023	15.180,2	4,48%
2024	15.841,7	4,36%
2025	16.513,0	4,24%
2026	17.193,3	4,12%
2027	17.882,1	4,01%
2028	18.578,9	3,90%
2029	19.283,0	3,79%
2030	19.993,8	3,69%
2031	20.710,5	3,58%
2032	21.433,3	3,49%

26.3.3 Sistema Palena

La información entregada por EdelaysénEdelaysén para este sistema, presenta un comportamiento no estacionario, ya que se observa una tendencia global creciente y un claro patrón estacional mensual. El aluvión ocurrido en Villa Santa Lucía en diciembre 2017, es considerado en el pronóstico del año 2018, ya que a la fecha la tasa de crecimiento en el período enero-febrero presenta una tasa de crecimiento igual a -0,0523% vs el 9,5% que venía creciendo los últimos años, además la explosión del volcán Chaitén en mayo del 2008 produjo un cambio en la tendencia que fue considerado también.

MODELO ARIMA ESTACIONAL

A partir de la estructura de correlación interna se propone un modelo ARIMA Estacional (2,0,8) $(1,1,1)_{12}$ en torno a su tendencia. La predicción de la tendencia se realizó de manera no-lineal relacionando el logaritmo de la demanda vs logaritmo de INACER X en el período 2011-2017.

Se presenta la salida estadística donde se observa que todos los coeficientes del modelo resultan significativos, como también la normalidad de los residuos no es rechazada (KS Test, Shapiro Test, QQ-plot e Histograma) y la ausencia de autocorrelación serial de estos es confirmada (Ljung-Box test y ACF). Para los residuos del modelo, Figura 33 muestra el test de Ljung-Box, la estructura de autocorrelación serial (ACF), gráfico de probabilidad normal (QQ-plot) e histograma.

Modelamiento Tendencia INACER

```
Model: log(Y) ~ log(INACER_X)*Dummy

                              Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)                   -12043.3     1988.3  -6.057 1.23e-07 ***
log(INACER_X)                   2688.4      414.5   6.486 2.44e-08 ***
Dummy                          13322.4     2394.8   5.563 7.72e-07 ***
log(INACER_X)*Dummy            -2745.0      496.9  -5.525 8.90e-07 ***

Residual standard error: 41.56 on 56 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.8046,  Adjusted R-squared:  0.7942
F-statistic: 76.87 on 3 and 56 DF,  p-value: < 2.2e-16
```

Modelamiento Dependencia Serial

```
Coefficients:
         ar1      ar2      ma1      ma8     sma1
      1.0836  -0.3652  -0.8374  -0.1604  -0.7431
s.e.  0.0872   0.0660   0.0675   0.0600   0.0560

sigma^2 estimated as 305.9:  log likelihood = -932.3,  aic = 1876.6

Kolmogorov-Smirnov test
D = 0.53509, p-value = 0.9345

Shapiro-Wilk normality test
W = 0.98972, p-value = 0.1045
```

La bondad de ajuste a nivel mensual de este modelo entrega un MAPE igual a 2,22% y un coeficiente de Theil igual a 0,1881. Para chequear la calidad predictiva, se procede a pronosticar mensualmente la demanda del Sistema de Palena para el 2017, obteniendo un MAPE igual 1,64% y un coeficiente de Theil igual a 0,2493 (ver Figura 21).

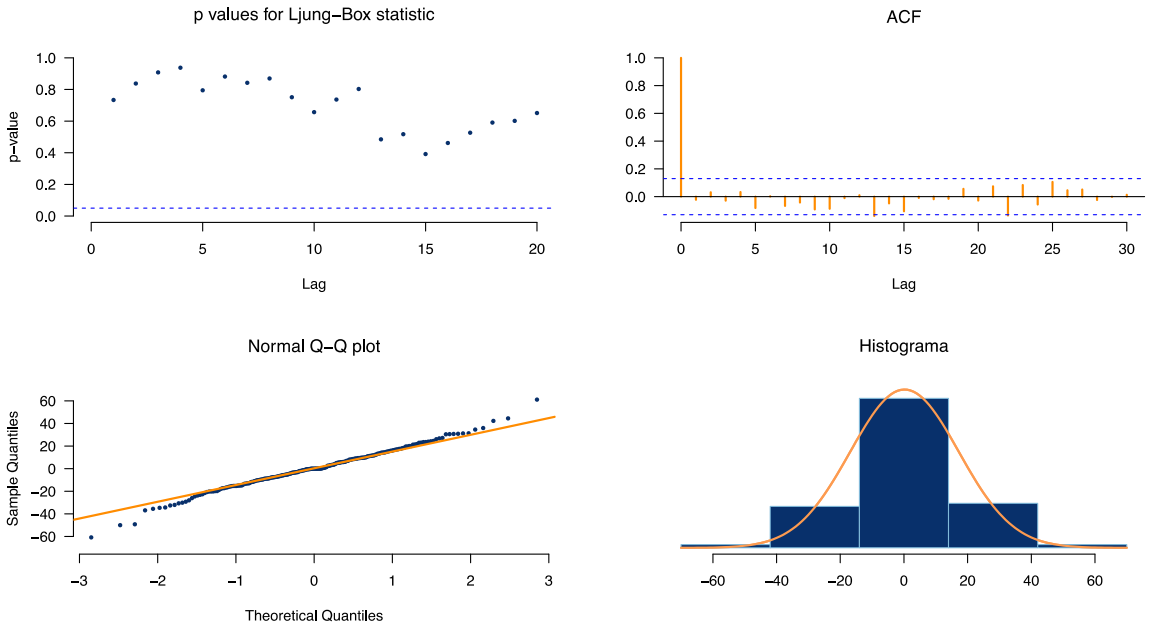


Figura 33: Diagnóstico residuos modelo ARIMA Estacional Sistema Palena

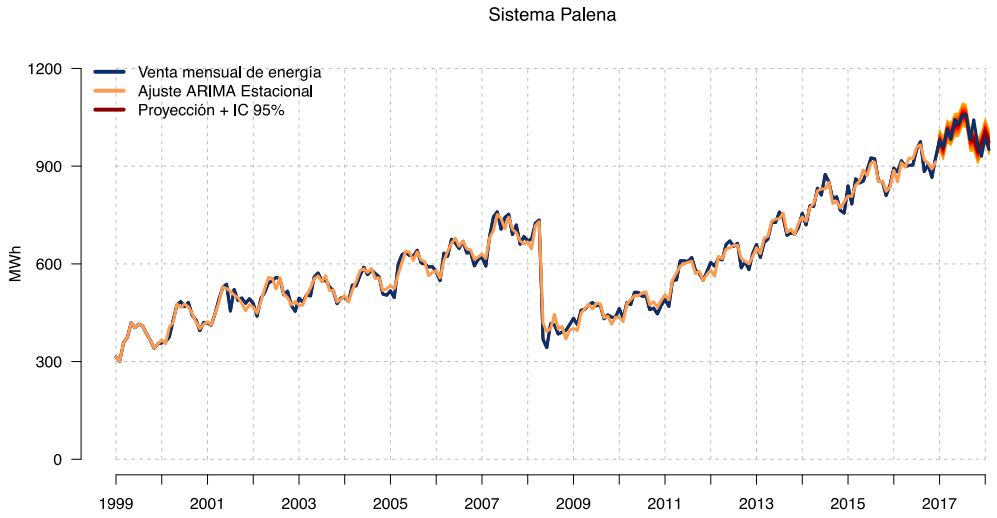


Figura 34: Bondad de ajuste pronóstico Modelo ARIMA Estacional Sistema Palena

La predicción final y su banda de confianza de 95% se ilustran en la Figura 23 y el detalle en la Tabla 111. Se proyecta que en promedio la tasa de crecimiento para el período 2018-2032 este en torno a un 1,35%.

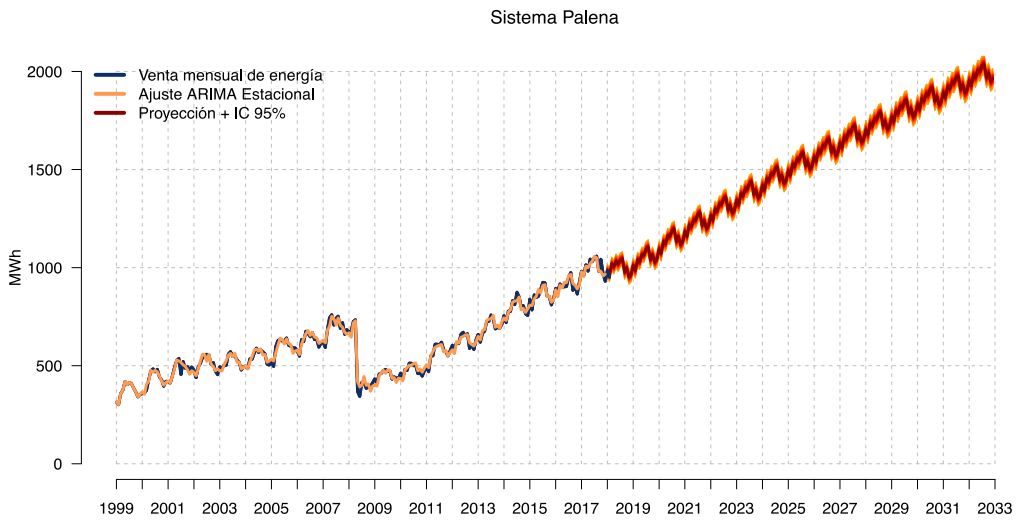


Figura 35: Ajuste y Pronóstico Modelo ARIMA Estacional Sistema Palena

Tabla 115: Pronóstico del consumo de energía mensual (MWh) y Tasa de Crecimiento Sistema Palena Modelo ARIMA Estacional

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic	Total	Tasa
1999	314,0	300,9	358,0	374,7	419,4	403,6	415,0	409,2	385,9	365,5	340,9	354,0	**4.441,1**	
2000	356,9	360,1	375,5	427,4	474,1	484,4	468,5	481,9	441,7	427,4	394,7	420,3	**5.112,9**	**15,13%**
2001	418,4	411,3	447,8	491,1	527,1	537,4	455,0	521,7	486,8	495,5	478,7	493,0	**5.763,8**	**12,73%**
2002	478,1	439,0	493,3	511,9	541,8	547,7	558,5	554,5	504,8	516,4	472,8	454,0	**6.072,8**	**5,36%**
2003	494,8	482,5	504,6	501,2	559,7	571,9	546,8	551,4	529,2	517,6	477,6	495,2	**6.232,6**	**2,63%**
2004	496,8	485,8	535,0	532,1	563,8	589,8	566,7	581,1	570,2	560,7	507,2	503,6	**6.492,8**	**4,17%**
2005	517,3	496,0	598,2	628,0	635,0	625,6	623,7	641,8	603,3	599,1	590,3	591,2	**7.149,5**	**10,11%**
2006	575,7	548,4	633,1	623,1	675,8	663,9	647,1	669,6	633,0	635,5	594,0	613,9	**7.513,1**	**5,09%**
2007	621,0	592,8	685,2	744,3	760,1	706,5	742,5	752,7	689,7	719,8	660,0	683,9	**8.358,5**	**11,25%**
2008	671,0	675,9	725,0	734,6	368,4	342,7	416,2	412,7	384,2	390,4	395,5	413,4	**5.929,9**	**-29,06%**
2009	432,9	413,3	457,5	460,8	474,6	481,1	470,9	474,2	431,3	443,5	435,8	435,7	**5.411,7**	**-8,74%**

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic	Total	Tasa
2010	462,6	434,1	480,9	474,9	512,9	512,3	500,0	502,2	459,0	464,2	446,1	472,0	**5.721,3**	**5,72%**
2011	490,3	469,1	549,8	550,4	610,0	609,3	607,4	619,7	580,8	570,6	549,7	576,1	**6.783,1**	**18,56%**
2012	604,4	592,7	617,4	612,3	659,5	670,6	653,5	663,4	587,5	607,0	582,1	631,9	**7.482,2**	**10,31%**
2013	659,6	619,6	665,6	676,4	726,9	727,0	759,3	741,4	687,3	695,6	690,6	711,6	**8.360,8**	**11,74%**
2014	755,6	719,4	778,6	776,6	832,3	811,0	874,6	851,3	799,5	806,1	764,2	755,8	**9.525,0**	**13,92%**
2015	839,5	783,6	861,3	848,4	853,7	886,6	925,2	922,9	854,3	852,8	809,6	841,6	**10.279,3**	**7,92%**
2016	894,0	882,3	916,8	899,1	902,3	903,4	951,5	975,1	883,6	904,9	865,2	927,8	**10.905,9**	**6,10%**
2017	981,3	957,3	1.014,6	981,7	1.043,8	1.029,9	1.053,6	1.058,6	981,2	1.042,7	969,6	930,0	**12.044,3**	**10,44%**
2018	984,2	963,0	1.019,1	1.003,4	1.033,7	1.017,1	1.038,2	1.045,3	977,4	998,0	953,0	963,7	**11.996,2**	**-0,40%**
2019	1.010,6	984,7	1.040,3	1.029,2	1.066,0	1.064,2	1.095,4	1.104,0	1.040,4	1.066,7	1.027,8	1.044,1	**12.573,4**	**4,81%**
2020	1.095,6	1.073,3	1.131,5	1.122,1	1.159,7	1.158,1	1.189,1	1.197,1	1.132,7	1.158,0	1.118,0	1.133,2	**13.668,6**	**8,71%**
2021	1.183,7	1.160,3	1.217,6	1.207,3	1.244,2	1.241,9	1.272,2	1.279,8	1.214,9	1.239,8	1.199,5	1.214,3	**14.675,4**	**7,37%**
2022	1.264,6	1.241,0	1.298,0	1.287,6	1.324,2	1.321,8	1.352,0	1.359,3	1.294,3	1.319,0	1.278,5	1.293,3	**15.633,6**	**6,53%**
2023	1.343,3	1.319,6	1.376,4	1.365,8	1.402,3	1.399,7	1.429,7	1.436,9	1.371,7	1.396,2	1.355,5	1.370,1	**16.567,3**	**5,97%**
2024	1.419,9	1.396,0	1.452,6	1.441,8	1.478,1	1.475,3	1.505,1	1.512,0	1.446,6	1.471,0	1.430,0	1.444,4	**17.472,8**	**5,47%**
2025	1.494,0	1.469,9	1.526,3	1.515,3	1.551,4	1.548,4	1.578,0	1.584,7	1.519,1	1.543,3	1.502,2	1.516,3	**18.348,8**	**5,01%**
2026	1.565,8	1.541,5	1.597,7	1.586,5	1.622,4	1.619,2	1.648,6	1.655,2	1.589,4	1.613,4	1.572,1	1.586,0	**19.197,7**	**4,63%**
2027	1.635,3	1.610,8	1.666,9	1.655,5	1.691,2	1.687,8	1.717,1	1.723,5	1.657,5	1.681,3	1.639,8	1.653,6	**20.020,2**	**4,28%**
2028	1.702,7	1.678,0	1.733,9	1.722,4	1.757,9	1.754,4	1.783,4	1.789,7	1.723,5	1.747,2	1.705,6	1.719,2	**20.818,1**	**3,99%**
2029	1.768,2	1.743,3	1.799,1	1.787,4	1.822,8	1.819,0	1.848,0	1.854,1	1.787,7	1.811,2	1.769,4	1.782,9	**21.592,9**	**3,72%**
2030	1.831,6	1.806,6	1.862,2	1.850,3	1.885,5	1.881,6	1.910,3	1.916,3	1.849,7	1.873,0	1.831,1	1.844,3	**22.342,7**	**3,47%**
2031	1.892,9	1.867,7	1.923,1	1.911,1	1.946,1	1.942,0	1.970,6	1.976,4	1.909,7	1.932,9	1.890,8	1.904,0	**23.067,4**	**3,24%**
2032	1.952,5	1.927,2	1.982,6	1.970,5	2.005,5	2.001,4	2.030,0	2.035,8	1.969,1	1.992,3	1.950,3	1.963,5	**23.780,6**	**3,09%**

Al anualizar los resultados del modelo, el MAPE es igual a un 0,503% y el coeficiente de Theil igual a 0,0484. En la Figura 24 se ilustran estos resultados.

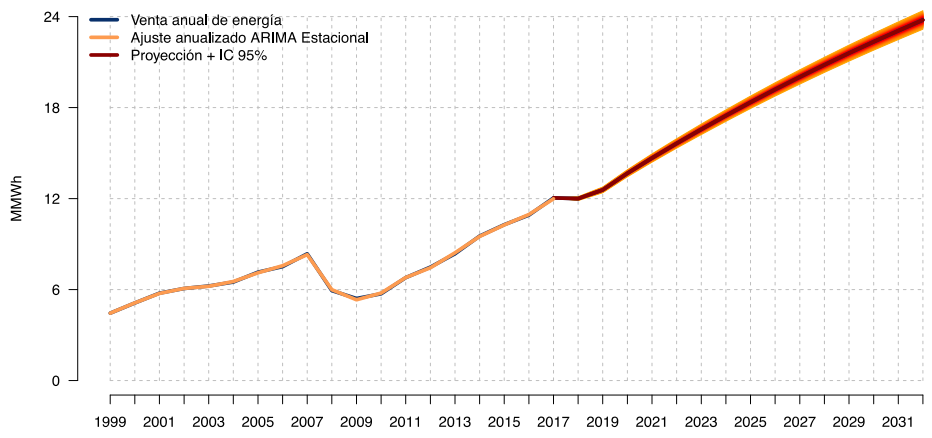


Figura 36: Ajuste y Pronóstico anualizado Modelo ARIMA Estacional Sistema Palena

MODELO AJUSTE PARCIAL

El modelo de Ajuste Parcial se aplicó a los datos agregados anualmente, muestra que la venta de energía del año anterior explica significativamente la evolución de la demanda de energía, no así el INACER de la X Región. El coeficiente de determinación es de un 98.76%, existe presencia estructura de correlación, ver Ljung-Box test en Figura 37, mientras que la Normalidad de los residuos no es rechazada (KS test y Shapiro Test). El MAPE de este modelo anualizado es de 2.05% y un coeficiente de Theil igual a 0. 0605, estos valores son 407% y 1250% más que lo obtenido para estos indicadores anualizados en el modelo ARIMA Estacional.

```
Y[t] ~ delta * beta0 + delta * beta1 * Inacer[t] + (1 - delta) * Y[t-1]
Parameters:
               Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
beta0        -7875.5498 14297.2537  -0.551   0.6111
beta1          193.7439    75.9080   2.552   0.0631 .
delta            0.1470     0.2587   0.568   0.6003

               Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
delta*beta0  -1157.5958  3913.0595  -0.296    0.782
delta*beta1     28.4776    51.8968   0.549    0.612
(1 - delta)      0.8530     0.2587   3.297    0.030 *

Residual standard error: 258.8 on 4 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.9876,  Adjusted R-squared:  0.9814
F-statistic: 159.5 on 2 and 4 DF,  p-value: 0.0001534

Kolmogorov-Smirnov test
D = 0.23478, p-value = 0.7583

Shapiro-Wilk normality test
W = 0.84338, p-value = 0.1068
```

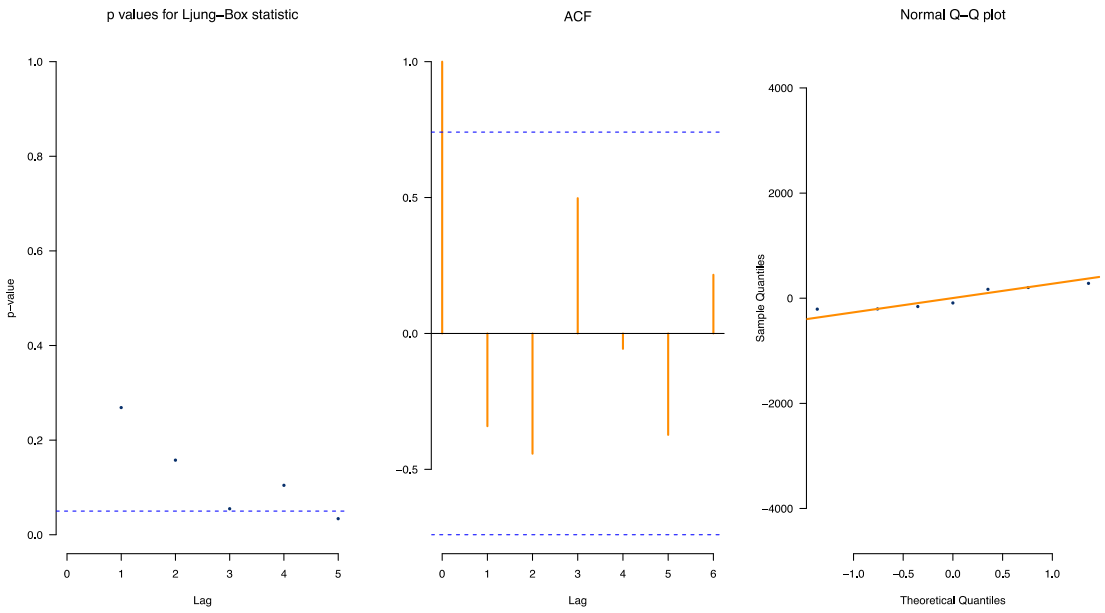


Figura 37 Diagnóstico residuos modelo Ajuste Parcial Sistema Palena.

La Figura 38 ilustra el resultado de este modelo y el detalle se entrega en la Tabla 116 Pronóstico del consumo de energía anual (MWh) y Tasa de Crecimiento Sistema Palena Modelo Ajuste Parcial. El crecimiento esperado para el período 2018-2032 se encuentra en torno a 5,63%.

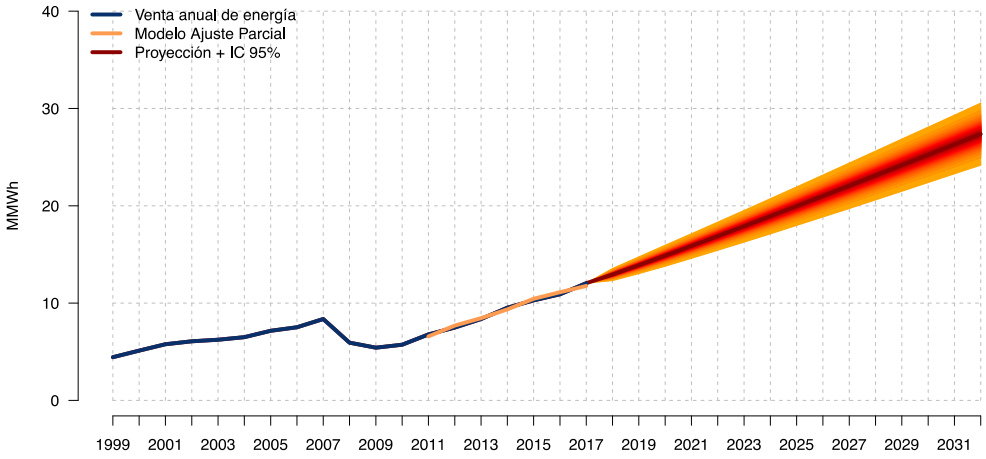


Figura 38: Ajuste y Pronóstico anualizado Modelo Ajuste Parcial Sistema Palena

Tabla 116 Pronóstico del consumo de energía anual (MWh) y Tasa de Crecimiento Sistema Palena Modelo Ajuste Parcial

Año	Total	Tasa
2000	5.112,9	15,13%
2001	5.763,8	12,73%
2002	6.072,8	5,36%
2003	6.232,6	2,63%
2004	6.492,8	4,17%
2005	7.149,5	10,11%
2006	7.513,1	5,09%
2007	8.358,5	11,25%
2008	5.929,9	-29,06%
2009	5.411,7	-8,74%
2010	5.721,3	5,72%
2011	6.783,1	18,56%
2012	7.482,2	10,31%
2013	8.360,8	11,74%
2014	9.525,0	13,92%
2015	10.279,3	7,92%
2016	10.905,9	6,10%
2017	12.044,3	10,44%
2018	12.933,9	7,39%
2019	13.887,2	7,37%
2020	14.869,4	7,07%
2021	15.865,8	6,70%
2022	16.873,6	6,35%
2023	17.892,5	6,04%
2024	18.921,4	5,75%
2025	19.958,7	5,48%
2026	21.003,4	5,23%
2027	22.054,3	5,00%
2028	23.110,5	4,79%
2029	24.171,2	4,59%
2030	25.234,9	4,40%
2031	26.300,4	4,22%
2032	27.368,8	4,06%

26.4 Nuevos clientes

No existe información de potenciales proyectos puntuales de gran consumo en los sistemas de Aysén.

26.5 Curva de duración por bloques

Se dividió la demanda total mensual proyectada de cada sistema en diez bloques horarios de demanda tomando en consideración los días hábiles y no hábiles, utilizando como referencia la curva de duración real del año 2016. Para cada uno de los sistemas y meses del año base, se determinó la duración y altura de diez bloques de demanda equivalentes, que minimizan el error cuadrático medio con respecto a la curva de duración real del mes y sistema respectivo. Dicho patrón de demanda se aplicó mes a mes para todo el horizonte de proyección, escalando la altura de los bloques para que la suma de las áreas de los bloques, es decir el producto entre la demanda y la duración del bloque, iguale a la energía mensual proyectada.

El ajuste se realizó utilizando un algoritmo genético de optimización que minimiza el error cuadrático medio del ajuste. La Figura 39 muestra a modo de ejemplo el ajuste de bloques obtenido para los diferentes sistemas obtenidos para la curva de duración del mes de junio.

La Tabla 117, Tabla 119 y Tabla 121 muestran la duración en horas para cada bloque y cada mes, las cuales se repiten año a año. La Tabla 118 y Tabla 122 exhiben la potencia en megavatios para cada bloque y cada mes, las cuales se repiten año a año.

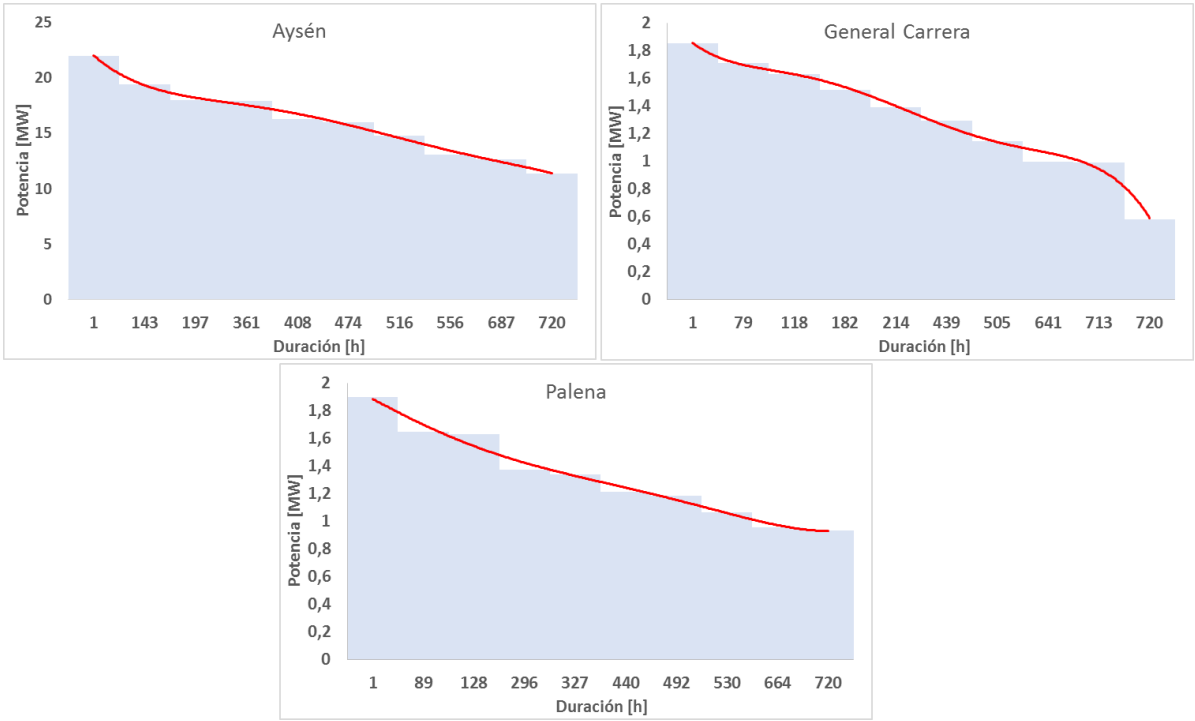


Figura 39: Curva de duración y por bloques de demanda ajustados para el mes de junio en los sistemas de Aysén, General Carrera y Palena para el año 2016

Tabla 117: Duración de los bloques para el sistema de Aysén en el año base 2016.

Duración [h]												
Bloque\mes	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	194	159	56	91	166	142	156	151	127	89	135	150
3	62	45	254	144	178	54	158	29	33	43	22	162
4	126	175	38	40	55	164	73	164	147	160	165	52
5	33	35	87	134	35	47	70	39	50	63	40	49
6	53	30	35	54	55	66	52	76	97	88	74	73
7	56	161	43	42	39	42	38	33	39	70	50	49
8	63	53	56	34	41	40	119	53	55	65	51	46
9	106	29	130	134	128	131	37	136	132	118	129	118
10	50	8	44	46	46	33	40	62	39	47	53	44

Tabla 118: Potencia de los bloques para el sistema de Aysén en el año base 2016.

Potencia [MW]												
Bloque\mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	18,40	19,75	20,75	21,90	21,75	22,00	21,40	22,90	21,00	20,45	20,00	19,35
2	16,01	16,67	18,33	19,60	18,36	19,43	18,53	19,08	18,16	17,48	16,91	16,06
3	14,82	15,10	16,40	18,01	16,85	17,97	17,22	17,74	17,21	16,87	16,16	14,69
4	14,52	14,92	16,22	17,62	16,69	17,92	16,78	17,74	16,80	15,84	15,26	14,53
5	13,30	13,75	14,57	16,63	15,08	16,29	15,12	16,69	15,19	14,59	14,31	13,30
6	12,33	12,50	14,47	15,61	14,58	15,99	15,10	15,84	14,87	14,11	13,55	12,66
7	11,89	11,51	12,73	13,65	13,62	14,78	13,63	15,45	13,60	13,10	13,07	12,25
8	10,65	11,07	11,52	12,27	12,23	13,07	12,34	13,87	12,21	11,53	11,59	10,49
9	10,53	9,24	11,35	11,99	12,02	12,63	12,31	12,46	12,16	11,36	10,63	10,22
10	8,99	1,50	9,82	10,73	10,62	11,36	11,10	11,38	10,51	9,66	9,60	8,74

Tabla 119: Duración de los bloques para el sistema de General Carrera en el año base 2016.

Duración [h]												
Bloque\mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	56	61	57	72	94	78	103	93	60	55	53	50
3	38	26	23	32	32	39	50	26	28	40	27	31
4	180	93	52	145	15	64	73	21	93	137	145	122
5	59	184	19	16	143	32	21	157	26	40	145	40
6	101	50	277	147	29	225	199	144	224	130	37	184
7	71	48	52	65	157	66	25	24	43	79	86	86
8	142	165	51	46	58	136	65	62	59	61	160	52
9	56	35	141	57	133	72	128	133	126	133	37	147
10	40	33	71	139	82	7	79	83	60	68	29	31

Tabla 120: Potencia de los bloques para el sistema de General Carrera en el año base 2016.

Potencia [MW]

Bloque\mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	2,09	1,96	1,93	1,86	1,86	1,85	1,85	1,89	1,91	1,87	1,83	1,94
2	1,67	1,64	1,63	1,62	1,65	1,71	1,61	1,62	1,54	1,52	1,56	1,58
3	1,58	1,56	1,58	1,57	1,63	1,63	1,57	1,59	1,52	1,50	1,50	1,50
4	1,45	1,39	1,40	1,35	1,47	1,51	1,36	1,42	1,31	1,24	1,33	1,38
5	1,37	1,27	1,36	1,34	1,38	1,39	1,33	1,35	1,28	1,23	1,24	1,27
6	1,32	1,25	1,25	1,22	1,27	1,29	1,21	1,24	1,16	1,13	1,23	1,25
7	1,23	1,13	1,17	1,16	1,25	1,15	1,16	1,22	1,09	1,09	1,11	1,16
8	1,12	1,06	1,10	1,07	1,14	1,00	1,06	1,10	1,02	1,01	1,01	1,04
9	1,11	1,05	1,04	1,00	1,02	0,99	0,98	0,99	0,96	0,96	0,97	1,02
10	0,96	0,94	0,98	0,99	1,01	0,58	0,96	0,95	0,93	0,90	0,85	0,91

Tabla 121: Duración de los bloques para el sistema de Palena en el año base 2016.

Duración [h]												
Bloque\mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	27	64	20	26	111	88	38	74	52	49	19	51
3	22	23	56	80	33	39	49	39	33	31	27	29
4	74	147	26	31	185	168	36	168	135	35	32	189
5	109	33	100	192	36	31	55	24	180	130	59	54
6	58	121	204	97	118	113	51	152	42	62	55	117
7	44	60	58	46	61	52	45	51	60	146	42	78
8	69	171	59	52	54	38	69	42	136	78	74	45
9	61	54	167	61	113	134	66	133	60	130	64	146
10	63	22	53	134	32	56	70	60	21	82	59	34

Tabla 122: Potencia de los bloques para el sistema de Palena en el año base 2016.

Potencia [MW]												
Bloque\mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	1,91	2,02	1,97	1,96	1,92	1,90	1,95	1,96	1,88	1,91	1,94	1,95
2	1,63	1,67	1,65	1,63	1,58	1,65	1,70	1,76	1,69	1,64	1,65	1,63
3	1,60	1,65	1,64	1,63	1,56	1,63	1,61	1,62	1,53	1,62	1,55	1,62
4	1,35	1,40	1,40	1,37	1,31	1,38	1,48	1,49	1,42	1,42	1,43	1,36
5	1,26	1,37	1,37	1,36	1,25	1,34	1,36	1,33	1,24	1,36	1,28	1,35
6	1,24	1,27	1,25	1,20	1,13	1,22	1,28	1,30	1,22	1,21	1,25	1,22
7	1,11	1,23	1,20	1,19	1,12	1,19	1,23	1,21	1,08	1,20	1,17	1,21
8	1,09	1,06	1,10	1,10	1,01	1,07	1,12	1,09	0,99	1,12	1,10	1,07
9	0,95	1,04	1,04	1,00	0,92	0,96	1,00	1,00	0,99	0,99	0,98	1,02
10	0,93	0,89	0,99	0,98	0,81	0,94	0,99	0,96	0,89	0,97	0,92	0,93

26.6 Factor de Carga

Se estimó el Factor de carga basado en el comportamiento histórico del consumo, de acuerdo con lo establecido en las Bases del estudio. En cada sistema, el Factor de carga para el año i (FC_i) se calculó utilizando la siguiente expresión:

$$FC_i = \frac{E_{i,j}}{Dmax_i * Hrs_i}$$

donde E_i es el total de energía consumida en el año i, $Dmax_i$ el máximo valor de demanda horaria registrado en dicho año y Hrs_i las horas totales del año respectivo. La Tabla 123 muestra los registros de demanda máxima y energía total anual informados por EdelaysénEdelaysén[15].

Tabla 123: Demanda máxima y energía total anual por sistema (2007-2017)

Año	Energía (MWh)			Demanda Máxima (kW)		
	Aysén	Palena	Gral. Carrera	Aysén	Palena	Gral. Carrera
2007	120.156	8.358	7.077	20.900	1.600	1.470
2008	117.716	5.930	7.392	20.350	1.698	1.470
2009	114.492	5.412	7.373	19.700	1.120	1.410
2010	114.690	5.721	7.641	20.350	1.170	1.460
2011	124.662	6.783	8.140	21.100	1.405	1.550
2012	127.282	7.482	8.799	22.350	1.506	1.660
2013	131.503	8.361	9.231	21.900	1.676	1.755

[15] Fuente: "Registros horarios 2006-2011.zip", "Registros horarios 2012-2016.zip" y "Venta de energia mensualizada 2006-2017.xlsx"

Año	Energía (MWh)			Demanda Máxima (kW)		
	Aysén	Palena	Gral. Carrera	Aysén	Palena	Gral. Carrera
2014	130.588	9.525	9.786	22.000	1.885	1.795
2015	130.906	10.279	10.375	22.550	1.930	1.880
2016	128.789	10.906	10.790	22.900	2.019	2.085
2017	130.854	12.044	11.470	23.400	2.191	2.085

La Tabla 124 muestra los factores de carga calculados por sistema. Se observa que en años recientes el factor de carga presenta un comportamiento relativamente estable. Dado que en la proyección de demanda no se consideran cambios en el patrón de consumo de los clientes, se asume que se mantendrá una relación entre demanda media y demanda máxima similar a la que se presentan actualmente en cada uno de los sistemas. Por lo tanto, se utilizó el valor promedio del Factor de Carga del periodo 2013-2016, para estimar la demanda máxima de potencia a partir del consumo de energía proyectado.

Tabla 124: Factor de carga histórico por sistema (2007-2017)

Año	Factor de Carga		
	Aysén	Palena	Gral. Carrera
2007	0,656	0,596	0,550
2008	0,659	0,398	0,572
2009	0,663	0,552	0,597
2010	0,643	0,558	0,597
2011	0,674	0,551	0,599
2012	0,648	0,566	0,603
2013	0,685	0,569	0,600
2014	0,678	0,577	0,622
2015	0,663	0,608	0,630
2016	0,640	0,615	0,589
2017	0,638	0,628	0,628
Prom 2015-2017	**0,647**	**0,617**	**0,616**

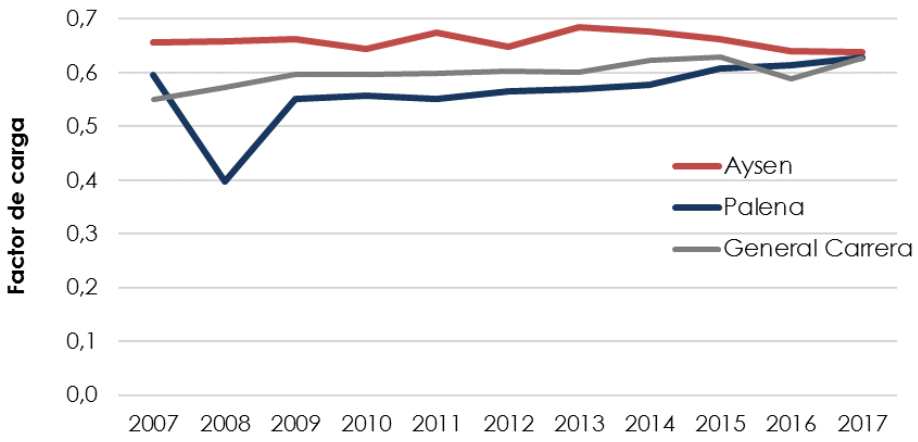


Figura 40: Factor de carga de los Sistemas Medianos de Aysén

27 ANEXO: SELECCIÓN DE BARRAS DE RETIRO Y DETERMINACIÓN DE FACTORES DE ASIGNACIÓN.

Para el cálculo del Costo Incremental de Desarrollo (CID), es necesario definir, por una parte, un conjunto de nudos de retiro, y por otra, una serie de factores de prorrata que permitan asignar las inversiones y costos de las instalaciones que se incorporen dentro del Plan de Expansión Óptimo a dichos nudos.

En el caso particular de los sistemas eléctricos de la Empresa, esta discusión solo es válida para el sistema de Aysén, ya que los demás sistemas sólo cuentan con una barra de retiro cada uno.

27.1 Barras de retiro

El sistema eléctrico de Aysén es el mayor de los sistemas de la Empresa. La selección de las barras corresponde a Tehuelche, Aysén, Chacabuco, Mañihuales y Ñirehuao.

27.1.1 Factores de Asignación

27.1.1.1 Asignación de costos de unidades generadoras a los nudos de retiro

La asignación de costos de generación que propone el Consultor, se realizará identificando el uso del sistema de generación que hacen los consumidores de cada nudo de retiro y asignando los costos de manera proporcional a este uso. Es decir, en este caso, los costos del generador g en el año t se asignan al nudo j, de forma preliminar para efectos de este estudio como:

$$CG_{jtg} = CG_{tg} \cdot \frac{E_{jt}}{\sum_{i=1}^{NB} E_{it}} \qquad (27\text{-}1)$$

Donde:

CG_{jtg} : Costos de la unidad generadora g[16] en el año t asignados al nudo de retiro j, en $.

CG_{tg} : Costos de la unidad generadora g en el año t.

E_{jt} : Energía demandada por el nudo de retiro j durante el año t, según la estimación de demanda, en kWh.

NB : Número de barras de retiro del sistema.

De la ecuación anterior se observa que el factor de prorrata para asignar los costos de generación al nudo j, en el año t es:

[16]Se utiliza de manera genérica la palabra costo, ya que puede representar tanto los costos de inversión como los costos operacionales, tanto absolutos como incrementales.

$$FPROG_{jtg} = \frac{E_{jt}}{\sum_{i=1}^{NB} E_{it}} \qquad (27\text{-}2)$$

27.1.2 Cálculo de los factores de asignación

Utilizando la metodología expuesta anteriormente, los factores de asignación en generación para las barras de Aysén, Chacabuco, Mañihuales, Ñirehuao y Tehuelche corresponden a lo indicado en la Tabla a continuación.

Tabla 125: Factores de asignación para las principales barras del sistema de Aysén

Factores de Asignación en Generación				
Aysén	Chacabuco	Mañihuales	Ñirehuao	Tehuelche
0,184	0,159	0,017	0,003	0,638

28 ANEXO: SUPUESTOS E INFORMACIÓN DE ENTRADA PARA EL PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO Y PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE

En este anexo se presentan los supuestos utilizados por el Consultor y la información de entrada utilizada para la elaboración del Plan de Expansión Óptimo y el Proyecto de Reposición Eficiente.

28.1 Unidades de generación

En este apartado se expondrá la información de entrada utilizada para alimentar la base de datos de los modelos utilizados para efectos de este Estudio. En particular, se examinarán los criterios adoptados en la selección de ciertos parámetros y su justificación.

Las unidades de generación incorporadas en la base de datos de los modelos de optimización se pueden clasificar en dos grupos:

- Unidades existentes
- Unidades candidatas.

A continuación, se describe el tratamiento e incorporación de cada uno de estos grupos de unidades de generación.

28.1.1 Unidades existentes

El grupo de unidades existentes corresponde a las unidades actualmente en funcionamiento en los sistemas eléctricos de la Empresa.

a) Sistema Eléctrico de Aysén

Tabla 126: Unidades existentes en el sistema eléctrico de Aysén

Sistema	Central	Unidad	Potencia MW
Aysén	Ibañez	Unidad 5160	0,16
Aysén	Tehuelche	Unidad 5716	0,80
Aysén	Tehuelche	Unidad 5717	0,80
Aysén	Mañihuales	Unidad 5532	0,83
Aysén	CTPA	Unidad 5114	1,20
Aysén	Chacabuco	Unidad 5112	1,20
Aysén	Chacabuco	Unidad 5113	1,20
Aysén	Tehuelche	Unidad 5544	1,40
Aysén	Chacabuco	Unidad 5546	1,40
Aysén	Chacabuco	Unidad 5545	1,40
Aysén	Chacabuco	Unidad 5148	1,40
Aysén	Tehuelche	Unidad 5147	1,60

Sistema	Central	Unidad	Potencia MW
Aysén	Tehuelche	Unidad 5641	1,60
Aysén	Tehuelche	Unidad 5642	1,60
Aysén	CTPA	Unidad 5657	1,60
Aysén	Tehuelche	Unidad 5736	1,80
Aysén	Tehuelche	Unidad 5142	1,82
Aysén	Tehuelche	Unidad 5101	1,92
Aysén	Tehuelche	Unidad 5102	1,92
Aysén	Tehuelche	Unidad 5643	1,96
Aysén	Tehuelche	Unidad 5103	2,35
Aysén	Chacabuco	Unidad 5611	2,50
Aysén	CH Monreal	Hidro	3,00
Aysén	CH Lago Atravesado	Hidro	11,00
Aysén	CH Puerto Aysén	Hidro	8,60
Aysén	Alto Baguales	Eólica	3,78

b) Sistema Eléctrico de General Carrera

Tabla 127: Unidades existentes en el sistema eléctrico de General Carrera

Central	Unidad	Tipo	Potencia kW
Chile Chico	Unidad 5120	Térmica diésel rápida	282
Chile Chico	Unidad 5622	Térmica diésel rápida	440
Chile Chico	Unidad 5121	Térmica diésel rápida	400
Chile Chico	Unidad 5118	Térmica diésel rápida	288
Chile Chico	Unidad 5542	Térmica diésel rápida	292
Chile Chico	Unidad 5144	Térmica diésel rápida	400
El Traro	Unidad 5122	Hidroeléctrica	320
El Traro	Unidad 5123	Hidroeléctrica	320
El Traro	Unidad 5741	Térmica diésel rápida	400
El Traro	Unidad 10 5541	Térmica diésel rápida	292

c) Sistema Eléctrico de Palena

Tabla 128: Unidades existentes en el sistema eléctrico de Palena

Central	Unidad	Tipo	Potencia kW
Río Azul	Unidad 5133	Hidroeléctrica	350
Río Azul	Unidad 5134	Hidroeléctrica	350
Río Azul	Unidad 5135	Hidroeléctrica	350
Río Azul	Unidad 5136	Hidroeléctrica	350
Futaleufú	Unidad 5519	Térmica diésel rápida	192
Futaleufú	Unidad 5520	Térmica diésel rápida	256
Palena	Unidad 5522	Térmica diésel rápida	292
Palena	Unidad 5131	Térmica diésel rápida	292
Puyuhuapi	Unidad 5514	Térmica diésel rápida	292
Lago Verde	Unidad 5552	Térmica diésel rápida	150
La Junta	Unidad 5534	Térmica diésel rápida	288
Santa Barbara	Unidad 5625	Térmica diésel rápida	109
Santa Barbara	Unidad 5626	Térmica diésel rápida	109
Santa Barbara	Unidad 5146	Térmica diésel rápida	360

28.1.2 Unidades candidatas

28.1.2.1 Módulos térmicos

Para cada módulo de generación se han especificado las principales características técnicas como, por ejemplo, consumo específico, tensión en bornes, costo variable no combustible, tipo de combustible, entre otros. Estos módulos se han generado de manera de obtener un conjunto de unidades de capacidades típicas para cada tecnología.

Para la determinación de la capacidad los de módulos candidatos se realizó un análisis detallado de las unidades cotizadas, clasificando las unidades cotizadas de acuerdo con distintos tramos de potencia, según tecnología y tipo, definidas previamente por el Consultor. Para cada una de las unidades cotizadas se determinó, para distintos factores de planta, su curva de costo de desarrollo de acuerdo con los costos de inversión y operación informados. Luego, se identificaron las unidades que presentaban los menores costos de desarrollo para los distintos rangos asignados. Con esto se determinó la capacidad recomendable para cada uno de los módulos candidatas dentro del plan de expansión óptimo.

La Tabla 129 muestra el detalle de las unidades térmicas cotizadas por el Consultor.

Tabla 129: Módulos térmicos candidatos en Aysén, General Carrera y Palena

	Marca	Modelo	Potencia kW	Código
Cotizaciones diesel candidatas	Cummins	C400D5	245	MDR-2
	Cummins	C825D5	444	MDR-5
	Cummins	C1100D5	683	MDR-8
	Cummins	C2500D5A	1653	MDR-20
	Cummins	C3000D5	1956	MDR-22

28.1.2.2 Catastro de proyectos

Los proyectos informados por desarrolladores, las cuales fueron previamente aprobadas por la Comisión Nacional de Energía, son considerados unidades candidatas para la determinación de los planes de expansión correspondientes.

La Tabla 130 muestra el detalle de los proyectos informados por desarrolladores en Aysén, General Carrera y Palena.

Tabla 130: Catastro de proyectos en Aysén, General Carrera y Palena

Tecnología	Nombre	Propietario	Potencia kW	Sistema
Hidro pasada	CH San Víctor	Empresa Eléctrica	2.990	Aysén
Hidro pasada	CH Candelaria	CH Candelaria SpA	5.000	Aysén
Eólica	Eólica Coyhaique	EWT	3.000	Aysén
Eólica	Eólica Chono	Los Millines Ltda	1.000	General Carrera
Solar	Granja Solar Valle Sipmson	Novotempo Energía Aysén SpA	3.000	Aysén

28.2 Valores de inversión

28.2.1 Unidades candidatas

28.2.1.1 Módulos térmicos

De forma de construir módulos representativos del valor de mercado de las unidades generadores, se calculó el valor en US$/kW, según tipo y tecnología, para cada uno de los rangos de potencias definidos en la sección anterior y puestos en los sistemas medianos de la Empresa.

Sin embargo, dada las características particulares de las unidades de generación hidráulicas, el valor de inversión considerado para estos módulos corresponde al directamente informado en el estudio de mercado realizado por POCH, previa comprobación que el valor del equipamiento de generación está en línea con otros proyectos en la zona.

La Tabla 131 muestra los valores de inversión de las unidades térmicas candidatas para los sistemas de Aysén, General Carrera y Palena.

Tabla 131: Valores de inversión unidades térmicas candidatas

	Marca	Modelo	Potencia kW	Código	Valor FOB	VI US$ Aysén	VI US$ GC	VI US$ PL
Cotizaciones diesel candidatas	Cummins	C400D5	245	MDR-2	67.417	139.773	140.421	195.772
	Cummins	C825D5	444	MDR-5	122.175	253.303	254.477	354.787
	Cummins	C1100D5	683	MDR-8	187.941	389.654	N.A.	N.A.
	Cummins	C2500D5A	1653	MDR-20	454.856	943.042	N.A.	N.A.
	Cummins	C3000D5	1956	MDR-22	538.233	1.115.904	N.A.	N.A.

28.2.1.2 Catastro de proyectos

Los desarrolladores de proyectos informaron los valores de inversión, los cuales se muestran en la Tabla 132.

Tabla 132: Valores de inversión catastro de proyectos en Aysén, General Carrera y Palena.

Tecnología	Nombre	Propietario	Potencia kW	Sistema	VI US$
Hidro pasada	CH San Víctor	Empresa Eléctrica	2.990	Aysén	11.918.622
Hidro pasada	CH Candelaria	CH Candelaria SpA	5.000	Aysén	18.891.000
Eólica	Eólica Coyhaique	EWT	3.000	Aysén	7.951.000
Eólica	Eólica Chono	Los Millines Ltda	1.000	General Carrera	3.208.140
Solar	Granja Solar Valle Sipmson	Novotempo Energía Aysén SpA	3.000	Aysén	3.594.000

28.2.2 Unidades existentes

28.2.2.1 Sistema de Aysén

En la Tabla 133 se muestra la valorización de las unidades generadoras en el sistema de Aysén.

Tabla 133: Valorización FOB unidades generadoras en Aysén según metodología Consultor

Sistema	Central	Unidad	Potencia MW	Precio FOB US$ 2016	Valor inversión US$2016
Aysén	Ibañez	Unidad 5160	0,16	63.974	128.767
Aysén	Tehuelche	Unidad 5716	0,80	248.761	500.710
Aysén	Tehuelche	Unidad 5717	0,80	248.761	500.710
Aysén	Mañihuales	Unidad 5532	0,83	255.979	515.239
Aysén	CTPA	Unidad 5114	1,20	364.253	733.174
Aysén	Chacabuco	Unidad 5112	1,20	364.253	733.174
Aysén	Chacabuco	Unidad 5113	1,20	364.253	733.174
Aysén	Tehuelche	Unidad 5544	1,40	421.999	849.406
Aysén	Chacabuco	Unidad 5546	1,40	421.999	849.406
Aysén	Chacabuco	Unidad 5545	1,40	421.999	849.406
Aysén	Chacabuco	Unidad 5148	1,40	421.999	849.406
Aysén	Tehuelche	Unidad 5147	1,60	479.745	965.638
Aysén	Tehuelche	Unidad 5641	1,60	479.745	965.638
Aysén	Tehuelche	Unidad 5642	1,60	479.745	965.638
Aysén	CTPA	Unidad 5657	1,60	479.745	965.638
Aysén	Tehuelche	Unidad 5736	1,80	537.491	1.081.870
Aysén	Tehuelche	Unidad 5142	1,82	543.266	1.093.493
Aysén	Tehuelche	Unidad 5101	1,92	570.695	1.148.704
Aysén	Tehuelche	Unidad 5102	1,92	570.695	1.148.704
Aysén	Tehuelche	Unidad 5643	1,96	583.688	1.174.856
Aysén	Tehuelche	Unidad 5103	2,35	696.293	1.401.508
Aysén	Chacabuco	Unidad 5611	2,50	739.602	1.488.682
Aysén	CH Monreal	Hidro	3,00	1.150.070	11.836.751
Aysén	CH Lago Atravesado	Hidro	11,00	3.015.775	14.643.667
Aysén	CH Puerto Aysén	Hidro	8,60	2.072.086	31.577.597
Aysén	Alto Baguales	Eólica	3,78	3.567.410	6.606.185

28.2.2.2 Sistema de General Carrera

En la Tabla 134 se muestra la valorización de las unidades generadoras de acuerdo a la metodología señalada anteriormente.

Tabla 134: Valorización FOB unidades generadoras en General Carrera según metodología Consultor

Sistema	Central	Unidad	Potencia MW	Precio FOB US$ 2016	Valor inversión US$2016
General Carrera	Chile Chico	Unidad 5120	0,28	99.199	200.825
General Carrera	Chile Chico	Unidad 5118	0,29	100.931	204.332
General Carrera	Chile Chico	Unidad 5542	0,29	102.086	206.670
General Carrera	El Traro	Unidad 10 5541	0,29	102.086	206.670
General Carrera	Chile Chico	Unidad 5121	0,40	133.269	269.799
General Carrera	Chile Chico	Unidad 5144	0,40	133.269	269.799
General Carrera	El Traro	Unidad 5741	0,40	133.269	269.799
General Carrera	Chile Chico	Unidad 5622	0,44	144.818	293.180
General Carrera	El Traro Hidro	Hidro	0,64	389.141	2.520.892

28.2.2.3 Sistema de Palena

En la Tabla 135 se muestra la valorización de las unidades generadoras de acuerdo a la metodología señalada anteriormente.

Tabla 135: Valorización FOB unidades generadoras en Palena según metodología Consultor

Sistema	Central	Unidad	Potencia MW	Precio FOB US$ 2016	Valor inversión US$2016
Palena	Santa Barbara	Unidad 5625	0,11	49.249	129.617
Palena	Santa Barbara	Unidad 5626	0,11	49.249	129.617
Palena	Lago Verde	Unidad 5552	0,15	61.087	160.773
Palena	Futaleufú	Unidad 5519	0,19	73.213	192.689
Palena	Futaleufú	Unidad 5520	0,26	91.692	241.323
Palena	La Junta	Unidad 5534	0,29	100.931	265.639
Palena	Palena	Unidad 5522	0,29	102.086	268.679
Palena	Palena	Unidad 5131	0,29	102.086	268.679
Palena	Puyuhuapi	Unidad 5514	0,29	102.086	268.679
Palena	Santa Barbara	Unidad 5146	0,36	121.720	320.353
Palena	Río Azul	Hidro	1,40	569.479	6.170.933

28.3 Consumo específico

El consumo específico corresponde a la cantidad de calor o energía térmica consumida por una unidad generadora para producir una unidad de energía eléctrica, en este caso un kWh.

Los modelos de planificación de largo plazo utilizan una versión simplificada del problema de despacho, que pueden significar diferencias importantes en la valorización de los costos reales de operación. El despacho simulado utiliza el rendimiento promedio de los generadores en vez de la curva real de consumo, que tiene un perfil decreciente de costo por unidad de energía generada a medida que el generador opera más cerca de su potencia nominal. En estricto rigor, el consumo específico es un parámetro que varía notoriamente en función de la potencia que se está generando.

Así, de manera de reflejar de mejor manera el funcionamiento real de la Empresa, para la valorización de la operación de la Empresa se utilizó el modelo de despacho horario explicado anteriormente. Cabe recordar que este modelo recoge las curvas, y no el promedio, del rendimiento de las máquinas a gas como ocurre en el modelo de planificación.

A continuación, se exponen los criterios adoptados en la selección de los valores de consumo específico a utilizar en los modelos de optimización desarrollados, tanto para las unidades existentes, como para las unidades candidatas. Cabe destacar que para la estimación del Plan de Expansión Óptimo se consideran como input al modelo de planificación valores de consumo específico promedio y costos variables no combustibles en US$/MWh, mientras que para el modelo de despacho horario se consideran curvas de consumo específico y costos variables no combustibles en US$/hr, de manera tal que la valorización del despacho sea lo más cercano a lo que la empresa enfrenta en la realidad. Dichos valores se presentan en los siguientes puntos tanto para las unidades existentes como candidatas.

28.3.1 Unidades existentes

El consumo específico de las unidades existentes se calculó en base a información entregada por la Empresa.

El detalle de los valores utilizados se muestra en el anexo digital.

28.3.2 Unidades candidatas

28.3.2.1 Módulos térmicos

En el caso de las unidades candidatas se ha aplicado la siguiente metodología para su modelación: las cotizaciones realizadas con los distintos proveedores proporcionaron un conjunto de unidades de cada tecnología, en los rangos de potencia utilizados en los sistemas eléctricos de la Empresa. Dentro de la información solicitada a los proveedores se encontraba el consumo específico.

De esta forma, para el caso de las unidades candidatas, se procede a estimar el dato del consumo específico a partir del cálculo de un consumo específico promedio representativo para un rango de potencias definido, según tecnología y tipo, y para niveles de operación de las unidades de un 40%, 60% y 80%.

El detalle de los valores utilizados se muestra en el anexo digital.

28.4 Costo Variable No Combustible (CVNC)

28.4.1 Unidades existentes

En el anexo digital se expone el costo variable no combustible de las unidades existentes, valores de acuerdo con lo informado por la Empresa, para las distintas condiciones de operación de las unidades.

28.4.2 Unidades candidatas

28.4.2.1 Módulos térmicos

En el caso de los módulos térmicos cotizados, el proveedor informó los CVNC de las unidades, los cuales se muestran en la Tabla 136.

Tabla 136: Costo Variable No Combustible de módulos térmicos cotizados

	Marca	Modelo	Potencia kW	Código	CVNC US$/MWh
Cotizaciones diesel candidatas	Cummins	C400D5	245	MDR-2	34,7
	Cummins	C825D5	444	MDR-5	32,3
	Cummins	C1100D5	683	MDR-8	23,8
	Cummins	C2500D5A	1.653	MDR-20	15,6
	Cummins	C3000D5	1.956	MDR-22	24,4

28.4.2.2 Catastro de proyectos

Los desarrolladores de proyectos informaron los CVNC de sus unidades, los cuales se muestran en la Tabla 137.

Tabla 137: Costo Variable No Combustible de catastro de proyectos en Aysén, General Carrera y Palena

Tecnología	Nombre	Propietario	Potencia kW	Sistema	CVNC US$/MWh
Hidro pasada	CH San Víctor	Empresa Eléctrica	2.990	Aysén	3,70
Hidro pasada	CH Candelaria	CH Candelaria SpA	5.000	Aysén	2,20
Eólica	Eólica Coyhaique	EWT	3.000	Aysén	-
Eólica	Eólica Chono	Los Millines Ltda	1.000	General	9,50
Solar	Granja Solar Valle Sipmson	Novotempo Energía Aysén SpA	3.000	Aysén	4,43

28.5 Indisponibilidades

28.5.1 Unidades existentes y candidatas

Para la asignación de la indisponibilidad forzada y de mantenimiento se consideran los valores informados por la Empresa, los cuales fueron contrastados con referencias internacionales considerando unidades similares según potencia y tecnología.

A partir de la revisión de la literatura internacional, se obtuvieron 3 fuentes de información para el cálculo de las indisponibilidades. Estas fuentes corresponden a:

- World Energy Council, "Performance of Generating Plant: New Realities, New Needs", publicado en agosto 2004;
- VGB, "PowerStatistics and Trends", publicado en diciembre de 2012; y
- North American Electric Reliability Corporation, "Generating Availability Reports", publicado en septiembre 2012.

Adicionalmente a las fuentes anteriormente mencionadas, se consideró lo señalado en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) respecto de las indisponibilidades forzadas y de mantenimiento de las unidades de generación.

Finalmente, se utilizó información histórica de operación de centrales renovables en el Sistema Eléctrico Nacional.

Las unidades renovables existentes que fueron modeladas con estadísticas reales de generación, no fueron afectadas en su capacidad nominal con factores de indisponibilidad, por cuanto la generación ya considera las indisponibilidades reales. En cambio, las unidades existentes o del catastro que fueron modeladas con estadísticas de energía generable, sí fueron afectadas por factores de insponibilidad según las fuentes señaladas anteriormente.

El detalle de los valores utilizados se muestra en el anexo digital.

28.6 Potencias mínimas de Operación

El modelo de despacho que el Consultor ha desarrollado para efectos de este Estudio, incorpora consideraciones de potencias mínimas de operación. Para las unidades existentes en cada uno de los sistemas, la Empresa ha informado de las características técnicas que poseen las unidades en cuanto a potencias mínimas se refiere, cosa que no ocurre con la información que los proveedores han informado respecto de las unidades cotizadas.

De esta forma, y para efectos de la construcción de los módulos de generación anteriormente descritos, se consideró una potencia mínima equivalente a un 30% de la capacidad instalada.

Para el caso del catastro de proyectos informados, se consideró una potencia mínima nula.

28.7 Consideraciones generales

28.7.1 Demanda de energía y potencia

Los valores de energía utilizados en las simulaciones corresponden a la proyección de energía presentada en el Capítulo 3, considerando las pérdidas medias de energía en el sistema de transmisión y distribución, y modelado a través de diez bloques de energía mensual calculados a través de desarrollos propios del Consultor.

28.7.2 Costo de Falla

Los parámetros de costo de falla utilizado para cada sistema corresponden a los estipulados en las bases de este estudio y comunicados mediante Resolución Exenta CNE N°227 de fecha 23 de marzo de 2018, el cual tiene los siguientes valores:

Tabla 138: Valores de Costo de Falla utilizados

Profundidad de falla	Palena [US$/MWh]	Aysén y General Carrera [US$/MWh]
0-5%	723,87	733,46
5-10%	938,33	955,19
10-20%	1.035,91	1.056,08
Sobre 20%	1.178,96	1.203,99

28.7.3 Precio de combustibles

De acuerdo a las Bases del Estudio, los precios del petróleo diésel utilizados corresponden al promedio ponderado del precio vigente para el periodo comprendido entre julio y diciembre de 2016.

Tabla 139: Precio del petróleo diésel

Año	Mes	Precio diesel $/lt		
		Aysén	Carrera	Palena
2016	Enero	254,0	306,2	322,6
	Febrero	239,4	291,6	308,0
	Marzo	250,2	302,4	318,8
	Abril	253,5	305,7	322,1
	Mayo	282,9	335,2	351,6
	Junio	313,2	365,7	382,0
	Julio	295,1	347,6	364,0
	Agosto	270,4	322,9	339,3
	Septiembre	296,7	349,3	365,6
	Octubre	305,5	358,0	374,4
	Noviembre	302,8	355,4	371,7
	Diciembre	318,0	370,5	386,9
Promedio últimos 6 meses		298,1	350,6	367,0

28.7.4 Margen de reserva

Se ha considerado tanto en la planificación como en las posteriores simulaciones eléctricas un margen de reserva en giro de un 10% de la capacidad nominal de las unidades. En la práctica esto significa un derrateo de la capacidad de las unidades térmicas en ese mismo porcentaje.

En el despacho horario, el criterio de asignación de reserva en giro es el siguiente:

- Un margen de reserva en giro de 10% en los sistemas en que no exista generación renovable de tipo eólica o solar,
- En los sistemas en que haya presencia de generación eólica o solar, el margen de reserva en giro corresponde al mayor valor entre: 10% y el margen de reserva en giro necesario para cubrir la salida de servicio de la central renovable con mayor generación en una hora determinada.

28.7.5 Consideraciones sobre la indisponibilidad

Las tasas de indisponibilidad compuesta de las unidades son consideradas como una indisponibilidad de potencia en lugar de indisponibilidad en tiempo, es decir, como una disminución en la capacidad máxima de la máquina. Por lo tanto, durante el proceso de optimización, cada unidad tiene una potencia máxima igual a:

$$P_{MAX}' = P_{MAX}^{nominal} \times \left(1 - indisponibilidad\ compuesta - reserva\right)$$

29 ANEXO: PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

La determinación de la expansión óptima de un sistema eléctrico cualquiera es un problema complejo, altamente no lineal, que debe tomar en consideración el uso de variables enteras. Para la resolución adecuada de este problema, se utilizó el software de planificación de generación desarrollado Systep, complementado por la herramienta Power Factory, de DIgSILENT GmbH., para la planificación de la expansión del sistema de transmisión y las simulaciones estáticas y dinámicas que se realizaron posteriormente. Adicionalmente se utilizan desarrollos propios del Consultor, de manera de reconocer costos en el despacho óptimo resultante de dicho Plan de Expansión que el modelo de planificación no pudiese reconocer, dados las simplificaciones y supuestos que se utilizan en la modelación del sistema eléctrico.

29.1 Formulación del problema

El Plan de Expansión Óptimo corresponde al conjunto de unidades generadoras, instalaciones de transmisión e infraestructura incorporada a los sistemas estudiados en base a las instalaciones existentes, tal que minimizan el costo actualizado de inversión, operación, mantenimiento, administración y comercialización de la Empresa en un horizonte de quince años.

En otras palabras, el Plan de Expansión Óptimo surge como resultado de un proceso de optimización matemático cuyo planteamiento corresponde a:

Min Z = Costos de inversión, operación, mantenimiento, administración y comercialización en un horizonte de quince años.

Sujeto a:

- Restricciones de suficiencia: Abastecimiento total de la Demanda.
- Restricciones de Seguridad y Calidad de Servicio (SyCS): Cumplimiento de Norma Técnica.
- Restricciones operativas: Disponibilidad de reserva, variables eléctricas dentro de límites operativos de equipos.
- Restricciones de disponibilidad de energéticos primarios: combustible, hidrología, viento, radiación solar, etc.
- Restricciones ambientales: emisiones máximas de gases, nivel de ruidos, etc.
- Restricciones geográficas: disponibilidad de terrenos para emplazamientos, distancias involucradas entre instalaciones, accidentes geográficos, etc.
- Otras restricciones.

Como puede observarse, el alto número de restricciones a incorporar, sumado a la casi infinita gama de posibilidades que pueden proporcionar la solución, hacen que este tipo de problemas sean muy complejos.

Este tipo de dificultad es usual en los problemas de planificación en el sector eléctrico. Sin embargo, aparte de la complejidad de implementar matemáticamente el problema de optimización -que por lo demás se ha resuelto parcialmente mediante algunos modelos, aunque muchos de ellos se utilizan sólo con fines académicos o en políticas gubernamentales-, existe el problema de la incertidumbre en la estimación de los escenarios futuros, sobre todo considerando una planificación de largo plazo.

El problema planteado en este caso particular es altamente no lineal e incorpora variables tanto reales como enteras. Para encontrar la solución a este problema, el Consultor propone el mecanismo que se expone en los siguientes puntos.

29.2 Plan de expansión óptimo en generación

En base a lo anterior, la obtención del Plan de Expansión Óptimo en generación se lleva a cabo a partir de los resultados de las dos etapas que definen a dicho plan: planificación y operación.

La obtención del Plan de Expansión Óptimo en generación se lleva a cabo entonces a partir de los resultados de las dos etapas que definen a dicho plan: planificación y operación.

Para la determinación del tren de inversiones en generación, se utilizó el software de planificación desarrollado por Systep, el cual permite abastecer de forma óptima la demanda del sistema en todo el horizonte de optimización. Adicionalmente, el Plan de Expansión resultante debe cumplir con requerimientos de suficiencia, dadas principalmente por la condición de contar con un parque diésel que sea capaz, para cada uno de los sistemas, de cubrir parte de la demanda en caso de que la Empresa se enfrentara a un escenario de hidrología seca.

Por su parte, la determinación del despacho económico se lleva a cabo considerando los resultados de la etapa anterior, a través de desarrollos propios del consultor en un modelo de despacho horario que reconoce costos y otros aspectos operacionales del despacho real.

La Figura 41 muestra la metodología utilizada para la determinación del Plan de Expansión Óptimo en Generación. Adicionalmente, los capítulos siguientes indican los datos de entrada a los modelos de planificación y operación, y los supuestos considerados para la realización del Plan de Expansión Óptimo de los sistemas de la Empresa.

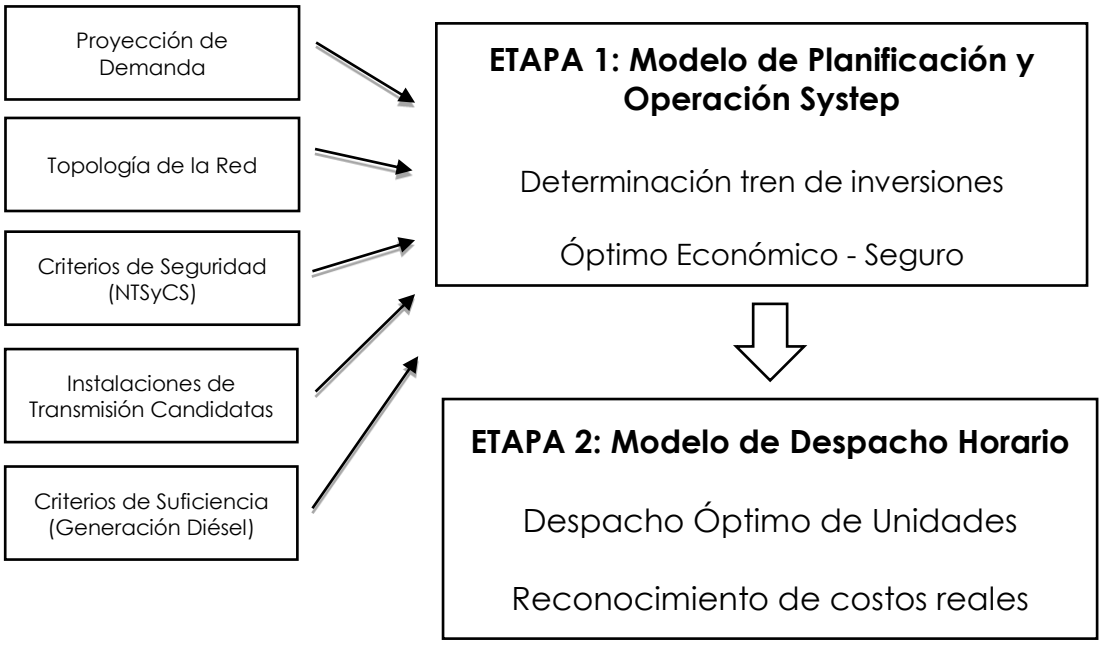


Figura 41: Metodología para el cálculo del plan de expansión óptimo

29.2.1 Software de planificación y operación de generación desarrollado por Systep

Para el desarrollo del Plan de Expansión Óptimo en Generación se ha utilizado un software propio del Consultor, creado para este fin.

El Modelo de Expansión Systep tiene como objetivo definir el plan de expansión de generación óptimo de un sistema eléctrico. El modelo minimiza los costos de inversión, operación y falla de proyectos de generación térmicos y/o intermitentes en su conjunto, permitiendo la reducción de los costos globales del sistema para todo el horizonte de simulación. Los costos de operación incluyen principalmente los costos variables de las unidades de generación y los costos de falla, mientras que los costos de inversión están ligados a la incorporación de nuevos proyectos que permiten satisfacer demanda y/o reducir los costos de operación.

El modelo decide el plan de obras de generación óptimo a partir de un set de proyectos futuros previamente definido. Cada proyecto se compone por su costo de inversión anualizado, barra de conexión, restricciones a las fechas de puesta en operación, entre otros parámetros. Adicionalmente, el usuario puede definir proyectos obligatorios, mutuamente excluyentes, o asociados.

Por otro lado, el modelo permite definir múltiples escenarios futuros, con distintos precios de combustibles, tasas de crecimiento de demanda y/o escenarios hidrológicos, para los cuales despeja un único plan de expansión o bien, un plan por escenario.

La operación del sistema se realiza mediante un modelo de despacho en el que participan proyectos existentes y futuros, donde se minimizan los costos cumpliendo restricciones de satisfacción de demanda, potencias máximas por unidad, perfiles de generación renovable intermitente, entre otras. A su vez, la resolución temporal de la operación puede ser definida en bloques mensuales o de manera horaria. Adicionalmente, el modelo cuenta con la posibilidad de simular mínimos técnicos, tiempos mínimos de partida y detención, rampas de toma y desprendimiento de carga, tramos de rendimiento térmico de manera de reconocer el aumento de eficiencia de la generación térmica al operar en torno a su potencia nominal, siempre y cuando el número total de variables se mantenga dentro de rangos que hagan factible su resolución computacional.

En términos de optimización matemática, el Modelo de Expansión Systep es un modelo de programación lineal entera mixta (MILP por sus siglas en inglés), donde las variables binarias representan la decisión de inversión e instalación de una central, en un mes y año particular.

29.2.2 Metodología general de planificación de expansión de unidades de generación

De manera de dar cumplimiento a lo indicad o anteriormente, la metodología considerada para la obtención del Plan de Expansión Óptimo de las Unidades de Generación para efectos de este Estudio consta de tres etapas, las que se describen a continuación.

29.2.2.1 Etapa 1: Planificación óptimo-económica

En esta primera etapa, se determinó la expansión de las unidades de generación utilizando el modelo de planificación. Este modelo determina la expansión en base a la minimización

del costo actualizado de inversión, operación y falla, durante un horizonte de planificación de 15 años y considerando una modelación de la demanda en 10 bloques.

29.2.2.2 Etapa 2: Planificación con suficiencia diésel y de seguridad N-1

Dado el plan de expansión económico resultante, se busca analizar la suficiencia del sistema ante escenarios de hidrología seca.

El primer paso consiste en analizar si el parque diésel existente permite abastecer la demanda del sistema, para todo el horizonte de estudio, con una hidrología media. Posteriormente, con el parque generador resultante, se evalúa que la capacidad diésel instalada sea capaz de cubrir la demanda máxima anual para un escenario de hidrología seca.

El siguiente paso consiste en realizar un análisis técnico de la operación de las unidades bajo el criterio de seguridad N-1. Con esto se busca mantener un parque de generadores de tamaño adecuado al sistema, entendiéndose por esto que cada unidad no represente un riesgo para el resto del sistema, ya sea por motivos de efectos transitorios en el caso de una salida forzada, o que peligre la suficiencia del sistema eléctrico cuando la unidad se encuentre en mantenimiento.

29.2.2.3 Etapa 3: Determinación de la operación de las unidades

Una vez definida la planificación de los respectivos sistemas, y a través del modelo de despacho horario, que considera curvas de consumos específicos, tiempos mínimos de operación, y costos variables no combustibles en dólar por hora, se determinan el despacho de energía y los costos de operación de las unidades definidas en el plan de expansión.

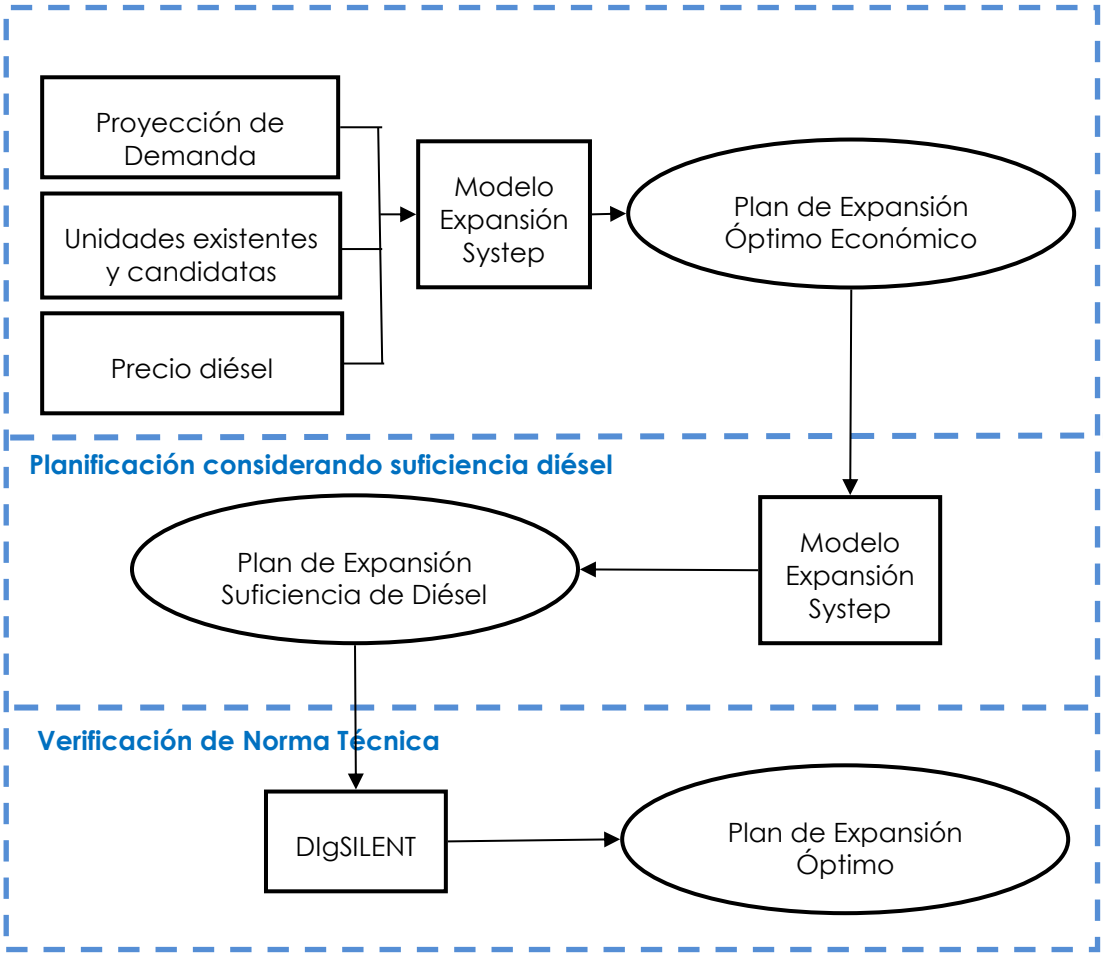


Figura 42: Esquema de metodología general de planificación de expansión en generación

29.2.3 Resultados

A partir de la información del Anexo 28, se determinaron los Planes de Expansión Óptimo en Generación de cada uno de los sistemas. En primer lugar, se determinó el plan de expansión óptimo económicamente adaptado, para posteriormente revisar los criterios de suficiencia diésel y de seguridad N-1 que dan origen a los Planes de Expansión finales.

Los resultados se presentan a continuación.

Tabla 140: Plan de Expansión Óptimo de Generación en Aysén

Unidad	Potencia kW	Año Ingreso	Mes Ingreso	Central
Central Hidro San Víctor	2.990	2021	8	San Víctor

Tabla 141: Plan de Expansión Óptimo de Generación en General Carrera

Unidad	Potencia kW	Año Ingreso	Mes Ingreso	Central
Eólica Chono	1.000	2019	10	Eólico Chono
MDR-5_2	444	2021	1	Chile Chico
MDR-5_3	444	2024	1	Chile Chico
MDR-5_4	444	2027	1	Chile Chico
MDR-2_1	245	2029	1	Chile Chico
MDR-2_2	245	2031	1	Chile Chico

Tabla 142: Plan de Expansión Óptimo de Generación en Palena

Unidad	Potencia kW	Año Ingreso	Mes Ingreso	Central
MDR-5_1	444	2018	1	Santa Bárbara
MDR-5_2	444	2020	1	Futaleufú
MDR-5_3	444	2023	1	Futaleufú
MDR-5_4	444	2025	1	Futaleufú
MDR-5_5	444	2027	1	Futaleufú
MDR-2_1	245	2030	1	Futaleufú

29.3 Rango de validez técnica de los planes de expansión de generación determinados

De acuerdo con el punto 3 de las bases del estudio de tarificación de sistemas medianos, el Consultor debe analizar el rango de validez de las hipótesis técnicas y económicas que respalden el Plan de Expansión Óptimo determinado, tanto en su forma, dimensión y plazos. Para ello, se analizan los cambios que se originaron en dicho plan debido a la variación de los parámetros más relevantes. Los parámetros considerados corresponden al precio del combustible y la tasa de crecimiento de la demanda para cada uno de los sistemas.

De esta forma, la sensibilización se realizó de manera de identificar con qué variación en alguno de los parámetros se produce un cambio en el Plan de Expansión Óptimo para el horizonte de tarificación.

En la Tabla 143 se muestra el resultado de los análisis para el sistema de Aysén por efecto de modificar la demanda.

Tabla 143: Sensibilidad del Plan de Expansión Óptimo de Aysén por variaciones en la demanda

Caso	Año de entrada	Unidad	Tecnología	Potencia Instalada (kW)
Base	2021	San Víctor	Pasada	2.990
+18%	2021	San Víctor	Pasada	2.990
	2031	Valle Simpson	Solar	2.995

En la Tabla 144 se muestra el resultado de los análisis para el sistema de Aysén por efecto de modificar el precio del diésel.

Tabla 144: Sensibilidad del Plan de Expansión Óptimo de Aysén por variaciones en el precio del diésel

Caso	Año de entrada	Unidad	Tecnología	Potencia Instalada (kW)
Base	2021	San Víctor	Pasada	2.990
+8%	2021	San Víctor	Pasada	2.990
	2031	Candelaria	Pasada	5.000
	2031	Valle Simpson	Solar	2.995
-56%	-	-	-	-

En la Tabla 145 se muestra el resultado de los análisis para el sistema de General Carrera por efecto de modificar la demanda.

Tabla 145: Sensibilidad del Plan de Expansión Óptimo de General Carrera por variaciones en la demanda

Caso	Año de entrada	Unidad	Tecnología	Potencia Instalada (kW)
Base	2017	MDR-5	Motor diesel	444
	2019	CE Carrera BESS	Eólico	1.000
	2021	MDR-5	Motor diesel	444
	2024	MDR-5	Motor diesel	444
	2027	MDR-5	Motor diesel	444
	2029	MDR-2	Motor diesel	245
	2031	MDR-2	Motor diesel	245
+2%	2017	MDR-5	Motor diesel	444
	2019	CE Carrera BESS	Eólico	1.000
	2021	MDR-5	Motor diesel	444
	2024	MDR-5	Motor diesel	444
	2026	MDR-5	Motor diesel	444
	2029	MDR-2	Motor diesel	245
	2031	MDR-2	Motor diesel	245
-1%	2017	MDR-5	Motor diesel	444
	2019	CE Carrera BESS	Eólico	1.000
	2021	MDR-5	Motor diesel	444
	2024	MDR-5	Motor diesel	444
	2027	MDR-5	Motor diesel	444
	2030	MDR-2	Motor diesel	245
	2031	MDR-2	Motor diesel	245

En la Tabla 146 se muestra el resultado de los análisis para el sistema de General Carrera por efecto de modificar el precio del diésel.

Tabla 146: Sensibilidad del Plan de Expansión Óptimo de General Carrera por variaciones en el precio del diésel

Caso	Año de entrada	Unidad	Tecnología	Potencia Instalada (kW)
Base	2017	MDR-5	Motor diesel	444
	2019	CE Carrera BESS	Eólico	1.000
	2021	MDR-5	Motor diesel	444
	2024	MDR-5	Motor diesel	444
	2026	MDR-5	Motor diesel	444
	2029	MDR-2	Motor diesel	245
	2031	MDR-2	Motor diesel	245
-13%	2017	MDR-5	Motor diesel	444
	2020	CE Carrera BESS	Eólico	1.000
	2021	MDR-5	Motor diesel	444
	2024	MDR-5	Motor diesel	444
	2026	MDR-5	Motor diesel	444
	2029	MDR-2	Motor diesel	245
	2031	MDR-2	Motor diesel	245

En la Tabla 147 se muestra el resultado de los análisis para el sistema de Palena por efecto de modificar la demanda.

Tabla 147: Sensibilidad del Plan de Expansión Óptimo de Palena por variaciones en la demanda

Caso	Año de entrada	Unidad	Tecnología	Potencia Instalada (kW)
Base	2018	MDR-5	Motor diesel	444
	2020	MDR-5	Motor diesel	444
	2023	MDR-5	Motor diesel	444
	2025	MDR-5	Motor diesel	444
	2027	MDR-5	Motor diesel	444
	2030	MDR-2	Motor diesel	245
+1%	2018	MDR-5	Motor diesel	444
	2020	MDR-5	Motor diesel	444
	2022	MDR-5	Motor diesel	444
	2025	MDR-5	Motor diesel	444
	2027	MDR-5	Motor diesel	444
	2030	MDR-2	Motor diesel	245
-1%	2018	MDR-5	Motor diesel	444
	2020	MDR-5	Motor diesel	444
	2023	MDR-5	Motor diesel	444
	2025	MDR-5	Motor diesel	444
	2028	MDR-5	Motor diesel	444
	2030	MDR-2	Motor diesel	245

Al no haber unidades candidatas de tecnología distinta a diésel en el sistema de Palena, no se realizó la sensibilidad del precio del combustible.

29.4 Plan de expansión óptimo en transmisión

En esta sección se presenta el análisis realizado para determinar el Plan de Expansión Óptimo en Transmisión, así como los datos de entrada, supuestos considerados y resultados obtenidos para los sistemas eléctricos de la Empresa en el período 2019-2031. No se efectúa análisis de expansión de transmisión en los sistemas de General Carrera y Palena dado que estos no cuentan con un sistema de transmisión propiamente tal, sino solo un conjunto de generadores conectados directamente a distribución.

Por otra parte, para el sistema de transmisión de Aysén no se presentó ningún proyecto de transmisión, por parte de la empresa o algún interesado

Sin perjuicio de lo anterior, se realizó un análisis económico para evaluar distintas alternativas de expansión de la transmisión, las cuales se detallan a continuación:

- Construcción de un circuito paralelo entre Divisadero y Aysén (N-1 en transmisión)
- Operación de los subsistemas de Aysén, Coyhaique y Mañihuales como islas eléctricas independientes (caso con la línea de transmisión existente fuera de servicio)

Con esta información se procedió a comprar los resultados del valor presente de los montos de inversión en generación y costos de operación en el período de 15 años de los Planes de Expansión Óptimos resultantes con aquel obtenido de la situación actual del sistema de transmisión del SM de Aysén. En la siguiente tabla se resumen los resultados del análisis realizado:

Tabla 148: Resultados alternativas de expansión de la transmisión

Alternativa de expansión de la transmisión	Costo Plan de Expansión Óptimo [MMUSD]
Operación de los subsistemas de Aysén, Coyhaique y Mañihuales como islas eléctricas independientes	151,9
Situación actual del sistema de transmisión	147,3
Construcción de un circuito paralelo entre Divisadero y Aysén (N-1 en transmisión)	147,5

De lo anterior, se desprende que, si bien es posible la operación de los subsistemas en isla, desde el punto de vista económico, resulta que la inversión en generación es 4,6 MMUSD más caro en comparación con la operación del sistema en su estado actual, es decir con una línea de simple circuito.

Por otro lado, el costo total de inversión de la línea de transmisión actual asciende a 4,4 MMUSD. De esta manera, resulta el caso correspondiente a la situación actual del sistema de transmisión resulta conveniente sobre la operación de los subsistemas Aysén, Coyhaique y Mañihuales como islas eléctricas independientes.

Finalmente, la construcción de un circuito paralelo entre Divisadero y Aysén que permita la operación con criterio N-1 en transmisión, y que admite hasta una transferencia máxima de 13,1 MVA por la línea de transmisión, tiene un costo de 5,9 MMUSD. La diferencia entre los valores presentes de los montos de inversión en generación y costos de operación en el período de 15 años de los Planes de Expansión Óptimos considerando esta condición, en comparación con la situación actual, ascienden a 0,2 MMUSD, que es insuficiente para pagar las inversiones correspondientes al segundo circuito paralelo del sistema de transmisión.

29.5 Estudios eléctricos – PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

En este anexo se presentan los principales supuestos y resultados correspondientes a los estudios eléctricos desarrollados para los SSMM de Edelaysen. El objeto de estos estudios es verificar que el Plan de Expansión Óptimo propuesto para cada SM permite satisfacer determinados requisitos impuestos por la NTSyCS en el periodo de tarificación 2019-2022 en los SSMM de Aysén, General Carrera y Palena. Nótese que los estudios eléctricos aquí descritos no corresponden a los requeridos por la NTSyCS para SSMM en su capítulo 7, y sólo tienen por objeto evaluar la repercusión del Plan de Expansión Óptimo determinado en cada SM sobre la operación de régimen permanente y dinámica frente a contingencias.

Específicamente los aspectos tratados son la capacidad de regulación de tensión requerida para instalaciones de transmisión, la suficiencia de capacidad de las mismas y la estabilidad transitoria frente a contingencias en generación obtenida en cada caso. El análisis de estos aspectos se realiza mediante el cálculo de flujos de potencia y análisis de estabilidad dinámica en la herramienta de simulación PowerFactory DIgSILENT.

29.5.1 Consideraciones generales sobre la transmisión y generación

Como base para la representación de las redes de los SSMM de Edelaysen, se utiliza la modelación en formato PowerFactory DIgSILENT proporcionada por la misma empresa. Sobre esta, se incorpora la modelación explícita de instalaciones bajo evaluación en el presente proceso tarifario.

La modelación de las unidades generadoras no existentes en el parque generador actual determinadas por el Plan de Expansión Óptimo se realiza considerando los parámetros eléctricos y controladores de velocidad y tensión utilizados en unidades existentes de similares características. A partir de dichas unidades semejantes se ajusta un equivalente que permita considerar las particularidades (capacidad) de la nueva unidad.

Para las unidades existentes cuya modelación no consideraba controladores de velocidad y tensión, estos fueron supuestos a partir de máquinas de similares características que sí poseyeran controles en las bases de datos de los sistemas informados.

No se considera la modelación de nuevas instalaciones de transmisión ya que el plan de expansión en transmisión propuesto no contempla nuevas inversiones en este ámbito.

Respecto al despacho de las unidades generadoras, se ha considerado que:

- El cumplimiento de los márgenes de reserva establecidos en la normativa aplicable (mínimo 10% según artículo 5-11, de la NTSyCS para SSMM de 2006), distribuida en unidades que pueda prestar reserva, esto es, unidades térmicas.
- Consideración de la capacidad máxima de las unidades generadoras y el mínimo técnico informado para cada unidad generadora.
- Para el caso de sistemas con presencia de unidades generadoras con fuente primaria incierta, a saber, plantas eólicas o solares, la reserva en giro deberá ser al menos equivalente al despacho que tengan las unidades de estas características.

El despacho de unidades generadoras utilizado en los estudios eléctricos es el resultante de la metodología utilizada en el estudio de expansión de la generación.

29.5.2 Escenarios de evaluación

29.5.2.1 Consideraciones respecto al consumo

Debido a que se ha de verificar la suficiencia de instalaciones y capacidad de regulación de las mismas, el escenario de demanda supuesto en los estudios eléctricos está definido por el correspondiente a la demanda máxima anual proyectada para el periodo 2019-2022.

La proporción en que se distribuye la demanda máxima entre las cargas del sistema se obtiene en base a los escenarios de demanda máxima precargados en las bases de datos de DIgSILENT entregadas por EDELAYSEN para cada SM.

Tabla 149: Demanda [MW] proyectada para escenarios de demanda máxima 2019-2022 en SSMM de Aysén, General Carrera y Palena.

Sistema	Demanda máxima para los años de evaluación [MW]			
	2019	2020	2021	2022
Aysén	23,00	23,20	23,43	23,58
General Carrera	2,21	2,51	2,65	2,75
Palena	2,11	2,38	2,60	2,83

El factor de potencia utilizado para modelar todas las cargas es de 0,95 p.u. inductivo.

29.5.2.2 Consideraciones respecto a la generación

De acuerdo con lo descrito en la sección anterior, el despacho de generación considerado en los escenarios de demanda máxima de los SSMM de Aysén, General Carrera y Palena para el horizonte evaluado se describe en las siguientes tablas.

Es importante notar que las unidades que se muestran en las siguientes tablas no representan la totalidad de las unidades instaladas consideradas en el Plan de Expansión Óptimo, sino que solo tiene en cuenta aquellas que operan en el escenario de demanda máxima para el periodo comprendido entre 2019 y 2022.

Tabla 150: Despacho de unidades generadoras para escenarios de demanda máxima 2019-2022 en SM de Aysén.

Central	Generador	Generación para escenarios de demanda máxima							
		2019		2020		2021		2022	
		P [MW]	Q [MVAr]	P [MW]	Q [MVAr]	P [MW]	Q [MVAr]	P [MW]	Q [MVAr]
Tehuelche	5101 Tehuelche	1,66	1,11	1,67	1,15	1,67	1,18	1,67	1,17
	5102 Tehuelche	1,66	1,11	1,67	1,15	1,67	1,18	1,67	1,17
	5103 Tehuelche	1,03	1,57	1,17	0,80	0,85	1,68	0,73	1,68
	5641 Tehuelche	1,39	0,87	1,39	0,96	1,39	0,93	1,39	0,92
	5642 Tehuelche	1,39	0,87	1,39	0,96	1,39	0,93	1,39	0,92
	5716 Tehuelche	0,70	0,44	0,70	0,68	0,70	0,47	0,70	0,46
	5736 Tehuelche	1,56	0,78	1,57	1,08	1,57	0,83	1,57	0,82
	5147 Tehuelche	1,39	0,87	1,39	0,96	1,39	0,93	1,39	0,92
Aysén	5114 CT Puerto Aysen	1,04	-0,12	1,04	-0,11	1,04	-0,05	1,04	-0,09
	5657 CT Puerto Aysen	1,39	0,20	1,39	0,22	1,39	0,29	1,39	0,24
	5116 CH Puerto Aysen	2,83	-0,19	2,83	-0,17	2,83	-0,01	2,83	-0,12
	5117 CH Puerto Aysen	0,85	-	0,85	-	0,85	-	0,85	-
Chacabuco	5113 Chacabuco	-	-	0,55	0,53		-	-	-
	5148 Chacabuco	1,22	1,23	1,22	1,18	0,44	1,65	0,50	1,64
	5546 Chacabuco	0,48	0,49	-	-	-	-	-	-
Alto Baguales	5108 Alto Baguales	0,17	-0,22	0,17	-0,22	0,17	-0,22	0,17	-0,22
	5109 Alto Baguales	0,17	-0,22	0,17	-0,22	0,17	-0,22	0,17	-0,22
	5110 Alto Baguales	0,17	-0,22	0,17	-0,22	0,17	-0,22	0,17	-0,22
	5534 Alto Baguales	0,24	0,67	0,24	0,67	0,24	0,67	0,24	0,67
	5535 Alto Baguales	0,24	0,67	0,24	0,67	0,24	0,67	0,24	0,67
Lago Atravesado	5106 Lago Atravesado	4,07	0,29	4,07	0,29	4,08	0,29	4,07	0,29
Manihuales	5532 Manihuales	0,25	0,36	0,25	0,36	-	-	0,25	0,36
Nueva central	CHP San Victor	-	-	-	-	2,15	-	2,15	-

En agosto del año 2021 entra en servicio en el SM de Aysén la central hidráulica San Víctor de 2,95 [MW] de potencia nominal.

Tabla 151: Despacho de unidades generadoras para escenarios de demanda máxima 2019-2022 en SM de General Carrera.

Central	Unidad Generadora	Generación para escenarios de demanda máxima							
		2019		2020		2021		2022	
		P [MW]	Q [MVAr]	P [MW]	Q [MVAr]	P [MW]	Q [MVAr]	P [MW]	Q [MVAr]
Chile Chico	5118	0,25	0,14	0,09	0,09	0,21	0,07	0,25	0,05
	5120	-	-	-	-	-	-	0,09	0,05
	5144	0,12	0,21	0,12	0,15			0,12	0,08
	5542	0,25	0,14	0,25	0,09	0,25	0,07	0,25	0,05
	5622	0,39	0,24	0,38	0,17	0,39	0,13	0,38	0,10
	MDR-5_1	0,27	0,24	-	-	-	-	-	-
	MDR-5_2	-	-	-	-	0,13	0,13	-	-
El Traro	5541	0,25	-0,08	0,09	0,08	0,09	0,12	0,10	0,15
	5741	0,35	-0,09	0,35	0,06	0,35	0,10	0,35	0,14
	CH El Traro 1	0,29	-0,15	0,29	-0,03	0,29	0,02	0,29	0,04
	CH El Traro 2	0,29	-0,15	0,29	-0,03	0,29	0,02	0,29	0,04
Nuevas Centrales	CE Carrera	-	-	0,74	0,00	0,74	0,00	0,74	0,00

En el SM de General Carrera en el periodo 2019-2022 entran en servicio las siguientes centrales:

- En octubre de 2019, entra en servicio en las cercanías de Chile Chico la central eólica Carrera, de 0,98 [MW] de potencia nominal.
- En enero de 2021 entra en servicio la unidad MDR-5_2, la cual se emplaza en la central Chile Chico y cuenta con una potencia nominal de 0,44 [MW].

Tabla 152 Despacho de unidades generadoras para escenarios de demanda máxima 2019-2022 en SM de Palena.

Central	Generador	Generación para escenarios de demanda máxima							
		2019		2020		2021		2022	
		P [MW]	Q [MVAr]	P [MW]	Q [MVAr]	P [MW]	Q [MVAr]	P [MW]	Q [MVAr]
Río Azul	CH_Rio Azul	0,32	-0,14	0,32	-0,01	0,32	-0,02	0,32	-0,03
	CH_Rio Azul(1)	0,32	-0,14	0,32	-0,01	0,32	-0,02	0,31	-0,03
	CH_Rio Azul(2)	0,32	-0,21	0,32	-0,08	0,32	-0,09	0,31	-0,10
	CH_Rio Azul(3)	0,32	-0,21	0,32	-0,08	0,32	-0,09	0,31	-0,10
Santa Barbara	5146_Palena_SB	0,11	0,10	0,30	0,10	0,31	0,10	0,31	0,10
	5625_Palena_SB	-	-	-	-	0,09	0,05	0,09	0,05
	MDR-5_2	-	-	-	-	-	-	0,27	0,07
Palena	5131_Palena_Palena	0,25	0,21	0,25	-0,09	0,25	-0,05	0,25	0,00
	5522_Palena_Palena	0,25	0,21	0,25	-0,09	0,25	-0,05	0,25	0,00
Futaleufu	5520_Palena_Futa	-	-	0,03	0,15	0,13	0,15	0,06	0,10
La Junta	5534_Palena_Junta	0,25	0,20	0,25	0,20	0,25	0,20	0,25	0,20
Puyuhuapi	5514_Palena_Puyuhuapi	0,25	0,20	0,25	0,20	0,25	0,20	0,25	0,20

En enero del 2020, entra en servicio en las instalaciones de Palena la unidad MDR-5_2 que se conecta a la central Santa Bárbara.

La ubicación de las centrales MDR en cada SSMM de Edelaysen fue determinada para satisfacer los criterios de suficiencia de las instalaciones de transmisión, cautelando además que las tensiones en las barras de generación de los SSMM se encuentren dentro de los límites de operación en régimen permanente que señala la NTSyCS para SSMM.

29.5.3 Aspectos Normativos

Respecto a esto, la NTSyCS para SSMM establece los criterios técnicos que debe cumplir el sistema para su operación segura. La versión vigente corresponda a la normativa de marzo de 2018, sin embargo, en su artículo transitorio 11-3 se indica lo siguiente:

"Mientras los estudios establecidos en el capítulo 7 no estén finalizados, las exigencias técnicas aplicables corresponderán a las que se encuentren actualmente vigentes. Esta consideración es válida para los estudios asociados al proceso de tarificación y expansión de los SM, correspondiente al periodo 2019 – 2022.

El Coordinador será el responsable de elaborar el plan de realización de los estudios, los que deberán estar finalizados, a más tardar, el 30 de junio del 2018."

De esta forma, la normativa que establece los parámetros técnicos de operación considerados en este estudio corresponde a la anterior norma técnica de enero de 2006.

Como se refirió previamente, el análisis de régimen permanente considera la verificación de la regulación de tensión en las instalaciones de transmisión y la suficiencia de capacidad de las mismas. Al respecto la NTSyCS para SSMM especifica:

- Artículo 5-29
  "El SM deberá operar en Estado Normal con todos los elementos e instalaciones disponibles, y adecuados márgenes y reserva de potencia reactiva en las unidades generadoras, para controlar que la magnitud de la tensión en régimen permanente en las barras del SM esté comprendida entre 0,94 y 1,06 por unidad"

En función de este requerimiento, mediante un análisis de flujo de potencia se deberá verificar que las tensiones en barras se mantengan dentro de los márgenes establecidos por la NTSyCS para SSMM durante el periodo de tarificación.

- Artículo 5-32
  "La Empresa determinará la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente de cada Elemento Serie del SM a partir del Límite Térmico o máxima corriente admisible, según corresponda, el Límite por Regulación de Tensión y el Límite por Contingencias. Los Elementos Serie se operarán manteniendo la corriente transportada en un valor equivalente inferior o igual al 100% de la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente, tanto en Estado Normal como en Estado de Alerta. Los equipos transformadores podrán operarse por sobre dicho límite, siempre y cuando dicha sobrecarga sea factible y sus efectos pueden ser controlados por la Empresa."

En cuanto a las exigencias relativas a la estabilidad dinámica del sistema, estas se encuentran concentradas en los Títulos 5-2 y 5-9 de la NT, los cuales establecen que:

- Artículo 5-7
  "El diseño y operación del SM deberá ser tal que permita conservar los márgenes y reservas operacionales necesarias para garantizar que ante la ocurrencia de una Contingencia Simple, sus efectos no se propaguen a las restantes instalaciones del SM y puedan provocar la salida incontrolada de las mismas."

- Artículo 5-45
  "Para la configuración de demanda y generación más desfavorable en Estado Normal o Estado de Alerta, considerando las contingencias y severidad especificadas en el Artículo 5-36 de la presente NT, el SM deberá conservar los márgenes de seguridad necesarios para garantizar que ante la ocurrencia de una Contingencia Simple en un Elemento Serie de Instalaciones de Transmisión, los efectos de su desconexión no se propaguen a los restantes elementos, si así lo determina la evaluación técnica y económica. Lo anterior se aplicará en el contexto de lo dispuesto por el Artículo 5-8 de la presente NT."

Por tanto, el análisis dinámico deberá verificar que efectivamente la ocurrencia de una contingencia no provoque la salida incontrolada de restantes instalaciones.

- Artículo 5-8
  "La Empresa determinará mediante una evaluación técnica y económica si se requiere la aplicación del Criterio N-1 en determinadas Instalaciones de Transmisión y la operación de los EDAC y/o el EDAG. En este caso, la Empresa deberá verificar que la Contingencia Simple produzca la activación de los EDAC y/o EDAG, tal que se asegure que dicha activación sea óptima para el SM en su conjunto. Para cumplir con lo dispuesto en el presente artículo y acorde con los resultados del Estudio de Valorización y Expansión de cada SM, la Empresa deberá elaborar un Procedimiento conforme a las exigencias establecidas en la presente NT"

Esto implica que la verificación a realizar deberá considerar la operación de la estructura de EDAC existentes en cada uno de los SSMM de Edelaysen.

29.5.4 Resultados de los estudios eléctricos

En la presente sección se describen los resultados principales de los estudios eléctricos realizados.

29.5.4.1 Regulación de tensión

En las siguientes tablas se presenta la tensión en las barras obtenidas por medio de cálculo de flujo de potencia en cada uno de los SSMM evaluados:

Tabla 153: Tensión en barras [p.u.] para escenario de demanda máxima proyectado 2019-2022 en SM de Aysén.

Nombre Barra	Tensión para escenario de demanda máxima y para los años de evaluación [p.u.]			
	2019	2020	2021	2022
A. Baguales 33 kV eólica	0,990	0,989	0,989	0,993
C. Chacabuco 33kV	1,000	1,000	0,996	0,996
Aysén 23kV	0,989	0,990	0,992	0,990
Aysen 33kV	1,000	1,000	1,000	1,000
Tehuelche 23kV Barra 1	0,999	0,999	0,999	0,999
Tehuelche 23kV Barra 2	0,999	0,999	0,999	0,999
CD Divisadero 23kV	0,979	0,979	0,978	0,979

Tabla 154: Tensión en barras [p.u.] para escenario de demanda máxima proyectado 2019-2022 en SM de General Carrera.

Nombre Barra	Tensión en escenario de demanda máxima para los años de evaluación [p.u.]			
	2019	2020	2021	2022
Chile Chico 23 kV	1,000	1,000	1,000	1,000
El Traro 23 kV	1,005	0,993	0,988	0,986

Tabla 155 Tensión en barras [p.u.] para escenario de demanda máxima proyectado 2019-2022 en SM de Palena.

Nombre Barra	Tensión para escenario de demanda máxima y para los años de evaluación [p.u.]			
	2019	2020	2021	2022
Santa Barbara 23 kV	0,970	0,977	0,988	0,990
Río Azul 23 kV	1,000	1,020	1,020	1,030
Puyuhuapi 23 kV	1,009	0,991	0,980	0,958
La Junta 23 kV	1,007	0,992	0,984	0,965
Palena 23 kV	1,040	1,040	1,040	1,050
Futaleufu 23 kV	0,957	0,981	0,989	0,984

En los resultados descritos en las tablas anteriores, se verifica que la tensión en las barras descritas en todos los escenarios evaluados siempre es superior a 0,94 [p.u.] e inferior a 1,06 [p.u.], por lo cual se concluye que la expansión de generación y transmisión determinada en cada uno de los SSMM evaluados permite satisfacer los requerimientos de regulación de tensión especificados por la NTSyCS para SSMM.

29.5.4.2 Suficiencia en capacidad de transmisión

En consideración que en la práctica sólo el SM de Aysén posee líneas y transformadores de poder asociados a transmisión, en las siguientes tablas se presenta el nivel de carga en instalaciones de transmisión para cada uno de los escenarios de demanda máxima evaluados:

Tabla 156: Nivel de Carga [%] de elementos serie del sistema de transmisión para escenario de demanda máxima proyectado 2019-2022 en SM de Aysén.

Tipo	Nombre Elemento	Capacidad Nominal [MVA]	Nivel de carga para escenario de demanda máxima para los años de evaluación [%]			
			2019	2020	2021	2022
Línea	Aysen a Baguales	4,3	23,1	23,4	18,8	18,6
	Chacabuco - Aysén Ext Aysén	9,7	16,2	16,1	27,5	27,1
	L.Atravesado-Tehuelche CTO1	6,5	31,5	31,7	33,7	34,1
	L.Atravesado-Tehuelche CTO2	6,5	31,5	31,7	33,7	34,1
	Tehuel.-Divisad. CTO1 tramo 1	13,9	47,6	48,1	50,7	50,7
	Tehuelche-Divisadero CTO2 tramo 1	13,9	51,1	51,6	54,3	54,4
Transformador	Aysén 23/33 kV	6,5	39,3	39,3	49,1	49,3
	Baguales 23/33 kV	6,5	6,3	6,1	9,5	8,4
	Mañihuales 23/33 kV	4,5	1,0	1,0	1,0	1,0

En los resultados recién descritos se verifica que para todos los escenarios evaluados el nivel de carga en los elementos serie del sistema de transmisión del SM de Aysén es inferior a 100% (capacidad nominal). Por tanto, se concluye que las instalaciones de transmisión asociadas al plan de expansión poseen la capacidad suficiente para enfrentar los escenarios de máxima exigencia proyectados, y por tanto permiten satisfacer los requerimientos de capacidad establecidos por la NTSyCS para SSMM a través de los límites de operación determinados para las distintas instalaciones.

29.5.4.3 Análisis dinámico

El objetivo de los estudios dinámicos es evaluar el comportamiento dinámico que presentará cada uno de los SSMM frente a la ocurrencia de contingencias especificadas por la NTSyCS.

Bajo los mismos argumentos descritos previamente, los escenarios bajo los cuales se realizan los análisis de contingencias corresponden a los determinados por la demanda máxima proyectada para los años 2019-2022. En particular se evaluará únicamente los escenarios de demanda máxima 2019 y 2022, así como aquellos donde ingresen en servicio nuevas unidades generadoras, entendiendo que verificar una adecuada respuesta dinámica frente a contingencias en estos casos permitirá garantizar esta conclusión para todo el período estudiado.

Conforme a lo descrito previamente, el análisis de contingencia considera operativa la estructura de EDAC existente informada por Edelaysen para cada SM. En las tablas siguientes se describen las estructuras de EDAC para cada SSMM.

Tabla 157: Esquema de Desconexión Automática de Carga para SM de Aysén.

Nombre alimentador	Equipo	Frecuencia [Hz]	Retardo [ms]	Demanda equivalente por escalón [MW]			
				2019	2020	2021	2022
Aysén Centro	RE-8	46,75 46,50 46,25 46,00	2620 1470 980 810	1,10	1,11	1,11	1,12
Coyhaique Alto	R-13	48,80	1000	0,96	0,97	0,97	0,98
	R-17	48,50	1000	0,86	0,86	0,87	0,88
	52E4	46,50 46,00	700 500	0,32	0,32	0,32	0,32

Tabla 158: Estructura de Desconexión Automática de Carga para SM de General Carrera.

Nombre alimentador	Equipo	Frecuencia [Hz]	Retardo [ms]	Demanda equivalente por escalón [MW]			
				2019	2020	2021	2022
Maitén - Pto. Sánchez	R-3	48,50	100	0,18	0,21	0,22	0,23
Chile Chico	RE6 (52E6)	48,00	100	0,44	0,51	0,53	0,55

Tabla 159 Estructura de Desconexión Automática de Carga para SM de Palena.

Nombre alimentador	Equipo	Frecuencia [Hz]	Retardo [ms]	Demanda equivalente por escalón [MW]			
				2019	2020	2021	2022
Palena	52E3	47,6	100	0,76	0,64	0,62	0,65

El análisis realizado considera la contingencia de mayor severidad descrita en la NTSyCS, la que corresponde a la desconexión intempestiva de la unidad de mayor generación[17] en cada SM.

Por tanto, a partir de una reserva primaria mínima de 10% y la estructura de EDAC descrita, se evalúa para los escenarios de demanda máxima de los años 2019 y 2022 las siguientes contingencias:

- SM de Aysén
  - Año 2019: Desconexión intempestiva de la unidad 5106 de la central Lago Atravesado de 5,5 [MW], operando a 4,071 [MW].
  - Año 2021: Desconexión intempestiva de la unidad 5106 de la central Lago Atravesado de 5,5 [MW], operando a 4,071 [MW].
  - Año 2022: Desconexión intempestiva de la unidad 5106 de la central Lago Atravesado de 5,5 [MW], operando a 4,071 [MW].

[17]Severidad N°4 según artículo 1-4 de la NTSyCS para SSMM.

- SM de General Carrera
  - Año 2019: Desconexión intempestiva de la unidad 5622 de la central Chile Chico de 0,44 [MW], operando a 0,39 [MW].
  - Año 2020: Desconexión intempestiva de la Central Eólica Carrera de 0,98 [MW], operando a 0,74 [MW].
  - Año 2021: Desconexión intempestiva de la Central Eólica Carrera de 0,98 [MW], operando a 0,74 [MW].
  - Año 2022: Desconexión intempestiva de la Central Eólica Carrera de 0,98 [MW], operando a 0,74 [MW].
- SM de Palena
  - Año 2019: Desconexión intempestiva de la unidad 3 de la CH Río Azul de 0,35 [MW], operando a 0,32 [MW].
  - Año 2022: Desconexión intempestiva de la unidad 3 de la CH Río Azul de 0,35 [MW], operando a 0,32 [MW].

SM de Aysén

En las siguientes tablas se presentan los resultados de los análisis dinámicos del SM de Aysén.

Tabla 160: Comportamiento dinámico de frecuencia en SM de Aysén frente a ocurrencia de la contingencia más severa.

Escenario	Contingencia	Frecuencia Mínima [Hz]	Frecuencia Máxima [Hz]	Frecuencia Final [Hz]	Actuación de EDAC
Demanda máxima año 2019	Desconexión central Lago Atravesado 5106	48,24	50,00	49,06	Dos escalones de EDAC, Coyhaique R-13 y R-17
Demanda máxima año 2021	Desconexión central Lago Atravesado 5106	48,46	50,00	49,01	Actuación de EDAC Coyhaique Alto R-13
Demanda máxima año 2022	Desconexión central Lago Atravesado 5106	48,62	50,00	49,02	Actuación de EDAC Coyhaique Alto R-13

Tabla 161: Comportamiento dinámico de tensión en SM de Aysén frente a ocurrencia de la contingencia más severa.

Escenario	Contingencia	Barra	Tensión final [p.u.]
Demanda máxima año 2019	Desconexión central Lago Atravesado 5106	A. Baguales 33 kV	0,992
		Aysén 33 kV	1,003
		Aysén 23 kV	0,991
		C. Chacabuco 33 kV	1,003
		CD Divisadero 23 kV	0,985
		Tehuelche 23 kV	1,002
Demanda máxima año 2021	Desconexión central Lago Atravesado 5106	A. Baguales 33 kV	0,985
		Aysén 33 kV	1,003
		Aysén 23 kV	0,994
		C. Chacabuco 33 kV	0,999
		CD Divisadero 23 kV	0,977
		Tehuelche 23 kV	0,996
Demanda máxima año 2022	Desconexión central Lago Atravesado 5106	A. Baguales 33 kV	0,989
		Aysén 33 kV	1,003
		Aysén 23 kV	0,992
		C. Chacabuco 33 kV	0,999
		CD Divisadero 23 kV	0,977
		Tehuelche 23 kV	0,996

Los resultados indican que, para los escenarios evaluados, demanda máxima 2019, 2021 y 2022, tras el desprendimiento intempestivo de generación, la actuación de los controles de velocidad de las restantes unidades operativas en el SM de Aysén junto con la oportuna actuación de estructuras de EDAC son suficientes para compensar el desbalance demanda-generación producido por la salida intempestiva de la unidad con mayor generación.

Adicionalmente, las oscilaciones de frecuencia y tensión son positivamente amortiguadas y determinan magnitudes de post-contingencia que se enmarcan entre los márgenes establecidos por la NTSyCS para SSMM para dichas variables. Esta situación se puede verificar en el Anexo 29.6 en el cual se describe gráficamente el comportamiento dinámico de las principales variables del sistema frente a las contingencias evaluadas.

En función de lo anterior se concluye que en el periodo 2019-2022 el Plan de Expansión Óptimo propuesto para el SM de Aysén permite superar la desconexión intempestiva de una unidad generadora manteniendo sus variables de operación (tensión y frecuencia) dentro de los márgenes establecidos por la NTSyCS para SSMM.

SM de General Carrera

En las siguientes tablas se presentan los resultados de los análisis dinámicos del SM de General Carrera.

Tabla 162: Comportamiento dinámico de tensión y frecuencia en SM de General Carrera frente a ocurrencia de la contingencia más severa.

Escenario	Contingencia	Frecuencia Mínima [Hz]	Frecuencia Máxima [Hz]	Frecuencia Final [Hz]	Actuación de EDAC
Demanda máxima año 2019	Desconexión de unidad 5622 de Chile Chico	49,19	50,00	49,37	No se activan escalones de EDAC
Demanda máxima año 2020	Desconexión central eólica Carrera	49,65	50,02	49,77	No se activan escalones de EDAC
Demanda máxima año 2021	Desconexión central eólica Carrera	48,48	50,00	48,95	EDAC Maitén - Pto Sanchez R-3
Demanda máxima año 2022	Desconexión central eólica Carrera	49,85	50,00	49,88	No se activan escalones de EDAC

Tabla 163 Comportamiento dinámico de tensión en SM de General Carrera frente a ocurrencia de la contingencia más severa.

Escenario	Contingencia	Barra	Tensión Final [p.u.]
Demanda máxima año 2019	Desconexión de unidad 5622 de Chile Chico	Chile Chico 23kV	0,983
		El Traro 23kV	1,004
Demanda máxima año 2020	Desconexión central eólica Carrera	Chile Chico 23kV	0,995
		El Traro 23kV	0,996
Demanda máxima año 2021	Desconexión central eólica Carrera	Chile Chico 23kV	0,971
		El Traro 23kV	1,006
Demanda máxima año 2022	Desconexión central eólica Carrera	Chile Chico 23kV	0,994
		El Traro 23kV	0,988

Los resultados indican que, para los escenarios evaluados, demanda máxima 2019 y 2022, tras el desprendimiento intempestivo de generación, la actuación de los controles de velocidad de las restantes unidades operativas en el SM de General Carrera junto con la oportuna actuación de esquemas de EDAC son suficientes para compensar el desbalance demanda-generación producido por la salida intempestiva de la unidad con mayor generación.

Adicionalmente, las oscilaciones de frecuencia y tensión son positivamente amortiguadas y determinan magnitudes de post-contingencia que se enmarcan entre los márgenes establecidos por la NTSyCS para SSMM para dichas variables. Esta situación se puede verificar en el Anexo 29.6 en el cual se describe gráficamente el comportamiento dinámico de las principales variables del sistema frente a las contingencias evaluadas.

En función de lo anterior se concluye que en el periodo 2019-2022 el Plan de Expansión Óptimo propuesto para el SM de General Carrera permite superar la desconexión intempestiva de una unidad generadora manteniendo sus variables de operación (tensión y frecuencia) dentro de los márgenes establecidos por la NTSyCS para SSMM.

SM de Palena

En las siguientes tablas se presentan los resultados de los análisis dinámicos del SM de Palena.

Tabla 164: Comportamiento dinámico de la frecuencia en SM de Palena frente a ocurrencia de la contingencia más severa.

Escenario	Contingencia	Frecuencia Mínima [Hz]	Frecuencia Máxima [Hz]	Frecuencia Final [Hz]	Actuación de EDAC
Demanda máxima año 2019	Desconexión central de pasada Río Azul	49,58	50,00	49,77	No actuan escalones de EDAC
Demanda máxima año 2022	Desconexión central de pasada Río Azul	49,82	50,00	49,87	No actuan escalones de EDAC

Tabla 165 Comportamiento dinámico de tensión en SM de Palena frente a ocurrencia de la contingencia más severa.

Escenario	Contingencia	Barra	Tensión Final [p.u.]
Demanda máxima año 2019	Desconexión central de pasada Río Azul	Santa Barbara 23 kV	0,980
		Río Azul 23 kV	0,997
		Puyuhuapi 23 kV	1,018
		La Junta 23 kV	1,014
		Palena 23 kV	1,043
		Futaleufu 23 kV	0,954
Demanda máxima año 2022	Desconexión central de pasada Río Azul	Santa Barbara 23 kV	0,994
		Río Azul 23 kV	1,020
		Puyuhuapi 23 kV	0,963
		La Junta 23 kV	0,968
		Palena 23 kV	1,043
		Futaleufu 23 kV	0,997

Los resultados indican que, para los escenarios evaluados, demanda máxima 2019 y 2022, tras el desprendimiento intempestivo de generación, la actuación de los controles de velocidad de las restantes unidades operativas en el SM de Palena junto con la oportuna actuación de esquemas de EDAC son suficientes para compensar el desbalance demanda-generación producido por la salida intempestiva de la unidad con mayor generación.

Adicionalmente, las oscilaciones de frecuencia y tensión son positivamente amortiguadas y determinan magnitudes de post-contingencia que se enmarcan entre los márgenes establecidos por la NTSyCS para SSMM para dichas variables. Esta situación se puede verificar en el Anexo 29.6 en el cual se describe gráficamente el comportamiento dinámico de las principales variables del sistema frente a las contingencias evaluadas.

En función de lo anterior se concluye que en el periodo 2019-2022 el Plan de Expansión Óptimo propuesto para el SM de Palena permite superar la desconexión intempestiva de una unidad generadora manteniendo sus variables de operación (tensión y frecuencia) dentro de los márgenes establecidos por la NTSyCS para SSMM.

29.6 Comportamiento dinámico de SSMM frente a contingencias – Plan de Expansión Óptimo

En el presente anexo se muestran los resultados del análisis dinámico descrito en el Anexo 28.4 del presente estudio.

29.6.1 Análisis dinámico para el SM de Aysén

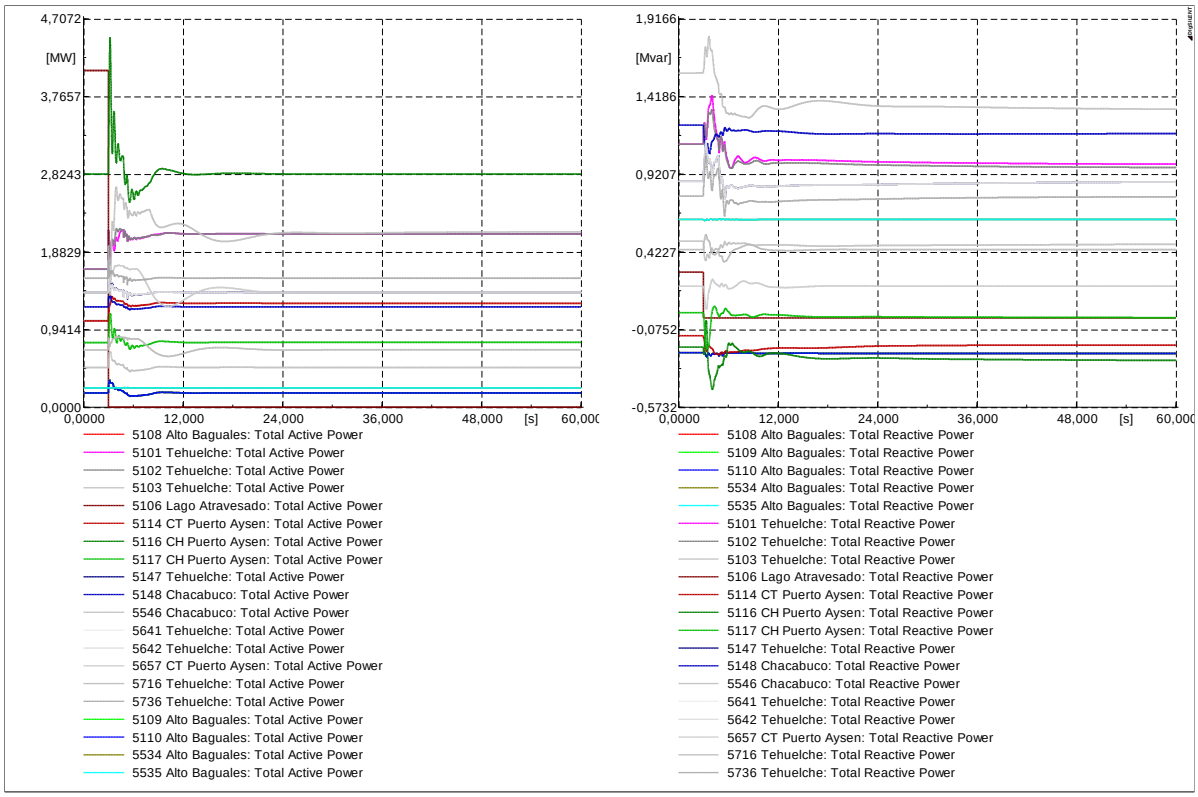


Figura 43 Comportamiento dinámico de la Potencia Activa de las unidades de generación (izquierda) y la Potencia Reactiva (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5106 CH Lago Atravesado del SM de Aysén en el escenario de demanda máxima del año 2019.

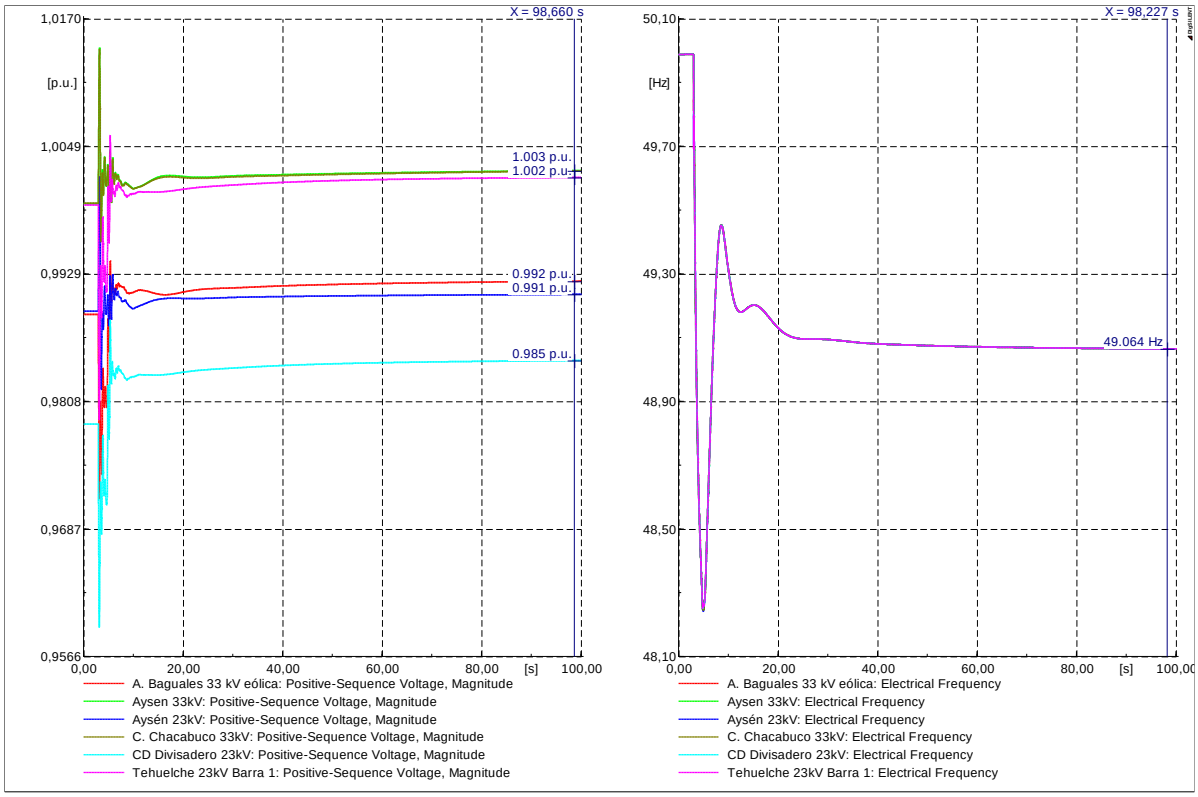


Figura 44: Comportamiento dinámico de la tensión (izquierda) y la frecuencia (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5106 CH Lago Atravesado del SM de Aysén en el escenario de demanda máxima del año 2019.

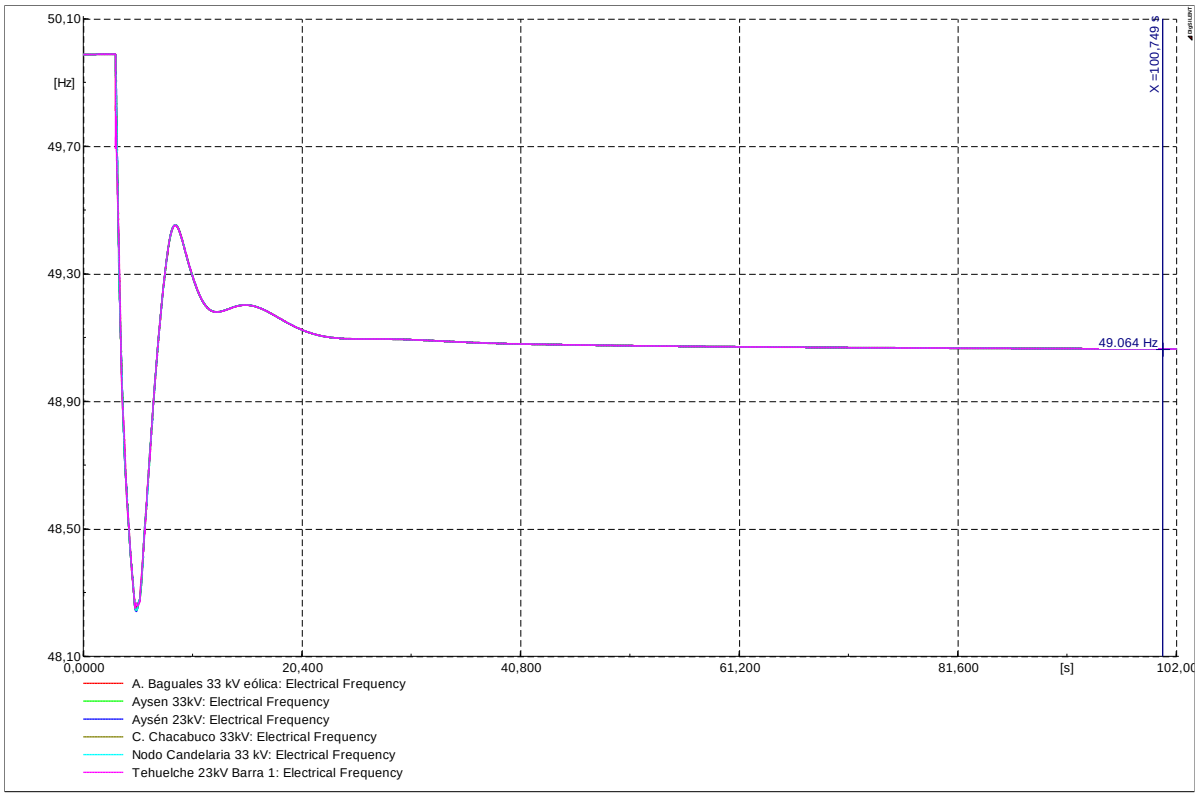


Figura 45: Comportamiento dinámico de la frecuencia frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5106 CH Lago Atravesado del SM de Aysén en el escenario de demanda máxima del año 2019, simulado durante 100 segundos.

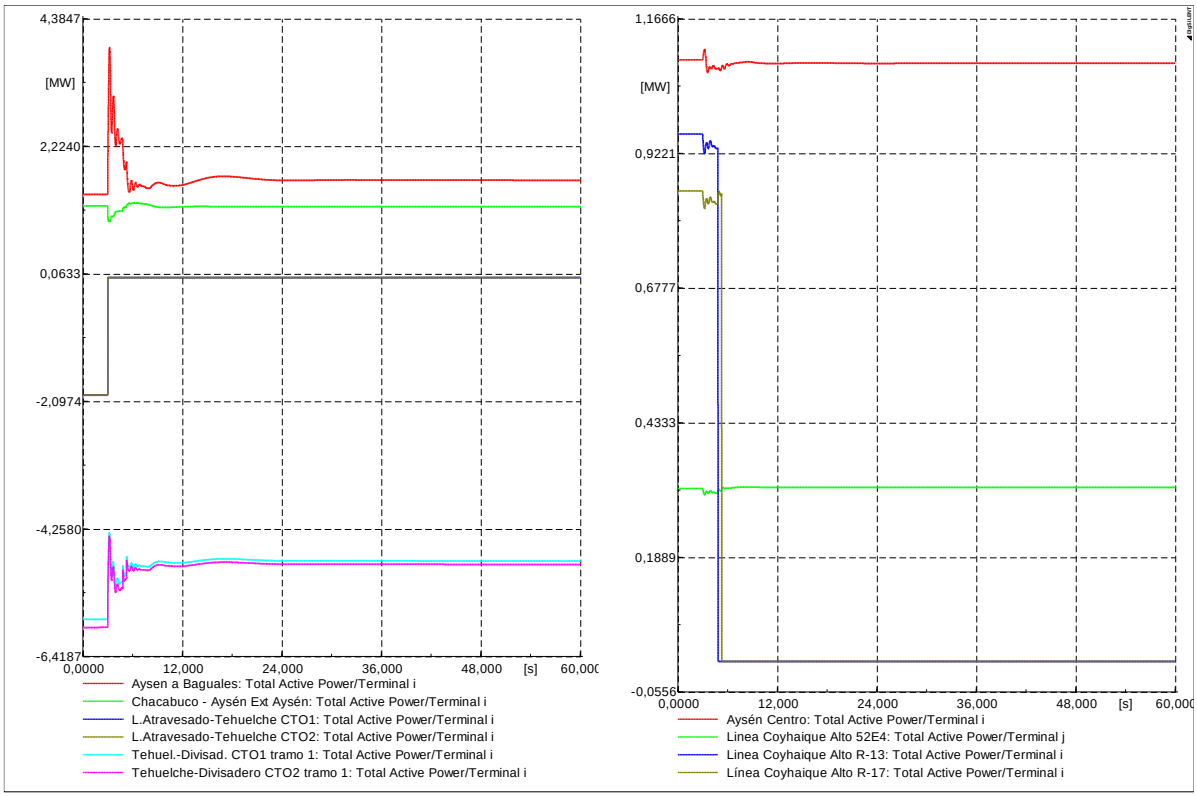


Figura 46: Comportamiento dinámico potencia en los elementos de transmisión (izquierda) y demandas sujetas a EDAC (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5106 CH Lago Atravesado del SM de Aysén en el escenario de demanda máxima del año 2019.

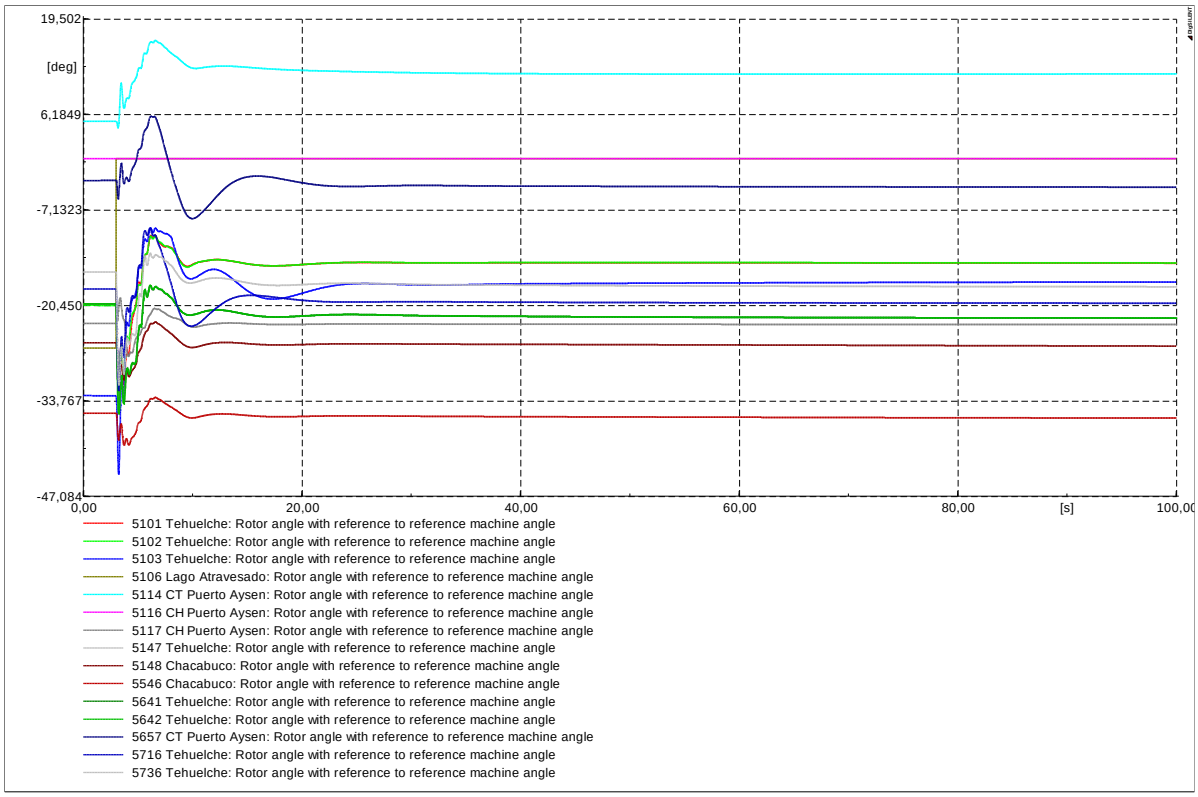


Figura 47: Comportamiento dinámico del ángulo del rotor frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5106 CH Lago Atravesado del SM de Aysén en el escenario de demanda máxima del año 2019.

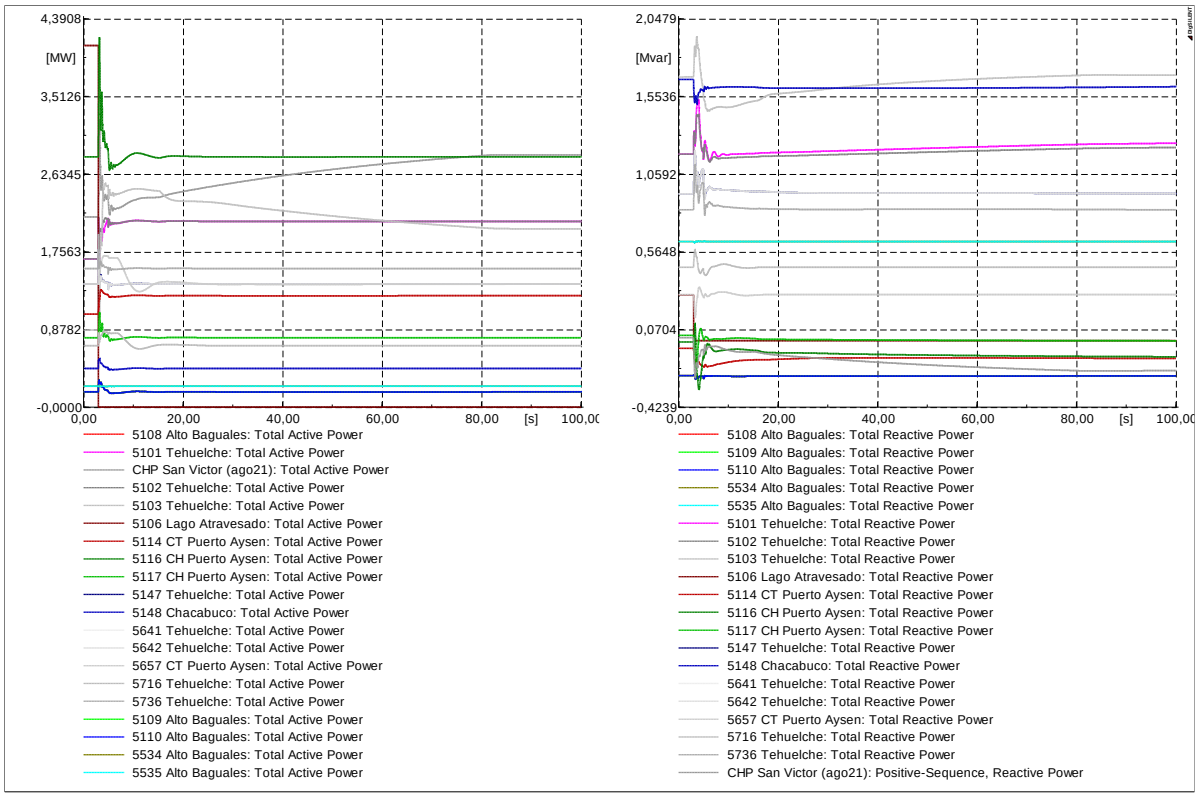


Figura 48: Comportamiento dinámico de la Potencia Activa de las unidades de generación (izquierda) y la Potencia Reactiva (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5106 CH Lago Atravesado del SM de Aysén en el escenario de demanda máxima del año 2021.

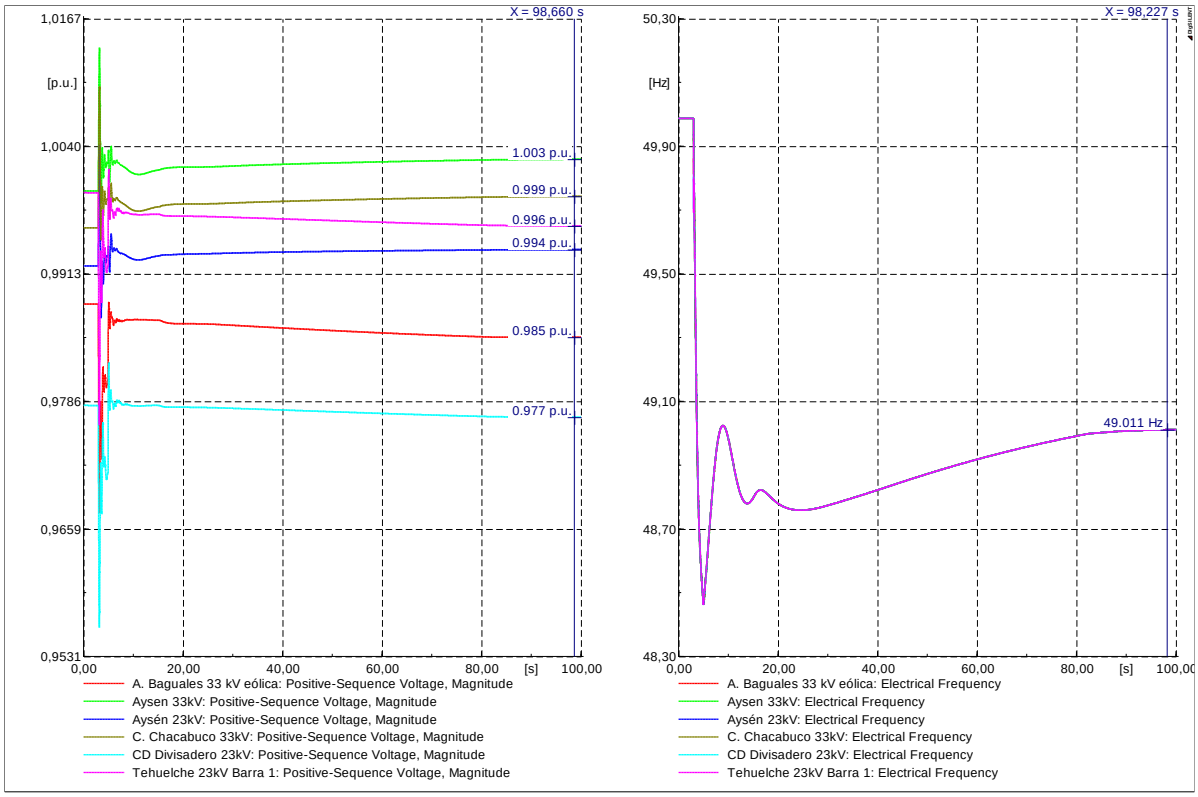


Figura 49: Comportamiento dinámico de la tensión (izquierda) y la frecuencia (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5106 CH Lago Atravesado del SM de Aysén en el escenario de demanda máxima del año 2021.

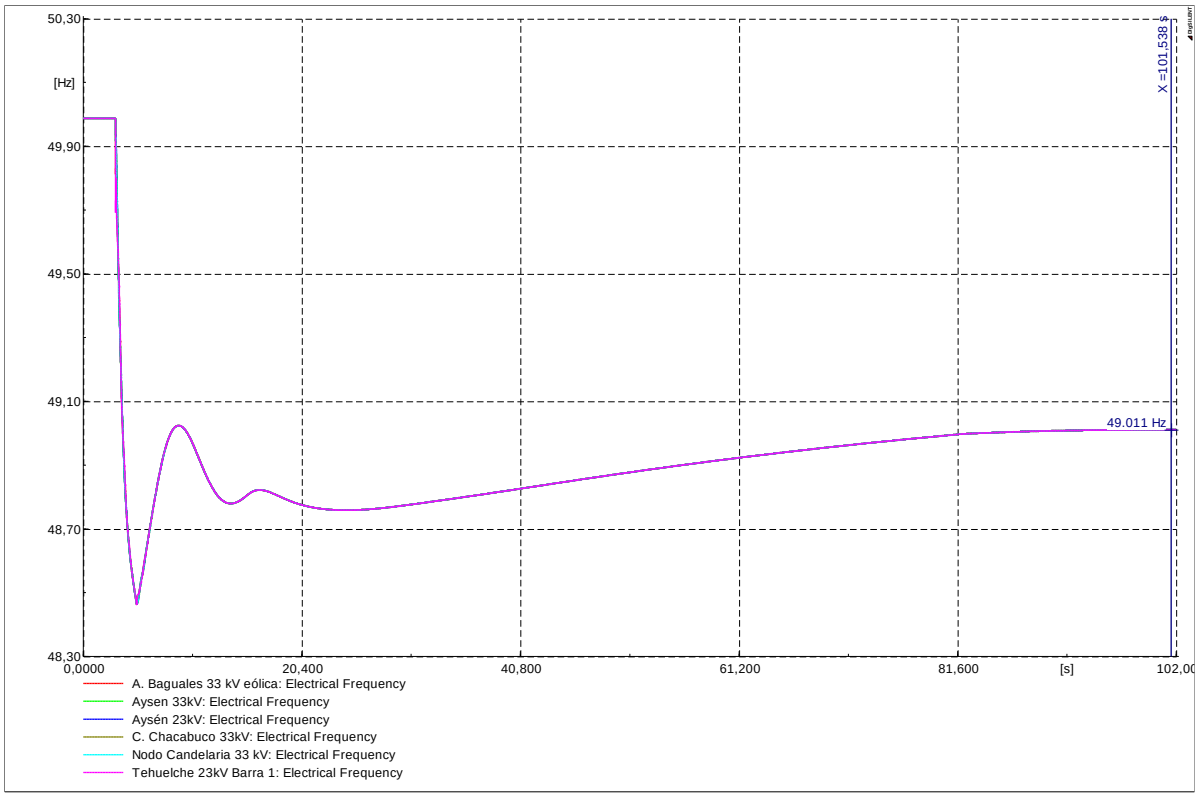


Figura 50: Comportamiento dinámico de la frecuencia frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5106 CH Lago Atravesado del SM de Aysén en el escenario de demanda máxima del año 2021, simulado durante 100 segundos.

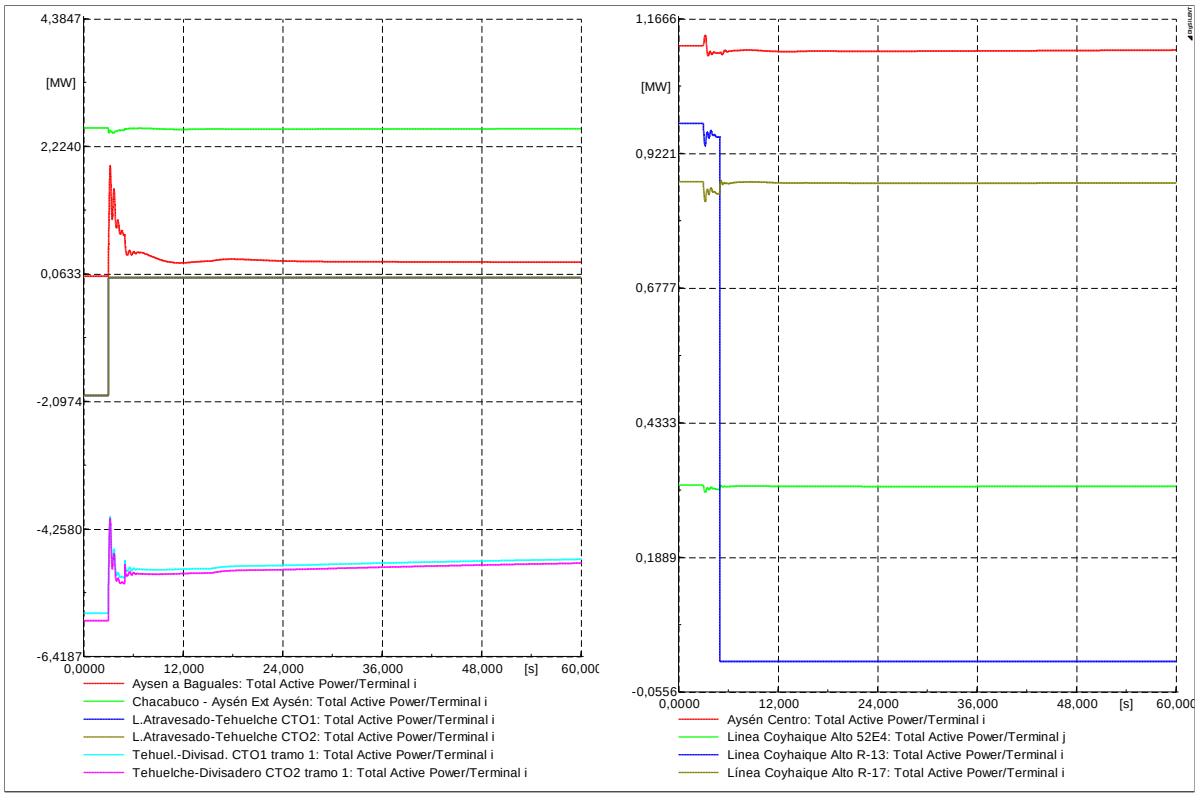


Figura 51: Comportamiento dinámico potencia en los elementos de transmisión (izquierda) y demandas sujetas a EDAC (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5106 CH Lago Atravesado del SM de Aysén en el escenario de demanda máxima del año 2021.

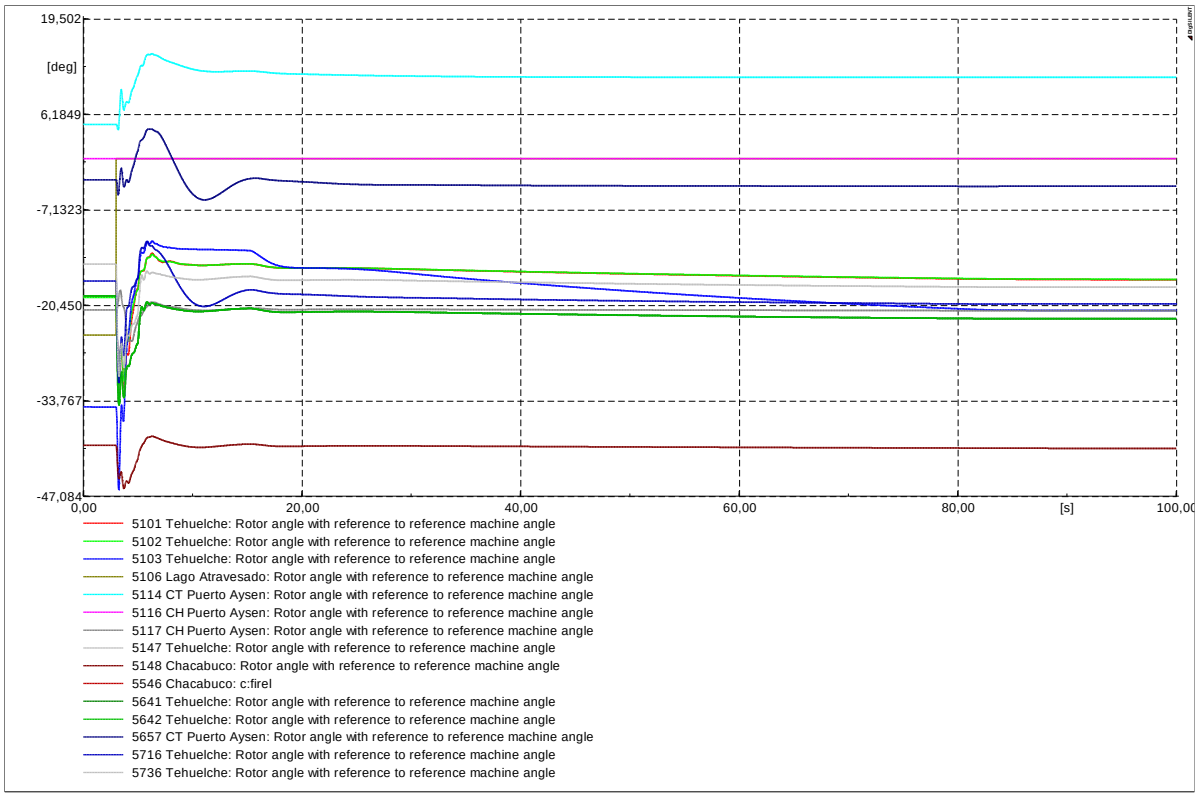


Figura 52: Comportamiento dinámico del ángulo del rotor frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5106 CH Lago Atravesado del SM de Aysén en el escenario de demanda máxima del año 2021.

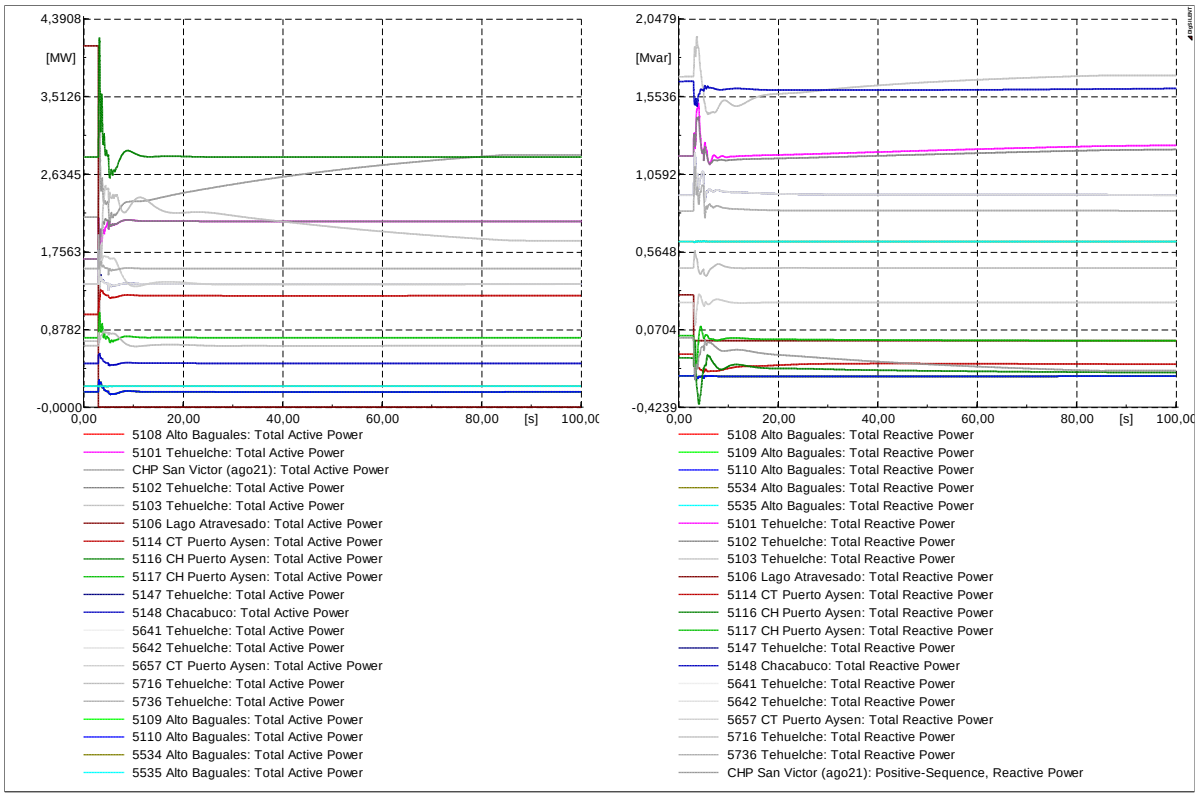


Figura 53: Comportamiento dinámico de la Potencia Activa de las unidades de generación (izquierda) y la Potencia Reactiva (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5106 CH Lago Atravesado del SM de Aysén en el escenario de demanda máxima del año 2022.

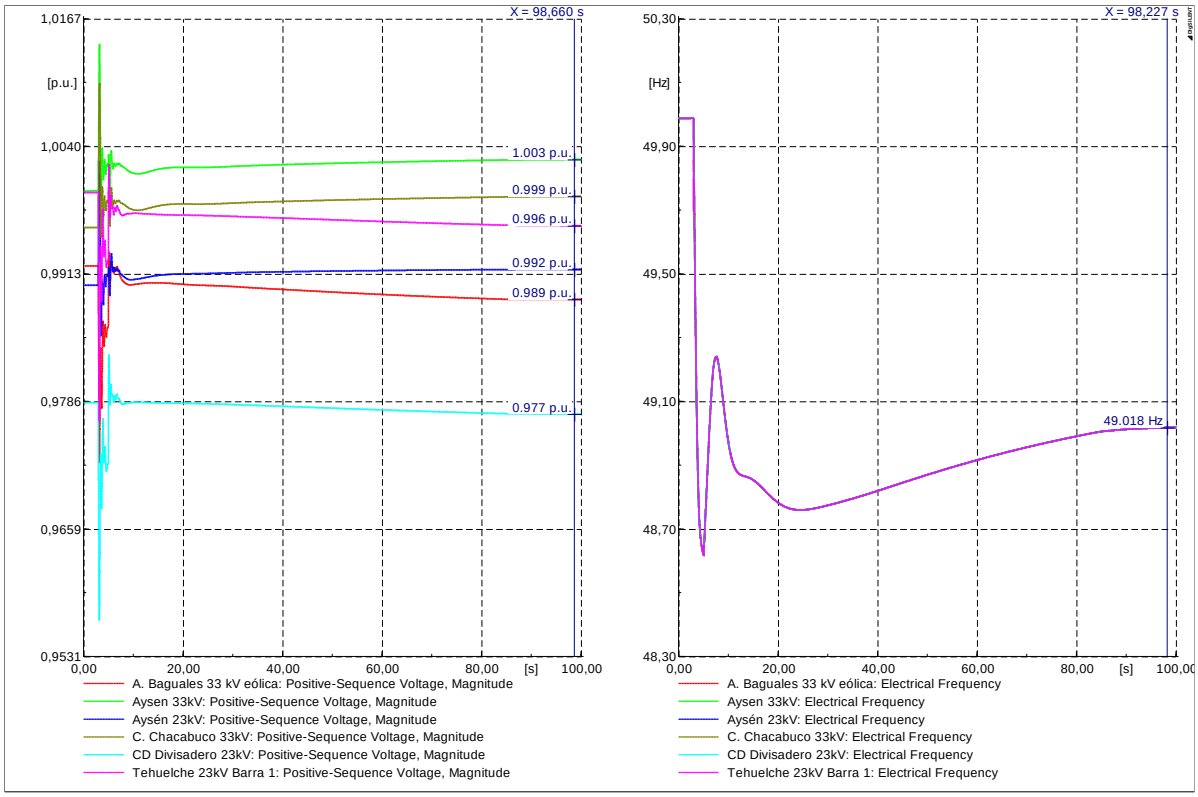


Figura 54: Comportamiento dinámico de la tensión (izquierda) y la frecuencia (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5106 CH Lago Atravesado del SM de Aysén en el escenario de demanda máxima del año 2022.

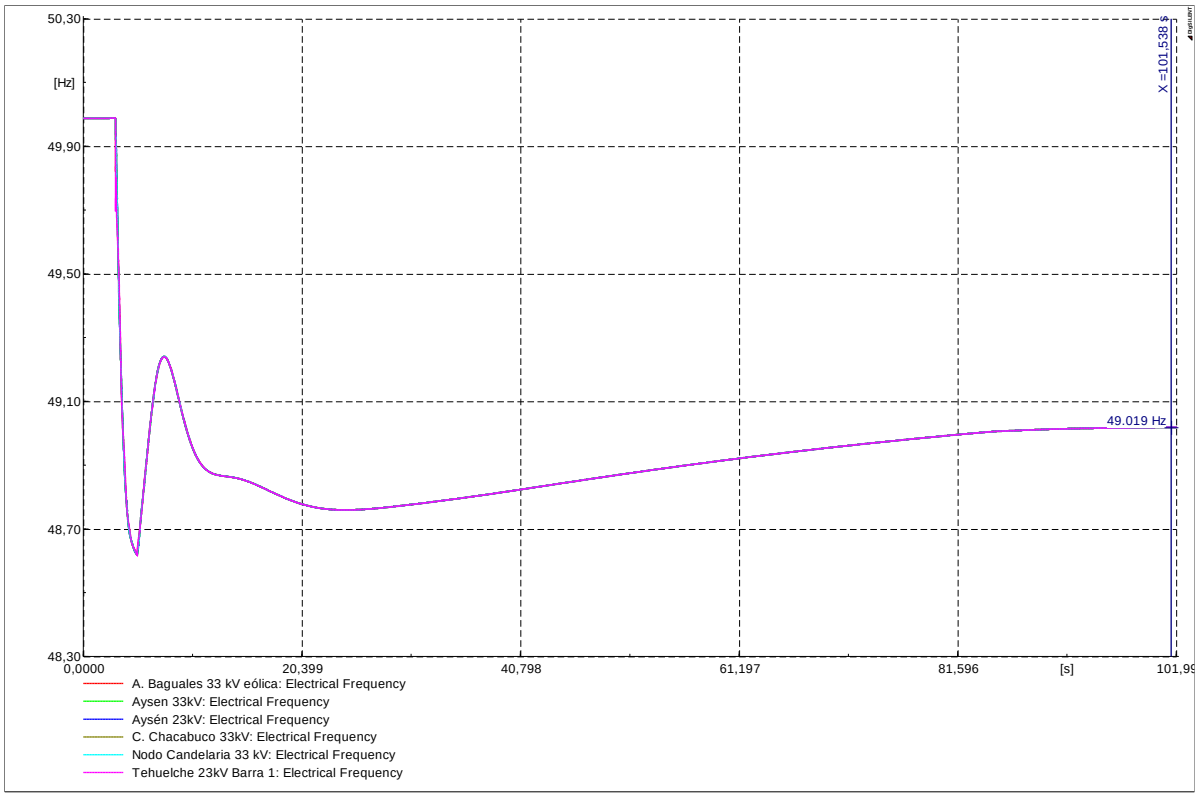


Figura 55: Comportamiento dinámico de la frecuencia frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5106 CH Lago Atravesado del SM de Aysén en el escenario de demanda máxima del año 2022, simulado durante 100 segundos.

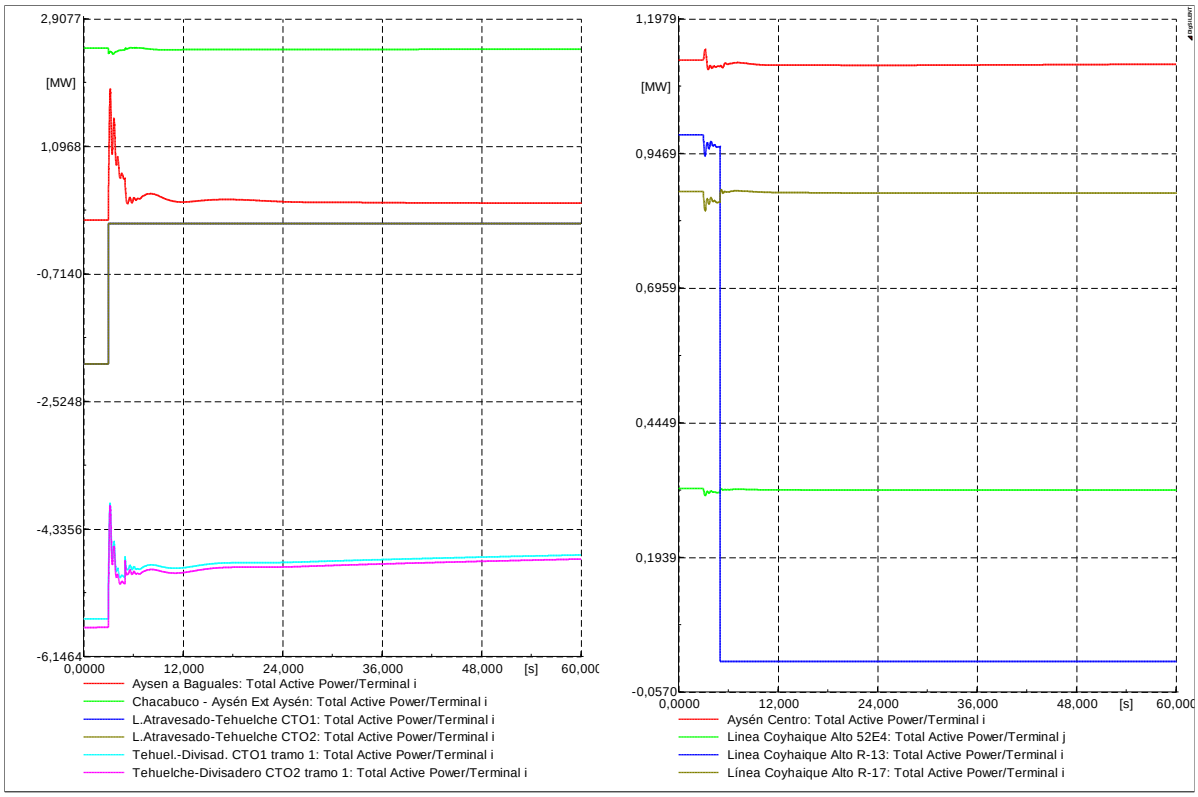


Figura 56: Comportamiento dinámico potencia en los elementos de transmisión (izquierda) y demandas sujetas a EDAC (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5106 CH Lago Atravesado del SM de Aysén en el escenario de demanda máxima del año 2022.

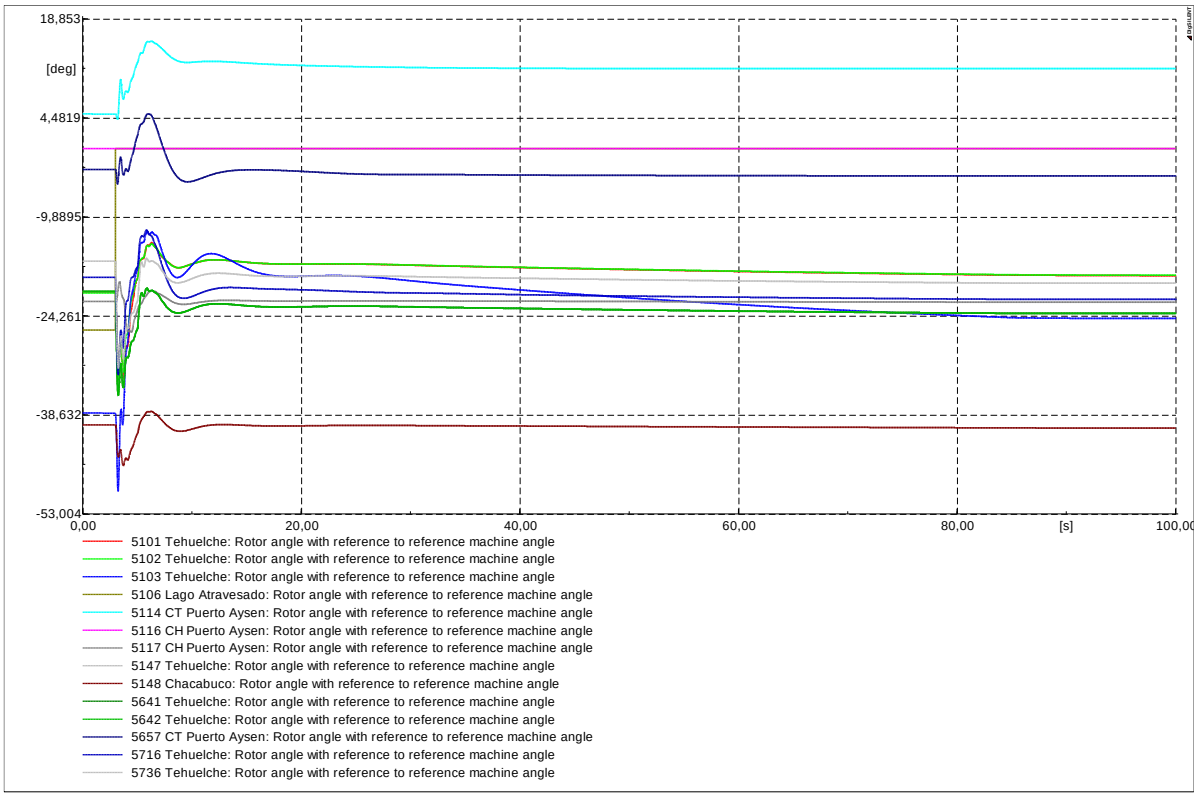


Figura 57: Comportamiento dinámico del ángulo del rotor frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5106 CH Lago Atravesado del SM de Aysén en el escenario de demanda máxima del año 2022.

29.6.2 Análisis dinámico para el SM de General Carrera

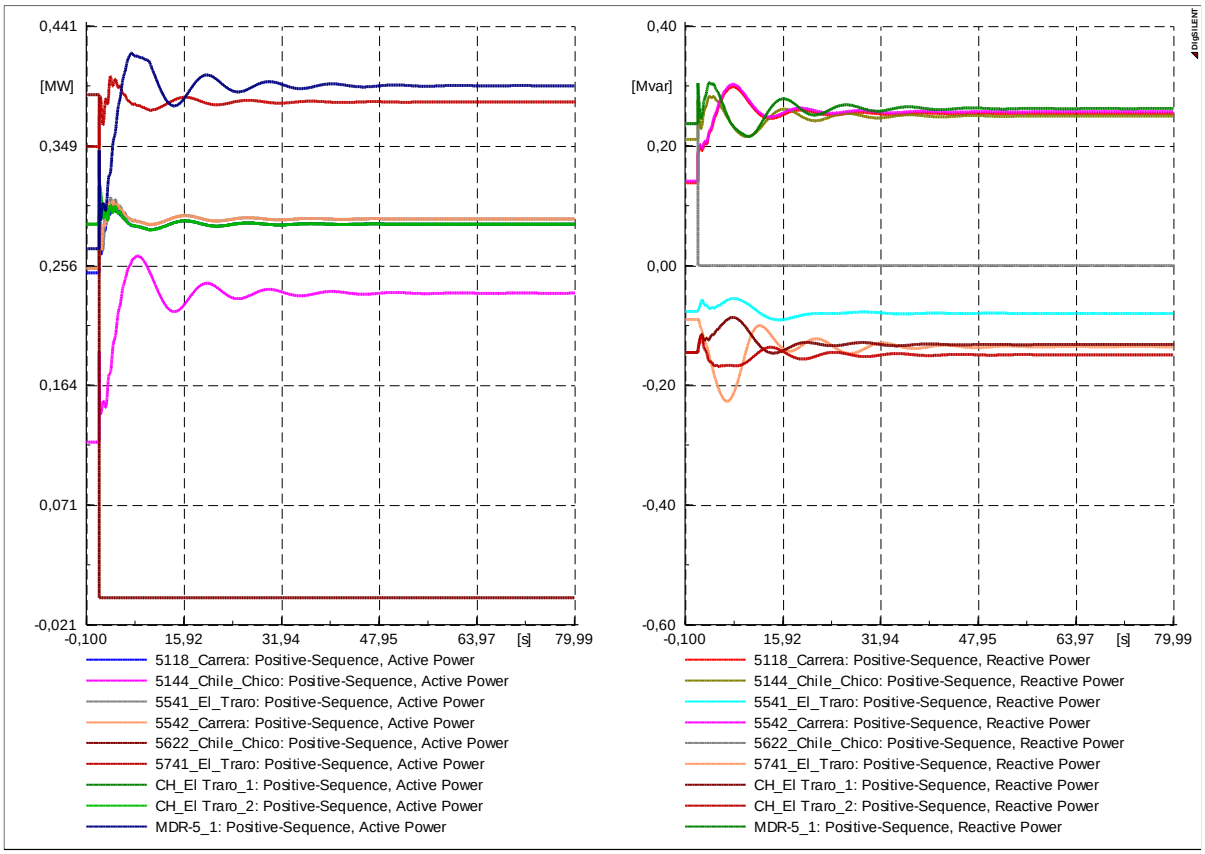


Figura 58: Comportamiento dinámico de la Potencia Activa de las unidades de generación (izquierda) y la Potencia Reactiva (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5622 Chile Chico del SM de General Carrera en el escenario de demanda máxima del año 2019.

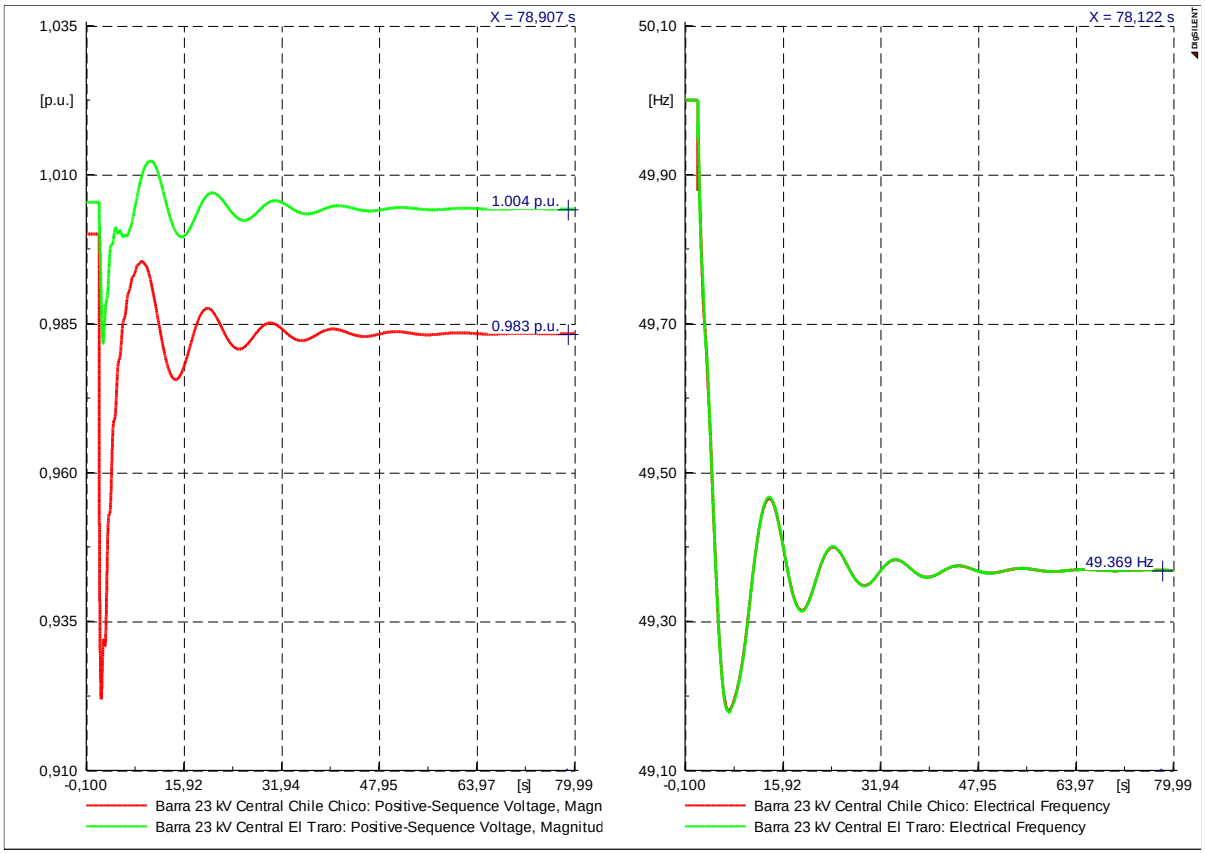


Figura 59: Comportamiento dinámico de la Tensión (izquierda) y la Frecuencia (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5622 Chile Chico del SM de General Carrera en el escenario de demanda máxima del año 2019.

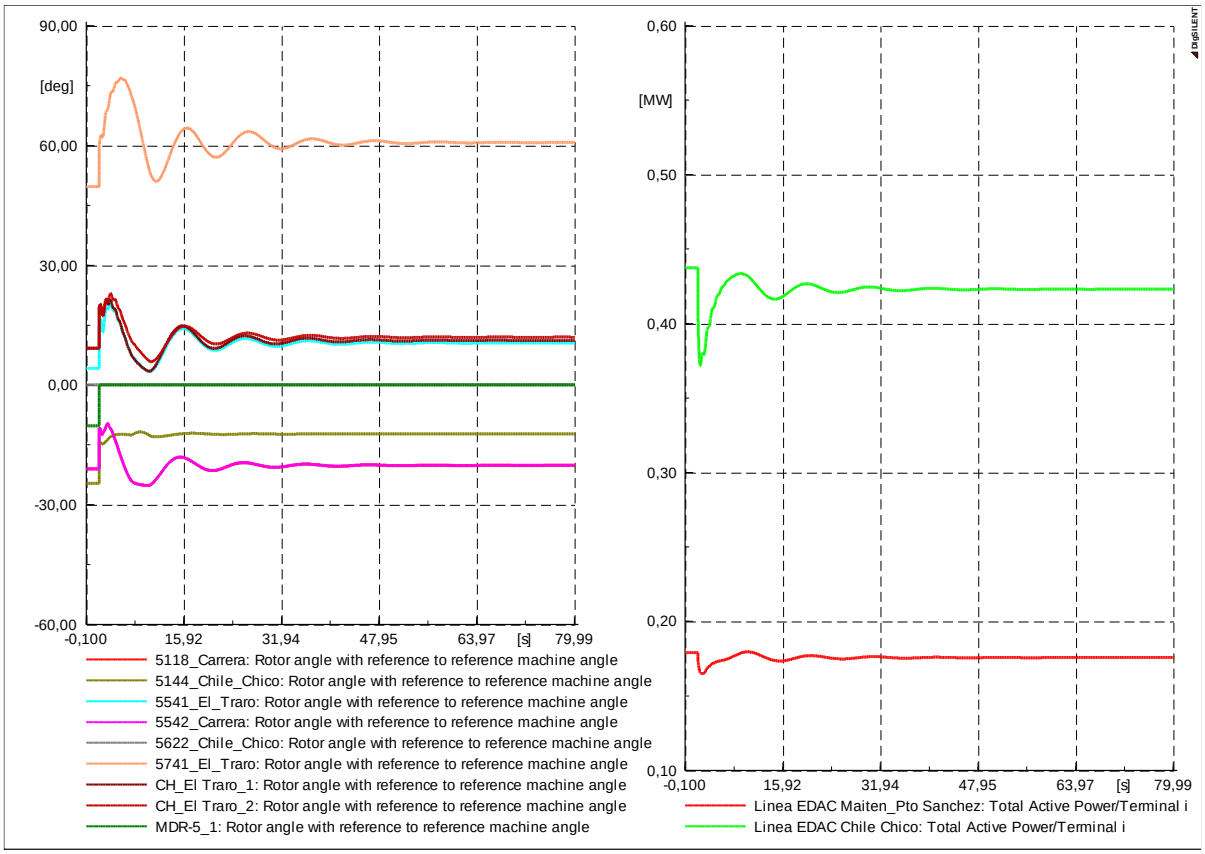


Figura 60: Comportamiento dinámico del Ángulo de rotor (izquierda) y las demandas sujetas a EDAC (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5622 Chile Chico del SM de General Carrera en el escenario de demanda máxima del año 2019.

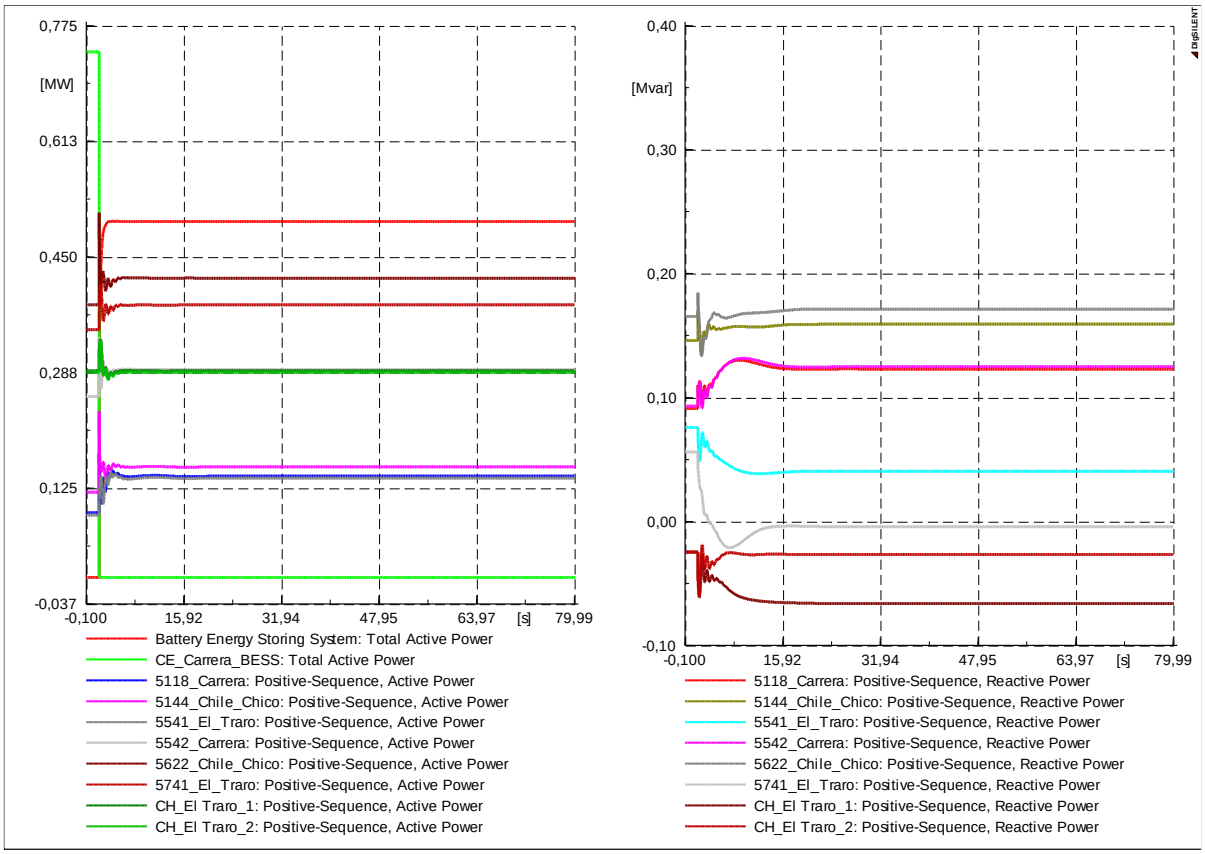


Figura 61: Comportamiento dinámico de la Potencia Activa de las unidades de generación (izquierda) y la Potencia Reactiva (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la Central Eólica Carrera del SM de General Carrera en el escenario de demanda máxima del año 2020.

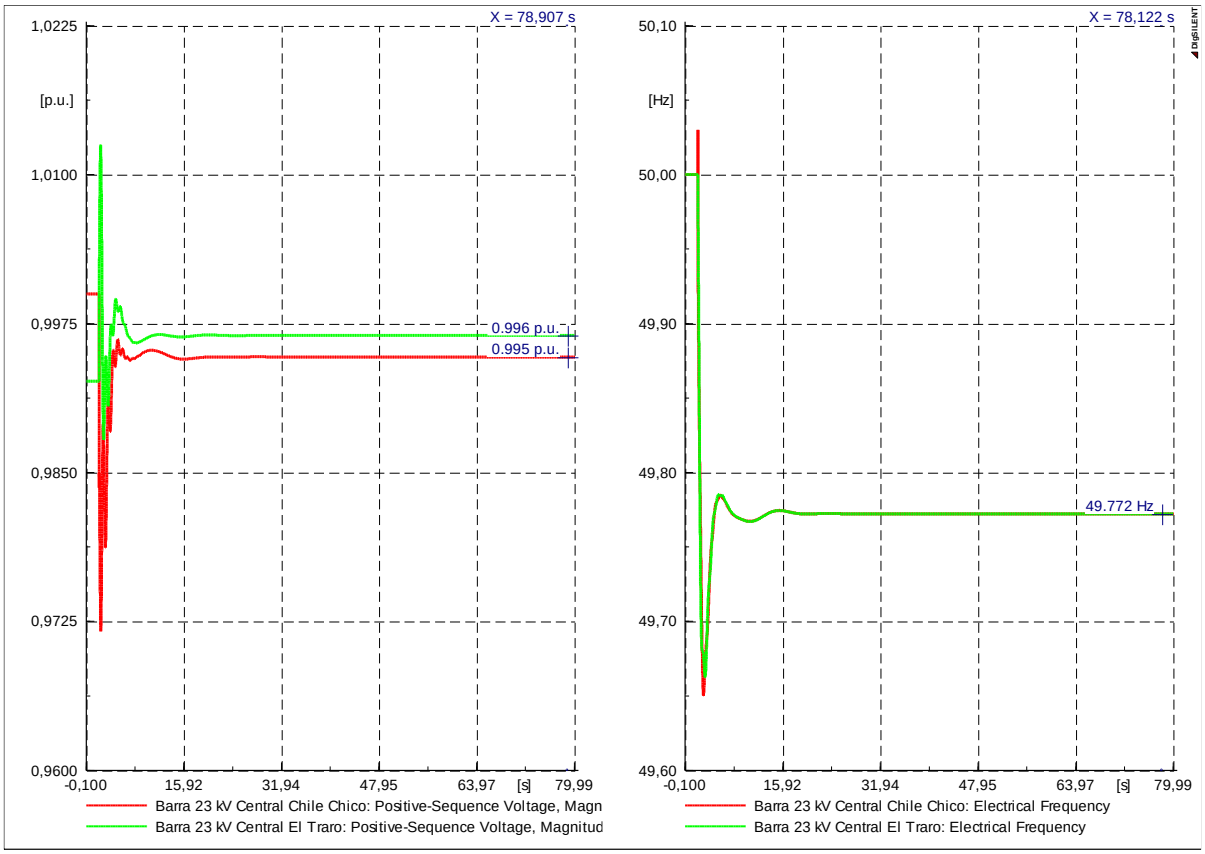


Figura 62: Comportamiento dinámico de la Tensión (izquierda) y la Frecuencia (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la Central Eólica Carrera del SM de General Carrera en el escenario de demanda máxima del año 2020.

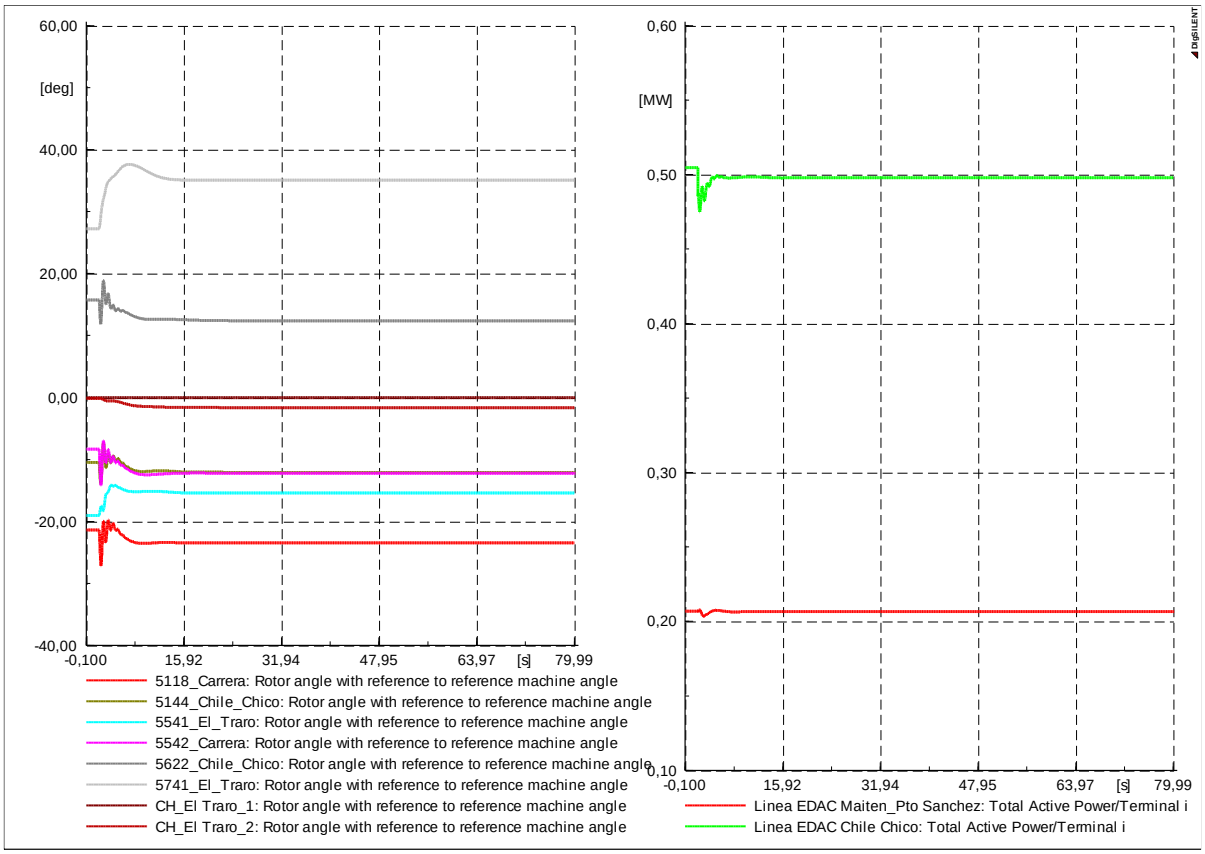


Figura 63: Comportamiento dinámico del Ángulo de rotor (izquierda) y las demandas sujetas a EDAC (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la Central Eólica Carrera del SM de General Carrera en el escenario de demanda máxima del año 2020.

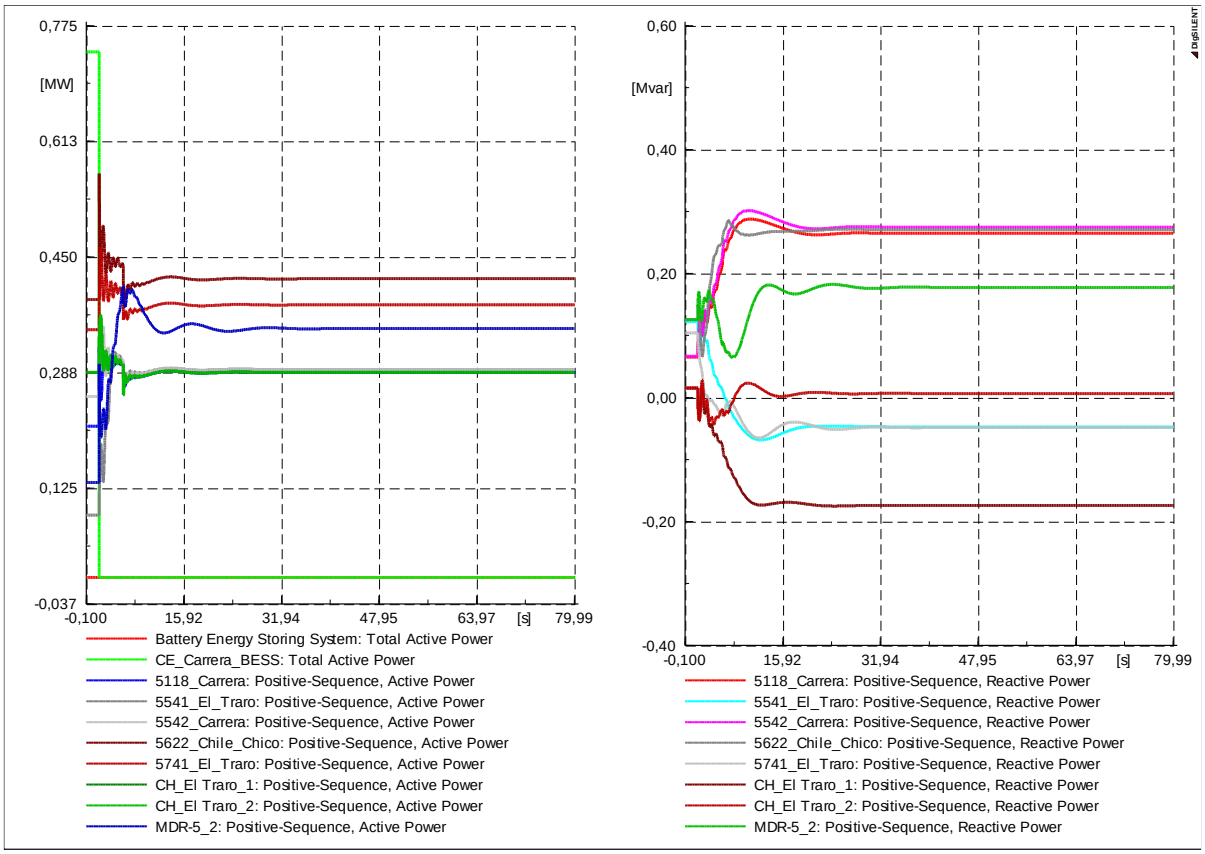


Figura 64: Comportamiento dinámico de la Potencia Activa de las unidades de generación (izquierda) y la Potencia Reactiva (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la Central Eólica Carrera del SM de General Carrera en el escenario de demanda máxima del año 2021.

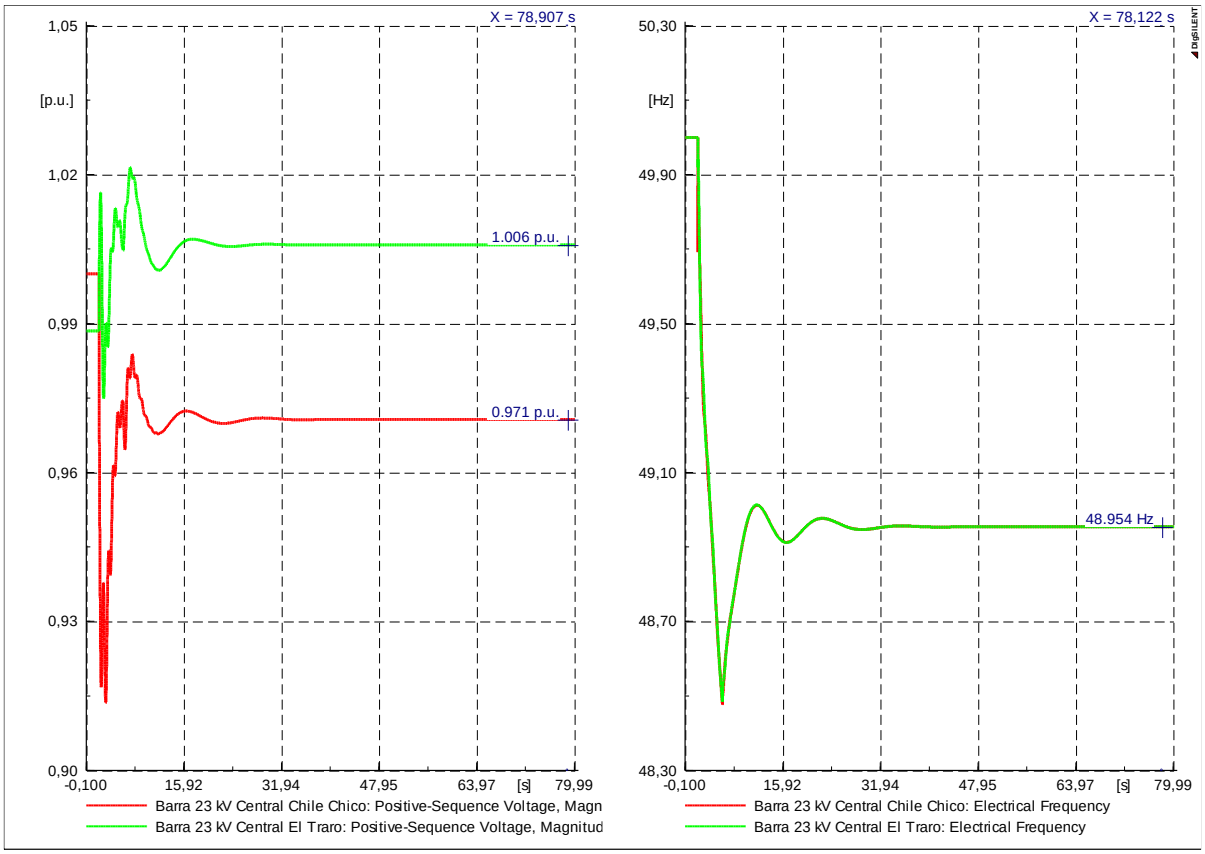


Figura 65: Comportamiento dinámico de la Tensión (izquierda) y la Frecuencia (derecha) frente a la desconexión intempestiva de Central Eólica Carrera del SM de General Carrera en el escenario de demanda máxima del año 2021.

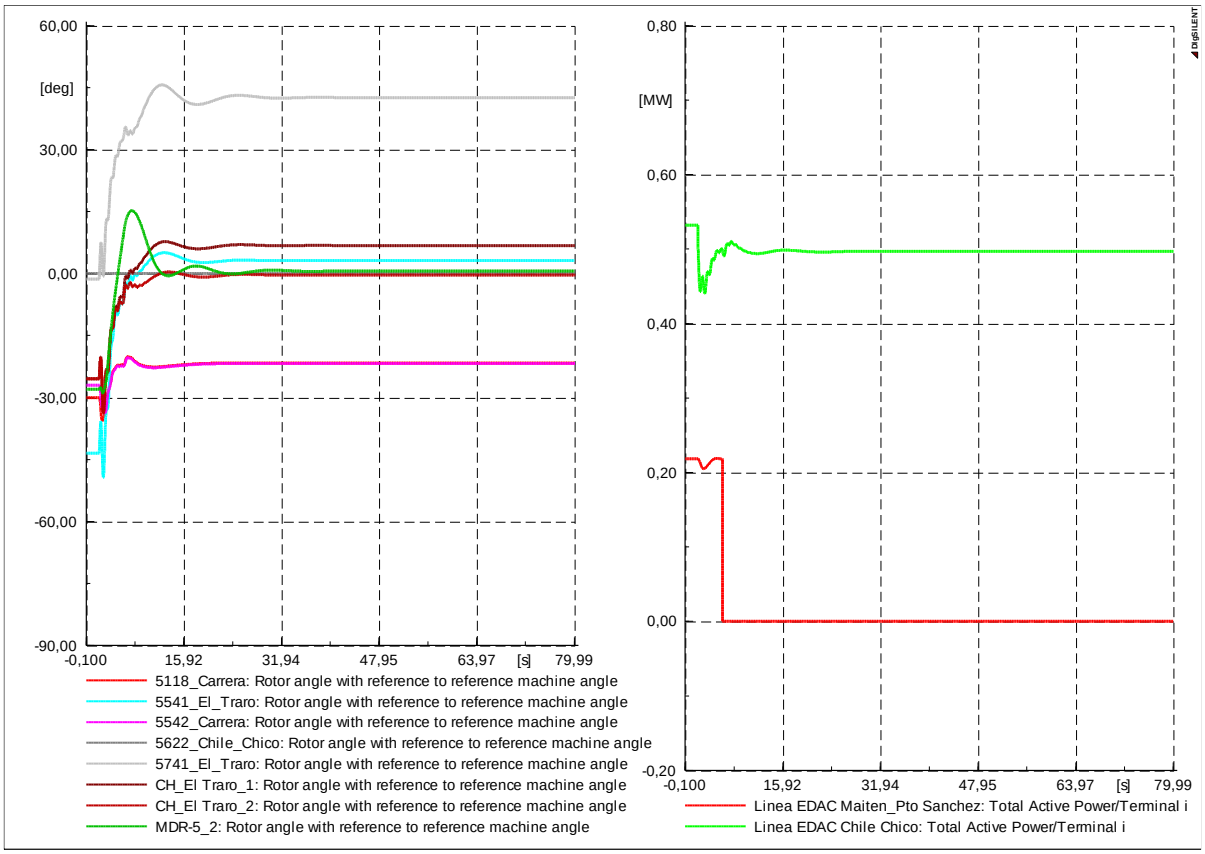


Figura 66: Comportamiento dinámico del Ángulo de rotor (izquierda) y las demandas sujetas a EDAC (derecha) frente a la desconexión intempestiva de Central Eólica Carrera del SM de General Carrera en el escenario de demanda máxima del año 2021.

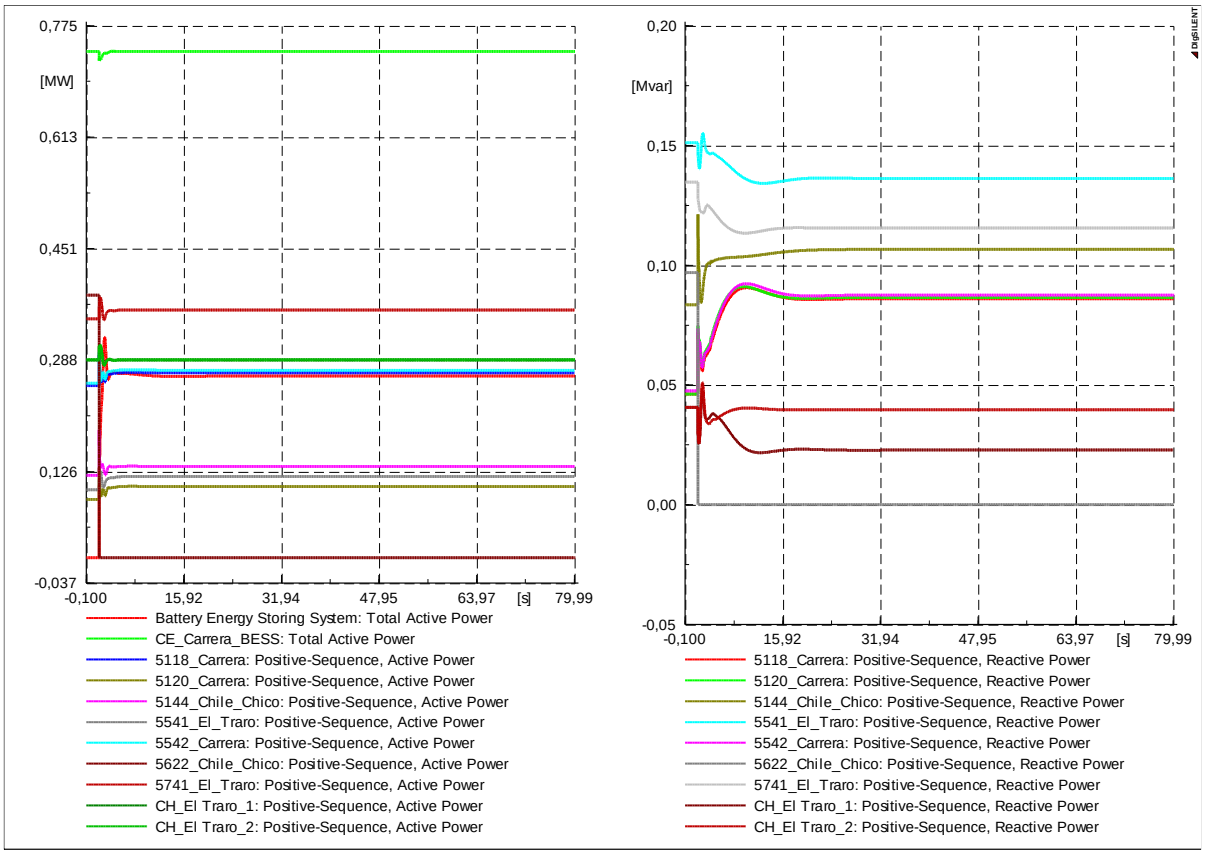


Figura 67: Comportamiento dinámico de la Potencia Activa de las unidades de generación (izquierda) y la Potencia Reactiva (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la Central Eólica Carrera del SM de General Carrera en el escenario de demanda máxima del año 2022.

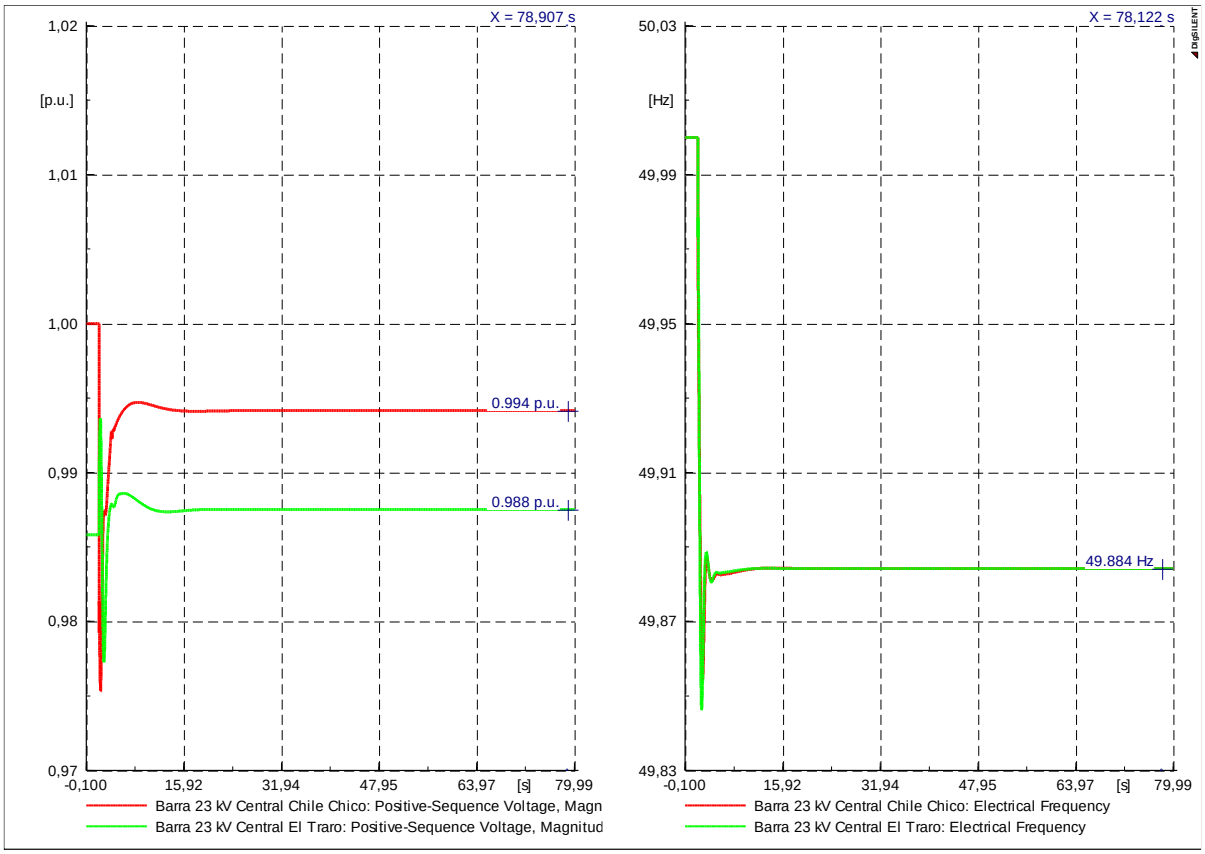


Figura 68: Comportamiento dinámico de la Tensión (izquierda) y la Frecuencia (derecha) frente a la desconexión intempestiva de Central Eólica Carrera del SM de General Carrera en el escenario de demanda máxima del año 2022.

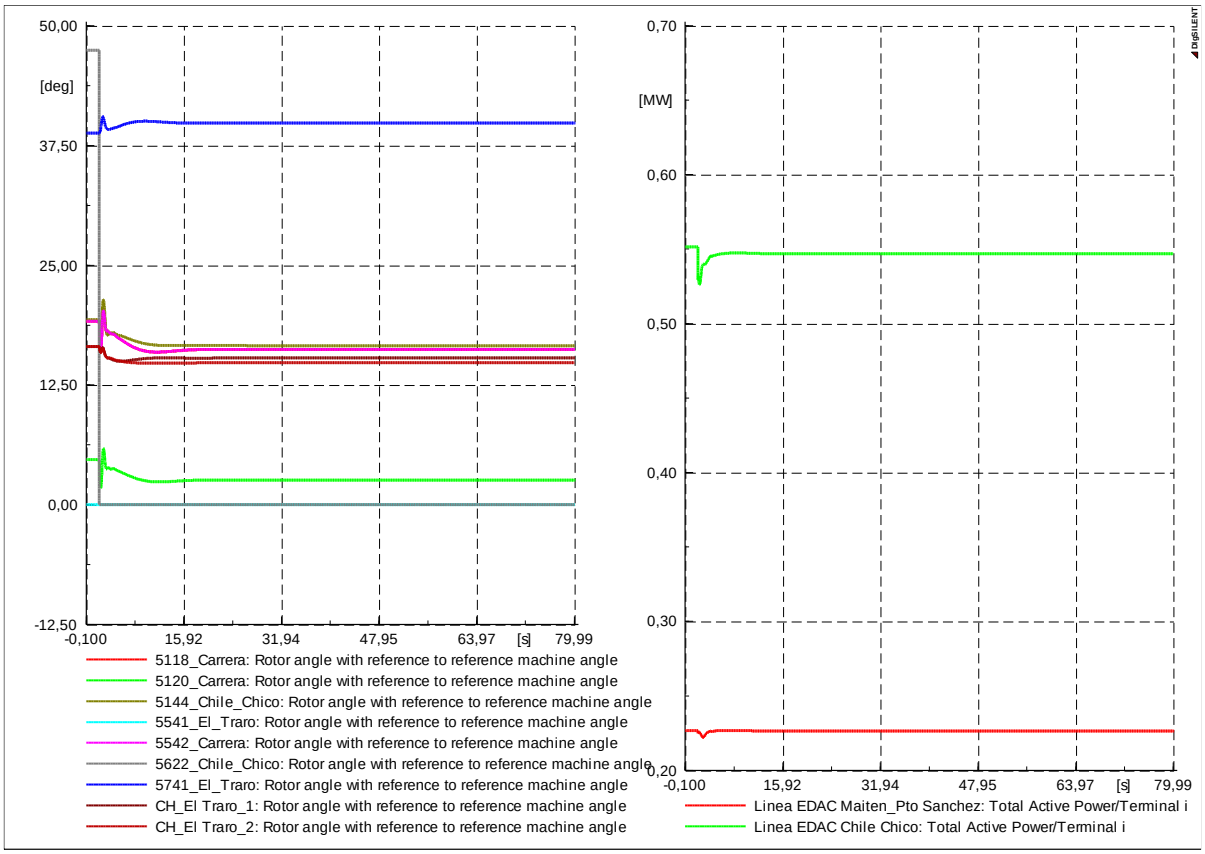


Figura 69: Comportamiento dinámico del Ángulo de rotor (izquierda) y las demandas sujetas a EDAC (derecha) frente a la desconexión intempestiva de Central Eólica Carrera del SM de General Carrera en el escenario de demanda máxima del año 2022.

29.6.3 Análisis dinámico para el SM de Palena

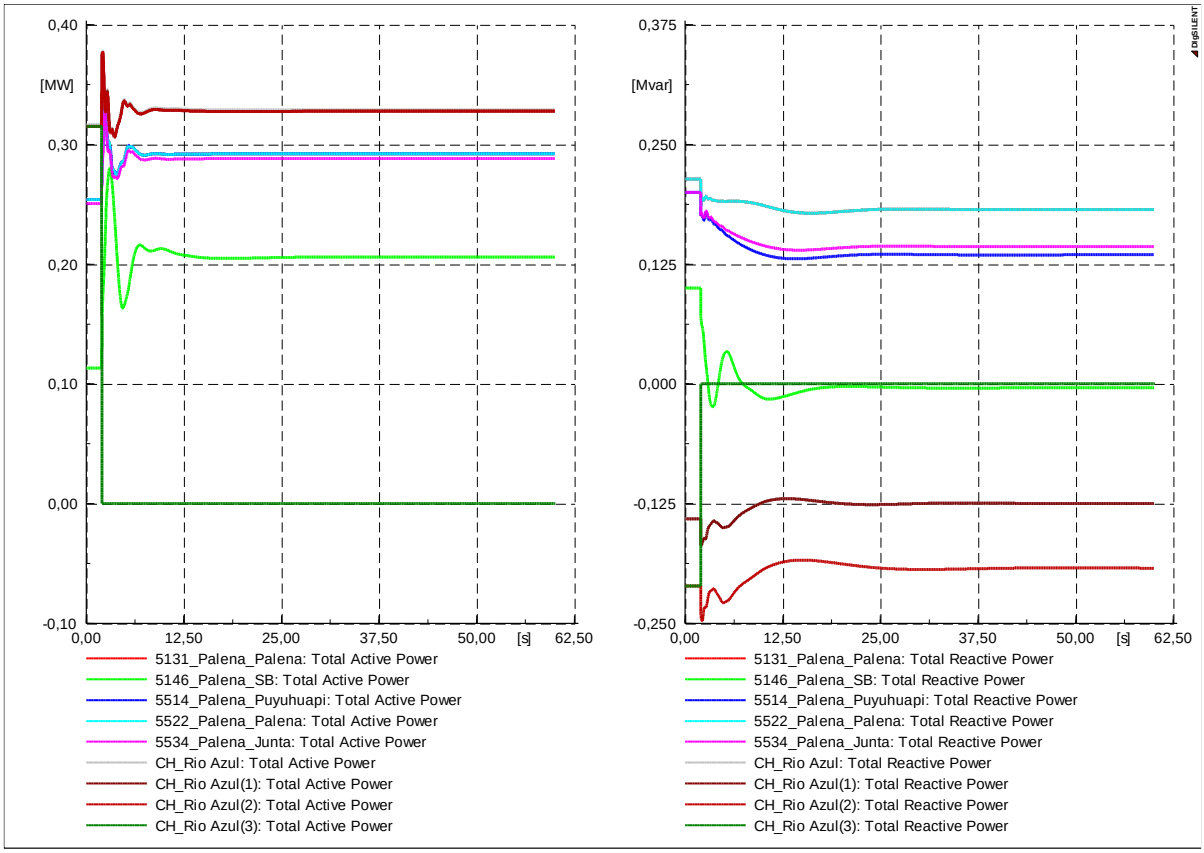


Figura 70: Comportamiento dinámico de la Potencia Activa de las unidades de generación (izquierda) y la Potencia Reactiva (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad N°3 CH Río Azul del SM de Palena en el escenario de demanda máxima del año 2019.

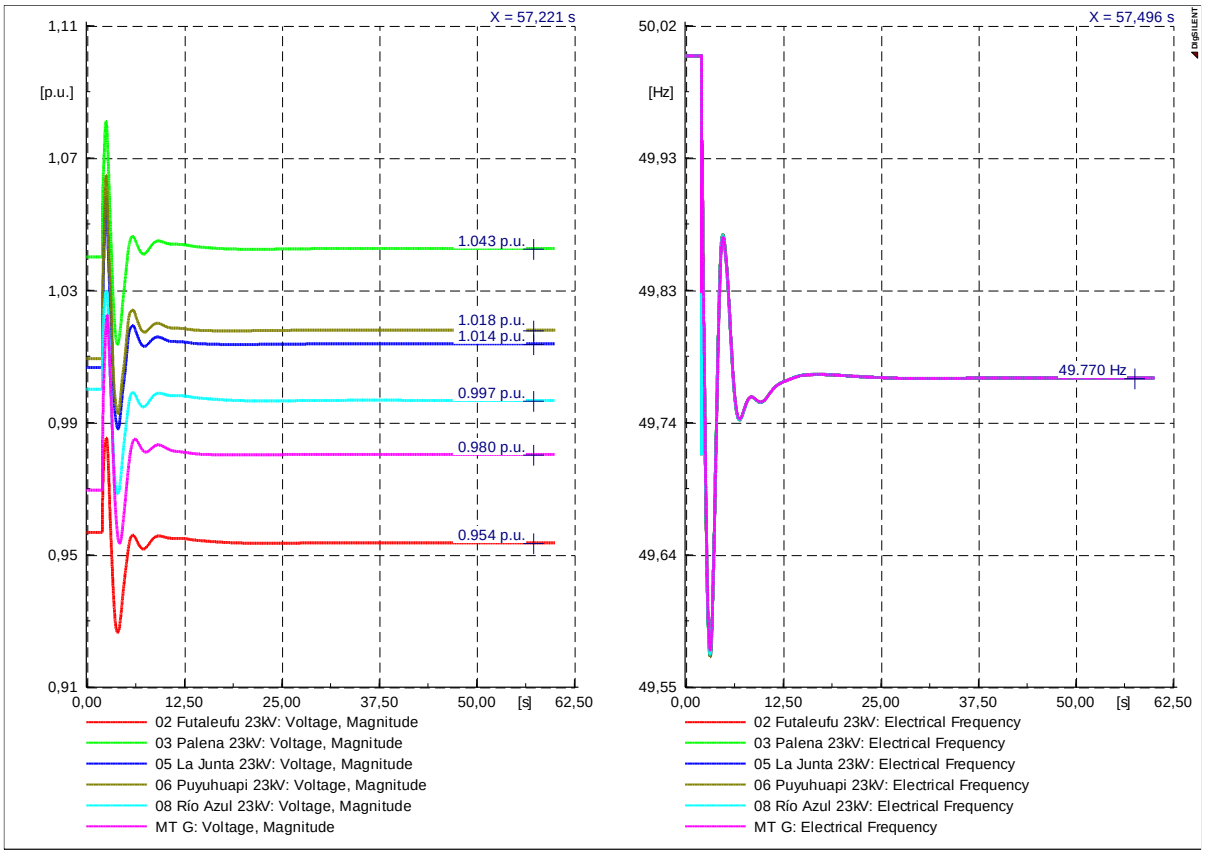


Figura 71: Comportamiento dinámico de la tensión (izquierda) y la frecuencia (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad N°3 CH Río Azul del SM de Palena en el escenario de demanda máxima del año 2019.

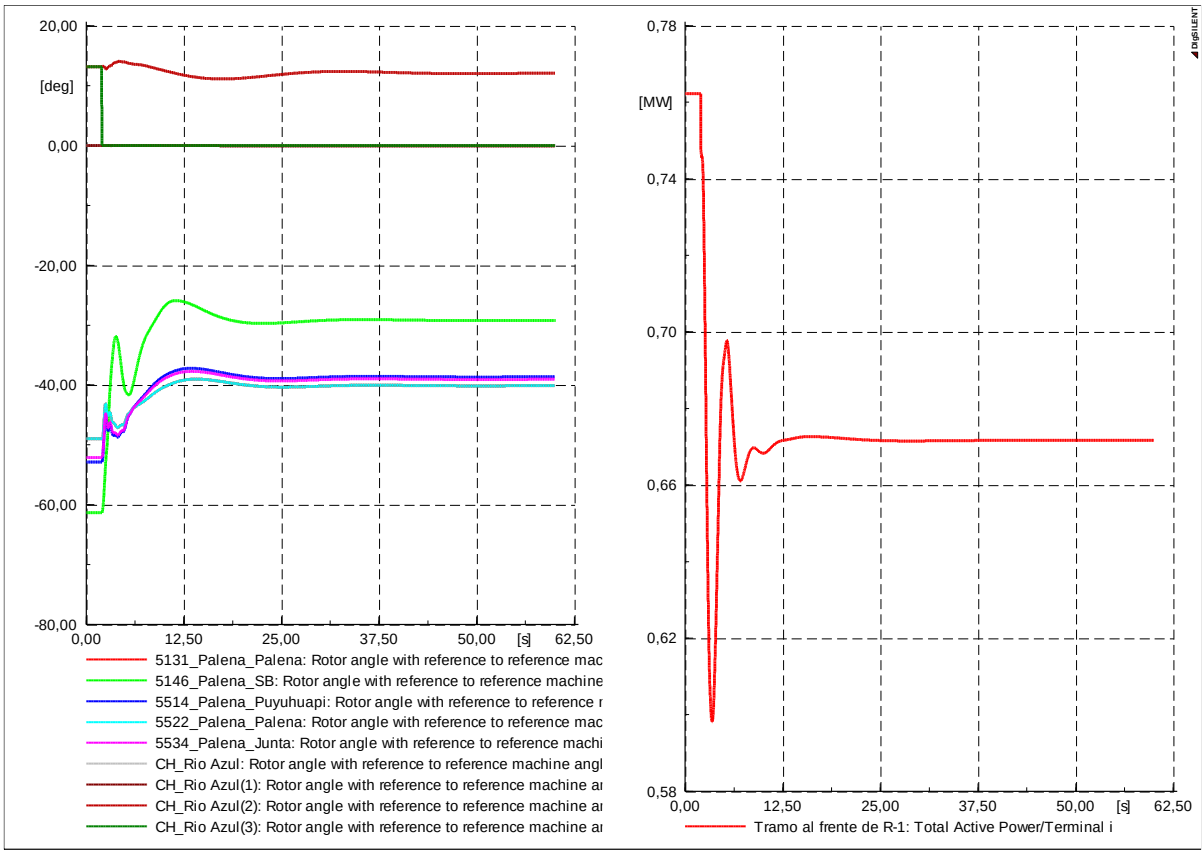


Figura 72: Comportamiento dinámico del ángulo del rotor de las unidades de generación (izquierda) y demandas sujetas a EDAC (derecha), frente a la desconexión intempestiva de la unidad N°3 CH Río Azul del SM de Palena en el escenario de demanda máxima del año 2019.

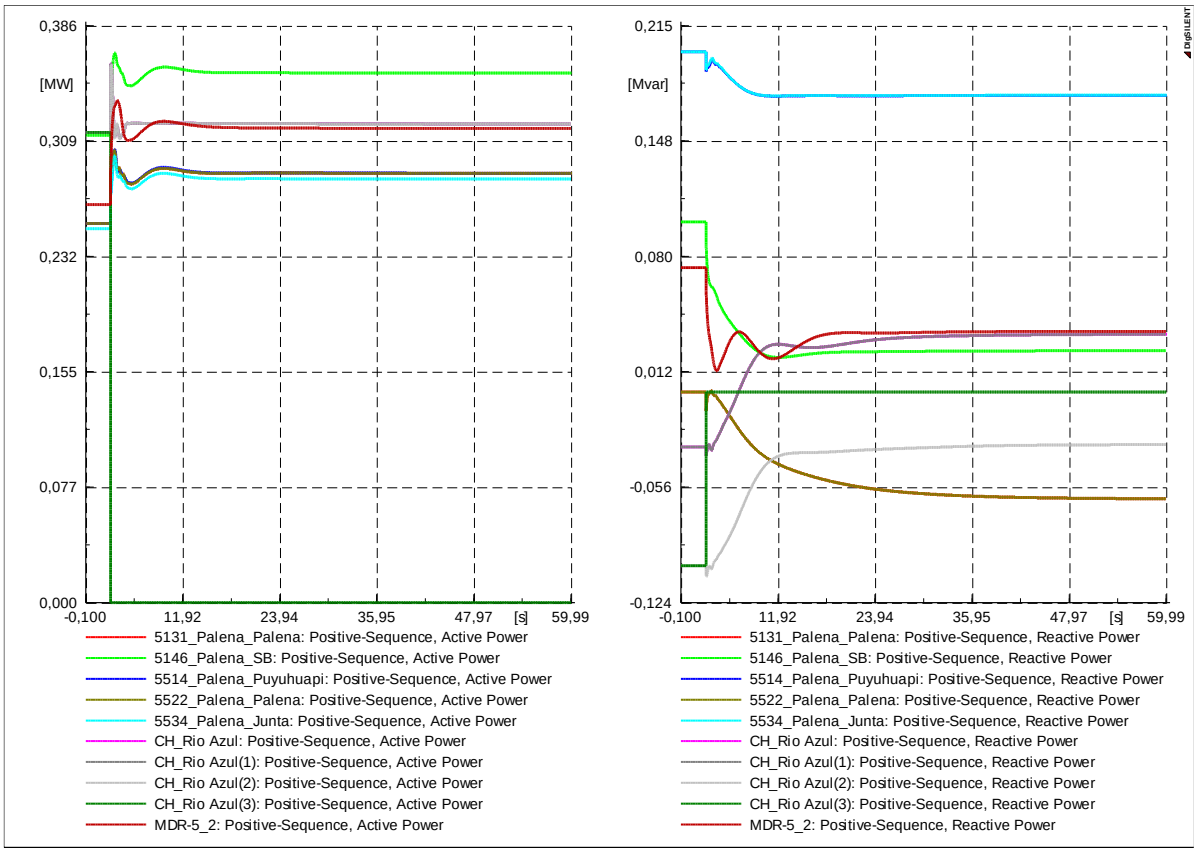


Figura 73: Comportamiento dinámico de la Potencia Activa de las unidades de generación (izquierda) y la Potencia Reactiva (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad N°3 CH Río Azul del SM de Palena en el escenario de demanda máxima del año 2022.

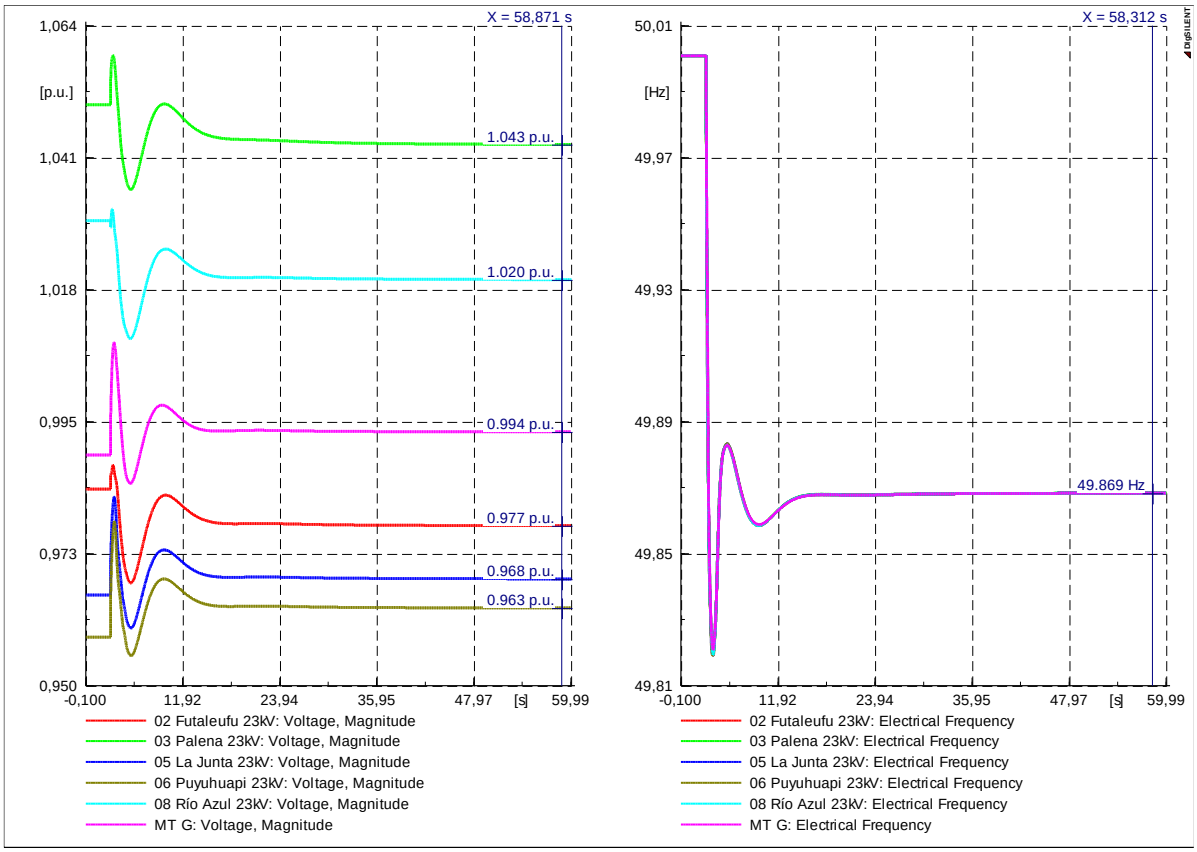


Figura 74: Comportamiento dinámico de la tensión (izquierda) y la frecuencia (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad N°3 CH Río Azul del SM de Palena en el escenario de demanda máxima del año 2022.

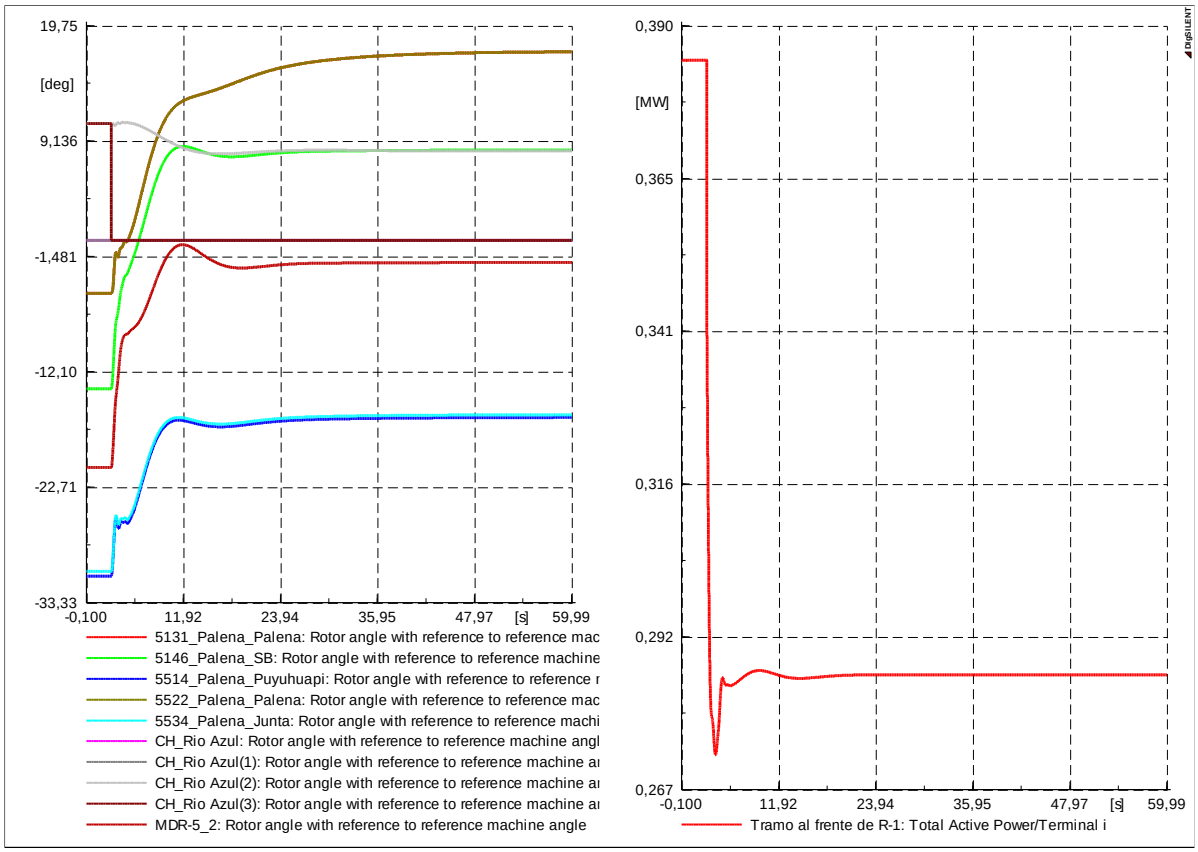


Figura 75: Comportamiento dinámico del ángulo del rotor de las unidades de generación (izquierda) y demandas sujetas a EDAC (derecha), frente a la desconexión intempestiva de la unidad N°3 CH Río Azul del SM de Palena en el escenario de demanda máxima del año 2022.

ff

30 ANEXO: CÁLCULO DEL COSTO INCREMENTAL DE DESAROLLO

El Costo Incremental de Desarrollo (CID) a nivel de generación y transmisión corresponde al costo medio por unidad de demanda incremental de potencia y energía de un proyecto de expansión eficiente del sistema cuyo VAN es igual a cero.

El concepto de Costo Incremental de Desarrollo surge como una aproximación al concepto de Costo Marginal, desarrollado en la teoría económica clásica. Se aplica en situaciones donde los cambios de capacidad instalada sólo se pueden llevar a cabo en forma discreta, y el CID entrega una medida del costo de proveer las últimas unidades del servicio o capacidad. El fundamento de usar el concepto de CID es que en el límite éste converge al costo marginal cuando los cambios en la capacidad instalada convergen a la unidad.

El CID corresponde a la suma de los costos de inversión de las ampliaciones y de los aumentos de los costos de operación, de un sistema en que se realizan las ampliaciones de capacidad de generación y transmisión que minimizan el costo actualizado de la inversión, operación, mantenimiento y energía no suministrada, en un periodo de planificación no menor a 15 años.

El objetivo de este capítulo es describir el cálculo del CID para cada barra de los sistemas medianos de Edelaysén una vez que se han determinado el Plan de Expansión Óptimo.

30.1 Metodología de Cálculo

Para la determinación del Costo Incremental de Desarrollo se ha utilizado la metodología expuesta en las Bases del Estudio. A continuación, se expone en detalle la metodología utilizada.

30.1.1 Valor Presente de los costos de inversión, COMA asignados a cada nudo de los sistemas

Para los cálculos a realizar con respecto al valor presente de costos de inversión, operación en el horizonte de planificación, se tienen los siguientes términos comunes:

H : Horizonte de planificación: quince años.

r : tasa de actualización: 10%.

30.1.1.1 Determinación de los costos de inversión y residuales de las ampliaciones de generación, Transmisión e infraestructura

Las inversiones correspondientes a las instalaciones determinadas en el Plan de Expansión Óptimo deben ser actualizadas al año de estudio. Para ello, el cálculo correspondiente para unidades generadoras e instalaciones de transmisión respectivamente es el siguiente:

$$VPIG_j = \sum_{t=0}^{H-1} \left[\frac{\sum_{g=1}^{NG} IG_{tg} \cdot FPROG_{jtg}}{(1+r)^t} \right] \quad \textbf{(27-3)}$$

$$VPIL_j = \sum_{t=0}^{H-1} \left[\frac{\sum_{l=1}^{NL} IL_{tl} \cdot FPROL_{jtl}}{(1+r)^t} \right] \quad \textbf{(27-4)}$$

Donde:

$VPIG_j$: Valor Presente de las inversiones en generación asociadas al incremento de demanda del nudo j, en US$.

$VPIL_j$: Valor Presente de las inversiones en instalaciones de transmisión asociadas al incremento de demanda del nudo j, en US$.

IG_{tg} : Inversión en la unidad generadora g, en el año t, en US$.

IL_{tl} : Inversión en el tramo de transmisión l, en el año t, en US$.

$FPROG_{jtg}$: Factor de prorrata de la inversión efectuada en el año t, en la unidad generadora g, en la inversión incremental y en el costo incremental anual de operación, asociada a la demanda incremental de energía presente en la barra j.

$FPROL_{jtl}$: Factor de prorrata de la inversión efectuada en el año t, en el tramo de transmisión l, en la inversión incremental y en el costo incremental anual de operación, asociada a la demanda incremental de energía presente en la barra j.

Por otra parte, el cálculo del valor actual de los valores residuales al final del horizonte de planificación de las inversiones en unidades generadoras y tramos de transmisión respectivamente, corresponde a:

$$VPRG_j = \sum_{t=0}^{H-1} \sum_{g=1}^{NG} RG_{tg} \cdot FPROG_{jtg} \quad \textbf{(27-5)}$$

$$VPRL_j = \sum_{t=0}^{H-1} \sum_{l=1}^{NL} RG_{tl} \cdot FPROL_{jtl} \qquad \textbf{(27-6)}$$

Donde:

$VPRG_j$: Valor Presente de los valores residuales de las unidades generadoras asignadas al nodo j, en US$.

$VPRL_j$: Valor Presente de los valores residuales de las instalaciones de transmisión asignadas al nodo j, en US$.

RG_{tg} : Valor residual al final del horizonte de planificación de la inversión en la unidad generadora g, realizada en el año t, en US$.

RL_{tl} : Valor residual al final del horizonte de planificación de la inversión en el tramo de transmisión l, realizada en el año t, en US$.

30.1.1.2 Determinación del incremento en los costos de COMA

A continuación, se muestra el cálculo del valor presente de los incrementos en los costos de operación, mantenimiento, administración y comercialización en que incurre la Empresa al implementar el Plan de Expansión Óptimo, respecto de los costos del año base del Estudio.

El valor presente de los costos de operación, falla, mantenimiento, administración y comercialización asociados al nudo j, se calcula como:

$$VPCOMG_j = \sum_{t=1}^{H} \left[\frac{\sum_{g=1}^{NG} \left(COMG_{tg} \cdot FPROG_{jtg} - COMG_{0g} \cdot FPROG_{j0g} \right)}{(1+r)^t} \right] \qquad \textbf{(27-7)}$$

$$VPCOML_j = \sum_{t=1}^{H} \left[\frac{\sum_{l=1}^{NL} \left(COML_{tl} \cdot FPROL_{jtl} - COML_{0l} \cdot FPROL_{j0l} \right)}{(1+r)^t} \right] \qquad \textbf{(27-8)}$$

Donde:

$VPCOMG_j$: Valor Presente de los costos de operación, falla, mantenimiento, administración y comercialización de las unidades generadoras asignadas al nudo j, en US$.

$VPCOML_j$: Valor Presente de los costos de operación, falla, mantenimiento, administración y comercialización de las instalaciones de transmisión asignadas al nudo j, en US$.

$COMG_{tg}$: Costos de operación, falla, mantenimiento, administración y comercialización efectuados el año t y asignados a la unidad generadora g, en US$.

$COML_{tl}$: Costos de operación, falla, mantenimiento, administración y comercialización efectuados el año t y asignados al tramo de transmisión l, en US$.

$COMG_{0g}$: Costos de operación, falla, mantenimiento, administración y comercialización efectuados el año base y asignados a la unidad generadora g, en US$.

$COML_{0l}$: Costos de operación, falla, mantenimiento, administración y comercialización efectuados el año base y asignados al tramo de transmisión l, en US$.

Los valores presentes calculados son utilizados posteriormente en el cálculo final del CID para cada nudo del sistema.

30.1.2 Valor Presente de los incrementos de generación y demanda de energía y potencia

Para los cálculos a realizar con respecto al valor presente de los incrementos de demanda y generación de energía en el horizonte de planificación, se tienen los siguientes términos comunes:

H : Horizonte de planificación: quince años.

r : tasa de actualización: 10%.

El incremento de energía demandada en el año t, en el nodo j corresponde a:

$$DIE_{jt} = E_{jt} - E_{j0} \qquad \textbf{(27-9)}$$

Donde:

DIE_{jt} : Incremento de energía demandada en el nodo j, en el año t.

E_{jt} : representa la proyección de demanda para el período t en el nodo j, en kWh.

E_{0t} : es la energía demandada en el año base del estudio (2008) en el nodo j, en kWh.

Por otra parte, el valor presente en kWh del incremento total de energía generada en el período de planificación, asignada al nodo j corresponde a:

$$VPDIE_j = \sum_{t=1}^{H} \frac{E_{jt} - E_{j0}}{(1+r)^t} \qquad \textbf{(27-10)}$$

La determinación del aumento de generación de energía en el nudo j para el año t (GIE_j) en kWh, corresponde al cálculo de:

$$GIE_j = \sum_{g=1}^{NG} \left(EG_{tg} \cdot FPROG_{jtg} - EG_{0g} \cdot FPROG_{j0g} \right) \qquad \textbf{(27-11)}$$

Donde:

EG_{tg} : representa la generación del generador g para el período t, en kWh.

EG_{0g} : es la energía generada por el generador g en el año base del estudio (2016), en kWh.

$FPROG_{jtg}$: corresponde al factor de prorrata de la inversión efectuada el año t en la unidad generadora g, en la inversión incremental y en el costo incremental anual de operación, asociada a la demanda incremental de energía presente en la barra j del sistema.

$FPROG_{j0g}$: corresponde al factor de prorrata de la inversión efectuada el año base en la unidad generadora g, en la inversión incremental y en el costo incremental anual de operación, asociada a la demanda incremental de energía presente en la barra j del sistema.

Los valores presentes calculados son utilizados posteriormente para el cálculo del factor de penalización de energía y en el cálculo final. El valor presente del incremento total de energía generada en el período de planificación en kWh, en el nodo j corresponde a:

$$VPGIE_j = \sum_{t=1}^{H} \left[\frac{\sum_{g=1}^{NG} \left(EG_{tg} \cdot FPROG_{jtg} - EG_{0g} \cdot FPROG_{j0g} \right)}{(1+r)^t} \right] \quad \textbf{(27-12)}$$

30.1.3 Factor de Penalización de Energía

El Factor de Penalización de Energía, utilizado en el cálculo del CID de generación y transmisión es calculado de la siguiente forma:

$$FpE_j = \frac{VPperILE_j}{VPDIE_j} + 1 \quad \textbf{(27-13)}$$

$$VPperILE_j = \sum_{t=1}^{H} \left[\frac{\sum_{l=1}^{NL} perLE_{tl} \cdot FPROL_{jtl} - perLE_{0l} \cdot FPROL_{j0l}}{(1+r)^t} \right] \quad \textbf{(27-14)}$$

$$VPDIE_j = \sum_{t=1}^{H} \frac{E_{jt} - E_{j0}}{(1+r)^t} \quad \textbf{(27-15)}$$

Donde:

$VPperILE_j$: Valor Presente de las pérdidas incrementales de energía en el nudo j, en kWh.

$VPDIE_j$: Valor Presente de las demandas incrementales en el nudo j, en kWh.

$perLE_{tl}$: Pérdidas de transmisión de energía en el tramo de transmisión l en el año j, en kWh.

$perLE_{0l}$: Pérdidas de transmisión de energía en el tramo de transmisión l en el año base, en kWh.

30.1.4 Cálculo del Costo Incremental de Desarrollo

El cálculo del Costo Incremental de Desarrollo consta en principio de dos componentes. Por una parte, se calcula el CID correspondiente a las unidades de generación y por otra el CID correspondiente a los tramos de transmisión definidos.

Si bien, en el caso particular de los sistemas medianos de Edelaysén no es necesario realizar este cálculo en forma separada, debido a la integración vertical existente, se realizará de todas maneras así, como una forma de mostrar una mayor claridad en los resultados obtenidos.

30.1.4.1 Costo Incremental de Desarrollo de Generación

El Costo Incremental de Desarrollo asignado al nudo j correspondiente a las unidades generadoras ($CIDG_j$) en dólares de diciembre de 2016 (US$), se calcula de la siguiente forma:

$$CIDG_j = \frac{\left(VPIG_j - VPRG_j + VPCOMG_j\right)}{VPGIE_j} FpE_j \qquad \textbf{(27-16)}$$

Donde:

$VPIG_j$: Valor Presente de las inversiones en unidades generadoras asociadas al incremento de demanda del nudo j, en US$. Ver ecuación).

$VPRG_j$: Valor Presente de los residuos de inversiones en unidades generadoras, asociadas al incremento de demanda del nudo j, en US$. Ver ecuación).

$VPCOMG_j$: Valor Presente de los incrementos de los costos de operación, mantenimiento, comercialización y administración asociados a generación y al incremento de demanda del nudo j, en US$. Ver ecuación).

$VPGIE_j$: Valor Presente de los incrementos de generación de energía asociados a incrementos de demanda en el nodo j, en kWh. Ver ecuación).

FpE_j : Factor de Penalización por pérdidas incrementales de energía en el nodo j. Ver ecuación).

El CID de generación, sumado al de instalaciones de transmisión, entrega el CID total para cada nudo de los sistemas analizados.

30.1.4.2 Costo Incremental de Desarrollo de Transmisión

El Costo Incremental de Desarrollo asignado al nudo j correspondiente a las instalaciones de transmisión ($CIDL_j$) en dólares de diciembre de 2016 (US$), se calcula de la siguiente forma:

$$CIDL_j = \frac{\left(VPIL_j - VPRL_j + VPCOML_j\right)}{VPGIE_j} FpE_j \qquad \textbf{(27-17)}$$

Donde:

$VPIL_j$: Valor Presente de las inversiones en instalaciones de transmisión, asociadas al incremento de demanda del nudo j, en US$. Ver ecuación).

$VPRL_j$: Valor Presente de los residuos de inversiones en instalaciones de transmisión, asociadas al incremento de demanda del nudo j, en US$. Ver ecuación).

$VPCOML_j$: Valor Presente de los incrementos de los costos de operación, mantenimiento, comercialización y administración asociados a transmisión, asociadas al incremento de demanda del nudo j, en US$. Ver ecuación).

$VPGIE_j$: Valor Presente de los incrementos de generación de energía asociados a incrementos de demanda en el nodo j, en kWh. Ver ecuación).

FpE_j : Factor de Penalización por pérdidas incrementales de energía en el nodo j. Ver ecuación).

30.1.4.3 Costo Incremental de Desarrollo de Generación y Transmisión

Finalmente, una vez calculados los Costos Incrementales de Desarrollo de generación y transmisión para cada barra, el CID total asociado a cada nodo j corresponde simplemente a la suma de ellos. Es decir:

$$CID_j = CIDG_j + CIDL_j \qquad \textbf{(27-18)}$$

30.2 Costo Incremental de Desarrollo del sistema de Aysén

A continuación se presenta el CID para el sistema de Aysén.

Tabla 166: Costo Incremental de Desarrollo para las barras del sistema de Aysén

CID de Generación y Transmisión						
(US$/MWh)	Aysén	Chacabuco	Mañihuales	Ñirehuao	Tehuelche	Compuesto
CIDG	75,63	73,70	70,85	70,13	70,00	71,64
CIDL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CID	**75,63**	**73,70**	**70,85**	**70,13**	**70,00**	**71,64**

30.3 Costo Incremental de Desarrollo del sistema de General Carrera

A continuación se presenta el CID para el sistema de General Carrera.

Tabla 167: Costo Incremental de Desarrollo para el sistema de General Carrera

CID de Generación y Transmisión	
(US$/MWh)	General Carrera
CIDG	150,05
CIDL	0,00
CID	**150,05**

30.4 Costo Incremental de Desarrollo del sistema de Palena

A continuación se presenta el CID para el sistema de Palena.

Tabla 168: Costo Incremental de Desarrollo para el sistema de Palena

CID de Generación y Transmisión	
(US$/MWh)	Palena
CIDG	155,26
CIDL	0,00
CID	**155,26**

31 ANEXO: PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE

La metodología desarrollada por el Consultor considera resolver el problema de optimización mediante simulaciones en etapas. Para estas etapas se consideran tanto las unidades existentes como los módulos de generación definidos como candidatas caracterizadas en el Anexo 29.

31.1 Proyecto de Reposición Eficiente en Generación

31.1.1 Metodología

Etapa 1 - Reposición con consideraciones económicas

Para la determinación del Proyecto de Reposición Eficiente se considera, en una primera etapa, una reposición considerando todas las unidades candidatas, incluyendo las existentes, de manera de obtener el plan de generación eficiente para el abastecimiento de la demanda, considerando una hidrología de 50% de excedencia. Para estos efectos, se consideró el subconjunto de hidrologías o generación real común a todos los proyectos hidráulicos.

Etapa 2 - Suficiencia diésel y Criterio N-1

Una vez definido el plan de inversiones suficiente y económico en generación se debe considerar restricciones adicionales de seguridad como es el cumplimiento de un criterio N-1, el cual considera que el sistema cuente con capacidad de reserva que garantice suficiencia de potencia en el caso de la salida de la unidad de mayor tamaño. Adicionalmente, este criterio debe considerar en forma paralela, el margen de reserva en giro que exige la Norma Técnica para los sistemas medianos, correspondiente al 10% de la capacidad nominal de generación para las unidades.

Finalmente, también se corrobora si es necesario adelantar o incorporar unidades diésel de menor tamaño para efectos del cumplimiento de suficiencia diésel para todo el periodo de planificación, considerando una hidrología seca (excedencia 95%).

Etapa 3 - Modelo de Despacho Horario

Una vez determinado el plan de expansión de generación del sistema, se simula la operación de este con un modelo de despacho horario desarrollado por el Consultor, que considera curvas de consumos específicos, tiempos mínimos de operación, y costos variables no combustibles en dólar por hora, se determina el despacho óptimo de energía y los costos de operación de las unidades definidas en el proyecto de reposición eficiente y su futura expansión.

31.2 Unidades Candidatas

Para la determinación del Proyecto de Reposición Eficiente se utilizan como candidatas tanto los módulos de generación definidos por el Consultor, como las unidades presentes hoy en la Empresa. De esta manera, el parque inicial eficiente y su futura expansión son determinados por el proceso de optimización donde compiten las unidades existentes con los módulos construidos.

El detalle de las unidades candidatas se encuentra en el Anexo 28 y en el anexo digital.

31.3 Resultados

Los resultados obtenidos para el Proyecto de Reposición Eficiente en Generación de cada sistema se presentan a continuación

31.3.1 Sistema de Aysén

Tabla 169: Proyecto de Reposición Eficiente en Generación sistema de Aysén

Proyecto	Potencia kW	Año Ingreso	Mes Ingreso
Central Hidro Monreal	3.000	2017	6
Central Hidro Lago Atravesado	11.000	2017	1
Central Hidro Puerto Aysen	6.600	2017	1
Eólica Alto Baguales	3.780	2017	1
5114_Térmica Puerto Aysén	1.200	2017	1
5148_Térmica Chacabuco	1.400	2017	1
5147_Térmica Tehuelche	1.600	2017	1
5641_Térmica Tehuelche	1.600	2017	1
5642_Térmica Tehuelche	1.600	2017	1
5657_Térmica Puerto Aysén	1.600	2017	1
5736_Térmica Tehuelche	1.800	2017	1
5101_Térmica Tehuelche	1.915	2017	1
5102_Térmica Tehuelche	1.915	2017	1
MDR-20_3	1.653	2017	1
MDR-20_4	1.653	2017	1
MDR-22_7	1.956	2017	1
MDR-22_8	1.956	2017	1
MDR-22_9	1.956	2017	1
Central Hidro San Víctor	2.990	2021	8

31.3.2 Sistema de General Carrera

Tabla 170: Proyecto de Reposición Eficiente en Generación sistema General Carrera

Proyecto	Potencia kW	Año Ingreso	Mes Ingreso
Central Hidro El Traro	640	2017	1
5120_Térmica Carrera	282	2017	1
5118_Térmica Carrera	288	2017	1
5542_Térmica Carrera	292	2017	1
5541_Térmica El Traro	292	2017	1
5741_Térmica El Traro	400	2017	1
5622_Térmica Chile Chico	440	2017	1
MDR-2_1	245	2017	1
MDR-2_2	245	2017	1
MDR-2_3	245	2019	1
Eólica Chono BESS	1.000	2019	10
MDR-5_1	444	2020	1
MDR-5_2	444	2023	1
MDR-5_3	444	2026	1
MDR-2_4	245	2029	1
MDR-2_5	245	2031	1

31.3.3 Sistema de Palena

Tabla 171: Proyecto de Reposición Eficiente en Generación sistema de Palena

Proyecto	Potencia kW	Año Ingreso	Mes Ingreso
Central Hidro Río Azul	1.400	2017	1
5625_Térmica Santa Bárbara	109	2017	1
5626_Térmica Santa Bárbara	109	2017	1
5520_Térmica Futaleufú	256	2017	1
5534_Térmica La Junta	288	2017	1
5522_Térmica Palena	292	2017	1
5131_Térmica Palena	292	2017	1
5514_Térmica Puyuhuapi	292	2017	1
5146_Térmica Santa Bárbara	360	2017	1
MDR-2_1	245	2017	1
MDR-2_2	245	2017	1
MDR-2_3	245	2019	1
MDR-2_4	245	2020	1
MDR-5_1	444	2021	1
MDR-5_2	444	2024	1
MDR-5_3	444	2026	1
MDR-5_4	444	2029	1

31.4 Proyecto de Reposición Eficiente en Transmisión

En este anexo se presenta el análisis realizado para definir las características del sistema de transmisión asociado al proyecto de reposición eficiente de transmisión para los sistemas medianos de la Empresa.

Los sistemas de General Carrera y Palena no cuentan con un sistema de transmisión propiamente tal, sino solo un conjunto de generadores conectados directamente a distribución. Por tanto, en estos casos el proyecto de reposición eficiente se limita a identificar y contabilizar los equipos de subestación que son requeridos para interconectar la generación con las redes de distribución en el periodo de planificación.

En el caso del sistema de transmisión de Aysén no se estudiará la incorporación de una segunda línea de transmisión, por lo que se realizará el mismo análisis que para los sistemas de General Carrera y Palena.

31.4.1 Metodología

Para determinar el proyecto de reposición eficiente, se define bajo criterios técnicos y económicos el dimensionamiento de instalaciones de transmisión que permitan la interconexión entre las instalaciones de generación propuestas y las redes de distribución. Lo anterior dando cumplimiento a los requerimientos técnicos establecidas en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos (NTSyCS para SSMM).

31.5 Resultados

31.5.1 Aysén

En la Tabla 33 se presenta el Proyecto de Reposición Eficiente en Transmisión para Aysén.

Tabla 172: Proyecto de Reposición Eficiente de Transmisión para el sistema de Aysén (US$)

Fecha Ingreso	Elemento	Valor Inversión Total
2017	Instalaciones comunes SS/EE	2.256.291
2017	Líneas de transmisión	15.060.988
2017	Servidumbres Líneas	7.812.462
2017	Transformador de poder 23/33 kV	492.159

31.5.2 General Carrera

En la Tabla 34 se presenta el Proyecto de Reposición Eficiente en Transmisión para General Carrera.

Tabla 173: Proyecto de Reposición Eficiente de Transmisión para el sistema de General Carrera (US$)

Fecha Ingreso	Elemento	Valor Inversión Total
2017	Instalaciones comunes SS/EE	473.886

31.5.3 Palena

En la Tabla 35 se presenta el Proyecto de Reposición Eficiente en Transmisión para Palena.

Tabla 174: Proyecto de Reposición Eficiente de Transmisión para el sistema de Palena (US$)

Fecha Ingreso	Elemento	Valor Inversión Total
2017	Instalaciones comunes SS/EE	712.114

31.6 Estudios Eléctricos – Proyecto de Reposición Eficiente

ción (tensión y frecuencia) dentro de los márgenes establecidos por la NTSyCS para SSMM.

Aa

En este anexo se presentan los principales supuestos y resultados obtenidos de los estudios eléctricos desarrollados para los SSMM de Edelaysen. El objeto de estos estudios es verificar que el Proyecto de Reposición Eficiente propuesto para cada SM permite satisfacer determinados requisitos impuestos por la NTSyCS en el periodo de tarificación 2019-2022 en los SSMM de Aysén, General Carrera y Palena. Nótese que los estudios eléctricos aquí descritos no corresponden a los requeridos por la NTSyCS para SSMM en su capítulo 7, y sólo tienen por objeto evaluar la repercusión del Proyecto de Reposición Eficiente determinado en cada SM sobre la operación de régimen permanente y dinámica frente a contingencias.

Específicamente los aspectos tratados son la capacidad de regulación de tensión requerida para instalaciones de transmisión, la suficiencia de capacidad de las mismas y la estabilidad frente a contingencias en generación obtenida en cada caso. El análisis de estos aspectos se realiza mediante el cálculo de flujos de potencia y análisis de estabilidad dinámica en la herramienta de simulación PowerFactory DIgSILENT.

31.6.1 Consideraciones generales sobre la transmisión y generación

Como base para la representación de las redes de los SSMM de Edelaysen, se utiliza la modelación en formato PowerFactory DIgSILENT proporcionada por la misma empresa. Sobre esta, se incorpora la modelación explícita de instalaciones bajo evaluación en el presente proceso tarifario.

La modelación de las unidades generadoras no existentes en el parque generador actual determinadas por el Proyecto de Reposición Eficiente se realiza considerando los parámetros eléctricos y controladores de velocidad y tensión utilizados en unidades existentes de similares características. A partir de dichas unidades semejantes se ajusta un equivalente que permita considerar las particularidades (capacidad) de la nueva unidad.

Para las unidades existentes cuya modelación no consideraba controladores de velocidad y tensión, estos fueron supuestos a partir de máquinas de similares características que sí poseyeran controles en las bases de datos de los sistemas informados.

No se considera la modelación de nuevas instalaciones de transmisión ya que el plan de expansión en transmisión propuesto no contempla nuevas inversiones en este ámbito.

Respecto al despacho de las unidades generadoras, se ha considerado que:

- El cumplimiento de los márgenes de reserva establecidos en la normativa aplicable (mínimo 10% según artículo 5-11, de la NTSyCS para SSMM de 2006), distribuida en unidades que pueda prestar reserva, esto es, unidades térmicas.
- Consideración de la capacidad máxima de las unidades generadoras y el mínimo técnico informado para cada unidad generadora.
- Para el caso de sistemas con presencia de unidades generadoras con fuente primaria incierta, a saber, plantas eólicas o solares, la reserva en giro deberá ser al menos equivalente al despacho que tengan las unidades de estas características.

El despacho de unidades generadoras utilizado en los estudios eléctricos es el resultante de la metodología utilizada en el estudio de expansión de la generación.

31.6.2 Escenarios de evaluación

31.6.2.1 Consideraciones respecto al consumo

Debido a que se ha de verificar la suficiencia de instalaciones y capacidad de regulación de las mismas, el escenario de demanda supuesto en los estudios eléctricos está definido por el correspondiente a la demanda máxima anual proyectada para el periodo 2019-2022.

La proporción en que se distribuye la demanda máxima entre las cargas del sistema se obtiene en base a los escenarios de demanda máxima precargados en las bases de datos de DIgSILENT entregadas por SAESA para cada SM.

Tabla 175: Demanda [MW] proyectada para escenarios de demanda máxima 2019-2022 en SSMM de Edelaysen.

Sistema	Demanda máxima para los años de evaluación [MW]			
	2019	2020	2021	2022
Aysén	23,04	23,22	23,36	23,52
General Carrera	2,21	2,50	2,63	2,74
Palena	2,11	2,37	2,6	2,76

El factor de potencia utilizado para modelar todas las cargas es de 0,95 p.u. inductivo.

31.6.2.2 Consideraciones respecto a la Generación

De acuerdo con lo descrito en la sección anterior, los despachos de generación considerados en los escenarios de demanda máxima de los SSMM de Edelaysen para el horizonte evaluado se describen en las siguientes tablas.

Es importante notar que las unidades que se muestran en las siguientes tablas no representan la totalidad de las unidades instaladas consideradas en el Proyecto de Reposición Eficiente, sino que solo tiene en cuenta aquellas que operan en el escenario de demanda máxima para el periodo comprendido entre 2019 y 2022.

Tabla 176: Despacho de unidades generadoras para escenarios de demanda máxima 2019-2022 en SM de Aysén.

Central	Unidad Generadora	Despacho de unidades generadoras para escenario de demanda máxima							
		2019		2020		2021		2022	
		P [MW]	Q [MVAr]	P [MW]	Q [MVAr]	P [MW]	Q [MVAr]	P [MW]	Q [MVAr]
Tehuelche	5101	1,67	1,06	1,67	1,05	1,67	1,48	1,67	1,46
	5102	1,67	1,06	1,67	1,05	1,67	1,48	1,67	1,46
	5147	1,39	0,89	1,39	0,88	1,39	1,24	1,39	1,22
	5641	1,39	0,89	1,39	0,88	1,39	1,24	1,39	1,22
	5642	1,39	0,89	1,39	0,88	1,39	1,24	1,39	1,22
	5716	0,70	0,44	0,67	0,42	0,34	0,30	0,52	0,46
	5736	1,57	1,00	1,57	0,99	1,57	1,23	1,57	1,23
	MDR_22_7	-	-	1,17	0,74	-	-	0,59	0,51
	MDR_22_8	0,59	0,37	0,78	0,49	0,59	0,52	-	-
	MDR_22_9	1,19	0,76	-	-	-	-	-	-
Aysén	5114	1,04	0,07	1,04	0,08	1,04	-0,12	1,04	-0,11
	5116	2,83	0,31	2,83	0,33	2,83	-0,21	2,83	-0,17
	5117	0,85	0,00	0,85	0,06	0,85	0,00	0,85	0,00
	5657	1,39	0,45	1,39	0,46	1,39	0,20	1,39	0,21
	MDR_20_4	-	-	-	-	0,66	-0,08	0,66	-0,07
Chacabuco	5148	1,22	1,42	1,22	1,42	0,42	1,66	0,42	1,66
Eólica Alto Baguales	5108	0,17	-0,22	0,17	-0,22	0,17	-0,22	0,17	-0,22
	5109	0,17	-0,22	0,17	-0,22	0,17	-0,22	0,17	-0,22
	5110	0,17	-0,22	0,17	-0,22	0,17	-0,22	0,17	-0,22
	5534	0,24	0,68	0,24	0,68	0,24	0,68	0,24	0,68
	5535	0,24	0,68	0,24	0,68	0,24	0,68	0,24	0,68
CH Lago Atravesado	5106	4,07	0,29	4,07	0,29	4,08	0,29	4,07	0,29
Ibañez	5160	-	-	0,05	0,00	-	-	-	-
Nuevas centrales	CHP San Victor (ago21)	-	-	-	-	2,15	0,00	2,15	0,00

Según lo informado, la central CHP San Víctor entra en servicio en agosto del año 2021.

Tabla 177: Despacho de unidades generadoras para escenarios de demanda máxima 2019-2022 en SM de General Carrera.

Central	Unidad Generadora	Generación para escenarios de demanda máxima							
		2019		2020		2021		2022	
		P [MW]	Q [MVAr]	P [MW]	Q [MVAr]	P [MW]	Q [MVAr]	P [MW]	Q [MVAr]
Chile Chico	5118	0,25	0,14	0,09	0,09	0,20	0,07	0,25	0,04
	5542	0,25	0,14	0,23	0,08	0,25	0,06	0,25	0,04
	5622	0,38	0,14	0,38	0,07	0,38	0,05	0,38	0,03
	MDR-2_1	0,15	0,15	-	-	-	-	0,07	0,05
	MDR-2_2	0,14	0,15	0,07	0,09	0,07	0,08	0,07	0,05
	MDR-2_3	0,10	0,16	0,07	0,09	0,07	0,08	0,07	0,05
El Traro	5541	0,25	-0,06	0,09	0,09	0,09	0,13	0,10	0,17
	5741	0,35	-0,07	0,35	0,08	0,35	0,12	0,35	0,15
	CH El Traro 1	0,29	-0,13	0,29	-0,01	0,29	0,03	0,29	0,06
	CH El Traro 2	0,29	-0,13	0,28	-0,01	0,29	0,03	0,29	0,06
Nuevas Centrales	CE_Carrera	-	-	0,74	-	0,74	-	0,74	-

En el SM de General Carrera en el periodo 2019-2022 entran en servicio las siguientes centrales:

- En enero de 2019, entra en servicio la unidad MDR-2_3, la cual se emplaza en la central Chile Chico y cuenta con una potencia nominal de 0,25 [MW]
- En octubre de 2019, entra en servicio en las cercanías de Chile Chico la central eólica Carrera, de 0,98 [MW] de potencia nominal.

Tabla 178: Despacho de unidades generadoras para escenarios de demanda máxima 2019-2022 en SM de Palena.

Central	Generador	Generación para escenarios de demanda máxima							
		2019		2020		2021		2022	
		P [MW]	Q [MVAr]	P [MW]	Q [MVAr]	P [MW]	Q [MVAr]	P [MW]	Q [MVAr]
Río Azul	CH_Rio Azul	0,32	-0,14	0,32	-0,01	0,32	-0,02	0,32	0,03
	CH_Rio Azul(1)	0,32	-0,14	0,32	-0,01	0,32	-0,02	0,32	0,03
	CH_Rio Azul(2)	0,32	-0,21	0,32	-0,08	0,32	-0,09	0,32	-0,04
	CH_Rio Azul(3)	0,32	-0,21	0,32	-0,08	0,32	-0,09	0,32	-0,04
Santa Barbara	5625_Palena_SB	-	-	-	-	0,09	0,05	0,09	0,05
	5146_Palena_SB	0,11	0,10	0,25	0,10	0,31	0,10	0,31	0,10
Palena	5131_Palena_Palena	0,25	0,21	0,25	-0,09	0,25	-0,05	0,25	-0,11
	5522_Palena_Palena	0,25	0,21	0,25	-0,09	0,25	-0,05	0,25	-0,11
Futaleufu	5520_Palena_Futa			0,08	0,15	0,13	0,15	0,18	0,10
	MDR-2_4	-	-	-	-	-	-	0,07	0,10
	MDR-2_3	-	-	-	-	-	-	0,07	-0,03
La Junta	5534_Palena_Junta	0,25	0,20	0,25	0,20	0,25	0,20	0,25	0,20
Puyuhuapi	5514_Palena_Puyuhuapi	0,25	0,20	0,25	0,20	0,25	0,20	0,25	0,20

En el SM de Palena en el periodo 2019-2022 entran en servicio las siguientes centrales:

- En enero del 2019, entra en servicio la unidad MDR-2_3 que se modela conectada a la central Futaleufú y cuenta con una potencia nominal de 0,25 [MW]
- En enero del 2020, entra en servicio la unidad MDR-2_4 que se modela conectada a la central Futaleufú y cuenta con una potencia nominal de 0,25 [MW]

La ubicación de las centrales MDR fue determinada para satisfacer los criterios de suficiencia de las instalaciones de transmisión, cautelando además que las tensiones en las barras de generación de los SSMM se encuentren dentro de los límites de operación en régimen permanente que señala la NTSyCS.

31.6.3 Aspectos Normativos

Respecto a esto, la NTSyCS para SSMM establece los criterios técnicos que debe cumplir el sistema para su operación segura. La versión vigente corresponda a la normativa de marzo de 2018, sin embargo, en su artículo transitorio 11-3 se indica lo siguiente:

"Mientras los estudios establecidos en el capítulo 7 no estén finalizados, las exigencias técnicas aplicables corresponderán a las que se encuentren actualmente vigentes. Esta

consideración es válida para los estudios asociados al proceso de tarificación y expansión de los SM, correspondiente al periodo 2019 – 2022.

El Coordinador será el responsable de elaborar el plan de realización de los estudios, los que deberán estar finalizados, a más tardar, el 30 de junio del 2018."

De esta forma, la normativa que establece los parámetros técnicos de operación considerados en este estudio corresponde a la anterior norma técnica de enero de 2006.

Como se refirió previamente, el análisis de régimen permanente considera la verificación de la regulación de tensión en las instalaciones de transmisión y la suficiencia de capacidad de las mismas. Al respecto la NTSyCS para SSMM especifica:

- Artículo 5-29
  "El SM deberá operar en Estado Normal con todos los elementos e instalaciones disponibles, y adecuados márgenes y reserva de potencia reactiva en las unidades generadoras, para controlar que la magnitud de la tensión en régimen permanente en las barras del SM esté comprendida entre 0,94 y 1,06 por unidad"

En función de este requerimiento, mediante un análisis de flujo de potencia se deberá verificar que las tensiones en barras se mantengan dentro de los márgenes establecidos por la NTSyCS para SSMM durante el periodo de tarificación.

- Artículo 5-32
  "La Empresa determinará la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente de cada Elemento Serie del SM a partir del Límite Térmico o máxima corriente admisible, según corresponda, el Límite por Regulación de Tensión y el Límite por Contingencias. Los Elementos Serie se operarán manteniendo la corriente transportada en un valor equivalente inferior o igual al 100% de la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente, tanto en Estado Normal como en Estado de Alerta. Los equipos transformadores podrán operarse por sobre dicho límite, siempre y cuando dicha sobrecarga sea factible y sus efectos pueden ser controlados por la Empresa."

En cuanto a las exigencias relativas a la estabilidad del sistema, estas se encuentran concentradas en los Títulos 5-2 y 5-9 de la NT, los cuales establecen que:

- Artículo 5-7
  "El diseño y operación del SM deberá ser tal que permita conservar los márgenes y reservas operacionales necesarias para garantizar que ante la ocurrencia de una Contingencia Simple, sus efectos no se propaguen a las restantes instalaciones del SM y puedan provocar la salida incontrolada de las mismas."

- Artículo 5-45
  "Para la configuración de demanda y generación más desfavorable en Estado Normal o Estado de Alerta, considerando las contingencias y severidad especificadas

en el Artículo 5-36 de la presente NT, el SM deberá conservar los márgenes de seguridad necesarios para garantizar que ante la ocurrencia de una Contingencia Simple en un Elemento Serie de Instalaciones de Transmisión, los efectos de su desconexión no se propaguen a los restantes elementos, si así lo determina la evaluación técnica y económica. Lo anterior se aplicará en el contexto de lo dispuesto por el Artículo 5-8 de la presente NT."

Por tanto, el análisis dinámico deberá verificar que efectivamente la ocurrencia de una contingencia no provoque la salida incontrolada de restantes instalaciones.

- Artículo 5-8
  "La Empresa determinará mediante una evaluación técnica y económica si se requiere la aplicación del Criterio N-1 en determinadas Instalaciones de Transmisión y la operación de los EDAC y/o el EDAG. En este caso, la Empresa deberá verificar que la Contingencia Simple produzca la activación de los EDAC y/o EDAG, tal que se asegure que dicha activación sea óptima para el SM en su conjunto. Para cumplir con lo dispuesto en el presente artículo y acorde con los resultados del Estudio de Valorización y Expansión de cada SM, la Empresa deberá elaborar un Procedimiento conforme a las exigencias establecidas en la presente NT"

Esto implica que la verificación a realizar deberá considerar la operación de la estructura de EDAC existentes en cada uno de los SSMM de Edelaysen.

31.6.4 Resultados de los estudios eléctricos

En la presente sección se describen los resultados principales de los estudios eléctricos realizados.

31.6.4.1 Regulación de tensión

En las siguientes tablas se presenta la tensión en las barras obtenidas por medio de cálculo de flujo de potencia en cada uno de los SSMM evaluados:

Tabla 179: Tensión en barras [p.u.] para escenario de demanda máxima proyectado 2019-2022 en SM de Aysén.

Nombre Barra	Tensión en escenario de demanda máxima para los años de evaluación [p.u.]			
	2019	2020	2021	2022
A. Baguales 33 kV eólica	0,988	0,989	0,985	0,985
Aysen 33kV	0,998	0,999	0,989	0,989
Aysén 23kV	1,000	1,000	1,000	1,000
C. Chacabuco 33kV	0,998	0,998	0,996	0,996
CD Divisadero 23kV	0,978	0,978	0,978	0,978
Tehuelche 23kV Barra 1	0,999	0,999	0,999	0,999
Tehuelche 23kV Barra 2	0,999	0,999	0,999	0,999

Tabla 180: Tensión en barras [p.u.] para escenario de demanda máxima proyectado 2019-2022 en SM de General Carrera.

Nombre Barra	Tensión en escenario de demanda máxima para los años de evaluación [p.u.]			
	2019	2020	2021	2022
Chile Chico 23 kV	0,986	0,991	0,993	0,995
El Traro 23 kV	1,003	0,991	0,987	0,984

Tabla 181: Tensión en barras [p.u.] para escenario de demanda máxima proyectado 2019-2022 en SM de Palena.

Nombre Barra	Tensión para escenario de demanda máxima y para los años de evaluación [p.u.]			
	2019	2020	2021	2022
Santa Barbara 23 kV	0,970	0,984	0,988	0,961
Río Azul 23 kV	1,000	1,020	1,020	1,030
Puyuhuapi 23 kV	1,009	0,999	0,980	0,959
La Junta 23 kV	1,007	1,000	0,984	0,965
Palena 23 kV	1,040	1,040	1,040	1,050
Futaleufu 23 kV	0,957	0,987	0,989	1,027

En los resultados descritos en las tablas anteriores, se verifica que la tensión en las barras descritas en todos los escenarios evaluados siempre es superior a 0,94 [p.u.] e inferior a 1,06 [p.u.], por lo cual se concluye que la expansión de generación y transmisión determinada en cada uno de los SSMM evaluados permite satisfacer los requerimientos de regulación de tensión especificados por la NTSyCS para SSMM.

31.6.4.2 Suficiencia en Capacidad de Transmisión

En consideración que en la práctica sólo el SM de Aysén posee líneas y transformadores de poder asociados a transmisión, en las siguientes tablas se presenta el nivel de carga en instalaciones de transmisión para cada uno de los escenarios de demanda máxima evaluados:

Tabla 182: Nivel de Carga [%] de elementos serie del sistema de transmisión para escenario de demanda máxima proyectado 2019-2022 en SM de Aysén.

Tipo	Nombre Elemento	Capacidad Nominal [MVA]	Nivel de carga para escenario de demanda máxima para los años en evaluación [%]			
			2019	2020	2021	2022
Línea	Aysen a Baguales	4,3	22,6	21,3	30,6	27,9
	Chacabuco - Aysén Ext Aysén	9,7	18,3	18,9	27,1	27,7
	L.Atravesado-Tehuelche Circuito 1	6,5	30,5	30,5	30,5	30,5
	L.Atravesado-Tehuelche Circuito 2	6,5	30,5	30,5	30,5	30,5
	Tehuel.-Divisad. Circuito 1 tramo 1	13,9	47,6	48,1	44,4	44,7
	Tehuelche-Divisadero Circuito 2 tramo 1	13,9	48,4	49,0	45,0	45,6
Transformador	Baguales 33/23 kV	6,5	5,9	6,8	31,0	29,8
	Aysén 33/23 kV	6,5	41,9	41,2	57,6	56,7
	Mañihuales (Autotransformador)	4,5	1,1	1,1	1,1	1,1

En los resultados recién descritos se verifica que para todos los escenarios evaluados el nivel de carga en los elementos serie del sistema de transmisión del SM de Aysén es inferior a 100% (capacidad nominal). Por tanto, se concluye que las instalaciones de transmisión asociadas al plan de expansión poseen la capacidad suficiente para enfrentar los escenarios de máxima exigencia proyectados, y por tanto permiten satisfacer los requerimientos de capacidad establecidos por la NTSyCS para SSMM a través de los límites de operación determinados para las distintas instalaciones.

31.6.4.3 Análisis Dinámico

El objetivo de los estudios dinámicos es evaluar el comportamiento dinámico que presentará cada uno de los SSMM frente a la ocurrencia de contingencias especificadas por la NTSyCS.

Bajo los mismos argumentos descritos previamente, los escenarios bajo los cuales se realizan los análisis de contingencias corresponden a los determinados por la demanda máxima proyectada para los años 2019-2022. En particular se evaluará únicamente los escenarios de demanda máxima 2019 y 2022, así como aquellos donde ingresen en servicio nuevas unidades generadoras, entendiendo que verificar una adecuada respuesta dinámica frente a contingencias en estos casos permitirá garantizar esta conclusión para todo el período estudiado.

Conforme a lo descrito previamente, el análisis de contingencia considera operativa la estructura de EDAC existente informada por Edelaysen para cada SM. En las siguientes tablas se describen las estructuras de EDAC para cada SSMM.

Tabla 183: Esquema de Desconexión Automática de Carga para SM de Aysén.

Nombre alimentador	Equipo	Frecuencia [Hz]	Retardo [ms]	Demanda equivalente por escalón [MW]			
				2019	2020	2021	2022
Aysén Centro	RE-8	46,75 46,50 46,25 46,00	2620 1470 980 810	1,10	1,11	1,11	1,12
Coyhaique Alto	R-13	48,80	1000	0,96	0,97	0,97	0,98
	R-17	48,50	1000	0,86	0,86	0,87	0,88
	52E4	46,50 46,00	700 500	0,32	0,32	0,32	0,32

Tabla 184: Estructura de Desconexión Automática de Carga para SM de General Carrera.

Nombre alimentador	Equipo	Frecuencia [Hz]	Retardo [ms]	Demanda equivalente por escalón [MW]			
				2019	2020	2021	2022
Maitén - Pto. Sánchez	R-3	48,50	100	0,18	0,21	0,22	0,23
Chile Chico	RE6 (52E6)	48,00	100	0,44	0,50	0,53	0,55

Tabla 185: Estructura de Desconexión Automática de Carga para SM de Palena

Nombre alimentador	Equipo	Frecuencia [Hz]	Retardo [ms]	Demanda equivalente por escalón [MW]			
				2019	2020	2021	2022
Palena	52E3	47,6	100	0,76	0,64	0,62	0,65

El análisis realizado considera la contingencia de mayor severidad descrita en la NTSyCS, la que corresponde a la desconexión intempestiva de la unidad de mayor generación[18] en cada SM.

Por tanto, asumiendo una reserva primaria mínima de 10% y la estructura de EDAC descrita, se evalúa para los escenarios de demanda máxima de los años 2019 y 2022 las siguientes contingencias:

- SM de Aysén
  - Año 2019: Desconexión intempestiva de la unidad 5106 de la CH Lago Atravesado de 5,5 [MW], operando a 4,07 [MW].
  - Año 2021: Desconexión intempestiva de la unidad 5106 de la CH Lago Atravesado de 5,5 [MW], operando a 4,07 [MW].
  - Año 2022: Desconexión intempestiva de la unidad 5106 de la CH Lago Atravesado de 5,5 [MW], operando a 4,07 [MW].
- SM de General Carrera
  - Año 2019: Desconexión intempestiva de la unidad 5622 de la central Chile Chico de 0,44 [MW], operando a 0,38 [MW].
  - Año 2020: Desconexión intempestiva de la central eólica Carrera, de 1 [MW] y operando a 0,74 [MW].

[18]Severidad N°4 según artículo 1-4 de la NTSyCS para SSMM.

- Año 2022: Desconexión intempestiva de la central eólica Carrera, de 1 [MW] y operando a 0,74 [MW].

- SM de Palena
  - Año 2019: Desconexión intempestiva de la unidad 3 de la CH Río Azul de 0,35 [MW], operando a 0,32 [MW].
  - Año 2022: Desconexión intempestiva de la unidad 3 de la CH Río Azul de 0,35 [MW], operando a 0,32 [MW].

SM de Aysén

En las siguientes tablas se presentan los resultados de los análisis dinámicos del SM de Aysén.

Tabla 186: Comportamiento dinámico de frecuencia en SM de Aysén frente a ocurrencia de la contingencia simple más severa.

Escenario	Contingencia	Frecuencia Mínima [Hz]	Frecuencia Máxima [Hz]	Frecuencia Final [Hz]	Actuación de EDAC
Demanda máxima año 2019	Desconexión intempestiva de Unidad 5106 Lago Atravesado	48,01	49,99	49,20	Coyhaique Alto R-13 y Coyhaique Alto R-17
Demanda máxima año 2021	Desconexión intempestiva de Unidad 5106 Lago Atravesado	48,10	49,99	49,32	Coyhaique Alto R-13 y Coyhaique Alto R-17
Demanda máxima año 2022	Desconexión intempestiva de Unidad 5106 Lago Atravesado	48,11	49,98	49,34	Coyhaique Alto R-13 y Coyhaique Alto R-17

Tabla 187: Comportamiento dinámico de tensión en SM de Aysén frente a ocurrencia de la contingencia simple más severa.

Escenario	Contingencia	Barra	Tensión Final [p.u.]
Demanda máxima año 2019	Desconexión intempestiva de Unidad 5106 Lago Atravesado	A. Baguales 33 kV	0,991
		Aysén 33kV	1,003
		Aysén 23kV	1,000
		C. Chacabuco 33kV	1,000
		CD Divisadero 23kV	0,984
		Tehuelche 23kV Barra 1	1,001
		Tehuelche 23kV Barra 2	1,001
Demanda máxima año 2021	Desconexión intempestiva de Unidad 5106 Lago Atravesado	A. Baguales 33 kV	0,984
		Aysén 33kV	1,003
		Aysén 23kV	0,990
		C. Chacabuco 33kV	0,999
		CD Divisadero 23kV	0,982
		Tehuelche 23kV Barra 1	1,000
		Tehuelche 23kV Barra 2	1,000
Demanda máxima año 2022	Desconexión intempestiva de Unidad 5106 Lago Atravesado	A. Baguales 33 kV	0,984
		Aysen 33kV	1,003
		Aysén 23kV	0,991
		C. Chacabuco 33kV	0,999
		CD Divisadero 23kV	0,982
		Tehuelche 23kV Barra 1	1,000
		Tehuelche 23kV Barra 2	1,000

Los resultados indican que, para los escenarios evaluados, demanda máxima 2019, 2021 y 2022, tras el desprendimiento intempestivo de generación, la actuación de los controles de velocidad de las restantes unidades operativas en el SM de Aysén junto con la oportuna actuación de estructuras de EDAC son suficientes para compensar el desbalance demanda-generación producido por la salida intempestiva de la unidad con mayor generación.

Adicionalmente, las oscilaciones de frecuencia y tensión son positivamente amortiguadas y determinan magnitudes de post-contingencia que se enmarcan entre los márgenes establecidos por la NTSyCS para SSMM para dichas variables. Esta situación se puede verificar en el Anexo 30.4 en el cual se describe gráficamente el comportamiento dinámico de las principales variables del sistema frente a las contingencias evaluadas.

En función de lo anterior se concluye que en el periodo 2019-2022 el proyecto de reposición eficiente propuesto para el SM de Aysén permite superar la desconexión intempestiva de una unidad generadora manteniendo sus variables de operación (tensión y frecuencia) dentro de los márgenes establecidos por la NTSyCS para SSMM.

SM de General Carrera

En las siguientes tablas se presentan los resultados de los análisis dinámicos del SM de General Carrera.

Tabla 188: Comportamiento dinámico de frecuencia en SM de General Carrera frente a ocurrencia de la contingencia simple más severa.

Escenario	Contingencia	Frecuencia Mínima [Hz]	Frecuencia Máxima [Hz]	Frecuencia Final [Hz]	Actuación de EDAC
Demanda máxima año 2019	Desconexión de unidad 5622 de Chile Chico	49,43	50,00	49,60	No se activan escalones de EDAC
Demanda máxima año 2020	Desconexión intempestiva de central eólica Carrera	49,24	50,00	49,36	No se activan escalones de EDAC
Demanda máxima año 2022	Desconexión intempestiva de central eólica Carrera	49,70	50,00	49,82	No se activan escalones de EDAC

Tabla 189: Comportamiento dinámico de tensión en SM de General Carrera frente a ocurrencia de la contingencia simple más severa.

Escenario	Contingencia	Barra	Tensión Final [p.u.]
Demanda máxima año 2019	Desconexión de unidad 5622 de Chile Chico	Chile Chico 23kV	0,977
		El Traro 23kV	1,004
Demanda máxima año 2020	Desconexión intempestiva de central eólica Carrera	Chile Chico 23kV	0,978
		El Traro 23kV	1,000
Demanda máxima año 2022	Desconexión intempestiva de central eólica Carrera	Chile Chico 23kV	0,989
		El Traro 23kV	0,992

Los resultados indican que, para los escenarios evaluados, demanda máxima 2019, 2020 y 2022, tras el desprendimiento intempestivo de generación, la actuación de los controles de velocidad de las restantes unidades operativas en el SM de General Carrera junto con la oportuna actuación de esquemas de EDAC son suficientes para compensar el desbalance demanda-generación producido por la salida intempestiva de la unidad con mayor generación.

Adicionalmente, las oscilaciones de frecuencia y tensión son positivamente amortiguadas y determinan magnitudes de post-contingencia que se enmarcan entre los márgenes establecidos por la NTSyCS para SSMM para dichas variables. Esta situación se puede verificar en el Anexo 30.4 en el cual se describe gráficamente el comportamiento dinámico de las principales variables del sistema frente a las contingencias evaluadas.

En función de lo anterior se concluye que en el periodo 2019-2022 el proyecto de reposición eficiente propuesto para el SM de General Carrera permite superar la desconexión intempestiva de una unidad generadora manteniendo sus variables de operación (tensión y frecuencia) dentro de los márgenes establecidos por la NTSyCS para SSMM.

SM de Palena

En las siguientes tablas se presentan los resultados de los análisis dinámicos del SM de Palena.

Tabla 190: Comportamiento dinámico de frecuencia en SM de Palena frente a ocurrencia de la contingencia simple más severa.

Escenario	Contingencia	Frecuencia Mínima [Hz]	Frecuencia Máxima [Hz]	Frecuencia Final [Hz]	Actuación de EDAC
Demanda máxima año 2019	Desconexión central de pasada Río Azul	49,58	50,00	49,77	No actuan escalones de EDAC
Demanda máxima año 2022	Desconexión central de pasada Río Azul	49,81	50,00	49,88	No actuan escalones de EDAC

Tabla 191: Comportamiento dinámico de tensión en SM de Palena frente a ocurrencia de la contingencia simple más severa.

Escenario	Contingencia	Barra	Tensión Final [p.u.]
Demanda máxima año 2019	Desconexión central de pasada Río Azul	Santa Barbara 23 kV	0,980
		Río Azul 23 kV	0,997
		Puyuhuapi 23 kV	1,018
		La Junta 23 kV	1,014
		Palena 23 kV	1,043
		Futaleufu 23 kV	0,954
Demanda máxima año 2022	Desconexión central de pasada Río Azul	Santa Barbara 23 kV	0,958
		Río Azul 23 kV	1,020
		Puyuhuapi 23 kV	0,963
		La Junta 23 kV	0,967
		Palena 23 kV	1,042
		Futaleufu 23 kV	1,026

Los resultados indican que, para los escenarios evaluados, demanda máxima 2019 y 2022, tras el desprendimiento intempestivo de generación, la actuación de los controles de velocidad de las restantes unidades operativas en el SM de Palena junto con la oportuna actuación de esquemas de EDAC son suficientes para compensar el desbalance demanda-generación producido por la salida intempestiva de la unidad con mayor generación.

Adicionalmente, las oscilaciones de frecuencia y tensión son positivamente amortiguadas y determinan magnitudes de post-contingencia que se enmarcan entre los márgenes establecidos por la NTSyCS para SSMM para dichas variables. Esta situación se puede verificar en el Anexo 30.4 en el cual se describe gráficamente el comportamiento dinámico de las principales variables del sistema frente a las contingencias evaluadas.

En función de lo anterior se concluye que en el periodo 2019-2022 el proyecto de reposición eficiente propuesto para el SM de Palena permite superar la desconexión intempestiva de una unidad generadora manteniendo sus variables de operación (tensión y frecuencia) dentro de los márgenes establecidos por la NTSyCS para SSMM.

31.7 Comportamiento dinámico de SSMM frente a contingencias – Proyecto de Reposición Eficiente

En el presente anexo se muestran los resultados del análisis dinámico descrito en el Anexo 30.3 del presente estudio.

31.7.1 Análisis dinámico para el SM de Aysén

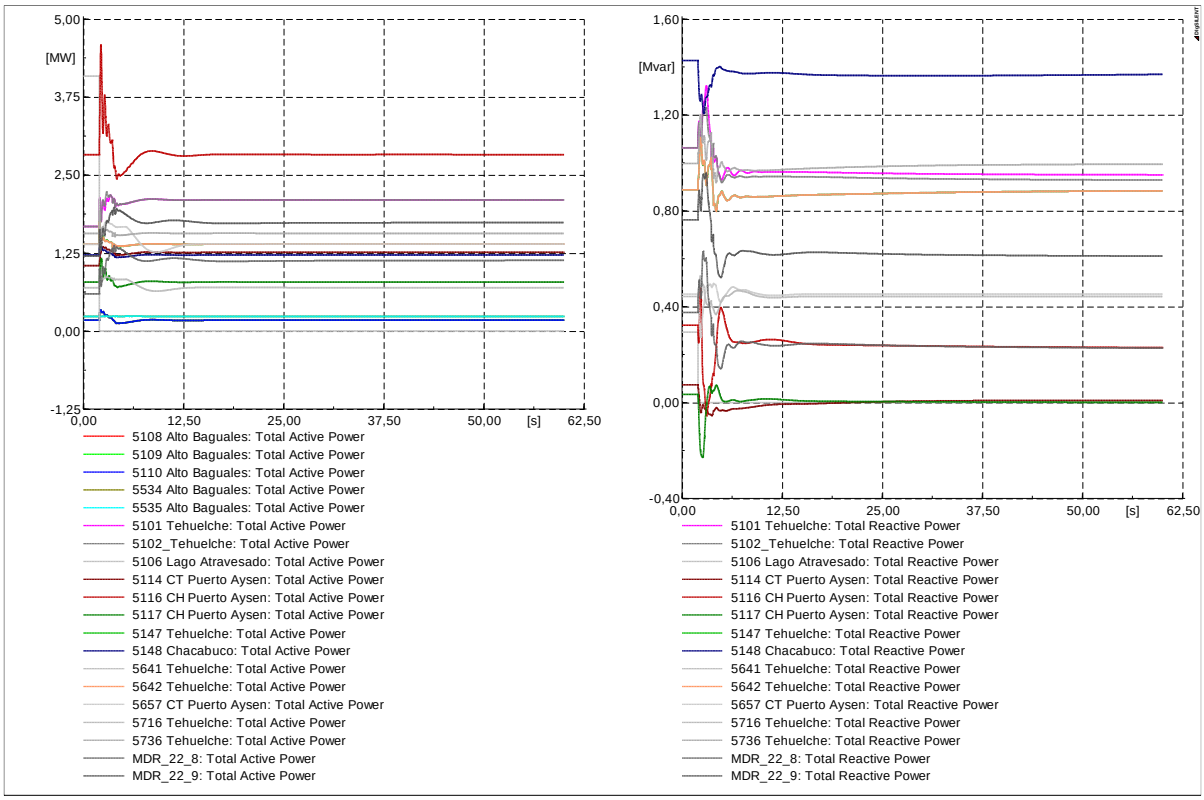


Figura 76: Comportamiento dinámico de la Potencia Activa de las unidades de generación (izquierda) y la Potencia Reactiva (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5106 CH Lago Atravesado del SM de Aysén en el escenario de demanda máxima del año 2019.

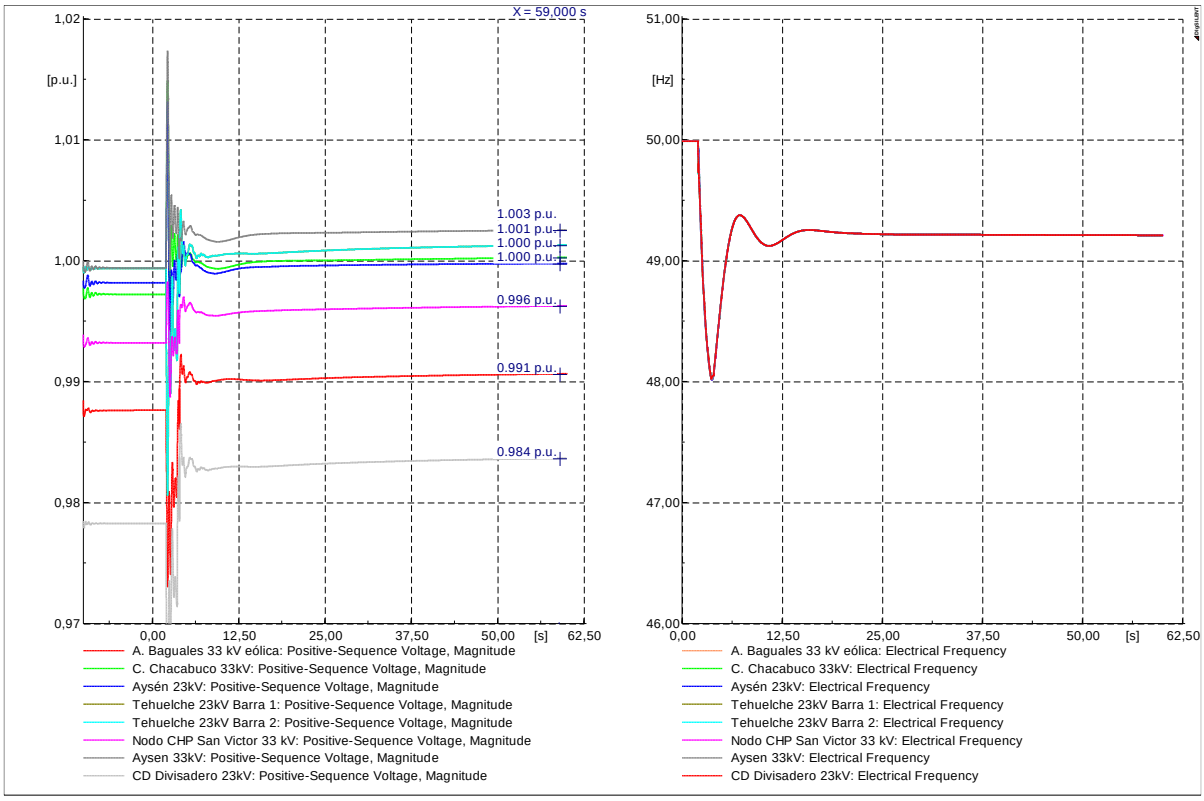


Figura 77: Comportamiento dinámico de la tensión (izquierda) y la frecuencia (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5106 CH Lago Atravesado del SM de Aysén en el escenario de demanda máxima del año 2019.

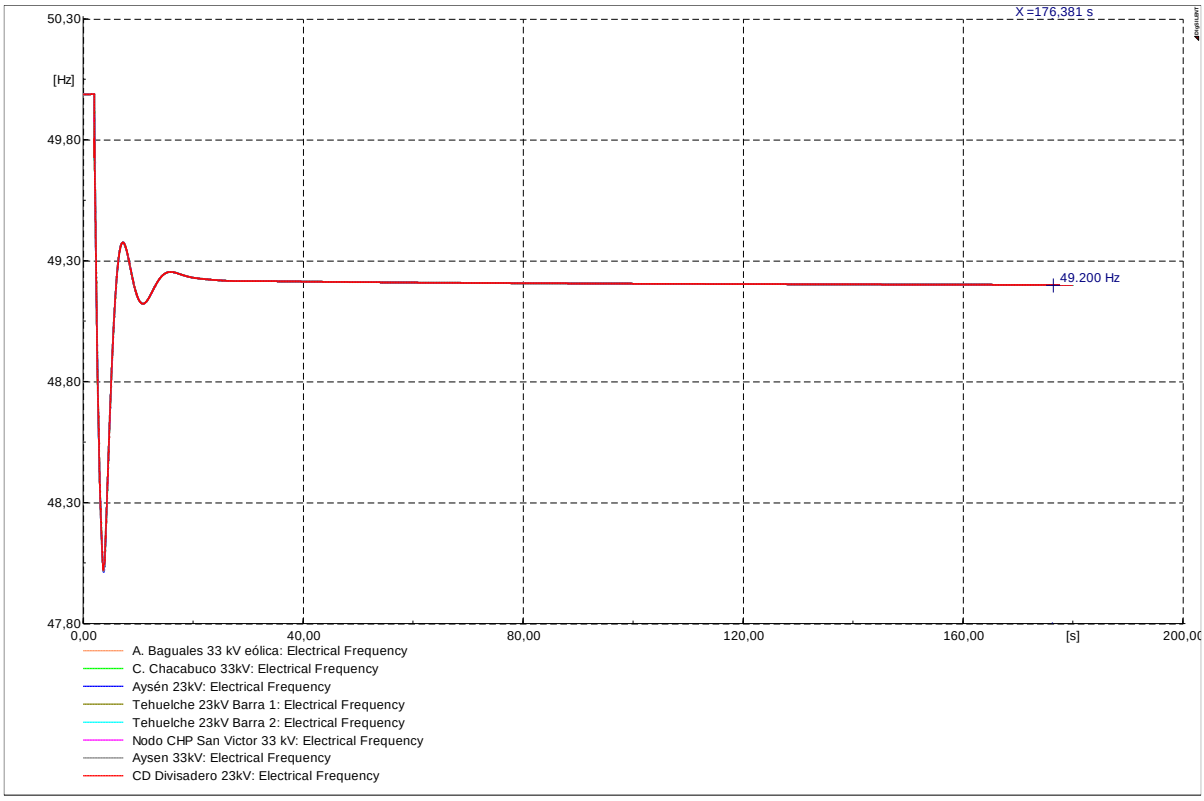


Figura 78: Comportamiento dinámico de la frecuencia frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5106 CH Lago Atravesado del SM de Aysén en el escenario de demanda máxima del año 2019, simulado durante 180 segundos.

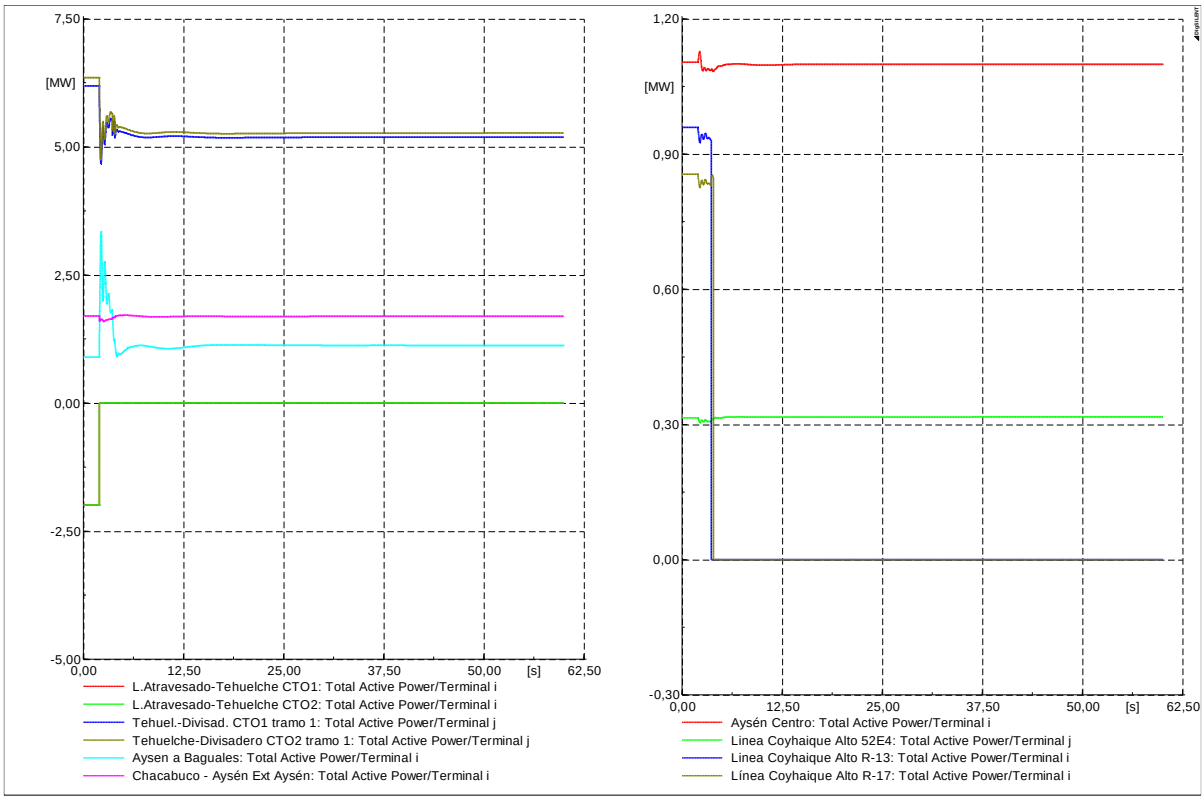


Figura 79: Comportamiento dinámico potencia en los elementos de transmisión (izquierda) y demandas sujetas a EDAC (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5106 CH Lago Atravesado del SM de Aysén en el escenario de demanda máxima del año 2019.

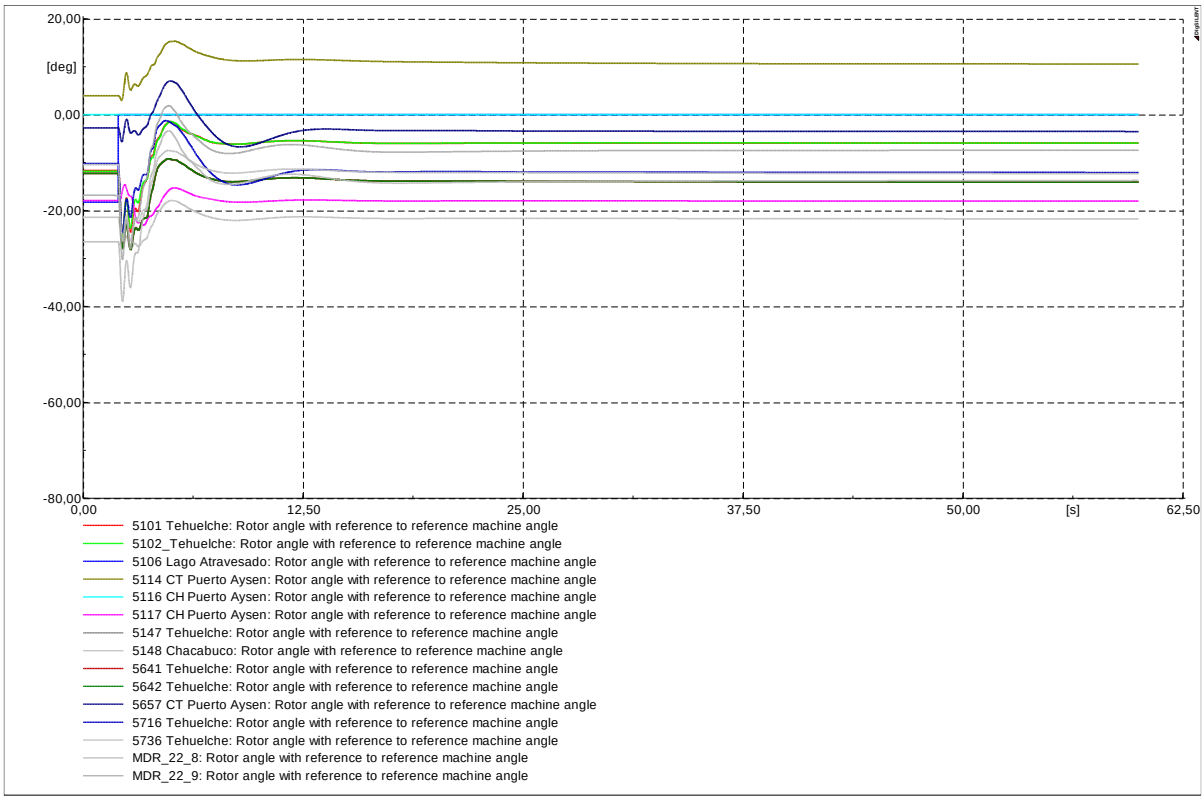


Figura 80: Comportamiento dinámico del ángulo del rotor frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5106 CH Lago Atravesado del SM de Aysén en el escenario de demanda máxima del año 2019.

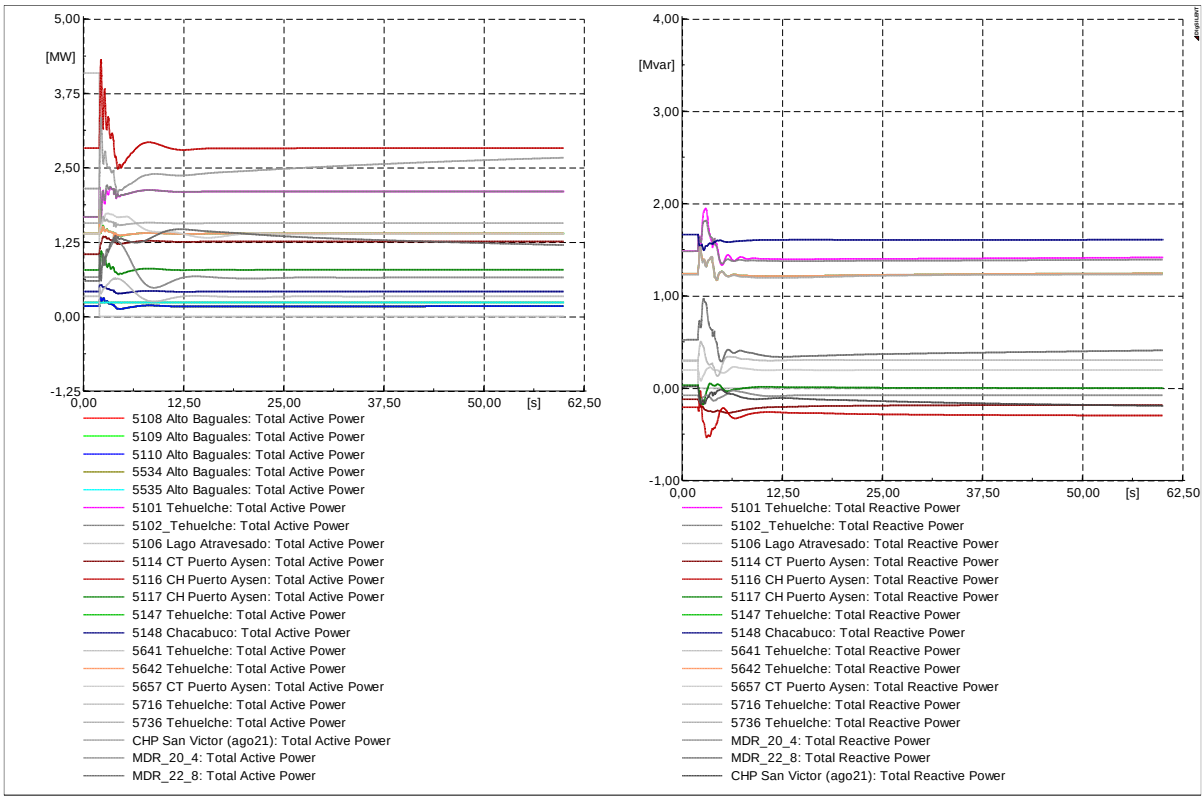


Figura 81: Comportamiento dinámico de la Potencia Activa de las unidades de generación (izquierda) y la Potencia Reactiva (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5106 CH Lago Atravesado del SM de Aysén en el escenario de demanda máxima del año 2021.

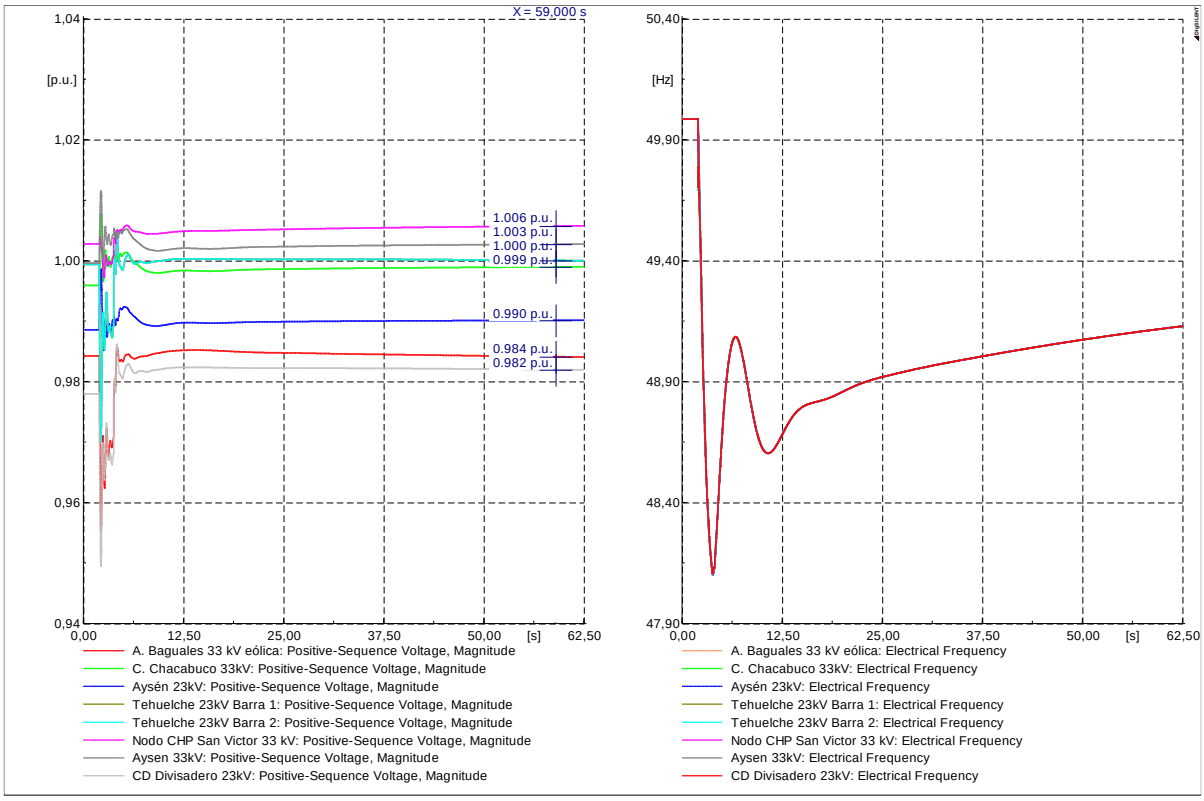


Figura 82: Comportamiento dinámico de la tensión (izquierda) y la frecuencia (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5106 CH Lago Atravesado del SM de Aysén en el escenario de demanda máxima del año 2021.

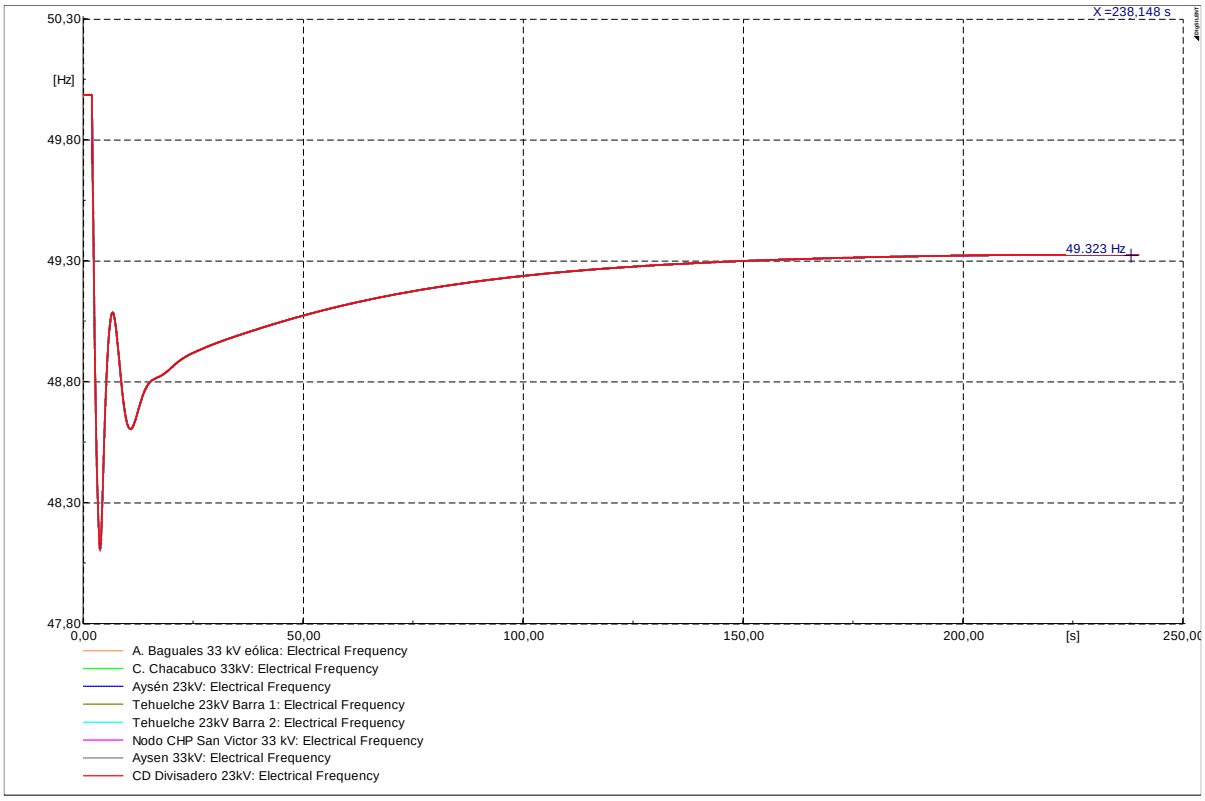


Figura 83: Comportamiento dinámico de la frecuencia frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5106 CH Lago Atravesado del SM de Aysén en el escenario de demanda máxima del año 2021, simulado durante 240 segundos.

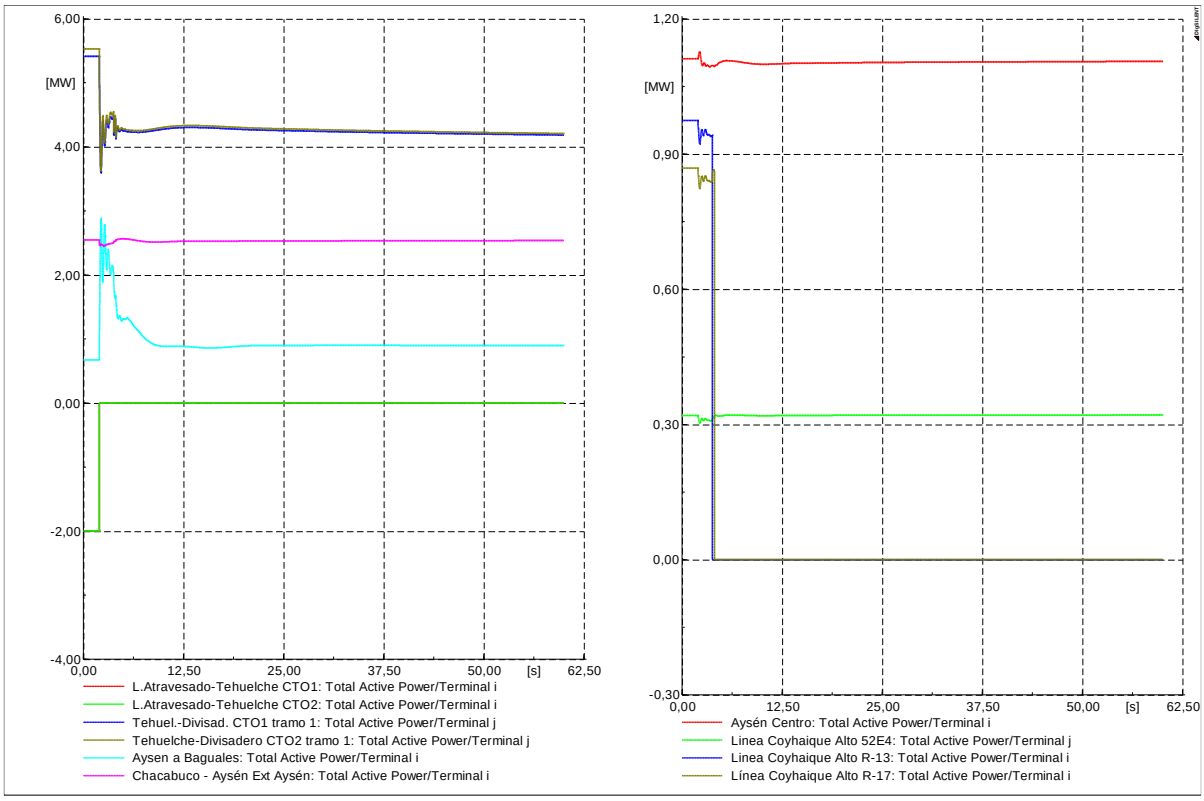


Figura 84: Comportamiento dinámico potencia en los elementos de transmisión (izquierda) y demandas sujetas a EDAC (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5106 CH Lago Atravesado del SM de Aysén en el escenario de demanda máxima del año 2021.

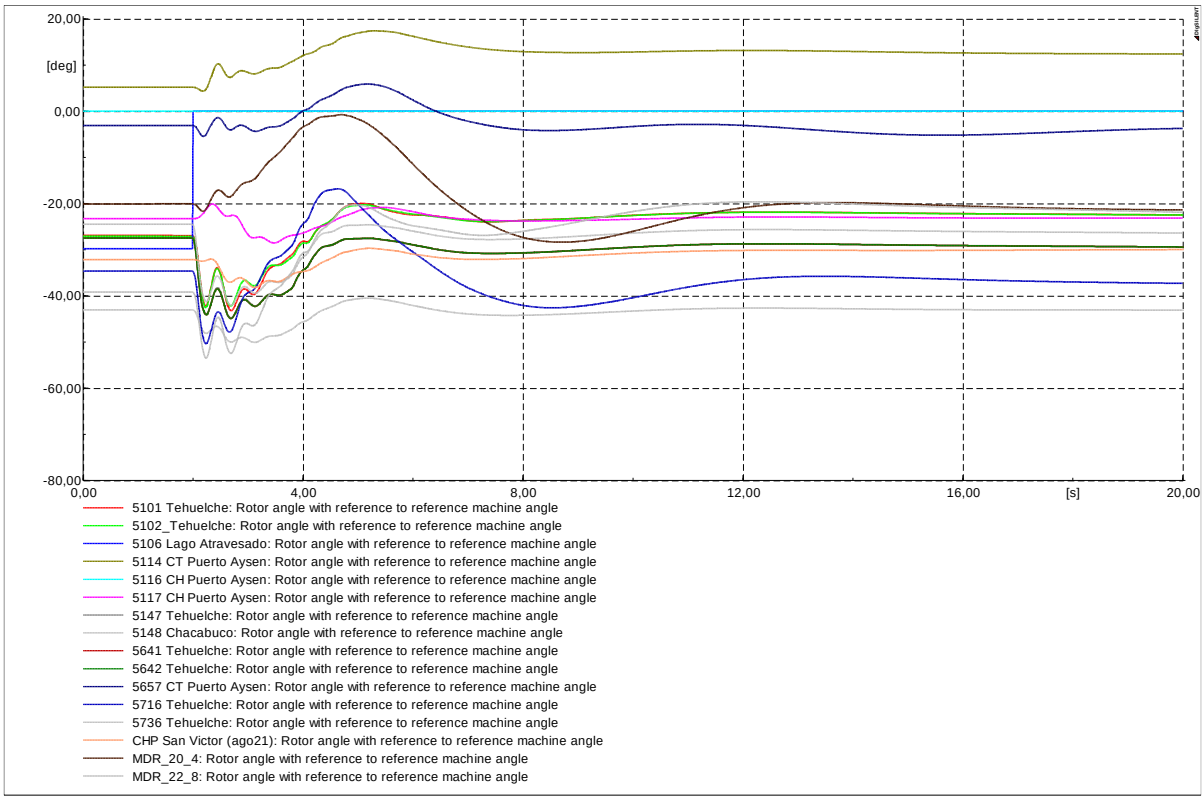


Figura 85: Comportamiento dinámico del ángulo del rotor frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5106 CH Lago Atravesado del SM de Aysén en el escenario de demanda máxima del año 2021.

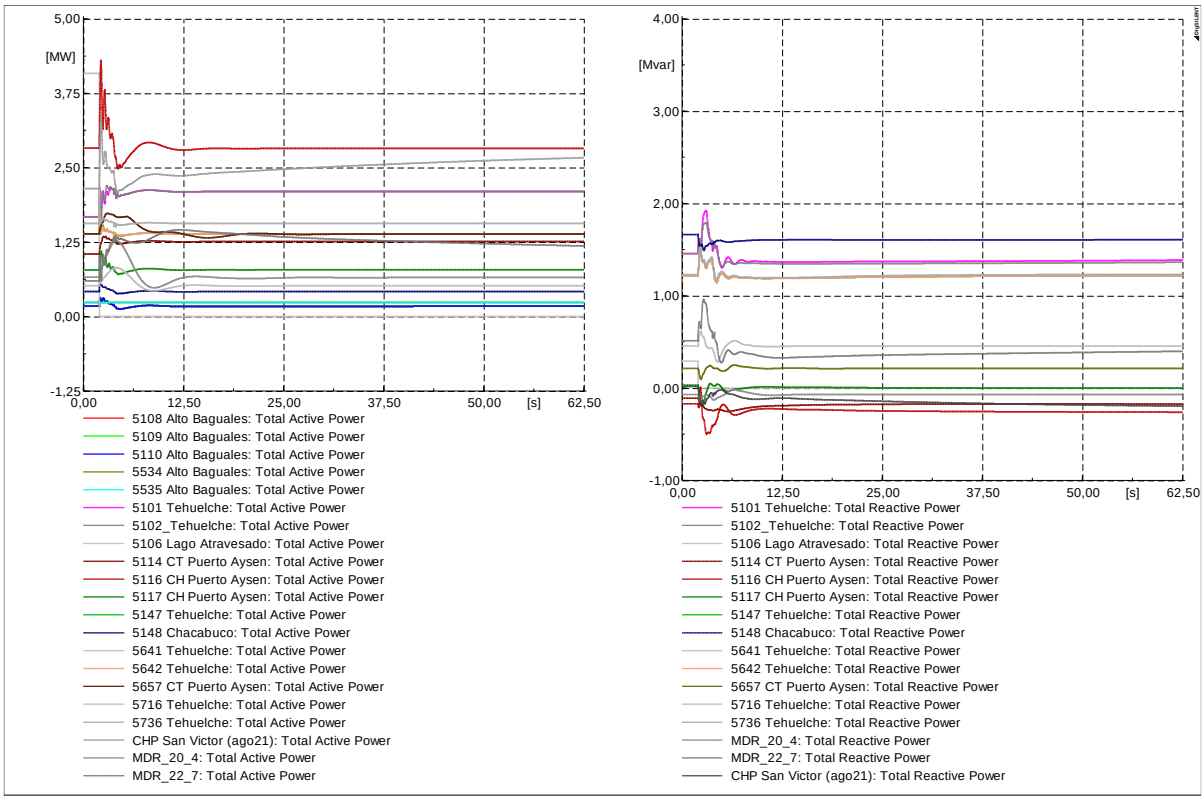


Figura 86: Comportamiento dinámico de la Potencia Activa de las unidades de generación (izquierda) y la Potencia Reactiva (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5106 CH Lago Atravesado del SM de Aysén en el escenario de demanda máxima del año 2022.

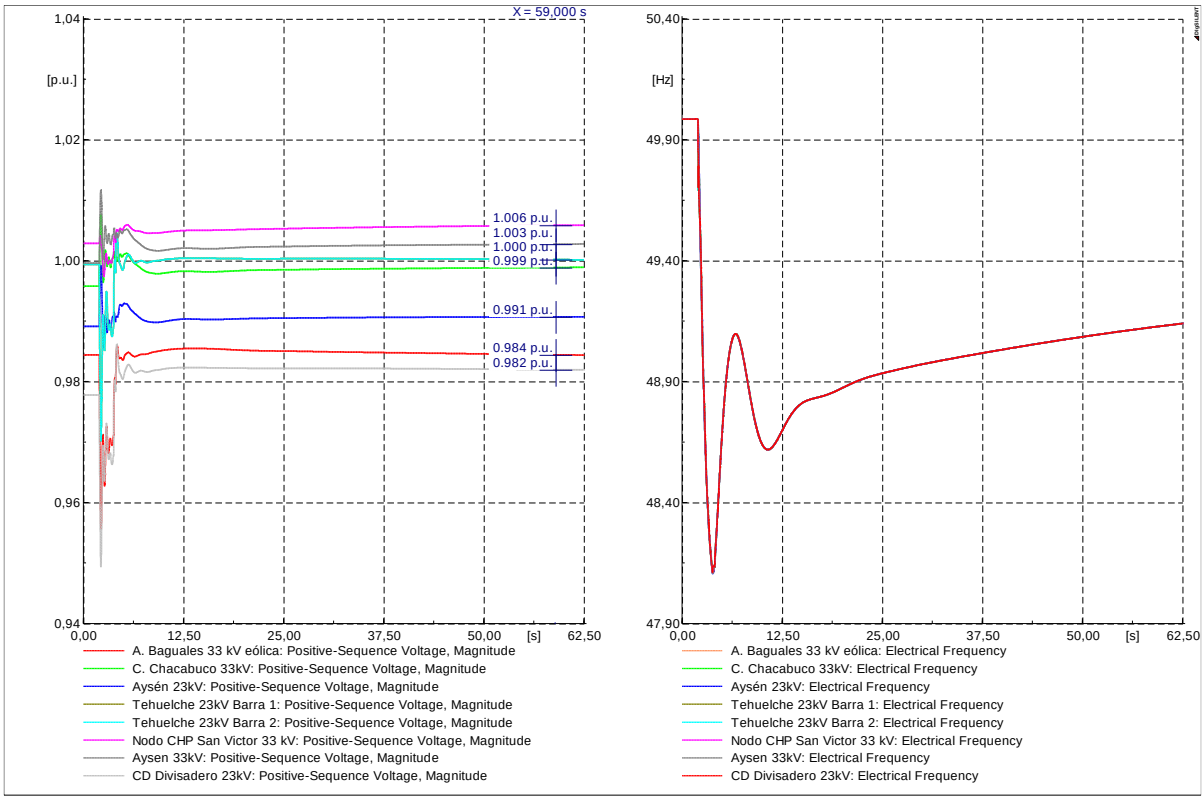


Figura 87: Comportamiento dinámico de la tensión (izquierda) y la frecuencia (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5106 CH Lago Atravesado del SM de Aysén en el escenario de demanda máxima del año 2022.

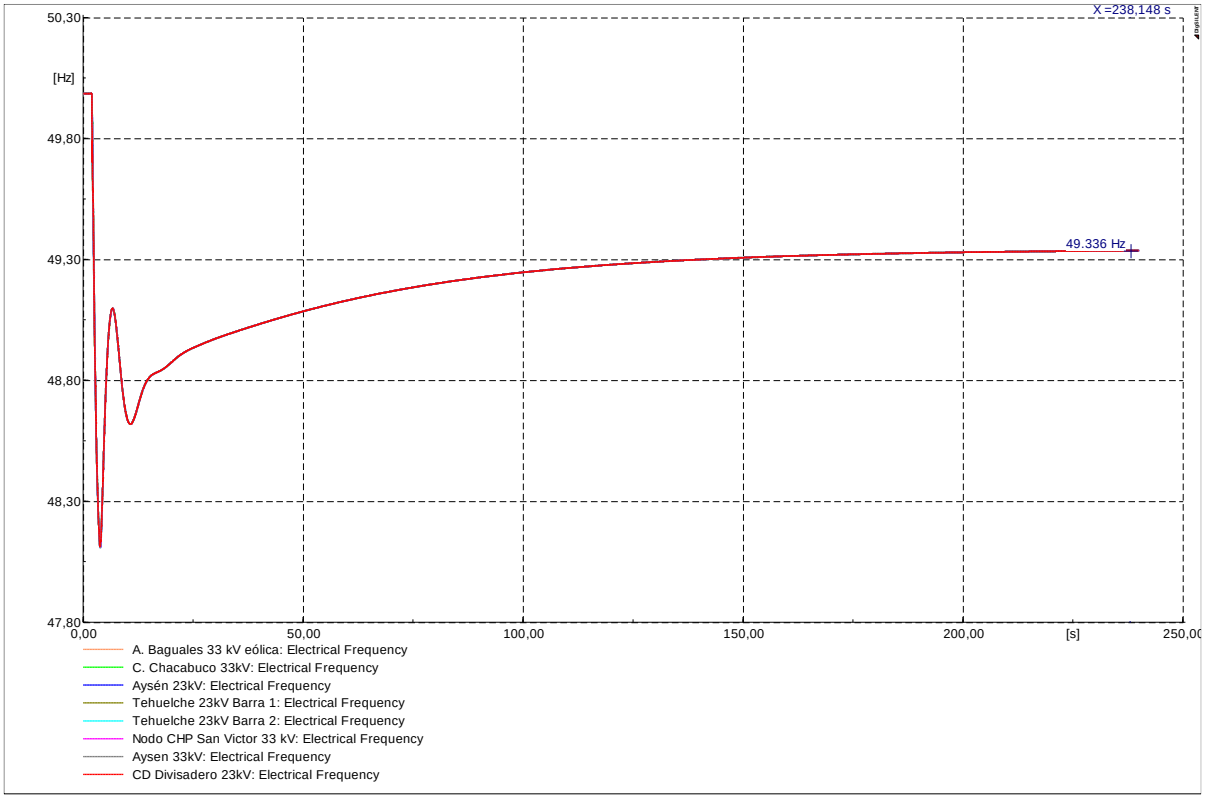


Figura 88: Comportamiento dinámico de la frecuencia frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5106 CH Lago Atravesado del SM de Aysén en el escenario de demanda máxima del año 2022, simulado durante 240 segundos.

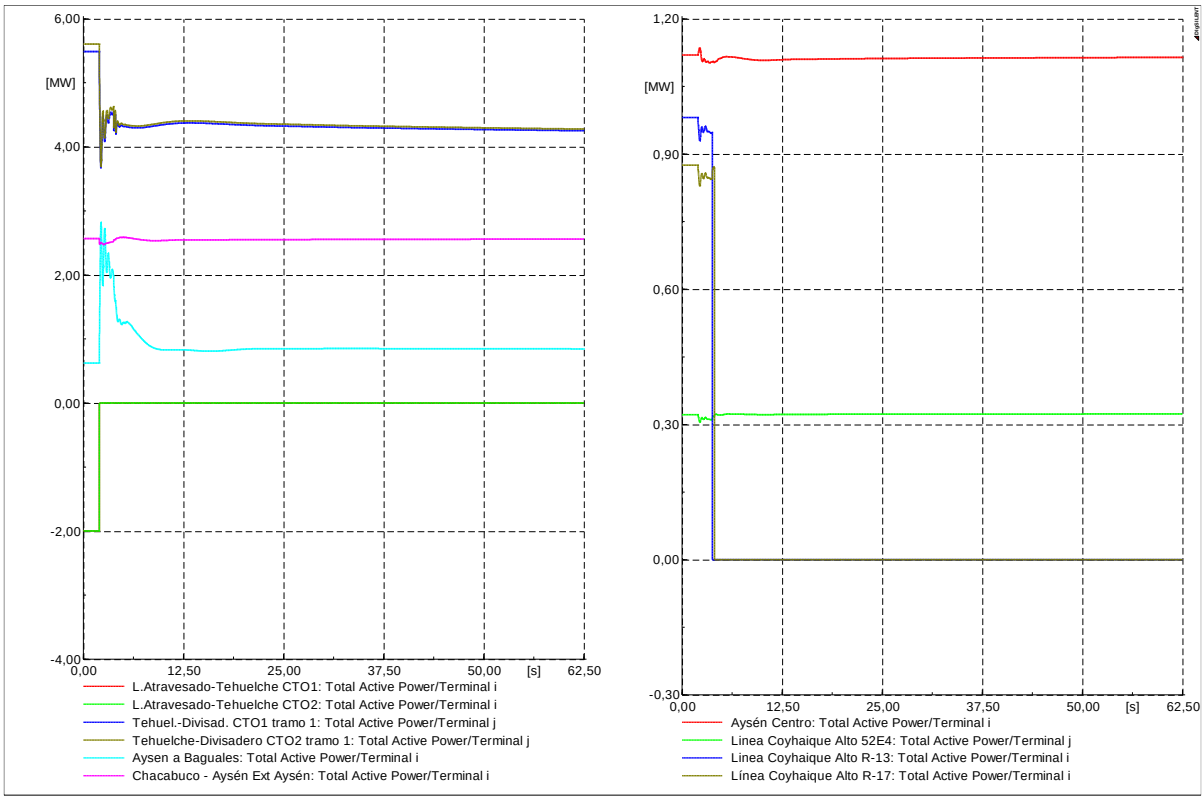


Figura 89: Comportamiento dinámico potencia en los elementos de transmisión (izquierda) y demandas sujetas a EDAC (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5106 CH Lago Atravesado del SM de Aysén en el escenario de demanda máxima del año 2022.

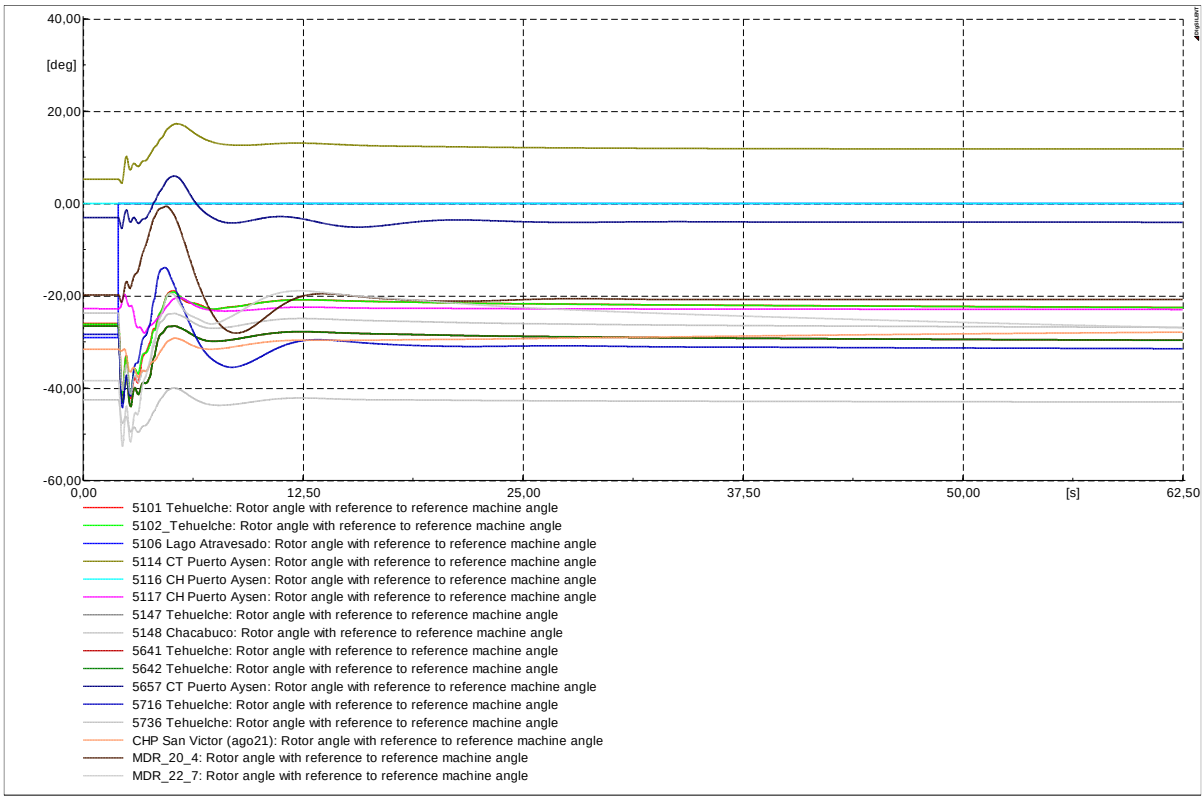


Figura 90: Comportamiento dinámico del ángulo del rotor frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5106 CH Lago Atravesado del SM de Aysén en el escenario de demanda máxima del año 2022.

31.7.2 Análisis dinámico para el SM de General Carrera

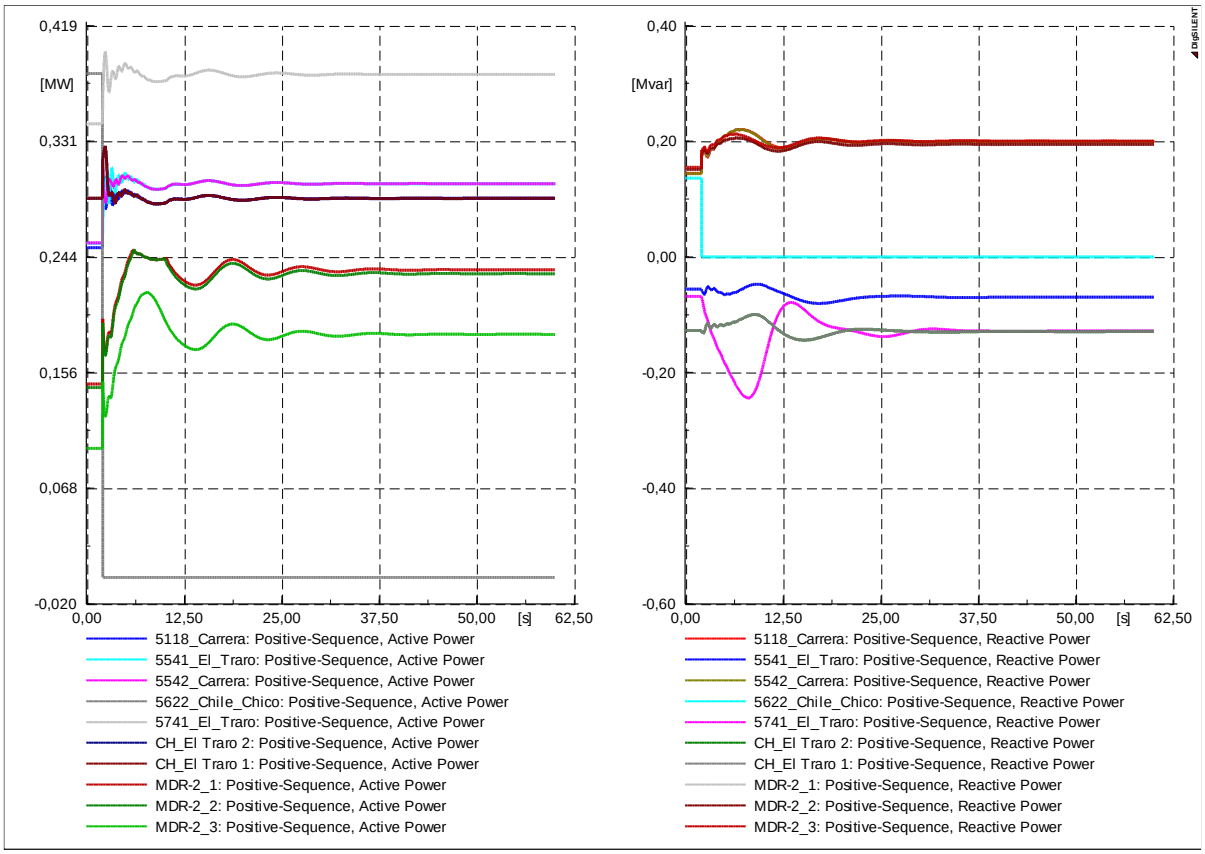


Figura 91: Comportamiento dinámico de la Potencia Activa de las unidades de generación (izquierda) y la Potencia Reactiva (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5622 Chile Chico del SM de General Carrera en el escenario de demanda máxima del año 2019.

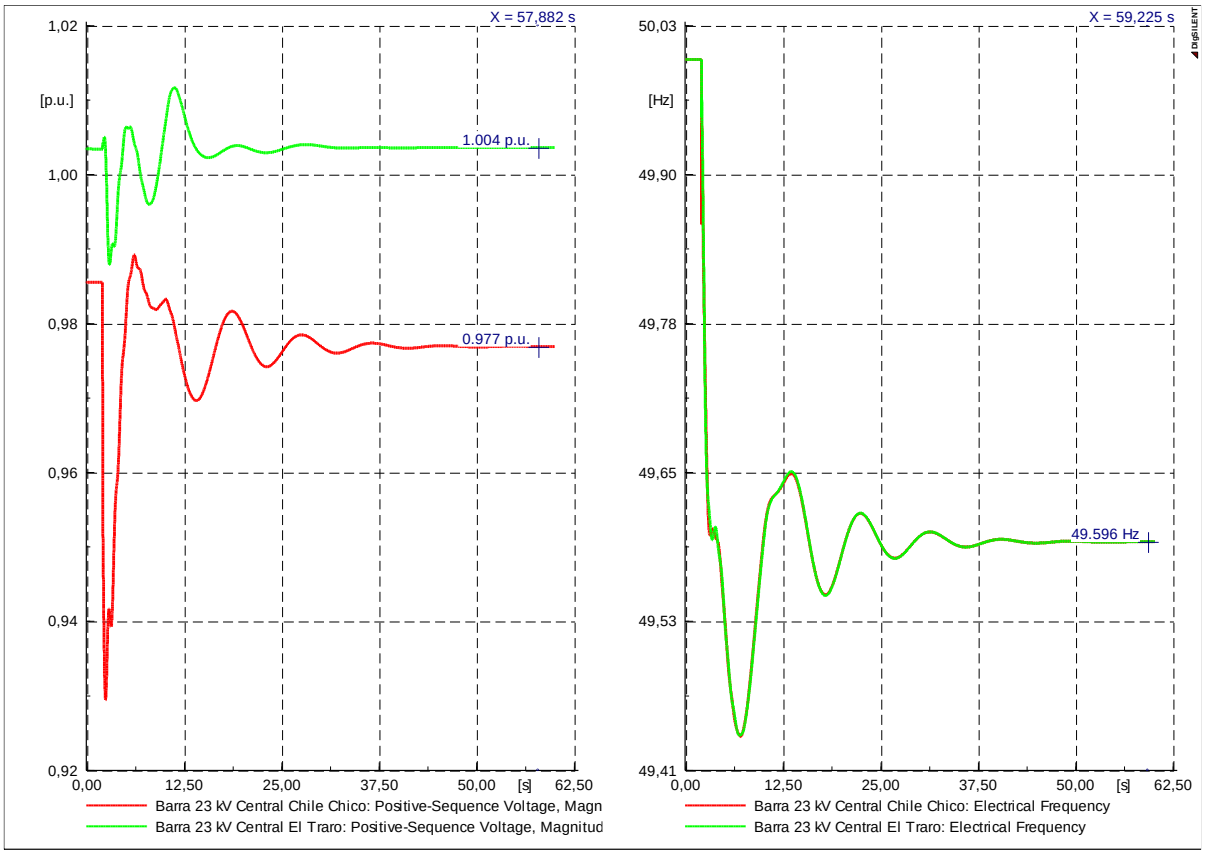


Figura 92: Comportamiento dinámico de la tensión (izquierda) y la frecuencia (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5622 Chile Chico del SM de General Carrera en el escenario de demanda máxima del año 2019.

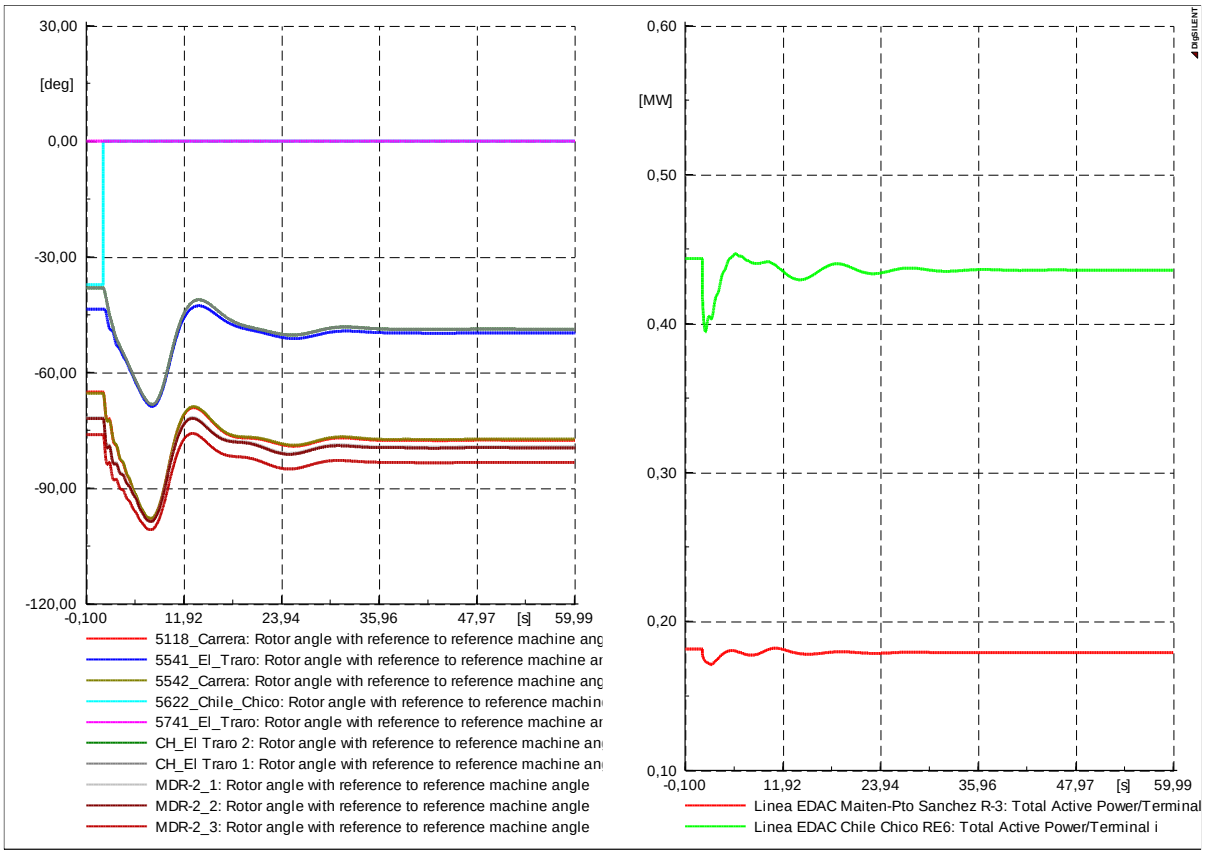


Figura 93: Comportamiento dinámico del ángulo del rotor de las unidades de generación (izquierda) y demandas sujetas a EDAC (derecha), frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5622 Chile Chico del SM de General Carrera en el escenario de demanda máxima del año 2019.

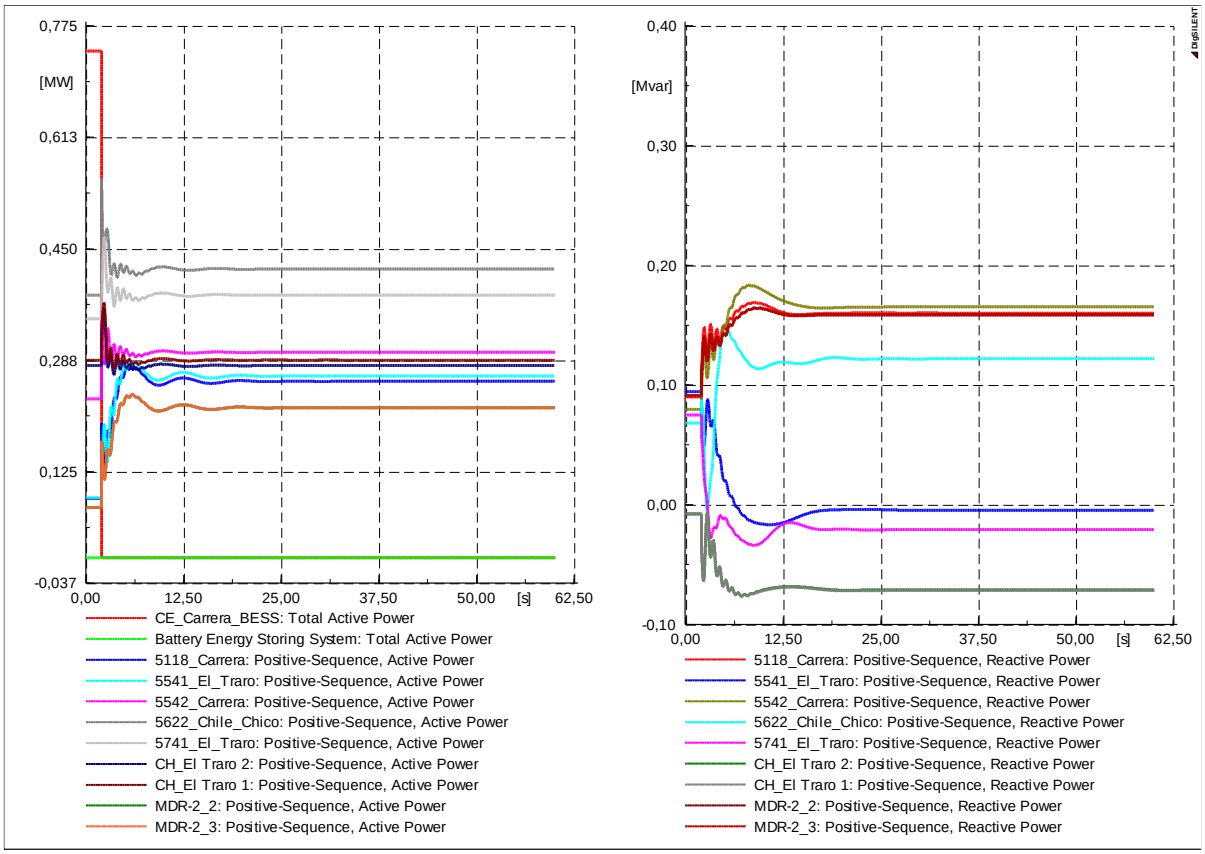


Figura 94: Comportamiento dinámico de la Potencia Activa de las unidades de generación (izquierda) y la Potencia Reactiva (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la CE Carrera con BESS del SM de General Carrera en el escenario de demanda máxima del año 2020.

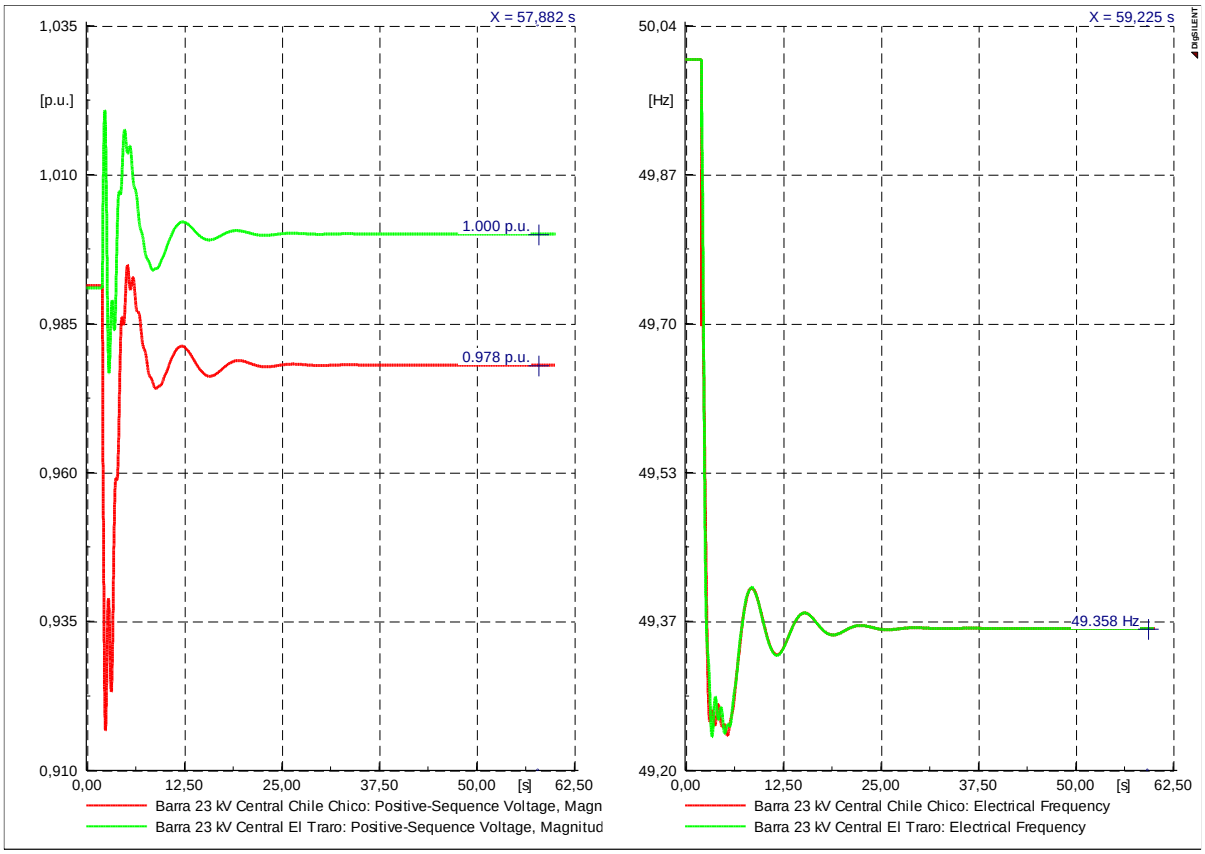


Figura 95: Comportamiento dinámico de la tensión (izquierda) y la frecuencia (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la CE Carrera con BESS del SM de General Carrera en el escenario de demanda máxima del año 2020.

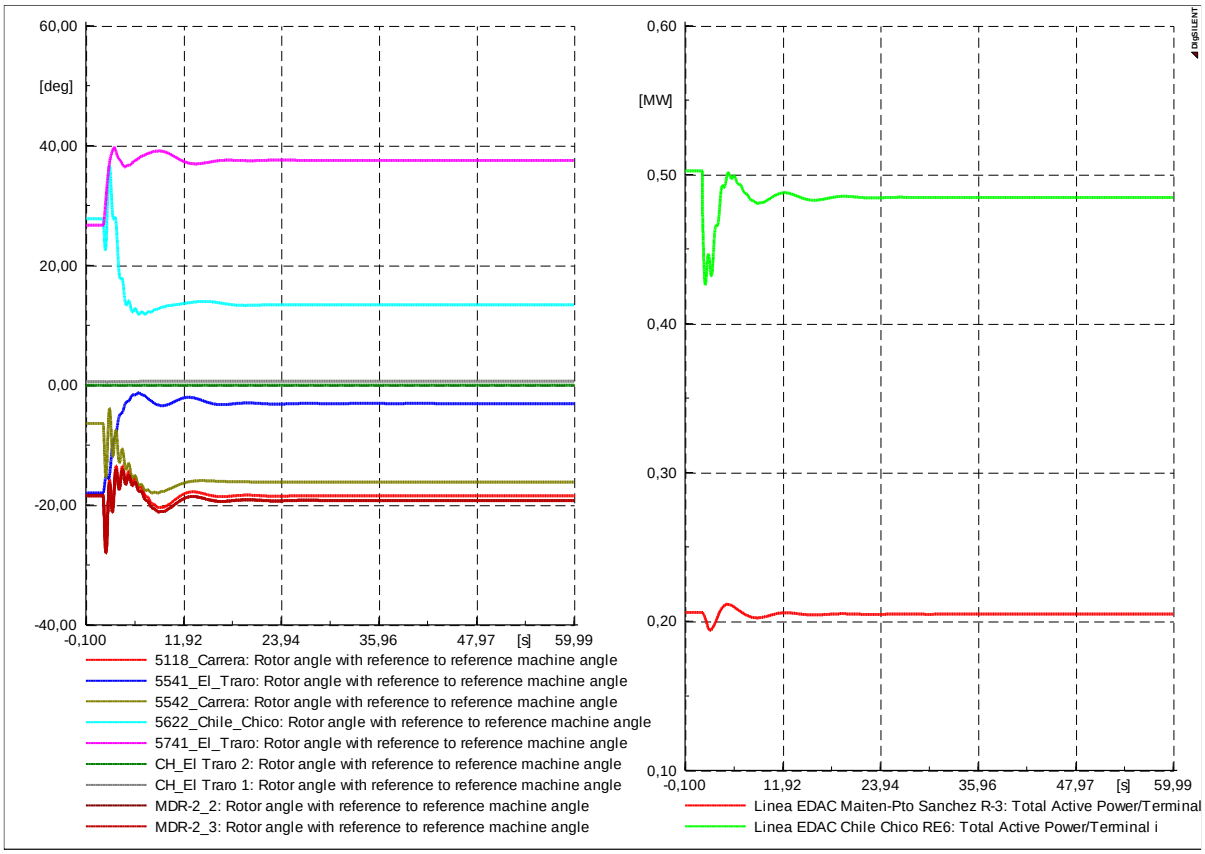


Figura 96: Comportamiento dinámico del ángulo del rotor de las unidades de generación (izquierda) y demandas sujetas a EDAC (derecha), frente a la desconexión intempestiva de la CE Carrera con BESS del SM de General Carrera en el escenario de demanda máxima del año 2020.

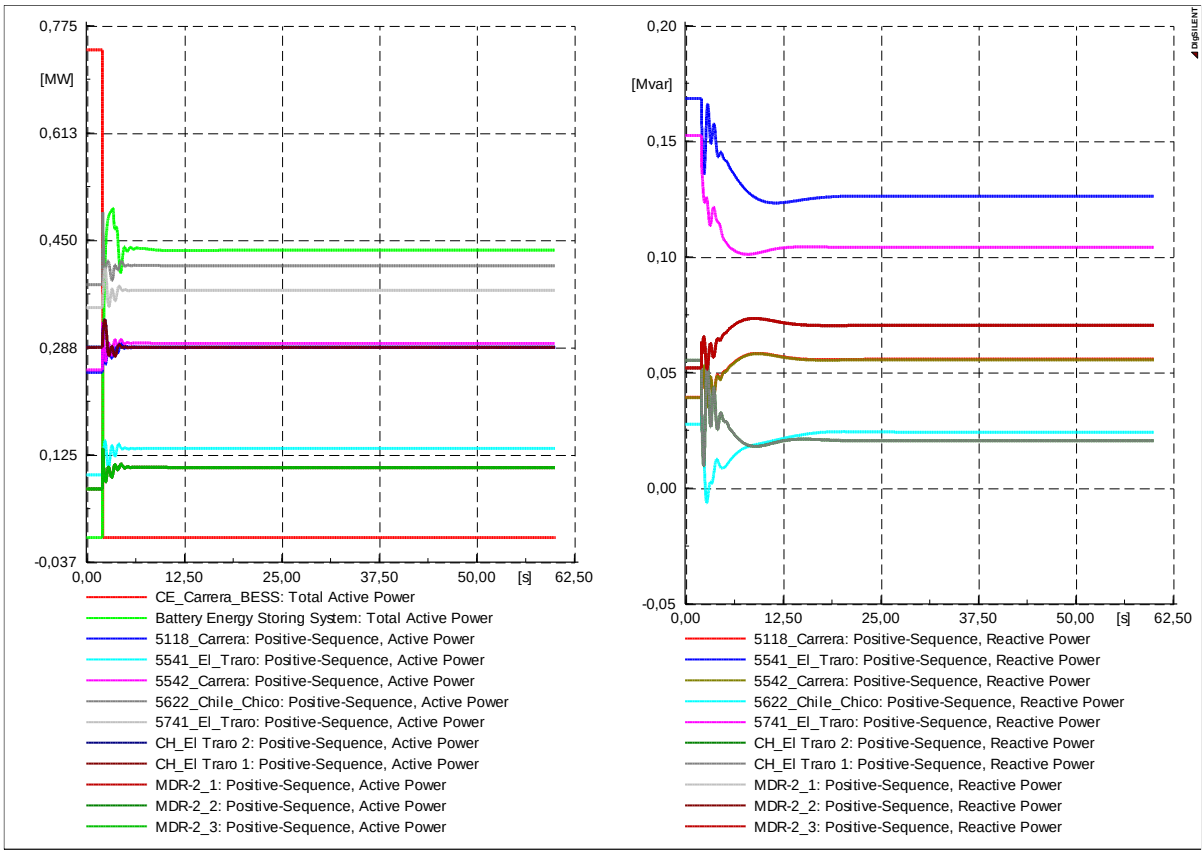


Figura 97: Comportamiento dinámico de la Potencia Activa de las unidades de generación (izquierda) y la Potencia Reactiva (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la CE Carrera con BESS del SM de General Carrera en el escenario de demanda máxima del año 2022.

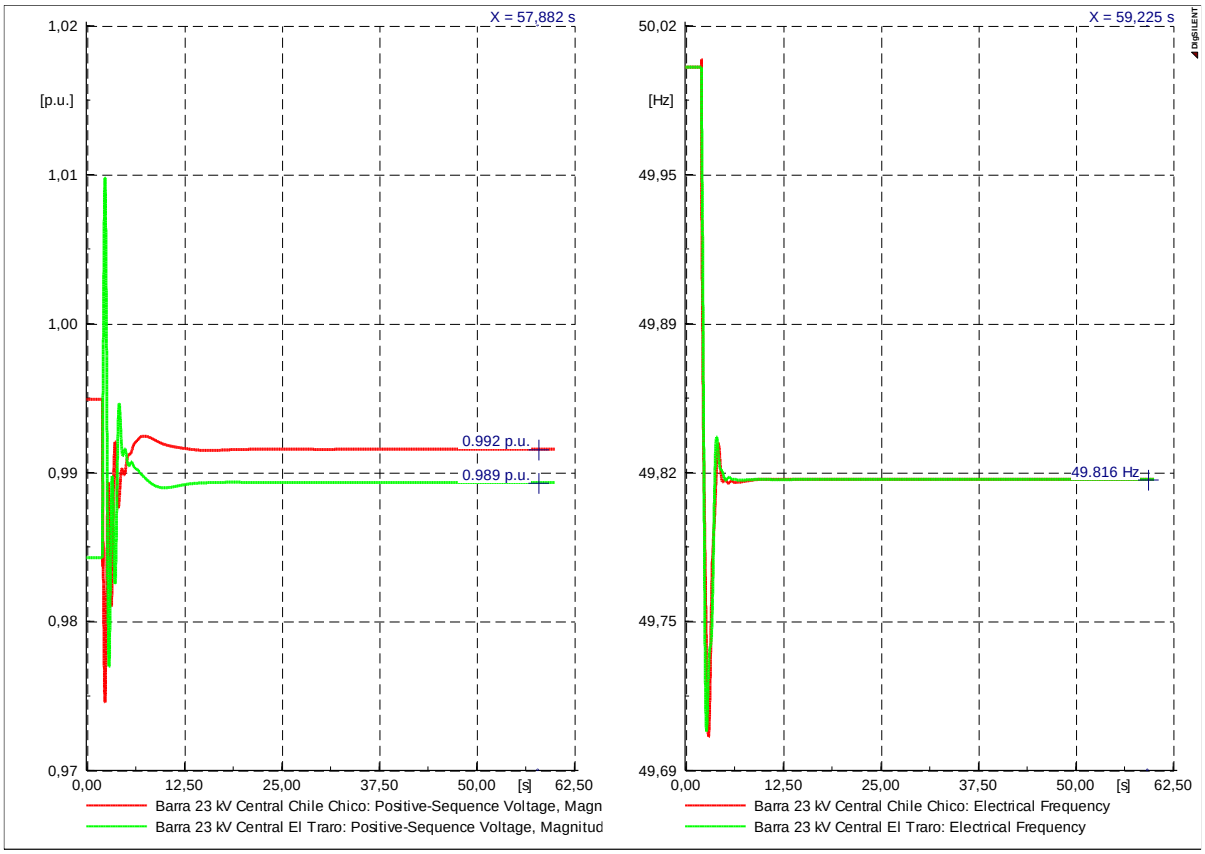


Figura 98: Comportamiento dinámico de la tensión (izquierda) y la frecuencia (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la CE Carrera con BESS del SM de General Carrera en el escenario de demanda máxima del año 2022.

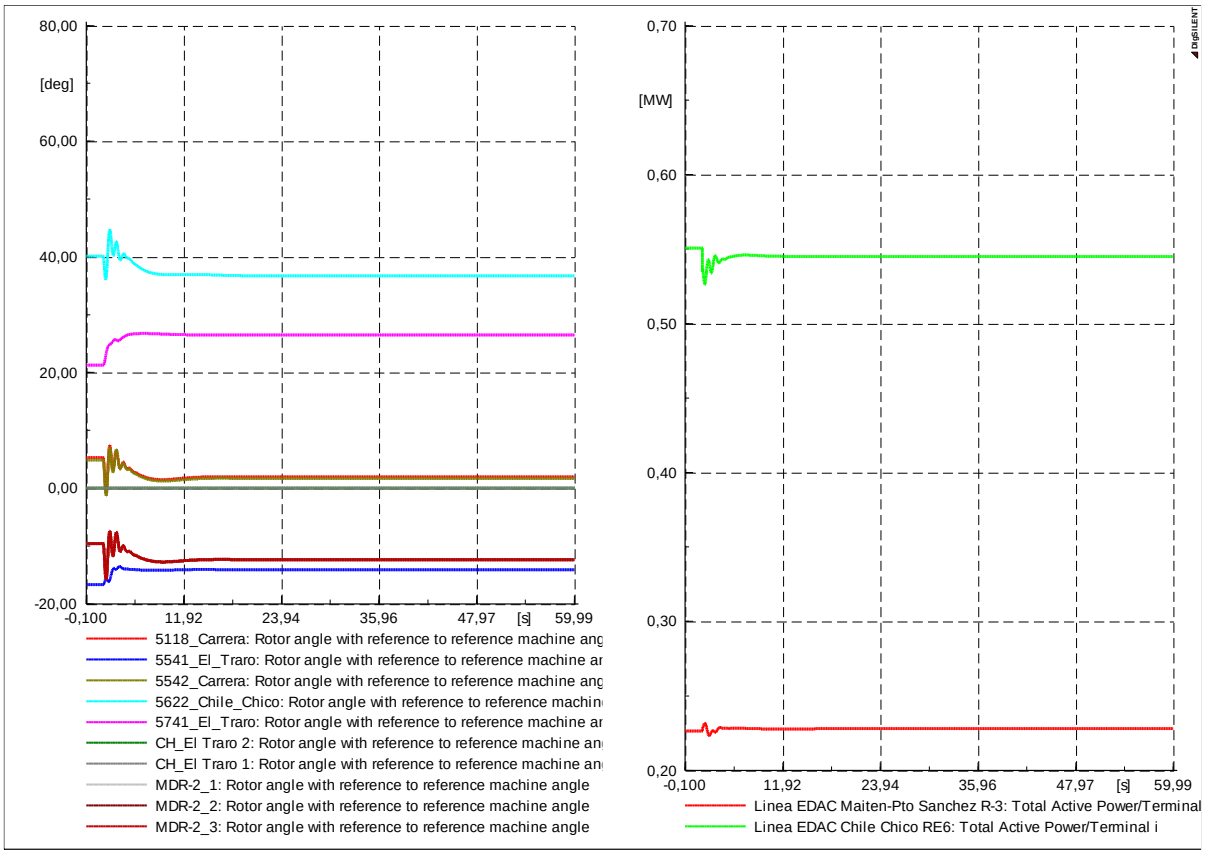


Figura 99: Comportamiento dinámico del ángulo del rotor de las unidades de generación (izquierda) y demandas sujetas a EDAC (derecha), frente a la desconexión intempestiva de la CE Carrera con BESS del SM de General Carrera en el escenario de demanda máxima del año 2022.

31.7.3 Análisis dinámico para el SM de Palena

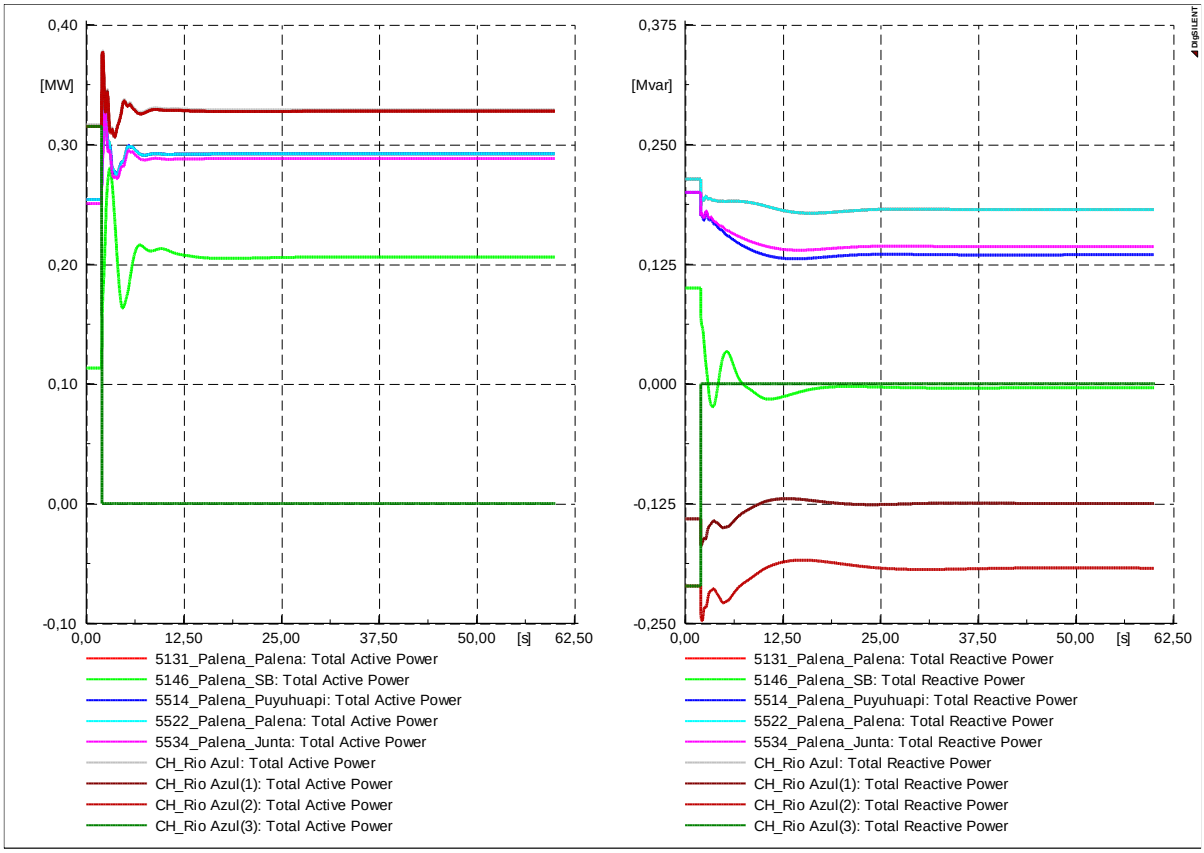


Figura 100: Comportamiento dinámico de la Potencia Activa de las unidades de generación (izquierda) y la Potencia Reactiva (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad N°3 CH Río Azul del SM de Palena en el escenario de demanda máxima del año 2019.

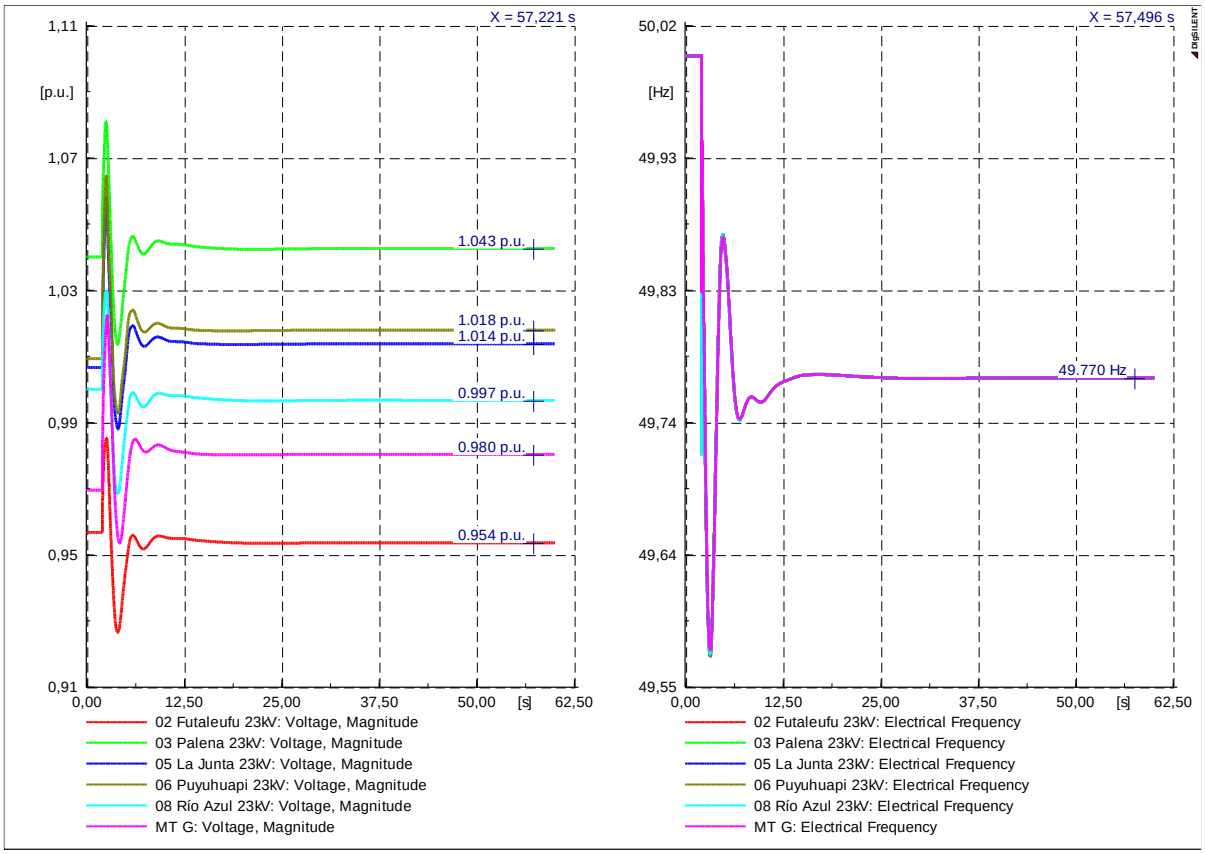


Figura 101: Comportamiento dinámico de la tensión (izquierda) y la frecuencia (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad N°3 CH Río Azul del SM de Palena en el escenario de demanda máxima del año 2019.

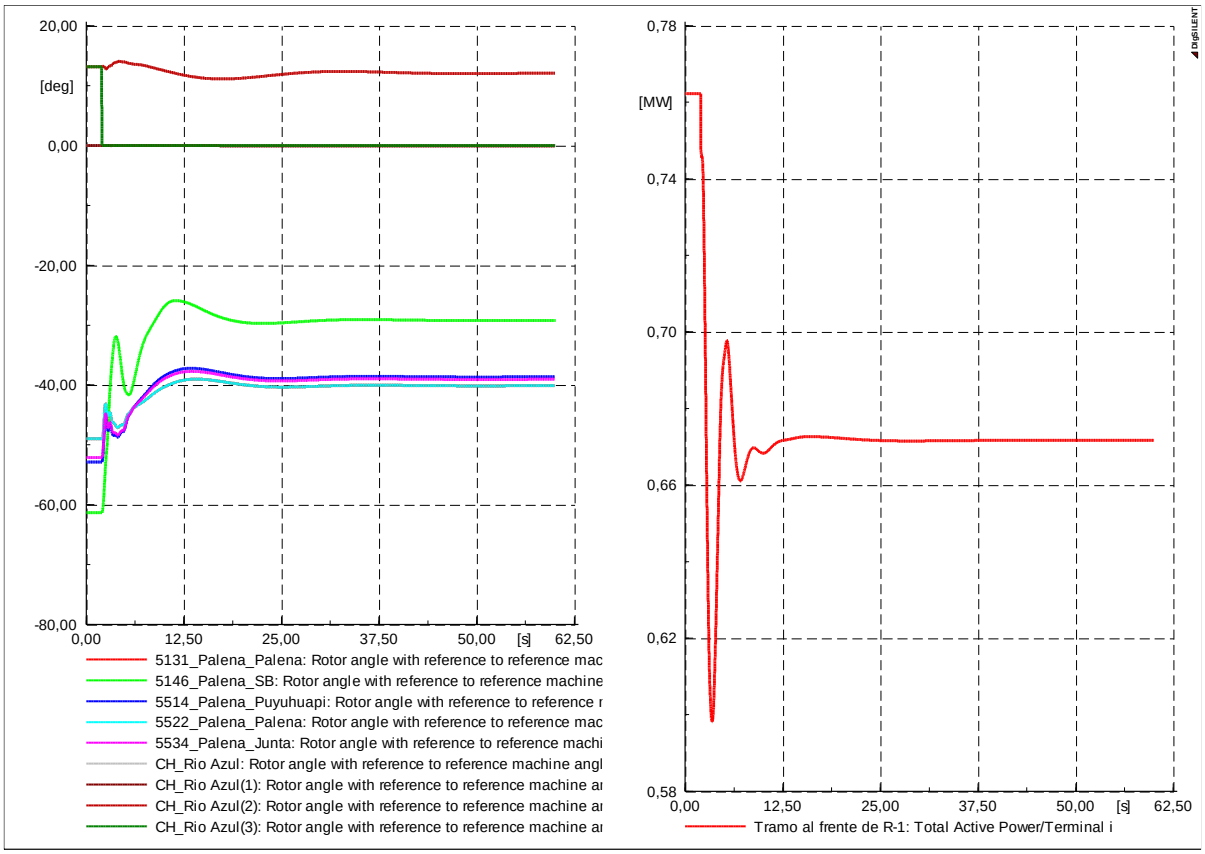


Figura 102: Comportamiento dinámico del ángulo del rotor de las unidades de generación (izquierda) y demandas sujetas a EDAC (derecha), frente a la desconexión intempestiva de la unidad N°3 CH Río Azul del SM de Palena en el escenario de demanda máxima del año 2019.

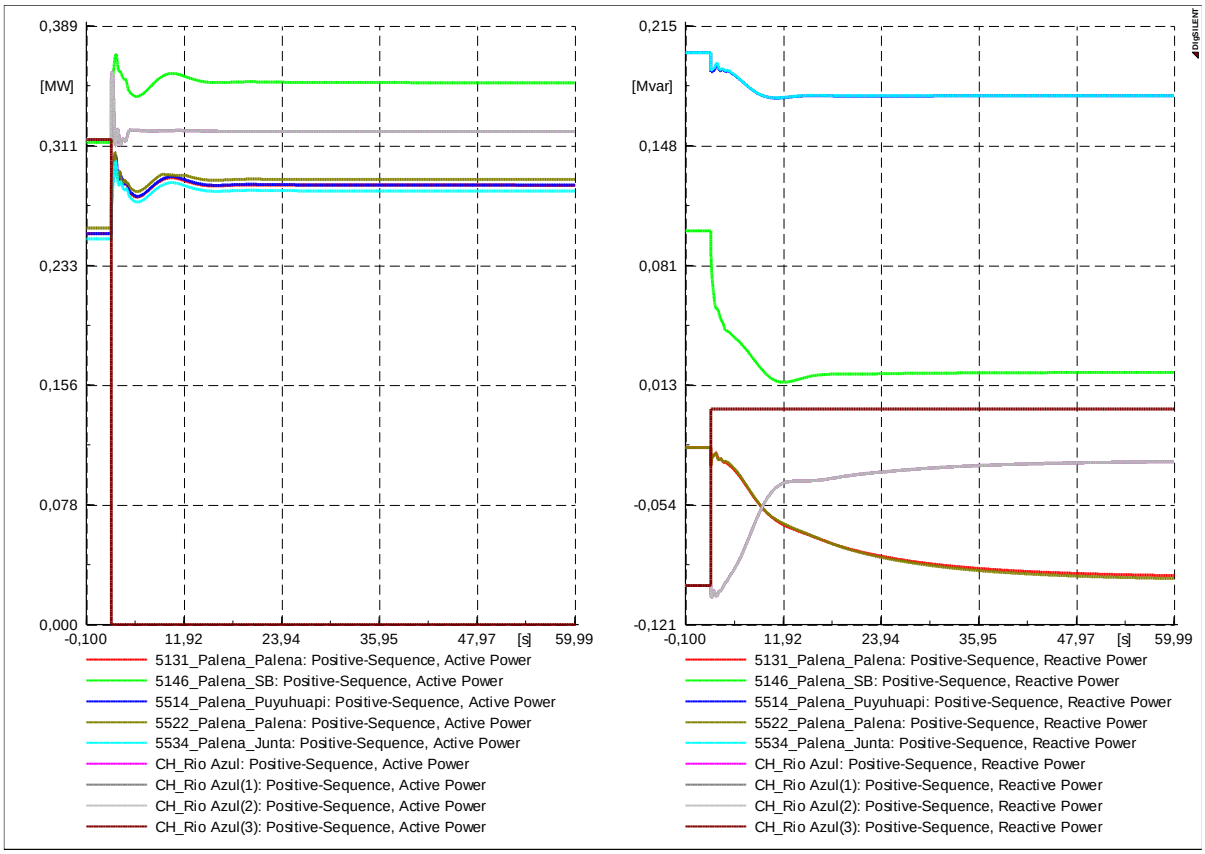


Figura 103: Comportamiento dinámico de la Potencia Activa de las unidades de generación (izquierda) y la Potencia Reactiva (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad N°3 CH Río Azul del SM de Palena en el escenario de demanda máxima del año 2022.

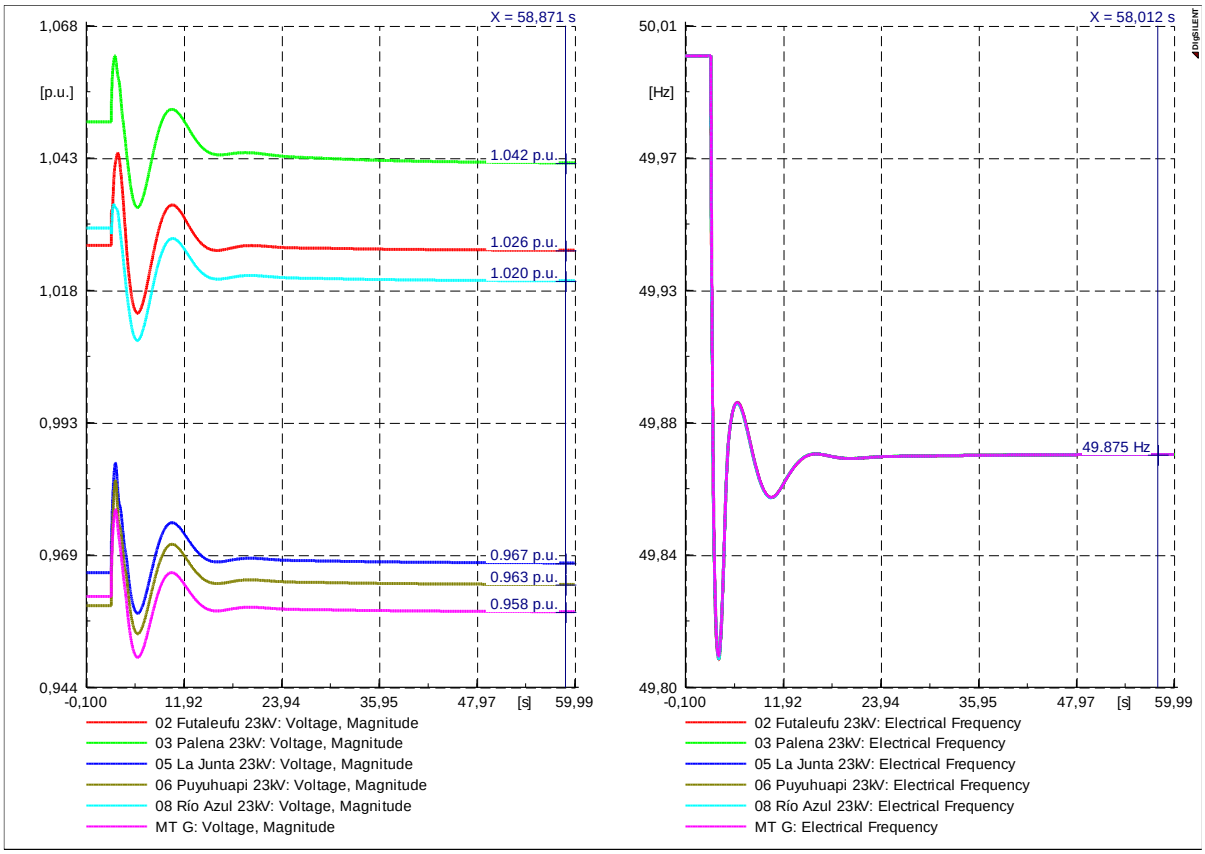


Figura 104: Comportamiento dinámico de la tensión (izquierda) y la frecuencia (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad N°3 CH Río Azul del SM de Palena en el escenario de demanda máxima del año 2022.

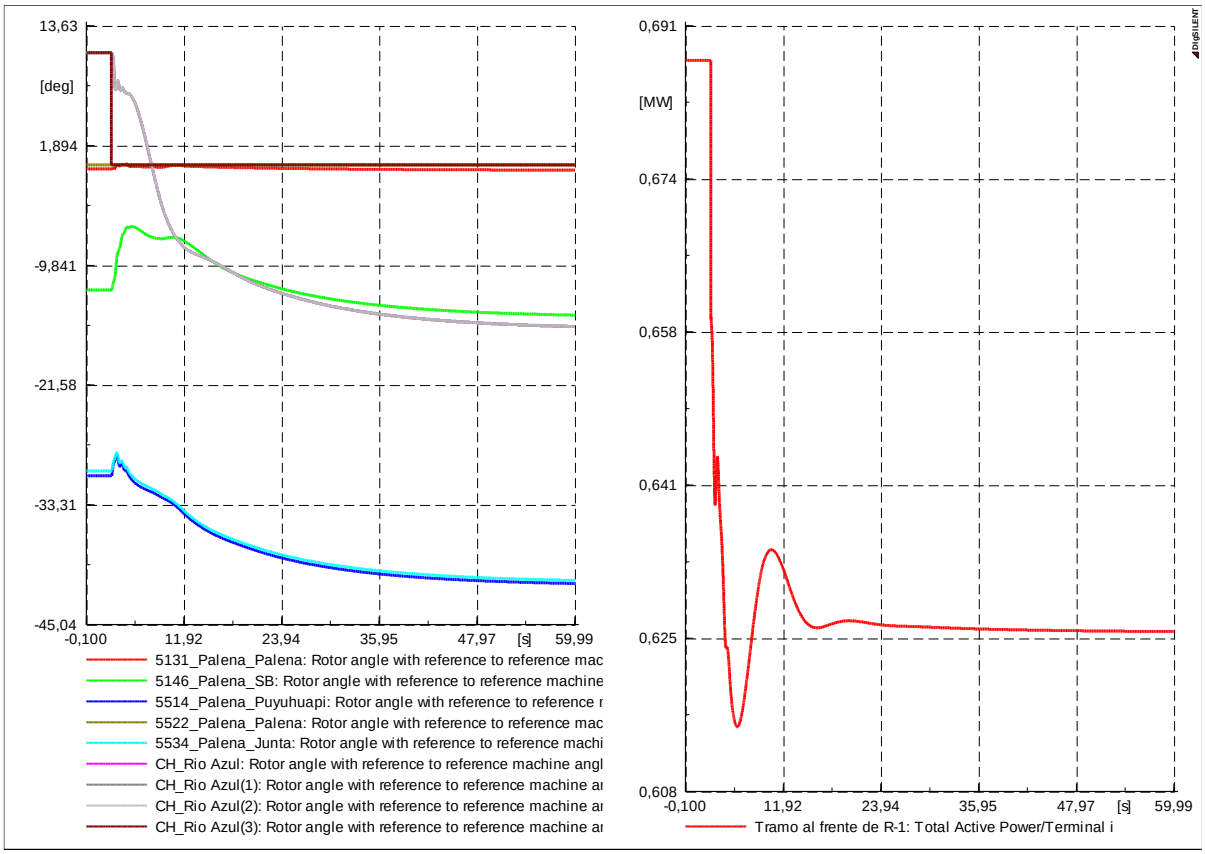


Figura 105: Comportamiento dinámico del ángulo del rotor de las unidades de generación (izquierda) y demandas sujetas a EDAC (derecha), frente a la desconexión intempestiva de la unidad N°3 CH Río Azul del SM de Palena en el escenario de demanda máxima del año 2022.

32 ANEXO: COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO

El Costo Total de Largo Plazo (CTLP) corresponde al valor anual constante que permite cubrir los costos de inversión y explotación en que incurre la Empresa durante el período tarifario de cuatro años que sucede a la fijación, de un Proyecto de Reposición Eficiente.

El propósito de esta sección es exponer el cálculo del CTLP una vez que se ha determinado el Proyecto de Reposición Eficiente. Este cálculo se realiza separadamente para los componentes de generación y transmisión, para posteriormente sumarlos y obtener el CTLP global.

32.1 Objetivos y contexto

En el Reglamento de Valorización y Expansión de los Sistemas Medianos se establece, en el Artículo 33, que el Costo Total de Largo Plazo es aquel valor anual constante requerido para cubrir los costos de explotación e inversión, en que se incurra durante el período tarifario de cuatro años que suceda a la fijación, de un Proyecto de Reposición[19] que minimiza el total de los costos de inversión y explotación de largo plazo del servicio.

A su vez, se establece en el Reglamento que los precios regulados a nivel de generación y de transmisión o precios de nudo de cada Sistema Mediano, serán informados por la Comisión Nacional de Energía de acuerdo al CID y el CTLP que se determine en el presente Estudio. La estructura general de las tarifas estará basada en el CID de cada segmento. Sin embargo, el nivel general de tarifas deberá ser suficiente para cubrir el CTLP del segmento correspondiente.

En los casos en que las instalaciones de generación y de transmisión, o una proporción de ellas mayor al 50%, pertenezcan a una misma empresa con sistemas verticalmente integrados, el nivel de tarifas de las instalaciones correspondientes se fijará de modo de cubrir el CTLP global de la Empresa, incorporando las economías de ámbito que resulten pertinentes.

A partir de los resultados presentados en este estudio, la Comisión definirá las estructuras de las tarifas de generación y de transmisión de los sistemas medianos de Edelaysén, las cuales se basarán en el CID de cada segmento y deberán ser suficientes para cubrir el CTLP del segmento correspondiente.

En el Artículo 39 se establece que la estructura tarifaria de los precios regulados a nivel de generación y de transmisión o precios de nudo de cada Sistema Mediano estará compuesta por los siguientes cargos tarifarios:

- Un cargo de Potencia, denominado precio de nudo de potencia, correspondiente a los costos de desarrollo de generación y transporte de potencia hasta el nudo respectivo. El precio de nudo de potencia se establecerá en $/kW/mes.

[19] Se entiende por proyecto de reposición eficiente aquel que sea suficiente para dar suministro de acuerdo a las exigencias de calidad de servicio establecidas en la normativa vigente, mediante un parque óptimo inicial, adaptado a la demanda, diseñado de forma eficiente de acuerdo a los precios de mercado vigentes de inversión y operación, conforme a las alternativas tecnológicas existentes en el mercado a la fecha de realización del Estudio, considerando un calendario de inversiones futuras óptimas del mismo.

- Un cargo de energía, denominado precio de nudo de energía, correspondiente a los costos de generación y de transporte de energía hasta el nudo respectivo. El precio de nudo de energía se establecerá en $/kWh.

El Artículo 40 referencia a que el cargo de potencia se establecerá para cada nudo de retiro del Sistema Mediano, considerando entre otras variables el costo de desarrollo de la potencia de punta y los factores de penalización de potencia de punta asociados a la demanda de potencia en el nudo respectivo.

Finalmente, se indica en el Artículo 41 que el cargo de energía se determinará en cada nudo de retiro del Sistema Mediano considerando el CID asignado a cada uno de ellos. Su nivel deberá ser ajustado de modo de cubrir el CTLP del segmento de generación y transmisión correspondiente, deducido los ingresos esperados por aplicación del cargo de potencia, de acuerdo con el procedimiento que establezca la norma técnica.

32.2 Metodología de cálculo del Costo Total de Largo Plazo

Entendiendo que el CTLP es aquel valor anual constante requerido por la Empresa para cubrir los costos de explotación e inversión, en que se incurra durante el período tarifario de cuatro años que suceda a la fijación, se ha optado por considerar los años 2019, 2020, 2021 y 2022 en el análisis y determinación del CTLP. No obstante, el proyecto de reposición ha sido concebido para satisfacer la demanda inicial y proyectada de la empresa a partir del año 2017.

A continuación, se establece la metodología utilizada para determinar el Costo Total de Largo Plazo de cada uno se los Sistemas Medianos de Edelaysén; la cual concuerda con la que se establece en las Bases del Estudio.

Costo Total de Largo Plazo para Generación

El Cálculo de la componente del Costo Total de Largo Plazo correspondiente a las instalaciones de generación, determinadas según el Proyecto de Reposición Eficiente, es de la siguiente forma:

$$\boldsymbol{CTLPG = \left(\sum_{t=1}^{T} \frac{[AVIG_t + COMAG_t]}{(1+r)^t}\right) \cdot \left(\frac{r \cdot (1+r)^t}{(1+r)^t - 1}\right)} \qquad \textbf{(27-19)}$$

Donde:

T : Número de años considerados en el horizonte de tarificación (4 años correspondientes a los años 2019, 2020, 2021 y 2022)

CTLPG : Costo Total de Largo Plazo correspondiente a las instalaciones de generación, en US$/año.

$AVIG_t$: Anualidad[20] del Valor de Inversión de las instalaciones de generación incluidas en Proyecto de Reposición Eficiente, efectuadas antes o durante el año t, en US$/año.

[20] Las anualidades $AVIG_t$ y $AVIL_t$ se determinan considerando el valor de inversión de las respectivas instalaciones, descontando el valor residual de cada una de ellas al final del

$COMAG_t$: Costo de operación, falla, mantenimiento, administración y comercialización[21] determinado para el año t de acuerdo con el Proyecto de Reposición Eficiente y asignado al segmento de generación, en US$/año.

Costo Total de Largo Plazo para Transmisión

El Cálculo de la componente del Costo Total de Largo Plazo correspondiente a las instalaciones de transmisión, determinadas según el Proyecto de Reposición Eficiente, es de la siguiente forma:

$$\boldsymbol{CTLPL = \left(\sum_{t=1}^{T} \frac{[AVIL_t + COMAL_t]}{(1+r)^t}\right) \cdot \left(\frac{r \cdot (1+r)^t}{(1+r)^t - 1}\right)} \qquad \textbf{(27-20)}$$

T : Número de años considerados en el horizonte de tarificación (4 años correspondientes a los años 2019, 2020, 2021 y 2022)

CTLPL : Costo Total de Largo Plazo correspondiente a las instalaciones de transmisión, en US$/año.

$AVIL_t$: Anualidad[20] del Valor de Inversión de las instalaciones de transmisión incluidas en el Proyecto de Reposición Eficiente, efectuadas antes o durante el año t, en US$/año.

$COMAL_t$: Costo de operación, falla, mantenimiento, administración y comercialización[21] determinado para el año t de acuerdo con el Proyecto de Reposición Eficiente y asignado al segmento de transmisión, en US$/año.

Costo Total de Largo Plazo para Generación y Transmisión

Finalmente, una vez calculados los componentes correspondientes a las instalaciones de generación y transmisión, el Costo Total de Largo Plazo corresponde a la suma de estos dos términos, es decir:

$$CTLP = CTLPG + CTLPL \qquad \textbf{(27-21)}$$

32.3 Costo Total de Largo Plazo en el Sistema de Aysén

De acuerdo con el procedimiento expuesto en la sección 32.2, se procedió a determinar el valor actual de las inversiones en generación, transmisión e infraestructura del proyecto de reposición eficiente determinado y de los costos fijos y variables de operación en Aysén.

período de planificación, actualizado al año t, y considerando en el cálculo de las actualizaciones y anualidades respectivas, una tasa de actualización de 10% anual.

[21] Los costos de operación y falla, mantenimiento, administración y comercialización considerados para un año t cualquiera, son estimados asumiendo que se hacen efectivos en la mitad del respectivo año, por lo cual, deben ser llevados a valores correspondientes a final de cada año para efectos de ser incorporados en las fórmulas precedentes.

Producto de lo anterior, se obtuvo el valor presente de los costos en que incurriría la Empresa en los cuatro años que suceden a la fijación tarifaria:

Valor Actual de Generación [US$]	60.963.325
Valor Actual de Transmisión [US$]	11.508.972
Valor Actual Total [US$]	72.472.296

CTLPG [US$/año]	19.232.149
CTLPL [US$/año]	3.630.745
CTLP [US$/año]	22.862.894

El detalle de los cálculos se encuentra en el anexo digital.

32.4 Costo Total de Largo Plazo en el Sistema de General Carrera

De acuerdo con el procedimiento expuesto en la sección 32.2, se procedió a determinar el valor actual de las inversiones en generación, transmisión e infraestructura del proyecto de reposición eficiente determinado y de los costos fijos y variables de operación en General Carrera. Producto de lo anterior, se obtuvo el valor presente de los costos en que incurriría la Empresa en los cuatro años que suceden a la fijación tarifaria:

Valor Actual de Generación [US$]	7.732.535
Valor Actual de Transmisión [US$]	236.661
Valor Actual Total [US$]	7.969.195

CTLPG [US$/año]	2.439.389
CTLPL [US$/año]	74.660
CTLP [US$/año]	2.514.048

El detalle de los cálculos se encuentra en el anexo digital.

31.1 Costo Total de Largo Plazo en el Sistema de Palena

De acuerdo con el procedimiento expuesto en la sección 32.2, se procedió a determinar el valor actual de las inversiones en generación, transmisión e infraestructura del proyecto de reposición eficiente determinado y de los costos fijos y variables de operación en Palena. Producto de lo anterior, se obtuvo el valor presente de los costos en que incurriría la Empresa en los cuatro años que suceden a la fijación tarifaria:

Valor Actual de Generación [US$]	7.247.813
Valor Actual de Transmisión [US$]	381.594
Valor Actual Total [US$]	7.629.407

CTLPG [US$/año]	2.286.473
CTLPL [US$/año]	120.382
CTLP [US$/año]	2.406.855

El detalle de los cálculos se encuentra en el anexo digital.

33 ANEXO: FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

De acuerdo con lo indicado en las Bases de Estudio, se identificaron las fórmulas de indexación para:

- Costo Incremental de Desarrollo (CID)
- Costo Total de Largo Plazo (CTLP)

33.1 Metodología

Los ingresos de la empresa eléctrica deben mantenerse constantes en términos reales de manera de no desvirtuar la matriz de costos y, en consecuencia, los ingresos de la empresa. Por tal motivo, las formula de indexación deben reflejar fielmente las variaciones en la estructura de costos de la Empresa durante el periodo tarifario, tomando como referencia los valores determinados en el año base (2016).

Para determinar las fórmulas de indexación en primer término se analiza la estructura de costos de inversión de los componentes de cada sistema de acuerdo con la naturaleza de los bienes, insumos y servicios que lo integran. De forma similar se procede con los componentes de costos del COMA correspondientes a cada sistema eléctrico de la Empresa.

Posteriormente se analizan y definen los indicadores que mejor representan la evolución de los costos de los bienes, insumos y servicios que componen los costos.

Los indicadores que se propone utilizar son de público conocimiento y de fuentes oficiales. Se escogen índices que, en su conjunto, eviten efectos compuestos del tipo que se produce cuando se incorpora conjuntamente la tasa de cambio con otros indicadores correlacionados.

Finalmente, teniendo en cuenta la estructura de costos y los indicadores seleccionados, se propone una fórmula de indexación del tipo polinómica que combina y pondera los indicadores que mejor reflejan la evolución de la estructura de costos de cada sistema.

Las fórmulas son del tipo siguiente:

$$\text{A.V.I} = \sum_{\text{i}} \text{Componente de Costo}_{\text{i}} \cdot \left[\frac{IND_i(t)}{IND_i(0)} \right] \qquad \textbf{(27-22)}$$

$$COMA = \sum_{\text{i}} \text{Componente de Costo}_{\text{i}} \cdot \left[\frac{IND_i(t)}{IND_i(0)} \right] \qquad \textbf{(27-23)}$$

Donde:

Componente de Costo$_i$: Componente del costo del A.V.I. (COMA) en análisis cuyo valor se indexa o varía conforme la variación del indicador IND$_i$.

IND$_i$(t): Valor del indicador económico cuya variación respecto a su valor en base, da cuenta de la variación de la Componente de Costo i y por tanto del nivel de dicha componente de costos en dicho período t.

IND$_i$(0): Valor base del indicador señalado.

A los efectos de determinar las fórmulas de indexación del VI y el COMA de cada sistema, se asumirá que la empresa es remunerada con una tarifa en pesos y que los componentes de costos valorizados en moneda extranjera están afectados de las correspondientes tasas de importación del equipamiento puesto en Chile y de paridad cambiaria.

33.2 Indicadores utilizados

Para explicar la evolución de cada componente de costo correspondiente a cada uno de los sistemas, se han seleccionado los siguientes indicadores:

- Índice nominal de Costo de Mano de Obra de Chile (IMO)
- Índice de precios del consumo de Chile (IPC)
- Índice de Remuneraciones (IR)
- U.S. Producer Price Index (PPI)
- Precio del Diésel (PDiésel)

Los datos a utilizar para determinar la indexación de los componentes de costos provienen de fuentes de público acceso. Al respecto se propone considerar las siguientes fuentes:

- IMO: Instituto Nacional de Estadísticas de Chile [22].
- IR: Instituto Nacional de Estadísticas de Chile[23].
- IPC: Instituto Nacional de Estadísticas de Chile [24].
- PPI: Bureau of Labour Statistics – U.S. Department of Labour [25].

33.3 Fórmula de Indexación

Las fórmulas de indexación se obtienen de los componentes de costos y de la participación supuesta de cada indicador en cada componente de costo.

La fórmula de indexación resultante para el VI es la siguiente[26]:

$$\frac{Vctlp(i)}{Vctlp(0)} = \left[\%IMO \times \frac{IMO(i)}{IMO(0)} + \%IPC \times \frac{IPC(i)}{IPC(0)} + \%Pdiesel \times \frac{Pdiesel(i)}{Pdiesel(0)}\right] + \left[\%PPI \times \frac{PPI(i)}{PPI(0)}\right] \times \left[\frac{1+TAX(i)}{1+TAX(0)}\right] \times \frac{Pdolar(i)}{Pdolar(0)}$$

Los componentes de costos expresados en moneda extranjera son convertidos a variación en pesos por medio de la relación (Pdolar(i)/Pdolar(0))

---

22 http://www.ine.cl/canales/chile_estadistico/mercado_del_trabajo/remuneraciones/series_estadisticas/nuevo_series_estadisticas.php

23 http://www.ine.cl/canales/chile_estadistico/mercado_del_trabajo/remuneraciones/series_estadisticas/nuevo_series_estadisticas.php

24 http://www.ine.cl/canales/chile_estadistico/familias/precios.php

25 http://www.bls.gov/ppi/home.htm

26 Expresión válida tanto para indexar el CID como el CTLP.

Los componentes de costos correspondientes a dólares estadounidenses son afectados por la incidencia de la variación de los impuestos de importación (TAX) de forma tal de reflejar costos del equipamiento puesto en Chile.

33.4 Indexación del Costo Incremental de Desarrollo

De acuerdo con el numeral 10 de las Bases del Estudio, las respectivas fórmulas de indexación del Costo Incremental de Desarrollo deberán presentar desagregaciones de los costos que permitan identificar las componentes asociadas a la potencia y aquellas asociadas a la energía. De manera de dar cumplimiento a dicho requerimiento, las fórmulas de indexación propuestas en este informe consideran como componente asociada a la potencia todos aquellos ítems de costos que permiten el cálculo del CID que guarden relación con inversiones, dejando todo lo referido a costos fijos y de operación a la fórmula de indexación del precio de la energía.

El detalle del cálculo de la indexación del CID para los sistemas de Aysén, General Carrera y Palena se encuentra en el Anexo digital.

33.4.1 Sistema de Aysén

Se presenta a continuación la estructura de la fórmula de indexación del precio de la energía y la potencia en Aysén para el CID.

Tabla 192:Estructura de la Fórmula de Indexación de la potencia en Aysén para el CID

Formula Indexación Potencia CID AY	
IPC - Nacional	66,1%
PPI - Externo	33,9%
	100,0%

Tabla 193: Estructura de la Fórmula de Indexación de la energía en Aysén para el CID

Formula Indexación CID AY	
IPC - Nacional	65,0%
P. Diesel - Nacional	2,5%
PPI - Externo	32,5%
	100,0%

33.4.2 Sistema de General Carrera

Se presenta a continuación la estructura de la fórmula de indexación del precio de la energía y la potencia en General Carrera para el CID.

Tabla 194:Estructura de la Fórmula de Indexación de la potencia en General Carrera para el CID

Formula Indexación Energía CID GC	
IPC - Nacional	26,3%
P. Diesel - Nacional	63,0%
PPI - Externo	10,7%
	100,0%

Tabla 195: Estructura de la Fórmula de Indexación de la energía en General Carrera para el CID

Formula Indexación Potencia CID GC	
IPC - Nacional	72,5%
PPI - Externo	27,5%
	100,0%

33.4.3 Sistema de Palena

Se presenta a continuación la estructura de la fórmula de indexación del precio de la energía y la potencia en Palena para el CID.

Tabla 196:Estructura de la Fórmula de Indexación de la potencia en Palena para el CID

Formula Indexación Potencia CID PL	
IPC - Nacional	49,9%
PPI - Externo	50,1%
	100,0%

Tabla 197: Estructura de la Fórmula de Indexación de la energía en Palena para el CID

Formula Indexación CID PL	
IPC - Nacional	35,3%
P. Diesel - Nacional	47,9%
PPI - Externo	16,8%

33.5 Indexación del Costo Total de Largo Plazo

33.5.1 Sistema de Aysén

Se presenta a continuación la estructura de la fórmula de indexación del precio de la energía y la potencia en Aysén para el CTLP.

Tabla 198:Estructura de la Fórmula de Indexación de la potencia en Aysén para el CTLP

Formula Indexación Potencia CTLP AY	
IPC - Nacional	73,5%
PPI - Externo	26,5%
	100,0%

Tabla 199: Estructura de la Fórmula de Indexación de la energía en Aysén para el CTLP

Formula Indexación CTLP AY	
IPC - Nacional	57,3%
P. Diesel - Nacional	24,1%
PPI - Externo	18,6%

33.5.2 Sistema de General Carrera

Se presenta a continuación la estructura de la fórmula de indexación del precio de la energía y la potencia en General Carrera para el CTLP.

Tabla 200:Estructura de la Fórmula de Indexación de la potencia en General Carrera para el CTLP

Formula Indexación Potencia CTLP GC	
IPC - Nacional	71,9%
PPI - Externo	28,1%
	100,0%

Tabla 201: Estructura de la Fórmula de Indexación de la energía en General Carrera para el CTLP

Formula Indexación CTLP GC	
IPC - Nacional	47,1%
P. Diesel - Nacional	37,4%
PPI - Externo	15,5%

33.5.3 Sistema de Palena

Se presenta a continuación la estructura de la fórmula de indexación del precio de la energía y la potencia en Palena para el CTLP.

Tabla 202:Estructura de la Fórmula de Indexación de la potencia en Palena para el CTLP

Formula Indexación Potencia CTLP PL	
IPC - Nacional	51,9%
PPI - Externo	48,1%
	100,0%

Tabla 203: Estructura de la Fórmula de Indexación de la energía en Palena para el CTLP

Formula Indexación CTLP PL	
IPC - Nacional	46,3%
P. Diesel - Nacional	25,8%
PPI - Externo	27,9%
	100,0%