Systep

Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams

Informe Final

13 de junio de 2018

Desarrollado para:

edelmag
GRUPO CGE

INDICE

1 INTRODUCCIÓN 11

1.1 INTRODUCCIÓN 11
1.2 OBJETIVOS 11

2 CARACTERIZACIÓN Y VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE LA EMPRESA 12

2.1 CARACTERIZACIÓN Y VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN EXISTENTES 12
2.2 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES 12
2.2.1 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN 12
2.2.2 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN 14
2.3 VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN 14
2.3.1 ESTUDIO DE PRECIOS UNITARIOS 15
2.3.2 RECARGOS UTILIZADOS EN PRECIOS UNITARIOS 16
2.3.3 VALORIZACIÓN DE UNIDADES DE GENERACIÓN 16
2.3.4 VALORIZACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN 17
2.3.4.1 LÍNEA DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA DE PUNTA ARENAS 17
2.3.4.2 INSTALACIONES EN SUBESTACIONES 17

3 PROYECCIÓN DE DEMANDA 18

3.1 DATOS DE ENTRADA 18
3.2 MODELAMIENTO 18
3.3 RESULTADOS 19

4 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO 26

4.1 *PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN GENERACIÓN* 26
4.1.1 METODOLOGÍA 26
4.1.2 RESULTADOS 26
4.1.3 RANGO DE VALIDEZ TÉCNICA 27
4.1.4 SEGURIDAD DE SERVICIO Y RESERVA EN GIRO 27
4.1.4.1 RESERVA EN GIRO EN LA OPERACIÓN HORARIA 27
4.2 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN TRANSMISIÓN Y ESTUDIOS ELÉCTRICOS 30
4.2.1 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN TRANSMISIÓN 30
4.2.1.1 METODOLOGÍA 30
4.2.1.2 RESULTADOS 31
4.2.2 ESTUDIOS ELÉCTRICOS 31
4.2.2.1 METODOLOGÍA 31
4.2.2.2 RESULTADOS 32
4.3 EXPANSIÓN DE INFRAESTRUCTURA Y TERRENOS 32
4.3.1 EDIFICIOS Y TERRENOS. 32
4.3.2 VEHÍCULOS Y OTROS BIENES DE INFRAESTRUCTURA. 33
4.3.2.1 COSTOS DE VEHÍCULOS Y SU PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO 33
4.3.2.2 BIENES DE INFRAESTRUCTURA INFORMÁTICA Y DE TELECOMUNICACIONES Y SU PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO. 33
4.4 ESTRUCTURA DE LA ORGANIZACIÓN DE LA EMPRESA EFICIENTE 34
4.4.1 ORGANIGRAMA DE LA EMPRESA EFICIENTE 34
4.4.1.1 ENCUESTA DE COMPENSACIONES Y BENEFICIOS. 35
4.4.1.2 ESTUDIO DE HOMOLOGACIÓN DE CARGOS 35
4.4.1.3 BENEFICIOS 35
4.4.1.4 COSTO TOTAL DEL PERSONAL 36

4.4.2 Expansión del personal de la empresa eficiente ... 37
4.5 Gastos Fijos anuales de operación, mantenimiento, administración y comercialización ... 38
4.5.1 Determinación de los Gastos Fijos según el Plan de Expansión Óptimo ... 38

5 CÁLCULO DEL COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO ... 40

5.1 Costo Incremental de Desarrollo del sistema de Punta Arenas ... 40
5.2 Costo Incremental de Desarrollo del sistema de Puerto Natales ... 40
5.3 Costo Incremental de Desarrollo del sistema de Porvenir ... 40
5.4 Costo Incremental de Desarrollo del sistema de Puerto Williams ... 40

6 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE ... 41

6.1 Proyecto de Reposición Eficiente de Generación ... 41
6.1.1 Metodología ... 41
6.1.1.1 Punta Arenas ... 41
6.1.1.2 Puerto Natales y Porvenir ... 42
6.1.1.3 Puerto Williams ... 42
6.1.2 Resultados ... 42
6.2 Proyecto de Reposición Eficiente de Transmisión ... 44
6.2.1 Punta Arenas ... 44
6.2.2 Puerto Natales ... 44
6.2.3 Porvenir ... 45
6.2.4 Puerto Williams ... 45
6.2.5 Estudios Eléctricos ... 45
6.3 Expansión de infraestructura y terrenos ... 45
6.3.1 Edificios y Terrenos. ... 46
6.3.2 Vehículos y otros bienes de infraestructura. ... 47
6.3.2.1 Proyecto de Reposición Eficiente en Vehículos ... 47
6.3.2.2 Bienes de infraestructura informática y de telecomunicaciones para el Plan de Expansión de Óptimo. 47
6.4 Estructura de la organización de la empresa eficiente ... 49
6.4.1.1 Costo total del personal ... 49
6.5 Expansión del personal de la empresa eficiente ... 50
6.6 Gastos Fijos anuales de operación, mantenimiento, administración y comercialización ... 51
6.6.1 Determinación de los Gastos Fijos según el Proyecto de Reposición Eficiente ... 51

7 COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO (CTLP) ... 52

7.1 Costo Total de Largo Plazo en el Sistema de Punta Arenas ... 52
7.2 Costo Total de Largo Plazo en el Sistema de Puerto Natales ... 53
7.3 Costo Total de Largo Plazo en el Sistema de Porvenir ... 54
7.4 Costo Total de Largo Plazo en el Sistema de Puerto Williams ... 55

8 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN ... 56

8.1 Indicadores utilizados ... 56
8.2 Fórmula de Indexación ... 56
8.3 Indexación del Costo Incremental de Desarrollo ... 56
8.3.1 Sistema de Punta Arenas ... 56
8.3.2 Sistema de Puerto Natales ... 57
8.3.3 Sistema de Porvenir ... 57
8.3.4 Sistema de Puerto Williams ... 58
8.4 Indexación del Costo Total de Largo Plazo ... 58
8.4.1 Sistema de Punta Arenas ... 58

8.4.2 Sistema de Puerto Natales 58
8.4.3 Sistema de Porvenir 59
8.4.4 Sistema de Puerto Williams 59

9 COSTOS VARIABLES MEDIOS, FACTORES DE COSTOS DE INVERSIÓN Y ADMINISTRACIÓN, Y COSTOS DE TRANSMISIÓN 60

9.1 Asignación de potencia reconocida 60
9.2 Costo variable medio por Empresa 60
9.3 Factor de costos de inversión y administración 61
9.4 Costo de transmisión 62

ANEXOS 63

10 ANEXO: CARACTERIZACIÓN Y VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE LA EMPRESA 64

10.1 Planos y topología de los sistemas 64
10.2 Identificación y caracterización de las instalaciones existentes 65
10.2.1 Identificación y caracterización de las unidades de Generación 65
10.2.2 Análisis de la información 67
10.2.3 Identificación y caracterización de las instalaciones de Transmisión 67
10.3 Estudio de precios unitarios 68
10.3.1 Recargos unidades de generación 69
10.3.1.1 Flete 70
10.3.1.2 Seguro 70
10.3.1.3 Flete SSMM (Transporte) 70
10.3.1.4 Montaje mecánico 71
10.3.1.5 Montaje eléctrico 71
10.3.1.6 Obras Civiles 71
10.3.1.7 Ingeniería 71
10.3.1.8 Puesta en Marcha 71
10.3.1.9 Gastos Generales 71
10.3.1.10 Intereses Intercalarios 71
10.3.1.11 Valor final 71
10.3.2 Recargos otras instalaciones 72
10.3.2.1 Fletes 72
10.3.2.2 Bodegaje (B) 72
10.3.2.3 Montaje (MO) 72
10.3.2.4 Ingeniería (Ing) 72
10.3.2.5 Gastos Generales (GG) 72
10.3.2.6 Intereses Intercalarios (II) 73
10.3.2.7 Bienes Intangibles (BI) 73
10.3.2.8 Capital de Explotación (CE) 73
10.3.2.9 Costo unitario (CU) 73
10.4 Valorización de las instalaciones de generación y transmisión 74
10.4.1 Metodología de valorización de Unidades de Generación 75
10.4.2 Turbinas a gas 78
10.4.3 Motores a gas 81
10.4.4 Motores diésel 82
10.4.5 Valorización de unidades de generación 84
10.4.6 Valorización de instalaciones de transmisión 90
10.4.6.1 Línea de transmisión del sistema de Punta Arenas 90

10.4.7 INSTALACIONES EN SUBESTACIONES 92

11 ANEXO: UBICACIÓN DE SISTEMAS 97

11.1 PUNTA ARENAS 97
11.2 PUERTO NATALES 98
11.3 PORVENIR 99
11.4 PUERTO WILLIAMS 100

12 ANEXO: DIAGRAMAS UNILINEALES 101

12.1 PUNTA ARENAS 101
12.2 PUNTA ARENAS (INCLUIDO PECKET) 102
12.3 CENTRAL PECKET 103
12.4 PUERTO NATALES 104
12.5 PORVENIR 105
12.6 PUERTO WILLIAMS 106

13 ANEXO: DATOS TÉCNICOS INSTALACIONES 107

13.1 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 107
13.2 SUBESTACIONES 109
13.3 UNIDADES GENERADORAS 111
13.3.1 CENTRAL TRES PUENTES 111
13.3.2 CENTRAL PUNTA ARENAS 112
13.3.3 CENTRAL PARQUE EÓLICO CABO NEGRO (PECKET) 113
13.3.4 CENTRAL PUERTO NATALES 114
13.3.5 CENTRAL PORVENIR 115
13.3.6 PUERTO WILLIAMS 116

14 ANEXO: SERVIDUMBRES 117

15 ANEXO: COTIZACIONES Y COMPROBANTES EDELMAG 118

16 ANEXO: COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN AL AÑO BASE 119

16.1 COSTOS UNITARIOS DE COMBUSTIBLE 119
16.2 CONSUMOS ESPECÍFICOS DE LAS UNIDADES GENERADORAS 120
16.2.1 PUNTA ARENAS 120
16.2.2 PUERTO NATALES 121
16.2.3 PORVENIR 123
16.2.4 PUERTO WILLIAMS 124
16.3 COSTOS VARIABLES COMBUSTIBLES Y NO COMBUSTIBLES 124
16.4 COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN Y FALLA 128

17 ANEXO: INFRAESTRUCTURAS Y TERRENOS 130

17.1 VALORIZACIÓN DE INFRAESTRUCTURA Y TERRENOS 130
17.1.1 INTRODUCCIÓN 130
17.1.2 EDIFICIOS Y TERRENOS 130
17.1.2.1 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS 130
17.1.2.2 ANÁLISIS Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS 131
17.1.3 VEHÍCULOS Y DEMÁS BIENES DE INFRAESTRUCTURA 136
17.1.4 COSTOS DE VEHÍCULOS Y ASIGNACIÓN A LOS SEGMENTOS 136
17.1.4.1 BIENES DE INFRAESTRUCTURA INFORMÁTICA Y DE TELECOMUNICACIONES 138

17.1.5 Bienes de infraestructura relacionados con equipos en bodega, herramientas, muebles y demás equipos de oficina. 143
17.2 Listado y valorización de otros bienes de infraestructura 146

18 ANEXO: ESTRUCTURA Y VALORIZACIÓN DE LOS COSTOS DE PERSONAL 147

18.1 Organigrama de la Empresa Eficiente 147
18.2 Análisis de la estructura del personal 147
18.2.1 Descripción de la organización y sus funciones 147
18.3 Encuesta de Compensaciones y Beneficios. 152
18.4 Homologación de cargos 154
18.5 Criterios de asignación de personal propuestos por el Consultor 154
18.6 Descripción de Cargos Homologación 154
18.7 Expansión del personal de la empresa Eficiente 154

19 ANEXO: LISTADO Y VALORIZACIÓN DE EDIFICIOS Y TERRENOS 155

19.1 Valorización 155
19.2 Coordenadas Terrenos 155

20 ANEXO: LISTADO Y VALORIZACIÓN DE VEHÍCULOS 156

21 ANEXO: LISTADO Y VALORIZACIÓN DE OTROS BIENES DE INFRAESTRUCTURA. 157

22 ANEXO: ESTRUCTURA Y VALORIZACIÓN DE LOS COSTOS DE PERSONAL 158

22.1 Valorización de Estructura de Personal 158
22.2 Detalle de Asignación de los Empleados 158
22.2.1 Detalle de asignación Empresa. 158
22.3 Detalle de asignación propuesta Consultor. 158

23 ANEXO: DETALLE DE LAS PARTIDAS DE COSTOS FIJOS 159

23.1 Metodología de Valorización de los Gastos Fijos Anuales de la Empresa 159
23.2 Valorización de los Gastos Fijos Anuales de la Empresa 161

24 ANEXO: DETERMINAMIENTO DE LOS DRIVER PARA EL CRECIMIENTO DE GASTOS FIJOS. 163

25 ANEXO: PROYECCIÓN DE DEMANDA 167

25.1 Análisis de consistencia de las series de datos 167
25.1.1 Demanda horaria histórica 167
25.1.2 Ventas mensuales de energía 169
25.1.3 Encuestas 170
25.2 Nuevos Clientes 171
25.3 Metodología para la proyección de demanda 171
25.3.1 Modelo ARIMA Estacional (SARIMAX) 171
25.3.2 Modelo Ajuste Parcial 172
25.3.3 Variables exógenas 173
25.4 Predicción de Demanda Eléctrica 176
25.4.1 Sistema Punta Arenas 176
25.4.1.1 Barra Punta Arenas 182
25.4.1.2 Barra Tres Puentes 188
25.4.1.3 Barra Puerto Natales 192
25.4.1.4 Barra Porvenir 198
25.4.1.5 Barra Puerto Williams 204

25.5 FACTOR DE EFICIENCIA ENERGÉTICA 210
25.6 CURVA DE DURACIÓN POR BLOQUES 210
25.7 FACTOR DE CARGA 212
25.8 CONSIDERACIONES SOBRE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA 214

26 ANEXO: SELECCIÓN DE BARRAS DE RETIRO Y DETERMINACIÓN DE FACTORES DE ASIGNACIÓN. 215

26.1 BARRAS DE RETIRO 215
26.1.1 SISTEMA ELÉCTRICO DE PUNTA ARENAS 215
26.1.2 SISTEMA ELÉCTRICO DE PUERTO NATALES 215
26.1.3 SISTEMA ELÉCTRICO DE PORVENIR 215
26.1.4 SISTEMA ELÉCTRICO DE PUERTO WILLIAMS 216
26.2 FACTORES DE ASIGNACIÓN 216
26.2.1 ASIGNACIÓN DE COSTOS DE UNIDADES GENERADORAS A LOS NUDOS DE RETIRO 216
26.2.2 ASIGNACIÓN DE COSTOS DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN A LOS NUDOS DE RETIRO 216
26.2.3 CÁLCULO DE LOS FACTORES DE ASIGNACIÓN 218

27 ANEXO: CATASTRO DE PROYECTOS INFORMADOS 219

27.1 CATASTRO DE PROYECTOS EN PUNTA ARENAS 219
27.1.1 PARQUE EÓLICO CABO NEGRO 219

28 ANEXO: SUPUESTOS E INFORMACIÓN DE ENTRADA PARA EL PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO Y PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE 220

28.1 UNIDADES DE GENERACIÓN 220
28.1.1 UNIDADES EXISTENTES 220
28.1.2 UNIDADES CANDIDATAS 223
28.1.2.1 MÓDULOS TÉRMICOS Y CATASTRO DE PROYECTOS 223
28.2 VALORES DE INVERSIÓN 224
28.2.1 UNIDADES CANDIDATAS 224
28.2.2 UNIDADES EXISTENTES 225
28.3 CONSUMO ESPECÍFICO 225
28.3.1 UNIDADES EXISTENTES 225
28.3.2 UNIDADES CANDIDATAS 227
28.4 IMPUESTOS A EMISIONES 228
28.5 COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE (CVNC) 230
28.5.1 UNIDADES EXISTENTES 230
28.5.2 UNIDADES CANDIDATAS 230
28.5.2.1 MÓDULOS TÉRMICOS Y CATASTRO DE PROYECTOS 230
28.5.3 INDISPONIBILIDADES 231
28.5.3.1 UNIDADES EXISTENTES Y CANDIDATAS 231
28.5.4 POTENCIAS MÍNIMAS DE OPERACIÓN 233
28.5.5 CONSIDERACIONES GENERALES 234
28.5.5.1 DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA 234
28.5.5.2 COSTO DE FALLA 234
28.5.5.3 PRECIO DE COMBUSTIBLES 234
28.5.5.4 MARGEN DE RESERVA 235
28.5.5.5 CONSIDERACIONES SOBRE LA INDISPONIBILIDAD 236

29 ANEXO: PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO 237

29.1 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA 237
29.2 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN GENERACIÓN 238

29.2.1 SOFTWARE DE PLANIFICACIÓN Y OPERACIÓN DE GENERACIÓN DESARROLLADO POR SYSTEP 239
29.2.2 METODOLOGÍA GENERAL DE PLANIFICACIÓN DE EXPANSIÓN DE UNIDADES DE GENERACIÓN 239
29.2.2.1 ETAPA 1: PLANIFICACIÓN ÓPTIMA ECONÓMICA 240
29.2.2.2 ETAPA 2: PLANIFICACIÓN CON SUFICIENCIA DIÉSEL Y DE SEGURIDAD N-1 240
29.2.2.3 ETAPA 3: DETERMINACIÓN DE LA OPERACIÓN DE LAS UNIDADES 240
29.2.3 RESULTADOS 241
29.3 RANGO DE VALIDEZ TÉCNICA DE LOS PLANES DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN DETERMINADOS 242
29.4 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN TRANSMISIÓN 246
29.4.1 METODOLOGÍA 246
29.4.1.1 DIAGRAMA UNILINEAL 247
29.4.1.2 SUPUESTOS 248
29.4.2 ANÁLISIS TÉCNICO 248
29.4.2.1 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN EXISTENTES 248
A) LÍNEA DE TRANSMISIÓN 248
B) TRANSFORMADORES 249
29.4.2.2 RESULTADOS DEL ANÁLISIS TÉCNICO 249
29.4.3 ANÁLISIS DE PROYECTO DE NUEVA LÍNEA TRES PUENTES - PUNTA ARENAS 66 KV 249
29.4.3.1 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA NUEVA LÍNEA 250
29.4.3.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTO DE NUEVA LÍNEA 250
C) VALORIZACIÓN DE LAS PÉRDIDAS EN LAS LÍNEAS 250
D) VALORIZACIÓN DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA 251
E) VALORIZACIÓN DE LA INVERSIÓN 252
F) COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO 253
G) EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO DE LÍNEA 254
29.4.4 CONCLUSIONES 255
29.5 ESTUDIOS ELÉCTRICOS – PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO 255
29.5.1 CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE LA TRANSMISIÓN Y GENERACIÓN 255
29.5.2 ESCENARIOS DE EVALUACIÓN 256
29.5.2.1 CONSIDERACIONES RESPECTO AL CONSUMO 256
29.5.2.2 CONSIDERACIONES RESPECTO A LA GENERACIÓN 257
29.5.3 ASPECTOS NORMATIVOS 258
29.5.4 RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS ELÉCTRICOS 260
29.5.4.1 REGULACIÓN DE TENSIÓN 260
29.5.4.2 SUFICIENCIA EN CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN 261
29.5.4.3 ANÁLISIS DINÁMICO 262
29.6 COMPORTAMIENTO DINÁMICO DE SSMM FRENTE A CONTINGENCIAS - PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO 267
29.6.1 ANÁLISIS DINÁMICO PARA EL SM DE PUNTA ARENAS 267
29.6.2 ANÁLISIS DINÁMICO PARA EL SM DE PORVENIR 279
29.6.3 ANÁLISIS DINÁMICO PARA EL SM DE PUERTO WILLIAMS 285

30 ANEXO: CÁLCULO DEL COSTO INCREMENTAL DE DESAROLLO 294

31.1 METODOLOGÍA DE CÁLCULO 294
30.1.1 VALOR PRESENTE DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN, COMA ASIGNADOS A CADA NUDO DE LOS SISTEMAS 294
30.1.1.1 DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN Y RESIDUALES DE LAS AMPLIACIONES DE GENERACIÓN, TRANSMISIÓN E INFRAESTRUCTURA 294
30.1.1.2 DETERMINACIÓN DEL INCREMENTO EN LOS COSTOS DE COMA 296
30.1.1.3 VALOR PRESENTE DE LOS INCREMENTOS DE GENERACIÓN Y DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA 297
30.1.2 FACTOR DE PENALIZACIÓN DE ENERGÍA 299
30.1.2.1 CÁLCULO DEL COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO 300
30.1.2.2 COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO DE GENERACIÓN 300

30.1.2.3 Costo Incremental de Desarrollo de Transmisión 301
30.1.2.4 Costo Incremental de Desarrollo de Generación y Transmisión 301
30.2 Costo Incremental de Desarrollo del sistema de Punta Arenas 301
30.3 Costo Incremental de Desarrollo del sistema de Puerto Natales 302
30.4 Costo Incremental de Desarrollo del sistema de Porvenir 302
30.5 Costo Incremental de Desarrollo del sistema de Puerto Williams 302

31 ANEXO: PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE 304

31.1 Proyecto de reposición eficiente en generación 304
31.1.1 Metodología 304
31.2 Proyecto de Reposición Eficiente en transmisión 305
31.2.1 Metodología 305
31.2.2 Análisis técnico de transformadores y líneas en el SM de Punta Arenas 306
31.2.2.1 Supuestos 306
31.2.2.2 Características técnicas de las instalaciones de transmisión 306
A) Línea de Transmisión 306
B) Transformadores 307
31.2.2.3 Resultados del análisis técnico 307
31.2.3 Análisis de proyecto de nuevo enlace Tres Puentes - Punta Arenas 308
31.2.3.1 Características técnicas del nuevo enlace 308
31.2.3.2 Evaluación económica de proyecto de nuevo enlace Tres Puentes – Punta Arenas 308
C) Valorización de las pérdidas 308
D) Valorización de Energía No Suministrada 309
E) Valorización de la inversión 310
F) Costo de operación y mantenimiento 311
G) Evaluación económica del proyecto de líneas 312
31.3 ESTUDIOS ELÉCTRICOS – PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE 313
31.3.1 Consideraciones generales sobre la transmisión y generación 313
31.3.2 Escenarios de evaluación 313
31.3.2.1 Consideraciones respecto al consumo 313
31.3.2.2 Consideraciones respecto a la Generación 315
31.3.3 Aspectos Normativos 317
31.3.4 Resultados de los estudios eléctricos 319
31.3.4.1 Regulación de tensión 319
31.3.4.2 Suficiencia en Capacidad de Transmisión 320
31.3.4.3 Análisis Dinámico 321
31.4 COMPORTAMIENTO DINÁMICO DE SSMM FRENTE A CONTIGENCIAS – PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE 327
31.4.1 Análisis dinámico para el SM de Punta Arenas 327
31.4.2 Análisis dinámico para el SM de Puerto Natales 335
31.4.3 Análisis dinámico para el SM de Porvenir 344
31.4.4 Análisis dinámico para el SM de Puerto Williams 350

32 ANEXO: COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO 360

31.1 Objetivos y contexto 360
31.2 Metodología de cálculo del Costo Total de Largo Plazo 361
32.1 Costo Total de Largo Plazo en el Sistema de Punta Arenas 363
32.2 Costo Total de Largo Plazo en el Sistema de Puerto Natales 364
32.3 Costo Total de Largo Plazo en el Sistema de Porvenir 365
32.4 Costo Total de Largo Plazo en el Sistema de Puerto Williams 366

33 ANEXO: FÓRMULAS DE INDEXACIÓN 368

31.2 METODOLOGÍA 368
31.3 INDICADORES UTILIZADOS 369
31.4 FÓRMULA DE INDEXACIÓN 369
31.5 INDEXACIÓN DEL COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO 369
31.5.1 SISTEMA DE PUNTA ARENAS 370
31.5.2 SISTEMA DE PUERTO NATALES 372
31.5.3 SISTEMA DE PORVENIR 374
31.1.1 SISTEMA DE PUERTO WILLIAMS 376
31.2 INDEXACIÓN DEL COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO 378
31.2.1 SISTEMA DE PUNTA ARENAS 378
31.2.2 SISTEMA DE PUERTO NATALES 381
31.2.3 SISTEMA DE PORVENIR 384
31.2.4 SISTEMA DE PUERTO WILLIAMS 387

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Introducción

La empresa consultora Systep Ingeniería y Diseños S. A., (en adelante el "Consultor"), presenta a la Empresa Eléctrica de Magallanes S.A., (en adelante la "Empresa" o "Edelmag"), 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 173° de la Ley General de Servicios Eléctricos (en adelante "DFL 4")[1] 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 (CID) y el costo total de largo plazo (CTLP) 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 consiste en la elaboración de un plan de expansión eficiente para las instalaciones de generación y transmisión junto con la proyección de demanda de potencia y energía para los próximos 15 años. El plan de expansión eficiente comprende:

- El Plan Obligatorio de Expansión Óptimo (POEO), el cual minimiza el costo actualizado de inversión, operación, mantenimiento, administración, comercialización y falla del sistema, considerando las unidades existentes y nuevas instalaciones óptimas que incluya el plan para el abastecimiento total de la demanda para el horizonte de planificación. Adicionalmente, se debe determinar los rangos de validez de las hipótesis técnicas y económicas que sustentan la conveniencia de la implementación del POEO. Con los resultados del POEO es posible determinar el Costo Incremental de Desarrollo y su respectiva fórmula de indexación.

- El Proyecto de Reposición Eficiente (PRE), el cual a diferencia del POEO debe incluir la determinación de la composición y dimensionamiento óptimo de las instalaciones existentes. Con los resultados del PRE es posible determinar el Costo Total de Largo Plazo y su respectiva fórmula de indexación.

[1] Publicado el año 2007. Última versión modificada con fecha 9 de febrero de 2017.

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 Edelmag, incluyendo el estudio encargado a la empresa de ingeniería Krea Energía, referido al Estudio de Costos de Inversión, Operación y Mantenimiento de Nuevas Unidades Generadoras, de enero de 2018, versión E. 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.
- Valorización de instalaciones informada por Edelmag a Systep.

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 Krea Energía 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 6, se muestra un resumen de las características de cada unidad generadora de Edelmag, separadas por central. En el Anexo 13 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 Edelmag. El detalle de las características de las unidades generadoras se presenta en el Anexo 10 .

Cabe destacar que en Punta Arenas, el mix de generación está compuesto por generación térmica y generación eólica. Por otro lado, en el resto de los sistemas la generación es completamente térmica (a diciembre de 2016), encontrándose diferencias solo en el tipo de unidades generadoras (motor o turbina) y el combustible utilizado (gas natural o diésel).

Tabla 1: Unidades de la Central Tres Puentes (Sistema eléctrico de Punta Arenas)

Unidad	Potencia (kW)	Año de fabricación	Combustible	Consumo Específico (m3/kWh)	Consumo Específico (lt/kWh)	Costo Variable no combustible (US$/MWh)	Combustible Alternativo	Indisponibilidad forzada (%)
TG Hitachi	24.000	1975	GN	0,402	-	3,5	Diesel	2,67%
TG Solar Titan	15.000	2002	GN	0,332	-	10,2	Diesel	4,97%
TG Solar Mars	10.000	1995	GN	0,342	-	10,6	-	4,97%
MG CAT	2.720	1997	GN	0,269	-	19,9	-	15,45%
MD CAT No 2	1.460	1993	Diésel	-	0,247	20,3	-	3,81%
MD CAT No 3	1.460	1993	Diésel	-	0,307	20,3	-	3,81%
TG Solar Titan 15	15.000	2007	GN	0,317	-	8,8	Diesel	4,97%
TG GE -10	10.700	2004	GN	0,460	-	10,8	Diesel	11,14%
Total (kW)	80.340							

Tabla 2: Unidades de la Central Punta Arenas (Sistema eléctrico de Punta Arenas)

Unidad	Potencia (kW)	Año de fabricación	Combustible	Consumo Específico (m3/kWh)	Consumo Específico (lt/kWh)	Costo Variable no combustible (US$/MWh)	Combustible Alternativo	Indisponibilidad forzada (%)
MD SULZER No 1	1.400	1955	Diésel	-	0,36	20,28	-	9,00%
MD SULZER No 2	1.400	1955	Diésel	-	0,35	20,28	-	9,00%
MD SULZER No 3	1.400	1959	Diésel	-	0,35	20,28	-	9,00%
TG GE No 2 (Respaldo)	6.700	1968	GN	0,65	-	10,78	-	12,00%
Total (kW)	10.900							

Tabla 3: Unidades de la Central Pecket (Sistema eléctrico de Punta Arenas)

Unidad	Potencia (kW)	Año de fabricación	Tecnología	Consumo Específico (m3/kWh)	Consumo Específico (lt/kWh)	Costo Variable no combustible (US$/MWh)	Combustible Alternativo	Indisponibilidad forzada (%)
Parque Eólico Cabo Negro	2.550	2009	Eólico	-	-	7,15	-	3%

Tabla 4: Unidades de la Central Puerto Natales

Unidad	Potencia (kW)	Año de fabricación	Combustible	Consumo Específico (m3/kWh)	Consumo Específico (lt/kWh)	Costo Variable no combustible (US$/MWh)	Combustible Alternativo	Indisponibilidad forzada (%)
MG Waukesha No 3	1.180	2000	GN	0,373	-	14,973	-	3,55%
TG Solar No 4	800	1976	GN	0,576	-	13,779	Diesel	4,23%
TG Solar No 5	800	1976	GN	0,578	-	13,779	Diesel	4,23%
MD Caterpillar No 6	1.500	1997	Diésel	-	0,317	20,496	-	4,00%
MG Waukesha No 8	1.180	2005	GN	0,333	-	14,973	-	3,55%
MD F.Morse No 2	300	1942	Diésel	-	0,295	13,714	-	10,00%
MG Jenbacher No 9	1.420	2007	GN	0,285	-	16,405	-	7,17%
MD Palmero No 10	1.360	2007	Diésel	-	0,310	14,732	-	7,61%
MG Jenbacher No 11	1.420	2011	GN	0,270	-	16,405	-	7,17%
MD F.Morse No 1	150	1942	Diésel	-	0,320	13,714	-	10,00%
MD Caterpillar N°12	1.400	2002	Diésel	-	0,316	21,960		4,00%
Total (kW)	11.510							

Tabla 5: Unidades de la Central Porvenir

Unidad	Potencia (kW)	Año de fabricación	Combustible	Consumo Específico (m3/kWh)	Consumo Específico (lt/kWh)	Costo Variable no combustible (US$/MWh)	Combustible Alternativo	Indisponibilidad forzada (%)
MG Waukesha No 6	1.180	2002	GN	0,35	-	14,97	-	1,14%
MG Waukesha No 4	875	1982	GN	0,45	-	13,95	-	1,14%
MD Caterpillar No 5	920	1996	Diésel	-	0,46	21,42	-	3,61%
MG Waukesha No 7	1.180	2005	GN	0,35	-	14,97	-	1,14%
MD Palmero No 8	1.360	2007	Diésel	-	0,31	14,73	-	3,61%
MG Jenbacher No 10	1.420	2011	GN	0,27		16,40	-	1,14%
MG Caterpillar No 9	900	1998	GN	0,35	-	15,66	-	1,14%
MD Caterpillar No 1 (Respaldo)	720	1990	Diésel	-	0,32	20,25	-	3,61%
MD Deutz D2 (Respaldo)	200	1956	Diésel	-	0,31	13,71	-	3,61%
MD Deutz D3 (Respaldo)	200	1956	Diésel	-	0,31	13,71	-	3,61%
Total (kW)	8.955							

Tabla 6: Unidades de la Central Puerto Williams

Unidad	Potencia (kW)	Año de fabricación	Combustible	Consumo Específico (m3/kWh)	Consumo Específico (lt/kWh)	Costo Variable no combustible (US$/MWh)	Combustible Alternativo	Indisponibilidad forzada (%)
MD Caterpillar 3508B	590	2005	Diésel	-	0,270	20,23	-	3,18%
MD Caterpillar C-32	800	2012	Diésel	-	0,260	13,96	-	3,20%
MD Caterpillar C-18	508	2012	Diésel	-	0,250	12,80	-	3,18%
MD MOTOR PETBOW	252	1987	Diésel	-	0,310	13,60	-	4,47%
MD CUMMINS No 4 (RESPALDO)	250	1995	Diésel	-	0,310	13,71	-	4,47%
MD CUMMINS No 5 (RESPALDO)	250	1995	Diésel	-	0,310	13,71	-	4,47%
MD DETROIT (RESPALDO)*	250	S/I	Diésel	-	0,000	13,71	-	4,47%
Total (kW)	2.900							

2.2.2 Identificación y caracterización de las instalaciones de Transmisión

En los sistemas medianos de Edelmag sólo existe una línea en 66 kV que puede ser considerada como transmisión. La línea está ubicada en el sistema eléctrico de Punta Arenas, teniendo por finalidad conectar las centrales de Tres Puentes y Punta Arenas. Entre sus características básicas están el ser de circuito simple, tener una capacidad de 33 MVA y poseer una longitud de 8,5 Km.

Los detalles correspondientes a las características técnicas, operacionales y económicas de la línea son presentados en el Anexo 13.1.

Esta línea entró en servicio el año 1996. Es importante mencionar que actualmente también existe una línea en 23 kV que cumple el mismo propósito de interconexión entre las centrales de Punta Arenas y Tres Puentes. Desde el punto de vista de operación, normalmente se opera en circuito abierto, por lo que sólo está cumpliendo funciones de respaldo. Debido a su nivel de tensión, no se consideró como instalación 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, una parte importante de las unidades existentes en los sistemas de Edelmag corresponde a máquinas de antigüedad igual

o mayor a 20 años, razón por la cual se dificulta el proceso de valorización, ya que no es posible cotizarlas entre los proveedores consultados. De esta forma, la valorización se realiza tomando en cuenta el valor de inversión de las unidades disponibles en la actualidad. La metodología empleada para valorizar las unidades de generación se expone en el Anexo 10

- En cuanto a los equipos de subestaciones, tales como interruptores, seccionadores y transformadores, su valorización se realiza 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 considera el valor comercial de los principales insumos y materiales involucrados en su estructura: postes de concreto y metálicos, 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 Edelmag se contó con distintas fuentes de información. Por una parte, se consideró el estudio de mercado encargado por Edelmag a la empresa Krea Energía, el cual se basó en cotizaciones formales a distintos proveedores. Adicionalmente, se consideraron cotizaciones solicitadas por el Consultor para instalaciones o equipos específicos. En las secciones siguientes se exponen los resultados de este estudio de precios unitarios.

2.3.1 Estudio de precios unitarios

Respecto a la valorización de las unidades de generación, se han considerado como base de comparación los valores resultantes del estudio encargado por Edelmag a la empresa de ingeniería Krea Energía, con fecha 30 de enero de 2018, informe titulado Estudio de Mercado de Costos de Inversión, Operación y Mantenimiento de Nuevas Unidades Generadoras, versión E. Este estudio se anexa en el respaldo digital del presente informe. Dicho estudio es respaldado con cotizaciones formales realizadas a los respectivos proveedores.

Para la valorización de equipos de subestación y paños de alimentadores, en particular transformadores, interruptores, desconectadores, equipos de medida, entre otros, se han llevado a cabo cotizaciones con los principales proveedores del país. Los valores informados recogen valores entregados por los proveedores.

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[2], 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.

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

2.3.2 Recargos utilizados en precios unitarios

Para la determinación de los recargos en la valorización de las unidades de generación, se han considerado como base los valores cotizados en el estudio de mercado de las unidades generadoras. Los recargos sobre el precio unitario de las unidades 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 informados por la Empresa. En el Anexo 10 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 7.

Tabla 7: Recargos sobre el precio unitario de las unidades de generación

Item	Punta Arenas	Puerto Natales	Porvenir	Puerto Williams
Flete, seguro y transporte	6,88%	8,30%	10,93%	25,28%
Flete	4,82%	4,82%	4,82%	5,00%
Seguro	1,93%	1,93%	1,93%	2,00%
Transporte	0,13%	1,55%	4,18%	18,28%
Montaje Mecánico	6,34%	6,41%	10,02%	26,33%
Montaje Eléctrico	5,93%	13,15%	18,55%	48,70%
Obras Civiles	3,70%	7,62%	12,89%	40,83%
Ingeniería	1,13%	1,79%	3,08%	3,08%
Puesta en Marcha	7,87%	6,78%	7,75%	9,39%
Gastos Generales	11,44%	13,08%	18,58%	36,11%
Intereses Intercalarios	9,71%	8,31%	7,91%	9,13%

2.3.3 Valorización de Unidades de Generación

De acuerdo al estudio de mercado realizado por Krea Energía, la selección del equipamiento principal se realizó mediante una evaluación de las turbinas a gas y grupos motor generador disponibles en el mercado, para lo cual se realizaron cotizaciones con distintos fabricantes y proveedores (representantes locales). En el caso de las turbinas, se tomó como referencia de comparación los valores señalados en la publicación Gas Turbine World GTW Handbook correspondiente al año 2016 y 2017. Todos los precios fueron referenciados al 31 de diciembre de 2016 para efectos de este análisis.

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

a) Para las unidades que se cotizaron y coinciden con unidades existentes de Edelmag y/o se cuenta con información del costo total informado por la Empresa, se ha utilizado el mínimo entre el valor cotizado y el informado por la Empresa.

b) Para las unidades que no coinciden con las unidades existentes o no se cuenta con información de costos incurridos por Edelmag, se realiza lo siguiente:

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

   ii. Posteriormente, se procede a determinar una relación polinomial 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 polinomiales. 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 Edelmag 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.

iv. Finalmente, se compara el valor FOB obtenido en (iii), con el valor FOB calculado para la misma unidad a partir de la base contable de Edelmag. El valor FOB para Edelmag es calculado considerando la base contable informada por la Empresa y los recargos indicados en la sección anterior. Se considera el valor mínimo entre ambos valores para efectos de la valorización.

Debe recalcarse que información obtenida a partir del estudio de Krea incluye el transformador elevador asociado, los equipos de control y protección, el interruptor principal y todas aquellas actividades que permiten la conexión segura de la unidad al sistema, por lo que resulta comparable con la información entregada por Edelmag, previa aplicación de los recargos respectivos. Respecto de lo informado por Edelmag y la valorización efectuada por el Consultor, mediante la metodología presentada anteriormente, se observa una diferencia aproximadamente de un -16% respecto del total.

2.3.4 Valorización de instalaciones de transmisión

2.3.4.1 Línea de transmisión del sistema de Punta Arenas

Para la valorización de la línea de transmisión de 66 kV del sistema de Punta Arenas, la cual interconecta las centrales Tres Puentes y Punta Arenas, se utilizan como base comparable las siguientes fuentes de información: las cotizaciones realizadas por el Consultor respecto de equipos y materiales eléctricos los valores informados en estudios de precios utilizados por el Consultor en procesos tarifarios anteriores y, finalmente, los valores informados por Edelmag. Para efectos de una adecuada valorización de la línea de transmisión, dichos valores fueron corregidos por IPC o CPI según corresponda.

La lista de componentes de línea de transmisión 66 kV se ha obtenido a través del inventario de elementos informado por la Empresa. La valorización de dichos componentes se realiza considerando el valor mínimo a partir de las distintas fuentes de información descritas anteriormente.

2.3.4.2 Instalaciones en subestaciones

Para la valorización de las instalaciones de las subestaciones y elementos de patio, se utilizará la misma base de información considerada en la valorización de la línea de transmisión 66 kV. 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 el valor mínimo a partir de las distintas fuentes de información descritas anteriormente.

3 PROYECCIÓN DE DEMANDA

Se realizó una proyección demanda en cada barra del sistema mediano de Edelmag para todo el horizonte de evaluación, a partir de la información histórica de ventas mensuales de energía del periodo enero 2006 a marzo 2018, y el INACER de Magallanes como variable exógena representativa del crecimiento económico regional. 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 0.

3.1 Datos de Entrada

La revisión de los registros históricos de ventas muestra un buen nivel de consistencia, y se observa en general una tendencia creciente del consumo que ha moderado su tasa anual de crecimiento en los últimos años, con un patrón estacional bien definido. La excepción a ello se presenta en Porvenir, por la fuerte influencia de clientes industriales, que aumenta significativamente la variabilidad en el consumo. Como ejemplo, la Figura 1 muestra la comparación entre las ventas mensuales de energía y totales horarios registrados, para las barras de Punta Arenas y Porvenir.

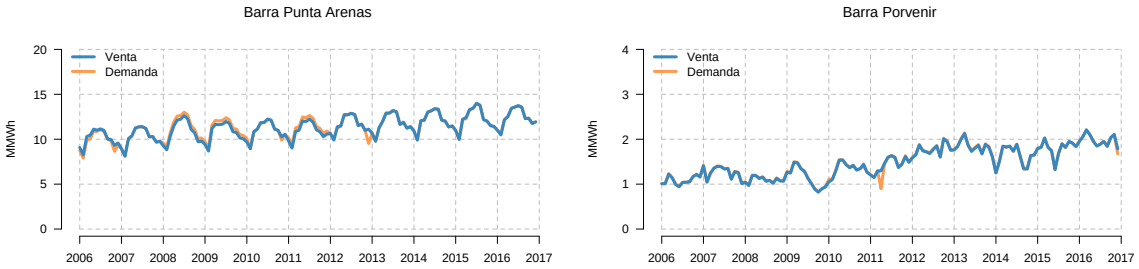


Figura 1: Ventas mensuales y total acumulado demanda horaria de energía (MWh) en sistemas medianos de Magallanes

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.

En el caso del sistema Punta Arenas la proyección se realizó de manera agregada, sumando los consumos de las barras Punta Arenas y Tres Puentes. Esto se debió a que en años recientes se han redistribuido las cargas de los alimentadores entre ambas, lo que distorsiona los registros por barra sin que ello represente cambios en el patrón de consumos ni en el número de clientes totales del sistema.

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 años. Se

utilizó como valor representativo el promedio del factor de carga del periodo 2015-2017, que se observa presenta bajas variaciones (Tabla 8). 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 8: Factor de carga histórico por sistema

Año	Factor de carga			
	Punta Arenas	Puerto Natales	Porvenir	Puerto Williams
2006	0,598	0,589	0,597	0,454
2007	0,611	0,575	0,595	0,455
2008	0,602	0,597	0,611	0,454
2009	0,561	0,621	0,537	0,516
2010	0,622	0,580	0,548	0,523
2011	0,639	0,607	0,594	0,502
2012	0,661	0,603	0,610	0,528
2013	0,653	0,596	0,603	0,520
2014	0,614	0,655	0,621	0,504
2015	0,679	0,638	0,621	0,547
2016	0,695	0,661	0,658	0,562
2017	0,687	0,669	0,667	0,573

Periodo 2015-2017

Promedio	**0,687**	**0,656**	**0,649**	**0,560**
σ	1,6%	0,8%	1,2%	2,3%

3.3 Resultados

La proyección de demanda para cada sistema se presenta con resolución anual en las Tabla 10 a la Tabla 15. Estas proyecciones están basadas los modelos ARIMA Estacionales que presentaron un 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 de proyección, 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 25 .

Es importante señalar que los valores mostrados a continuación corresponden a las ventas de energía en los puntos de inyección a distribución, **y que para efectos de la modelación deben incluirse las pérdidas asociadas a consumos propios y transformación para efectos de establecer el despacho**. Por ello, se utilizaron los siguientes factores que se deben aplicar a la demanda de energía de cada sistema:

Tabla 9: Pérdidas de energía por sistema eléctrico

Item	Punta Arenas	Puerto Natales	Porvenir	Puerto Williams
Pérdidas energía (%)	1,054%	3,415%	3,678%	2,562%

En el caso particular de Punta Arenas, la línea de transmisión fue modelada de forma explícita con su capacidad y resistencia. Como consecuencia de ello, la generación bruta resultante del despacho incluye pérdidas adicionales asociadas a las líneas, que no están incluidas en el porcentaje mostrado en la tabla anterior.

Tabla 10: Proyección de demanda para Sistema Punta Arenas (no incluye pérdidas)

AÑO	ENERGIA (MWh)	VAR (%)	POTENCIA (MW)	VAR (%)
2006	182.598,2		34,83	
2007	193.723,3	6,09%	36,17	3,83%
2008	204.146,4	5,38%	38,63	6,80%
2009	208.842,4	2,30%	38,67	0,12%
2010	216.863,8	3,84%	39,81	2,96%
2011	221.332,2	2,06%	39,52	-0,75%
2012	224.905,8	1,61%	38,73	-1,99%
2013	226.883,4	0,88%	39,65	2,37%
2014	232.276,6	2,38%	43,15	8,84%
2015	237.714,7	2,34%	39,95	-7,43%
2016	244.429,4	2,82%	40,06	0,29%
2017	248.256,9	1,57%	41,27	3,01%
2018	253.083,1	1,94%	42,06	1,92%
2019	257.287,5	1,66%	42,76	1,66%
2020	261.001,7	1,44%	43,38	1,44%
2021	264.699,8	1,42%	43,99	1,42%
2022	268.388,8	1,39%	44,60	1,39%
2023	272.082,6	1,38%	45,22	1,38%
2024	275.784,7	1,36%	45,83	1,36%
2025	279.488,6	1,34%	46,45	1,34%
2026	283.188,4	1,32%	47,06	1,32%
2027	286.884,7	1,31%	47,68	1,31%
2028	290.581,6	1,29%	48,29	1,29%
2029	294.281,0	1,27%	48,91	1,27%
2030	297.981,4	1,26%	49,52	1,26%
2031	301.681,0	1,24%	50,14	1,24%
2032	305.379,3	1,23%	50,75	1,23%

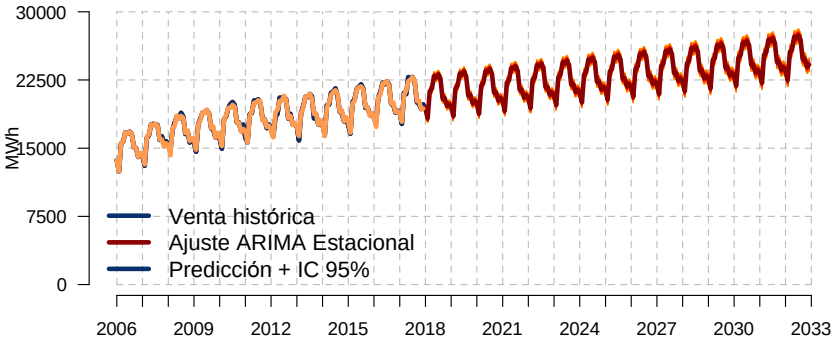


Figura 2: Ajuste y Pronóstico Sistema Punta Arenas

Tabla 11: Proyección de demanda para Barra Punta Arenas (no incluye pérdidas)

AÑO	ENERGIA (MWh)	VAR (%)	POTENCIA (MW)	VAR (%)
2006	121.206,6			
2007	122.742,5	1,27%		
2008	130.405,6	6,24%		
2009	129.698,7	-0,54%		
2010	131.562,9	1,44%		
2011	131.553,9	-0,01%		
2012	139.806,2	6,27%	26,1	
2013	141.923,8	1,51%	26,7	2,50%
2014	144.965,5	2,14%	29,2	9,34%
2015	147.263,6	1,59%	27,3	-6,57%
2016	148.806,6	1,05%	29,0	6,27%
2017	151.817,4	2,02%	29,4	1,48%
2018	157.320,0	3,62%	30,5	3,62%
2019	161.704,7	2,79%	31,3	2,79%
2020	165.101,7	2,10%	32,0	2,10%
2021	167.915,9	1,70%	32,5	1,70%
2022	170.409,7	1,49%	33,0	1,49%
2023	172.745,8	1,37%	33,5	1,37%
2024	175.009,5	1,31%	33,9	1,31%
2025	177.236,8	1,27%	34,3	1,27%
2026	179.436,9	1,24%	34,8	1,24%
2027	181.607,4	1,21%	35,2	1,21%
2028	183.743,2	1,18%	35,6	1,18%
2029	185.840,2	1,14%	36,0	1,14%
2030	187.895,8	1,11%	36,4	1,11%
2031	189.909,9	1,07%	36,8	1,07%
2032	191.884,8	1,04%	37,2	1,04%

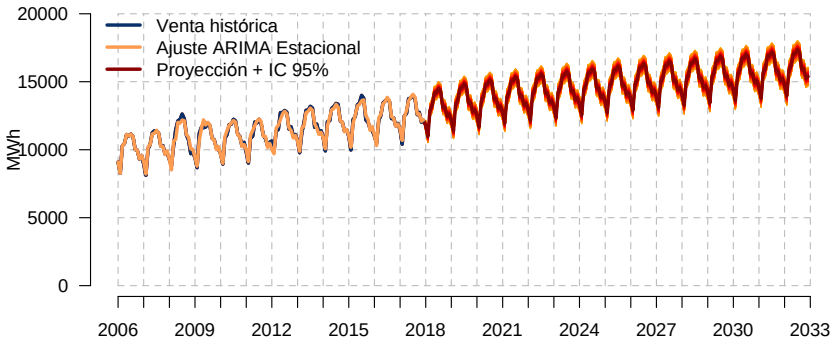


Figura 3: Ajuste y Pronóstico Barra Punta Arenas

Tabla 12: Proyección de demanda para Barra Tres Puentes (no incluye pérdidas)

AÑO	ENERGIA (MWh)	VAR (%)	POTENCIA (MW)	VAR (%)
2006	61.391,6			
2007	70.980,8	15,62%		
2008	73.740,8	3,89%		
2009	79.143,8	7,33%		
2010	85.300,9	7,78%		
2011	89.778,3	5,25%		
2012	85.099,6	-5,21%	16,6	
2013	84.959,6	-0,16%	18,8	13,36%
2014	87.311,2	2,77%	17,9	-5,00%
2015	90.451,1	3,60%	19,0	6,55%
2016	95.622,9	5,72%	17,0	-10,40%
2017	96.439,5	0,85%	19,0	11,38%
2018	95.763,1	-0,70%	18,8	-0,70%
2019	95.582,9	-0,19%	18,8	-0,19%
2020	95.900,0	0,33%	18,9	0,33%
2021	96.783,9	0,92%	19,0	0,92%
2022	97.979,0	1,23%	19,3	1,23%
2023	99.336,8	1,39%	19,6	1,39%
2024	100.775,2	1,45%	19,8	1,45%
2025	102.251,8	1,47%	20,1	1,47%
2026	103.751,6	1,47%	20,4	1,47%
2027	105.277,4	1,47%	20,7	1,47%
2028	106.838,4	1,48%	21,0	1,48%
2029	108.440,8	1,50%	21,3	1,50%
2030	110.085,6	1,52%	21,7	1,52%
2031	111.771,0	1,53%	22,0	1,53%
2032	113.494,5	1,54%	22,3	1,54%

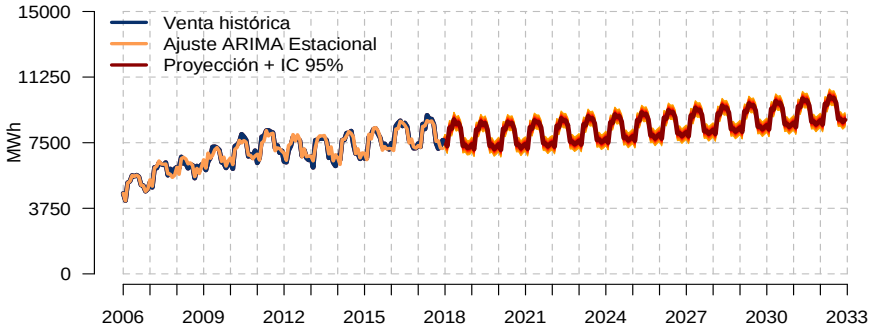


Figura 4: Ajuste y Pronóstico Barra Tres Puentes

Tabla 13: Proyección de demanda para Puerto Natales (no incluye pérdidas)

AÑO	ENERGIA (MWh)	VAR (%)	POTENCIA (MW)	VAR (%)
2006	19.047,7		3,69	
2007	20.176,9	5,93%	4,00	8,42%
2008	21.092,2	4,54%	4,02	0,49%
2009	21.793,6	3,33%	4,01	-0,37%
2010	23.922,5	9,77%	4,71	17,49%
2011	25.469,7	6,47%	4,79	1,76%
2012	28.103,7	10,34%	5,31	10,79%
2013	29.230,1	4,01%	5,60	5,39%
2014	32.695,2	11,85%	5,70	1,79%
2015	33.462,2	2,35%	5,99	5,09%
2016	35.245,1	5,33%	6,07	1,47%
2017	39.846,1	13,05%	6,80	11,97%
2018	42.621,6	6,97%	7,42	9,08%
2019	45.756,9	7,36%	7,96	7,36%
2020	48.443,5	5,87%	8,43	5,87%
2021	50.967,1	5,21%	8,87	5,21%
2022	53.323,4	4,62%	9,28	4,62%
2023	55.580,1	4,23%	9,67	4,23%
2024	57.807,5	4,01%	10,06	4,01%
2025	60.051,8	3,88%	10,45	3,88%
2026	62.332,8	3,80%	10,85	3,80%
2027	64.651,8	3,72%	11,25	3,72%
2028	67.002,0	3,64%	11,66	3,64%
2029	69.374,7	3,54%	12,08	3,54%
2030	71.762,7	3,44%	12,49	3,44%
2031	74.160,3	3,34%	12,91	3,34%
2032	76.562,8	3,24%	13,33	3,24%

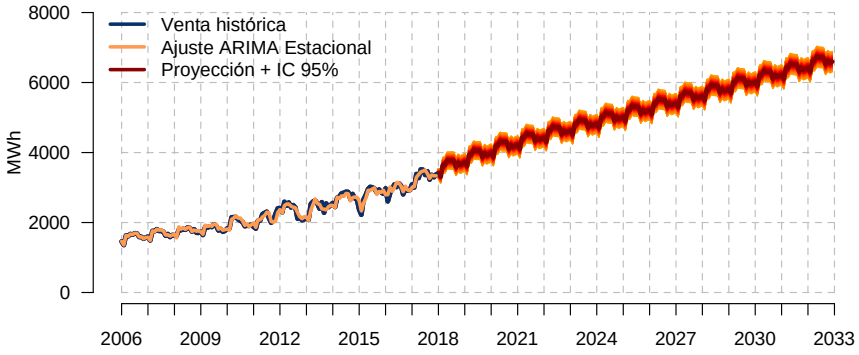


Figura 5: Ajuste y Pronóstico Barra Puerto Natales

Tabla 14: Proyección de demanda para la barra Porvenir (no incluye pérdidas)

AÑO	ENERGIA (MWh)	VAR (%)	POTENCIA (MW)	VAR (%)
2006	12.977,2		2,48	
2007	15.163,7	16,85%	2,91	17,22%
2008	13.099,2	-13,61%	2,44	-16,14%
2009	13.781,1	5,21%	2,93	20,12%
2010	16.098,1	16,81%	3,36	14,51%
2011	17.126,8	6,39%	3,29	-1,85%
2012	21.179,1	23,66%	3,96	20,10%
2013	21.945,4	3,62%	4,15	5,03%
2014	19.465,2	-11,30%	3,58	-13,91%
2015	21.638,5	11,16%	3,98	11,19%
2016	23.730,5	9,67%	4,10	3,19%
2017	26.763,9	12,78%	4,58	11,60%
2018	27.851,7	4,06%	4,90	6,99%
2019	29.483,6	5,86%	5,19	5,86%
2020	30.730,8	4,23%	5,41	4,23%
2021	31.801,7	3,49%	5,59	3,49%
2022	32.777,7	3,07%	5,77	3,07%
2023	33.698,6	2,81%	5,93	2,81%
2024	34.599,7	2,67%	6,09	2,67%
2025	35.500,0	2,60%	6,24	2,60%
2026	36.405,6	2,55%	6,40	2,55%
2027	37.315,5	2,50%	6,56	2,50%
2028	38.226,1	2,44%	6,72	2,44%
2029	39.134,2	2,38%	6,88	2,38%
2030	40.037,8	2,31%	7,04	2,31%
2031	40.936,7	2,25%	7,20	2,25%
2032	41.832,8	2,19%	7,36	2,19%

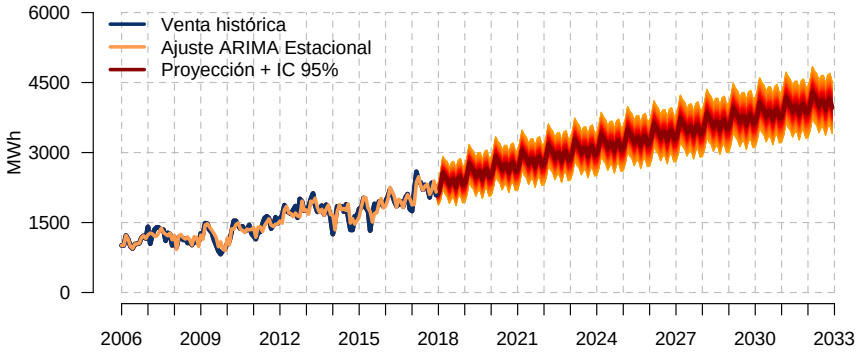


Figura 6: Ajuste y Pronóstico Barra Porvenir

Tabla 15: Proyección de demanda para la barra Puerto Williams (no incluye pérdidas)

AÑO	ENERGIA (MWh)	VAR (%)	POTENCIA (MW)	VAR (%)
2006	3.356,8		0,84	
2007	2.799,2	-16,61%	0,70	-16,71%
2008	2.591,5	-7,42%	0,65	-7,54%
2009	2.990,8	15,41%	0,66	1,85%
2010	3.253,1	8,77%	0,71	7,25%
2011	3.371,3	3,63%	0,77	7,89%
2012	3.575,9	6,07%	0,77	0,65%
2013	3.759,1	5,12%	0,83	7,00%
2014	4.025,2	7,08%	0,91	10,42%
2015	4.478,3	11,26%	0,94	2,63%
2016	4.826,7	7,78%	0,98	4,60%
2017	5.047,4	4,57%	1,01	2,86%
2018	5.254,5	4,10%	1,07	6,39%
2019	5.617,7	6,91%	1,14	6,91%
2020	5.914,8	5,29%	1,20	5,29%
2021	6.192,5	4,70%	1,26	4,70%
2022	6.452,3	4,19%	1,31	4,19%
2023	6.700,0	3,84%	1,36	3,84%
2024	6.942,7	3,62%	1,41	3,62%
2025	7.185,1	3,49%	1,46	3,49%
2026	7.430,1	3,41%	1,51	3,41%
2027	7.678,2	3,34%	1,56	3,34%
2028	7.929,0	3,27%	1,62	3,27%
2029	8.181,6	3,19%	1,67	3,19%
2030	8.435,4	3,10%	1,72	3,10%
2031	8.689,6	3,01%	1,77	3,01%
2032	8.944,1	2,93%	1,82	2,93%

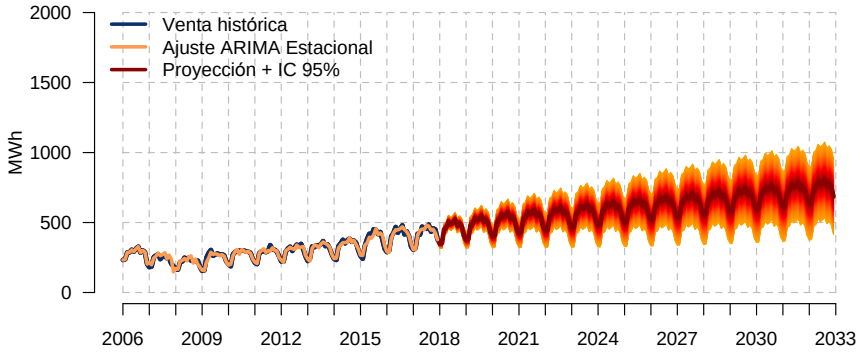


Figura 7: Ajuste y Pronóstico Barra Puerto Williams

4 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

4.1 *Plan de Expansión Óptimo en generación*

4.1.1 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 el software de planificación De 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. 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, en caso que Edelmag viera comprometido el suministro del gas natural. Cabe destacar que para los sistemas de Porvenir y Puerto Natales se ha considerado que existen unidades diesel móviles que pueden ser trasladadas de un sistema a otro para cumplimiento de la suficiencia diésel.

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 respectivo.

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 el Anexo 27) y otros módulos térmicos genéricos, cuyos valores de inversión se obtuvieron a partir del estudio de Krea Energía.

4.1.2 Resultados

En base a las unidades generadoras existentes en cada uno de los sistemas medianos de la Empresa y aquellas definidas como candidatas, se obtuvieron los Planes de Expansión Óptimo en Generación para el periodo 2017-2031 (Tabla 16 a Tabla 18). En el sistema de Punta Arenas, adicionalmente a la entrada de la central Parque Eólico Cabo Negro, se realiza una ampliación para el proyecto eólico Pecket en el año 2019.

En el Anexo 29 se presentan los detalles de la metodología y valorización que da origen a los planes de expansión mostrados a continuación.

Tabla 16: Plan de Expansión de generación del sistema eléctrico de Punta Arenas

Unidad	Potencia (kW)	Año Ingreso	Mes ingreso
CEPA	10.350	2019	12

Tabla 17: Plan de Expansión de generación del sistema eléctrico de Puerto Natales

Unidad	Potencia (kW)	Año Ingreso	Mes ingreso
MDR-4	1.056	2025	1
MGL-4	2.703	2026	3
MDR-4	1.056	2031	1

Tabla 18: Plan de expansión de generación del sistema eléctrico de Porvenir

Unidad	Potencia (kW)	Año Ingreso	Mes ingreso
MGR-2	995	2022	3
MGR-1	540	2027	3
MGR-1	540	2031	3

Tabla 19: Plan de expansión de generación del sistema eléctrico de Puerto Williams

Unidad	Potencia (kW)	Año Ingreso	Mes ingreso
MDR-1	269	2021	1
MDR-2	520	2029	1

4.1.3 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 20: Sensibilidad de los Planes de Expansión Óptimo

Sistema	Demanda		Precio gas	
	Inferior	Superior	Inferior	Superior
Punta Arenas	-	+340%	-	+98%
Puerto Natales	-3%	+4%	-35%	+44%
Porvenir	-1%	+1%	-7%	+21%
Puerto Williams	-5%	+8%	-	-

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

4.1.4 Seguridad de servicio y reserva en giro

4.1.4.1 Reserva en giro en 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.

Punta Arenas

En el caso del SM de Punta Arenas se observa que la reserva en giro promedio corresponde a un 27%, durante 2019 al 2022. En la figura siguiente se aprecian dos períodos: previo a la puesta en servicio de la central eólica Nuevo Parque Eólico Cabo Negro en diciembre de 2019 y posterior a este evento:

- En el primer caso, la reserva en giro fluctúa entre 18% y 38% con un patrón bien definido.
- Luego de la puesta en servicio de la central eólica, la reserva en giro mínima observada es 15%, donde el nivel superior de reserva tiene una cota superior media de 42%, con variaciones intradiarias. Sin perjuicio de lo anterior, el promedio de reserva en giro previo a la entrada de la central eólica corresponde a un 29%.

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.

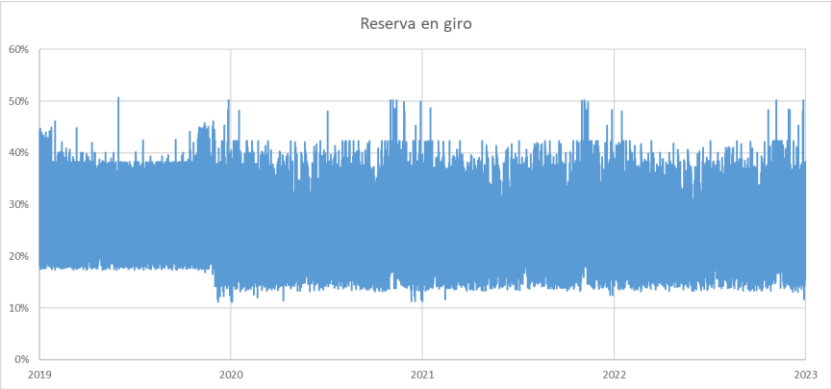


Figura 8: Reserva en giro para el SM de Punta Arenas

Puerto Natales

En el caso del SM de Puerto Natales se observa que la reserva en giro promedio corresponde a un 25%, durante 2019 al 2022. Los valores fluctúan entre un mínimo de 20% y una cota superior media de 37%. El parque generador no cambia en el periodo, por lo que se conserva el patrón observado de la reserva en giro.

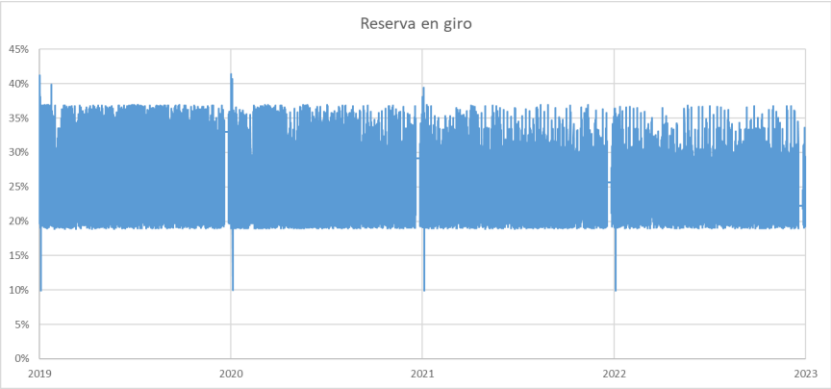


Figura 9: Reserva en giro del SM de Puerto Natales

Porvenir

En el caso del SM de Porvenir se observa que la reserva en giro promedio corresponde a un 27%, durante 2019 al 2022. Los valores fluctúan entre un mínimo de 19% y una cota superior media de 35%. La entrada en servicio de una unidad de gas natural adicional el año 2022 no provoca cambios en el patrón observado.

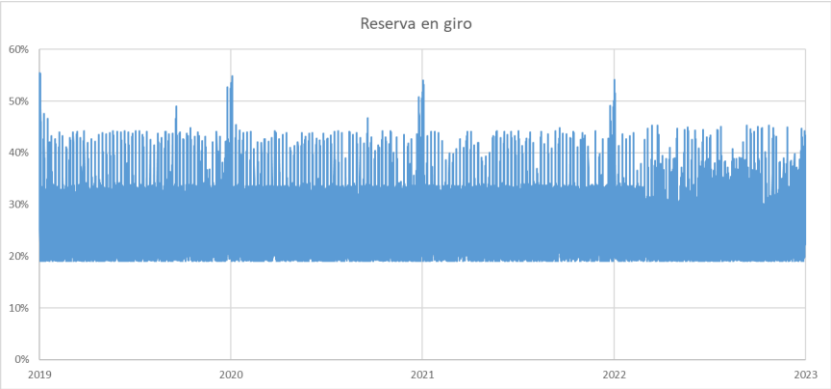


Figura 10: Reserva en giro del SM de Porvenir

Puerto Williams

En el caso del SM de Puerto Williams se observa que la reserva en giro promedio corresponde a un 38%, durante 2019 al 2022. Los valores fluctúan entre un mínimo de 17% y una cota superior media de 58%. La entrada en servicio de una unidad diésel adicional el año 2021 no provoca cambios en el patrón observado.

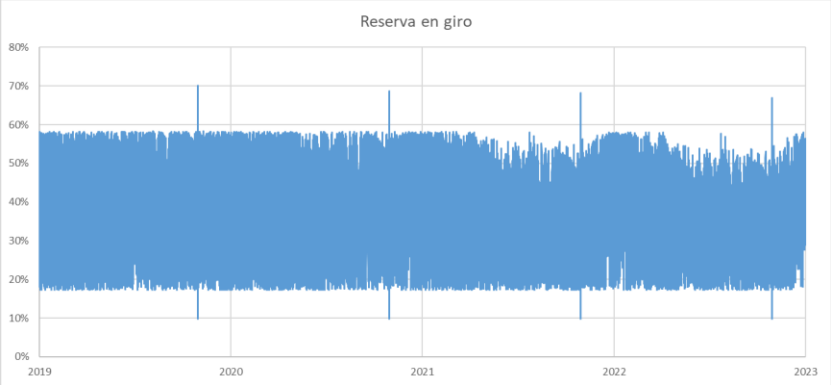


Figura 11: Reserva en giro del SM de Puerto Williams

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.

4.2 Plan de Expansión Óptimo en transmisión y estudios eléctricos

4.2.1 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 el sistema eléctrico de Punta Arenas en el período 2019-2031. No se efectúa análisis de expansión de transmisión en los sistemas de Porvenir, Puerto Natales y Puerto Williams dado que estos no cuentan con un sistema de transmisión propiamente tal, sino solo un conjunto de generadores conectados directamente a distribución.

El sistema de transmisión de Punta Arenas (STPA) está compuesto por la línea de transmisión y transformadores de poder entre subestaciones Tres Puentes y Punta Arenas. En este contexto, para cada año, se deberán incorporar aquellos elementos de transporte que se necesiten para cumplir con el abastecimiento de la demanda.

4.2.1.1 Metodología

Para determinar el plan de expansión óptimo, se evalúa bajo criterios técnicos y económicos la necesidad de incorporar nuevas instalaciones de transmisión que permitan suministrar al sistema minimizando el costo de inversión y operación para el período de planificación y dar cumplimiento a las exigencias técnicas establecidas en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos (NTSyCS para SSMM).

Para efectos de esta modelación se ha considerado la demanda y generación previstas para el período de planificación en el sistema mediano de Punta Arenas de acuerdo con lo indicado en el capítulo 3 . Como base para la representación de las redes del sistema del SM se utilizó la modelación en formato PowerFactory DIgSILENT entregada por EDELMAG. Sobre la misma se actualizaron los parámetros eléctricos de instalaciones del SM y se incorporó la modelación explícita de instalaciones bajo evaluación en el presente proceso tarifario.

Como resultado de lo anterior se obtuvo para cada uno de los años del período de planificación una representación de la operación esperada en escenarios de máxima demanda anual en base a la cual se evaluó la necesidad de incorporar instalaciones adicionales de transmisión que permitiesen el suministro de la demanda y el cumplimiento de la NT.

Así mismo se efectuó un análisis económico que verifique que mientras exista suficiencia en los tramos serie del sistema de transmisión de Punta Arenas (STPA), se evaluará si la instalación de un refuerzo permite minimizar los costos debido a la disminución de pérdidas de energía y energía no suministrada, y así determinar el año en que es conveniente implementar las obras adicionales.

4.2.1.2 Resultados

El Plan de Expansión Óptimo para el sistema de Punta Arenas considera implementar refuerzos en la línea de transmisión existente durante todo el período evaluado. En particular, el plan incluye la inversión del segundo circuito de la línea de transmisión Tres Puentes – Punta Arenas 66 kV (ver Tabla 21).

Tabla 21: Plan de Expansión Óptimo en Transmisión

Fecha de Ingreso	Cantidad	Unidad	Cargo Unitario (US$)	Valor de inversión (US$)
2021	1	Línea 66 kV PA - TP	1.730.581	1.730.581

La estimación en detalle del Plan de Expansión Óptimo en Transmisión se muestra en el Anexo 29 .

4.2.2 Estudios Eléctricos

El objeto de estos estudios es verificar que la expansión propuesta para cada SM en los capítulos 4.1 y 4.2, permite satisfacer determinados requisitos impuestos por la NTSyCS en el periodo de tarificación 2019-2022 en los SSMM de Punta Arenas y Puerto Natales[3]. Nótese que los estudios eléctricos aquí descritos no corresponden a los requeridos por la NTSyCS para SSMM en su capítulo N°6, y 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.

4.2.2.1 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.

[3]No se ha considerado necesario realizar estudios eléctricos adicionales para los SSMM de Porvenir y Puerto Williams toda vez que en estos sistemas no se observan expansiones dentro del periodo tarifario.

4.2.2.2 Resultados

Los resultados obtenidos del análisis efectuado verifican que el plan de expansión de generación y transmisión propuesto para cada SSMM 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 29.

4.3 Expansión de infraestructura y terrenos

Este capítulo presenta las expansiones en infraestructura y terrenos asociados al Proyecto de Expansión Óptimo. La estructura de este capítulo se separa en: edificios y terrenos, 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 17 .

4.3.1 Edificios y Terrenos.

La inversión en edificios y terrenos para el Plan de Expansión Óptimo se realiza en base a tres criterios: el ingreso de nuevas unidades de generación, el aumento en el personal y el aumento en los requerimientos de almacenamiento Diesel de la empresa. En los tres casos, el aumento es proporcional a los requerimientos unitarios de edificación y superficie por unidad generadora, trabajador o estanques respectivamente. No se consideran renovaciones adicionales de edificios existentes dentro del período de estudio.

La valorización utilizada para la expansión es explicada en el anexo 17 .

La expansión de salas de generación e infraestructura edificada relacionada con personal de mantenimiento y almacenamiento Diesel se resume en la Tabla 22.

Tabla 22: Expansión edificios y terrenos (MUS$)

	Expansión de Edificaciones SSMM (MUS$)														
SISTEMA	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Punta Arenas	12,3	6,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Puerto Natales	-	106,0	-	-	-	-	-	-	-	81,5	-	-	-	-	-
Porvenir	-	-	-	-	-	15,2	-	-	-	-	8,3	-	-	-	8,3
Puerto Williams	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	12,3	112,2	-	-	-	15,2	-	-	-	81,5	8,3	-	-	-	8,3

4.3.2 Vehículos y otros bienes de infraestructura.

4.3.2.1 Costos de Vehículos y su Plan de Expansión Óptimo

Costos de Vehículos

Para la valorización de la flota de vehículos de Edelmag, se comparó la valorización de Edelmag e información vigente del mercado automotriz (Anexo 17). En el caso de vehículos para los cuales no se encontraron valores de mercado se utilizó directamente el valor informado por Edelmag.

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 porque el crecimiento del personal de mantenimiento es poco significativo. Solo se consideraron los costos de mantención y renovación de la flota de vehículos del año base.

4.3.2.2 Bienes de infraestructura informática y de telecomunicaciones y su Plan de Expansión Óptimo.

Macroinformática: El detalle de los costos de sistemas microinformáticos se muestra en el Anexo17 . 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 y licencias de microinformática detallan en el Anexo 17 .

En el marco del Plan de Expansión Óptimo, el ingreso de nuevo personal técnico (Jefe Brigada Mantención Eléctrica en 2017, Electricista I en 2017 y Mecánico II en 2018) no considera expansión en microinformática por ingreso de nuevo personal.

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 17 se detalla los perfiles de cargos y su equipamiento asociado. La Tabla 23 resume el Plan de Expansión Óptimo en equipamiento de oficina.

Tabla 23: Plan de Expansión Óptimo en equipamiento de oficina.

	Expansión de Muebles de Oficina y Seguridad SSMM - (MUS$)														
SISTEMA	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Punta Arenas	0,3	0,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Puerto Natales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Porvenir	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Puerto Williams	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	0,3	0,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

4.4 *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 referida a diciembre del año 2016, que corresponde al año base definido en las Bases del Estudio.

4.4.1 *Organigrama de la empresa eficiente*

La estructura organizacional de Edelmag corresponde a una organización de tipo funcional, donde se combina cierto nivel de descentralización geográfica junto con un núcleo central de administración y planificación. Por un lado, las administraciones zonales realizan funciones de dedicación permanente y que requieren rápida respuesta en los diferentes sistemas administrados por la Empresa, lo que les permite mantener un nivel de autonomía en cuanto a la administración, operación y mantenimiento, de los sistemas locales de generación, transmisión y distribución. Por otra parte, las tareas de 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 Punta Arenas.

El detalle de los cambios a nivel de estructura de la empresa eficiente con respecto a la empresa real se encuentra en el anexo 18.1.

La Figura 12 muestra un organigrama que representa la estructura de la empresa eficiente considerada en la determinación de los costos de personal. En el Anexo **18.2** se describen de forma detallada las características de gerencias, subgerencias y departamentos.

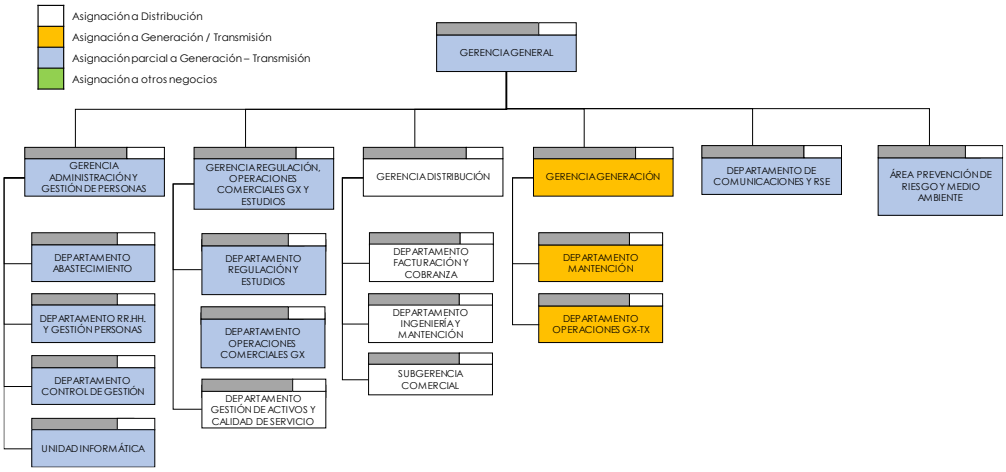


Figura 12: Organigrama de la Empresa Modelo

4.4.1.1 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, Edelmag 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 general, considerando empresas de mayor y menor tamaño.

Tal y como lo establecen la Bases, se utilizará el estadígrafo del percentil 50% para las remuneraciones del personal propio, mientras que para el personal tercerizado (contratistas) se empleará como estadígrafo el percentil 25%. El concepto de compensación utilizado en el Estudio de Remuneraciones se puede revisar en detalle en el anexo 18.3

4.4.1.2 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 la homologación de cargos desarrollada por el Consultor. El proceso 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.

El Anexo 18 entrega las remuneraciones brutas de la encuesta de compensaciones de PwC para los cargos existentes en la Empresa Eficiente. El Anexo 18.6 entrega la descripción de los cargos de la encuesta de compensaciones de PwC para el personal existente en la Empresa Eficiente. El criterio utilizado por el consultor en la asignación directa e indirecta a Sistemas Medianos u Otros, para cada uno de los cargos presentes en la Empresa Eficiente, se detalla en el Anexo 18.5.

4.4.1.3 Beneficios

Se analizaron los beneficios informados por Edelmag, y se consideraron para la empresa eficiente de SSMM aquellos beneficios adicionales no incluidos en la remuneración bruta, que son pagados por más de un 50% de las empresas, de acuerdo con el informe de beneficios adicionales del consultor experto PwC. Adicionalmente, se consideraron los beneficios por conceptos de asignación de zona, por las características de localización

geográfica que presentan los sistemas medianos de Edelmag. Los beneficios considerados y su valor anual pagado el año base se muestra en la Tabla 24.

Tabla 24: Valor de beneficios del personal propio considerados para el año 2016

Beneficios	Costo 2016 ($)
ASIGNACIÓN DE ZONA	320.704.869
BONIFICACIÓN POR NACIMIENTO	563.551
BONIFICACIÓN POR MATRIMONIO	294.894
BONIFICACIÓN DEFUNCIÓN CARGA	59.025.237
BONIFICACIÓN HIJO ESTUDIANTE	5.882.179
BECAS ESCOLARES	45.225.608
GASTOS EN MEDICINA LABORAL	235.281
VIÁTICOS	5.437.018
SEGUROS PARA EL PERSONAL	34.488.943
VESTUARIO PARA EL PERSONAL	7.488.531
ROPA TRABAJO Y SEGURIDAD	20.067.698
Total	499.413.808

Además, se consideran las provisiones que se muestran en la Tabla 25.

Tabla 25: Valor de provisiones considerados año 2016

Provisiones	Costo 2016 ($)
PROVISIÓN I.A.S.	216.131.785

4.4.1.4 Costo total del personal

La Tabla 26 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 4.4.1.1. 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 26: Cantidad de personal y sueldo por tipo de cargo

Tipo de cargo	Cantidad	Remuneraciones [MM$]	Remuneraciones [MUS$]
Ejecutivos	18	1.033,0	1.548,4
Ingeniero	30	877,7	1.315,6
Abogados	0	0,0	0,0
Técnicos	33	717,4	1.075,2
Operarios	28	650,6	975,2
Obreros	0	0,0	0,0
Empleados Administrativos	31	743,7	1.114,6
Secretarias	2	45,3	67,8
Estafeta	0	0,0	0,0
Total	**142**	**4.067,7**	**6.096,9**

El costo de personal considerado por el Consultor para el año base se resume en la Tabla 27. Como se puede ver el total determinado para la empresa eficiente es menor al monto

de remuneraciones pagado por Edelmag. El resumen de la asignación a zonas para el año base, considerando el valor tope se muestra en la Tabla 28.

Tabla 27: Costos de personal empresa eficiente

Costos de Personal	Costo año base (MM$)
Remuneraciones	3.341,9
Beneficios Adicionales	506,5
Provisiones	219,2
Total	**4.067,7**
Total Edelmag	**4.305,0**

Tabla 28: Asignación de personal a las distintas zonas

Zona	Costo Dotación MM$	MM$		%	
		SSMM	Otros	SSMM	Otros
Punta Arenas	3.432,5	1.711,5	1.721,0	49,9%	50,1%
Puerto Natales	264,6	173,3	91,3	65,5%	34,5%
Porvenir	194,3	139,6	54,6	71,9%	28,1%
Puerto Williams	176,3	139,6	36,7	79,2%	20,8%
Total	**4.067,7**	**2.164,0**	**1.903,7**	**53,2%**	**46,8%**

4.4.2 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 planta ejecutiva de la empresa, y solamente se analizaron los casos de los cargos implicados directamente en la operación y el mantenimiento de las nuevas unidades generadoras. El detalle de la metodología de expansión se encuentra en el anexo 18.7

Con la expansión del parque generador definida por el Plan de Expansión Óptimo aumenta el requerimiento anual de horas de mantención, lo que resulta en la incorporación de personal que se detalla en la Tabla 29.

Tabla 29: Plan de incorporación de personal adicional de mantenimiento en generación.

Año Incorporación	Nombre Cargo	Descripción cargo PwC	Costo Anual $/año-emp	Muestra
2017	JEFE BRIGADA MANTENCION ELECTRICA	Jefe de Mantención	2.489.307	Mediana
2017	ELECTRICISTA I	Electromecánico I	1.429.354	Mediana
2018	MECANICO II	Mecánico II	969.039	Mediana

Dada la baja cantidad de personal incorporado, se confirmó el supuesto básico de que esta expansión no gatilla modificaciones a nivel de la estructura organizacional de la empresa, ni la incorporación de personal de nivel ejecutivo. El personal de mantenimiento que resulta de la expansión está asignado en un 100% al segmento Generación.

Los costos asociados a la expansión de los sistemas medianos incluyen:

- Remuneraciones y beneficios obtenidos del Estudio de Remuneraciones empleado
- Costos de contratación de nuevo personal

Los costos de personal incrementales para el Plan de Expansión Óptimo se resumen en la Tabla 30.

Tabla 30: Costo incremental de Personal para el Plan de Expansión Óptimo, Total (MUS$)

	Expansión de Costos de Personal SSMM - (MUS$)														
SISTEMA	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Punta Arenas	65,1	90,2	90,2	90,2	90,2	90,2	90,2	90,2	90,2	90,2	90,2	90,2	90,2	90,2	90,2
Puerto Natales	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2
Porvenir	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9
Puerto Williams	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Total	85,8	110,9	110,9	110,9	110,9	110,9	110,9	110,9	110,9	110,9	110,9	110,9	110,9	110,9	110,9

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

4.5.1 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 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". El detalle de la metodología de valorización y valores empleados se puede ver en el anexo digital "Modelo COMA Plan Exp Opt".

Tabla 31: Drivers para actualización de gastos fijos

Item	Driver
Administrativos y Corporativos	Personal
Arriendos	Activos
Asesorias	Fijo
Capacitación	Personal
Contribuciones	Personal
Costos de Tecnologías de Informaci	Activos IT
Facturación a Clientes	Clientes
Fletes	Activos
Gastos Plantel	Personal
Impuestos, Patentes y Trámites	Activos
Mantenimiento Edificios	m2 Edif
Materiales	Activos
RSE y Comunicaciones	Fijo
Seguros Maquinarias y Edificios	Activo_sinTerr
Mantenimiento Vehículos	Vehículos_Inv
Vigilancia	m2 Edif
Directorio	Fijo
Respaldo Diesel	Demanda

A continuación se exponen las partidas de gastos fijos y su valorización para el Plan de Expansión Óptimo (Tabla 32).

Tabla 32: Gastos Fijos para el año 2016, Plan de Expansión Óptimo

Item	Total [MM$]	Total [MUS$]	Porcentaje SSMM %	Total SSMM [MM$]	Total SSMM [MUS$]
Administrativos y Corporativos	71,9	107,8	66%	47,5	71,1
Arriendos	7,5	11,3	66%	5,0	7,5
Asesorías	780,4	1169,7	79%	620,1	929,5
Capacitación	23,9	35,8	54%	13,0	19,4
Contribuciones	35,8	53,7	66%	23,6	35,4
Costos de Tecnologías de Información	828,3	1241,5	54%	450,4	675,0
Facturación a Clientes	71,5	107,2	0%	0,0	0,0
Fletes	53,8	80,7	66%	35,5	53,3
Gastos Plantel	288,2	432,0	54%	156,7	234,9
Impuestos, Patentes y Trámites	65,0	97,4	72%	47,0	70,5
Mantenimiento Edificios	235,4	352,9	72%	170,5	255,5
Materiales	308,7	462,8	66%	203,8	305,4
RSE y Comunicaciones	68,2	102,2	66%	45,0	67,4
Seguros Maquinarias y Edificios	184,2	276,1	66%	121,6	182,2
Mantenimiento Vehículos	58,6	87,8	73%	42,7	63,9
Vigilancia Subestaciones	145,1	217,5	100%	145,1	217,5
Directorio	64,4	96,5	66%	42,5	63,7
Respaldo Diesel	89,9	134,8	100%	89,9	134,8
Total	3.380,9	**5.067,5**	**67%**	**2.259,8**	**3.387,1**

5 CÁLCULO DEL COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO

A continuación se muestran los resultados del CID para cada sistema de Edelmag. El detalle de la metodología y de los cálculos se encuentra en el Anexo 30 .

5.1 Costo Incremental de Desarrollo del sistema de Punta Arenas

El resultado obtenido para Punta Arenas y Tres Puentes se muestra en la Tabla 33.

Tabla 33: Costo Incremental de Desarrollo en sistema de Punta Arenas

CID de Generación y Transmisión		
US$/MWh	Punta Arenas	Tres Puentes
CIDG	148,54	140,94
CIDL	4,51	4,28
CID	**153,05**	**145,23**

Cabe señalar que el valor unitario resultante del CID es mayor que el nivel de tarifa fijado por el CTLP, debido a la obligación de entrada en servicio del parque eólico de ENAP.

5.2 Costo Incremental de Desarrollo del sistema de Puerto Natales

El resultado obtenido se muestra en la Tabla 34.

Tabla 34: Costo Incremental de Desarrollo en sistema de Puerto Natales

CID de Generación y Transmisión	
US$/MWh	Puerto Natales
CIDG	38,05
CIDL	0,00
CID	**38,05**

5.3 Costo Incremental de Desarrollo del sistema de Porvenir

El resultado obtenido se muestra en la Tabla 35.

Tabla 35: Costo Incremental de Desarrollo en sistema de Porvenir

CID de Generación y Transmisión	
US$/MWh	Porvenir
CIDG	72,06
CIDL	0,00
CID	**72,06**

5.4 Costo Incremental de Desarrollo del sistema de Puerto Williams

El resultado obtenido se muestra en la Tabla 36.

Tabla 36: Costo Incremental de Desarrollo en sistema de Puerto Williams

CID de Generación y Transmisión	
US$/MWh	Porvenir
CIDG	95,01
CIDL	0,00
CID	**95,01**

6 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 . El detalle de los resultados presentados a continuación se presenta en el Anexo 31 .

6.1 Proyecto de Reposición Eficiente de Generación

6.1.1 Metodología

En esta sección se explica la metodología aplicada en cada uno de los sistemas estudiados para determinar el proyecto de reposición eficiente.

6.1.1.1 Punta Arenas

Etapa 1 - Reposición con consideraciones económicas y respaldo diésel

En el sistema de Punta Arenas, y debido a la posibilidad de operación dual de las turbinas, el parque necesario para cumplir con los requisitos de suficiencia diésel y el parque de operación económica (de operación a gas) están fuertemente acoplados. Por esta razón, se procedió en una primera etapa realizar un plan de expansión óptimo económico que a su vez permitiese cumplir con los requerimientos de suficiencia diésel, de manera que se pudiesen recoger las eficiencias económicas de la operación dual de las turbinas.

Así, para la determinación del Proyecto de Reposición Eficiente de Punta Arenas se considera, en una primera etapa, una reposición considerando que las turbinas incorporan la inversión correspondiente al kit necesario para operar de forma dual y los motores a gas incorporan el costo adicional de inversión correspondiente a las unidades diésel necesarias para suplir su misma capacidad de generación. Respecto de las unidades candidatas de generación eólica no considera dicha inversión adicional.

Etapa 2 - Suficiencia diésel estricta y Criterio N-1

Una vez definido el plan de inversiones suficiente y económico en generación se deben contemplar restricciones adicionales de seguridad como es el cumplimiento de un criterio N-1, el cual considera que el sistema cuenta 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 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 estricta para todo el periodo de planificación, de manera que ante la falta de suministro de gas, la demanda pueda seguir siendo abastecida.

Etapa 3 - Modelo de Despacho Horario

Una vez definida la expansión del sistema, la operación de este 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 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.

6.1.1.2 Puerto Natales y Porvenir

Etapa 1 - Suficiencia diésel

En una primera etapa se determina mediante el modelo de planificación el tren de inversiones óptimo de unidades diésel para el sistema eléctrico de Puerto Natales, dado que posee la mayor demanda máxima respecto del sistema eléctrico de Porvenir para el periodo de planificación.

Con el parque diésel resultante se verifica si es necesario adelantar el año de ingreso de algunas unidades de manera que el parque resultante asegure simultáneamente la suficiencia diésel tanto para el sistema de Puerto Natales como el de Porvenir. Como resultando de lo anterior, se definen las fechas de entrada del parque diésel resultante.

Etapa 2 - Reposición con consideraciones económicas

Fijando el nuevo plan diésel definido para cada sistema, se procede a determinar un proyecto de reposición eficiente óptimo del punto de vista económico. Con esto se tiene el tren de inversiones del Proyecto de Reposición Eficiente. Al igual que en el caso de Punta Arenas, al finalizar esta etapa se debe comprobar que el tren de inversiones resultante cumpla con el criterio de seguridad, esto es determinar la reserva fría mínima necesaria para cumplir con criterio N-1. Esta reserva fría debe ser igual a la potencia de la mayor unidad presente en cada año, lo cual determina a su vez que, para cumplir con el criterio de seguridad impuesto, la potencia instalada en cada año debe ser como mínimo igual a la demanda máxima del año más la capacidad de la mayor unidad presente.

Etapa 3 - Modelo de Despacho Horario

Con el modelo de despacho horario se determina el despacho óptimo asociado al plan de inversión de la etapa anterior. De esta manera se determinada completamente el Proyecto de Reposición Eficiente.

6.1.1.3 Puerto Williams

El sistema de Puerto Williams se presenta como un sistema puramente térmico con generación 100% diésel, dado lo cual no resulta necesario definir planes de respaldo ante problemas de suministro de gas, como si ocurría en los otros tres sistemas de Edelmag. De esta forma, la determinación del Proyecto de Reposición eficiente de este sistema considera dos etapas. En una primera etapa se realiza un plan de expansión económico, del cual posteriormente se determinan las unidades candidatas necesarias, que permiten minimizar la inversión, para dar cumplimiento del criterio N-1.

6.1.2 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 para el periodo 2017-2031. En el Anexo 31 se presentan los detalles de la metodología y valorización que da origen a los proyectos de reposición mostrados a continuación.

Tabla 37: Proyecto de Reposición Eficiente en Generación para el sistema de Punta Arenas

Fecha de entrada	Unidad	Tecnología	Potencia Instalada (kW)
2017	MD CAT-1	Motor Diésel	1.460
2017	MD CAT-2	Motor Diésel	1.460
2017	TG Solar Titan-1	Turbina Gas	15.000
2017	TG Solar Titan-2	Turbina Gas	15.000
2017	TG Solar Titan-1	Turbina Gas	15.000
2017	TG Solar Titan-1	Turbina Gas	15.000
2017	CEOM	Eólica	2.550
2020	MDR-6	Motor Diésel	2.520
2022	CEPA-1	Eólica	10.350
2024	MDR-6	Motor Diésel	2.520
2027	MDR-6	Motor Diésel	2.520
2031	MD Sulzer	Motor Diésel	1.400

Tabla 38: Proyecto de Reposición Eficiente en Generación para el sistema de Puerto Natales

Fecha de entrada	Unidad	Tecnología	Potencia Instalada (kW)
2017	Palmero	Motor Diesel	1.360
2017	Palmero	Motor Diesel	1.360
2017	Palmero	Motor Diesel	1.360
2017	Palmero	Motor Diesel	1.360
2017	MGL-4	Motor Gas	2.703
2017	MGL-4	Motor Gas	2.703
2017	MGL-4	Motor Gas	2.703
2021	Palmero	Motor Diesel	1.360
2022	MGR-5	Motor Gas	2.145
2024	Palmero	Motor Diesel	1.360
2028	MGR-5	Motor Gas	2.145
2030	Palmero	Motor Diesel	1.360

Tabla 39: Proyecto de Reposición Eficiente en Generación para el sistema de Porvenir

Fecha de entrada	Unidad	Tecnología	Potencia Instalada (kW)
2017	MD Palmero	Motor Gas	1.360
2017	MD Palmero	Motor Diesel	1.360
2017	MGL-4	Motor Diesel	2.703
2017	MGL-4	Motor Gas	2.703
2018	MD Palmero	Motor Diesel	1.360
2023	MGR-2	Motor Diesel	995
2027	MD Palmero	Motor Gas	1.360
2029	MGR-2	Motor Gas	995

Tabla 40: Proyecto de Reposición Eficiente en Generación para el sistema de Puerto Williams

Fecha de entrada	Unidad	Tecnología	Potencia Instalada (kW)
2017	MD CAT C-32	Motor diesel	800
2017	MDR-1	Motor diesel	269
2017	MDR-2	Motor diesel	520
2017	MDR-2	Motor diesel	520
2020	MDR-1	Motor diesel	269
2025	MDR-2	Motor diesel	520

6.2 *Proyecto de Reposición Eficiente de Transmisión*

Se presenta a continuación el proyecto de reposición eficiente para los cuatro sistemas de la Empresa.

6.2.1 *Punta Arenas*

En la Tabla 41 se presenta el Proyecto de Reposición Eficiente en Transmisión para Punta Arenas.

Tabla 41: Proyecto de Reposición Eficiente en Transmisión del sistema de Punta Arenas

Fecha de Ingreso	Cantidad	Unidad	Cargo Unitario (US$)	Valor de inversión (US$)
2017	1	Patio de alimentadores PA y TP	6.343.031	6.343.031
2017	-	Instalaciones comunes SS/EE	1.775.881	1.775.881
2017	1	Línea 66 kV PA - TP	1.730.581	1.730.581
2017	2	Sevidumbres líneas 66 kV	28.497	56.994
2017	1	Transformador de poder 66/13,2 kV PA	521.139	521.139
2017	2	Transformador de poder 66/13,2 kV TP	478.407	956.814
2017	1	Transformador de poder 66/12/13,2 kV TP	552.218	552.218
2017	1	Línea 66 kV PA - TP	1.730.581	1.730.581

Inicialmente, en el año base se considera una línea de 66 kV (conductor y sus respectivos transformadores) entre las subestaciones Tres Puentes y Punta Arenas. Desde ese año, se evalúa económicamente realizar una expansión de la línea de transmisión, comparando el costo de la inversión de una nueva línea y los beneficios obtenidos mediante la disminución de pérdidas así como el menor costo asociado a la energía no suministrada debido a fallas.

El año con mayor beneficio económico es el 2016, correspondiente al año base.

6.2.2 *Puerto Natales*

En la Tabla 42 se presenta el Proyecto de Reposición Eficiente en Transmisión para Puerto Natales. Se determinó que en todo el período de estudio no era necesaria la expansión de ninguna de las instalaciones existentes a excepción de las celdas correspondientes a cada nueva unidad de generación que deba entrar en servicio.

Tabla 42: Proyecto de Reposición Eficiente en Transmisión del sistema de Puerto Natales

Fecha de Ingreso	Cantidad	Unidad	Cargo Unitario (US$)	Valor de inversión (US$)
2017	1	Patio de alimentadores	310.084	310.084
2017	1	Instalaciones comunes SS/EE	110.552	110.552

6.2.3 Porvenir

En la Tabla 43 se presenta el Proyecto de Reposición Eficiente en Transmisión para Porvenir. Se determinó que en todo el período de estudio no era necesaria la expansión de ninguna de las instalaciones existentes a excepción de las celdas correspondientes a cada nueva unidad de generación que deba entrar en servicio.

Tabla 43: Proyecto de Reposición Eficiente en Transmisión del sistema de Porvenir

Fecha de Ingreso	Cantidad	Unidad	Cargo Unitario (US$)	Valor de inversión (US$)
2017	1	Patio de alimentadores	159.102	159.102
2017	1	Instalaciones comunes SS/EE	98.047	98.047

6.2.4 Puerto Williams

En la Tabla 44 se presenta el Proyecto de Reposición Eficiente en Transmisión para Puerto Williams. Se determinó que en todo el período de estudio no era necesaria la expansión de ninguna de las instalaciones existentes a excepción de las celdas correspondientes a cada nueva unidad de generación que deba entrar en servicio.

Tabla 44: Proyecto de Reposición Eficiente en Transmisión del sistema de Puerto Williams

Fecha de Ingreso	Cantidad	Unidad	Cargo Unitario (US$)	Valor de inversión (US$)
2017	1	Instalaciones comunes SS/EE	56.556	56.556
2017	1	Patio de alimentadores	111.553	111.553

6.2.5 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 en el periodo de tarificación 2019-2022 en los SSMM de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams. Los resultados de los estudios se muestran en el Anexo 31.3.

6.3 Expansión de infraestructura y terrenos

Este capítulo presenta las expansiones en infraestructura y terrenos asociados al Proyecto de Reposición Eficiente, agrupados en las siguientes categorías: edificios y terrenos, 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 17 .

6.3.1 *Edificios y Terrenos.*

Edificios y Terrenos al año base

La inversión inicial en edificios reconoce las instalaciones catalogadas como "Oficinas y Servicios", "Talleres y Bodegas" y "Casas" como parte del Proyecto de Reposición Eficiente. Para las salas de generación, se considera la construcción de edificación según la entrada de motores operados con gas. Para las turbinas a gas de Punta Arenas y máquinas diésel no se considera construcción de edificios, puesto que las turbinas se instalan a la intemperie y los motores diesel se encuentran contenerizados. Sólo se consideraron edificios de generación para albergar motores a gas y salas de control.

El detalle de la valorización de reposición de edificios y terrenos al año base se encuentra en el anexo 17 .

La expansión de edificios y terrenos se realizó aplicando los mismos criterios considerados para el Plan de Expansión Óptimo: el aumento de superficie edificada es proporcional a los requerimientos unitarios por unidad generadora y/o trabajador. No se consideraron renovaciones adicionales de edificios por término de su vida útil dentro del período de estudio.

Expansión de edificios y terrenos

La expansión en edificios y terrenos se realiza conforme con el Proyecto de Reposición Eficiente determinado en la sección 6.1.

En cuanto a la expansión de edificios y terrenos gatillada por el aumento de personal, se ha considerado el mismo estándar que para el Plan de Expansión Óptimo de 15 m^2 por empleado para talleres y bodega. Como valor de edificación se utilizó el promedio de la valorización de los edificios catalogados como "Talleres y Bodegas" en Punta Arenas de 13,41UF/m^2. Se utilizó el valor de la UF al 31 de Diciembre de 2016 igual a $26.347,98.

La valorización de los terrenos al año base se expone en la Tabla 45, y la valorización total de edificios, incluyendo la expansión de salas de generación e infraestructura asociada al personal de mantenimiento, se resume en la Tabla 46.

Se tuvo la misma consideración respecto a la expansión de capacidad de almacenamiento Diesel que para el Plan de Expansión Óptimo (ver sección 4.3.1)

Tabla 45: Inversión de Terrenos para el Proyecto de Reposición Eficiente (MUS$)

SISTEMA	Proyecto de Reposición de Terrenos (MUS$)															
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Punta Arenas	3.974	15	-	-	-	-	-	6,0	-	-	-	-	-	-	-	-
Puerto Natales	1.851	7	-	-	-	-	1,7	-	-	-	-	-	1,7	-	-	-
Porvenir	556	3	-	-	-	-	-	0,6	-	-	-	-	-	0,6	-	-
Puerto Williams	135	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	6.516	25	-	-	-	-	1,7	6,5	-	-	-	-	1,7	0,6	-	-

Tabla 46: Inversión de Edificaciones para el Proyecto de Reposición Eficiente (MUS$)

SISTEMA	Proyecto de Reposición de Edificaciones (MUS$)															
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Punta Arenas	2.308	46	-	-	-	-	-	19	-	-	-	-	-	-	-	-
Puerto Natales	647	134	-	-	-	-	35	-	-	-	-	-	35	-	-	-
Porvenir	542	45	-	-	-	-	-	8	-	-	-	-	-	8	-	-
Puerto Williams	607	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	4.103	225	-	-	-	-	35	27	-	-	-	-	35	8	-	-

6.3.2 *Vehículos y otros bienes de infraestructura.*

6.3.2.1 Proyecto de Reposición Eficiente en Vehículos

Costos de Vehículos

Se utiliza la valorización de la flota de vehículos de Edelmag aplicada en el Proyecto de Expansión Óptimo, detallados en el Anexo 17 .

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 el crecimiento del personal de mantenimiento es poco significativo.

Tabla 47: 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
Punta Arenas	542	-	-	-	-	-	-	-	-	-	542	-	-	-	-	-
Puerto Natales	39	-	-	-	-	-	-	-	-	-	39	-	-	-	-	-
Porvenir	50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50	-	-	-	-	-
Puerto Williams	57	-	-	-	-	-	-	-	-	-	57	-	-	-	-	-
Total	689	-	-	-	-	-	-	-	-	-	689	-	-	-	-	-

6.3.2.2 Bienes de infraestructura informática y de telecomunicaciones para el Plan de Expansión de Óptimo.

Macroinformática: El detalle de los costos de sistemas macroinformáticos considerados al año base se muestra en el Anexo 17 . 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 48: 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
Punta Arenas	10,2	-	-	-	-	10,2	-	-	-	-	10,2	-	-	-	-	10,2
Puerto Natales	0,2	-	-	-	-	0,2	-	-	-	-	0,2	-	-	-	-	0,2
Porvenir	0,2	-	-	-	-	0,2	-	-	-	-	0,2	-	-	-	-	0,2
Puerto Williams	0,1	-	-	-	-	0,1	-	-	-	-	0,1	-	-	-	-	0,1
Total	10,7	-	-	-	-	10,7	-	-	-	-	10,7	-	-	-	-	10,7

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 17 .

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, el aumento de personal del Proyecto de Reposición Eficiente gatilla inversiones en microinformática para el ingreso de un Jefe Brigada Mantención Eléctrica, quien tiene asociado un equipo móvil. 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 49)

Tabla 49: 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
Punta Arenas	79,1	1,1	-	-	-	79,1	-	-	-	-	79,1	-	-	-	-	79,1
Puerto Natales	7,11	0,02	-	-	-	7,11	-	-	-	-	7,11	-	-	-	-	7,11
Porvenir	6,14	0,02	-	-	-	6,14	-	-	-	-	6,14	-	-	-	-	6,14
Puerto Williams	6,14	0,02	-	-	-	6,14	-	-	-	-	6,14	-	-	-	-	6,14
Total	98,48	1,14	-	-	-	98,48	-	-	-	-	98,48	-	-	-	-	98,48

Comunicaciones:

El ítem de comunicaciones, al año base, considera el equipamiento en comunicaciones de Edelmag al año base más el costo de centrales telefónicas cuyos precios unitarios se muestran en el Anexo 17 .

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

Tabla 50: 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
Punta Arenas	92	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Puerto Natales	14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Porvenir	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Puerto Williams	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	119	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Equipamiento de Herramientas e Instrumentos:

El ítem de herramientas e instrumentos, al año base, considera el equipamiento en herramientas e instrumentos de Edelmag 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 51: 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
Punta Arenas	620	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Puerto Natales	60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Porvenir	78	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Puerto Williams	77	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	835	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

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 17

Tabla 52: 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
Punta Arenas	10,9	0,4	-	-	-	-	-	0,2	-	-	-	-	-	-	-	-
Puerto Natales	0,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Porvenir	0,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Puerto Williams	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	11,1	0,4	-	-	-	-	-	0,2	-	-	-	-	-	-	-	-

6.4 *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 N°22. 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.

La nómina de empleados utilizada en el Proyecto de Reposición Eficiente consideró los siguientes ajustes con respecto a la utilizada en el Plan de Expansión Óptimo:

- El número de operadores de centrales para Punta Arenas disminuye 9 a 5, debido a que solo se considera una central generadora en Punta Arenas (Tres Puentes).

- El personal del Departamento de Mantención (Gerencia de Generación), fue adaptado de acuerdo con los requerimientos de horas-hombre de mantenimiento para las unidades generadoras que ingresan el año base (Tabla 53).

Tabla 53: Dotación del Departamento de Mantención para el Proyecto de Reposición Eficiente.

Nombre Cargo	Cantidad al año base
SUPERVISOR MECANICO	2
SUPERVISOR ELECTRICISTA	2
JEFE BRIGADA MANTENCION ELECTRICA	1
JEFE BRIGADA MANTENCION MECANICA	2
JEFE BRIGADA MANTENCION	2
MECANICO I	6
ELECTRICISTA I	1
MECANICO II	1
ELECTRICISTA II	1

6.4.1.1 *Costo total del personal*

La Tabla 54 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 54: Resumen de cantidad de dotación y remuneraciones del personal de la empresa eficiente, agrupados por tipo de cargo

Tipo de Cargo	Cantidad	Remuneraciones Anuales [MM$]	Remuneraciones Anuales [MU$]
Ejecutivos	18	1.033,0	1.548,4
Ingenieros	30	877,7	1.315,6
Abogados	0	0,0	0,0
Técnicos	33	717,4	1.075,2
Operarios	28	650,6	975,2
Obreros	0	0,0	0,0
Empleados Administrativos	31	743,7	1.114,6
Secretarias	2	45,3	67,8
Estafetas	0	0,0	0,0
Total	**142**	**4.067,7**	**6.096,9**

El costo de personal considerado por el Consultor para el año base se resume en la Tabla 55. El costo total anual de remuneraciones estimado para el año base es de $3.289 millones (Tabla 55).

Tabla 55: Costos de personal empresa eficiente

Costos de Personal	Costo año base (MM$)
Remuneraciones	3.341,9
Beneficios Adicionales	506,5
Provisiones	219,2
Total	**4.067,7**
Total Edelmag	**4.305,0**

6.5 *Expansión del personal de la empresa eficiente*

Expansión de personal de mantenimiento de centrales

Tabla 56: Expansión del personal de mantenimiento en generación.

Año Incorporación	Nombre Cargo	Descripción cargo PwC	Costo Anual $/año-emp	Muestra Encuesta PwC
2017	JEFE BRIGADA MANTENCION ELECTRICA	Jefe de Mantención	2.489.307	Mediana
2023	MECANICO II	Mecánico II	969.039	Mediana
2023	ELECTRICISTA I	Electromecánico I	1.429.354	Mediana

Dada la baja cantidad de personal incorporado, se confirmó el supuesto básico de que esta expansión no gatilla modificaciones a nivel de la estructura organizacional de la empresa, ni la incorporación de personal de nivel ejecutivo. El personal de mantenimiento que resulta de la expansión está asignado en un 100% al segmento Generación.

Los costos asociados a la expansión de los sistemas medianos incluyen:

- Remuneraciones y beneficios obtenidos del Estudio de Remuneraciones de PwC.
- Costos de contratación de nuevo personal.

Los costos de personal para el Proyecto de Reposición Eficiente se resumen en la Tabla 57.

Tabla 57: Costos total de Personal para el Proyecto de Reposición Eficiente (MUS$)

SISTEMA	Costos de Personal Proyecto de Reposición Eficiente (MUS$)															
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Punta Arenas	2.024	2.172	2.172	2.172	2.172	2.172	2.172	2.222	2.222	2.222	2.222	2.222	2.222	2.222	2.222	2.222
Puerto Natales	440	462	462	462	462	462	462	466	466	466	466	466	466	466	466	466
Porvenir	379	398	398	398	398	398	398	402	402	402	402	402	402	402	402	402
Puerto Williams	257	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261
Total	3.101	3.293	3.293	3.293	3.293	3.293	3.293	3.351	3.351	3.351	3.351	3.351	3.351	3.351	3.351	3.351

6.6 *Gastos Fijos anuales de operación, mantenimiento, administración y comercialización*

6.6.1 *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 Tabla 58 se muestran sus valores al año base. En el Anexo 24 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 59.

Tabla 58: Valores de Gastos Fijos al año base, Proyecto de Reposición Eficiente

Item	Total [MM$]	Total [MUS$]	Porcentaje SSMM %	Total SSMM [MM$]	Total SSMM [MUS$]
Administrativos y Corporativo	72,9	109,3	66%	48,1	72,2
Arriendos	7,5	11,3	66%	5,0	7,5
Asesorías	780,4	1.169,7	79%	620,1	929,5
Capacitación	24,2	36,3	54%	13,2	19,7
Contribuciones	34,3	51,5	66%	22,7	34,0
Costos de Tecnologías de Info	828,3	1.241,5	54%	450,4	675,0
Facturación a Clientes	71,5	107,2	0%	-	-
Fletes	53,8	80,7	66%	35,5	53,3
Gastos Plantel	292,3	438,2	54%	159,0	238,3
Impuestos, Patentes y Trámit	65,0	97,4	72%	47,0	70,5
Mantenimiento Edificios	235,4	352,9	72%	170,5	255,5
Materiales	308,7	462,8	66%	203,8	305,4
RSE y Comunicaciones	68,2	102,2	66%	45,0	67,4
Seguros Maquinarias y Edificio	184,2	276,1	66%	121,6	182,2
Mantenimiento Vehículos	58,6	87,8	73%	42,7	63,9
Vigilancia Subestaciones	145,1	217,5	100%	145,1	217,5
Directorio	64,4	96,5	66%	42,5	63,7
Respaldo Diesel	89,9	134,8	100%	89,9	134,8
Total	3.384,9	5.073,5	67%	2.261,9	3.390,3

Tabla 59: Gastos Fijos para el Proyecto de Reposición Eficiente, Total (MUS$)

SISTEMA	Gastos Fijos Proyecto de Reposición(MUS$)															
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Punta Arenas	2.555	3.006	3.037	3.064	3.098	3.129	3.512	3.551	3.588	3.617	3.644	3.681	3.721	3.755	3.786	3.816
Puerto Natales	371	440	445	449	455	459	477	483	489	493	497	503	509	514	519	523
Porvenir	331	381	385	388	392	395	408	412	416	420	423	427	431	435	438	442
Puerto Williams	133	147	148	148	149	150	153	155	155	156	157	158	159	160	161	161
Total	3.390	3.975	4.015	4.050	4.094	4.133	4.551	4.601	4.649	4.686	4.721	4.768	4.821	4.864	4.904	4.943

7 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.

7.1 Costo Total de Largo Plazo en el Sistema de Punta Arenas

Se determinaron las anualidades de inversión y costos anuales tanto fijos como variables de operación de generación en Punta Arenas. En la Tabla 60 se exponen de manera agregada las principales componentes de costos.

Tabla 60: Anualidades de inversión y costos de generación en Punta Arenas

Año	Unidad	2019	2020	2021	2022
		1	2	3	4
Anualidad Inversiones Generación	US$/año	6.075.857	6.245.696	6.245.696	8.158.234
Anualidad Infraestructura Generación	US$/año	671.204	671.204	679.250	679.250
Costo Fijo de Generación	US$/año	4.307.924	4.341.400	4.361.258	4.676.675
Costo Variable de Generación	US$/año	15.012.380	15.204.523	15.417.881	14.424.732
Anualidad Total	US$/año	26.067.365	26.462.823	26.704.086	27.938.891

De la tabla siguiente se desprende que el valor actual de las inversiones y costos asociados al área de generación de la empresa es:

Valor Actual de Generación [US$]	84.713.519

Del valor actual de generación se obtiene que el Costo Total de Largo Plazo de generación es:

CTLPG [US$/año]	26.724.642

Adicionalmente, se determinaron las anualidades de inversión y costos anuales tanto fijos como variables de operación de transmisión en Punta Arenas. En la Tabla 61 se exponen de manera agregada las principales componentes de costos.

Tabla 61: Anualidades de inversión y costos de transmisión en Punta Arenas

Año	Unidad	2019	2020	2021	2022
		1	2	3	4
Anualidad Inversiones Transmisión	US$/año	1.815.451	1.815.451	1.815.451	1.815.451
Anualidad Infraestructura Transmisión	US$/año	184.373	184.373	186.583	186.583
Costo Fijo de Transmisión	US$/año	1.183.345	1.192.540	1.197.995	1.284.637
Anualidad Total	US$/año	3.183.169	3.192.365	3.200.030	3.286.672

De la siguiente tabla se desprende que el valor actual de las inversiones y costos asociados al área de transmisión de la empresa es:

Valor Actual de Transmisión [US$]	10.181.179

Del valor actual de transmisión se obtiene que el Costo Total de Largo Plazo en transmisión es:

CTLPL [US$/año]	3.211.865

7.2 *Costo Total de Largo Plazo en el Sistema de Puerto Natales*

Se determinaron las anualidades de inversión y costos anuales tanto fijos como variables de operación de generación en Puerto Natales. En la Tabla 62 se exponen de manera agregada las principales componentes de costos.

Tabla 62: Anualidades de inversión y costos de generación en Puerto Natales

Año	Unidad	2019	2020	2021	2022
		1	2	3	4
Anualidad Inversiones Generación	US$/año	1.400.974	1.400.974	1.503.798	1.658.462
Anualidad Infraestructura Generación	US$/año	296.884	296.884	297.702	301.860
Costo Fijo de Generación	US$/año	925.254	930.549	935.280	953.488
Costo Variable de Generación	US$/año	2.602.298	2.836.128	3.081.192	3.104.175
Anualidad Total	US$/año	5.225.410	5.464.536	5.817.972	6.017.986

De la siguiente tabla se desprende que el valor actual de las inversiones y costos asociados al área de generación de la empresa es:

Valor Actual de Generación [US$]	17.748.012

Del valor actual de generación se obtiene que el Costo Total de Largo Plazo de generación es:

CTLPG [US$/año]	5.598.980

Adicionalmente, se determinaron las anualidades de inversión y costos anuales tanto fijos como variables de operación de transmisión en Puerto Natales. En la Tabla 63 se exponen de manera agregada las principales componentes de costos.

Tabla 63: Anualidades de inversión y costos de transmisión en Puerto Natales

Año	Unidad	2019	2020	2021	2022
		1	2	3	4
Anualidad Inversiones Transmisión	US$/año	48.683	48.683	48.683	48.683
Anualidad Infraestructura Transmisión	US$/año	9.760	9.760	9.787	9.924
Costo Fijo de Transmisión	US$/año	30.418	30.592	30.748	31.347
Anualidad Total	US$/año	88.862	89.036	89.218	89.954

De la siguiente tabla se desprende que el valor actual de las inversiones y costos asociados al área de transmisión de la empresa es:

Valor Actual de Transmisión [US$]	282.837

Del valor actual de transmisión se obtiene que el Costo Total de Largo Plazo de transmisión es:

CTLPL [US$/año]	89.227

7.3 Costo Total de Largo Plazo en el Sistema de Porvenir

Se determinaron las anualidades de inversión y costos anuales tanto fijos como variables de operación de generación en Porvenir. En la Tabla 64 se exponen de manera agregada los principales componentes de costos.

Tabla 64: Anualidades de inversión y costos de generación en Porvenir

Año	Unidad	2019	2020	2021	2022
		1	2	3	4
Anualidad Inversiones Generación	US$/año	1.070.472	1.070.472	1.070.472	1.070.472
Anualidad Infraestructura Generación	US$/año	139.651	139.651	140.356	140.356
Costo Fijo de Generación	US$/año	802.236	806.100	809.553	822.844
Costo Variable de Generación	US$/año	1.647.235	1.746.996	1.843.320	1.953.182
Anualidad Total	US$/año	3.659.594	3.763.218	3.863.701	3.986.854

De la tabla siguiente se desprende que el valor actual de las inversiones y costos asociados al área de generación de la empresa es:

Valor Actual de Generación [US$]	12.062.932

Del valor actual de generación se obtiene que el Costo Total de Largo Plazo de generación es:

CTLPG [US$/año]	3.805.503

Adicionalmente, se determinaron las anualidades de inversión y costos anuales tanto fijos como variables de operación de transmisión en Porvenir; cumpliendo con lo establecido en las Bases del Estudio, en la Tabla 65 se presentan los costos fijos y variables valorizados a finales de cada periodo.

Tabla 65: Anualidades de inversión y costos de transmisión en Porvenir

Año	Unidad	2019	2020	2021	2022
		1	2	3	4
Anualidad Inversiones Transmisión	US$/año	29.762	29.762	29.762	29.762
Anualidad Infraestructura Transmisión	US$/año	3.883	3.883	3.902	3.902
Costo Fijo de Transmisión	US$/año	22.304	22.411	22.507	22.877
Anualidad Total	US$/año	55.948	56.056	56.171	56.541

De la tabla siguiente se desprende que el valor actual de las inversiones y costos asociados al área de transmisión de la empresa es:

Valor Actual de Transmisión [US$]	178.009

Del valor actual de transmisión se obtiene que el Costo Total de Largo Plazo de transmisión es:

CTLPL [US$/año]	56.157

7.4 Costo Total de Largo Plazo en el Sistema de Puerto Williams

Se determinaron las anualidades de inversión y costos anuales tanto fijos como variables de operación de generación en Puerto Williams. En la Tabla 66 se exponen de manera agregada los principales componentes de costos. Cumpliendo con lo establecido en las Bases del Estudio, se presentan los costos fijos y variables valorizados a finales de cada periodo.

Tabla 66: Anualidades de inversión y costos de generación en Puerto Williams

Año	Unidad	2019	2020	2021	2022
		1	2	3	4
Anualidad Inversiones Generación	US$/año	165.506	181.334	181.334	181.334
Anualidad Infraestructura Generación	US$/año	88.645	88.645	89.288	89.288
Costo Fijo de Generación	US$/año	386.602	387.436	388.177	391.194
Costo Variable de Generación	US$/año	957.028	1.023.128	1.085.692	1.144.413
Anualidad Total	US$/año	1.597.780	1.680.543	1.744.491	1.806.230

De la tabla siguiente se desprende que el valor actual de las inversiones y costos asociados al área de generación de la empresa es:

Valor Actual de Generación [US$]	5.385.747

Del valor actual de generación se obtiene que Costo Total de Largo plazo de generación es:

CTLPG [US$/año]	1.699.046

Adicionalmente, se determinaron las anualidades de inversión y costos anuales tanto fijos como variables de operación de transmisión en Puerto Williams. En la Tabla 67 se exponen de manera agregada los principales componentes de costos.

Tabla 67: Anualidades de inversión y costos de transmisión en Puerto Williams

Año	Unidad	2019	2020	2021	2022
		1	2	3	4
Anualidad Inversiones Transmisión	US$/año	19.456	19.456	19.456	19.456
Anualidad Infraestructura Transmisión	US$/año	9.755	9.755	9.826	9.826
Costo Fijo de Transmisión	US$/año	42.546	42.638	42.719	43.051
Anualidad Total	US$/año	71.758	71.850	72.002	72.334

De la tabla siguiente se desprende que el valor actual de las inversiones y costos asociados al área de transmisión de la empresa es:

Valor Actual de Transmisión [US$]	228.116

Del valor actual de transmisión se obtiene que el Costo Total de Largo Plazo de transmisión es:

CTLPL [US$/año]	71.964

8 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

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

- Costo Incremental de Desarrollo (CID) de los sistemas Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir.
- Costo Total de Largo Plazo (CTLP) de los sistemas Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams.

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

8.1 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 Gas para EDELMAG en Magallanes (PGas)
- Precio del Diésel puesto en Magallanes (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:

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

8.2 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]:

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

8.3 Indexación del Costo Incremental de Desarrollo

8.3.1 Sistema de Punta Arenas

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

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

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

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

Tabla 68: Estructura de la Fórmula de Indexación de la potencia en Punta Arenas para el CID

Formula Indexación Potencia CID PA	
IPC - Nacional	0,34379
PPI - Externo	0,65621

Tabla 69: Estructura de la Fórmula de Indexación de la energía en Punta Arenas para el CID

Formula Indexación Energía CID PA	
IPC - Nacional	0,31991
P. Gas - Nacional	0,54262
Dol	0,03635
PPI - Externo	0,10112

8.3.2 Sistema de Puerto Natales

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

Tabla 70: Estructura de la Fórmula de Indexación de la potencia en Puerto Natales para el CID

Formula Indexación Potencia CID PN	
IPC - Nacional	0,41235
PPI - Externo	0,58765

Tabla 71: Estructura de la Fórmula de Indexación de la energía en Puerto Natales para el CID

Formula Indexación Energía CID PN	
IPC - Nacional	0,29374
P. Gas - Nacional	0,51407
P. Diesel - Nacional	0,01680
PPI - Externo	0,17540

8.3.3 Sistema de Porvenir

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

Tabla 72: Estructura de la Fórmula de Indexación de la potencia en Porvenir para el CID

Formula Indexación Potencia CID PO	
IPC - Nacional	0,49022
PPI - Externo	0,50978

Tabla 73: Estructura de la Fórmula de Indexación de la potencia en Porvenir para el CID

Formula Indexación Energía CID PO	
IPC - Nacional	0,31967
P. Gas - Nacional	0,38951
P. Diesel - Nacional	0,11756
PPI - Externo	0,17327

8.3.4 Sistema de Puerto Williams

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

Tabla 74: Estructura de la Fórmula de Indexación de la potencia en Puerto Williams para el CID

Formula Indexación Potencia CID PW	
IPC - Nacional	0,66539
PPI - Externo	0,33461

Tabla 75: Estructura de la Fórmula de Indexación de la potencia en Puerto Williams para el CID

Formula Indexación Energía CID PW	
IPC - Nacional	0,22802
P. Gas - Nacional	0,00000
P. Diesel - Nacional	0,68731
PPI - Externo	0,08467

8.4 Indexación del Costo Total de Largo Plazo

8.4.1 Sistema de Punta Arenas

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

Tabla 76: Estructura de la Fórmula de Indexación de la potencia en Punta Arenas para el CTLP

Formula Indexación Potencia CTLP PA	
IPC - Nacional	0,41046
PPI - Externo	0,58954

Tabla 77: Estructura de la Fórmula de Indexación de la energía en Punta Arenas para el CTLP

Formula Indexación Energía CTLP PA	
IPC - Nacional	0,31268
P. Gas - Nacional	0,51666
P. Diesel - Nacional	0,00031
PPI - Externo	0,12167
Dól	0,04868

8.4.2 Sistema de Puerto Natales

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

Tabla 78: Estructura de la Fórmula de Indexación de la potencia en Puerto Natales para el CTLP

Formula Indexación Potencia CTLP PN	
IPC - Nacional	0,50804
PPI - Externo	0,49196

Tabla 79: Estructura de la Fórmula de Indexación de la energía en Puerto Natales para el CTLP

Formula Indexación Energía CTLP PN	
IPC - Nacional	0,30193
P. Gas - Nacional	0,49010
P. Diesel - Nacional	0,05465
PPI - Externo	0,15333

8.4.3 Sistema de Porvenir

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

Tabla 80: Estructura de la Fórmula de Indexación de la potencia en Porvenir para el CTLP

Formula Indexación Potencia CTLP PO	
IPC - Nacional	0,54480
PPI - Externo	0,45520

Tabla 81: Estructura de la Fórmula de Indexación de la energía en Porvenir para el CTLP

Formula Indexación Energía CTLP PO	
IPC - Nacional	0,36346
P. Gas - Nacional	0,46169
P. Diesel - Nacional	0,03794
PPI - Externo	0,13691

8.4.4 Sistema de Puerto Williams

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

Tabla 82: Estructura de la Fórmula de Indexación de la potencia en Puerto Williams para el CTLP

Formula Indexación Potencia CTLP PW	
IPC - Nacional	0,76922
PPI - Externo	0,23078

Tabla 83: Estructura de la Fórmula de Indexación de la energía en Puerto Williams para el CTLP

Formula Indexación Energía CTLP PW	
IPC - Nacional	0,32010
P. Diesel - Nacional	0,59541
PPI - Externo	0,08450

9 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.

Cabe señalar que los valores anteriores fueron determinados considerando el ingreso de nuevas centrales en los años resultantes de los Planes de Reposición Eficiente. En caso de atraso en el inicio de operaciones, se deberá ajustar el factor de cada año.

Por otra parte, la determinación de los valores considera que el nivel de tarifas es fijado por el CTLP; en caso que el nivel de tarifas lo determine el CID, deberán recalcularse los factores por otros criterios, como por ejemplo la relación de capacidad instalada de las empresas en el Plan de Expansión Óptimo.

9.1 *Asignación de potencia reconocida*

La asignación de potencia reconocida en el periodo de tarificación se muestra a continuación, por empresa y tecnología.

Tabla 84: Potencia reconocida asignada sistema Punta Arenas

Empresa	Tecnología	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
EDELMAG	Diésel	7,12	2,92	2,92	2,92	5,44	5,44	5,44	5,44
EDELMAG	Gas	83,87	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00
ENAP	Eólico	-	-	-	-	-	-	6,90	10,35
PECKET	Eólico	2,55	1,70	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55
Total		93,54	64,62	65,47	65,47	67,99	67,99	74,89	78,34

Empresa	Tecnología	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
EDELMAG	Diésel	7,96	7,96	7,96	10,48	10,48	10,48	10,48	11,88
EDELMAG	Gas	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00
ENAP	Eólico	10,35	10,35	10,35	10,35	10,35	10,35	10,35	10,35
PECKET	Eólico	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55
Total		80,86	80,86	80,86	83,38	83,38	83,38	83,38	84,78

9.2 *Costo variable medio por Empresa*

El costo variable medio resultante en el periodo de tarificación se muestra a continuación.

Tabla 85: Costo variable medio sistema Punta Arenas

Edelmag	CVC USD	CVNC USD	Energía MWh	CVC medio USD/MWh	CVNC medio USD/MWh
2019	11.719.205	3.209.192	249.746	46,924	12,850
2020	11.861.550	3.257.928	253.508	46,790	12,851
2021	12.018.279	3.315.553	257.254	46,718	12,888
2022	11.043.142	3.061.808	231.306	47,743	13,237

Pecket	CVC USD	CVNC USD	Energía MWh	CVC medio USD/MWh	CVNC medio USD/MWh
2019	0	83.851	11.184	0,000	7,498
2020	0	83.918	11.193	0,000	7,498
2021	0	83.999	11.204	0,000	7,498
2022	0	84.373	11.253	0,000	7,498

Cabo Negro	CVC USD	CVNC USD	Energía MWh	CVC medio USD/MWh	CVNC medio USD/MWh
2019	0	0	0	-	-
2020	0	0	0	-	-
2021	0	0	0	-	-
2022	0	235.340	32.055	0,000	7,342

Se propone que los valores de CVNC se indexen en un 100% al CPI, mientras que los de CVC se indexen respecto a la variación del precio del gas, del precio del diésel y del dólar (la proporción correspondiente a impuestos a emisiones), según las siguientes proporciones:

Tabla 86: Proporciones indexación

Año	PGas	PDiésel	Dol	Total
2019	0,91389	0,00000	0,08611	1,00000
2020	0,91372	0,00018	0,08610	1,00000
2021	0,91372	0,00019	0,08609	1,00000
2022	0,91188	0,00220	0,08592	1,00000

9.3 *Factor de costos de inversión y administración*

Los factores aplicables en el periodo de tarificación se muestran a continuación.

Tabla 87: Factores de costos de inversión y administración del sistema Punta Arenas

Edelmag	Inversiones USD	Costo Fijo USD	Total USD	Factor
2019	6.180.265	4.162.061	10.342.326	**0,936**
2020	6.350.104	4.195.538	10.545.642	**0,937**
2021	6.358.151	4.215.395	10.573.546	**0,937**
2022	6.358.151	4.352.813	10.710.964	**0,793**

Pecket	Inversiones USD	Costo Fijo USD	Total USD	Factor
2019	566.796	145.862	712.658	**0,064**
2020	566.796	145.862	712.658	**0,063**
2021	566.796	145.862	712.658	**0,063**
2022	566.796	145.862	712.658	**0,053**

Cabo Negro	Inversiones USD	Costo Fijo USD	Total USD	Factor
2019	0	0	0	**0,000**
2020	0	0	0	**0,000**
2021	0	0	0	**0,000**
2022	1.912.538	178.000	2.090.538	**0,155**

9.4 Costo de transmisión

Los costos de transmisión se muestran a continuación.

Tabla 88: Costos de transmisión del sistema de Punta Arenas

Edelmag	Inversiones USD	Costo Fijo USD	Anualidad USD
2019	1.999.824	1.183.345	3.183.169
2020	1.999.824	1.192.540	3.192.365
2021	2.002.035	1.197.995	3.200.030
2022	2.002.035	1.284.637	3.286.672

ANEXOS

10 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 Edelmag, incluyendo el estudio encargado a la empresa de ingeniería Krea Energía, referido al Estudio de Costos de Inversión, Operación y Mantenimiento de Nuevas Unidades Generadoras, de enero de 2018, versión E. 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.
- Valorización de instalaciones informada por Edelmag a Systep.

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 Krea Energía 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.

10.1 Planos y topología de los sistemas

De acuerdo a la información proporcionada por Edelmag, es posible conocer la ubicación de sus unidades generadores en sus cuatro sistemas medianos, de acuerdo a las coordenadas en el Sistema Transversal Universal de Mercator (UTM). Con la información de la ubicación de las centrales se procedió a identificar las instalaciones y la línea de transmisión en 66kV del sistema de Punta Arenas.

Debido al gran tamaño de cada mapa y a la escala utilizada, en el Anexo 11 se muestra solo un extracto de cada uno de los sistemas en estudio, esto es Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, lo cual es suficiente para caracterizar la ubicación de las instalaciones respecto a las ciudades involucradas.

Tabla 89: Coordenadas UTM de las centrales de Edelmag

Central	Sistema	Coordenada Este	Coordenada Norte
Punta Arenas	Punta Arenas	372.494,00	4.108.766,00
Tres Puentes	Punta Arenas	372.989,00	4.114.757,00
Puerto Natales	Puerto Natales	674.121,00	4.265.908,00
Porvenir	Porvenir	407.963,68	4.094.379,84
Puerto Williams	Puerto Williams	591.089,00	3.911.720,00

En el Anexo 12 se presentan los diagramas unilineales de los sistemas eléctricos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, los cuales fueron proporcionados por Edelmag.

10.2 Identificación y caracterización de las instalaciones existentes

10.2.1 Identificación y caracterización de las unidades de Generación

A continuación, de la Tabla 1 a la Tabla 6, se muestra un resumen de las características de cada unidad generadora de Edelmag, separadas por central. En el Anexo 13 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 Edelmag. El detalle de las características de las unidades generadoras se presenta en el Anexo 13.3.

Cabe destacar que en Punta Arenas, el mix de generación está compuesto por generación térmica y generación eólica. Por otro lado, en el resto de los sistemas la generación es completamente térmica (a diciembre de 2016), encontrándose diferencias solo en el tipo de unidades generadoras (motor o turbina) y el combustible utilizado (gas natural o diésel).

Tabla 90: Unidades de la Central Tres Puentes (Sistema eléctrico de Punta Arenas)

Unidad	Potencia (kW)	Año de fabricación	Combustible	Consumo Específico (m3/kWh)	Consumo Específico (lt/kWh)	Costo Variable no combustible (US$/MWh)	Combustible Alternativo	Indisponibilidad forzada (%)
TG Hitachi	24.000	1975	GN	0,402	-	3,5	Diesel	2,67%
TG Solar Titan	15.000	2002	GN	0,332	-	10,2	Diesel	4,97%
TG Solar Mars	10.000	1995	GN	0,342	-	10,6	-	4,97%
MG CAT	2.720	1997	GN	0,269	-	19,9	-	15,45%
MD CAT No 2	1.460	1993	Diésel	-	0,247	20,3	-	3,81%
MD CAT No 3	1.460	1993	Diésel	-	0,307	20,3	-	3,81%
TG Solar Titan 15	15.000	2007	GN	0,317	-	8,8	Diesel	4,97%
TG GE -10	10.700	2004	GN	0,460	-	10,8	Diesel	11,14%
Total (kW)	80.340							

Tabla 91: Unidades de la Central Punta Arenas (Sistema eléctrico de Punta Arenas)

Unidad	Potencia (kW)	Año de fabricación	Combustible	Consumo Específico (m3/kWh)	Consumo Específico (lt/kWh)	Costo Variable no combustible (US$/MWh)	Combustible Alternativo	Indisponibilidad forzada (%)
MD SULZER No 1	1.400	1955	Diésel	-	0,36	20,28	-	9,00%
MD SULZER No 2	1.400	1955	Diésel	-	0,35	20,28	-	9,00%
MD SULZER No 3	1.400	1959	Diésel	-	0,35	20,28	-	9,00%
TG GE No 2 (Respaldo)	6.700	1968	GN	0,65	-	10,78	-	12,00%
Total (kW)	10.900							

Tabla 92: Unidades de la Central Pecket (Sistema eléctrico de Punta Arenas)

Unidad	Potencia (kW)	Año de fabricación	Tecnología	Consumo Específico (m3/kWh)	Consumo Específico (lt/kWh)	Costo Variable no combustible (US$/MWh)	Combustible Alternativo	Indisponibilidad forzada (%)
Parque Eólico Cabo Negro	2.550	2009	Eólico	-	-	7,15	-	3%

Tabla 93: Unidades de la Central Puerto Natales

Unidad	Potencia (kW)	Año de fabricación	Combustible	Consumo Específico (m3/kWh)	Consumo Específico (lt/kWh)	Costo Variable no combustible (US$/MWh)	Combustible Alternativo	Indisponibilidad forzada (%)
MG Waukesha No 3	1.180	2000	GN	0,373	-	14,973	-	3,55%
TG Solar No 4	800	1976	GN	0,576	-	13,779	Diesel	4,23%
TG Solar No 5	800	1976	GN	0,578	-	13,779	Diesel	4,23%
MD Caterpillar No 6	1.500	1997	Diésel	-	0,317	20,496	-	4,00%
MG Waukesha No 8	1.180	2005	GN	0,333	-	14,973	-	3,55%
MD F.Morse No 2	300	1942	Diésel	-	0,295	13,714	-	10,00%
MG Jenbacher No 9	1.420	2007	GN	0,285	-	16,405	-	7,17%
MD Palmero No 10	1.360	2007	Diésel	-	0,310	14,732	-	7,61%
MG Jenbacher No 11	1.420	2011	GN	0,270	-	16,405	-	7,17%
MD F.Morse No 1	150	1942	Diésel	-	0,320	13,714	-	10,00%
MD Caterpillar N°12	1.400	2002	Diésel	-	0,316	21,960		4,00%
Total (kW)	11.510							

Tabla 94: Unidades de la Central Porvenir

Unidad	Potencia (kW)	Año de fabricación	Combustible	Consumo Específico (m3/kWh)	Consumo Específico (lt/kWh)	Costo Variable no combustible (US$/MWh)	Combustible Alternativo	Indisponibilidad forzada (%)
MG Waukesha No 6	1.180	2002	GN	0,35	-	14,97	-	1,14%
MG Waukesha No 4	875	1982	GN	0,45	-	13,95	-	1,14%
MD Caterpillar No 5	920	1996	Diésel	-	0,46	21,42	-	3,61%
MG Waukesha No 7	1.180	2005	GN	0,35	-	14,97	-	1,14%
MD Palmero No 8	1.360	2007	Diésel	-	0,31	14,73	-	3,61%
MG Jenbacher No 10	1.420	2011	GN	0,27		16,40	-	1,14%
MG Caterpillar No 9	900	1998	GN	0,35	-	15,66	-	1,14%
MD Caterpillar No 1 (Respaldo)	720	1990	Diésel	-	0,32	20,25	-	3,61%
MD Deutz D2 (Respaldo)	200	1956	Diésel	-	0,31	13,71	-	3,61%
MD Deutz D3 (Respaldo)	200	1956	Diésel	-	0,31	13,71	-	3,61%
Total (kW)	8.955							

Tabla 95: Unidades de la Central Puerto Williams

Unidad	Potencia (kW)	Año de fabricación	Combustible	Consumo Específico (m3/kWh)	Consumo Específico (lt/kWh)	Costo Variable no combustible (US$/MWh)	Combustible Alternativo	Indisponibilidad forzada (%)
MD Caterpillar 3508B	590	2005	Diésel	-	0,270	20,23	-	3,18%
MD Caterpillar C-32	800	2012	Diésel	-	0,260	13,96	-	3,20%
MD Caterpillar C-18	508	2012	Diésel	-	0,250	12,80	-	3,18%
MD MOTOR PETBOW	252	1987	Diésel	-	0,310	13,60	-	4,47%
MD CUMMINS No 4 (RESPALDO)	250	1995	Diésel	-	0,310	13,71	-	4,47%
MD CUMMINS No 5 (RESPALDO)	250	1995	Diésel	-	0,310	13,71	-	4,47%
MD DETROIT (RESPALDO)*	250	S/I	Diésel	-	0,000	13,71	-	4,47%
Total (kW)	2.900							

10.2.2 Análisis de la información

De acuerdo a la información recibida, se observa una gran variedad de potencias instaladas, marcas, modelos y años de antigüedad de las unidades de generación. Asimismo, existe gran variedad en los niveles de tensión en bornes de generación y, consecuentemente, transformadores con diferentes niveles de potencia y razones de transformación hasta los niveles de distribución (13,2 kV y 13,8 kV). Esto es reflejo del desarrollo histórico aislado de cada sistema y, por lo mismo, las unidades más antiguas son tecnologías con uso de combustible único, diésel o gas, y que por lo tanto no permiten operación dual. Dado lo anterior, se observa una disminución en los consumos específicos de las unidades a gas más nuevas de al menos un 25%, y de al menos un 10% en el caso de las unidades que utilizan diésel como combustible.

En el caso particular del sistema Punta Arenas, algunos motores diésel tienen más de 50 años de antigüedad y, por lo tanto, presentan altos consumos específicos. En la Central Punta Arenas, Edelmag posee un turbogenerador a gas natural marca General Electric de 6,7 MW, el cual fue instalado en la década de 1960. Esta unidad de respaldo se encuentra operativa con limitaciones hasta el 70% de su potencia de placa, según lo indicado en Estudio de SSMM del año 2014, siendo requerido el funcionamiento de esta sólo en caso de "extrema urgencia". Por ejemplo, en eventos como una falla de la línea de transmisión de 66 kV, *blackout* del sistema eléctrico de Punta Arenas o cuando exista indisponibilidad de unidades generadoras instaladas en la Central Tres Puentes. Situación similar ocurre con los motores diésel Deutz y CAT 3508 del sistema de Porvenir, o los motores Detroit y Cummins en Puerto Williams, que operan en condición de respaldo.

Se debe destacar que las centrales generadoras en cada sistema, están emplazadas en zonas relativamente cercanas a zonas residenciales o mixtas, con excepción de la Central Tres Puentes en Punta Arenas que se emplaza en una zona industrial, de acuerdo a los respectivos planos reguladores. Todas las centrales cuentan con accesos adecuados para el desplazamiento del personal y suministro de combustible.

10.2.3 Identificación y caracterización de las instalaciones de Transmisión

En los sistemas medianos de Edelmag sólo existe una línea en 66 kV que puede ser considerada como transmisión. La línea está ubicada en el sistema eléctrico de Punta Arenas, teniendo por finalidad conectar las centrales de Tres Puentes y Punta Arenas. Entre

sus características básicas están el ser de circuito simple, tener una capacidad de 33 MVA y poseer una longitud de 8,5 Km.

En la **Tabla 96** se exponen las características de la línea de transmisión. Los detalles correspondientes a las características técnicas, operacionales y económicas de la línea son presentados en el Anexo 13.1.

Tabla 96: Características de la línea de transmisión de Punta Arenas

Tipo de circuito (simple o doble)	Simple
Longitud (Km.)	8.5
Tensión (kV)	66 kV
Capacidad (MVA)	33 MVA
Tipos de postaciones	Metálica, poste cemento
Total postaciones	75
Tipos de aisladores	Polímero (goma, silicona)
Total aisladores	242
Flujo máximo 2016 (MW)	26.108
Nombre conductor	AWG 3/0
Material	cobre
Sección (mm2)	85.03
Franja servidumbre (m)	1,755m de largo x 20m de ancho
R (pu, base 100MVA)	0.0406
X (pu, base 100MVA)	0.0627
B (pu, base 100MVA)	0.0012
Tasa de falla (Hr/año)	0.3500

Esta línea entró en servicio el año 1996. Es importante mencionar que actualmente también existe una línea en 23 kV que cumple el mismo propósito de interconexión entre las centrales de Punta Arenas y Tres Puentes. Desde el punto de vista de operación, normalmente se opera en circuito abierto, por lo que sólo está cumpliendo funciones de respaldo. Debido a su nivel de tensión, no se consideró como instalación de transmisión.

10.3 Estudio de precios unitarios

En este apartado se describen los recargos que son considerados para efectos de la valorización de las instalaciones de Edelmag, en los distintos sistemas a los cuales compete este Estudio.

Los valores utilizados para las unidades de generación son obtenidos a partir del estudio encargado a la empresa de ingeniería Krea Energía, referido al Estudio de Costos de Inversión, Operación y Mantenimiento de Nuevas Unidades Generadoras, de enero de 2018, versión E. Este estudio se anexa en el respaldo digital del presente informe. Los valores de recargos son calculados a través del promedio de los respectivos ítems de costos que han sido calculados para efectos de tal estudio, para cada una de las unidades cotizadas

para los sistemas de Edelmag. Cabe destacar que el estudio realizado por Krea Energía considera la valorización de distintas alternativas de generación existentes en el mercado, puestas y operando en cada uno de los Sistemas Medianos. De esta forma, dicho estudio considera cotizaciones que incluyen todos los recargos al precio unitario que deben ser aplicados, de manera de reconocer las realidades de cada uno de los sistemas que posee Edelmag. De esta forma, tal metodología define entonces valores distintos de recargos para cada sistema en particular.

No obstante lo anterior, de acuerdo a lo indicado en las Bases, Systep realizó un análisis crítico de los recargos utilizados en el estudio elaborado por Krea Energía, no considerándose algunos valores o actividades que, a criterio del Consultor, no son aplicables a la estructura de recargos de los sistemas medianos de Edelmag, como se detallará más adelante.

Por otra parte, los recargos a utilizar para el resto de las instalaciones de Edelmag (tramos de transmisión, elementos de subestaciones, transformadores, etc.) serán obtenidos de dos fuentes de información

- VAD 2016 de Edelmag el cual fija individualmente los recargos de la Empresa y
- Los valores indicados por Edelmag en la valorización de sus instalaciones.

10.3.1 Recargos unidades de generación

En general, para los cuatro sistemas de Edelmag, se observan variaciones considerables respecto de los valores mínimos y máximos para los recargos correspondientes a montaje mecánico, montaje eléctrico, obras civiles y gastos generales. Dichas variaciones responden a las características particulares de cada unidad de generación según su fabricante y tecnología.

Por otra parte, se observan valores de recargos mayores para Puerto Williams, los cuales se encuentran por sobre los cotizados para el resto de los sistemas medianos de Edelmag (Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir). Dicha explicación recae en la ubicación geográfica de este sistema, siendo el más alejado respecto de Punta Arenas y de acceso sólo a través de ruta marítima, complementado con baja o nula disponibilidad de materiales y servicios, lo que dificulta su acceso e incrementa los costos respecto de las instalaciones y montaje requerido.

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

Systep revisó detalladamente el estudio de costos elaborado por la empresa Krea Energía, y analizó la aplicabilidad de cada ítem de costo presentado, así como los valores de los mismos. De la revisión de dicho estudio se identificó que, dentro de los gastos generales, se incluyó un ítem por imprevistos aplicable como un recargo a los costos de equipos, montaje, obras civiles, ingeniería y puesta en marcha. El recargo determinado por Krea Energía para imprevistos equivale a un porcentaje fijo, igual a un 10% de los costos señalados, para todas las unidades de generación.

A juicio del Consultor, no correspondería aplicar un recargo por imprevistos a los valores de equipos y otros costos como fletes y seguros que están regulados por relaciones contractuales, pues de ocurrir imprevistos éstos debiesen estar resguardados por los mismos contratos de suministro de los equipos y de los seguros aplicables. Por lo tanto, para el

cálculo de los recargos no se considerarán los costos por imprevistos en la forma y montos determinados en el estudio de Krea Energía.

No obstante lo anterior, el Consultor considera que algunas actividades, dada su naturaleza y considerando los antecedentes presentados, sí podrían estar expuestas a imprevistos que impliquen mayores costos efectivos, tales como los montajes y las obras civiles. Por este motivo, se incluirá dentro de los gastos generales un ítem de imprevistos, pero a diferencia de lo determinado en el estudio de Krea Energía, se aplicará sólo a las actividades de montaje eléctrico, montaje mecánico y obras civiles. El monto será equivalente al 15% del costo de las actividades mencionadas, para todas las unidades generadoras.

Tabla 97: Recargos al precio unitario de las unidades generadoras

Item	Punta Arenas	Puerto Natales	Porvenir	Puerto Williams
Flete, seguro y transporte	6,88%	8,30%	10,93%	25,28%
Flete	4,82%	4,82%	4,82%	5,00%
Seguro	1,93%	1,93%	1,93%	2,00%
Transporte	0,13%	1,55%	4,18%	18,28%
Montaje Mecánico	6,34%	6,41%	10,02%	26,33%
Montaje Eléctrico	5,93%	13,15%	18,55%	48,70%
Obras Civiles	3,70%	7,62%	12,89%	40,83%
Ingeniería	1,13%	1,79%	3,08%	3,08%
Puesta en Marcha	7,87%	6,78%	7,75%	9,39%
Gastos Generales	11,44%	13,08%	18,58%	36,11%
Intereses Intercalarios	9,71%	8,31%	7,91%	9,13%

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.

10.3.1.1 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. Para los sistemas medianos de Edelmag este valor corresponde al traslado del flete desde el país de origen hasta el puerto de Punta Arenas.

10.3.1.2 Seguro

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

10.3.1.3 Flete SSMM (Transporte)

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

10.3.1.4 Montaje mecánico

Este recargo considera aquellas inversiones destinadas principalmente a los sistemas de combustibles para gas natural y petróleo diésel de turbinas a gas y grupos motor – generador, sistema de agua para operación de turbinas a gas con diésel y de piping para gas, petróleo y aire comprimido y equipamiento complementario tales como: válvulas reguladoras, medidores de gas y petróleo.

10.3.1.5 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.

10.3.1.6 Obras Civiles

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

10.3.1.7 Ingeniería

Los recargos por costos de ingeniería directamente relacionados con la modalidad del tipo EPC (Engineering, Procurement & Construction) que se ha considerado en el estudio de cotizaciones de Krea Energía, para la instalación de las nuevas unidades generadoras en las distintas localidades de Edelmag.

10.3.1.8 Puesta en Marcha

Los recargos por puesta en marcha están directamente relacionados con la modalidad del tipo EPC (Engineering, Procurement & Construction) que se ha considerado en el estudio de Krea Energía, para la instalación de las nuevas unidades generadoras en las distintas localidades de Edelmag.

10.3.1.9 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.

10.3.1.10 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. Este valor se calcula considerando una tasa de descuento de un 10% anual que representa el valor del capital invertido en el proyecto.

10.3.1.11 Valor final

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

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

10.3.2 Recargos otras instalaciones

Los recargos utilizados para el resto de las instalaciones de Edelmag: 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 Edelmag, y los valores indicados por la misma empresa en la valorización y montaje de sus instalaciones para el presente estudio.

10.3.2.1 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.

10.3.2.2 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.

10.3.2.3 Montaje (MO)

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

10.3.2.4 Ingeniería (Ing)

Es el costo de la ingeniería requerida en el diseño de las instalaciones de transmisión. 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.

10.3.2.5 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.

10.3.2.6 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 transmisión y los flujos de fondos.

10.3.2.7 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.

10.3.2.8 Capital de Explotación (CE)

El Capital de Explotación se calcula a partir de los ingresos de las actividades ordinarias de Edelmag en 2016.

10.3.2.9 Costo unitario (CU)

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

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

De la Tabla 98 a la Tabla 102 se muestran los recargos utilizados sobre el precio unitario sobre las instalaciones de transmisión, subestaciones y elementos de patio para cada sistema mediano.

Tabla 98: Recargos sobre el costo unitario de la línea de transmisión 66 kV en el sistema de Punta Arenas

Nombre	Flete a bodega	Bodegaje	Flete a obra	Ingeniería	Gastos Generales	Intereses Intercalarios
Km. de Red	3,01	7,86	3,01	8,20	5,30	2,53
Postes	14,36	7,86	11,58	8,20	5,30	2,53
Estructuras	8,07	7,86	1,19	8,20	5,30	2,53
Equipos Eléctricos	1,12	7,86	0,18	8,20	5,30	2,53
Toma a Tierra	5,47	7,86	0,83	8,20	5,30	2,53
Otros	35,28	7,86	4,24	8,20	5,30	2,53

Tabla 99: Recargos sobre el costo unitario de las instalaciones de las SS.EE y patio en el sistema de Punta Arenas

Nombre	Flete a bodega	Bodegaje	Flete a obra	Ingeniería	Gastos Generales	Intereses Intercalarios
Equipos Eléctricos	4,33	7,86	0,66	8,20	5,30	2,53
Transformadores	11,05	7,86	1,59	8,20	5,30	2,53
Bóvedas	0,60	7,86	0,10	8,20	5,30	2,53

Tabla 100: Recargos sobre el costo unitario de las instalaciones de las SS.EE y patio en el sistema de Puerto Natales

Nombre	Flete a bodega	Bodegaje	Flete a obra	Ingeniería	Gastos Generales	Intereses Intercalarios
Equipos Eléctricos	4,15	7,86	1,50	8,20	5,30	2,53
Transformadores	11,13	7,86	3,79	8,20	5,30	2,53
Bóvedas	0,65	7,86	0,24	8,20	5,30	2,53

Tabla 101: Recargos sobre el costo unitario de las instalaciones de las SS.EE y patio en el sistema de Porvenir

Nombre	Flete a bodega	Bodegaje	Flete a obra	Ingeniería	Gastos Generales	Intereses Intercalarios
Equipos Eléctricos	4,18	7,86	2,09	8,20	5,30	2,53
Transformadores	9,95	7,86	4,73	8,20	5,30	2,53
Bóvedas	0,65	7,86	0,34	8,20	5,30	2,53

Tabla 102: Recargos sobre el costo unitario de las instalaciones de las SS.EE y patio en el sistema de Puerto Williams

Nombre	Flete a bodega	Bodegaje	Flete a obra	Ingeniería	Gastos Generales	Intereses Intercalarios
Equipos Eléctricos	4,47	7,86	10,72	8,20	5,30	2,53
Transformadores	10,62	7,86	24,18	8,20	5,30	2,53
Bóvedas	0,60	7,86	1,48	8,20	5,30	2,53

10.4 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 realizará tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- Respecto a las unidades de generación, una parte importante de las unidades existentes en los sistemas de Edelmag corresponde a máquinas de antigüedad igual o mayor a 20 años, razón por la cual se dificulta el proceso de valorización, ya que no es posible cotizarlas entre los proveedores consultados. De esta forma, la valorización se realiza tomando en cuenta el valor de inversión de las unidades disponibles en la actualidad.

- En cuanto a los equipos de subestaciones, tales como interruptores, seccionadores y transformadores, su valorización se realiza 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 considera el valor comercial de los principales insumos y materiales involucrados en su estructura: postes de concreto y metálicos, 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 Edelmag se contará con distintas fuentes de información. Por una parte, se considerará el estudio de mercado encargado por Edelmag a la empresa Krea Energía, el cual se basó en cotizaciones formales a distintos proveedores. Adicionalmente, se consideraron cotizaciones solicitadas por el Consultor para instalaciones o equipos específicos. En las secciones siguientes se exponen los resultados de este estudio de precios unitarios.

10.4.1 Metodología de valorización de Unidades de Generación

De acuerdo al estudio de mercado realizado por Krea Energía, la selección del equipamiento principal se realizó mediante una evaluación de las turbinas a gas y grupos motor generador disponibles en el mercado, para lo cual se realizaron cotizaciones con distintos fabricantes y proveedores (representantes locales). En el caso de las turbinas, se tomó como referencia de comparación los valores señalados en la publicación Gas Turbine World GTW Handbook correspondiente al año 2016 y 2017. Todos los precios fueron referenciados al 31 de diciembre de 2016 para efectos de este análisis.

De acuerdo a la Tabla 103, los valores FOB cotizados son, en promedio, inferiores en un 7% y 11% a los valores informados en GTW Handbook para los años 2014-15 y 2016-17, respectivamente. Si bien en el GTW Handbook se indican valores para unidades de generación a gas, estos valores son esencialmente referenciales y no consideran los cargos adicionales de los representantes locales. Por lo anterior, se priorizan las cotizaciones realizadas con los fabricantes y representantes locales, por lo que los costos de inversión finalmente considerados fueron los cotizados con estos últimos, dejando así los valores informados por la publicación a nivel referencial y comparativo.

Tabla 103: Comparación de cotizaciones efectuadas por Krea Energía y GTW Handbook 2014-2017.

Fabricante / Proveedor	Gas Turbine World 2014-15 - Valores a 12-2016				Gas Turbine World 2016-17 Valores a 12-2016				Cotizaciones a fabricantes- Valores a 12 2016			Valor Cotizado vs. Valor GTW 2014-15 (%)	Valor Cotizado vs. Valor GTW 2016-17 (%)	Valor GTW 2016-17 vs. Valor GTW 2014-15 (%)
	Modelo	Potencia Nominal (kW)	Valor[1] (US$)	Valor (US$/kW)	Modelo	Potencia Nominal (kW)	Valor[2] (US$)	Valor (US$/kW)	Potencia Nominal (kW)	Valor[3] (US$)	Valor (US$/kW)			
Solar	Centaur 40	3.515	3.013.705	857	Centaur 40	3.515	2.880.000	819	3.515	2.933.368	835	-2,7%	1,9%	-4,4%
	Centaur 50	4.600	3.736.994	812	Centaur 50	4.600	3.550.000	772	4.600	3.230.807	702	-13,5%	-9,0%	-5,0%
	Mercury 50				Mercury 50				4.600	4.923.134	1.070			
	Taurus 60	5.670	4.379.918	772	Taurus 60	5.670	4.190.000	739	5.760	3.517.990	611	-20,9%	-17,4%	-4,3%
	Taurus 65	6.300	4.570.786	726	Taurus 65	6.300	4.350.000	690	6.300	4.123.125	654	-9,8%	-5,2%	-4,8%
	Taurus 70	7.965	5.133.344	644	Taurus 70	7.965	4.940.000	620	7.965	4.410.308	554	-14,1%	-10,7%	-3,8%
	Mars 100	11.350	6.630.151	584	Mars 100	11.350	6.350.000	559	11.350	6.841.105	603	3,2%	7,7%	-4,2%
	Titan 130	15.000	8.317.825	555	Titan 130	16.450	8.500.000	517	16.450	7.538.549	458	-17,4%	-11,3%	-6,8%
	Titan 250	21.745	11.552.535	531	Titan 250	21.745	11.000.000	506	21.745	11.928.344	549	3,3%	8,4%	-4,8%
Siemens	SGT-100				SGT-100				5.050	3.717.992	736			
	SGT-100	5.400	4.269.415	791	SGT-100	5.400	4.120.000	763	5.400	3.656.453	677	-14,4%	-11,3%	-3,5%
	SGT-300	7.901	4.942.476	626	SGT-300	7.901	4.750.000	601	7.900	3.923.123	497	-20,6%	-17,4%	-3,9%
	SGT-400				SGT-400	-			12.900	5.769.298	447			
	SGT-400	14.326	7.534.262	526	SGT-400	14.326	7.250.000	506	14.400	5.974.429	415	-21,1%	-18,0%	-3,8%
	SGT-500	19.064	10.045.683	527	SGT-500	19.064	9.600.000	504						-4,4%
	SGT-600	24.480	11.552.535	472	SGT-600	24.480	11.100.000	453	24.500	8.802.154	359	-23,9%	-20,8%	-3,9%
VERICOR POWER SYSTEMS LLC	VPS3				VPS3				3.086	2.666.698	864			
	VPS4				VPS4				3.451	2.769.263	802			
GE Aeroderivative	NovaLT5-1				NovaLT5-1				5.472	3.333.372	609			
	NovaLT16-1				NovaLT16-1				16.246	7.179.571	442			
	LM2500 PJ	22.417	12.557.104	560	LM2500 PJ	22.417	12.000.000	535	22.535	13.543.748	601	7,3%	12,3%	-4,4%
IHI POWER SYSTEMS	LM2500 PE				LM2500 PE	-			21.900	12.266.810	560			
												-11,1%	-7,0%	-4,4%

(1) Valores obtenido del Gas turbine World 2014-15 GTW Handbook - Volume 31, referido a diciembre 2016

(2) Valores obtenido del Gas Turbine World 2016-17 Handbook - Volume 32

(3) Valor cotizado por el fabricante / proveedor (contacto local), referido a diciembre 2016

De acuerdo a lo mencionado anteriormente, el Consultor dispone de tres (3) fuentes de información para la valorización de las instalaciones de generación: una en función a su base de datos de estudios anteriores y cotizaciones efectuadas por el Consultor, las compras realizadas por la empresa en los últimos 5 años y el estudio de mercado elaborado para Edelmag por la empresa Krea Energía.

El estudio de mercado elaborado por Krea Energía considera cotizaciones a fabricantes que tienen representación en Chile. Se recibieron cotizaciones con un total de 99 modelos de diferentes tamaños de turbinas y motores que operan con gas natural y/o diésel. Al respecto, se recibieron 4 cotizaciones que calzan exactamente con los modelos de Edelmag (turbina a gas Solar Titan 130, motor a gas Jenbacher JM420 y motores diésel Caterpillar 3516 y 3512).

Los fabricantes de los que se obtuvieron cotizaciones finales corresponden a:

- Caterpillar
- GE Power
- GE Jenbacher
- GE Waukesha
- Vericor
- Orenda Aerospace
- Siemens Energy
- Solar
- IHI Power Systems
- MTU
- Cummins
- Perkins

Se solicitó en los requerimientos a los proveedores que las cotizaciones que presentaran correspondieran al precio por el equipo completo, es decir, incluyendo los equipos de control, switchgear, equipos de mitigación de emisiones, transformadores de poder, equipos de protección, etc.

Los costos unitarios de inversión en US$/kW para cada nueva unidad generadora (Turbina a Gas o 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 Edelmag, 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$.
Donde:	
Costo CIF	= Valor del Equipamiento Principal puesto en el puerto de Punta Arenas, todos los valores en US$ de diciembre de 2016.
Costos Suministro de Equipos y Materiales y Montaje	= Costo de los equipos anexos al principal + Suministro y Montaje Mecánico (Gas Natural o Petróleo Diésel) + Suministro y Montaje Eléctrico + Obras Civiles y Suministro de Materiales en cada sistema mediano, 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 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.

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

a) Para las unidades que se cotizarán y coinciden con unidades existentes de Edelmag y/o se cuenta con información del costo total informado por la empresa, se utilizará el mínimo entre el valor cotizado y el informado por la empresa.

b) Para las unidades que no coinciden con las unidades existentes o no se cuenta con información de costos incurridos por Edelmag, se realizará lo siguiente.

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

   ii. Posteriormente, se procede a determinar una relación polinomial entre el costo unitario (USD/kW) de las unidades versus la potencia de ellas, de manera separada para cada tecnología estudiada. Esta relación se determina mediante regresiones polinomiales. Como resultado, se obtiene un valor promedio de costo unitario, representativo del mercado, para cada kW instalado, siempre considerando las distintas alternativas tecnológicas. Más adelante, en este anexo, se presentará 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 Edelmag se valorizará su potencia instalada al costo por unidad de potencia determinado en (ii), el cual depende de la tecnología y velocidad de la unidad.

   iv. Finalmente, se compara el valor unitario obtenido en (iii), con el valor unitario calculado para la misma unidad a partir de la base contable de Edelmag. El valor FOB para Edelmag se calcula considerando la base contable informada por la empresa y los recargos indicados en la sección anterior. Se considera el valor mínimo entre ambos valores para efectos de la valorización.

10.4.2 Turbinas a gas

En este caso las unidades cotizadas se agruparon en dos categorías, debido a sus diferencias constructivas y operativas:

a) Turbinas Heavy Duty: Son utilizadas específicamente para generación eléctrica, utilizadas tanto en abierto como en ciclo combinado. Su rango de capacidad es muy amplio, desde algunos MW hasta más de 200 MW.

b) Turbinas Industriales: Corresponden a unidades de pequeña capacidad, utilizadas para generación eléctrica y aplicaciones mecánicas. Este tipo de unidades, a igual capacidad, es más eficiente y económica que las Heavy Duty, pero su rango de capacidades sólo abarca hasta unos 20 MW.

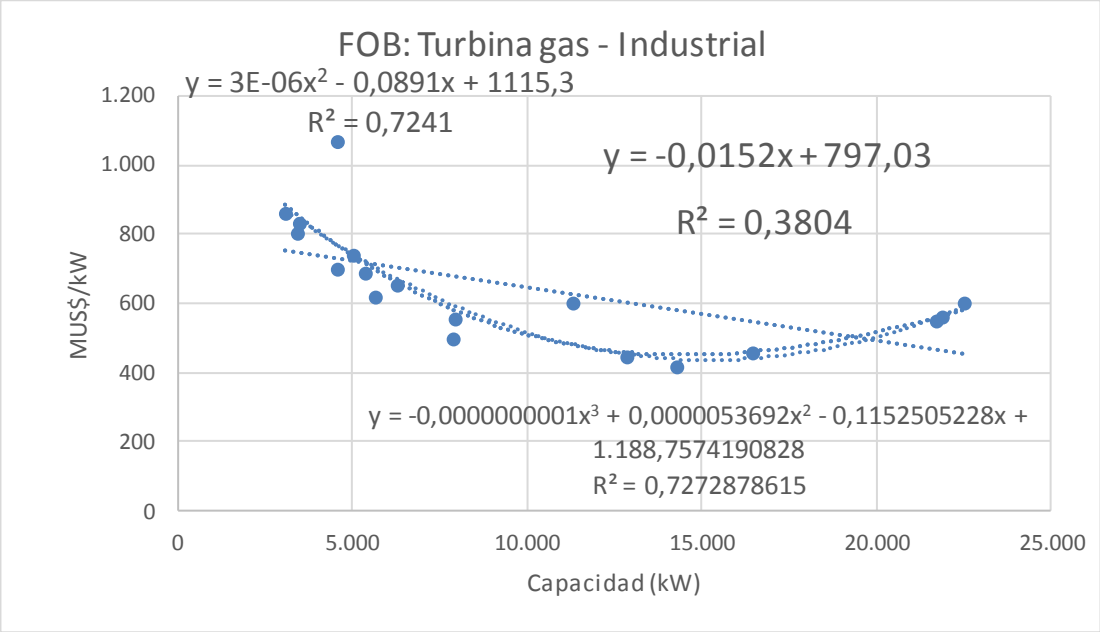


Figura 13: Relación FOB/kW vs. Potencia para turbinas a gas – Industrial

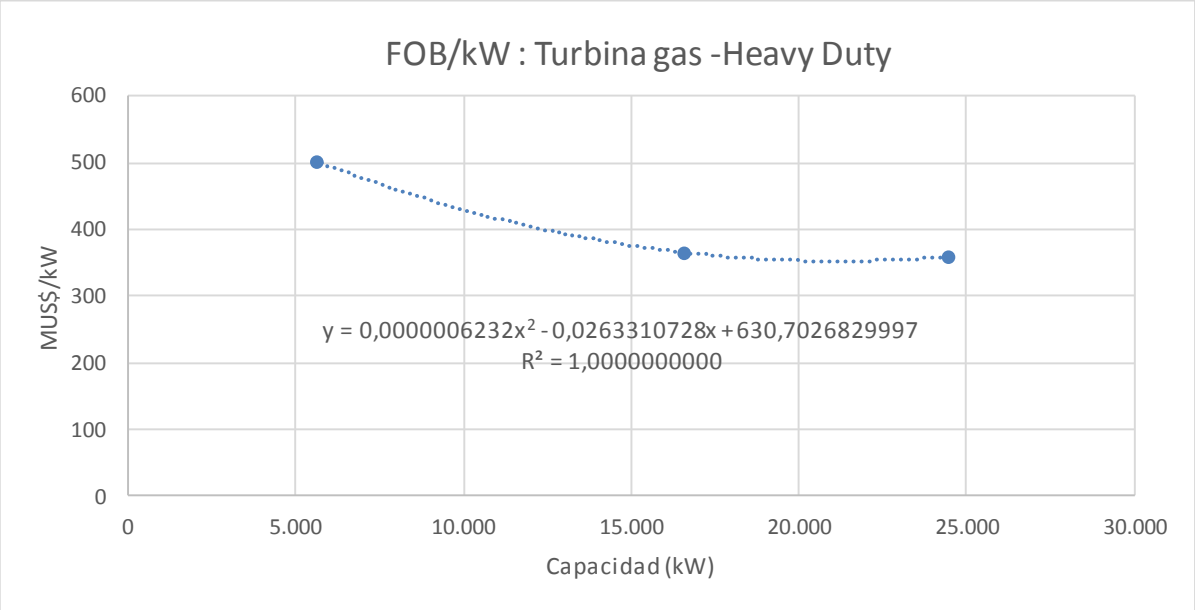


Figura 14: Relación FOB/kW vs. potencia para turbinas a gas - Heavy duty

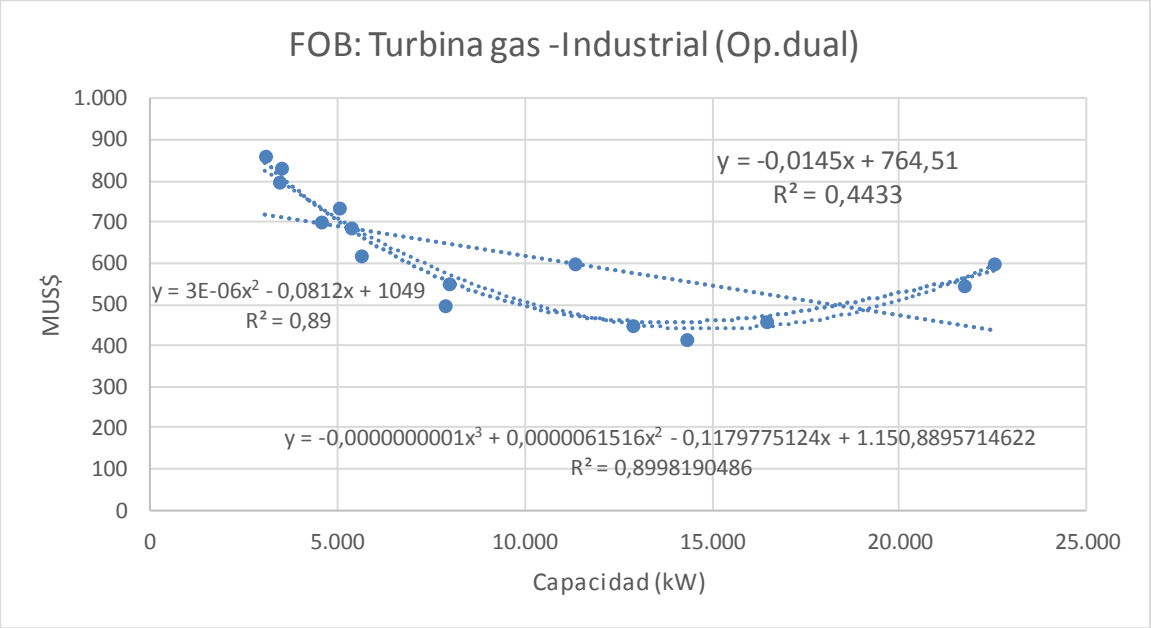


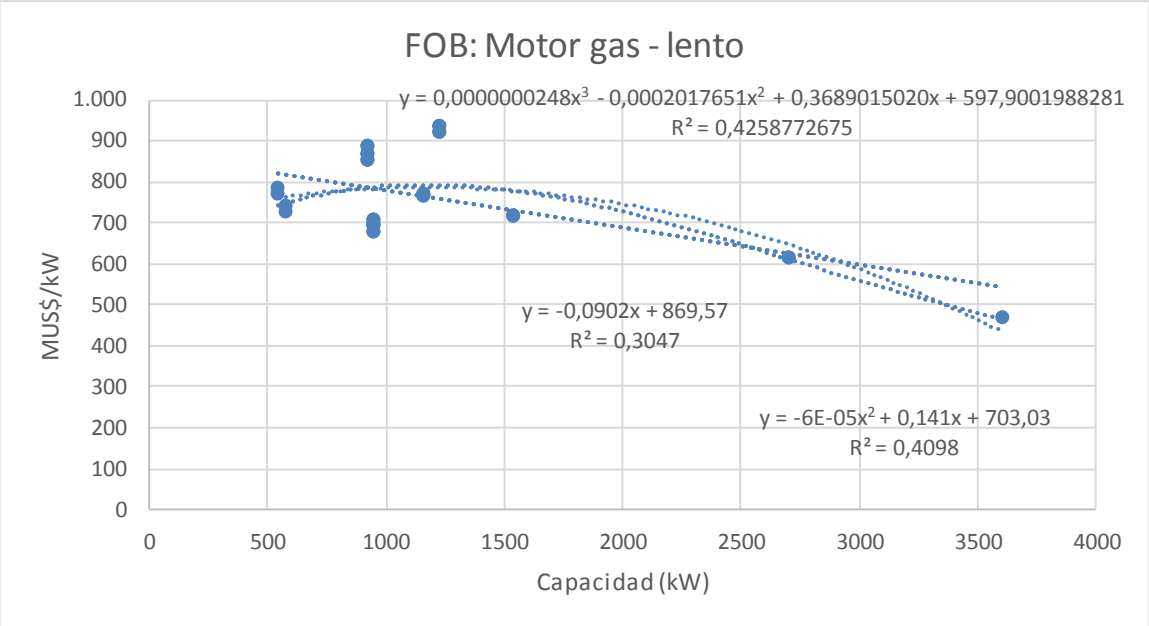
Figura 15: Relación FOB/kW vs. Potencia para turbinas a gas - Industrial con operación dual (incluye kit de conversión para operar con diésel)

10.4.3 Motores a gas

En este caso las unidades cotizadas se agruparon en dos categorías, debido a sus diferencias constructivas y operativas:

- Motores a gas lentos: Son aquellos motores que presentan una velocidad de hasta 1000 rpm.
- Motores a gas rápidos: Corresponden a unidades que pueden operar con velocidades de 1500 rpm o superiores.

Figura 16: Relación FOB/kW vs. Potencia para motor a gas – lento



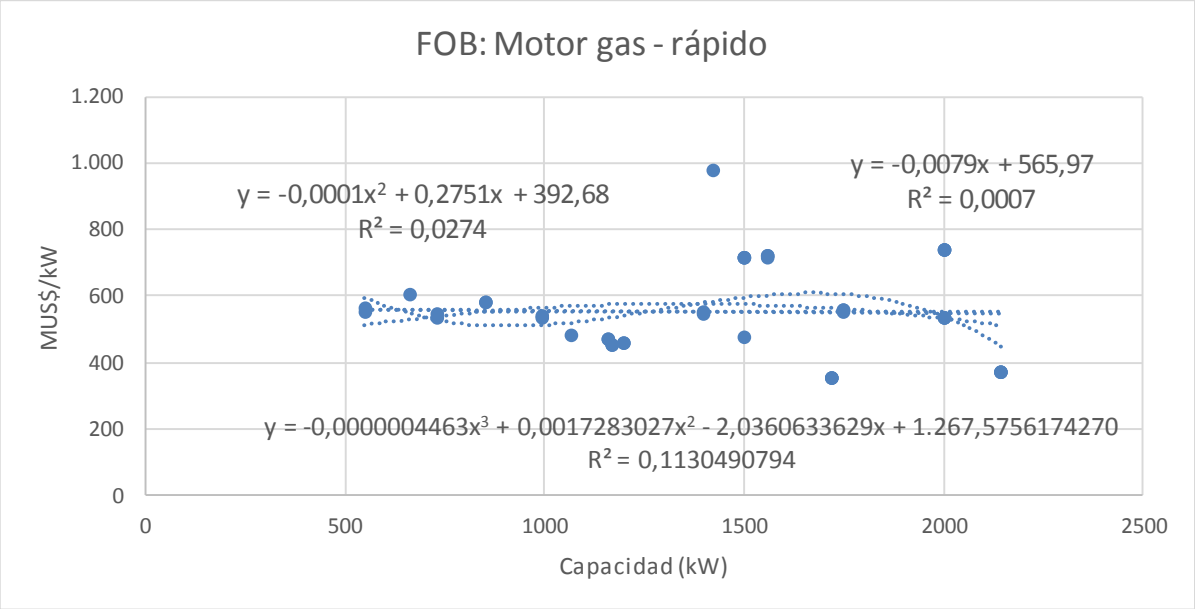


Figura 17: Relación FOB vs. Potencia para motor a gas – rápido

10.4.4 Motores diésel

En este caso las unidades cotizadas se agruparon en dos categorías, debido a sus diferencias constructivas y operativas:

a) Motores a diésel lentos: Son aquellos motores que presentan una velocidad de hasta 1000 rpm.

b) Motores a diésel rápidos: Corresponden a unidades que pueden operar con velocidades de 1500 rpm o superiores.

El estudio de cotizaciones de unidades generadoras por Krea Energía no entrega información respecto de unidades de motor diésel lentos, por lo cual se procedió a cotizar dichas unidades directamente con el proveedor Maestranza Diesel.

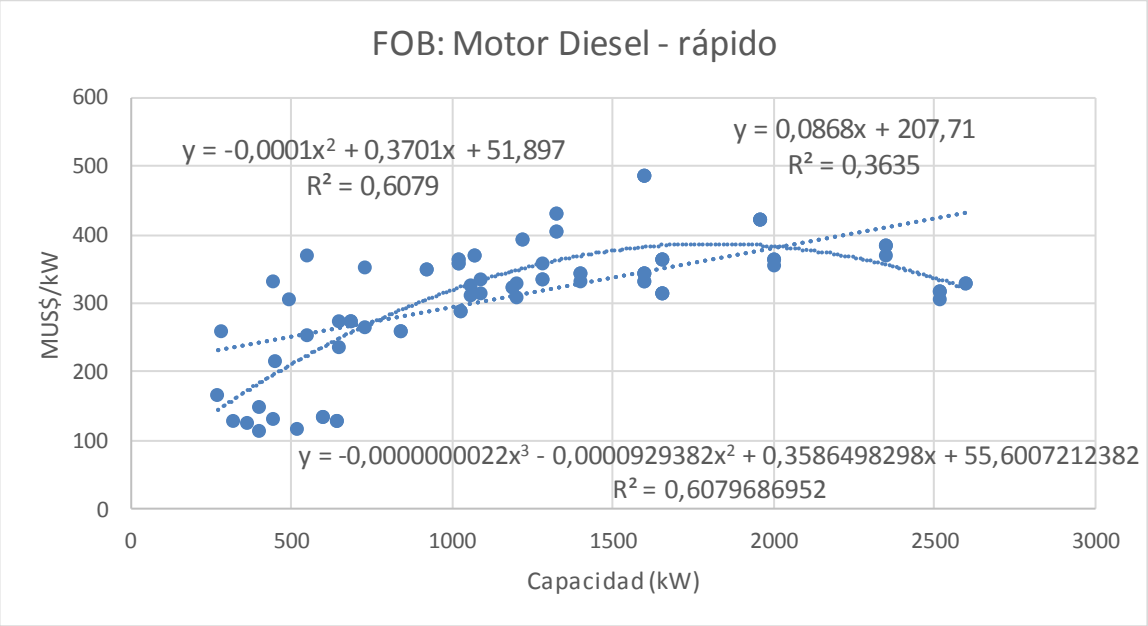


Figura 18: Relación FOB vs. Potencia para motor a diésel – rápido

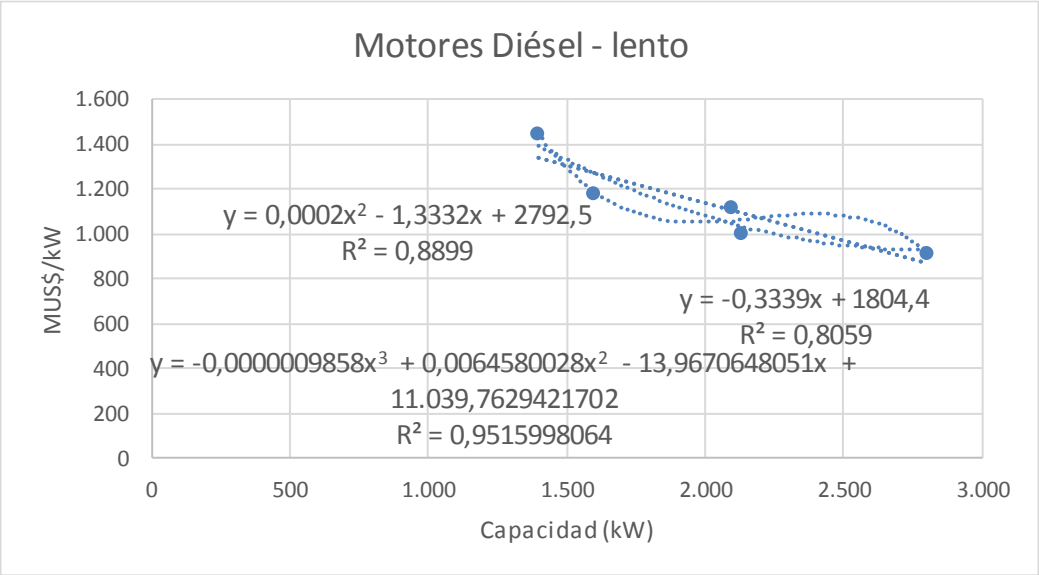


Figura 19: Relación FOB vs Potencia para motor a diésel - lento

10.4.5 Valorización de unidades de generación

En la Tabla 104 se muestra la valorización calculada a partir de los resultados de la aplicación de la metodología expuesta anteriormente y de acuerdo a los valores instalados de las unidades generadoras informados por Edelmag, valores que son corregidos a valores FOB de acuerdo a los recargos correspondientes. La Empresa, de acuerdo a lo informado, presenta distintos valores de inversión para unidades idénticas, pero que cuentan con distintos años de fabricación (unidades GE Jenbacher J420 en la central Puerto Natales, unidades Waukesha VHP 9390 GSI en la central Porvenir, etc.), razón por la cual, cuando se descuentan los recargos de flete y seguros señalados en la Tabla 7, se obtienen distintos valores FOB para estas unidades.

En general, para aquellas unidades cotizadas y que coincidan con las unidades existentes de Edelmag y/o se cuente con información del costo total informado por la Empresa, existen bajas diferencias porcentuales. Sin embargo, esta diferencia se incrementa cuando se valoricen las unidades más antiguas a través de la metodología de las regresiones polinomiales (TG Hitachi y General Electric G-10, ambas de la central Tres Puentes) y algunas unidades diésel (unidades Palmero PP1700 y unidades diésel lentas de Porvenir y Puerto Natales, y unidades Caterpillar de Puerto Williams). Finalmente, el valor FOB considerado para la valorización de las unidades corresponde al mínimo entre el calculado por el Consultor y el informado por la Empresa.

Para el caso de unidades eólicas de propiedad de Pecket Energy, la metodología de valorización toma en cuenta el valor final de instalación informado por la empresa, el cual comprende recargos asociados (seguros, fletes, montaje, intereses intercalarios, etc.) sobre el precio FOB.

Tabla 104: Valorización FOB unidades generadoras según valorización del Consultor y base contable de Edelmag

Sistema	Central	Unidad	Combustible	Tipo	Potencia (kW)	Edelmag FOB (US$)	Consultor FOB (US$)	Diferencia %
Punta Arenas	Punta Arenas	MD SULZER No 1	Diesel	Lento	1.400	466.208	2.013.932	332%
		MD SULZER No 2	Diesel	Lento	1.400	466.208	2.013.932	332%
		MD SULZER No 3	Diesel	Lento	1.400	466.208	2.013.932	332%
		TG GE No 2 (Respaldo)	Gas Natural	Heavy Duty	6.700	3.652.646	3.231.142	-12%
	Tres Puentes	TG Hitachi	Gas Natural	Heavy Duty (dual)	24.000	9.859.038	8.475.507	-14%
		TG Solar Titan	Gas Natural	Industrial (dual)	15.000	8.741.015	6.417.553	-27%
		TG Solar Mars	Gas Natural	Industrial	10.000	6.191.101	4.731.722	-24%
		MG Caterpillar	Gas Natural	Lento	2.720	1.679.541	1.652.780	-2%
		MD CAT No 2	Diesel	Rápido	1.460	555.702	546.443	-2%
		MD CAT No 3	Diesel	Rápido	1.460	555.702	546.443	-2%
		TG Solar Titan	Gas Natural	Industrial (dual)	15.000	8.741.015	6.417.553	-27%
		TG GE -10	Gas Natural	Heavy Duty	10.700	6.347.046	4.497.321	-29%
	Pecket	Parque Eólico Cabo Negro	-	-	2.550	2.224.477	2.224.477	-
		Total sistema de Punta Arenas			**93.790**	**49.945.906**	**44.782.735**	**-10%**
Puerto Natales	Puerto Natales	MG Waukesha No 3	Gas Natural	Lento	1.180	984.086	935.756	-5%
		TG Saturn N°4	Gas Natural	Industrial (dual)	800	664.066	848.315	28%
		TG Saturn N°5	Gas Natural	Industrial (dual)	800	664.066	848.315	28%
		MD Caterpillar No 6	Diesel	Rápido	1.500	584.577	565.559	-3%
		MG Waukesha No 8	Gas Natural	Lento	1.180	984.086	935.756	-5%
		MD F.Morse No 2	Diesel	Lento	300	90.770	2.221.274	2347%
		MG Jenbacher No 9	Gas Natural	Rápido	1.420	825.434	828.470	0%
		MD Palmero No 10	Diesel	Rápido	1.360	464.488	497.668	7%
		MG Jenbacher No 11	Gas Natural	Rápido	1.420	825.434	828.470	0%
		MD F.Morse No 1	Diesel	Lento	150	45.385	1.363.002	2903%
		MD CAT 3516B	Diesel	Rápido	1.400	595.309	517.321	
		Total sistema de Puerto Natales			**11.510**	**6.727.700**	**10.389.906**	**54%**
Porvenir	Porvenir	MG Waukesha No 6	Gas Natural	Lento	1.180	872.479	931.809	7%
		MG Waukesha No 4	Gas Natural	Lento	875	642.183	684.973	7%
		MD Caterpillar No 5	Diesel	Rápido	920	374.850	280.768	-25%
		MD Waukesha No 7	Gas Natural	Lento	1.180	872.479	931.809	7%
		MD Palmero No 8	Diesel	Rápido	1.360	403.064	497.668	23%
		MG Jenbacher No 10	Gas Natural	Rápido	1.420	722.368	828.470	15%
		MG Caterpillar No 9	Gas Natural	Rápido	900	598.624	458.722	-23%
		MD Caterpillar No 1 (Respaldo)	Diesel	Rápido	720	176.879	194.080	10%
		MD Deutz D2 (Respaldo)	Diesel	Lento	200	52.401	1.699.357	3143%
		MD Deutz D3 (Respaldo)	Diesel	Lento	200	52.401	1.699.357	3143%
		Total sistema de Porvenir			**8.955**	**4.767.727**	**8.207.012**	**72%**
Puerto Williams	Puerto Williams	MD Caterpillar 3508B	Diesel	Lento	590	135.595	2.858.410	2008%
		MD Caterpillar C-32	Diesel	Rápido	800	158.986	225.531	42%
		MD Caterpillar C-18	Diesel	Rápido	508	102.112	108.469	6%
		MD Motor Petbow	Diesel	Rápido	252	30.819	35.291	15%
		MD CUMMINS No 4 (RESPALDO)	Diesel	Rápido	250	29.585	34.855	18%
		MD CUMMINS No 5 (RESPALDO)	Diesel	Rápido	250	29.585	34.855	18%
		MD DETROIT (RESPALDO)	Diesel	Rápido	250	33.058	34.855	5%
		Total sistema de Puerto Williams			**2.900**	**519.740**	**3.332.267**	**541%**
Total Edelmag					**117.155**	**61.961.074**	**66.711.920**	**8%**

Desde la Tabla 105 a la Tabla 110 se muestra el detalle del valor de inversión y el costo de cada unidad de potencia instalada determinados por el Consultor según la metodología expuesta, para cada uno de los sistemas de Edelmag.

Tabla 105: Valorización de unidades generadoras Central Tres Puentes, Sistema de Punta Arenas (US$)

Marca	Unidad	Potencia (KW)	Valor FOB	Fletes	Seguros	Valor CIF	Flete SSMM	Montanje Mecánico	Montaje Eléctrico	Obras Civiles + Materiales	Ingeniería	Puesta en Marcha	Gastos Generales	Valor Instalado	Intereses Intercalarios	Valor FINAL
HITACHI	TG Hitachi	24.000	8.475.507	408.525	163.410	9.047.441	11.154	537.537	502.657	313.927	95.399	666.826	969.602	12.144.544	9,7%	13.323.211
SOLAR	TG Solar Titan	15.000	6.417.553	309.330	123.732	6.850.615	8.446	407.017	380.606	237.702	72.235	504.913	734.171	9.195.704	9,7%	10.088.177
SOLAR	TG Solar Mars	10.000	4.731.722	228.072	91.229	5.051.022	6.227	300.097	280.624	175.260	53.260	372.277	541.311	6.780.079	9,7%	7.438.107
CATERPILLAR	MG Caterpillar	2.720	1.652.780	79.665	31.866	1.764.311	2.175	104.823	98.021	61.218	18.604	130.036	189.079	2.368.267	9,7%	2.598.115
CATERPILLAR	MD CAT 3516 No 2	1.460	546.443	26.339	10.536	583.317	719	34.657	32.408	20.240	6.151	42.992	62.513	782.997	9,7%	858.989
CATERPILLAR	MD CAT 3516 No 3	1.460	546.443	26.339	10.536	583.317	719	34.657	32.408	20.240	6.151	42.992	62.513	782.997	9,7%	858.989
SOLAR	TG Solar Titan 15	15.000	6.417.553	309.330	123.732	6.850.615	8.446	407.017	380.606	237.702	72.235	504.913	734.171	9.195.704	9,7%	10.088.177
GENERAL ELE	TG GE -10	10.700	4.497.321	216.774	86.709	4.800.804	5.919	285.231	266.722	166.578	50.621	353.835	514.496	6.444.206	9,7%	7.069.637

Tabla 106: Valorización de unidades generadoras Central Punta Arenas, Sistema de Punta Arenas (US$)

Marca	Unidad	Potencia (KW)	Valor FOB	Fletes	Seguros	Valor CIF	Flete SSMM	Montanje Mecánico	Montaje Eléctrico	Obras Civiles + Materiales	Ingeniería	Puesta en Marcha	Gastos Generales	Valor Instalado	Intereses Intercalarios	Valor FINAL
SULZER	MD SULZER No 1	1.400	466.208	22.471	8.989	497.668	614	29.568	27.649	17.268	5.248	36.680	53.334	668.029	8,8%	732.863
SULZER	MD SULZER No 2	1.400	466.208	22.471	8.989	497.668	614	29.568	27.649	17.268	5.248	36.680	53.334	668.029	8,8%	732.863
SULZER	MD SULZER No 3	1.400	466.208	22.471	8.989	497.668	614	29.568	27.649	17.268	5.248	36.680	53.334	668.029	8,8%	732.863
GENERAL ELE	TG GE No 2 (Respaldo)	6.700	3.231.142	155.743	62.297	3.449.182	4.252	204.927	191.629	119.679	36.369	254.216	369.644	4.629.899	8,8%	5.079.246

Tabla 107: Valorización de unidades generadoras Central Pecket, Sistema de Punta Arenas (US$)

Marca	Unidad	Potencia (KW)	Valor FOB	Fletes	Seguros	Valor CIF	Flete SSMM	Montanje Mecánico	Montaje Eléctrico	Obras Civiles + Materiales	Ingeniería	Puesta en Marcha	Gastos Generales	Valor Instalado	Intereses Intercalarios	Valor FINAL
VESTAS	Parque Eólico Cabo Negro	2.550	2.224.477	183.383	112.159	2.520.019	40.000	369.242	406.942	375.420	213.101	122.224	295.056	4.342.003	5,3%	4.570.529

Marca	Unidad	Potencia (KW)	Valor FOB	Fletes	Seguros	Valor CIF	Flete SSMM	Montanje Mecánico	Montaje Eléctrico	C Ci Ma
VESTAS	Parque Eólico Cabo Negro	2.550	2.224.477	183.383	112.159	2.520.019	40.000	369.242	406.942	375

Tabla 108: Valorización de unidades generadoras Central Puerto Natales (US$)

Marca	Unidad	Potencia (KW)	Valor FOB	Fletes	Seguros	Valor CIF	Flete SSMM	Montanje Mecánico	Montaje Eléctrico	Obras Civiles + Materiales	Ingeniería	Puesta en Marcha	Gastos Generales	Valor Instalado	Intereses Intercalarios	Valor FINAL
WAUKESHA	MG Waukesha 9390 No 3	1.180	935.756	45.104	18.042	998.901	14.491	60.014	123.018	71.297	16.722	63.431	122.363	1.470.238	8,3%	1.592.373
SOLAR	TG Saturn No 4	800	664.066	32.008	12.803	708.878	10.284	42.589	87.301	50.596	11.867	45.014	86.836	1.043.365	8,3%	1.130.039
SOLAR	TG Saturn No 5	800	664.066	32.008	12.803	708.878	10.284	42.589	87.301	50.596	11.867	45.014	86.836	1.043.365	8,3%	1.130.039
CATERPILLAR	MD CAT 3516 No 6	1.500	565.559	27.260	10.904	603.724	8.758	36.272	74.351	43.091	10.107	38.337	73.955	888.593	8,3%	962.411
WAUKESHA	MG Waukesha 9390 No 8	1.180	935.756	45.104	18.042	998.901	14.491	60.014	123.018	71.297	16.722	63.431	122.363	1.470.238	8,3%	1.592.373
F.MORSE	MD F.Morse 32E14	300	90.770	4.375	1.750	96.895	1.406	5.821	11.933	6.916	1.622	6.153	11.869	142.615	8,3%	154.463
JENBACHER	MG Jenbacher J420 No 9	1.420	825.434	39.786	15.915	881.135	12.783	52.939	108.515	62.891	14.750	55.953	107.937	1.296.903	8,3%	1.404.639
PALMERO	MD Palmero No 10	1.360	464.488	22.389	8.955	495.832	7.193	29.790	61.063	35.390	8.300	31.486	60.738	729.792	8,3%	790.417
JENBACHER	MG Jenbacher J420 No 11	1.420	825.434	39.786	15.915	881.135	12.783	52.939	108.515	62.891	14.750	55.953	107.937	1.296.903	8,3%	1.404.639
F.MORSE	MD Fairbank Morse No 1	150	45.385	2.188	875	48.447	703	2.911	5.966	3.458	811	3.076	5.935	71.308	8,3%	77.231
CATERPILLAR	MD CAT 3516B	1.400	517.321	24.935	9.974	552.230	8.011	33.178	68.009	39.416	9.245	35.067	67.647	812.802	8,3%	880.323

Tabla 109: Valorización de unidades generadoras Central Porvenir (US$)

Marca	Unidad	Potencia (KW)	Valor FOB	Fletes	Seguros	Valor CIF	Flete SSMM	Montanje Mecánico	Montaje Eléctrico	Obras Civiles + Materiales	Ingeniería	Puesta en Marcha	Gastos Generales	Valor Instalado	Intereses Intercalarios	Valor FINAL
WAUKESHA	MG Waukesha 9390 No 3	1.180	872.479	42.054	16.822	931.354	36.450	87.379	161.857	112.483	26.868	67.631	162.083	1.586.105	7,9%	1.711.490
WAUKESHA	MG Waukesha VHP 7042	875	642.183	30.954	12.381	685.518	26.829	64.315	119.134	82.792	19.776	49.779	119.300	1.167.444	7,9%	1.259.733
CATERPILLAR	MD CAT 3512	920	280.768	13.533	5.413	299.714	11.730	28.119	52.086	36.197	8.646	21.764	52.159	510.416	7,9%	550.766
WAUKESHA	Waukesha 9390 No 4	1.180	872.479	42.054	16.822	931.354	36.450	87.379	161.857	112.483	26.868	67.631	162.083	1.586.105	7,9%	1.711.490
PALMERO	MD Palmero No 2	1.360	403.064	19.428	7.771	430.263	16.839	40.367	74.774	51.964	12.412	31.244	74.878	732.742	7,9%	790.667
JENBACHER	MG Jenbacher No 3	1.420	722.368	34.819	13.927	771.114	30.179	72.345	134.009	93.130	22.245	55.995	134.196	1.313.213	7,9%	1.417.026
CATERPILLAR	MD Caterpillar 3516 No 4	900	458.722	22.111	8.844	489.677	19.164	45.941	85.099	59.140	14.126	35.558	85.218	833.924	7,9%	899.848
CATERPILLAR	MD Caterpillar 3508 (Respaldo)	720	176.879	8.526	3.410	188.815	7.390	17.714	32.813	22.804	5.447	13.711	32.859	321.554	7,9%	346.973
DEUTZ	MD Deutz D2 (Respaldo)	200	52.401	2.526	1.010	55.937	2.189	5.248	9.721	6.756	1.614	4.062	9.735	95.261	7,9%	102.792
DEUTZ	MD Deutz D3 (Respaldo)	200	52.401	2.526	1.010	55.937	2.189	5.248	9.721	6.756	1.614	4.062	9.735	95.261	7,9%	102.792

Tabla 110: Valorización de unidades generadoras Central Puerto Williams (US$)

Marca	Unidad	Potencia (KW)	Valor FOB	Fletes	Seguros	Valor CIF	Flete SSMM	Motanje Mecánico	Montaje Eléctrico	Obras Civiles + Materiales	Ingeniería	Puesta en Marcha	Gastos Generales	Valor Instalado	Intereses Intercalarios	Valor FINAL
CATERPILLAR	MD Caterpillar 3508B	590	135.595	6.780	2.712	145.087	24.792	35.704	66.029	55.362	4.176	12.739	48.964	392.852	9,1%	428.735
CATERPILLAR	MD CAT. C-32	800	158.986	7.949	3.180	170.115	29.069	41.864	77.419	64.912	4.896	14.937	57.410	460.622	9,1%	502.695
CATERPILLAR	MD Caterpillar C-18	508	102.112	5.106	2.042	109.260	18.670	26.888	49.724	41.691	3.145	9.593	36.873	295.844	9,1%	322.866
CUMMINS	MD CUMMINS	252	30.819	1.541	616	32.976	5.635	8.115	15.007	12.583	949	2.895	11.129	89.289	9,1%	97.445
CUMMINS	MD CUMMINS (Respaldo)	250	29.585	1.479	592	31.656	5.409	7.790	14.407	12.079	911	2.779	10.683	85.715	9,1%	93.545
CUMMINS	MD CUMMINS (Respaldo)	250	29.585	1.479	592	31.656	5.409	7.790	14.407	12.079	911	2.779	10.683	85.715	9,1%	93.545
DETROIT	MD DETROIT (Respaldo)	250	33.058	1.653	661	35.372	6.044	8.705	16.098	13.497	1.018	3.106	11.937	95.776	9,1%	104.524

Finalmente, en la Tabla 111 se presenta el resumen de valorización considerando los precios FOB y el valor final instalado para las unidades de generación de Edelmag.

Por último, en la Tabla 112 se presenta la valorización total considerando las instalaciones correspondientes a estanques y equipos de taller. Respecto de lo informado por Edelmag y la valorización efectuada por el Consultor, mediante la metodología presentada anteriormente, se observa una diferencia de un -16,4% respecto del total.

Tabla 111: Resumen de precios FOB y valor final instalado para las unidades de generación de Edelmag

Central	Valor FOB (M$US)	Valor Instalado (M$US)
Punta Arenas	4.629.765	7.277.834
Tres Puentes	33.285.322	52.323.403
Pecket	2.224.477	4.571.000
Puerto Natales	6.016.714	10.238.625
Porvenir	4.533.743	8.893.579
Puerto Williams	519.740	1.643.353
Total	**50.727.895**	**84.947.794**

Tabla 112: Resumen valorización unidades de generación, estanques de combustible y equipos de taller

Item	Edelmag	Consultor	Comparación
	Valor Final (US$)	Valor Final (US$)	%
Unidades Generadoras	103.755.687	85.828.117	-17,3%
Equipos Taller	3.795.609	3.795.609	0,0%
Estanques	1.687.768	1.687.768	0,0%
Total	**109.239.064**	**91.311.494**	-16,4%

10.4.6 Valorización de instalaciones de transmisión

10.4.6.1 Línea de transmisión del sistema de Punta Arenas

Para la valorización de la línea de transmisión de 66 kV del sistema de Punta Arenas, la cual interconecta las centrales Tres Puentes y Punta Arenas, se utilizan como base comparable las siguientes fuentes de información: las cotizaciones realizadas por el Consultor respecto de equipos y materiales eléctricos los valores informados en estudios de precios utilizados por el Consultor en procesos tarifarios anteriores y, finalmente, los valores informados por Edelmag. Para efectos de una adecuada valorización de la línea de transmisión, dichos valores fueron corregidos por IPC o CPI según corresponda.

La lista de componentes de línea de transmisión 66 kV se ha obtenido a través del inventario de elementos informado por la Empresa. La valorización de dichos componentes se realiza considerando el valor mínimo a partir de las distintas fuentes de información descritas anteriormente.

En la valorización de la línea de transmisión, se han considerado los principales componentes de costos, los cuales corresponden al conductor utilizado para el transporte de energía, los diversos postes de concreto y metálicos, los aisladores y el conductor utilizado para la puesta a tierra de las estructuras.

Dada la particularidad de algunos de los elementos de la línea de transmisión 66 kV, se han considerado algunas de las valorizaciones informadas por la empresa para elementos específicos. El detalle de la valorización se presenta de la Tabla 114 a la Tabla 116.

Tabla 113: Inventario de la Línea de Transmisión 66 kV del sistema eléctrico de Punta Arenas

Cantidad	DESCRIPCIÓN
1	POSTE CÓNICO DE ACERO GALVANIZADO DE 15 M
1	POSTE CÓNICO DE ACERO GALVANIZADO DE 13 M
3	POSTE DE CONCRETO DE 17,5M
70	POSTE DE CONCRETO DE 15M
25,5	KG CONDUCTOR DE CU DESNUDO DURO 3/0 AWG
20	AISLADOR TENSOR DE 73 X 105 MM., C-1023.
42	AISLADOR DE DISCO 69 kV, 10.000 RUPTURA
216	AISLADOR POLIM.OHIO BRASS CLASE 69KV
2	CRUCETA L 80 X 80 X 8 MM. X 4,00 MTS.
360	CABLE DE ACERO GALV. DIAMETRO 3/8".
20	GUARDACABO GALV. PARA CABLE ACERO 1/2".
20	BARRA CON OJO GALV. PARA TIRANTE DE 3/4" X 2,40 MTS.
20	TUBO DE PROTECCION PARA TIRANTE,PVC 90 MM.
20	TAPA PARA TUBO PVC DE 90 MM.
48	PRENSA PARALELA PARA TIRANTE,CABLE 5/16" Y 3/8".
20	MUERTO H.A. 0,70 X 0,30 X 0,15 MTS.
2	FUNDACIONES DE 4X4X3 (48 m3)
73	PUESTA A TIERRA SIMPLE
GI	FERRETERÍA, PERNOS, GOLILLAS, DIAGONALES, GRAMPAS, ETC.

Tabla 114: Valorización del tramo de transmisión del sistema de Punta Arenas

Tramo Nombre	Tensión Diseño	Tensión Operación	Propietario	Tramo Long KM	Conductor tipo	Conductor Sección mm2	Aislación	Cable Cuardia	Capacidad Máxima MVA	PU Km US$	FO%	MO_US$	Ing%	GG%	Int%	CU_P US$	BI US$	CE US$	CU US$	Vida util	aCU tramos US$
Tramo 1 -66	69 kV	66kV	Edelmag	8,5	Cu	AWG 3/0	no tiene	no tiene	33	12.432	3,01%	3.597	8,20%	5,30%	2,53%	19.089	382	109	19.579	20	2.300

Tabla 115: Valorización de servidumbres

Tramo Nombre	Tensión Diseño	Tensión Operación	Propietario	Tramo Long KM	PU US$/KM	PU US$	Int%	CU_P US$	BI US$	CE US$	CU US$	Vida util	aCU US$
Tramo 1-66	69 kV	66 kV	Edelmag	1,755	15.440	27.097	2,5%	15.831	317	90	16.238	perpetuidad	1.624

Tabla 116: Valorización de aisladores y otros elementos de línea

Descripción	PU US$	FB%	B%	FO%	MO_US$	Ing%	GG%	Int%	CU_P US$	BI US$	CE US$	CU US$	Vida util	aCU US$
POSTE CÓNICO DE ACERO GALVANIZADO DE 15 M	13.068	14,4%	7,9%	11,6%	3.781	8,2%	5,3%	2,5%	24.749	495	141	25.385	40	2.596
POSTE CÓNICO DE ACERO GALVANIZADO DE 13 M	10.903	14,4%	7,9%	11,6%	3.155	8,2%	5,3%	2,5%	20.648	413	118	21.178	40	2.166
POSTE DE CONCRETO DE 17,5M	805	14,4%	7,9%	11,6%	233	8,2%	5,3%	2,5%	1.524	30	9	1.563	40	160
POSTE DE CONCRETO DE 15M	753	14,4%	7,9%	11,6%	218	8,2%	5,3%	2,5%	1.426	29	8	1.463	40	150
AISLADOR TENSOR DE 73 X 105 MM., C-1023.	1	8,1%	7,9%	1,2%	0	8,2%	5,3%	2,5%	2	0	0	2	20	0
AISLADOR DE DISCO 69 kV, 10.000 RUPTURA	83	8,1%	7,9%	1,2%	24	8,2%	5,3%	2,5%	142	3	1	145	20	17
AISLADOR POLIM.OHIO BRASS CLASE 69KV	78	8,1%	7,9%	1,2%	22	8,2%	5,3%	2,5%	132	3	1	135	20	16
CRUCETA L 80 X 80 X 8 MM. X 4,00 MTS.	51	8,1%	7,9%	1,2%	15	8,2%	5,3%	2,5%	87	2	0	90	20	11
CABLE DE ACERO GALV. DIAMETRO 3/8".	0	8,1%	7,9%	1,2%	0	8,2%	5,3%	2,5%	1	0	0	1	20	0
GUARDACABO GALV. PARA CABLE ACERO 1/2".	0	8,1%	7,9%	1,2%	0	8,2%	5,3%	2,5%	1	0	0	1	20	0
BARRA CON OJO GALV. PARA TIRANTE DE 3/4" X 2,40 MTS.	13	8,1%	7,9%	1,2%	4	8,2%	5,3%	2,5%	22	0	0	22	20	3
TUBO DE PROTECCION PARA TIRANTE,PVC 90 MM.	7	8,1%	7,9%	1,2%	2	8,2%	5,3%	2,5%	13	0	0	13	20	2
TAPA PARA TUBO PVC DE 90 MM.	1	8,1%	7,9%	1,2%	0	8,2%	5,3%	2,5%	1	0	0	1	20	0
PRENSA PARALELA PARA TIRANTE,CABLE 5/16" Y 3/8".	4	8,1%	7,9%	1,2%	1	8,2%	5,3%	2,5%	7	0	0	7	20	1
MUERTO H.A. 0,70 X 0,30 X 0,15 MTS.	21	8,1%	7,9%	1,2%	6	8,2%	5,3%	2,5%	36	1	0	36	20	4
FUNDACIONES DE 4X4X3 (48 m3)	2.155	8,1%	7,9%	1,2%	624	8,2%	5,3%	2,5%	3.664	73	21	3.758	40	384
PUESTA A TIERRA SIMPLE	99	8,1%	7,9%	1,2%	29	8,2%	5,3%	2,5%	168	3	1	173	20	20
FERRETERÍA, PERNOS, GOLILLAS, DIAGONALES, GRAMPAS, ETC.	2.252	8,1%	7,9%	1,2%	-	8,2%	5,3%	2,5%	3.069	61	18	3.148	20	370

En la Tabla 117 se presenta el resumen de la valorización realizada para la línea de transmisión 66 kV, la cual respecto de los precios unitarios informados por Edelmag presenta una diferencia porcentual importante.

Tabla 117: Resumen del total valorizado para la línea de transmisión 66 kV del sistema de Punta Arenas

Item	Total US$
Tramos de transmisión	166.424
Servidumbres	28.497
Aisladores y otros elementos de líneas	214.506
Total	409.427

10.4.7 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 la línea de transmisión 66 kV.

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 el valor mínimo a partir de las distintas fuentes de información descritas anteriormente.

Respecto a la valorización de los equipos de subestaciones se buscó cotizar los mismos elementos que se utilizan en las subestaciones de Edelmag, de acuerdo a información de inventario que fue entregada, y en el caso que no fuera posible debido a obsolescencia, se cotizó equipos de características similares. Adicionalmente, se utilizaron los estudios de precios anteriormente señalados para efectos de la valorización.

Los equipos considerados corresponden a los principales elementos de conexión en cada una de las subestaciones: interruptores de poder; transformadores e interruptores correspondientes a la línea de transmisión en 66 kV de Punta Arenas; seccionadores de barra; reconectadores; desconectadores; etc. Debe notarse que en algunos ítems ante la falta de información del elemento correspondiente se utilizó el valor informado por la empresa.

En la Tabla 118 se presenta el detalle de los equipos en subestaciones para las centrales Tres Puentes y Punta Arenas informados por Edelmag; y en la Tabla 119 su correspondiente valorización para los equipos de la subestación y transformadores.

Tabla 118: Número de equipos en subestaciones centrales Tres Puentes y Punta Arenas informados por Edelmag

Cantidad	Descripción
2	Interruptor de poder, 72,5 kV, 1.250 A, SF6
6	Transformadores de potencial 72,5 kV, modelo UXT-72, 69.000/120 V
6	Transformadores de corriente, 72,5 kV, modelo QDR-72/2,200 - 400/5/5/5 A
2	Desconectador tripolar, modelo EC-B , 1.200 A
1	Interruptor de poder 13,2 kV
1	Transformador de potencial 13,2 kV
4	Interruptor GIS
4	Transformador de corriente GIS
4	Transformador de potencial GIS
4	Armario de control GIS

Tabla 119: Valorización de transformadores de subestación en centrales Tres Puentes y Punta Arenas informada por Edelmag

Transformador	CapMax MVA	Fases	TensiónP	TensiónS	TensiónT	CTBC	Refrigeración	PU US$	FO%	MO_US$	Ing%	GG%	Int%	CUp US$	BI US$	CE US$	CU US$	Vida util	aCU US$
1	33	RST	69 Kv	69 Kv	69 Kv	0	ONAN/ONAF	450.168	0	5.294	0	0	0	538.378	10.768	3.073	552.218	30	58.579
1	33	RST	69 Kv	69 Kv	69 Kv	0	ONAN/ONAF	424.539	0	5.294	0	0	0	508.078	10.162	2.900	521.139	30	55.282
1	33	RST	69 Kv	69 Kv	69 Kv	0	ONAN/ONAF	389.301	0	5.294	0	0	0	466.417	9.328	2.662	478.407	30	50.749
1	33	RST	69 Kv	69 Kv	69 Kv	0	ONAN/ONAF	389.301	0	5.294	0	0	0	466.417	9.328	2.662	478.407	30	50.749

Por último, el detalle de las valorizaciones para los equipos de paños de alimentadores se presenta de la Tabla 120 a la Tabla 123.

Don Carlos 2939 Of. 1007, Las Condes, Santiago, Chile
Phone 56-2-22320501 systep@systep.cl www.systep.cl

Tabla 120: Valorización de equipos de subestación, patio y en paños en centrales Tres Puentes y Punta Arenas

Elemento	Descripción	PU US$	FB%	B%	FO%	MO_US$	Ing%	GG%	Int%	CU_P US$	BI US$	CE US$	CU US$	Vida util	aCU US$
8	Interruptor de poder, 72,5 kV, 1.250 A, SF6	21.817	0	0	0	1.362	0	0	0	30.238	605	173	31.015	30	3.290
6	Pararrayo 72,5 kV , Tipo 3EP2060-2PZ	286	0	0	0	18	0	0	0	397	8	2	407	30	43
2	Desconectador tripolar, modelo EC-B , 1.200 A	8.717	0	0	0	544	0	0	0	12.082	242	69	12.392	30	1.315
1	Sala eléctrica 13,2 kV (interconexión transf. 69/13,2 kV-Sala General Elec	99.669	0	0	0	6.222	0	0	0	138.139	2.763	788	141.690	30	15.030
1	Sala eléctrica protecciones 66 kV	137.045	0	0	0	8.555	0	0	0	189.941	3.799	1.084	194.824	30	20.667
1	Marco de línea 66 kV	10.590	0	0	0	661	0	0	0	14.677	294	84	15.055	30	1.597
1	Pararrayo 15 kV	284	0	0	0	18	0	0	0	394	8	2	404	30	43
1	Transformador de potencial 13,2 kV	1.373	0	0	0	86	0	0	0	2.025	41	12	2.077	30	220
6	Transformadores de corriente, 72,5 kV, modelo QDR-72/2,200 - 400/5/5/5 A	1.735	0	0	0	108	0	0	0	2.559	51	15	2.625	30	278
6	Transformadores de potencial 72,5 kV, modelo UXT-72, 69.000/120 V	1.554	0	0	0	97	0	0	0	2.292	46	13	2.351	30	249
4	Armario de Control	170.359	0	0	0	10.635	0	0	0	236.114	4.722	1.348	242.184	30	25.691
2	Fundación transformador, pilares, equipos maniobras, canaletas	108.038	0	0	0	6.744	0	0	0	149.739	2.995	855	153.588	30	16.293
1	Malla de tierra	5.816	0	0	0	363	0	0	0	8.061	161	46	8.268	30	877
11	Interruptor de poder 13,2 kV	21.817	0	0	0	1.362	0	0	0	30.238	605	173	31.015	30	3.290
1	Sala eléctrica 13,2 kV (interconexión transf. 69/13,2 kV-Sala General Electric)	99.669	0	0	0	6.222	0	0	0	138.139	2.763	788	141.690	30	15.030
1	Medidor PQMII GE Multilin modelo PQMII-T20-C-A. (CO: 12912401)	2.709	0	0	0	169	0	0	0	3.755	75	21	3.851	30	409
1	Inst.Transf.0,4/11,5 kv y Conexión a Barra 11,5 KV CTP (COD:7911371)	120.293	0	0	0	7.509	0	0	0	166.724	3.334	952	171.010	30	18.141
1	Desconectador Trifásico bajo carga 13,2 kv	13.371	0	0	0	835	0	0	0	18.532	371	106	19.008	30	2.016
1	Transformador de SSAA de 300 KVA	6.148	0	0	0	384	0	0	0	9.069	181	52	9.302	30	987
1	Fundación y montaje transformador 66 kV CTP (COD:10912302)	113.543	0	0	0	7.088	0	0	0	157.368	3.147	898	161.414	30	17.123
1	Switchgear Merlin Gerin (central diesel)	251.607	0	0	0	15.706	0	0	0	348.722	6.974	1.990	357.687	30	37.943
15	Kit mufas de 13,2 kV	248	0	0	0	15	0	0	0	343	7	2	352	30	37
3	Reactor monofásico	23.963	0	0	0	1.496	0	0	0	33.212	664	190	34.065	30	3.614
1500	Cables de Poder XAT (kg)	17	0	0	0	1	0	0	0	24	0	0	25	30	3
1	Fundación Sala Eléctrica	73.541	0	0	0	4.591	0	0	0	101.927	2.039	582	104.547	30	11.090
1	Interconexión central gas-central diesel (seccionador, cable poder, mufas)	22.454	0	0	0	1.402	0	0	0	31.121	622	178	31.921	30	3.386
1	Sala eléctrica General Electric 15 kV (central gas)	442.048	0	0	0	27.595	0	0	0	612.669	12.253	3.497	628.419	30	66.662
5	CASA ELÉCTRICA	10.079	0	0	0	629	0	0	0	13.970	279	80	14.329	30	1.520
13	5 INT. DE PODER ABB VD4 17,5 KV 2500A Y 08 INT. DE PODER MITSUBISHI VPR 24 K	71.307	0	0	0	4.451	0	0	0	98.830	1.977	564	101.371	30	10.753
3	EQUIPOS DE MEDIDAS, CONTROL, BARRA DE POTENCIA Y AISLADORES	71.307	0	0	0	4.451	0	0	0	98.830	1.977	564	101.371	30	10.753
1	Fundación transformadores, pilares, equipos maniobra, canaletas	11.130	0	0	0	695	0	0	0	15.425	309	88	15.822	30	1.678
460	Barra 13,2 kV, conductor de Cu 500 MCM (kg)	9	0	0	0	1	0	0	0	12	0	0	12	30	1
144	Aislador de disco	35	0	0	0	2	0	0	0	48	1	0	49	30	5
72	Aislador de espiga	11	0	0	0	1	0	0	0	15	0	0	16	30	2
3	Omnirrupter manual marca S6C	4.395	0	0	0	274	0	0	0	6.091	122	35	6.248	30	663
4	Pararrayo marca GENERAL ELECTRIC, tipo 9LA 10A, 15 kV	284	0	0	0	18	0	0	0	394	8	2	404	30	43
2	Transformador de potencial marca RHONA 8.400/120 V, CL 0,5, 150 VA	445	0	0	0	28	0	0	0	657	13	4	673	30	71
9	Transformador de corriente marca BALTEAU, tipo SDD74, 2X150/5A	1.735	0	0	0	108	0	0	0	2.559	51	15	2.625	30	278
3	Desconectador fusible marca S&C tipo SMD-2D 25 kV, 200 A fus.1A tipo P	679	0	0	0	42	0	0	0	941	19	5	965	30	102
2	Transformador de servicios auxiliares marca TRAFO UNION 13,2/0,4 kV, 150 KVA	5.086	0	0	0	317	0	0	0	7.501	150	43	7.694	30	816
26	Estructura Fe Galvanizado tipo SE 13-P1	1.077	0	0	0	67	0	0	0	1.492	30	9	1.530	30	162
31	Estructura Fe Galvanizado tipo SE 13-V1	357	0	0	0	22	0	0	0	495	10	3	508	30	54
31	Estructura Fe Galvanizado tipo SE 13-V2	403	0	0	0	25	0	0	0	559	11	3	573	30	61
31	Estructura Fe Galvanizado tipo SE 13-V7E1	525	0	0	0	33	0	0	0	727	15	4	746	30	79
2	EQUIPOS DE MEDIDA (03 PQMII), PROTECCIÓN (01 RELE T60 Y 01 RELE F35, GE MU	178.264	0	0	0	11.128	0	0	0	247.070	4.941	1.410	253.422	30	26.883
4	1 INT. DE PODER ABB VD4 24 KV 2500A Y 03 DESCONECTADOR ABB NAL 17,5KV 120	89.132	0	0	0	5.564	0	0	0	123.535	2.471	705	126.711	30	13.441
2	1 INT. DE PODER ABB/SACE SF6 15,5 KV 2000A Y 01 DESCONECTADOR OP. BAJO CAR	63.639	0	0	0	3.973	0	0	0	88.202	1.764	503	90.470	30	9.597
2	1 INT. DE PODER ABB VD4 17,5 KV 2500A Y 01 DESCONECTADOR ABB NAL 17,5KV 2	91.561	0	0	0	5.716	0	0	0	126.901	2.538	724	130.163	30	13.808
1	1 INT. DE PODER 17,5 KV 800A y 01 DESCONECTADOR OP. SIN CARGA 24KV 2500A.	11.339	0	0	0	708	0	0	0	15.716	314	90	16.120	30	1.710
3	Desconectador cuchilla marca HK PORTER, tipo EV 600A	248	0	0	0	15	0	0	0	344	7	2	353	30	37
1	Autotransformador marca SINDELEN, 8 MVA 15,6/12 kV, 14 MVA 13,8/12 kV	66.112	0	0	0	4.127	0	0	0	91.629	1.833	523	93.985	30	9.970
1	Transformador de poder marca RHONA 20 MVA 11,5/013,2 Kv	218.677	0	0	0	13.651	0	0	0	322.545	6.451	1.841	330.837	30	35.095
51	Desconectador cuchilla marca HK PORTER, tipo EV 600A	248	0	0	0	15	0	0	0	344	7	2	353	30	37
6	Interruptor de poder marca ABB SACE, tipo SFE, 17 kV, 50 Hz, 1.250A	21.817	0	0	0	1.362	0	0	0	30.238	605	173	31.015	30	3.290
6	Fundación interruptor de poder	5.312	0	0	0	332	0	0	0	7.363	147	42	7.552	30	801
12	Transformador de corriente 13,2 Kv (externo a interruptor)	1.735	0	0	0	108	0	0	0	2.559	51	15	2.625	30	278

Don Carlos 2939 Of. 1007, Las Condes, Santiago, Chile
Phone 56-2-22320501 systep@systep.cl www.systep.cl

Tabla 121: Valorización de equipos de subestación, patio y en paños de central Puerto Natales

Elemento	Descripción	PU US$	FB%	B%	FO%	MO_US$	Ing%	GG%	Int%	CU_P US$	BI US$	CE US$	CU US$	Vida util	aCU US$
1	Fundación transformadores, pilares, equipos maniobra, canaletas	11.130	4,1%	7,9%	1,5%	703,8	8,2%	5,3%	2,5%	15.520	310	89	15.918	30	1.689
767	Barra 13,2 kV, conductor de Cu 500 MCM (kg)	9	4,1%	7,9%	1,5%	0,5	8,2%	5,3%	2,5%	12	0	0	12	30	1
120	Aislador de disco	35	4,1%	7,9%	1,5%	2,2	8,2%	5,3%	2,5%	48	1	0	50	30	5
66	Aislador de espiga	11	4,1%	7,9%	1,5%	0,7	8,2%	5,3%	2,5%	15	0	0	16	30	2
3	Pararrayo marca GENERAL ELECTRIC, tipo 9LA 10A, 15 kV	284	4,1%	7,9%	1,5%	18,0	8,2%	5,3%	2,5%	396	8	2	406	30	43
3	Transformador de potencial marca RHONA 8.400/120 V, CL 0,5, 150 VA	445	11,1%	7,9%	3,8%	28,2	8,2%	5,3%	2,5%	669	13	4	686	30	73
21	Estructura Fe Galvanizado tipo SE 13-P1	1.077	4,1%	7,9%	1,5%	68,1	8,2%	5,3%	2,5%	1.501	30	9	1.540	30	163
26	Estructura Fe Galvanizado tipo SE 13-V1	357	4,1%	7,9%	1,5%	22,6	8,2%	5,3%	2,5%	498	10	3	511	30	54
26	Estructura Fe Galvanizado tipo SE 13-V2	403	4,1%	7,9%	1,5%	25,5	8,2%	5,3%	2,5%	562	11	3	577	30	61
26	Estructura Fe Galvanizado tipo SE 13-V7E1	525	4,1%	7,9%	1,5%	33,2	8,2%	5,3%	2,5%	732	15	4	750	30	80
21	Desconectador cuchilla marca HK PORTER, tipo EV 600A	248	4,1%	7,9%	1,5%	15,7	8,2%	5,3%	2,5%	346	7	2	355	30	38
9	Desconectador fusible marca McGraw Edison 15,5 kV, 100 A	679	4,1%	7,9%	1,5%	42,9	8,2%	5,3%	2,5%	946	19	5	971	30	103
1	Desconectador cuchilla trfásico NAL marca ABB, 17,5 kV, 630 A	10.399	4,1%	7,9%	1,5%	657,6	8,2%	5,3%	2,5%	14.501	290	83	14.874	30	1.578
1	Transformador de Servicios Auxiliares, marca SEG, 100 kVA, 13,2/0,4-0,23	2.574	11,1%	7,9%	3,8%	162,8	8,2%	5,3%	2,5%	3.868	77	22	3.967	30	421
6	Desconectador fusible	336	4,1%	7,9%	1,5%	21,3	8,2%	5,3%	2,5%	469	9	3	481	30	51
1	Transformador de Servicios Auxiliares, marca SCHAFFNER, 75 kVA, 13,2/0	2.413	11,1%	7,9%	3,8%	152,6	8,2%	5,3%	2,5%	3.625	73	21	3.718	30	394
12	Desconectadores cuchilla y fusibles	397	4,1%	7,9%	1,5%	25,1	8,2%	5,3%	2,5%	553	11	3	568	30	60
1	Ferreteria Patio MT	4.762	4,1%	7,9%	1,5%	301,1	8,2%	5,3%	2,5%	6.640	133	38	6.811	30	723
6	Desconectador fusible	336	4,1%	7,9%	1,5%	21,3	8,2%	5,3%	2,5%	469	9	3	481	30	51
45	Desconectador cuchilla tipo XB-438	248	4,1%	7,9%	1,5%	15,7	8,2%	5,3%	2,5%	346	7	2	355	30	38
1	Estructuras de Patio MT	10.697	4,1%	7,9%	1,5%	676,5	8,2%	5,3%	2,5%	14.917	298	85	15.300	30	1.623
4	Fundación interruptor de poder	5.312	4,1%	7,9%	1,5%	335,9	8,2%	5,3%	2,5%	7.408	148	42	7.598	30	806
4	Interruptor de poder marca Isodel Sprecher, 30-36 kV, 800 A, 300 MVA	21.220	4,1%	7,9%	1,5%	1341,8	8,2%	5,3%	2,5%	29.590	592	169	30.351	30	3.220
1	Reconectador NOVA con Control Form6	16.510	4,1%	7,9%	1,5%	1044,0	8,2%	5,3%	2,5%	23.022	460	131	23.614	30	2.505
15	Transformador de corriente	1.735	11,1%	7,9%	3,8%	109,7	8,2%	5,3%	2,5%	2.607	52	15	2.674	30	284

Tabla 122: Valorización de equipos de subestación, patio y en paños de alimentadores en central Porvenir

Elemento	Descripción	PU US$	FB%	B%	FO%	MO_US$	Ing%	GG%	Int%	CU_P US$	BI US$	CE US$	CU US$	Vida util	aCU US$
1	Fundación transformadores, pilares, equipos maniobra, canaletas	11.130	4,2%	7,9%	2,1%	682	8,2%	5,3%	2,5%	15.576	312	89	15.977	30	1.695
496	Barra 13,2 kV, conductor de Cu 500 MCM (kg)	9	4,2%	7,9%	2,1%	1	8,2%	5,3%	2,5%	12	0	0	12	30	1
30	Aislador de disco	35	4,2%	7,9%	2,1%	2	8,2%	5,3%	2,5%	49	1	0	50	30	5
33	Aislador de espiga	11	4,2%	7,9%	2,1%	1	8,2%	5,3%	2,5%	15	0	0	16	30	2
6	Pararrayo marca GENERAL ELECTRIC, tipo 9LA 10A, 15 kV	284	4,2%	7,9%	2,1%	17	8,2%	5,3%	2,5%	397	8	2	408	30	43
14	Estructura Fe Galvanizado tipo SE 13-P1	1.077	4,2%	7,9%	2,1%	66	8,2%	5,3%	2,5%	1.507	30	9	1.545	30	164
19	Estructura Fe Galvanizado tipo SE 13-V1	357	4,2%	7,9%	2,1%	22	8,2%	5,3%	2,5%	500	10	3	513	30	54
19	Estructura Fe Galvanizado tipo SE 13-V2	403	4,2%	7,9%	2,1%	25	8,2%	5,3%	2,5%	565	11	3	579	30	61
19	Estructura Fe Galvanizado tipo SE 13-V7E1	525	4,2%	7,9%	2,1%	32	8,2%	5,3%	2,5%	734	15	4	753	30	80
2	Transformador de Servicios Auxiliares, 50 kVA, 13,8/0,4-0,23 kV	2.128	10,0%	7,9%	4,7%	130	8,2%	5,3%	2,5%	3.186	64	18	3.268	30	347
39	Desconectador fusible	336	4,2%	7,9%	2,1%	21	8,2%	5,3%	2,5%	471	9	3	483	30	51
1	Reemp. Transf. de Pote. patio 13,8 kV PO (CO:10932301)	8.501	4,2%	7,9%	2,1%	521	8,2%	5,3%	2,5%	11.897	238	68	12.203	30	1.294
1	Adq. e insatal. nuevo trafo de SS/AA patio 13,8 Kv PO (CO:10932302)	8.003	4,2%	7,9%	2,1%	491	8,2%	5,3%	2,5%	11.200	224	64	11.488	30	1.219
1	Transf. Schaffner N°35958 año 1996	4.786	10,0%	7,9%	4,7%	293	8,2%	5,3%	2,5%	7.167	143	41	7.351	30	780
24	Desconectador cuchilla tipo XB-134	248	4,2%	7,9%	2,1%	15	8,2%	5,3%	2,5%	347	7	2	356	30	38
4	Fundación interruptor de poder	5.312	4,2%	7,9%	2,1%	326	8,2%	5,3%	2,5%	7.435	149	42	7.626	30	809
3	Reconectador marca COOPER POWER, NOVA FORM6, 600 A, 15 kV	16.263	4,2%	7,9%	2,1%	997	8,2%	5,3%	2,5%	22.760	455	130	23.345	30	2.476
12	Transformador de corriente 25-50/5-5 A	458	10,0%	7,9%	4,7%	28	8,2%	5,3%	2,5%	685	14	4	703	30	75

Don Carlos 2939 Of. 1007, Las Condes, Santiago, Chile
Phone 56-2-22320501 systep@systep.cl www.systep.cl

Tabla 123: Valorización de equipos de patio y en paños de alimentadores en central Puerto Williams

Elemento	Descripción	PU US$	FB%	B%	FO%	MO_US$	Ing%	GG%	Int%	CU_P US$	BI US$	CE US$	CU US$	Vida util	aCU US$
1	Fundación transformadores, pilares, equipos maniobra, canaletas	11.130	4,5%	7,9%	10,7%	816	8,2%	5,3%	2,5%	16.887	338	96	17.322	30	1.837
267	Barra 13,2 kV, conductor de Cu 500 MCM (kg)	9	4,5%	7,9%	10,7%	1	8,2%	5,3%	2,5%	13	0	0	13	30	1
45	Aislador de disco	35	4,5%	7,9%	10,7%	3	8,2%	5,3%	2,5%	53	1	0	54	30	6
30	Aislador de espiga	11	4,5%	7,9%	10,7%	1	8,2%	5,3%	2,5%	17	0	0	17	30	2
3	Transformador de potencial marca RHONA 8.400/120 V, CL 0,5, 150 VA	445	4,5%	7,9%	10,7%	33	8,2%	5,3%	2,5%	675	14	4	693	30	73
8	Estructura Fe Galvanizado tipo SE 13-P1	1.077	10,6%	7,9%	24,2%	79	8,2%	5,3%	2,5%	1.879	38	11	1.927	30	204
10	Estructura Fe Galvanizado tipo SE 13-V1	357	4,5%	7,9%	10,7%	26	8,2%	5,3%	2,5%	542	11	3	556	30	59
10	Estructura Fe Galvanizado tipo SE 13-V2	403	4,5%	7,9%	10,7%	30	8,2%	5,3%	2,5%	612	12	3	628	30	67
10	Estructura Fe Galvanizado tipo SE 13-V7E1	525	4,5%	7,9%	10,7%	38	8,2%	5,3%	2,5%	796	16	5	816	30	87
6	Desconectador cuchilla marca HK PORTER, tipo EV 600A	248	4,5%	7,9%	10,7%	18	8,2%	5,3%	2,5%	377	8	2	386	30	41
1	Transformador de Servicios Auxiliares marca TUSAN 45 kVA, 13,8/0,4-0,2	2.128	10,6%	7,9%	24,2%	156	8,2%	5,3%	2,5%	3.714	74	21	3.810	30	404
15	Desconectador fusible	336	4,5%	7,9%	10,7%	25	8,2%	5,3%	2,5%	510	10	3	523	30	56
3	Transf Potencial Schneider mod. VME15-05, 8400/120	1.554	10,6%	7,9%	24,2%	114	8,2%	5,3%	2,5%	2.712	54	15	2.782	30	295
3	Desconectador cuchilla tipo XB-134	248	4,5%	7,9%	10,7%	18	8,2%	5,3%	2,5%	377	8	2	386	30	41
3	Reconectador marca COOPER POWER, NOVA, 27 KV, 800 A, FORM6	16.263	4,5%	7,9%	10,7%	1.193	8,2%	5,3%	2,5%	24.676	494	141	25.311	30	2.685
9	Transformador de corriente 25-50/5-5 A	458	10,6%	7,9%	24,2%	34	8,2%	5,3%	2,5%	799	16	5	819	30	87

En la Tabla 124 se presenta el resumen de la valorización realizada para las subestaciones y elementos de patio de cada sistema.

Tabla 124: Resumen del total valorizado para las instalaciones en subestación, patio y en paños de alimentadores

Sistema	Item	Total US$
Punta Arenas	Transformadores	2.030.171
	SS.EE	1.775.881
	Patio	6.343.031
Puerto Natales	SS.EE	110.552
	Patio	310.084
Porvenir	SS.EE	98.047
	Patio	159.102
Puerto Williams	SS.EE	56.556
	Patio	111.553
Total		10.994.977

Don Carlos 2939 Of. 1007, Las Condes, Santiago, Chile
Phone 56-2-22320501 systep@systep.cl www.systep.cl

11 ANEXO: UBICACIÓN DE SISTEMAS

11.1 Punta Arenas

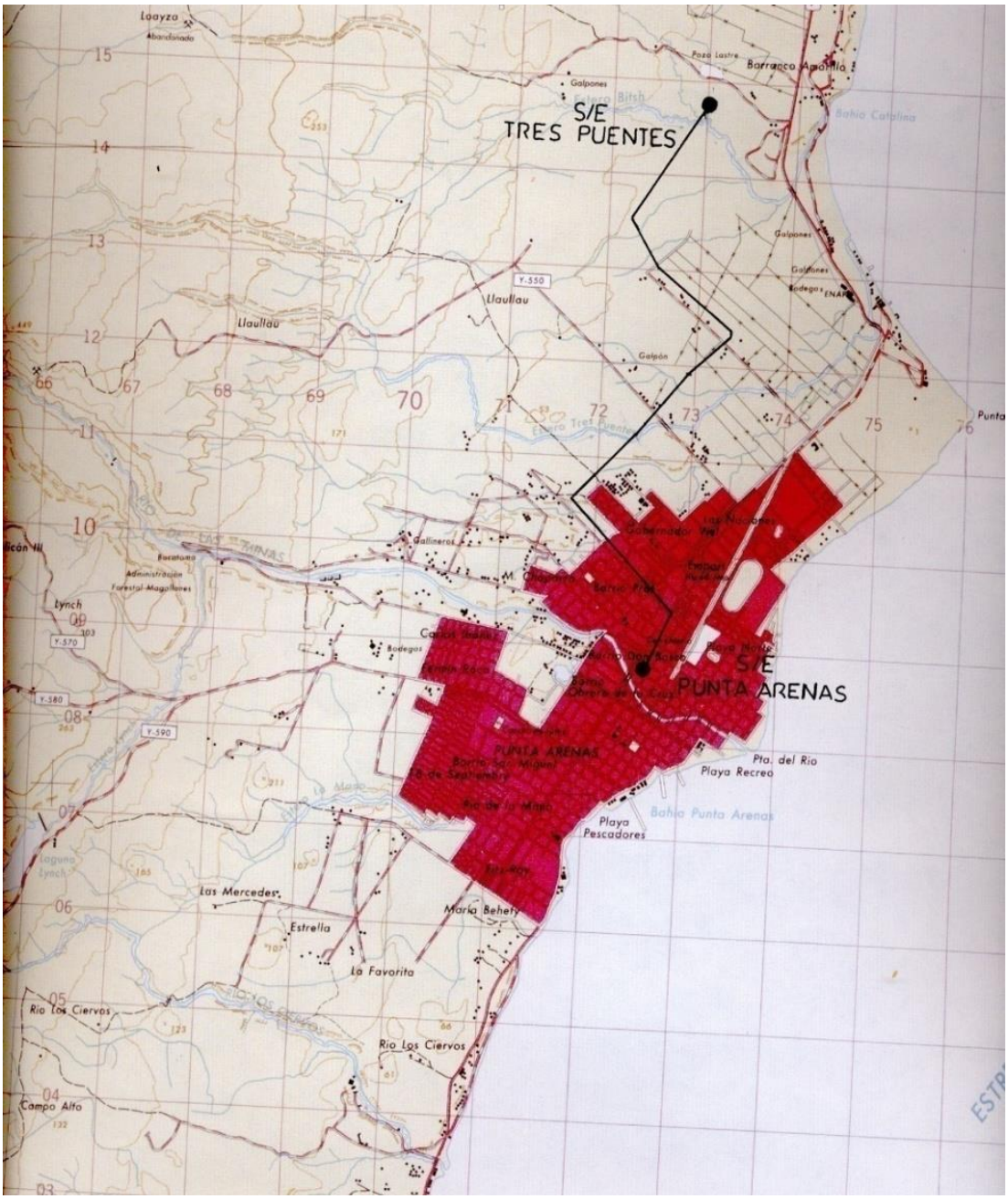


Figura 20: Ubicación sistema de Punta Arenas

11.2 Puerto Natales

Figura 21: Ubicación sistema Puerto Natales

11.3 Porvenir

Figura 22: Ubicación sistema Porvenir

11.4 Puerto Williams

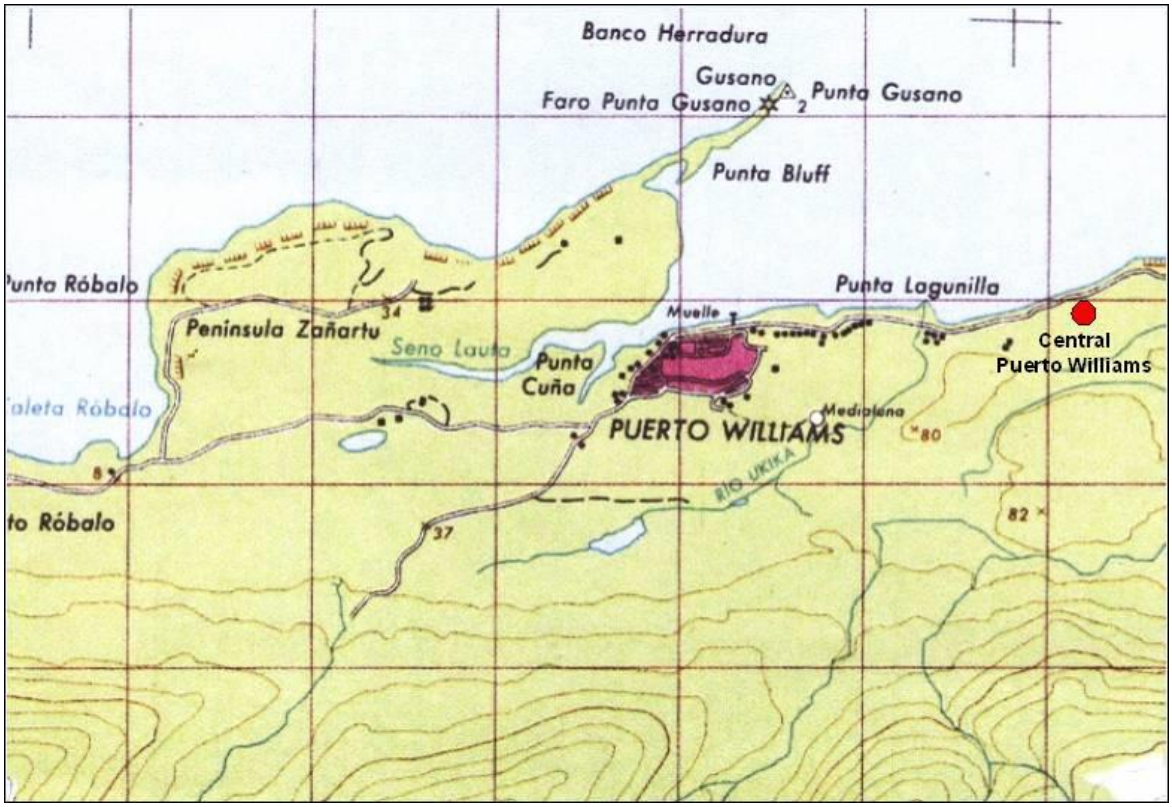
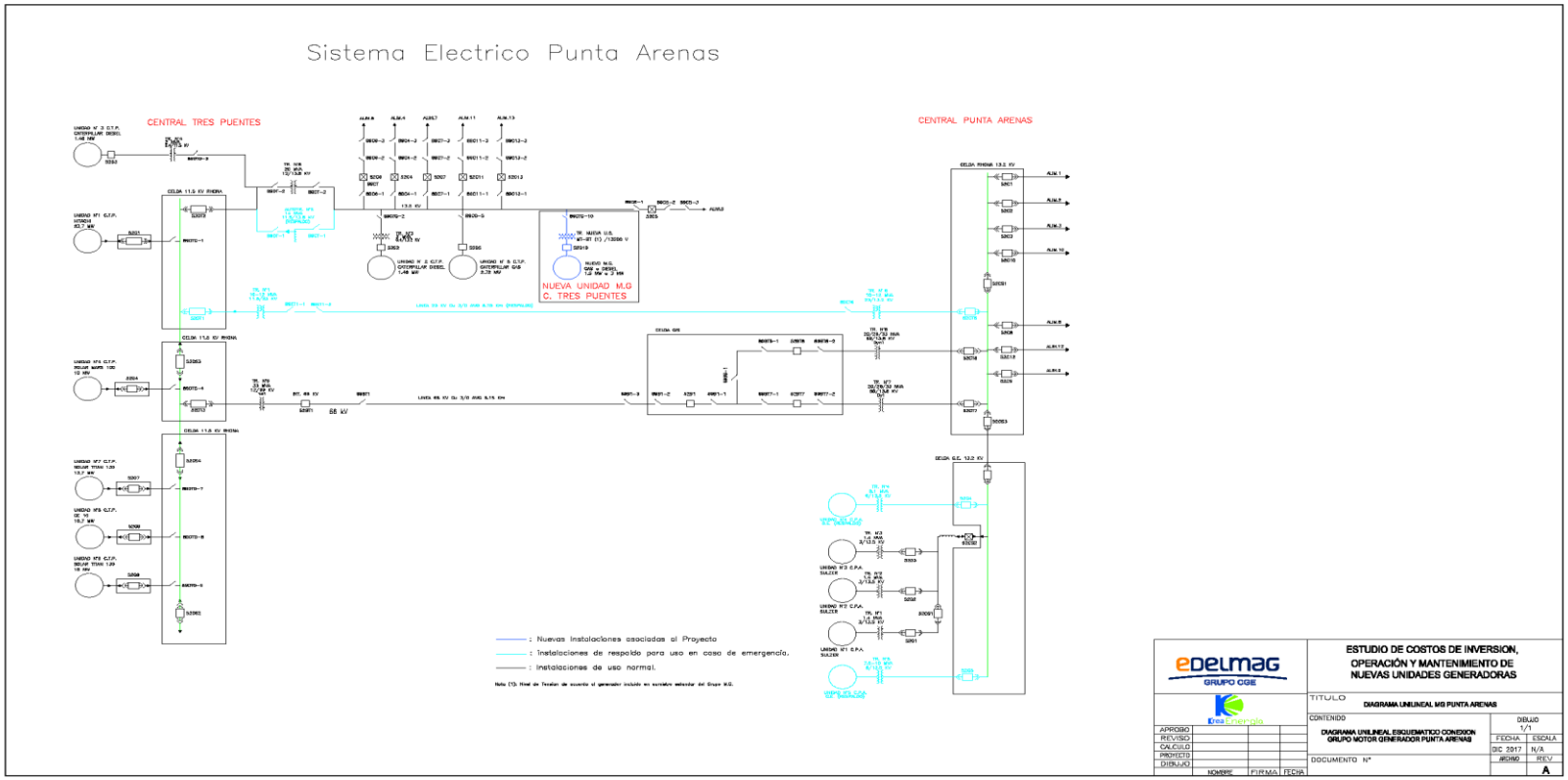


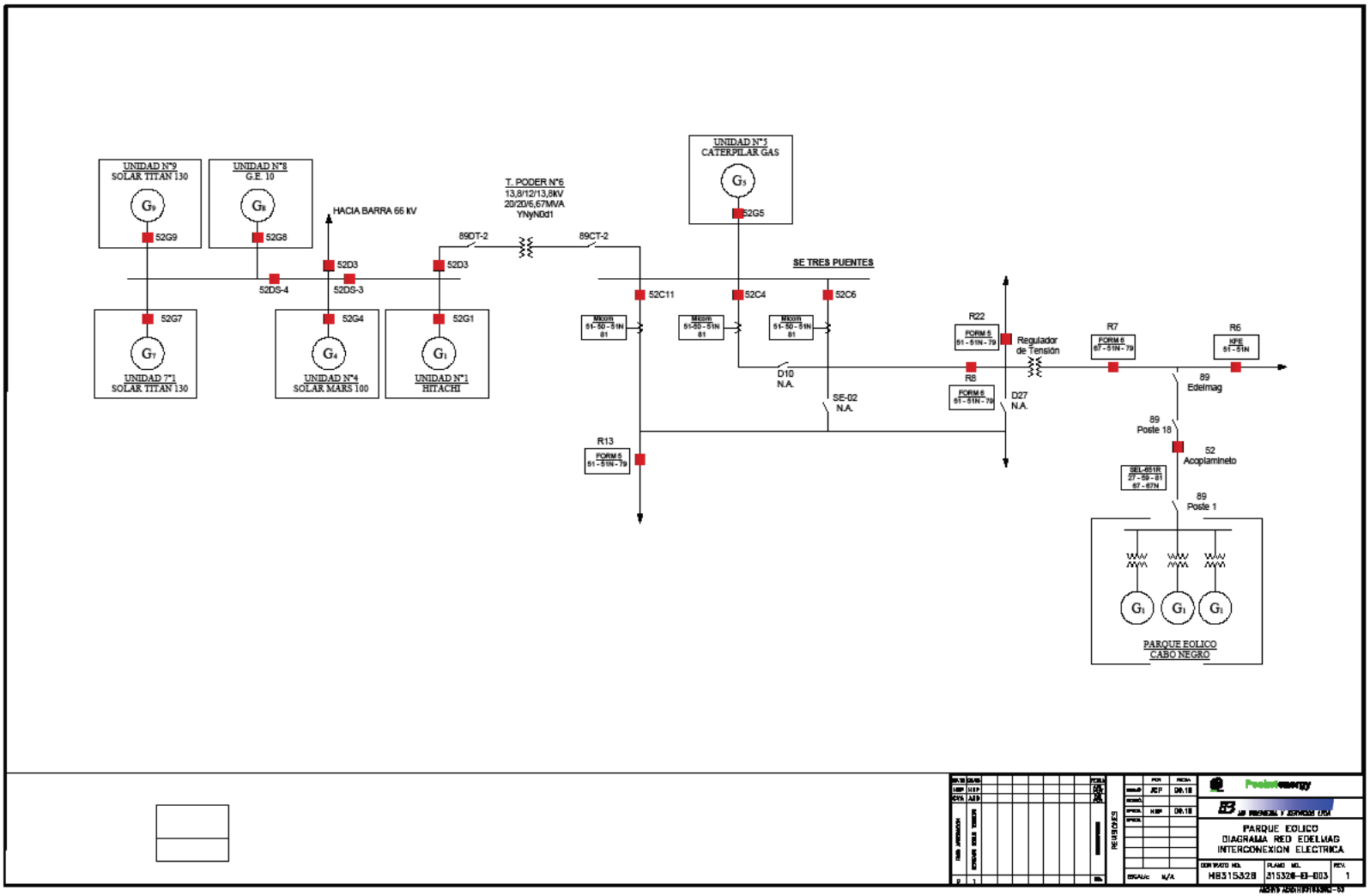
Figura 23: Ubicación sistema Puerto Williams

12 ANEXO: DIAGRAMAS UNILINEALES

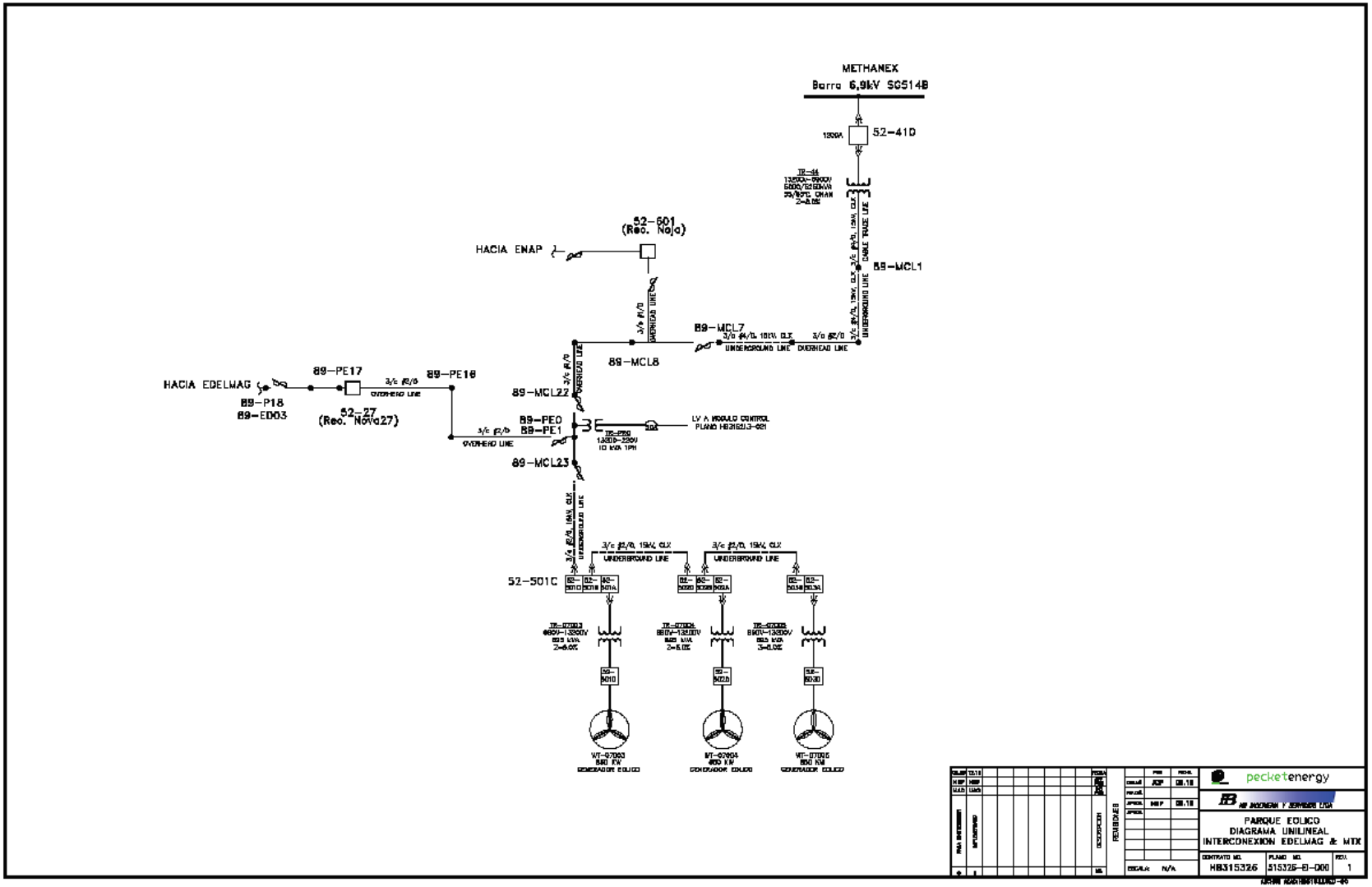
12.1 Punta Arenas



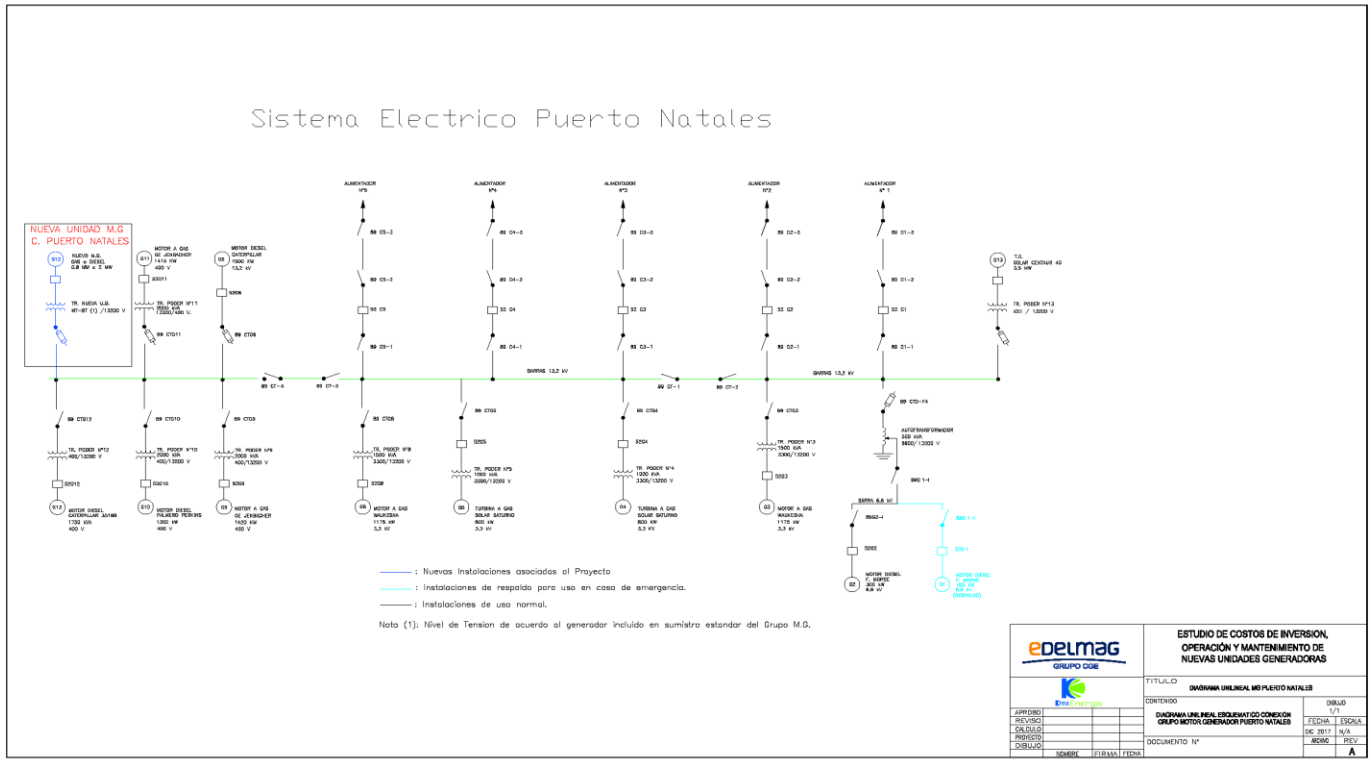
12.2 Punta Arenas (incluido Pecket)



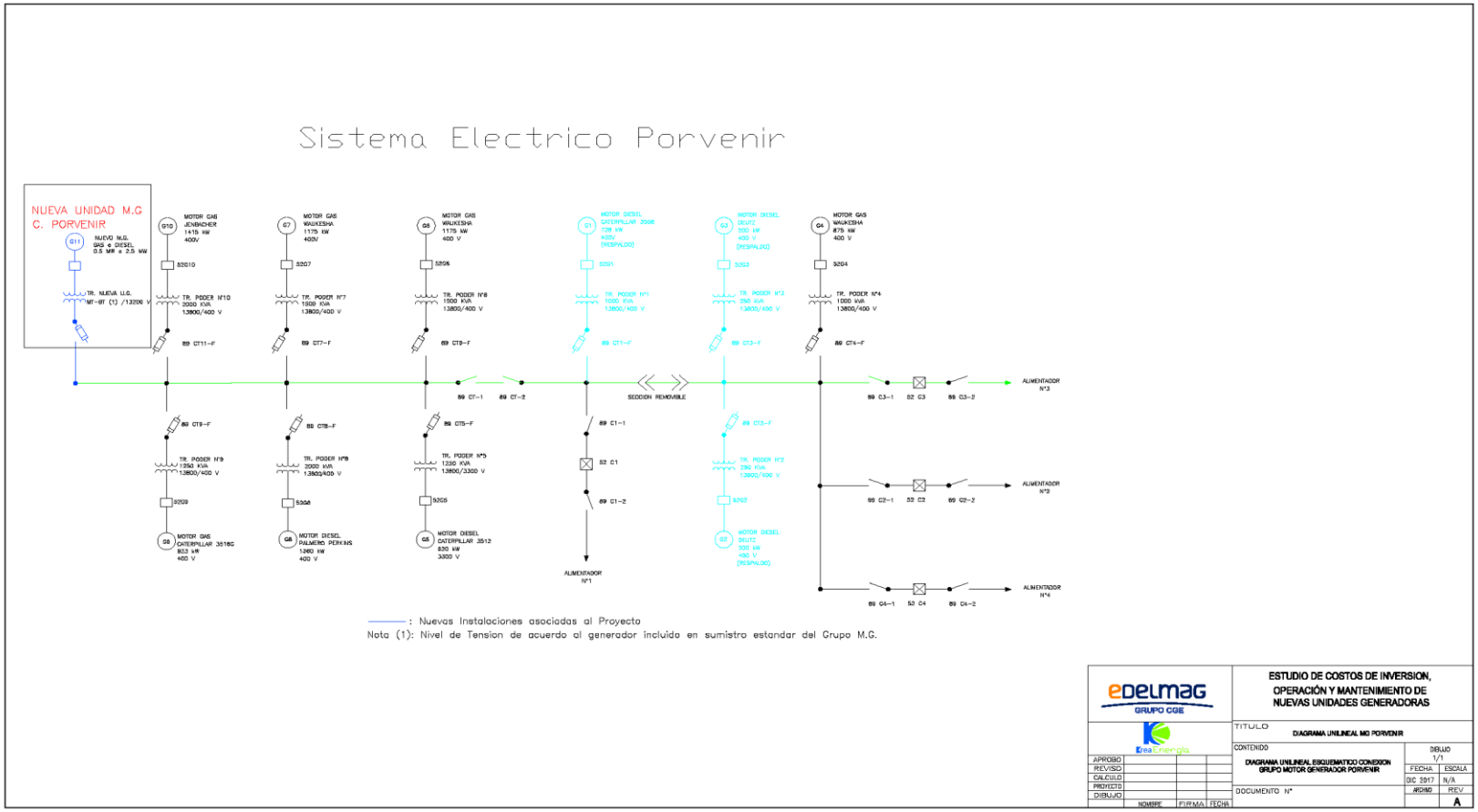
12.3 Central Pecket



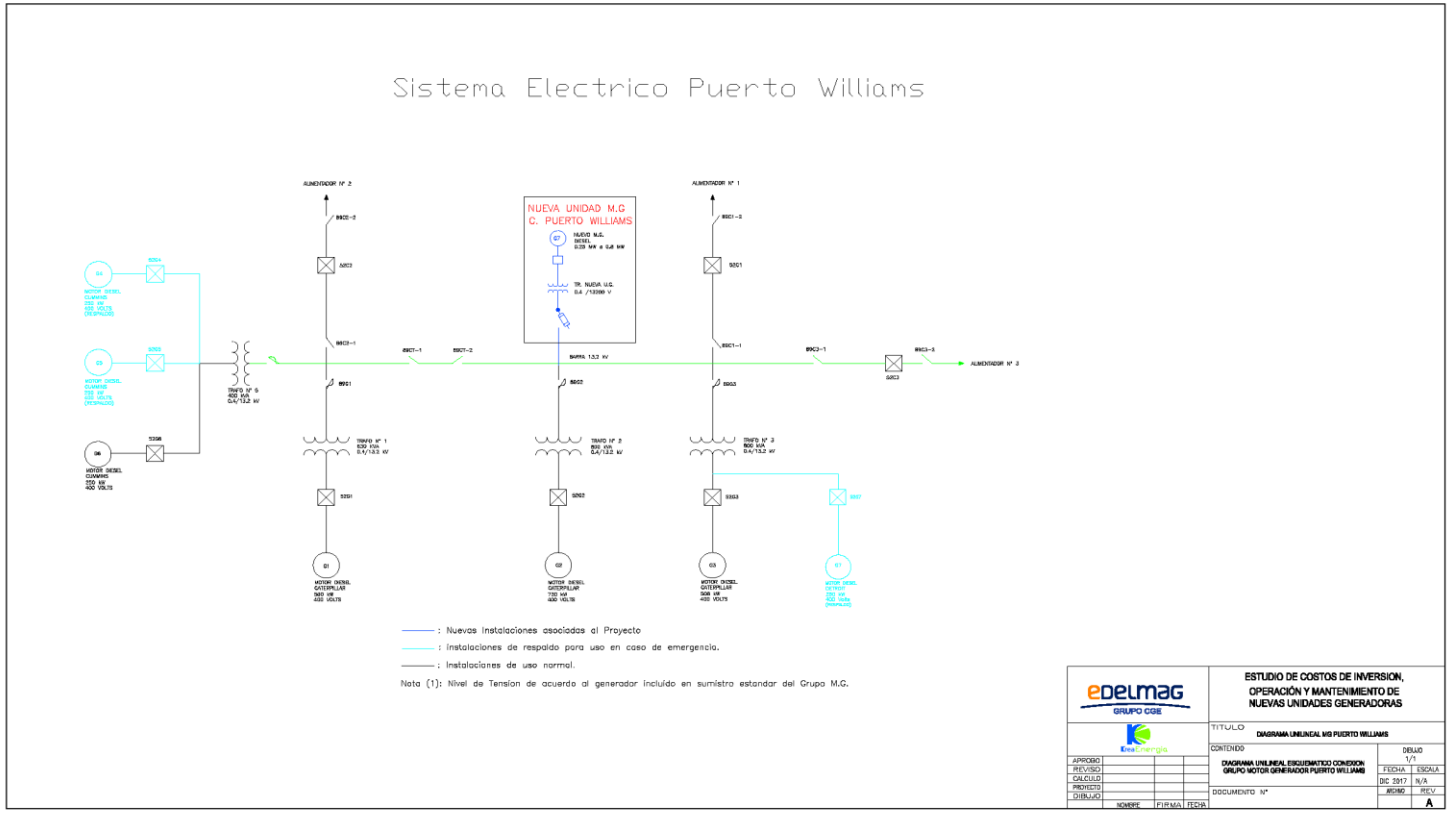
12.4 Puerto Natales



12.5 Porvenir



12.6 Puerto Williams



13 ANEXO: DATOS TÉCNICOS INSTALACIONES

13.1 Líneas de Transmisión

Tabla 125: Características técnicas de la Línea de Transmisión Punta Arenas - Tres Puentes

DATOS TÉCNICOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN		
Tramo 1		
Tramo	Sistema	Punta Arenas - Tres Puentes
	Propietario	EDELMAG S.A.
	Giro (1)	IGTD
	Región (2)	XII
	Provincia (3)	Provincia de Magallanes
	Extremo 1 (4)	Subestación Tres Puentes
	Extremo 2 (4)	Subestación Punta Arenas
Estructuras	Tipo Estructura (5)	Metálica, poste cemento
	Cantidad Total	75
	Cantidad Anclaje	4
	Cantidad Suspensión	0
	Cantidad Remate	5
	Cantidad Otros	n/a
Aisladores (6)	Tipo Aisladores	Polímero (goma, silicona)
	Total Aisladores	242
	Tipo Puesta a Tierra (7)	Todas las estructuras están conectadas solidamente a tierra
Otros (8)	Otros 1	3 mallas de protección, para corte de líneas
Tendido	Tipo Circuito (simple o doble)	Simple
	Longitud [Km]	8,5
	Tensión [kV]	66 kV
	Capacidad [MVA]	33 MVA
	Flujo Máximo 2012 [MW]	26,108
Fases	Nombre Conductor (9)	AWG 3/0
	Material (10)	cobre
	Sección [mm^2]	85,03
Neutro	Nombre Conductor (9)	no tiene
	Material (10)	no tiene
	Sección [mm2]	no tiene
Cable Guardia	Nombre Conductor (9)	no tiene
	Material (10)	no tiene
	Sección [mm2]	no tiene
	Franja Servidumbre [mt]	N/D
Parámetro eléctricos (11)	R	0,0406
	X	0,0627
	B	0,00124
Tasa de Falla (12)	[hrs/año]	0,35

Tabla 126: Línea de Transmisión Central Parque Eólico Cabo Negro (Pecket)

DATOS TÉCNICOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN		
Tramo 1		
Tramo	Sistema	Punta Arenas
	Propietario	Pecket Energy
	Giro (1)	Gx
	Región (2)	Magallanes y de la Antártica Chilena
	Provincia (3)	Provincia de Magallanes
	Extremo 1 (4)	S/E Elevadora Parque Eólico Cabo Negro
	Extremo 2 (4)	TAP Alimentador 6 Edelmag
Estructuras	Tipo Estructura (5)	Poste de Hormigón Armado 11.5m
	Cantidad Total	18
	Cantidad Anclaje	4
	Cantidad Suspensión	12
	Cantidad Remate	2
	Cantidad Otros	0
Aisladores (6)	Tipo Aisladores 1	Espiga de porcelana
	Total Aisladores 1	49
	Tipo Aisladores 2	Faldilla polimérica
	Total Aisladores 2	33
	Tipo Aisladores n	
	Total Aisladores n	
	Tipo Puesta a Tierra (7)	Malla de Cu desnudo
Otros (8)	Otros 1	
	Otros 2	
	Otros 3	
Tendido	Tipo Circuito (simple o doble)	Simple
	Longitud [Km]	1,10
	Tensión [kV]	13,2
	Capacidad [MVA]	3
	Flujo Máximo 2016 [MW]	2,11
Fases	Nombre Conductor (9)	N°2 AWG
	Material (10)	Cobre
	Sección [mm2]	33,63
Neutro	Nombre Conductor (9)	No Aplica
	Material (10)	No Aplica
	Sección [mm2]	No Aplica
Cable Guardia	Nombre Conductor (9)	No Aplica
	Material (10)	No Aplica
	Sección [mm2]	No Aplica
	Franja Servidumbre [mt]	No Aplica
Parámetros eléctricos (11)	R	
	X	
	B	
Tasa de Falla (12)	[hrs/año]	

13.2 Subestaciones

Tabla 127: Características técnicas de las Subestaciones

		S/E 1 (GIS)	S/E 2	S/E 3 (GIS)	S/E 4
Subestacion	Propietario	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.
	Giro (1)	IGTD	IGTD	IGTD	IGTD
	Nombre Subestacion	Subestación Punta Arenas	Subestación Tres Puentes	Subestación Punta Arenas	Subestación Tres Puentes
	Región	XII	XII	XII	XII
	Provincia	Provincia de Magallanes	Provincia de Magallanes	Provincia de Magallanes	Provincia de Magallanes
	Coordenadas (Latitud y longitud)	372568, 4108785	373050, 4114799	372568, 4108785	373050, 4114799
	Tipo (2)	E	I	E	I
	Superficie (mts2)	295	295	295	295
	Numero de paños	4	2	4	2
	Numero de transformadores	1	1	1	1
Transformadores	Propietario	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.
	Giro (1)	IGTD	IGTD	IGTD	IGTD
	Año Fabricación	1996	1996	2008	2008
	Razón de Transformación	69/13,8/7,967 kV	69/12/13,8 kV	69/13,8/7,967 kV	69/12/13,8 kV
	Tipo de Transformador (3)	T3	T3	T3	T3
	Estado Transformador (4)	S	S	RF	RF
	Capacidad Máxima [MVA]	30/33 MVA	30/33 MVA	30/33 MVA	30/33 MVA
	Flujo Máximo 2012 [MW]				
	Flujo Energía 2012 [MW]				
	Tipo Refigeración	ONAN/ONAF	ONAN/ONAF	ONAN/ONAF	ONAN/ONAF
	Dias Mantenimiento Anual	1	1	1	1
	Numeros de Taps (5)	17 pasos + -10%	6 pasos + -15%	17 pasos + -10%	6 pasos + -15%
	Tipo de Taps (6)	Con cambiador de tap bajo carga	Sin cambiador de tap bajo carga	Con cambiador de tap bajo carga	Sin cambiador de tap bajo carga
	Peso (Toneladas)	49,7	50,7	49,19	51
	Tipo Fundacion	Hormigón armado	Hormigón armado	Hormigón armado	Hormigón armado
	Tipo de malla de puesta a tierra	Solidamente puesta a tierra	Solidamente puesta a tierra	Solidamente puesta a tierra	Solidamente puesta a tierra
Parametros Eléctricos (7)	R	0,00072	0,015	0,00072	0,015
	X	0,0256	0,504	0,0256	0,504
	Pérdidas de Vacío	15,95 kW	23,7 kW	20,227 kW	23,7 kW
	Tasa de falla			N/A	
Paños	Propietario paños 1 y 2	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.
	Giro (1) paños 1 y 2	IGTD	IGTD	IGTD	IGTD
	Tension (kV) paño 1	66	11,5	66	11,5
	Tipo de Paño 1 (9)	SB	T	SB	T
	Tension (kV) paño 2	13,2	66	13,2	66
	Tipo de Paño 2 (9)	T	SB	T	SB
Interruptores	Tipo de Interruptor (10)	Gas SF6;	Gas SF6;	Gas SF6;	Gas SF6;
	Capacidad de Interrupción (A)	In = 2000 A; Isc=31,5/40 kA	In = 1250 A; Isc=25kA(interruptor 72,5 kV)	In = 2000 A; Isc=31,5/40 kA	In = 1250 A; Isc=25kA(interruptor 72,5 kV)
	Tipo de Reconexion (11)	M	M	M	M
	Dias de mantenimiento anual	cada 20 años	0,33	cada 20 años	0,33
	Año de Fabricación	2012	1996	2012	2012

		S/E 1 (GIS)	S/E 2	S/E 3 (GIS)	S/E 4
Otros (12)	Transformadores de Potencial	72,5 kV / Modelo 8DN8- 69000/ 120 V	72,5 kV / Modelo UXT-72,69000/ 120 V	72,5 kV / Modelo 8DN8- 69000/ 120 V	72,5 kV / Modelo UXT-72,69000/ 120 V
	Transformadores de Corriente	72,5 Kv /Modelo 8DN8 - 600/300/1 A	72,5 kV / Modelo QDR-72/2, 200 - 400/5/5/5 A	72,5 Kv /Modelo 8DN8 - 600/300/1 A	72,5 kV / Modelo QDR-72/2, 200 - 400/5/5/5 A
	Tipo de Desconectador	Tripolar EC-B Kv - 1200 amp	Tripolar EC-B Kv - 1200 amp	Tripolar EC-B Kv - 1200 amp	Tripolar EC-B Kv - 1200 amp
	Estructura Metálica				
	Estructura 1	Marco de línea 66 kV , Cantidad 1	Portal línea 66 kV, cantidad 1	Portal línea 66 kV, cantidad 1	Portal línea 66 kV, cantidad 1
	Estructura 2	Base para transformador de potencia 66 kV, Cantidad 3	Base para transformador de potencia 66 kV, Cantidad 3	Base para transformador de potencia 66 kV, Cantidad 3	Base para transformador de potencia 66 kV, Cantidad 3
	Estructura 3	Base para transformador de potencia 66 kV, Cantidad 3	Base para transformador de potencia 66 kV, Cantidad 3	Base para transformador de potencia 66 kV, Cantidad 3	Base para transformador de potencia 66 kV, Cantidad 3
	Tipo puesta a tierra	Solidamente Aterrizado	Solidamente Aterrizado	Solidamente Aterrizado	Solidamente Aterrizado
	Pararrayos				
	Pararrayos 1	72,5 kV , Tipo 3EP2060-2PZ, Cantidad 3	72,5 kV , Tipo 3EP2060-2PZ, Cantidad 3	72,5 kV , Tipo 3EP2060-2PZ, Cantidad 3	72,5 kV , Tipo 3EP2060-2PZ, Cantidad 3
	Pararrayos 2	13,2 kV, Tipo 3EK5120-0AZ, Cantidad 3	11,5 Kv, Tipo 3EK5150-0AZ, Cantidad 3	11,5 Kv, Tipo 3EK5150-0AZ, Cantidad 3	11,5 Kv, Tipo 3EK5150-0AZ, Cantidad 3
	Chisperos	No tiene	No tiene	No tiene	No tiene
Equipos de Compensación	Propietario	N/A	N/A	N/A	N/A
	Giro	N/A	N/A	N/A	N/A
	Tipo (13)	N/A	N/A	N/A	N/A
	Cantidad	N/A	N/A	N/A	N/A
	Capacidad Total (kVAR)	N/A	N/A	N/A	N/A
	Tensión ((kV)	N/A	N/A	N/A	N/A
	Tipo puesta a tierra	N/A	N/A	N/A	N/A
Edificios	Propietario	N/A	N/A	N/A	N/A
	Giro	IGTD	IGTD	IGTD	IGTD
	Uso (14)	Albergue de equipos (Celda)	Albergue de equipos (Celda)	Albergue de equipos (Celda)	Albergue de equipos (Celda)
	Tipo de Contrucción	Metálica	Metálica	Metálica	Metálica
	Superficie (mts2)	108	12	108	12
	Numero de pisos	1	1	1	1
	Año de construcción	2012	1996	2012	2012
	Numero de Habitaciones	1	1	1	1
	Numero de baños	0	0	0	0
Otros Equipos (15)	Equipos de control	Cambiador de TAP/switch interruptor	switch interruptor	Cambiador de TAP/switch interruptor	switch interruptor
	Equipos de medida	P,Q,I,kWh,V	P,Q,I,kWh,V	P,Q,I,kWh,V	P,Q,I,kWh,V
	Equipos de telecomunicaciones	Radio VHF	Radio VHF	Radio VHF	Radio VHF
	Bancos de baterías	125 V	125 V	125 V	125 V

13.3 Unidades Generadoras

13.3.1 Central Tres Puentes

Tabla 128: Características técnicas unidades generadoras central Tres Puentes

		CENTRAL TRES PUENTES	Unidad 5. N°1 TG Hitachi	Unidad 6. N°7 TG Solar Titan	Unidad 7. N°4 TG Solar Mars	Unidad 8. N°5 MG Caterpillar	Unidad 9. N°2 CAT 3516	Unidad 10. N°3 CAT 3516	Unidad 11. N°9 TG Solar Titan	Unidad 12. N° 8 General Electric GE-10
Unidades Generadoras	Sistema	PUNTA ARENAS	PUNTA ARENAS	PUNTA ARENAS	PUNTA ARENAS	PUNTA ARENAS	PUNTA ARENAS	PUNTA ARENAS	PUNTA ARENAS	PUNTA ARENAS
	Propietario	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.
	Giro (1)	IGTD	IGTD	IGTD	IGTD	IGTD	IGTD	IGTD	IGTD	IGTD
	Región	REGIÓN DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGIÓN DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGIÓN DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGIÓN DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGIÓN DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGIÓN DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGIÓN DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGIÓN DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGIÓN DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA
	Provincia	MAGALLANES	MAGALLANES	MAGALLANES	MAGALLANES	MAGALLANES	MAGALLANES	MAGALLANES	MAGALLANES	MAGALLANES
	Coordenadas (Latitud y longitud)	373044, 4144804	373044, 4144804	373044, 4144804	373044, 4144804	373044, 4144804	373044, 4144804	373044, 4144804	373044, 4144804	373044, 4144804
	Tipo unidad generadora (2)		Térmica Gas Natural	Térmica Gas Natural	Térmica Gas Natural	Térmica Gas Natural	Térmica Diesel	Térmica Diesel	Térmica Gas Natural	Térmica Gas Natural
	Capacidad (MW)		24	15	10	2,72	1,46	1,46	15	10,7
	Potencia minima (MW)		10	5	4	1	0,5	0,5	5	0,5
	Ano fabricación o construcción		1975	2002	1995	1997	1993	1993	2007	2004
	Vida util		20	20	20	20	20	20	20	20
	Tasa de indisponibilidad forzada		2,7%	5,0%	5,0%	15,4%	3,8%	3,8%	5,0%	11,1%
	Dias Mantenimiento Anual		22	18	10	2	2	2	18	14
	Tiempo de partida (minutos)		15	15	15	5	5	5	15	20
	Tipo turbina(3)		Turbina Heavy Duty	Turbina Industrial	Turbina Industrial	Motor Ciclo Otto, inyección	Motor Ciclo Diesel,TA	Motor Ciclo Diesel,TA	Turbina Industrial	Turbina Heavy Duty
	Tipo generador(4)		sincrónico	sincrónico	sincrónico	sincrónico	sincrónico	sincrónico	sincrónico	Sincrónico
	Números de polos generadores		2	4	4	6	4	4	4	4
	Velocidad (rpm)		5100	11197	10780	1000	1500	1500	11197	10911
	Tipo Refrigeración (5)		Aire	Aire	Aire	Agua	Agua	Agua	Aire	Aire
	Tipo Lubricación (6)		Aceite	Aceite	Aceite	Aceite	Aceite	Aceite	Aceite	Aceite presurizado
	Tensión en Bornes		11500	11500	11500	13200	400	400	11500	11500
	Transformador elevador de tensión (7)		Conexión a barra 11,5 kV	Conexión a barra 11,5 kV	Conexión a barra 11,5 kV	Conexión a barra 13,2 kV	0,4/13,2 kV	0,4/13,2 kV	Conexión a barra 11,5 kV	Conexión a barra 11,5 kV
	Línea Hasta Subestación de Inyección (8)		no tiene	no tiene	no tiene	no tiene	no tiene	no tiene	no tiene	no tiene
	Subestación en que Inyecta	Subestación Tres Puentes	SE Tres Puentes	SE Tres Puentes	SE Tres Puentes	SE Tres Puentes	SE Tres Puentes	SE Tres Puentes	SE Tres Puentes	SE Tres Puentes
Termoeléctricas	Tipo Combustible		Gas Natural	Gas Natural	Gas Natural	Gas Natural	Diesel	Diesel	Gas Natural	Gas Natural
	Consumo Específico		0,402	0,332	0,342	0,269	0,247	0,307	0,317	0,460
	Combustible Alternativo		Diesel	Diesel	no tiene	no tiene	no tiene	no tiene	Diesel	Diesel
	Consumo Específico Alternativo		0,47	0,44	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	0,44	0,47
	Costo Variable no Combustible (US$/Hora)		82,8	152,7	105,7	54,1	29,6	29,6	131,9	115,3
	Estanque de Combustibles (9)	Un Estanque :120 M3	Usa estanque de la central	Usa estanque de la central	No aplica	No aplica	Uso diario; 1.6	Uso diario; 1.6	Usa estanque de la central	Usa estanque de la central
	Sistema de Tratamiento Combustibles (10)		no tiene	no tiene	no tiene	no tiene	Separador Centrifugo	Separador Centrifugo	no tiene	centrifugado
Otros (19)	Equipos de Control		Mark V, Tab. local y remoto	Turbotronic, Tab. local y remoto	Turbotronic, Tab. local y remoto	Fabricante, Tab. local y remoto	Fabricante, Tab. local y remoto	Fabricante, Tab. local y remoto	Turbotronic, Tab. local y remoto	Fabricante, Tab. Local y remoto
	Equipos de Medida		Medidor Electromecanico	Medidor Landis&Gyr	Medidor Electromecanico	Medidor ABB	Medidor Electromecanico	Medidor Electromecanico	Equipo ION 8700	Satec
	Protecciones		Rele electromecanico	Rele Beckwith	Rele electromecanico	Rele Multilin 489	Interruptor integrado	Interruptor integrado	Rele Beckwith	Rele Beckwith
	Banco de Baterías		2 x 120 Volt	2 x 120 Volt	120 Volt, 24 Volt, 48 Volt	24 Volt	24 Volt	24 Volt	2 x 120 Volt	120 Volt, 2 x 24 Volt
	Tipo de Fundación		Hormigón armado	Hormigón armado	Hormigón armado	Hormigón armado	Hormigón armado	Hormigón armado	Hormigón armado	Hormigón armado de 85 m3
	Edificios o Galpones		Enclosure	Enclosure	Enclosure	Sala de máquinas	Sala de máquinas	Sala de máquinas	Enclosure	No requiere
Parámetro eléctricos (20)	Reactancia Síncrona +		0,643	1,65	1,122	116	13	13	1,54	1,97
	Reactancia Síncrona -		0,643	1,65	1,122	20,9	13	13	1,82	0,21
	Reactancia Síncrona 0		0,25	0,244	0,224	14	1,3	1,3	0,267	0,3

13.3.2 Central Punta Arenas

Tabla 129: Características técnicas unidades generadoras central Punta Arenas

		CENTRAL PUNTA ARENAS	Unidad 1. N°1 MD SULZER	Unidad 2. N°2 MD SULZER	Unidad 3. N°3 MD SULZER	Unidad 4. General Electric GN N°5 (Respaldo)
Unidades Generadoras	Sistema	PUNTA ARENAS	PUNTA ARENAS	PUNTA ARENAS	PUNTA ARENAS	PUNTA ARENAS
	Propietario	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.
	Giro (1)	IGTD	IGTD	IGTD	IGTD	IGTD
	Región	REGIÓN DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGIÓN DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGIÓN DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGIÓN DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGIÓN DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA
	Provincia	MAGALLANES	MAGALLANES	MAGALLANES	MAGALLANES	MAGALLANES
	Coordenadas (Latitud y longitud)	372568, 4108785	372568, 4108785	372568, 4108785	372568, 4108785	372568, 4108786
	Tipo unidad generadora (2)		Térmica Diesel	Térmica Diesel	Térmica Diesel	Térmica Gas Natural
	Capacidad (MW)		1,4	1,4	1,4	6,7
	Potencia minima (MW)		0,5	0,5	0,5	1
	Ano fabricación o construcción		1955	1955	1959	1968
	Vida util		20	20	20	15
	Tasa de indisponibilidad forzada		9,0%	9,0%	9,0%	12,0%
	Dias Mantenimiento Anual		2	2	2	10
	Tiempo de partida (minutos)		5	5	5	15
	Tipo turbina(3)		Motor Ciclo diesel de 2 tiempos	Motor Ciclo diesel de 2 tiempos	Motor Ciclo diesel de 2 tiempos	Heavy Duty
	Tipo generador(4)		Sincrónico	Sincrónico	Sincrónico	Sincrónico
	Números de polos generadores		24	24	24	6
	Velocidad (rpm)		250	250	250	1000
	Tipo Refrigeración (5)		Agua	Agua	Agua	Aire
	Tipo Lubricación (6)		Aceite	Aceite	Aceite	Aceite
	Tensión en Bornes		3000	3000	3000	6000
	Transformador elevador de tensión (7)		Dyn1 3/13,2 kV	Dyn1 3/13,2 kV	Dyn1 3/13,2 kV	6/13,2 kV
	Línea Hasta Subestación de Inyección (8)		No tiene	No tiene	No tiene	No tiene
	Subestación en que Inyecta	SEP Punta Arenas	SEP Punta Arenas	SEP Punta Arenas	SEP Punta Arenas	SEP Punta Arenas
Termoeléctricas	Tipo Combustible		Diesel	Diesel	Diesel	Gas Natural
	Consumo Especifico		0,359	0,352	0,352	0,650
	Combustible Alternativo		No tiene	No tiene	No tiene	No tiene
	Consumo Especifico Alternativo		No tiene	No tiene	No tiene	No tiene
	Costo Variable No Combustible (US$/Hora)		28,39	28,39	28,39	72,22
	Estanque de Combustibles (9)	Dos Estanques: 250 y 100 M3	3 (uso diario)	3 (uso diario)	3 (uso diario)	No tiene
	Sistema de Tratamiento Combustibles (10)		Separador Centrifugo	Separador Centrifugo	Separador Centrifugo	No tiene
Otros (19)	Equipos de Control		Estándar, redundantes, local y remoto	Estándar, redundantes, local y remoto	Estándar, redundantes, local y remoto	Estándar, redundantes, local y remoto
	Equipos de Medida		Estándar, redundantes, local y remoto	Estándar, redundantes, local y remoto	Estándar, redundantes, local y remoto	Estándar, redundantes, local y remoto
	Protecciones		Estándar, redundantes, local y remoto	Estándar, redundantes, local y remoto	Estándar, redundantes, local y remoto	Estándar, redundantes, local y remoto
	Banco de Baterías		120 Volt	120 Volt	120 Volt	Estándar
	Tipo de Fundación		Subterráneo Hormigón armado	Subterráneo Hormigón armado	Subterráneo Hormigón armado	Hormigón Armado
	Edificios o Galpones		Sala de maquinas y comando	Sala de maquinas y comando	Sala de maquinas y comando	Enclosure
Parámetro eléctricos (20)	Reactancia Síncrona +		15,54	15,54	15,54	3,23
	Reactancia Síncrona -		15,54	15,54	15,54	3,23
	Reactancia Síncrona 0		7,54	7,54	7,54	0,96

13.3.3 Central Parque Eólico Cabo Negro (Pecket)

Características técnicas Central Pecket				
		Unidad 1	Unidad 2	Unidad 3
Unidades Generadoras	Sistema	Punta Arenas	Punta Arenas	Punta Arenas
	Propietario	Pecket Energy S.A.	Pecket Energy S.A.	Pecket Energy S.A.
	Giro (1)	Gx	Gx	Gx
	Región	Magallanes y de la Antártica Chilena	Magallanes y de la Antártica Chilena	Magallanes y de la Antártica Chilena
	Provincia	Magallanes	Magallanes	Magallanes
	Coordenadas [UTM] DATUM PSAD 63	377078.02 E 4131832.4 N	377022.17 E 4131658.28 N	376966.76 E 4131484.16 N
	Tipo Unidad generadora (2)	Eólica	Eólica	Eólica
	Capacidad [MW]	0,85	0,85	0,85
	Potencia Mínima [MW]	-	-	-
	Año Fabricación o Construcción	2009	2009	2009
	Vida Útil	20	20	20
	Tasa de Indisponibilidad Forzada	97%	97%	97%
	Días Mantenimiento Anual			
	Tiempo de Partida [minutos]	-	-	-
	Tipo Turbina (3)	V52-850 kW	V52-850 kW	V52-850 kW
	Tipo Generador (4)	Asincrónico (DFIG)	Asincrónico (DFIG)	Asincrónico (DFIG)
	Número de Polos Generador	4	4	4
	Velocidad [r. p. m.]	1620 (50Hz)	1620 (50Hz)	1620 (50Hz)
	Tipo Refrigeración (5)	Aceite y Cooler	Aceite y Cooler	Aceite y Cooler
	Tipo Lubricación (6)			
	Tensión en Bornes [V]	690	690	690
	Transformador elevador de tensión (7)	Seco 690/13200V	Seco 690/13200V	Seco 690/13200V
	Línea Hasta Subestación de Inyección (8)	Cabo Negro-Tap Alim6	Cabo Negro-Tap Alim6	Cabo Negro-Tap Alim6
	Subestación en que Inyecta	Tap Alimentador N°6	Tap Alimentador N°6	Tap Alimentador N°6
Eólicas	Velocidad Máxima Viento	25 m/s	25 m/s	25 m/s
	Velocidad Mínima Viento	4 m/s	4 m/s	4 m/s
	Energía Anual Media [GWh]	3,73	3,73	3,73
	Factor de Planta	50,1%	50,1%	50,1%
	Tipo Aerogenerador	V52-850 kW	V52-850 kW	V52-850 kW
	Número de Aspas	3	3	3
	Altura Sobre el Terreno [mt]	49	49	49
	Altura Absoluta [m.s.n.m.]	50	52	52,5
Otros (9)	Equipos de Control	OptiSpeed / OptiTip Control System	OptiSpeed / OptiTip Control System	OptiSpeed / OptiTip Control System
	Equipos de Medida			
	Protecciones			
	Banco de Baterías			
	Tipo de Fundación			
	Edificios o Galpones	Caseta de Control	Caseta de Control	Caseta de Control
Parámetro eléctricos (10)	Reactancia Síncrona +			
	Reactancia Síncrona -			
	Reactancia Síncrona 0			

13.3.4 Central Puerto Natales

Tabla 130: Características técnicas unidades generadoras central Puerto Natales

		CENTRAL PUERTO NATALES	Unidad 13. N°3 Waukesha VHP 9390 GSI	Unidad 14. N° 4 Saturn	Unidad 15. N° 5 Saturn	Unidad 16. N°6 CAT 3516	Unidad 17. N°8 Waukesha VHP 9390 GSI	Unidad 18. N°2 MD F.Morse 32E14	Unidad 19. N°9 Jenbacher J420	Unidad 20. N°10 Palmero PP1700	Unidad 21. N°11 Jenbacher J420	Unidad 22. N°1 Fairbank Morse	Unidad 23. N°12 CAT 3516B
Unidades Generadoras	Sistema	PUERTO NATALES	PUERTO NATALES	PUERTO NATALES	PUERTO NATALES	PUERTO NATALES	PUERTO NATALES	PUERTO NATALES	PUERTO NATALES	PUERTO NATALES	PUERTO NATALES	PUERTO NATALES	PUERTO NATALES
	Propietario	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.
	Giro (1)	IGTD	IGTD	IGTD	IGTD	IGTD	IGTD	IGTD	IGTD	IGTD	IGTD	IGTD	IGTD
	Región	REGIÓN DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGIÓN DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGIÓN DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGIÓN DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGIÓN DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGIÓN DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGIÓN DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGIÓN DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGIÓN DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGIÓN DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGIÓN DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGIÓN DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA
	Provincia	ÚLTIMA ESPERANZA	ÚLTIMA ESPERANZA	ÚLTIMA ESPERANZA	ÚLTIMA ESPERANZA	ÚLTIMA ESPERANZA	ÚLTIMA ESPERANZA	ÚLTIMA ESPERANZA	ÚLTIMA ESPERANZA	ÚLTIMA ESPERANZA	ÚLTIMA ESPERANZA	ÚLTIMA ESPERANZA	ÚLTIMA ESPERANZA
	Coordenadas (Latitud y longitud)	259944, 4263202	259944, 4263202	259944, 4263202	259944, 4263202	259944, 4263202	259944, 4263202	259944, 4263202	259944, 4263202	259944, 4263202	259944, 4263202	259944, 4263203	259944, 4263202
	Tipo unidad generadora (2)		Térmica Gas Natural	Térmica Gas Natural	Térmica Gas Natural	Térmica Diesel	Térmica Gas Natural	Térmica Diesel	Térmica Gas Natural	Térmica Diesel	Térmica Gas Natural	Térmica Diesel	Térmica Diesel
	Capacidad (MW)		1,18	0,8	0,8	1,5	1,18	0,3	1,42	1,36	1,42	0,15	1,4
	Potencia minima (MW)		0,29	0,2	0,2	0,5	0,29	0,04	0,12	0,1	0,4	0,05	0,5
	Ano fabricación o construcción		2000	1976	1976	1997	2005	1942	2007	2007	2011	1942	2002
	Vida util		20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
	Tasa de indisponibilidad forzada		3,6%	4,2%	4,2%	4,0%	3,6%	10,0%	7,2%	7,6%	7,2%	10,0%	4,0%
	Dias Mantenimiento Anual		12	10	10	2	12	2	11	2	20	2	2
	Tiempo de partida (minutos)		5	5	5	5	5	5	3	3	3	5	5
	Tipo turbina(3)		Motor Ciclo Otto TA	Turbina Industrial	Turbina Industrial	Motor Ciclo Diesel TA	Motor Ciclo Otto TA	Motor Ciclo diesel de 2 tiempos	Motor Ciclo Otto TA	Motor Ciclo diesel TA	Motor Ciclo Otto TA	Motor Ciclo diesel de 2 tiempos	Motor Ciclo Diesel TA
	Tipo generador(4)		Sincrónico	Sincrónico	Sincrónico	Sincrónico	Sincrónico	Sincrónico	Sincrónico	Sincrónico	Sincrónico	Sincrónico	Sincrónico
	Números de polos generadores		6	4	4	4	6	20	4	4	4	20	4
	Velocidad (rpm)		1000	22300	22300	1500	1000	300	1500	1500	1500	300	1500
	Tipo Refrigeración (5)		Agua	Aire	Aire	Agua	Agua	Agua	Agua	Agua	Agua	Agua	Agua
	Tipo Lubricación (6)		Aceite	Aceite	Aceite	Aceite	Aceite	Aceite	Aceite	Aceite	Aceite	Aceite	Aceite
	Tensión en Bornes		3300	3300	3300	13200	3300	6600	400	400	400	6600	400
	Transformador elevador de tensión (7)		3,3/13,2 kV	3,3/13,2 kV	3,3/13,2 kV	DIRECTO A PATIO MT	3,3/13,2 kV	6,6/13,2 kV	Ynd1 0,4/13,2 kV 2 MVA	Ynd1 0,4/13,2 kV 2 MVA	Ynd1 0,4/13,2 kV 2 MVA	6,6/13,2 kV	0,4/13,2 kV
	Linea Hasta Subestación de Inyección (8)		No tiene	No tiene	No tiene	No tiene	No tiene	No tiene	No tiene	No tiene	No tiene	No tiene	No tiene
	Subestación en que Inyecta	SEP Puerto Natales	SEP Puerto Natales	SEP Puerto Natales	SEP Puerto Natales	SEP Puerto Natales	SEP Puerto Natales	SEP Puerto Natales	SEP Puerto Natales	SEP Puerto Natales	SEP Puerto Natales	SEP Puerto Natales	SEP Puerto Natales
Termoeléctricas	Tipo Combustible		Gas Natural	Gas Natural	Gas Natural	Diesel	Gas Natural	Diesel	Gas Natural	Diesel	Gas Natural	Diesel	Diesel
	Consumo Específico		0,373	0,576	0,578	0,317	0,333	0,295	0,285	0,310	0,270	0,320	0,316
	Combustible Alternativo		No tiene	Diesel	Diesel	No tiene	No tiene	No tiene	No tiene	No tiene	No tiene	No tiene	No tiene
	Consumo Específico Alternativo		No aplica	0,650	0,650	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica
	Costo Variable No Combustible (US$/Hora)		17,67	11,02	11,02	30,74	17,67	4,11	23,29	20,04	23,29	2,06	30,74
	Estanque de Combustibles (9)	Tres Estanques: 150; 3 ; 4,44 M3	No aplica	No aplica	No aplica	Uso diario; 3	No aplica	Uso diario; 1.25	No aplica	Uso diario; 3	No aplica	Uso diario; 1.25	Uso diario; 5
	Sistema de Tratamiento Combustibles (10)		No tiene	No tiene	No tiene	Centrifugado	No tiene	Centrifugado	No tiene	Centrifugado	No tiene	Centrifugado	Centrifugado
Otros (19)	Equipos de Control		Estándar, Tab. Local	Fabricante, Tab. local	Fabricante, Tab. Local	Estándar, redundantes, local y remoto	Fabricante, Tab. local	Estándar, redundantes, local y remoto	Fabricante, Tab. control local y remoto	Fabricante, Tab. Control local y remoto	Fabricante, Tab. control local y remoto	Estándar, redundantes, local y remoto	Estándar, local y remoto
	Equipos de Medida		ION 7700	ION 7350	ION 7350	ABB	Multilin 489	Medidor Electromecanico	Sist. de control	Satec PM-130E	Sist. de control	Medidor Electromecanico	Satec
	Protecciones		Estándar, Electromagnetica	Estándar, Electromagnetica	Estándar, Electromagnetica	Estándar, redundantes, local y remoto	Estándar, Electromagnetica	Interruptor	Interruptor integrado	Multilin 489	Interruptor integrado	Interruptor	Interruptor integrado
	Banco de Baterías		24 Volt	2 x 24 Volt	2 x 24 Volt	2 x 24 Volt	24 Volt	120 Volt	24 Volt	2 x 24 Volt	24 Volt	120 Volt	2 x 12 Volt
	Tipo de Fundación		hormigón armado	hormigón armado	hormigón armado	hormigón armado	hormigón armado	hormigón armado	hormigón armado	Sobre rampla	hormigón armado	hormigón armado	Durmientes
	Edificios o Galpones		Sala de máquinas	Sala de máquinas	Sala de máquinas	Container	Sala de máquinas	Sala de máquinas	Sala de máquinas	Container Móvil	Sala de máquinas	Sala de máquinas	Container Móvil
Parámetro eléctricos (20)	Reactancia Sincrona +		1,7	32	32	21,739	1,7	79,787	0,19	0,19	0,19	79,787	22,421
	Reactancia Sincrona -		1,7	32	32	21,739	1,7	79,787	0,2	0,2	0,2	79,787	22,421
	Reactancia Sincrona 0		0,02	1,5	1,5	0,4348	0,02	26,596	0,02	0,02	0,02	26,596	0,4872

13.3.5 Central Porvenir

Tabla 131: Características técnicas unidades generadoras central Porvenir

		CENTRAL PORVENIR	Unidad 24. N°6 Waukesha VHP 9390 GSI	Unidad 25. N°4 Waukesha VHP 7042 GSI	Unidad 26. N°5 CAT 3512	Unidad 27. N°7 Waukesha VHP 9390 GSI	Unidad 28. N°8 Palmero PP1700	Unidad 29. N°10 Jenbacher J420	Unidad 30. N°9 Caterpillar 3516	Unidad 31. N°1 Caterpillar 3508 (Respaldo)	Unidad 32. Deutz D2 (Respaldo)	Unidad 33. Deutz D3 (Respaldo)
Unidades Generadoras	Sistema	PORVENIR	PORVENIR	PORVENIR	PORVENIR	PORVENIR	PORVENIR	PORVENIR	PORVENIR	PORVENIR	PORVENIR	PORVENIR
	Propietario	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.
	Giro (1)	IGTD	IGTD	IGTD	IGTD	IGTD	IGTD	IGTD	IGTD	IGTD	IGTD	IGTD
	Región	REGIÓN DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGIÓN DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGIÓN DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGIÓN DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGIÓN DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGIÓN DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGIÓN DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGIÓN DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGIÓN DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGIÓN DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGIÓN DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA
	Provincia	TIERRA DEL FUEGO	TIERRA DEL FUEGO	TIERRA DEL FUEGO	TIERRA DEL FUEGO	TIERRA DEL FUEGO	TIERRA DEL FUEGO	TIERRA DEL FUEGO	TIERRA DEL FUEGO	TIERRA DEL FUEGO	TIERRA DEL FUEGO	TIERRA DEL FUEGO
	Coordenadas (Latitud y longitud)	407969, 4094411	407969, 4094411	407969, 4094411	407969, 4094411	407969, 4094411	407969, 4094411	407969, 4094411	407969, 4094411	407969, 4094411	407969, 4094411	407969, 4094412
	Tipo unidad generadora (2)		Térmica Gas Natural	Térmica Gas Natural	Térmica Diesel	Térmica Gas Natural	Térmica Diesel	Térmica Gas Natural	Térmica Gas Natural	Térmica Diesel	Térmica Diesel	Térmica Diesel
	Capacidad (MW)		1,18	0,875	0,92	1,18	1,36	1,42	0,9	0,72	0,2	0,2
	Potencia minima (MW)		0,3	0,3	0,25	0,3	0,1	0,4	0,4	0,2	0,05	0,05
	Ano fabricación o construcción		2002	1982	1996	2005	2007	2011	1998	1990	1956	1956
	Vida util		20	20	20	20	20	20	10	20	10	10
	Tasa de indisponibilidad forzada		3,6%	3,6%	4,0%	3,6%	7,6%	7,2%	2,7%	4,0%	10,0%	10,0%
	Dias Mantenimiento Anual		12	6	2	12	2	20	15	20	10	10
	Tiempo de partida (minutos)		5	5	5	5	3	3	5	5	5	5
	Tipo turbina(3)		Motor Ciclo Otto TA	Motor Ciclo Otto TA	Motor Ciclo Diesel TA	Motor Ciclo Otto TA	Motor Ciclo diesel TA	Motor Ciclo Otto TA	Motor Ciclo Otto	Motor Ciclo Diesel TA	Motor Ciclo Diesel	Motoro Ciclo Diesel
	Tipo generador(4)		Sincrónico	Sincrónico	Sincrónico	Sincrónico	Sincrónico	Sincrónico	Sincrónico	Sincrónico	Sincrónico	Sincrónico
	Números de polos generadores		6	6	4	6	4	4	4	4	12	12
	Velocidad (rpm)		1000	1000	1500	1000	1500	1500	1500	1500	500	500
	Tipo Refrigeración (5)		Agua	Agua	Agua	Agua	Agua	Agua	Agua	Agua	Agua	Agua
	Tipo Lubricación (6)		Aceite	Aceite	Aceite	Aceite	Aceite	Aceite	Aceite	Aceite	Aceite	Aceite
	Tensión en Bornes		400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
	Transformador elevador de tensión (7)		0,4/13,8 kV	0,4/13,8 kV	0,4/13,8 kV	0,4/13,8 kV	Ynd1 0,4/13,8 kV 2 MVA	Ynd1 0,4/13,8 kV 2 MVA	0,4/13,8 kV	0,4/13,8 kV	0,4/13,8 kV	0,4/13,8 kV
	Linea Hasta Subestación de Inyección (8)		No tiene	No tiene	No tiene	No tiene	No tiene	no tiene	No tiene	No tiene	No tiene	No tiene
	Subestación en que Inyecta	SEP Porvenir	SEP Porvenir	SEP Porvenir	SEP Porvenir	SEP Porvenir	SEP Porvenir	SEP Porvenir	SEP Porvenir	SEP Porvenir	SEP Porvenir	SEP Porvenir
Termoeléctricas	Tipo Combustible		Gas Natural	Gas Natural	Diesel	Gas Natural	Diesel	Gas Natural	Gas Natural	Diesel	Diesel	Diesel
	Consumo Específico		0,351	0,451	0,459	0,345	0,310	0,270	0,350	0,320	0,310	0,310
	Combustible Alternativo		No tiene	No tiene	No tiene	No tiene	No tiene	No tiene	No tiene	No tiene	No tiene	No tiene
	Consumo Específico Alternativo		No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
	Costo Variable No Combustible (US$/Hora)		17,668	12,210	19,711	17,668	20,035	23,295	14,095	14,579	2,743	2,743
	Estanque de Combustibles (9)	Dos Estanques: 80 y 8 M3	No tiene	No tiene	Uso diario ; 1	No tiene	Uso diario; 3	No aplica	No Aplica	Uso diario; 1	Uso diario; 1	Uso diario; 1
	Sistema de Tratamiento Combustibles (10)		No aplica	No aplica	Centrifugado	No aplica	Centrifugado	No tiene	No Aplica	Centrifugado	Centrifugado	Centrifugado
Otros (19)	Equipos de Control		Estándar, redundantes, local y remoto	Estándar, redundantes, local y remoto	Estándar, redundantes, local y remoto	Estándar, redundantes, local y remoto	Fabricante, Tab. Control local y remoto	Fabricante, Tab. control local y remoto	Estándar, redundantes, local y remoto	Estándar, redundantes, local y remoto	Estándar, redundantes, local y remoto	Estándar, redundantes, local y remoto
	Equipos de Medida		Multilin 489	ION 7700	Medidor Electromagnetico	Multilin 489	Satec PM-130E	Sist. de control	Satec PM-130E	Medidor Electromagnetico	Medidor Electromagnetico	Medidor Electromagnetico
	Protecciones		Estándar, redundantes, local y remoto	Estándar, redundantes, local y remoto	Estándar, redundantes, local y remoto	Estándar, redundantes, local y remoto	Multilin 489	Interruptor integrado	Interruptor Integrado	Estándar, redundantes, local y remoto	Estándar, redundantes, local y remoto	Estándar, redundantes, local y remoto
	Banco de Baterías		24 Volt	24 Volt	24 Volt	24 Volt	24 Volt	24 Volt	24 Volt	24 Volt	24 Volt	24 Volt
	Tipo de Fundación		Hormigón armado	Hormigón armado	No Aplica	Hormigón armado	Sobre rampla	hormigón armado	No Aplica	Hormigón armado	Hormigón armado	Hormigón armado
	Edificios o Galpones		Sala de máquina	Sala de máquina	Container	Sala de máquina	Container Movil	Sala de máquinas	Container	Sala de máquina	Sala de máquina	Sala de máquina
Parámetro eléctricos (20)	Reactancia Sincrona +		1,929	29,261	21,793	1,7	0,19	0,19	23,641	35,165	120	120
	Reactancia Sincrona -		1,929	29,261	21,793	1,7	0,2	0,2	23,641	35,165	120	120
	Reactancia Sincrona 0		0,0103	1,371	4,348	0,02	0,02	0,02	1,2267	1,648	12	12

13.3.6 Puerto Williams

Tabla 132: Características técnicas unidades generadoras central Puerto Williams

		CENTRAL PUNTA ARENAS	Unidad 34. Nº1 CAT. 3508B	Unidad 35. Nº2 CAT. C-32	Unidad 36. Nº3 CAT. C-18	Unidad 37. Nº6 CUMMINS NTA/855/G2	Unidad 38. CUMMINS (RESPALDO)	Unidad 39. CUMMINS (RESPALDO)	Unidad 40. DETROIT (RESPALDO)
Unidades Generadoras	Sistema	PUERTO WILLIAMS	PUERTO WILLIAMS	PUERTO WILLIAMS	PUERTO WILLIAMS	PUERTO WILLIAMS	PUERTO WILLIAMS	PUERTO WILLIAMS	PUERTO WILLIAMS
	Propietario	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.
	Giro (1)	IGTD	IGTD	IGTD	IGTD	IGTD	IGTD	IGTD	IGTD
	Región	REGIÓN DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGIÓN DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGIÓN DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGIÓN DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGIÓN DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGIÓN DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGIÓN DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGIÓN DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA
	Provincia	ANTÁRTICA CHILENA	ANTÁRTICA CHILENA	ANTÁRTICA CHILENA	ANTÁRTICA CHILENA	ANTÁRTICA CHILENA	ANTÁRTICA CHILENA	ANTÁRTICA CHILENA	ANTÁRTICA CHILENA
	Coordenadas (Latitud y longitud)	407.969 , 4.094.411	407.969 , 4.094.411	407.969 , 4.094.411	407.969 , 4.094.411	407.969 , 4.094.411	407.969 , 4.094.411	407.969 , 4.094.411	407.969 , 4.094.412
	Tipo unidad generadora (2)		Térmica Diesel	Térmica Diesel	Térmica Diesel	Térmica Diesel	Térmica Diesel	Térmica Diesel	Térmica Diesel
	Capacidad (MW)		0,59	0,8	0,508	0,252	0,25	0,25	0,25
	Potencia minima (MW)		0,06	0,08	0,05	0,03	0,03	0,03	
	Ano fabricación o construcción		2005	2012	2012	1987	1995	1995	
	Vida util		20	20	20	20	10	10	
	Tasa de indisponibilidad forzada		3,2%	3,2%	3,2%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%
	Dias Mantenimiento Anual		2	12	10	5	5	5	
	Tiempo de partida (minutos)		3	3	3	3	3	3	
	Tipo turbina(3)		Ciclo Diesel	Ciclo Diesel	Ciclo Diesel	Ciclo Diesel	Ciclo Diesel	Ciclo Diesel	
	Tipo generador(4)		SINCRONICO	SINCRONICO	SINCRONICO	SINCRONICO	SINCRÓNICO	SINCRÓNICO	
	Números de polos generadores		6	4	4	4	4	4	
	Velocidad (rpm)		1000	1500	1500	1500	1500	1500	
	Tipo Refrigeración (5)		AGUA DESTILADA MEZCLADA CON ANTICONGELANTE Y ANTICORROSIVO	AGUA DESTILADA MEZCLADA CON ANTICONGELANTE Y ANTICORROSIVO	AGUA DESTILADA MEZCLADA CON ANTICONGELANTE Y ANTICORROSIVO	AGUA DESTILADA MEZCLADA CON ANTICONGELANTE Y ANTICORROSIVO	AGUA DESTILADA MEZCLADA CON ANTICONGELANTE Y ANTICORROSIVO	AGUA DESTILADA MEZCLADA CON ANTICONGELANTE Y ANTICORROSIVO	AGUA DESTILADA MEZCLADA CON ANTICONGELANTE Y ANTICORROSIVO
	Tipo Lubricación (6)		Aceite	Aceite	Aceite	Aceite	Aceite	Aceite	
	Tensión en Bornes		400	400	400	400	400	400	
	Transformador elevador de tensión (7)		0,4/13,2 kV	0,4/13,2 kV	0,4/13,2 kV	0,4/13,2 kV	0,4/13,2 kV	0,4/13,2 kV	
	Línea Hasta Subestación de Inyección (8)		No tiene	No tiene	No Tiene	No Tiene	No Tiene	No Tiene	
	Subestación en que Inyecta	PATIO MT CPW	PATIO MT CPW	PATIO MT CPW	PATIO MT CPW	PATIO MT CPW	PATIO MT CPW	PATIO MT CPW	
Termoeléctricas	Tipo Combustible		DIESEL	DIESEL	DIESEL	DIESEL	DIESEL	DIESEL	
	Consumo Específico		0,270	0,260	0,250	0,310	0,310	0,310	
	Combustible Alternativo		NO	NO	NO	NO	NO	NO	
	Consumo Específico Alternativo		NO	NO	NO	NO	NO	NO	
	Costo Variable No Combustible (US$/Hora)		11,933	11,168	6,502	3,428	3,428	3,428	3,428
	Estanque de Combustibles (9)	Dos Estanques: 60 y 20 M3	3	1,5	2	Estanque para los tres motores Cummins de 1 m3			
	Sistema de Tratamiento Combustibles (10)		CENTRIFUGADO	CENTRIFUGADO	CENTRIFUGADO	CENTRIFUGADO	CENTRIFUGADO	CENTRIFUGADO	
Otros (19)	Equipos de Control		SISTEMA CONTROL DE UNIDAD DEL FABRICANTE Y TAB. REMOTO	SISTEMA CONTROL DE UNIDAD DEL FABRICANTE Y TAB. REMOTO	SISTEMA CONTROL DE UNIDAD DEL FABRICANTE Y TAB. REMOTO	SISTEMA CONTROL DE UNIDAD DEL FABRICANTE Y TAB. REMOTO	SISTEMA CONTROL DE UNIDAD DEL FABRICANTE Y TAB. REMOTO	SISTEMA CONTROL DE UNIDAD DEL FABRICANTE Y TAB. REMOTO	
	Equipos de Medida		ION 7350	ION 7350	ION 7350	SATEC	SATEC	SATEC	
	Protecciones		INTERRUPTOR	INTERRUPTOR	INTERRUPTOR	INTERRUPTOR	INTERRUPTOR	INTERRUPTOR	
	Banco de Baterías		24 Volt	24 Volt	24 Volt	24 Volt	24 Volt	24 Volt	
	Tipo de Fundación		HORMIGON	HORMIGON	HORMIGON	HORMIGON	HORMIGON	HORMIGON	
	Edificios o Galpones		SALA DE MAQ.	SALA DE MAQ	SALA DE MAQ.	CONTENEDOR	CONTENEDOR	CONTENEDOR	
Parámetro eléctricos (20)	Reactancia Síncrona +		40,56	45,98	42,12	34,04	29,41	29,41	
	Reactancia Síncrona -		41,56	45,75	42,04	33,71	29,06	29,06	
	Reactancia Síncrona 0		8,44	10,8	8,19	31,21	18,17	18,17	

14 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.

PROPIETARIO	$	REPERTORIO /ESCRITURA N°	FECHA	LONGITUD (M) (x 20m ancho)	OBSERVACIÓN
JOSE GALLEGOS VASQUEZ	$ 5.778.951	212	NOV./1996	200	
GREGORIO PITTET,ALBERTO PITTET, MARITZA PITTET	$ 577.895	32	OCT./1996	70	
CONSTRUCTORA SALFA	$ 242.716	281	DIC./1996	0	
AURORA LOPIZICH SALINAS	$ 346.737	145	JUN./1996	126	
INMOBILIARIA SANTA JULIA	$ 1.849.264	43	NOV./1996	50	
TELEX CHILE S.A.	$ 1.132.674	69	NOV./1996	200	
JULIETA HERMOSILLA TORRES	$ 2.311.580	251	OCT./1996	200	
JORGE INSUA Y CIA. LTDA.	$ 260.053	41	NOV./1996	200	
CARMEN PAVLOV ANTICEVIC	$ 300.505	130	JUL./1996	109	
VICTOR FERNANDEZ MAYNARD	$ 693.474	229	ENE./1997	100	
MANUEL GALLARDO ESPAÑA	$ 346.737	101	AGO./1996	200	
JOSE MANSILLA OJEDA	$ 288.948		jun-96	200	
HIGESA	$ 312.063		ago-96	100	
SERVIU REGION DE MAGALLANES		255	DIC./1996		Servidumbre gratuita
MINISTERIO ECONOMIA, FOMENTO Y RECONSTRUCCION		257	OCT./1996		Bienes nacionales de uso público
			Total	1,755	

15 ANEXO: COTIZACIONES Y COMPROBANTES EDELMAG

El respaldo de las cotizaciones se encuentra en el anexo digital 01 Anexo datos técnicos y metodología de valorización.

16 ANEXO: COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN AL AÑO BASE

16.1 Costos unitarios de combustible

La Empresa informó los costos unitarios informados de combustibles para el año 2016. La Tabla 133 presenta los costos unitarios de gas natural en las centrales de los sistemas de Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir. La Tabla 134 muestra los costos unitarios informados de combustible diésel en los sistemas de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams. Para ambos combustibles se consideró para efectos de los costos variables del año base el promedio de ponderado (por días) de los últimos 3 y 6 meses para el gas natural y el diésel, respectivamente.

Tabla 133: Precios unitarios informados de gas natural en sistemas de Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir (valores no consideran IVA)

Año	Mes	Consumo sobre 25.000 m3/mes $/m3	Consumo hasta 25.000 m3/mes $/m3
2016	Enero	84,60	55,23
	Febrero	84,65	55,28
	Marzo	85,08	55,57
	Abril	85,33	55,74
	Mayo	85,50	55,78
	Junio	85,76	55,96
	Julio	85,88	56,01
	Agosto	86,18	56,17
	Septiembre	86,38	56,31
	Octubre	86,43	56,34
	Noviembre	86,63	56,46
	Diciembre	86,80	56,59
Promedio últimos 3 meses		86,62	56,46

Tabla 134: Precios unitarios informados de combustible diésel en sistemas de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams (valores no consideran IVA ni impuesto específico, excepto este último en Puerto Williams)

Año	Mes	Precio Diesel $/Lt			
		Punta Arenas	Puerto Natales	Porvenir	Puerto Williams
2016	Enero	240	259	274	334
	Febrero	246	265	280	313
	Marzo	263	283	297	326
	Abril	268	287	300	324
	Mayo	308	326	339	338
	Junio	312	328	341	364
	Julio	281	297	315	358
	Agosto	288	304	322	345
	Septiembre	293	309	328	359
	Octubre	322	338	356	375
	Noviembre	303	319	337	369
	Diciembre	343	359	375	389
Promedio últimos 6 meses		305	321	339	366

16.2 Consumos específicos de las unidades generadoras

El consumo específico de las unidades generadoras es 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, en su resolución horaria, 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.

16.2.1 Punta Arenas

La información de los consumos específicos se encuentra en el Anexo digital "Consumos Específicos Edelmag".

A continuación se muestran los consumos específicos promedios mensuales y promedio anual del año 2016, resultantes de la operación real del sistema de Punta Arenas.

Tabla 135: Consumos específicos promedios de 2016 de unidades a gas, Punta Arenas

Año	Mes	Unidades a Gas Tres Puentes						Unidades a Gas Punta Arenas
		TG HITACHI	TG SOLAR MARS	TG SOLAR TITÁN 15	TG SOLAR TITÁN 15	MG CAT	TG GE-1O	TG GE No 5
		m3/kWh	m3/kWh	m3/kWh	m3/kWh	m3/kWh	m3/kWh	m3/kWh
2016	1	0,46	0,42	0,34	0,30	0,27	0,44	0,84
	2	0,40	0,41	0,30	0,30	0,26	0,44	0,95
	3	0,42	0,41	0,29	0,29	0,29		0,98
	4	0,43	0,41	0,29	0,29	0,27	0,47	0,89
	5	0,40	0,39	0,30	0,29		0,47	
	6	0,40	0,37	0,29		0,28		1,03
	7	0,40	0,41	0,31	0,31	0,27	0,49	
	8	0,40	0,42	0,30	0,30	0,27	0,50	1,03
	9	0,41	0,41	0,31	0,30	0,29		0,74
	10	0,46	0,42	0,29	0,29	0,29		
	11	0,43	0,43	0,30	0,30	0,29		
	12	0,50	0,42	0,30	0,30	0,29		1,09
Promedio 2016		**0,41**	**0,41**	**0,30**	**0,30**	**0,27**	**0,47**	**0,91**

Tabla 136: Consumos específicos promedios de 2016 de unidades diesel, Punta Arenas

Año	Mes	Unidades Diesel Tres Puentes
		MD CAT No 2 y 3
		Lts/kWh
2016	1	0,24
	2	0,24
	3	0,24
	4	0,24
	5	0,24
	6	
	7	
	8	0,24
	9	
	10	0,24
	11	
	12	0,24
Promedio 2016		**0,24**

16.2.2 Puerto Natales

La información de los consumos específicos de las unidades generadores de Puerto Natales se encuentran en el Anexo digital "Consumos específicos Edelmag".

A continuación se muestran los consumos específicos promedios mensuales y promedio anual del año 2016, resultantes de la operación real del sistema de Puerto Natales.

Tabla 137: Consumos específicos promedios de 2016 de unidades a gas, Puerto Natales

Año	Mes	Unidades a Gas Puerto Natales					
		MG WAUKESHA No 3	MG WAUKESHA No 8	MG JENBACHER No 9	MG JENBACHER No 11	TG SOLAR No 4	TG SOLAR No 5
		m3/kWh	m3/kWh	m3/kWh	m3/kWh	m3/kWh	m3/kWh
2016	1	0,37	0,37	0,31	0,27	0,60	0,53
	2	0,38	0,38	0,32	0,27	0,62	0,55
	3	0,38	0,38	0,34	0,27	0,58	0,51
	4	0,38	0,38	0,33	0,27	0,56	0,49
	5	0,38	0,38	0,33	0,27	0,57	0,49
	6	0,38	0,37	0,33	0,27	0,56	0,50
	7	0,38	0,37	0,33	0,28	0,54	0,50
	8	0,39	0,37	0,33	0,28	0,54	0,50
	9	0,38	0,38	0,27	0,29	0,59	0,57
	10	0,38	0,37	0,28	0,30	0,58	0,55
	11	0,38	0,37	0,31	0,29	0,55	0,52
	12	0,38	0,37	0,34	0,30	0,55	0,52
Promedio 2016		**0,38**	**0,37**	**0,31**	**0,28**	**0,57**	**0,52**

Tabla 138: Consumos específicos promedios de 2016 de unidades diesel, Puerto Natales

Año	Mes	Unidades Diesel Puerto Natales		
		MD CATERPILLAR No 6	CAT3516 B N°12	MD PALMERO No 10
		Lts/kWh	Lts/kWh	Lts/kWh
2016	1	0,32	0,33	
	2	0,34	0,34	
	3	0,34	0,33	
	4	0,34	0,33	0,31
	5	0,33	0,33	0,31
	6	0,33	0,33	0,31
	7	0,33	0,33	0,31
	8	0,34	0,33	0,31
	9	0,33	0,34	0,31
	10	0,35	0,33	
	11	0,34	0,33	
	12	0,33	0,34	0,31
Promedio 2016		**0,33**	**0,33**	**0,31**

16.2.3 Porvenir

La información de los consumos específicos de las unidades generadores de Porvenir se encuentran en el Anexo digital "Consumos específicos Edelmag".

A continuación se muestran los consumos específicos promedios mensuales y promedio anual del año 2016, resultantes de la operación real del sistema de Porvenir.

Tabla 139: Consumos específicos promedios de 2016 de unidades a gas, Porvenir

Año	Mes	Unidades a Gas Porvenir				
		MG WAUKESHA No 4	MG WAUKESHA No 7	MG WAUKESHA No 6	MG CATERPILLAR No 9	MG JENBACHER No 10
		m3/kWh	m3/kWh	m3/kWh	m3/kWh	m3/kWh
2016	1	0,52	0,39	0,39	0,34	0,32
	2	0,52	0,39	0,39	0,33	0,33
	3	0,52	0,39	0,39	0,33	0,32
	4	0,52	0,39	0,39	0,32	0,28
	5	0,51	0,39	0,39	0,33	0,29
	6	0,51	0,39	0,39	0,33	0,29
	7	0,52	0,39	0,39	0,33	0,29
	8	0,51	0,39	0,39	0,33	0,29
	9	0,52	0,38	0,38	0,33	0,28
	10	0,51	0,38	0,38		0,28
	11	0,51	0,38	0,38		0,29
	12	0,51	0,38	0,38		0,29
Promedio 2016		**0,52**	**0,39**	**0,38**	**0,33**	**0,29**

Tabla 140: Consumos específicos promedios de 2016 de unidades diesel, Porvenir

Año	Mes	Unidades Diesel Tres Porvenir		
		MD CATERPILLAR No 1	MD CATERPILLAR No 5	MD PALMERO No 8
		Lts/kWh	Lts/kWh	Lts/kWh
2016	1	0,32		0,31
	2	0,32		0,31
	3	0,32	0,31	0,31
	4	0,32	0,31	0,31
	5		0,31	0,31
	6		0,31	0,31
	7	0,32	0,31	0,31
	8		0,31	0,31
	9	0,32	0,31	0,31
	10		0,31	0,31
	11	0,32	0,31	0,31
	12	0,32	0,31	0,31
Promedio 2016		**0,32**	**0,31**	**0,31**

16.2.4 Puerto Williams

De acuerdo a la generación horaria y los consumos de combustible horarios, los motores diesel de Puerto Williams no presentan curvas sino consumos específicos constantes. A continuación se muestran los consumos específicos promedios mensuales y promedio anual del año 2016, resultantes de la operación real del sistema de Puerto Williams.

Tabla 141: Consumos específicos promedios de 2016, Puerto Williams

Año	Mes	Unidades Diesel Puerto Williams			
		MD CATERPILLAR 3508B	MD CATERPILLAR C-32	MD CATERPILLAR C-18	MD CUMMINS No 6
		Lts/kWh	Lts/kWh	Lts/kWh	Lts/kWh
2016	1	0,27	0,30	0,26	0,28
	2	0,27	0,30	0,26	0,28
	3	0,27	0,30	0,26	0,28
	4	0,27	0,30		0,28
	5	0,27	0,30	0,26	0,28
	6	0,27		0,26	0,28
	7	0,27		0,26	0,28
	8	0,27			0,28
	9	0,27		0,26	0,28
	10	0,27		0,26	0,28
	11	0,27		0,26	0,28
	12	0,27		0,26	0,28
Promedio 2016		**0,27**	**0,30**	**0,26**	**0,28**

16.3 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 del año 2016 serán determinados considerando los costos de mantenimiento por hora de funcionamiento de cada unidad, expresado en US$/hora, y variabilizados por unidad de energía de acuerdo a la energía promedio generada por hora de funcionamiento efectivo de cada unidad durante el 2016 (operación real), determinándose así los costos variables no combustibles expresados en US$/MWh. Este procedimiento es equivalente a contar las horas de funcionamiento efectivo de cada unida durante el 2016 y valorizar con los costos de mantenimiento por hora de funcionamiento.

En las siguientes tablas se muestran los costos variables combustibles y no combustibles de las unidades generadoras de cada sistema.

Tabla 142: Costos variables en año base, Central Tres Puentes

Unidad	Potencia	Combustible	Consumo específico		Costo Variable Combustible	Costo de Mantenimiento	Generación media por hora	Costo Variable No Combustible
	kW		Unidad	Valor	US$/MWh	US$/hr	MW/hr	US$/MWh
TG HITACHI	24.000	Gas Natural	m3/kWh	0,41	53,16	82,83	14,60	5,67
TG SOLAR MARS	10.000	Gas Natural	m3/kWh	0,41	52,89	105,68	5,56	19,00
TG SOLAR TITÁN 15	15.000	Gas Natural	m3/kWh	0,30	39,24	152,72	10,82	14,11
TG SOLAR TITÁN 15	15.000	Gas Natural	m3/kWh	0,30	38,37	131,87	11,25	11,72
MG CAT	2.720	Gas Natural	m3/kWh	0,27	35,24	54,05	1,90	28,48
TG GE-1O	10.700	Gas Natural	m3/kWh	0,47	61,61	115,34	5,72	20,16
MD CAT No 2-3	1.460	Diésel	lts/kWh	0,24	109,68	29,61	0,44	67,38
TG GE No 2 (Respaldo)	6.700	Gas Natural	m3/kWh	0,91	118,62	72,22	2,30	31,44

Tabla 143: Costos variables en año base, Central Punta Arenas

Unidad	Potencia	Combustible	Consumo Específico		Costo Variable Combustible	Costo de Mantenimiento	Generación media por hora	Costo Variable No Combustible
	kW		Unidad	Valor	US$/MWh	US$/hr	MWh/hr	US$/MWh
MD SULZER No 1	1.400	Diésel	lt/kWh	0,31	**280,62**	24,37	1,67	**14,6**
MD SULZER No 2	1.400	Diésel	lt/kWh	0,31	**280,62**	24,37	1,67	**14,6**
MD SULZER No 3	1.400	Diésel	lt/kWh	0,31	**280,62**	24,37	1,67	**14,6**
TG GE No 1 (Respaldo)	6.500	Gas Natural	m3/kWh	0,83	**125,65**	51,60	2,23	**23,1**
TG GE No 2 (Respaldo)	6.700	Gas Natural	m3/kWh	0,85	**129,52**	53,19	2,51	**21,2**

Tabla 144: Costos variables en año base, Central Puerto Natales

Unidad	Potencia	Combustible	Consumo específico		Costo Variable Combustible	Costo de Mantenimiento	Generación media por hora	Costo Variable No Combustible
	kW		Unidad	Valor	US$/MWh	US$/hr	MW/hr	US$/MWh
UNIDAD WAUKESHA N° 3	1.180	Gas Natural	m3/kWh	0,38	49,44	17,67	0,72	24,39
UNIDAD WAUKESHA N° 8	1.180	Gas Natural	m3/kWh	0,37	48,51	17,67	0,84	21,09
JENBACHER Nº 9	1.420	Gas Natural	m3/kWh	0,31	40,74	23,29	0,83	28,14
JENBACHER Nº 11	1.420	Gas Natural	m3/kWh	0,28	36,28	23,29	1,09	21,41
UNIDAD SOLAR N° 4	800	Gas Natural	m3/kWh	0,57	74,55	11,02	0,42	26,47
UNIDAD SOLAR N° 5	800	Gas Natural	m3/kWh	0,52	67,32	11,02	0,41	26,76
CATERPILLAR N°6	1.500	Diésel	lts/kWh	0,33	43,20	30,74	0,39	79,80
CAT3516 B N°12	1.400	Diésel	lts/kWh	0,33	160,43	30,74	0,44	69,17
PALMERO Nº 10	1.360	Diésel	lts/kWh	0,38	149,13	20,04	0,18	112,19

Tabla 145: Costos variables en año base, Central Porvenir

Unidad	Potencia	Combustible	Consumo específico		Costo Variable Combustible	Costo de Mantenimiento	Generación media por hora	Costo Variable No Combustible
	kW		Unidad	Valor	US$/MWh	US$/hr	MW/hr	US$/MWh
MG WAUKESHA No 4	875	Gas Natural	m3/kWh	0,52	67,00	12,21	0,31	38,98
MG WAUKESHA No 7	1.180	Gas Natural	m3/kWh	0,39	50,13	17,67	0,70	25,35
MG WAUKESHA No 6	1.180	Gas Natural	m3/kWh	0,38	49,96	17,67	0,71	24,78
MG CATERPILLAR No 9	900	Gas Natural	m3/kWh	0,33	43,10	14,10	0,36	39,00
MG JENBACHER No 10	1.420	Gas Natural	m3/kWh	0,29	38,24	23,29	0,97	24,12
MD CATERPILLAR No 1	720	Diésel	lts/kWh	0,32	162,48	14,58	0,18	80,44
MD CATERPILLAR No 5	920	Diésel	lts/kWh	0,31	157,40	19,71	0,36	55,43
MD PALMERO No 8	1.360	Diésel	lts/kWh	0,31	157,40	20,04	0,33	60,82

Tabla 146: Costos variables en año base, Central Puerto Williams

Unidad	Potencia	Combustible	Consumo específico		Costo Variable Combustible	Costo de Mantenimiento	Generación media por hora	Costo Variable No Combustible
	kW		Unidad	Valor	US$/MWh	US$/hr	MW/hr	US$/MWh
MD CATERPILLAR 3508B	590	Diesel	lts/kWh	0,27	148,12	11,93	0,31	38,18
MD CATERPILLAR c-32	800	Diesel	lts/kWh	0,30	164,58	11,17	0,47	23,63
MD CATERPILLAR C-18	508	Diesel	lts/kWh	0,26	142,63	6,50	0,28	23,24
MD DETROIT	252	Diesel	lts/kWh	0,28	153,60	3,43	0,08	42,07

En la siguiente tabla se muestran los costos de mantenimiento por hora de funcionamiento calculados para cada una de las unidades generadoras. Estos costos se han determinado para distintos niveles de carga que representan distintas operaciones: base, semi-base y punta. En el cálculo de los costos variables no combustibles se ha considerado el tipo de operación más representativo de cada unidad, según lo informado por la Empresa, y verificado por Systep en los programas de operación diarios.

Tabla 147: Costos de mantenimiento por hora de funcionamiento

Sistema	Central	Unidad	Potencia (kW)	Costo de mantenimiento US$/hr		
				Base	Semibase	Punta
Punta Arenas	Punta Arenas	MD SULZER No 1	1.400	30	30	30
		MD SULZER No 2	1.400	30	30	30
		MD SULZER No 3	1.400	30	30	30
		TG GE No 2 (Respaldo)	6.700	72.220	161.103	282.989
	Tres Puentes	TG Hitachi	24.000	75.977	82.829	95.011
		TG Solar Titan	15.000	131.867	152.717	191.164
		TG Solar Mars	10.000	98.349	105.679	119.227
		MG Caterpillar	2.720	39.614	40.852	54.055
		MD CAT No 2	1.460	46.795	29.247	17.548
		MD CAT No 3	1.460	46.795	29.247	17.548
		TG Solar Titan	15.000	131.867	152.717	191.164
		TG GE -10	10.700	115.337	257.284	451.937
Puerto Natales	Puerto Natales	MG Waukesha No 3	1.180	17.744	18.294	19.271
		TG Saturn N°4	800	10.834	11.023	11.359
		TG Saturn N°5	800	10.834	11.023	11.359
		MD Caterpillar No 6	1.500	48.077	30.048	18.029
		MG Waukesha No 8	1.180	17.744	18.294	19.271
		MD F.Morse No 2	300	5.805	3.628	2.177
		MG Jenbacher No 9	1.420	23.295	23.951	25.117
		MD Palmero No 10	1.360	26.223	16.389	9.834
		MG Jenbacher No 11	1.420	23.295	23.951	25.117
		MD F.Morse No 1	150	2.903	1.814	1.089
		MD CAT 3516B	1.400	44.872	28.045	16.827
Porvenir	Porvenir	MG Waukesha No 6	1.180	17.744	18.294	19.271
		MG Waukesha No 4	875	11.072	11.482	12.210
		MD Caterpillar No 5	920	30.001	18.751	11.250
		MD Waukesha No 7	1.180	17.744	18.294	19.271
		MD Palmero No 8	1.360	26.223	16.389	9.834
		MG Jenbacher No 10	1.420	23.295	23.951	25.117
		MG Caterpillar No 9	900	13.671	14.095	14.849
		MD Caterpillar No 1 (Respaldo)	720	18.872	11.795	7.077
		MD Deutz D2 (Respaldo)	200	4.953	3.096	1.858
		MD Deutz D3 (Respaldo)	200	4.953	3.096	1.858
Puerto Williams	Puerto Williams	MD Caterpillar 3508B	590	15.464	9.665	5.799
		MD Caterpillar C-32	800	11.378	11.594	11.977
		MD Caterpillar C-18	508	9.145	9.313	9.612
		MD Motor Petbow	252	9.217	5.761	3.456
		MD CUMMINS No 4 (RESPALDO)	250	9.144	5.715	3.429
		MD CUMMINS No 5 (RESPALDO)	250	9.144	5.715	3.429
		MD DETROIT (RESPALDO)	250	9.144	5.715	3.429

16.4 Costos variables de operación y falla

Se determinaron los costos variables de operación de las unidades de Edelmag en el año 2016 en base al despacho real y simulado, respectivamente.

Edelmag entregó a Systep el despacho horario real de cada unidad generadora para el año 2016, de los sistemas de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams. Adicionalmente, para realizar el despacho óptimo simulado, se necesitarán los consumos de combustible horarios de cada unidad generadora; y los costos variables no combustibles utilizados para la programación.

A partir de los datos reales de generación y consumos de combustibles horarios del año 2016, se determinan las curvas de consumo específico de las unidades generadoras mediante ajuste de curvas exponenciales en el caso de turbinas, y mediante regresiones lineales en el coso de motores. Por medio de estas curvas de consumo específico se calcularán los costos variables de combustible del año base, tanto para el despacho real como para el despacho simulado.

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

Tabla 148: Costos variables de operación reales 2016 vs simulados, Punta Arenas

Costo Variable	Operación real 2016 US$	Operación simulada 2016 US$	Variación
Combustible	10.907.533	10.387.108	-4,8%
No Combustible	3.102.441	2.676.682	-13,7%
Total	**14.009.974**	**13.063.790**	**-6,8%**

Tabla 149: Costos variables de operación reales 2016 vs simulados, Puerto Natales

Costo Variable	Operación real 2016 US$	Operación simulada 2016 US$	Variación
Combustible	1.864.432	1.568.093	-16%
No Combustible	953.758	744.197	-22%
Total	**2.818.190**	**2.312.291**	**-18%**

Tabla 150: Costos variables de operación reales 2016 vs simulados, Porvenir

Costo Variable	Operación real 2016 US$	Operación simulada 2016 US$	Variación
Combustible	1.458.066	1.094.185	-25%
No Combustible	754.056	535.295	-29%
Total	**2.212.122**	**1.629.480**	**-26%**

Tabla 151: Costos variables de operación real 2016, Puerto Williams

Costo Variable	Operación real 2016 US$	Operación simulada 2016 US$	Variación
Combustible	692.092	709.644	3%
No Combustible	140.442	127.025	-10%
Total	**832.534**	**836.669**	**0,5%**

17 ANEXO: INFRAESTRUCTURAS Y TERRENOS

17.1 Valorización de infraestructura y terrenos

17.1.1 Introducción

El objetivo de esta sección es identificar y caracterizar en forma detallada la infraestructura asociada a las instalaciones de generación y transmisión, tales como edificios de oficinas, mobiliarios y equipos, talleres, galpones, bodegas, casas de alojamiento para funcionarios, vehículos para el transporte de personal y/o equipos, sistemas informáticos, sistemas de control y sistemas de comunicación, entre otros, indicando además por cada uno de ellos los costos de inversión asociados.

Es importante recordar que la Empresa de SS.MM. debe prestar las funciones integradas de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, por lo tanto se identifica la fracción que no corresponde a los segmentos de generación y transmisión, de manera que no sea incluida en los costos que determinan la tarifa de SS.MM. Se describirán los criterios de asignación informados por Edelmag y propuestos por el Consultor para cada ítem.

17.1.2 Edificios y Terrenos

17.1.2.1 Metodología de análisis

La valorización de los edificios y terrenos de Edelmag está informada de acuerdo con los resultados del Informe de Valorización de Propiedades de Edelmag S.A., preparado por el consultor independiente, Ingeniero Constructor José Miguel Horcos G., el cual detalla la valorización comercial de las edificaciones y terrenos de propiedad de Edelmag al año 2016 (ver Archivo "1 Informe Tasador Edif. y Terrenos.pdf"). Con el objetivo de asignar los edificios y terrenos existentes, se clasifican en cinco categorías. En la Tabla 152 se muestran las cinco categorías en las cuales fueron clasificados los edificios y terrenos y el criterio de asignación propuesto por el Consultor.

Tabla 152: Clasificación de los edificios y terrenos y criterios de asignación propuestos por el Consultor

Infraestructura	Descripción	Criterio de asignación
Oficinas y servicios	Espacios destinados a oficinas donde se desarrollan las actividades de administración, planificación e ingeniería, incluyendo los espacios tales como salas de capacitación, pasillos, cocina, servicios generales, etc.	Proporcional al número de empleados que trabajan en cada uno de los segmentos.
Sala de generación	Incluye sala de comandos, sala de máquinas, calderas, sala de bombas y demás edificios relacionados a la actividad de generación.	Asignadas directamente al segmento de generación.
Talleres y bodegas	Incluye los espacios edificados para fines reparación, almacenaje de repuestos y herramientas, como también edificaciones dedicadas para el cuidado y protección de los vehículos.	Según su uso. Cuando el uso es compartido entre segmentos se asignará de manera proporcional al número de empleados técnicos que trabajan en cada uno de ellos
Casas	Edificaciones que sirven de residencia para el personal de la Empresa.	Según asignación del empleado que habita en la casa.
Terrenos	Corresponden a los terrenos sobre los cuales se han edificado las oficinas, sala de generadores, talleres, bodegas, accesos, caminos y espacios libres.	Ver nota explicativa a continuación

Para los terrenos se distinguen tres tipos de terrenos:

- Para los terrenos que albergan las centrales de generación, se asignan en un 100% a SS.MM.
- Para los terrenos que comparten edificaciones dedicadas a generación y oficinas de administración y atención a clientes, se usa una asignación proporcional a la superficie de los edificios construidos en el terreno, calculada como la suma de los metros cuadrados de edificación ponderados por su asignación a segmentos sobre el total de metros cuadrados.
- Para los terrenos donde se encuentran las casas de los empleados, se asigna según la asignación del empleado.

17.1.2.2 Análisis y presentación de resultados

En la Tabla 153 y Tabla 154 se expone el listado de edificios y terrenos existentes, con la valorización, en millones de pesos, entregados por Edelmag y su clasificación en tipo de infraestructura, la asignación entregada por la Empresa y la asignación propuesta por el Consultor.

Tabla 153: Valorización, clasificación y asignación de terrenos y edificios, Punta Arenas

	Edificio	Dirección	Tipo	Valor Total (MM$)	Asignación Empresa (%)		Asignación Consultor (%)	
					SS.MM.	OTROS	SS.MM.	OTROS
Punta Arenas	Edificio Administración y Servicios - Bodega General -	Croacia 444 y 458	OFICINAS Y SERVICIOS	479,27	50%	50%	62%	38%
	Edificio Administración	Croacia 444 y 458	OFICINAS Y SERVICIOS	453,53	50%	50%	62%	38%
	Sala de Capacitación y Ampli	Croacia 444 y 458	OFICINAS Y SERVICIOS	137,93	50%	50%	62%	38%
	Sala de calderas	Croacia 444 y 458	SALAS DE GENERACION	18,21	50%	50%	62%	38%
	Oficina y baños	Croacia 444 y 458	OFICINAS Y SERVICIOS	25,64	50%	50%	62%	38%
	Taller Nº 1	Croacia 444 y 458	TALLERES Y BODEGAS	75,69	20%	80%	80%	20%
	Taller Nº 2	Croacia 444 y 458	TALLERES Y BODEGAS	25,50	20%	80%	80%	20%
	Edificio "Sulzer"	Croacia 444 y 458	SALAS DE GENERACION	101,70	100%	0%	100%	0%
	Patio Línea 66Kv	Croacia 444 y 458	SALAS DE GENERACION	124,88	100%	0%	100%	0%
	Casa habitacion	Av. El Bosque 0319	CASAS	185,74	50%	50%	78%	22%
	Bodega Multiuso	Barrio Industrial	TALLERES Y BODEGAS	138,88	50%	50%	91%	9%
	Oficina supervisores	Barrio Industrial	OFICINAS Y SERVICIOS	215,66	100%	0%	100%	0%
	Sala de comandos	Barrio Industrial	SALAS DE GENERACION	64,65	100%	0%	100%	0%
	Talleres de Mantencion	Barrio Industrial	TALLERES Y BODEGAS	197,81	100%	0%	100%	0%
	Sala de maquina caterpillar	Barrio Industrial	SALAS DE GENERACION	123,54	100%	0%	100%	0%
	Taller de mantencion Nº 2	Barrio Industrial	TALLERES Y BODEGAS	88,27	100%	0%	100%	0%
	Caseta Vigilancia	Barrio Industrial	CASAS	27,44	100%	0%	100%	0%
	Caseta de Bombas	Barrio Industrial	SALAS DE GENERACION	4,16	100%	0%	100%	0%
	Oficina Central	Croacia 444 y 458	Terrenos	1.914,19	54%	46%	67%	33%
	Casa Gerente	Av. El Bosque 0319	Terrenos	72,57	50%	50%	78%	22%
	Central 3 Puentes	Barrio Industrial sitio 32	Terrenos	563,84	100%	0%	100%	0%
	Central 3 Puentes	Sitio 32 c Barrio Industrial	Terrenos	136,57	100%	0%	100%	0%
	Central 3 Puentes	Sitio 30 Barrio Industrial	Terrenos	118,28	100%	0%	100%	0%
	Central 3 Puentes	Lote 23 Barrio Industrial	Terrenos	115,18	100%	0%	100%	0%
	Central 3 Puentes	Lote 24 Barrio Industrial	Terrenos	78,93	100%	0%	100%	0%
	Central 3 Puentes	Lote 25 Barrio Industrial	Terrenos	76,96	100%	0%	100%	0%
			Total Punta Arenas	**5.565,01**				

Tabla 154: Valorización, clasificación y asignación de terrenos y edificios, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams

	Edificio	Dirección	Tipo	Valor Total (MM$)	Asignación Empresa (%)		Asignación Consultor (%)	
					SS.MM.	OTROS	SS.MM.	OTROS
Puerto Natales	Oficinas administrativas	Av. España 1797	OFICINAS Y SERVICIOS	31,87	50%	50%	65%	35%
	Talleres	Av. España 1797	TALLERES Y BODEGAS	136,14	50%	50%	78%	22%
	Edificación anexa	Av. España 1797	OFICINAS Y SERVICIOS	5,09	100%	0%	78%	22%
	Casa trabajadores 1	Av. España 1797	CASAS	10,50	100%	0%	100%	0%
	Casa trabajadores 2	Av. España 1797	CASAS	11,69	100%	0%	100%	0%
	Casa trabajadores 2	Av. España 1797	CASAS	13,81	100%	0%	100%	0%
	Central Diesel y sala de coma	Av. España 1797	SALAS DE GENERACION	192,23	100%	0%	100%	0%
	Bodega de Repuestos	Av. España 1797	TALLERES Y BODEGAS	25,28	100%	0%	100%	0%
	Bodegas Menores	Av. España 1797	TALLERES Y BODEGAS	28,39	50%	50%	78%	22%
	Bodegas de Residuos	Av. España 1797	TALLERES Y BODEGAS	3,44	100%	0%	100%	0%
	Garita de vigilancia	Av. España 1797	OFICINAS Y SERVICIOS	2,10	100%	0%	100%	0%
	Central	Av. España 1797	Terrenos	1.424,11	90%	10%	87%	13%
			Total Puerto Natales	**1.884,67**				
Porvenir	Sala de capacitación	Chiloe Nº 139	OFICINAS Y SERVICIOS	57,79	50%	50%	75%	25%
	Casa trabajadores 1	Chiloe Nº 173	CASAS	23,58	100%	0%	100%	0%
	Casa trabajadores 2	Chiloe Nº 197	CASAS	22,54	100%	0%	100%	0%
	Garaje	Chiloe Nº 197	TALLERES Y BODEGAS	1,59	100%	0%	100%	0%
	Habitación	Oscar Viel Nº 218	CASAS	15,67	50%	50%	50%	50%
	Oficinas administrativas	J. Williams 0285	OFICINAS Y SERVICIOS	65,09	50%	50%	75%	25%
	Sala de Bombas	J. Williams 0285	SALAS DE GENERACION	1,39	100%	0%	100%	0%
	Sala de Maquinas	J. Williams 0285	SALAS DE GENERACION	148,48	100%	0%	100%	0%
	Talleres	J. Williams 0285	TALLERES Y BODEGAS	64,07	100%	0%	86%	14%
	Bodega de Residuos	J. Williams 0285	TALLERES Y BODEGAS	3,86	100%	0%	100%	0%
	Garita	J. Williams 0285	SALAS DE GENERACION	2,00	100%	0%	100%	0%
	Casa habitacion	Chiloe Nº 145	Terrenos	99,27	69%	31%	84%	16%
	Central	J. Williams 0285	Terrenos	321,70	89%	11%	92%	8%
			Total Porvenir	**827,03**				
Puerto Williams	Oficinas	Av. Presidente Ibañez 130	OFICINAS Y SERVICIOS	41,80	50%	50%	75%	25%
	Habitación	Anbalij 124-136	CASAS	35,77	100%	0%	100%	0%
	Galpon Caterpillar y Sala Con	Barrio Industrial Lt B 5 B 6 B 7	SALAS DE GENERACION	288,75	100%	0%	100%	0%
	Taller de Mantencion	Barrio Industrial Lt B 5 B 6 B 7	TALLERES Y BODEGAS	45,07	100%	0%	100%	0%
	Bodega de residuos	Barrio Industrial Lt B 5 B 6 B 7	TALLERES Y BODEGAS	3,86	100%	0%	100%	0%
	Oficina	Av. Presidente Ibañez 130	Terrenos	7,72	50%	50%	75%	25%
	Casa Habitacion	Anbalij 124-136	Terrenos	15,46	100%	0%	100%	0%
	Central	Barrio Industrial Lt B 5 B 6 B 7	Terrenos	75,40	100%	0%	100%	0%
			Total Puerto Williams	**513,82**				
			Total EDELMAG	**8.790,53**				

En la Tabla 155 se presenta un resumen de los resultados por zona, y la comparación de las asignaciones entregadas por la Empresa y las propuestas por el Consultor.

Tabla 155: Resumen de asignación de edificios y terrenos por zona

Zona	Valorización MM$	Asignación Empresa				Asignación Consultor			
		MM$		%		MM$		%	
		SSMM	Otros	SSMM	Otros	SSMM	Otros	SSMM	Otros
Punta Arenas	5.565,0	3.851,5	1.713,6	69,2%	30,8%	4.041,3	1.523,7	72,6%	27,4%
Puerto Natales	1.884,7	1.647,6	237,1	87,4%	12,6%	1.646,1	238,5	87,3%	12,7%
Porvenir	827,0	691,6	135,4	83,6%	16,4%	694,5	132,5	84,0%	16,0%
Puerto Williams	513,8	489,1	24,8	95,2%	4,8%	501,4	12,4	97,6%	2,4%
Total	**8.790,5**	**6.679,7**	**2.110,8**	**76,0%**	**24,0%**	**6.883,4**	**1.907,2**	**78,3%**	**21,7%**

Plan de Expansión Óptimo.

La inversión en edificios y terrenos para el Plan de Expansión Óptimo se realiza en base a tres criterios: el ingreso de nuevas unidades de generación, el aumento en el personal y el aumento en los requerimientos de almacenamiento Diesel de la empresa. En los tres casos, el aumento es proporcional a los requerimientos unitarios de edificación y superficie por unidad generadora, trabajador o estanques respectivamente. No se consideran renovaciones adicionales de edificios existentes dentro del período de estudio.

Expansión de salas de generación

La expansión en salas de generación se realiza conforme con el Plan de Expansión Óptimo. La valorización utilizada para la expansión es explicada en el anexo 17 .

Expansión de edificios de talleres y bodegas.

En cuanto a la expansión gatillada por el aumento de personal, se ha considerado un estándar de 15 m^2 por empleado para talleres y bodega. Para la zona de Punta Arenas se consideró un valor de 13,41 UF/m^2, el cual corresponde el promedio de valorización de los edificios catalogados como "Talleres y Bodegas" en Punta Arenas. Para Puerto Natales se consideró un valor de 8,27 UF/m2, el cual corresponde el promedio de valorización de los edificios catalogados como "Talleres y Bodegas" en Puerto Natales. Se ha considerado el valor de la UF al 31 de Diciembre de 2016 equivalente a $26.347,98

Proyecto de Reposición Eficiente.

La inversión inicial en edificios reconoce las instalaciones catalogadas como "Oficinas y Servicios", "Talleres y Bodegas" y "Casas" como parte del Proyecto de Reposición Eficiente. Para las salas de generación, se considera la construcción de edificación según la entrada de motores operados con gas. Para las turbinas a gas de Punta Arenas y máquinas diésel no se considera construcción de edificios, puesto que las turbinas se instalan a la intemperie y los motores Diesel se encuentran contenerizados. Sólo se consideraron edificios de generación para albergar motores a gas y salas de control.

Para cada unidad del Proyecto de Reposición Eficiente se consideró que la superficie mínima a edificar debe ser igual al producto del largo por y dos veces el ancho de cada máquina, considerando las dimensiones reales según layout de planta para unidades existentes y los catálogos para las unidades candidatas. El detalle de la superficie considerada para cada máquina se encuentra en la Tabla 164.

Además, se considera áreas comunes exteriores para tránsito, maniobras y salas de control, equivalentes al 50% de la superficie asociada a unidades generadoras.

Para valorizar la construcción de las salas de generación, se utilizó el costo unitario por m^2 de las salas de generación existentes en cada una de las zonas según el Informe de Valorización de Propiedades de Edelmag S.A. (Anexo 17), preparado por el consultor independiente, Ingeniero Constructor José Miguel Horcos G., los que se muestran en la Tabla 165.

Tabla 156: Valor unitario de salas de generación, según zona (UF/m²)

Zona	Valor unitario [UF/m²]
Tres Puentes	21,5
Puerto Natales	20,2
Porvenir	20,9
Puerto Williams	35,9

El valor de los terrenos para el Proyecto de Reposición Eficiente se consideró de acuerdo con el valor de mercado informado por el informe Valorización de Propiedades de Edelmag S.A. En la superficie de terrenos se descontó lo correspondiente a la sala de generación de la Central Punta Arenas más un 30% de espacios de tránsito que ya no serán necesarios, puesto que toda la capacidad instalada de generación se localiza en la Central Tres Puentes. La superficie total de terrenos considerada en el Proyecto de Reposición Eficiente se muestra en la Tabla 166. El resto valor del resto de los terrenos se puede encontrar en el Anexo 17 .

Tabla 157: Valorización de terreno de la Central Punta Arenas para el Proyectode Reposición Eficiente

PROPIEDAD	DENOMINACIÓN	DIRECCIÓN	LOCALIDAD	ROL AVALÚO PROPIEDAD	SUPERFICIE TERRENO (m2)	VALOR TOTAL TERRENO MM$
Terreno 1	Oficina Central	Croacia 444 y 458	Punta Arenas	560-1	12.694	1.914

La expansión de edificios y terrenos se realizó aplicando los mismos criterios considerados para el Plan de Expansión Óptimo: el aumento de superficie edificada es proporcional a los requerimientos unitarios por unidad generadora y/o trabajador. No se consideraron renovaciones adicionales de edificios por término de su vida útil dentro del período de estudio.

Expansión de edificios y terrenos

La expansión en edificios y terrenos se realiza conforme con el Proyecto de Reposición Eficiente determinado en la sección 6.1. Es importante notar que dentro de este plan de expansión, el proyecto "Parque Eólico Pecket" corresponde a un proyecto de generación desarrollado por un tercero, y no por la empresa eficiente de SSMM, por lo tanto no se considerara dicho proyecto para la expansión de edificios y terrenos.

En cuanto a la expansión de edificios y terrenos gatillada por el aumento de personal, se ha considerado el mismo estándar que para el Plan de Expansión Óptimo de 15 m² por empleado para talleres y bodega. Como valor de edificación se utilizó el promedio de la valorización de los edificios catalogados como "Talleres y Bodegas" en Punta Arenas de 13,41UF/m². Se utilizó el valor de la UF al 31 de Diciembre de 2016 igual a $26.347,98.

Como se indicó anteriormente, no existe expansión en terrenos asociados al Proyecto de Reposición Eficiente. La valorización de los terrenos al año base se expone en la Tabla 45, y la valorización total de edificios, incluyendo la expansión de salas de generación e infraestructura asociada al personal de mantenimiento, se resume en la Tabla 46.

Se tuvo la misma consideración respecto a la expansión de capacidad de almacenamiento diésel que para el Plan de Expansión Óptimo (ver sección 4.3.1)

17.1.3 Vehículos y demás bienes de infraestructura

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.

17.1.4 Costos de vehículos y asignación a los segmentos

Costos de Vehículos

Para la valorización de los vehículos, el Consultor cotizó valores de mercado representativos y actualizados al año base del estudio. En el caso del vehículo REMOLQUE HECHIZO ZGX-668 no se encontró cotización en el SII, por lo que se utilizó el valor informado por Edelmag.

En la Tabla 158 se muestra la comparación de los valores informados por Edelmag con la cotización realizada por el Consultor.

Tabla 158: Valorización de vehículos

	Departamento	Descripción	Patente	Valorización Empresa [MM$]	Valorización Consultor [MM$]	Variación
Punta Arenas	GERENCIA GENERAL	TOYOTA 4X4 LIMI	WL-6363	28,6	6,0	-79,0%
	GERENCIA TÉCNICA	CAMIONETA D.CABINA NISSAN TERR		16,3	7,1	-56,2%
	GERENCIA TÉCNICA	CAMIONETA NISS	D-31	16,3	7,7	-52,8%
	GERENCIA TÉCNICA	FURGON PEUGEO	D-20	12,8	7,8	-38,8%
	GERENCIA TÉCNICA	CAMIONETA D/CA	D-24	16,3	7,7	-52,8%
	GERENCIA TÉCNICA	CAMION GRUA M	W-61	54,5	41,6	-23,6%
	SSGG PUNTA ARENAS	FURGON CHEVRO	CSRL-83	12,8	7,8	-38,9%
	SSGG PUNTA ARENAS	CAMIONETA NISS	PW-3749	16,3	7,4	-54,6%
	ADMINISTRACION	CAMIONETA D.CABINA NISSAN TERR		16,3	7,0	-57,0%
	ADMINISTRACION	REMOLQUE TRANSP. GENERADORES		4,7	4,7	0,0%
	ADMINISTRACION	GRUA HORQUILL	VN-2509	12,1	9,8	-19,3%
	INGENIERIA Y OPERACIONE	CAMION FORD M	RL-8713	16,3	5,1	-68,8%
	INGENIERIA Y OPERACIONE	CAMIONETA NISS	VE-1149	8,6	5,0	-41,1%
	INGENIERIA Y OPERACIONE	CAMIONETA PICK	VA-7434	16,3	5,0	-69,0%
	INGENIERIA Y OPERACIONE	CAMION CHEVRO	TZ-2743	34,8	21,1	-39,4%
	INGENIERIA Y OPERACIONE	MOTOCICLETA HC	LF-0817	5,2	5,0	-2,8%
	INGENIERIA Y OPERACIONE	CAMIONETA D/CA	D-22	16,3	5,2	-68,2%
	INGENIERIA Y OPERACIONE	CAMIONETA NISS	PW-3748	16,3	6,2	-61,8%
	GERENCIA GENERACION	CAMIONETA D.CABINA NISSAN TERR		16,3	7,7	-52,8%
	GERENCIA GENERACION	FURGON PEUGEO	G-35	12,8	7,8	-38,8%
	GERENCIA GENERACION	CAMIONETA D.CA	G-36	16,3	7,7	-52,8%
	GERENCIA GENERACION	CAMIONETA NISSAN ROJO DEL MOD		16,3	15,4	-5,5%
	GERENCIA GENERACION	CAMIONETA NISS	D-41207	16,3	7,8	-52,0%
	CENTRAL PUNTA ARENAS	CAMIONETA NISS	BRTC-76-6	16,3	6,9	-57,9%
	GENERACION PUNTA AREN	REMOLQUE HECHIZO		2,0	2,0	0,0%
	GENERACION PUNTA AREN	EQUIPOS DE TRANSPORTE Y CARGA		5,0	5,0	0,0%
	GENERACION PUNTA AREN	CAMIONETA HYUI	KW-8664	8,8	6,1	-31,4%
	GENERACION PUNTA AREN	CAMION GRUA VC	WR-9252	90,5	54,4	-39,9%
	GENERACION PUNTA AREN	CAMIONETA NISS	SK-6096	16,3	2,7	-83,5%
	GENERACION PUNTA AREN	SEMIREMOLQUE (	DIA-191	2,0	2,0	0,0%
			Total Punta Arenas	**539,8**	**292,9**	**-45,7%**
Puerto Natales	SSGG PUERTO NATALES	VEHICULO UTILIT	KW-8670	6,3	3,6	-42,8%
	SSGG PUERTO NATALES	CAMION MERCED	LS-1638	33,2	14,2	-57,3%
	SSGG PUERTO NATALES	CAMIONETA NISSAN TERRANO 4x4 D		16,3	6,0	-63,0%
	GERENCIA ADMINISTRACIÓ	CAMIONETA D.CA	N-40	16,3	7,1	-56,2%
			Total Puerto Natales	**72,2**	**31,0**	**-57,0%**
	SSGG PORVENIR	CAMION M.BENZ	YN-4431	58,2	36,8	-36,8%
	GERENCIA ADMINISTRACIÓ	CAMIONETA D.CA	P-52	16,3	7,1	-56,2%
			Total Porvenir	**74,5**	**43,9**	**-41,1%**
	GERENCIA ADMINISTRACIÓ	CAMIONETA D.CA	W-60	16,3	7,1	-56,2%
	CENTRAL PUERTO WILLIAN	REMOLQUE TRAN	JJ-7419	4,7	4,7	0,0%
	GENERACION PUERTO WIL	CAMIONETA NISS	ZZ-8785	16,3	6,0	-63,0%
			Total Puerto Williams	**37,3**	**17,9**	**-52,1%**
			Total EDELMAG	**723,8**	**385,7**	**-46,7%**

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. Estos cargos son:
    - Gerencia General
    - Gerencia Distribución
    - Jefe Departamento Prevención de Riesgos
    - Jefe Departamento de Administración
    - Administrador Zonal
- En los casos de vehículos asignados a áreas de la Empresa cuyas actividades abarcan más de un segmento dentro de un mismo departamento o subgerencia, se asigna proporcionalmente al personal asignado por segmento en dicho departamento o subgerencia.

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 porque el crecimiento del personal de mantenimiento es poco significativo.

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 el crecimiento del personal de mantenimiento es poco significativo.

17.1.4.1 Bienes de infraestructura informática y de telecomunicaciones

Macroinformática:

A continuación se describen los ítems informados por la Empresa, su valorización y propuesta de asignación.

Tabla 159: Elementos de macroinformática

Sistema	Tecnología	Detalles	Valor Software UF	Costo Total 2016 [MM$]	Costo Total 2016 [MUS$]	Asignación a Segmentos		
						Criterio	SS.MM	Otros
CEC AFM	CEC AFM	Control Waukesha	-		-	Aplicaciones Técnicas	100%	0%
CEC DSM	CEC DSM	Control Waukesha	-		-	Aplicaciones Técnicas	100%	0%
Enervista (GE)	Enervista (GE)	Software de control. Permite integrar datos de Turbina GE	-		-	Aplicaciones Técnicas	100%	0%
Form 5 Cooper Power Versión4 0,4	Form 5 Cooper Power Versión4 0,4	Control de Reconectadores de marca Cooper Power Form5 y Forms6	-		-	Aplicaciones Técnicas	100%	0%
Micom S1 Areva	Micom S1 Areva	Control de Reles de la marca	-		-	Aplicaciones Técnicas	100%	0%
Datalogger	Datalogger	Adquisición de datos máquinas	-		-	Aplicaciones Técnicas	100%	0%
Becoware (protecciones Beckwith)	Becoware (protecciones Beckwith)	Control de Reles de la marca	-		-	Aplicaciones Técnicas	100%	0%
Citect Scada	Citect Scada	Sistema Scada para Gx con aplicación webserver	113,86	**3,00**	**3,00**	Aplicaciones Técnicas	100%	0%
Historian Citect	Historian Citect	Recopilador de datos sistemas scada y generación	56,93	**1,50**	**1,50**	Aplicaciones Técnicas	100%	0%
Omicron	Omicron	Software para prueba de reles	-		-	Aplicaciones Técnicas	100%	0%
RS Logix 500	RS Logix 500	Sistema Control Waukesha	-		-	Aplicaciones Técnicas	100%	0%
RS Logix 5	RS Logix 5	Sistema Control turbinas Mars y Titan	-		-	Aplicaciones Técnicas	100%	0%
RS Logix 5000	RS Logix 5000	Sistema Control turbina Titan 15 MW	-		-	Aplicaciones Técnicas	100%	0%
RBM Weare	RBM Weare	Programa de análisis de vibraciones	-		-	Aplicaciones Técnicas	100%	0%
ET (CAT Electronicic Technician)	ET (CAT Electronicic Technician)	Monitoreo y configuración unidades Caterpillar	45,54	**1,20**	**1,20**	Aplicaciones Técnicas	100%	0%
Altronic DE-3010	Altronic DE-3010	Configuración de sistemas Bifuel	-		-	Aplicaciones Técnicas	100%	0%
HIOKI 9624-50	HIOKI 9624-50	Comunicación y descarga de archivos de registro de equipos inscriptores HIOKI (Analizador de calidad de energía 3196)	-		-	Aplicaciones Técnicas	100%	0%
Ladis + Gyr MAP 110 y MAP 120	Ladis + Gyr MAP 110 y MAP 120	Comunicación y configuración medidores de energía Landis	-		-	Aplicaciones Técnicas	100%	0%
Mercury 32	Mercury 32	Comunicación y configuración correctores de gas Mercury Mini AT	-		-	Aplicaciones Técnicas	100%	0%
Woodward 2301 D y EGCP-2	Woodward 2301 D y EGCP-2	Comunicación y configuración tarjetas controladoras 2301 D y modulos de control grupos generadores EGCP-2	-		-	Aplicaciones Técnicas	100%	0%
BESTCOMS dm 110	BESTCOMS dm 110	Configuración de reguladores de voltaje Stamford AVK DM110	-		-	Aplicaciones Técnicas	100%	0%
Solar Actuador Configuration Software V2.0	Solar Actuador Configuration Software V2.0	Comunicación y configuración de válvulas electrónicas PECC de turbinas (IGV, BLED y Válvulas de Gas)	-		-	Aplicaciones Técnicas	100%	0%
Fuelgas V1R1	Fuelgas V1R1	Cromatografia del gas para ajuste en unidades Jenbacher	-		-	Aplicaciones Técnicas	100%	0%
WINCOR	WINCOR	Comunicación correctores de gas	-		-	Aplicaciones Técnicas	100%	0%
FlukeView	FlukeView	Comunicación y descarga de instrumentos FLUKE	-		-	Aplicaciones Técnicas	100%	0%
Weatherlink	Weatherlink	Descarga de datos de las estaciones meteorológicas Marca Davis Modelo Ventage Pro 2 Plus	-		-	Aplicaciones Técnicas	100%	0%
Power Factory 2016	Power Factory 2016	Modelamiento de sistemas eléctricos	113,86	**3,00**	**3,00**	Aplicaciones Técnicas	100%	0%
				Total MUS$	**8,70**			

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

Sistema	SSMM	Otros	Administración	Total
Punta Arenas	25,18	77,68	74,61	**177,47**
Puerto Natales	1,29	2,73	12,64	**16,66**
Porvenir	28,40	0,86	1,33	**30,59**
Puerto Williams	8,07	0,00	5,36	**13,43**
Total	**62,94**	**81,26**	**93,95**	**238,15**

Los costos unitarios de mercado utilizados para el costo del Plan de Expansión Óptimo y Proyecto de Reposición Eficiente se muestran en la Tabla 161.

Tabla 161: Costos Unitarios de Microinformática

Equipos de Computación	Precio Unitario [US$]
PC avanzado	1.210
PC estándar	1.037
PC Móvil	647
Software Ofimáticos	148
Antivirus	210
Impresora B/N	318
Impresora Multifuncional	631
Impresora Color	251
Scanner	196
Switch	53
Router	66
Cableado de punto de red	43
UPS	6.794
Audio y Video	479
Servidor de Correo y Archivos	2.469
Plotter	1.444

Los perfiles de microinformática considerados para le expansión y reposición se describen a continuación.

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 162.

Tabla 162: 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 Punta Arenas.
Impresoras Color	Se consideran 3, una en Puerto Natales, una Porvenir y una en Puerto Williams.
Scanner	Se consideran 3, uno en Puerto Natales, uno en Porvenir y uno en Puerto Williams.
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

En el marco del Plan de Expansión Óptimo, el ingreso de nuevo personal técnico (Electricista I en 2013 y Mecánico II en 2016) no considera expansión en microinformática por ingreso de nuevo personal.

Proyecto de Reposición Eficiente

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, el aumento de personal del Proyecto de Reposición Eficiente no gatilla inversiones en microinformática, dado que sólo ingresa un técnico Mecánico I, que no tiene asociado equipos computacionales. 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 49)

Comunicaciones:

Tabla 163: Distribución de los gastos de instalaciones en comunicaciones informados por la Empresa (MUS$)

Sistema	SSMM	Otros	Administración	Total
Punta Arenas	109,51	17,85	17,72	**145,08**
Puerto Natales	21,01	0,44	2,08	**23,53**
Porvenir	23,22	0,65	6,60	**30,47**
Puerto Williams	5,18	4,07	2,56	**11,80**
Total	**158,92**	**23,01**	**28,95**	**210,88**

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 Edelmag al año base más el costo de centrales telefónicas cuyos precios unitarios se muestran en la Tabla 164.

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

Tabla 164: Costo centrales telefónicas (MUS$)

Centrales Telefónicas	Costo central (US$)
Punta Arenas	1.200
Punerto Natales	672
Porvenir	672
Puerto Williams	672
Total	**3.216**

17.1.5 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 Edelmag 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 17.2

Herramientas e instrumentos:

Tabla 165: Distribución de los gastos herramientas e instrumentos informados por la Empresa (MUS$)

Sistema	SSMM	Otros	Administración	Total
Punta Arenas	780,34	426,62	110,32	**1317,28**
Puerto Natales	68,46	74,45	19,10	**162,00**
Porvenir	94,51	135,46	18,49	**248,47**
Puerto Williams	101,11	78,77	8,86	**188,74**
Total	**1044,42**	**715,29**	**156,78**	**1916,49**

Plan de Expansión Óptimo.

No se prevén aumentos en el período de evaluación.

Proyecto de Reposición Eficiente.

El ítem de herramientas e instrumentos, al año base, considera el equipamiento en herramientas e instrumentos de Edelmag 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 166: Distribución de los gastos en muebles y equipos de oficina informados por la Empresa (MUS$)

Sistema	SSMM	Otros	Administración	Total
Punta Arenas	126,99	52,67	269,94	**449,59**
Puerto Natales	9,37	6,21	29,24	**44,82**
Porvenir	23,39	2,24	28,66	**54,29**
Puerto Williams	8,75	1,21	32,29	**42,25**
Total	**168,50**	**62,33**	**360,13**	**590,95**

El detalle de la información contenida en la, Tabla 163, Tabla 165 y Tabla 166 se puede encontrar en el Anexo 17.2

En la Tabla 167 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 167: 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 activos, la cual se expone en la Tabla 188.

Plan de Expansión Óptimo:

La Tabla 23 resume el Plan de Expansión Óptimo en equipamiento de oficina.

Proyecto de Reposición Eficiente.

La Tabla 23 referencia) resume el Plan de Expansión Óptimo en equipamiento de oficina.

Activos por zona y segmento

Tabla 168: Activos por zona y segmento (MUS$)

Sistema	Activos Gx	Activos Tx	Activos Dx	Total
Punta Arenas	93.418	14.224	28.911	**136.554**
Puerto Natales	14.617	823	6.129	**21.569**
Porvenir	12.733	449	2.091	**15.273**
Puerto Williams	2.342	418	951	**3.711**
Total	**123.109**	**15.915**	**38.082**	**177.106**

17.2 Listado y valorización de otros bienes de infraestructura

Adjunto en los archivos:

6 Apertura Bs Muebles e Inmuebles.xlsx

5 Cuadro_13 (Valorización equipos, vehículos y otros).xlsx

18 ANEXO: ESTRUCTURA Y VALORIZACIÓN DE LOS COSTOS DE PERSONAL

18.1 Organigrama de la Empresa Eficiente

La estructura organizacional de Edelmag corresponde a una organización de tipo funcional, donde se combina cierto nivel de descentralización geográfica junto con un núcleo central de administración y planificación. Por un lado, las administraciones zonales realizan funciones de dedicación permanente y que requieren rápida respuesta en los diferentes sistemas administrados por la Empresa, lo que les permite mantener un nivel de autonomía en cuanto a la administración, operación y mantenimiento, de los sistemas locales de generación, transmisión y distribución. Por otra parte, las tareas de 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 Punta Arenas.

En la Figura 24 se muestra un organigrama que representa la estructura de la empresa eficiente considerada en la determinación de los costos de personal. En el Anexo 18.2 se describen de forma detallada las características de gerencias, subgerencias y departamentos. En el Anexo N°22 se indican los cargos que contienen cada una de las gerencias, subgerencias, administraciones y departamentos.

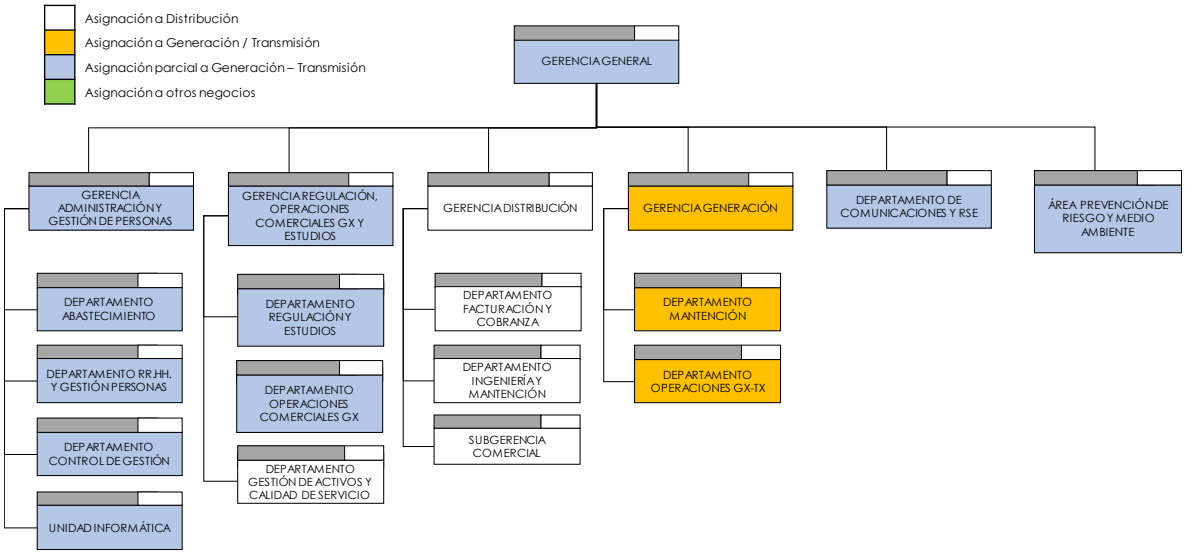


Figura 24: Organigrama de la Empresa Modelo

18.2 Análisis de la estructura del personal

18.2.1 Descripción de la organización y sus funciones

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 Punta Arenas.

Gerencia General: Tiene bajo su responsabilidad liderar la macha 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.

La Gerencias General cuenta con dos departamentos cuyas funciones se muestran a continuación:

- Departamento Prevención de Riesgo y Medio Ambiente:
  - Elabora, supervisa y gestiona políticas de prevención de accidentes de trabajo, auditorías de accidentabilidad y relación con mutual.
  - Participa en planificación de proyectos medioambientales.
- Departamento de Comunicaciones y RSE:
  - Coordina y planifica acciones de Comunicación y RSE, según políticas empresa.
  - Gestión comunicacional de proyectos de desarrollo generación y distribución de interés de la comunidad.

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, vigente desde el mes de febrero de 2006, 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:

- Departamento de Mantención:

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

- Departamento Operaciones y GX-TX:
  - 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.

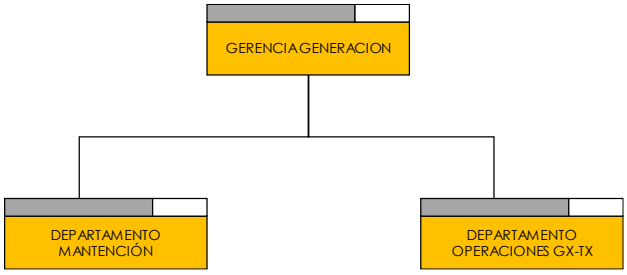


Figura 25: Organigrama Gerencia Generación

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. Asimismo, es responsable de la gestión de prevención y control de pérdidas eléctricas, como también de 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.

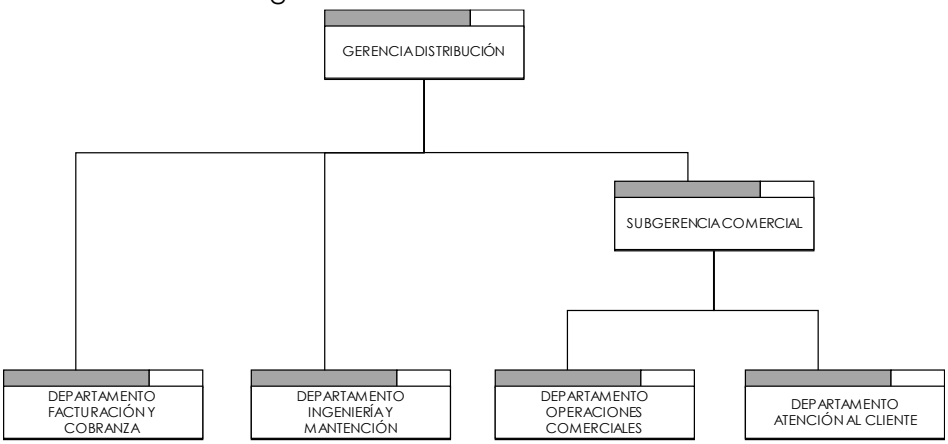


Figura 26: Organigrama Gerencia Distribución

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 departamentos que se encargan de las siguientes funciones:

- Departamento 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.

- Departamento RR.HH. y Gestión de Personas:
  - Se encarga de la gestión de selección, administración de beneficios médicos y sociales.
  - Gestión de remuneraciones de personal.
  - Controla administración de contratos, servicio de vigilancia y otros.
- Departamento Control de Gestión:
  - Controla desviaciones de gastos del plan de inversiones.
  - Prepara informes mensuales al Directorio, presupuesto anual y plan de inversiones anual.
- Departamento 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.

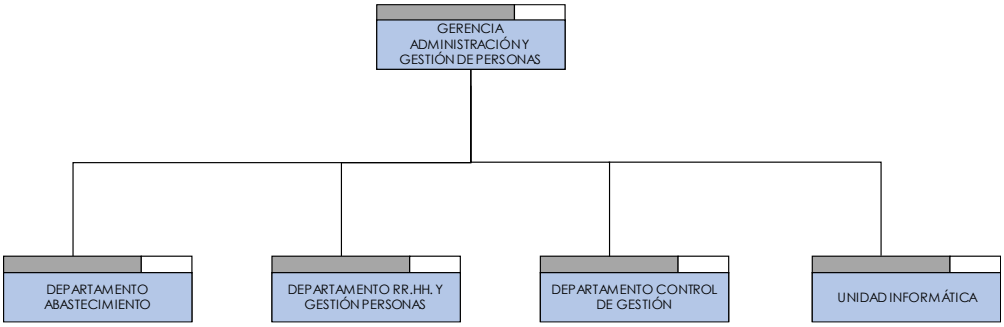


Figura 27: Organigrama Gerencia Administración y Gestión de Personas

Gerencia de Regulación, Operaciones Comerciales Gx y Estudios: Tiene como función la gestión y aplicación de los aspectos regulatorios del sector generación y distribución, como también el estudio y evaluación técnica y económica de nuevos negocios, y los balances comerciales mensuales entre las empresas generadoras asociadas. 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. También realiza el control de energía, facturación y atención al cliente, ámbito en el cual es responsable de las acciones dirigidas hacia ellos, individuales o institucionales, a través de su atención directa o personalizada, para lograr su fidelización y lealtad, cumpliendo los estándares de calidad establecidos en las normas vigentes y estándares propios. Sus principales responsabilidades son:

- A cargo de estudios y aplicación de tarifas de generación y distribución.
- Análisis de diversificación rentabilidad de nuevos negocios y rendimiento tarifario.
- Coordina relación con la Autoridad.

La Gerencia de Regulación y Estudios cuenta con tres departamentos que se encargan de las siguientes funciones:

- Departamento Regulación y Estudios:
  - 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.
- Departamento Gestión de Activos y Calidad de Servicio:
  - 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.
- Departamento Operaciones Comerciales Gx:
  - Realiza los balances comerciales mensuales entre empresas generadoras asociadas.

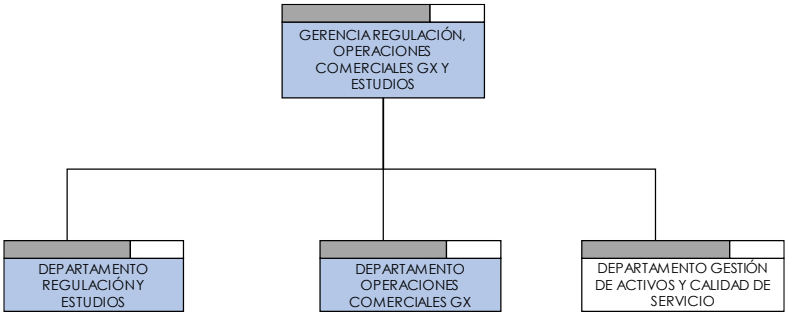


Figura 28: Organigrama Gerencia Regulación y Estudios

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

Tabla 169: Dotación de la estructura de personal para el año base

Gerencia/Administración/Subgerencia	Empleados
GERENCIA GENERAL	5
JEFE AREA PREVENCION DE RIESGOS Y MEDIO AMBIENTE	22
GERENCIA REGULACION, OPERACIONES COMERCIALES GX Y ESTUDIOS	10
GERENCIA DISTRIBUCION	44
GERENCIA GENERACION	61
Total	**142**

18.3 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. La facturación anual de Edelmag es cercana a los MM$24.000, lo que la 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 general, considerando empresas de mayor y menor tamaño.

Tal y como lo establecen la Bases, se utilizará el estadígrafo del percentil 50% para las remuneraciones del personal propio, mientras que para el personal tercerizado (contratistas) se empleará como estadígrafo el percentil 25%.

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.

18.4 Homologación de cargos

El detalle de la estructura organizacional utilizado para la homologación de cargos de la empresa modelo se encuentra en el archivo Homologación de Cargos.xlsx

18.5 Criterios de asignación de personal propuestos por el Consultor

El detalle los criterios de asignación utilizado para la empresa modelo se encuentra en el archivo 4 Asignación Personal año 2016 CONSULTOR.xlsx

18.6 Descripción de Cargos Homologación

El detalle de la descripción de cargos utilizado para la empresa modelo se encuentra en el archivo Descripción de Cargos Homologación.xlsx

18.7 Expansión del personal de la empresa Eficiente

El detalle de la estructura organizacional utilizado para la empresa modelo se encuentra en los archivos Aumento de Dotación PEO.xlsx y Aumento de Dotación PRE.xlsx

19 ANEXO: LISTADO Y VALORIZACIÓN DE EDIFICIOS Y TERRENOS

19.1 Valorización

Adjunto en los archivos:

2 Cuadro_11 (Edificios, vehículos y otros).xlsx

3 Cuadro_12 (Valorización Edificios).xlsx

19.2 Coordenadas Terrenos

4 Coordenadas UTM.xlsx

20 ANEXO: LISTADO Y VALORIZACIÓN DE VEHÍCULOS

Adjunto en los archivos:

2 Cuadro_11 (Edificios, vehículos y otros).xlsx

5 Cuadro_13 (Valorización equipos, vehiculos y otros).xlsx

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

Adjunto en los archivos:

5 Cuadro_13 (Valorización equipos, vehiculos y otros).xlsx

6 Otros Activos.xlsx

22 ANEXO: ESTRUCTURA Y VALORIZACIÓN DE LOS COSTOS DE PERSONAL

22.1 Valorización de Estructura de Personal

Revisar archivo adjunto:

1 Cuadro_14_Estructura y formato personal_2016.xlsx

22.2 Detalle de Asignación de los Empleados

22.2.1 Detalle de asignación Empresa.

Revisar archivos adjuntos:

2 Cuadro_19_Asignación remuneraciones.xlsx

3 Asignacion Cuentas Remuneraciones 2016.xlsx

22.3 Detalle de asignación propuesta Consultor.

Revisar archivo adjunto:

4 Asignación Personal año 2016 CONSULTOR.xlsx

23 ANEXO: DETALLE DE LAS PARTIDAS DE COSTOS FIJOS

23.1 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 realizará un análisis crítico de la información que entregue la Empresa. El Consultor deberá determinar 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 4 que analiza las estructura de costos del personal. Los costos descritos en esta sección corresponden a los contratos a empresas de servicio, el gasto de insumos tales como lubricantes, 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. **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.

9. **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.
10. **Materiales**: corresponde a costos por materiales de oficina y computación, repuestos de maquinarias y equipos entre otros.
11. **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.
12. **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.
13. **Seguros Maquinarias y Edificios**: corresponde a gastos en seguros sobre infraestructura y equipamiento mayor. Estos costos dependen de la valorización del activo asegurado.
14. **Vehículos**: corresponden a gastos en combustibles y lubricantes, mantenimiento y seguros para los vehículos propios de la empresa.
15. **Vigilancia:** corresponde a costos relacionados con la vigilancia de los diferentes recintos de la empresa, incluyendo una línea directa permanente de aviso a Carabineros.
16. **Directorio:** corresponde los montos pagados a los Directores por concepto de dietas.

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 170 muestra los drivers seleccionados para cada ítem de costo fijo. La descripción de cada uno de los drivers se expone en la Tabla 210.

Tabla 170: Variables impulsoras por ítem de costo fijo

Item	Driver
Administrativos y Corporativos	Personal
Arriendos	Activos
Asesorias	Fijo
Capacitación	Personal
Contribuciones	Personal
Costos de Tecnologías de Informaci	Activos IT
Facturación a Clientes	Clientes
Fletes	Activos
Gastos Plantel	Personal
Impuestos, Patentes y Trámites	Activos
Mantenimiento Edificios	m2 Edif
Materiales	Activos
RSE y Comunicaciones	Fijo
Seguros Maquinarias y Edificios	Activo_sinTerr
Mantenimiento Vehículos	Vehículos_Inv
Vigilancia	m2 Edif
Directorio	Fijo
Respaldo Diesel	Demanda

Tabla 171: 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 24 .

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

23.2 Valorización de los Gastos Fijos Anuales de la Empresa.

A continuación se exponen las partidas de gastos fijos y su valorización para el Plan de Expansión Óptimo y el Proyecto de Reposición Eficiente.

Para el Proyecto de Reposición Eficiente se tuvo las mismas consideraciones, pero se ajustaron algunas partidas como seguros de maquinarias, costos de tecnologías de la información, de manera proporcional al driver asignado.

El detalle de cada una de las partidas se puede encontrar en el archivo Cuadros 20a y 20b.xlsx

24 ANEXO: DETERMINAMIENTO DE LOS DRIVER PARA EL CRECIMIENTO DE GASTOS FIJOS.

La Tabla 172 muestra el valor de las variables consideradas como driver durante el horizonte de evaluación para el plan de expansión óptimo y la Tabla 173 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 174 muestra el resultado de los factores de crecimiento para el plan de expansión óptimo y la Tabla 175 para el proyecto de reposición eficiente.

Tabla 172: 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$]	126.658	126.697	131.645	154.295	154.322	154.709	156.183	156.210
Inv Edif	[MUS$]	2.515	2.522	2.572	2.572	2.572	2.572	2.579	2.579
Inv Edif + Terr Afecto	[MUS$]	5.518	5.524	5.575	5.575	5.575	5.575	5.581	5.581
Inv IT	[MUS$]	26	26	26	26	26	26	26	26
Activo sin Terr	[MUS$]	123.656	123.695	128.642	151.293	151.319	151.707	153.181	153.207
Clientes	[clientes]	58.894	60.016	61.159	62.323	63.508	64.716	65.948	67.203
m2 Edif	[m2]	9.848	9.878	10.024	10.024	10.024	10.024	10.061	10.061
Personal	[personas]	142	144	145	145	145	145	145	145
Vehículos	[vehículos]	39	39	39	39	39	39	39	39
Inv Vehículos	[MUS$]	119	128	152	155	155	159	171	190
DemandaPA	[MWh]	244.429	248.257	252.356	255.916	259.609	263.277	266.945	270.628

Driver	Unidades	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Fijo	[-]	1	1	1	1	1	1	1	1
Activos	[MUS$]	156.236	156.898	160.056	160.868	160.895	161.108	161.134	162.582
Inv Edif	[MUS$]	2.579	2.579	2.615	2.619	2.619	2.619	2.619	2.622
Inv Edif + Terr Afecto	[MUS$]	5.581	5.581	5.618	5.621	5.621	5.621	5.621	5.625
Inv IT	[MUS$]	26	26	26	26	26	26	26	26
Activo sin Terr	[MUS$]	153.233	153.895	157.054	157.866	157.892	158.105	158.132	159.579
Clientes	[clientes]	68.483	69.786	71.114	72.467	73.845	75.249	76.680	78.139
m2 Edif	[m2]	10.061	10.061	10.162	10.182	10.182	10.182	10.182	10.203
Personal	[personas]	145	145	145	145	145	145	145	145
Vehículos	[vehículos]	39	39	39	39	39	39	39	39
Inv Vehículos	[MUS$]	190	193	194	194	194	194	194	194
DemandaPA	[MWh]	274.319	278.007	281.686	285.364	289.045	292.730	296.414	300.096

Tabla 173: 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$]	126.658	215.874	222.741	228.824	236.569	243.456	270.534	278.089
Inv Edif	[MUS$]	2.311	2.380	2.380	2.380	2.380	2.380	2.390	2.399
Inv Edif + Terr Afecto	[MUS$]	5.272	5.352	5.352	5.352	5.352	5.352	5.363	5.375
Inv IT	[MUS$]	26	26	26	26	26	26	26	26
Activo sin Terr	[MUS$]	123.697	212.902	219.769	225.852	233.597	240.484	267.561	275.113
Clientes	[clientes]	58.894	60.016	61.159	62.323	63.508	64.716	65.948	67.203
m2 Edif	[m2]	9.848	10.107	10.107	10.107	10.107	10.107	10.136	10.180
Personal	[personas]	138	143	143	143	143	143	143	145
Vehículos	[vehículos]	39	39	39	39	39	39	39	39
Inv Vehículos	[MUS$]	194	194	194	194	194	194	194	194
DemandaPA	[MWh]	244.429	248.257	252.356	255.916	259.609	263.277	266.945	270.628

Driver	Unidades	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Fijo	[-]	1	1	1	1	1	1	1	1
Activos	[MUS$]	286.457	292.920	299.024	307.390	316.386	323.940	330.854	337.703
Inv Edif	[MUS$]	2.399	2.399	2.399	2.399	2.409	2.412	2.412	2.412
Inv Edif + Terr Afecto	[MUS$]	5.375	5.375	5.375	5.375	5.386	5.389	5.389	5.389
Inv IT	[MUS$]	26	26	26	26	26	26	26	26
Activo sin Terr	[MUS$]	283.481	289.944	296.048	304.414	313.409	320.963	327.877	334.726
Clientes	[clientes]	68.483	69.786	71.114	72.467	73.845	75.249	76.680	78.139
m2 Edif	[m2]	10.180	10.180	10.180	10.180	10.209	10.223	10.223	10.223
Personal	[personas]	145	145	145	145	145	145	145	145
Vehículos	[vehículos]	39	39	39	39	39	39	39	39
Inv Vehículos	[MUS$]	194	194	194	194	194	194	194	194
DemandaPA	[MWh]	274.319	278.007	281.686	285.364	289.045	292.730	296.414	300.096

Tabla 174: 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	1,000	1,039	1,218	1,218	1,221	1,233	1,233	1,234
Inv Edif	1,002	1,022	1,022	1,022	1,022	1,025	1,025	1,025
Inv Edif + Terr Afecto	1,001	1,010	1,010	1,010	1,010	1,011	1,011	1,011
Inv IT	1,006	1,006	1,006	1,006	1,006	1,006	1,006	1,006
Activo sin Terr	1,000	1,040	1,224	1,224	1,227	1,239	1,239	1,239
Clientes	1,019	1,038	1,058	1,078	1,099	1,120	1,141	1,163
m2 Edif	1,003	1,018	1,018	1,018	1,018	1,022	1,022	1,022
Personal	1,014	1,021	1,021	1,021	1,021	1,021	1,021	1,021
Vehículos	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Inv Vehículos	1,080	1,277	1,302	1,302	1,336	1,436	1,598	1,598
DemandaPA	1,016	1,032	1,047	1,062	1,077	1,092	1,107	1,122

Driver	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Fijo	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Activos	1,239	1,264	1,270	1,270	1,272	1,272	1,284
Inv Edif	1,025	1,040	1,041	1,041	1,041	1,041	1,042
Inv Edif + Terr Afecto	1,011	1,018	1,019	1,019	1,019	1,019	1,019
Inv IT	1,006	1,006	1,006	1,006	1,006	1,006	1,006
Activo sin Terr	1,245	1,270	1,277	1,277	1,279	1,279	1,291
Clientes	1,185	1,207	1,230	1,254	1,278	1,302	1,327
m2 Edif	1,022	1,032	1,034	1,034	1,034	1,034	1,036
Personal	1,021	1,021	1,021	1,021	1,021	1,021	1,021
Vehículos	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Inv Vehículos	1,621	1,629	1,634	1,634	1,634	1,634	1,634
DemandaPA	1,137	1,152	1,167	1,183	1,198	1,213	1,228

Tabla 175: 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	1,704	1,759	1,807	1,868	1,922	2,136	2,196	2,262
Inv Edif	1,030	1,030	1,030	1,030	1,030	1,034	1,038	1,038
Inv Edif + Terr Afecto	1,015	1,015	1,015	1,015	1,015	1,017	1,019	1,019
Inv IT	1,012	1,012	1,012	1,012	1,012	1,012	1,012	1,012
Activo sin Terr	1,721	1,777	1,826	1,888	1,944	2,163	2,224	2,292
Clientes	1,019	1,038	1,058	1,078	1,099	1,120	1,141	1,163
m2 Edif	1,026	1,026	1,026	1,026	1,026	1,029	1,034	1,034
Personal	1,036	1,036	1,036	1,036	1,036	1,036	1,051	1,051
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
DemandaPA	1,016	1,032	1,047	1,062	1,077	1,092	1,107	1,122

Driver	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Fijo	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Activos	2,313	2,361	2,427	2,498	2,558	2,612	2,666
Inv Edif	1,038	1,038	1,038	1,043	1,044	1,044	1,044
Inv Edif + Terr Afecto	1,019	1,019	1,019	1,022	1,022	1,022	1,022
Inv IT	1,012	1,012	1,012	1,012	1,012	1,012	1,012
Activo sin Terr	2,344	2,393	2,461	2,534	2,595	2,651	2,706
Clientes	1,185	1,207	1,230	1,254	1,278	1,302	1,327
m2 Edif	1,034	1,034	1,034	1,037	1,038	1,038	1,038
Personal	1,051	1,051	1,051	1,051	1,051	1,051	1,051
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
DemandaPA	1,137	1,152	1,167	1,183	1,198	1,213	1,228

25 ANEXO: PROYECCIÓN DE DEMANDA

Este anexo describe la proyección de demanda eléctrica para los sistemas medianos de Edelmag, concentrada en cinco puntos de consumo: dos nudos en Punta Arenas (Punta Arenas y Tres Puentes), y un nudo en Puerto Natales, Provenir y Puerto Williams. En primer lugar se presenta una descripción y análisis de consistencia de los datos entregados por Edelmag 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.

25.1 Análisis de consistencia de las series de datos

25.1.1 Demanda horaria histórica

Sistema Punta Arenas (Barra Punta Arenas y Barra Tres Puentes):

La Figura 30 y Figura 30 muestra que existe información completa para las barras en el sistema de Punta Arenas, con un patrón estacional y una leve tendencia de crecimiento del consumo horario (la línea naranja representa la tendencia del consumo promedio medio diario). Se puede observar que existen algunos valores atípicos, pero solo en casos puntuales poco significativos como se observa en el Box Plot[7], también denominado diagrama de cajas.

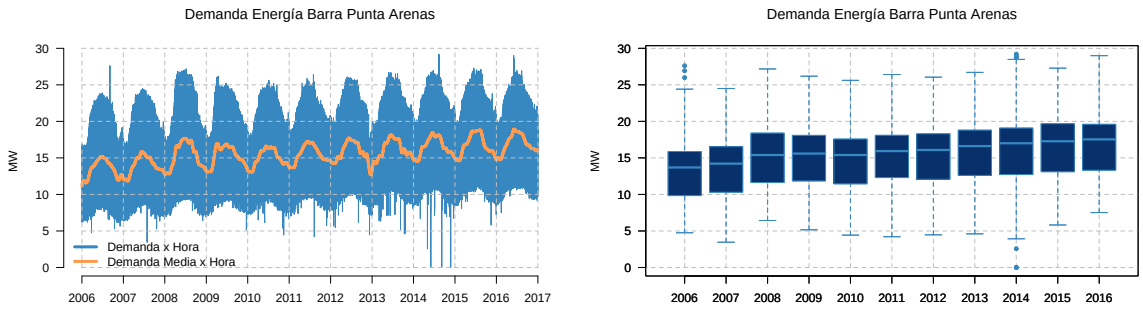


Figura 29: Demanda horaria (kW) y box-plot en la barra Punta Arenas

Para la Barra Tres Puentes, se observa que el consumo presenta una variabilidad creciente en el tiempo y se aprecian varios valores horarios atípicos. En el diagrama de cajas, en los años 2006, 2007, 2012, 2013, 2015 y 2016 hay algunos registros atípicos, pero son poco significativos en cantidad y magnitud dentro del total de mediciones.

Es importante notar que la caída en la demanda en 2012 y 2013 no obedece a una disminución real del consumo sino a un reordenamiento interno de las cargas de los alimentadores que se alimentan de la subestación. Esta redistribución se realizó para

[7] El box-plot es un gráfico descriptivo que se construye en base a los percentiles 25%, 50% y 75%, y separa la información en cuartiles. Los limites inferiores y superiores, se construyen sobre y bajo los percentiles 75% y 25% en 1.5 veces la distancia entre el percentil 75% y 25%. Todo valor sobre o bajo los límites es llamado valor atípico.

suministrar de mejor manera al nuevo hospital regional, uno de los clientes más grandes en Punta Arenas y cuyo alimentador se abastece desde Tres Puentes.

Figura 30: Demanda horaria (kW) y box-plot en la barra Tres Puentes

Sistema Puerto Natales:

En la Figura 31 se observa que el consumo presenta una variabilidad creciente en el tiempo y se aprecian varios valores horarios atípicos, la mayoría de ellos registros con demanda cero o caídas abruptas del consumo. En el diagrama de cajas confirma que en los años 2006, 2007, 2012, 2013, 2014 y 2016 hay algunos registros atípicos, pero son poco significativos en cantidad y magnitud dentro del total de mediciones.

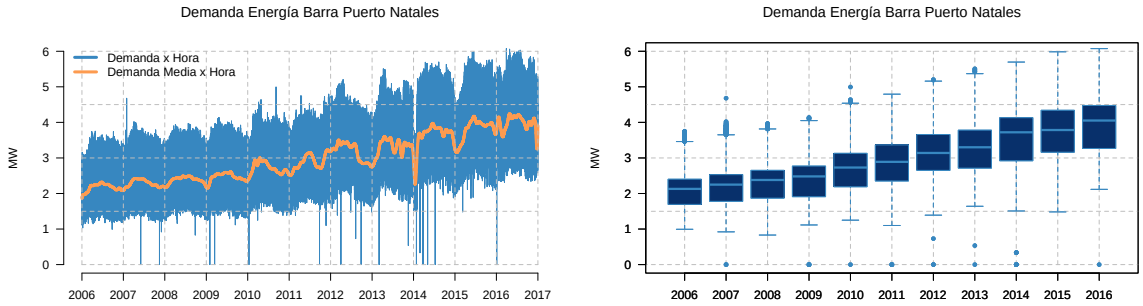


Figura 31: Demanda horaria (kW) y box-plot en la barra Puerto Natales

Sistema Porvenir:

La serie de tiempo (Figura 32) muestra una tendencia creciente, pero el patrón estacional no se observa tan marcado en comparación con los demás sistemas. Sin embargo, se aprecia una variabilidad diaria mucho mayor, producto de la existencia de cargas pulsantes y cambios abruptos en el consumo que son característicos de los consumos industriales presentes en Porvenir. El diagrama de cajas, muestran que las demandas anuales en media van creciendo en el tiempo, al igual que la variabilidad.

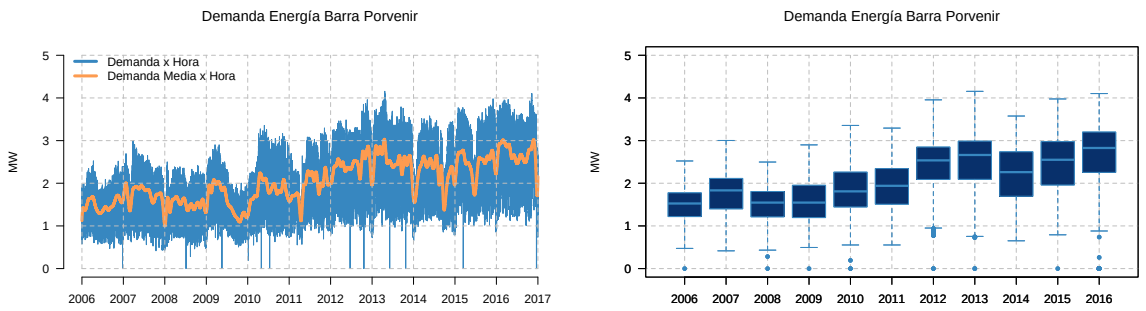


Figura 32: Demanda horaria (kW) y box-plot en la barra Porvenir

Sistema Puerto Williams:

El gráfico de series temporales (Figura 33) muestra un mayor número de valores atípicos, y mayor presencia de registros sin medición o demanda cero, los que se confirman en el diagrama de cajas. Dado el pequeño tamaño y aislamiento del sistema de Puerto Williams, es esperable observar un comportamiento menos estable, donde las perturbaciones o contingencias que presenten los clientes más grandes afecten de manera significativa a todo el sistema.

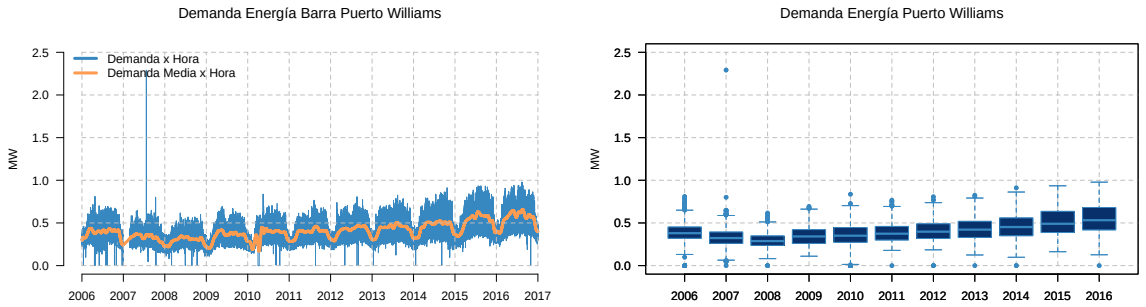


Figura 33: Demanda horaria (kW) y box-plot en la barra Puerto Williams

25.1.2 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 Edelmag[8]. La comparación de estos registros con la suma mensual de las demandas horarias es consistente para todos los sistemas, aunque presenta algunas diferencias en el sistema Punta Arenas, puntualmente en los años 2008, 2009, 2011 y 2015-2016 en la barra Tres Puentes. Pese a ello, la información de ventas mensuales presenta una tendencia creciente, con oscilación estacional por la baja del consumo en los meses de verano.

[8] Fuente: Archivo "Venta de energia mensualizada 2006-2017.xlsx"

La demanda en sistema de Porvenir es la única donde el consumo muestra una tendencia menos estacional, debido a la predominancia de los clientes industriales en la zona. Finalmente en la Barra Puerto Williams, en los años 2007 y 2010 se observan deficiencias en el registro horario de demanda, las que de todos modos no impactarán en la proyección de demanda, que se realiza a partir de la serie de datos de ventas mensuales, que se encuentra completa.

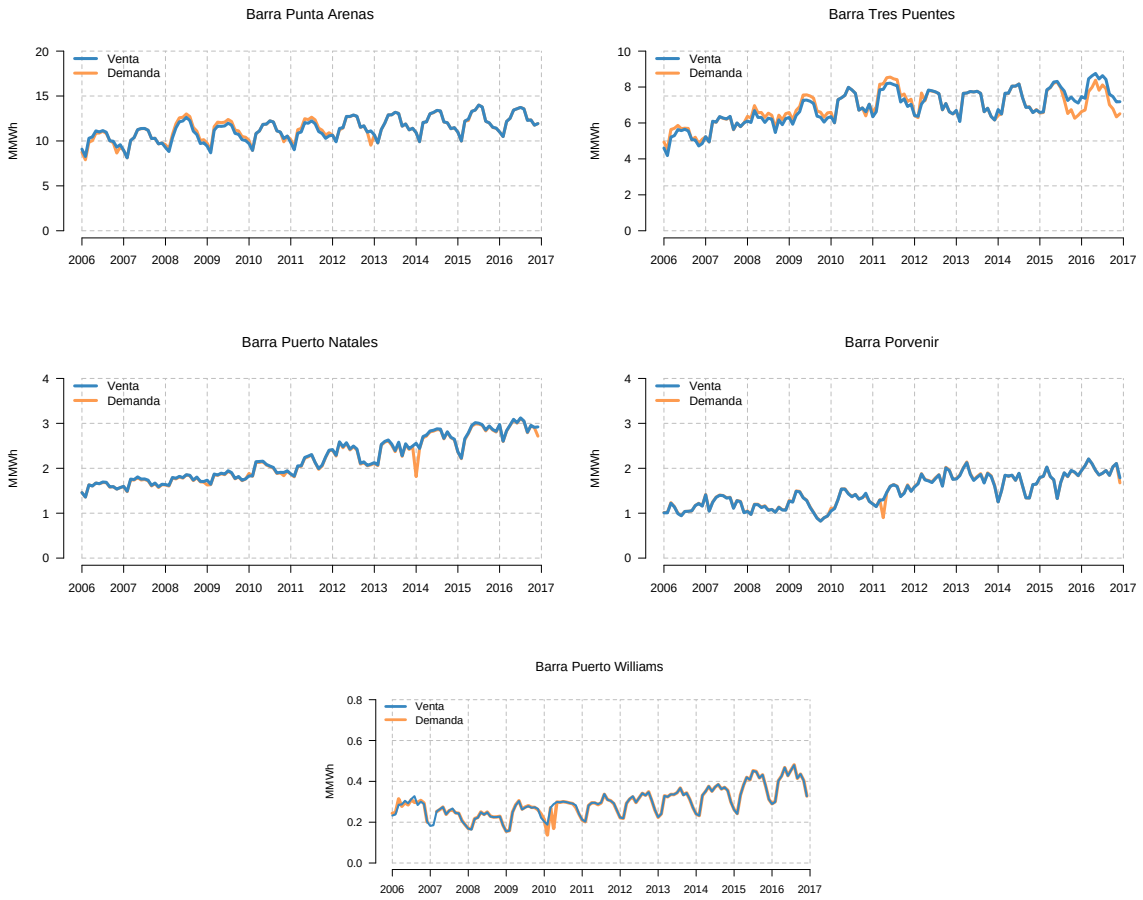


Figura 34: Ventas mensuales (MWh) en los sistemas medianos de Magallanes

25.1.3 Encuestas

En relación a las encuestas recibidas por parte de los grandes consumidores (>2%) se realiza un resumen, indicando relevancia o importancia de la información provista.

- **Punta Arenas:** de las 12 encuestas enviadas los grandes clientes, sólo se recibieron respuesta de 6 de ellos. Ninguno de ellos modificará significativamente su consumo en el futuro y a lo más indican un crecimiento vegetativo.
- **Puerto Natales:** De las 8 encuestas enviadas los grandes clientes, se recibieron respuesta de 3 de ellos. Ninguno de ellos modificará significativamente su consumo en el futuro. Más aún, solo uno de ellos indica pronósticos futuros de consumo.

- **Porvenir:** De las 11 encuestas enviadas los grandes clientes, sólo se recibieron respuesta de 3 de ellos. Ninguno de ellos modificará significativamente su consumo en el futuro y a lo más indican un crecimiento vegetativo.
- **Puerto Williams:** De las 5 encuestas enviadas los grandes clientes, sólo se recibe una respuesta, la cual no indica pronóstico o crecimiento en el corto plazo (Productos Marinos Puerto Williams Ltda.).

Se adjunta planilla Excel donde se consolida toda la información de las demandas horarias y la comparación con respecto a las ventas y los máximos registrados. Además se encuentran destacadas las demandas sin información y con registro cero. Para la proyección de demanda se utilizará la información mensual de ventas de energía por Barra.

25.2 Nuevos Clientes

De acuerdo con lo informado por Edelmag, no hay información de nuevos clientes que ingresen con certeza en ninguno de los SS.MM. en estudio.

25.3 Metodología para la proyección de demanda

Se utilizaron independientemente dos metodologías estadísticas que para la proyección del crecimiento del consumo de energía, las cuales fueron estimadas en el software estadístico R[9], obteniéndose mejores resultados con los modelos ARIMA Estacionales, por esta razón, las predicciones de demanda de esta entrega corresponden a este modelo.

25.3.1 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 auto-correlaciones muestrales.

[9] http://www.r-project.org/

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 $\epsilon_t = Y - \hat{Y}$, correspondan a una secuencia de ruido blanco. Esto quiere decir que los residuos no presenten auto-correlación 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).

25.3.2 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

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

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 $\{\epsilon_t\} \sim RB(0, \sigma^2)$

[10] Shumway, R. y Stoffer, D. (2011) *Time Series Analysis and Its Applications*. Tercera Edición, 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.

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 anualizarán 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 la tasa 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.

25.3.3 Variables exógenas

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. La serie trimestral de la región de Magallanes proporcionada por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE), muestra un cambio estructural significativo. Para poder hacer un buen pronóstico a partir de ella, utilizando la estructura de correlación interna de la serie, se procedió primero a corregir la tendencia de los primeros años a partir de un modelo de regresión.

La Figura 35 muestra las series originales para base 100 de los años 1996, 2003 y 2011, además del empalme a la base 100 del año 2011, donde el cambio brusco de tendencia se corrige mediante regresión lineal. La serie corregida se utilizará como base para la construcción de la variable exógena en los futuros modelos predictivos de demanda. 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 y que explica la diferencia observada en la Figura 35.

el cambio de tendencia y la serie corregida que se utilizará como variable exógena en los futuros modelos predictivos para la demanda. En una segunda etapa a partir de la estructura de autocorrelación de la serie corregida se ajustó un modelo ARIMA estacional para poder pronosticar el período 2017 – 2032.

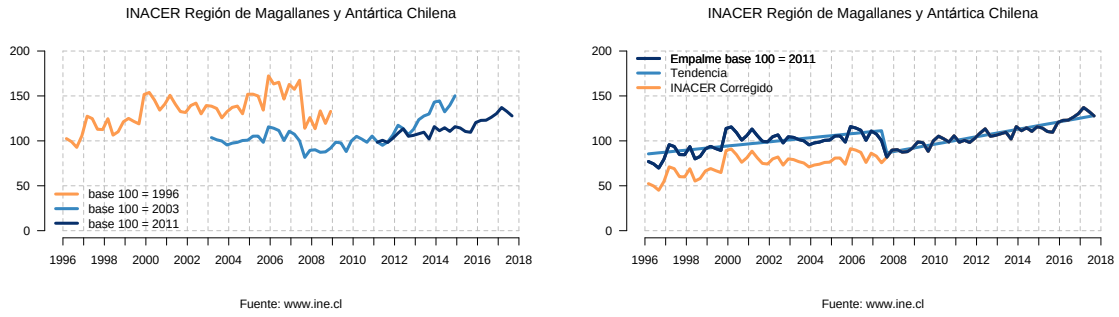


Figura 35: INACER Magallanes

A partir de la estructura de correlación de la serie corregida se ajusta un modelo ARIMA Estacional para poder pronosticar trimestralmente el período 2018 – 2032. En una segunda etapa, la serie de INACER corregido y su pronóstico serán modelados de manera no

13 Boletín informativo del Instituto Nacional de Estadísticas. Separata técnica, 19 agoto 2015.

paramétrica mediante spline[14] para generar el regresor de tendencia de las demandas de energía para las barras de este estudio, ya que considerar el dato desagregado trimestralmente agrega ruido al modelamiento de la tendencia de las demandas.

Un análisis de correlación entre el INACER trimestral promedio del año y la demanda para los distintos sistemas medianos de EDELMAG se muestra en la Tabla 176, los coeficientes de determinación R^2 superan en todos los casos el 80%.

Tabla 176: Correlación Lineal INACER Magallanes vs Venta de Energía

	Sistemas EDELMAG	Sistema P.Arenas	Barra P.Arenas	Barra Tres Puentes	Sistema P.Natales	Sistema Porvenir	Sistema P.Williams
r	0.971	0.952	0.949	0.895	0.971	0.931	0.915
R^2	94.3%	90.6%	90.0%	80.0%	94.3%	86.7%	83.8%

La Figura 36 muestra que el error pasa la prueba de normalidad.

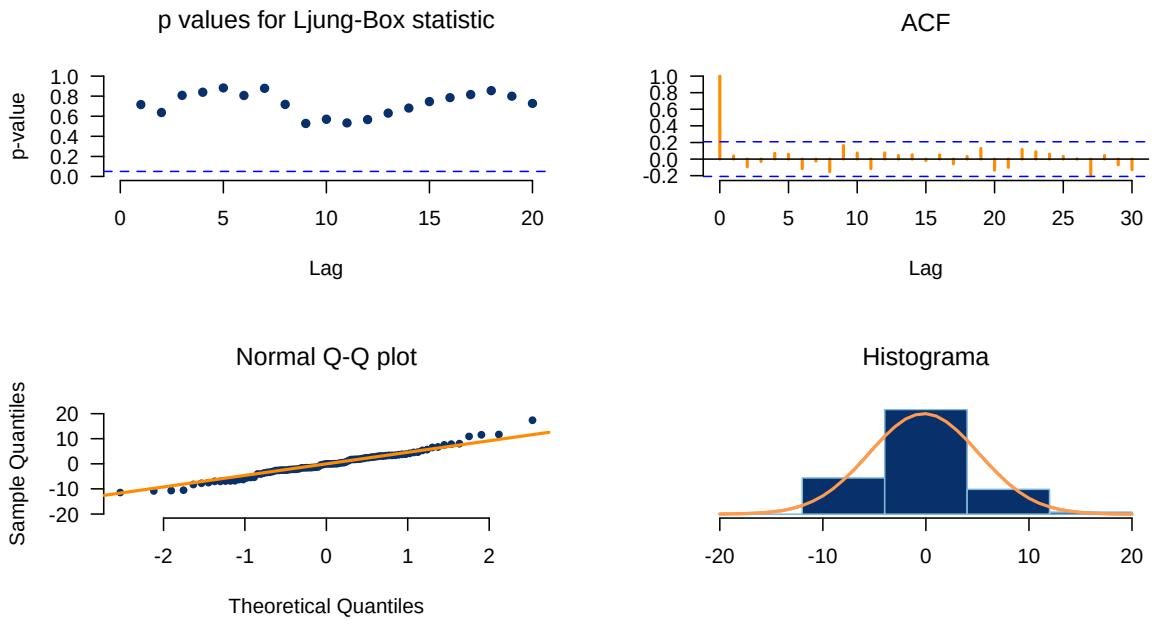


Figura 36: Diagnóstico de residuos Modelo ARIMA Estacional INACER Magallanes

[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).

Suavizamiento no paramétrico INACER y Pronóstico ARIMA Estacional

```
Smoothing Parameter  spar= 0.7  lambda= 0.000309632
Equivalent Degrees of Freedom (Df): 10.33546
Penalized Criterion (RSS): 3413.787
GCV: 26.65962
```

La Tabla 177, muestra el pronóstico estimado del modelo propuesto, junto con la tasa promedio de crecimiento calculada para el período 2018 – 2032, que está en entorno a un 3,6%. La Tabla 177 ilustra el pronóstico trimestral y el suavizamiento no paramétrico que se utilizará para modelar las distintas tendencias de demanda eléctrica de los sistemas medianos de EDELMAG.

Tabla 177: Pronóstico y Tasa de Crecimiento para el índice INACER

Año	1er Trimestre	2do Trimestre	3er Trimestre	4to Trimestre	Promedio	Tasa	Promedio Tasa
1996	51,0	48,4	43,7	53,4	49,1	NA	
1997	69,7	67,7	58,8	58,6	63,7	29,7%	
1998	67,6	53,9	56,8	65,1	60,9	-4,5%	
1999	67,9	65,5	63,3	87,9	71,1	16,9%	
2000	89,6	83,3	74,8	79,9	81,9	15,1%	
2001	87,2	79,9	73,6	72,9	78,4	-4,3%	
2002	78,6	80,7	71,7	78,6	77,4	-1,3%	
2003	77,9	75,5	74,0	69,6	74,3	-4,0%	5,8%
2004	71,7	72,7	74,6	75,0	73,5	-1,1%	
2005	79,5	79,6	72,6	89,9	80,4	9,4%	
2006	88,4	85,9	74,7	85,0	83,5	3,8%	
2007	81,7	74,3	81,8	89,6	81,8	-2,0%	
2008	90,2	87,4	88,0	92,1	89,4	9,3%	
2009	98,9	97,8	88,4	100,1	96,3	7,6%	
2010	105,2	102,2	98,7	105,6	102,9	6,9%	
2011	98,4	100,6	98,2	102,8	100,0	-2,9%	
2012	108,6	113,4	105,2	106,1	108,3	8,3%	
2013	107,9	109,6	102,1	115,9	108,9	0,5%	
2014	111,3	114,6	110,5	115,8	113,1	3,8%	4,5%
2015	114,3	110,5	109,5	120,5	113,7	0,6%	
2016	122,8	123,0	126,2	130,4	125,6	10,5%	
2017	136,0	132,6	135,3	152,6	139,1	10,8%	
2018	151,5	150,3	147,7	155,9	151,4	8,8%	
2019	157,5	156,3	153,7	161,9	157,3	4,0%	
2020	163,5	162,3	159,7	167,9	163,3	3,8%	
2021	169,5	168,3	165,7	173,9	169,3	3,7%	
2022	175,5	174,3	171,7	179,9	175,3	3,5%	3,6%
2023	181,5	180,3	177,7	185,8	181,3	3,4%	
2024	187,5	186,3	183,7	191,8	187,3	3,3%	
2025	193,5	192,2	189,6	197,8	193,3	3,2%	
2026	199,5	198,2	195,6	203,8	199,3	3,1%	
2027	205,5	204,2	201,6	209,8	205,3	3,0%	

Año	1er Trimestre	2do Trimestre	3er Trimestre	4to Trimestre	Promedio	Tasa	Promedio Tasa
2028	211,5	210,2	207,6	215,8	211,3	2,9%	
2029	217,5	216,2	213,6	221,8	217,3	2,8%	
2030	223,5	222,2	219,6	227,8	223,3	2,8%	
2031	229,5	228,2	225,6	233,8	229,3	2,7%	
2032	235,4	234,2	231,6	239,8	235,3	2,6%	

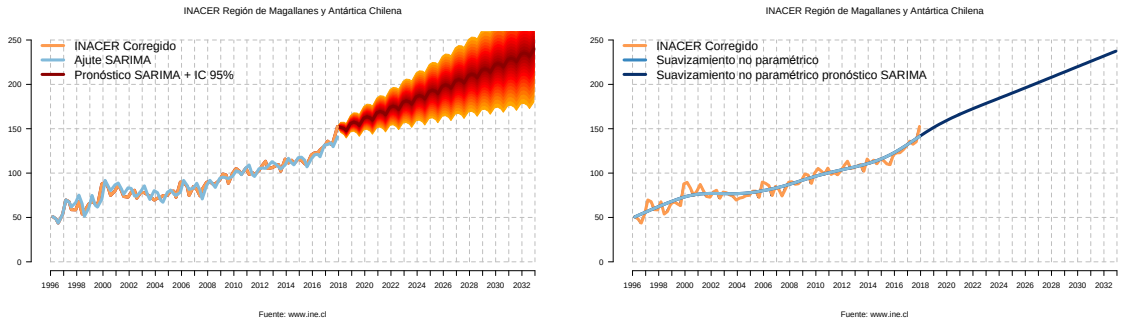


Figura 37: Ajuste y Pronóstico INACER Magallanes

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 Edelmag, y por lo tanto no inciden directamente en el consumo eléctrico de la región. Este es el caso de la explotación y refinación de petróleo, la producción de metanol y la minería de carbón, industrias que adicionalmente han experimentado variaciones importantes en los últimos 10 años. 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 Edelmag.

25.4 Predicción de Demanda Eléctrica

Para la predicción de demanda de los sistemas de Punta Arenas, Porvenir, Puerto Natales y Puerto Williams, se utilizará la información de ventas de energía mensual por Barra, las cuales fueron pronosticadas mediante modelos ARIMA Estacionales y de Ajuste Parcial con variable exógena INACER.

25.4.1 Sistema Punta Arenas

La información entregada por EDELMAG 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 (3,0,2) $(0,1,1)_{12}$ en torno a su tendencia. La predicción de la tendencia se realizó de

manera no paramétrica mediante spline cubico, ya que el INACER no resulto ser significativo para este caso.

A continuación, 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, 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 38 muestra el test de Ljung-Box, la estructura de autocorrelación serial (ACF), gráfico de probabilidad normal (QQ-plot) e histograma.

```
Coefficients:
          ar1      ar2     ar3     ma1     ma2     sma1
      -0.7682  -0.5297  0.3619  1.0502  0.9426  -0.6689
s.e.   0.0886   0.1136  0.0866  0.0462  0.0766   0.0836

sigma^2 estimated as 52738:  log likelihood = -910.05,  aic = 1834.1


Kolmogorov-Smirnov test
D = 0.074685, p-value = 0.398

Shapiro-Wilk normality test
W = 0.9875, p-value = 0.2211
```

La bondad de ajuste a nivel mensual de este modelo entrega un MAPE igual a 0,895% y un coeficiente de Theil igual a 0,0329.

Para chequear la calidad predictiva, se procede a pronosticar mensualmente la demanda del Sistema de Punta Arenas para los años 2014-2017, obteniendo un MAPE igual 0,693% y un coeficiente de Theil igual a 0,01798149 (ver Figura 39).

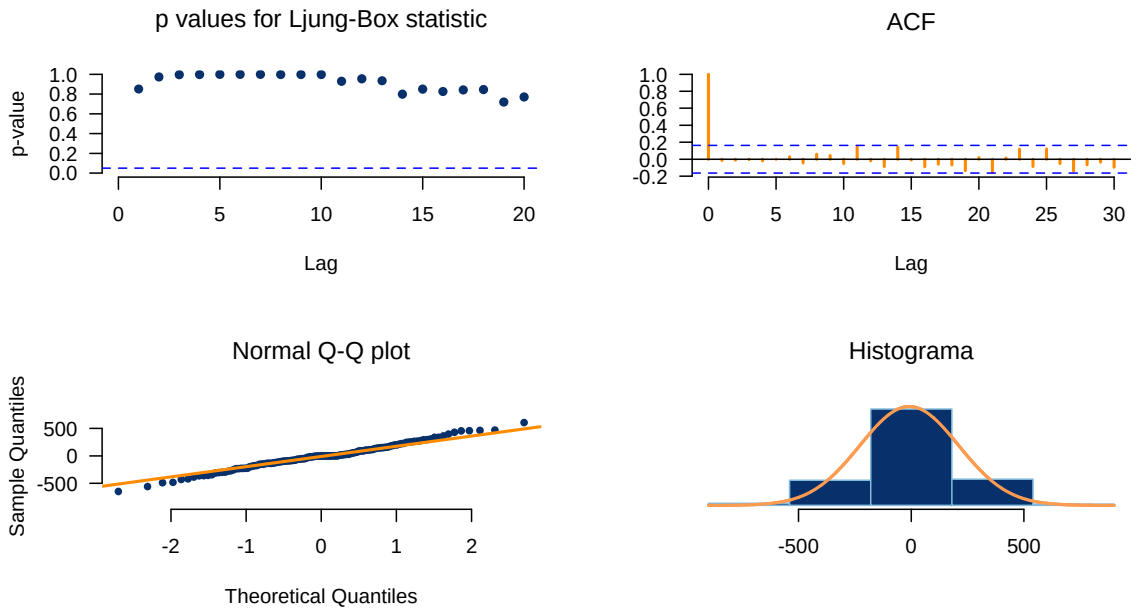


Figura 38 Diagnóstico residuos modelo ARIMA Estacional Sistema Punta Arenas

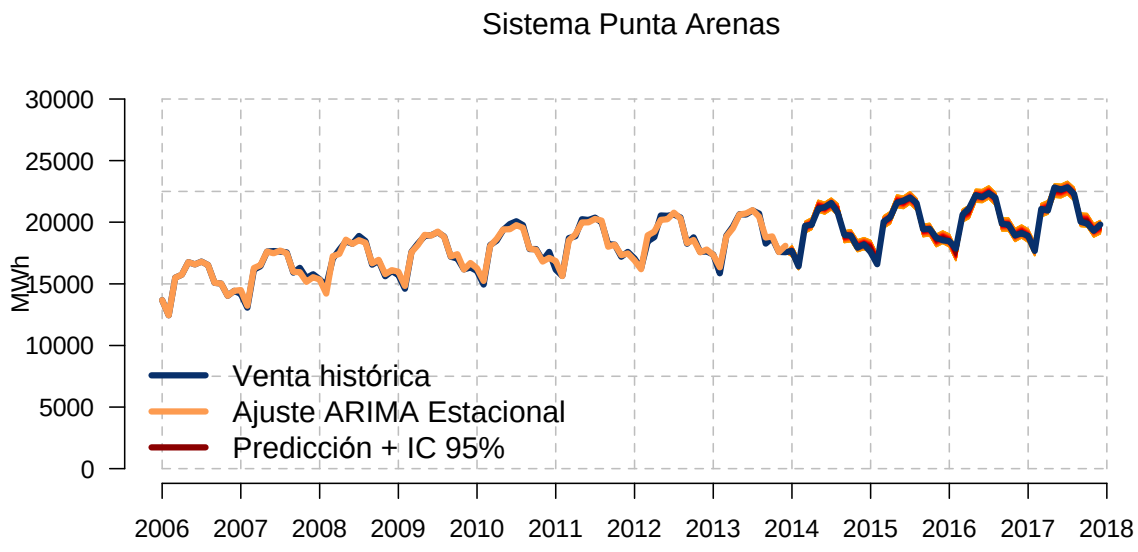


Figura 39: Bondad de ajuste pronóstico Modelo ARIMA Estacional Sistema Punta Arenas

La predicción final y su banda de confianza de 95% se ilustran en la Figura 40 y el detalle se muestra en la Tabla 9. Se pronostica que en promedio la tasa de crecimiento para el período 2018-2032 esté en torno a un 1,35%

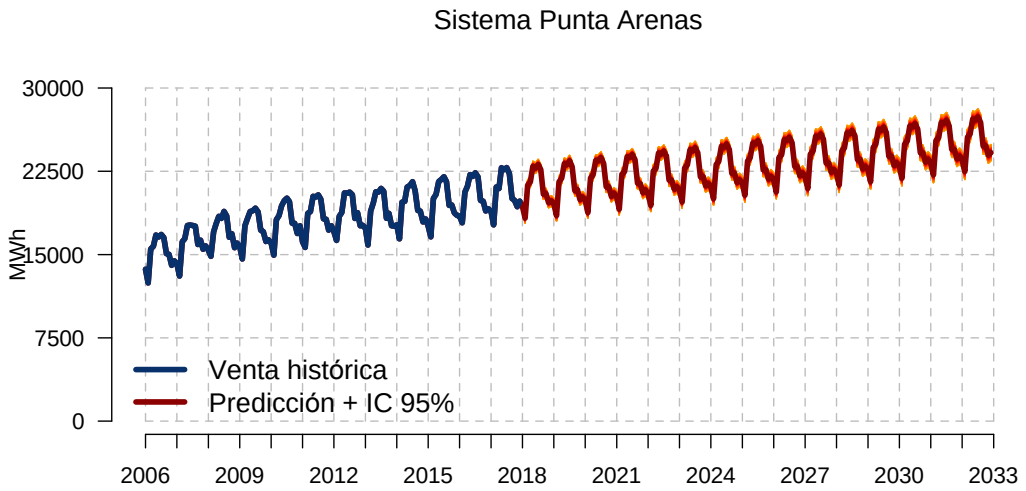


Figura 40: Ajuste y Pronóstico Modelo ARIMA Estacional Sistema Punta Arenas

Tabla 9: Pronóstico del consumo de energía mensual (MWh) y Tasa de Crecimiento Sistema Punta Arenas Modelo ARIMA Estacional

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic	Total	Tasa
2006	13.678	12.440	15.506	15.741	16.755	16.580	16.803	16.529	15.088	15.014	14.032	14.432	**182.598**	
2007	14.187	13.062	16.154	16.422	17.615	17.659	17.618	17.557	15.903	16.300	15.472	15.774	**193.723**	**6,09%**
2008	15.378	14.844	17.031	17.767	18.440	18.249	18.888	18.473	16.553	16.877	15.609	16.038	**204.146**	**5,38%**
2009	15.722	14.607	17.608	18.281	18.882	18.946	19.185	18.838	17.205	17.063	16.176	16.331	**208.842**	**2,30%**
2010	16.047	14.945	18.135	18.510	19.379	19.858	20.083	19.768	17.829	17.822	16.894	17.593	**216.864**	**3,84%**
2011	16.154	15.640	18.708	18.858	20.242	20.185	20.372	19.984	18.216	18.172	17.205	17.596	**221.332**	**2,06%**
2012	17.057	16.275	18.446	18.788	20.555	20.522	20.624	20.389	18.256	18.769	17.597	17.628	**224.906**	**1,61%**
2013	17.375	15.853	18.910	19.652	20.658	20.630	20.955	20.707	18.268	18.711	17.593	17.572	**226.883**	**0,88%**
2014	17.675	16.415	19.720	19.805	21.082	21.225	21.572	20.752	18.982	18.910	17.940	18.199	**232.277**	**2,38%**
2015	17.565	16.596	20.062	20.409	21.576	21.750	22.004	21.572	19.439	19.456	18.751	18.535	**237.715**	**2,34%**
2016	18.474	17.855	20.629	21.146	22.200	22.034	22.369	21.994	19.883	19.805	18.928	19.113	**244.429**	**2,82%**
2017	18.893	17.669	21.081	20.942	22.825	22.642	22.834	22.305	20.048	19.897	19.308	19.814	**248.257**	**1,57%**
2018	19.660	18.205	21.578	21.603	22.983	22.830	23.081	22.659	20.463	20.469	19.691	19.861	**253.083**	**1,94%**
2019	19.761	18.600	21.763	21.967	23.343	23.208	23.512	23.038	20.861	20.899	20.068	20.269	**257.288**	**1,66%**
2020	20.090	18.880	22.083	22.288	23.625	23.534	23.825	23.323	21.190	21.205	20.358	20.599	**261.002**	**1,44%**
2021	20.390	19.177	22.413	22.583	23.928	23.861	24.117	23.632	21.514	21.495	20.672	20.918	**264.700**	**1,42%**
2022	20.680	19.496	22.727	22.875	24.249	24.169	24.412	23.955	21.817	21.795	20.995	21.218	**268.389**	**1,39%**
2023	20.983	19.817	23.024	23.183	24.568	24.466	24.723	24.271	22.114	22.109	21.308	21.515	**272.083**	**1,38%**
2024	21.300	20.126	23.323	23.501	24.874	24.767	25.041	24.575	22.418	22.426	21.610	21.822	**275.785**	**1,36%**
2025	21.616	20.427	23.633	23.815	25.175	25.079	25.353	24.876	22.731	22.736	21.911	22.137	**279.489**	**1,34%**
2026	21.924	20.730	23.948	24.120	25.480	25.393	25.658	25.182	23.045	23.039	22.220	22.449	**283.188**	**1,32%**
2027	22.227	21.040	24.259	24.424	25.791	25.703	25.961	25.495	23.353	23.344	22.533	22.756	**286.885**	**1,31%**
2028	22.532	21.353	24.565	24.731	26.103	26.008	26.269	25.806	23.658	23.653	22.843	23.061	**290.582**	**1,29%**
2029	22.842	21.662	24.870	25.041	26.412	26.314	26.580	26.113	23.964	23.964	23.150	23.368	**294.281**	**1,27%**
2030	23.153	21.969	25.178	25.352	26.718	26.622	26.890	26.419	24.273	24.273	23.456	23.678	**297.981**	**1,26%**
2031	23.462	22.275	25.488	25.660	27.024	26.932	27.198	26.727	24.583	24.581	23.764	23.988	**301.681**	**1,24%**
2032	23.769	22.583	25.797	25.966	27.333	27.241	27.505	27.036	24.892	24.888	24.073	24.296	**305.379**	**1,23%**

Al anualizar los resultados del modelo, el MAPE es igual a un 0,205% y el coeficiente de Theil igual a 0,0125. En la Figura 41 se ilustran estos resultados.

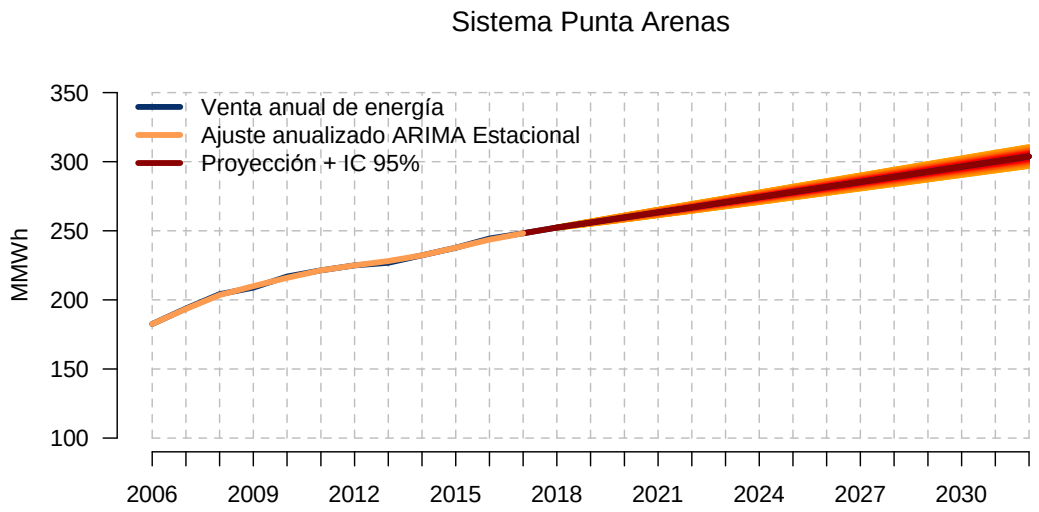


Figura 41: Ajuste y Pronóstico anualizado Modelo ARIMA Estacional Sistema Punta Arenas

MODELO AJUSTE PARCIAL

El modelo de Ajuste Parcial aplicado a los datos agregados anualmente, muestra que la venta de energía del año anterior e INACER del año explican significativamente la evolución de la demanda de energía. El coeficiente de determinación es de un 99,31%, existe presencia estructura de correlación (ver Ljung-Box test en Figura 42), mientras que la Normalidad de los residuos no es rechazada (KS test y Shapiro Test). El MAPE de este modelo anualizado es de 0,526% y tiene un coeficiente de Theil igual a 0,0751, estos valores son 157% y 500% 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       1.456e+05  1.459e+04   9.975 8.65e-06 ***
beta1       8.134e+02  1.057e+02   7.695 5.77e-05 ***
delta       3.475e-01  8.621e-02   4.031  0.00378 **

             Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
delta*beta0 5.059e+04  9.284e+03   5.449  0.00061 ***
delta*beta1 2.827e+02  9.651e+01   2.929  0.01903 *
(1 - delta) 6.525e-01  8.621e-02   7.569 6.49e-05 ***

Residual standard error: 1576 on 8 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.9931,  Adjusted R-squared:  0.9913
F-statistic: 573.6 on 2 and 8 DF,  p-value: 2.3e-09

Kolmogorov-Smirnov test
D = 0.20344, p-value = 0.6816

Shapiro-Wilk normality test
W = 0.9076, p-value = 0.2284
```

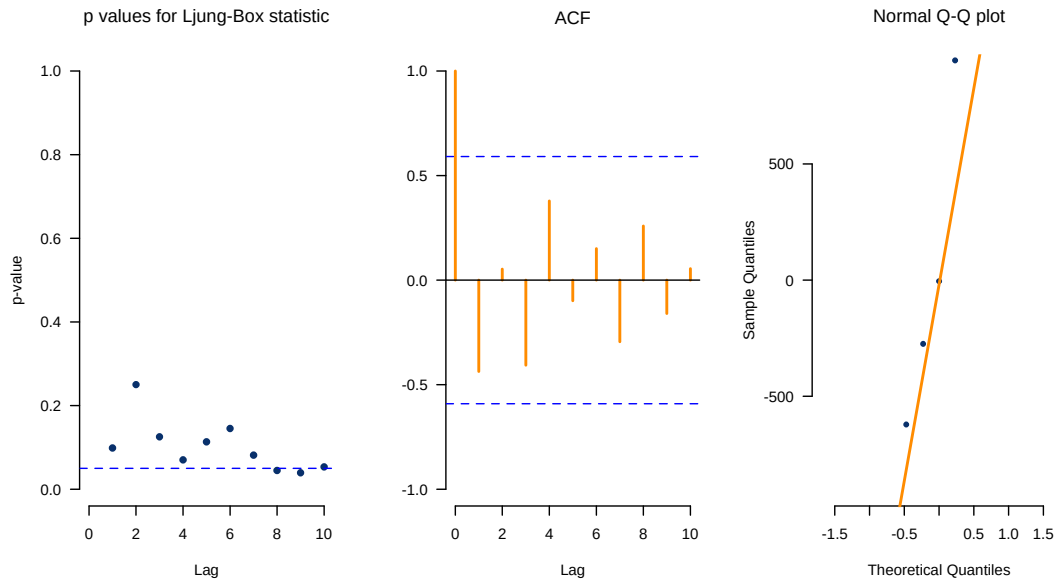


Figura 42 Diagnóstico residuos modelo Ajuste Parcial Sistema Punta Arenas.

La Figura 43 ilustra el resultado de este modelo y el detalle se entrega en la Tabla 178. El crecimiento esperado para el período 2018-2032 se encuentra en torno a 1,91%.

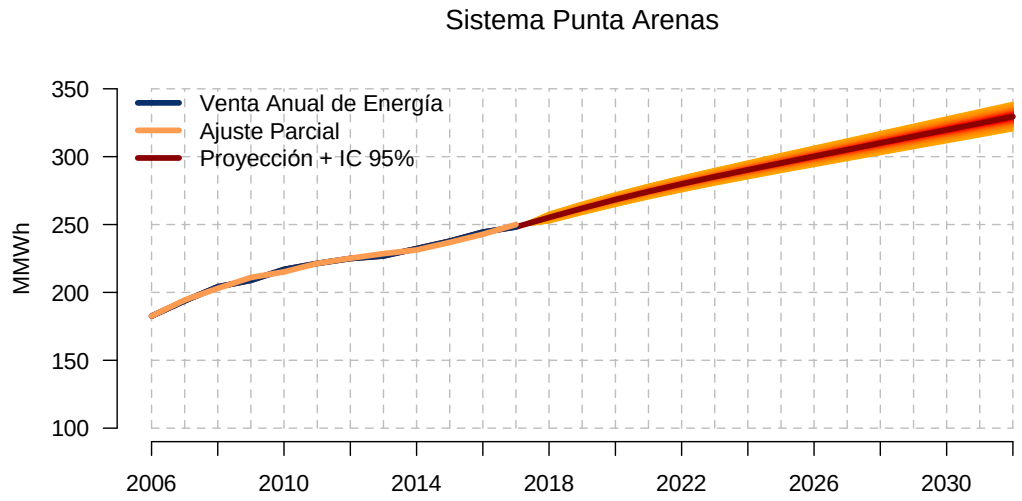


Figura 43: Ajuste y Pronóstico anualizado Modelo Ajuste Parcial Sistema Punta Arenas

Tabla 178 Pronóstico del consumo de energía anual (MWh) y Tasa de Crecimiento Sistema Punta Arenas Modelo Ajuste Parcial

Año	Total	Tasa
2006	182.598,2	
2007	193.723,3	6,09%
2008	204.146,4	5,38%
2009	208.842,5	2,30%
2010	216.863,8	3,84%
2011	221.332,2	2,06%
2012	224.905,8	1,61%
2013	226.883,4	0,88%
2014	232.276,6	2,38%
2015	237.714,7	2,34%
2016	244.429,4	2,82%
2017	248.256,9	1,57%
2018	255.152,8	2,78%
2019	261.945,9	2,66%
2020	268.362,3	2,45%
2021	274.331,0	2,22%
2022	279.906,8	2,03%
2023	285.193,7	1,89%
2024	290.294,3	1,79%
2025	295.287,6	1,72%
2026	300.225,1	1,67%
2027	305.135,8	1,64%
2028	310.033,0	1,60%
2029	314.921,5	1,58%
2030	319.801,5	1,55%
2031	324.672,2	1,52%
2032	329.534,9	1,50%

25.4.1.1 Barra Punta Arenas

La información entregada por EDELMAG para esta barra, 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 (3,0,2) $(0,1,1)_{12}$ en torno a su tendencia. La predicción de la tendencia se realizó de manera no lineal utilizando INACER^0,3161428.

A continuación, 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 auto-correlación serial de estos es confirmada (Ljung-Box test y ACF). Para los residuos del modelo, la Figura 44 muestra el test de Ljung-Box, la estructura de auto-correlación serial (ACF), gráfico de probabilidad normal (QQ-plot) e histograma.

```
Coefficients:
         ar1     ar2      ar3     ma1      ma2     sma1      INACER
      0.4416  0.8813  -0.4059  0.2327  -0.7673  -0.8649   3616.8747
s.e.  0.2092  0.0682   0.1680  0.1871   0.1822   0.1138    415.2613

sigma^2 estimated as 38877:  log likelihood = -894.53,  aic = 1805.06

Kolmogorov-Smirnov test
D = 0.09355, p-value = 0.1608

Shapiro-Wilk normality test
W = 0.96495, p-value = 0.0009642
```

La bondad de ajuste a nivel mensual de este modelo entrega un MAPE igual a 1,20% y un coeficiente de Theil igual a 0,0523.

Para chequear la calidad predictiva, se procede a pronosticar mensualmente la demanda de la Barra Punta Arenas para los años 2014-2017, obteniendo un MAPE igual a 1,25% y un coeficiente de Theil igual a 0,0259 (Ver Figura 45).

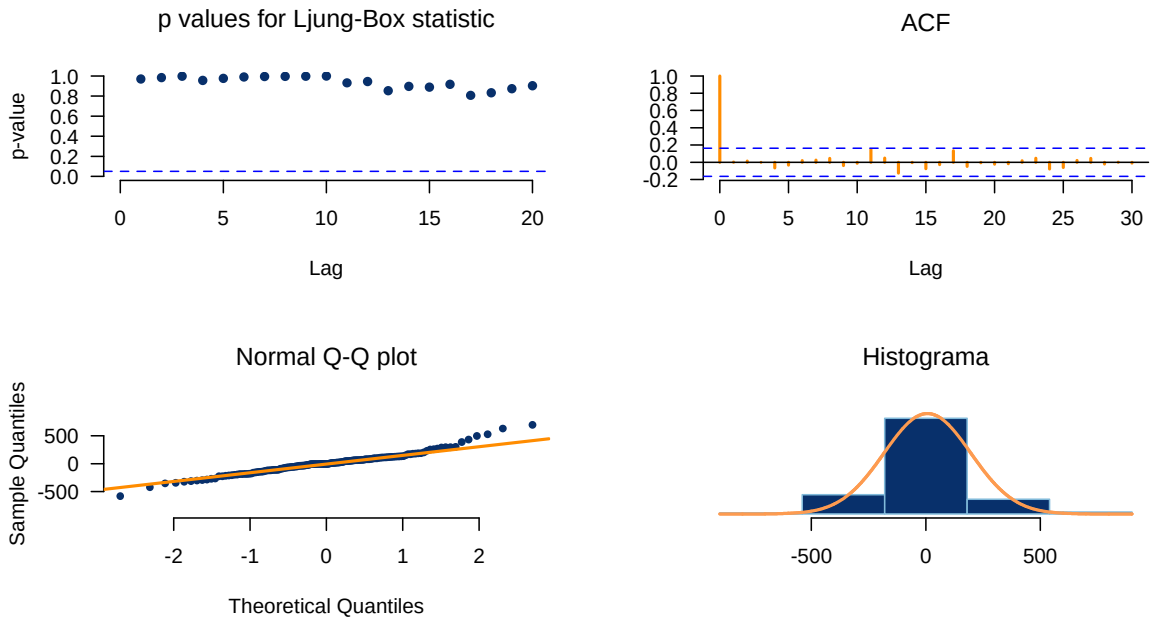


Figura 44: Diagnóstico residuos modelo ARIMA Estacional Barra Punta Arenas

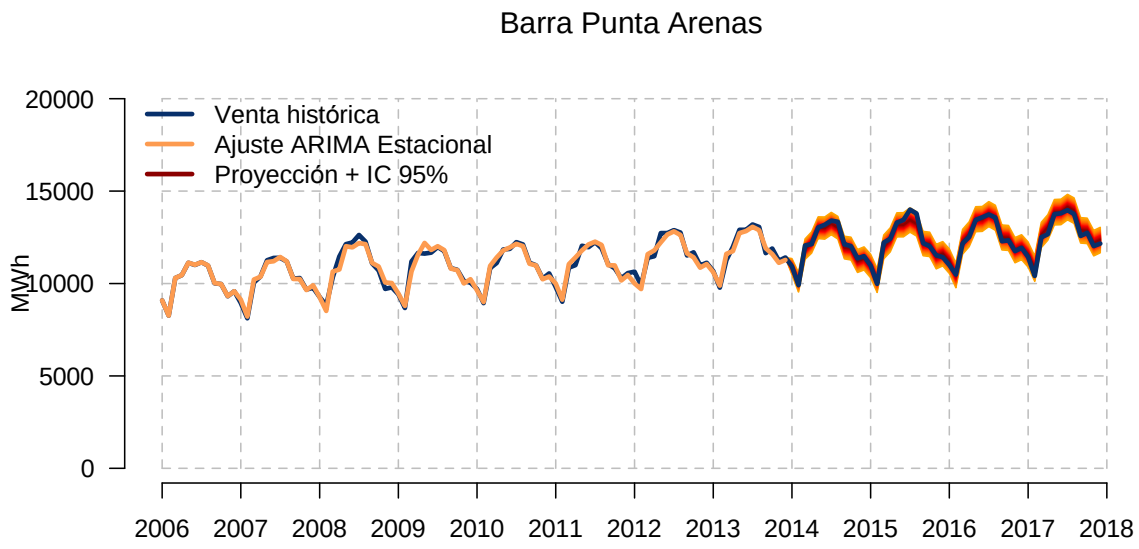


Figura 45: Bondad de ajuste pronóstico Modelo ARIMA Estacional Barra Punta Arenas

La predicción final y su banda de confianza de 95% se ilustran en la Figura 46 y el detalle se muestra en la Tabla 179. Se pronostica que en promedio la tasa de crecimiento para el período 2018-2032 esté en torno a un 1,58%

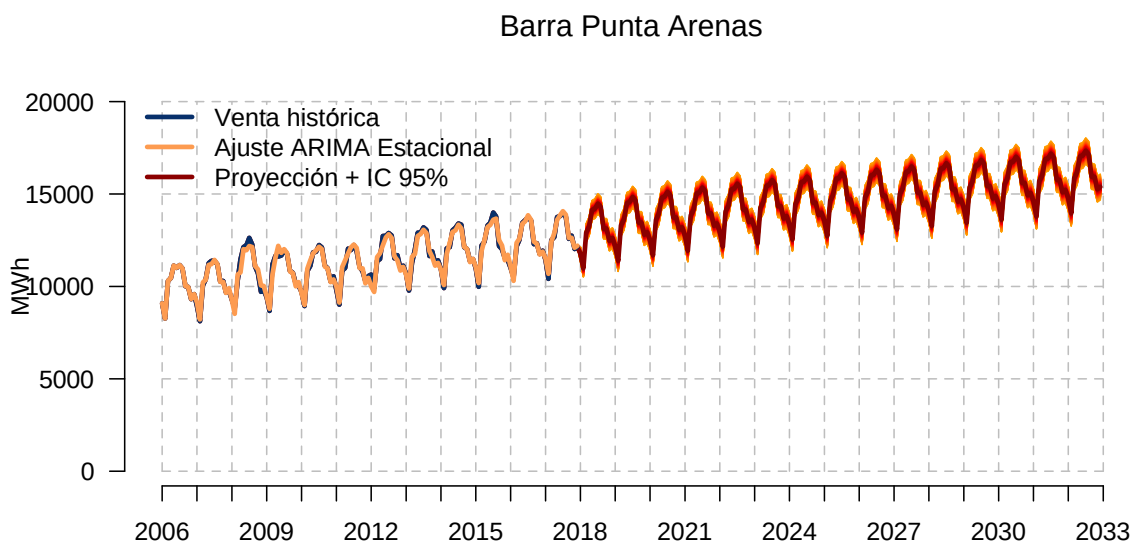


Figura 46: Ajuste y Pronóstico Modelo ARIMA Estacional Barra Punta Arenas

Tabla 179: Pronóstico del consumo de energía mensual (MWh) y Tasa de Crecimiento Barra Punta Arenas Modelo ARIMA Estacional

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic	Total	Tasa
2006	9.079	8.258	10.293	10.448	11.122	11.005	11.154	10.972	10.015	9.966	9.315	9.580	**121.207**	
2007	8.950	8.119	10.058	10.377	11.260	11.384	11.395	11.190	10.269	10.294	9.676	9.771	**122.742**	**1,27%**
2008	9.268	8.820	10.342	11.458	12.129	12.220	12.622	12.260	11.084	10.704	9.706	9.794	**130.406**	**6,24%**
2009	9.416	8.678	11.187	11.650	11.618	11.673	11.977	11.755	10.830	10.739	10.128	10.048	**129.699**	**-0,54%**
2010	9.696	8.939	10.836	11.112	11.838	11.870	12.241	12.113	11.118	10.986	10.270	10.544	**131.563**	**1,44%**
2011	9.812	9.014	10.861	10.990	12.046	11.968	12.238	11.907	11.047	10.829	10.285	10.558	**131.554**	**-0,01%**
2012	10.637	9.901	11.394	11.475	12.725	12.730	12.887	12.751	11.520	11.686	10.976	11.123	**139.806**	**6,27%**
2013	10.672	9.773	11.262	11.985	12.906	12.905	13.192	13.058	11.641	11.889	11.234	11.406	**141.924**	**1,51%**
2014	10.926	9.914	12.062	12.138	13.030	13.172	13.403	13.334	12.116	12.028	11.366	11.476	**144.965**	**2,14%**
2015	10.977	9.979	12.212	12.427	13.295	13.435	13.995	13.789	12.186	12.015	11.525	11.427	**147.264**	**1,59%**
2016	11.001	10.484	12.172	12.518	13.442	13.584	13.735	13.568	12.284	12.337	11.753	11.929	**148.807**	**1,05%**
2017	11.435	10.413	12.504	12.665	13.754	13.798	13.972	13.760	12.579	12.745	12.029	12.165	**151.817**	**2,02%**
2018	11.754	10.977	12.903	13.244	14.125	14.210	14.473	14.306	13.118	13.122	12.474	12.615	**157.320**	**3,62%**
2019	12.182	11.383	13.301	13.626	14.501	14.574	14.832	14.654	13.461	13.455	12.803	12.934	**161.705**	**2,79%**
2020	12.497	11.689	13.603	13.920	14.792	14.857	15.112	14.927	13.731	13.719	13.064	13.190	**165.102**	**2,10%**
2021	12.750	11.937	13.849	14.161	15.031	15.092	15.345	15.156	13.958	13.943	13.286	13.409	**167.916**	**1,70%**
2022	12.967	12.152	14.062	14.372	15.241	15.300	15.552	15.361	14.162	14.145	13.488	13.609	**170.410**	**1,49%**
2023	13.167	12.350	14.260	14.568	15.436	15.494	15.746	15.554	14.355	14.337	13.679	13.800	**172.746**	**1,37%**
2024	13.357	12.540	14.449	14.758	15.625	15.683	15.934	15.742	14.543	14.524	13.867	13.987	**175.009**	**1,31%**
2025	13.544	12.726	14.636	14.944	15.811	15.869	16.120	15.927	14.728	14.709	14.051	14.171	**177.237**	**1,27%**
2026	13.729	12.911	14.820	15.128	15.995	16.052	16.303	16.110	14.911	14.892	14.234	14.353	**179.437**	**1,24%**
2027	13.911	13.092	15.001	15.309	16.176	16.233	16.484	16.291	15.091	15.072	14.414	14.533	**181.607**	**1,21%**
2028	14.090	13.271	15.180	15.488	16.355	16.411	16.662	16.469	15.269	15.249	14.591	14.709	**183.743**	**1,18%**
2029	14.266	13.447	15.356	15.663	16.530	16.586	16.836	16.643	15.443	15.423	14.764	14.883	**185.840**	**1,14%**
2030	14.439	13.620	15.528	15.835	16.702	16.758	17.007	16.814	15.613	15.593	14.934	15.052	**187.896**	**1,11%**
2031	14.609	13.789	15.697	16.004	16.870	16.926	17.175	16.981	15.780	15.760	15.101	15.219	**189.910**	**1,07%**
2032	14.775	13.955	15.863	16.169	17.035	17.090	17.340	17.145	15.944	15.924	15.264	15.382	**191.885**	**1,04%**

Al anualizar los resultados del modelo, el MAPE es igual a un 0,348% y el coeficiente de Theil igual a 0,0332. En la Figura 47 se ilustran estos resultados.

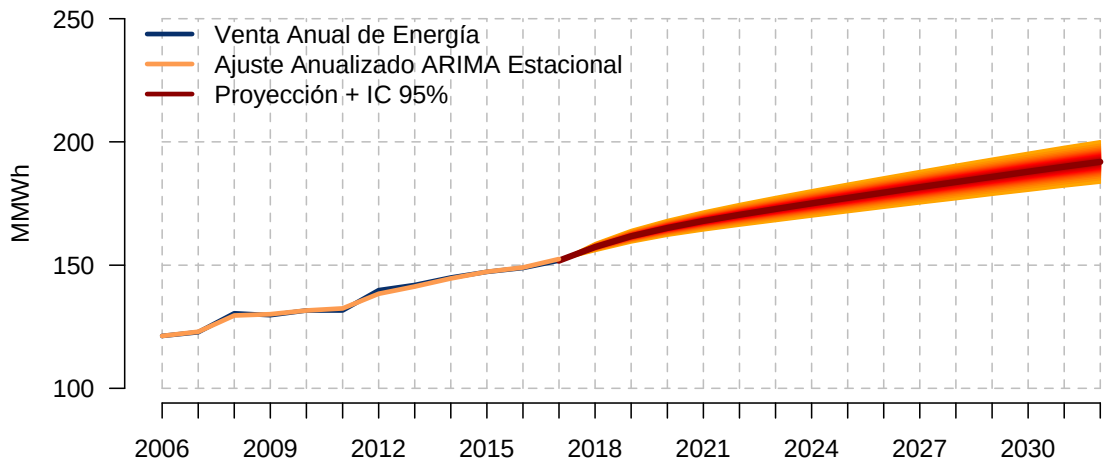


Figura 47: Ajuste y Pronóstico anualizado Modelo ARIMA Estacional Barra Punta Arenas

MODELO AJUSTE PARCIAL

El modelo de Ajuste Parcial aplicado a los datos agregados anualmente muestra que la venta de energía del año anterior e INACER del año explican significativamente la evolución de la demanda de energía. El coeficiente de determinación es de un 93,17%, no existe presencia estructura de correlación (ver Ljung-Box test en Figura 48), mientras que la Normalidad de los residuos no es rechazada (KS test y Shapiro Test). El MAPE de este modelo anualizado es de 1,56% y tiene un coeficiente de Theil igual a 0,562, estos valores son 348% y 1593 % 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       8.323e+04  1.316e+04   6.326 0.000226 ***
beta1       5.285e+02  1.089e+02   4.852 0.001268 **
delta       4.830e-01  3.299e-01   1.464 0.181413

delta*beta0 4.020e+04  2.550e+04   1.576    0.154
delta*beta1 2.553e+02  1.884e+02   1.355    0.212
(1 - delta) 5.170e-01  3.299e-01   1.567    0.156

Residual standard error: 2776 on 8 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.9317,  Adjusted R-squared:  0.9146
F-statistic: 54.55 on 2 and 8 DF,  p-value: 2.179e-05

Kolmogorov-Smirnov test
D = 0.2151, p-value = 0.6153

Shapiro-Wilk normality test
W = 0.92855, p-value = 0.3963
```

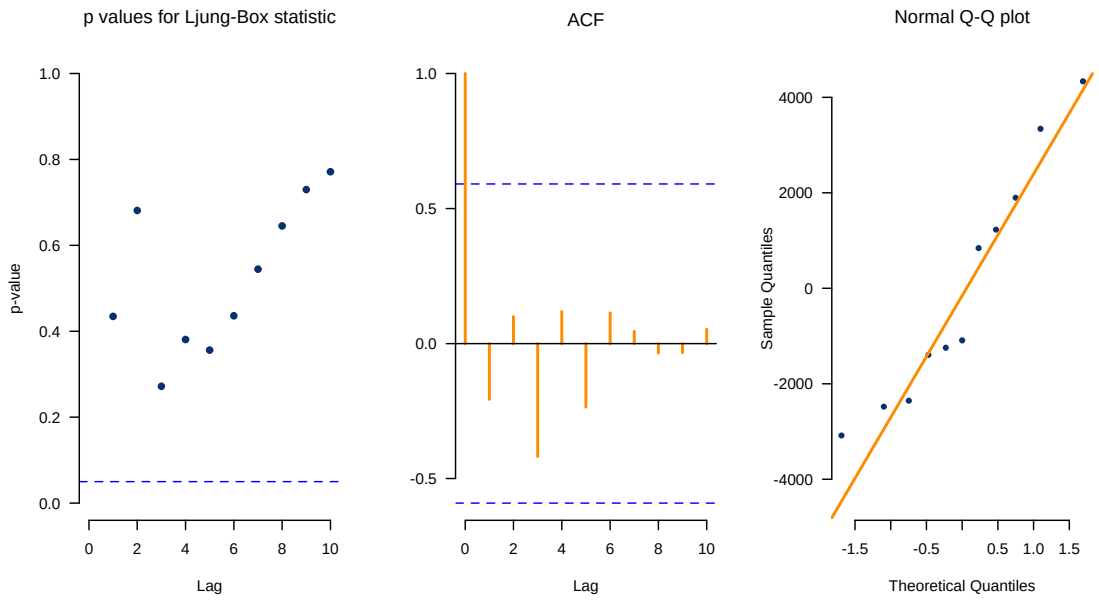


Figura 48 Diagnóstico residuos modelo ARIMA Estacional Barra Punta Arenas.

La Figura 49 ilustra el resultado de este modelo y el detalle se entrega en la Tabla 180. El crecimiento esperado para el período 2018-2032 se encuentra en torno a 2,03%.

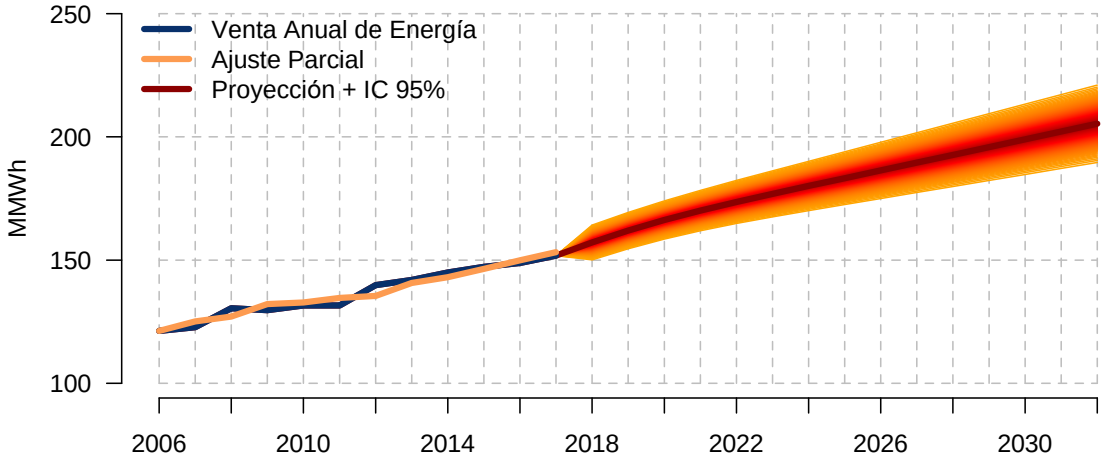


Figura 49: Ajuste y Pronóstico anualizado Modelo Ajuste Parcial Barra Punta Arenas

Tabla 180 Pronóstico del consumo de energía anual (MWh) y Barra de Crecimiento Sistema Punta Arenas Modelo Ajuste Parcial

Año	Total	Tasa
2006	121.206,6	

Año	Total	Tasa
2007	122.742,5	1,27%
2008	130.405,6	6,24%
2009	129.698,7	-0,54%
2010	131.562,9	1,44%
2011	131.553,9	-0,01%
2012	139.806,2	6,27%
2013	141.923,8	1,51%
2014	144.965,5	2,14%
2015	147.263,6	1,59%
2016	148.806,6	1,05%
2017	151.817,4	2,02%
2018	157.149,0	3,51%
2019	161.976,8	3,07%
2020	166.264,7	2,65%
2021	170.090,8	2,30%
2022	173.587,5	2,06%
2023	176.884,2	1,90%
2024	180.079,7	1,81%
2025	183.235,6	1,75%
2026	186.383,9	1,72%
2027	189.536,9	1,69%
2028	192.696,1	1,67%
2029	195.858,4	1,64%
2030	199.019,9	1,61%
2031	202.177,5	1,59%
2032	205.331,3	1,56%

25.4.1.2 Barra Tres Puentes

La información entregada por EDELMAG para esta barra, presenta un comportamiento no estacionario, ya que se observa una tendencia global creciente y un claro patrón estacional mensual. A partir, de los modelos ARIMA Estacional, que logran un mejor ajuste, del Sistema Punta Arenas y Barra Punta Arenas, por diferencia se obtiene el pronóstico de la Barra Tres Puentes.

El error de estimación resultante cumple con el supuesto de normalidad (KS test, Shapiro Test y QQ-plot e Histograma) y la ausencia de auto-correlación serial de estos es apoyada por el test de Ljung-Box y gráfico ACF, ver Figura 50.

```
Kolmogorov-Smirnov test
D = 0.051405, p-value = 0.8412
```

```
Shapiro-Wilk normality test
W = 0.98885, p-value = 0.3048
```

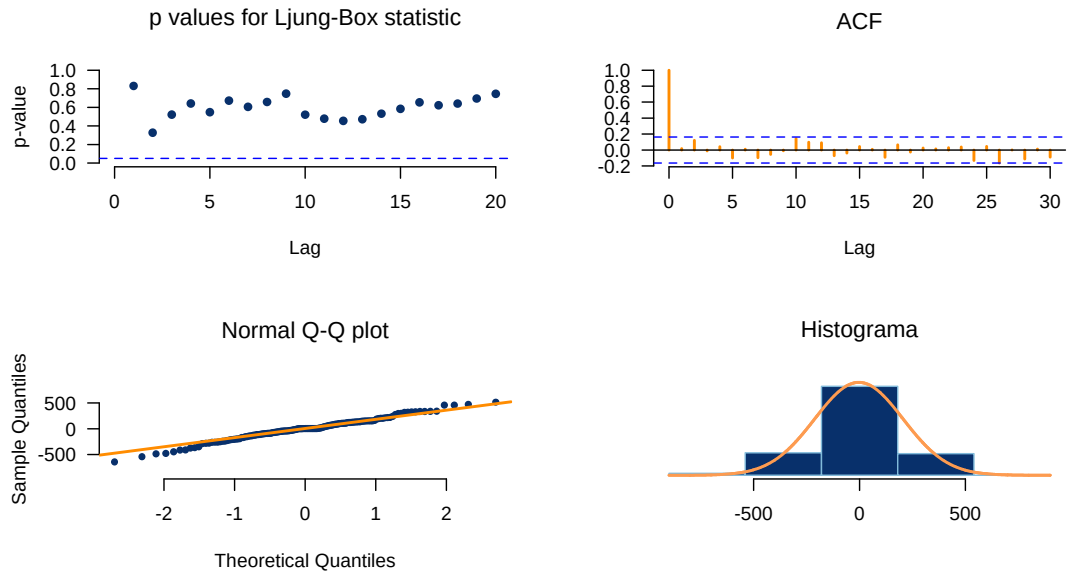


Figura 50: Diagnóstico residuos Barra Tres Puentes

La bondad de ajuste a nivel mensual de este modelo entrega un MAPE igual a 2,24% y un coeficiente de Theil igual a 0,1720.

Para chequear la calidad predictiva, se procede a pronosticar mensualmente la demanda de la Barra Punta Arenas para los años 2014-2017, obteniendo un MAPE igual a 2,45% y un coeficiente de Theil igual a 0,1043 (ver Figura 51).

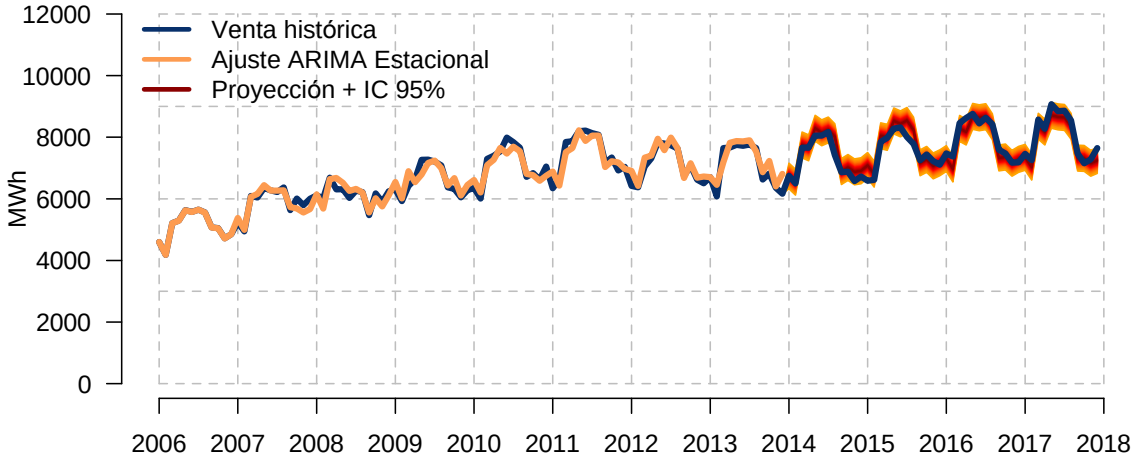


Figura 51: Ajuste y Pronóstico Modelo ARIMA Estacional Barra Tres Puentes

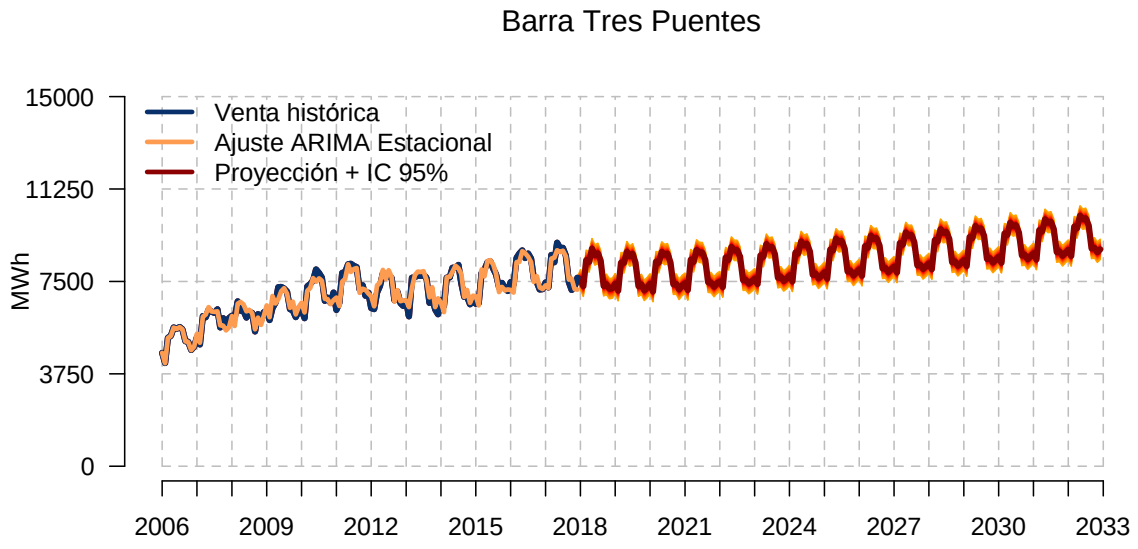


Figura 52: Ajuste y Pronóstico Modelo ARIMA Estacional Barra Tres Puentes

Tabla 11: Pronóstico del consumo de energía mensual (MWh) y Tasa de Crecimiento Barra Tres Puentes Modelo ARIMA Estacional

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic	Total	Tasa
2006	4.599	4.183	5.213	5.292	5.633	5.574	5.649	5.557	5.073	5.048	4.718	4.852	**61.392**	
2007	5.237	4.943	6.096	6.046	6.354	6.275	6.223	6.367	5.634	6.006	5.796	6.004	**70.981**	**15,62%**
2008	6.110	6.024	6.689	6.309	6.311	6.029	6.266	6.213	5.469	6.173	5.903	6.244	**73.741**	**3,89%**
2009	6.306	5.928	6.420	6.631	7.264	7.273	7.208	7.084	6.375	6.324	6.047	6.283	**79.144**	**7,33%**
2010	6.351	6.007	7.298	7.398	7.542	7.988	7.841	7.655	6.711	6.836	6.625	7.049	**85.301**	**7,78%**
2011	6.342	6.626	7.847	7.868	8.197	8.217	8.134	8.077	7.169	7.344	6.920	7.037	**89.778**	**5,25%**
2012	6.420	6.374	7.051	7.313	7.831	7.792	7.736	7.638	6.735	7.083	6.621	6.505	**85.100**	**-5,21%**
2013	6.702	6.080	7.648	7.667	7.753	7.725	7.763	7.649	6.627	6.822	6.359	6.165	**84.960**	**-0,16%**
2014	6.749	6.500	7.658	7.667	8.052	8.053	8.169	7.418	6.866	6.882	6.574	6.723	**87.311**	**2,77%**
2015	6.588	6.617	7.850	7.982	8.280	8.315	8.010	7.782	7.253	7.441	7.226	7.108	**90.451**	**3,60%**
2016	7.473	7.371	8.457	8.629	8.758	8.450	8.634	8.426	7.599	7.468	7.175	7.184	**95.623**	**5,72%**
2017	7.458	7.256	8.578	8.277	9.071	8.844	8.862	8.545	7.469	7.152	7.279	7.648	**96.439**	**0,85%**
2018	7.906	7.228	8.674	8.359	8.859	8.620	8.608	8.353	7.345	7.347	7.217	7.246	**95.763**	**-0,70%**
2019	7.579	7.217	8.463	8.341	8.842	8.634	8.680	8.384	7.400	7.445	7.265	7.335	**95.583**	**-0,19%**
2020	7.593	7.191	8.480	8.368	8.833	8.676	8.713	8.396	7.459	7.486	7.294	7.410	**95.900**	**0,33%**
2021	7.640	7.240	8.565	8.422	8.897	8.769	8.772	8.476	7.555	7.553	7.386	7.509	**96.784**	**0,92%**
2022	7.713	7.344	8.664	8.503	9.008	8.869	8.860	8.594	7.655	7.650	7.508	7.610	**97.979**	**1,23%**
2023	7.817	7.467	8.765	8.614	9.132	8.971	8.978	8.717	7.759	7.772	7.629	7.716	**99.337**	**1,39%**
2024	7.943	7.587	8.874	8.743	9.249	9.084	9.107	8.833	7.875	7.902	7.743	7.836	**100.775**	**1,45%**
2025	8.072	7.701	8.997	8.871	9.363	9.210	9.234	8.948	8.003	8.027	7.860	7.966	**102.252**	**1,47%**
2026	8.195	7.820	9.128	8.993	9.485	9.341	9.355	9.072	8.134	8.147	7.986	8.096	**103.752**	**1,47%**
2027	8.316	7.948	9.257	9.114	9.615	9.470	9.477	9.204	8.262	8.272	8.119	8.223	**105.277**	**1,47%**
2028	8.442	8.081	9.384	9.243	9.749	9.597	9.608	9.337	8.389	8.404	8.252	8.351	**106.838**	**1,48%**
2029	8.576	8.215	9.514	9.378	9.882	9.728	9.744	9.471	8.522	8.541	8.386	8.485	**108.441**	**1,50%**
2030	8.714	8.349	9.649	9.516	10.016	9.865	9.883	9.606	8.660	8.680	8.522	8.625	**110.086**	**1,52%**
2031	8.853	8.486	9.790	9.656	10.155	10.007	10.023	9.746	8.803	8.821	8.663	8.769	**111.771**	**1,53%**
2032	8.994	8.628	9.934	9.797	10.299	10.151	10.165	9.891	8.948	8.964	8.809	8.914	**113.494**	**1,54%**

Al anualizar los resultados del modelo, el MAPE es igual a un 0,774% y el coeficiente de Theil igual a 0,0183. En la Figura 53 se ilustran estos resultados.

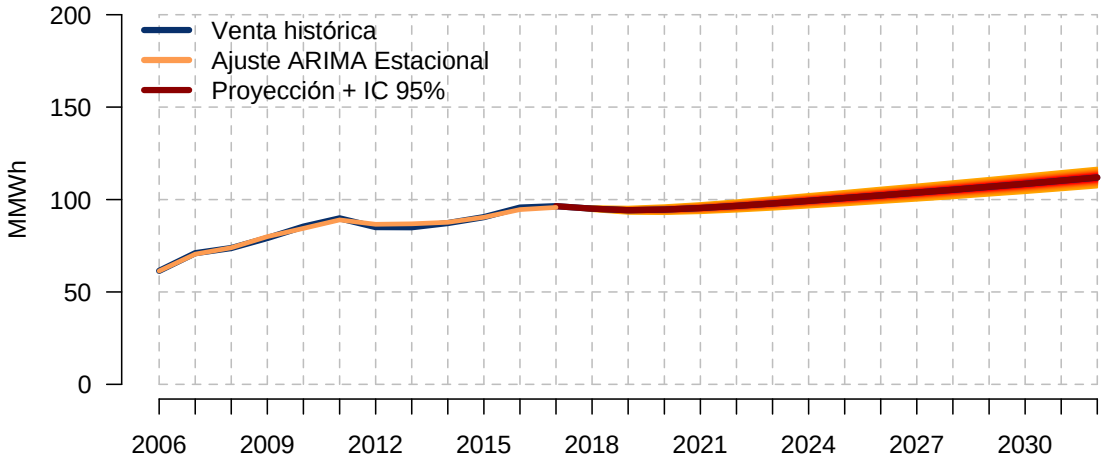


Figura 53: Ajuste y Pronóstico anualizado Barra Tres Puentes

25.4.1.3 Barra Puerto Natales

La información entregada por EDELMAG para esta barra, 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 (3,0,2) $(0,1,1)_{12}$ en torno a su tendencia. La predicción de la tendencia se realizó de manera no lineal utilizando INACER^ 1,061137.

A continuación 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 auto-correlación serial de estos es confirmada (Ljung-Box test y ACF). Para los residuos del modelo, la Figura 54 muestra el test de Ljung-Box, la estructura de auto-correlación serial (ACF), gráfico de probabilidad normal (QQ-plot) e histograma.

```
Coefficients:
         ar1      ar2     ar3     ma1     ma2     sma1      INACER
      0.4697  -0.5313  0.5851  0.2784  1.0000  -0.8454     22.8968
s.e.  0.0897   0.0785  0.0761  0.0389  0.0321   0.1059      1.3356

sigma^2 estimated as 5659:  log likelihood = -767.45,  aic = 1550.89

Kolmogorov-Smirnov test
D = 0.11421, p-value = 0.04672

Shapiro-Wilk normality test
W = 0.96247, p-value = 0.0005656
```

La bondad de ajuste a nivel mensual de este modelo entrega un MAPE igual a 2,13% y un coeficiente de Theil igual a 0,2383.

Para chequear la calidad predictiva, se procede a pronosticar mensualmente la demanda de la Barra Puerto Natales para los años 2014-2017, obteniendo un MAPE igual 3,98% y un coeficiente de Theil igual a 0,1922 (ver Figura 55).

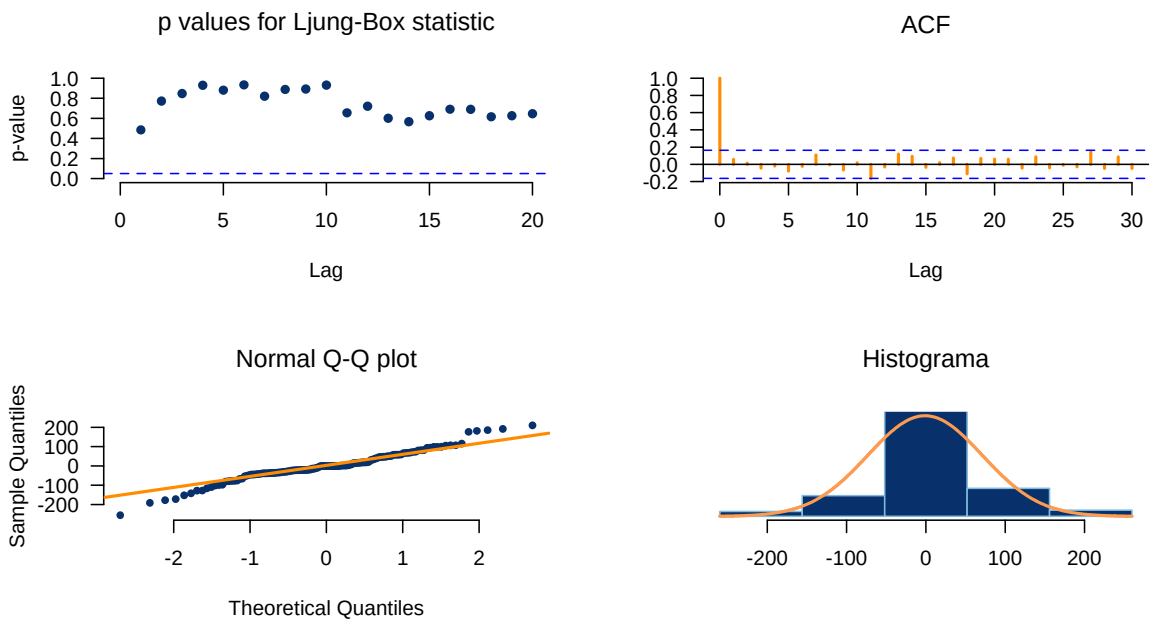


Figura 54 Diagnóstico residuos modelo ARIMA Estacional Barra Puerto Natales

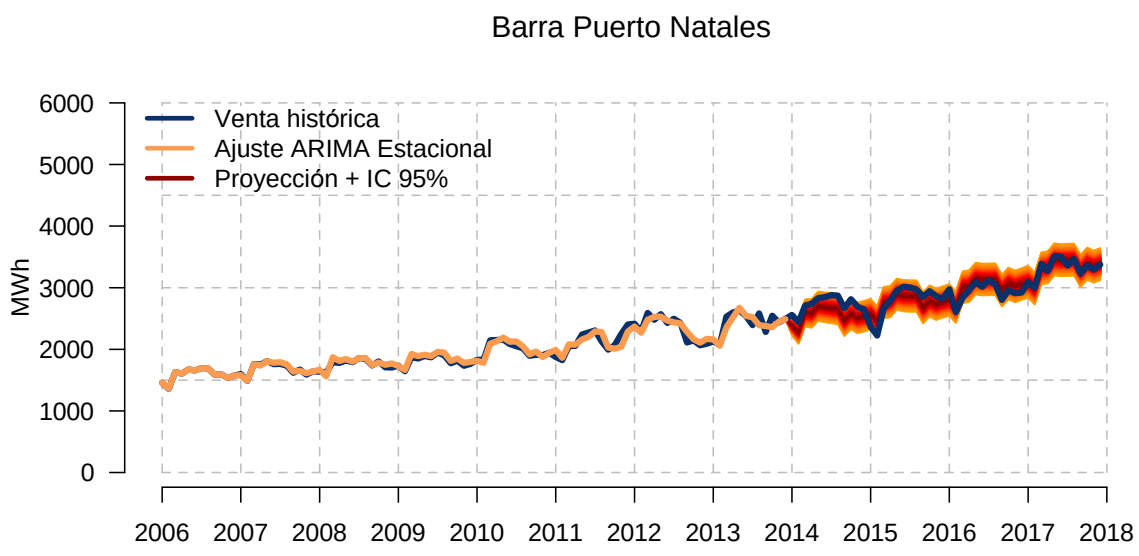


Figura 55: Bondad de ajuste pronóstico Modelo ARIMA Estacional Barra Puerto Natales

La predicción final y su banda de confianza de 95% se ilustran en la Figura 56 y el detalle se muestra en la Tabla 181. Se pronostica que en promedio la tasa de crecimiento para el período 2018-2032 esté en torno a un 4,70%.

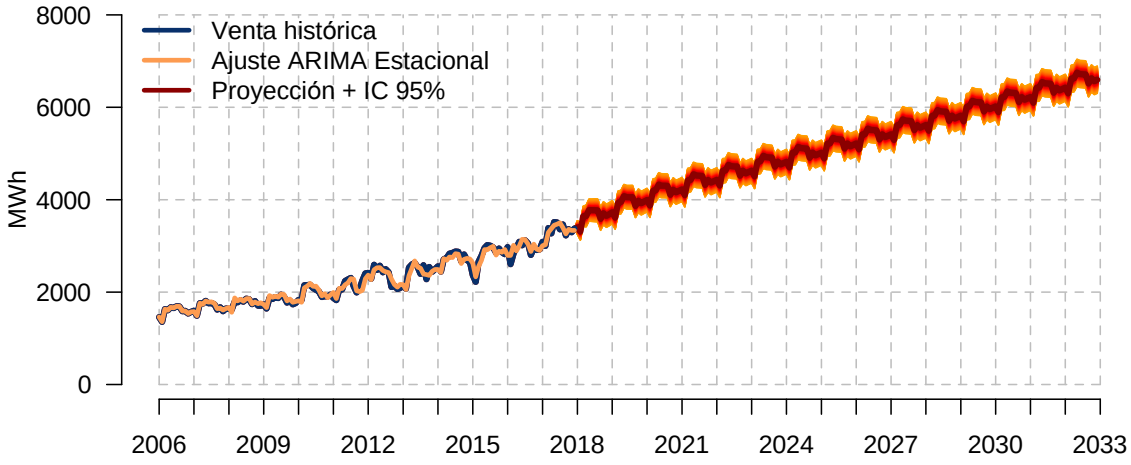


Figura 56: Ajuste y Pronóstico Modelo ARIMA Estacional Barra Puerto Natales

Tabla 181: Pronóstico del consumo de energía mensual (MWh) y Tasa de Crecimiento Barra Puerto Natales Modelo ARIMA Estacional

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic	Total	Tasa
2006	1.458	1.357	1.630	1.606	1.671	1.655	1.695	1.689	1.587	1.592	1.536	1.572	**19.048**	
2007	1.597	1.488	1.760	1.750	1.808	1.758	1.763	1.735	1.618	1.671	1.587	1.644	**20.177**	**5,93%**
2008	1.637	1.618	1.794	1.777	1.820	1.792	1.857	1.843	1.737	1.804	1.708	1.704	**21.092**	**4,54%**
2009	1.735	1.643	1.872	1.850	1.891	1.871	1.945	1.902	1.772	1.816	1.734	1.763	**21.794**	**3,33%**
2010	1.829	1.830	2.147	2.151	2.159	2.086	2.050	2.017	1.895	1.910	1.905	1.943	**23.922**	**9,77%**
2011	1.875	1.825	2.053	2.055	2.240	2.272	2.306	2.128	1.994	2.068	2.250	2.403	**25.470**	**6,47%**
2012	2.415	2.290	2.589	2.479	2.570	2.428	2.496	2.428	2.110	2.142	2.065	2.092	**28.104**	**10,34%**
2013	2.126	2.074	2.530	2.598	2.630	2.540	2.393	2.582	2.279	2.545	2.438	2.495	**29.230**	**4,01%**
2014	2.558	2.441	2.708	2.741	2.832	2.847	2.879	2.872	2.665	2.813	2.692	2.648	**32.695**	**11,85%**
2015	2.368	2.222	2.660	2.788	2.953	3.016	3.005	2.970	2.851	2.944	2.864	2.822	**33.462**	**2,35%**
2016	2.975	2.603	2.837	2.961	3.090	3.015	3.123	3.052	2.803	2.956	2.911	2.921	**35.245**	**5,33%**
2017	3.088	3.000	3.387	3.271	3.514	3.506	3.360	3.464	3.227	3.362	3.293	3.375	**39.846**	**13,05%**
2018	3.103	3.046	3.597	3.563	3.752	3.762	3.773	3.699	3.525	3.620	3.572	3.610	**42.622**	**6,97%**
2019	3.601	3.539	3.828	3.836	3.945	3.922	3.936	3.921	3.749	3.845	3.797	3.836	**45.757**	**7,36%**
2020	3.828	3.766	4.055	4.062	4.171	4.147	4.160	4.145	3.971	4.066	4.017	4.055	**48.444**	**5,87%**
2021	4.045	3.983	4.270	4.276	4.383	4.358	4.369	4.353	4.178	4.272	4.222	4.258	**50.967**	**5,21%**
2022	4.247	4.183	4.470	4.475	4.581	4.554	4.565	4.548	4.372	4.465	4.414	4.450	**53.323**	**4,62%**
2023	4.438	4.374	4.659	4.664	4.769	4.742	4.753	4.735	4.559	4.651	4.600	4.636	**55.580**	**4,23%**
2024	4.624	4.559	4.845	4.849	4.955	4.928	4.938	4.920	4.745	4.837	4.786	4.822	**57.807**	**4,01%**
2025	4.810	4.745	5.031	5.036	5.142	5.115	5.125	5.108	4.932	5.025	4.974	5.010	**60.052**	**3,88%**
2026	4.998	4.934	5.220	5.225	5.331	5.305	5.315	5.298	5.123	5.216	5.165	5.202	**62.333**	**3,80%**
2027	5.190	5.126	5.412	5.418	5.524	5.498	5.509	5.492	5.317	5.410	5.360	5.396	**64.652**	**3,72%**
2028	5.385	5.321	5.608	5.613	5.720	5.694	5.705	5.688	5.513	5.606	5.556	5.593	**67.002**	**3,64%**
2029	5.582	5.518	5.805	5.811	5.917	5.891	5.903	5.886	5.711	5.805	5.755	5.791	**69.375**	**3,54%**
2030	5.781	5.717	6.004	6.009	6.116	6.090	6.102	6.085	5.910	6.004	5.954	5.991	**71.763**	**3,44%**
2031	5.980	5.917	6.203	6.209	6.316	6.290	6.301	6.285	6.110	6.204	6.154	6.191	**74.160**	**3,34%**
2032	6.180	6.117	6.403	6.409	6.516	6.490	6.502	6.485	6.311	6.404	6.354	6.391	**76.563**	**3,24%**

Al anualizar los resultados del modelo, el MAPE es igual a un 0,662% y el coeficiente de Theil igual a 0,00895. En la Figura 57 se ilustran estos resultados.

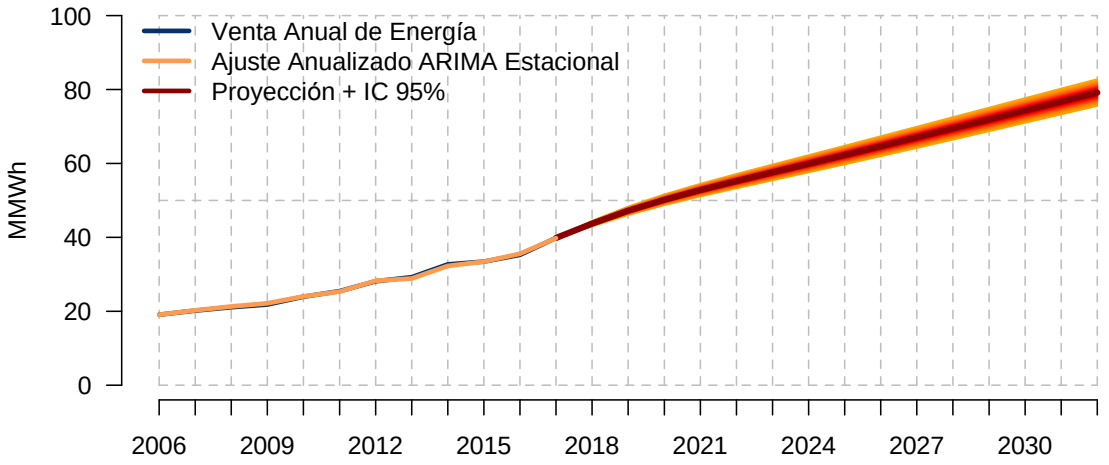


Figura 57: Ajuste y Pronóstico anualizado Modelo ARIMA Estacional Barra Puerto Natales

MODELO AJUSTE PARCIAL

El modelo de Ajuste Parcial aplicado a los datos agregados anualmente muestra que la venta de energía del año anterior e INACER del año explican significativamente la evolución de la demanda de energía. El coeficiente de determinación es de un 98,28%, no existe presencia estructura de correlación (ver Ljung-Box test en Figura 58), mientras que la Normalidad de los residuos no es rechazada (KS test y Shapiro Test). El MAPE de este modelo anualizado es de 2,21% y tiene un coeficiente de Theil igula a 0,172, estos valores son 234% y 1856% 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      -1.688e+04  5.884e+03  -2.868 0.020882 *
beta1       4.327e+02  7.049e+01   6.138 0.000278 ***
delta       4.500e-01  2.653e-01   1.696 0.128313


delta*beta0 -7593.6698  3352.6761  -2.265   0.0533 .
delta*beta1   194.6843    90.2943   2.156   0.0632 .
(1 - delta      0.5500     0.2653   2.073   0.0719 .

Residual standard error: 946.4 on 8 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.9828,  Adjusted R-squared:  0.9785
F-statistic: 228.2 on 2 and 8 DF,  p-value: 8.812e-08

Kolmogorov-Smirnov test
D = 0.11702, p-value = 0.9936

Shapiro-Wilk normality test
W = 0.96352, p-value = 0.8147
```

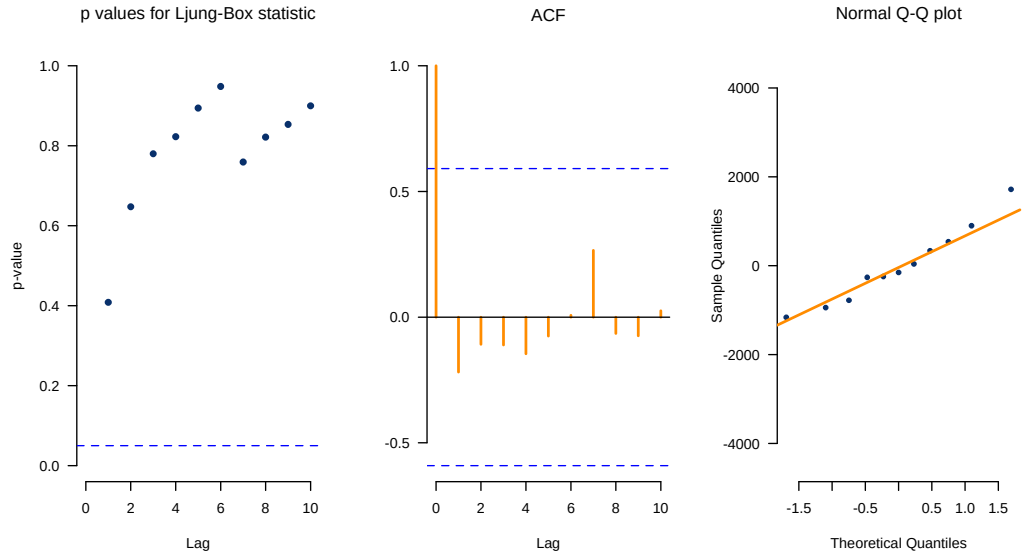


Figura 58: Diagnóstico residuos modelo ARIMA Estacional Barra Puerto Natales

La Figura 59 ilustra el resultado de este modelo y el detalle se entrega en la Tabla 180. El crecimiento esperado para el período 2018-2032 se encuentra en torno a 5,0%.

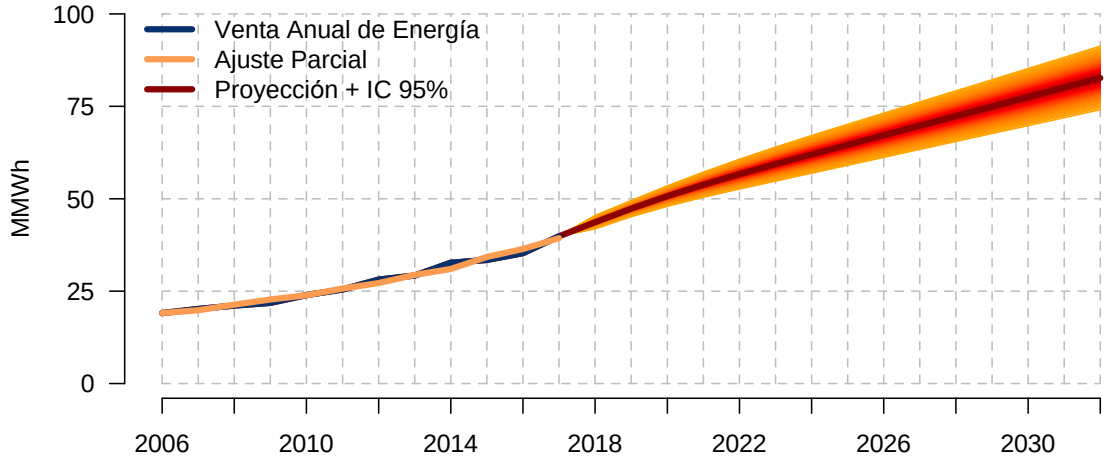


Figura 59: Ajuste y Pronóstico anualizado Modelo Ajuste Parcial Barra Puerto Natales

Tabla 182 Pronóstico del consumo de energía anual (MWh) y Barra de Crecimiento Sistema Puerto Natales Modelo Ajuste Parcial

Año	Total	Tasa
2006	19.047,7	
2007	20.176,9	5,93%
2008	21.092,2	4,54%
2009	21.793,6	3,33%
2010	23.922,5	9,77%
2011	25.469,7	6,47%
2012	28.103,7	10,34%
2013	29.230,1	4,01%
2014	32.695,2	11,85%
2015	33.462,2	2,35%
2016	35.245,1	5,33%
2017	39.846,1	13,05%
2018	43.653,7	9,56%

Año	Total	Tasa
2019	47.327,7	8,42%
2020	50.715,1	7,16%
2021	53.805,7	6,09%
2022	56.663,7	5,31%
2023	59.371,3	4,78%
2024	61.997,7	4,42%
2025	64.589,3	4,18%
2026	67.171,5	4,00%
2027	69.755,1	3,85%
2028	72.342,3	3,71%
2029	74.931,5	3,58%
2030	77.519,9	3,45%
2031	80.105,2	3,34%
2032	82.687,5	3,22%

25.4.1.4 Barra Porvenir

La información entregada por EDELMAG para esta barra, 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 (2,0,1) $(0,1,1)_{12}$ en torno a su tendencia. La predicción de la tendencia se realizó de manera no lineal utilizando INACER^0,8753593.

A continuación 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 auto-correlación serial de estos es confirmada (Ljung-Box test y ACF). Para los residuos del modelo, la Figura 60 muestra el test de Ljung-Box, la estructura de autocorrelación serial (ACF), gráfico de probabilidad normal (QQ-plot) e histograma.

```
Coefficients:
          ar2     ma1     sma1      INACER
       0.6005  0.7763  -0.7463     41.8345
s.e.   0.0900  0.0645   0.0759      7.1149

sigma^2 estimated as 16238:  log likelihood = -832.48,  aic = 1674.96
```

```
Kolmogorov-Smirnov test
D = 0.062463, p-value = 0.6279

Shapiro-Wilk normality test
W = 0.97712, p-value = 0.01633
```

La bondad de ajuste a nivel mensual de este modelo entrega un MAPE igual a 6,09% y un coeficiente de Theil igual a 0,5629. Para chequear la calidad predictiva, se procede a pronosticar mensualmente la demanda de la Barra Porvenir para los años 2014-2017, obteniendo un MAPE igual 7,89% y un coeficiente de Theil igual a 0,5631 (ver Figura 61).

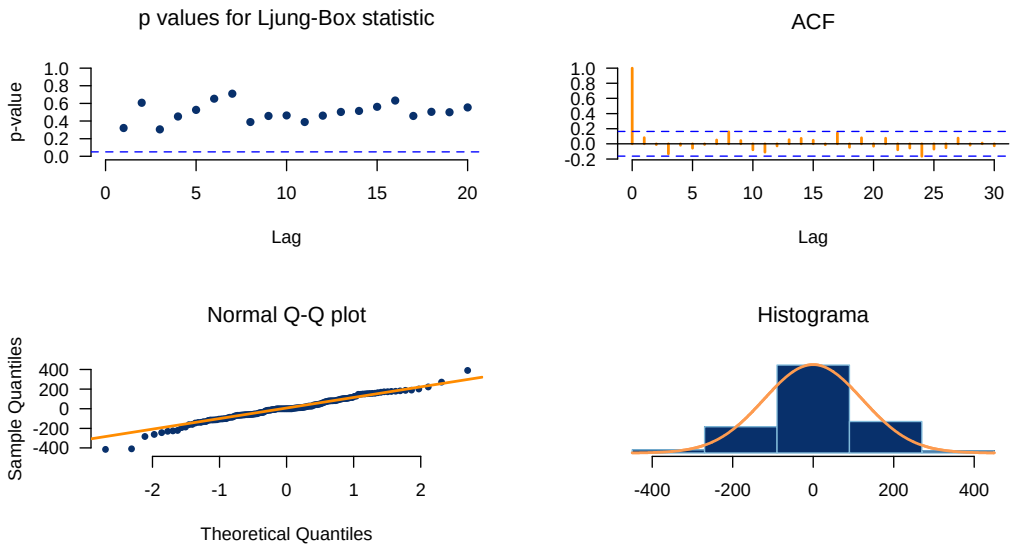


Figura 60: Diagnóstico residuos modelo ARIMA Estacional Barra Porvenir

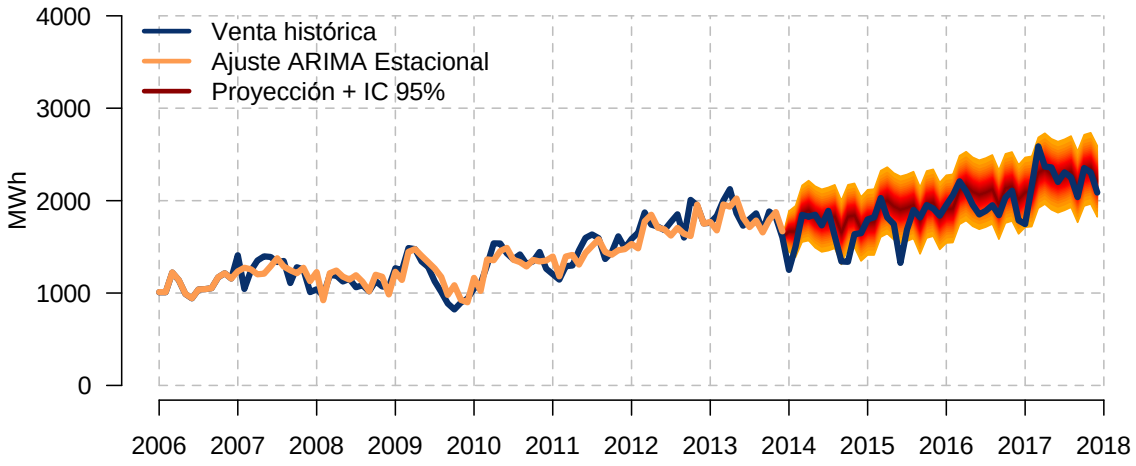


Figura 61: Bondad de ajuste pronóstico Modelo ARIMA Estacional Barra Porvenir

La predicción final y su banda de confianza de 95% se ilustran en la Figura 62 y el detalle se muestra en la

Tabla 183. Se pronostica que en promedio la tasa de crecimiento para el período 2018-2032 este en torno a un 4,10%

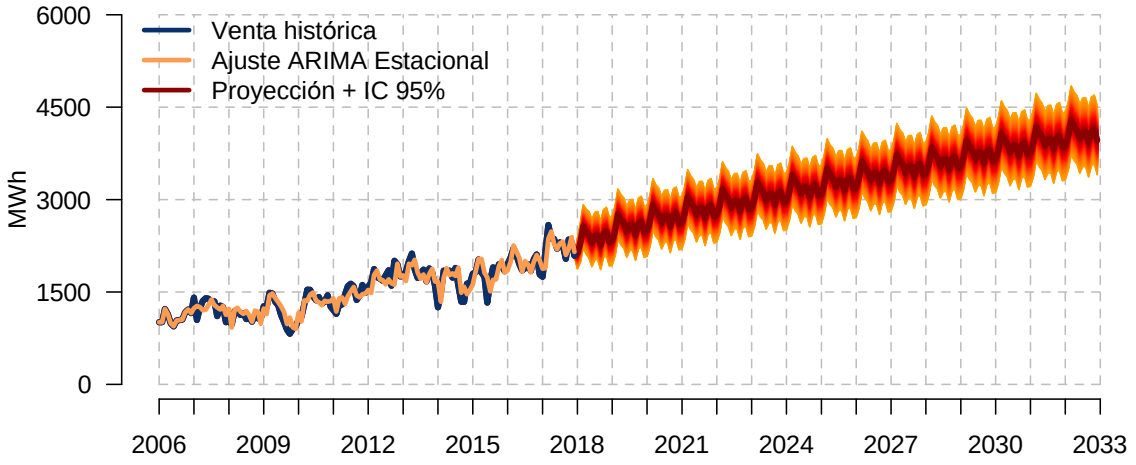


Figura 62: Ajuste y Pronóstico Modelo ARIMA Estacional Barra Porvenir

Tabla 183: Pronóstico del consumo de energía mensual (MWh) y Tasa de Crecimiento Barra Porvenir Modelo ARIMA Estacional

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic	Total	Tasa
2006	1.008	1.009	1.221	1.139	990	942	1.038	1.042	1.051	1.169	1.214	1.156	**12.977**	
2007	1.408	1.044	1.241	1.352	1.397	1.390	1.336	1.346	1.107	1.279	1.254	1.010	**15.164**	**16,85%**
2008	1.040	971	1.193	1.189	1.125	1.154	1.061	1.084	1.017	1.129	1.071	1.065	**13.099**	**-13,61%**
2009	1.269	1.247	1.487	1.474	1.340	1.282	1.127	1.012	887	822	897	938	**13.781**	**5,21%**
2010	1.048	1.102	1.301	1.537	1.535	1.429	1.365	1.417	1.312	1.342	1.445	1.264	**16.098**	**16,81%**
2011	1.203	1.145	1.291	1.296	1.461	1.597	1.633	1.593	1.369	1.440	1.614	1.485	**17.127**	**6,39%**
2012	1.584	1.652	1.873	1.740	1.718	1.681	1.769	1.852	1.600	2.007	1.948	1.754	**21.179**	**23,66%**
2013	1.759	1.834	2.001	2.124	1.863	1.728	1.800	1.863	1.672	1.883	1.818	1.601	**21.945**	**3,62%**
2014	1.250	1.501	1.846	1.826	1.847	1.732	1.889	1.612	1.341	1.338	1.637	1.647	**19.465**	**-11,30%**
2015	1.796	1.819	2.028	1.816	1.746	1.325	1.686	1.899	1.819	1.951	1.915	1.837	**21.638**	**11,16%**
2016	1.952	2.058	2.208	2.101	1.953	1.850	1.888	1.951	1.841	2.034	2.108	1.786	**23.730**	**9,67%**
2017	1.746	2.159	2.587	2.367	2.360	2.203	2.306	2.252	2.038	2.352	2.306	2.087	**26.764**	**12,78%**
2018	2.072	2.060	2.349	2.345	2.367	2.281	2.427	2.450	2.282	2.460	2.476	2.282	**27.852**	**4,06%**
2019	2.274	2.374	2.634	2.551	2.508	2.376	2.494	2.505	2.335	2.520	2.547	2.366	**29.484**	**5,86%**
2020	2.368	2.476	2.742	2.662	2.620	2.487	2.602	2.610	2.438	2.620	2.644	2.461	**30.731**	**4,23%**
2021	2.462	2.569	2.833	2.753	2.710	2.576	2.691	2.698	2.525	2.707	2.730	2.546	**31.802**	**3,49%**
2022	2.546	2.653	2.917	2.836	2.792	2.658	2.772	2.779	2.605	2.786	2.809	2.625	**32.778**	**3,07%**
2023	2.624	2.731	2.994	2.913	2.869	2.735	2.848	2.855	2.681	2.862	2.885	2.701	**33.699**	**2,81%**
2024	2.700	2.806	3.069	2.988	2.944	2.810	2.923	2.930	2.756	2.937	2.960	2.775	**34.600**	**2,67%**
2025	2.775	2.881	3.144	3.063	3.019	2.885	2.998	3.005	2.831	3.012	3.035	2.851	**35.500**	**2,60%**
2026	2.850	2.956	3.220	3.139	3.095	2.960	3.074	3.080	2.907	3.088	3.111	2.926	**36.406**	**2,55%**
2027	2.926	3.032	3.296	3.214	3.171	3.036	3.150	3.156	2.983	3.164	3.187	3.002	**37.315**	**2,50%**
2028	3.002	3.108	3.371	3.290	3.247	3.112	3.225	3.232	3.059	3.240	3.262	3.078	**38.226**	**2,44%**
2029	3.078	3.184	3.447	3.366	3.322	3.187	3.301	3.308	3.134	3.315	3.338	3.154	**39.134**	**2,38%**
2030	3.153	3.259	3.523	3.441	3.398	3.263	3.376	3.383	3.210	3.390	3.413	3.229	**40.038**	**2,31%**
2031	3.228	3.334	3.598	3.516	3.473	3.338	3.451	3.458	3.284	3.465	3.488	3.303	**40.937**	**2,25%**
2032	3.303	3.409	3.672	3.591	3.547	3.412	3.526	3.533	3.359	3.540	3.563	3.378	**41.833**	**2,19%**

Al anualizar los resultados del modelo, el MAPE es igual a un 1,78% y el coeficiente de Theil igual a 0,0336. En la Figura 63 se ilustran estos resultados.

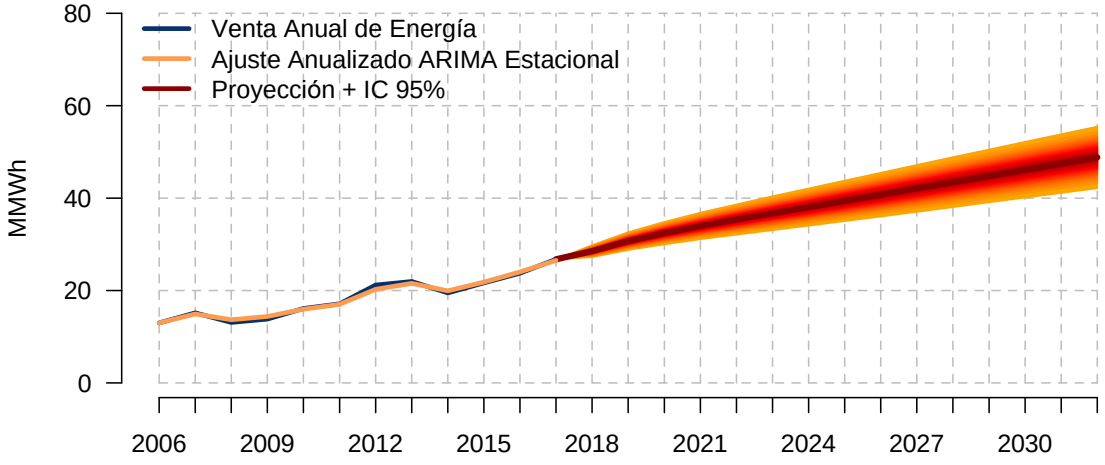


Figura 63: Ajuste y Pronóstico anualizado Modelo ARIMA Estacional Barra Porvenir

MODELO AJUSTE PARCIAL

El modelo de Ajuste Parcial aplicado a los datos agregados anualmente muestra que la venta de energía del año anterior e INACER del año explican significativamente la evolución de la demanda de energía. El coeficiente de determinación es de un 87,8%, no existe presencia estructura de correlación (ver Ljung-Box test en Figura 64), mientras que la Normalidad de los residuos no es rechazada (KS test y Shapiro Test). El MAPE de este modelo anualizado es de 6,57% y tiene un coeficiente de Theil igual a 0,711, estos valores son 269% y 2.016% 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       -8563.4152  5516.9137  -1.552  0.15921
beta1         257.5639    52.6691   4.890  0.00121 **
delta           0.6759     0.3130   2.160  0.06283 .

delta*beta0 -5787.9442  3898.6814  -1.485   0.1760
delta*beta1   174.0854    72.7877   2.392   0.0437 *
(1 - delta)     0.3241     0.3130   1.036   0.3307

Residual standard error: 1710 on 8 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.8781,  Adjusted R-squared:  0.8476
F-statistic: 28.81 on 2 and 8 DF,  p-value: 0.0002208

Kolmogorov-Smirnov test
D = 0.16037, p-value = 0.8983

Shapiro-Wilk normality test
W = 0.93824, p-value = 0.5001
```

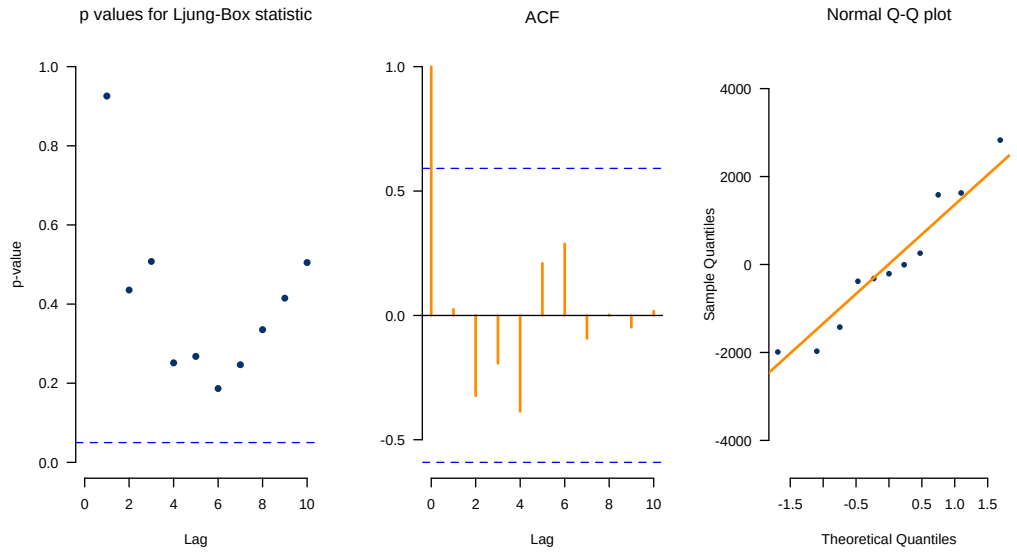


Figura 64 Diagnóstico residuos modelo ARIMA Estacional Barra Porvenir

La Figura 65 ilustra el resultado de este modelo y el detalle se entrega en la Tabla 184. El crecimiento esperado para el período 2018-2032 se encuentra en torno a 4,52%.

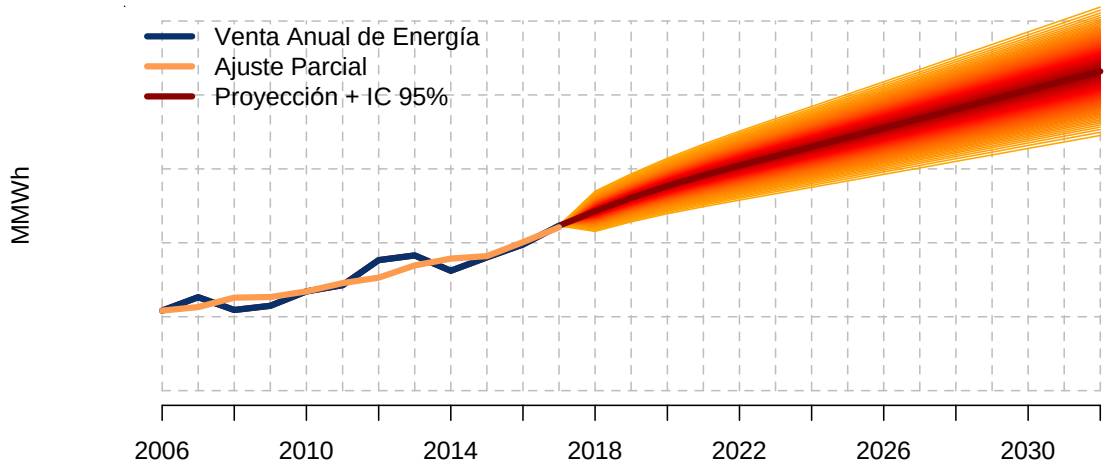


Figura 65: Ajuste y Pronóstico anualizado Modelo Ajuste Parcial Barra Porvenir

Tabla 184 Pronóstico del consumo de energía anual (MWh) y Barra de Crecimiento Sistema Porvenir Modelo Ajuste Parcial

Año	Total	Tasa
2006	12.977,2	
2007	15.163,7	16,85%
2008	13.099,2	-13,61%
2009	13.781,1	5,21%
2010	16.098,1	16,81%
2011	17.126,8	6,39%
2012	21.179,1	23,66%
2013	21.945,4	3,62%
2014	19.465,2	-11,30%
2015	21.638,5	11,16%
2016	23.730,5	9,67%
2017	26.763,9	12,78%
2018	29.113,4	8,78%
2019	31.287,5	7,47%
2020	33.214,0	6,16%

Año	Total	Tasa
2021	34.935,9	5,18%
2022	36.529,5	4,56%
2023	38.061,5	4,19%
2024	39.574,8	3,98%
2025	41.090,9	3,83%
2026	42.616,6	3,71%
2027	44.151,2	3,60%
2028	45.691,4	3,49%
2029	47.233,3	3,37%
2030	48.774,1	3,26%
2031	50.312,2	3,15%
2032	51.848,2	3,05%

25.4.1.5 Barra Puerto Williams

La información entregada por EDELMAG para esta barra, 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 (1,0,2) $(0,1,1)_{12}$ en torno a su tendencia. La predicción de la tendencia se realizó de manera no lineal utilizando INACER^1,287754.

A continuación 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 auto-correlación serial de estos es confirmada (Ljung-Box test y ACF). Para los residuos del modelo, la Figura 66 muestra el test de Ljung-Box, la estructura de auto-correlación serial (ACF), gráfico de probabilidad normal (QQ-plot) e histograma.

```
Coefficients:
         ar1      ma1      ma2     sma1      INACER
      0.9729  -0.2263  -0.2566  -0.5461      0.5425
s.e.  0.0284   0.0931   0.0975   0.0976      0.3375

sigma^2 estimated as 231.7:  log likelihood = -549.3,  aic = 1110.59


Kolmogorov-Smirnov test
D = 0.071447, p-value = 0.4542

Shapiro-Wilk normality test
```

```
W = 0.98061, p-value = 0.03911
```

La bondad de ajuste a nivel mensual de este modelo entrega un MAPE igual a 3,68% y un coeficiente de Theil igual a 0,1795.

Para chequear la calidad predictiva, se procede a pronosticar mensualmente la demanda de la Barra Puerto Williams para los años 2014-2017, obteniendo un MAPE igual 7,48% y un coeficiente de Theil igual a 0,0983 (Ver Figura 67).

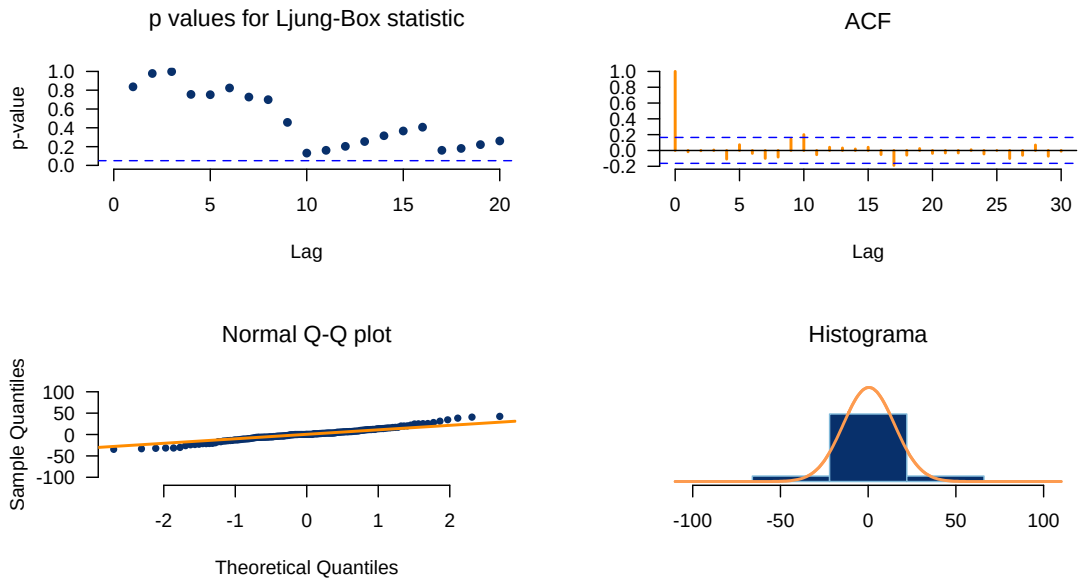


Figura 66 Diagnóstico residuos modelo ARIMA Estacional Barra Puerto Williams

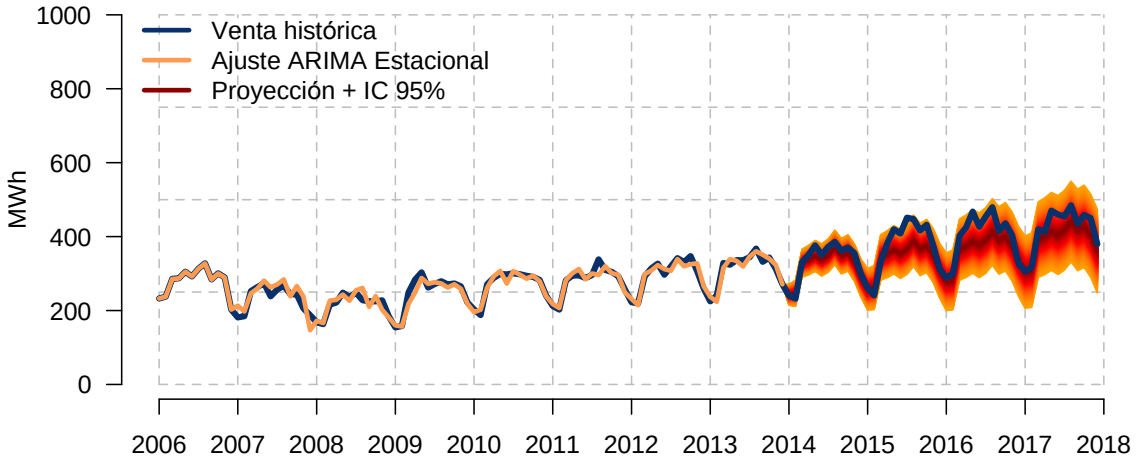


Figura 67: Bondad de ajuste pronóstico Modelo ARIMA Estacional Barra Puerto Williams

La predicción final y su banda de confianza de 95% se ilustran en la Figura 68 y el detalle se muestra en la Tabla 185. Se pronostica que en promedio la tasa de crecimiento para el período 2018-2032 esté en torno a un 3,86%.

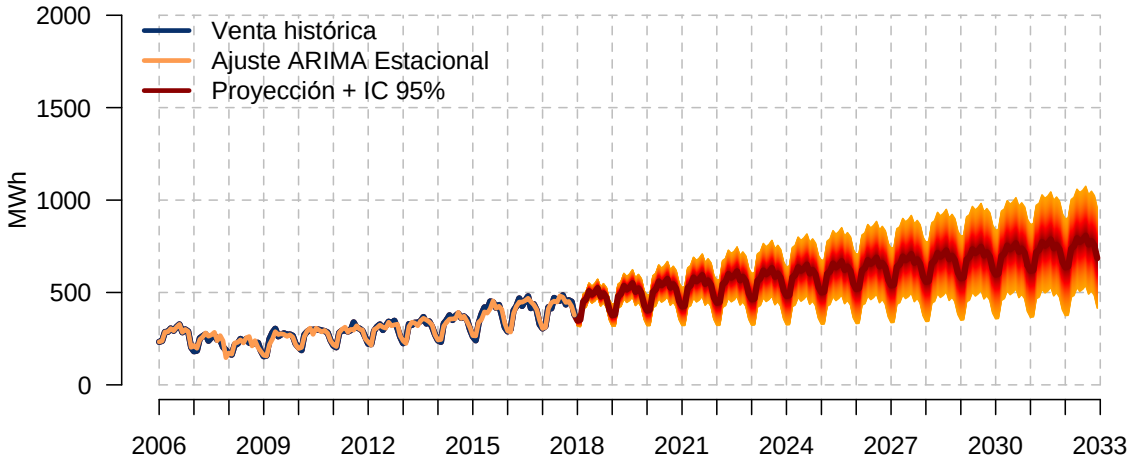


Figura 68: Ajuste y Pronóstico Modelo ARIMA Estacional Barra Puerto Williams

Tabla 185: Pronóstico del consumo de energía mensual (MWh) y Tasa de Crecimiento Barra Puerto Williams Modelo ARIMA Estacional

Año	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total	Tasa
2006	232	238	286	287	305	292	313	327	284	300	289	202	**3.357**	
2007	181	185	252	263	274	239	257	267	245	243	206	187	**2.799**	**-16,61%**
2008	168	163	216	221	248	237	248	228	225	225	228	184	**2.591**	**-7,42%**
2009	154	158	249	283	303	262	272	279	271	273	265	221	**2.991**	**15,41%**
2010	203	188	271	288	299	298	301	298	294	291	283	240	**3.253**	**8,77%**
2011	212	203	282	295	295	288	296	338	310	304	293	257	**3.371**	**3,63%**
2012	222	219	292	314	327	297	319	342	331	347	307	259	**3.576**	**6,07%**
2013	225	241	329	324	336	336	344	367	332	343	312	271	**3.759**	**5,12%**
2014	240	232	331	351	376	351	372	386	362	371	355	298	**4.025**	**7,08%**
2015	261	241	332	382	420	408	451	447	416	432	376	311	**4.478**	**11,26%**
2016	289	299	402	425	468	427	455	479	415	436	404	327	**4.827**	**7,78%**
2017	305	317	420	413	470	460	455	484	435	458	450	380	**5.047**	**4,57%**
2018	307	310	432	446	495	473	482	512	469	481	456	390	**5.255**	**4,10%**
2019	356	358	464	477	520	500	512	535	492	507	481	416	**5.618**	**6,91%**
2020	381	384	489	502	545	524	537	560	516	531	506	440	**5.915**	**5,29%**
2021	405	407	513	526	568	548	560	583	539	554	528	462	**6.193**	**4,70%**
2022	427	429	535	548	590	569	581	604	560	575	549	483	**6.452**	**4,19%**
2023	448	450	556	569	611	590	602	625	581	595	570	503	**6.700**	**3,84%**
2024	469	471	576	589	631	610	622	645	601	615	590	524	**6.943**	**3,62%**
2025	489	491	596	609	651	630	642	665	621	636	610	544	**7.185**	**3,49%**
2026	509	511	617	629	672	651	663	686	642	656	631	564	**7.430**	**3,41%**
2027	530	532	637	650	692	671	684	706	662	677	651	585	**7.678**	**3,34%**
2028	551	553	658	671	713	692	704	727	683	698	672	606	**7.929**	**3,27%**
2029	572	574	679	692	734	713	725	748	704	719	693	627	**8.182**	**3,19%**
2030	593	595	700	713	755	735	747	770	726	740	715	648	**8.435**	**3,10%**
2031	614	616	721	734	777	756	768	791	747	761	736	670	**8.690**	**3,01%**
2032	635	637	742	755	798	777	789	812	768	783	757	691	**8.944**	**2,93%**

Al anualizar los resultados del modelo, el MAPE es igual a un 0,888% y el coeficiente de Theil igual a 0,02420. En la Figura 69 se ilustran estos resultados.

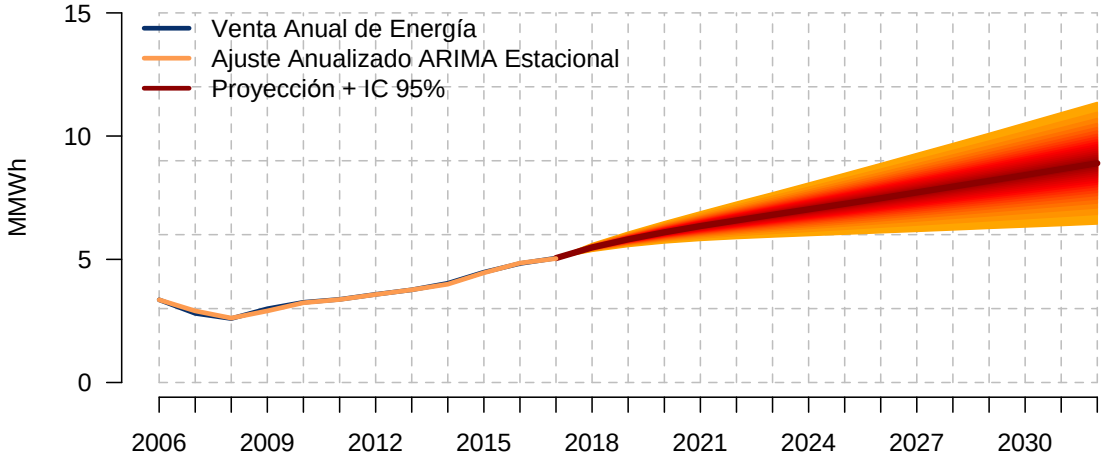


Figura 69: Ajuste y Pronóstico anualizado Modelo ARIMA Estacional Barra Puerto Williams

MODELO AJUSTE PARCIAL

El modelo de Ajuste Parcial aplicado a los datos agregados anualmente, muestra que la venta de energía del año anterior e INACER del año explican significativamente la

evolución de la demanda de energía. El coeficiente de determinación es de un 97,6%, no existe presencia estructura de correlación (ver Ljung-Box test en Figura 70), mientras que la Normalidad de los residuos no es rechazada (KS test y Shapiro Test). El MAPE de este modelo anualizado es de 2,24% y tiene un coeficiente de Theil igual a 0,2130, estos valores son muy superiores que lo obtenido para estos indicadores anualizados en el modelo ARIMA Estacional, lo que implica una menor calidad en el pronóstico.

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

Parameters:
              Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
beta0       -1835.3044   417.9542  -4.391 0.002314 **
beta1          50.8737     3.9981  12.724 1.37e-06 ***
delta           0.7781     0.1508   5.160 0.000864 ***

delta*beta0 -1428.0811   278.4728  -5.128 0.000898 ***
delta*beta1    39.5857     6.1547   6.432 0.000202 ***
(1 - delta)     0.2219     0.1508   1.471 0.179388

Residual standard error: 126.9 on 8 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.9807,  Adjusted R-squared:  0.9759
F-statistic: 203.1 on 2 and 8 DF,  p-value: 1.392e-07

Kolmogorov-Smirnov test
D = 0.29226, p-value = 0.251

Shapiro-Wilk normality test
W = 0.81568, p-value = 0.01513
```

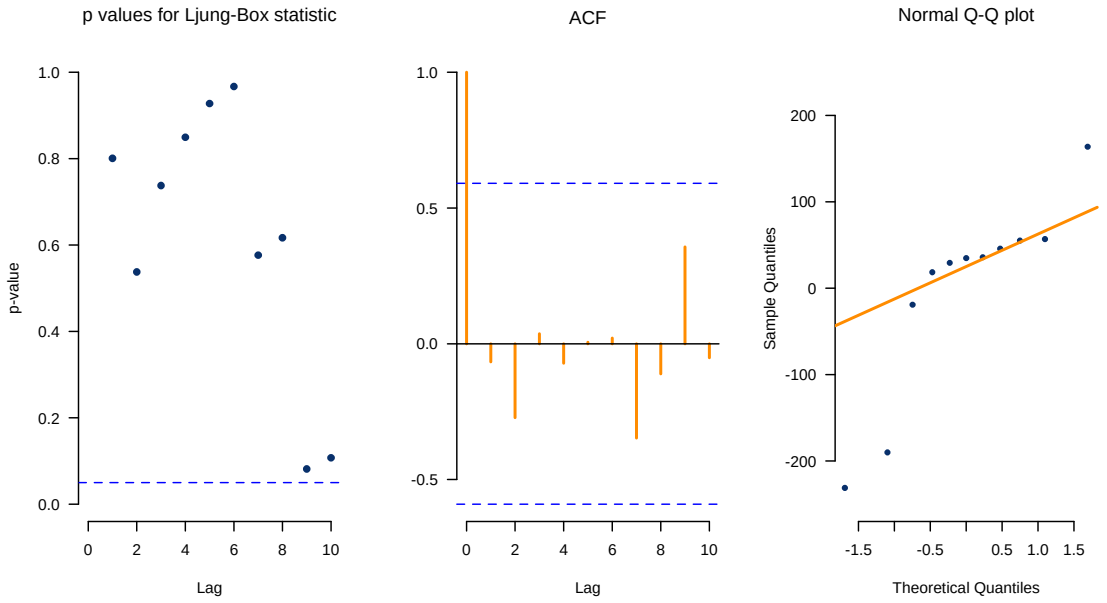


Figura 70: Diagnóstico residuos modelo ARIMA Estacional Barra Puerto Williams

La Figura 71 ilustra el resultado de este modelo y el detalle se entrega en la Tabla 186. El crecimiento esperado para el período 2018-2032 se encuentra en torno a 4.8%.

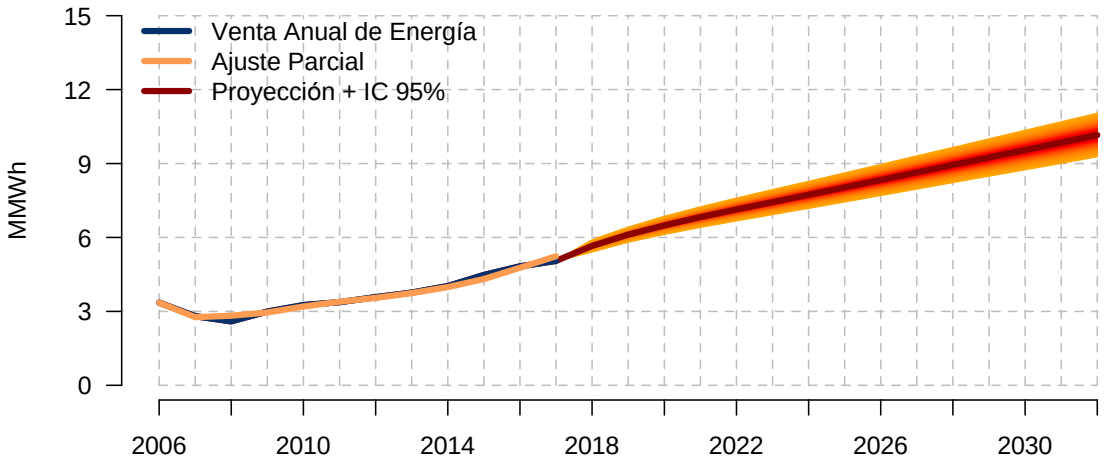


Figura 71: Ajuste y Pronóstico anualizado Modelo Ajuste Parcial Barra Puerto Williams

Tabla 186: Pronóstico del consumo de energía anual (MWh) y Barra de Crecimiento Sistema Puerto Williams Modelo Ajuste Parcial

Año	Total	Tasa
2006	3.356,8	
2007	2.799,2	-16,61%
2008	2.591,5	-7,42%
2009	2.990,8	15,41%
2010	3.253,1	8,77%
2011	3.371,3	3,63%
2012	3.575,9	6,07%
2013	3.759,1	5,12%
2014	4.025,2	7,08%
2015	4.478,3	11,26%
2016	4.826,7	7,78%
2017	5.047,4	4,57%
2018	5.655,6	12,05%
2019	6.111,8	8,07%
2020	6.490,9	6,20%

2021	6.824,6	5,14%
2022	7.134,1	4,54%
2023	7.433,7	4,20%
2024	7.731,3	4,00%
2025	8.030,6	3,87%
2026	8.332,2	3,76%
2027	8.635,7	3,64%
2028	8.940,1	3,53%
2029	9.244,8	3,41%
2030	9.549,1	3,29%
2031	9.852,8	3,18%
2032	10.156,1	3,08%

25.5 Factor de eficiencia energética

Al considerar las implicancias de los lineamientos establecidos en la "Política Energética de Magallanes y Antártica Chilena"[15], la proyección de demanda podría verse afectada por una corrección a la baja de la demanda de electricidad cercana al 0,5% anual en un escenario conservador, lo que implicaría una demanda al año 2032 disminuida en un 7,5%. Sin embargo, esta proyección de ahorro en el consumo de electricidad, basada en estudios y proyecciones desarrollados por CERE – UMAG[1], indica que ya al año 2015 debería haberse observado una disminución cercana al 3% en el consumo de electricidad producto de medidas simples (cambios de ampolletas por LED, mejoramiento en los procesos industriales, etc.) situación que a la luz de la evidencia no es del todo sostenible.

Al respecto, basta con revisar el incremento promedio anual de la demanda que alcanzó un 2,43% para la barra de Punta Arenas, incremento muy por sobre el crecimiento vegetativo, para poner en duda las proyecciones de la implementación de las medidas de E.E.

Debido a lo anterior, no se consideraron reducciones en la proyección de demanda por efecto de eficiencia energética en el consumo eléctrico.

25.6 Curva de duración por bloques

Se dividió la demanda total mensual proyectada de cada sistema en diez bloques horarios de demanda, 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 cinco 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

15 Centro de estudio de los recursos energéticos de la Universidad de Magallanes (CERE – UMAG), 2015. Elaboración de propuesta de matriz energética para Magallanes al 2050, Informe final.

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 72 muestra a modo de ejemplo el ajuste de bloques obtenido para los diferentes sistemas obtenidos para la curva de duración del mes de abril.

La Tabla 187 muestra la duración en horas para cada bloque, las cuales se repiten año a año.

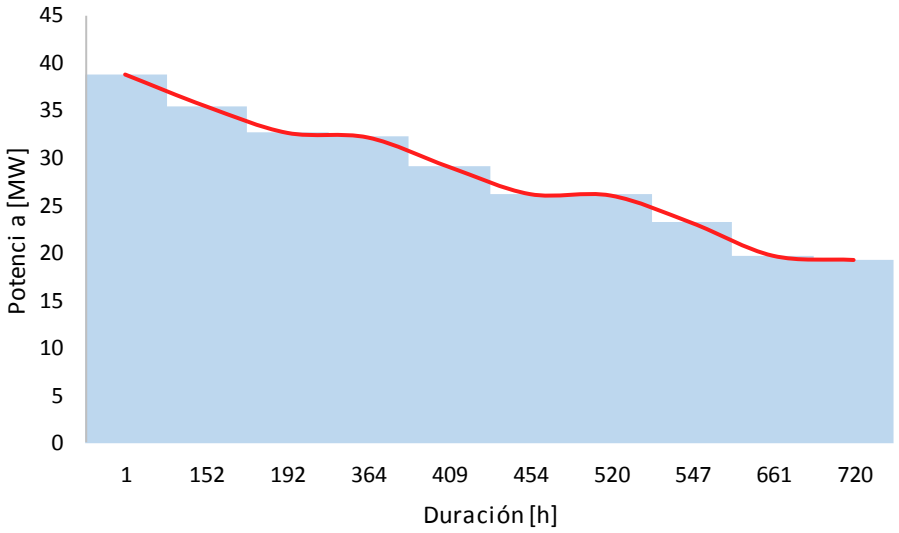


Figura 72: Curva de duración y por bloques de demanda ajustados para el mes de abril en el sistema de Punta Arenas para el año 2016

Tabla 187: Duración de los bloques y potencia para el sistema de Punta Arenas entre enero y junio de 2016

Bloque	Duración [h]	Potencia [MW]	Duración [h]	Potencia [MW]	Duración [h]	Potencia [MW]	Duración [h]	Potencia [MW]	Duración [h]	Potencia [MW]	Duración [h]	Potencia [MW]
1	1	32,48	1	33,54	1	37,23	1	38,90	1	39,23	110	37,64
2	193	29,29	220	29,56	115	33,28	151	35,54	219	36,08	148	34,84
3	131	25,92	118	26,28	202	30,78	172	32,26	128	32,54	77	31,45
4	67	20,70	66	21,23	90	25,57	66	26,13	59	26,54	59	25,86
5	88	17,15	99	18,05	120	19,47	114	19,79	121	20,29	110	20,08
6	29	26,91	36	27,77	21	31,19	40	32,75	54	32,81	1	40,06
7	59	24,64	35	25,35	37	28,27	45	29,15	39	29,34	37	35,15
8	85	22,09	46	23,41	47	25,57	45	26,28	34	26,53	61	31,46
9	61	18,00	24	21,12	41	23,46	27	23,25	30	23,50	54	26,32
10	30	15,00	51	17,76	70	18,99	59	19,34	59	19,89	63	20,24

Tabla 188: Duración de los bloques y potencia para el sistema de Punta Arenas entre julio y diciembre de 2016

	Julio		Agosto		Septiembre		Octubre		Noviembre		Diciembre	
Bloque	Duración [h]	Potencia [MW]	Duración [h]	Potencia [MW]	Duración [h]	Potencia [MW]	Duración [h]	Potencia [MW]	Duración [h]	Potencia [MW]	Duración [h]	Potencia [MW]
1	1	39,93	1	39,66	1	35,46	1	35,15	1	33,29	1	32,58
2	119	37,53	210	35,45	186	32,82	127	32,05	216	30,37	198	30,18
3	177	34,35	132	31,83	137	29,80	143	29,47	118	27,56	134	27,26
4	78	28,07	71	25,94	73	24,87	71	24,53	48	22,44	52	22,60
5	129	20,82	114	19,81	107	19,32	114	19,04	121	18,12	119	17,87
6	52	33,12	37	33,23	39	30,68	30	31,13	39	28,80	61	27,35
7	51	30,14	37	30,73	41	27,20	51	28,59	49	25,86	84	24,45
8	46	26,85	38	27,89	46	24,55	64	25,45	57	23,32	31	21,10
9	36	22,96	39	24,88	32	21,62	67	22,40	39	19,17	36	18,50
10	55	19,52	65	20,11	58	18,84	76	18,07	32	15,98	28	15,68

25.7 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 189 muestra los registros de demanda máxima y energía total anual informados por Edelmag[16]

Tabla 189: Demanda máxima y energía total anual por sistema (2006-2017)

	Demanda Máxima Alimentadores [MW]				Energía Anual Consumida [MWh]			
Año	Punta Arenas	Puerto Natales	Porvenir	Puerto Williams	Punta Arenas	Puerto Natales	Porvenir	Puerto Williams
2006	34,83	3,69	2,48	0,84	182.598	19.048	12.977	3.357
2007	36,17	4,00	2,91	0,70	193.723	20.177	15.164	2.799
2008	38,63	4,02	2,44	0,65	204.146	21.092	13.099	2.591
2009	38,67	4,01	2,93	0,66	190.189	21.794	13.781	2.991
2010	39,81	4,71	3,36	0,71	216.864	23.922	16.098	3.253
2011	39,52	4,79	3,29	0,77	221.332	25.470	17.127	3.371
2012	38,73	5,31	3,96	0,77	224.906	28.104	21.179	3.576
2013	39,65	5,60	4,15	0,83	226.883	29.230	21.945	3.759
2014	43,15	5,70	3,58	0,91	232.277	32.695	19.465	4.025
2015	39,95	5,99	3,98	0,94	237.715	33.462	21.638	4.478
2016	40,06	6,07	4,10	0,98	244.429	35.245	23.730	4.827
2017	41,27	6,80	4,58	1,01	248.257	39.846	26.764	5.047

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

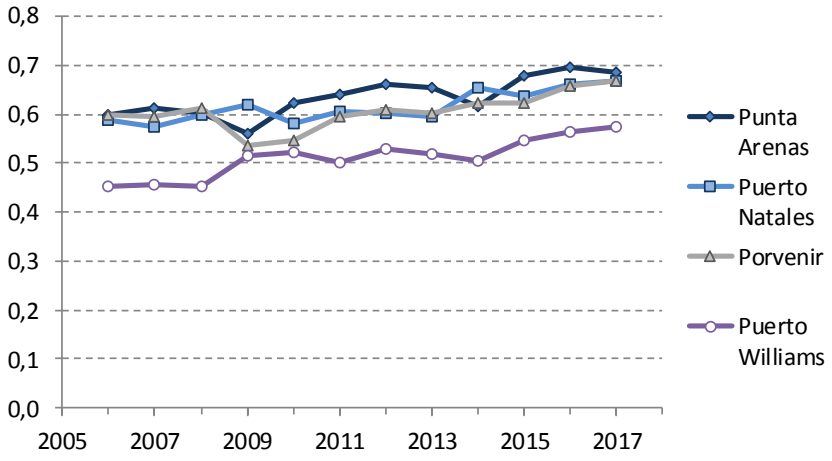
La Tabla 190 muestra los factores de carga calculados por sistema. Se observa que en años recientes el factor de carga presenta un comportamiento relativamente estable. Dado que en la proyección de demanda no se consideran cambios en el patrón de consumo de los clientes, se asume que se mantendrá una 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 2015-2017, para estimar la demanda máxima de potencia a partir del consumo de energía proyectado.

Tabla 190: Factor de carga histórico por sistema (2006-2017)

Año	Factor de carga			
	Punta Arenas	Puerto Natales	Porvenir	Puerto Williams
2006	0,598	0,589	0,597	0,454
2007	0,611	0,575	0,595	0,455
2008	0,602	0,597	0,611	0,454
2009	0,561	0,621	0,537	0,516
2010	0,622	0,580	0,548	0,523
2011	0,639	0,607	0,594	0,502
2012	0,661	0,603	0,610	0,528
2013	0,653	0,596	0,603	0,520
2014	0,614	0,655	0,621	0,504
2015	0,679	0,638	0,621	0,547
2016	0,695	0,661	0,658	0,562
2017	0,687	0,669	0,667	0,573

Periodo 2015-2017

Promedio	**0,687**	**0,656**	**0,649**	**0,560**
σ	1,6%	0,8%	1,2%	2,3%



25.8 Consideraciones sobre las pérdidas de potencia y energía

La proyección de demanda efectuada corresponde a **una proyección de las ventas de energía en el punto de inyección a distribución**. **Para estimar la generación bruta se consideraron las pérdidas que se producen a nivel de generación, transmisión y patios AT/MT**. Esto significa, incorporar las pérdidas de los transformadores asociados a las unidades de generación. En el caso de la línea de transmisión de Punta Arenas, sus pérdidas son el resultado de la modelación explícita de ésta.

Para estimar las pérdidas se determinó la razón entre las ventas informadas y generación bruta para el año base del Estudio, el cual se mantuvo constante para todo el horizonte de planificación para cada sistema. En la Tabla 191 se presentan las pérdidas de energía consideradas por Sistema Mediano.

Tabla 191: Pérdidas de energía por sistema eléctrico

Item	Punta Arenas	Puerto Natales	Porvenir	Puerto Williams
Pérdidas energía (%)	1,054%	3,415%	3,678%	2,562%

Como se mencionó anteriormente, en el caso particular de Punta Arenas, la línea de transmisión fue modelada de forma explícita con su capacidad y resistencia. Como consecuencia de ello, la generación bruta resultante del despacho incluye pérdidas adicionales asociadas a las líneas, que no están incluidas en el porcentaje mostrado en la tabla anterior.

A continuación se presenta la metodología para la estimación de las pérdidas de potencia de cada sistema.

Es importante destacar que las ventas corresponden a energía, razón por la cual se deben determinar las pérdidas de energía, la manera de relacionar las pérdidas de energía con las pérdidas de potencia es a través de la siguiente expresión:

$$Pérdidas_Máximas_de_Potencia = \frac{Pérdidas_Medias_de_Potencia}{F_{cp}} \qquad (25\text{-}1)$$

Donde F_{CP} corresponde al factor de carga de las pérdidas, el cual se puede determinar en forma aproximada a partir de la siguiente expresión[17]:

$$Fcp = 0{,}3 \cdot F_c + 0{,}7 \cdot F_c^2 \qquad (25\text{-}2)$$

Aplicando las dos expresiones anteriores, se tiene que un estimado de pérdidas de potencia se presenta en la Tabla 192.

Tabla 192: Pérdidas de potencia máxima por sistema eléctrico

Item	Punta Arenas	Puerto Natales	Porvenir	Puerto Williams
Pérdidas de Pot (%)	1,37%	4,53%	4,95%	3,71%

[17] Buller, F. H., and Woodrow: "Load Factor – Equivalent Hour Values Compared"

26 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 Edelmag, esta discusión solo es válida para el sistema de Punta Arenas, ya que los sistemas de Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams sólo cuentan con una barra de retiro cada uno.

La selección de las barras de retiro del sistema de Punta Arenas resulta un ejercicio simple, toda vez que corresponden a las únicas dos barras pertenecientes a este sistema. Sin embargo, en lo que respecta a la metodología de asignación de los costos a cada una de estas barras, es posible establecer una discusión respecto a la aplicación ciega de ciertos métodos, particularmente en los que respecta a las instalaciones de transmisión.

26.1 Barras de retiro

26.1.1 Sistema eléctrico de Punta Arenas

El sistema eléctrico de Punta Arenas corresponde al mayor de los sistemas de Edelmag. La central eléctrica Punta Arenas se encuentra ubicada en pleno sector urbano de la ciudad del mismo nombre, donde aloja un conjunto de unidades de generación de antiguas y de pequeño tamaño. Desde la central Punta Arenas, la energía es transmitida a los consumidores a través sus alimentadores. Dicha energía proviene principalmente desde la otra central de este sistema, Tres Puentes, a la cual está conectada mediante una línea de transmisión en 66kV y otra de 23kV, aunque esta última funciona normalmente abierta y sólo opera como respaldo.

La central Tres Puentes se ubica fuera del área urbana y está constituida por unidades de mayor tamaño, constituyéndose de esta forma en la principal fuente de energía de este sistema eléctrico.

De esta forma, debido a la gran concentración de alimentadores presentes, la elección lógica corresponde a la selección de las barras de central Punta Arenas y Central Tres Puentes como barras de retiro del sistema eléctrico de Punta Arenas.

26.1.2 Sistema eléctrico de Puerto Natales

El sistema eléctrico de Puerto Natales es bastante más pequeño que el de Punta Arenas, contando con una sola central, la cual mediante sus cinco alimentadores, proporciona toda la energía a los consumos de la ciudad. Por lo tanto, el sistema es considerado como uninodal y no es necesario realizar una selección de barras de retiro.

26.1.3 Sistema eléctrico de Porvenir

El sistema eléctrico de Porvenir también corresponde a un sistema pequeño con una sola central con tres alimentadores. Al igual que Puerto Natales, es calificable como uninodal y por lo tanto, no es necesario realizar selección de barras de retiro.

26.1.4 Sistema eléctrico de Puerto Williams

El sistema eléctrico de Porvenir también corresponde a un sistema pequeño con una sola central con tres alimentadores. Al igual que los sistemas anteriores, es calificable como uninodal y por lo tanto, no es necesario realizar selección de barras de retiro.

26.2 Factores de Asignación

26.2.1 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:

$$CG_{jtg} = CG_{tg} \cdot \frac{E_{jt}}{\sum_{i=1}^{NB} E_{it}} \qquad (26\text{-}1)$$

Donde:

CG_{jtg} : Costos de la unidad generadora g[18] 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:

$$FPROG_{jtg} = \frac{E_{jt}}{\sum_{i=1}^{NB} E_{it}} \qquad (26\text{-}2)$$

26.2.2 Asignación de costos de instalaciones de transmisión a los nudos de retiro

La remuneración del sistema de transmisión es un tema que ha recibido una gran atención desde la aplicación de sistemas eléctricos desintegrados verticalmente. Debido a esto,

[18]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.

existe en la literatura de investigación una variedad de metodologías de asignación de costos, considerando las particularidades de este segmento del sector eléctrico. Entre estas metodologías pueden mencionarse:

- factores GGDF y GLDF,
- métodos basados en estudios de flujos de potencia,
- métodos de estampillado,

Dadas las características particulares de los sistemas en análisis y su estructura integrada de propiedad, el sistema de transmisión debe ser remunerado por completo por los consumidores. Nuevamente, la asignación de costos por barra de retiro debe ser proporcional al uso que hacen éstas del sistema de transmisión. Sin embargo, a diferencia del pago del sistema de generación, la remuneración de las instalaciones de transmisión depende de la topología del sistema.

Al respecto, el Consultor plantea ciertos cuestionamientos a la aplicación de factores de prorrata del tipo GGDF o GLDF para la asignación de los costos de las instalaciones de transmisión.

Las características particulares del sistema eléctrico de Punta Arenas, considerando que prácticamente toda la generación se produce en central Tres Puentes y que la mayor parte del consumo de energía del sistema corresponde a los alimentadores de la central Punta Arenas, configuran un escenario en que el flujo por la línea de transmisión de 66 kV está direccionado desde Tres Puentes hacia Punta Arenas, prácticamente en toda condición de operación.

Los datos planteados permiten deducir que cualquier método de asignación de costos basado en análisis de flujos de potencia y utilización de las instalaciones de transmisión, asignará el 100% de los costos del sistema de transporte a la barra de la central Punta Arenas, lo cual, si bien en un principio parece correcto, plantea ciertas interrogantes respecto al pago que deberán realizar los clientes regulados.

El principal cuestionamiento corresponde al hecho de que clientes regulados de la misma empresa distribuidora, localizados en la misma comuna, tendrán que pagar una tarifa distinta de electricidad, sólo por el hecho de que sus alimentadores salgan de centrales distintas. En este sentido, no hay que perder de vista que la línea de transmisión es de sólo 8,15 km, y por lo tanto no está trasportando energía entre lugares distantes.

En este caso, los clientes suministrados por los alimentadores de central Punta Arenas tendrían que asumir todos los costos de futuras instalaciones de transmisión. Esta situación podría hacerse patente en el corto plazo, ya que, debido a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos, si se determina que la línea de 66kV debe seguir el criterio N-1, se tendría que construir una línea de, a lo menos, similares características a la existente, la cual sería pagada en su totalidad por los clientes de Punta Arenas.

En vista de lo expuesto, el Consultor plantea como alternativa, utilizar para instalaciones de transmisión el mismo método de asignación utilizado para las unidades de generación, es decir, a prorrata de la energía consumida según la proyección de demanda realizada.

26.2.3 Cálculo de los factores de asignación

La aplicación en la expresión siguiente de los datos reales de consumo del año 2016, lo cual se utilizará como escenario base en los cálculos del CID, se traduce en lo siguiente:

Tabla 193: Factores de asignación sistema de Punta Arenas

Sistema	Punta Arenas	Tres Puentes
2016	61%	39%

27 ANEXO: 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.

Systep verificó con ENAP 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.

27.1 Catastro de proyectos en Punta Arenas

27.1.1 Parque Eólico Cabo Negro

La empresa ENAP informa su proyecto "Parque Eólico Cabro Negro", consistente en la interconexión de un parque eólico compuesto por tres aerogeneradores de 3,45 MW al Sistema Eléctrico Mediano de Punta Arenas, 20 kms al hacia el norte de la ciudad y contiguo al recinto industrial de ENAP, obteniendo una potencia instalada total de 10,35 MW y una inyección de energía anual esperada de 47,1 GWh, lo que implica un factor de planta de 52%. Contempla la conexión al Sistema de Punta Arenas mediante una línea de interconexión de aproximadamente 29 km y en tensión de 23 kV, entre Cabo Negro y Tres Puentes, que será construida por la empresa Pecket Energy.

Según lo informado por la empresa ENAP, la inversión total del proyecto corresponde a 18,1 MMUS$, de los cuales 11,5 MMUS$ corresponden al equipo electromecánico y 3,93 MMUS$ corresponden a obras civiles.

Respecto a los datos entregados por la empresa, se entrega información de las estadísticas de viento desarrolladas por VuWInd, entre agosto de 2016 y septiembre de 2017. Además, se informó que el proyecto se encuentra en construcción con fecha de ingreso al sistema en diciembre de 2019.

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 Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams.

a) Sistema Eléctrico de Punta Arenas

Para el sistema eléctrico de Punta Arenas se ha considerado el conjunto de unidades mostrado en la Tabla 194.

Tabla 194: Unidades existentes en el sistema eléctrico de Punta Arenas

Unidad	Potencia (kW)	Central	Tipo
TG Hitachi	24.000	Tres Puentes	Turbina gas heavy duty (dual)
TG Solar Titan 15	13.700	Tres Puentes	Turbinas gas industrial (dual)
TG Solar Mars	10.000	Tres Puentes	Turbina gas industrial
MG CAT	2.720	Tres Puentes	Moto gas lento
MD CAT No 2	1.460	Tres Puentes	Motor diesel rápido
MD CAT No 3	1.460	Tres Puentes	Motor diesel rápido
TG Solar Titan 15	15.000	Tres Puentes	Industrial (dual)
TG GE -10	10.700	Tres Puentes	Turbina gas heavy duty
MD SULZER No 1	1.400	Punta Arenas	Motor diesel lento
MD SULZER No 2	1.400	Punta Arenas	Motor diesel lento
MD SULZER No 3	1.400	Punta Arenas	Motor diesel lento
TG GE No 2 (Respaldo)	6.700	Punta Arenas	Turbina gas heavy duty
Parque Eólico Cabo Negro	2.550	Cabo Negro	Parque Eólico
Total (kW)	92.490		

b) Sistema Eléctrico de Puerto Natales

Las unidades existentes consideradas para el sistema eléctrico de Puerto Natales se muestran en la Tabla 195.

Tabla 195: Unidades existentes en el sistema eléctrico de Puerto Natales

Unidad	Potencia (kW)	Tipo
MG Waukesha No 3	1.180	Motor gas lento
TG Solar No 4	800	Turbina gas industrial (dual)
TG Solar No 5	800	Turbina gas industrial (dual)
MD Caterpillar No 6	1.500	Motor diesel rápido
MG Waukesha No 8	1.180	Motor gas lento
MD F.Morse No 1	300	Motor diesel lento
MG Jenbacher No 9	1.420	Motor gas rápido
MD Palmero No 10	1.360	Motor diesel rápido
MG Jenbacher No 11	1.420	Motor gas rápido
MD F.Morse No 2	150	Motor diesel lento
MD Caterpillar 3516B	1.400	Motor diesel rápido
Total (kW)	11.510	

c) Sistema Eléctrico de Porvenir

Las unidades existentes consideradas para el sistema eléctrico de Porvenir se muestran en la Tabla 196.

Tabla 196: Unidades existentes en el sistema eléctrico de Porvenir

Unidad	Potencia (kW)	Tipo
MG Waukesha No 7	1.180	Motor gas lento
MG Waukesha No 4	875	Motor gas lento
MD Caterpillar No 5	920	Motor diesel rápido
MG Waukesha No 6	1.180	Motor gas lento
MD Palmero No 2	1.360	Motor diesel rápido
MG Jenbacher No 10	1.420	Motor gas rápido
MG Caterpillar No 9	900	Motor gas rápido
MD Caterpillar No 1 (Respaldo)	720	Motor diesel rápido
MD Deutz D2 (Respaldo)	200	Motor diesel lento
MD Deutz D3 (Respaldo)	200	Motor diesel lento
Total (kW)	8.955	

d) Sistema Eléctrico de Puerto Williams

Las unidades existentes consideradas para el sistema eléctrico de Porvenir se muestran en la Tabla 197.

Tabla 197: Unidades existentes en el sistema eléctrico de Puerto Williams

Unidad	Potencia (kW)	Tipo
MD Caterpillar 3508B	590	Motor diesel lento
MD Caterpillar C-32	800	Motor diesel rápido
MD Caterpillar C-18	508	Motor diesel rápido
MD MOTOR PETBOW	252	Motor diesel rápido
MD CUMMINS No 4 (RESPALDO)	250	Motor diesel rápido
MD CUMMINS No 5 (RESPALDO)	250	Motor diesel rápido
MD DETROIT (RESPALDO)	250	Motor diesel rápido
Total (kW)	2.900	

28.1.2 Unidades candidatas

28.1.2.1 Módulos térmicos y catastro de proyectos

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 a 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 a 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.

Por otro lado, 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 198 muestra las unidades candidatas utilizadas por sistema.

Tabla 198: Unidades candidatas consideradas por sistema.

Módulo	Potencia (kW)	Punta Arenas	Puerto Natales	Porvenir	Puerto Williams
TGI-1	7.965	x			
TGI-2	12.900	x			
TGI-3	16.450	x			
TGI-4	21.745	x			
TGHD-1	5.600	x			
TGHD-2	16.600	x			
TGHD-3	24.480	x			
MGR-1	540			x	
MGR-2	995		x	x	
MGR-3	1.200	x	x	x	
MGR-4	1.718	x	x	x	
MGR-5	2.145	x	x	x	
MGL-1	550			x	
MGL-2	730		x	x	
MGL-3	1.531	x		x	
MGL-4	2.703	x	x	x	
MGL-5	3.605	x			
MDR-1	269				x
MDR-2	520				x
MDR-3	640			x	x
MDR-4	1.056		x	x	
MDR-5	1.653	x	x	x	
MDR-6	2.520	x	x	x	
MDL-1	1.395	x			
MDL-2	1.597	x			
MDL-3	2.130	x			
MDL-4	2.803	x			
CEPA-1	10.350	x			

El detalle de las unidades candidatas se encuentra en el respaldo digital "Análisis unidades candidatas".

28.2 Valores de inversión

28.2.1 Unidades candidatas

El detalle de los valores de inversión de las unidades candidatas se encuentra en el respaldo digital "Análisis unidades candidatas".

28.2.2 Unidades existentes

El detalle de los valores de inversión de las unidades existentes se encuentra en el respaldo digital "Análisis unidades existentes".

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 la operación real de las unidades de Edelmag durante el año 2016, según la información de la operación proporcionada por la Empresa.

Considerando lo anterior, en las tablas a continuación se indican los consumos específicos de las unidades de acuerdo a la operación real de las unidades de Edelmag. Se ha considerado que estos valores de consumo específico representan de manera fiel el comportamiento de las unidades de la empresa, por lo que se adoptaron de forma permanente para las simulaciones a realizar para la obtención del Plan de Expansión Óptimo.

Tabla 199: Consumos específicos de las unidades del sistema de Punta Arenas

Unidad	Potencia kW	Combustible	Consumo específico	
			Unidad	Valor
TG Hitachi	24.000	Gas Natural	m3/kWh	0,402
TG Solar Titan 15	13.700	Gas Natural	m3/kWh	0,332
TG Solar Mars	10.000	Gas Natural	m3/kWh	0,342
MG CAT	2.720	Gas Natural	m3/kWh	0,269
MD CAT No 2	1.460	Diésel	lt/kWh	0,247
MD CAT No 3	1.460	Diésel	lt/kWh	0,307
TG Solar Titan 15	15.000	Gas Natural	m3/kWh	0,317
TG GE -10	10.700	Gas Natural	m3/kWh	0,460
MD SULZER No 1	1.400	Diésel	lt/kWh	0,359
MD SULZER No 2	1.400	Diésel	lt/kWh	0,352
MD SULZER No 3	1.400	Diésel	lt/kWh	0,352
TG GE No 2 (Respaldo)	6.700	Gas Natural	m3/kWh	0,650
Parque Eólico Cabo Negro	2.550	-	-	-
Total (kW)	92.490			

Tabla 200: Consumos específicos de las unidades del sistema de Puerto Natales

Unidad	Potencia kW	Combustible	Consumo específico	
			Unidad	Valor
MG Waukesha No 3	1.180	Gas Natural	m3/kWh	0,373
TG Solar No 4	800	Gas Natural	m3/kWh	0,576
TG Solar No 5	800	Gas Natural	m3/kWh	0,578
MD Caterpillar No 6	1.500	Diésel	lt/kWh	0,317
MG Waukesha No 8	1.180	Gas Natural	m3/kWh	0,333
MD F.Morse No 1	300	Diésel	lt/kWh	0,295
MG Jenbacher No 9	1.420	Gas Natural	m3/kWh	0,285
MD Palmero No 10	1.360	Diésel	lt/kWh	0,310
MG Jenbacher No 11	1.420	Gas Natural	m3/kWh	0,270
MD F.Morse No 2	150	Diésel	lt/kWh	0,320
MD Caterpillar 3516B	1.400	Diésel	lt/kWh	0,316
Total (kW)	11.510			

Tabla 201: Consumos específicos de las unidades del sistema de Porvenir

Unidad	Potencia	Combustible	Consumo específico	
	kW		Unidad	Valor
MG Waukesha No 7	1.180	Gas Natural	m3/kWh	0,351
MG Waukesha No 4	875	Gas Natural	m3/kWh	0,451
MD Caterpillar No 5	920	Diésel	lt/kWh	0,459
MG Waukesha No 6	1.180	Gas Natural	m3/kWh	0,345
MD Palmero No 2	1.360	Diésel	lt/kWh	0,310
MG Jenbacher No 10	1.420	Gas Natural	m3/kWh	0,270
MG Caterpillar No 9	900	Gas Natural	m3/kWh	0,350
MD Caterpillar No 1 (Respaldo)	720	Diésel	lt/kWh	0,320
MD Deutz D2 (Respaldo)	200	Diésel	lt/kWh	0,310
MD Deutz D3 (Respaldo)	200	Diésel	lt/kWh	0,310
Total (kW)	8.955			

Tabla 202: Consumos específicos de las unidades del sistema de Puerto Williams

Unidad	Potencia	Combustible	Consumo específico	
	kW		Unidad	Valor
MD Caterpillar 3508B	590	Diésel	lt/kWh	0,270
MD Caterpillar C-32	800	Diésel	lt/kWh	0,260
MD Caterpillar C-18	508	Diésel	lt/kWh	0,250
MD MOTOR PETBOW	252	Diésel	lt/kWh	0,310
MD CUMMINS No 4 (RESPALDO)	250	Diésel	lt/kWh	0,310
MD CUMMINS No 5 (RESPALDO)	250	Diésel	lt/kWh	0,310
MD DETROIT (RESPALDO)	250	Diésel	lt/kWh	-
Total (kW)	2.900			

28.3.2 Unidades candidatas

Los resultados de los consumos específicos a utilizar en los modelos, para efectos de la obtención del Plan de Expansión Óptimo, se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 203: Consumos específicos de las unidades candidatas.

Módulo	Potencia (kW)	Consumo Específico			Unidad
		40%	60%	80%	
TGI-1	7.965	0,446	0,378	0,341	m3/kWh
TGI-2	12.900	0,440	0,350	0,292	m3/kWh
TGI-3	16.450	0,410	0,353	0,318	m3/kWh
TGI-4	21.745	0,417	0,337	0,294	m3/kWh
TGHD-1	5.600	0,470	0,405	0,369	m3/kWh
TGHD-2	16.600	0,418	0,356	0,316	m3/kWh
TGHD-3	24.480	0,388	0,351	0,330	m3/kWh
MGR-1	540	0,359	0,336	0,320	m3/kWh
MGR-2	995	0,289	0,273	0,261	m3/kWh
MGR-3	1.200	0,287	0,272	0,260	m3/kWh
MGR-4	1.718	0,266	0,253	0,244	m3/kWh
MGR-5	2.145	0,329	0,269	0,239	m3/kWh
MGL-1	550	0,344	0,317	0,299	m3/kWh
MGL-2	730	0,345	0,318	0,300	m3/kWh
MGL-3	1.531	0,365	0,331	0,309	m3/kWh
MGL-4	2.703	0,313	0,289	0,276	lt/kWh
MGL-5	3.605	0,312	0,292	0,279	lt/kWh
MDR-1	269	0,815	0,491	0,278	lt/kWh
MDR-2	520	0,240	0,234	0,233	lt/kWh
MDR-3	640	0,253	0,249	0,247	lt/kWh
MDR-4	1.056	0,288	0,279	0,275	lt/kWh
MDR-5	1.653	0,261	0,249	0,242	lt/kWh
MDR-6	2.520	0,256	0,250	0,247	lt/kWh
MDL-1	1.395	0,312	0,296	0,288	lt/kWh
MDL-2	1.597	0,307	0,292	0,287	lt/kWh
MDL-3	2.130	0,296	0,287	0,294	lt/kWh
MDL-4	2.803	0,288	0,293	0,327	lt/kWh
CEPA-1	10.350	-	-	-	

28.4 Impuestos a emisiones

Una correcta valorización de los gastos asociados al segmento de generación de los sistemas medianos conlleva el cálculo de la aplicación del impuesto de las unidades térmicas donde corresponda, según la legislación vigente. En particular, según el artículo 8° de la Ley 20.780 y lo dispuesto en el número 2 del artículo 8° de la Ley N° 20.899, se debe incorporar un gravamen a las emisiones de material particulado (MP) y gases (dióxido de azufre [SO_2], óxidos de nitrógeno [NO_x] y dióxido de carbono [CO_2]), generadas por

establecimientos cuyas fuentes fijas conformadas por calderas y/o turbinas, individualmente o en su conjunto sumen una potencia térmica mayor o igual a 50 MWt.

En el caso de los Sistemas Medianos considerados en el presente estudio, la central Tres Puentes debe considerar el cargo tributario mencionado, debido a que la capacidad instalada en turbinas reportada es de 74,5 MW. Para efectos del cálculo del gravamen, se consideraron las emisiones respectivas de todas las turbinas a gas existentes en Tres Puentes y las unidades candidatas Taurus-70, SGT-400, Titan 130, Titan 250, Nova LT5-1, Nova LT12-1 y SGT-600.

Con el fin de reflejar los impuestos a las emisiones en el costo total de operación, se calcularon los consumos específicos equivalentes de las máquinas antes mencionadas considerando los consumos de toneladas de contaminante por m³ de gas (ver Tabla 204) y los costos por contaminante (ver Tabla 205).

Tabla 204: Consumo de toneladas de contaminante por m³ de gas.

Contaminante	Valor (t/m³)
CO2	0,00184
MP	0,00000011
SO2	2,17E-07
Nox	0,00000534

Tabla 205: Costo por contaminante (USD/ton).

Contaminante	p/c (USD/ton)
Nox	0,025
MP	0,9
SO2	0,01
CO2	5

De esta forma, para factores de planta del 40%, 60% y 80%, se obtuvieron los consumos específicos equivalentes al costo de las turbinas de gas por impuestos a las emisiones, los cuales se adicionan a los consumos específicos informados por Edelmag (máquinas existentes) y Krea Energía (unidades candidatas). Los nuevos consumos específicos utilizados para las turbinas a gas en Tres Puentes se muestran en la Tabla 206.

Tabla 206: Consumos específicos de turbinas a gas en Tres Puentes considerando impuestos a las emisiones (II.VV.)

Turbina a gas	C.E II.VV. (m3/kWh)		
	40%	60%	80%
GE 1TG R	0,747	0,570	0,470
Hitachi	0,574	0,457	0,389
Solar130-1	0,424	0,357	0,324
Solar130-2	0,424	0,357	0,324
SolarM100	0,485	0,422	0,383
GE-10	0,570	0,494	0,418
Taurus 70	0,488	0,414	0,373
SGT-400	0,482	0,383	0,319
Titan 130	0,449	0,387	0,348
Titan 250	0,456	0,369	0,321
Nova LT5-1	0,515	0,443	0,403
Nova LT12-1	0,458	0,390	0,346
SGT-600	0,425	0,384	0,361

28.5 Costo Variable No Combustible (CVNC)

28.5.1 Unidades existentes

En el anexo digital se expone el costo variable no combustible de las unidades existentes, valores de acuerdo a lo informado por la Empresa, para las distintas condiciones de operación de las unidades.

28.5.2 Unidades candidatas

28.5.2.1 Módulos térmicos y catastro de proyectos

Por otro lado, la tabla a continuación muestra los costos variables no combustible de las unidades candidatas, en US$/MWh, para la utilización de los dos modelos anteriormente descritos. Cabe destacar que los CVNC para los módulos eólicos son los correspondientes para los factores de planta esperados informados.

Tabla 207: Costos anuales de mantenimiento programado según distintos regímenes de operación para las unidades candidatas

Módulo	Potencia (kW)	Costo Variable No Combustible (US$/MWh)		
		Base	Semibase	Punta
TGI-1	7.965	13,8	25,5	53,2
TGI-2	12.900	12,3	48,5	163,6
TGI-3	16.450	9,6	17,7	36,9
TGI-4	21.745	9,6	17,6	36,5
TGHD-1	5.600	15,0	58,7	198,0
TGHD-2	16.600	11,2	44,0	148,5
TGHD-3	24.480	10,0	39,3	132,8
MGR-1	540	8,6	14,3	25,4
MGR-2	995	17,6	29,0	50,7
MGR-3	1.200	17,5	28,8	50,5
MGR-4	1.718	20,4	33,4	57,8
MGR-5	2.145	20,4	33,4	57,8
MGL-1	550	9,0	14,9	26,5
MGL-2	730	13,3	21,8	37,8
MGL-3	1.531	14,9	24,6	43,4
MGL-4	2.703	14,0	23,2	41,0
MGL-5	3.605	9,3	15,7	28,5
MDR-1	269	22,9	37,2	63,8
MDR-2	520	23,3	37,8	64,5
MDR-3	640	22,1	35,9	61,2
MDR-4	1.056	23,0	37,6	65,0
MDR-5	1.653	24,6	40,1	69,2
MDR-6	2.520	23,1	37,7	65,2
MDL-1	1.395	65,8	105,2	175,4
MDL-2	1.597	52,7	84,4	140,6
MDL-3	2.130	41,3	66,1	110,1
MDL-4	2.803	35,4	56,7	94,5
CEPA-1	10.350	7,0	7,0	7,0

28.5.3 Indisponibilidades

28.5.3.1 Unidades existentes y candidatas

Para la asignación de la indisponibilidad forzada y de mantenimiento se consideran los valores históricos informados por la Empresa,

De esta forma, en las tablas a continuación se indican las indisponibilidades programadas y forzadas utilizadas en el modelo de planificación De Systep para las unidades existentes de la Empresa.

Tabla 208: Indisponibilidades históricas informadas y definitiva para turbinas a gas existentes

Turbinas a gas		Indisponibilidad histórica informada		
		Programada	Forzada	Compuesta
Punta Arenas	TG Hitachi	6,0%	2,7%	8,7%
	TG Solar Mars	2,7%	5,0%	7,7%
	TG Solar Titan 15	0,5%	5,0%	5,5%
	TG GE -10	3,8%	11,1%	15,0%
	TG Solar Titan 15	0,5%	5,0%	5,5%
	TG GE No 2 (Respaldo)	2,7%	12,0%	14,7%
Puerto Natales	TG Solar No 4	2,7%	4,2%	7,0%
	TG Solar No 5	2,7%	4,2%	7,0%
	Promedio	2,7%	6,1%	8,9%

Tabla 209: Indisponibilidades históricas informadas y definitiva para motores a gas existentes

Motores a gas		Indisponibilidad histórica		
		Programada	Forzada	Compuesta
Punta Arenas	MG CAT	0,5%	15,4%	16,0%
Puerto Natales	MG Waukesha No 3	3,3%	3,6%	7%
	MG Jenbacher No 11	5,5%	7,2%	13%
	MG Waukesha No 8	3,3%	3,6%	7%
	MG Jenbacher No 9	3,0%	7,2%	10%
Porvenir	MG Waukesha No 4	1,6%	3,6%	5%
	MG Waukesha No 6	3,3%	3,6%	7%
	MG Caterpillar No 9	4,1%	2,7%	7%
	MG Waukesha No 7	3,3%	3,6%	7%
	MG Jenbacher No 10	5,5%	7,2%	13%
	Promedio	3,3%	5,7%	9,1%

Tabla 210: Indisponibilidades históricas informadas y definitiva para motores diesel existentes

Motores diesel		Indisponibilidad histórica		
		Programada	Forzada	Compuesta
Punta Arenas	MD CAT No 2	0,5%	3,8%	4%
	MD CAT No 3	0,5%	3,8%	4%
	MD SULZER No 1	0,5%	9,0%	10%
	MD SULZER No 2	0,5%	9,0%	10%
	MD SULZER No 3	0,5%	9,0%	10%
Puerto Natales	MD F.Morse No 1	0,5%	10,0%	11%
	MD F.Morse No 2	0,5%	10,0%	11%
	MD Caterpillar 3516	0,5%	4,0%	5%
	MD Caterpillar 3516B	0,5%	4,0%	5%
	MD Palmero No 10	0,5%	7,6%	8%
Porvenir	MD Caterpillar No 5	5,5%	4,0%	9%
	MD Deutz D2 (Respaldo)	2,7%	10,0%	13%
	MD Deutz D3 (Respaldo)	2,7%	10,0%	13%
	MG Caterpillar No 9	0,5%	4,0%	5%
	MD Palmero No 2	0,5%	7,6%	8%
Puerto Williams	MD Caterpillar C-18	2,7%	3,2%	6%
	MD Caterpillar 3508B	0,5%	3,2%	4%
	MD MOTOR PETBOW	1,4%	4,5%	6%
	MD CUMMINS No 4 (RESPALDO)	1,4%	4,5%	6%
	MD CUMMINS No 5 (RESPALDO)	1,4%	4,5%	6%
	MD DETROIT (RESPALDO)	0,0%	4,5%	4%
	MD Caterpillar C-32	3,3%	3,2%	6%
	Promedio	1,5%	4,9%	6,4%

28.5.4 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, es que se ha considerado lo siguiente:

- Como criterio de potencia mínima se utiliza la información proporcionada para las unidades existentes, para aquellas unidades cuya instalación fue posterior al año 2000. De esta forma, se busca reflejar la operación de las unidades existentes más recientes en los sistemas eléctricos de la empresa.
- Se estudia, para cada tipo de tecnología, el porcentaje de la capacidad máxima que corresponde a la potencia mínima permitida.
- Dicha relación es aplicada a los distintos módulos construidos, de acuerdo a la tecnología de generación.

28.5.5 Consideraciones generales

28.5.5.1 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 modelado a través de diez bloques de energía mensual calculados a través de desarrollos propios del Consultor.

28.5.5.2 Costo de Falla

Los parámetros de costo de falla utilizado para cada sistema corresponden a los estipulados en las bases de este estudio, el cual tiene los siguientes valores en Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams:

Tabla 211: Valores de Costo de Falla utilizados

Profundidad de Falla	US$/MWh
0-5%	697,83
5-10%	904,57
10-20%	998,64
Sobre 20%	1136,55

28.5.5.3 Precio de combustibles

De acuerdo a las Bases del Estudio, los precios del gas natural y petróleo diésel utilizados corresponden al promedio ponderado del precio vigente para el periodo comprendido entre Julio y Diciembre de 2016, para el gas natural y entre Octubre y Diciembre de 2016, para del petróleo diésel.

Tabla 212: Precio del gas natural

Año	Mes	Consumo sobre 25.000 m3/mes $/m3	Consumo hasta 25.000 m3/mes $/m3
2016	Enero	84,60	55,23
	Febrero	84,65	55,28
	Marzo	85,08	55,57
	Abril	85,33	55,74
	Mayo	85,50	55,78
	Junio	85,76	55,96
	Julio	85,88	56,01
	Agosto	86,18	56,17
	Septiembre	86,38	56,31
	Octubre	86,43	56,34
	Noviembre	86,63	56,46
	Diciembre	86,80	56,59
Promedio últimos 3 meses		86,62	56,46

Tabla 213: Precio del petróleo diésel

Año	Mes	Precio Diesel $/Lt			
		Punta Arenas	Puerto Natales	Porvenir	Puerto Williams
2016	Enero	240	259	274	334
	Febrero	246	265	280	313
	Marzo	263	283	297	326
	Abril	268	287	300	324
	Mayo	308	326	339	338
	Junio	312	328	341	364
	Julio	281	297	315	358
	Agosto	288	304	322	345
	Septiembre	293	309	328	359
	Octubre	322	338	356	375
	Noviembre	303	319	337	369
	Diciembre	343	359	375	389
Promedio últimos 6 meses		305	321	339	366

28.5.5.4 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.

28.5.5.5 Consideraciones sobre la indisponibilidad

Las tasas de indisponibilidad compuesta de las unidades son consideradas, tanto para el De Systep como para el Modelo de Despacho Horario, 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 diesel 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 corte de suministro de gas natural.

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 73 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.

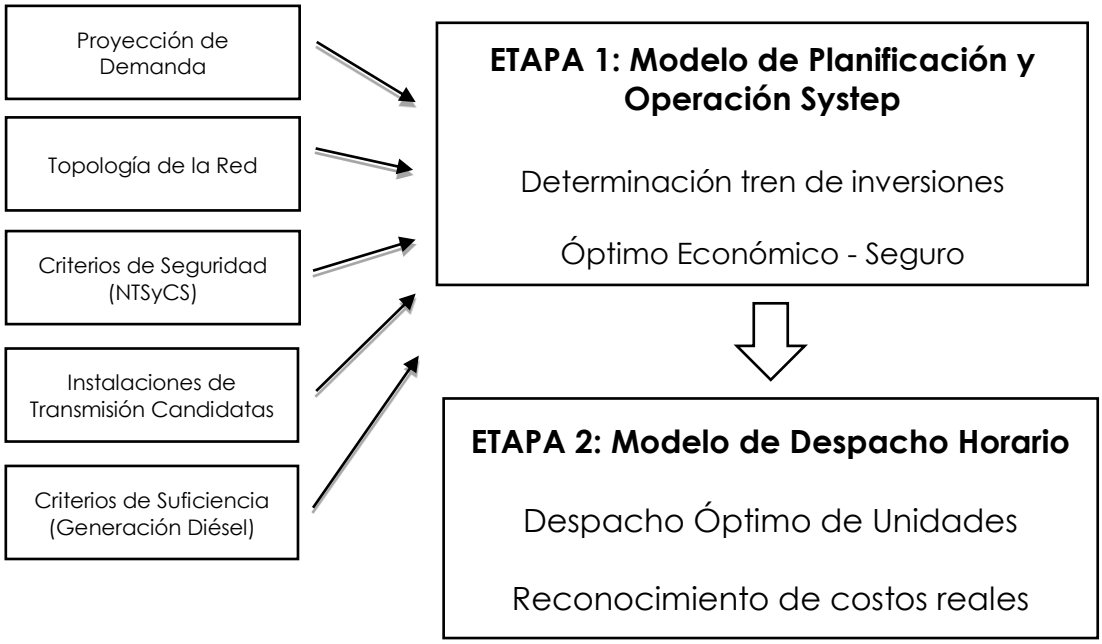


Figura 73: Metodología para el cálculo del plan de expansión óptimo

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 óptima 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, dado el riesgo de que el suministro del combustible gas pueda ser interrumpido en el corto plazo, con importantes implicancias dada la alta dependencia de combustible que tienen los sistemas de Edelmag.

El primer paso consiste en analizar si el parque diésel existente permite abastecer la demanda del sistema, para todo el horizonte de estudio. Esto, en función de que frente a un corte de suministro de gas natural de X días, durante dichos X días no existiría la posibilidad de generar energía utilizando este combustible. Sin embargo, debido a que dicho corte puede ocurrir en cualquier instante del año, y por lo tanto coincidir con los períodos de mayor exigencia del sistema, la capacidad debiese ser, en el mejor de los casos, capaz de abastecer la demanda máxima. De esta forma, el criterio exigido para la planificación del respaldo es que la capacidad diésel instalada sea capaz de cubrir la demanda máxima anual. Para ello, el modelo de planificación busca minimizar el tren de inversiones de unidades diésel para el cumplimiento del criterio de suficiencia señalado.

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.

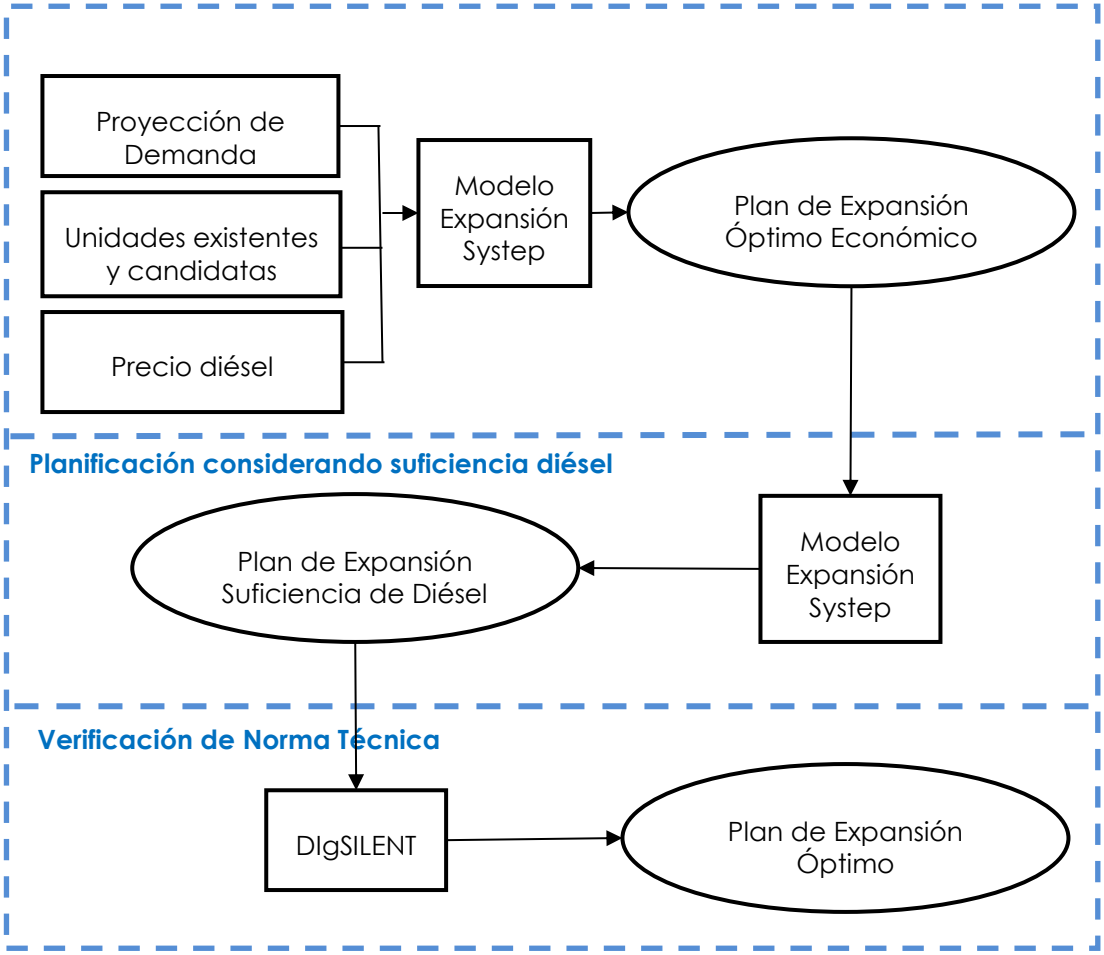


Figura 74: Esquema de metodología general de planificación de expansión en generación

29.2.3 Resultados

A partir de la información anterior, 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 diesel y de seguridad N-1 que dan origen a los Planes de Expansión finales.

El conjunto de módulos candidatos utilizados se presentan en el anexo digital "Proyecto de reposición eficiente de generación".

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 214 se muestra el resultado de los análisis para el sistema de Punta Arenas por efecto de modificar la demanda.

Tabla 214: Sensibilidad del Plan de Expansión Óptimo de Punta Arenas por variaciones en la demanda

Caso	Año de entrada	Unidad	Tecnología	Potencia Instalada (kW)
Base	2019	Cabo Negro	Eólico	10.350
+340%	2019	Cabo Negro	Eólico	10.350
	2031	MGL-5	Motor gas	3.605

En la Tabla 222 se muestra el resultado de los análisis para el sistema de Punta Arenas por efecto de modificar el precio del gas.

Tabla 215: Sensibilidad del Plan de Expansión Óptimo de Punta Arenas por variaciones en el precio del gas

Caso	Año de entrada	Unidad	Tecnología	Potencia Instalada (kW)
Base	2019	Cabo Negro	Eólico	10.350
+98%	2019	Cabo Negro	Eólico	10.350
	2031	MGL-5	Motor gas	3.605

En la Tabla 214 se muestra el resultado de los análisis para el sistema de Puerto Natales por efecto de modificar la demanda.

Tabla 216: Sensibilidad del Plan de Expansión Óptimo de Puerto Natales por variaciones en la demanda

Caso	Año de entrada	Unidad	Tecnología	Potencia Instalada (kW)
Base	2018	Centauro	Turbina gas	3.515
	2025	MDR-4	Motor diesel	1.056
	2026	MGL-4	Motor gas	2.703
	2031	MDR-4	Motor diesel	1.056
+4%	2018	Centauro	Turbina gas	3.515
	2025	MDR-4	Motor diesel	1.056
	2025	MGL-4	Motor gas	2.703
	2031	MDR-4	Motor diesel	1.056
-3%	2018	Centauro	Turbina gas	3.515
	2026	MGL-4	Motor gas	2.703
	2031	MDR-4	Motor diesel	1.056

En la Tabla 222 se muestra el resultado de los análisis para el sistema de Puerto Natales por efecto de modificar el precio del gas.

Tabla 217: Sensibilidad del Plan de Expansión Óptimo de Puerto Natales por variaciones en el precio del gas

Caso	Año de entrada	Unidad	Tecnología	Potencia Instalada (kW)
Base	2018	Centauro	Turbina gas	3.515
	2025	MDR-4	Motor diesel	1.056
	2026	MGL-4	Motor gas	2.703
	2031	MDR-4	Motor diesel	1.056
+44%	2018	Centauro	Turbina gas	3.515
	2025	MDR-4	Motor diesel	1.056
	2025	MGL-4	Motor gas	2.703
	2031	MDR-4	Motor diesel	1.056
-35%	2018	Centauro	Turbina gas	3.515
	2025	MDR-4	Motor diesel	1.056
	2027	MGL-4	Motor gas	2.703
	2031	MDR-4	Motor diesel	1.056

En la Tabla 214 se muestra el resultado de los análisis para el sistema de Porvenir por efecto de modificar la demanda.

Tabla 218: Sensibilidad del Plan de Expansión Óptimo de Porvenir por variaciones en la demanda

Caso	Año de entrada	Unidad	Tecnología	Potencia Instalada (kW)
Base	2022	MGR-2	Motor gas	995
	2027	MGR-1	Motor gas	540
	2031	MGR-1	Motor gas	540
+1%	2022	MGR-2	Motor gas	995
	2026	MGR-1	Motor gas	540
	2031	MGR-1	Motor gas	540
-1%	2023	MGR-2	Motor gas	995
	2028	MGR-1	Motor gas	540
	2031	MGR-1	Motor gas	540

En la Tabla 222 se muestra el resultado de los análisis para el sistema de Porvenir por efecto de modificar el precio del gas.

Tabla 219: Sensibilidad del Plan de Expansión Óptimo de Porvenir por variaciones en el precio del gas

Caso	Año de entrada	Unidad	Tecnología	Potencia Instalada (kW)
Base	2022	MGR-2	Motor gas	995
	2027	MGR-1	Motor gas	540
	2031	MGR-1	Motor gas	540
+21%	2022	MGR-2	Motor gas	995
	2028	MGR-1	Motor gas	540
	2031	MGR-1	Motor gas	540
-7%	2023	MGR-2	Motor gas	995
	2027	MGR-1	Motor gas	540
	2031	MGR-1	Motor gas	540

En la Tabla 214 se muestra el resultado de los análisis para el sistema de Puerto Williams por efecto de modificar la demanda.

Tabla 220: Sensibilidad del Plan de Expansión Óptimo de Puerto Williams por variaciones en la demanda

Caso	Año de entrada	Unidad	Tecnología	Potencia Instalada (kW)
Base	2020	MDR-2	Motor diesel	520
	2029	MDR-1	Motor diesel	269
+8%	2021	MDR-2	Motor diesel	520
	2029	MDR-1	Motor diesel	269
-5%	2021	MDR-2	Motor diesel	520
	2030	MDR-1	Motor diesel	269

Al no haber unidades candidatas de tecnología distinta a diésel en el sistema de Puerto Williams, no se realizó la sensibilidad del precio del combustible.

29.4 Plan de expansión óptimo en transmisión

En este anexo 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 el sistema eléctrico de Punta Arenas en el período 2019-2031. No se efectúa análisis de expansión de transmisión en los sistemas de Porvenir, Puerto Natales y Puerto Williams dado que estos no cuentan con un sistema de transmisión propiamente tal, sino solo un conjunto de generadores conectados directamente a distribución.

El sistema de transmisión de Punta Arenas (STPA) está compuesto por la línea de transmisión y transformadores de poder entre subestaciones Tres Puentes y Punta Arenas. En este contexto, para cada año, se deberán incorporar aquellos elementos de transporte que se necesiten para cumplir con el abastecimiento de la demanda.

29.4.1 Metodología

Para determinar el plan de expansión óptimo, se evalúa bajo criterios técnicos y económicos la necesidad de incorporar nuevas instalaciones de transmisión que permitan suministrar al sistema minimizando el costo de inversión y operación para el período de planificación y dar cumplimiento a las exigencias técnicas establecidas en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos (NTSyCS para SSMM).

Para efectos de esta modelación se ha considerado la demanda y generación previstas para el período de planificación en el sistema mediano de Punta Arenas de acuerdo con lo indicado en el capítulo 4 . Como base para la representación de las redes del sistema del SM se utilizó la modelación en formato PowerFactory DIgSILENT entregada por EDELMAG. Sobre la misma se actualizaron los parámetros eléctricos de instalaciones del SM y se incorporó la modelación explícita de instalaciones bajo evaluación en el presente proceso tarifario.

Como resultado de lo anterior se obtuvo para cada uno de los años del período de planificación una representación de la operación esperada en escenarios de máxima demanda anual en base a la cual se evaluó la necesidad de incorporar instalaciones adicionales de transmisión que permitiesen el suministro de la demanda y el cumplimiento de la NT.

Así mismo se efectuó un análisis económico que verifique que mientras exista suficiencia en los tramos serie del sistema de transmisión de Punta Arenas (STPA), se evaluará si la instalación de un refuerzo permite minimizar los costos debido a la disminución de pérdidas de energía y energía no suministrada, y así determinar el año en que es conveniente implementar las obras adicionales.

29.4.1.1 Diagrama Unilineal

En la Figura 75 se muestra la representación unilineal del sistema de Punta Arenas, en la cual se destacan dos zonas principales (Tres Puentes y Punta Arenas).

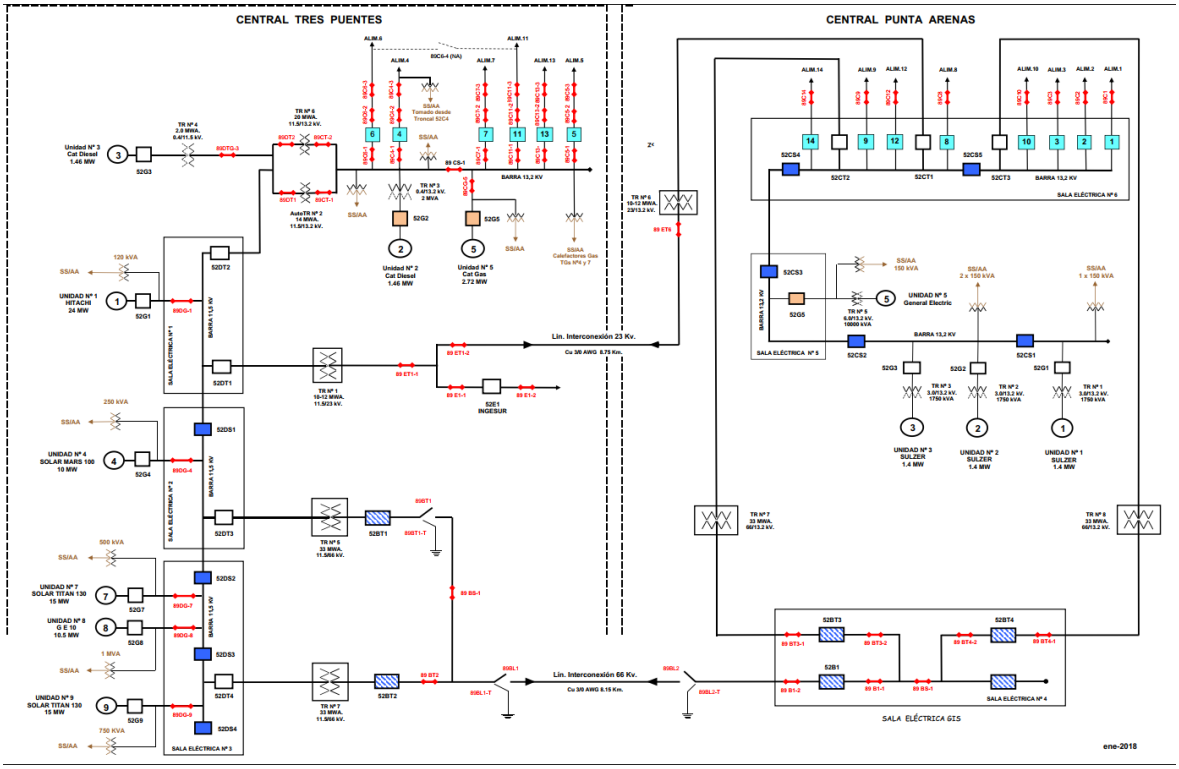


Figura 75: Diagrama unilineal del sistema de Punta Arenas a fines del 2017

29.4.1.2 Supuestos

Para efectos de identificar la máxima exigencia de capacidad de transmisión a la que estará sometido el sistema en el período de planificación se han considerado los siguientes supuestos para definir los escenarios de evaluación:

a) El total de la generación será despachada desde la zona de Tres Puentes con el objeto de maximizar la transferencia entre la zona de Tres Puentes y Punta Arenas.
b) Utilización de los escenarios de demanda máxima proyectados para cada año en el capítulo 4 .
c) El precio de la energía utilizada para evaluar el costo de las pérdidas es igual al último precio de nudo publicado para el sistema mediano de Punta Arenas de 44,186 CLP/kWh (70,6 USD/MWh)[19].
d) La tasa de descuento utilizada es de un 10%.

29.4.2 Análisis técnico

En esta sección se calcula el nivel de carga de los tramos serie del STPA para cada año del horizonte de planificación con el fin de identificar en qué año este nivel de carga es mayor a su capacidad nominal para así instalar los refuerzos necesarios.

29.4.2.1 Características técnicas de las instalaciones de transmisión existentes

Se presentan a continuación los parámetros eléctricos de las instalaciones de transmisión existentes en el sistema de Punta Arenas.

a) Línea de Transmisión

En la Tabla 221 se presentan los parámetros eléctricos de la línea Tres Puentes - Punta Arenas 66 kV del sistema de Punta Arenas informados por EDELMAG. La línea de distribución Tres Puentes - Punta Arenas 23 kV está declarada como línea de respaldo y no será utilizada como opción en la optimización de la expansión en transmisión.

Tabla 221: Parámetros Eléctricos de la línea Tres Puentes - Punta Arenas 66 kV

Parámetros	Valor	Unidad
Tensión Nominal	66	kV
Conductor	AWG 3/0	-
Largo	8,5	km
Capacidad de Carga	363	A
Resistencia	0,227	Ω/km
Reactancia	0,351	Ω/km
Susceptancia	3,064	µS/km

[19] Dólar promedio mayo 2018.

b) Transformadores

En la Tabla 222 se presentan los parámetros eléctricos de los transformadores en el sistema de Punta Arenas.

Tabla 222: Parámetros Eléctricos de los transformadores del sistema de Punta Arenas

Parámetro	Tres Puentes		Punta Arenas	
Potencia Nominal [MVA]*	20/26/33	20/26/33	20/26/33	20/26/33
Tensión nominal primaria [kV]	69	69	69	69
Tensión nominal secundaria [kV]	12	12	13,8	13,8
Rango Taps	1 a 6	1 a 6	-8 a 8	-8 a 8
Tensión adicional por tap	2,5%	2,5%	0,6%	0,6%
Cambiador de tap bajo carga	No	No	Si	Si
Impedancia secuencia positiva**	10,0%	9,5%	10,1%	9,8%
Impedancia secuencia cero**	8,7%	8,6%	10,1%	10,0%

*Potencia por nivel de enfriamiento

**Impedancias en base a la potencia de 20 [MVA]

29.4.2.2 Resultados del análisis técnico

Para cada año en el horizonte de planificación, se muestra en la Tabla 223 el nivel de carga de los tramos serie del STPA.

Tabla 223: Parámetros Eléctricos de los transformadores del sistema de Punta Arenas

Tipo	Nombre Elemento	Capacidad Nominal	Nivel de carga para escenario de demanda alta y para los años de evaluación [%]												
			2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Línea	Línea C.T.P.-C.P.A. 66 kV	363 [A]	70,7	71,8	73,0	73,1	74,2	75,2	76,3	77,3	78,4	79,5	80,5	80,9	81,4
Transformador	TR N° 5 C.T.P. 11.5/66 kV	33 [MVA]	47,2	47,9	48,7	48,8	49,5	50,2	50,9	51,6	52,3	53,0	53,7	54,0	54,3
	TR N° 7 C.T.P. 11.5/66 kV	33 [MVA]	45,8	46,5	47,2	47,4	48,0	48,7	49,4	50,1	50,8	51,4	52,1	52,4	52,7
	TR N° 7 C.P.A. 13.2/66 kV	33 [MVA]	50,0	50,8	51,6	51,7	52,4	53,2	53,9	54,7	55,4	56,2	56,9	57,2	57,5
	TR N° 8 C.P.A. 13.2/66 kV	33 [MVA]	47,6	48,3	49,1	49,2	49,9	50,6	51,3	52,1	52,8	53,5	54,2	54,5	54,8

Como se muestra en la tabla anterior, para el período 2019 - 2031, ningún tramo serie ve sobrepasada su capacidad para el escenario de mayor exigencia del STPA (demanda alta y generación proveniente de la zona de Tres Puentes). Por lo tanto, en términos técnicos, no es necesaria la instalación de refuerzos en el sistema de transmisión.

29.4.3 Análisis de proyecto de nueva línea Tres Puentes - Punta Arenas 66 kV

Dado que el nivel de carga de los tramos serie para el último año en el horizonte de planificación sólo llega a un máximo de 81,4% para la línea Tres Puentes - Punta Arenas 66

kV, se evaluará si la inversión asociada a un refuerzo a través de una nueva línea de 66 kV paralela a la actual estaría justificada económicamente por la disminución de los costos por pérdidas eléctricas en los conductores y energía no suministrada para el periodo de planificación.

29.4.3.1 Características técnicas de la nueva línea

Para modelar la nueva línea de transmisión se utilizará como referencia el "Estudio Conceptual Línea 66 kV" realizado por la empresa de ingeniería Dessau para EDELMAG con fecha 04 de junio de 2012, el cual fue provisto por EDELMAG como antecedente para el presente estudio. En la Tabla 224 se presentan los parámetros eléctricos de la nueva línea de transmisión recomendada por dicho documento.

Tabla 224: Parámetros Eléctricos de la nueva línea de transmisión en 66 kV

Parámetros	Valor	Unidad
Tensión Nominal	66	kV
Conductor	AAAC Canton	-
Largo	8,5	km
Capacidad de Carga	532	A
Resistencia	0,168	Ω/km

29.4.3.2 Evaluación económica de proyecto de nueva línea

c) Valorización de las pérdidas en las líneas

Luego considerando que la totalidad de la demanda de la barra Punta Arenas 13,2 kV será suministrada desde Tres Puentes, las transferencias por la línea son determinadas considerando la demanda de Punta Arenas para cada bloque, mes y año del periodo de planificación. Considerando un factor de potencia en la carga de 0,95 inductivo y los parámetros eléctricos del sistema de transmisión entre Punta Arenas y Tres Puentes, se calcularon las pérdidas eléctricas para cada bloque, mes y año, esto considerando los casos con proyecto de refuerzo y sin proyecto de refuerzo.

Los resultados obtenidos son los descritos en la siguiente Tabla 225 donde se ha valorizado el valor actual de los costos (VAC)[20] de las pérdidas para el periodo 2019-2031 considerando la puesta en servicio del proyecto de transmisión en cada uno de los años del periodo de planificación.

[20] Considera un precio de 70,6 US$/MWh y una tasa de descuento anual de 10%.

Tabla 225: Pérdidas eléctricas de transmisión para escenarios con y sin proyecto de nueva línea de transmisión Tres Puentes – Punta Arenas 66 kV

Año	Pérdidas Anuales de energía [MWh/año]	
	Sin Proyecto	Con Proyecto
2019	1530	650
2020	1595	678
2021	1650	701
2022	1699	722
2023	1745	742
2024	1791	761
2025	1837	780
2026	1883	800
2027	1928	819
2028	1974	839
2029	2019	858
2030	2063	877
2031	2108	896

Año de ejecución de proyecto línea	VAC Pérdidas de energía periodo 2019-2031 [MUS$]	
	Sin Proyecto	Con Proyecto
2019		$ 377
2020		$ 434
2021		$ 487
2022		$ 537
2023		$ 585
2024		$ 629
2025	$ 888	$ 670
2026		$ 708
2027		$ 743
2028		$ 777
2029		$ 808
2030		$ 836
2031		$ 863

d) Valorización de la energía no suministrada

Para la evaluación completa de la segunda línea de 66 kV es importante evaluar la energía no suministrada que provocaría la indisponibilidad de la única línea Tres Puentes – Punta Arenas 66 kV existente en la actualidad.

Para estimar el costo de la energía no suministrada asociado a la indisponibilidad de la línea Tres Puentes – Punta Arenas 66 kV en las condiciones actuales se ha considerado la tasa de indisponibilidad indicada en el artículo 6-41 de la NTSyCS para SSMM de marzo de 2018, que establece que para los indicadores de indisponibilidad para a ser consideradas en el presente estudio, para una línea de transmisión son:

Tabla 226: Indicadores de indisponibilidad para instalaciones de transmisión

Tipo de indisponibilidad	Horas al año	Frecuencia interrupciones
Programada	20 horas cada 100 km, con un mínimo de 2 horas	2 veces cada 100 km, con un mínimo de 1 vez
Forzada	10 horas cada 100 km, con un mínimo de 2 horas	2 veces cada 100 km, con un mínimo de 2 vez

Debido a las características de la línea Tres Puentes – Punta Arenas 66 kV, y tomando en consideración la capacidad de respaldo en la línea de 23 kV entre Tres Puentes y Punta Arenas (capacidad de 10 MVA), así como en las unidades generadoras PA N°1, N°2, N°3 y N°5 (10,9 MW totales), se considerarán en esta evaluación sólo las horas de indisponibilidad forzada, ya que técnicamente la indisponibilidad programada se puede ejecutar sin pérdida de suministro.

De esta manera, se tendrán dos eventos al año, que en total suman 2 horas. Se considera en este análisis 2 eventos de 1 hora cada uno. Por otro lado, se supone que durante los primeros 15 minutos de cada evento la totalidad de la demanda de Punta Arenas queda sin suministro, luego de lo cual se recupera el servicio en la medida en que haya capacidad suficiente para abastecer la demanda con las instalaciones de respaldo (línea de 23 kV entre Tres Puentes y Punta Arenas de 10 MVA, y unidades generadoras PA N°1, N°2, N°3 y N°5 de 10,9 MW totales). Luego, considerando esta tasa y la demanda por bloque, mes y año de la barra de Punta Arenas 13,2 kV se estimó la esperanza de la energía no suministrada debido a la indisponibilidad de la línea existente para cada año del periodo de planificación.

Finalmente, de considerar un costo de falla de corta duración de 10,440US$/kWh[21] se obtiene la Tabla 227, donde se ha valorizado el valor actualizado de los costos de la esperanza de la energía no suministrada para el periodo 2019-2031. Lo anterior, considerando la puesta en servicio del proyecto de transmisión en cada uno de los años del periodo de planificación.

Tabla 227: Energía No Suministrada por indisponibilidad de línea Tres Puentes – Punta Arenas 66 kV existente para escenarios con y sin proyecto de nueva línea de transmisión Tres Puentes – Punta Arenas 66 kV

Año	Energía No Suministrada por indisponibilidad de línea TP-PA 66 kV [MWh/año]		Año de ejecución de proyecto línea	VAC Energía No Suministrada por indisponibilidad de línea TP-PA 66 kV periodo 2019-2031 [MUS$]	
	Sin Proyecto	Con Proyecto		Sin Proyecto	Con Proyecto
2019	10,15	0,00	2019		$ -
2020	10,58	0,00	2020		$ 96
2021	10,98	0,00	2021		$ 188
2022	11,33	0,00	2022		$ 274
2023	11,67	0,00	2023		$ 355
2024	12,01	0,00	2024		$ 430
2025	12,35	0,00	2025	$ 881	$ 501
2026	12,70	0,00	2026		$ 567
2027	13,05	0,00	2027		$ 629
2028	13,39	0,00	2028		$ 687
2029	13,73	0,00	2029		$ 741
2030	14,07	0,00	2030		$ 791
2031	14,41	0,00	2031		$ 838

e) Valorización de la inversión

De acuerdo con lo indicado por el "Estudio Conceptual Línea 66 kV" realizado por la empresa de ingeniería Dessau para EDELMAG el costo de inversión de una nueva línea Tres Puentes – Punta Arenas 66 kV es de US$1.814.028. Este valor se actualiza al año base del estudio[22], obteniéndose US$1.730.581. Luego, el valor actual de los costos de inversión

[21] Definido en bases del estudio, Resolución Exenta 227 de marzo de 2018.
[22] Diciembre de 2016.

asociados a desarrollar el proyecto de la nueva línea en cada año del periodo 2019-2031 son los descritos en la Tabla 228[23].

Tabla 228: VAC de costos de inversión para ejecución de nueva línea de transmisión en cada año del periodo de planificación

Año de ejecución de proyecto línea	VAC de Inversión asociada a nueva línea TP-PA 66 kV periodo 2019-2031 [MUS$]
2019	$ 1.257
2020	$ 1.096
2021	$ 950
2022	$ 817
2023	$ 696
2024	$ 586
2025	$ 486
2026	$ 396
2027	$ 313
2028	$ 238
2029	$ 170
2030	$ 108
2031	$ 51

Para el cálculo del costo de inversión se ha utilizado una vida útil de la línea de 40 años, que es igual a la vida útil de las estructuras de líneas definidas en las Bases.

f) Costo de operación y mantenimiento

Se considera como costo de operación y mantenimiento asociado al segundo circuito de la línea Tres Puentes – Punta Arenas 66 kV el 1% del monto de la inversión de éste. Luego, el valor actual de COMA asociados a desarrollar el proyecto de la nueva línea en cada año del periodo 2019-2031 son los descritos en la Tabla 229.

[23] Considera tasa de descuento anual de 10%.

Tabla 229 VAC de costos de operación y mantenimiento de nueva línea de transmisión en cada año del periodo de planificación

Año de ejecución de proyecto línea	VAC de COMA asociada a nueva línea TP-PA 66 kV periodo 2019-2031 [MUS$]
2019	$ 125
2020	$ 107
2021	$ 93
2022	$ 80
2023	$ 68
2024	$ 57
2025	$ 48
2026	$ 39
2027	$ 31
2028	$ 23
2029	$ 17
2030	$ 11
2031	$ 5

g) Evaluación económica del proyecto de línea

Finalmente, en base al costo total de pérdidas, energía no suministrada e inversión asociados a desarrollar el proyecto en cada uno de los años del periodo 2019-2031, y de su comparación con el caso base de no desarrollar el proyecto de nueva línea se obtiene la Tabla 230.

Tabla 230: Comparación de valor actualizado de los costos para periodo 2019-2031 en escenarios con y sin ejecución del proyecto nueva línea Tres Puentes – Punta Arenas 66 kV.

Año de ejecución del proyecto	Valor Actualizado de los costos para el periodo 2019-2031 [MUS$]										
	Con proyecto de línea					Sin proyecto de línea					Diferencia VAC (Con Proyecto - Sin Proyecto)
	Pérdidas	Energía no Suministrada	COMA	Inversión	Total	Pérdidas	Energía no Suministrada	COMA	Inversión	Total	
2019	$ 377	$ -	$ 125	$ 1.257	$ 1.759						-$ 10
2020	$ 434	$ 96	$ 107	$ 1.096	$ 1.733						-$ 36
2021	$ 487	$ 188	$ 93	$ 950	$ 1.718						-$ 51
2022	$ 537	$ 274	$ 80	$ 817	$ 1.708						-$ 61
2023	$ 585	$ 355	$ 68	$ 696	$ 1.703						-$ 66
2024	$ 629	$ 430	$ 57	$ 586	$ 1.702						-$ 67
2025	$ 670	$ 501	$ 48	$ 486	$ 1.704	$ 888	$ 881	$ -	$ -	$ 1.769	-$ 65
2026	$ 708	$ 567	$ 39	$ 396	$ 1.709						-$ 60
2027	$ 743	$ 629	$ 31	$ 313	$ 1.716						-$ 53
2028	$ 777	$ 687	$ 23	$ 238	$ 1.725						-$ 44
2029	$ 808	$ 741	$ 17	$ 170	$ 1.734						-$ 35
2030	$ 836	$ 791	$ 11	$ 108	$ 1.745						-$ 24
2031	$ 863	$ 838	$ 5	$ 51	$ 1.757						-$ 12

En la tabla anterior se verifica que, para todo el período evaluado, el proyecto de línea siempre tiene un costo actualizado total menor que aquel del caso sin proyecto de línea

(situación actual), por tanto, se recomienda incorporar el proyecto de nueva línea Tres Puentes – Punta Arenas 66 kV.

29.4.4 Conclusiones

Según lo descrito en las secciones 29.4.2 y 29.4.3, existe fundamento económico para implementar refuerzos en la línea durante todo el período evaluado. Por lo tanto, el Plan de Expansión Óptimo para Transmisión en el sistema de Punta Arenas es considerar la inversión del segundo circuito de la línea de transmisión Tres Puentes – Punta Arenas 66 kV.

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 Edelmag. 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 Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams. 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 respuesta 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.

Solo se estudiarán los SSMM que poseen proyectos de generación en el periodo de tarificación (2019 al 2022), los cuales corresponden a los sistemas de Punta Arenas, Porvenir y Puerto Williams.

29.5.1 Consideraciones generales sobre la transmisión y generación

Como base para la representación de las redes de los SM de propiedad de Edelmag, se utilizó la modelación en formato PowerFactory DIgSILENT utilizada en los estudios de norma técnica para los SM de Magallanes del año 2014. Sobre esta, se incorporó la modelación explícita de instalaciones bajo evaluación en el presente proceso tarifario.

La modelación de las unidades generadoras adicionales determinadas por el plan de expansión se realiza considerando parámetros eléctricos utilizados en unidades existentes de similares características, así como los datos entregados por cada uno de los interesados en la construcción de estas unidades generadoras.

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.

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 la que se distribuye la demanda máxima entre los alimentadores de cada sistema se obtiene en base a las mediciones de cada alimentador del año 2016 entregadas por Edelmag, considerando una proporción entre los alimentadores igual a la proporción promedio del 5% de las mediciones de mayor demanda.

Luego, en base a la proyección de demanda determinada para cada SM en el periodo tarifario, se determina la siguiente distribución de demanda máxima por alimentador para cada año evaluado.

Tabla 231: Demanda por Alimentador [MW] proyectada para escenarios de demanda máxima 2019-2022 en SM de Punta Arenas

Zona	Carga	Proporción de la demanda [%]	Demanda para escenario de demanda máxima y para los años de evaluación [MW]			
			2019	2020	2021	2022
Punta Arenas	Alimentador 01	9,0	3,89	3,89	3,95	4,00
	Alimentador 02	10,0	4,32	4,32	4,38	4,44
	Alimentador 03	9,9	4,27	4,28	4,34	4,40
	Alimentador 08	5,9	2,53	2,53	2,57	2,60
	Alimentador 09	6,7	2,91	2,91	2,95	2,99
	Alimentador 10	8,2	3,54	3,54	3,59	3,64
	Alimentador 12	6,7	2,89	2,89	2,93	2,97
	Alimentador 14	6,3	2,72	2,72	2,76	2,79
Tres Puentes	Alimentador 04	8,6	3,69	3,70	3,75	3,80
	Alimentador 05	7,2	3,11	3,12	3,16	3,20
	Alimentador 06	6,3	2,72	2,73	2,77	2,80
	Alimentador 07	6,3	2,73	2,74	2,78	2,81
	Alimentador 11	8,7	3,76	3,77	3,82	3,87
Total		100,0	43,08	43,14	43,75	44,32

Tabla 232: Demanda por Alimentador [MW] proyectada para escenarios de demanda máxima 2019-2022 en SM de Porvenir

Carga	Proporción de la demanda [%]	Demanda para escenario de demanda máxima y para los años de evaluación [MW]			
		2019	2020	2021	2022
Alimentador 01	11,2	0,58	0,60	0,62	0,63
Alimentador 02	13,3	0,69	0,71	0,74	0,76
Alimentador 03	56,1	2,89	3,00	3,09	3,18
Alimentador 04	19,4	1,00	1,04	1,07	1,10
Total	100,0	5,15	5,34	5,52	5,68

Tabla 233: Demanda por Alimentador [MW] proyectada para escenarios de demanda máxima 2019-2022 en SM de Puerto Williams

Carga	Proporción de la demanda [%]	Demanda para escenario de demanda máxima y para los años de evaluación [MW]			
		2019	2020	2021	2022
Alimentador 01	34,7	0,39	0,41	0,43	0,45
Alimentador 02	23,6	0,27	0,28	0,29	0,30
Alimentador 03	41,7	0,47	0,49	0,51	0,54
Total	100,0	1,13	1,18	1,24	1,28

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 cada uno de estos escenarios en los distintos SSMM evaluados son los descritos en las siguientes tablas.

Tabla 234: Despacho de unidades generadoras para escenarios de demanda máxima 2019-2022 en SM de Punta Arenas

Zona	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]
Tres Puentes	CEOM	1,80	0,00	2,50	0,00	2,50	0,00	2,50	0,00
	CEPA	-	-	9,34	0,00	9,34	0,00	9,34	0,00
	Hitachi G01 TG	18,04	13,49	14,25	14,99	14,25	15,16	14,25	15,32
	Solar Titan TG G09	12,16	2,84	9,00	3,79	9,00	3,90	9,00	4,00
	Solar Titan TG G07	12,16	4,84	10,24	5,79	10,87	5,90	11,47	6,00

Es importante notar que no hay generación despachada en la zona de Punta Arenas. Además, en diciembre del 2019, entra en servicio en las instalaciones de EDELMAG el nuevo parque eólico Cabo Negro (CEPA), consistente en 3 aerogeneradores de 3,45 [MW] de

potencia cada uno, totalizando 10,35 [MW]. Esta planta se conectará a la barra Tres Puentes a través de una línea de 23 kV y 29 km de longitud.

Tabla 235: Despacho de unidades generadoras para escenarios de demanda máxima 2019-2022 en SM de Porvenir

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]
Caterpillar G09	0,73	0,27	0,73	0,28	0,73	0,29	0,73	0,26
Jenbacher G10	1,15	0,38	1,15	0,40	1,15	0,41	1,15	0,37
MGR-2_2	-	-	-	-	-	-	0,80	0,26
Palmero G08	0,66	0,37	0,86	0,38	1,03	0,39	0,39	0,35
Waukesha-1 G06	0,95	0,32	0,95	0,33	0,95	0,34	0,95	0,31
Waukesha-1-2 G07	0,95	0,32	0,95	0,33	0,95	0,34	0,95	0,31
Waukesha-2 G04	0,71	0,24	0,71	0,25	0,71	0,25	0,71	0,23

En marzo del año 2022 se conecta al SM de Porvenir la unidad a gas MGR-2_2, de 0,995 [MW] de capacidad.

Tabla 236: Despacho de unidades generadoras para escenarios de demanda máxima 2019-2022 en SM de Puerto Williams

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]
CAT-1	0,49	0,11	0,49	0,12	0,39	0,23	0,44	0,23
CAT-3	0,42	0,14	0,42	0,15	0,42	0,22	0,42	0,23
CUMMINS-1	0,10	0,16	0,10	0,16	-	-	-	-
CUMMINS-2R2	0,09	0,00	0,10	0,00	-	-	-	-
DETROIT-R	0,03	0,00	0,08	0,00	-	-	-	-
MDR 2_1	-	-	-	-	0,43	0,01	0,43	0,01

En enero de 2021 entra en servicio la unidad diésel MDR 2_1, de 0,52 [MW] de capacidad instalada.

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 SM 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 Edelmag.

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 237: Tensión en barras [p.u.] para escenario de demanda máxima proyectado 2019-2022 en SM de Punta Arenas

Nombre Barra	Tensión para escenario de demanda máxima y para los años de evaluación [p.u.]			
	2019	2020	2021	2022
Tres Puentes 13,2 kV Barra Principal	1,041	1,041	1,041	1,041
Tres Puentes 11,5 kV Celdas BBC	1,030	1,030	1,030	1,030
Punta Arenas 13,2 kV Celdas G.E.	1,020	1,020	1,018	1,016

Tabla 238: Tensión en barras [p.u.] para escenario de demanda máxima proyectado 2019-2022 en SM de Porvenir

Nombre Barra	Tensión para escenario de demanda máxima y para los años de evaluación [p.u.]			
	2019	2020	2021	2022
Porvenir 13,8 kV	1,000	1,000	1,000	1,000

Tabla 239: Tensión en barras [p.u.] para escenario de demanda máxima proyectado 2019-2022 en SM de Puerto Williams

Nombre Barra	Tensión en escenario de demanda máxima para los años de evaluación [p.u.]			
	2019	2020	2021	2022
Puerto Williams 13,2 kV	1,030	1,030	1,030	1,030

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 Punta Arenas posee líneas y transformadores de poder asociados a transmisión, solo para este sistema se determina el nivel de carga en instalaciones de transmisión. En la siguiente tabla se presentan estos valores para cada uno de los escenarios de demanda máxima evaluados:

Tabla 240: Nivel de Carga [%] de elementos serie del sistema de transmisión para escenario de demanda máxima proyectado 2019-2022 en SM de Punta Arenas

Tipo	Nombre Elemento	Capacidad Nominal	Nivel de carga para escenario de demanda máxima y para los años de evaluación [%]			
			2019	2020	2021	2022
Línea	Línea C.T.P.-C.P.A. 66 kV	363 [A]	70,8	70,9	72,0	73,0
Transformador	TR N° 5 C.T.P. 11,5/66 kV	33 [MVA]	47,6	47,7	48,5	49,2
	TR N° 7 C.T.P. 11,5/66 kV	33 [MVA]	50,0	50,1	50,9	51,6
	TR N° 7 C.P.A. 13,2/66 kV	33 [MVA]	40,7	40,8	41,5	42,1
	TR N° 8 C.P.A. 13,2/66 kV	33 [MVA]	58,4	58,4	59,1	59,8

En la Tabla 240 se verifica que, para todos los escenarios evaluados el nivel de carga en los elementos serie del sistema de transmisión del SM de Punta Arenas es inferior al 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 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 al 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 a realizar deberá considerar operativa la estructura de EDAC existente informada por Edelmag para cada SM. En las tablas siguientes se describen las estructuras de EDAC para cada SSMM en estudio.

Tabla 241: Estructura de Desconexión Automática de Carga para SM de Punta Arenas

Escalón	Carga	Frecuencia [Hz]	Retardo [ms]
1	Alimantador 11	49,0	60
	Alimentador 12	49,0	60
	Alimantador 14	49,0	60
2	Alimentador 9	48,8	120
3	Alimantador 10	48,5	120
4	Alimentador 7	48,5	300
	Alimentador 8	48,5	300
5	Alimentador 5	48,5	800
6	Alimentador 3	48,0	1000
	Alimentador 4	48,0	1000
-	Alimentador 1	-	-
	Alimentador 2	-	-
	Alimentador 6	-	-

Tabla 242: Estructura de Desconexión Automática de Carga para SM de Porvenir

Escalón	Carga	Frecuencia [Hz]	Retardo [ms]
1	Alimentador 3	48,5	2000
2	Alimentador 1	48,0	3000
3	Alimentador 4	47,5	5000
-	Alimentador 2	-	-

Tabla 243: Estructura de Desconexión Automática de Carga para SM de Puerto Williams

Escalón	Carga	Frecuencia [Hz]	Retardo [ms]
1	Alimentador 2	49,0	2000
2	Alimentador 1 Alimentador 3	- -	- -

En cuanto a las contingencias a evaluar, el análisis realizado considera el análisis de la contingencia de mayor severidad descrita en la NTSyCS, la que corresponde a la desconexión intempestiva de la unidad de mayor generación[24] 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 del período analizado, las siguientes contingencias:

- SM de Punta Arenas
  - Año 2019: Desconexión intempestiva de la unidad TG Hitachi.
  - Año 2020: Desconexión intempestiva de la unidad TG Hitachi.
  - Año 2022: Desconexión intempestiva de la unidad TG Hitachi.

- SM de Porvenir
  - Año 2019: Desconexión intempestiva de unidad Jenbacher G10.
  - Año 2022: Desconexión intempestiva de unidad Jenbacher G10.

- SM de Puerto Williams
  - Año 2019: Desconexión intempestiva de Unidad CAT-1.
  - Año 2021: Desconexión intempestiva de Unidad MDR 2_1.
  - Año 2022: Desconexión intempestiva de Unidad CAT-1.

En las siguientes tablas se muestran los resultados para las contingencias estudiadas.

<u>SM de Punta Arenas</u>

[24]Severidad N°4 según artículo 1-4 de la NTSyCS para SSMM.

Tabla 244: Comportamiento dinámico de la frecuencia en SM de Punta Arenas frente a ocurrencia de la contingencia más severa.

Escenario	Contingencia	Frecuencia Mínima [Hz]	Frecuencia Máxima [Hz]	Frecuencia Final [Hz]	Actuación de EDAC
Demanda máxima 2019	Desconexión de unidad TG Hitachi	48,39	51,38	50,19	EDAC alimentadores 7, 8, 9, 10, 11, 12 y 14
Demanda máxima 2020	Desconexión de unidad TG Hitachi	48,78	50,50	49,94	EDAC alimentadores 9, 11, 12 y 14
Demanda máxima 2022	Desconexión de unidad TG Hitachi	48,80	50,51	49,96	EDAC alimentadores 9, 11, 12 y 14

Tabla 245: Comportamiento dinámico de la tensión en SM de Punta Arenas frente a ocurrencia de la contingencia más severa.

Escenario	Contingencia	Barra	Tensión Final [p.u.]
Demanda máxima 2019	Desconexión de unidad TG Hitachi	Tres Puentes 13,2 kV Barra Principal Tres Puentes 11,5 kV Celdas BBC Punta Arenas 13,2 kV Celdas G.E.	1,035 1,022 1,061
Demanda máxima 2022	Desconexión de unidad TG Hitachi	Tres Puentes 13,2 kV Barra Principal Tres Puentes 11,5 kV Celdas BBC Punta Arenas 13,2 kV Celdas G.E.	1,013 1,001 1,020

Los resultados indican que, para los escenarios evaluados de demanda máxima en los años 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 Punta Arenas junto con la oportuna actuación de esquemas de EDAC existentes en el mismo 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 propuesto para el SM de Punta Arenas 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 Porvenir

Tabla 246: Comportamiento dinámico de tensión y frecuencia en SM de Porvenir frente a ocurrencia de la contingencia más severa.

Escenario	Contingencia	Frecuencia Mínima [Hz]	Frecuencia Máxima [Hz]	Frecuencia Final [Hz]	Tensión Final [p.u.]	Actuación de EDAC
Demanda máxima año 2019	Desconexión de unidad Jenbacher	46,60	57,02	50,44	1,008	EDAC alimentador 3
Demanda máxima año 2022	Desconexión de unidad Jenbacher	47,15	57,56	50,50	1,009	EDAC alimentador 3

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 Porvenir junto con la oportuna actuación de esquemas de EDAC existentes en el mismo 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 propuesto para el SM de Porvenir 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 Puerto Williams

Tabla 247: Comportamiento dinámico de tensión y frecuencia en SM de Puerto Williams frente a ocurrencia de la contingencia más severa.

Escenario	Contingencia	Frecuencia Mínima [Hz]	Frecuencia Máxima [Hz]	Frecuencia Final [Hz]	Tensión Final [p.u.]	Actuación de EDAC
Demanda máxima año 2019	Desconexión de unidad CAT-1	47,72	50,65	49,56	1,027	EDAC alimentador 2
Demanda máxima año 2021	Desconexión de unidad MDR-2_1	46,25	50,57	49,69	1,034	EDAC alimentador 2
Demanda máxima año 2022	Desconexión de unidad CAT-1	45,49	49,90	49,71	1,022	EDAC alimentador 2

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 Puerto Williams junto con la oportuna actuación de esquemas de EDAC existentes en el mismo 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 propuesto para el SM de Puerto Williams 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 0 del presente estudio.

29.6.1 Análisis dinámico para el SM de Punta Arenas

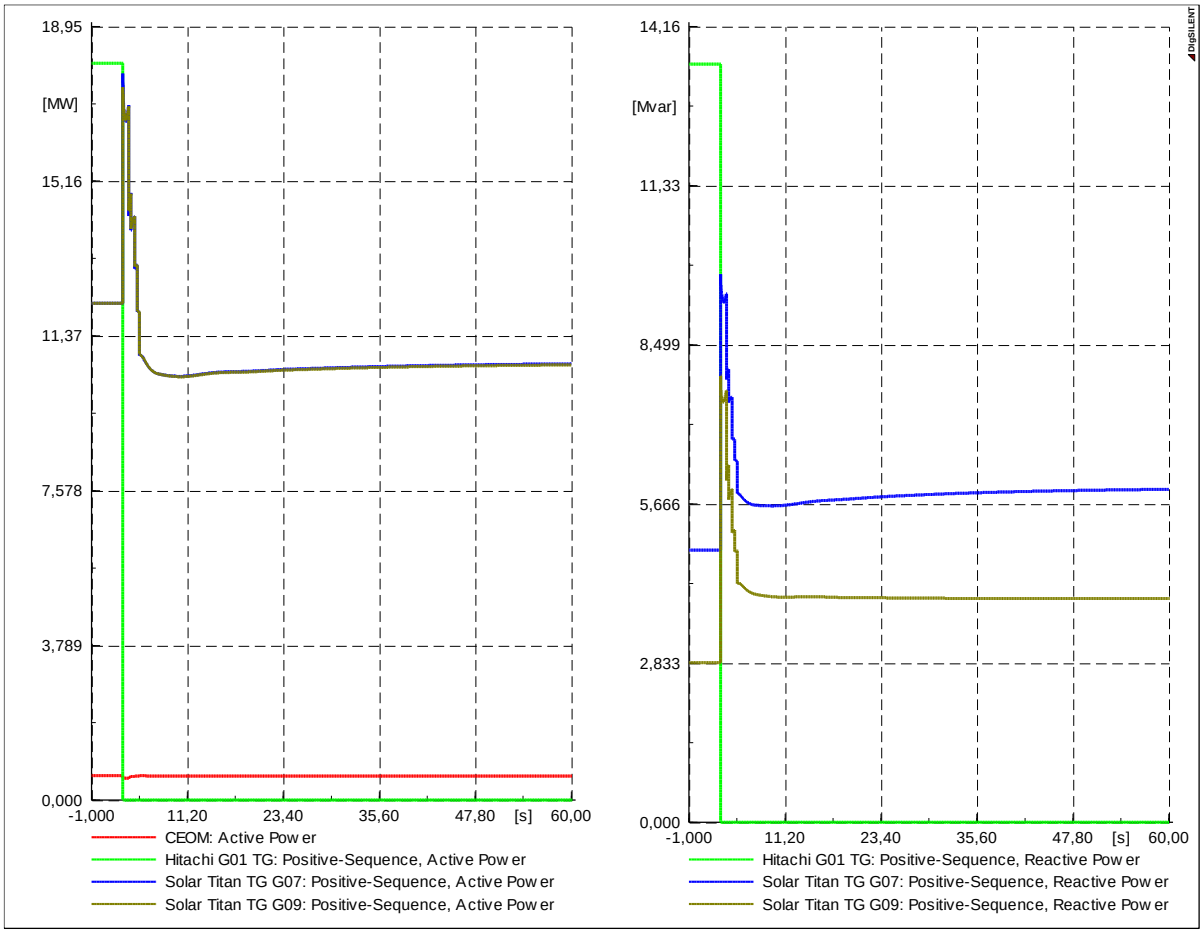


Figura 76: Comportamiento dinámico de la Potencia Activa de las unidades de generación (izquierda) y la Potencia Reactiva (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad TG Hitachi del SM de Punta Arenas en el escenario de demanda máxima del año 2019.

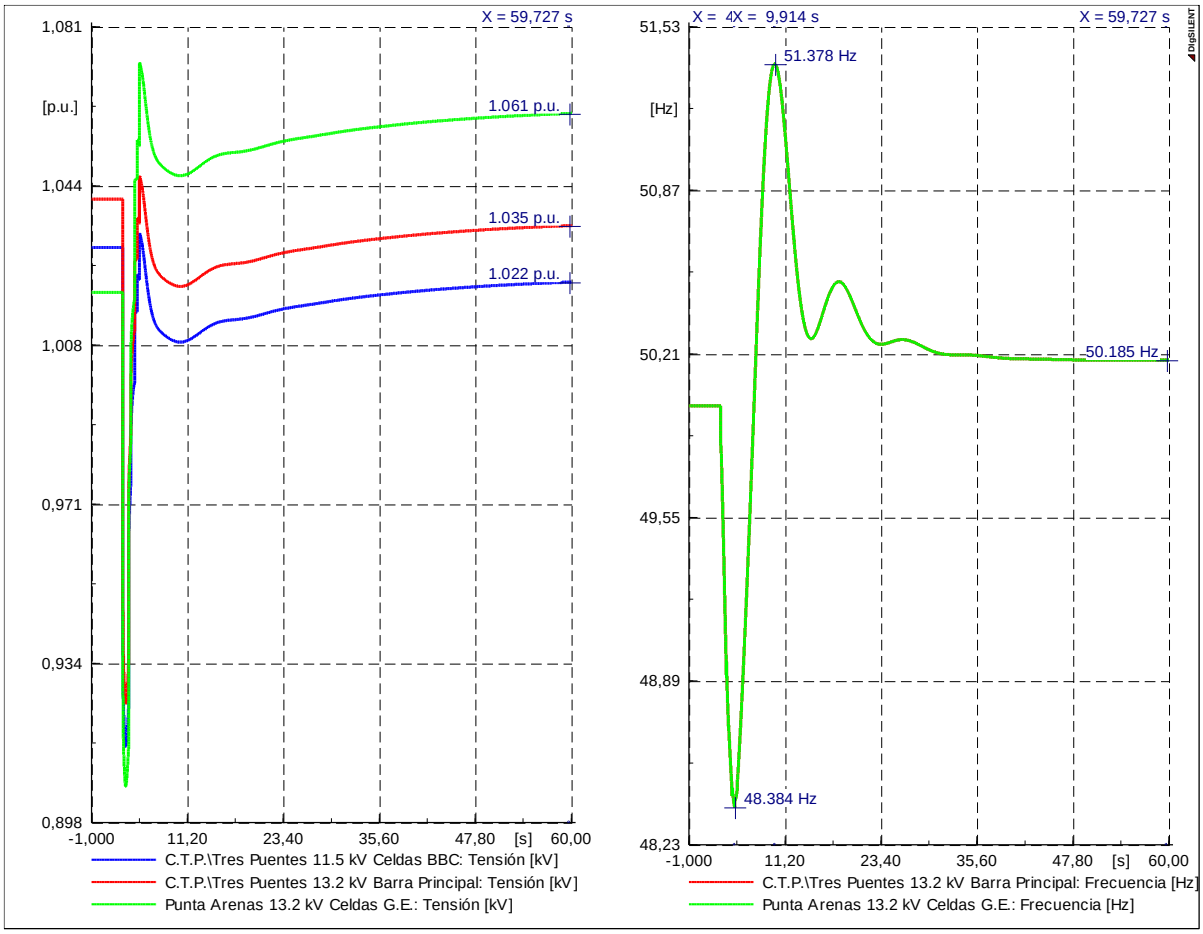


Figura 77: Comportamiento dinámico de la tensión (izquierda) y la frecuencia (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad TG Hitachi del SM de Punta Arenas en el escenario de demanda máxima del año 2019.

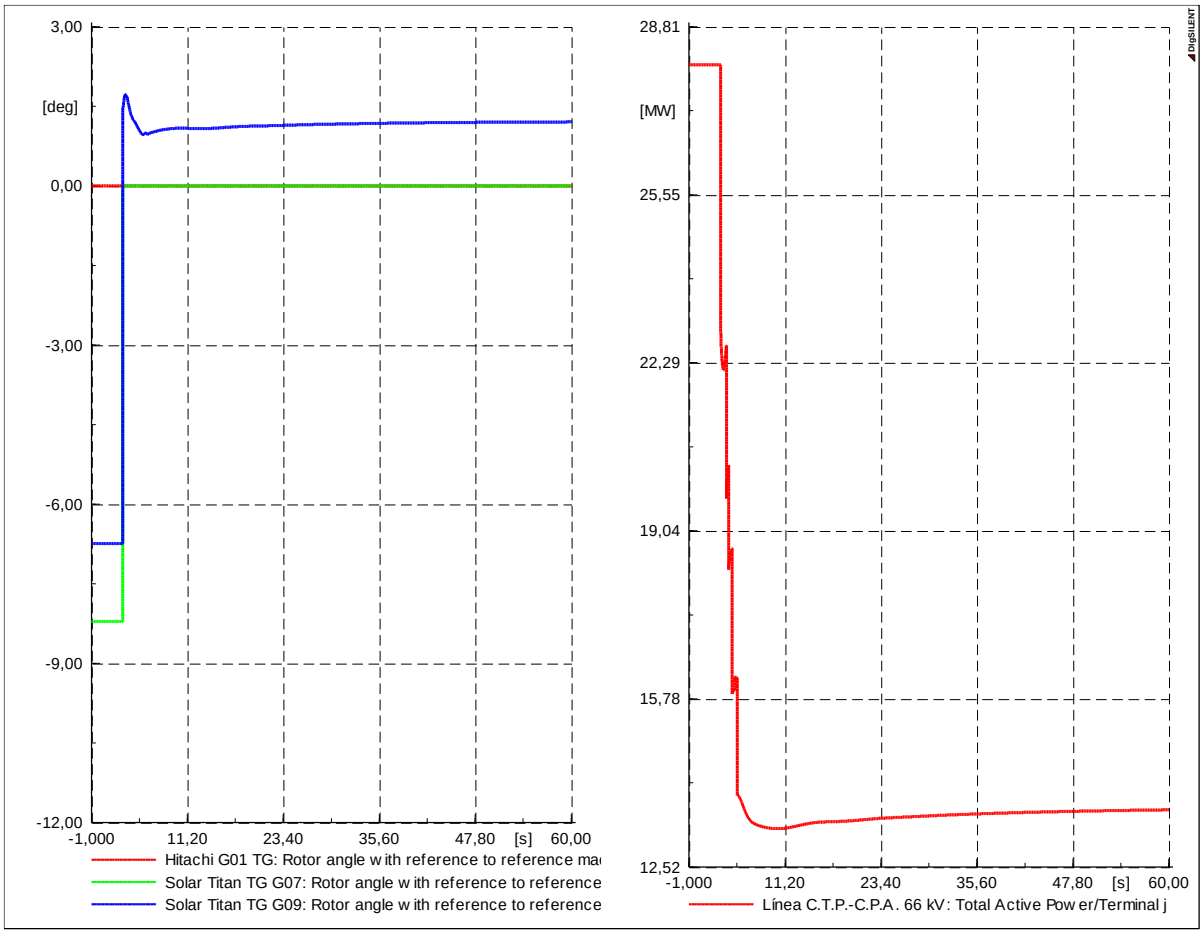


Figura 78: Comportamiento dinámico del ángulo del rotor de las unidades de generación (izquierda) y flujo por la línea CTP-CPA 66 kV (derecha), frente a la desconexión intempestiva de la unidad TG Hitachi del SM de Punta Arenas en el escenario de demanda máxima del año 2019.

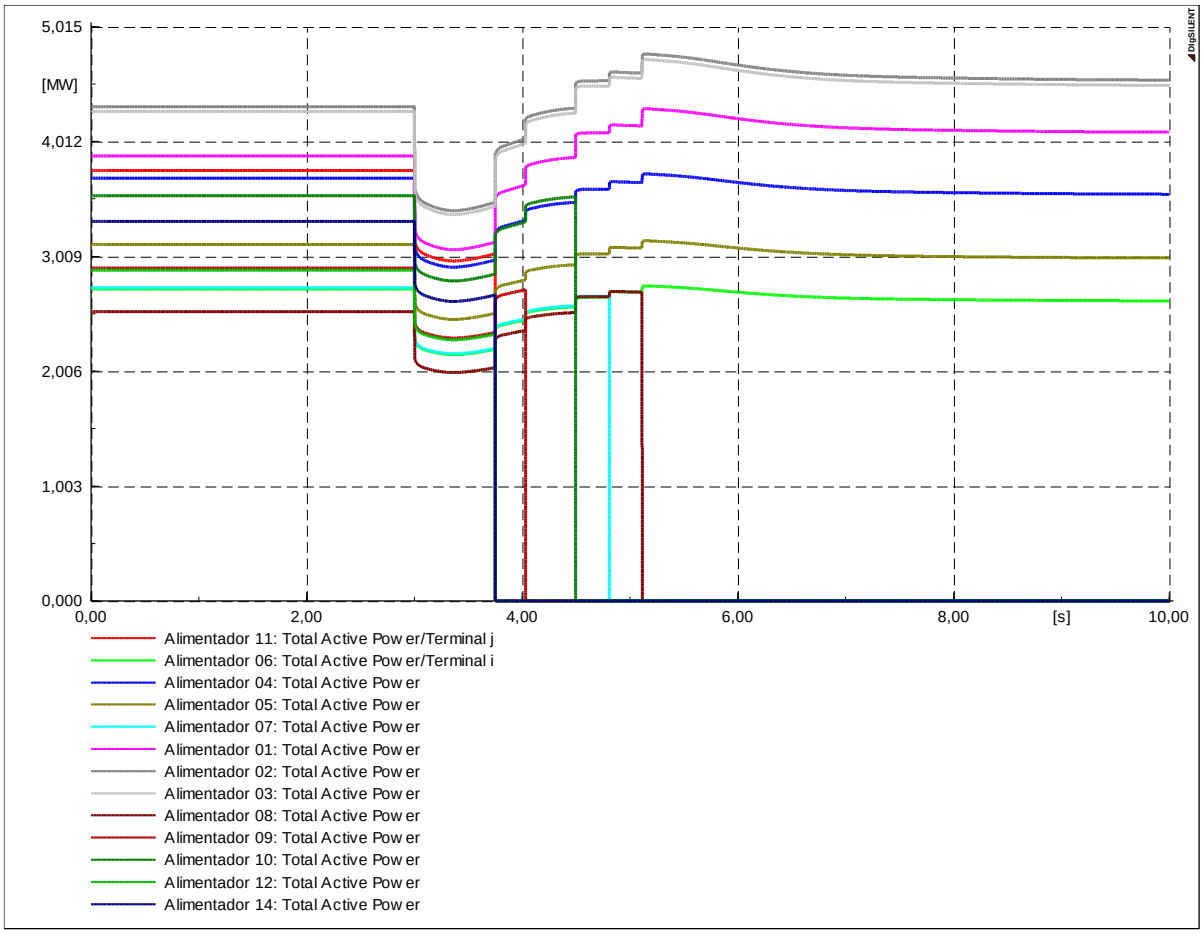


Figura 79: Actuación de EDAC frente a la desconexión intempestiva de la unidad TG Hitachi del SM de Punta Arenas en el escenario de demanda máxima del año 2019.

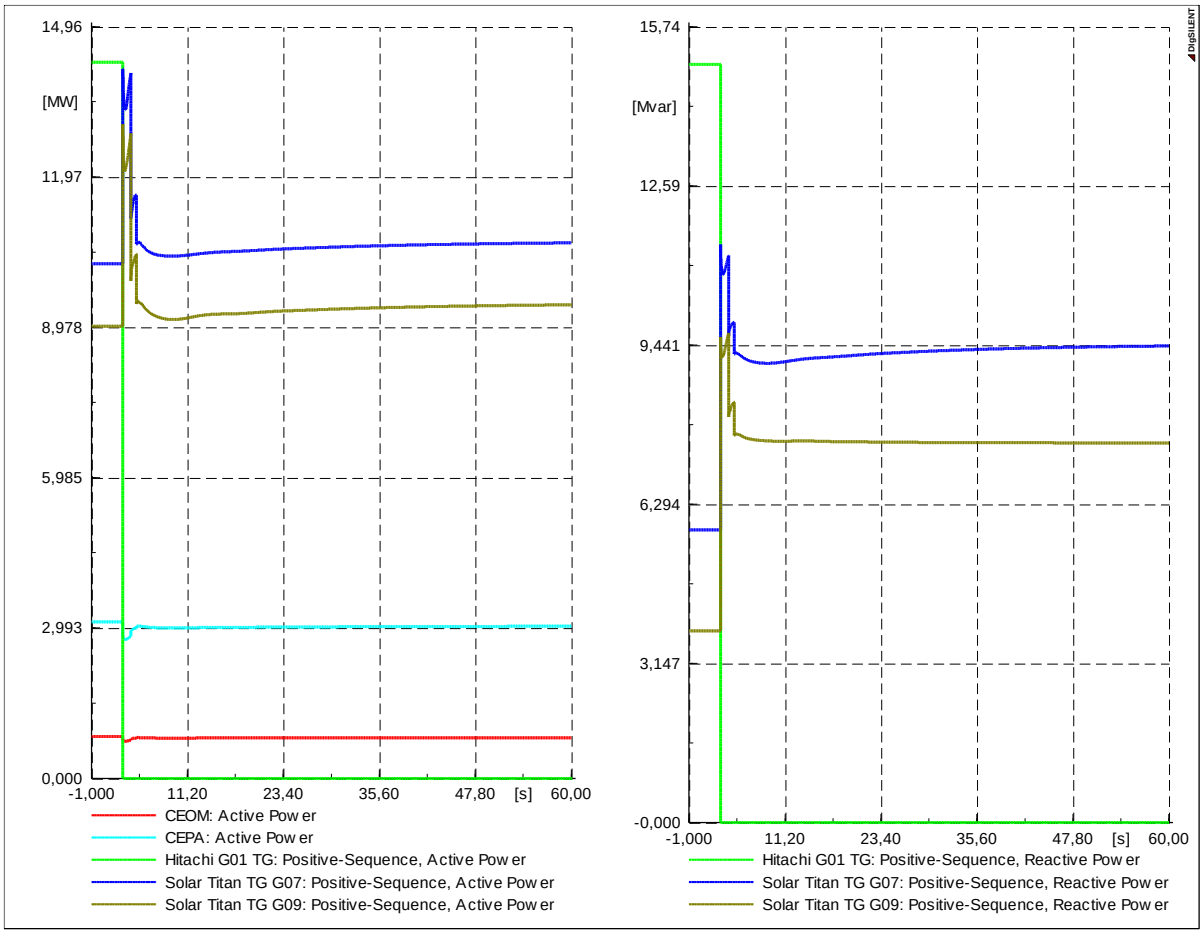


Figura 80: Comportamiento dinámico de la Potencia Activa de las unidades de generación (izquierda) y la Potencia Reactiva (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad TG Hitachi del SM de Punta Arenas en el escenario de demanda máxima del año 2020.

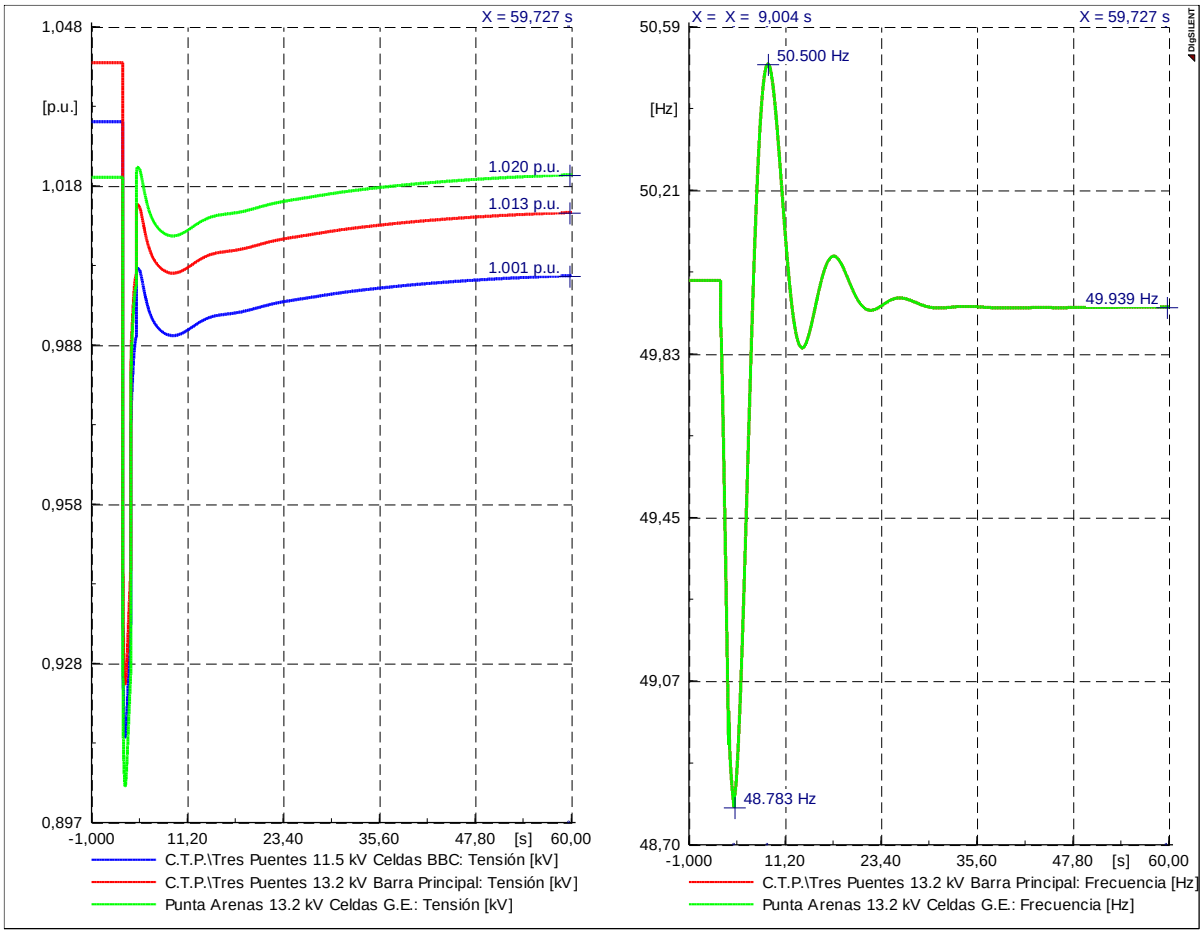


Figura 81: Comportamiento dinámico de la tensión (izquierda) y la frecuencia (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad TG Hitachi del SM de Punta Arenas en el escenario de demanda máxima del año 2020.

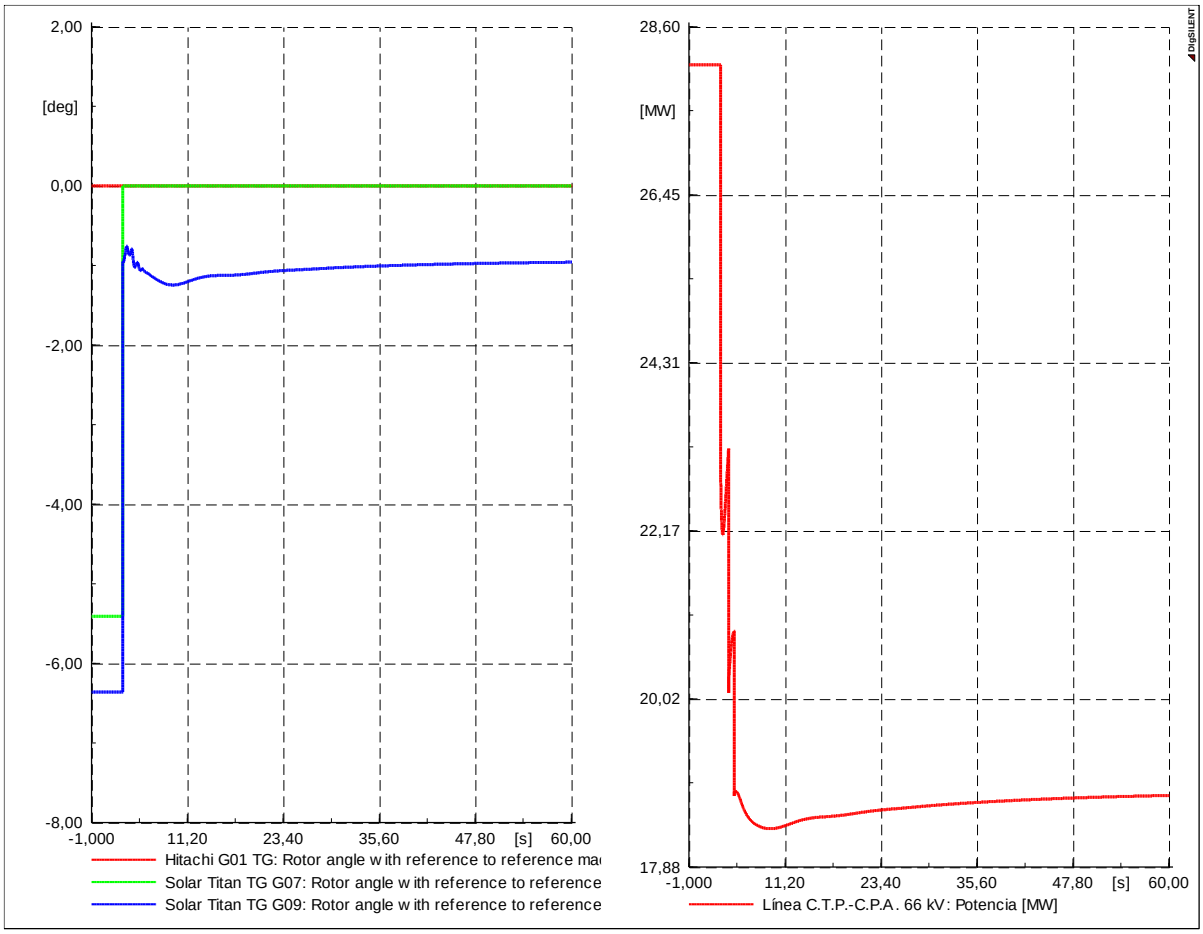


Figura 82: Comportamiento dinámico del ángulo del rotor de las unidades de generación (izquierda) y flujo por la línea CTP-CPA 66 kV (derecha), frente a la desconexión intempestiva de la unidad TG Hitachi del SM de Punta Arenas en el escenario de demanda máxima del año 2020.

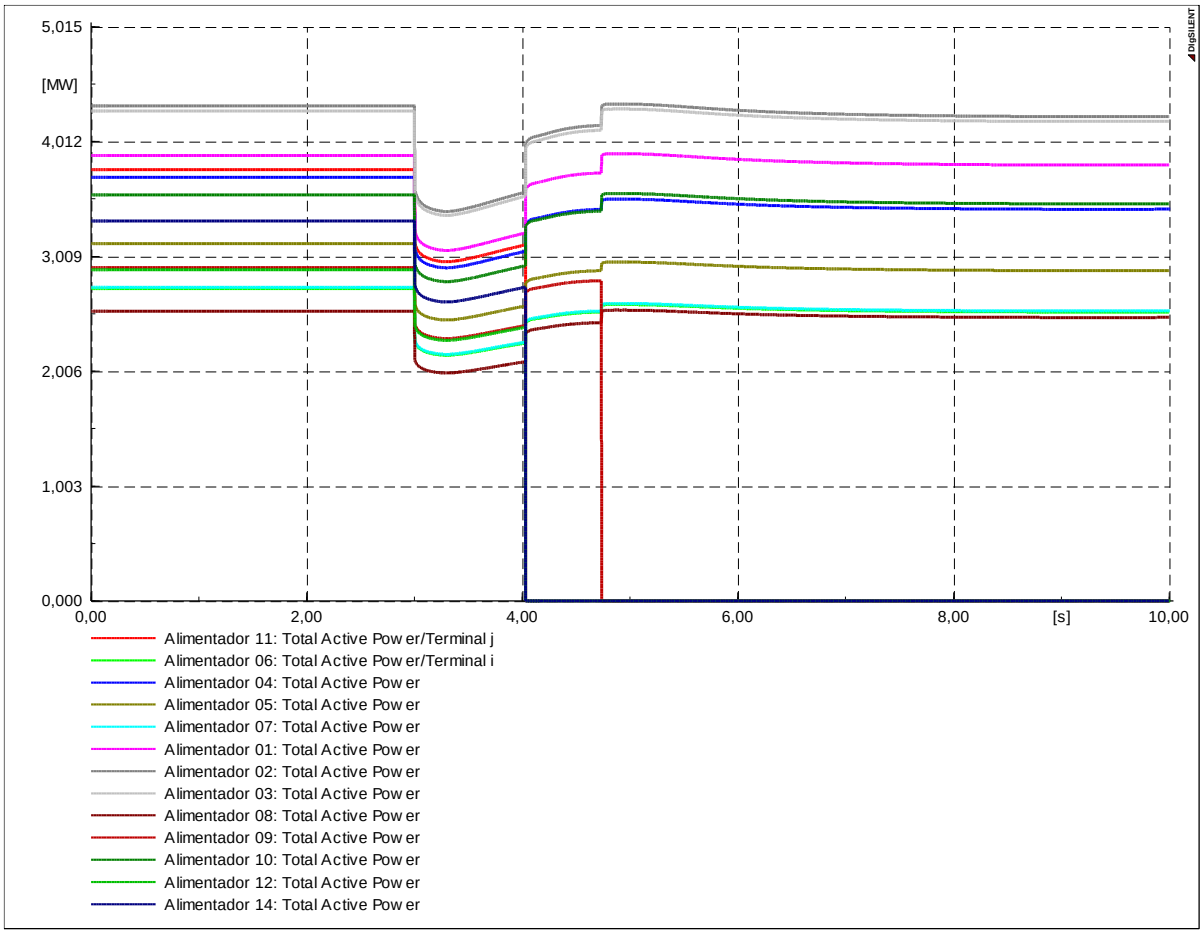


Figura 83: Actuación de EDAC frente a la desconexión intempestiva de la unidad TG Hitachi del SM de Punta Arenas en el escenario de demanda máxima del año 2020.

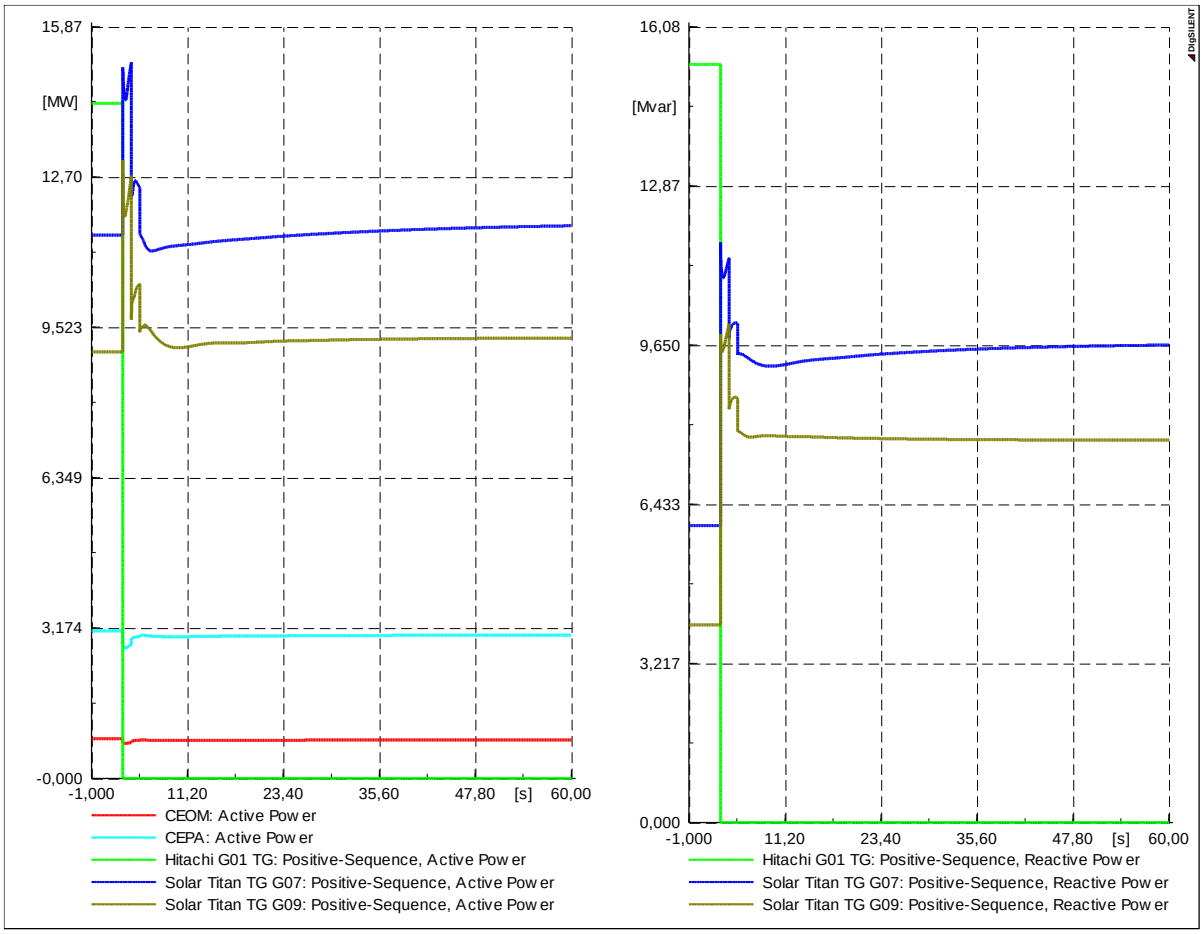


Figura 84: Comportamiento dinámico de la Potencia Activa de las unidades de generación (izquierda) y la Potencia Reactiva (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad TG Hitachi del SM de Punta Arenas en el escenario de demanda máxima del año 2022.

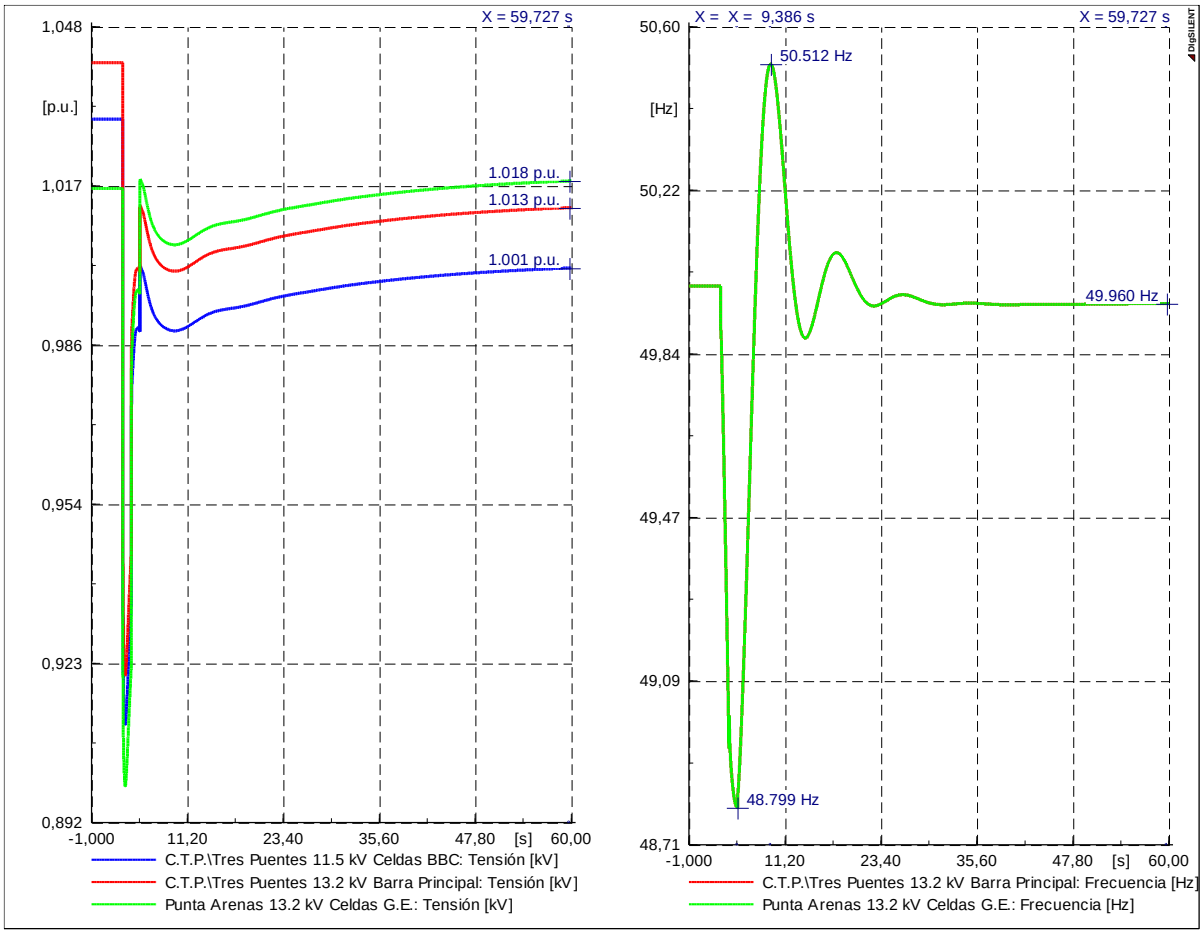


Figura 85: Comportamiento dinámico de la tensión (izquierda) y la frecuencia (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad TG Hitachi del SM de Punta Arenas en el escenario de demanda máxima del año 2022.

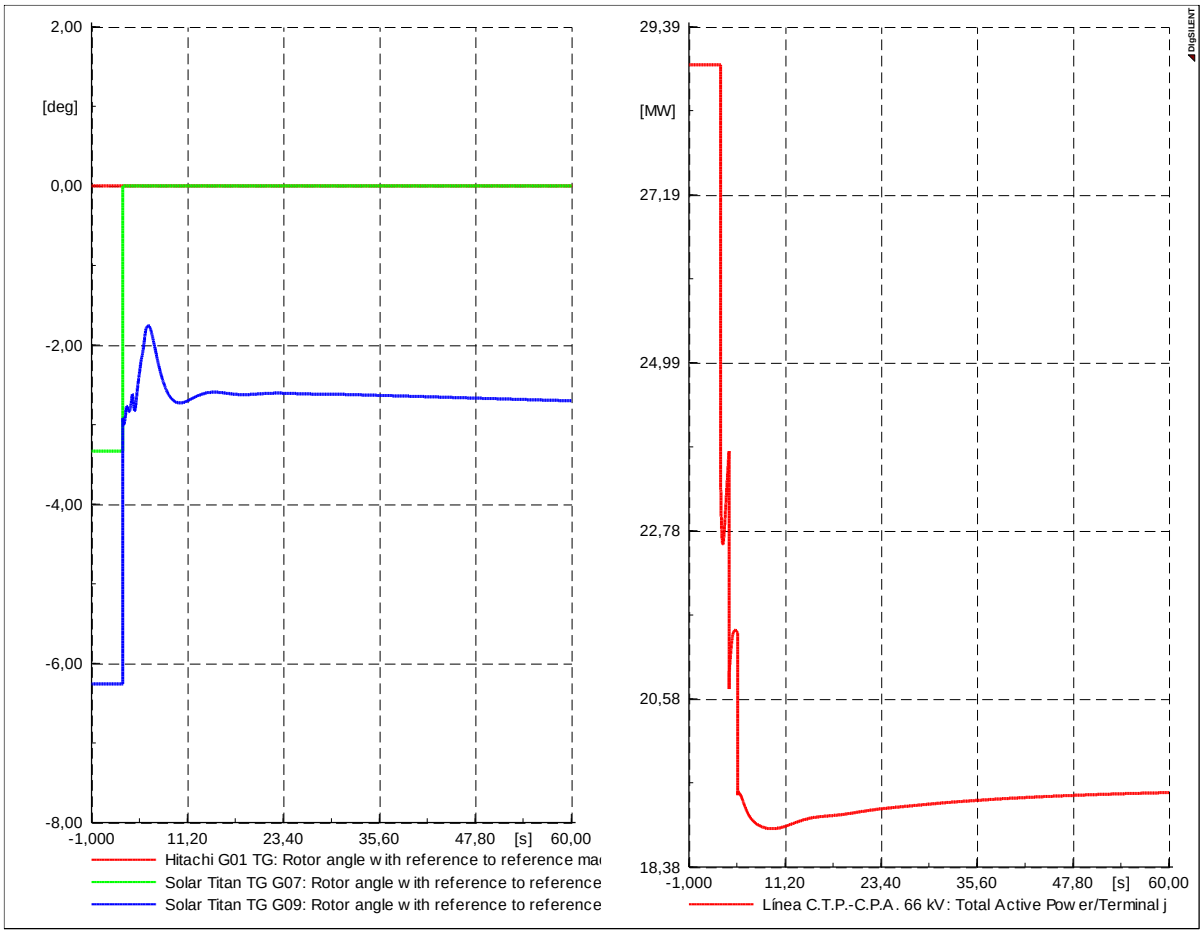


Figura 86: Comportamiento dinámico del ángulo del rotor de las unidades de generación (izquierda) y flujo por la línea CTP-CPA 66 kV (derecha), frente a la desconexión intempestiva de la unidad TG Hitachi del SM de Punta Arenas en el escenario de demanda máxima del año 2022.

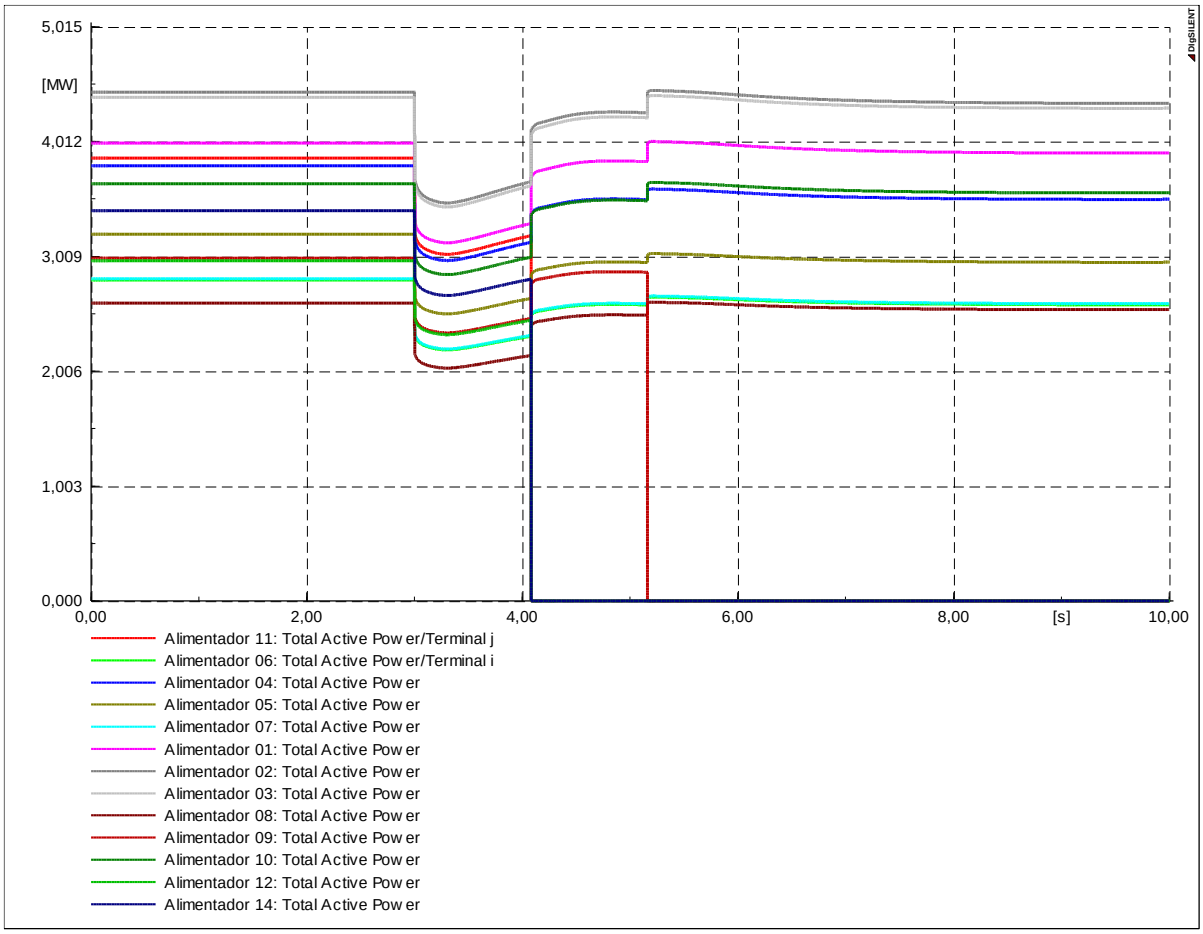


Figura 87: Actuación de EDAC frente a la desconexión intempestiva de la unidad TG Hitachi del SM de Punta Arenas en el escenario de demanda máxima del año 2022.

29.6.2 Análisis dinámico para el SM de Porvenir

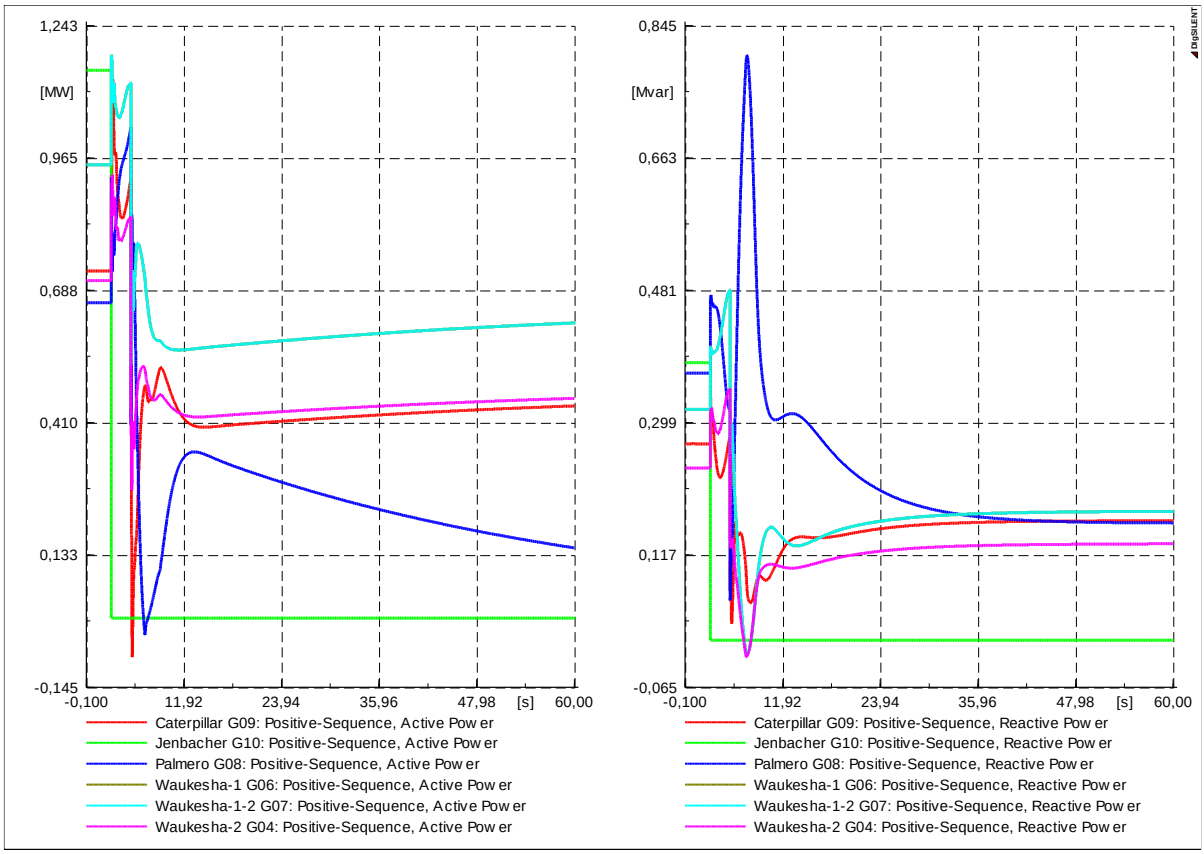


Figura 88: Comportamiento dinámico de la Potencia Activa de las unidades de generación (izquierda) y la Potencia Reactiva (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad Jenbacher G10 del SM de Porvenir en el escenario de demanda máxima del año 2019.

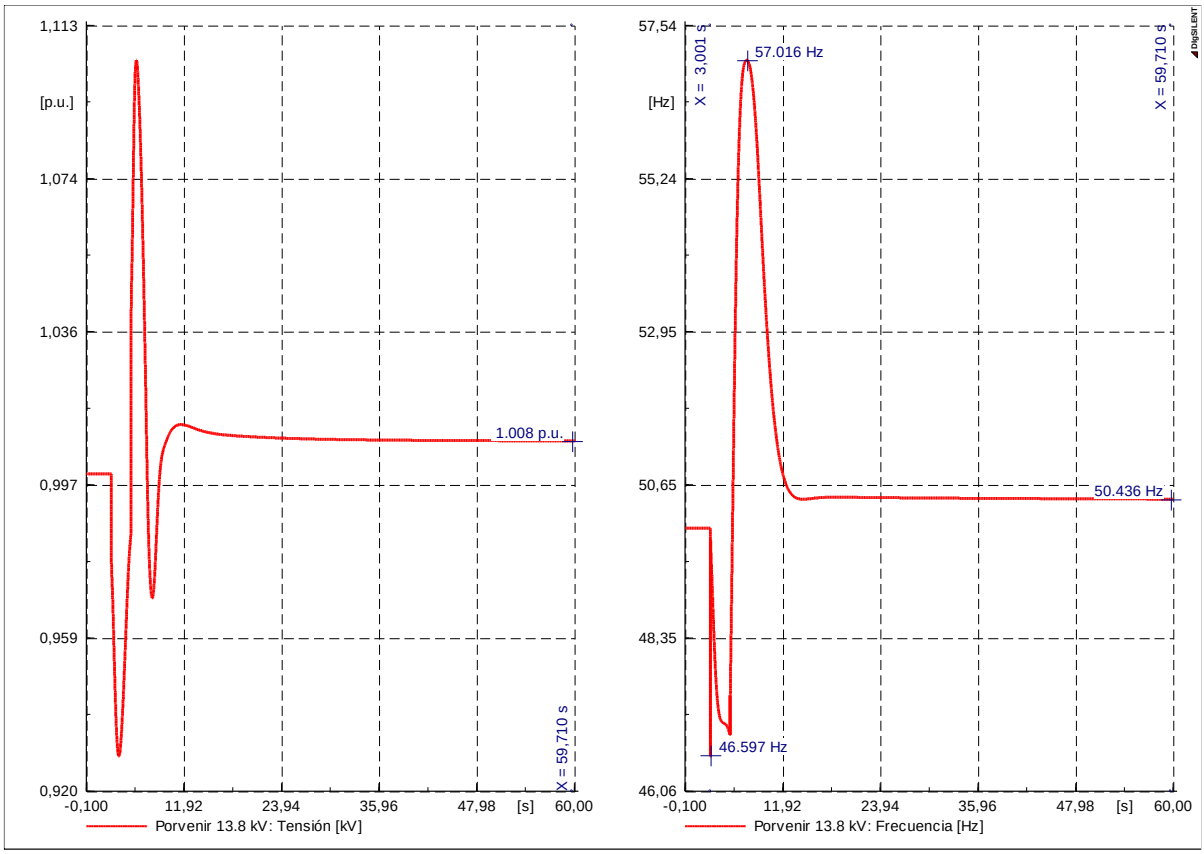


Figura 89: Comportamiento dinámico de la tensión (izquierda) y la frecuencia (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad Jenbacher G10 del SM de Porvenir en el escenario de demanda máxima del año 2019.

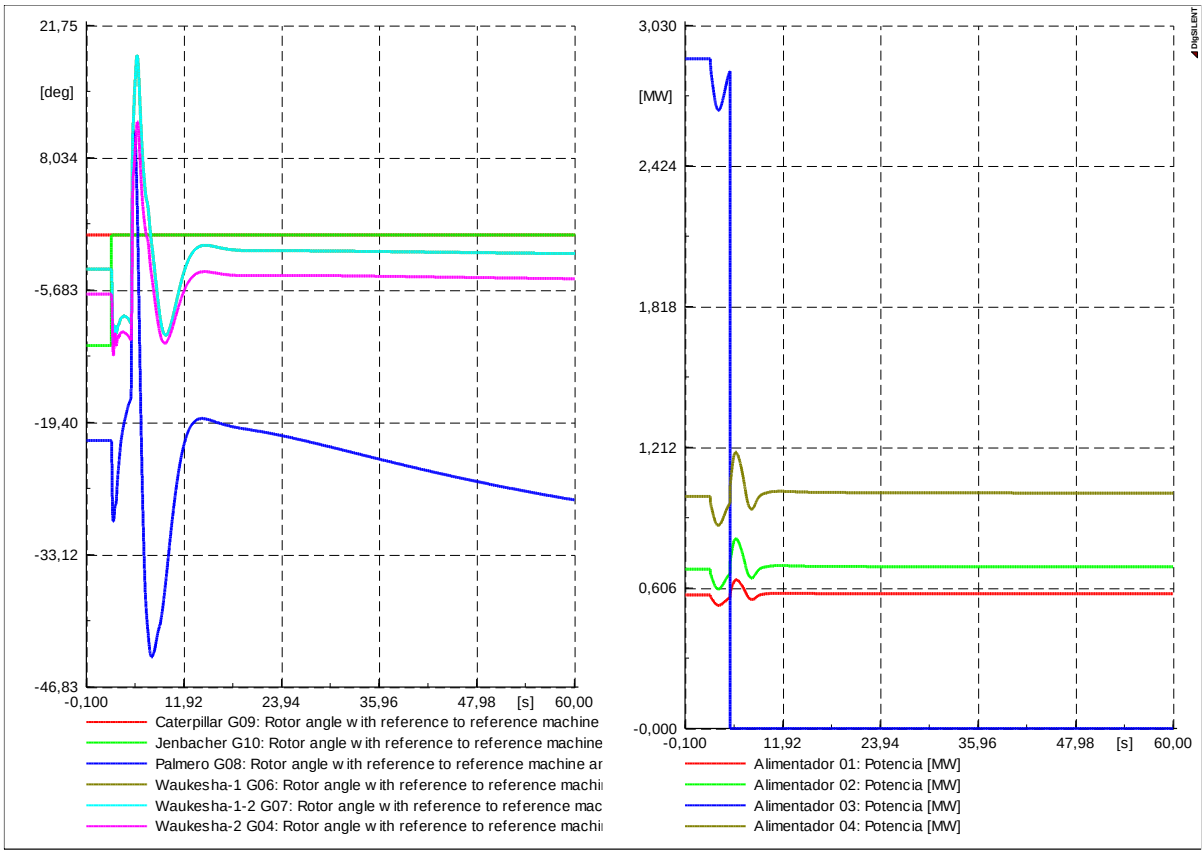


Figura 90: Comportamiento dinámico del ángulo del rotor de las unidades de generación (izquierda) y demandas sujetas a EDAC (derecha), frente a la desconexión intempestiva de la unidad Jenbacher G10 del SM de Porvenir en el escenario de demanda máxima del año 2019.

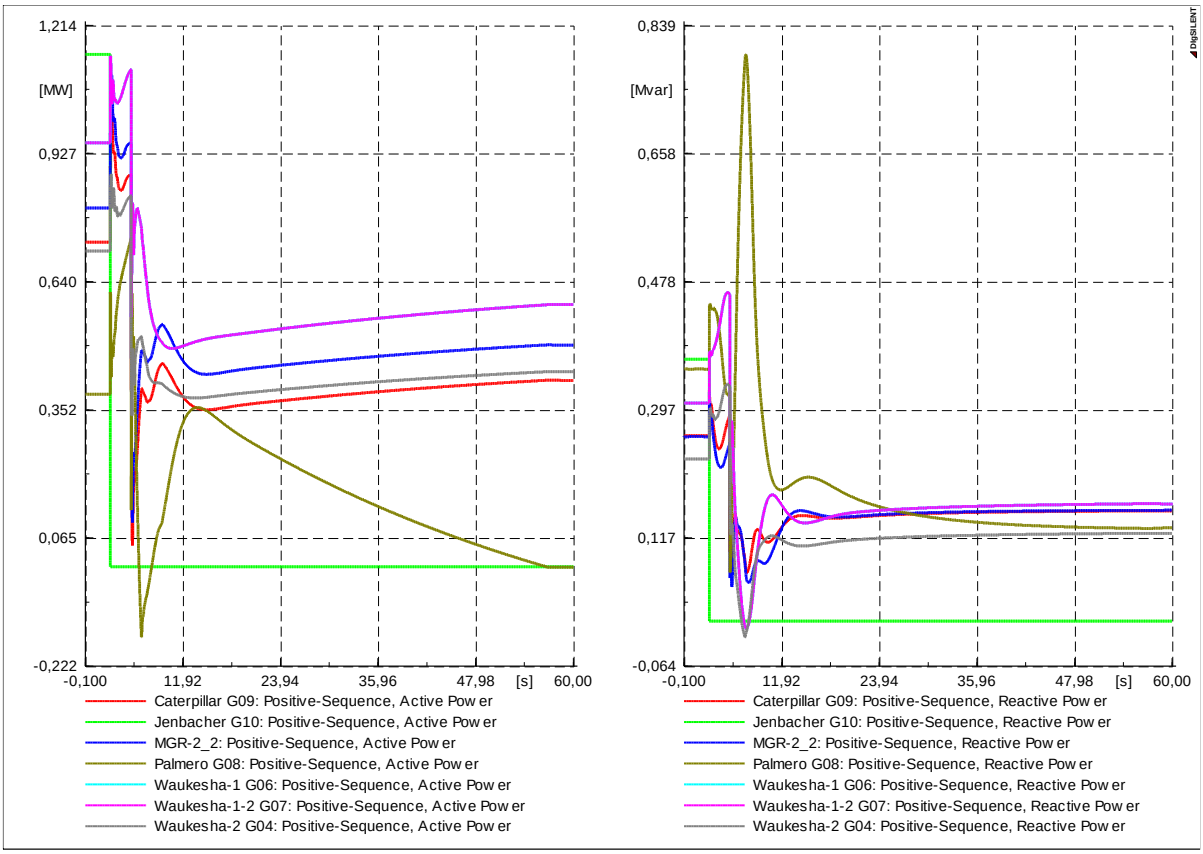


Figura 91: : Comportamiento dinámico de la Potencia Activa de las unidades de generación (izquierda) y la Potencia Reactiva (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad Jenbacher G10 del SM de Porvenir en el escenario de demanda máxima del año 2022.

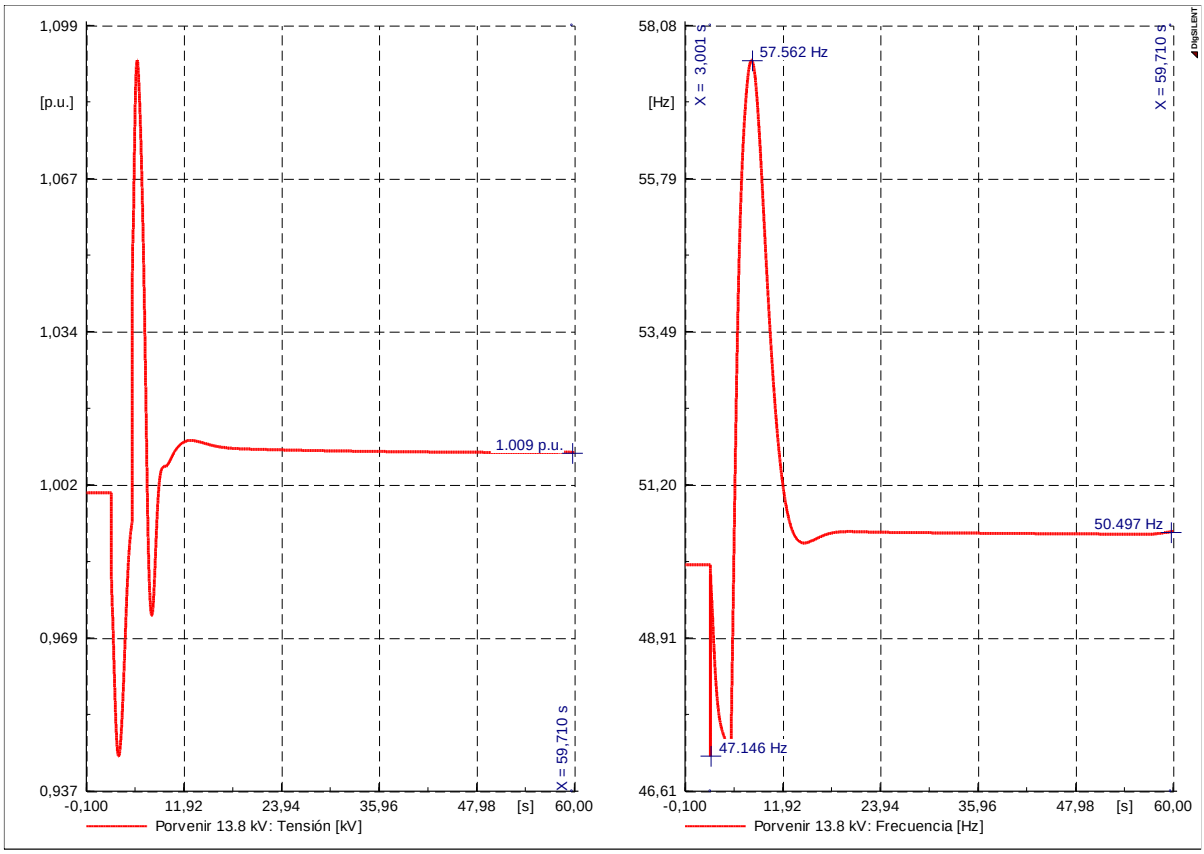


Figura 92: Comportamiento dinámico de la tensión (izquierda) y la frecuencia (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad Jenbacher G10 del SM de Porvenir en el escenario de demanda máxima del año 2022.

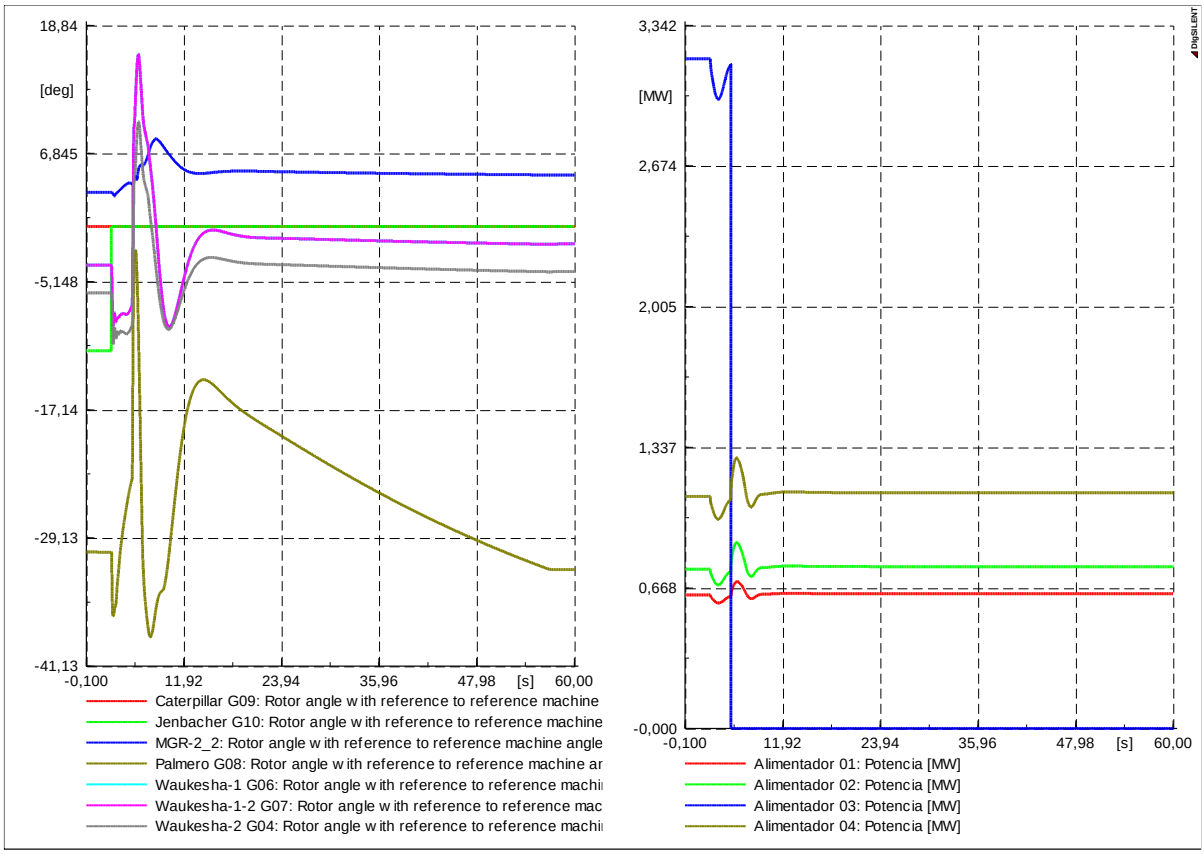


Figura 93: Comportamiento dinámico del ángulo del rotor de las unidades de generación (izquierda) y demandas sujetas a EDAC (derecha), frente a la desconexión intempestiva de la unidad Jenbacher G10 del SM de Porvenir en el escenario de demanda máxima del año 2022.

29.6.3 Análisis dinámico para el SM de Puerto Williams

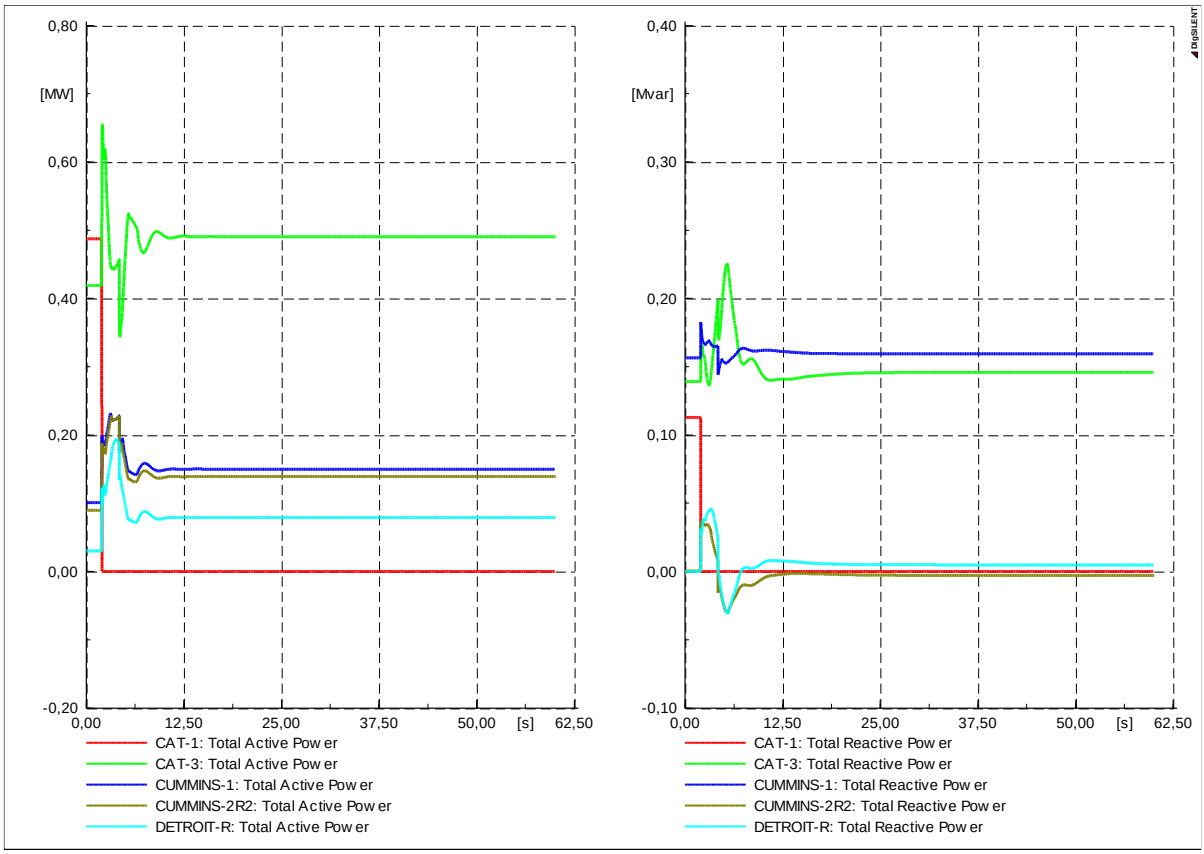


Figura 94: Comportamiento dinámico de la Potencia Activa de las unidades de generación (izquierda) y la Potencia Reactiva (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad CAT-1 del SM de Puerto Williams en el escenario de demanda máxima del año 2019.

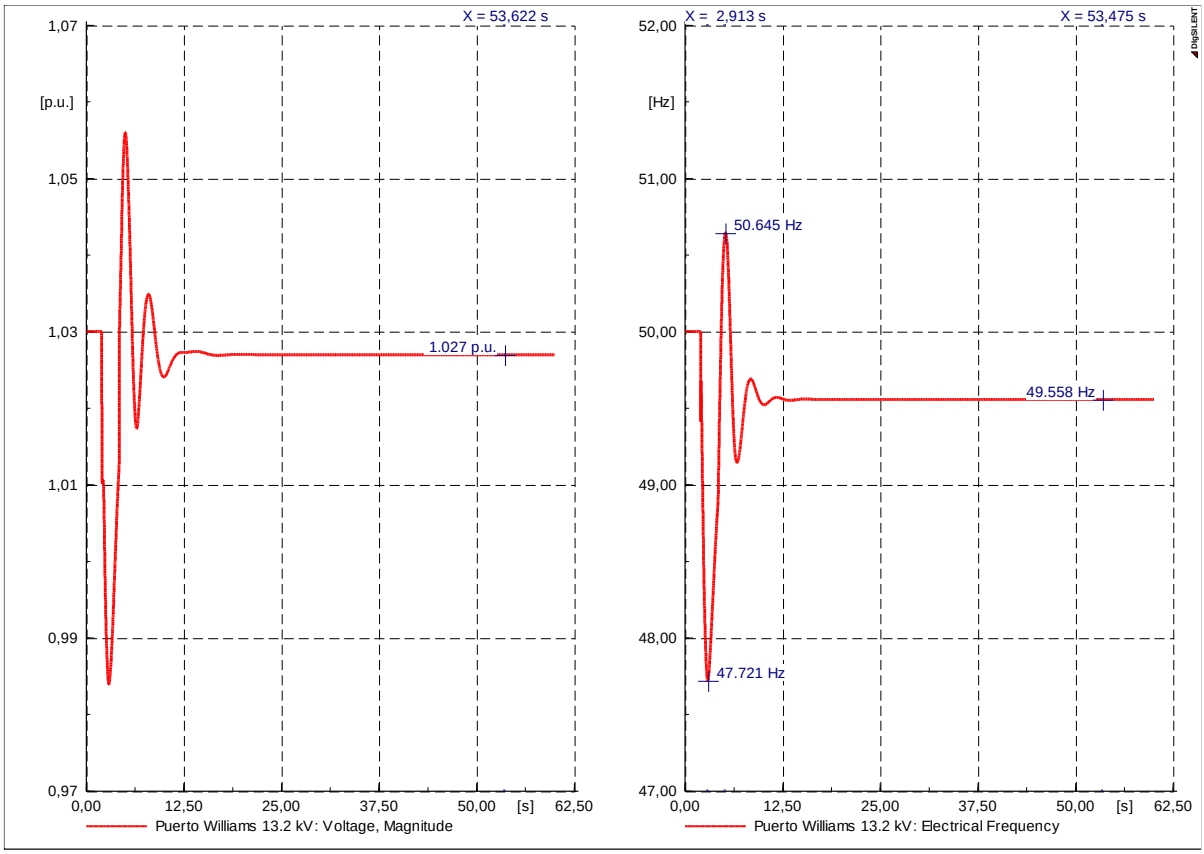


Figura 95: Comportamiento dinámico de la tensión (izquierda) y la frecuencia (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad CAT-1 del SM de Puerto Williams en el escenario de demanda máxima del año 2019.

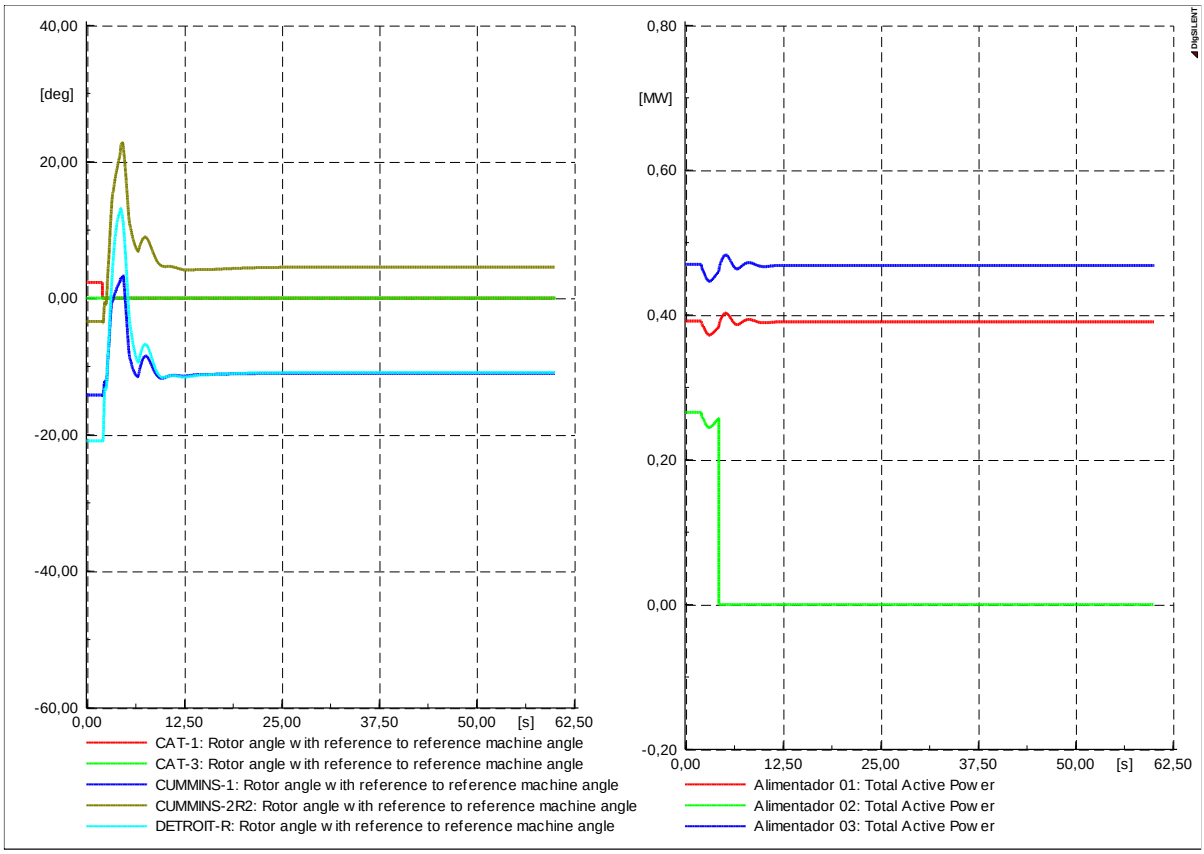


Figura 96: Comportamiento dinámico del ángulo del rotor de las unidades de generación (izquierda) y demandas sujetas a EDAC (derecha), frente a la desconexión intempestiva de la unidad CAT-1 del SM de Puerto Williams en el escenario de demanda máxima del año 2019.

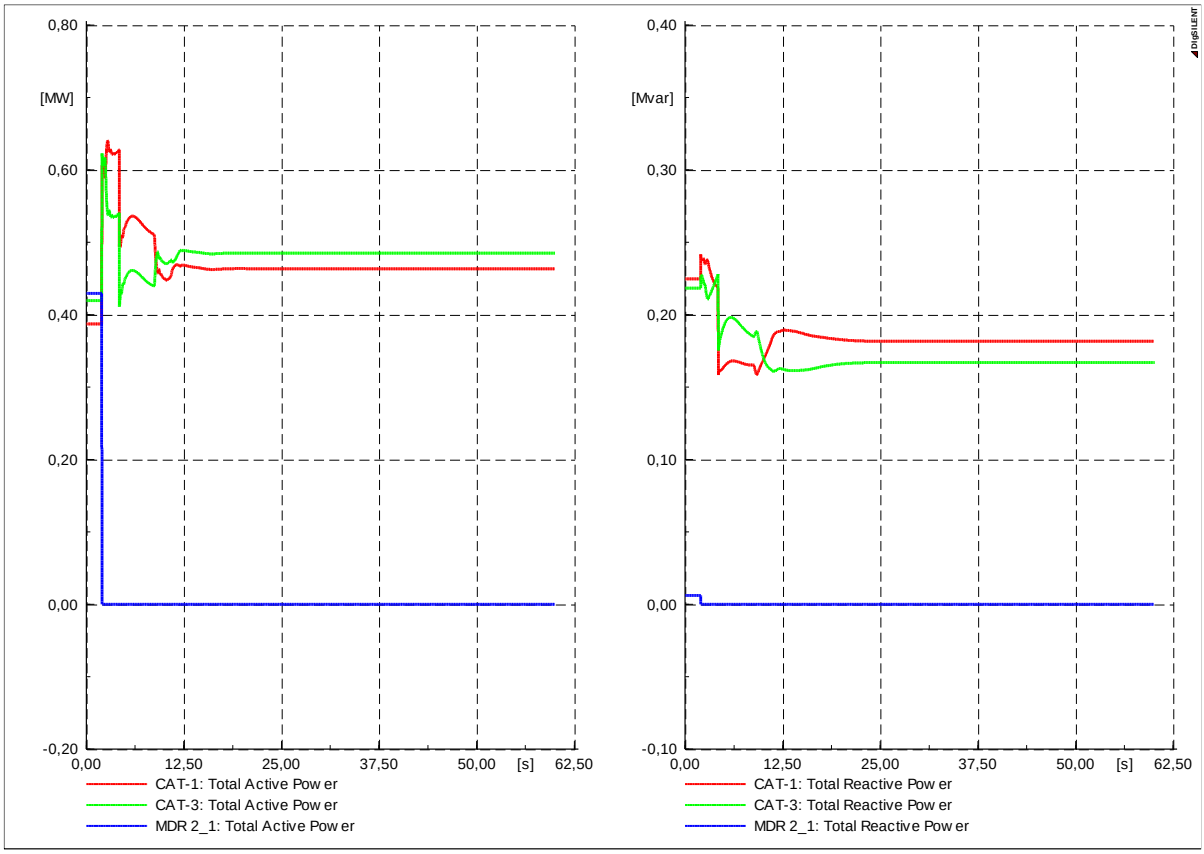


Figura 97: Comportamiento dinámico de la Potencia Activa de las unidades de generación (izquierda) y la Potencia Reactiva (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad MDR-2_1 del SM de Puerto Williams en el escenario de demanda máxima del año 2021.

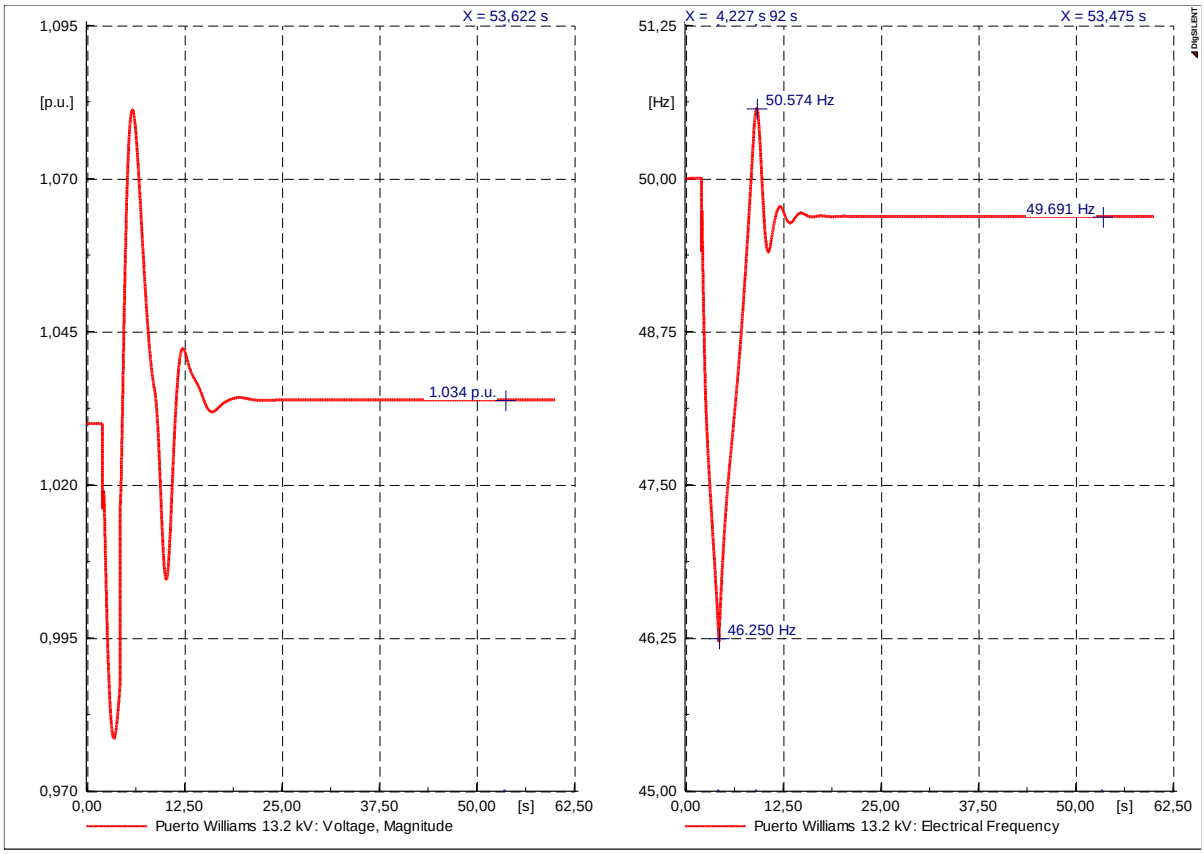


Figura 98: Comportamiento dinámico de la tensión (izquierda) y la frecuencia (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad MDR-2_1 del SM de Puerto Williams en el escenario de demanda máxima del año 2021.

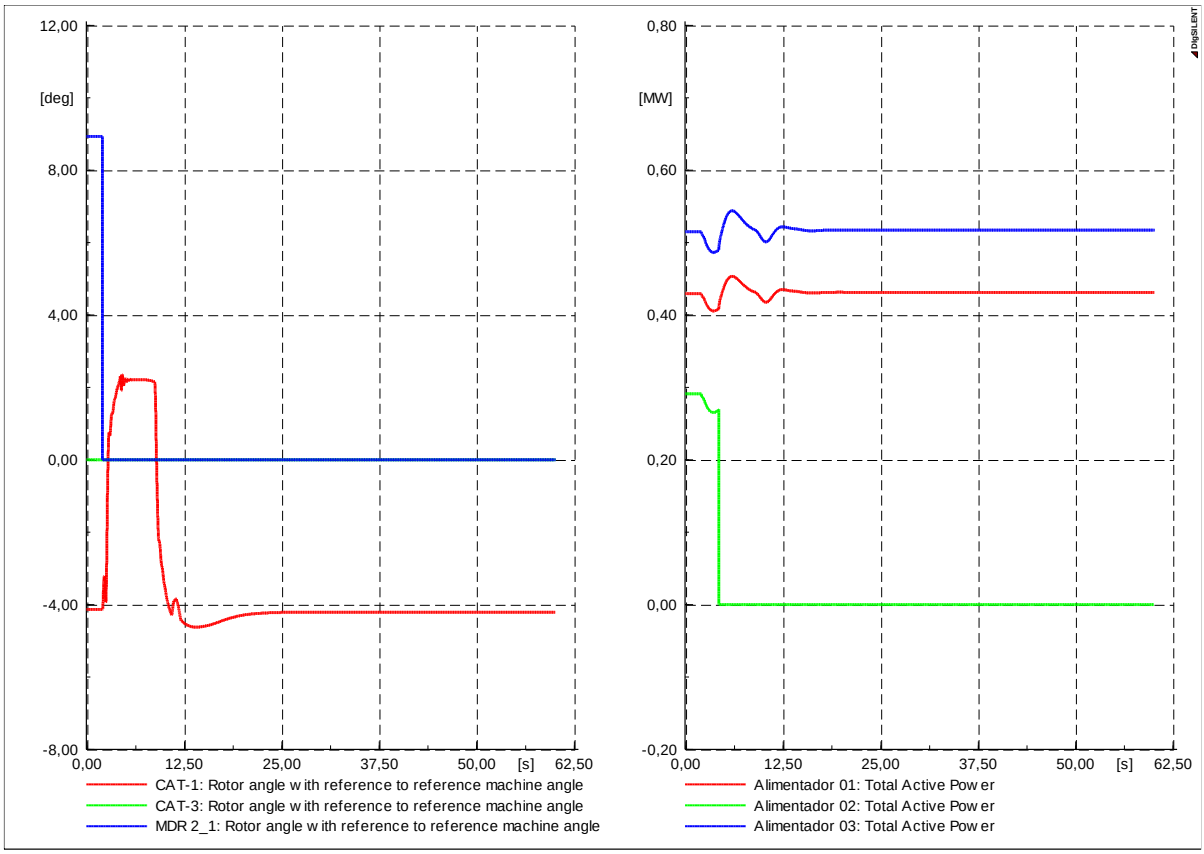


Figura 99: Comportamiento dinámico del ángulo del rotor de las unidades de generación (izquierda) y demandas sujetas a EDAC (derecha), frente a la desconexión intempestiva de la unidad MDR-2_1 del SM de Puerto Williams en el escenario de demanda máxima del año 2021.

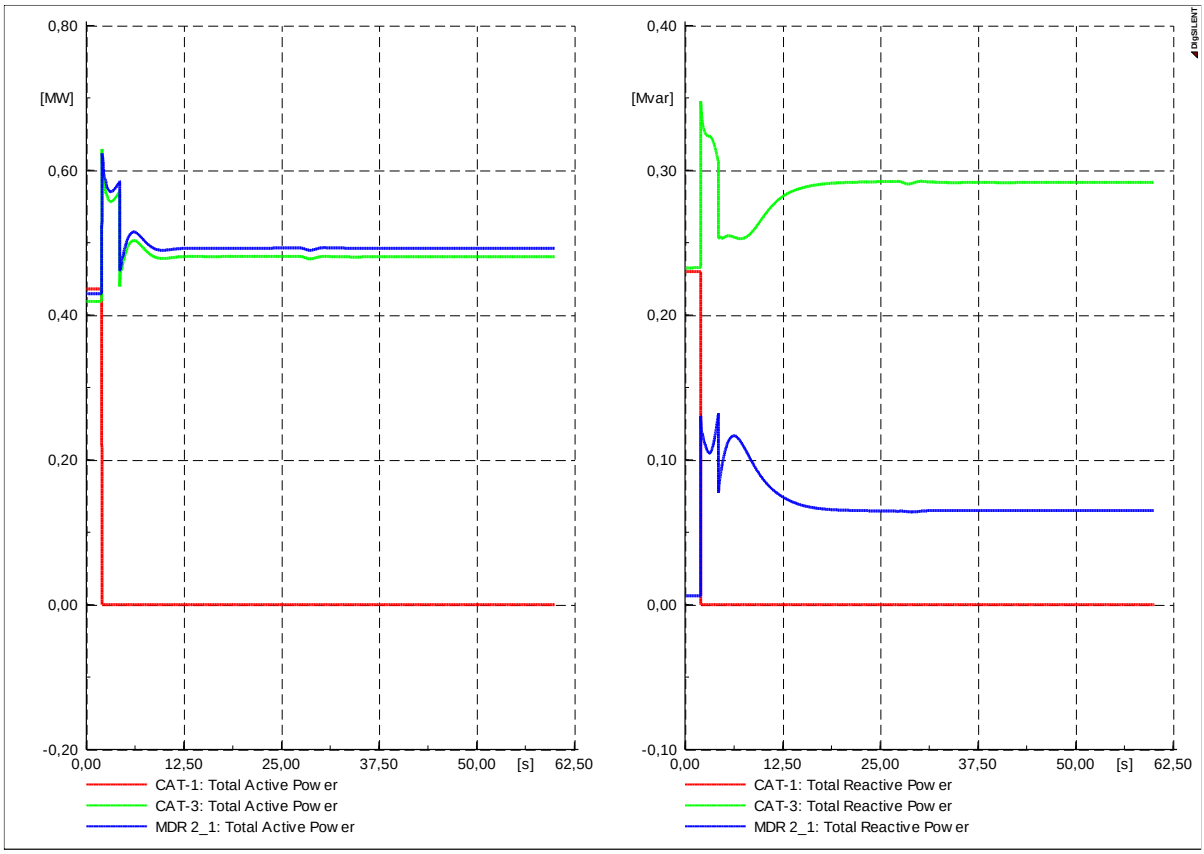


Figura 100: Comportamiento dinámico de la Potencia Activa de las unidades de generación (izquierda) y la Potencia Reactiva (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad CAT-1 del SM de Puerto Williams en el escenario de demanda máxima del año 2022.

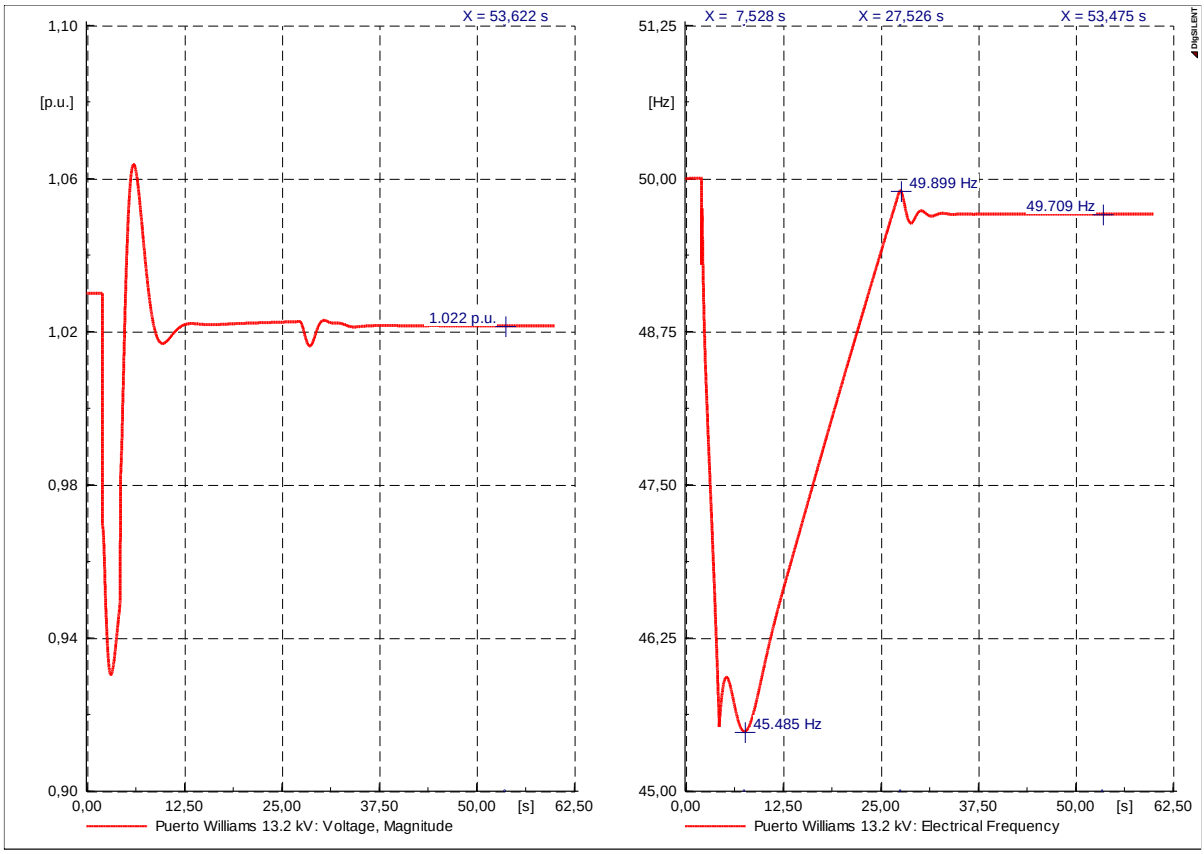


Figura 101: Comportamiento dinámico de la tensión (izquierda) y la frecuencia (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad CAT-1 del SM de Puerto Williams en el escenario de demanda máxima del año 2022.

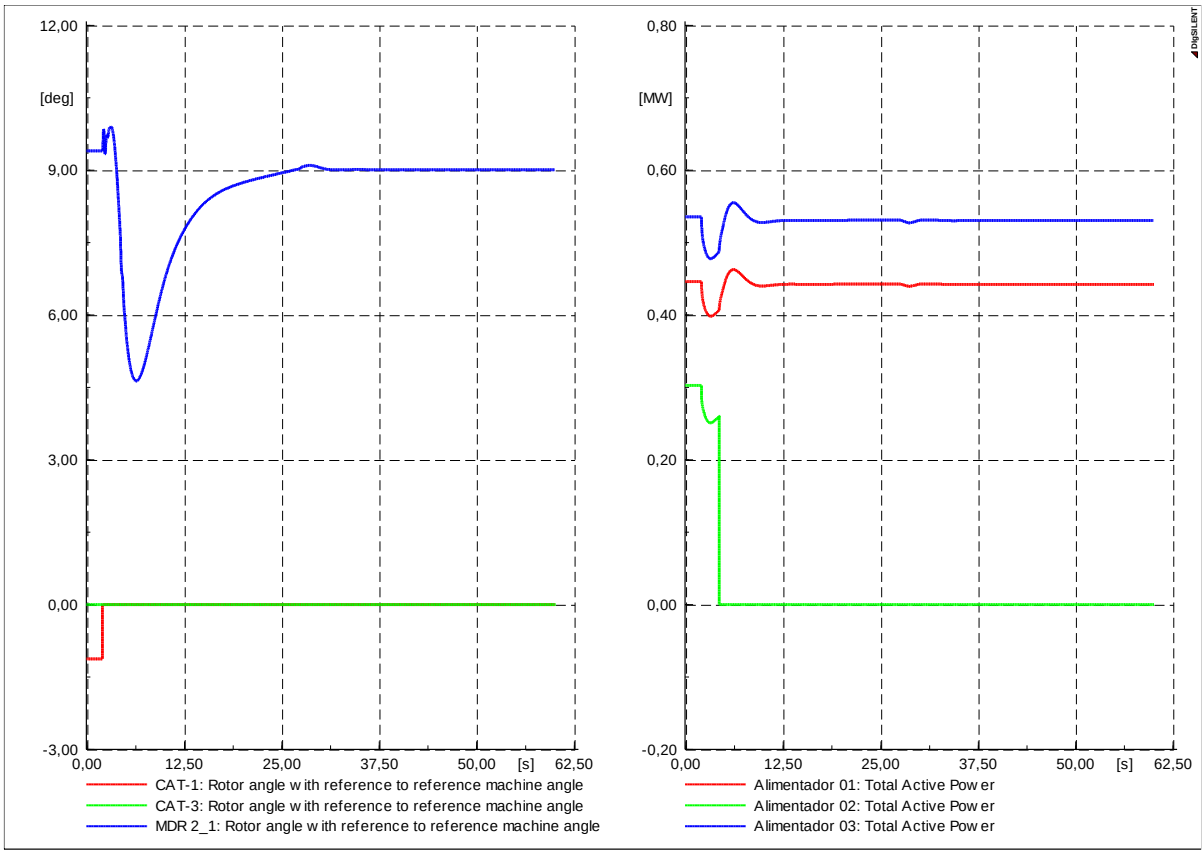


Figura 102: Comportamiento dinámico del ángulo del rotor de las unidades de generación (izquierda) y demandas sujetas a EDAC (derecha), frente a la desconexión intempestiva de la unidad CAT-1 del SM de Puerto Williams en el escenario de demanda máxima del año 2022.

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 Edelmag una vez que se han determinado el Plan de Expansión Óptimo.

31.1 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:

$$VPIG_j = \sum_{t=0}^{H-1} \left[\frac{\sum_{g=1}^{NG} IG_{tg} \cdot FPROG_{jtg}}{(1+r)^t} \right] \quad \textbf{(30-1)}$$

$$VPIL_j = \sum_{t=0}^{H-1} \left[\frac{\sum_{l=1}^{NL} IL_{tl} \cdot FPROL_{jtl}}{(1+r)^t} \right] \quad \textbf{(30-2)}$$

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:

$$VPRG_j = \sum_{t=0}^{H-1} \sum_{g=1}^{NG} RG_{tg} \cdot FPROG_{jtg} \quad \textbf{(30-3)}$$

$$VPRL_j = \sum_{t=0}^{H-1} \sum_{l=1}^{NL} RG_{tl} \cdot FPROL_{jtl} \qquad \textbf{(30-4)}$$

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:

$$VPCOMG_j = \sum_{t=1}^{H} \left[\frac{\sum_{g=1}^{NG} \left(COMG_{tg} \cdot FPROG_{jtg} - COMG_{0g} \cdot FPROG_{j0g} \right)}{(1+r)^t} \right] \qquad \textbf{(30-5)}$$

$$VPCOML_j = \sum_{t=1}^{H} \left[\frac{\sum_{l=1}^{NL} \left(COML_{tl} \cdot FPROL_{jtl} - COML_{0l} \cdot FPROL_{j0l} \right)}{(1+r)^t} \right] \qquad \textbf{(30-6)}$$

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.

30.1.1.3 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:

$$DIE_{jt} = E_{jt} - E_{j0} \qquad \textbf{(30-7)}$$

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 (2016) 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:

$$VPDIE_j = \sum_{t=1}^{H} \frac{E_{jt} - E_{j0}}{(1+r)^t} \quad \textbf{(30-8)}$$

La determinación del aumento de generación de energía en el nudo j para el año t (GIE_j) en kWh, corresponde al cálculo de:

$$GIE_j = \sum_{g=1}^{NG} \left(EG_{tg} \cdot FPROG_{jtg} - EG_{0g} \cdot FPROG_{j0g} \right) \quad \textbf{(30-9)}$$

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 (2008), 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:

$$VPGIE_j = \sum_{t=1}^{H} \left[\frac{\sum_{g=1}^{NG} \left(EG_{tg} \cdot FPROG_{jtg} - EG_{0g} \cdot FPROG_{j0g} \right)}{(1+r)^t} \right] \quad \textbf{(30-10)}$$

Cálculo del CID para cada nudo del sistema.

30.1.2 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:

$$FpE_j = \frac{VPperILE_j}{VPDIE_j} + 1 \quad \textbf{(30-11)}$$

$$VPperILE_j = \sum_{t=1}^{H} \left[\frac{\sum_{l=1}^{NL} perLE_{tl} \cdot FPROL_{jtl} - perLE_{0l} \cdot FPROL_{j0l}}{(1+r)^t} \right] \quad \textbf{(30-12)}$$

$$VPDIE_j = \sum_{t=1}^{H} \frac{E_{jt} - E_{j0}}{(1+r)^t} \quad \textbf{(30-13)}$$

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.

30.1.2.1 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 Edelmag 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.

30.1.2.2 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:

$$CIDG_j = \frac{\left(VPIG_j - VPRG_j + VPCOMG_j\right)}{VPGIE_j} FpE_j \qquad \textbf{(30-14)}$$

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.

30.1.2.3 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:

$$CIDL_j = \frac{\left(VPIL_j - VPRL_j + VPCOML_j\right)}{VPGIE_j} FpE_j \qquad \textbf{(30-15)}$$

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).

30.1.2.4 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:

$$CID_j = CIDG_j + CIDL_j \qquad \textbf{(30-16)}$$

30.2 Costo Incremental de Desarrollo del sistema de Punta Arenas

Determinado el plan de expansión óptimo de generación, transmisión, las inversiones en infraestructura y la evolución de costos operación y administración, se procedió a calcular el Costo Incremental de Desarrollo por barra en el sistema de Punta Arenas. Como

resultado se obtuvo el Costo Incremental de Desarrollo para Punta Arenas y Tres Puentes mostrado en la Tabla 248 se presentan los resultados obtenidos.

Tabla 248: Costo Incremental de Desarrollo en sistema de Punta Arenas

CID de Generación y Transmisión		
US$/MWh	Punta Arenas	Tres Puentes
CIDG	148,54	140,94
CIDL	4,51	4,28
CID	**153,05**	**145,23**

30.3 Costo Incremental de Desarrollo del sistema de Puerto Natales

Determinado el plan de expansión óptimo de generación, transmisión, las inversiones en infraestructura y la evolución de costos operación y administración, se procedió a calcular el Costo Incremental de Desarrollo en el sistema de Puerto Natales. Como resultado se obtuvo el Costo Incremental de Desarrollo mostrado en la Tabla 249.

Tabla 249: Costo Incremental de Desarrollo en sistema de Puerto Natales

CID de Generación y Transmisión	
US$/MWh	Puerto Natales
CIDG	38,05
CIDL	0,00
CID	**38,05**

30.4 Costo Incremental de Desarrollo del sistema de Porvenir

Determinado el plan de expansión óptimo de generación, transmisión, las inversiones en infraestructura y la evolución de costos operación y administración, se procedió a calcular el Costo Incremental de Desarrollo por barra en el sistema de Porvenir. Como resultado se obtuvo el Costo Incremental de Desarrollo mostrado en la Tabla 250

Tabla 250: Costo Incremental de Desarrollo en sistema de Porvenir

CID de Generación y Transmisión	
US$/MWh	Porvenir
CIDG	72,06
CIDL	0,00
CID	**72,06**

30.5 Costo Incremental de Desarrollo del sistema de Puerto Williams

Determinado el plan de expansión óptimo de generación, transmisión, las inversiones en infraestructura y la evolución de costos operación y administración, se procedió a calcular

el Costo Incremental de Desarrollo en el sistema de Puerto Williams. Como resultado se obtuvo el Costo Incremental de Desarrollo mostrado en la Tabla 251.

Tabla 251: Costo Incremental de Desarrollo en sistema de Puerto Williams

CID de Generación y Transmisión	
US$/MWh	Porvenir
CIDG	95,01
CIDL	0,00
CID	**95,01**

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 - Suficiencia diésel

En una primera etapa se determina mediante el modelo de planificación el tren de inversiones óptimo de unidades diésel para el sistema eléctrico.

Con el parque diésel resultante se verifica si es necesario adelantar el año de ingreso de algunas unidades. Como resultando de lo anterior, se definen las fechas de entrada del parque diésel resultante.

Etapa 2 - Reposición con consideraciones económicas

Fijando el nuevo plan diésel definido para cada sistema, se procede a determinar un proyecto de reposición eficiente óptimo del punto de vista económico. Con esto se tiene el tren de inversiones del Proyecto de Reposición Eficiente. Al finalizar esta etapa se debe comprobar que el tren de inversiones resultante cumpla con el criterio de seguridad, esto es determinar la reserva fría mínima necesaria para cumplir con criterio N-1. Esta reserva fría debe ser igual a la potencia de la mayor unidad presente en cada año, lo cual determina a su vez que, para cumplir con el criterio de seguridad impuesto, la potencia instalada en cada año debe ser como mínimo igual a la demanda máxima del año más la capacidad de la mayor unidad presente.

Etapa 3 - Modelo de Despacho Horario

Con el modelo de despacho horario se determina el despacho óptimo asociado al plan de inversión de la etapa anterior. De esta manera se determinada completamente el Proyecto de Reposición Eficiente.

La información detallada se encuentra en el respaldo digital "Proyecto de reposición eficiente en generación".

31.2 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 Edelmag.

Es del caso indicar que sólo para el caso de Punta Arenas se efectúa un análisis de diseño de redes de transmisión considerando que los sistemas de Porvenir, Puerto Natales y Puerto Williams no cuentan con un sistema de transmisión propiamente tal, sino solo un conjunto de generadores conectados directamente a distribución. Por tanto, en estos últimos 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.

Considerando lo anterior el presente anexo se centra particularmente en el análisis y justificación de las características propuestas para el proyecto de reposición eficiente del sistema de transmisión de SM Punta Arenas.

31.2.1 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).

Para el caso del SM Punta Arenas se ha considerado como condición base la definición de un sistema de transmisión de dimensiones y características similares a las existentes. Esto es un sistema de transmisión compuesto por una línea de 66 kV entre Tres Puentes y Punta Arenas y las respectivas subestaciones transformadoras en cada extremo.

Para dimensionar las características de estas instalaciones se ha considerado las exigencias de demanda y generación previstas para el período de planificación en el sistema mediano de Punta Arenas de acuerdo con lo indicado en el capítulo 6 . En base a lo anterior y las características de equipamiento existente y propuesto para el proyecto de reposición eficiente se efectuó una representación del sistema eléctrico de generación y transmisión del SM Punta Arenas en el programa Power Factory DIgSILENT.

Luego sobre dicha representación se modeló la operación esperada en escenarios de máxima demanda anual en base a la cual se validó desde el punto de vista técnico las instalaciones propuestas fuesen suficientes para efectuar suministro de la demanda y garantizar el cumplimiento de la NT en el periodo de planificación.

Finalmente, y como un análisis adicional, se estudió desde el punto de vista económico si es recomendable la incorporación de una segunda línea entre SSEE Tres Puentes y Punta Arenas entendiendo que un proyecto de este tipo podría ser económicamente más eficiente que definir una sola línea de transmisión y asumir los mayores costos de energía no suministrada y pérdidas eléctricas.

31.2.2 Análisis técnico de transformadores y líneas en el SM de Punta Arenas

En esta sección se calcula el nivel de carga de los tramos serie del STPA para cada año del horizonte de planificación con el fin de identificar si las instalaciones propuestas son suficientes para suministrar la demanda.

31.2.2.1 Supuestos

Para efectos de identificar la máxima exigencia de capacidad de transmisión a la que estará sometida el sistema en el período de planificación se han considerado los siguientes supuestos para definir los escenarios de evaluación:

a) El total de la generación será despachada desde la zona de Tres Puentes dado que no existe generación en la zona de la barra de Punta Arenas.
b) Utilización de los escenarios de demanda máxima proyectados para cada año en el Capítulo 6 .
c) El precio de la energía utilizada para evaluar el costo de las pérdidas es igual al último precio de nudo publicado para el sistema mediano de Punta Arenas de 44,186 CLP/kWh (70,6 USD/MWh) [25].
d) La tasa de descuento utilizada es de un 10%.

31.2.2.2 Características técnicas de las instalaciones de transmisión

Se presentan a continuación los parámetros eléctricos de las instalaciones de transmisión consideradas en el sistema de Punta Arenas.

a) Línea de Transmisión

En la Tabla 252 se presentan los parámetros eléctricos de la línea Tres Puentes - Punta Arenas 66 kV del sistema de Punta Arenas. Es del caso indicar que los parámetros utilizados son equivalentes a los definidos en el "Estudio Conceptual Línea 66 kV" realizado por la empresa de ingeniería Dessau para EDELMAG con fecha 04 de junio de 2012, y en el cual se especifica las características técnicas recomendadas para una nueva línea entre SSEE Tres Puentes y Punta Arenas.

Tabla 252: Parámetros Eléctricos de línea Tres Puentes – Punta Arenas

Parámetros	Valor	Unidad
Tensión Nominal	66	kV
Conductor	AAAC Canton	-
Largo	8,5	km
Capacidad de Carga	532	A
Resistencia	0,168	Ω/km

[25] Dólar promedio mayo 2018.

b) Transformadores

En la Tabla 253 se presentan los parámetros eléctricos de los transformadores propuestos en el sistema de Punta Arenas.

Tabla 253: Parámetros Eléctricos de los transformadores del sistema de Punta Arenas

Parámetro	Tres Puentes	Punta Arenas
Potencia Nominal [MVA]	33	33
Tensión nominal primaria [kV]	69	69
Tensión nominal secundaria [kV]	12	13,8

31.2.2.3 Resultados del análisis técnico

Para realizar el análisis técnico de la carga de la línea de transmisión, junto con los transformadores asociados, se utilizó como referencia los existentes actualmente en las respectivas SSEE Tres Puentes y Punta Arenas, cuyos parámetros se encuentran en la Tabla 254.

Tabla 254: Parámetros eléctricos de los transformadores existentes en SSEE Punta Arenas y Tres Puentes

Parámetro	Tres Puentes		Punta Arenas	
Potencia Nominal [MVA]*	20/26/33	20/26/33	20/26/33	20/26/33
Tensión nominal primaria [kV]	69	69	69	69
Tensión nominal secundaria [kV]	12	12	13,8	13,8
Rango Taps	1 a 6	1 a 6	-8 a 8	-8 a 8
Tensión adicional por tap	2,5%	2,5%	0,6%	0,6%
Cambiador de tap bajo carga	No	No	Si	Si
Impedancia secuencia positiva**	10,0%	9,5%	10,1%	9,8%
Impedancia secuencia cero**	8,7%	8,6%	10,1%	10,0%

*Potencia por nivel de enfriamiento

**Impedancias en base a la potencia de 20 [MVA]

Es importante notar que es necesario instalar dos transformadores en paralelo en cada extremo de la línea (barra Tres Puentes y Punta Arenas), debido a que al instalar sólo uno en cada extremo, se ve sobrepasada su capacidad para el escenario de mayor demanda del STPA desde el 2019. Por lo tanto, es necesario desde el 2019 tener en servicio dos transformadores en cada barra. A continuación, se muestra el análisis de suficiencia para las instalaciones de transmisión.

Tabla 255: Utilización de instalaciones de transmisión para cada año del periodo de planificación.

Tipo	Nombre Elemento	Capacidad Nominal	Nivel de carga para escenario de demanda alta y para los años de evaluación [%]			
			2019	2020	2021	2022
Línea	Línea C.T.P.-C.P.A. 66 kV	532 [A]	48,2	49,0	49,8	49,9
Transformador	TR N° 5 C.T.P. 11.5/66 kV	33 [MVA]	47,2	47,9	48,7	48,8
	TR N° 7 C.T.P. 11.5/66 kV	33 [MVA]	45,8	46,5	47,2	47,4
	TR N° 7 C.P.A. 13.2/66 kV	33 [MVA]	50,0	50,8	51,6	51,7
	TR N° 8 C.P.A. 13.2/66 kV	33 [MVA]	47,6	48,3	49,1	49,2

Por lo tanto, se verifica el cumplimiento técnico de la NTSyCS para SSMM y se observa como adecuado dimensionamiento de capacidad de la línea y transformadores indicados en la Tabla 252, Tabla 253 y Tabla 255.

31.2.3 Análisis de proyecto de nuevo enlace Tres Puentes - Punta Arenas

Dado que el nivel de carga de los tramos serie para el último año en el horizonte de tarificación sólo llega a un máximo de 49,9% para la línea Tres Puentes - Punta Arenas 66 kV, se evaluará si la inversión asociada a un refuerzo a través de un nuevo enlace paralelo al ya propuesto estaría justificada económicamente por la disminución de los costos por pérdidas eléctricas de transmisión y energía no suministrada para el periodo de planificación.

31.2.3.1 Características técnicas del nuevo enlace

El nuevo enlace propuesto está definido por una línea 66 kV entre SSEE Tres Puentes y Punta Arenas y los respectivos transformadores elevadores en cada uno de sus extremos. Para modelar la nueva línea de transmisión se utilizó como referencia el "Estudio Conceptual Línea 66 kV" realizado por la empresa de ingeniería Dessau para EDELMAG con fecha 04 de junio de 2012, por lo tanto, tiene los mismos parámetros eléctricos que la primera línea, los cuales se encuentra en la Tabla 252.

Para el caso de los transformadores se utilizó como referencia los existentes actualmente en las respectivas SSEE Tres Puentes y Punta Arenas, considerando las características descritas en la Tabla 254.

31.2.3.2 Evaluación económica de proyecto de nuevo enlace Tres Puentes – Punta Arenas

c) Valorización de las pérdidas

La totalidad de la demanda de la barra Punta Arenas 13,2 kV será suministrada desde Tres Puentes, por lo que las transferencias por la línea son determinadas considerando la demanda de Punta Arenas para cada bloque, mes y año del periodo de planificación. Considerando un factor de potencia en la carga de 0,95 inductivo y los parámetros eléctricos del sistema de transmisión entre Punta Arenas y Tres Puentes, se calcularon las

pérdidas eléctricas para cada bloque, mes y año, esto considerando los casos con proyecto de refuerzo y sin proyecto de refuerzo.

Los resultados obtenidos son los descritos en la siguiente Tabla 256, donde se ha valorizado el valor actual de los costos (VAC)[26] de las pérdidas para el periodo 2019-2031 considerando la puesta en servicio del proyecto de transmisión en cada uno de los años del periodo de planificación.

Tabla 256: Pérdidas eléctricas de transmisión para escenarios con y sin proyecto de segunda línea de transmisión Tres Puentes – Punta Arenas 66 kV y transformación asociada

Año	Pérdidas Anuales de energía [MWh/año]		Año de ejecución de proyecto línea	VAC Pérdidas de energía periodo 2019-2031 [MUS$]	
	Sin Proyecto	Con Proyecto		Sin Proyecto	Con Proyecto
2019	1131	565	2019		$ 328
2020	1178	589	2020		$ 364
2021	1219	609	2021		$ 399
2022	1255	627	2022		$ 431
2023	1289	645	2023		$ 461
2024	1323	662	2024		$ 489
2025	1357	678	2025	$ 656	$ 516
2026	1391	695	2026		$ 540
2027	1424	712	2027		$ 563
2028	1458	729	2028		$ 584
2029	1491	746	2029		$ 604
2030	1524	762	2030		$ 623
2031	1557	779	2031		$ 640

d) Valorización de Energía No Suministrada

Para estimar el costo de la energía no suministrada asociado a la indisponibilidad de la línea Tres Puentes – Punta Arenas 66 kV en las condiciones actuales se ha considerado la tasa de indisponibilidad indicada en el artículo 6-41 de la NTSyCS para SSMM de marzo de 2018, que establece que para los indicadores de indisponibilidad para a ser consideradas en el presente estudio, para una línea de transmisión son:

Tabla 257: Indicadores de indisponibilidad para instalaciones de transmisión

Tipo de indisponibilidad	Horas al año	Frecuencia interrupciones
Programada	20 horas cada 100 km, con un mínimo de 2 horas	2 veces cada 100 km, con un mínimo de 1 vez
Forzada	10 horas cada 100 km, con un mínimo de 2 horas	2 veces cada 100 km, con un mínimo de 2 vez

[26] Considera un precio de 70,6 US$/MWh y una tasa de descuento anual de 10%.

Debido a las características de la línea Tres Puentes – Punta Arenas 66 kV, se considerarán en esta evaluación las horas de indisponibilidad programada y forzada. Es del caso indicar que en proyecto de reposición eficiente hasta ahora descrito no se considera la instalación de capacidad de respaldo al suministro de SE Punta Arenas, ya sea vía generación en dicha SE o vía transmisión adicional. Por tanto, se considera que durante las horas que hay indisponibilidad forzada y programada la totalidad de la demanda de SE Punta Arenas queda sin suministro.

De esta manera, se tendrán en total 4 horas de indisponibilidad al año. Luego, considerando esta tasa y la demanda por bloque, mes y año de la barra de Punta Arenas 13,2 kV se estimó la esperanza de la energía no suministrada debido a la indisponibilidad de la línea existente para cada año del periodo de planificación.

Finalmente, de considerar un costo de falla de corta duración de 10.440 US$/MWh[27] se obtiene la Tabla 258, donde se ha valorizado el valor actualizado de los costos de la esperanza de la energía no suministrada para el periodo 2019-2031. Lo anterior, considerando la puesta en servicio del proyecto de transmisión en cada uno de los años del periodo de planificación.

Tabla 258: Energía No Suministrada por indisponibilidad forzada de línea Tres Puentes – Punta Arenas 66 kV para escenarios con y sin proyecto

Año	Energía No Suministrada por indisponibilidad de línea TP-PA 66 kV [MWh/año]		Año de ejecución de proyecto línea	VAC Energía No Suministrada por indisponibilidad de línea TP-PA 66 kV periodo 2097-2031 [MUS$]	
	Sin Proyecto	Con Proyecto		Sin Proyecto	Con Proyecto
2019	73,84	0,00	2019		$ -
2020	75,39	0,00	2020		$ 701
2021	76,67	0,00	2021		$ 1.351
2022	77,81	0,00	2022		$ 1.953
2023	78,88	0,00	2023		$ 2.508
2024	79,91	0,00	2024		$ 3.019
2025	80,93	0,00	2025	$ 5.885	$ 3.490
2026	81,93	0,00	2026		$ 3.923
2027	82,93	0,00	2027		$ 4.322
2028	83,90	0,00	2028		$ 4.690
2029	84,86	0,00	2029		$ 5.027
2030	85,80	0,00	2030		$ 5.338
2031	86,72	0,00	2031		$ 5.623

e) Valorización de la inversión

De acuerdo con lo indicado por el "Estudio Conceptual Línea 66 kV" realizado por la empresa de ingeniería Dessau para Edelmag el costo de inversión de una nueva línea Tres Puentes – Punta Arenas 66 kV es de US$1.814.028. Este valor se actualiza al año base del estudio[28], obteniéndose US$1.730.581. Luego, el valor actual de los costos de inversión

[27] Definido en bases del estudio, Resolución Exenta 227 de marzo de 2018.
[28] Diciembre de 2016.

asociados a desarrollar el proyecto de la nueva línea en cada año del periodo 2019-2031 son los descritos en la Tabla 259[29].

Tabla 259: VAC de costos de inversión para ejecución de nueva línea de transmisión y trasformación asociada para cada año del periodo de planificación

Año de ejecución de proyecto línea	VAC de Inversión asociada a segunda línea TP-PA 66 kV periodo 2019-2031 [MUS$]
2019	$ 1.257
2020	$ 1.096
2021	$ 950
2022	$ 817
2023	$ 696
2024	$ 586
2025	$ 486
2026	$ 396
2027	$ 313
2028	$ 238
2029	$ 170
2030	$ 108
2031	$ 51

f) Costo de operación y mantenimiento

Se considera como costo de operación y mantenimiento asociado al segundo circuito de la línea Tres Puentes – Punta Arenas 66 kV el 1% del monto de la inversión de éste. Luego, el valor actual de COMA asociados a desarrollar el proyecto de la nueva línea en cada año del periodo 2019-2031 son los descritos en la Tabla 229.

[29] Considera tasa de descuento anual de 10%.

Tabla 260 VAC de costos de operación y mantenimiento de nueva línea de transmisión en cada año del periodo de planificación

Año de ejecución de proyecto línea	VAC de COMA asociada a nueva línea TP-PA 66 kV periodo 2019-2031 [MUS$]
2019	$ 125
2020	$ 107
2021	$ 93
2022	$ 80
2023	$ 68
2024	$ 57
2025	$ 48
2026	$ 39
2027	$ 31
2028	$ 23
2029	$ 17
2030	$ 11
2031	$ 5

g) Evaluación económica del proyecto de líneas

Finalmente, en base al costo total de pérdidas, energía no suministrada e inversión asociados a desarrollar el proyecto en cada uno de los años del periodo 2019-2031, y de su comparación con el caso base de no desarrollar el proyecto de nueva línea se obtiene la Tabla 261.

Tabla 261: Comparación de valor actualizado de los costos para periodo 2019-2031 en escenarios con y sin ejecución del proyecto nueva línea Tres Puentes – Punta Arenas 66 kV y transformación asociada.

Año de ejecución del proyecto	Valor Actualizado de los costos para el periodo 2019-2031 [MUS$]										Diferencia VAC (Con Proyecto - Sin Proyecto)
	Con proyecto de línea					Sin proyecto de línea					
	Pérdidas	Energía no Suministrada	COMA	Inversión	Total	Pérdidas	Energía no Suministrada	COMA	Inversión	Total	
2019	$ 328	$ -	$ 125	$ 1.257	$ 1.709						-$ 4.832
2020	$ 364	$ 701	$ 107	$ 1.096	$ 2.268						-$ 4.273
2021	$ 399	$ 1.351	$ 93	$ 950	$ 2.793						-$ 3.749
2022	$ 431	$ 1.953	$ 80	$ 817	$ 3.280						-$ 3.261
2023	$ 461	$ 2.508	$ 68	$ 696	$ 3.733						-$ 2.808
2024	$ 489	$ 3.019	$ 57	$ 586	$ 4.152						-$ 2.390
2025	$ 516	$ 3.490	$ 48	$ 486	$ 4.539	$ 656	$ 5.885	$ -	$ -	$ 6.541	-$ 2.002
2026	$ 540	$ 3.923	$ 39	$ 396	$ 4.898						-$ 1.643
2027	$ 563	$ 4.322	$ 31	$ 313	$ 5.229						-$ 1.312
2028	$ 584	$ 4.690	$ 23	$ 238	$ 5.535						-$ 1.006
2029	$ 604	$ 5.027	$ 17	$ 170	$ 5.818						-$ 723
2030	$ 623	$ 5.338	$ 11	$ 108	$ 6.079						-$ 463
2031	$ 640	$ 5.623	$ 5	$ 51	$ 6.319						-$ 222

En la tabla anterior se verifica que para todos los años del periodo de planificación el proyecto de línea siempre tiene un costo actualizado total menor que el del caso sin

proyecto (situación con sólo una línea entre Punta Arenas y Tres Puentes). Por lo tanto, se recomienda incorporar el proyecto de nueva línea Tres Puentes – Punta Arenas 66 kV dentro de los años del periodo de planificación.

31.3 ESTUDIOS ELÉCTRICOS – PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE

En este anexo se presentan los principales supuestos y resultados correspondientes a los estudios eléctricos desarrollados para los SSMM de Edelmag. 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 Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams. 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 respuesta 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.

31.3.1 Consideraciones generales sobre la transmisión y generación

Como base para la representación de las redes de los SSMM de Edelmag, se utilizó la modelación en formato PowerFactory DIgSILENT utilizada en los estudios de norma técnica para los SM de Edelmag del año 2014. Sobre esta, se incorporó la modelación explícita de instalaciones bajo evaluación en el presente proceso tarifario.

La modelación de las unidades generadoras 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.

La modelación de las unidades de transformación se realiza considerando los parámetros eléctricos utilizados en unidades existentes de similares 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.

31.3.2 Escenarios de evaluación

31.3.2.1 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 la que se distribuye la demanda máxima entre los alimentadores de cada sistema se obtiene en base a las mediciones de cada alimentador del año 2016 entregadas por Edelmag, considerando una proporción entre los alimentadores igual a la proporción promedio del 5% de las mediciones de mayor demanda.

Luego, en base a la proyección de demanda determinada para cada SM en el periodo tarifario, se determina la siguiente distribución de demanda máxima por alimentador para cada año evaluado.

Tabla 262: Demanda por Alimentador [MW] proyectada para escenarios de demanda máxima 2019-2022 en SM de Punta Arenas

Carga	Proporción de la demanda [%]	Demanda para escenario de demanda máxima y para los años de evaluación [MW]			
		2019	2020	2021	2022
Alimentador 01	9,0	3,94	4,00	4,06	4,11
Alimentador 02	10,0	4,38	4,44	4,50	4,56
Alimentador 03	9,9	4,33	4,40	4,46	4,51
Alimentador 04	8,6	3,74	3,79	3,85	3,91
Alimentador 05	7,2	3,16	3,21	3,25	3,29
Alimentador 06	6,3	2,76	2,80	2,84	2,88
Alimentador 07	6,3	2,77	2,81	2,85	2,89
Alimentador 08	5,9	2,56	2,60	2,64	2,67
Alimentador 09	6,7	2,94	2,99	3,03	3,08
Alimentador 10	8,2	3,59	3,64	3,69	3,74
Alimentador 11	8,7	3,81	3,87	3,92	3,98
Alimentador 12	6,7	2,93	2,97	3,01	3,06
Alimentador 14	6,3	2,75	2,79	2,83	2,87
Total	100,0	43,69	44,32	44,94	45,56

Tabla 263: Demanda por Alimentador [MW] proyectada para escenarios de demanda máxima 2019-2022 en SM de Puerto Natales

Carga	Proporción de la demanda [%]	Demanda para escenario de demanda máxima y para los años de evaluación [MW]			
		2019	2020	2021	2022
Alimentador 01 y 06	27,5	2,34	2,48	2,61	2,73
Alimentador 02	17,5	1,49	1,58	1,66	1,74
Alimentador 03	21,0	1,78	1,89	1,99	2,08
Alimentador 04	20,3	1,72	1,82	1,92	2,01
Alimentador 05	13,7	1,17	1,24	1,30	1,36
Total	100,0	8,50	9,00	9,48	9,92

Tabla 264: Demanda por Alimentador [MW] proyectada para escenarios de demanda máxima 2019-2022 en SM de Porvenir

Carga	Proporción de la demanda [%]	Demanda para escenario de demanda máxima y para los años de evaluación [MW]			
		2019	2020	2021	2022
Alimentador 01	11,2	0,58	0,60	0,62	0,63
Alimentador 02	13,4	0,69	0,71	0,74	0,76
Alimentador 03	56,0	2,88	2,99	3,09	3,18
Alimentador 04	19,4	1,00	1,04	1,07	1,10
Total	100,0	5,14	5,34	5,52	5,67

Tabla 265: Demanda por Alimentador [MW] proyectada para escenarios de demanda máxima 2019-2022 en SM de Puerto Williams

Carga	Proporción de la demanda [%]	Demanda para escenario de demanda máxima y para los años de evaluación [MW]			
		2019	2020	2021	2022
Alimentador 01	34,7	0,39	0,41	0,43	0,44
Alimentador 02	23,6	0,26	0,28	0,29	0,30
Alimentador 03	41,7	0,47	0,49	0,51	0,53
Total	100,0	1,12	1,18	1,23	1,28

Para todos los puntos de operación evaluados, se modelan las cargas con un factor de potencia de 0,95 inductivo.

31.3.2.2 Consideraciones respecto a la Generación

De acuerdo con lo descrito en la sección anterior el despacho de generación considerado en cada uno de estos escenarios en los distintos SSMM evaluados son los descritos en las siguientes tablas.

Tabla 266: Despacho de unidades generadoras para escenarios de demanda máxima 2019-2022 en SM de Punta Arenas

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]
Tres Puentes	Sol130 1_2	9,05	4,62	12,17	4,72	12,17	4,82	12,17	8,37
	Sol130 1_3	12,17	4,62	12,17	4,72	9,00	4,82	12,17	8,37
	Solar130-1	12,17	6,62	9,69	6,72	10,32	6,82	-	-
	Solar130-2	9,00	4,62	9,01	4,72	12,17	4,82	10,39	8,37
Cabo Negro	CEOM 1_2_1	0,60	0,00	0,60	0,00	0,60	0,00	0,83	0,00
	CEOM 1_2_2	0,60	0,00	0,60	0,00	0,60	0,00	0,83	0,00
	CEOM 1_2_3	0,60	0,00	0,60	0,00	0,60	0,00	0,83	0,00
	CEPA-1_1	-	-	-	-	-	-	3,36	0,00
	CEPA-1_2	-	-	-	-	-	-	3,36	0,00
	CEPA-1_3	-	-	-	-	-	-	3,36	0,00

En mayo de 2019 entra en servicio la Central Eólica Pecket (CEOM 1-2), la cual cuenta con 3 unidades de generación con capacidad instalada de 0,83 [MW]. En mayo de 2022 entra en servicio la Central Eólica Cabo Negro de ENAP (CEPA-1), la cual cuenta con 3 unidades de generación con capacidad instalada de 3,36 [MW].

Tabla 267: Despacho de unidades generadoras para escenarios de demanda máxima 2019-2022 en SM de Puerto Natales

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]
MGL-4_1	2,19	0,70	2,19	0,63	2,19	0,65	2,19	0,75
MGL-4_2	2,19	0,70	2,19	0,63	2,19	0,65	2,19	0,75
MGL-4_4	2,19	0,70	2,19	0,63	2,19	0,65	2,19	0,75
Palmero	0,54	0,17	0,82	0,48	0,82	0,48	0,54	0,19
Palmero_1	0,54	0,33	0,54	0,32	0,54	0,32	0,54	0,19
Palmero_2	0,31	0,19	0,54	0,32	0,54	0,32	0,10	0,03
Palmero_5	0,54	0,33	0,54	0,32	0,47	0,28	1,05	0,67
Palmero_7	-	-	-	-	0,54	0,16	1,12	0,38

En enero del año 2021 entra en servicio la unidad Palmero_7 de 1,36 [MW] de potencia. En abril del año 2022 entra en servicio la unidad MGR-5_1 de 2,15 [MW] de potencia.

Tabla 268: Despacho de unidades generadoras para escenarios de demanda máxima 2019-2022 en SM de Porvenir

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]
MGL-4_1	2,19	0,77	2,19	0,73	2,19	0,68	2,19	0,71
MGL-4_2	2,19	0,77	2,19	0,73	2,19	0,68	2,19	0,71
Palmero_4	0,54	0,19	0,43	0,14	0,10	0,03	0,49	0,16
Palmero_6	0,23	0,15	0,54	0,34	1,05	0,63	0,82	0,50

En el periodo 2019-2022 no entran en servicio nuevas unidades de generación en el SM de Porvenir.

Tabla 269: Despacho de unidades generadoras para escenarios de demanda máxima 2019-2022 en SM de Puerto Williams

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]
CAT-2	0,08	0,16	-	-	-	-	-	-
MDR-1_1	0,19	0,05	0,16	0,07	0,16	0,07	0,20	0,08
MDR-1_2	-	-	0,16	0,07	0,22	0,07	0,22	0,08
MDR-2_1	0,43	0,10	0,43	0,14	0,43	0,15	0,43	0,16
MDR-2_2	0,43	0,10	0,43	0,14	0,43	0,15	0,43	0,16

En enero del año 2020 entra en servicio la unidad MDR-1_2 con capacidad de 0,269 [MW].

31.3.3 Aspectos Normativos

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 SM 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 Edelmag.

31.3.4 Resultados de los estudios eléctricos

En la presente sección se describen los resultados principales de los estudios eléctricos realizados.

31.3.4.1 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 270: Tensión en barras [p.u.] para escenario de demanda máxima proyectado 2019-2022 en SM de Punta Arenas

Nombre Barra	Tensión en escenario de demanda máxima para los años de evaluación [p.u.]			
	2019	2020	2021	2022
Punta Arenas 66 kV	1,027	1,026	1,025	1,024
Punta Arenas 13,2 kV	1,023	1,022	1,020	1,024
Tres Puentes 66 kV	1,046	1,045	1,045	1,044
Tres Puentes 11,5 kV	1,030	1,030	1,030	1,030
Tres Puentes 13,2 kV	1,034	1,034	1,034	1,034

Tabla 271: Tensión en barras [p.u.] para escenario de demanda máxima proyectado 2019-2022 en SM de Puerto Natales

Nombre Barra	Tensión para escenario de demanda máxima y para los años de evaluación [p.u.]			
	2019	2020	2021	2022
Puerto Natales 13,2 kV	1,000	1,000	1,000	1,000

Tabla 272: Tensión en barras [p.u.] para escenario de demanda máxima proyectado 2019-2022 en SM de Porvenir

Nombre Barra	Tensión en escenario de demanda máxima para los años de evaluación [p.u.]			
	2019	2020	2021	2022
Porvenir 13,8 kV	1,000	1,000	1,000	1,000

Tabla 273: Tensión en barras [p.u.] para escenario de demanda máxima proyectado 2019-2022 en SM de Puerto Williams

Nombre Barra	Tensión para escenario de demanda máxima y para los años de evaluación [MW]			
	2019	2020	2021	2022
Puerto Williams 13,2 kV	1,000	1,000	1,000	1,000

En los resultados descritos en las tablas anteriores, se verifica que la tensión en las barras descritas en todos los escenarios evaluados siempre se encuentra en el rango 0,94 [p.u.] 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.

31.3.4.2 Suficiencia en Capacidad de Transmisión

En consideración de que sólo el SM de Punta Arenas posee líneas y transformadores de poder asociados a transmisión, solo se evalúa la suficiencia de capacidad en este sistema. 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 274: Nivel de Carga [%] de elementos serie del sistema de transmisión para escenario de demanda máxima proyectado 2019-2022 en SM de Punta Arenas

Tipo	Nombre Elemento	Capacidad Nominal [MVA]	Nivel de carga para escenario de demanda máxima para los años en evaluación [%]			
			2019	2020	2021	2022
Línea	Tres Puentes - Punta Arenas 66 kV	363 [A]	72,5	73,6	74,6	75,7
Transformador	Tres Puentes 11,5/66 kV 1	33 [MVA]	46,9	47,7	48,4	49,1
	Punta Arenas 13,2/66 kV 1	33 [MVA]	45,1	45,9	46,6	47,3
	Tres Puentes 11,5/66 kV 2	33 [MVA]	49,3	50,1	50,9	51,6
	Punta Arenas 13,2/66 kV 2	33 [MVA]	46,5	47,3	48,0	48,7

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 Punta Arenas 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.

31.3.4.3 Análisis Dinámico

El objetivo de los estudios dinámicos es evaluar el comportamiento dinámico que presentará cada uno de los SSMM frente la ocurrencia de contingencias especificadas por la NTSyCS.

En base a los mismos argumentos descritos previamente, los escenarios bajo los cuales se deberá realizar el análisis de contingencias corresponderán a los determinados por la demanda máxima proyectada para los años 2019 al 2022. En particular se evaluará únicamente los escenarios de demanda máxima 2019 y 2022 entendiendo que verificar una adecuada respuesta dinámica frente a contingencias en estos casos permitirá garantizar esta conclusión para los años intermedios 2020 y 2022.

Conforme a lo descrito previamente, el análisis de contingencia deberá considerar operativa la estructura de EDAC existente informada por Edelmag para cada SM. En las tablas siguientes se describen las estructuras de EDAC para cada SSMM en estudio.

Tabla 275: Estructura de Desconexión Automática de Carga para SM de Punta Arenas

Escalón	Carga	Frecuencia [Hz]	Retardo [ms]
1	Alimantador 11	49,0	60
	Alimentador 12	49,0	60
	Alimantador 14	49,0	60
2	Alimentador 9	48,8	120
3	Alimantador 10	48,5	120
4	Alimentador 7	48,5	300
	Alimentador 8	48,5	300
5	Alimentador 5	48,5	800
6	Alimentador 3	48,0	1000
	Alimentador 4	48,0	1000
-	Alimentador 1	-	-
	Alimentador 2	-	-
	Alimentador 6	-	-

Tabla 276: Estructura de Desconexión Automática de Carga para SM de Puerto Natales

Escalón	Carga	Frecuencia [Hz]	Retardo [ms]
1	Alimentador 5	49,0	700
2	Alimentador 3	48,8	1000
3	Alimentador 2	48,0	1750
4	Alimentador 1 Alimentador 6	47,5 47,5	3000 3000
5	Alimentador 4	47,0	6000

Tabla 277: Estructura de Desconexión Automática de Carga para SM de Porvenir

Escalón	Carga	Frecuencia [Hz]	Retardo [ms]
1	Alimentador 3	48,5	2000
2	Alimentador 1	48,0	3000
3	Alimentador 4	47,5	5000
-	Alimentador 2	-	-

Tabla 278: Estructura de Desconexión Automática de Carga para SM de Puerto Williams

Escalón	Carga	Frecuencia [Hz]	Retardo [ms]
1	Alimentador 2	49,0	2000
-	Alimentador 1 Alimentador 3	- -	- -

En cuanto a las contingencias a evaluar, el análisis realizado considera el análisis de la contingencia de mayor severidad descrita en la NTSyCS, la que corresponde a la desconexión intempestiva de la unidad de mayor generación[30] 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 del período analizado, las siguientes contingencias:

- SM de Punta Arenas
  - Año 2019: Desconexión intempestiva de la unidad Sol130-1_3.
  - Año 2022: Desconexión intempestiva de la unidad Sol130-1_3.
- SM de Puerto Natales
  - Año 2019: Desconexión intempestiva de la unidad MGL-4_1.
  - Año 2021: Desconexión intempestiva de la unidad MGL-4_1.

[30]Severidad N°4 según artículo 1-4 de la NTSyCS para SSMM.

- Año 2022: Desconexión intempestiva de la unidad MGL-4_1.

- SM de Porvenir
  - Año 2019: Desconexión intempestiva de la unidad MGL-4_1.
  - Año 2022: Desconexión intempestiva de la unidad MGL-4_1.
- SM de Puerto Williams
  - Año 2019: Desconexión intempestiva de unidad MDR-2_2.
  - Año 2020: Desconexión intempestiva de unidad MDR-2_2.
  - Año 2022: Desconexión intempestiva de unidad MDR-2_2.

En las siguientes tablas se muestran los resultados para las contingencias estudiadas.

SM de Punta Arenas

Tabla 279: Comportamiento dinámico de la frecuencia en SM de Punta Arenas 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 intempestiva de unidad Sol130-1_3	48,85	49,95	49,87	EDAC alimentadores 11, 12 y 14
Demanda máxima año 2022	Desconexión intempestiva de unidad Sol130 1-3	48,68	50,56	50,00	EDAC alimentadores 11, 12, 14 y 9.

Tabla 280: Comportamiento dinámico de la tensión en SM de Punta Arenas frente a ocurrencia de la contingencia más severa.

Escenario	Contingencia	Barra	Tensión Final [p.u.]
Demanda máxima año 2019	Desconexión intempestiva de unidad Sol130-1_3	Tres Puentes 13,2 kV Tres Puentes 11,5 kV Punta Arenas 13,2 kV	1,035 1,030 1,042
Demanda máxima año 2022	Desconexión intempestiva de unidad Sol130-1_3	Tres Puentes 13,2 kV Tres Puentes 11,5 kV Punta Arenas 13,2 kV	1,031 1,025 1,050

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 Punta Arenas 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 31.4 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 Punta Arenas 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 Puerto Natales

Tabla 281: Comportamiento dinámico de tensión y frecuencia en SM de Puerto Natales frente a ocurrencia de la contingencia más severa.

Escenario	Contingencia	Frecuencia Mínima [Hz]	Frecuencia Máxima [Hz]	Frecuencia Final [Hz]	Tensión Final [p.u.]	Actuación de EDAC
Demanda máxima año 2019	Desconexión de unidad MGL-4_1	47,72	51,05	50,14	1,002	EDAC alimentadores 3 y 5
Demanda máxima año 2021	Desconexión de unidad MGL-4_1	47,86	51,33	50,18	1,003	EDAC alimentadores 3 y 5
Demanda máxima año 2022	Desconexión de unidad MGL-4_1	47,99	51,42	50,22	1,003	EDAC alimentadores 3 y 5

Los resultados indican que, para los escenarios de demanda máxima para los años 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 Puerto Natales 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 31.4 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 Puerto Natales 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 Porvenir

Tabla 282: Comportamiento dinámico de tensión y frecuencia en SM de Porvenir frente a ocurrencia de la contingencia más severa.

Escenario	Contingencia	Frecuencia Mínima [Hz]	Frecuencia Máxima [Hz]	Frecuencia Final [Hz]	Tensión Final [p.u.]	Actuación de EDAC
Demanda máxima año 2019	Desconexión de unidad MGL-4_1	43,06	52,38	50,18	1,003	EDAC alimentador 3
Demanda máxima año 2022	Desconexión de unidad MGL-4_1	43,05	52,84	50,24	1,005	EDAC alimentador 3

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 Porvenir 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 31.4 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 Porvenir 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 Puerto Williams

Tabla 283: Comportamiento dinámico de tensión y frecuencia en SM de Puerto Williams frente a ocurrencia de la contingencia más severa.

Escenario	Contingencia	Frecuencia Mínima [Hz]	Frecuencia Máxima [Hz]	Frecuencia Final [Hz]	Tensión Final [p.u.]	Actuación de EDAC
Demanda máxima año 2019	Desconexión de MDR-2_2	48,55	50,00	49,25	0,992	No actúan escalones de EDAC
Demanda máxima año 2020	Desconexión de MDR-2_2	46,82	50,52	49,66	0,995	EDAC alimentador 2
Demanda máxima año 2022	Desconexión de MDR-2_2	45,62	50,04	49,71	0,995	EDAC alimentador 2

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 Puerto Williams 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 31.4 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 Puerto Williams 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.

31.4 COMPORTAMIENTO DINÁMICO DE SSMM FRENTE A CONTIGENCIAS – PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE

En el presente anexo se muestran los resultados del análisis dinámico descrito en el Anexo 31.3 del presente estudio.

31.4.1 Análisis dinámico para el SM de Punta Arenas

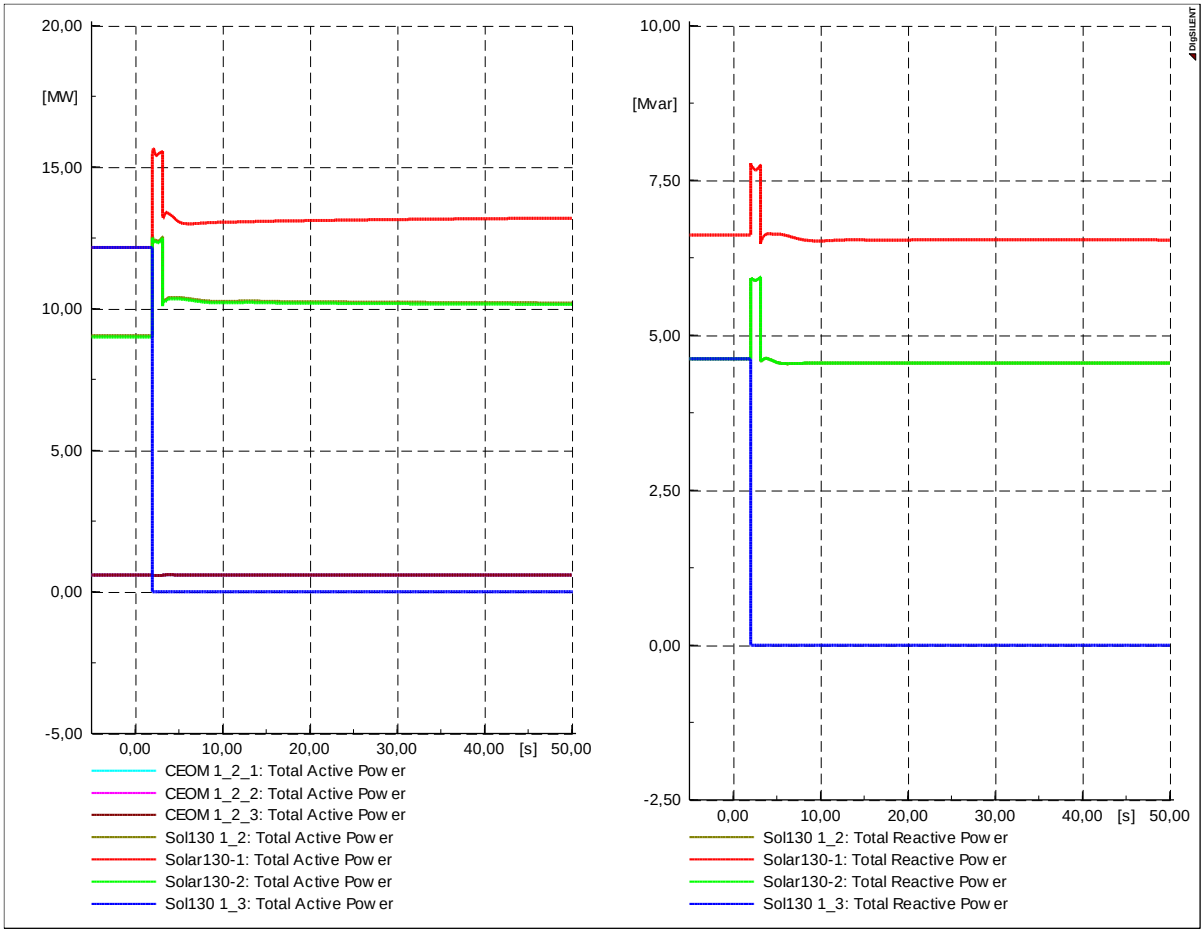


Figura 103: Comportamiento dinámico de la Potencia Activa de las unidades de generación (izquierda) y la Potencia Reactiva (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad Solar 130-1 del SM de Punta Arenas en el escenario de demanda máxima del año 2019.

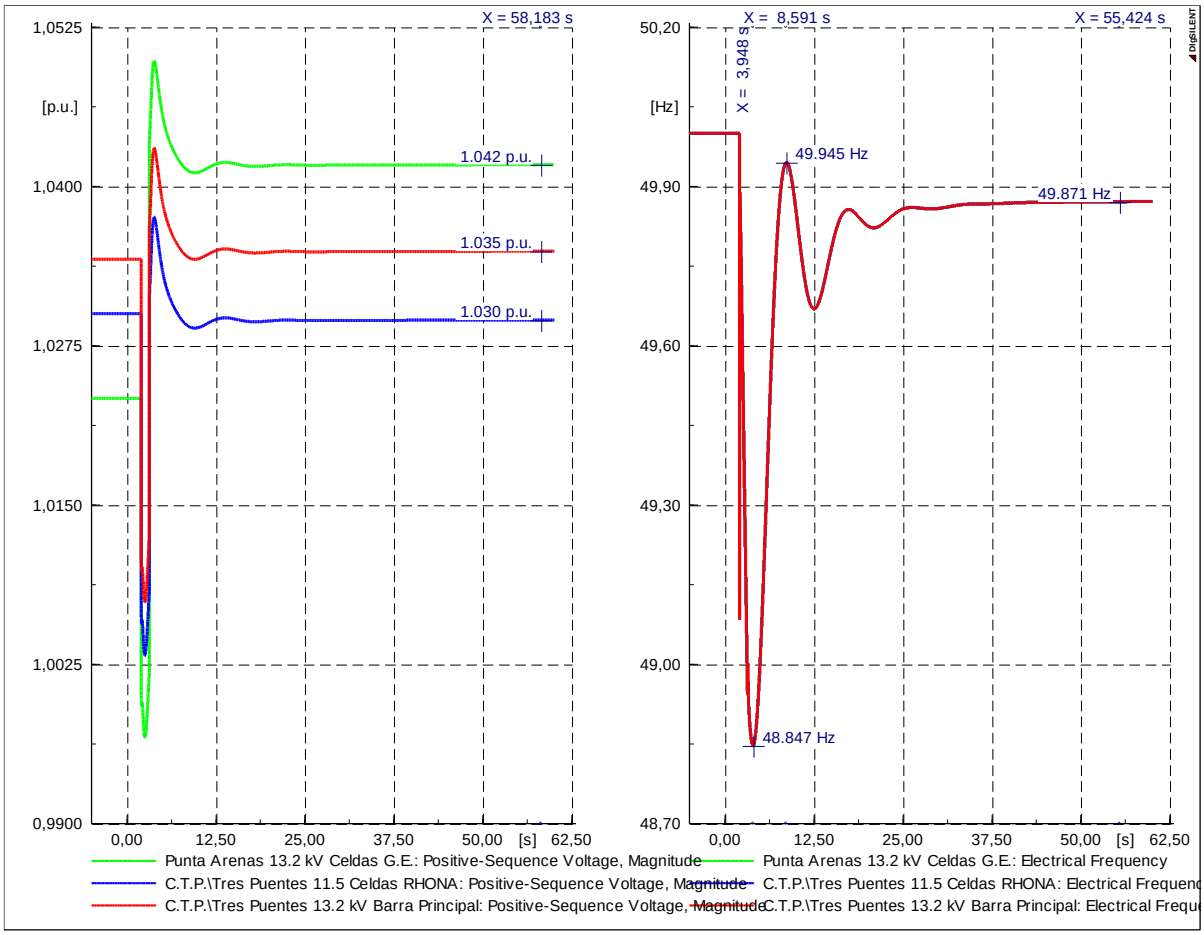


Figura 104: Comportamiento dinámico de la tensión (izquierda) y la frecuencia (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad Solar 130-1del SM de Punta Arenas en el escenario de demanda máxima del año 2019.

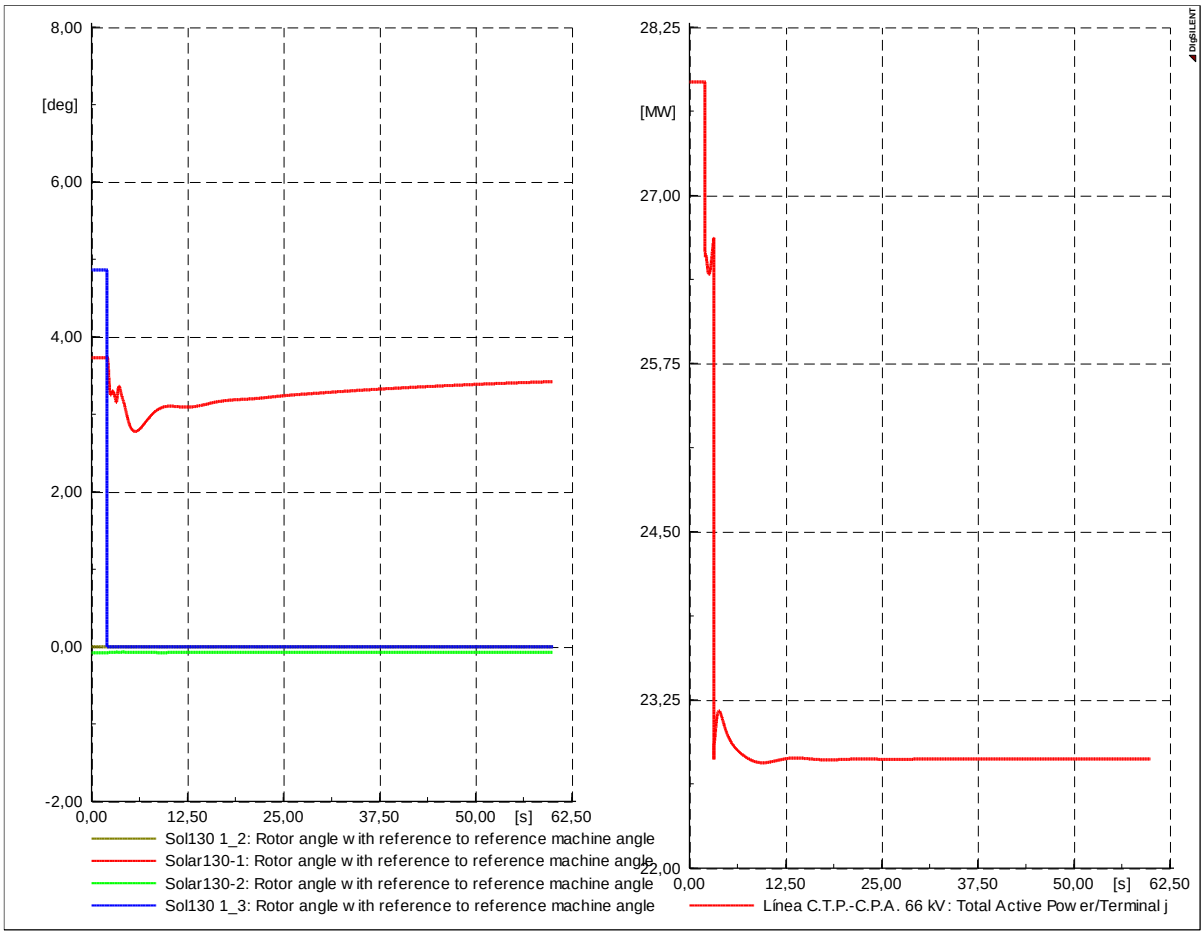


Figura 105: Comportamiento dinámico del ángulo del rotor (izquierda) y de la potencia en los elementos de transmisión (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad Solar 130-1 del SM de Punta Arenas en el escenario de demanda máxima del año 2019.

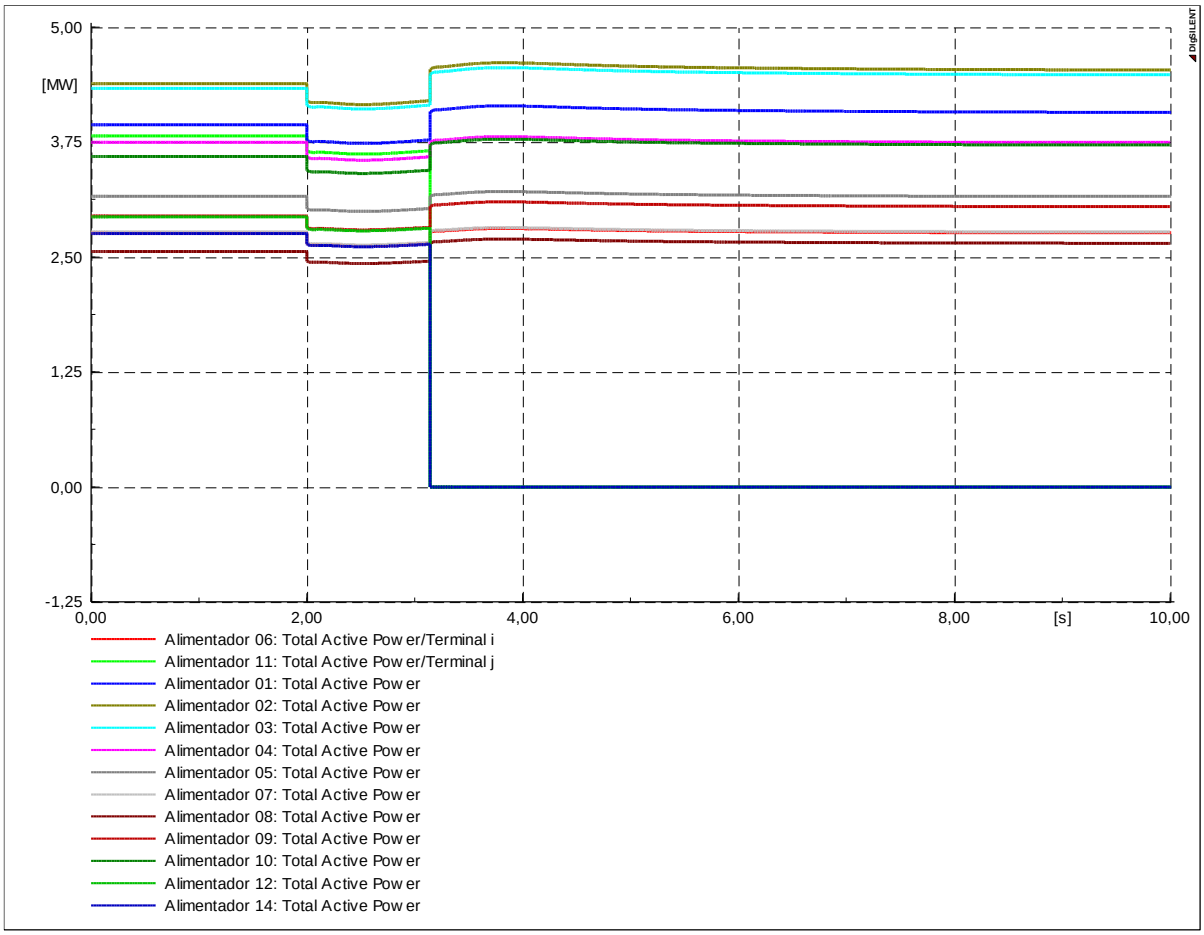


Figura 106: Actuación de EDAC frente a la desconexión intempestiva de la unidad Solar 130-1 del SM de Punta Arenas en el escenario de demanda máxima del año 2019.

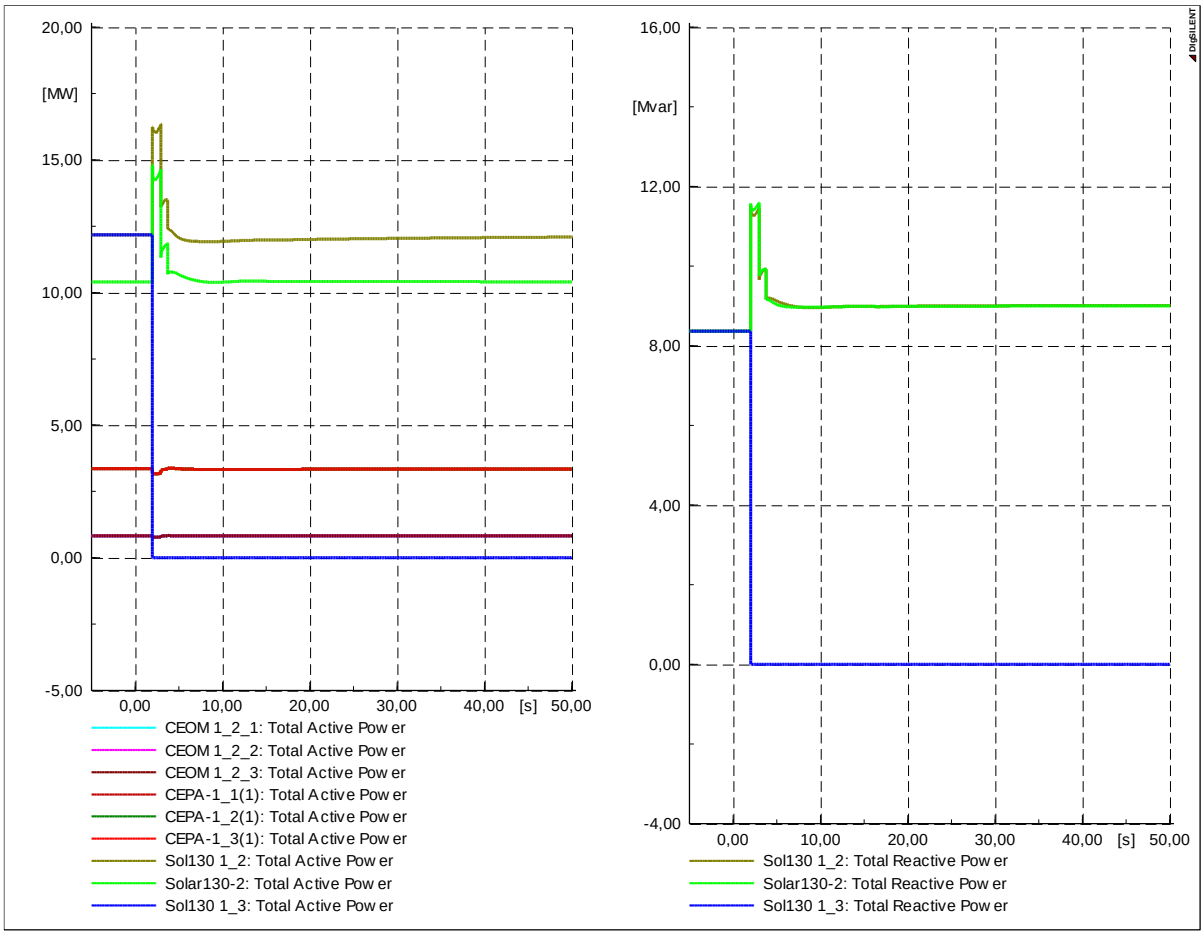


Figura 107: Comportamiento dinámico de la Potencia Activa de las unidades de generación (izquierda) y la Potencia Reactiva (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad Sol130 1_2 del SM de Punta Arenas en el escenario de demanda máxima del año 2022.

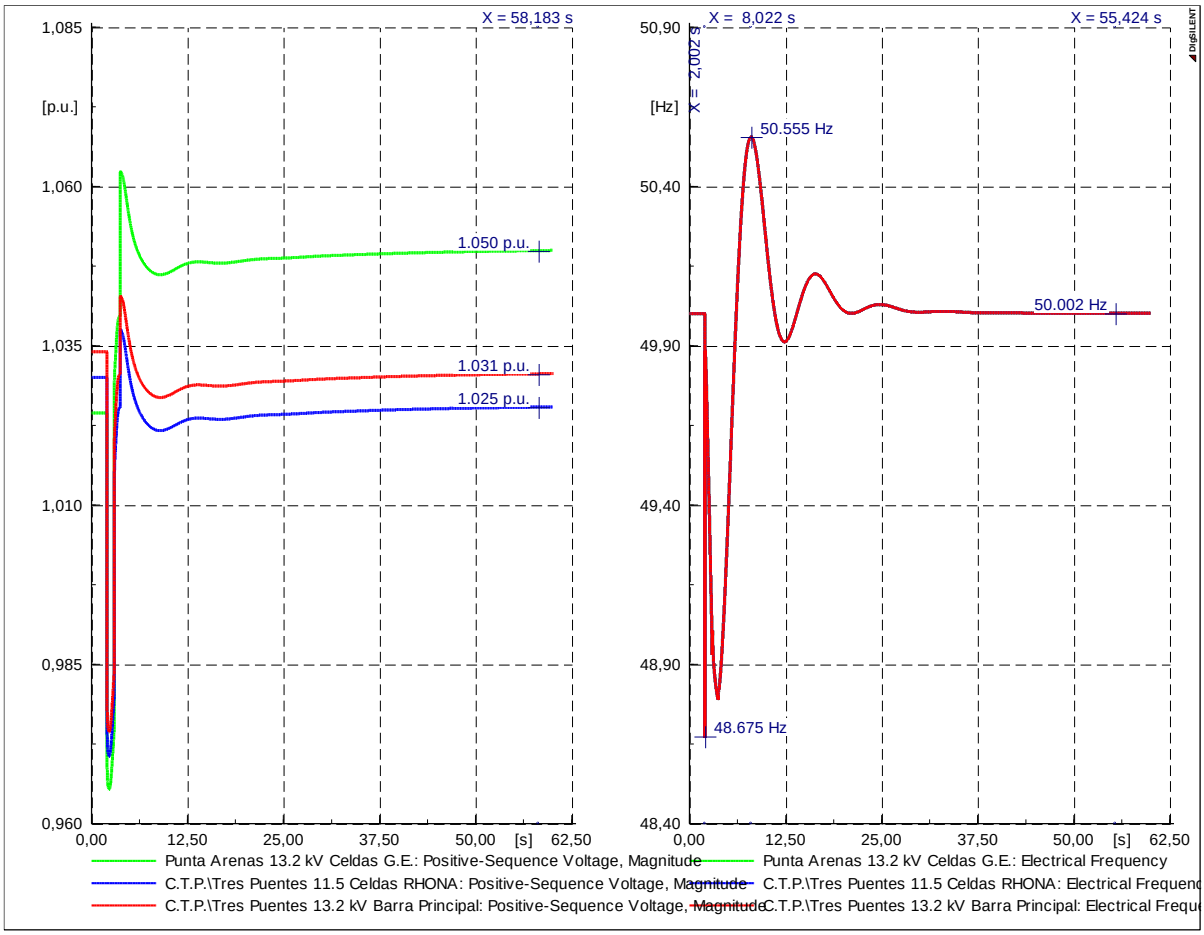


Figura 108: Comportamiento dinámico de la tensión (izquierda) y la frecuencia (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad Sol130 1_2 del SM de Punta Arenas en el escenario de demanda máxima del año 2022.

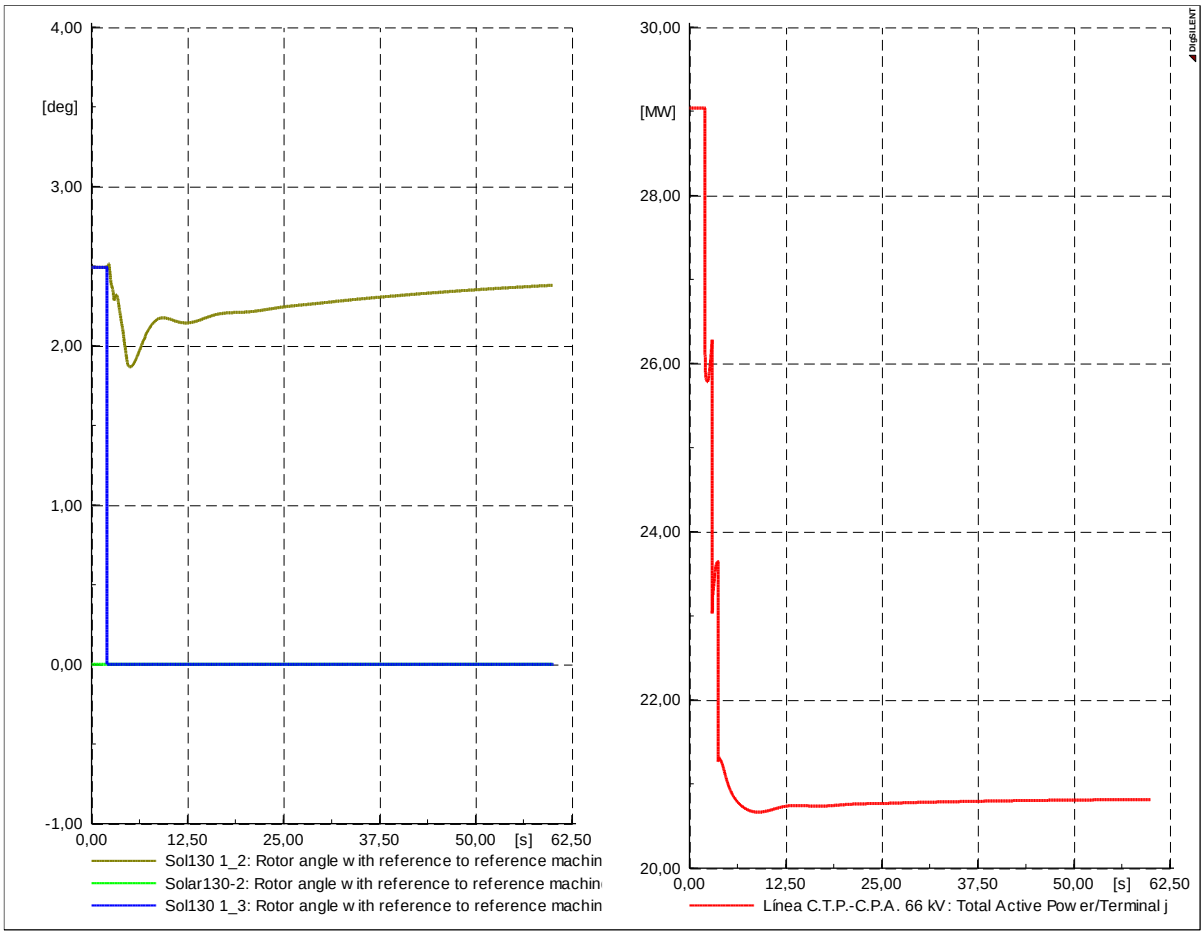


Figura 109: Comportamiento dinámico del ángulo del rotor (izquierda) y de la potencia en los elementos de transmisión (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad Sol130 1_2 del SM de Punta Arenas en el escenario de demanda máxima del año 2022.

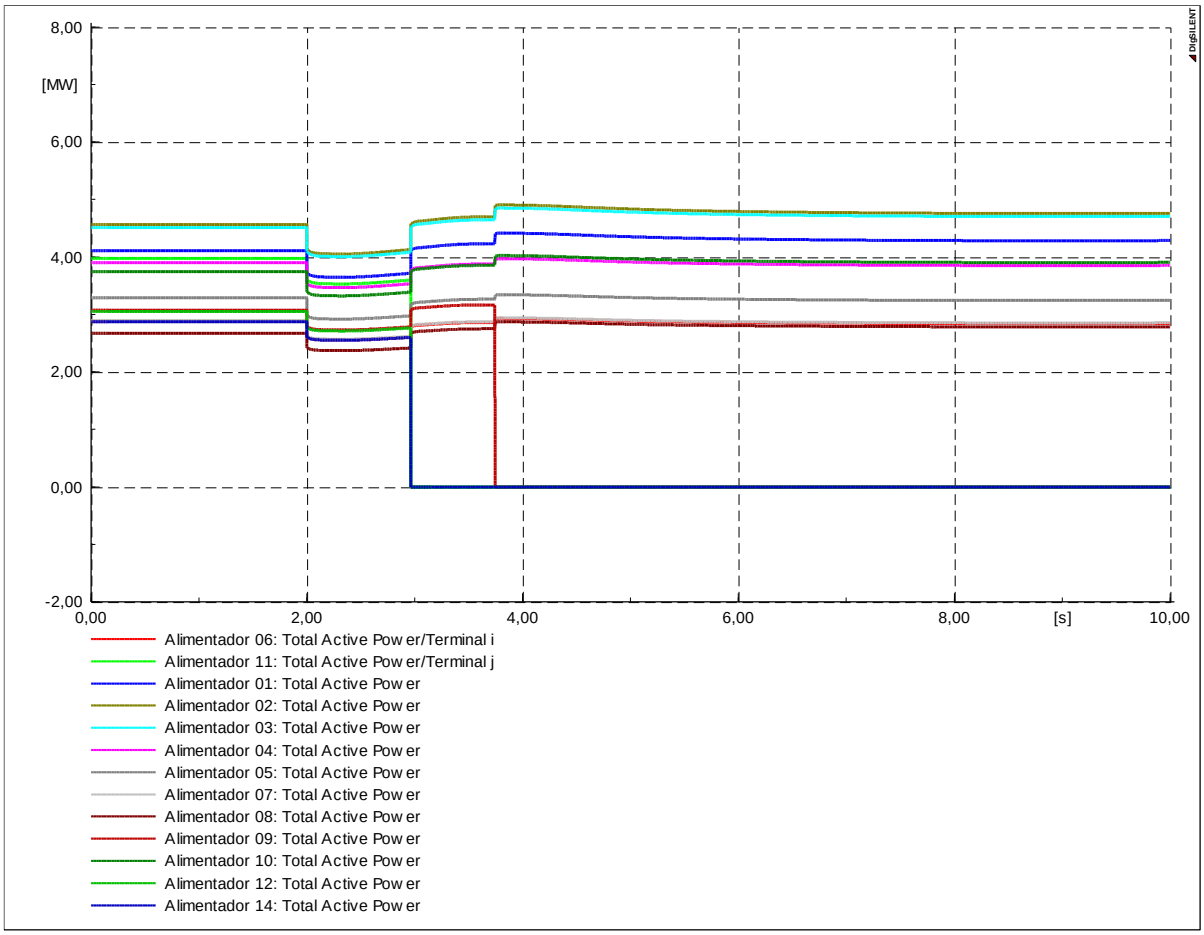


Figura 110: Actuación de EDAC frente a la desconexión intempestiva de la unidad Sol130 1_2 del SM de Punta Arenas en el escenario de demanda máxima del año 2022.

31.4.2 Análisis dinámico para el SM de Puerto Natales

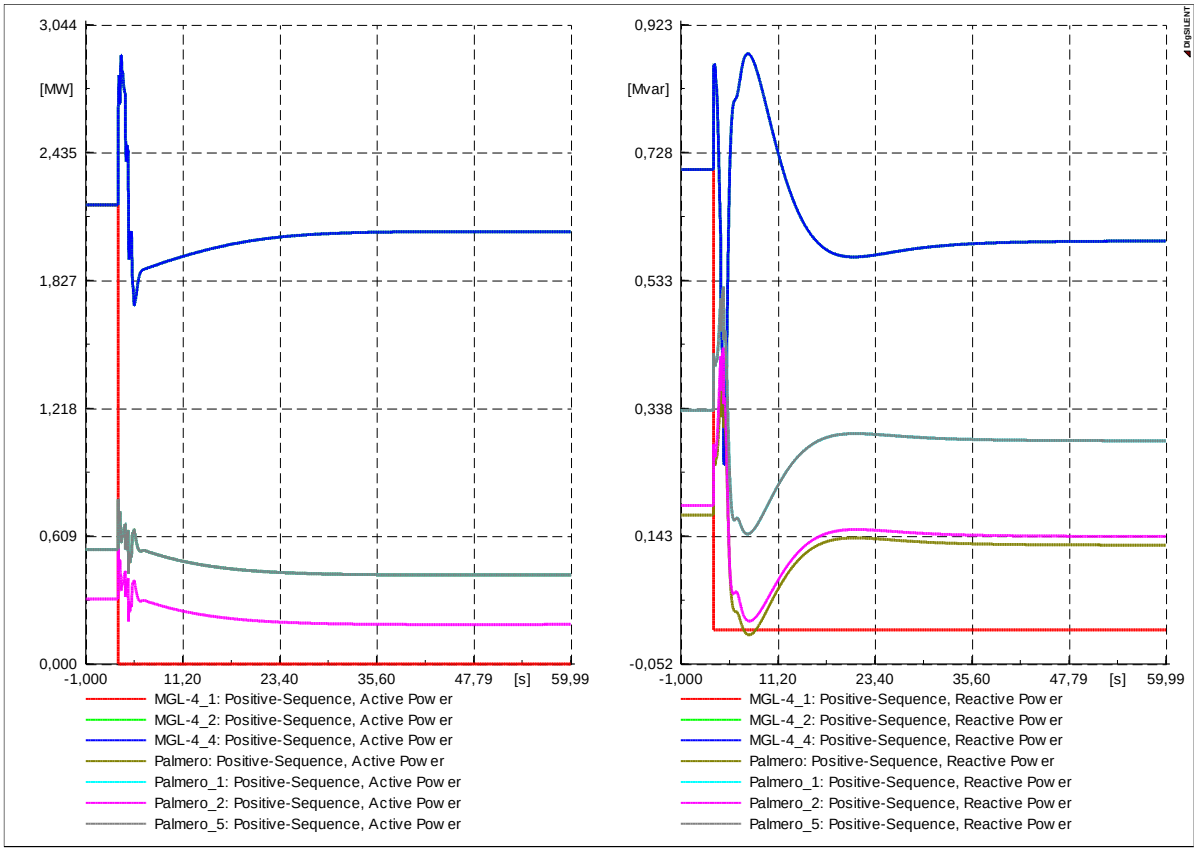


Figura 111: Comportamiento dinámico de la Potencia Activa de las unidades de generación (izquierda) y la Potencia Reactiva (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad MGL-4_1 del SM de Puerto Natales en el escenario de demanda máxima del año 2019.

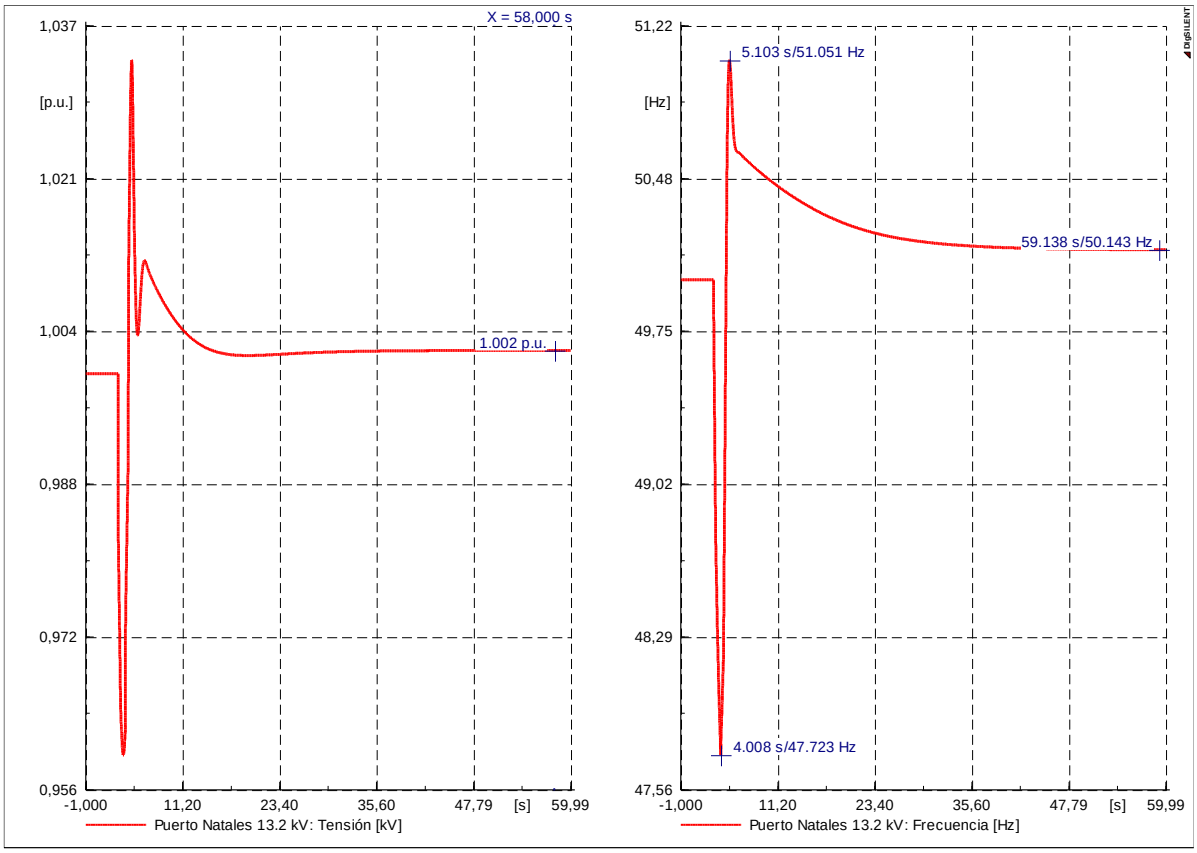


Figura 112: Comportamiento dinámico de la tensión (izquierda) y la frecuencia (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad MGL-4_1del SM de Puerto Natales en el escenario de demanda máxima del año 2019.

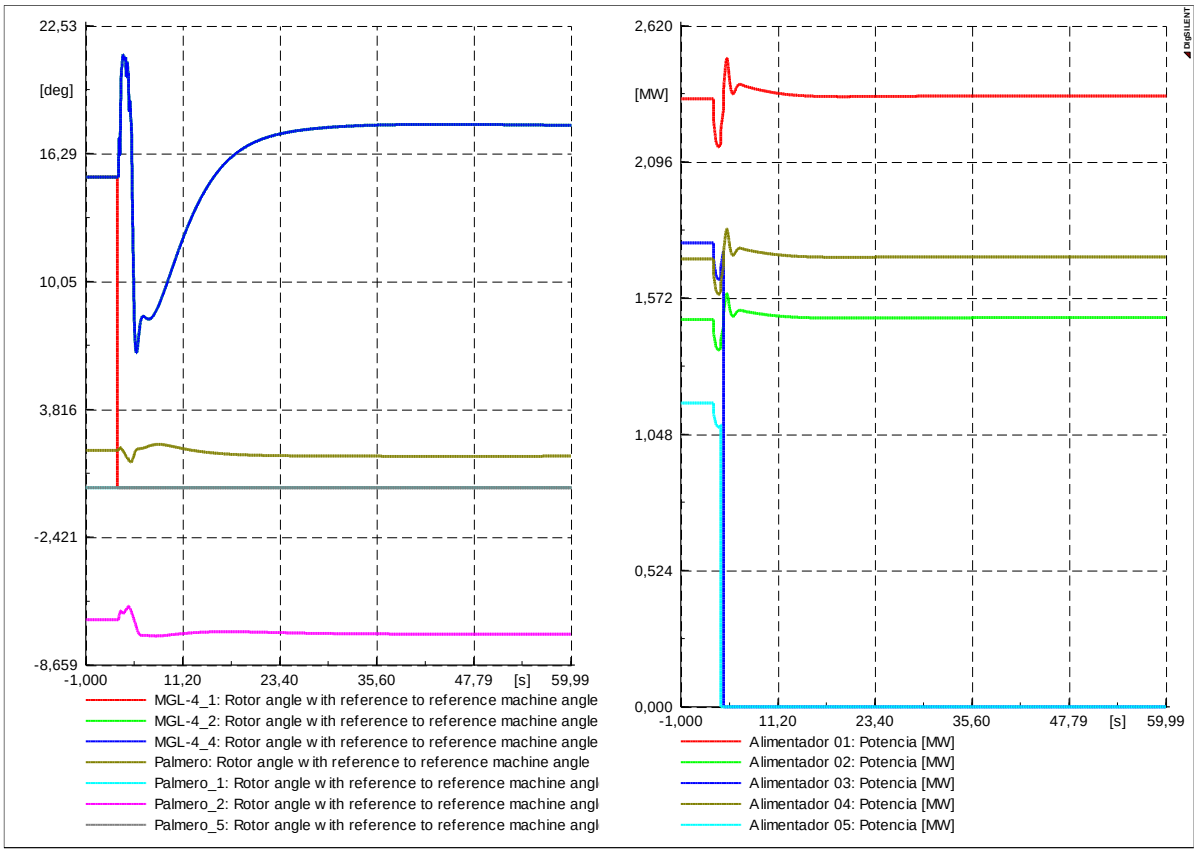


Figura 113: Comportamiento dinámico del ángulo del rotor de las unidades de generación (izquierda) y demandas sujetas a EDAC (derecha), frente a la desconexión intempestiva de la unidad MGL-4_1del SM de Puerto Natales en el escenario de demanda máxima del año 2019.

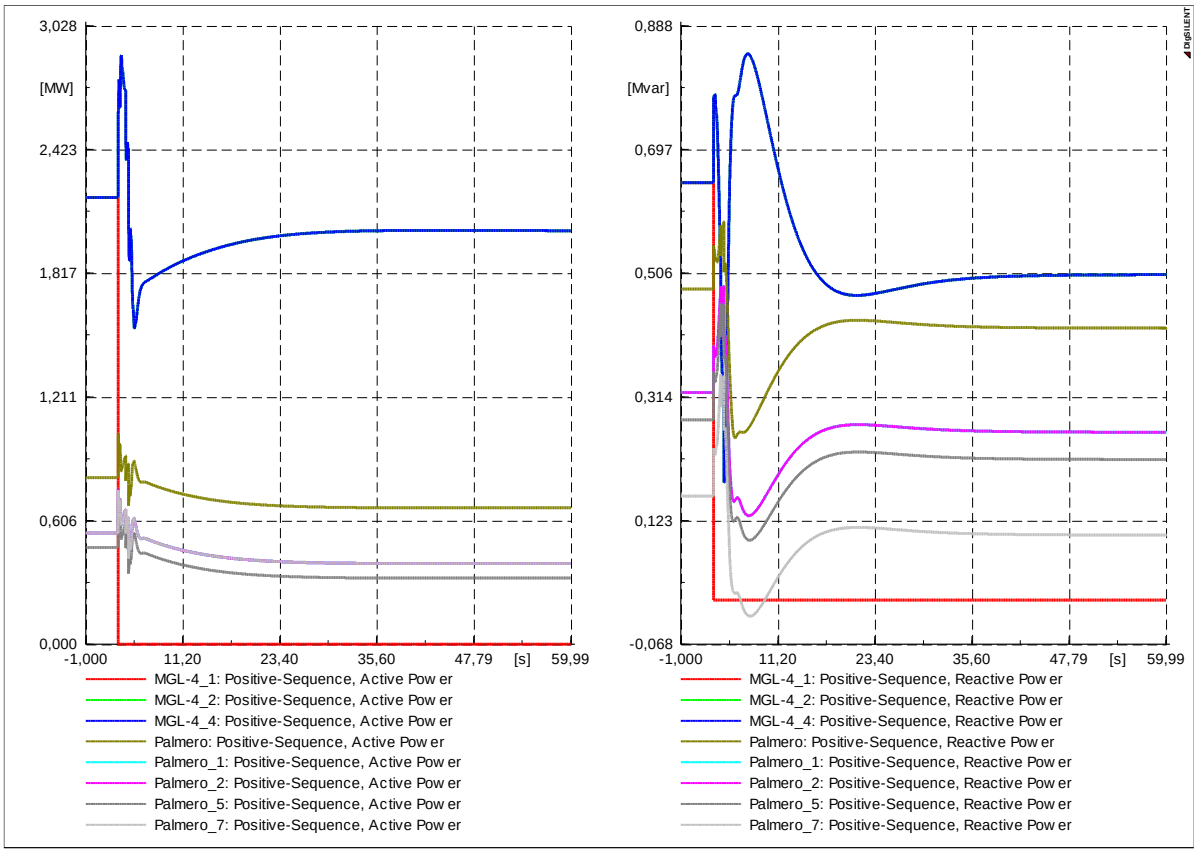


Figura 114: Comportamiento dinámico de la Potencia Activa de las unidades de generación (izquierda) y la Potencia Reactiva (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad MGL-4_1 del SM de Puerto Natales en el escenario de demanda máxima del año 2021.

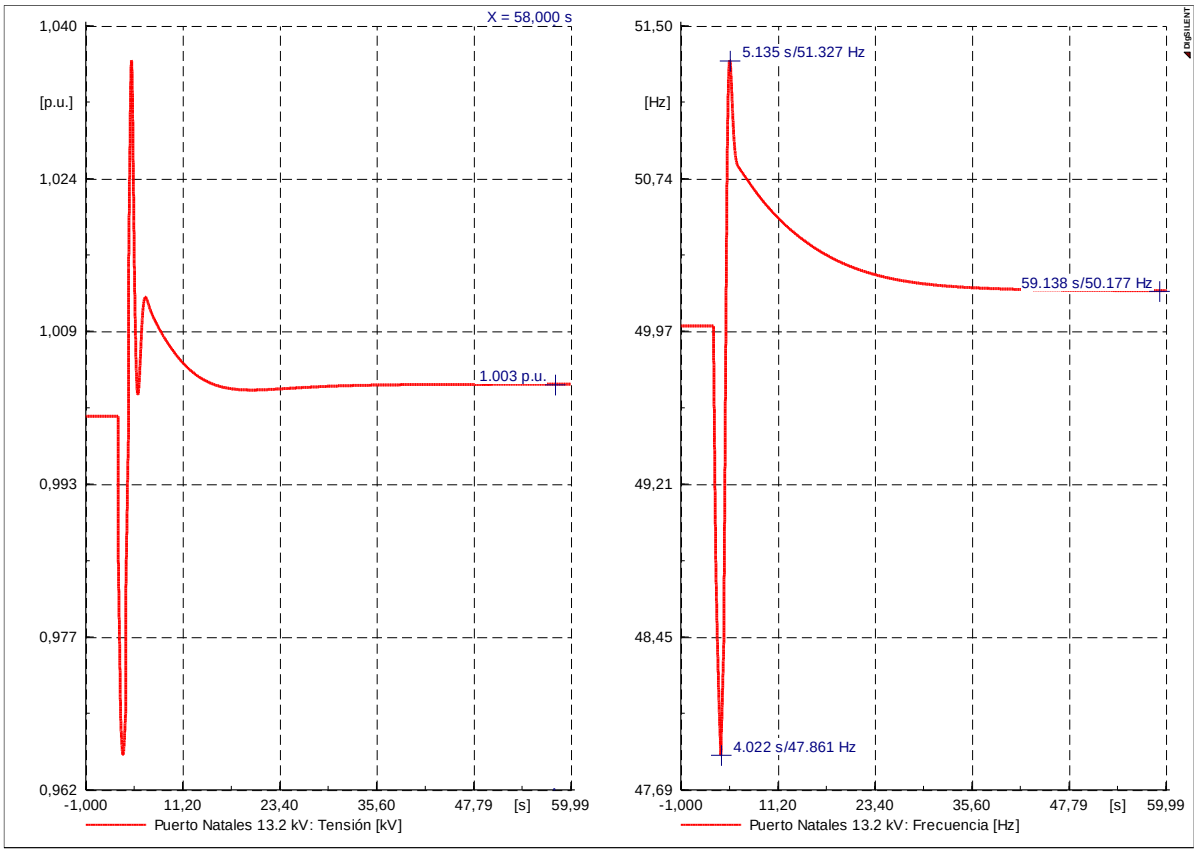


Figura 115: Comportamiento dinámico de la tensión (izquierda) y la frecuencia (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad MGL-4_1del SM de Puerto Natales en el escenario de demanda máxima del año 2021.

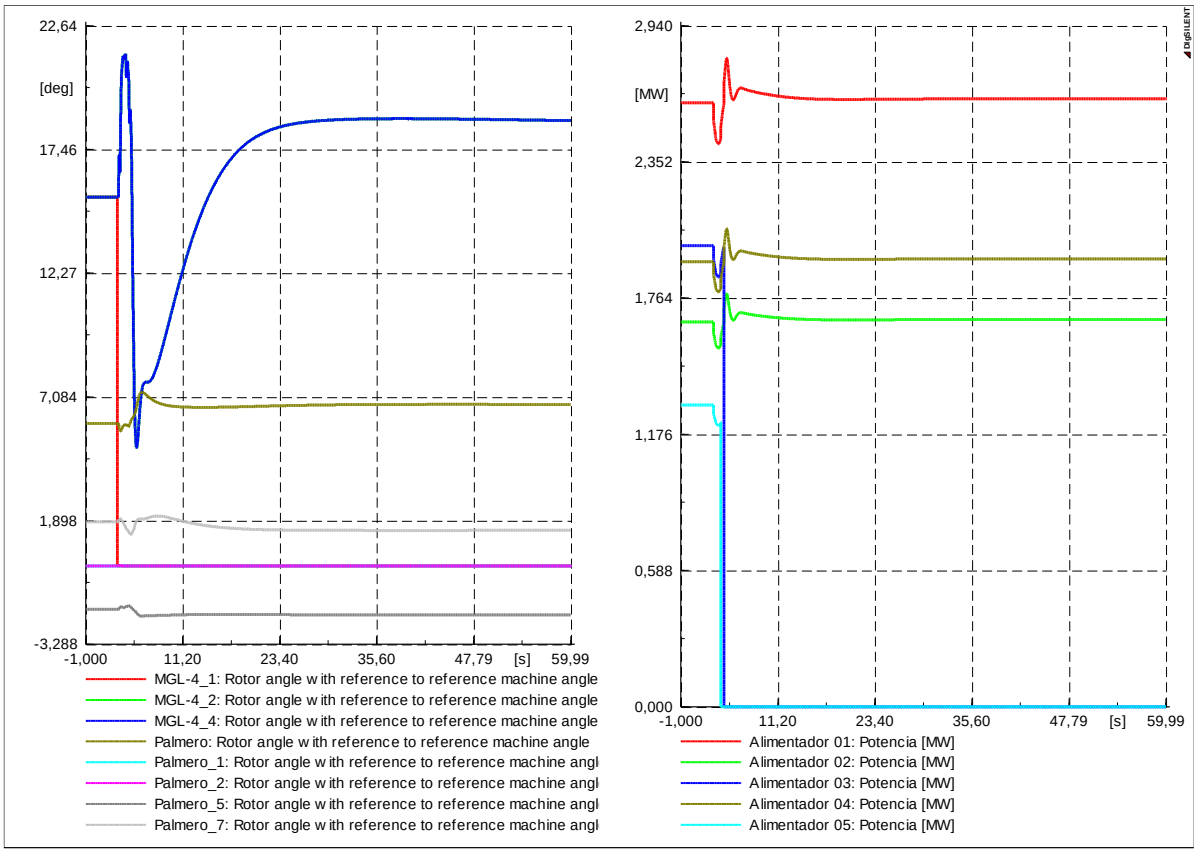


Figura 116: Comportamiento dinámico del ángulo del rotor de las unidades de generación (izquierda) y demandas sujetas a EDAC (derecha), frente a la desconexión intempestiva de la unidad MGL-4_1del SM de Puerto Natales en el escenario de demanda máxima del año 2021.

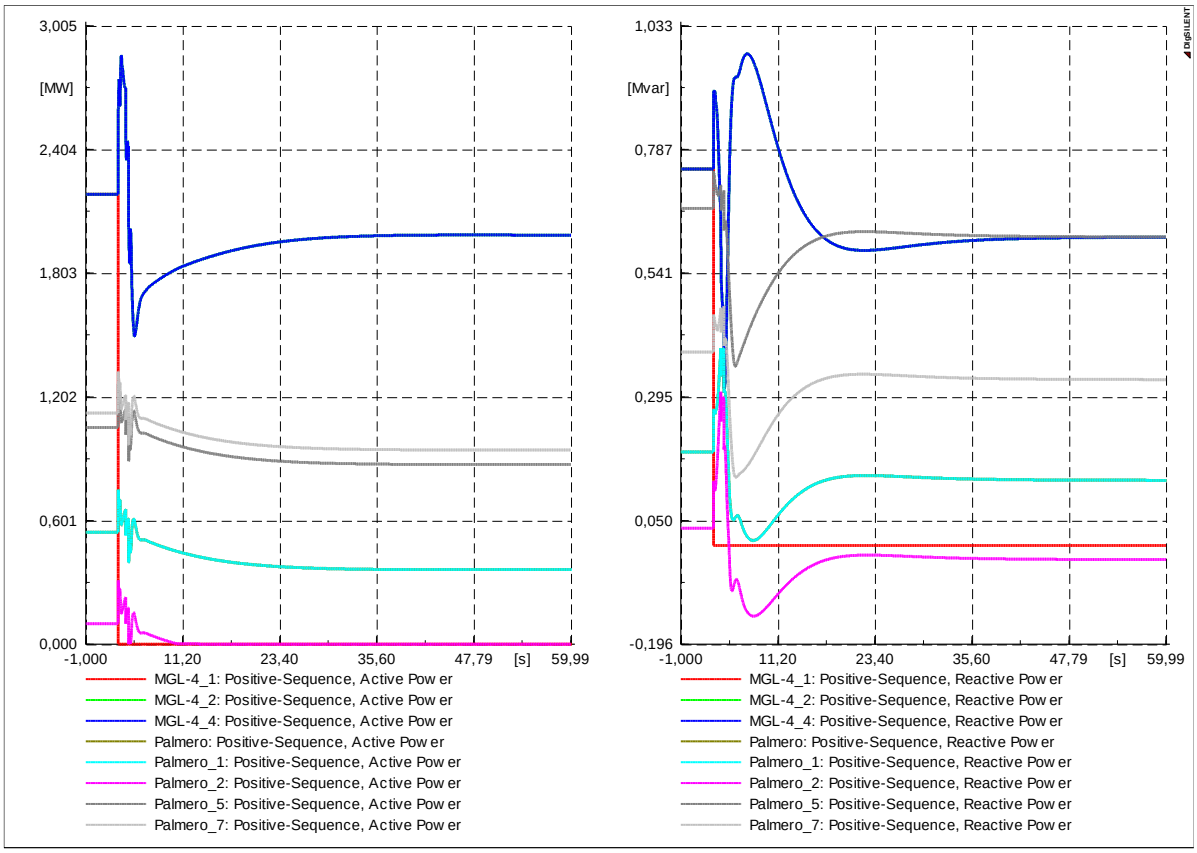


Figura 117: Comportamiento dinámico de la Potencia Activa de las unidades de generación (izquierda) y la Potencia Reactiva (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad MGL-4_1 del SM de Puerto Natales en el escenario de demanda máxima del año 2022.

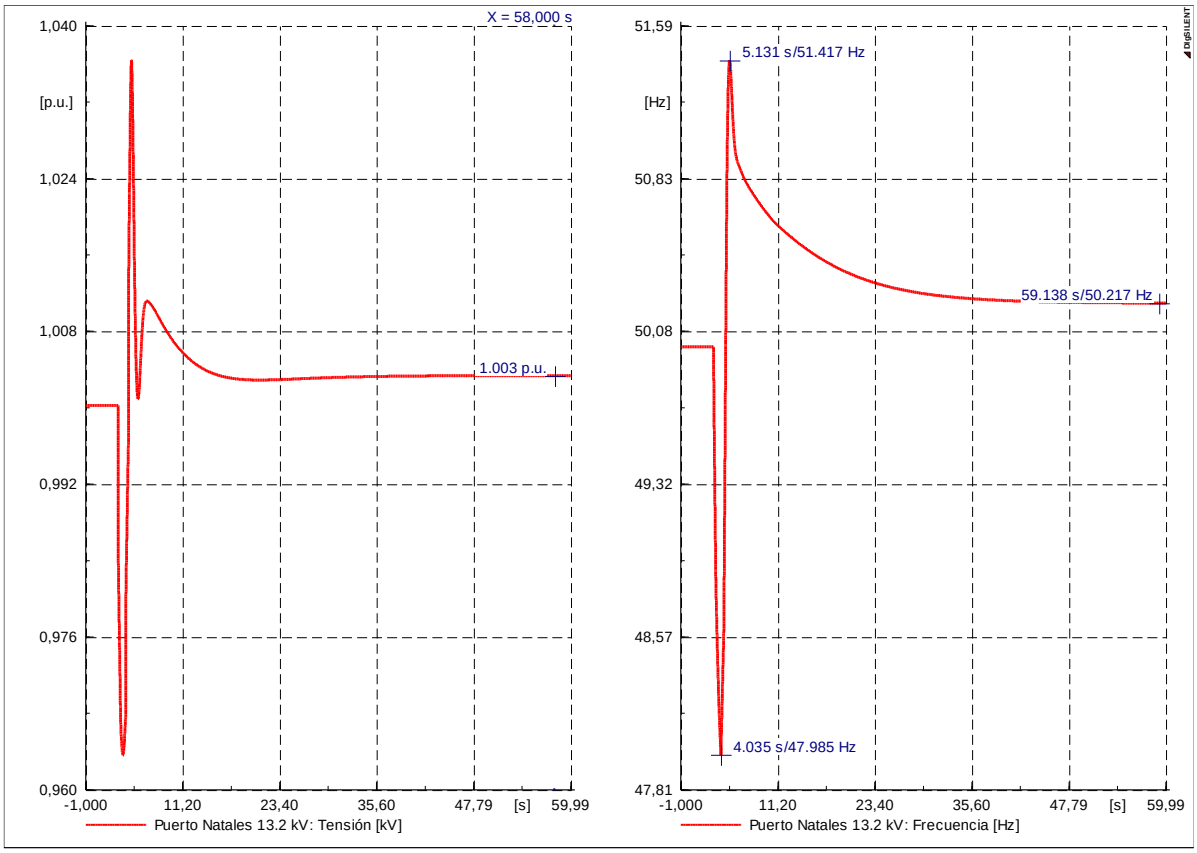


Figura 118: Comportamiento dinámico de la tensión (izquierda) y la frecuencia (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad MGL-4_1 del SM de Puerto Natales en el escenario de demanda máxima del año 2022.

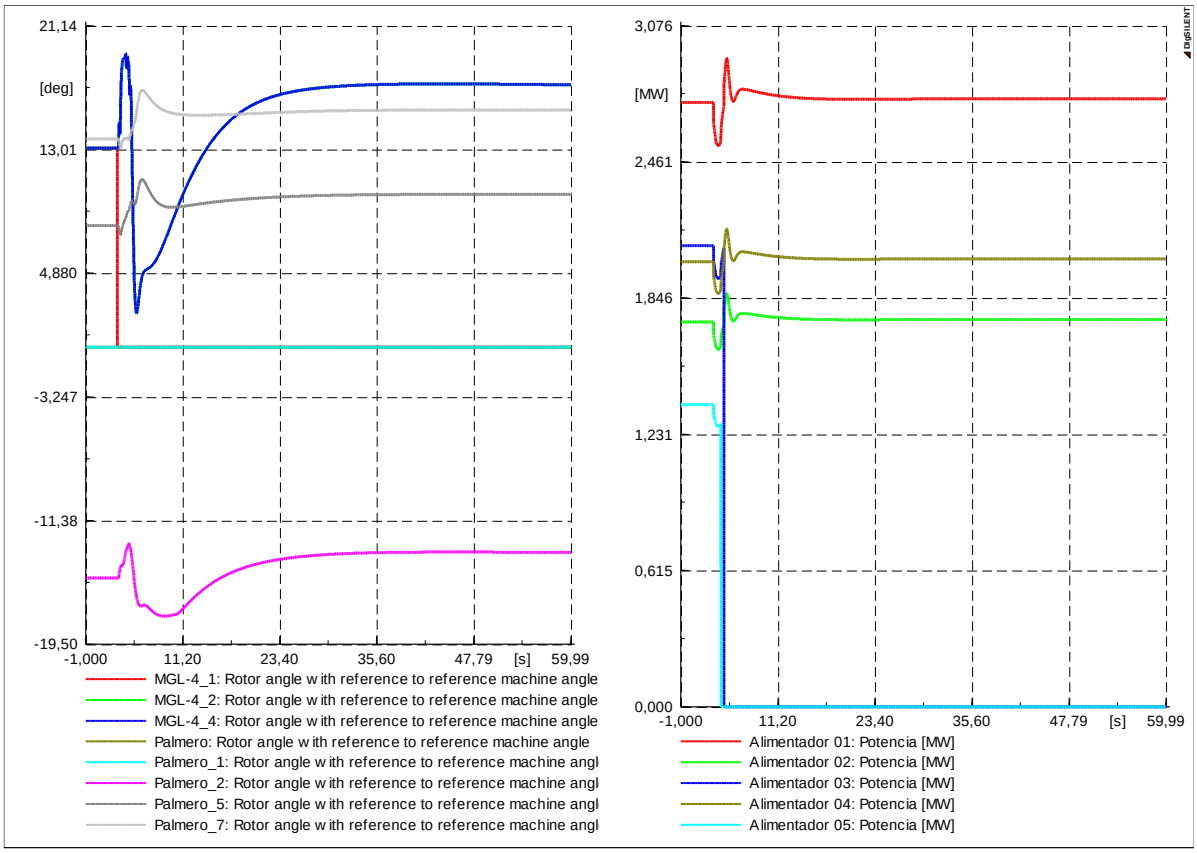


Figura 119: Comportamiento dinámico del ángulo del rotor de las unidades de generación (izquierda) y demandas sujetas a EDAC (derecha), frente a la desconexión intempestiva de la unidad MGL-4_1 del SM de Puerto Natales en el escenario de demanda máxima del año 2022.

31.4.3 Análisis dinámico para el SM de Porvenir

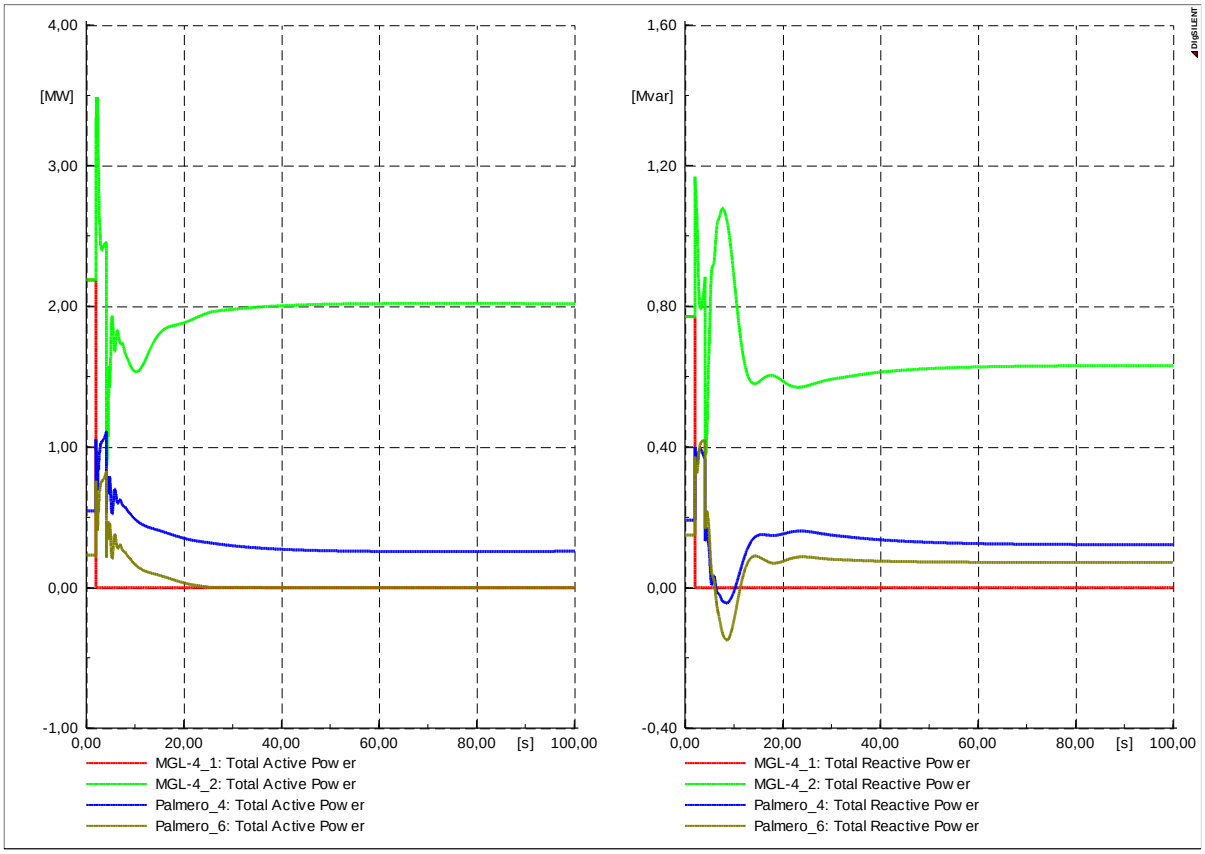


Figura 120: Comportamiento dinámico de la Potencia Activa de las unidades de generación (izquierda) y la Potencia Reactiva (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad MGL-4_1 del SM de Porvenir en el escenario de demanda máxima del año 2019.

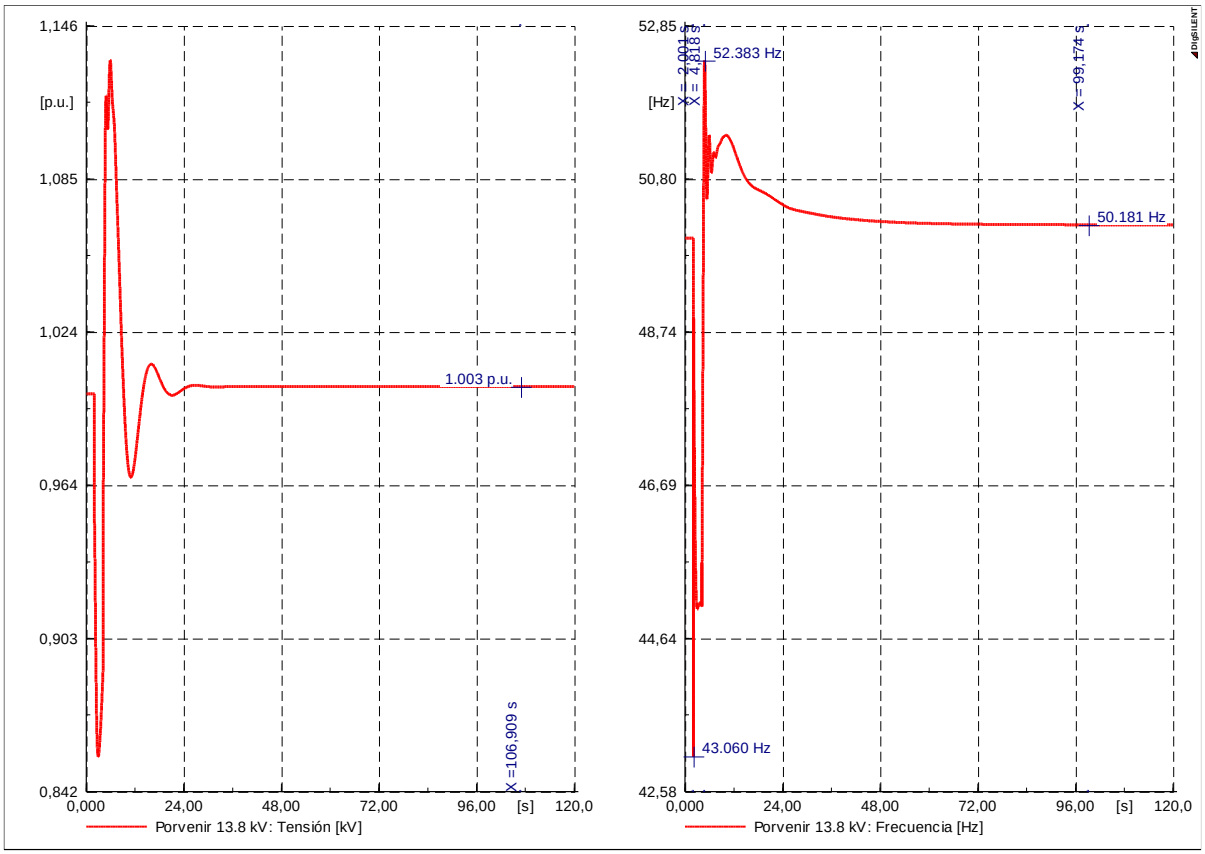


Figura 121: Comportamiento dinámico de la tensión (izquierda) y la frecuencia (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad MGL-4_1 del SM de Porvenir en el escenario de demanda máxima del año 2019.

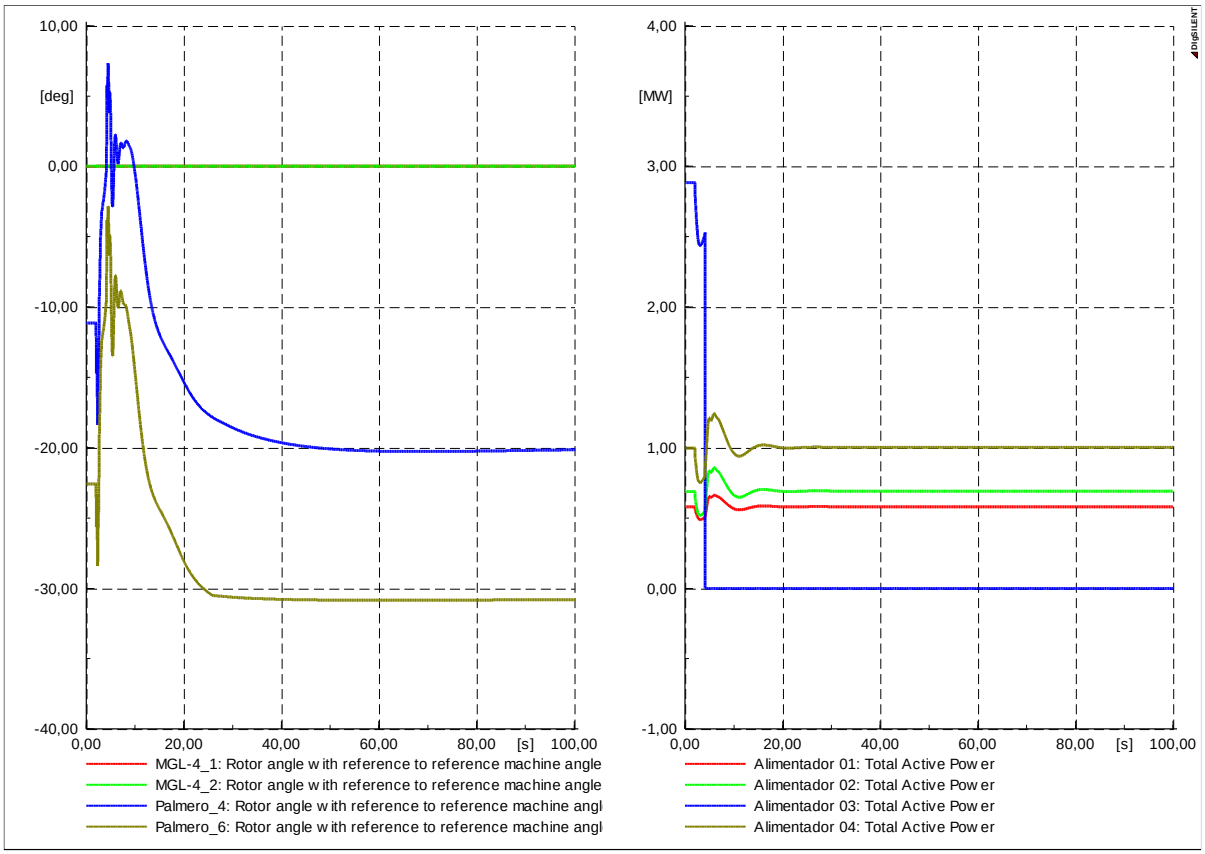


Figura 122: Comportamiento dinámico del ángulo del rotor de las unidades de generación (izquierda) y demandas sujetas a EDAC (derecha), frente a la desconexión intempestiva de la unidad MGL-4_1 del SM de Porvenir en el escenario de demanda máxima del año 2019.

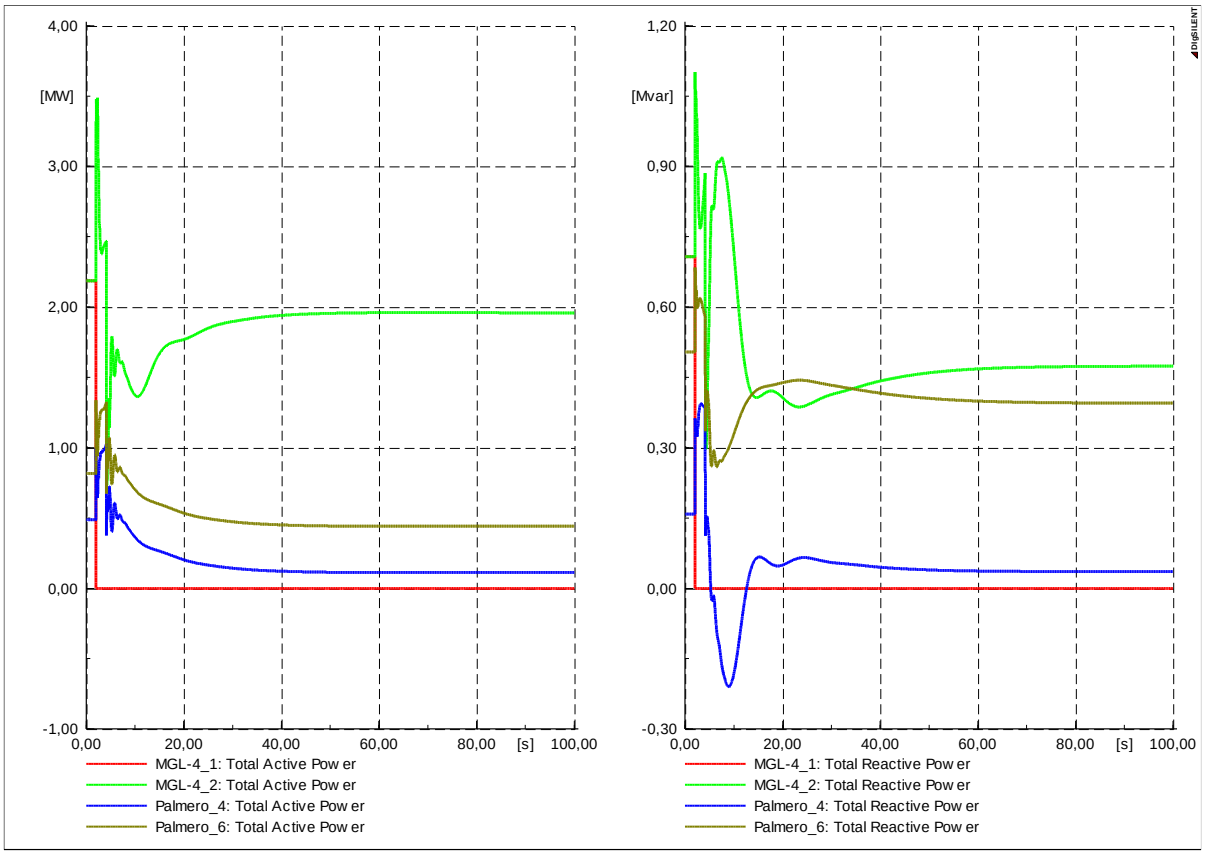


Figura 123: Comportamiento dinámico de la Potencia Activa de las unidades de generación (izquierda) y la Potencia Reactiva (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad MGL-4_1 del SM de Porvenir en el escenario de demanda máxima del año 2022.

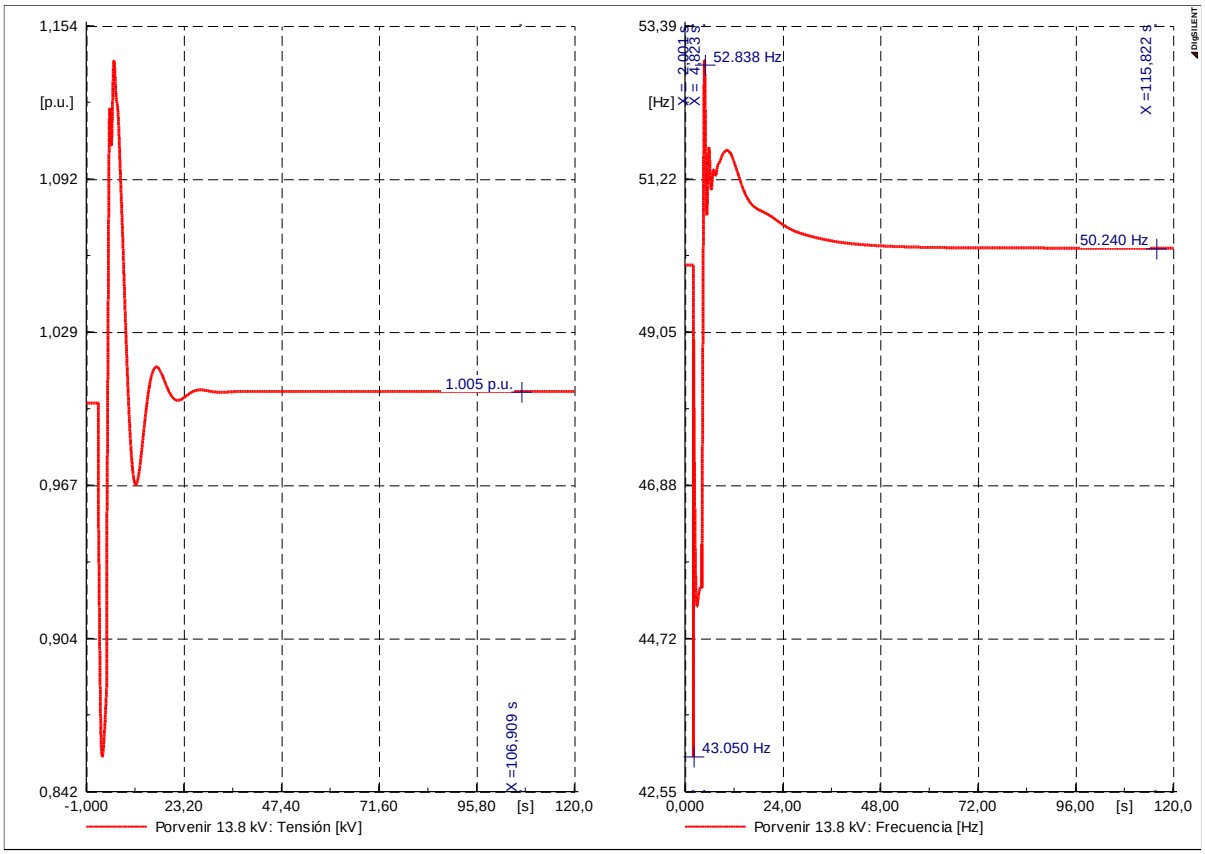


Figura 124: Comportamiento dinámico de la tensión (izquierda) y la frecuencia (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad MGL-4_1 del SM de Porvenir en el escenario de demanda máxima del año 2022.

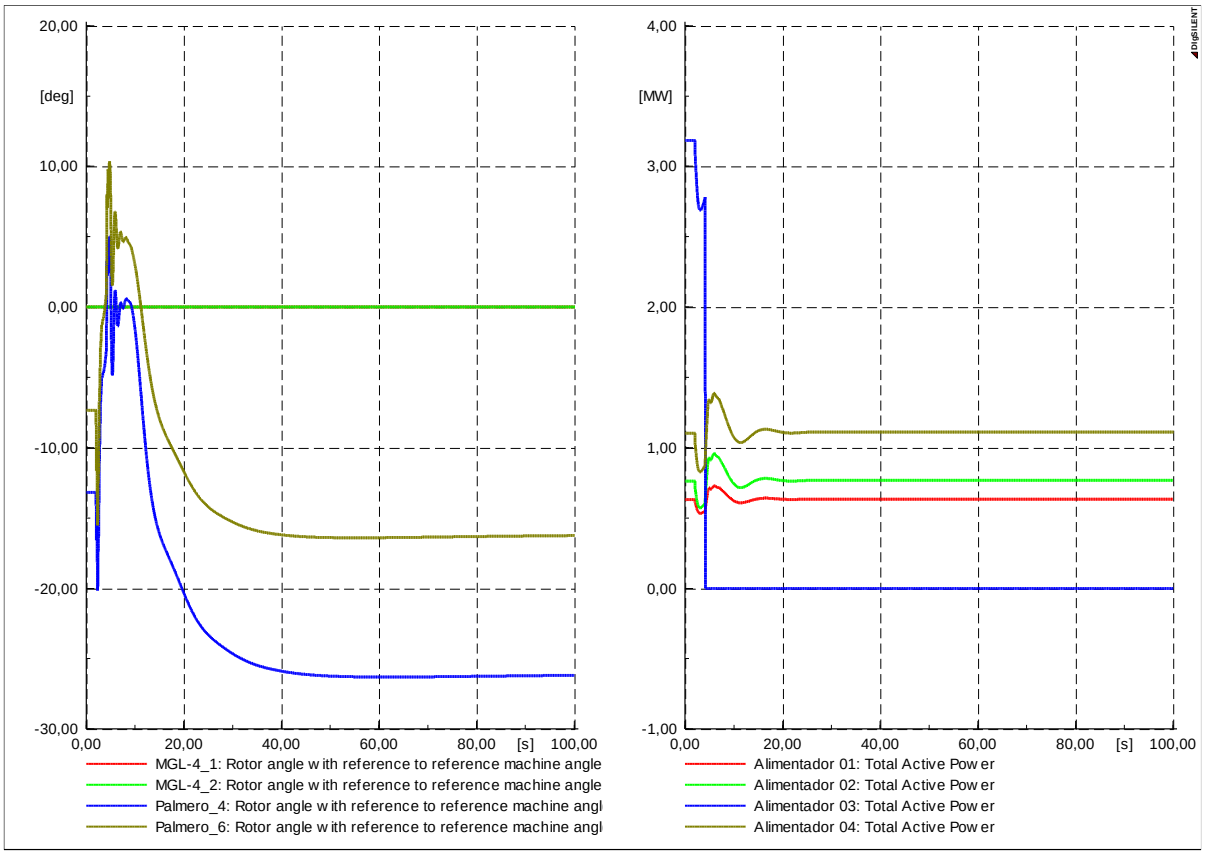


Figura 125: Comportamiento dinámico del ángulo del rotor de las unidades de generación (izquierda) y demandas sujetas a EDAC (derecha), frente a la desconexión intempestiva de la unidad MGL-4_1 del SM de Porvenir en el escenario de demanda máxima del año 2022.

31.4.4 Análisis dinámico para el SM de Puerto Williams

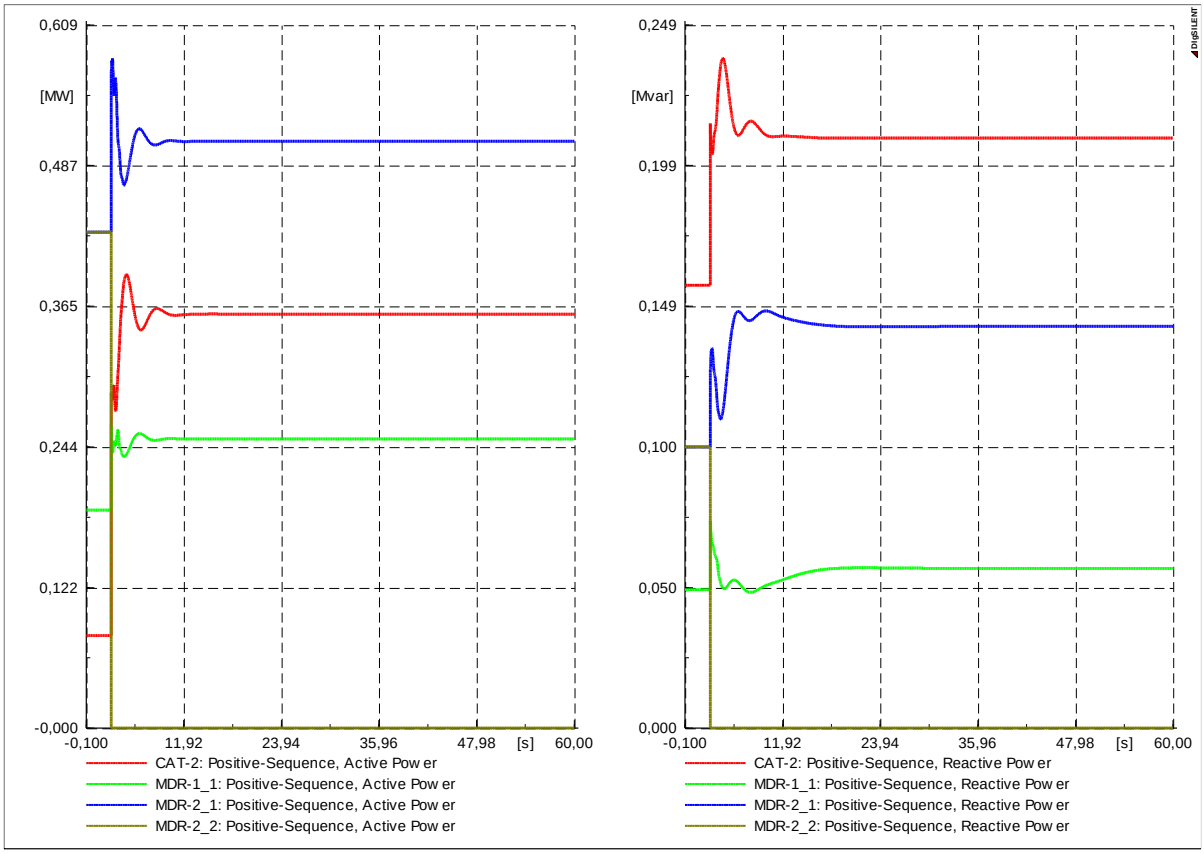


Figura 126: Comportamiento dinámico de la Potencia Activa de las unidades de generación (izquierda) y la Potencia Reactiva (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad MDR-2_2 del SM de Puerto Williams en el escenario de demanda máxima del año 2019.

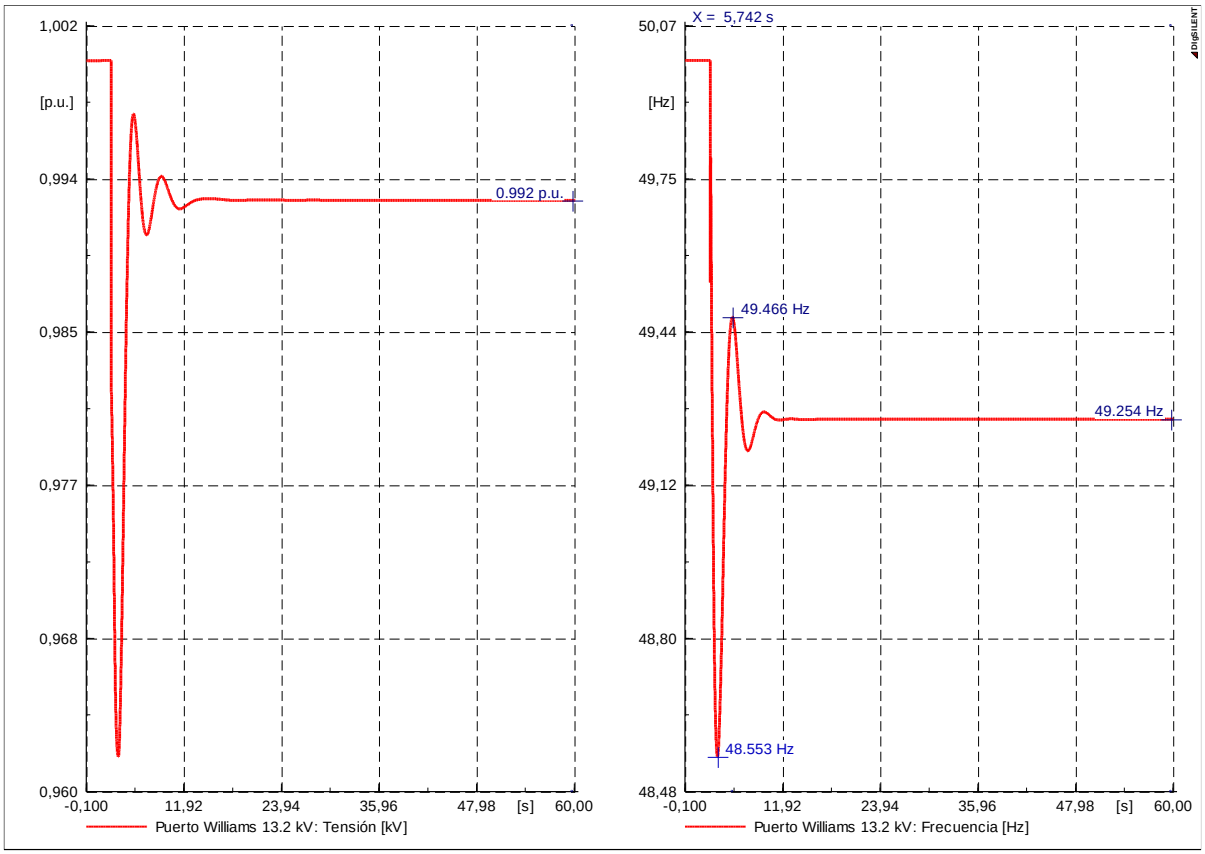


Figura 127: Comportamiento dinámico de la tensión (izquierda) y la frecuencia (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad MDR-2_2 del SM de Puerto Williams en el escenario de demanda máxima del año 2019.

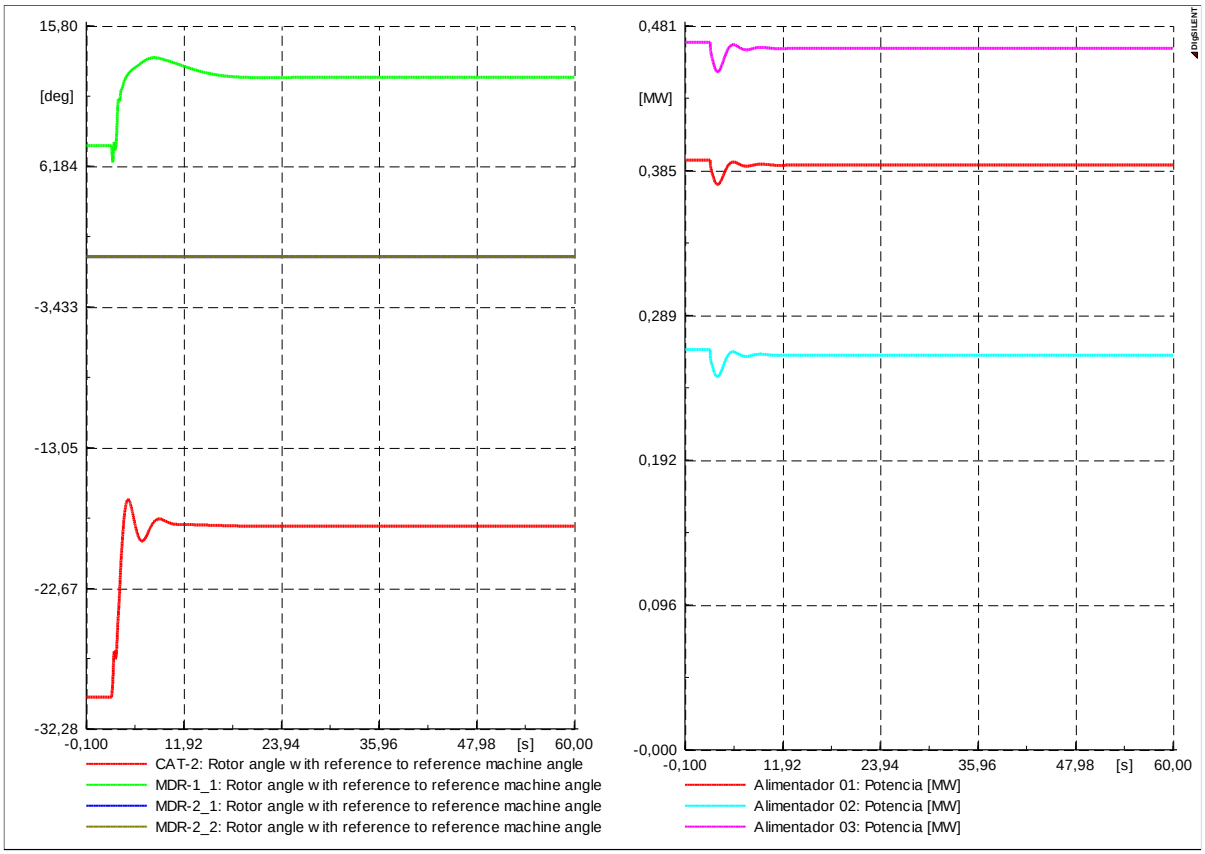


Figura 128: Comportamiento dinámico del ángulo del rotor de las unidades de generación (izquierda) y demandas sujetas a EDAC (derecha), frente a la desconexión intempestiva de la unidad MDR-2_2 del SM de Puerto Natales en el escenario de demanda máxima del año 2019.

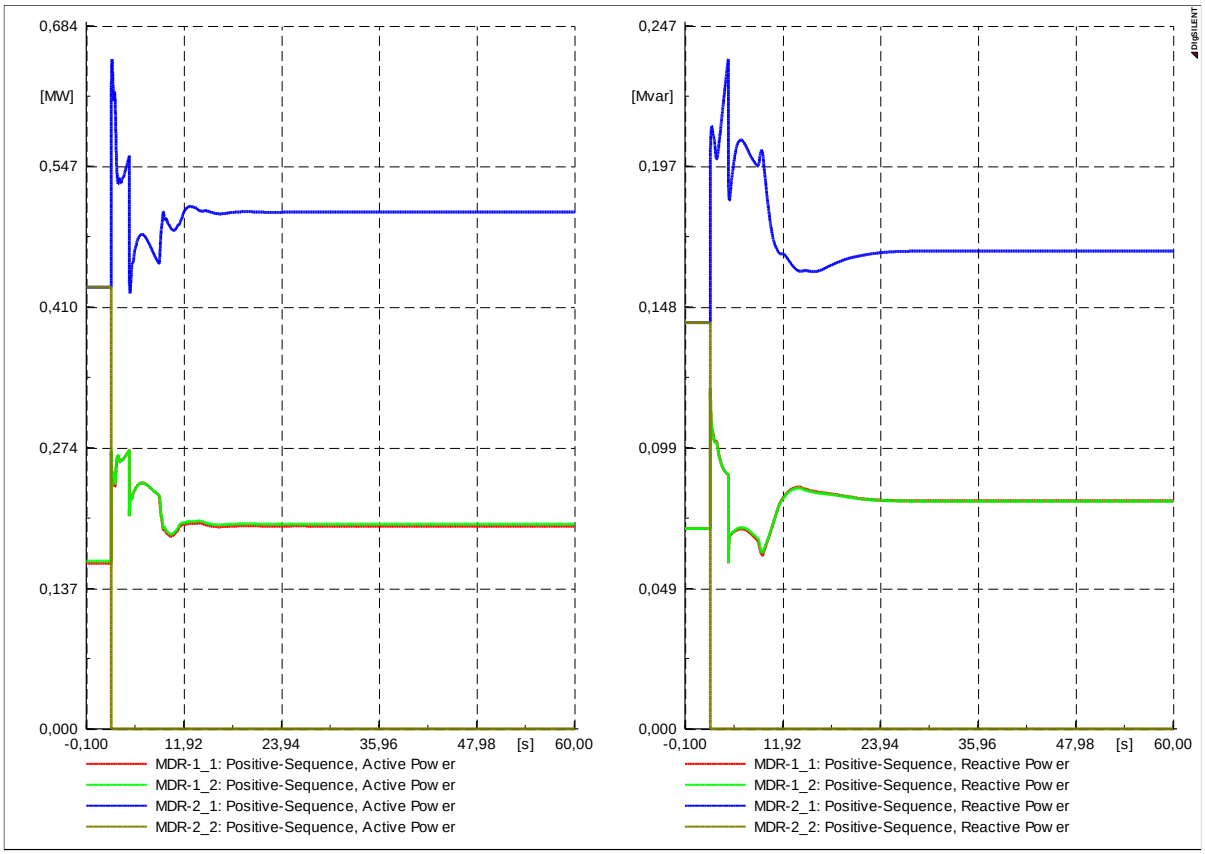


Figura 129: Comportamiento dinámico de la Potencia Activa de las unidades de generación (izquierda) y la Potencia Reactiva (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad MDR-2_2 del SM de Puerto Williams en el escenario de demanda máxima del año 2020.

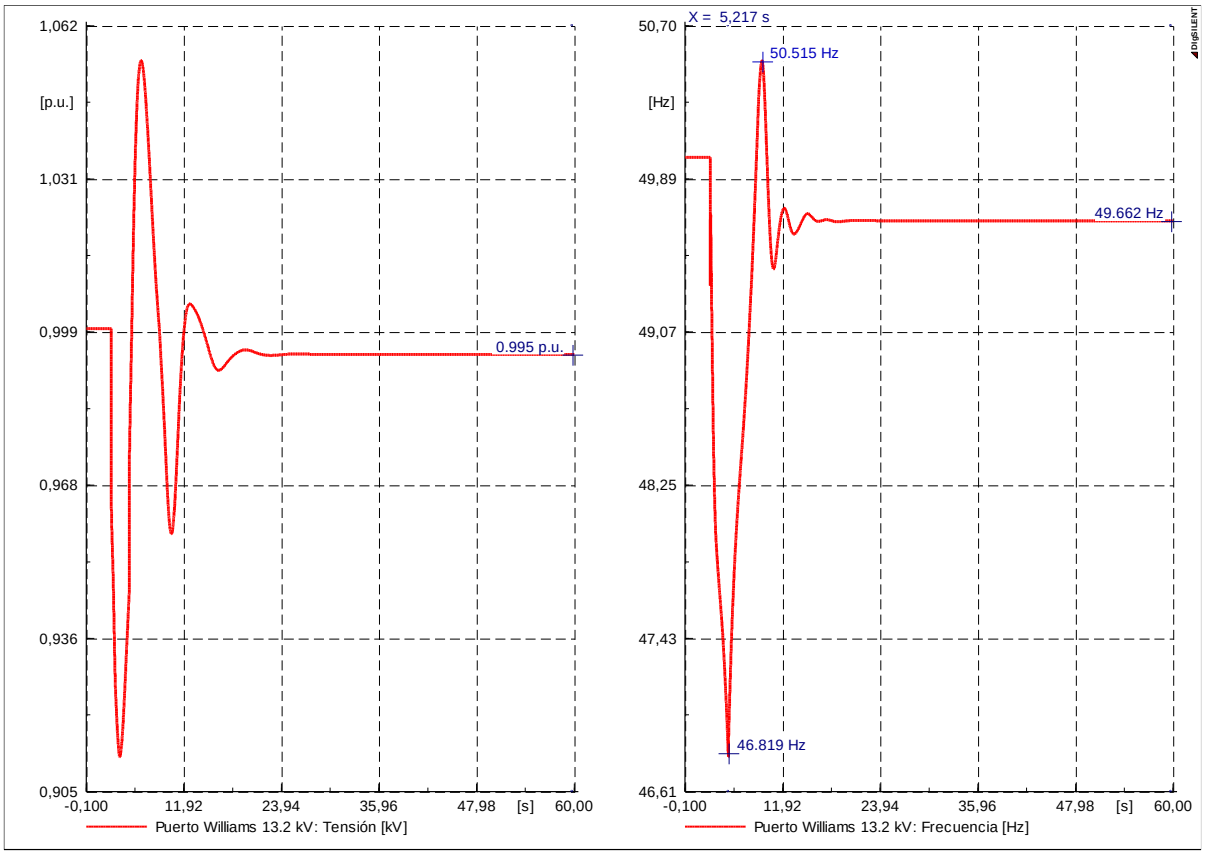


Figura 130: Comportamiento dinámico de la tensión (izquierda) y la frecuencia (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad MDR-2_2 del SM de Puerto Williams en el escenario de demanda máxima del año 2020.

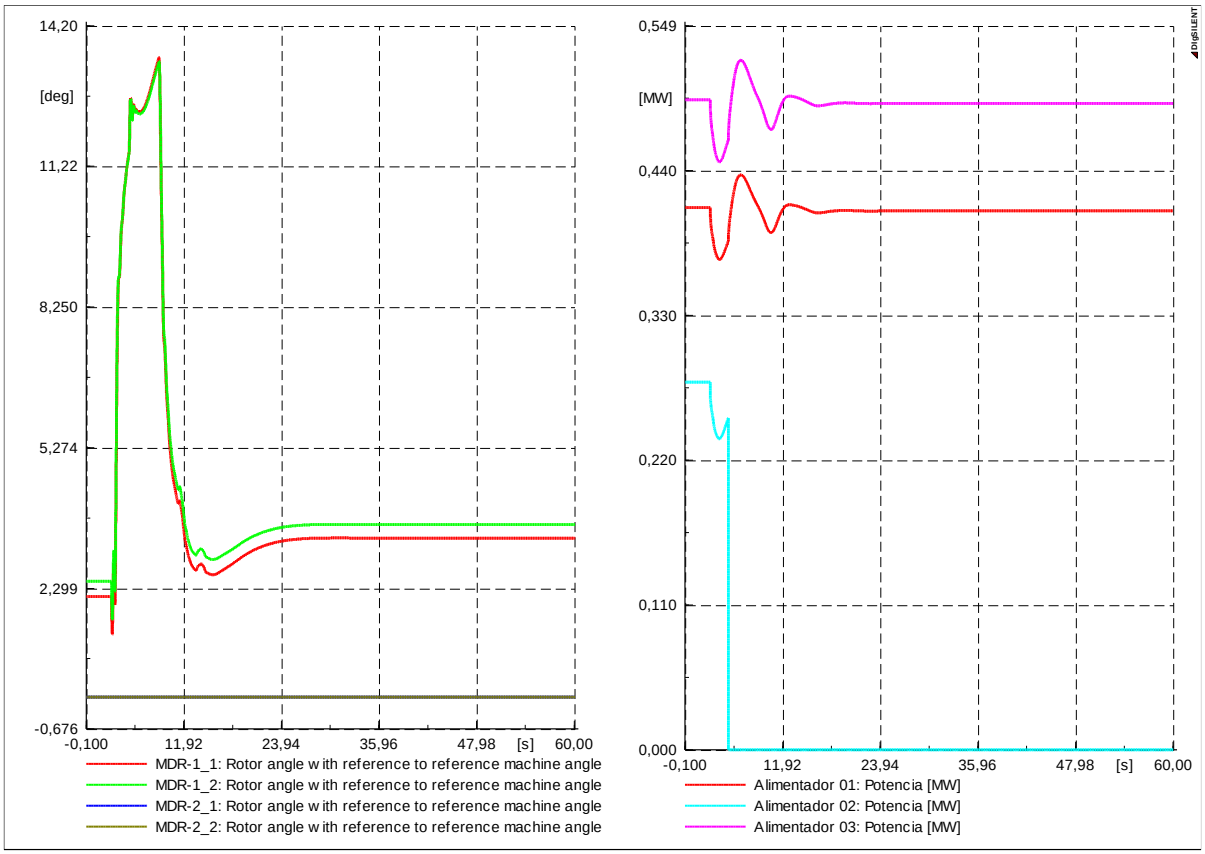


Figura 131: Comportamiento dinámico del ángulo del rotor de las unidades de generación (izquierda) y demandas sujetas a EDAC (derecha), frente a la desconexión intempestiva de la unidad MDR-2_2 del SM de Puerto Williams en el escenario de demanda máxima del año 2020.

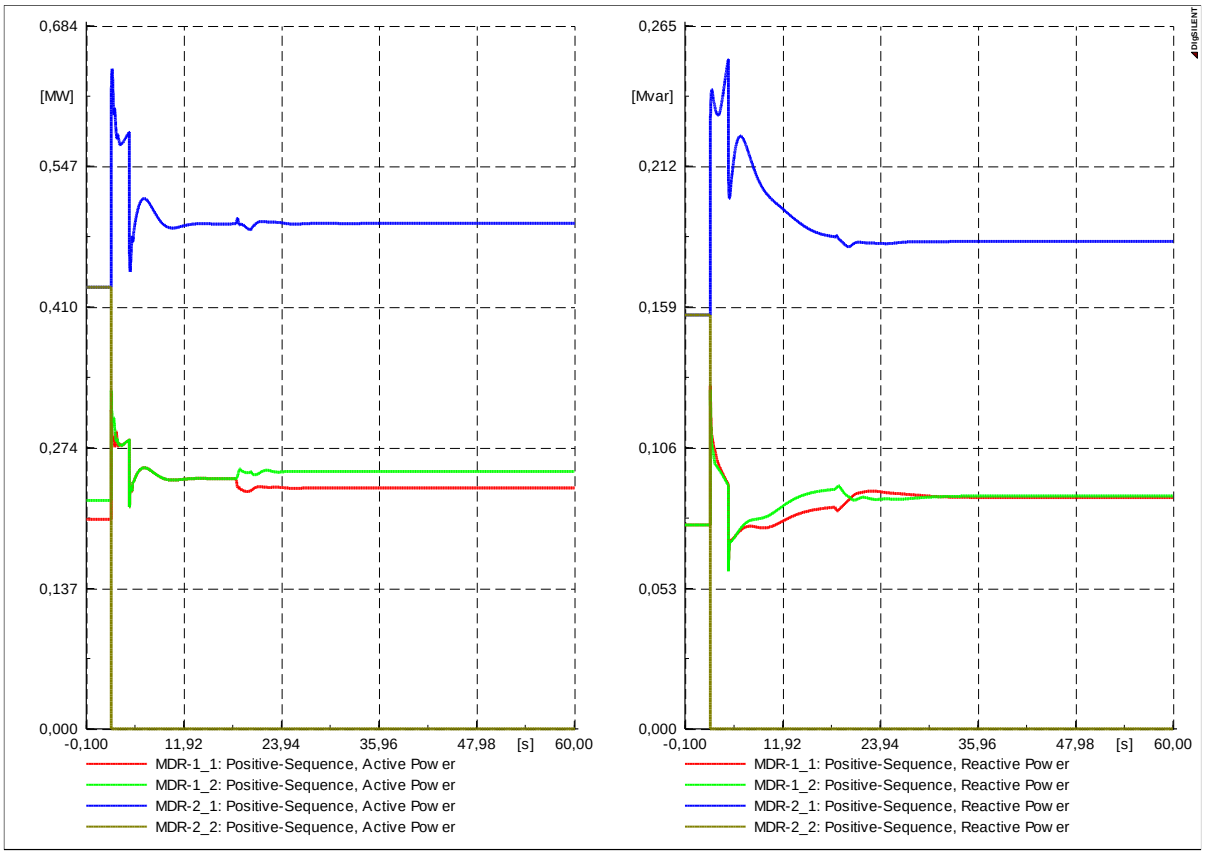


Figura 132: Comportamiento dinámico de la Potencia Activa de las unidades de generación (izquierda) y la Potencia Reactiva (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad MDR-2_2 del SM de Puerto Williams en el escenario de demanda máxima del año 2022.

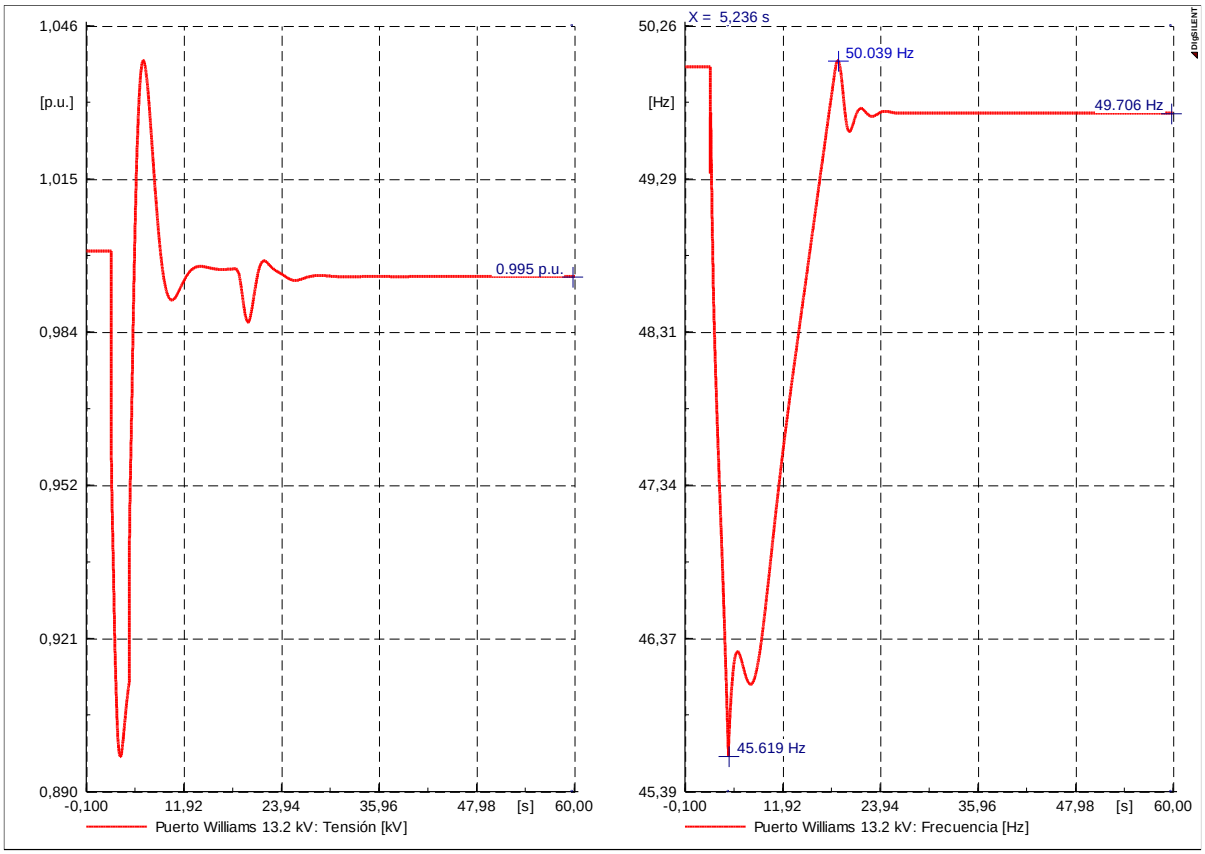


Figura 133: Comportamiento dinámico de la tensión (izquierda) y la frecuencia (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad MDR-2_2 del SM de Puerto Williams en el escenario de demanda máxima del año 2022.

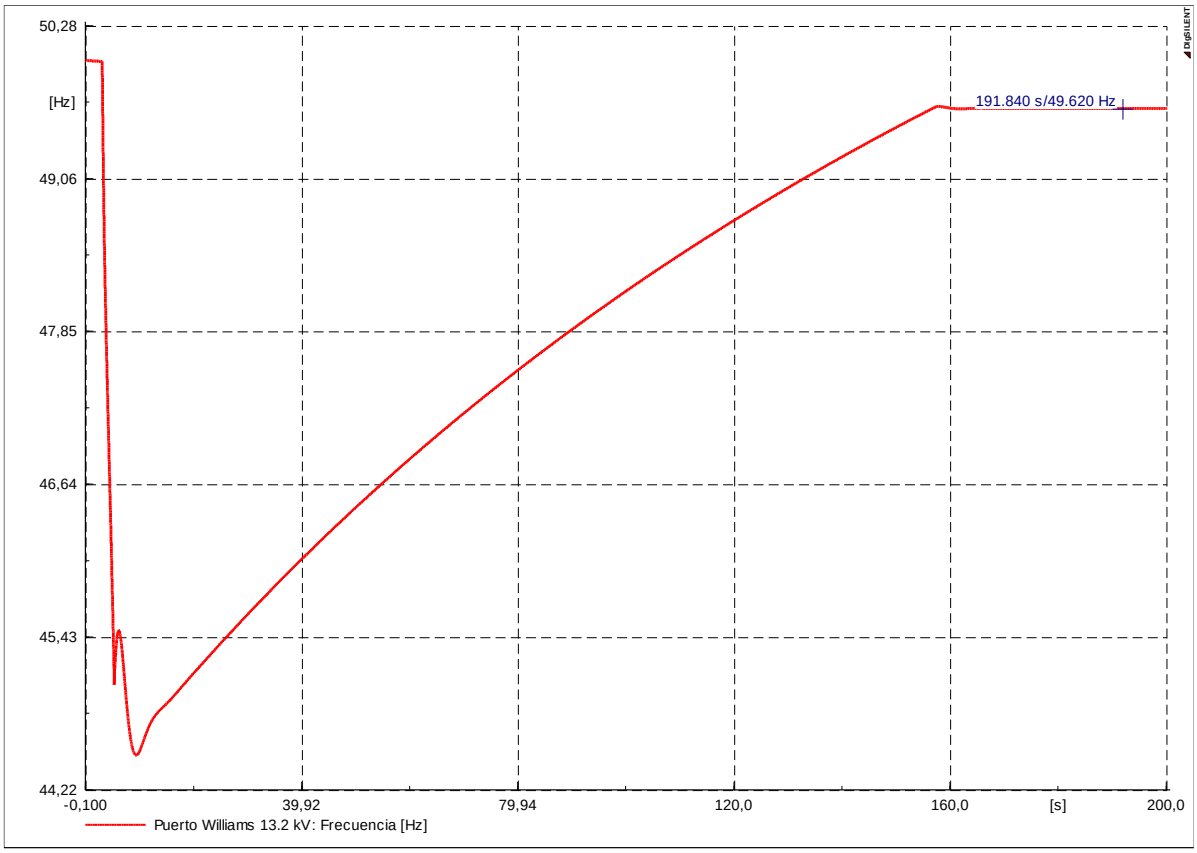


Figura 134: Comportamiento dinámico de la frecuencia simulada durante 200 segundos, frente a la desconexión intempestiva de la unidad MDR-2_2 del SM de Puerto Williams en el escenario de demanda máxima del año 2022.

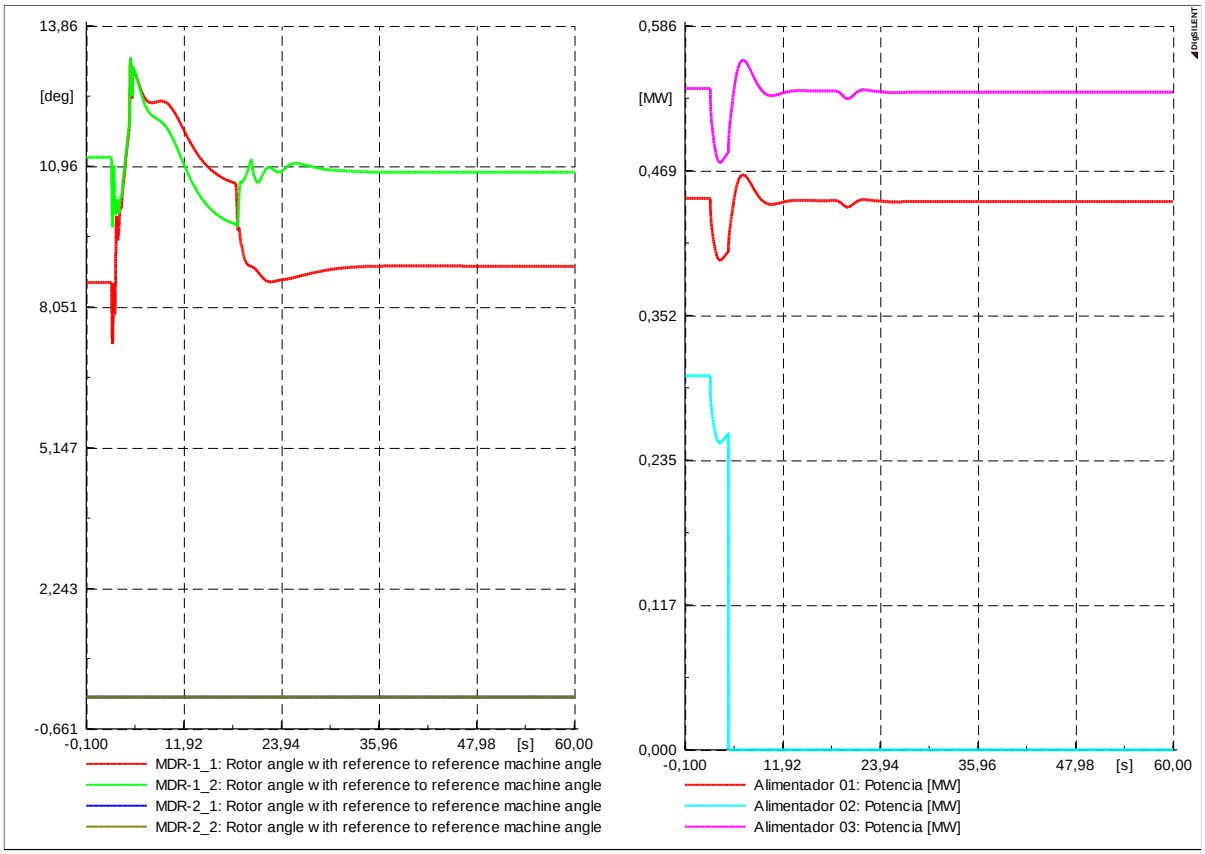


Figura 135: Comportamiento dinámico del ángulo del rotor de las unidades de generación (izquierda) y demandas sujetas a EDAC (derecha), frente a la desconexión intempestiva de la unidad MDR-2_2 del SM de Puerto Williams en el escenario de demanda máxima del año 2022.

aa

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.

31.1 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[31] 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 Edelmag, 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.

[31] 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 al procedimiento que establezca la norma técnica.

31.2 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 Edelmag; 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:

$$\boldsymbol{CTLPG = \left(\sum_{t=1}^{T} \frac{[AVIG_t + COMAG_t]}{(1+r)^t}\right) \cdot \left(\frac{r \cdot (1+r)^t}{(1+r)^t - 1}\right)} \qquad \textbf{(32-1)}$$

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 las instalaciones de generación, en US$/año.

$AVIG_t$: Anualidad[32] 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.

[32] 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[33] determinado para el año t de acuerdo al 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:

$$\boldsymbol{CTLPL} = \left(\sum_{t=1}^{T} \frac{[\boldsymbol{AVIL_t}+\boldsymbol{COMAL_t}]}{(1+r)^t}\right) \cdot \left(\frac{r \cdot (1+r)^t}{(1+r)^t - 1}\right) \qquad \textbf{(32-2)}$$

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 las instalaciones de transmisión, en US$/año.

$AVIL_t$: Anualidad[32] 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[33] determinado para el año t de acuerdo al 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:

$$CTLP = CTLPG + CTLPL \qquad \textbf{(32-3)}$$

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.

[33] 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.

32.1 Costo Total de Largo Plazo en el Sistema de Punta Arenas

Se determinaron las anualidades de inversión y costos anuales tanto fijos como variables de operación de generación en Punta Arenas. En la Tabla 284 se exponen de manera agregada las principales componentes de costos.

Tabla 284: Anualidades de inversión y costos de generación en Punta Arenas

Año	Unidad	2019	2020	2021	2022
		1	2	3	4
Anualidad Inversiones Generación	US$/año	6.075.857	6.245.696	6.245.696	8.158.234
Anualidad Infraestructura Generación	US$/año	671.204	671.204	679.250	679.250
Costo Fijo de Generación	US$/año	4.307.924	4.341.400	4.361.258	4.676.675
Costo Variable de Generación	US$/año	15.012.380	15.204.523	15.417.881	14.424.732
Anualidad Total	US$/año	26.067.365	26.462.823	26.704.086	27.938.891

De la tabla siguiente se desprende que el valor actual de las inversiones y costos asociados al área de generación de la empresa es:

Valor Actual de Generación [US$]	84.713.519

Del valor actual de generación se obtiene que el Costo Total de Largo Plazo de generación es:

CTLPG [US$/año]	26.724.642

Adicionalmente, se determinaron las anualidades de inversión y costos anuales tanto fijos como variables de operación de transmisión en Punta Arenas. En la Tabla 285 se exponen de manera agregada las principales componentes de costos. Cumpliendo con lo establecido en las Bases del Estudio, se presentan los costos fijos y variables valorizados a finales de cada periodo.

Tabla 285: Anualidades de inversión y costos de transmisión en Punta Arenas

Año	Unidad	2019	2020	2021	2022
		1	2	3	4
Anualidad Inversiones Transmisión	US$/año	1.815.451	1.815.451	1.815.451	1.815.451
Anualidad Infraestructura Transmisión	US$/año	184.373	184.373	186.583	186.583
Costo Fijo de Transmisión	US$/año	1.183.345	1.192.540	1.197.995	1.284.637
Anualidad Total	US$/año	3.183.169	3.192.365	3.200.030	3.286.672

De la siguiente tabla se desprende que el valor actual de las inversiones y costos asociados al área de transmisión de la empresa es:

Valor Actual de Transmisión [US$]	10.181.179

Del valor actual de transmisión se obtiene que el Costo Total de Largo Plazo en transmisión es:

CTLPL [US$/año]	3.211.865

32.2 Costo Total de Largo Plazo en el Sistema de Puerto Natales

Se determinaron las anualidades de inversión y costos anuales tanto fijos como variables de operación de generación en Puerto Natales. En la Tabla 286 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.

Tabla 286: Anualidades de inversión y costos de generación en Puerto Natales

Año	Unidad	2019	2020	2021	2022
		1	2	3	4
Anualidad Inversiones Generación	US$/año	1.400.974	1.400.974	1.503.798	1.658.462
Anualidad Infraestructura Generación	US$/año	296.884	296.884	297.702	301.860
Costo Fijo de Generación	US$/año	925.254	930.549	935.280	953.488
Costo Variable de Generación	US$/año	2.602.298	2.836.128	3.081.192	3.104.175
Anualidad Total	US$/año	5.225.410	5.464.536	5.817.972	6.017.986

De la siguiente tabla se desprende que el valor actual de las inversiones y costos asociados al área de generación de la empresa es:

Valor Actual de Generación [US$]	17.748.012

Del valor actual de generación se obtiene que el Costo Total de Largo Plazo de generación es:

CTLPG [US$/año]	5.598.980

Adicionalmente, se determinaron las anualidades de inversión y costos anuales tanto fijos como variables de operación de transmisión en Puerto Natales. En la Tabla 287 se exponen de manera agregada las principales componentes de costos. Cumpliendo con lo establecido en las bases, se presentan los costos fijos y variables valorizados a finales de cada periodo.

Tabla 287: Anualidades de inversión y costos de transmisión en Puerto Natales

Año	Unidad	2019	2020	2021	2022
		1	2	3	4
Anualidad Inversiones Transmisión	US$/año	48.683	48.683	48.683	48.683
Anualidad Infraestructura Transmisión	US$/año	9.760	9.760	9.787	9.924
Costo Fijo de Transmisión	US$/año	30.418	30.592	30.748	31.347
Anualidad Total	US$/año	88.862	89.036	89.218	89.954

De la siguiente tabla se desprende que el valor actual de las inversiones y costos asociados al área de transmisión de la empresa es:

Valor Actual de Transmisión [US$]	282.837

Del valor actual de transmisión se obtiene que el Costo Total de Largo Plazo de transmisión es:

CTLPL [US$/año]	89.227

32.3 Costo Total de Largo Plazo en el Sistema de Porvenir

Se determinaron las anualidades de inversión y costos anuales tanto fijos como variables de operación de generación en Porvenir. En la Tabla 288 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.

Tabla 288: Anualidades de inversión y costos de generación en Porvenir

Año	Unidad	2019	2020	2021	2022
		1	2	3	4
Anualidad Inversiones Generación	US$/año	1.070.472	1.070.472	1.070.472	1.070.472
Anualidad Infraestructura Generación	US$/año	139.651	139.651	140.356	140.356
Costo Fijo de Generación	US$/año	802.236	806.100	809.553	822.844
Costo Variable de Generación	US$/año	1.647.235	1.746.996	1.843.320	1.953.182
Anualidad Total	US$/año	3.659.594	3.763.218	3.863.701	3.986.854

De la tabla siguiente se desprende que el valor actual de las inversiones y costos asociados al área de generación de la empresa es:

Valor Actual de Generación [US$]	12.062.932

Del valor actual de generación se obtiene que el Costo Total de Largo Plazo de generación es:

CTLPG [US$/año]	3.805.503

Adicionalmente, se determinaron las anualidades de inversión y costos anuales tanto fijos como variables de operación de transmisión en Porvenir; cumpliendo con lo establecido en las Bases del Estudio, en la Tabla 289 se presentan los costos fijos y variables valorizados a finales de cada periodo.

Tabla 289: Anualidades de inversión y costos de transmisión en Porvenir

Año	Unidad	2019	2020	2021	2022
		1	2	3	4
Anualidad Inversiones Transmisión	US$/año	29.762	29.762	29.762	29.762
Anualidad Infraestructura Transmisión	US$/año	3.883	3.883	3.902	3.902
Costo Fijo de Transmisión	US$/año	22.304	22.411	22.507	22.877
Anualidad Total	US$/año	55.948	56.056	56.171	56.541

De la tabla siguiente se desprende que el valor actual de las inversiones y costos asociados al área de transmisión de la empresa es:

Valor Actual de Transmisión [US$]	178.009

Del valor actual de transmisión se obtiene que el Costo Total de Largo Plazo de transmisión es:

CTLPL [US$/año]	56.157

32.4 Costo Total de Largo Plazo en el Sistema de Puerto Williams

Se determinaron las anualidades de inversión y costos anuales tanto fijos como variables de operación de generación en Puerto Williams. En la Tabla 290 se exponen de manera agregada los principales componentes de costos. Cumpliendo con lo establecido en las Bases del Estudio, se presentan los costos fijos y variables valorizados a finales de cada periodo.

Tabla 290: Anualidades de inversión y costos de generación en Puerto Williams

Año	Unidad	2019	2020	2021	2022
		1	2	3	4
Anualidad Inversiones Generación	US$/año	165.506	181.334	181.334	181.334
Anualidad Infraestructura Generación	US$/año	88.645	88.645	89.288	89.288
Costo Fijo de Generación	US$/año	386.602	387.436	388.177	391.194
Costo Variable de Generación	US$/año	957.028	1.023.128	1.085.692	1.144.413
Anualidad Total	US$/año	1.597.780	1.680.543	1.744.491	1.806.230

De la tabla siguiente se desprende que el valor actual de las inversiones y costos asociados al área de generación de la empresa es:

Valor Actual de Generación [US$]	5.385.747

Del valor actual de generación se obtiene que Costo Total de Largo plazo de generación es:

CTLPG [US$/año]	1.699.046

Adicionalmente, se determinaron las anualidades de inversión y costos anuales tanto fijos como variables de operación de transmisión en Puerto Williams. En la Tabla 291 se exponen de manera agregada los principales componentes de costos. Cumpliendo con lo establecido en las bases, se presentan los costos fijos y variables valorizados a finales de cada periodo.

Tabla 291: Anualidades de inversión y costos de transmisión en Puerto Williams

Año	Unidad	2019	2020	2021	2022
		1	2	3	4
Anualidad Inversiones Transmisión	US$/año	19.456	19.456	19.456	19.456
Anualidad Infraestructura Transmisión	US$/año	9.755	9.755	9.826	9.826
Costo Fijo de Transmisión	US$/año	42.546	42.638	42.719	43.051
Anualidad Total	US$/año	71.758	71.850	72.002	72.334

De la tabla siguiente se desprende que el valor actual de las inversiones y costos asociados al área de transmisión de la empresa es:

Valor Actual de Transmisión [US$]	228.116

Del valor actual de transmisión se obtiene que el Costo Total de Largo Plazo de transmisión es:

CTLPL [US$/año]	71.964

33 ANEXO: FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

De acuerdo a lo indicado en las Bases de Estudio, se identificaron las fórmulas de indexación para:

- Costo Incremental de Desarrollo (CID) de los sistemas de Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir
- Costo Total de Largo Plazo (CTLP) de los sistemas de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams

31.2 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 Edelmag 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 a 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 Edelmag.

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:

$$\text{A.V.I} = \sum_{\text{i}} \text{Componente de Costo}_{\text{i}} \cdot \left[\frac{IND_i(t)}{IND_i(0)} \right] \qquad \textbf{(33-1)}$$

$$COMA = \sum_{\text{i}} \text{Componente de Costo}_{\text{i}} \cdot \left[\frac{IND_i(t)}{IND_i(0)} \right] \qquad \textbf{(33-2)}$$

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.

31.3 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 Gas puesto en Magallanes (PGas)
- Precio del Diésel puesto en Magallanes (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:

- IPC: Instituto Nacional de Estadísticas de Chile [34].
- PPI: Bureau of Labour Statistics – U.S. Department of Labour [35].

31.4 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[36]:

$$\frac{Vctlp(i)}{Vctlp(0)} = \left[\%\boldsymbol{IPC} \times \frac{IPC(i)}{IPC(0)} + \%\boldsymbol{Pdiesel} \times \frac{Pdiesel(i)}{Pdiesel(0)} + \%\boldsymbol{Pgas} \times \frac{Pgas(i)}{Pgas(0)}\right] + \left[\%\boldsymbol{PPI} \times \frac{PPI(i)}{PPI(0)}\right] \times \left[\frac{1+TAX(i)}{1+TAX(0)}\right] \times \frac{Pdolar(i)}{Pdolar(0)} + \%\boldsymbol{DOL} \times \frac{Pdolar(i)}{Pdolar(0)} \quad \textbf{(33-3)}$$

Los componentes de costos expresados en moneda extranjera son convertidos a variación en pesos por medio de la relación (Pdolar(i)/Pdolar(0))

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.

31.5 Indexación del Costo Incremental de Desarrollo

De acuerdo al 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

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

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

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

relación con inversiones, dejando todo lo referido a costos fijos y de operación a la fórmula de indexación del precio de la energía. A continuación se presentan los resultados para cada uno de los sistemas.

31.5.1 Sistema de Punta Arenas

En la Tabla 292 se presenta el análisis de la estructura de costos del valor presente tanto de generación como transmisión de las inversiones proyectadas en el Plan de Expansión Óptimo en Punta Arenas. Adicionalmente, se muestra el peso relativo que tiene cada índice de la indexación en los ítems en que se realizó la apertura.

Tabla 292: Análisis de Estructura de Costos del Valor Presente de Generación - Transmisión

VP	Total	Local	IPC	Extranjero	PPI
VP Generación					
Equipos y Materiales	32,0%	0%	0%	100%	100%
Flete	1,5%	100%	100%	0%	
Seguro	0,6%	100%	100%	0%	
Transporte a SSMM	0,0%	100%	100%	0%	
Montaje Mecánico	2,0%	100%	100%	0%	
Montaje Eléctrico	1,9%	100%	100%	0%	
Obras Civiles	1,2%	100%	100%	0%	
Ingeniería	0,4%	100%	100%	0%	
Puesta en Marcha	2,5%	100%	100%	0%	
Gastos Generales	3,7%	100%	100%	0%	
Intereses Intercalarios	3,1%	100%	100%	0%	
Infraestructura	0,0%	100%	100%	0%	
Total	**48,9%**				
VP Transmisión					
Equipos y Materiales	2,1%	0%	0%	100%	100%
Flete a Bodega	0,1%	100%	100%	0%	
Bodegaje	0,1%	100%	100%	0%	
Flete a Obra	0,0%	100%	100%	0%	
Montaje	0,2%	100%	100%	0%	
Ingeniería	0,2%	100%	100%	0%	
Gastos Generales	0,1%	100%	100%	0%	
Intereses Intercalarios	0,1%	100%	100%	0%	
Bienes Intangibles	0,1%	100%	100%	0%	
Capital de Explotación	0,0%	100%	100%	0%	
Infraestructura	0,0%	100%	100%	0%	
Total	**2,9%**				
% de indexación			**17,8%**		**34,1%**

Tomando en cuenta lo anterior, en la Tabla 293 se muestra la estructura de la fórmula de indexación del precio de la potencia en Punta Arenas para el CID.

Tabla 293: Estructura de la Fórmula de Indexación de la potencia en Punta Arenas para el CID

Formula Indexación Potencia CID PA	
IPC - Nacional	**0,34379**
PPI - Externo	**0,65621**

Por otro lado, en la Tabla 294 se presenta el análisis de la estructura de operación, administración y mantenimiento tanto de generación como transmisión del plan de expansión óptimo del sistema de Punta Arenas. Dichos componentes de costos guardan relación, de acuerdo a lo explicado anteriormente, con el precio de la energía y su respectiva fórmula de indexación.

Tabla 294: Análisis de Estructura de Costos de Operación, Mantenimiento y Administración

COMA	Total	Local	P. Gas	P. Diesel	IPC	Dólar	Extranjero	PPI
CV Combustible								
Generación Diesel	0,000%	100%		100%			0%	
Generación Gas	26,1%	100%	100%				0%	
Impuesto Verde	1,7%					100%		
Total	**27,9%**							
CV No Combustible								
Mano de obra	1,6%	100%			100%		0%	
Materiales	4,9%	0%					100%	100%
Total	**6,5%**							
CF Directo								
Administrativos y Corporativos	0,10%	100%			100%		0%	
Arriendos	0,12%	100%			100%		0%	
Asesorías	1,16%	100%			100%		0%	
Capacitación	0,03%	100%			100%		0%	
Contribuciones	0,05%	100%			100%		0%	
Costos de Tecnologías de Información	0,98%	100%			100%		0%	
Facturación a Clientes	0,00%	100%			100%		0%	
Fletes	0,09%	100%			100%		0%	
Gastos Plantel	0,35%	100%			100%		0%	
Impuestos, Patentes y Trámites	0,13%	100%			100%		0%	
Mantenimiento Edificios	0,38%	100%			100%		0%	
Materiales*	0,51%	100%			100%		0%	
RSE y Comunicaciones	0,09%	100%			100%		0%	
Seguros Maquinarias y Edificios	0,30%	100%			100%		0%	
Mantenimiento Vehículos	0,12%	100%			100%		0%	
Vigilancia	0,22%	100%			100%		0%	
Directorio	0,09%	100%			100%		0%	
Respaldo Diesel	0,14%	100%			100%		0%	
Personal	4,33%	100%			100%		0%	
Total	**9,2%**							
CF Indirecto								
Administrativos y Corporativos	0,04%	100%			100%		0%	
Arriendos	0,05%	100%			100%		0%	
Asesorías	0,66%	100%			100%		0%	
Capacitación	0,01%	100%			100%		0%	
Contribuciones	0,02%	100%			100%		0%	
Costos de Tecnologías de Información	0,35%	100%			100%		0%	
Facturación a Clientes	0,00%	100%			100%		0%	
Fletes	0,04%	100%			100%		0%	
Gastos Plantel	0,12%	100%			100%		0%	
Impuestos, Patentes y Trámites	0,04%	100%			100%		0%	
Mantenimiento Edificios	0,13%	100%			100%		0%	
Materiales*	0,23%	100%			100%		0%	
RSE y Comunicaciones	0,04%	100%			100%		0%	
Seguros Maquinarias y Edificios	0,14%	100%			100%		0%	
Mantenimiento Vehículos	0,05%	100%			100%		0%	
Vigilancia	0,22%	100%			100%		0%	
Directorio	0,04%	100%			100%		0%	
Respaldo Diesel	0,14%	100%			100%		0%	
Personal	2,26%	100%			100%		0%	
Total	**4,6%**							
Total General	**100,0%**							
% de indexación			**26,1%**	**0,0%**	**15,4%**	**1,75%**		**4,9%**

De acuerdo a lo anterior en la Tabla 295, se presenta la estructura de la fórmula de indexación planteada para la componente de la energía del Costo Incremental de desarrollo del sistema de Punta Arenas.

Tabla 295: Estructura de la Fórmula de Indexación de la energía en Punta Arenas para el CID

Formula Indexación Energía CID PA	
IPC - Nacional	0,31991
P. Gas - Nacional	0,54262
Dol	0,03635
PPI - Externo	0,10112

31.5.2 Sistema de Puerto Natales

En la Tabla 296 se presenta el análisis de la estructura de costos del valor presente tanto de generación como transmisión de las inversiones proyectadas en el Plan de Expansión Óptimo en Puerto Natales. Adicionalmente, se muestra el peso relativo que tiene cada índice de la indexación en los ítems en que se realizó la apertura.

Tabla 296: Análisis de la Estructura de Costos del Valor Presente de Generación - Transmisión

VP	Total	Local	IPC	Extranjero	PPI
VP Generación					
Equipos y Materiales	9,0%	0%		100%	100%
Flete	0,4%	100%	100%	0%	
Seguro	0,2%	100%	100%	0%	
Transporte a SSMM	0,1%	100%	100%	0%	
Montaje Mecánico	0,6%	100%	100%	0%	
Montaje Eléctrico	1,2%	100%	100%	0%	
Obras Civiles	0,7%	100%	100%	0%	
Ingeniería	0,2%	100%	100%	0%	
Puesta en Marcha	0,6%	100%	100%	0%	
Gastos Generales	1,2%	100%	100%	0%	
Intereses Intercalarios	1,2%	100%	100%	0%	
Infraestructura	0,0%	100%	100%	0%	
Total	**15,4%**				
VP Transmisión					
Equipos y Materiales	0,0%	0%	100%	100%	100%
Flete a Bodega	0,0%	100%	100%	0%	
Bodegaje	0,0%	100%	100%	0%	
Flete a Obra	0,0%	100%	100%	0%	
Montaje	0,0%	100%	100%	0%	
Ingeniería	0,0%	100%	100%	0%	
Gastos Generales	0,0%	100%	100%	0%	
Intereses Intercalarios	0,0%	100%	100%	0%	
Bienes Intangibles	0,0%	100%	100%	0%	
Capital de Explotación	0,0%	100%	100%	0%	
Infraestructura	0,0%	100%	100%	0%	
Total	**0,0%**				
% de indexación			**6,3%**		**9,0%**

Tomando en cuenta lo anterior, en la Tabla 297 se muestra la estructura de la fórmula de indexación del precio de la potencia en Puerto Natales para el CID.

Tabla 297: Estructura de la Fórmula de Indexación de la potencia en Puerto Natales para el CID

Formula Indexación Potencia CID PN	
IPC - Nacional	0,41235
PPI - Externo	0,58765

Por otro lado, en la Tabla 298 se presenta el análisis de la estructura de costos de operación, administración y mantenimiento tanto de generación como transmisión del plan de expansión óptimo del sistema de Puerto Natales. Dichos componentes de costos guardan relación, de acuerdo a lo señalado anteriormente, con el precio de la energía y su respectiva fórmula de indexación.

Tabla 298: Análisis de Estructura de Costos del Costo de Operación, Mantenimiento y Administración

COMA	Total	Local	P. Gas	P. Diesel	IPC	Extranjero	PPI
CV Combustible							
Generación Diesel	1,4%	100%		100%		0%	
Generación Gas	43,5%	100%	100%			0%	
Total	**44,9%**						
CV No Combustible							
Mano de obra	4,9%	100%			100%	0%	
Materiales	14,8%	0%				100%	100%
Total	**19,8%**						
CF Directo							
Administrativos y Corporativos	0,14%	100%			100%	0%	
Arriendos	0,17%	100%			100%	0%	
Asesorías	1,68%	100%			100%	0%	
Capacitación	0,04%	100%			100%	0%	
Contribuciones	0,07%	100%			100%	0%	
Costos de Tecnologías de Información	1,42%	100%			100%	0%	
Facturación a Clientes	0,00%	100%			100%	0%	
Fletes	0,13%	100%			100%	0%	
Gastos Plantel	0,50%	100%			100%	0%	
Impuestos, Patentes y Trámites	0,18%	100%			100%	0%	
Mantenimiento Edificios	0,55%	100%			100%	0%	
Materiales*	0,73%	100%			100%	0%	
RSE y Comunicaciones	0,13%	100%			100%	0%	
Seguros Maquinarias y Edificios	0,44%	100%			100%	0%	
Mantenimiento Vehículos	0,17%	100%			100%	0%	
Vigilancia	0,31%	100%			100%	0%	
Directorio	0,12%	100%			100%	0%	
Respaldo Diesel	0,20%	100%			100%	0%	
Personal	6,26%	100%			100%	0%	
Total	**13,3%**						
CF Indirecto							
Administrativos y Corporativos	0,06%	100%			100%	0%	
Arriendos	0,08%	100%			100%	0%	
Asesorías	0,96%	100%			100%	0%	
Capacitación	0,01%	100%			100%	0%	
Contribuciones	0,03%	100%			100%	0%	
Costos de Tecnologías de Información	0,50%	100%			100%	0%	
Facturación a Clientes	0,00%	100%			100%	0%	
Fletes	0,06%	100%			100%	0%	
Gastos Plantel	0,18%	100%			100%	0%	
Impuestos, Patentes y Trámites	0,06%	100%			100%	0%	
Mantenimiento Edificios	0,19%	100%			100%	0%	
Materiales*	0,33%	100%			100%	0%	
RSE y Comunicaciones	0,06%	100%			100%	0%	
Seguros Maquinarias y Edificios	0,20%	100%			100%	0%	
Mantenimiento Vehículos	0,07%	100%			100%	0%	
Vigilancia	0,31%	100%			100%	0%	
Directorio	0,06%	100%			100%	0%	
Respaldo Diesel	0,20%	100%			100%	0%	
Personal	3,27%	100%			100%	0%	
Total	**6,6%**						
Total General	**100,0%**						
% de indexación			**43,5%**	**1,4%**	**24,9%**		**14,8%**

De acuerdo a lo anterior, en la Tabla 299 se presenta la estructura de la fórmula de indexación planteada para la componente de energía del Costo Incremental de Desarrollo del sistema de Puerto Natales.

Tabla 299: Estructura de la Fórmula de Indexación de la energía en Puerto Natales para el CID

Formula Indexación Energía CID PN	
IPC - Nacional	0,29374
P. Gas - Nacional	0,51407
P. Diesel - Nacional	0,01680
PPI - Externo	0,17540

31.5.3 Sistema de Porvenir

En la Tabla 300 se presenta el análisis de la estructura de costos del valor presente tanto de generación como transmisión de las inversiones proyectadas en el Plan de Expansión Óptimo en Porvenir. Además, se muestra el peso relativo que tiene cada índice de la indexación en los ítems en que se realizó la apertura.

Tabla 300: Análisis de Estructura de Costos del Valor Presente de Generación - Transmisión

VP	Total	Local	IPC	Extranjero	PPI
VP Generación					
Equipos y Materiales	5,6%	0%	0%	100%	100%
Flete	0,3%	100%	100%	0%	
Seguro	0,1%	100%	100%	0%	
Transporte a SSMM	0,2%	100%	100%	0%	
Montaje Mecánico	0,6%	100%	100%	0%	
Montaje Eléctrico	1,0%	100%	100%	0%	
Obras Civiles	0,7%	100%	100%	0%	
Ingeniería	0,2%	100%	100%	0%	
Puesta en Marcha	0,4%	100%	100%	0%	
Gastos Generales	1,0%	100%	100%	0%	
Intereses Intercalarios	0,8%	100%	100%	0%	
Infraestructura	0,0%	100%	100%	0%	
Total	**10,9%**				
VP Transmisión					
Equipos y Materiales	0,0%	0%	0%	100%	100%
Flete a Bodega	0,0%	100%	100%	0%	
Bodegaje	0,0%	100%	100%	0%	
Flete a Obra	0,0%	100%	100%	0%	
Montaje	0,0%	100%	100%	0%	
Ingeniería	0,0%	100%	100%	0%	
Gastos Generales	0,0%	100%	100%	0%	
Intereses Intercalarios	0,0%	100%	100%	0%	
Bienes Intangibles	0,0%	100%	100%		
Capital de Explotación	0,0%	100%	100%		
Infraestructura	0,0%	100%	100%	0%	
Total	**0,0%**				
% de indexación			**5,3%**		**5,6%**

Tomando en cuenta lo anterior, en la Tabla 301 se muestra la estructura de la fórmula de indexación de la potencia en Porvenir para el CID.

Tabla 301: Estructura de la Fórmula de Indexación de la potencia en Porvenir para el CID

Formula Indexación Potencia CID PO	
IPC - Nacional	0,49022
PPI - Externo	0,50978

Por otro lado, en la Tabla 302 se presenta el análisis de la estructura del costo de operación, administración y mantenimiento tanto de generación como transmisión del plan de expansión óptimo del sistema de Porvenir. Dichos componentes de costos guardan relación, de acuerdo a lo explicado anteriormente, con el precio de la energía y su respectiva fórmula de indexación.

Tabla 302: Análisis de Estructura de Costos del Costo de Operación, Mantenimiento y Administración.

COMA	Total	Local	P. Gas	P. Diesel	IPC	Extranjero	PPI
CV Combustible							
Generación Diesel	10,5%	100%		100%		0%	
Generación Gas	34,7%	100%	100%			0%	
Total	**45,2%**						
CV No Combustible							
Mano de obra	5,1%	100%			100%	0%	
Materiales	15,4%	0%				100%	100%
Total	**20,6%**						
CF Directo							
Administrativos y Corporativos	0,17%	100%			100%	0%	
Arriendos	0,20%	100%			100%	0%	
Asesorías	1,97%	100%			100%	0%	
Capacitación	0,05%	100%			100%	0%	
Contribuciones	0,08%	100%			100%	0%	
Costos de Tecnologías de Información	1,67%	100%			100%	0%	
Facturación a Clientes	0,00%	100%			100%	0%	
Fletes	0,15%	100%			100%	0%	
Gastos Plantel	0,59%	100%			100%	0%	
Impuestos, Patentes y Trámites	0,21%	100%			100%	0%	
Mantenimiento Edificios	0,65%	100%			100%	0%	
Materiales*	0,86%	100%			100%	0%	
RSE y Comunicaciones	0,15%	100%			100%	0%	
Seguros Maquinarias y Edificios	0,51%	100%			100%	0%	
Mantenimiento Vehículos	0,20%	100%			100%	0%	
Vigilancia	0,37%	100%			100%	0%	
Directorio	0,15%	100%			100%	0%	
Respaldo Diesel	0,24%	100%			100%	0%	
Personal	7,34%	100%			100%	0%	
Total	**15,6%**						
CF Indirecto							
Administrativos y Corporativos	0,08%	100%			100%	0%	
Arriendos	0,09%	100%			100%	0%	
Asesorías	1,12%	100%			100%	0%	
Capacitación	0,02%	100%			100%	0%	
Contribuciones	0,04%	100%			100%	0%	
Costos de Tecnologías de Información	0,59%	100%			100%	0%	
Facturación a Clientes	0,00%	100%			100%	0%	
Fletes	0,07%	100%			100%	0%	
Gastos Plantel	0,21%	100%			100%	0%	
Impuestos, Patentes y Trámites	0,07%	100%			100%	0%	
Mantenimiento Edificios	0,22%	100%			100%	0%	
Materiales*	0,39%	100%			100%	0%	
RSE y Comunicaciones	0,07%	100%			100%	0%	
Seguros Maquinarias y Edificios	0,23%	100%			100%	0%	
Mantenimiento Vehículos	0,08%	100%			100%	0%	
Vigilancia	0,37%	100%			100%	0%	
Directorio	0,07%	100%			100%	0%	
Respaldo Diesel	0,24%	100%			100%	0%	
Personal	3,83%	100%			100%	0%	
Total	**7,8%**						
Total General	**100,0%**						
% de indexación			**34,7%**	**10,5%**	**28,5%**		**15,4%**

La Tabla 303 presenta la estructura de la fórmula de indexación planteada para la componente de la energía del Costo Incremental de Desarrollo del sistema de Porvenir.

Tabla 303: Estructura de la Fórmula de Indexación de la energía en Porvenir para el CID

Formula Indexación Energía CID PO	
IPC - Nacional	0,31967
P. Gas - Nacional	0,38951
P. Diesel - Nacional	0,11756
PPI - Externo	0,17327

31.1.1 Sistema de Puerto Williams

En la Tabla 304 se presenta el análisis de la estructura de costos del valor presente tanto de generación como transmisión de las inversiones proyectadas en el Plan de Expansión Óptimo en Puerto Williams. Además, se muestra el peso relativo que tiene cada índice de la indexación en los ítems en que se realizó la apertura.

Tabla 304: Análisis de Estructura de Costos del Valor Presente de Generación - Transmisión

VP	Total	Local	IPC	Extranjero	PPI
VP Generación					
Equipos y Materiales	1,6%	0%	0%	100%	100%
Flete	0,1%	100%	100%	0%	
Seguro	0,0%	100%	100%	0%	
Transporte a SSMM	0,3%	100%	100%	0%	
Montaje Mecánico	0,4%	100%	100%	0%	
Montaje Eléctrico	0,8%	100%	100%	0%	
Obras Civiles	0,7%	100%	100%	0%	
Ingeniería	0,1%	100%	100%	0%	
Puesta en Marcha	0,2%	100%	100%	0%	
Gastos Generales	0,6%	100%	100%	0%	
Intereses Intercalarios	0,2%	100%	100%	0%	
Infraestructura	0,0%	100%	100%	0%	
Total	**4,9%**				
VP Transmisión					
Equipos y Materiales	0,0%	100%	100%	100%	100%
Flete a Bodega	0,0%	100%	100%	0%	
Bodegaje	0,0%	100%	100%	0%	
Flete a Obra	0,0%	100%	100%	0%	
Montaje	0,0%	100%	100%	0%	
Ingeniería	0,0%	100%	100%	0%	
Gastos Generales	0,0%	100%	100%	0%	
Intereses Intercalarios	0,0%	100%	100%	0%	
Bienes Intangibles	0,0%	100%	100%	0%	
Capital de Explotación	0,0%	100%	100%	0%	
Infraestructura	0,0%	100%	100%	0%	
Total	**0,0%**				
% de indexación			**3,3%**		**1,6%**

Tomando en cuenta lo anterior, en la Tabla 301 se muestra la estructura de la fórmula de indexación de la potencia en Puerto Williams para el CID.

Tabla 305: Estructura de la Fórmula de Indexación de la potencia en Puerto Williams para el CID

Formula Indexación Potencia CID PW	
IPC - Nacional	0,66539
PPI - Externo	0,33461

Por otro lado, en la Tabla 306 se presenta el análisis de la estructura del costo de operación, administración y mantenimiento tanto de generación como transmisión del plan de expansión óptimo del sistema de Porvenir. Dichos componentes de costos guardan relación, de acuerdo a lo explicado anteriormente, con el precio de la energía y su respectiva fórmula de indexación.

Tabla 306: Análisis de Estructura de Costos del Costo de Operación, Mantenimiento y Administración.

COMA	Total	Local	P. Gas	P. Diesel	IPC	Extranjero	PPI
CV Combustible							
Generación Diesel	65,3%	100%		100%		0%	
Generación Gas	0,0%	100%	100%			0%	
Total	**65,3%**						
CV No Combustible							
Mano de obra	2,7%	100%			100%	0%	
Materiales	8,1%	0%			0%	100%	100%
Total	**10,7%**						
CF Directo							
Administrativos y Corporativos	0,14%	100%			100%	0%	
Arriendos	0,16%	100%			100%	0%	
Asesorías	1,60%	100%			100%	0%	
Capacitación	0,04%	100%			100%	0%	
Contribuciones	0,07%	100%			100%	0%	
Costos de Tecnologías de Información	1,36%	100%			100%	0%	
Facturación a Clientes	0,00%	100%			100%	0%	
Fletes	0,12%	100%			100%	0%	
Gastos Plantel	0,48%	100%			100%	0%	
Impuestos, Patentes y Trámites	0,17%	100%			100%	0%	
Mantenimiento Edificios	0,53%	100%			100%	0%	
Materiales*	0,70%	100%			100%	0%	
RSE y Comunicaciones	0,13%	100%			100%	0%	
Seguros Maquinarias y Edificios	0,42%	100%			100%	0%	
Mantenimiento Vehículos	0,16%	100%			100%	0%	
Vigilancia	0,30%	100%			100%	0%	
Directorio	0,12%	100%			100%	0%	
Respaldo Diesel	0,19%	100%			100%	0%	
Personal	5,97%	100%			100%	0%	
Total	**12,7%**						
CF Indirecto							
Administrativos y Corporativos	0,06%	100%			100%	0%	
Arriendos	0,07%	100%			100%	0%	
Asesorías	0,92%	100%			100%	0%	
Capacitación	0,01%	100%			100%	0%	
Contribuciones	0,03%	100%			100%	0%	
Costos de Tecnologías de Información	0,48%	100%			100%	0%	
Facturación a Clientes	0,00%	100%			100%	0%	
Fletes	0,05%	100%			100%	0%	
Gastos Plantel	0,17%	100%			100%	0%	
Impuestos, Patentes y Trámites	0,06%	100%			100%	0%	
Mantenimiento Edificios	0,18%	100%			100%	0%	
Materiales*	0,31%	100%			100%	0%	
RSE y Comunicaciones	0,06%	100%			100%	0%	
Seguros Maquinarias y Edificios	0,19%	100%			100%	0%	
Mantenimiento Vehículos	0,07%	100%			100%	0%	
Vigilancia	0,30%	100%			100%	0%	
Directorio	0,05%	100%			100%	0%	
Respaldo Diesel	0,19%	100%			100%	0%	
Personal	3,12%	100%			100%	0%	
Total	**6,3%**						
Total General	**100,0%**						
% de indexación			**0,0%**	**65,3%**	**21,7%**		**8,1%**

La Tabla 307 presenta la estructura de la fórmula de indexación planteada para la componente de la energía del Costo Incremental de Desarrollo del sistema de Puerto Williams.

Tabla 307: Estructura de la Fórmula de Indexación de la energía en Puerto Williams para el CID

Formula Indexación Energía CID PW	
IPC - Nacional	0,22802
P. Gas - Nacional	0,00000
P. Diesel - Nacional	0,68731
PPI - Externo	0,08467

31.2 Indexación del Costo Total de Largo Plazo

31.2.1 Sistema de Punta Arenas

En la Tabla 308 se presenta el análisis de la estructura de costos de la anualidad agregada de inversión tanto de generación como transmisión de las inversiones proyectadas para el Proyecto de Reposición Eficiente en Punta Arenas. Adicionalmente, se muestra el peso relativo que tiene cada índice de la indexación en los ítems en que se realizó la apertura.

Tabla 308: Análisis de Estructura de Costos del Valor Presente de Generación - Transmisión

VP	Total	Local	IPC	Extranjero	PPI
VP Generación					
Equipos y Materiales	14,04%	0%	0%	100%	100%
Flete	0,68%	100%	100%	0%	
Seguro	0,27%	100%	100%	0%	
Transporte a SSMM	0,02%	100%	100%	0%	
Montaje Mecánico	0,89%	100%	100%	0%	
Montaje Eléctrico	0,83%	100%	100%	0%	
Obras Civiles	0,52%	100%	100%	0%	
Ingeniería	0,16%	100%	100%	0%	
Puesta en Marcha	1,10%	100%	100%	0%	
Gastos Generales	1,61%	100%	100%	0%	
Intereses Intercalarios	1,95%	100%	100%	0%	
Infraestructura	2,25%	100%	100%	0%	
Total	**24,3%**				
VP Transmisión					
Equipos y Materiales	4,24%	0%	0%	100%	100%
Flete a Bodega	0,19%	100%	100%	0%	
Bodegaje	0,25%	100%	100%	0%	
Flete a Obra	0,05%	100%	100%	0%	
Montaje	0,36%	100%	100%	0%	
Ingeniería	0,42%	100%	100%	0%	
Gastos Generales	0,27%	100%	100%	0%	
Intereses Intercalarios	0,15%	100%	100%	0%	
Bienes Intangibles	0,12%	100%	100%	0%	
Capital de Explotación	0,03%	100%	100%	0%	
Infraestructura	0,62%	100%	100%	0%	
Total	**6,7%**				
% de indexación			**12,7%**		**18,3%**

Tomando en cuenta lo anterior, en la Tabla 309 se muestra la estructura de la fórmula de indexación del precio de la potencia en Punta Arenas para el CTLP.

Tabla 309: Estructura de la Fórmula de Indexación de la potencia en Punta Arenas para el CTLP

Formula Indexación Potencia CTLP PA	
IPC - Nacional	0,41046
PPI - Externo	0,58954

Por otro lado, en la Tabla 310 se presenta el análisis de la estructura del costo de operación, administración y mantenimiento tanto de generación como transmisión del Proyecto de Reposición Eficiente del sistema de Punta Arenas. Dichos componentes de costos guardan relación, de acuerdo a lo explicado anteriormente, con el precio de la energía y su respectiva fórmula de indexación.

Tabla 310: Análisis de Estructura de Costos del Costo de Operación, Mantenimiento y Administración

COMA	Total	Local	P. Gas	P. Diesel	IPC	Dólar	Extranjero	PPI
CV Combustible								
Generación Diesel	0,021%	100%		100%			0%	
Generación Gas	35,64%	100%	100%				0%	
Impuesto Verde	3,36%	0%				100%		
Total	**39,0%**							
CV No Combustible								
Mano de Obra	2,80%	100%			100%		0%	
Materiales	8,39%	0%					100%	100%
Total	**11,2%**							
CF Directo								
Administrativos y Corporativos	0,11%	100%			100%		0%	
Arriendos	0,21%	100%			100%		0%	
Asesorías	1,28%	100%			100%		0%	
Capacitación	0,03%	100%			100%		0%	
Contribuciones	0,05%	100%			100%		0%	
Costos de Tecnologías de Información	1,09%	100%			100%		0%	
Facturación a Clientes	0,00%	100%			100%		0%	
Fletes	0,15%	100%			100%		0%	
Gastos Plantel	0,39%	100%			100%		0%	
Impuestos, Patentes y Trámites	0,22%	100%			100%		0%	
Mantenimiento Edificios	0,42%	100%			100%		0%	
Materiales*	0,88%	100%			100%		0%	
RSE y Comunicaciones	0,10%	100%			100%		0%	
Seguros Maquinarias y Edificios	0,53%	100%			100%		0%	
Mantenimiento Vehículos	0,10%	100%			100%		0%	
Vigilancia	0,24%	100%			100%		0%	
Directorio	0,10%	100%			100%		0%	
Respaldo Diesel	0,16%	100%			100%		0%	
Personal	4,64%	100%			100%		0%	
Total	**10,7%**							
CF Indirecto								
Administrativos y Corporativos	0,08%	100%			100%		0%	
Arriendos	0,14%	100%			100%		0%	
Asesorías	1,10%	100%			100%		0%	
Capacitación	0,02%	100%			100%		0%	
Contribuciones	0,04%	100%			100%		0%	
Costos de Tecnologías de Información	0,58%	100%			100%		0%	
Facturación a Clientes	0,00%	100%			100%		0%	
Fletes	0,10%	100%			100%		0%	
Gastos Plantel	0,21%	100%			100%		0%	
Impuestos, Patentes y Trámites	0,11%	100%			100%		0%	
Mantenimiento Edificios	0,22%	100%			100%		0%	
Materiales*	0,59%	100%			100%		0%	
RSE y Comunicaciones	0,07%	100%			100%		0%	
Seguros Maquinarias y Edificios	0,36%	100%			100%		0%	
Mantenimiento Vehículos	0,06%	100%			100%		0%	
Vigilancia	0,36%	100%			100%		0%	
Directorio	0,06%	100%			100%		0%	
Respaldo Diesel	0,23%	100%			100%		0%	
Personal	3,74%	100%			100%		0%	
Total	**8,1%**							
Total General	**100,0%**							
% de indexación			**35,64160%**	**0,02110%**	**21,57001%**	**3,35832%**		**8,39295%**

De acuerdo a lo anterior, en la Tabla 311 se presenta la estructura de la fórmula de indexación planteada para la componente de la energía del CTLP del sistema de Punta Arenas.

Tabla 311: Estructura de la Fórmula de Indexación de la energía en Punta Arenas para el CTLP

Formula Indexación Energía CTLP PA	
IPC - Nacional	0,31268
P. Gas - Nacional	0,51666
P. Diesel - Nacional	0,00031
PPI - Externo	0,12167
Dól	0,04868

31.2.2 Sistema de Puerto Natales

En la Tabla 312 se presenta el análisis de la estructura de costos de la anualidad agregada de inversión tanto de generación como transmisión de las inversiones proyectadas para el Proyecto de Reposición Eficiente en Puerto Natales. Adicionalmente, se muestra el peso relativo que tiene cada índice de la indexación en los ítems en que se realizó la apertura.

Tabla 312: Análisis de Estructura de Costos del Valor Presente de Generación - Transmisión

VP	Total	Local	IPC	Extranjero	PPI
VP Generación					
Equipos y Materiales	15,3%	0%		100%	100%
Flete	0,7%	100%	100%	0%	
Seguro	0,3%	100%	100%	0%	
Transporte a SSMM	0,2%	100%	100%	0%	
Montaje Mecánico	1,0%	100%	100%	0%	
Montaje Eléctrico	2,0%	100%	100%	0%	
Obras Civiles	1,2%	100%	100%	0%	
Ingeniería	0,3%	100%	100%	0%	
Puesta en Marcha	1,0%	100%	100%	0%	
Gastos Generales	2,0%	100%	100%	0%	
Intereses Intercalarios	2,0%	100%	100%	0%	
Infraestructura	5,2%	100%	100%	0%	
Total	**31,3%**				
VP Transmisión					
Equipos y Materiales	0,6%	0%	0,0%	100%	100%
Flete a Bodega	0,0%	100%	100%	0%	
Bodegaje	0,0%	100%	100%	0%	
Flete a Obra	0,0%	100%	100%	0%	
Montaje	0,0%	100%	100%	0%	
Ingeniería	0,1%	100%	100%	0%	
Gastos Generales	0,0%	100%	100%	0%	
Intereses Intercalarios	0,0%	100%	100%	0%	
Bienes Intangibles	0,0%	100%	100%	0%	
Capital de Explotación	0,0%	100%	100%	0%	
Infraestructura	0,2%	100%	100%	0%	
Total	**1,0%**				
% de indexación			**16,4%**		**15,9%**

Tomando en cuenta lo anterior, en la Tabla 313 se muestra la estructura de la fórmula de indexación del precio de la potencia en Puerto Natales para el CTLP.

Tabla 313: Estructura de la Fórmula de Indexación de la energía en Puerto Natales para el CTLP

Formula Indexación Potencia CTLP PN	
IPC - Nacional	0,50804
PPI - Externo	0,49196

Por otro lado, en la Tabla 314 se presenta el análisis de la estructura del costo de operación, administración y mantenimiento tanto de generación como transmisión del Proyecto de Reposición Eficiente del sistema de Puerto Natales. Dichos componentes de costos guardan relación, de acuerdo a lo explicado anteriormente, con el precio de la energía y su respectiva fórmula de indexación.

Tabla 314: Análisis de Estructura de Costos de Operación, Mantenimiento y Administración

COMA	Total	Local	P. Gas	P. Diesel	IPC	Extranjero	PPI
CV Combustible							
Generación Diesel	3,7%	100%		100%		0%	
Generación Gas	33,2%	100%	100%			0%	
Total	**36,9%**						
CV No Combustible							
Mano de Obra	3,5%	100%			100%	0%	
Materiales	10,4%	0%				100%	100%
Total	**13,8%**						
CF Directo							
Administrativos y Corporativos	0,10%	100%			100%	0%	
Arriendos	0,19%	100%			100%	0%	
Asesorías	1,16%	100%			100%	0%	
Capacitación	0,03%	100%			100%	0%	
Contribuciones	0,05%	100%			100%	0%	
Costos de Tecnologías de Información	0,99%	100%			100%	0%	
Facturación a Clientes	0,00%	100%			100%	0%	
Fletes	0,14%	100%			100%	0%	
Gastos Plantel	0,36%	100%			100%	0%	
Impuestos, Patentes y Trámites	0,20%	100%			100%	0%	
Mantenimiento Edificios	0,38%	100%			100%	0%	
Materiales*	0,79%	100%			100%	0%	
RSE y Comunicaciones	0,09%	100%			100%	0%	
Seguros Maquinarias y Edificios	0,48%	100%			100%	0%	
Mantenimiento Vehículos	0,09%	100%			100%	0%	
Vigilancia	0,22%	100%			100%	0%	
Directorio	0,09%	100%			100%	0%	
Respaldo Diesel	0,14%	100%			100%	0%	
Personal	4,20%	100%			100%	0%	
Total	**9,7%**						
CF Indirecto							
Administrativos y Corporativos	0,07%	100%			100%	0%	
Arriendos	0,13%	100%			100%	0%	
Asesorías	0,99%	100%			100%	0%	
Capacitación	0,02%	100%			100%	0%	
Contribuciones	0,03%	100%			100%	0%	
Costos de Tecnologías de Información	0,53%	100%			100%	0%	
Facturación a Clientes	0,00%	100%			100%	0%	
Fletes	0,09%	100%			100%	0%	
Gastos Plantel	0,19%	100%			100%	0%	
Impuestos, Patentes y Trámites	0,10%	100%			100%	0%	
Mantenimiento Edificios	0,20%	100%			100%	0%	
Materiales*	0,54%	100%			100%	0%	
RSE y Comunicaciones	0,06%	100%			100%	0%	
Seguros Maquinarias y Edificios	0,32%	100%			100%	0%	
Mantenimiento Vehículos	0,05%	100%			100%	0%	
Vigilancia	0,33%	100%			100%	0%	
Directorio	0,06%	100%			100%	0%	
Respaldo Diesel	0,21%	100%			100%	0%	
Personal	3,38%	100%			100%		
Total	**7,3%**						
Total General	**100,0%**						
% de indexación			**33,2%**	**3,7%**	**20,4%**		**10,4%**

De acuerdo a lo anterior, en la Tabla 315 se presenta la estructura de la fórmula de indexación planteada para la componente de la energía del CTLP del sistema de Puerto Natales.

Tabla 315: Estructura de la Fórmula de Indexación de la energía en Puerto Natales para el CTLP

Formula Indexación Energía CTLP PN	
IPC - Nacional	0,30193
P. Gas - Nacional	0,49010
P. Diesel - Nacional	0,05465
PPI - Externo	0,15333

31.2.3 Sistema de Porvenir

En la Tabla 316 se presenta el análisis de la estructura de costos de la anualidad agregada de inversión tanto de generación como transmisión de las inversiones proyectadas para el Proyecto de Reposición Eficiente en Porvenir. Además, se muestra el peso relativo que tiene cada índice de la indexación en los ítems en que se realizó la apertura.

Tabla 316: Análisis de Estructura de Costos del Valor Presente de Generación - Transmisión

VP	Total	Local	IPC	Extranjero	PPI
VP Generación					
Equipos y Materiales	14,1%	0%		100%	100%
Flete	0,7%	100%	100%	0%	
Seguro	0,3%	100%	100%	0%	
Transporte a SSMM	0,6%	100%	100%	0%	
Montaje Mecánico	1,4%	100%	100%	0%	
Montaje Eléctrico	2,6%	100%	100%	0%	
Obras Civiles	1,8%	100%	100%	0%	
Ingeniería	0,4%	100%	100%	0%	
Puesta en Marcha	1,1%	100%	100%	0%	
Gastos Generales	2,6%	100%	100%	0%	
Intereses Intercalarios	2,0%	100%	100%	0%	
Infraestructura	3,6%	100%	100%	0%	
Total	**31,3%**				
VP Transmisión					
Equipos y Materiales	0,5%	0%	0%	100%	100%
Flete a Bodega	0,0%	100%	100%	0%	
Bodegaje	0,0%	100%	100%	0%	
Flete a Obra	0,0%	100%	100%	0%	
Montaje	0,0%	100%	100%	0%	
Ingeniería	0,1%	100%	100%	0%	
Gastos Generales	0,0%	100%	100%	0%	
Intereses Intercalarios	0,0%	100%	100%	0%	
Bienes Intangibles	0,0%	100%	100%	0%	
Capital de Explotación	0,0%	100%	100%	0%	
Infraestructura	0,1%	100%	100%	0%	
Total	**0,9%**				
% de indexación			**17,6%**		**14,7%**

Tomando en cuenta lo anterior, en la Tabla 317 se muestra la estructura de la fórmula de indexación del precio de la potencia en Porvenir para el CTLP.

Tabla 317: Estructura de la Fórmula de Indexación de la potencia en Porvenir para el CTLP

Formula Indexación Potencia CTLP PO	
IPC - Nacional	0,54480
PPI - Externo	0,45520

Por otro lado en la Tabla 318 se presenta el análisis de la estructura del costo de operación, administración y mantenimiento tanto de generación como transmisión del Proyecto de Reposición Eficiente del sistema de Porvenir. Dichos componentes de costos guardan relación, de acuerdo a lo explicado anteriormente, con el precio de la energía y su respectiva fórmula de indexación.

Tabla 318: Análisis de la Estructura de Costos del Costo de Operación, Mantenimiento y Administración

COMA	Total	Local	P. Gas	P. Diesel	IPC	Extranjero	PPI
CV Combustible							
Generación Diesel	2,6%	100%		100%		0%	
Generación Gas	31,3%	100%	100%			0%	
Total	**33,9%**						
CV No Combustible							
Mano de Obra	3,1%	100%			100%	0%	
Materiales	9,3%	0%				100%	100%
Total	**12,4%**						
CF Directo							
Administrativos y Corporativos	0,13%	100%			100%	0%	
Arriendos	0,24%	100%			100%	0%	
Asesorías	1,47%	100%			100%	0%	
Capacitación	0,04%	100%			100%	0%	
Contribuciones	0,06%	100%			100%	0%	
Costos de Tecnologías de Información	1,25%	100%			100%	0%	
Facturación a Clientes	0,00%	100%			100%	0%	
Fletes	0,18%	100%			100%	0%	
Gastos Plantel	0,45%	100%			100%	0%	
Impuestos, Patentes y Trámites	0,25%	100%			100%	0%	
Mantenimiento Edificios	0,49%	100%			100%	0%	
Materiales*	1,00%	100%			100%	0%	
RSE y Comunicaciones	0,12%	100%			100%	0%	
Seguros Maquinarias y Edificios	0,61%	100%			100%	0%	
Mantenimiento Vehículos	0,11%	100%			100%	0%	
Vigilancia	0,28%	100%			100%	0%	
Directorio	0,11%	100%			100%	0%	
Respaldo Diesel	0,18%	100%			100%	0%	
Personal	5,33%	100%			100%	0%	
Total	**12,3%**						
CF Indirecto							
Administrativos y Corporativos	0,09%	100%			100%	0%	
Arriendos	0,16%	100%			100%	0%	
Asesorías	1,26%	100%			100%	0%	
Capacitación	0,02%	100%			100%	0%	
Contribuciones	0,04%	100%			100%	0%	
Costos de Tecnologías de Información	0,67%	100%			100%	0%	
Facturación a Clientes	0,00%	100%			100%	0%	
Fletes	0,12%	100%			100%	0%	
Gastos Plantel	0,24%	100%			100%	0%	
Impuestos, Patentes y Trámites	0,13%	100%			100%	0%	
Mantenimiento Edificios	0,25%	100%			100%	0%	
Materiales*	0,68%	100%			100%	0%	
RSE y Comunicaciones	0,08%	100%			100%	0%	
Seguros Maquinarias y Edificios	0,41%	100%			100%	0%	
Mantenimiento Vehículos	0,07%	100%			100%	0%	
Vigilancia	0,42%	100%			100%	0%	
Directorio	0,07%	100%			100%	0%	
Respaldo Diesel	0,27%	100%			100%	0%	
Personal	4,29%	100%			100%	0%	
Total	**9,3%**						
Total General	**100,0%**						
% de indexación			**31,3%**	**2,6%**	**24,6%**		**9,3%**

De acuerdo a lo anterior, en la Tabla 319 se presenta la estructura de la fórmula de indexación planteada para la componente de la energía del CTLP del sistema de Porvenir.

Tabla 319: Estructura de la Fórmula de Indexación de la energía en Porvenir para el CTLP

Formula Indexación Energía CTLP PO	
IPC - Nacional	0,36346
P. Gas - Nacional	0,46169
P. Diesel - Nacional	0,03794
PPI - Externo	0,13691

31.2.4 Sistema de Puerto Williams

En la Tabla 320 se presenta el análisis de la estructura de costos de la anualidad agregada de inversión tanto de generación como transmisión de las inversiones proyectadas para el Proyecto de Reposición Eficiente en Puerto Williams. Además, se muestra el peso relativo que tiene cada índice de la indexación en los ítems en que se realizó la apertura.

Tabla 320: Análisis de Estructura de Costos del Valor Presente de Generación - Transmisión

VP	Total	Local	IPC	Extranjero	PPI
VP Generación					
Equipos y Materiales	3,2%	0%		100%	100%
Flete	0,2%	100%	100%	0%	
Seguro	0,1%	100%	100%	0%	
Transporte a SSMM	0,6%	100%	100%	0%	
Montaje Mecánico	0,8%	100%	100%	0%	
Montaje Eléctrico	1,5%	100%	100%	0%	
Obras Civiles	1,3%	100%	100%	0%	
Ingeniería	0,1%	100%	100%	0%	
Puesta en Marcha	0,3%	100%	100%	0%	
Gastos Generales	1,1%	100%	100%	0%	
Intereses Intercalarios	0,8%	100%	100%	0%	
Infraestructura	5,0%	100%	100%	0%	
Total	**15,0%**				
VP Transmisión					
Equipos y Materiales	0,7%	0%	0%	100%	100%
Flete a Bodega	0,0%	100%	100%	0%	
Bodegaje	0,1%	100%	100%	0%	
Flete a Obra	0,1%	100%	100%	0%	
Montaje	0,1%	100%	100%	0%	
Ingeniería	0,1%	100%	100%	0%	
Gastos Generales	0,0%	100%	100%	0%	
Intereses Intercalarios	0,0%	100%	100%	0%	
Bienes Intangibles	0,0%	100%	100%	0%	
Capital de Explotación	0,0%	100%	100%	0%	
Infraestructura	0,6%	100%	100%	0%	
Total	**1,7%**				
% de indexación			**12,8%**		**3,8%**

Tomando en cuenta lo anterior, en la Tabla 321 se muestra la estructura de la fórmula de indexación del precio de la potencia en Puerto Williams para el CTLP.

Tabla 321: Estructura de la Fórmula de Indexación de la potencia en Puerto Williams para el CTLP

Formula Indexación Potencia CTLP PW	
IPC - Nacional	0,76922
PPI - Externo	0,23078

Por otro lado en la Tabla 322 se presenta el análisis de la estructura del costo de operación, administración y mantenimiento tanto de generación como transmisión del Proyecto de Reposición Eficiente del sistema de Puerto Williams. Dichos componentes de costos guardan relación, de acuerdo a lo explicado anteriormente, con el precio de la energía y su respectiva fórmula de indexación.

Tabla 322: Análisis de Estructura de Costos del Costo de Operación, Mantenimiento y Administración

COMA	Total	Local	P. Gas	P. Diesel	IPC	Extranjero	PPI
CV Combustible							
Generación Diesel	49,6%	100%		100%		0%	
Generación Gas	0,0%	100%	100%			0%	
Total	**49,6%**	0%					
CV No Combustible		0%					
Mano de Obra	2,3%	100%			100%	0%	
Materiales	7,0%	0%				100%	100%
Total	**9,4%**						
CF Directo							
Administrativos y Corporativos	0,14%	100%			100%	0%	
Arriendos	0,27%	100%			100%	0%	
Asesorías	1,66%	100%			100%	0%	
Capacitación	0,04%	100%			100%	0%	
Contribuciones	0,07%	100%			100%	0%	
Costos de Tecnologías de Información	1,41%	100%			100%	0%	
Facturación a Clientes	0,00%	100%			100%	0%	
Fletes	0,20%	100%			100%	0%	
Gastos Plantel	0,51%	100%			100%	0%	
Impuestos, Patentes y Trámites	0,28%	100%			100%	0%	
Mantenimiento Edificios	0,55%	100%			100%	0%	
Materiales*	1,13%	100%			100%	0%	
RSE y Comunicaciones	0,13%	100%			100%	0%	
Seguros Maquinarias y Edificios	0,68%	100%			100%	0%	
Mantenimiento Vehículos	0,13%	100%			100%	0%	
Vigilancia	0,31%	100%			100%	0%	
Directorio	0,12%	100%			100%	0%	
Respaldo Diesel	0,20%	100%			100%	0%	
Personal	6,02%	100%			100%	0%	
Total	**13,9%**						
CF Indirecto							
Administrativos y Corporativos	0,10%	100%			100%	0%	
Arriendos	0,18%	100%			100%	0%	
Asesorías	1,42%	100%			100%	0%	
Capacitación	0,02%	100%			100%	0%	
Contribuciones	0,05%	100%			100%	0%	
Costos de Tecnologías de Información	0,75%	100%			100%	0%	
Facturación a Clientes	0,00%	100%			100%	0%	
Fletes	0,13%	100%			100%	0%	
Gastos Plantel	0,27%	100%			100%	0%	
Impuestos, Patentes y Trámites	0,14%	100%			100%	0%	
Mantenimiento Edificios	0,28%	100%			100%	0%	
Materiales*	0,77%	100%			100%	0%	
RSE y Comunicaciones	0,09%	100%			100%	0%	
Seguros Maquinarias y Edificios	0,46%	100%			100%	0%	
Mantenimiento Vehículos	0,08%	100%			100%	0%	
Vigilancia	0,47%	100%			100%	0%	
Directorio	0,08%	100%			100%	0%	
Respaldo Diesel	0,30%	100%			100%	0%	
Personal	4,85%	100%			100%	0%	
Total	**10,5%**						
Total General	**100,0%**						
% de indexación			**0,0%**	**49,6%**	**26,7%**		**7,0%**

De acuerdo a lo anterior, en la Tabla 323 se presenta la estructura de la fórmula de indexación planteada para la componente de la energía del CTLP del sistema de Puerto Williams.

Tabla 323: Estructura de la Fórmula de Indexación de la energía en Puerto Williams para el CTLP

Formula Indexación Energía CTLP PW	
IPC - Nacional	0,32010
P. Diesel - Nacional	0,59541
PPI - Externo	0,08450