REF.: Aprueba Informe Técnico del Estudio de Planificación y Tarificación de los sistemas medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, cuadrienio 2022 – 2026.

Santiago, 7 de diciembre de 2022

RESOLUCION EXENTA N° 883

VISTOS:

a) Las facultades establecidas en la letra h) del artículo 9° del D.L. N° 2.224, de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante "la Comisión", modificado por la Ley N° 20.402, que crea el Ministerio de Energía;

b) Lo establecido en los artículos 173° al 180° del Decreto con Fuerza de Ley Nº 4, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley Nº 1 del Ministerio de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante "la Ley";

c) Lo dispuesto en el Decreto Supremo Nº 229, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2005, que aprueba el Reglamento de Valorización y Expansión de los Sistemas Medianos establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos;

d) Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 23, del Ministerio de Energía, de 2015, que aprueba el Reglamento de Operación y Administración de los Sistemas Medianos establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos;

e) Lo establecido en la Resolución Exenta Nº 120, de 3 de marzo de 2022, que aprueba las bases definitivas para la realización de los estudios de tarificación de los sistemas medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales,

Porvenir, Puerto Williams, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes;

f) La Resolución Exenta CNE N° 429, de 13 de junio de 2022, que establece catastro de proyectos de generación y transmisión a que se refieren las bases definitivas para la Realización de los Estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes;

g) La carta EEMG N° 404/2022-G, de 28 de abril de 2022, mediante la cual Empresa Eléctrica de Magallanes S.A., Pecket Energy S.A. y Vientos Patagónicos SpA, en adelante las "Empresas", remitieron a esta Comisión el Informe Final de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, realizado por la consultora Systep Ingeniería y Diseños S.A.;

h) El Oficio Ordinario CNE N° 323, de 12 de mayo de 2022, que comunica observaciones al Informe Final de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams referido en el literal g) anterior;

i) La carta EEMG N° 476/2022-G, de 18 de mayo de 2022, mediante la cual las Empresas remitieron a esta Comisión una nueva versión del Informe Final de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, en atención a las observaciones realizadas en el oficio individualizado en el literal h) anterior;

j) El Oficio Ordinario CNE N°346, de 25 de mayo de 2022, que recibe conforme el Informe Final del Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams;

k) La carta EEMG N° 667/2022-G, de 5 de julio de 2022, mediante la cual las Empresas remitieron a esta Comisión una tercera y última versión del Informe Final del Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams;

l) El Oficio Ordinario CNE N° 457, de 13 de julio de 2022, que comunica nueva recepción del Informe Final del Estudio de

Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams y solicita lo que indica;

m) El Decreto Supremo Exento N° 59, de 10 de marzo de 2022, del Ministerio de Energía, que establece orden especial de subrogación para el cargo de Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía; y,

n) La Resolución N° 7, de 2019, de Contraloría General de la República.

CONSIDERANDO:

1) Que, se debe dar curso progresivo al proceso de determinación de los planes de expansión de las instalaciones de generación y transmisión de los sistemas medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes, así como también al cálculo del costo incremental de desarrollo y el costo total de largo plazo para estos sistemas;

2) Que, el inciso cuarto artículo 177° de la Ley dispone que, antes de seis meses del término de la vigencia de las tarifas, las empresas que operan en los sistemas medianos presentarán a la Comisión el resultado de los estudios técnicos de los mismos, indicando los planes de expansión, los costos por segmento y las fórmulas de indexación propuestas;

3) Que, en cumplimiento del plazo señalado en el artículo 177° recién citado, mediante carta individualizada en el literal g) de vistos, las Empresas presentaron el Informe Final del Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, el que fue observado por esta Comisión a través del oficio referido en el literal h) de vistos;

4) Que, en atención a las observaciones realizadas mediante carta individualizada en el literal i) de vistos, las Empresas presentaron una segunda versión del Informe Final de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams;

5) Que, el 15 de mayo de 2022, esta Comisión recibió el Informe Final del Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, mediante oficio individualizado en el literal j) de vistos;

6) Que, mediante carta individualizada en el literal k) de vistos, las Empresas enviaron una tercera versión del Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, dada la necesidad de realizar actualizaciones menores a la última versión enviada;

7) Que, el 13 de julio de 2022, esta Comisión recibió nuevamente el Informe Final del Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, mediante oficio individualizade en el literal l) de vistos;

8) Que, el inciso quinto del artículo 177° de la Ley dispone que, recibidos los estudios, la Comisión dispondrá de un plazo de tres meses para revisarlos, efectuar las correcciones que estime pertinentes y estructurar las tarifas correspondientes, para posteriormente remitir a las empresas un informe técnico que contenga las observaciones y correcciones al estudio y las fórmulas tarifarias respectivas; y,

9) Que, habiendo efectuado la revisión y análisis del estudio referido, mediante la presente, esta Comisión aprueba el Informe Técnico del Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, conforme a lo dispuesto en la parte resolutiva de la misma.

RESUELVO:

Artículo Primero: Apruébase el Informe Técnico del Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, cuyo contenido íntegro se señala a continuación:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

INFORME TÉCNICO PRELIMINAR

ESTUDIO DE PLANIFICACIÓN Y TARIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS MEDIANOS DE PUNTA ARENAS, PUERTO NATALES, PORVENIR Y PUERTO WILLIAMS

CUADRIENIO 2022-2026

Diciembre de 2022

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

ÍNDICE

1 INTRODUCCIÓN 5

2 DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS MEDIANOS 7

3 ESTUDIO PRESENTADO POR LAS EMPRESAS 10

3.1 VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN 10

3.1.1 CARACTERIZACIÓN DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN EXISTENTES 10
3.1.2 CARACTERIZACIÓN DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN CANDIDATAS 12
3.1.3 CARACTERIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN 16
3.1.4 VALORIZACIÓN DE INSTALACIONES 16

3.2 VALORIZACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA Y TERRENOS 24

3.3 VALORIZACIÓN DE LOS COSTOS DE PERSONAL 25

3.4 VALORIZACIÓN DE LOS GASTOS FIJOS ANUALES 26

3.5 DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN 27

3.6 DEMANDA 28

3.6.1 DEMANDA HISTÓRICA 28
3.6.2 PROYECCIÓN DE DEMANDA 30
3.6.3 SELECCIÓN DE BARRAS DE RETIRO Y DETERMINACIÓN DE FACTORES DE ASIGNACIÓN 34

3.7 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO 34

3.7.1 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN GENERACIÓN 34
3.7.2 RANGOS DE VALIDEZ TÉCNICA 36
3.7.3 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN TRANSMISIÓN 36
3.7.4 RANGOS DE VALIDEZ TÉCNICA 37
3.7.5 EXPANSIÓN DE INFRAESTRUCTURA Y TERRENOS 37
3.7.6 EXPANSIÓN VEHÍCULOS 38
3.7.7 EXPANSIÓN DE EQUIPOS DE OFICINA, INFORMÁTICA, TELECOMUNICACIONES, HERRAMIENTAS Y MEDIO AMBIENTE 38
3.7.8 ANALISIS DE ESTRUCTURA Y COSTO DE PERSONAL 40
3.7.9 VALORIZACIÓN DE GASTOS FIJOS ANUALES 40

3.8 COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO 41

3.8.1 SISTEMA PUNTA ARENAS 42
3.8.2 SISTEMA PUERTO NATALES 42
3.8.3 SISTEMA PORVENIR 42
3.8.4 SISTEMA PUERTO WILLIAMS 42

3.9 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE 42

3.9.1 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE EN GENERACIÓN 42
3.9.2 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE EN TRANSMISIÓN 46
3.9.3 EXPANSIÓN DE INFRAESTRUCTURA Y TERRENOS 46
3.9.4 VEHÍCULOS 47
3.9.5 EQUIPOS DE OFICINA, INFORMÁTICA, TELECOMUNICACIONES, HERRAMIENTAS Y MEDIO AMBIENTE 47
3.9.6 ANÁLISIS DE LA ESTRUCTURA Y COSTO DEL PERSONAL 48
3.9.7 VALORIZACIÓN DE GASTOS FIJOS ANUALES 49

3.10 COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO 49
3.10.1 SISTEMA PUNTA ARENAS 50
3.10.2 SISTEMA PUERTO NATALES 50
3.10.3 SISTEMA PORVENIR 50
3.10.4 SISTEMA PUERTO WILLIAMS 50

3.11 FORMULAS DE INDEXACIÓN 50
3.11.1 INDEXACIÓN COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO 51
3.11.2 INDEXACIÓN COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO 52

3.12 COSTOS VARIABLES MEDIOS, FACTORES DE COSTOS DE INVERSIÓN Y ADMINISTRACIÓN Y COSTOS DE TRANSMISIÓN 54

4 ANÁLISIS Y CORRECCIÓN REALIZADA POR LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA 58

4.1 ASPECTOS GENERALES 58

4.2 CORRECIONES EN CARACTERIZACIÓN Y VALORIZACIÓN DE LA EMPRESA 58
4.2.1 CARACTERIZACIÓN DE INSTALACIONES 58
4.2.2 PRECIOS UNITARIOS DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN 60
4.2.3 RECARGOS UTILIZADOS EN PRECIOS UNITARIOS DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN 61
4.2.4 PRECIOS UNITARIOS DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN 64
4.2.5 RECARGOS UTILIZADOS EN PRECIOS UNITARIOS DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN 65
4.2.6 PRECIOS DE COMBUSTIBLES 65
4.2.7 ESTRUCTURA DE PERSONAL Y GASTOS FIJOS ANUALES DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN 66
4.2.8 PROYECCIÓN DE DEMANDA UTILIZADA 68
4.2.9 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO 70
4.2.10 PLAN DE REPOSICIÓN EFICIENTE 75
4.2.11 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN DEL CID Y CTLP 80
4.2.12 COSTOS VARIABLES MEDIOS, FACTORES DE COSTOS DE INVERSIÓN Y ADMINISTRACIÓN Y COSTOS DE TRANSMISIÓN 81

5 FÓRMULAS Y ESTRUCTURAS TARIFARIAS 85

5.1 FÓRMULAS PARA INGRESO ANUAL EQUIVALENTE DE ENERGÍA Y POTENCIA 85

5.2 FÓRMULAS PARA PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA 86

5.3 PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA RESULTANTES 87
5.3.1 COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO INDEXADO A NOVIEMBRE 2022 ... 88
5.3.2 COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO INDEXADO A NOVIEMBRE 2022 88
5.3.3 COSTO VARIABLE COMBUSTIBLE INDEXADO A NOVIEMBRE 2022 88
5.3.4 COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE INDEXADO A NOVIEMBRE 2022 89
5.3.5 COSTO DE TRANSMISIÓN INDEXADO A NOVIEMBRE 2022 90
5.3.6 PROYECCIÓN DE DEMANDA 2022-2026 90
5.3.7 PRECIOS DE NUDO ENERGÍA 91
5.3.8 PRECIOS DE NUDO POTENCIA 91

5.4 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN PARA PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA 91
5.4.1 INDEXACIÓN PRECIO DE NUDO DE LA ENERGÍA 92
5.4.2 INDEXACIÓN PRECIO DE NUDO DE LA POTENCIA 95
5.4.3 INDEXACIÓN COSTOS VARIABLES COMBUSTIBLES 96
5.4.4 INDEXACIÓN COSTOS VARIABLES NO COMBUSTIBLES 97
5.4.5 INDEXACIÓN COSTOS DE TRANSMISIÓN 98

6 INSTRUMENTOS DE GARANTÍAS 100

1 INTRODUCCIÓN

De acuerdo a lo establecido en el artículo 173° del Decreto con Fuerza de Ley N° 4, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, del Ministerio de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante "la Ley", en los sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación sea inferior a 200 [MW] y superior a 1.500 [kW], en adelante e indistintamente "Sistemas Medianos" o "SSMM", se deberá propender al desarrollo óptimo de las inversiones, así como operar las instalaciones de modo de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, y garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones de dicho sistema.

Por su parte, el artículo 174° de la Ley dispone que los planes de expansión de las instalaciones de generación y de transmisión y los precios regulados a nivel de generación y de transmisión de cada sistema mediano, se determinarán conjuntamente, cada cuatro años, mediante la elaboración de estudios técnicos que deberán ser desarrollados por una empresa consultora contratada por la o las empresas que operen en el respectivo sistema. Conforme a lo señalado en el artículo 177° de la Ley, cada estudio deberá identificar los planes de expansión de las instalaciones de generación y de transmisión del sistema correspondiente y los respectivos costos incrementales de desarrollo y costos totales de largo plazo para los segmentos de generación, transmisión y distribución del sistema en cuestión.

En tal contexto, a través de la Resolución Exenta N° 162, de 20 de mayo de 2021, la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente "Comisión" o "CNE", declaró abierto el proceso para formar el Registro de Usuarios e Instituciones Interesadas en el proceso de fijación tarifaria de las instalaciones de generación y transmisión de los sistemas medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén, y estableció sus plazos y condiciones. Dicha resolución fue modificada por la Resolución Exenta N° 330, de 2 de septiembre de 2021. Luego de la revisión y evaluación de los antecedentes recibidos, mediante Resolución Exenta N° 218, de 8 de julio de 2021, se crearon los Registros de Usuarios e Instituciones Interesados en el proceso de tarificación y expansión de los señalados sistemas. Dicha resolución fue rectificada por la Resolución Exenta N° 226, de 13 de julio de 2021 y complementada por la Resolución Exenta N°419, de 19 de octubre de 2021.

Posteriormente, y en cumplimiento de lo dispuesto en la Ley y en el Decreto Supremo N° 229, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2005, que aprueba el reglamento de valorización y expansión de los Sistemas Medianos establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante "Reglamento", mediante Resolución Exenta N° 333, de 3 de septiembre de 2021, esta Comisión aprobó las bases preliminares para la realización de los estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes, Estas fueron sometidas a observaciones por parte de las empresas operadoras de los SSMM y los integrantes de los Registros de Usuarios e Instituciones Interesadas ya referidos.

Una vez realizado el análisis y revisión de tales observaciones, la Comisión emitió las bases definitivas para la realización de los estudios de los SSMM, las que fueron aprobadas mediante Resolución Exenta N° 421, de 19 de octubre de 2021. Adicionalmente, a través de

Resolución Exenta N° 420, de 19 de octubre de 2021, se dio respuesta a las referidas observaciones.

En virtud de lo dispuesto en el inciso primero del artículo 177° de la Ley, Empresa Eléctrica Cuchildeo SpA presentó discrepancias respecto de dichas bases definitivas. Estas fueron resueltas por el H. Panel de Expertos mediante Dictamen N° 17-2021, de 23 de febrero de 2022. Conforme a lo resuelto por el H. Panel, esta Comisión aprobó las bases definitivas para la realización de los estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes, mediante Resolución Exenta N° 120, de 3 de marzo de 2022, en adelante "las Bases".

Posteriormente, y dando cumplimiento a lo establecido en la Ley y el Reglamento, mediante carta EEMG N° 404/2022-G, de 28 de abril de 2022, Empresa Eléctrica de Magallanes S.A., en adelante "Edelmag", Pecket Energy S.A., en adelante "Pecket" y Vientos Patagónicos SpA, en adelante "Vientos Patagónicos", en conjunto "las Empresas", presentaron el informe final del Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, en adelante "el Estudio", desarrollado por Systep Ingeniería y Diseños S.A., en adelante "el Consultor".

El Estudio fue observado por esta Comisión a través de Oficio Ordinario N° 323, de 12 de mayo de 2022. Por medio de carta EEMG N° 476/2022-G, de 18 de mayo de 2022, las Empresas remitieron a esta Comisión una nueva versión del Estudio, el que fue recibido conforme por esta Comisión mediante Oficio Ordinario N° 346, de 25 de mayo de 2022, a efectos de lo señalado en el inciso final del artículo 177° de la Ley. Sin perjuicio de ello, mediante carta EEMG N° 667/2022-G, las Empresas enviaron una nueva versión del Estudio, el cual fue recibido conforme por esta Comisión mediante Oficio Ordinario N° 457, de 13 de julio de 2022.

De esta forma, y de acuerdo con lo establecido en el inciso final del artículo 177° de la Ley y en el artículo 43 del Reglamento, a continuación, se presenta el Informe Técnico Preliminar del Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams

2 DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS MEDIANOS

El sistema eléctrico de Punta Arenas cuenta con un *mix* de generación eólica y térmica, en tanto los sistemas eléctricos de Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams funcionan en base a una generación 100% térmica, diferenciándose en el tipo de unidades generadoras (motor o turbina) y en el combustible utilizado (gas natural o diésel).

En las siguientes tablas se detallan las unidades presentes en cada central y sus características.

Tabla 2-1: Unidades central Tres Puentes (Sistema Punta Arenas)

Unidad	Potencia bruta (kW)	Puesta en servicio	Combustible	Combustible Alternativo
Unidad 5. Nº1 TG Hitachi	24.000	1975	Gas Natural	Diésel
Unidad 6. Nº7 TG Solar Titan	15.000	2002	Gas Natural	Diésel
Unidad 7. Nº4 TG Solar Mars	10.000	1995	Gas Natural	-
Unidad 8. Nº5 MG Caterpillar	2.720	1997	Gas Natural	-
Unidad 10. Nº3 CAT 3516	1.460	1993	Diésel	-
Unidad 11. Nº9 TG Solar Titan	15.000	2007	Gas Natural	Diésel
Unidad 12. Nº8 General Electric GE-10	10.700	2004	Gas Natural	Diésel
Total (kW)	78.880			

Cabe señalar que en 2021 ingresaron 5 unidades Caterpillar (motores a gas) de 1,9 MW de capacidad nominal cada una, las cuales son consideradas como unidades existentes para efectos del Plan de Expansión Óptimo.

Tabla 2-2: Unidades central Punta Arenas (Sistema Punta Arenas)

Unidad	Potencia bruta (kW)	Puesta en servicio	Combustible	Combustible alternativo
Unidad 1. N°1 MD SULZER	1.400	1955	Diésel	-
Unidad 2. N°2 MD SULZER	1.400	1955	Diésel	-
Unidad 3. N°3 MD SULZER	1.400	1959	Diésel	-
Unidad 4. General Electric GN N°5 (Respaldo)	6.700	1968	Gas Natural	-
Total (kW)	10.900			

Tabla 2-3: Unidades central Pecket (Sistema Punta Arenas)

Unidad	Potencia bruta (kW)	Puesta en servicio	Combustible	Combustible alternativo
Unidad 1	850	S/I	Eólica	-
Unidad 2	850	S/I	Eólica	-
Unidad 3	850	S/I	Eólica	-
Total (kW)	2.550			

Tabla 2-4: Unidades central Vientos Patagónicos (Sistema Punta Arenas)

Unidad	Potencia bruta (kW)	Puesta en servicio	Combustible	Combustible alternativo
Unidad 1	3.450	2020	Eólica	-
Unidad 2	3.450	2020	Eólica	-
Unidad 3	3.450	2020	Eólica	-
Total (kW)	10.350			

Tabla 2-5: Unidades central Puerto Natales (Sistema Puerto Natales)

Unidad	Potencia bruta (kW)	Puesta en servicio	Combustible	Combustible alternativo
Unidad 13. Nº3 Waukesha VHP 9390 GSI	1.180	2000	Gas Natural	-
Unidad 14. Nº4 Saturn	800	1976	Gas Natural	Diésel
Unidad 15. Nº5 Saturn	800	1976	Gas Natural	Diésel
Unidad 16. Nº6 CAT 3516	1.500	1997	Diésel	-
Unidad 17. Nº8 Waukesha VHP 9390 GSI	1.180	2005	Gas Natural	-
Unidad 18. Nº2 MD F. Morse 32E14	300	1942	Diésel	-
Unidad 19. Nº9 Jenbacher J420	1.420	2007	Gas Natural	-
Unidad 20. Nº10 Palmero PP1700	1.360	2007	Diésel	-
Unidad 21. N°11 Jenbacher J420	1.420	2011	Gas Natural	-
Unidad 22. N°1 Fairbank Morse	150	1942	Diésel	-
Unidad 23. Nº12 CAT 3516B	1.400	2002	Diésel	-
N°13 Solar Centauro	3.515	2018	Gas Natural	Diésel
Total (kW)	15.025			

Tabla 2-6: Unidades central Porvenir (Sistema Porvenir)

Unidad	Potencia bruta (kW)	Puesta en servicio	Combustible	Combustible alternativo
Unidad 24. Nº6 Waukesha VHP 9390 GSI	1.180	2002	Gas Natural	-
Unidad 25. Nº4 Waukesha VHP 7042 GSI	875	1982	Gas Natural	-
Unidad 27. Nº7 Waukesha VHP 9390 GSI	1.180	2005	Gas Natural	-
Unidad 28. Nº8 Palmero PP1700	1.360	2007	Diésel	-
Unidad 29. N°10 Jenbacher J420	1.420	2011	Gas Natural	-
Unidad 30. N°9 Caterpillar 3516G	900	1998	Gas Natural	-
Unidad 31. N°1 Caterpillar 3508B (Respaldo)	720	1990	Diésel	-
Unidad 32. Deutz D2 (Respaldo)	200	1956	Diésel	-
Unidad 33. Deutz D3 (Respaldo)	200	1956	Diésel	-
Unidad xx. Nº11 CAT 3516	1.460	1993	Diésel	-
N°12 Cummins	1.500	2012	Diésel	-
Unidad 05. Caterpillar 3512 Bifuel	920	S/I	Diésel	-
Total (kW)	11.915			

Tabla 2-7: Unidades central Puerto Williams (Sistema Puerto Williams)

Unidad	Potencia bruta (kW)	Puesta en servicio	Combustible	Combustible alternativo
Unidad 34. Nº1 CAT. 3508B	590	2005	Diésel	-
Unidad 35. Nº2 CAT. C-32	800	2012	Diésel	-
Unidad 36. Nº3 CAT. C-18	508	2012	Diésel	-
Unidad 37. Nº6 CUMMINS NTA/855/G2	252	1987	Diésel	-
Unidad 38. N°4 CUMMINS 310DFCC (RESPALDO)	250	1995	Diésel	-
Unidad 39. N°5 CUMMINS 310DFCC (RESPALDO)	250	1995	Diésel	-
Total (kW)	2.650			

Por su parte, el sistema mediano de Punta Arenas cuenta con tres líneas de transmisión: (i) una de 66 kV que une las centrales Tres Puentes y Punta Arenas; (ii) otra de 23 kV que conecta las centrales Vientos Patagónicos y Tres Puentes; y, (iii) una de 13,2 kV que permite la conexión de la central Pecket con el sistema de distribución de Edelmag. En la Tabla 2-8 se presentan las características de dichas líneas. El resto de los sistemas medianos no cuenta con líneas de transmisión.

Tabla 2-8: Líneas de transmisión Sistema Punta Arenas

Línea	Punta Arenas – Tres Puentes	Vientos Patagónicos – Tres Puentes 23kV	Cabo Negro – Alimentador N°6 13,2KV
Tipo Circuito (simple o doble)	Simple	Simple	Simple
Longitud [Km]	8,5	28,7	1,101
Tensión [kV]	66 kV	23	13,2
Capacidad [kA]	0,2887	0,1155	0,1242
Capacidad [MVA]	33	13,2	14,2
Nombre Conductor	AWG 3/0	CANTON	N°2 AWG
Material	cobre	AAAC	Cobre

3 ESTUDIO PRESENTADO POR LAS EMPRESAS

A continuación, se describen los principales contenidos y resultados del informe final del Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, entregado por las Empresas a la Comisión.

Para un análisis y seguimiento más detallado de los valores y resultados alcanzados en las distintas etapas de cálculo, se debe recurrir al texto íntegro del Estudio y sus archivos de respaldo, los cuales se encuentran disponibles en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía[1].

3.1 VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

3.1.1 CARACTERIZACIÓN DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN EXISTENTES

A continuación, se presentan las principales características de las unidades generadoras existentes en los sistemas eléctricos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, las cuales son posteriormente consideradas para la elaboración del Plan de Expansión Óptimo y el Proyecto de Reposición Eficiente.

[1] Específicamente, en la página https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/, en el título “Tarificación Sistemas Medianos”, seleccionando “Proceso de Tarificación 2022-2026” y posteriormente “Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams”.

Tabla 3-1: Características técnicas de las unidades existentes

					Consumo específico				Costo Variable No Combustible (US$/MWh)			Indisponibilidad		
Sistema	Central	Unidad	Potencia (kW)	Tipo	40%	60%	80%	Unidad	Base	Semibase	Punta	Programada	Forzada	Compuesta
Punta Arenas	Tres Puentes	Unidad 5. N°1 TG Hitachi	24.000	TG Heavy Duty (dual)	0,520	0,414	0,352	m3/kWh	1,734	2,334	3,401	3,50%	6,01%	9,51%
Punta Arenas	Tres Puentes	Unidad 6. N°7 TG Solar Titan	15.000	TG Industrial (dual)	0,427	0,339	0,288	m3/kWh	9,704	11,093	13,562	5,02%	4,92%	9,94%
Punta Arenas	Tres Puentes	Unidad 7. N°4 TG Solar Mars	10.000	TG Industrial	0,474	0,398	0,351	m3/kWh	9,627	11,033	13,533	1,50%	2,73%	4,23%
Punta Arenas	Tres Puentes	Unidad 8. N°5 MG Caterpillar	2.720	MG Lento	0,314	0,283	0,266	m3/kWh	16,269	16,693	17,448	20,17%	0,55%	20,71%
Punta Arenas	Tres Puentes	Unidad 10. N°3 CAT 3516	1.460	MD Rápido	0,335	0,311	0,295	lt/kWh	23,584	23,584	23,584	2,04%	0,55%	2,59%
Punta Arenas	Tres Puentes	Unidad 11. N°9 TG Solar Titan	15.000	TG Industrial (dual)	0,427	0,339	0,288	m3/kWh	9,704	11,093	13,562	5,02%	4,92%	9,94%
Punta Arenas	Tres Puentes	Unidad 12. N° 8 General Electric GE-10	10.700	TG Heavy Duty (dual)	0,571	0,452	0,383	m3/kWh	11,500	25,492	44,419	9,26%	3,83%	13,08%
Punta Arenas	Tres Puentes	N°10 Caterpillar	1.900	MG Rápido	0,280	0,253	0,240	m3/kWh	17,621	18,058	18,836	8,96%	3,93%	12,89%
Punta Arenas	Tres Puentes	N°11 Caterpillar	1.900	MG Rápido	0,280	0,253	0,240	m3/kWh	17,621	18,058	18,836	8,96%	3,93%	12,89%
Punta Arenas	Tres Puentes	N°12 Caterpillar	1.900	MG Rápido	0,280	0,253	0,240	m3/kWh	17,621	18,058	18,836	8,96%	3,93%	12,89%
Punta Arenas	Tres Puentes	N°13 Caterpillar	1.900	MG Rápido	0,280	0,253	0,240	m3/kWh	17,621	18,058	18,836	8,96%	3,93%	12,89%
Punta Arenas	Tres Puentes	N°14 Caterpillar	1.900	MG Rápido	0,280	0,253	0,240	m3/kWh	17,621	18,058	18,836	8,96%	3,93%	12,89%
Punta Arenas	Punta Arenas	Unidad 1. N°1 MD SULZER	1.400	MD Lento	0,359	0,359	0,359	lt/kWh	20,316	20,316	20,316	2,04%	0,55%	2,59%
Punta Arenas	Punta Arenas	Unidad 2. N°2 MD SULZER	1.400	MD Lento	0,359	0,359	0,359	lt/kWh	20,316	20,316	20,316	2,04%	0,55%	2,59%
Punta Arenas	Punta Arenas	Unidad 3. N°3 MD SULZER	1.400	MD Lento	0,359	0,359	0,359	lt/kWh	20,316	20,316	20,316	2,04%	0,55%	2,59%
Punta Arenas	Punta Arenas	Unidad 4. General Electric GN N°5 (Respaldo)	6.700	TG Heavy Duty	0,791	0,633	0,540	m3/kWh	11,500	25,492	44,419	3,08%	2,73%	5,81%
Punta Arenas	Pecket	PE Cabo Negro Unidad 1	850	Parque Eólico	0,000	0,000	0,000	-	7,627	7,627	7,627	1,90%	1,09%	2,99%
Punta Arenas	Pecket	PE Cabo Negro Unidad 2	850	Parque Eólico	0,000	0,000	0,000	-	7,627	7,627	7,627	1,90%	1,09%	2,99%
Punta Arenas	Pecket	PE Cabo Negro Unidad 3	850	Parque Eólico	0,000	0,000	0,000	-	7,627	7,627	7,627	1,90%	1,09%	2,99%
Punta Arenas	Vientos patagónicos	Vientos Patagónicos Unidad 1	3.450	Parque Eólico	0,000	0,000	0,000	-	7,124	7,124	7,124	1,04%	1,91%	2,95%
Punta Arenas	Vientos patagónicos	Vientos Patagónicos Unidad 2	3.450	Parque Eólico	0,000	0,000	0,000	-	7,124	7,124	7,124	1,04%	1,91%	2,95%
Punta Arenas	Vientos patagónicos	Vientos Patagónicos Unidad 3	3.450	Parque Eólico	0,000	0,000	0,000	-	7,124	7,124	7,124	1,04%	1,91%	2,95%
Puerto Natales	Puerto Natales	Unidad 13. N°3 Waukesha VHP 9390 GSI	1.180	MG Lento	0,392	0,372	0,363	m3/kWh	15,003	15,450	16,246	1,91%	3,28%	5,19%
Puerto Natales	Puerto Natales	Unidad 14. N° 4 Saturn	800	TG industrial (dual)	0,598	0,541	0,479	m3/kWh	16,612	17,159	18,131	1,85%	2,73%	4,58%
Puerto Natales	Puerto Natales	Unidad 15. N° 5 Saturn	800	TG industrial (dual)	0,598	0,541	0,479	m3/kWh	16,612	17,159	18,131	1,85%	2,73%	4,58%
Puerto Natales	Puerto Natales	Unidad 16. N°6 CAT 3516	1.500	MD Rápido (bifuel)	0,338	0,199	0,300	lt/kWh	24,426	24,426	24,426	2,04%	0,55%	2,59%
Puerto Natales	Puerto Natales	Unidad 17. N°8 Waukesha VHP 9390 GSI	1.180	MG Lento	0,392	0,372	0,363	m3/kWh	15,003	15,450	16,246	1,91%	3,28%	5,19%
Puerto Natales	Puerto Natales	Unidad 18. N°2 MD F.Morse 32E14	300	MD Lento	0,320	0,320	0,320	lt/kWh	24,929	24,929	24,929	2,04%	0,55%	2,59%
Puerto Natales	Puerto Natales	Unidad 19. N°9 Jenbacher J420	1.420	MG Rápido	0,298	0,277	0,262	m3/kWh	19,683	20,129	20,921	1,82%	3,01%	4,83%
Puerto Natales	Puerto Natales	Unidad 20. N°10 Palmero PP1700	1.360	MD Rápido	0,329	0,312	0,305	lt/kWh	20,938	20,938	20,938	2,04%	0,55%	2,59%
Puerto Natales	Puerto Natales	Unidad 21. N°11 Jenbacher J420	1.420	MG Rápido	0,298	0,277	0,262	m3/kWh	19,683	20,129	20,921	1,82%	5,46%	7,28%
Puerto Natales	Puerto Natales	Unidad 22. N°1 Fairbank Morse	150	MD Lento	0,320	0,320	0,320	lt/kWh	24,929	24,929	24,929	2,04%	0,55%	2,59%
Puerto Natales	Puerto Natales	Unidad 23. N°12 CAT 3516B	1.400	MD Rápido (bifuel)	0,339	0,200	0,297	lt/kWh	23,658	23,658	23,658	2,04%	0,55%	2,59%
Puerto Natales	Puerto Natales	N°13 Solar Centauro	3.515	TG Industrial (dual)	0,467	0,404	0,375	m3/kWh	7,884	9,429	12,175	1,07%	3,14%	4,21%
Porvenir	Porvenir	Unidad 24. N°6 Waukesha VHP 9390 GSI	1.180	MG Lento	0,368	0,352	0,340	m3/kWh	15,807	16,278	17,117	1,91%	3,28%	5,19%
Porvenir	Porvenir	Unidad 25. N°4 Waukesha VHP 7042 GSI	875	MG Lento	0,389	0,372	0,361	m3/kWh	15,359	15,836	16,684	3,04%	1,64%	4,68%
Porvenir	Porvenir	Unidad 27. N°7 Waukesha VHP 9390 GSI	1.180	MG Lento	0,368	0,352	0,340	m3/kWh	15,807	16,278	17,117	1,91%	3,28%	5,19%
Porvenir	Porvenir	Unidad 28. N°8 Palmero PP1700	1.360	MD Rápido	0,341	0,316	0,300	lt/kWh	22,060	22,060	22,060	2,04%	0,55%	2,59%
Porvenir	Porvenir	Unidad 29. N°10 Jenbacher J420	1.420	MG Rápido	0,299	0,275	0,260	m3/kWh	20,739	21,208	22,042	1,82%	3,01%	4,83%
Porvenir	Porvenir	Unidad 30. N°9 Caterpillar 3516G	900	MG Rápido	0,357	0,342	0,330	m3/kWh	31,287	50,987	87,726	8,96%	4,10%	13,06%
Porvenir	Porvenir	Unidad 31. N°1 Caterpillar 3508B (Respaldo)	720	MD Rápido	0,348	0,325	0,310	lt/kWh	23,651	23,651	23,651	2,04%	5,46%	7,51%
Porvenir	Porvenir	Unidad 32. Deutz D2 (Respaldo)	200	MD Lento	0,310	0,310	0,310	lt/kWh	26,266	26,266	26,266	2,04%	2,73%	4,77%
Porvenir	Porvenir	Unidad 33. Deutz D3 (Respaldo)	200	MD Lento	0,310	0,310	0,310	lt/kWh	26,266	26,266	26,266	2,04%	2,73%	4,77%
Porvenir	Porvenir	Unidad xx.N°11 CAT 3516	1.460	MD Rápido	0,337	0,313	0,297	lt/kWh	25,609	25,609	25,609	2,04%	0,55%	2,59%
Porvenir	Porvenir	N°12 Cummins	1.500	MD Rápido	0,280	0,241	0,228	lt/kWh	21,032	21,032	21,032	2,04%	0,55%	2,59%
Porvenir	Porvenir	Unidad N°5 CAT 3512 Bifuel	920	MD Rápido (bifuel)	0,343	0,197	0,301	lt/kWh	25,609	25,609	25,609	2,04%	0,55%	2,59%
Puerto Williams	Puerto Williams	Unidad 34. N°1 CAT. 3508B	590	MD Lento	0,300	0,281	0,267	lt/kWh	37,534	37,534	37,534	1,97%	3,36%	5,33%
Puerto Williams	Puerto Williams	Unidad 35. N°2 CAT. C-32	800	MD Rápido	0,288	0,272	0,261	lt/kWh	25,248	25,248	25,248	10,14%	3,28%	13,42%
Puerto Williams	Puerto Williams	Unidad 36. N°3 CAT. C-18	508	MD Rápido	0,302	0,282	0,269	lt/kWh	23,012	23,012	23,012	9,48%	2,73%	12,21%
Puerto Williams	Puerto Williams	Unidad 37. N°6 CUMMINS NTA/855/G2	252	MD Rápido	0,343	0,308	0,285	lt/kWh	27,067	27,067	27,067	9,81%	1,37%	11,17%
Puerto Williams	Puerto Williams	Unidad 38.N°4 CUMMINS 310DFCC (RESPALDO)	250	MD Rápido	0,343	0,308	0,285	lt/kWh	27,283	27,283	27,283	9,81%	1,37%	11,17%
Puerto Williams	Puerto Williams	Unidad 39. N°5 CUMMINS 310DFCC (RESPALDO)	250	MD Rápido	0,343	0,308	0,285	lt/kWh	27,283	27,283	27,283	9,81%	1,37%	11,17%

Para efectos de determinar distintos parámetros en la caracterización de las unidades existentes, el Consultor definió el tipo de tecnología al que corresponden dichas unidades, distinguiendo entre unidades eólicas, motores diésel lentos o rápidos, motores a gas lentos o rápidos, turbinas a gas *heavy duty* o industriales, pudiendo ser duales estas dos últimas.

En cuanto a los consumos específicos, estos fueron calculados en base a los datos de generación horaria entregados por las empresas para el año 2020. En particular, el consumo específico de cada unidad se determinó tomando en cuenta la energía generada por cada máquina, en su resolución horaria, y la cantidad de combustible utilizado para ello.

Es importante señalar que el Consultor, para la valorización de los costos variables combustibles, en adelante “CVC”, utilizó las curvas de consumos específicos y no los consumos específicos promedio. Estos últimos fueron considerados solo para el despacho simulado.

Por su parte, los costos variables no combustibles, en adelante “CVNC”, del año 2020 fueron determinados considerando los costos de mantenimientos por hora de funcionamiento de cada unidad, expresados en US$/hora y variabilizados por unidad de energía de acuerdo con la energía promedio generada por hora de funcionamiento efectivo de cada unidad.

Por último, para la indisponibilidad de las unidades, el Consultor consideró los valores históricos informados por las Empresas.

3.1.2 CARACTERIZACIÓN DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN CANDIDATAS

El Consultor consideró como unidades candidatas módulos de generación de distintas capacidades, tecnologías y tipos. Adicionalmente, se consideraron los proyectos propuestos por distintos promotores a la Comisión en respuesta al Oficio Ordinario CNE N° 50, de 17 de enero de 2022, en adelante “Catastro de Proyectos”.

En particular, el Consultor tuvo a la vista tres proyectos:

- **Proyecto Cogeneradora Tres Puentes (Sistema Punta Arenas)**
  Presentado por Kas Ingeniería S.A., en adelante, “KAS”. Este proyecto comprende dos turbinas de gas natural con una capacidad nominal de 333 kW cada una. La inversión del proyecto asciende a 1,6 MMUS$.

- **Proyecto de Generación con GLP Central Las Lengas (Sistema Puerto Natales)**
  Presentado por Innovación Energía S.A., en adelante “Inersa”. Este proyecto está compuesto por tres unidades *bifuel*, con una potencia total instalada de 3,68 MW operando con gas natural y de 2,9 MW al operar con gas licuado de petróleo (GLP). Su inversión llega a los 3,76 MMUS$.

- **Proyecto de Generación con GLP Central Navarino (Sistema Puerto Williams)**
  Este proyecto fue presentado por Inersa, y consiste en tres unidades de GLP con una capacidad total instalada de 2,9 MW. El costo de inversión corresponde a 3,93 MMUS$.

El detalle técnico de cada una de las unidades candidatas (módulos de generación y proyectos de promotores) se presenta en la tabla siguiente.

Tabla 3-2: Características técnicas de las unidades candidatas

				Consumo específico				Costo Variable No Combustible (US$/MWh)			Indisponibilidad		
Sistema	**Unidad**	**Potencia (kW)**	**Tipo**	**40%**	**60%**	**80%**	**Unidad**	**Base**	**Semibase**	**Punta**	**Programada**	**Forzada**	**Compuesta**
Punta Arenas	MDL1	1.760	MD Lento	0,246	0,227	0,218	lt/kWh	22,612	23,102	23,973	1,52%	3,98%	5,50%
Punta Arenas	MDR1	1.600	MD Rápido	0,267	0,252	0,246	lt/kWh	22,572	23,066	23,946	1,52%	3,98%	5,50%
Punta Arenas	MDR2	2.000	MD Rápido	0,290	0,269	0,256	lt/kWh	22,597	23,089	23,963	1,52%	3,98%	5,50%
Punta Arenas	MDR3	2.600	MD Rápido	0,272	0,257	0,248	lt/kWh	22,620	23,109	23,979	1,52%	3,98%	5,50%
Punta Arenas	MGL1	1.600	MG Lento	0,365	0,331	0,309	m3/kWh	14,977	15,414	16,177	3,37%	6,00%	9,37%
Punta Arenas	MGR1	1.497	MG Rápido	0,276	0,261	0,252	m3/kWh	19,622	20,032	20,760	3,37%	6,00%	9,37%
Punta Arenas	MGR2	1.999	MG Rápido	0,266	0,253	0,244	m3/kWh	15,443	15,793	16,194	3,37%	6,00%	9,37%
Punta Arenas	MGR3	2.538	MG Rápido	0,329	0,269	0,239	m3/kWh	14,737	15,088	15,489	3,37%	6,00%	9,37%
Punta Arenas	MGR4	2.680	MG Rápido	0,256	0,244	0,235	m3/kWh	22,230	22,659	23,423	3,37%	6,00%	9,37%
Punta Arenas	TGHD1	5.500	TG Heavy Duty (dual)	0,439	0,378	0,344	m3/kWh	18,156	18,156	18,156	3,37%	6,00%	9,37%
Punta Arenas	TGHD2	12.200	TG Heavy Duty (dual)	0,414	0,353	0,313	m3/kWh	14,001	14,001	14,001	3,37%	6,00%	9,37%
Punta Arenas	TGHD3	16.300	TG Heavy Duty (dual)	0,403	0,344	0,305	m3/kWh	12,253	12,253	12,253	3,37%	6,00%	9,37%
Punta Arenas	TGHD4	24.480	TG Heavy Duty (dual)	0,383	0,342	0,316	m3/kWh	17,388	17,388	17,388	3,37%	6,00%	9,37%
Punta Arenas	TGKAS	666	TG Industrial (dual)	0,317	0,317	0,317	m3/kWh	0,000	0,000	0,000	3,37%	0,00%	3,37%
Punta Arenas	TGN1	3.515	TG Industrial (dual)	0,527	0,445	0,396	m3/kWh	9,390	11,909	16,388	3,37%	6,00%	9,37%
Punta Arenas	TGN2	5.760	TG Industrial (dual)	0,489	0,406	0,354	m3/kWh	11,535	13,072	15,805	3,37%	6,00%	9,37%
Punta Arenas	TGN3	8.170	TG Industrial (dual)	0,436	0,367	0,323	m3/kWh	11,913	13,094	15,152	3,37%	6,00%	9,37%
Punta Arenas	TGN4	11.350	TG Industrial (dual)	0,519	0,417	0,351	m3/kWh	12,186	13,161	14,894	3,37%	6,00%	9,37%
Punta Arenas	TGN5	16.530	TG Industrial (dual)	0,428	0,354	0,310	m3/kWh	9,992	10,485	11,886	3,37%	6,00%	9,37%
Punta Arenas	TGN6	23.000	TG Industrial (dual)	0,411	0,330	0,281	m3/kWh	7,957	8,464	9,367	3,37%	6,00%	9,37%
Puerto Natales	MDL1	1.760	MD Lento	0,246	0,227	0,218	lt/kWh	23,304	23,809	24,707	3,98%	1,52%	5,50%
Puerto Natales	MDL2	2.350	MD Lento	0,243	0,224	0,215	lt/kWh	23,304	23,809	24,707	3,98%	1,52%	5,50%
Puerto Natales	MDL3	3.520	MD Lento	0,246	0,227	0,218	lt/kWh	23,304	23,809	24,707	3,98%	1,52%	5,50%
Puerto Natales	MDR1	1.056	MD Rápido	0,289	0,269	0,259	lt/kWh	23,262	23,772	24,679	3,98%	1,52%	5,50%

				Consumo específico				Costo Variable No Combustible (US$/MWh)			Indisponibilidad		
Sistema	**Unidad**	**Potencia (kW)**	**Tipo**	**40%**	**60%**	**80%**	**Unidad**	**Base**	**Semibase**	**Punta**	**Programada**	**Forzada**	**Compuesta**
Puerto Natales	MDR2	1.400	MD Rápido	0,282	0,262	0,251	lt/kWh	23,262	23,772	24,679	3,98%	1,52%	5,50%
Puerto Natales	MDR3	2.000	MD Rápido	0,290	0,269	0,256	lt/kWh	23,288	23,795	24,696	3,98%	1,52%	5,50%
Puerto Natales	MDR4	2.600	MD Rápido	0,272	0,257	0,248	lt/kWh	23,312	23,816	24,712	3,98%	1,52%	5,50%
Puerto Natales	MGL1	1.005	MG Lento	0,351	0,359	0,348	m3/kWh	14,816	15,270	16,065	6,00%	3,37%	9,37%
Puerto Natales	MGL2	1.600	MG Lento	0,365	0,331	0,309	m3/kWh	15,436	15,885	16,672	6,00%	3,37%	9,37%
Puerto Natales	MGL3	3.333	MG Lento	0,251	0,239	0,232	m3/kWh	15,989	16,440	17,228	6,00%	3,37%	9,37%
Puerto Natales	MGL4	4.500	MG Lento	0,251	0,239	0,232	m3/kWh	15,199	15,647	16,432	6,00%	3,37%	9,37%
Puerto Natales	MGR1	983	MG Rápido	0,347	0,327	0,311	m3/kWh	23,274	23,742	24,563	6,00%	3,37%	9,37%
Puerto Natales	MGR2	1.287	MG Rápido	0,270	0,254	0,244	m3/kWh	17,110	17,471	17,884	6,00%	3,37%	9,37%
Puerto Natales	MGR3	1.497	MG Rápido	0,276	0,261	0,252	m3/kWh	20,222	20,645	21,396	6,00%	3,37%	9,37%
Puerto Natales	MGR4	1.521	MG Rápido	0,264	0,249	0,239	m3/kWh	16,154	16,516	16,929	6,00%	3,37%	9,37%
Puerto Natales	MGR5	1.999	MG Rápido	0,266	0,253	0,244	m3/kWh	15,915	16,277	16,690	6,00%	3,37%	9,37%
Puerto Natales	MGR6	2.300	MG Rápido	0,251	0,239	0,232	m3/kWh	17,358	17,811	18,606	6,00%	3,37%	9,37%
Puerto Natales	MGR7	2.538	MG Rápido	0,329	0,269	0,239	m3/kWh	15,188	15,550	15,963	6,00%	3,37%	9,37%
Puerto Natales	MGR8	2.680	MG Rápido	0,256	0,244	0,235	m3/kWh	22,910	23,353	24,140	6,00%	3,37%	9,37%
Puerto Natales	MGR8_1	1.225	MG Rápido (bifuel)	0,266	0,246	0,232	m3/kWh	15,600	15,600	15,600	6,00%	1,95%	7,95%
Puerto Natales	MGR8_2	2.450	MG Rápido (bifuel)	0,266	0,246	0,232	m3/kWh	15,600	15,600	15,600	6,00%	1,95%	7,95%
Puerto Natales	MGR8_3	3.675	MG Rápido (bifuel)	0,266	0,246	0,232	m3/kWh	15,600	15,600	15,600	6,00%	1,95%	7,95%
Puerto Natales	TGN1	3.515	TG Industrial (dual)	0,527	0,445	0,396	m3/kWh	9,677	12,274	16,889	6,00%	3,37%	9,37%
Porvenir	MDL1	1.760	MD Lento	0,246	0,227	0,218	lt/kWh	24,553	25,085	26,031	3,98%	1,52%	5,50%
Porvenir	MDL2	3.520	MD Lento	0,246	0,227	0,218	lt/kWh	24,553	25,085	26,031	3,98%	1,52%	5,50%
Porvenir	MDR1	965	MD Rápido	0,284	0,273	0,265	lt/kWh	24,510	25,047	26,002	3,98%	1,52%	5,50%
Porvenir	MDR2	1.400	MD Rápido	0,282	0,262	0,251	lt/kWh	24,510	25,047	26,002	3,98%	1,52%	5,50%
Porvenir	MDR3	1.600	MD Rápido	0,267	0,252	0,246	lt/kWh	24,510	25,047	26,002	3,98%	1,52%	5,50%
Porvenir	MDR4	2.600	MD Rápido	0,272	0,257	0,248	lt/kWh	24,562	25,093	26,037	3,98%	1,52%	5,50%

				Consumo específico				Costo Variable No Combustible (US$/MWh)			Indisponibilidad		
Sistema	**Unidad**	**Potencia (kW)**	**Tipo**	**40%**	**60%**	**80%**	**Unidad**	**Base**	**Semibase**	**Punta**	**Programada**	**Forzada**	**Compuesta**
Porvenir	MGL1	875	MG Lento	0,351	0,359	0,348	m3/kWh	15,350	15,830	16,670	6,00%	3,37%	9,37%
Porvenir	MGL2	1.100	MG Lento	0,378	0,352	0,334	m3/kWh	15,762	16,239	17,075	6,00%	3,37%	9,37%
Porvenir	MGL3	1.600	MG Lento	0,365	0,331	0,309	m3/kWh	16,263	16,737	17,566	6,00%	3,37%	9,37%
Porvenir	MGL4	3.333	MG Lento	0,251	0,239	0,232	m3/kWh	16,847	17,321	18,151	6,00%	3,37%	9,37%
Porvenir	MGR1	625	MG Rápido	0,345	0,318	0,300	m3/kWh	14,543	15,028	15,879	6,00%	3,37%	9,37%
Porvenir	MGR2	1.013	MG Rápido	0,328	0,268	0,236	m3/kWh	20,228	20,609	21,045	6,00%	3,37%	9,37%
Porvenir	MGR3	1.287	MG Rápido	0,270	0,254	0,244	m3/kWh	18,027	18,408	18,843	6,00%	3,37%	9,37%
Porvenir	MGR4	1.497	MG Rápido	0,276	0,261	0,252	m3/kWh	21,306	21,751	22,543	6,00%	3,37%	9,37%
Porvenir	MGR5	1.521	MG Rápido	0,264	0,249	0,239	m3/kWh	17,020	17,401	17,836	6,00%	3,37%	9,37%
Porvenir	MGR6	1.999	MG Rápido	0,266	0,253	0,244	m3/kWh	16,769	17,149	17,585	6,00%	3,37%	9,37%
Porvenir	MGR7	2.538	MG Rápido	0,329	0,269	0,239	m3/kWh	16,002	16,383	16,819	6,00%	3,37%	9,37%
Porvenir	MGR8	2.680	MG Rápido	0,256	0,244	0,235	m3/kWh	24,139	24,605	25,434	6,00%	3,37%	9,37%
Porvenir	TGN1	3.515	TG Industrial (dual)	0,527	0,445	0,396	m3/kWh	10,196	12,932	17,795	6,00%	3,37%	9,37%
Puerto Williams	CAT3508B_GLP	413	MG Rápido (bifuel)	0,313	0,255	0,258	lt/kWh	37,534	37,534	37,534	1,97%	3,36%	5,33%
Puerto Williams	CATC18_GLP	356	MG Rápido (bifuel)	0,318	0,255	0,260	lt/kWh	23,012	23,012	23,012	9,48%	2,73%	12,21%
Puerto Williams	CATC32_GLP	560	MG Rápido (bifuel)	0,297	0,245	0,257	lt/kWh	25,248	25,248	25,248	10,14%	3,28%	13,42%
Puerto Williams	MDR1	800	MD Rápido	0,295	0,280	0,270	lt/kWh	25,459	26,017	27,009	3,98%	1,52%	5,50%
Puerto Williams	MDR2	728	MD Rápido	0,307	0,292	0,284	lt/kWh	25,459	26,017	27,009	3,98%	1,52%	5,50%
Puerto Williams	MGR3	965	Motor GLP	0,000	0,000	0,000	Ton/kWh	15,600	15,600	15,600	6,00%	1,95%	7,95%
Puerto Williams	MGR4_1	560	Motor GLP	0,000	0,000	0,000	Ton/kWh	17,200	17,200	17,200	6,00%	1,95%	7,95%
Puerto Williams	MGR4_2	1.120	Motor GLP	0,000	0,000	0,000	Ton/kWh	17,200	17,200	17,200	6,00%	1,95%	7,95%

3.1.3 CARACTERIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

El Consultor consideró los antecedentes presentados por las Empresas a efectos de determinar las instalaciones de transmisión existentes en los distintos sistemas medianos.

Así, para las líneas de transmisión, consideró 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. Además, se incorporan las servidumbres correspondientes.

En cuanto a las instalaciones de subestaciones, el Consultor considera los principales elementos de conexión de cada una de las subestaciones de las centrales respectivas, determinados a partir de los antecedentes presentados por las empresas para el desarrollo del Estudio.

El detalle de los equipos y materiales que componen las distintas instalaciones de transmisión se encuentran en el archivo denominado “Resumen recargo Tx.xlsx”.

3.1.4 VALORIZACIÓN DE INSTALACIONES

La valorización de las instalaciones de la Empresas fue desarrollada en base a las siguientes fuentes de información:

- Información entregada por Edelmag, Vientos Patagónicos y Pecket al Consultor, incluyendo el Estudio de Mercado de Costos de Inversión, Operación y Mantenimiento de Nuevas Unidades Generadoras para los Sistemas Medianos de Magallanes, de abril de 2022, Informe Final revisión G, elaborado por la empresa Krea Energía Ltda, en adelante, “Estudio Krea”.
- Valorización de instalaciones informada por Edelmag, Vientos Patagónicos y Pecket Energy al Consultor.
- Antecedentes de procesos tarifarios en otros segmentos.

Adicionalmente, el Consultor tuvo en cuenta lo siguiente:

- Respecto de las unidades de generación, una parte importante de las unidades existentes de Edelmag corresponden a máquinas de antigüedad igual o mayor a 20 años. Ello dificultó el proceso de valorización realizado por el Consultor, pues no pudo cotizarlas entre los proveedores consultados. De esta forma, la valorización se realizó tomando en cuenta el valor de inversión de las unidades disponibles en la actualidad.
- Respecto a las instalaciones de transmisión, se consideró 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.

3.1.4.1 ESTUDIO DE PRECIOS UNITARIOS

Para la valorización de las unidades de generación, el Consultor consideró como base de comparación los valores resultantes del Estudio Krea. Los resultados de dicho estudio fueron respaldados con cotizaciones formales realizadas a los respectivos proveedores. Adicionalmente, se observaron los valores publicados en el *Gas Turbine World GTW Handbook* del año 2020.

Todos los precios, tanto del Estudio Krea como del *GTW Handbook* fueron referenciados por el Consultor al 31 de diciembre de 2020 para su correcto análisis.

Para la valorización de los equipos de las subestaciones y líneas, el Consultor consideró los valores informados en estudios de precios de procesos tarifarios de otros segmentos y los valores informados por las Empresas. Para efectos de una adecuada valorización de las instalaciones de transmisión, dichos valores fueron corregidos por IPC o CPI, según correspondiese.

Las Bases establecieron como año base para la valoración de la empresa existente el 2020, considerando el valor promedio mensual del dólar observado publicado por el Banco Central para el mes de diciembre de 2020, correspondiente a 734,73 [$/US$]. De esta forma, todos los precios utilizados fueron referidos al 31 de diciembre del 2020, actualizando los valores por CPI o IPC, según se trate de bienes importados o locales, respectivamente.

3.1.4.2 RECARGOS UTILIZADOS EN PRECIOS UNITARIOS

El Consultor calculó recargos a los precios unitarios, los que reflejan los distintos gastos involucrados en la compra, instalación y puesta en marcha de las instalaciones de la empresa.

Para la determinación de los recargos en la valorización de las unidades de generación, el Consultor consideró como base los valores cotizados en el Estudio Krea. Por su parte, para las instalaciones de transmisión, el consultor utilizó los recargos informados por las Empresas.

Los recargos utilizados para las unidades de generación se muestran en la Tabla 3-3 y en la Tabla 3-4.

Tabla 3-3: Recargos para unidades de generación térmica

Ítem	Punta Arenas	Puerto Natales	Porvenir	Puerto Williams
Flete, seguro y transporte	7,86%	8,90%	10,02%	25,61%
Flete	5,38%	5,56%	5,65%	5,65%
Seguro	2,15%	2,22%	2,26%	2,26%
Transporte	0,33%	1,12%	2,11%	17,70%
Montaje Mecánico	5,99%	5,99%	7,03%	26,68%
Montaje Eléctrico	10,73%	12,31%	14,30%	51,84%
Obras Civiles	10,62%	11,28%	11,28%	41,91%
Ingeniería	1,31%	1,37%	1,52%	3,54%

Ítem	Punta Arenas	Puerto Natales	Porvenir	Puerto Williams
Puesta en Marcha	5,46%	5,46%	5,73%	5,73%
Gastos Generales	10,85%	11,05%	11,12%	15,17%
Intereses Intercalarios	4,48%	4,48%	4,47%	4,31%

Tabla 3-4: Recargos para unidades de generación eólica

Ítem	Pecket	Vientos Patagónicos
Montaje Mecánico	6,15%	21,04%
Montaje Eléctrico	10,41%	2,12%
Obras Civiles	4,59%	39,11%
Ingeniería	6,22%	1,77%
Puesta en Marcha	5,88%	8,99%
Gastos Generales	4,02%	10,29%
Intereses Intercalarios	2,53%	1,66%

Con los recargos anteriores, el precio final de las unidades de generación se determinó a través de la siguiente expresión:

$$Valor\ Final_i = [Valor\ FOB_i \times (1+FST+MM+ME+OC) \times (1+Ing+PM+GG) \times (1+II)] + BI + CE$$

Donde:

FST : Recargo porcentual por Fletes, Seguros y Transporte.
MM : Recargo porcentual por Montaje Mecánico.
ME : Recargo porcentual por Montaje Eléctrico.
OC : Recargo porcentual por Obras Civiles.
Ing : Recargo porcentual por Ingeniería
PM : Recargo porcentual por Puesta en Marcha
GG : Recargo porcentual por Gastos Generales.
II : Recargo porcentual por Intereses Intercalarios.
BI : Recargo porcentual por Bienes Intangibles
CE : Recargo porcentual por Capital de Explotación

Sin perjuicio de ello, el Consultor señala que no incluyó en las tablas anteriores los recargos de BI y CE, ya que estos son posteriormente calculados para la empresa y repartidos entre las instalaciones a prorrata de su valor de inversión. Agrega que, en el caso de obras civiles de unidades eólicas, para Vientos Patagónicos se consideró el monto en dólares informados por la empresa.

Por último, la estructura de cálculo del costo unitario para el resto de las instalaciones es la que se detalla a continuación:

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

Donde:

FB : Recargo porcentual por Flete a Bodega.
B : Recargo porcentual por Bodegaje.
FO : Recargo porcentual por Flete a Obra.
MO : Valor de montaje.

3.1.4.3 VALORIZACIÓN DE UNIDADES DE GENERACIÓN

La metodología de valorización de unidades de generación desarrollada por el Consultor comprende los siguientes pasos:

a) Para las unidades que se cotizaron y coinciden con unidades existentes y/o se cuenta con información del costo total informado por las Empresas, se utilizó el valor 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 las Empresas, el Consultor realizó lo siguiente:

   i. Primero, calificó las unidades existentes por tipo de tecnología;
   ii. Posteriormente, procedió a determinar una relación lineal entre el costo total de las unidades cotizadas versus la potencia de estas, según tecnología y tipo de unidad estudiada. Como resultados, obtuvo un valor promedio, representativo del mercado, para cada kW instalado, siempre considerando las distintas alternativas tecnológicas;
   iii. Luego, para cada unidad existente, se valorizó su potencia instalada al costo por unidad de potencia determinado en el literal ii, el cual depende de la tecnología y velocidad de la unidad; y,
   iv. Finalmente, comparó el valor FOB obtenido en el literal iii con el valor FOB calculado para la misma unidad a partir de la base contable de las Empresas considerando el valor mínimo entre ambos valores.

Posteriormente, considerando los recargos indicados en el título anterior, el Consultor obtuvo la valorización de las unidades de generación existentes, las cuales se presentan en la Tabla 3-5.

Por su parte, el valor de las unidades generadoras consideradas como candidatas en el Estudio se presenta en la Tabla 3-6.

Tabla 3-5: Valorización de las unidades existentes

Central	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	CUp US$	BI US$	CE US$	Valor Final
Tres Puentes	Unidad 5. Nº1 TG Hitachi	24.000	8.827.513	475.078	190.031	**9.492.621**	28.985	529.085	946.847	937.380	156.918	652.001	1.295.419	**14.039.257**	628.753	**14.668.010**	50.942	77.122	**14.796.075**
Tres Puentes	Unidad 6. Nº7 TG Solar Titan	15.000	8.200.947	441.357	176.543	**8.818.847**	26.928	491.531	879.641	870.846	145.780	605.723	1.203.472	**13.042.768**	584.125	**13.626.893**	47.327	71.648	**13.745.867**
Tres Puentes	Unidad 7. Nº4 TG Solar Mars	10.000	5.142.473	276.757	110.703	**5.529.933**	16.885	308.219	551.586	546.071	91.413	379.823	754.647	**8.178.578**	366.281	**8.544.859**	29.677	44.928	**8.619.463**
Tres Puentes	Unidad 8. Nº5 MG Caterpillar	2.720	1.486.718	80.012	32.005	**1.598.735**	4.882	89.108	159.467	157.872	26.428	109.809	218.173	**2.364.474**	105.894	**2.470.367**	8.580	12.989	**2.491.936**
Tres Puentes	Unidad 10. Nº3 CAT 3516	1.460	413.776	22.269	8.907	**444.952**	1.359	24.800	44.382	43.938	7.355	30.562	60.721	**658.068**	29.472	**687.540**	2.388	3.615	**693.543**
Tres Puentes	Unidad 11. Nº9 TG Solar Titan	15.000	8.200.947	441.357	176.543	**8.818.847**	26.928	491.531	879.641	870.846	145.780	605.723	1.203.472	**13.042.768**	584.125	**13.626.893**	47.327	71.648	**13.745.867**
Tres Puentes	Unidad 12. Nº 8 General Electric GE-10	10.700	5.329.588	286.827	114.731	**5.731.146**	17.500	319.434	571.657	565.941	94.739	393.644	782.106	**8.476.165**	379.608	**8.855.773**	30.756	46.562	**8.933.092**
Tres Puentes	N°10 Caterpillar	1.900	1.157.477	62.293	24.917	**1.244.687**	3.801	69.374	124.152	122.911	20.575	85.491	169.857	**1.840.849**	82.443	**1.923.292**	6.680	10.112	**1.940.085**
Tres Puentes	N°11 Caterpillar	1.900	1.157.477	62.293	24.917	**1.244.687**	3.801	69.374	124.152	122.911	20.575	85.491	169.857	**1.840.849**	82.443	**1.923.292**	6.680	10.112	**1.940.085**
Tres Puentes	N°12 Caterpillar	1.900	1.157.477	62.293	24.917	**1.244.687**	3.801	69.374	124.152	122.911	20.575	85.491	169.857	**1.840.849**	82.443	**1.923.292**	6.680	10.112	**1.940.085**
Tres Puentes	N°13 Caterpillar	1.900	1.157.477	62.293	24.917	**1.244.687**	3.801	69.374	124.152	122.911	20.575	85.491	169.857	**1.840.849**	82.443	**1.923.292**	6.680	10.112	**1.940.085**
Tres Puentes	N°14 Caterpillar	1.900	1.157.477	62.293	24.917	**1.244.687**	3.801	69.374	124.152	122.911	20.575	85.491	169.857	**1.840.849**	82.443	**1.923.292**	6.680	10.112	**1.940.085**
Punta Arenas	Unidad 1. N°1 MD SULZER	1.400	497.191	26.758	10.703	**534.652**	1.633	29.800	53.329	52.796	8.838	36.723	72.962	**790.731**	35.413	**826.144**	2.869	4.344	**833.357**
Punta Arenas	Unidad 2. N°2 MD SULZER	1.400	497.191	26.758	10.703	**534.652**	1.633	29.800	53.329	52.796	8.838	36.723	72.962	**790.731**	35.413	**826.144**	2.869	4.344	**833.357**
Punta Arenas	Unidad 3. N°3 MD SULZER	1.400	497.191	26.758	10.703	**534.652**	1.633	29.800	53.329	52.796	8.838	36.723	72.962	**790.731**	35.413	**826.144**	2.869	4.344	**833.357**
Punta Arenas	Unidad 4. General Electric GN N°5 (Respaldo)	6.700	3.711.243	199.731	79.892	**3.990.866**	12.186	222.437	398.071	394.091	65.971	274.113	544.617	**5.902.352**	264.339	**6.166.691**	21.417	32.424	**6.220.532**
Pecket	PE Cabo Negro Unidad 1	850	-	-	-	**1.136.662**	3.607	69.891	118.370	52.122	85.843	81.132	55.484	**1.603.112**	40.559	**1.643.671**	5.709	8.642	**1.658.021**
Pecket	PE Cabo Negro Unidad 2	850	-	-	-	**1.136.662**	3.607	69.891	118.370	52.122	85.843	81.132	55.484	**1.603.112**	40.559	**1.643.671**	5.709	8.642	**1.658.021**
Pecket	PE Cabo Negro Unidad 3	850	-	-	-	**1.136.662**	3.607	69.891	118.370	52.122	85.843	81.132	55.484	**1.603.112**	40.559	**1.643.671**	5.709	8.642	**1.658.021**
Vientos Patagónicos	Vientos Patagónicos Unidad 1	3.450	-	-	-	**3.105.234**	62.071	653.493	65.856	1.333.312	92.400	469.398	536.918	**6.318.681**	104.777	**6.423.458**	22.309	33.774	**6.479.540**
Vientos Patagónicos	Vientos Patagónicos Unidad 2	3.450	-	-	-	**3.105.234**	62.071	653.493	65.856	1.333.312	92.400	469.398	536.918	**6.318.681**	104.777	**6.423.458**	22.309	33.774	**6.479.540**
Vientos Patagónicos	Vientos Patagónicos Unidad 3	3.450	-	-	-	**3.105.234**	62.071	653.493	65.856	1.333.312	92.400	469.398	536.918	**6.318.681**	104.777	**6.423.458**	22.309	33.774	**6.479.540**
Puerto Natales	Unidad 13. Nº3 Waukesha VHP 9390 GSI	1.180	884.348	49.129	19.652	**953.128**	9.910	53.004	108.887	99.712	16.780	66.902	135.264	**1.443.588**	64.652	**1.508.240**	8.240	12.475	**1.528.955**
Puerto Natales	Unidad 14. Nº 4 Saturn	800	709.841	39.434	15.774	**765.049**	7.955	42.545	87.401	80.036	13.469	53.700	108.573	**1.158.728**	51.894	**1.210.622**	6.614	10.013	**1.227.249**
Puerto Natales	Unidad 15. Nº 5 Saturn	800	709.841	39.434	15.774	**765.049**	7.955	42.545	87.401	80.036	13.469	53.700	108.573	**1.158.728**	51.894	**1.210.622**	6.614	10.013	**1.227.249**
Puerto Natales	Unidad 16. Nº6 CAT 3516	1.500	586.953	32.607	13.043	**632.603**	6.578	35.180	72.270	66.180	11.137	44.404	89.776	**958.128**	42.910	**1.001.038**	5.469	8.280	**1.014.786**
Puerto Natales	Unidad 17. Nº8 Waukesha VHP 9390 GSI	1.180	884.348	49.129	19.652	**953.128**	9.910	53.004	108.887	99.712	16.780	66.902	135.264	**1.443.588**	64.652	**1.508.240**	8.240	12.475	**1.528.955**
Puerto Natales	Unidad 18. Nº2 MD F.Morse 32E14	300	121.356	6.742	2.697	**130.794**	1.360	7.274	14.942	13.683	2.303	9.181	18.562	**198.098**	8.872	**206.970**	1.131	1.712	**209.812**
Puerto Natales	Unidad 19. Nº9 Jenbacher J420	1.420	572.167	31.786	12.714	**616.667**	6.412	34.293	70.449	64.513	10.857	43.285	87.515	**933.992**	41.829	**975.821**	5.331	8.071	**989.223**
Puerto Natales	Unidad 20. Nº10 Palmero PP1700	1.360	382.579	21.254	8.501	**412.334**	4.287	22.930	47.106	43.137	7.259	28.942	58.517	**624.513**	27.969	**652.482**	3.565	5.397	**661.443**
Puerto Natales	Unidad 21. N°11 Jenbacher J420	1.420	572.167	31.786	12.714	**616.667**	6.412	34.293	70.449	64.513	10.857	43.285	87.515	**933.992**	41.829	**975.821**	5.331	8.071	**989.223**
Puerto Natales	Unidad 22. N°1 Fairbank Morse	150	60.678	3.371	1.348	**65.397**	680	3.637	7.471	6.842	1.151	4.590	9.281	**99.049**	4.436	**103.485**	565	856	**104.906**
Puerto Natales	Unidad 23. Nº12 CAT 3516B	1.400	576.966	32.053	12.821	**621.840**	6.466	34.581	71.040	65.054	10.948	43.648	88.249	**941.826**	42.180	**984.006**	5.376	8.139	**997.521**
Puerto Natales	N°13 Solar Centauro	3.515	3.426.755	190.369	190.369	**3.807.494**	38.401	205.386	421.927	386.375	66.587	265.477	536.750	**5.728.398**	256.548	**5.984.946**	32.698	49.502	**6.067.147**
Porvenir	Unidad 24. Nº6 Waukesha VHP 9390 GSI	1.180	884.348	49.956	19.982	**954.286**	18.664	62.167	126.441	99.712	19.190	72.264	140.279	**1.493.005**	66.749	**1.559.754**	10.396	15.739	**1.585.889**
Porvenir	Unidad 25. Nº4 Waukesha VHP 7042 GSI	875	765.047	43.217	17.287	**825.550**	16.146	53.781	109.384	86.261	16.602	62.516	121.355	**1.291.595**	57.745	**1.349.340**	8.994	13.616	**1.371.949**
Porvenir	Unidad 27. Nº7 Waukesha VHP 9390 GSI	1.180	884.348	49.956	19.982	**954.286**	18.664	62.167	126.441	99.712	19.190	72.264	140.279	**1.493.005**	66.749	**1.559.754**	10.396	15.739	**1.585.889**
Porvenir	Unidad 28. Nº8 Palmero PP1700	1.360	382.579	21.611	8.645	**412.835**	8.074	26.894	54.700	43.137	8.302	31.262	60.686	**645.891**	28.877	**674.767**	4.497	6.809	**686.074**
Porvenir	Unidad 29. N°10 Jenbacher J420	1.420	572.167	32.321	12.928	**617.416**	12.076	40.222	81.807	64.513	12.416	46.754	90.760	**965.964**	43.186	**1.009.150**	6.726	10.183	**1.026.060**
Porvenir	Unidad 30. N°9 Caterpillar 3516G	900	533.470	30.135	12.054	**575.659**	11.259	37.502	76.274	60.150	11.576	43.592	84.622	**900.634**	40.266	**940.900**	6.271	9.494	**956.666**
Porvenir	Unidad 31. N°1 Caterpillar 3508B (Respaldo)	720	203.641	11.503	4.601	**219.745**	4.298	14.315	29.116	22.961	4.419	16.640	32.302	**343.797**	15.371	**359.168**	2.394	3.624	**365.186**
Porvenir	Unidad 32. Deutz D2 (Respaldo)	200	55.945	3.160	1.264	**60.370**	1.181	3.933	7.999	6.308	1.214	4.572	8.874	**94.450**	4.223	**98.673**	658	996	**100.326**
Porvenir	Unidad 33. Deutz D3 (Respaldo)	200	55.945	3.160	1.264	**60.370**	1.181	3.933	7.999	6.308	1.214	4.572	8.874	**94.450**	4.223	**98.673**	658	996	**100.326**
Porvenir	Unidad xx.Nº11 CAT 3516	1.460	453.314	25.607	10.243	**489.163**	9.567	31.867	64.813	51.112	9.837	37.042	71.907	**765.309**	34.216	**799.525**	5.329	8.068	**812.921**
Porvenir	N°12 Cummins	1.500	426.956	24.118	9.647	**460.721**	9.011	30.014	61.045	48.140	9.265	34.889	67.726	**720.810**	32.226	**753.036**	5.019	7.599	**765.654**
Porvenir	Unidad 05. Caterpillar 3512 Bifuel	920	376.425	21.264	8.506	**406.194**	7.945	26.462	53.820	42.443	8.168	30.759	59.710	**635.502**	28.412	**663.914**	4.425	6.699	**675.038**
Puerto Williams	Unidad 34. Nº1 CAT. 3508B	590	211.485	11.947	4.779	**228.210**	37.436	56.433	109.624	88.639	18.411	29.813	78.939	**647.505**	27.929	**675.434**	8.401	12.719	**696.554**
Puerto Williams	Unidad 35. Nº2 CAT. C-32	800	193.336	10.921	4.369	**208.626**	34.223	51.590	100.217	81.032	16.831	27.254	72.164	**591.936**	25.532	**617.468**	7.680	11.627	**636.776**
Puerto Williams	Unidad 36. Nº3 CAT. C-18	508	135.359	7.646	3.058	**146.063**	23.960	36.119	70.164	56.732	11.784	19.081	50.524	**414.428**	17.876	**432.303**	5.377	8.141	**445.821**
Puerto Williams	Unidad 37. Nº6 CUMMINS NTA/855/G2	252	73.355	4.144	1.657	**79.156**	12.985	19.574	38.024	30.745	6.386	10.341	27.380	**224.591**	9.687	**234.278**	2.914	4.412	**241.604**
Puerto Williams	Unidad 38.N°4 CUMMINS 310DFCC (RESPALDO)	250	72.972	4.122	1.649	**78.743**	12.917	19.472	37.825	30.584	6.353	10.287	27.237	**223.418**	9.637	**233.055**	2.899	4.389	**240.342**
Puerto Williams	Unidad 39. N°5 CUMMINS 310DFCC (RESPALDO)	250	72.972	4.122	1.649	**78.743**	12.917	19.472	37.825	30.584	6.353	10.287	27.237	**223.418**	9.637	**233.055**	2.899	4.389	**240.342**

Tabla 3-6: Valorización de las unidades candidatas

Sistema	Unidad	Potencia (KW)	Valor FOB	Fletes	Seguros	Valor CIF	Flete SSMM	Montanje Mecánic	Montaje Eléctrico	Obras Civiles + Materiale	Ingeniería	Puesta en Marcha	Gastos Generale	Valor Instalado	Intereses Intercalarios	CUp US$
Punta Arenas	MDL1	1.760	1.069.397	57.553	23.021	**1.149.970**	3.511	64.095	114.704	113.558	19.010	78.986	156.932	**1.700.766**	76.169	**1.776.936**
Punta Arenas	MDR1	1.600	461.771	24.852	9.941	**496.563**	1.516	27.677	49.530	49.035	8.208	34.106	67.764	**734.400**	32.890	**767.290**
Punta Arenas	MDR2	2.000	631.835	34.004	13.602	**679.440**	2.075	37.870	67.771	67.094	11.232	46.667	92.720	**1.004.868**	45.003	**1.049.872**
Punta Arenas	MDR3	2.600	1.011.273	54.424	21.770	**1.087.467**	3.320	60.612	108.470	107.386	17.976	74.693	148.402	**1.608.326**	72.029	**1.680.355**
Punta Arenas	MGL1	1.600	1.048.631	56.435	22.574	**1.127.640**	3.443	62.851	112.477	111.352	18.640	77.452	153.884	**1.667.740**	74.690	**1.742.430**
Punta Arenas	MGR1	1.497	817.226	43.981	17.593	**878.800**	2.683	48.981	87.656	86.780	14.527	60.360	119.926	**1.299.714**	58.208	**1.357.922**
Punta Arenas	MGR2	1.999	1.058.076	56.943	22.777	**1.137.796**	3.474	63.417	113.490	112.355	18.808	78.150	155.270	**1.682.761**	75.363	**1.758.124**
Punta Arenas	MGR3	2.538	1.316.678	70.861	28.344	**1.415.883**	4.323	78.916	141.228	139.816	23.405	97.250	193.220	**2.094.041**	93.782	**2.187.823**
Punta Arenas	MGR4	2.680	1.384.806	74.527	29.811	**1.489.145**	4.547	83.000	148.536	147.050	24.616	102.282	203.217	**2.202.393**	98.635	**2.301.028**
Punta Arenas	TGHD1	5.500	3.961.978	213.225	85.290	**4.260.493**	13.009	237.465	424.965	420.716	70.428	292.632	581.412	**6.301.122**	282.198	**6.583.320**
Punta Arenas	TGHD2	12.200	5.724.091	308.058	123.223	**6.155.372**	18.795	343.079	613.971	607.833	101.752	422.782	839.998	**9.103.582**	407.707	**9.511.289**
Punta Arenas	TGHD3	16.300	6.802.398	366.090	146.436	**7.314.925**	22.336	407.708	729.632	722.336	120.920	502.426	998.238	**10.818.520**	484.511	**11.303.031**
Punta Arenas	TGHD4	24.480	8.953.754	481.872	192.749	**9.628.374**	29.400	536.652	960.388	950.786	159.162	661.325	1.313.945	**14.240.030**	637.745	**14.877.775**
Punta Arenas	TGKAS	666	-	-	-	**-**	-	-	-	-	-	-	-	**-**	-	**1.645.125**
Punta Arenas	TGN1	3.515	4.025.864	216.663	86.665	**4.329.193**	13.219	241.294	431.818	427.500	71.564	297.351	590.787	**6.402.726**	286.748	**6.689.474**
Punta Arenas	TGN2	5.760	4.327.307	232.886	93.155	**4.653.348**	14.209	259.361	464.151	459.510	76.922	319.615	635.023	**6.882.140**	308.219	**7.190.359**
Punta Arenas	TGN3	8.170	4.893.086	263.335	105.334	**5.261.756**	16.066	293.272	524.837	519.589	86.980	361.404	718.050	**7.781.954**	348.518	**8.130.471**
Punta Arenas	TGN4	11.350	6.023.378	324.165	129.666	**6.477.210**	19.778	361.017	646.073	639.613	107.072	444.887	883.918	**9.579.568**	429.024	**10.008.592**
Punta Arenas	TGN5	16.530	8.799.393	473.564	189.426	**9.462.383**	28.893	527.400	943.831	934.394	156.418	649.924	1.291.293	**13.994.535**	626.750	**14.621.285**
Punta Arenas	TGN6	23.000	13.893.907	747.740	299.096	**14.940.743**	45.620	832.744	1.490.273	1.475.373	246.979	1.026.205	2.038.902	**22.096.839**	989.615	**23.086.454**
Puerto Natales	MDL1	1.760	1.069.397	59.409	23.764	**1.152.569**	11.984	64.095	131.672	120.577	20.292	80.901	163.568	**1.745.658**	78.180	**1.823.838**
Puerto Natales	MDL2	2.350	1.389.450	77.189	30.876	**1.497.514**	15.571	83.278	171.079	156.664	26.365	105.113	212.521	**2.268.105**	101.578	**2.369.683**
Puerto Natales	MDL3	3.520	2.002.599	111.252	44.501	**2.158.351**	22.442	120.028	246.574	225.798	37.999	151.499	306.304	**3.268.995**	146.403	**3.415.398**
Puerto Natales	MDR1	1.056	301.458	16.747	6.699	**324.904**	3.378	18.068	37.118	33.990	5.720	22.806	46.109	**492.093**	22.039	**514.132**
Puerto Natales	MDR2	1.400	394.765	21.931	8.772	**425.468**	4.424	23.661	48.606	44.511	7.491	29.864	60.381	**644.405**	28.860	**673.265**
Puerto Natales	MDR3	2.000	631.835	35.101	14.040	**680.976**	7.081	37.870	77.796	71.241	11.989	47.799	96.641	**1.031.392**	46.191	**1.077.583**
Puerto Natales	MDR4	2.600	1.011.273	56.180	22.472	**1.089.925**	11.333	60.612	124.515	114.024	19.189	76.504	154.678	**1.650.778**	73.931	**1.724.708**
Puerto Natales	MGL1	1.005	815.897	45.326	18.130	**879.353**	9.143	48.902	100.459	91.994	15.482	61.723	124.794	**1.331.850**	59.647	**1.391.498**
Puerto Natales	MGL2	1.600	1.048.631	58.255	23.302	**1.130.188**	11.751	62.851	129.115	118.236	19.898	79.330	160.392	**1.711.760**	76.662	**1.788.422**
Puerto Natales	MGL3	3.333	1.726.493	95.913	38.365	**1.860.772**	19.348	103.479	212.578	194.666	32.760	130.611	264.073	**2.818.287**	126.218	**2.944.505**
Puerto Natales	MGL4	4.500	2.182.965	121.272	48.509	**2.352.746**	24.463	130.838	268.782	246.135	41.421	165.144	333.892	**3.563.421**	159.589	**3.723.010**
Puerto Natales	MGR1	983	570.618	31.700	12.680	**614.998**	6.395	34.201	70.259	64.339	10.827	43.168	87.278	**931.464**	41.716	**973.180**
Puerto Natales	MGR2	1.287	716.472	39.803	15.921	**772.196**	8.029	42.942	88.217	80.784	13.595	54.202	109.587	**1.169.552**	52.379	**1.221.931**
Puerto Natales	MGR3	1.497	817.226	45.400	18.160	**880.786**	9.158	48.981	100.623	92.144	15.507	61.824	124.997	**1.334.020**	59.745	**1.393.765**
Puerto Natales	MGR4	1.521	828.740	46.040	18.416	**893.196**	9.287	49.671	102.040	93.443	15.725	62.695	126.759	**1.352.817**	60.586	**1.413.403**
Puerto Natales	MGR5	1.999	1.058.076	58.780	23.512	**1.140.368**	11.857	63.417	130.278	119.301	20.077	80.045	161.836	**1.727.178**	77.352	**1.804.530**
Puerto Natales	MGR6	2.300	1.202.490	66.803	26.721	**1.296.014**	13.475	72.072	148.059	135.584	22.817	90.970	183.925	**1.962.916**	87.910	**2.050.826**
Puerto Natales	MGR7	2.538	1.316.678	73.146	29.259	**1.419.083**	14.755	78.916	162.119	148.459	24.984	99.608	201.390	**2.149.314**	96.258	**2.245.571**
Puerto Natales	MGR8	2.680	1.384.806	76.931	30.773	**1.492.510**	15.519	83.000	170.507	156.140	26.277	104.762	211.811	**2.260.525**	101.238	**2.361.764**
Puerto Natales	MGR8_1	1.225	-	-	-	**-**	-	-	-	-	-	-	-	**-**	-	**1.669.274**
Puerto Natales	MGR8_2	2.450	-	-	-	**-**	-	-	-	-	-	-	-	**-**	-	**2.854.455**
Puerto Natales	MGR8_3	3.675	-	-	-	**-**	-	-	-	-	-	-	-	**-**	-	**3.759.490**
Puerto Natales	TGN1	3.515	4.025.864	223.652	89.461	**4.338.977**	45.115	241.294	495.693	453.926	76.390	304.561	615.770	**6.571.726**	294.317	**6.866.044**

Sistema	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	CUp US$
Porvenir	MDL1	1.760	1.069.397	60.409	24.164	**1.153.969**	22.570	75.176	152.899	120.577	23.206	87.385	169.633	**1.805.415**	80.717	**1.886.132**
Porvenir	MDL2	3.520	2.002.599	113.124	45.250	**2.160.973**	42.265	140.777	286.325	225.798	43.456	163.642	317.662	**3.380.898**	151.154	**3.532.052**
Porvenir	MDR1	965	280.659	15.854	6.342	**302.854**	5.923	19.730	40.128	31.645	6.090	22.934	44.519	**473.824**	21.184	**495.007**
Porvenir	MDR2	1.400	394.765	22.300	8.920	**425.985**	8.332	27.751	56.442	44.511	8.566	32.258	62.619	**666.464**	29.796	**696.261**
Porvenir	MDR3	1.600	461.771	26.085	10.434	**498.290**	9.746	32.461	66.023	52.066	10.020	37.734	73.248	**779.588**	34.854	**814.442**
Porvenir	MDR4	2.600	1.011.273	57.125	22.850	**1.091.248**	21.343	71.090	144.589	114.024	21.945	82.636	160.413	**1.707.287**	76.330	**1.783.616**
Porvenir	MGL1	875	765.047	43.217	17.287	**825.550**	16.146	53.781	109.384	86.261	16.602	62.516	121.355	**1.291.595**	57.745	**1.349.340**
Porvenir	MGL2	1.100	853.056	48.188	19.275	**920.519**	18.004	59.967	121.967	96.184	18.511	69.707	135.316	**1.440.176**	64.388	**1.504.564**
Porvenir	MGL3	1.600	1.048.631	59.236	23.694	**1.131.561**	22.132	73.716	149.930	118.236	22.755	85.689	166.339	**1.770.356**	79.149	**1.849.506**
Porvenir	MGL4	3.333	1.726.493	97.527	39.011	**1.863.032**	36.438	121.368	246.849	194.666	37.465	141.080	273.864	**2.914.762**	130.314	**3.045.075**
Porvenir	MGR1	625	398.857	22.531	9.012	**430.400**	8.418	28.039	57.027	44.972	8.655	32.592	63.269	**673.372**	30.105	**703.478**
Porvenir	MGR2	1.013	585.012	33.047	13.219	**631.277**	12.347	41.125	83.643	65.962	12.695	47.804	92.797	**987.650**	44.156	**1.031.805**
Porvenir	MGR3	1.287	716.472	40.473	16.189	**773.133**	15.121	50.366	102.439	80.784	15.547	58.546	113.650	**1.209.587**	54.078	**1.263.666**
Porvenir	MGR4	1.497	817.226	46.164	18.466	**881.855**	17.248	57.449	116.844	92.144	17.734	66.779	129.632	**1.379.686**	61.683	**1.441.369**
Porvenir	MGR5	1.521	828.740	46.814	18.726	**894.281**	17.491	58.258	118.491	93.443	17.984	67.720	131.459	**1.399.126**	62.552	**1.461.678**
Porvenir	MGR6	1.999	1.058.076	59.769	23.908	**1.141.753**	22.331	74.380	151.280	119.301	22.960	86.460	167.837	**1.786.302**	79.862	**1.866.164**
Porvenir	MGR7	2.538	1.316.678	74.377	29.751	**1.420.806**	27.789	92.559	188.254	148.459	28.572	107.592	208.858	**2.222.888**	99.381	**2.322.269**
Porvenir	MGR8	2.680	1.384.806	78.226	31.290	**1.494.323**	29.227	97.348	197.995	156.140	30.050	113.159	219.664	**2.337.907**	104.524	**2.442.431**
Porvenir	TGN1	3.515	4.025.864	227.416	90.966	**4.344.247**	84.967	283.007	575.606	453.926	87.361	328.972	638.601	**6.796.687**	303.867	**7.100.555**
Puerto Williams	CAT3508B_GLP	413	-	-	-	**-**	-	-	-	-	-	-	-	**-**	-	**43.613**
Puerto Williams	CATC18_GLP	356	-	-	-	**-**	-	-	-	-	-	-	-	**-**	-	**43.613**
Puerto Williams	CATC32_GLP	560	-	-	-	**-**	-	-	-	-	-	-	-	**-**	-	**43.613**
Puerto Williams	MDR1	800	246.646	13.933	5.573	**266.152**	43.660	65.815	127.850	103.376	21.472	34.769	92.063	**755.156**	32.572	**787.728**
Puerto Williams	MDR2	728	233.111	13.168	5.267	**251.546**	41.264	62.203	120.834	97.703	20.294	32.861	87.010	**713.715**	30.785	**744.500**
Puerto Williams	MGR3	965	-	-	-	**-**	-	-	-	-	-	-	-	**-**	-	**1.308.634**
Puerto Williams	MGR4_1	560	-	-	-	**-**	-	-	-	-	-	-	-	**-**	-	**881.921**
Puerto Williams	MGR4_2	1.120	-	-	-	**-**	-	-	-	-	-	-	-	**-**	-	**1.481.810**

3.1.4.4 VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

Para la valorización de las instalaciones de transmisión, el Consultor utilizó el inventario de elementos informados por las Empresas, junto con los valores informados en estudios de precios de procesos tarifarios de otros segmentos y los informados por las Empresas. En particular, respecto de los valores de los equipos, se consideró el valor mínimo entre las referidas fuentes de información.

En cuanto al montaje y los recargos, se utilizaron los valores informados por las Empresa, en vista de las condiciones particulares de construcción de cada proyecto.

A partir de lo anterior, el Consultor obtuvo los valores de inversión que se presentan en las siguientes tablas.

Tabla 3-7: Valorización línea EDELMAG 66 kV Punta Arenas – Tres Puentes

Ítem	Total US$
Tramos	541.170
Servidumbres	27.948
Aisladores y otros elementos de líneas	249.586
Total	**818.704**

Tabla 3-8: Valorización línea Pecket 23 kV Vientos patagónicos – Tres puentes

ítem	Costo US$
Conductores	423.271
Estructuras	659.594
Servidumbre	278.310
Aisladores y Otros	1.708.391
Total	**3.069.566**

Tabla 3-9: Valorización línea Pecket 13,2 kV Cabo Negro – Alimentador N°6

ítem	Costo US$
Conductores	14.321
Estructuras	14.568
Servidumbre	51.457
Aisladores y Otros	44.334
Total	**124.679**

Tabla 3-10: Valorización instalaciones Subestaciones y Patios EDELMAG

Ítem		Total US$
Punta Arenas	Transformadores	4.469.006
	SSEE y Patio	9.212.600
Puerto Natales	Transformadores	10.991
	SSEE y Patio	877.124
Puerto Williams	Transformadores	8.148
	SSEE y Patio	1.322.633
Porvenir	Transformadores	9.382
	SSEE y Patio	318.322
Total		**15.909.884**

Tabla 3-11: Valorización instalaciones Subestación y Patio Pecket

ítem	Costo US$
Tap Alimentador N°6	252.750
Paño E1 SE Tres Puentes 23kV	241.181
Total	**493.930**

3.2 VALORIZACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA Y TERRENOS

Para valorizar los edificios y terrenos, el Consultor utilizó los resultados del estudio de valorización de propiedades encargado por Edelmag al consultor independiente, Arquitecto, José Luis Subiabre Aguilar, el cual detalla la valorización comercial de las edificaciones y terrenos de propiedad de Edelmag al año 2020.

Los distintos edificios y terrenos se clasificaron en diversas categorías según su utilización.

En las siguientes tablas se aprecia la valorización de infraestructura y terrenos, y la asignación en tipo de infraestructura entregada como antecedente por Edelmag, así como la calculada por el Consultor a cargo del Estudio.

Tabla 3-12: Valorización, clasificación y asignación de terrenos y edificios, Sistema Punta Arenas

Dirección		Uso	Clasificación	Superficie construida / Terreno (mt2)	Valor de Mercado MM$ (Dic2020)	Asignación (%)		Asignación (MM$)	
						SSMM	Otro	SSMM	Otro
Punta Arenas	Croacia 444 y 458	Edificio Distribución y Bodega	Talleres y Bodegas	1.560	608	50%	50%	304	304
		Edificio Administración	Oficinas y Servicios	1.098	587	50%	50%	293	293
		Sala de Capacitación y ampliación	Oficinas y Servicios	350	175	50%	50%	88	88
		Sala de calderas	Sala de Generación	65	23	50%	50%	12	12
		Oficina y baños	Oficinas y Servicios	93	33	50%	50%	16	16
		Taller Nº 1	Talleres y Bodegas	246	96	20%	80%	19	77
		Taller Nº 2	Talleres y Bodegas	83	32	20%	80%	6	26
		Edificio “Sulzer”	Sala de Generación	317	129	100%	0%	129	-
		Patio Línea 66Kv	Sala de Generación	130	141	100%	0%	141	-
		Terrenos y Oficinas	Terrenos	12.694	2.399	54%	46%	1.300	1.099
	Barrio Industrial	Oficina supervisores	Oficinas y Servicios	291	244	100%	0%	244	-
		Sala de comandos	Sala de Generación	120	82	100%	0%	82	-
		Talleres de mantención	Talleres y Bodegas	495	283	100%	0%	283	-
		Sala de máquina Caterpillar	Sala de Generación	250	149	100%	0%	149	-
		Taller de mantención Nº 2	Talleres y Bodegas	250	105	100%	0%	105	-
		Bodega de Multiuso	Talleres y Bodegas	540	190	50%	50%	95	95
		Caseta Vigilancia	Oficinas y Servicios	35	30	100%	0%	30	-
		Caseta de Bombas	Sala de Generación	57	5	100%	0%	5	-
	Sitio 32 Barrio Industrial	Industrial	Terrenos	31.481	686	100%	0%	686	0
	Sitio 32 c Barrio Industrial	Industrial	Terrenos	14.300	175	100%	0%	175	0
	Sitio 30 Barrio Industrial	Industrial	Terrenos	12.385	145	100%	0%	145	0
	Sitio 23 Barrio Industrial	Industrial	Terrenos	12.060	147	100%	0%	147	0
	Sitio 24 Barrio Industrial	Industrial	Terrenos	8.265	101	100%	0%	101	0

Dirección		Uso	Clasificación	Superficie construida / Terreno (mt2)	Valor de Mercado MM$ (Dic2020)	Asignación (%)		Asignación (MM$)	
						SSMM	Otro	SSMM	Otro
	Sitio 25 Barrio Industrial	Industrial	Terrenos	8.058	98	100%	0%	98	0
	Av. El Bosque 0319	Casa habitación	Casas	298	241	50%	50%	121	121
		Casa habitación	Terrenos	481	109	50%	50%	55	55
TOTAL PUNTA ARENAS				**106.002**	**7.015**			**4.831**	**2.184**

Tabla 3-13: Valorización, clasificación y asignación de terrenos y edificios, Sistemas Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams

Dirección		Uso	Clasificación	Superficie construida / Terreno (mt2)	Valor de Mercado MM$ (Dic2020)	Asignación (%)		Asignación (MM$)	
						SSMM	Otro	SSMM	Otro
Puerto Natales	Av. España 1797	Oficinas administrativas	Oficinas y Servicios	101	56	50%	50%	28	28
		Talleres	Talleres y Bodegas	558	187	50%	50%	93	93
		Edificación anexa	Oficinas y Servicios	50	21	100%	0%	21	0
		Casa trabajadores 1	Casas	55	23	100%	0%	23	0
		Casa trabajadores 2	Casas	65	27	100%	0%	27	0
		Central Diesel y sala de comandos	Sala de Generación	357	221	100%	0%	221	0
		Bodega de Repuestos	Talleres y Bodegas	123	36	100%	0%	36	0
		Bodegas menores	Talleres y Bodegas	150	44	50%	50%	22	22
		Bodegas de Residuos peligrosos	Talleres y Bodegas	15	5	100%	0%	5	0
		Garita Vigilancia	Talleres y Bodegas	15	3	100%	0%	3	0
		Oficina-Generación	Terrenos	31.480	3.478	90%	10%	3.138	339
	Total Puerto Natales			**32.969**	**4.100**			**3.618**	**482**
Porvenir	J. Williams 0285	Oficinas administrativas	Oficinas y Servicios	141	83	50%	50%	42	42
		Sala de Bombas	Sala de Generación	10	2	100%	0%	2	0
		Sala de Maquinas	Sala de Generación	309	140	100%	0%	140	0
		Talleres	Talleres y Bodegas	120	66	100%	0%	66	0
		Bodega de Residuos peligrosos	Talleres y Bodegas	40	8	100%	0%	8	0
		Garita	Sala de Generación	10	2	100%	0%	2	0
	Chiloé Nº 139	Sala de capacitación	Oficinas y Servicios	359	57	50%	50%	29	29
	Chiloé Nº 173	Casa trabajadores 1	Casas	94	31	100%	0%	31	0
	Chiloé Nº 197	Casa trabajadores 2	Casas	90	30	100%	0%	30	0
	Chiloé Nº 197	Garaje	Talleres y Bodegas	35	3	100%	0%	3	0
	Chiloé Nº 145	Habitación	Terrenos	2.500	233	69%	31%	160	72
	Oscar Viel Nº 218	Habitación	Casas	59	25	50%	50%	12	12
	J. Williams 0285	Industrial	Terrenos	10.000	814	89%	11%	725	90
	Total Porvenir			**13.767**	**1.493**			**1.249**	**244**
Puerto Williams	Av. Presidente Ibáñez 130	Oficinas	Oficinas y Servicios	92	50	50%	50%	25	25
	Avda. Presidente Ibáñez 130	Oficinas		307	13	50%	50%	7	7
	Barrio Industrial Lt B5 B6 B7	Galpón Caterpillar y Sala Comandos	Sala de Generación	350	100	100%	0%	100	0
		Taller de Mantención	Talleres y Bodegas	200	23	100%	0%	23	0
		Bodega de residuos	Talleres y Bodegas	40	22	100%	0%	22	0
	Barrio Industrial Lt B5 B6 B7	Industrial	Terrenos	15.000	109	100%	0%	109	0
	Comandante Aragay Lt 4x7	Habitación	Casas	135	120	50%	50%	60	60
		Vivienda	Terrenos	879	56	100%	0%	56	0
	Tte. Muñoz 135	Casa Habitacional	Casas	60	31	100%	0%	31	0
		Cobertizo	Oficinas y Servicios	12	2	100%	0%	2	0
		Vivienda- cobertizo	Terrenos	231	10	100%	0%	10	0
	Total Puerto Williams			**17.306**	**536**			**444**	**91**
Total EDELMAG				**64.042**	**6.129**			**5.311**	**818**

3.3 VALORIZACIÓN DE LOS COSTOS DE PERSONAL

Los costos del personal se valorizaron incluyendo las remuneraciones, beneficios, y provisión de indemnización por años de servicio, utilizando los sueldos de mercado obtenidos de la Encuesta General de Compensaciones eSIREM de PricewaterhouseCoopers.

A continuación, se presenta el total de remuneraciones para la empresa eficiente de SSMM agrupadas por tipo de cargo (así como beneficios), expresados en su valor equivalente a diciembre de 2020.

Tabla 3-14: Resumen de cantidad de dotación y remuneraciones del personal de la empresa

Tipo de Cargo	Dotación	Costo Anual (MM$)	Asignación (%)		Asignación (MM$)	
			SSMM	Otros	SSMM	Otros
Ejecutivos	4	520	39%	61%	203	317
Jefaturas	13	757	29%	71%	219	538
Profesionales	25	788	61%	39%	478	309
Técnicos	25	642	51%	49%	328	314
Operarios	26	582	80%	20%	464	118
Administrativos	20	506	24%	76%	122	384
Secretarias	1	20	45%	55%	9	11
Estafeta	1	36	50%	50%	18	18
Total	**115**	**3.852**	**48%**	**52%**	**1.842**	**2.011**

Tabla 3-15: Asignación de personal a las distintas zonas

Sistema	Dotación	Costo Anual (MM$)	Asignación (%)		Asignación (MM$)	
			SSMM	Otros	SSMM	Otros
Punta Arenas	88	3.163	44%	56%	1.404	1.759
Puerto Natales	12	303	58%	42%	177	126
Porvenir	8	213	55%	45%	118	96
Puerto Williams	7	172	83%	17%	143	29
Total	**115**	**3.852**	**48%**	**52%**	**1.842**	**2.011**

Tabla 3-16: Costos de personal empresa eficiente

Tipo de Compensación	Valor Anual (MM$)
Remuneración Bruta	2.244
Bonos y compensaciones esporádicas	646
Beneficio Adicional	432
Obligación Legal	106
Total	**3.427**
Tipo de Provisión	**Valor Anual (MM$)**
PROV VACAC DEVENGAD	318
PROV. BONO PASAJES	28
Total	**347**

3.4 VALORIZACIÓN DE LOS GASTOS FIJOS ANUALES

Se agruparon los costos fijos en 15 categorías en relación con las actividades de operación, mantenimiento, administración y comercialización que realiza Edelmag.

Los gastos fijos correspondientes al año base se pueden apreciar en la siguiente tabla:

Tabla 3-17: Valores de Gastos Fijos al año base

Gastos Fijos	Costo	Asignación (%)			Asignación (MM$)		
	(MM$)	Gx	Dx	Admin	Gx	Dx	Admin
Costos de Tecnologías de Información	820	0%	0%	100%	-	2	818
Asesorías	359	19%	13%	68%	67	48	244
Materiales	277	74%	16%	10%	204	46	28
Mantenimiento edificio	247	40%	17%	43%	99	42	106
Seguros	230	0%	0%	100%	0	0	230
Vigilancia	165	72%	0%	28%	118,41	0,56	46

Gastos Fijos	Costo	Asignación (%)			Asignación (MM$)		
	(MM$)	Gx	Dx	Admin	Gx	Dx	Admin
Patentes y Trámites	112	0%	0%	100%	0	0	111
Directorio	84	0%	0%	100%	-	-	84
RSE y Comunicaciones	78	0%	7%	93%	-	5	73
Facturación a clientes	61	0%	38%	62%	-	23	37
Gastos plantel	50	34%	13%	53%	17	7	26
Contribuciones	49	30%	0%	70%	15	-	35
Vehículos	21	42%	52%	6%	9	11	1
Arriendos	15	6%	89%	5%	1	13	1
Administrativos y corporativos	23	30%	12%	57%	7	3	13
Total	**2.590**	**21%**	**8%**	**72%**	**537**	**200**	**1.853**

3.5 DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN

El Consultor, a partir de los datos reales de generación y consumos de combustibles horarios del año 2020 entregados por Edelmag, determinó 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 caso de motores. Por medio de estas curvas de consumo específico se calcularon los costos variables de combustible del año base, tanto para el despacho real como para el despacho simulado.

Los costos variables no combustibles del 2020 fueron determinados por el Consultor considerando los costos de mantenimiento por hora de funcionamiento de cada unidad, expresado en US$/hora, y variabilizados por unidad de energía de acuerdo con la energía promedio generada por hora de funcionamiento efectivo de cada unidad, determinando así los costos variables no combustibles expresados en US$/MWh. Estos costos variables no combustibles son considerados para la optimización del despacho de 2020, y no coinciden necesariamente con los considerados por las Empresas para determinar sus despachos reales durante 2020.

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

Tabla 3-18: Costos variables de operación reales 2020 vs simulados, Punta Arenas

Costo Variable	Operación real 2020 US$	Operación simulada 2020 US$	Variación
Combustible	9.995.777	10.208.146	2%
No Combustible	4.284.451	3.861.383	-10%
Total	**14.280.228**	**14.069.529**	**-1%**

Tabla 3-19: Costos variables de operación reales 2020 vs simulados, Puerto Natales

Costo Variable	Operación real 2020 US$	Operación simulada 2020 US$	Variación
Combustible	2.074.432	1.864.479	-10%
No Combustible	978.941	747.846	-24%
Total	**3.053.373**	**2.612.325**	**-14%**

Tabla 3-20: Costos variables de operación reales 2020 vs simulados, Porvenir

Costo Variable	Operación real 2020 US$	Operación simulada 2020 US$	Variación
Combustible	1.912.340	1.234.167	-35%
No Combustible	1.025.395	745.965	-27%
Total	**2.937.735**	**1.980.132**	**-33%**

Tabla 3-21: Costos variables de operación real 2020, Puerto Williams

Costo Variable	Operación real 2020 US$	Operación simulada 2020 US$	Variación
Combustible	880.330	804.063	-9%
No Combustible	227.106	207.514	-9%
Total	**1.107.436**	**1.011.577**	**-9%**

3.6 DEMANDA

3.6.1 DEMANDA HISTÓRICA

Para cada uno de los sistemas eléctricos se presentan las ventas mensuales históricas de energía para el período 2012-2021, y el PIB nacional como variable exógena principal, según se detalla en el estudio del Consultor.

3.6.1.1 SISTEMA PUNTA ARENAS

Gráfico 1: Demanda mensual de energía en central Punta Arenas (MWh)

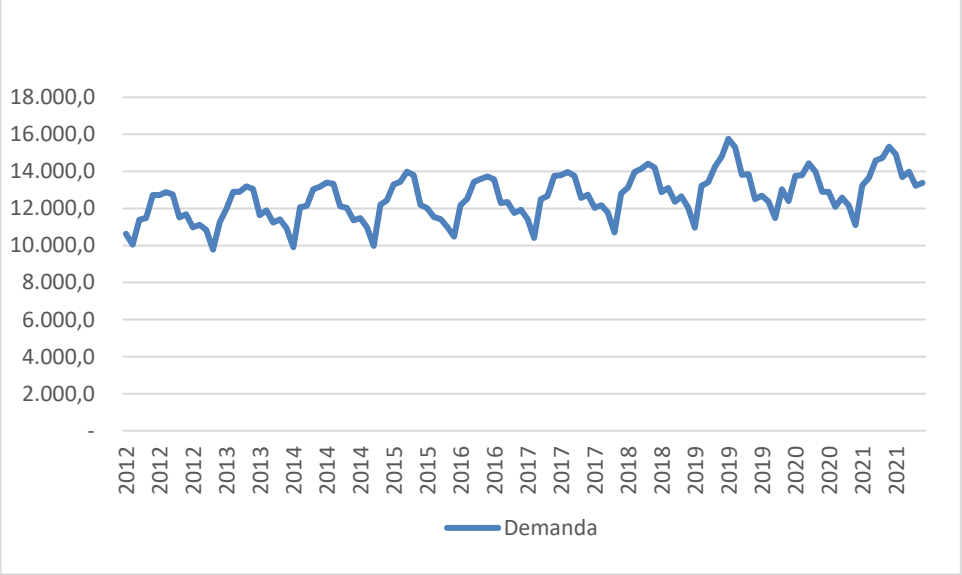
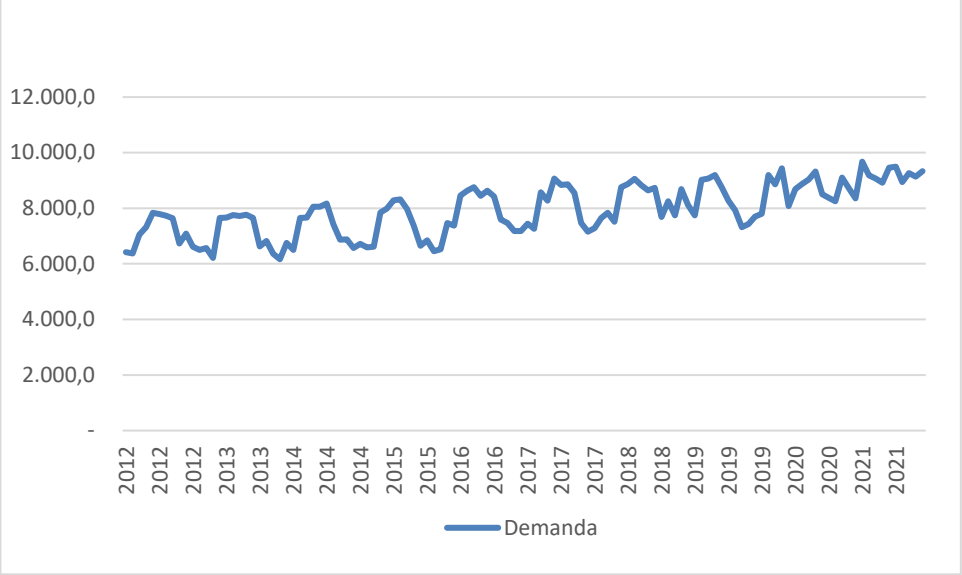
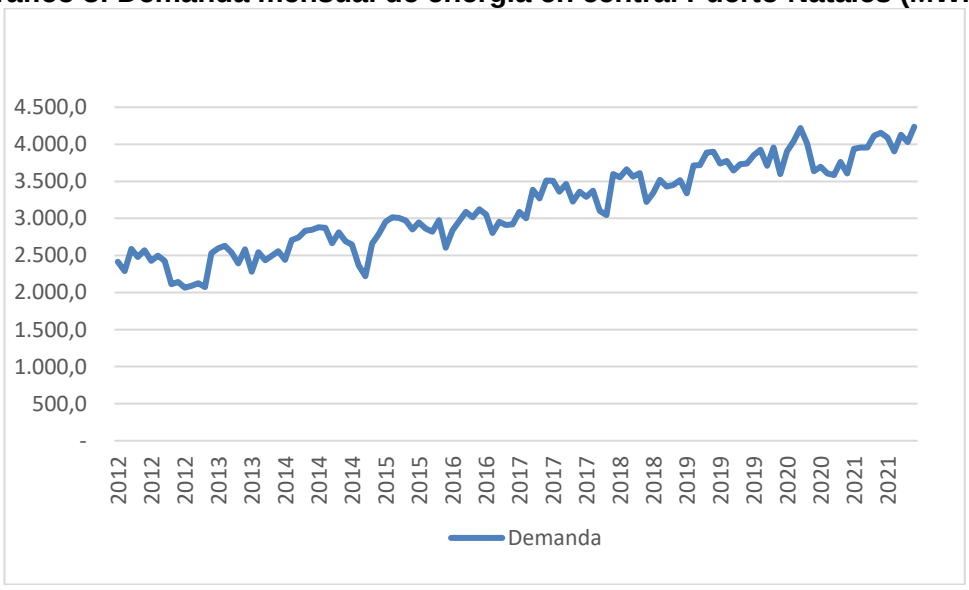


Gráfico 2: Demanda mensual de energía en central Tres Puentes (MWh)



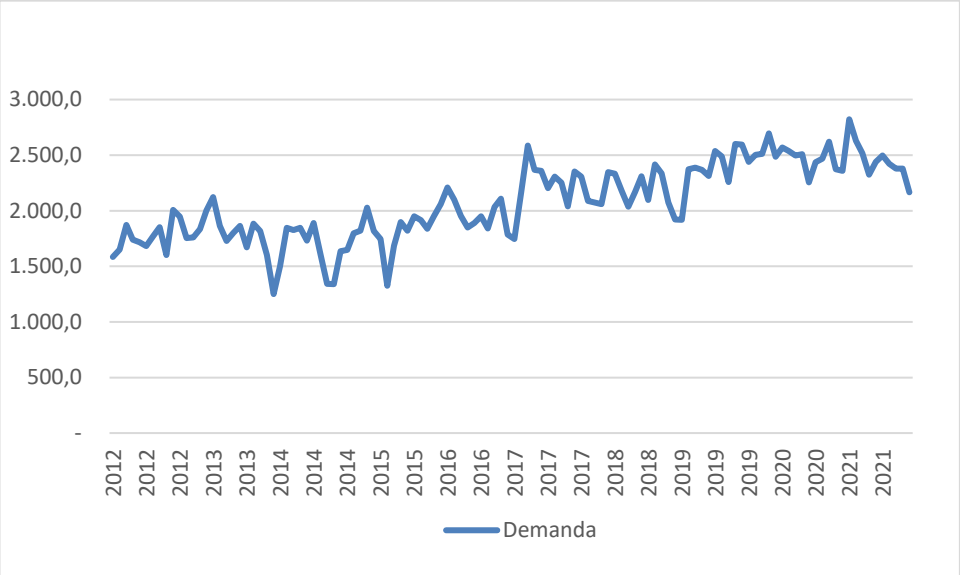
3.6.1.2 SISTEMA PUERTO NATALES

Gráfico 3: Demanda mensual de energía en central Puerto Natales (MWh)



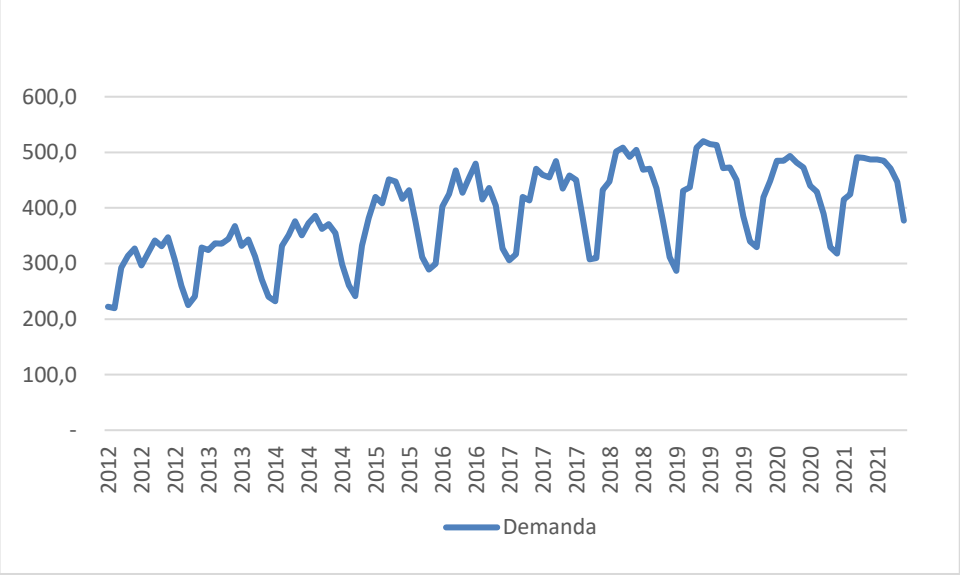
3.6.1.3 SISTEMA PORVENIR

Gráfico 4: Demanda mensual de energía en central Porvenir (MWh)



3.6.1.4 SISTEMA PUERTO WILLIAMS

Gráfico 5: Demanda mensual de energía en central Puerto Williams (MWh)



3.6.2 PROYECCIÓN DE DEMANDA

En cada barra del sistema, el Consultor evaluó 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, que corresponde al PIB nacional. En todos los casos analizados, el Modelo ARIMA Estacional presentó un mejor ajuste.

Para la proyección de demanda máxima, el Consultor asumió que la razón entre la demanda media y demanda máxima se mantendrá similar a la de los últimos años. Se utilizó como valor representativo el promedio del factor de carga del periodo 2018-2021, el cual presenta bajas variaciones. 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 3-22 Factor de carga histórico por sistema

Año	Punta Arenas	Puerto Natales	Porvenir	Puerto WIlliams
2012	0,656	0,615	0,610	0,505
2013	0,658	0,606	0,603	0,520
2014	0,614	0,655	0,621	0,504
2015	0,671	0,638	0,621	0,547
2016	0,695	0,66l	0,659	0,562
2017	0,687	0,669	0,667	0,573
2018	0, 706	0,692	0,675	0,595
2019	0,697	0,684	0,646	0,593
2020	0, 706	0,694	0,673	0,609
2021	0, 719	0, 707	0,628	0,580

3.6.2.1 SISTEMA PUNTA ARENAS

Gráfico 66: Ajuste y pronóstico Sistema Punta Arenas

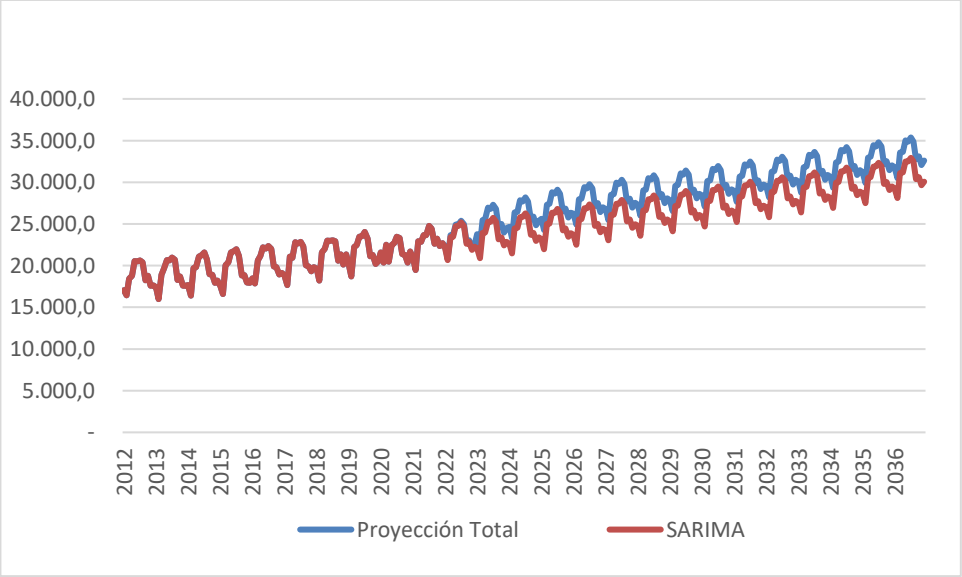


Gráfico 7: Ajuste y Pronóstico Barra Punta Arenas

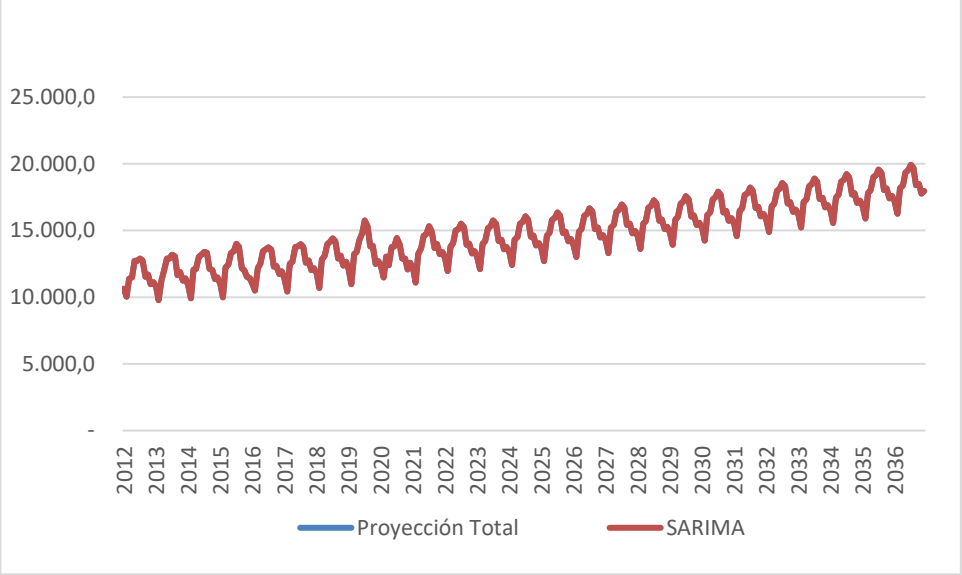
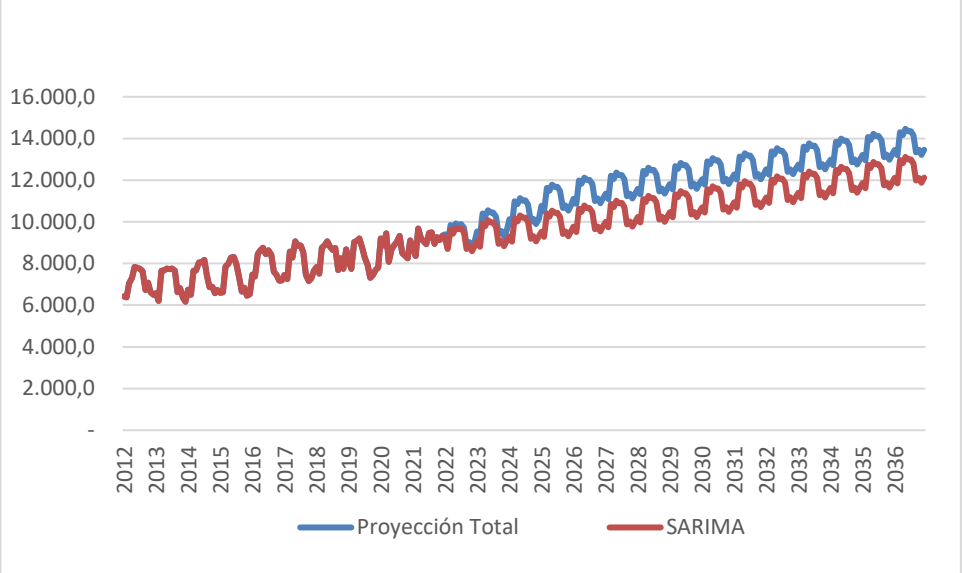
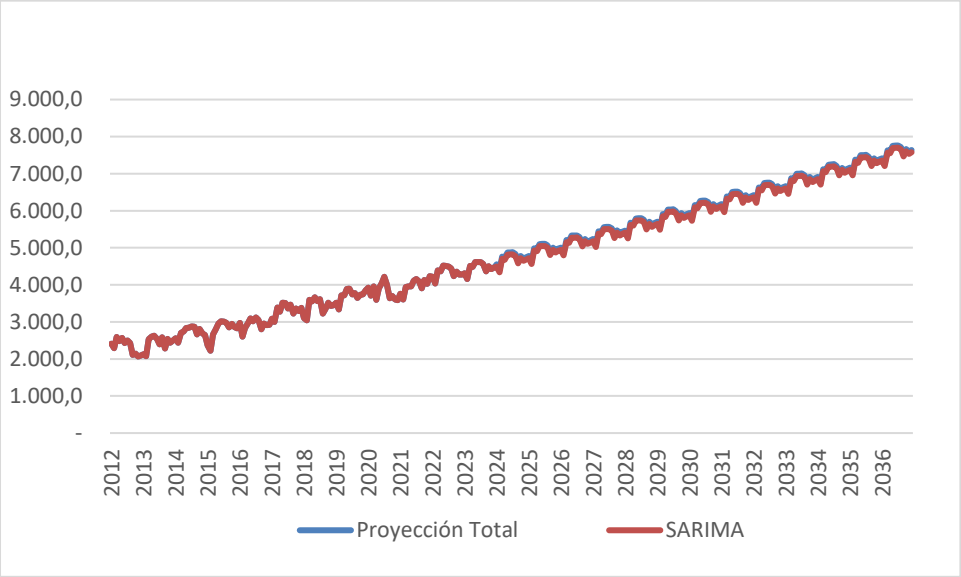


Gráfico 8: Ajuste y Pronóstico Barra Tres Puentes



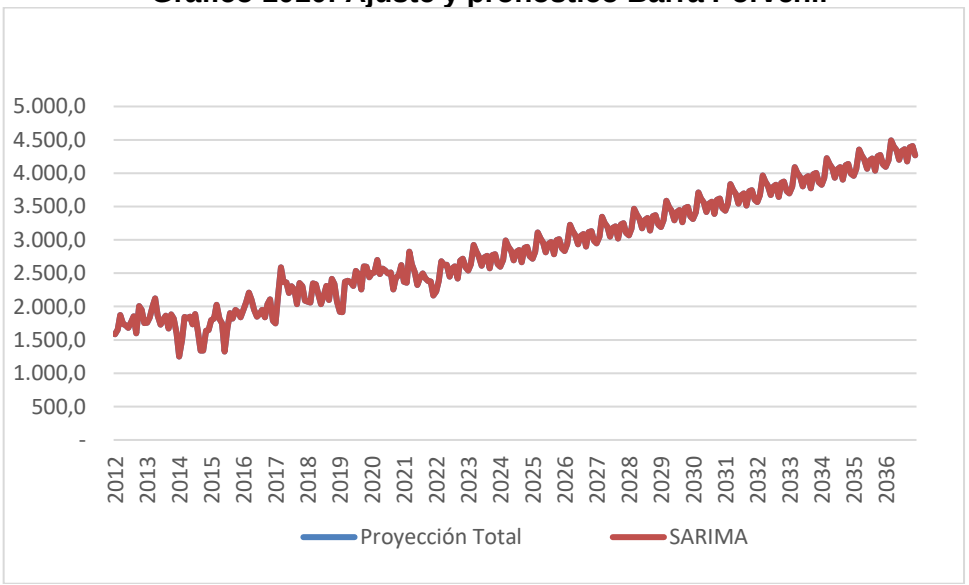
3.6.2.2 SISTEMA PUERTO NATALES

Gráfico 9: Ajuste y pronóstico Barra Puerto Natales



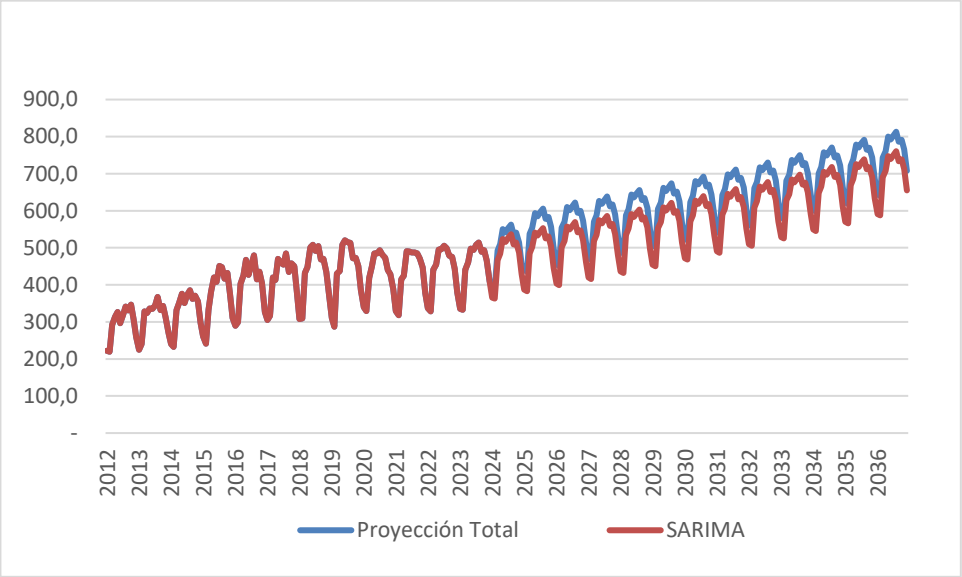
3.6.2.3 SISTEMA PORVENIR

Gráfico 1010: Ajuste y pronóstico Barra Porvenir



3.6.2.4 SISTEMA PUERTO WILLIAMS

Gráfico 1111: Ajuste y pronóstico Barra Puerto Williams



3.6.3 SELECCIÓN DE BARRAS DE RETIRO Y DETERMINACIÓN DE FACTORES DE ASIGNACIÓN

El Consultor ha seleccionado como barras de retiro en el sistema eléctrico de Punta Arenas las barras de las centrales Punta Arenas y Tres Puentes. Por su parte, en los sistemas eléctricos de Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, se han considerado sus respectivas barras.

Por lo anterior, solo es necesaria la estimación de factores de asignación en el sistema eléctrico de Punta Arenas. Dado que desde el 2023 entrará a operar una nueva barra de retiro en ese sistema, el Consultor ha calculado los factores de asignación en dos periodos: 2020 al 2022 y desde el 2023 al 2035. Ambos se estimaron utilizando la demanda proyectada obtenida a partir de la demanda del año base.

Tabla 3-23: Factores de asignación de costos – Sistema Punta Arenas

Año	Punta Arenas	Tres Puentes	Cabo Negro
2020-2022	59,57%	40,43%	0,00%
2023-2035	56,37%	39,26%	4,36%

3.7 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

3.7.1 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN GENERACIÓN

De acuerdo con lo indicado en el Estudio, la elaboración del Plan de Expansión Óptimo de generación de cada sistema considera 3 etapas: Planificación Óptima Económica, Planificación de Suficiencia Diésel y, finalmente, la verificación del cumplimiento de la Norma Técnica.

Para la Planificación Óptima Económica se utilizó un *software* de planificación desarrollado por el Consultor, 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 únicamente combustible diésel, en caso de que se viese comprometido el suministro del gas natural.

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 y otros módulos térmicos genéricos, cuyos valores de inversión se obtuvieron a partir del Estudio Krea.

En base a las unidades generadoras existentes en cada uno de los sistemas eléctricos y aquellas definidas por el Consultor como candidatas, se obtuvieron los siguientes planes de expansión óptimos en generación para el período 2021-2036:

Tabla 3-24: Plan de Expansión de generación – Sistema Punta Arenas

Unidad	Potencia (MW)	Tecnología	Año Ingreso	Mes Ingreso
MGR3-5	2,538	Motor Gas Natural	2029	3
MGR3-3	2,538	Motor Gas Natural	2031	3
MGR3-1	2,538	Motor Gas Natural	2034	3
MGR3-2	2,538	Motor Gas Natural	2036	3

Tabla 3-25: Plan de Expansión de generación – Sistema Puerto Natales

Unidad	Potencia (MW)	Tecnología	Año Ingreso	Mes Ingreso
MGL4-1	4,5	Motor Gas Natural	2025	4
MGR7-1	2,538	Motor Gas Natural	2035	2

Tabla 3-26: Plan de Expansión de generación – Sistema Porvenir

Unidad	Potencia (MW)	Tecnología	Año Ingreso	Mes Ingreso
MGR7-1	2,538	Motor Gas Natural	2024	2
MGR5-1	1521	Motor Gas Natural	2033	2

Tabla 3-27: Plan de Expansión de generación – Puerto Williams

Unidad	Potencia (MW)	Tecnología	Año Ingreso	Mes Ingreso
MGR3-1	0,965	Motor GLP	2024	7
MGR4_1	0,560	Motor GLP	2031	4

3.7.2 RANGOS DE VALIDEZ TÉCNICA

El Consultor debe analizar el rango de validez de las hipótesis técnicas y económicas que respalden el Plan de Expansión Óptimo determinado, considerando 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 a la suficiencia debido al incremento de la demanda máxima, precio del combustible, precio de unidades de generación y proyectos de transmisión, y la tasa de crecimiento de la demanda para cada uno de los sistemas.

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

Tabla 3-28: Sensibilidad de los Planes de Expansión Óptimo

Sistema	Suficiencia		Precio gas		Precios unitarios Inversión		Demanda	
	Inferior	Superior	Inferior	Superior	Inferior	Superior	Inferior	Superior
Punta Arenas	-	+36%	-	+12%	-15%	-	-	+41%
Puerto Natales	-	+41%	-9%	+58%	-39%	+8%	-17%	+135%
Porvenir	-	+43%	-58%	+22%	-28%	+65%	-48%	+103%
Puerto Williams	-	+25%	-43%	+45%	-42%	+160%	<-350%	+53%

3.7.3 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN TRANSMISIÓN

El Plan de Expansión Óptimo determinado por el Consultor 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.

Tabla 3-29: Planes de Expansión Óptimo en Transmisión

Fecha de Ingreso	Cantidad	Unidad	Valor de inversión (US$)
2021	1	Línea 66 kV PA – TP	US$3.207.592

3.7.4 RANGOS DE VALIDEZ TÉCNICA

Asimismo, el Consultor debe analizar el rango de validez de las hipótesis técnicas y económicas que respalden el Plan de Expansión Óptimo determinado, considerando su forma, dimensión y plazos.

En este contexto, se sensibilizó el aumento de precio si el segundo circuito de la línea de 66 kV se retrasa fuera del horizonte tarifario, esto es, después de 2026, resultando en un rango de validez de 11% respecto del valor de inversión.

3.7.5 EXPANSIÓN DE INFRAESTRUCTURA Y TERRENOS

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

Para el dimensionamiento de los terrenos requeridos por las nuevas unidades, se utilizó un valor estándar dependiendo de la tecnología, sobre el cual se aplica el respectivo factor de ocupación de suelo, mientras que la valorización del terreno corresponde al valor unitario por metro cuadrado de terreno determinado en el informe de tasación. Con respecto al dimensionamiento de oficinas del nuevo personal que se integra a la empresa eficiente, se consideró un estándar de 15 m2/pp y se valorizó al valor unitario por metro cuadrado de oficina determinado en el informe de tasación.

Tabla 3-30: Expansión de edificios (MUS$)

Sistema	Expansión de Edificaciones SSMM (MUS$)														
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Punta Arenas	54			9	7						7		13	7	
Puerto Natales															
Porvenir															
Puerto Williams				8											
Total	**54**	**0**	**0**	**17**	**7**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**7**	**0**	**13**	**7**	**0**

Tabla 3-31: Expansión de terrenos (MUS$)

Sistema	Expansión de Terrenos SSMM (MUS$)														
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Punta Arenas									19		19				
Puerto Natales				123	123										
Porvenir	19			83									83		
Puerto Williams															
Total	**19**	**0**	**0**	**206**	**123**	**0**	**0**	**0**	**19**	**0**	**19**	**0**	**83**	**0**	**0**

3.7.6 EXPANSIÓN VEHÍCULOS

Con respecto a la expansión de la flota de vehículos, el Consultor dimensionó la capacidad de transporte de la flota y la contrastó con la cantidad de personal técnico que requiere transporte, tales como operadores de centrales, cuadrillas de O&M, entre otros. Por otro lado, se ajustó la flota incorporando nuevos vehículos para transporte del personal adicional de mantenimiento que ingresa a medida que se incorporan nuevas unidades. Se consideró la renovación de vehículos al término de su vida útil.

Tabla 3-32: Inversión en vehículos para el Plan de expansión óptimo

Sistema	Expansión de vehículos SSMM (MUS$)														
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Punta Arenas	64,7				683,0	64,7				683,0	64,7		32,3	7	683,0
Puerto Natales					92,1					92,1					92,1
Porvenir					122,8					122,8					122,8
Puerto Williams					36,1					36,1					36,1
Total	**65**	**0**	**0**	**0**	**934**	**65**	**0**	**0**	**0**	**934**	**65**	**0**	**0**	**32**	**934**

3.7.7 EXPANSIÓN DE EQUIPOS DE OFICINA, INFORMÁTICA, TELECOMUNICACIONES, HERRAMIENTAS Y MEDIO AMBIENTE

Para la expansión de estos elementos, el Consultor utilizó la misma metodología descrita en la sección 3.7.5.

Los equipos de oficina se refieren a equipos de climatización, mobiliario de oficina, escritorios, sillas, artículos de escritorio, insumos de oficinas, luminarias, equipamiento de salas de reuniones y espacios comunes, entre otros, con los que debe contar la empresa eficiente para desarrollar sus actividades.

Tabla 3-33: Inversión en equipos de oficina para el Plan de expansión óptimo

Sistema	Expansión de equipos de oficina (MUS$)														
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Punta Arenas	2,39			0,6	0,3						0,3		0,6	0,3	51,44
Puerto Natales	0,36			0,09	0,04						0,04		0,09	0,04	7,66
Porvenir	0,19			0,05	0,02						0,02		0,05	0,02	4,07
Puerto Williams	0,06			0,01	0,01						0,01		0,01	0,01	1,19
Total	**2,99**			**0,75**	**0,37**						**0,37**		**0,75**	**0,37**	**64,36**

Los costos de microinformática incluyen los componentes de *software* y *hardware* (equipos computacionales y otros) que están a disposición de los empleados de la empresa.

Tabla 3-34: Inversión en equipos de computación para el Plan de expansión óptimo

Sistema	Expansión de equipos de computación (MUS$)														
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Punta Arenas	4,87			1,22	106,37	4,87			1,22	106,37	5,48		1,22	1,83	106,37
Puerto Natales	0,72			0,18	15,84	0,72			0,18	15,84	0,82		0,18	0,27	15,84
Porvenir	0,38			0,10	8,41	0,38			0,10	8,41	0,43		0,10	0,14	8,41

Sistema	Expansión de equipos de computación (MUS$)														
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Puerto Williams	0,11			0,03	2,46	0,11			0,03	2,46	0,13		0,03	0,04	2,46
Total	**6,1**			**1,5**	**133,1**	**6,1**			**1,5**	**133,1**	**6,9**		**1,5**	**2,3**	**133,1**

Los equipos de comunicaciones son aquellos que permiten la transferencia de información, ya sea por voz o por datos, entre el personal, como, por ejemplo, equipos de telefonía, sistema GPS, radio, entre otros.

Tabla 3-35: Inversión en equipos de informática central y comunicaciones para el Plan de expansión óptimo

Sistema	Expansión de Informática Central (MUS$)														
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Punta Arenas					61					61					61
Puerto Natales					9					9					9
Porvenir					5					5					5
Puerto Williams					1					1					1
Total					**77**					**77**					**77**

Las herramientas corresponden a aquellos equipos guardados en bodega y que son necesarios para el personal técnico de la empresa eficiente para realizar diversos tipos de actividades.

Con respecto a la valorización de dichos elementos, el Consultor reconoció el inventario declarado por la empresa real, en la proporción asignada a la administración de los SSMM. Para el horizonte de planificación no se prevén expansiones de herramientas, lo que se explica en que el crecimiento del personal de mantenimiento será poco significativo. Se consideró la renovación de estos elementos al finalizar su vida.

Tabla 3-36: Inversión en herramientas para el Plan de expansión óptimo

Sistema	Expansión de herramientas (MUS$)														
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Punta Arenas															673,7
Puerto Natales															50,6
Porvenir															79,2
Puerto Williams															71,7
Total															**875,2**

Las inversiones medioambientales son aquellas necesarias para reducir la contaminación acústica en zonas pobladas. El Consultor vinculó la expansión óptima de los equipos de insonorización al ingreso de nuevas unidades de generación

Tabla 3-37: Inversión en medio ambiente para el Plan de expansión óptimo

Sistema	Expansión de Medio Ambiente (MUS$)														
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Punta Arenas									77		77			77	
Puerto Natales					105	105									

Sistema	Expansión de Medio Ambiente (MUS$)														
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Porvenir					3								3		
Puerto Williams															
Total					**108**	**105**			**77**		**77**			**77**	

3.7.8 ANALISIS DE ESTRUCTURA Y COSTO DE PERSONAL

En esta sección se muestra la evolución en la cantidad de personal requerido. La incorporación de personal adicional se basa en los nuevos requerimientos de horas-persona por tipo de cargo debido a la entrada de nuevas unidades generadoras. quedado que el crecimiento esperado para la empresa no contempla un plan agresivo de expansión y nuevas inversiones, se descartaron modificaciones de la estructura organizacional y la plana ejecutiva de la empresa, y solamente se analizaron los casos de los cargos implicados directamente en la operación y el mantenimiento de las nuevas unidades.

Tabla 3-38: Costos de Personal para el Plan de Expansión Óptimo, Total (MUS$)

Sistema	Costos de Personal (MUS$)														
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Punta Arenas	227	227	227	258	286	286	286	286	286	286	313	313	369	392	392
Puerto Natales	40	40	40	45	50	50	50	50	50	50	54	54	64	68	68
Porvenir	16	16	16	18	20	20	20	20	20	20	22	22	26	28	28
Puerto Williams	23	23	23	48	51	51	51	51	51	51	54	54	59	62	62
Total	**306**	**306**	**306**	**369**	**407**	**407**	**407**	**407**	**407**	**407**	**444**	**444**	**519**	**549**	**549**

3.7.9 VALORIZACIÓN DE GASTOS FIJOS ANUALES

Para la valorización de los gastos fijos, el Consultor realizó un análisis de todas las partidas informadas por las empresas de referencias y determinó, en primera instancia, que dichos gastos no incurrieran en una duplicidad de costos con la estructura de personal propio o con el de la empresa eficiente.

Tabla 3-39: Asignación de gastos fijos por sistema mediano de la empresa eficiente

Sistema	Total [MUS$]	SSMM [MUS$]	Otros [MUS$]	SSMM [%]	Otros [%]
Punta Arenas	4.385	3.061	1.324	70%	30%
Puerto Natales	738	525	213	71%	29%
Porvenir	403	320	83	79%	21%
Puerto Williams	204	172	32	84%	16%
Total Empresa [MUS$]	**5.730**	**4.077**	**1.652**	71%	**29%**

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 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”.

Tabla 3-40: Asignación de gastos fijos por sistemas

	Asignación			
Criterio	**PA**	**PN**	**PO**	**PW**
Fijo	80%	12%	6%	2%
Activos	80%	12%	6%	2%
Generadores	38%	25%	25%	13%
HHs Mantenimiento	74%	12%	6%	8%
Inv Edif	74%	12%	8%	5%
Inv Edif + Terr Afecto	57%	28%	11%	4%
Inv IT	80%	12%	6%	2%
Activo sin Terr	82%	10%	6%	2%
Clientes	80%	15%	4%	1%
m2 Edificio	90%	4%	4%	2%
Personal	81%	8%	6%	5%
Vehículos	80%	12%	6%	2%
PA	82%	10%	8%	0%

Tabla 3-41: Expansión de gastos fijos por el Plan de Expansión Óptimo

Sistema	**Gastos Fijos (MUS$)**														
	2021	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**	**2032**	**2033**	**2034**	**2035**
PA	22	28	33	67	107	112	117	122	160	165	204	209	242	272	272
PN	3	4	5	13	21	22	23	24	32	33	41	42	48	55	55
PO	2	2	2	8	12	12	13	13	17	17	22	22	26	30	30
PW				5	9	9	9	9	13	13	17	17	20	23	23
Total	**28**	**35**	**41**	**93**	**149**	**155**	**161**	**168**	**222**	**228**	**283**	**290**	**336**	**379**	**379**

3.8 COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO

El Costo Incremental de Desarrollo, en adelante “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 valor actual neto es igual a cero.

El concepto de CID surge como una aproximación al concepto de costo marginal, desarrollado en la teoría económica clásica. El CID se aplica en situaciones en las que los cambios de capacidad instalada solo se pueden llevar a cabo en forma discreta, entregando una medida del costo de proveer las últimas unidades del servicio o capacidad. El fundamento de usar el concepto de CID es que, en el límite, este converge al costo marginal cuando los cambios en la capacidad instalada convergen a la unidad.

3.8.1 SISTEMA PUNTA ARENAS

Los resultados obtenidos son los siguientes:

Tabla 3-42: CID - Sistema Punta Arenas

CID de Generación y Transmisión			
US$/MWh	**Punta Arenas**	**Tres Puentes**	**Cabo Negro**
CIDG	60,64	61,25	61,23
CIDL	3,60	3,29	0,70
CID	**64,24**	**64,55**	**61,93**

3.8.2 SISTEMA PUERTO NATALES

Los resultados obtenidos son los siguientes:

Tabla 3-43: CID - Sistema Puerto Natales

CID de Generación	
US$/MWh	**Puerto Natales**
CID	69,66

3.8.3 SISTEMA PORVENIR

Los resultados obtenidos son los siguientes:

Tabla 3-44: CID - Sistema Porvenir

CID de Generación	
US$/MWh	**Porvenir**
CID	75,08

3.8.4 SISTEMA PUERTO WILLIAMS

Los resultados obtenidos son los siguientes:

Tabla 3-45: CID - Sistema Puerto Williams

CID de Generación	
US$/MWh	**Puerto Williams**
CID	**266,08**

3.9 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE

3.9.1 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE EN GENERACIÓN

A continuación, se describe la metodología aplicada por el Consultor en cada uno de los sistemas estudiados para determinar el proyecto de reposición eficiente.

3.9.1.1 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, el Consultor procedió en una primera etapa a realizar un plan de expansión óptimo económico que, a su vez, permitiese cumplir con los requerimientos de suficiencia diésel, de manera de 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 en la que se incorpora la inversión correspondiente al *kit* necesario para que las turbinas operen de forma dual. Asimismo, los motores a gas incorporan el costo adicional de inversión correspondiente a las unidades diésel necesarias para suplir su misma capacidad de generación.

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. Este considera que el sistema cuente con capacidad de reserva para garantizar 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. Este considera curvas de consumos específicos, tiempos mínimos de operación, y costos variables no combustibles en dólar por hora, con los cuales 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.

3.9.1.2 Puerto Natales y Porvenir

Etapa 1 - Suficiencia diésel

Dado que estos sistemas son de menor tamaño, no presentan una gran variedad de turbinas a gas con distintos niveles de potencia. Es por esa razón que la primera etapa contempla obtener el tren de inversiones de unidades diésel en cada sistema para así asegurar la suficiencia diésel estricta en caso de existir problemas con el suministro de gas natural.

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 de gas desde el 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.

3.9.1.3 Puerto Williams

El sistema de Puerto Williams se presenta como un sistema puramente térmico con generación 100% diésel. Sin embargo, dados los proyectos presentados en el Catastro de Proyectos, existe la posibilidad de la entrada del gas licuado de petróleo como una alternativa al diésel. Dado que ambos combustibles se pueden almacenar, no resulta necesario definir planes de respaldo ante problemas de suministro de gas, como sí ocurría en los otros sistemas medianos de Magallanes.

De esta forma, la determinación del Proyecto de Reposición Eficiente del sistema de Puerto Williams considera dos etapas. En la primera de ellas se realiza un plan de expansión económico, sobre el cual, posteriormente la segunda etapa, se determinan las unidades candidatas necesarias que permiten minimizar la inversión para dar cumplimiento al criterio N-1.

3.9.1.4 Proyectos de reposición eficiente

En base a la aplicación de la metodología anterior para cada uno de los Sistemas Medianos, se obtuvieron los siguientes Proyectos de Reposición Eficientes en generación para el período 2021-2035:

Tabla 3-46: Proyecto de Reposición en generación - Sistema Punta Arenas

Unidad	Potencia Instalada (kW)	Tecnología	Año de entrada
Titan-1	15.000	Turbina Gas Natural Dual	2021
CAT3516-1	1.460	Motor Diésel	2021
Titan-2	15.000	Turbina Gas Natural Dual	2021
TGHD3-1	16.300	Turbina Gas Natural Dual	2021
TGHD3-2	16.300	Turbina Gas Natural Dual	2021
MDR1-1	1.600	Motor Diésel	2021
MDR1-2	1.600	Motor Diésel	2021

Unidad	Potencia Instalada (kW)	Tecnología	Año de entrada
MDR1-3	1.600	Motor Diésel	2021
EOL_CN-1	2.550	Eólico	2021
MDR1-4	1.600	Motor Diésel	2023
MDR1-5	1.600	Motor Diésel	2023
EOL_VP-1	10.350	Eólico	2023
MDR1-6	1.600	Motor Diésel	2024
MDR1-7	1.600	Motor Diésel	2024
Mars-1	10.000	Turbina Gas Natural	2025
MDR1-8	1.600	Motor Diésel	2034
TGHD2-1	12.200	Turbina Gas Natural Dual	2035

Tabla 3-47: Proyecto de Reposición en generación - Sistema Puerto Natales

Unidad	Potencia Instalada (kW)	Tecnología	Año de entrada
PP1700-1	1.360	Motor Diésel	2021
MGL4-1	4.500	Motor Gas Natural	2021
MGL4-2	4.500	Motor Gas Natural	2021
PP1700-2	1.360	Motor Diésel	2021
PP1700-3	1.360	Motor Diésel	2021
PP1700-4	1.360	Motor Diésel	2021
PP1700-5	1.360	Motor Diésel	2021
PP1700-6	1.360	Motor Diésel	2021
PP1700-7	1.360	Motor Diésel	2021
PP1700-8	1.360	Motor Diésel	2022
J420-1	1.420	Motor Gas Natural	2024
PP1700-9	1.360	Motor Diésel	2024
J420-2	1.420	Motor Gas Natural	2027
PP1700-10	1.360	Motor Diésel	2027
PP1700-11	1.360	Motor Diésel	2029
MGR7-1	2.538	Motor Gas Natural	2031
PP1700-12	1.360	Motor Diésel	2032
PP1700-13	1.360	Motor Diésel	2034
MGR4-1	1.521	Motor Gas Natural	2035

Tabla 3-48: Proyecto de Reposición en generación - Sistema Porvenir

Unidad	Potencia Instalada (kW)	Tecnología	Año de entrada
PP1700	1.360	Motor Diésel	2021
PP1700-2	1.360	Motor Diésel	2021
PP1700-3	1.360	Motor Diésel	2021
PP1700-4	1.360	Motor Diésel	2021
PP1700-5	1.360	Motor Diésel	2021
MGR7-1	2.538	Motor Gas Natural	2021
MGL4-1	3.333	Motor Gas Natural	2021
PP1700-6	1.360	Motor Diésel	2023
J420-1	1.420	Motor Gas Natural	2025
PP1700-7	1.360	Motor Diésel	2027
MGR5-1	1.521	Motor Gas Natural	2031
PP1700-8	1.360	Motor Diésel	2031
MGR2-1	1.013	Motor Gas Natural	2036
PP1700-9	1.360	Motor Diésel	2036

Tabla 3-49: Proyecto de Reposición en generación - Sistema Puerto Williams

Unidad	Potencia Instalada (kW)	Tecnología	Año de entrada
CATC18-1	508	Motor Diésel	2021
CATC32-1	800	Motor Diésel	2021
MDR1-1	800	Motor Diésel	2021
Cummins_PW1-1	252	Motor Diésel	2021
MGR3-1	965	Motor GLP	2024
MGR4_1-1	560	Motor GLP	2030

3.9.2 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE EN TRANSMISIÓN

Se presenta a continuación el proyecto de reposición eficiente de transmisión para los cuatro sistemas propuesto por el Consultor.

Tabla 3-50: Proyecto de Reposición de transmisión - Sistema Punta Arenas

Nombre Elemento	Fecha entrada	VI (US$)	Propietario
Segundo Circuito Línea 66 kV Tres Puente– - Punta Arenas	2021	3.366.988	EDELMAG
Nuevo Regulador de Tensión 1.S Aeropuerto	2021	82.092	EDELMAG
Primer Circuito Línea 66 kV Tres Puente– - Punta Arenas	2021	818.704	EDELMAG
Transformadores y equipos de SSEE	2021	14.081.349	EDELMAG
Línea en 23 Kv Cabo Negro - Tres Puentes	2021	3.069.S66	PECKET
Línea en 13,8 Kv Cabo Negro - Alimentador Nº6	2021	124.679	PECKET
Equipos de Subestación	2021	493.930	PECKET

Tabla 3-51: Proyecto de Reposición de transmisión - Sistema Puerto Natales

Nombre Elemento	Fecha entrada	VI (US$)	Propietario
Transformadores y equipos de SSEE	2021	949.564	EDELMAG

Tabla 3-52: Proyecto de Reposición de transmisión - Sistema Porvenir

Nombre Elemento	Fecha entrada	VI (US$)	Propietario
Transformadores y equipos de SSEE	2021	341.888	EDELMAG

Tabla 3-53: Proyecto de Reposición de transmisión - Sistema Puerto Williams

Nombre Elemento	Fecha entrada	VI (US$)	Propietario
Transformadores y equipos de SSEE	2021	257.986	EDELMAG

3.9.3 EXPANSIÓN DE INFRAESTRUCTURA Y TERRENOS

Se presenta a continuación el proyecto de reposición eficiente de infraestructura y terrenos para los cuatro sistemas propuesto por el Consultor.

Tabla 3-54: Inversión en Edificios del Proyecto de Reposición Eficiente (MUS$)

Sistema	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Punta Arenas	3.119	18	13	7							7				13	
Puerto Natales	448															

Sistema	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Porvenir	243															
Puerto Williams	368			8												
Total	**4.177**	**18**	**13**	**15**							**7**				**13**	

Tabla 3-55: Inversión en Terrenos del Proyecto de Reposición Eficiente (MUS$)

Sistema	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Punta Arenas	3.042		15	15	52									7	52	
Puerto Natales	1.120	34		69			69		34		123	34		34	87	
Porvenir	635						23				46				82	
Puerto Williams	30															
Total	4.826	34	15	83	52		92		34		169	34		42	221	

3.9.4 VEHÍCULOS

Se presenta a continuación el proyecto de reposición eficiente de vehículos para los cuatro sistemas propuesto por el Consultor.

Tabla 3-56: Inversión en Vehículos del Proyecto de Reposición Eficiente (MUS$)

Sistema	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Punta Arenas	675,4	32,3	32,3			675,4	32,3	32,3			675,4	32,3	32,3		32,3	675,4
Puerto Natales	89,2					89,2					89,2					89,2
Porvenir	119,3					119,3					119,3					119,3
Puerto Williams	36,1					36,1					36,1					36,1
Total	**920**	**32**	**32**			**920**	**32**	**32**			**920**	**32**	**32**		**32**	**920**

3.9.5 EQUIPOS DE OFICINA, INFORMÁTICA, TELECOMUNICACIONES, HERRAMIENTAS Y MEDIO AMBIENTE

Se presenta a continuación el proyecto de reposición eficiente para quipos de oficina, informática, telecomunicaciones, herramientas y medio ambiente para los cuatro sistemas propuesto por el Consultor.

Tabla 3-57 Inversión en Bienes de Oficina del Proyecto de Reposición Eficiente (MUS$)

Sistema	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Punta Arenas	48,48	0,71	0,56								0,28				0,56	48,48
Puerto Natales	7,43	0,11	0,09								0,04				0,09	7,43
Porvenir	4,57	0,07	0,05								0,03				0,05	4,57
Puerto Williams	1,24	0,02	0,01								0,01				0,01	1,24
Total	**61,71**	**0,90**	**0,72**								**0,36**				**0,72**	**61,71**

Tabla 3-58 Inversión en Equipos de Computación del Proyecto de Reposición Eficiente (MUS$)

Sistema	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Punta Arenas	99,66	1,44	1,15	1,15		99,66	1,44	1,15	1,15		100,24	1,44	1,15	1,15	1,15	100,24

Sistema	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Puerto Natales	15,28	0,22	0,18	0,18		15,28	0,22	0,18	0,18		15,37	0,22	0,18	0,18	0,18	15,37
Porvenir	9,39	0,14	0,11	0,11		9,39	0,14	0,11	0,11		9,44	0,14	0,11	0,11	0,11	9,44
Puerto Williams	2,55	0,04	0,03	0,03		2,55	0,04	0,03	0,03		2,56	0,04	0,03	0,03	0,03	2,56
Total	**126,9**	**1,8**	**1,5**	**1,5**		**126,9**	**1,8**	**1,5**	**1,5**		**127,6**	**1,8**	**1,5**	**1,5**	**1,5**	**127,6**

Tabla 3-59 Inversión en informática central y comunicaciones del Proyecto de Reposición Eficiente (MUS$)

Sistema	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Punta Arenas	58					58					58					58
Puerto Natales	9					9					9					9
Porvenir	5					5					5					5
Puerto Williams	1					1					1					1
Total	**74**					**74**					**74**					**74**

Tabla 3-60 Inversión en herramientas del Proyecto de Reposición Eficiente (MUS$)

Sistema	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Punta Arenas	671,3															671,3
Puerto Natales	50,2															50,2
Porvenir	78,8															78,8
Puerto Williams	71,5															71,5
Total	**872**															**872**

Tabla 3-61 Inversión en Medio Ambiente del Proyecto de Reposición Eficiente (MUS$)

Sistema	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Punta Arenas	788		231	154	77									77	77	
Puerto Natales	952	105		210			210		105		105	105		105	105	
Porvenir	36		3		3		3				7					7
Puerto Williams	1															
Total	**1.777**			**364**	**80**		**213**		**105**		**112**	**105**		**182**	**182**	**7**

3.9.6 ANÁLISIS DE LA ESTRUCTURA Y COSTO DEL PERSONAL

Se presenta a continuación el proyecto de reposición eficiente para los cuatro sistemas propuesto por el Consultor.

Tabla 3-62: Costos total de Personal para el Proyecto de Reposición Eficiente (MUS$)

Sistema	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Punta Arenas	1.776	1.830	1.862	1.879	1.879	1.879	1.879	1.879	1.879	1.879	1.894	1.894	1.894	1.894	1.928	1.928
Puerto Natales	484	500	515	523	523	523	523	523	523	523	531	531	531	531	547	547
Porvenir	422	439	455	464	464	464	464	464	464	464	472	472	472	472	489	489
Puerto Williams	282	294	304	333	333	333	333	333	333	333	338	338	338	338	349	349
Total	**2.964**	**3.063**	**3.137**	**3.199**	**3.199**	**3.199**	**3.199**	**3.199**	**3.199**	**3.199**	**3.234**	**3.234**	**3.234**	**3.234**	**3.313**	**3.313**

3.9.7 VALORIZACIÓN DE GASTOS FIJOS ANUALES

Se presenta a continuación el proyecto de reposición eficiente de los gastos fijos para los cuatro sistemas propuesto por el Consultor.

Tabla 3-63: Valores de Gastos Fijos al año base, Proyecto de Reposición Eficiente

Ítem	Total [MUS$]	SSMM [MUS$]
Arriendos	59,1	11,1
Asesorías	312,6	246,9
Capacitación	108,0	63,6
Contribuciones	67,0	50,2
Costos de Tecnologías de Información	937,7	740,7
Directorio	114,1	90,1
Patentes y Trámites	151,9	113,8
Mantenimiento edificios	356,3	266,9
Materiales	274,9	274,9
Servicios de Comunicación	131,4	103,8
Seguros	339,3	268,0
Vigilancia	196,7	196,7
Administrativos y corporativos	31,0	24,5
Otros gastos O&M no declarados en CVNC	394,6	394,6
Otros servicios profesionales	441,2	348,5
Servicios de contabilidad	91,0	71,9
Servicios legales	45,5	35,9
Servicio pago de proveedores	19,7	15,6
Servicio de Monitoreo y Control Remoto	155,7	35,6
Combustible y otros costos de Vehículos	74,0	44,3
Gastos Medio Ambiente	377,0	377,0
IPAS y Rotación de Personal	153,6	85,7
Total	**5.741,8**	**3.860,4**

Tabla 3-64: Gastos Fijos para el Proyecto de Reposición Eficiente Total (MUS$)

Sistema	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Punta Arenas	2.587	2.651	2.838	2.904	2.943	2.948	2.982	2.986	2.999	3.004	3.060	3.073	3.078	3.099	3.163	3.189
Puerto Natales	600	607	649	675	693	694	714	715	721	722	751	757	758	770	797	814
Porvenir	441	445	484	507	523	523	539	540	545	545	571	576	576	586	61 1	627
Puerto Williams	232	235	259	272	282	282	292	292	295	295	31 1	314	314	320	335	345
Total	**3.860**	**3.937**	**4.230**	**4.358**	**4.441**	**4.447**	**4.526**	**4.532**	**4.559**	**4.565**	**4.694**	**4.721**	**4.727**	**4.775**	**4.907**	**4.974**

3.10 COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO

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

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

3.10.1 SISTEMA PUNTA ARENAS

Los resultados obtenidos son los siguientes:

Tabla 3-65: CTLP - Sistema Punta Arenas

CTLPG [US$/año]	31.718.942
CTLPL [US$/año]	3.726.202
CTLP [US$/año]	35.445.143

3.10.2 SISTEMA PUERTO NATALES

Los resultados obtenidos son los siguientes:

Tabla 3-66: CTLP - Sistema Puerto Natales

CTLPG [US$/año]	6.366.848
CTLPL [US$/año]	209.048
CTLP [US$/año]	6.575.897

3.10.3 SISTEMA PORVENIR

Los resultados obtenidos son los siguientes:

Tabla 3-67: CTLP - Sistema Porvenir

CTLPG [US$/año]	4.423.121
CTLPL [US$/año]	77.504
CTLP [US$/año]	4.500.624

3.10.4 SISTEMA PUERTO WILLIAMS

Los resultados obtenidos son los siguientes:

Tabla 3-68: CTLP - Sistema Puerto Williams

CTLPG [US$/año]	2.202.526
CTLPL [US$/año]	96.460
CTLP [US$/año]	2.298.986

3.11 FORMULAS DE INDEXACIÓN

Las fórmulas de indexación del CID y CTLP presentadas en el Estudio poseen la siguiente estructura:

$$\frac{Vctlp(i)}{Vctlp(0)} = \left[\%IPC \times \frac{IPC(i)}{IPC(0)} + \%Pdiesel \times \frac{Pdiesel(i)}{Pdiesel(0)} + \%Pgas \times \frac{Pgas(i)}{Pgas(0)} + \%PGLP \times \frac{PGLP(i)}{PGLP(0)} + \%CPI \times \frac{CPI(i)}{CPI(0)} \cdot \frac{Pdólar(i)}{Pdólar(0)} \right]$$

Donde los indicadores empleados para explicar la evolución de cada componente de costo son los siguientes:

- Índice de Precios del Consumo de Chile (IPC)
- U.S. *Consumer Price Index* (CPI)
- Precio del gas para Edelmag en Magallanes (P_{Gas})
- Precio del diésel puesto en Magallanes ($P_{Diésel}$)
- Precio del GLP puesto en Puerto Williams (P_{GLP})

A continuación, se presentan los ponderadores específicos de acuerdo con los indexadores considerados.

3.11.1 INDEXACIÓN COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO

Las fórmulas de indexación del CID consideran los siguientes ponderadores específicos:

Tabla 3-69: Ponderadores específicos indexación de la potencia en sistema Punta Arenas

Fórmula Indexación Potencia CID PA	
IPC - Nacional	43.5%
PPI - Externo	56.5%

Tabla 3-70: Ponderadores específicos indexación de la energía en sistema Punta Arenas

Fórmula Indexación Energía CID PA	
IPC - Nacional	31.7%
P. Gas - Nacional	50.4%
Dólar	0%
PPI - Externo	17.9%

Tabla 3-71: Ponderadores específicos indexación de la potencia en sistema Puerto Natales

Fórmula Indexación Potencia CID PN	
IPC - Nacional	41,4%
PPI - Externo	58,6%

Tabla 3-72: Ponderadores específicos indexación de la energía en sistema Puerto Natales

Fórmula Indexación Energía CID PN	
IPC - Nacional	29,6%
P. Gas - Nacional	52,6%
P. Diésel - Nacional	0.1%
PPI - Externo	17,7%

Tabla 3-73: Ponderadores específicos indexación de la potencia en sistema Porvenir

Fórmula Indexación Potencia CID PO	
IPC - Nacional	43.3%
PPI - Externo	56.7%

Tabla 3-74: Ponderadores específicos indexación de la energía en sistema Porvenir

Fórmula Indexación Energía CID PO	
IPC - Nacional	30,5%
P. Gas - Nacional	47.2%
P. Diésel - Nacional	0.3%
PPI - Externo	22.0%

Tabla 3-75 Ponderadores específicos indexación de la potencia en sistema Puerto Williams

Fórmula Indexación Potencia CID PW	
IPC - Nacional	68.7%
PPI - Externo	31.3%

Tabla 3-76: Ponderadores específicos indexación de la energía en sistema Puerto Williams

Fórmula Indexación Energía CID PW	
IPC - Nacional	40.0%
P. Gas - Nacional	19.8%
P. Diésel - Nacional	29.4%
PPI - Externo	10.8%

3.11.2 INDEXACIÓN COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO

Las fórmulas de indexación del CTLP considera los siguientes ponderadores específicos:

Tabla 3-77: Ponderadores específicos indexación de la potencia en sistema Punta Arenas

Fórmula Indexación Potencia CTLP PA	
IPC - Nacional	48.2%
PPI - Externo	51.8%

Tabla 3-78: Ponderadores específicos indexación de la energía en sistema Punta Arenas

Fórmula Indexación Energía CTLP PA	
IPC - Nacional	28.7%
P. Gas - Nacional	51,1%
P. Diésel - Nacional	0,0%
PPI - Externo	16.2%

Tabla 3-79: Ponderadores específicos indexación de la potencia en sistema Puerto Natales

Fórmula Indexación Potencia CTLP PN	
IPC - Nacional	51.2%
PPI - Externo	48.8%

Tabla 3-80: Ponderadores específicos indexación de la energía en sistema Puerto Natales

Fórmula Indexación Energía CTLP PN	
IPC - Nacional	36.0%
P. Gas - Nacional	40.3%
P. Diésel - Nacional	2.2%
PPI - Externo	21.5%

Tabla 3-81: Ponderadores específicos indexación de la potencia en sistema Porvenir

Fórmula Indexación Potencia CTLP PO	
IPC - Nacional	49.8%
PPI - Externo	50.2%

Tabla 3-82: Ponderadores específicos indexación de la energía en sistema Porvenir

Fórmula Indexación Energía CTLP PO	
IPC - Nacional	40.1%
P. Gas - Nacional	35.4%
P. Diésel - Nacional	4.0%
PPI - Externo	20.5%

Tabla 3-83: Ponderadores específicos indexación de la potencia en sistema Puerto Williams

Fórmula Indexación Potencia CTLP PW	
IPC - Nacional	72.3%
PPI - Externo	27.7%

Tabla 3-84: Ponderadores específicos indexación de la energía en sistema Puerto Williams

Fórmula Indexación Energía CTLP PW	
IPC - Nacional	44.6%
P. Gas - Nacional	17.1%
P. Diésel - Nacional	27.8%
PPI - Externo	10.5%

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

Para efectos de la repartición de la recaudación por venta de energía y potencia a clientes regulados, las potencias disponibles de las unidades generadoras existentes y aquellas consideradas en el Plan de Expansión, son las que se detallan a continuación para los sistemas de Punta Arenas y Puerto Williams:

Tabla 3-85: Potencia reconocida asignada al sistema de Punta Arenas (2023-2026)

Empresa	Tecnología	2023	2024	2025	2026
EDELMAG	Diésel	9,46	12,66	12,66	12,66
EDELMAG	Gas	62,60	62,60	70,10	72,60
VIENTOS PATAGÓNICOS SPA	Eólico	8,63	10,35	10,35	10,35
PECKET	Eólico	2,55	2,55	2,55	2,55
Total MW		83,24	88,16	95,66	98,16

Tabla 3-86: Potencia reconocida asignada al sistema de Puerto Williams (2023-2026)

Empresa	Tecnología	2023	2024	2025	2026
EDELMAG	Diésel	2,36	2,36	2,36	2,36
INERSA	GLP	-	0,48	0,97	0,97
Total MW		2,36	2,84	3,32	3,32

De igual forma, el costo variable medio de cada empresa generadora de los sistemas medianos de Punta Arenas y Puerto Williams, correspondiente al promedio ponderado por generación esperada de los costos variables unitarios de generación, combustibles y no combustibles, considerados en la determinación de tarifas de aquellas unidades de generación asignables a cada empresa, son los que se detallan a continuación:

Tabla 3-87: Costo Variable Medio sistema de Punta Arenas, Edelmag

Edelmag	CVC USD	CVNC USD	Energía MWh	CVC medio	CVNC medio
				USD/MWh	USD/MWh
2023	10.925.300	3.903.250	266.132	41,052	14,667
2024	11.093.704	3.961.937	269.246	41,203	14,715
2025	11.525.910	4.087.156	280.829	41,042	14,554
2026	11.814.854	4.178.788	288.693	40,925	14,475

Tabla 3-88: Costo Variable Medio sistema de Punta Arenas, Pecket

Pecket	CVC USD	CVNC USD	Energía MWh	CVC medio	CVNC medio
				USD/MWh	USD/MWh
2023	0	85.278	11.181	0,000	7,627
2024	0	85.278	11.181	0,000	7,627
2025	0	85.279	11.181	0,000	7,627
2026	0	85.273	11.181	0,000	7,627

Tabla 3-89: Costo Variable Medio sistema de Punta Arenas, Vientos Patagónicos

Vientos Patagónicos	CVC USD	CVNC USD	Energía MWh	CVC medio	CVNC medio
				USD/MWh	USD/MWh
2023	0	266.189	37.364	0,000	7,124
2024	0	325.287	45.660	0,000	7,124
2025	0	325.212	45.649	0,000	7,124
2026	0	325.412	45.677	0,000	7,124

Se propone que los valores del costo variable no combustible se indexen en un 100% al CPI, mientras que los de los costos variables de combustible de Edelmag se indexen respecto a la variación del precio del gas (99,93%) y del diésel (0,07%).

Tabla 3-90: Costo Variable Medio sistema de Puerto Williams, Edelmag

EDELMAG	CVC USD	CVNC USD	Energía MWh	CVC medio USD/MWh	CVNC medio USD/MWh
2023	837.099	218.102	5.586	149,854	39,044
2024	539.921	196.488	3.488	154,800	56,335
2025	222.074	171.853	1.231	180,358	139,571
2026	239.155	176.658	1.342	178,173	131,612

Tabla 3-91: Costo Variable Medio sistema de Puerto Williams, INERSA

INERSA	CVC USD	CVNC USD	Energía MWh	CVC medio USD/MWh	CVNC medio USD/MWh
2023	0	0	0	-	-
2024	252.063	42.279	2.710	93,005	15,600
2025	509.866	85.892	5.506	92,604	15,600
2026	516.758	87.319	5.597	92,321	15,600

Se propone que los valores del costo variable no combustible se indexen en un 100% al CPI, mientras que los de los costos variables combustible se indexen respecto a la variación del precio del GLP (100% para INERSA) y del diésel (100% para Edelmag).

Asimismo, el factor de costos de inversión y administración de cada empresa generadora, que corresponde a la proporción que le resulta asignable a cada empresa de generación respecto del total de costos actualizados de inversiones en instalaciones de generación e infraestructura asociada al segmento de generación y de los costos de administración considerados en la determinación de la tarifa y que no se encuentren contemplados dentro de los costos variables medios, corresponden a los que se detallan a continuación:

Tabla 3-92: Factores de costos de inversión y administración sistema de Punta Arenas, Edelmag

Edelmag	Inversiones USD	Costo Fijo USD	Total USD	Factor
2023	7.877.008	3.506.584	11.383.591	0,781
2024	8.103.188	3.522.406	11.625.594	0,760
2025	8.919.111	3.580.719	12.499.830	0,775
2026	9.171.247	3.584.796	12.756.043	0,778

Tabla 3-93: Factores de costos de inversión y administración sistema de Punta Arenas, Pecket

Pecket	Inversiones USD	Costo Fijo USD	Total USD	Factor
2023	620.469	212.787	833.256	0,057
2024	620.221	205.992	826.212	0,054
2025	619.912	200.046	819.958	0,051
2026	621.313	199.938	821.251	0,050

Tabla 3-94: Factores de costos de inversión y administración sistema de Punta Arenas, Vientos Patagónicos

Vientos Patagónicos	Inversiones USD	Costo Fijo USD	Total USD	Factor
2023	2.051.024	299.972	2.350.996	0,161
2024	2.460.132	376.461	2.836.593	0,186
2025	2.458.908	352.298	2.811.207	0,174
2026	2.472.210	352.507	2.824.716	0,172

Tabla 3-95: Factores de costos de inversión y administración sistema de Puerto Williams, Edelmag

EDELMAG	Inversiones USD	Costo Fijo USD	Total USD	Factor
2023	342.809	543.883	886.692	1,000
2024	330.211	580.996	911.207	0,830
2025	328.093	586.698	914.791	0,711
2026	328.093	586.765	914.859	0,711

Tabla 3-96: Factores de costos de inversión y administración sistema de Puerto Williams, INERSA

INERSA	Inversiones USD	Costo Fijo USD	Total USD	Factor
2023	0	0	0	0,000
2024	83.330	103.020	186.349	0,170
2025	165.857	206.039	371.896	0,289
2026	165.857	206.039	371.896	0,289

Por último, los costos de transmisión determinados 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 que operan los Sistema Mediano de Punta Arenas y Puerto Williams, considerados en la determinación de la tarifa, son los que se presentan a continuación:

Tabla 3-97: Costos de transmisión del sistema de Punta Arenas, Edelmag

Edelmag	Inversiones USD	Costo Fijo USD	Anualidad USD
2023	2.104.244	857.750	2.961.994
2024	2.103.337	861.620	2.964.957
2025	2.102.290	875.884	2.978.175
2026	2.101.973	876.881	2.978.854

Tabla 3-98: Costos de transmisión del sistema de Punta Arenas, Pecket

Pecket	Inversiones USD	Costo Fijo USD	Anualidad USD
2023	417.461	52.050	469.511
2024	417.281	50.388	467.669
2025	417.073	48.933	466.006
2026	417.010	48.907	465.917

Tabla 3-99: Costos de transmisión del sistema de Punta Arenas, Vientos Patagónicos

Vientos Patagónicos	Inversiones USD	Costo Fijo USD	Anualidad USD
2023	0	58.955	58.955
2024	0	73.988	73.988
2025	0	69.239	69.239
2026	0	69.280	69.280

Tabla 3-100: Costos de transmisión del sistema de Puerto Williams, Edelmag

Edelmag	Inversiones USD	Costo Fijo USD	Anualidad USD
2023	32.087	46.593	78.680
2024	31.862	58.598	90.460
2025	31.709	67.912	99.621
2026	31.709	67.918	99.626

4 ANÁLISIS Y CORRECCIÓN REALIZADA POR LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

4.1 ASPECTOS GENERALES

De conformidad a lo dispuesto en el inciso final del artículo 177° de la Ley y el artículo 43 del Reglamento, a continuación, se presentan las observaciones y correcciones al Estudio desarrollado por el Consultor realizadas por la Comisión, junto con las fórmulas tarifarias respectivas de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams.

4.2 CORRECIONES EN CARACTERIZACIÓN Y VALORIZACIÓN DE LA EMPRESA

4.2.1 CARACTERIZACIÓN DE INSTALACIONES

4.2.1.1 Consumos específicos

En primer lugar, y con el objetivo de determinar los consumos específicos de las unidades existentes, se tuvo a la vista los antecedentes presentados en el Estudio desarrollado por el Consultor y aquellos correspondientes al Informe Técnico Definitivo relativo al Decreto 10T, de 12 de septiembre de 2019, en adelante “ITD 2018 – 2022”. Por su parte, para las unidades candidatas se consideraron solo los antecedentes presentados en el Estudio del Consultor.

Luego de la revisión del Estudio y sus antecedentes, se obtuvo información respecto a los consumos específicos provenientes del Estudio Krea, tanto de las unidades cotizadas, como antecedentes de las empresas, en el caso de las unidades existentes. Dichos antecedentes fueron compilados en el archivo denominado “Revision_CVC_actualizada.xlsx”, y se catalogaron por tipo de tecnología y combustible. Así, para cada modelo y a partir de los datos de dichos modelos, se realizó una estimación de consumos específicos.

Posteriormente, para distintos rangos de potencia, tipo de tecnología, combustible y factor de planta, se determinaron consumos específicos promedio, los cuales se encuentran en el archivo antes referido. Cabe señalar que aquellos antecedentes que se encontraban repetidos (mismos consumos específicos para un mismo modelo, de igual marca y potencia) no fueron considerados para evitar la sobrerrepresentación de un mismo modelo.

Por último, para cada factor de planta, se le asignó a cada unidad existente un valor de consumo específico proveniente del Estudio del Consultor, del ITD 2018 – 2022 y de los valores calculados según se señaló en el párrafo anterior, seleccionando el valor mínimo entre estos. Para el caso de las unidades candidatas, se consideraron solo los antecedentes provenientes del Estudio del Consultor y los calculados por la Comisión.

Los resultados de dicha asignación, así como el valor seleccionado para cada factor de potencia, se encuentran en las hojas “Data_MA” y “Propuesta” del archivo denominado “Análisis CE CNVC indisponibilidad.xlsx”, según corresponde.

4.2.1.2 Costo Variable No Combustible

A efectos de determinar los costos variables no combustibles de las unidades existentes, se tuvo a la vista los antecedentes presentados en el Estudio desarrollado por el Consultor y aquellos correspondientes al ITD 2018 – 2022. Por su parte, para las unidades candidatas se consideraron solo los antecedentes presentados en el Estudio del Consultor.

Las Bases establecen el deber de utilizar los valores mínimos que surgen del análisis de los valores entregados por las Empresas y los valores estimados, considerando que se cumplen la totalidad de los mantenimientos programados recomendados por el fabricante durante el ciclo de mantenimiento, bajo la óptica de una gestión eficiente.

Así, para tener valores comparables, se realizaron una serie de correcciones a los datos provenientes de las fuentes de información antes señalada, según se detalla a continuación:

- Estudio del Consultor

  Los valores de los CVNC presentados por el Consultor fueron revisados a efectos de que se considerasen las tareas y repuestos eficientes. En este sentido, se observó que existía un sobrecargo para las unidades a gas con una antigüedad mayor a 20 años, referente al reemplazo del bobinado del generador y del radiador en caso de motores, lo que también se aplicó a unidades con menor antigüedad. A efecto de descontar dicho sobrecargo, se determinaron curvas de costo a partir de los antecedentes del Estudio del Consultor que permiten estimar el valor de dicho bobinado a partir de la potencia de la unidad. Estas curvas se encuentran en las hojas “Bobinados Turbinas” y “Bobinados Motores Gas” del archivo denominado “Revision_CVNC_actualizada.xlsx”, mientras que los descuentos aplicados a los valores de CVNC del Estudio se presentan en el archivo denominado “CostosVariablesNoCombustibles Rev. CNE.xlsx”.

  Cabe señalar que en los casos en que los antecedentes presentaban explícitamente el valor del costo de reemplazo de bobinado, estos fueron descontados directamente en los archivos respectivos, los cuales fueron modificados en su nombre con el sufijo “Rev. CNE”. Estos archivos se encuentran en la carpeta /Valorización/Gx/Systep.

- ITD 2018 – 2022

  Para considerar los valores de CVNC del proceso pasado de tarificación, estos fueron actualizados a la moneda del presente estudio, es decir, a dólares de diciembre de 2020, utilizando la variación del CPI entre diciembre 2016 y diciembre de 2020.

Por su parte, se realizó una estimación de los CVNC considerando los antecedentes del Estudio Krea y el descuento referido por el costo del reemplazo del bobinado. A partir de dichos datos, se obtuvieron curvas de estimación de CVNC en base a la potencia, por tecnología y por combustible, para el caso de operación en base, es decir, cuando la unidad opera más de 8.000 horas. Para determinar los CVNC para operación semibase (5.000 horas) y punta (3.000 horas), se obtuvieron factores proporcionales respecto de la operación base. Cabe señalar que aquellos antecedentes que se encontraban repetidos (mismos costos

variables no combustibles para un mismo modelo, de igual marca y potencia) no fueron considerados para evitar la sobrerrepresentación de un mismo modelo. Tanto las curvas como los factores proporcionales antes señalados se encuentran en el archivo denominado "Revision_CVNC_actualizada.xlsx".

Finalmente, para las unidades existentes, para cada escenario de operación, se le asignó un valor de CVNC proveniente del Estudio de Consultor revisado; del ITD 2018 – 2022; y de los valores calculados según se señaló en el párrafo anterior, seleccionando el valor mínimo entre estos. Para el caso de las unidades candidatas, se consideraron solo los antecedentes provenientes del Estudio del Consultor revisado y los calculados por la CNE.

Los resultados de dicha asignación, así como el valor seleccionado para cada escenario de operación, se encuentran en las hojas "Data_MA" y "Propuesta" del archivo denominado "Análisis CE CNVC indisponibilidad.xlsx", según corresponda.

4.2.1.3 Indisponibilidad forzada y programada

Respecto de la indisponibilidad, tanto forzada como programada, para las unidades existentes y candidatas, se compararon los valores presentados por el Consultor y aquellos determinados a partir de los valores inferidos de los limites presentes en el artículo 5-59 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

Los valores comparados, así como el valor seleccionado para cada tipo de indisponibilidad, se encuentran en las hojas "Data_MA" y "Propuesta" del archivo denominado "Análisis CE CNVC indisponibilidad.xlsx", según corresponda.

4.2.2 PRECIOS UNITARIOS DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN

Para determinar los precios unitarios de las unidades de generación, entendidos como los valores FOB de estas, se consideraron los valores propuestos por las respectivas empresas, según fue indicado en el Estudio del Consultor; los antecedentes del Estudio Krea; y otros antecedentes que esta Comisión tuvo a disposición en el desarrollo del presente informe técnico.

A partir de dichos antecedentes, se realizó una estimación de precios de unidades de generación, los cuales fueron comparados con los precios presentados por las empresas a fin de determinar el valor FOB de las unidades correspondientes.

Para esta estimación, se compilaron los datos de precios provenientes del Estudio Krea, los cuales consideran el precio de la unidad de generación junto con una serie de suministros complementarios. Respecto de estos últimos, se tomaron las siguientes consideraciones:

- Para las turbinas eólicas, se consideraron los suministros complementarios explícitamente incorporados dentro del precio CIF indicado en los archivos del Estudio Krea.

- Para las turbinas a gas, no se consideraron suministros complementarios, en concordancia con el criterio adoptado por el Consultor al respecto.

- Para los motores, tanto diésel como a gas, se consideraron todos los suministros complementarios, a excepción del equipo de insonorización, ya que no todos los sistemas lo requieren. El valor de dicho equipo fue incorporado posteriormente al valor FOB estimado de la unidad de generación, para aquellas unidades que se encuentran en las centrales Tres Puentes y Punta Arenas.

  Adicionalmente, se consideraron precios FOB de motores diésel cotizados en los Estudios de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes correspondientes al cuadrienio 2022 – 2026, desarrollados por el consultor GTD Ingenieros Consultores Ltda.

Cabe señalar que no se consideraron unidades cuyo precio y suministros complementarios tuviesen el mismo valor, a efectos de no sobrerrepresentar un precio en particular.

En virtud de lo señalado en el literal b), del título 3 del Capítulo II de las Bases, se determinaron curvas de precios por tecnología mediante gráficos de dispersión de precio unitario (USD/kW) versus potencia (kW) y verificando el tipo de regresión que mejor se ajustase. Sin embargo, en algunos casos, las curvas presentaron índices de correlación muy bajos o bien estimaban precios negativos para algunos rangos de potencia. Dado lo anterior, se consideraron curvas de precio de la unidad (USD) vs potencia (kW), que permitieron corregir dichas situaciones. Las curvas utilizadas se presentan en la tabla siguiente:

Tabla 4-1: Curvas de estimación de precios de unidades de generación

Tecnología	Tipo	Tipo Curva	Curva
Turbina eólica	Eólico	USD vs kW	y = 0,0051x2 + 730,33x + 246584
Motor Diesel	Lento	USD vs kW	y = 516,83x + 141368
Motor Diesel	Rápido	USD vs kW	$y = 15{,}474x^{1{,}3948}$
Motor Gas Natural	Lento	USD/kW vs kW	y = -7E-06x2 - 0,045x + 799,93
Motor Gas Natural	Rápido	USD vs kW	y = 0,0146x2 + 403,08x + 127188
Turbina a Gas	Heavy Duty	USD/kW vs kW	y = 7E-07x2 - 0,0338x + 768,99
Turbina a Gas	Heavy Duty Dual	USD/kW vs kW	y = 8E-07x2 - 0,04062x + 870,8
Turbina a Gas	Industrial	USD/kW vs kW	y = 3E-06x2 - 0,0975x + 1219,3
Turbina a Gas	Industrial Dual	USD/kW vs kW	y = 3E-06x2 - 0,1088x+1332,4

Todos los antecedentes utilizados para la determinación de los precios FOB de las unidades, tanto existentes como candidatas, se encuentran en el archivo denominado “Análisis FOB.xlsx”.

4.2.3 RECARGOS UTILIZADOS EN PRECIOS UNITARIOS DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN

Para la determinación de los recargos de instalaciones de generación se tuvo en consideración los antecedentes del Estudio Krea; aquellos provenientes del ITD 2018 – 2022; los cálculos realizados por el Consultor; y los antecedentes entregados por las Empresas.

Con relación a los antecedentes provenientes del Estudio del Consultor, se realizaron los siguientes ajustes:

- Se consideraron recargos por tecnología y no por sistema como propuso el Consultor.
- Se ajustó el recargo de gastos generales, considerando solo lo costos correspondientes a Estudios Previos, Preparación y Gestión DIA y Administración de Proyecto.
- No se consideró el criterio del Consultor de utilizar el recargo máximo entre los sistemas, por la distancia a Punta Arenas y/o dificultad de acceso, en tanto el Estudio Krea ya considera los costos para llegar a cada sistema.
- Para el caso del recargo de obras civiles + materiales, correspondiente a la central Vientos Patagónicos, se ajustó el valor porcentual a aquel presentado por la empresa Vientos Patagónicos.

Por otra parte, se realizó una estimación de recargos considerando los antecedentes del Estudio Krea y de los presentados en el desarrollo del ITD 2018 – 2022 debidamente actualizados por CPI, IPC y dólar, según correspondiese, lo cual se encuentra plasmado en el archivo denominado “Recargos_revisión CNE 2018 - 2022 Actualizado.xlsx”.

Ahora, para estimar los recargos, se consideró el precio de las unidades de generación obtenido a partir de las curvas de precios de la Tabla 4-1 y el costo en dólares de diciembre de 2020 de cada recargo. Con ello, se obtuvo valores porcentuales de cada recargo para cada unidad cotizada, para posteriormente obtener un promedio de cada recargo por tipo de tecnología, combustible y sistema mediano.

Finalmente, se compararon los recargos revisados por el Consultor y los calculados por esta Comisión, considerando el valor mínimo de ellos. Todos los recargos considerados y aquellos finalmente seleccionados se encuentran en el archivo denominado “Determinación Recargos.xlsx”.

A modo de resumen, en la tabla siguiente, se presentan los valores de los recargos para cada sistema mediano:

Tabla 4-2: Recargos para instalaciones de generación

Recargo	Tipo unidad	Punta Arenas	Puerto Natales	Porvenir	Puerto Williams
Flete	Turbinas a Gas	4,85%	1,88%	7,11%	0,00%
Flete	Turbinas a Gas dual	4,44%	1,70%	6,28%	0,00%
Flete	Motores a Gas	4,31%	4,69%	4,20%	0,00%
Flete	Motores Diesel	4,25%	4,14%	4,50%	4,51%
Seguros	Turbinas a Gas	1,94%	2,84%	2,84%	0,00%
Seguros	Turbinas a Gas dual	1,78%	2,51%	2,51%	0,00%
Seguros	Motores a Gas	1,73%	1,88%	1,68%	0,00%
Seguros	Motores Diesel	1,70%	1,66%	1,80%	1,80%

Recargo	Tipo unidad	Punta Arenas	Puerto Natales	Porvenir	Puerto Williams
Flete SSMM	Turbinas a Gas	0,11%	0,43%	0,57%	0,00%
Flete SSMM	Turbinas a Gas dual	0,10%	0,38%	0,50%	0,00%
Flete SSMM	Motores a Gas	0,49%	1,55%	2,70%	0,00%
Flete SSMM	Motores Diesel	0,61%	2,12%	4,68%	17,70%
Montaje Mecánico	Turbinas a Gas	3,73%	5,16%	5,24%	0,00%
Montaje Mecánico	Turbinas a Gas dual	5,60%	6,42%	6,49%	0,00%
Montaje Mecánico	Motores a Gas	4,58%	5,61%	7,86%	0,00%
Montaje Mecánico	Motores Diesel	5,86%	5,43%	7,67%	26,68%
Montaje Eléctrico	Turbinas a Gas	4,85%	8,57%	8,66%	0,00%
Montaje Eléctrico	Turbinas a Gas dual	4,67%	7,67%	8,01%	0,00%
Montaje Eléctrico	Motores a Gas	11,94%	12,66%	13,98%	0,00%
Montaje Eléctrico	Motores Diesel	18,74%	18,17%	25,15%	51,84%
Obras Civiles + Materiales	Turbinas a Gas	2,60%	3,89%	6,78%	0,00%
Obras Civiles + Materiales	Turbinas a Gas dual	2,73%	3,76%	6,35%	0,00%
Obras Civiles + Materiales	Motores a Gas	4,43%	10,98%	13,04%	0,00%
Obras Civiles + Materiales	Motores Diesel	13,69%	13,83%	10,09%	41,91%
Ingeniería	Turbinas a Gas	0,73%	1,15%	1,16%	0,00%
Ingeniería	Turbinas a Gas dual	0,94%	1,10%	1,18%	0,00%
Ingeniería	Motores a Gas	1,01%	1,39%	1,72%	0,00%
Ingeniería	Motores Diesel	1,72%	1,76%	1,91%	3,54%
Puesta en Marcha	Turbinas a Gas	4,92%	6,70%	6,69%	0,00%
Puesta en Marcha	Turbinas a Gas dual	5,44%	6,71%	6,72%	0,00%
Puesta en Marcha	Motores a Gas	2,46%	3,13%	3,64%	0,00%
Puesta en Marcha	Motores Diesel	3,91%	3,82%	4,64%	3,70%
Gastos Generales	Turbinas a Gas	5,53%	5,54%	5,63%	0,00%
Gastos Generales	Turbinas a Gas dual	5,54%	5,43%	5,59%	0,00%
Gastos Generales	Motores a Gas	6,66%	5,13%	5,16%	0,00%
Gastos Generales	Motores Diesel	5,13%	5,13%	5,15%	5,20%
Intereses Intercalarios	Turbinas a Gas	5,44%	5,41%	5,40%	0,00%
Intereses Intercalarios	Turbinas a Gas dual	5,43%	5,41%	4,80%	0,00%
Intereses Intercalarios	Motores a Gas	3,53%	3,54%	3,53%	0,00%
Intereses Intercalarios	Motores Diesel	3,52%	3,51%	3,52%	3,43%
Flete	Eólico	0,00%			
Seguros	Eólico	0,00%			
Flete SSMM	Eólico	0,32%			
Montaje Mecánico	Eólico	6,15%			
Montaje Eléctrico	Eólico	10,41%			
Obras Civiles + Materiales	Eólico	4,59%			

Recargo	Tipo unidad	Punta Arenas	Puerto Natales	Porvenir	Puerto Williams
Ingeniería	Eólico	1,47%			
Puesta en Marcha	Eólico	0,42%			
Gastos Generales	Eólico	2,61%			
Intereses Intercalarios	Eólico	2,53%			
Flete	Eólico	0,00%			
Seguros	Eólico	0,00%			
Flete SSMM	Eólico	2,00%			
Montaje Mecánico	Eólico	21,04%			
Montaje Eléctrico	Eólico	2,12%			
Obras Civiles + Materiales	Eólico	22,23%			
Ingeniería	Eólico	1,47%			
Puesta en Marcha	Eólico	0,42%			
Gastos Generales	Eólico	2,61%			
Intereses Intercalarios	Eólico	1,66%			

4.2.4 PRECIOS UNITARIOS DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

Para la valorización de las instalaciones de transmisión, se mantuvo el criterio utilizado por el Consultor, esto es, considerar el valor mínimo entre el precio presentado por las Empresas para cada elemento y el precio proveniente de otros procesos tarifarios de otros segmentos. Respecto del inventario de elementos informados por el Consultor para ser valorizados, estos no fueron modificados.

En este contexto, se realizó una revisión de los precios asignados por el Consultor provenientes del proceso de tarificación de la transmisión correspondiente al Informe Técnico Definitivo aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 199 de 25 de marzo de 2022. Todos las revisiones y cambios realizados quedaron reflejados en las propias planillas de valorización de instalaciones de transmisión desarrolladas por el Consultor, según se detalla a continuación:

- Archivo Instalaciones Existentes 2020 Tx (Línea Edelmag 66kV) Rev. CNE.xlsx, presenta la valorización de las instalaciones de transmisión de Edelmag.
- Archivos Instalaciones Existentes 2020 Tx Pecket (CN-Alm 6 13,2 kV) Rev. CNE.xlsx e Instalaciones Existentes 2020 Tx Pecket (VP-TP 23 kV) Rev. CNE.xlsx, presentan la valorización de las instalaciones de transmisión de Pecket.
- Archivo Proyecto segundo Circuito Tx (Línea Edelmag 66kV) Rev. CNE.xlsx, presentan la valorización del proyecto de expansión de la línea de 66 kV de Edelmag.

Adicionalmente, la Empresa Nacional del Petróleo, en adelante “ENAP”, solicitó, mediante carta N° 0446, de 23 de agosto de 2022, la incorporación en el Plan de Expansión obligatorio los paños de seccionamiento de la Línea 23 kV Vientos Patagónicos – Tres Puentes, que se encontrarán en la nueva subestación Seccionadora Cabo Negro, lo cual fue complementado,

mediante carta N° 0483, de 13 de septiembre de 2022, con una propuesta de valorización de estas instalaciones. Esta propuesta fue revisada en los mismos términos señalados anteriormente, y se encuentran plasmados en el archivo denominado “Información Subestación Seccionadora Cabo Negro Rev. CNE.xlsx”.

4.2.5 RECARGOS UTILIZADOS EN PRECIOS UNITARIOS DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

Los recargos utilizados para las instalaciones de transmisión corresponden a aquellos presentados en el Estudio que fueron obtenidos del proceso de Valor Nuevo de Reemplazo de 2019, correspondientes a Edelmag. Los cambios realizados en virtud de lo anterior se encuentran en las planillas referidas en el numeral 4.2.4.

El recargo asociado al montaje se calculó considerando el total del precio unitario y montaje de cada elemento perteneciente a alguno de los conjuntos de elementos por valorizar, esto es, líneas y subestaciones, para luego calcular un porcentaje de montaje sobre precio unitario para toda la instalación. Este cálculo se presenta en el archivo denominado “Revisión recargos.xlsx”.

4.2.6 PRECIOS DE COMBUSTIBLES

En consistencia con lo establecido en las Bases, los precios de combustibles se calculan conforme a lo siguiente:

- Diésel: promedio ponderado del precio vigente del petróleo diésel en el SM correspondiente, informado por Edelmag para el periodo de seis meses comprendido entre julio y diciembre de 2020.
- Gas natural: promedio ponderado del precio vigente del gas natural en el SM correspondiente, informado por Edelmag para el periodo de tres meses comprendido entre octubre y diciembre de 2020.

Respecto del GLP para Puerto Natales y Puerto Williams, se empleó la misma metodología que para el cálculo del precio del gas natural, con los valores informados por la empresa Inersa.

Tabla 4-3: Costos de combustibles por sistema

Sistema	Diésel (US/lt)	Gas natural (US/m3)	GLP (US/ton)
Punta Arenas	0,437	0,120	-
Puerto Natales	0,459	0,120	768,03
Porvenir	0,582	0,120	-
Puerto Williams	0,543	-	708,84

Es del caso mencionar que, para efectos de obtener el Plan de Expansión Óptimo y el Plan de Reposición Eficiente del sistema de Puerto Williams, se empleó una proyección de combustibles a septiembre de 2022, resultando en un precio de 1,015 US/lt para el diésel y de 1.251,2 US/ton para el GLP en dicho sistema. Sin perjuicio de lo anterior, el cálculo de los costos de operación se realizó con los valores de la Tabla 4-3.

4.2.7 ESTRUCTURA DE PERSONAL Y GASTOS FIJOS ANUALES DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

En este punto, la Comisión, en estricto apego a los formatos y criterios establecidos en las Bases, debió reorganizar y sistematizar la información presentada por Las Empresas.

Por su parte, para el reconocimiento de costos fijos por la entrada de nuevas unidades, se estima una variación de estos en proporción directa al requerimiento adicional de los mismos que se genere para la empresa modelo.

A partir de la revisión de los modelos, resultados y supuestos entregados por las Empresas, se tomaron algunas consideraciones para lograr un dimensionamiento que se ajustara a la modelación de una empresa única y eficiente.

Los principales ajustes que se realizaron se detallan a continuación:

- Capacitaciones: se consideran 50,1 horas al año.

- Gastos generales: se realizó un análisis detallado de todas las partidas incluidas, dentro de las que se modificaron valores y criterios, de tal forma de no incluir gastos que no se encontraran bien justificados (presentes en las empresas reales, pero no eficientes ni necesarios en la empresa modelo), y de ajustar aquellos en los que, por ejemplo, se contara con más antecedentes de otros procesos tarifarios. Adicionalmente, se realizó una limpieza de partidas que no correspondiesen a los segmentos de generación-transporte.

- Terreno unidades: se modificó el tamaño dimensionado para las turbinas a gas de acuerdo con una revisión de las instalaciones reales.

- Dimensionamiento oficinas: se ajustaron los M^2/PP de acuerdo con el Dictamen N° 02-2019 del H. Panel de Expertos.

- Edificios y terrenos: dado que, de acuerdo con el Coeficiente de Ocupación de Suelo, los terrenos dimensionados ya consideran holguras, se ajustaron los tamaños, eliminando “Estacionamientos y Caminos” y “Patios”. Las “Sala de Generación” fueron eliminadas por no contar con una justificación para ellas. Además, se ajustaron las asignaciones a SSMM.

- Vehículos: se incluyó el valor eficiente del proceso anterior, debidamente indexado, para aquellos casos donde no existiera “Cotización Consultor”.

- Bienes intangibles: se ajustó la cantidad de sueldos a considerar para la contratación inicial de acuerdo con lo establecido en las Bases.

- Capital de explotación: se modificó la consideración de dos doceavos del C.O.M.A para el año inicial, y para el diferencial en los siguientes años.

- Personal: se analizó en forma detallada la dotación requerida para la operación de la empresa modelo y la homologación de esta. Se mantuvo la encuesta y muestra propuesta por las Empresas. Adicionalmente, se revisó cada uno de los beneficios adicionales a incluir de tal forma de que se ajustaran a las Bases.

- Mantenimiento: se redimensionó la cuadrilla necesaria para llevar a cabo las labores de mantenimiento. Para el modelo de cálculo de horas persona se adicionó a la información presentada por el Consultor, los antecedentes eficientes del proceso anterior y se realizó un nuevo cálculo.

- Para el caso de Inersa, se ajustó el valor del Costo de Operación y Mantenimiento informado en respuesta al Oficio Ordinario CNE N° 50, de 2022, y de tal forma que fuera consistente con la modelación eficiente realizada para la empresa modelo.

Los resultados obtenidos para cada Sistema Mediano en el año 2021 se muestran a continuación:

Tabla 4-4: Resumen Costo de Personal

Sistema	[MUS$]
Punta Arenas	1.182
Puerto Natales	334
Porvenir	271
Puerto Williams	170
Total	**1.956**

Tabla 4-5: Resumen Gastos Fijos

Sistema	[MUS$]
Punta Arenas	1.501
Puerto Natales	319
Porvenir	247
Puerto Williams	108
Total	**2.175**

Tabla 4-6: Resumen Inversiones

Sistema	[MUS$]
Punta Arenas	5.646
Puerto Natales	1.805
Porvenir	614
Puerto Williams	453
Total	**8.519**

Tabla 4-7: Composición inversiones

Inversiones	[MUS$]	%
Terrenos y Edificaciones	5.122	60,1%
Vehículos	771	9,0%
Informática Central y Comunicaciones	51	0,6%
Equipos de Computación	61	0,7%
Bienes de Oficina	42	0,5%
Herramientas	871	10,2%
Medio Ambiente	1.602	18,8%
Total	**8.519**	**100,0%**

4.2.8 PROYECCIÓN DE DEMANDA UTILIZADA

De conformidad a lo expuesto en el numeral 5.3 de las Bases, la proyección de demanda se debe realizar a partir de las ventas de energía del Sistema Mediano correspondiente. Para ello, el Consultor debe realizar un análisis de consistencia de las series entregadas por las Empresas para luego estimar la demanda considerando, a lo menos, la aplicación de dos modelos complementarios: un Modelo Autorregresivo Integrado de Media Móvil, en adelante "Modelo ARIMA" y un Modelo de Ajuste Parcial. Si bien estos modelos pueden conducir a diferentes resultados, el Consultor deberá utilizar los mencionados modelos a efectos de comprobar la robustez de los resultados obtenidos, indicando, a lo menos, los estadísticos R2, R2 ajustado, t, F y d.

En este sentido, la Comisión realizó un análisis de los modelos y resultados presentados por el Consultor, verificando los supuestos, criterios, robustez y ajuste a las Bases.

El modelo realiza, en cada barra del sistema, la evaluación de 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, PIB nacional. En todos los casos analizados, el Modelo ARIMA estacional presentó un mejor ajuste.

Adicional a la proyección histórica, se consideraron las demandas asociadas a nuevos consumos relevantes, de acuerdo con las solicitudes de factibilidad recibidas por Edelmag y que escapan a lo que se puede considerar como crecimiento vegetativo o histórico.

En atención a lo anterior, se aceptaron los modelos y resultados propuestos por el Consultor.

De igual forma, se considera como data histórica el registro histórico disponible de las ventas mensuales de energía de distribución informada para el respectivo sistema, el cual considera información correspondiente al período desde enero de 2012 a diciembre de 2021. La predicción de la demanda en función de las ventas de energía se realizó hasta diciembre 2035.

Por último, para el cálculo del Factor de Carga, se utiliza el promedio de los años 2018-2021, abarcando un período consistente con la duración del período tarifario de 4 años, de modo que sea representativo.

De esta manera, la proyección de demanda utilizada para el análisis es:

i) Sistema Mediano de Punta Arenas

Tabla 4-8: Proyecciones de Demanda Utilizada, Punta Arenas

Año	Energía Bruta Generada (MWh)	Demanda Máxima (kW)
2021	273.551	44.178
2022	281.193	45.412
2023	303.203	48.967
2024	313.885	50.692
2025	325.219	52.522
2026	332.927	53.767
2027	339.376	54.808
2028	345.877	55.858
2029	352.435	56.917
2030	359.053	57.986
2031	365.733	59.065
2032	372.476	60.154
2033	379.285	61.254
2034	386.162	62.364
2035	393.108	63.486
Factor de Carga	0,707	

ii) Sistema Mediano de Puerto Natales

Tabla 4-9:Proyecciones de Demanda Utilizada, Puerto Natales

Año	Energía Bruta Generada (MWh)	Demanda Máxima (kW)
2021	47.880	7.872
2022	52.143	8.573
2023	53.622	8.816
2024	56.772	9.334
2025	59.500	9.782
2026	62.235	10.232
2027	65.009	10.688
2028	67.808	11.148
2029	70.637	11.613
2030	73.495	12.083
2031	76.384	12.558
2032	79.305	13.038
2033	82.257	13.524
2034	85.243	14.015
2035	88.263	14.511
Factor de Carga	0,694	

iii) Sistema Mediano de Porvenir

Tabla 4-10: Proyecciones de Demanda Utilizada

Año	Energía Bruta Generada (MWh)	Demanda Máxima (kW)
2021	29.306	5.104
2022	30.579	5.326
2023	32.540	5.668
2024	33.583	5.849
2025	35.008	6.097
2026	36.403	6.340
2027	37.832	6.589
2028	39.279	6.841
2029	40.746	7.097
2030	42.235	7.356
2031	43.746	7.619
2032	45.279	7.886
2033	46.836	8.157
2034	48.416	8.433
2035	50.020	8.712
Factor de Carga	0,655	

iv) Sistema Mediano de Puerto Williams

Tabla 4-11: Proyecciones de Demanda Utilizada

Año	Energía Bruta Generada (MWh)	Demanda Máxima (kW)
2021	5.221	1.003
2022	5.334	1.025
2023	5.441	1.045
2024	6.039	1.160
2025	6.564	1.261
2026	6.761	1.299
2027	6.961	1.337
2028	7.168	1.377
2029	7.380	1.418
2030	7.599	1.460
2031	7.823	1.503
2032	8.054	1.547
2033	8.292	1.593
2034	8.536	1.640
2035	8.788	1.688
Factor de Carga	0,594	

4.2.9 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

A continuación, se muestra la metodología y resultados para la obtención del Plan de Expansión Óptimo.

4.2.9.1 Metodología para la determinación del Plan de Expansión Óptimo

De manera similar a lo desarrollado por el Consultor, la metodología para la determinación del Plan de Expansión Óptimo contempló 3 etapas:

a) Determinación del plan óptimo económico

En base a los antecedentes de demanda, precios unitarios, recargos, costos variables y consumos específicos, tanto de las unidades existentes como de las unidades candidatas, se calcula el Plan de Expansión Óptimo de generación en el horizonte de planificación para cada uno de los sistemas, utilizando el modelo de planificación de inversiones del software AMEBA.

Lo señalado incluye una modelación de 24 bloques por mes (conforme a lo establecido en las Bases), consideración de mínimos técnicos, reserva en giro, indisponibilidad forzada e indisponibilidad programada, consumos específicos y CVNC promedio. Para la representación de pérdidas, se consideraron los porcentajes propuestos en el Estudio del Consultor.

b) Análisis de suficiencia N-1

A partir de los planes determinados, se evalúa la necesidad de incorporar generación adicional a la existente para respaldar la demanda máxima del sistema ante la indisponibilidad de la unidad de mayor capacidad.

c) Análisis de suficiencia diésel

Finalmente, se evalúa la necesidad de incorporar generación diésel adicional a la existente para respaldar la demanda máxima del sistema ante la indisponibilidad de suministro de gas natural.

La información de entrada empleada para la determinación de los planes se encuentra en los anexos del presente informe, en la carpeta “Ameba/_Entradas”.

4.2.9.2 Resultados del Plan de Expansión Óptimo

i) Sistema Mediano de Punta Arenas

De acuerdo con el análisis realizado conforme a lo señalado anteriormente, este sistema no presenta nuevas inversiones de generación en el Plan de Expansión Óptimo.

Respecto al Plan de Expansión Óptimo del segmento de transmisión para el sistema de Punta Arenas, se señala lo siguiente:

- La obra propuesta por la empresa Edelmag, correspondiente a un segundo circuito de 66 kV entre las subestaciones Punta Arenas y Tres Puentes, no se considera necesaria en términos de suficiencia para el horizonte de tarificación. Lo anterior en consideración a que, ante escenarios específicos de demanda alta en Punta Arenas que pudieran gatillar la sobrecarga de la línea, actualmente existe respaldo a través de la generación conectada en la central Punta Arenas.

- Por otra parte, se realizó una revisión de la evaluación económica presentada por el Consultor, la cual consiste en calcular el valor actual de inversión, pérdidas, energía no suministrada y O&M de un escenario con proyecto y un escenario sin proyecto. De dicha revisión se concluye que el proyecto no resulta económico en el

horizonte de tarificación. Los respaldos del cálculo realizado se encuentran en los anexos del presente informe, en la carpeta “Análisis LT PA”.

ii) Sistema Mediano de Puerto Natales

En la tabla siguiente se muestran las inversiones en generación resultantes en el Plan de Expansión Óptimo en el sistema de Puerto Natales.

Tabla 4-12: Plan de Expansión de generación - Sistema Puerto Natales

Unidad	Tipo	Combustible	Potencia kW	Año Ingreso
CG260_1645-3	MGL	Gas Natural	4.500	2025
3512B1056	MDR	Diésel	1.056	2034
CG260_1645	MGL	Gas Natural	4.500	2035

iii) Sistema Mediano de Porvenir

A continuación, se muestran las inversiones en generación resultantes en el Plan de Expansión Óptimo en el sistema de Porvenir.

Tabla 4-13: Plan de Expansión de generación – Sistema Porvenir

Unidad	Tipo	Combustible	Potencia kW	Año Ingreso
MTU20_GN-3	MGR	Gas Natural	2.538	2026
MTU20_GN	MGR	Gas Natural	2.538	2035

iv) Sistema Mediano de Puerto Williams

En la tabla siguiente se muestran las inversiones en generación resultantes en el Plan de Expansión Óptimo en el sistema de Puerto Williams.

Tabla 4-14: Plan de Expansión de generación - Sistema Puerto Williams

Unidad	Tipo	Combustible	Potencia kW	Año Ingreso
J420 INERSA	MGR	GLP	965	01/07/2024

4.2.9.3 Verificación de cumplimiento normativo

Para cada Plan de Expansión Óptimo de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, se han efectuado simulaciones de los sistemas eléctricos que permiten verificar el cumplimiento de los requerimientos de desempeño estático y dinámico establecidos en la Norma Técnica de Sistemas Medianos de marzo de 2018, en adelante, “NTSSMM”. Lo anterior fue realizado a través del *software* DIgSILENT Power Factory.

El escenario simulado corresponde a aquél de demanda máxima para cada año en el cual se presenten nuevas inversiones en generación en el horizonte de tarificación. El despacho se determina como aquél resultante de la operación económica para la hora simulada,

considerando la reserva establecida en los estudios de control de frecuencia y determinación de reserva a los que se refiere el capítulo 7 de la NTSSMM.

La contingencia estudiada corresponde a la salida intempestiva de la unidad de mayor capacidad despachada en la hora simulada, y considera la respectiva operación de los Estudios de Esquema de Desconexión Automática de Carga, en adelante "EDAC", vigentes en cada sistema.

En relación con lo anterior, se ha verificado el cumplimiento de las exigencias establecidas en la NTSSMM. La metodología, antecedentes y resultados se encuentran en los anexos del presente informe, en la carpeta "Estudios Eléctricos".

4.2.9.4 Cálculo de los costos de operación

Sobre la base de los planes obtenidos, se realiza un cálculo de los costos de operación de cada uno de los sistemas en el horizonte de planificación.

Lo anterior se realiza a través de una modelación por bloques cronológicos de 4 horas consecutivas, con un total de 2.190 bloques por año. El cálculo de los costos de operación se realizó empleando el módulo de Unit Commitment del *software* AMEBA, utilizando para ello curvas de consumo específico en función de la potencia despachada, CVNC promedio, indisponibilidad forzada y otras restricciones tales como mínimos técnicos y reserva en giro.

Los resultados obtenidos y el cálculo de los costos de operación se encuentran disponibles en los anexos del presente informe, en la carpeta "Ameba/_Resultados".

4.2.9.5 Rango de validez técnica de los planes de expansión de generación determinados

Respecto al rango de validez de las hipótesis técnicas y económicas que respaldan el Plan de Expansión Óptimo, se realizó un análisis de la afectación del respectivo plan producto de la variación de parámetros relevantes. En dicho sentido, la variable considerada fue la demanda máxima de cada sistema. De esta forma, la sensibilización se realizó de manera de identificar el incremento de demanda mediante el cual se requiere inversión adicional por suficiencia en el horizonte de tarificación. Al respecto, se indica lo siguiente:

- Para niveles de demanda de hasta un 30% por sobre la cual se diseñó el Plan de Expansión Óptimo del Sistema Mediano de Punta Arenas, no se requiere inversión en generación adicional por suficiencia.

- Para niveles de demanda de hasta un 12% por sobre la cual se diseñó el Plan de Expansión Óptimo del Sistema Mediano de Porvenir, no se requiere inversión en generación adicional por suficiencia.

- Para niveles de demanda de hasta un 47% por sobre la cual se diseñó el Plan de Expansión Óptimo del Sistema Mediano de Puerto Natales, no se requiere inversión en generación adicional por suficiencia.

- Para niveles de demanda de hasta un 47% por sobre la cual se diseñó el Plan de Expansión Óptimo del Sistema Mediano de Puerto Williams, no se requiere inversión en generación adicional por suficiencia.

4.2.9.6 Costo Incremental de Desarrollo

A continuación, se presentan los costos incrementales de desarrollo a nivel de generación y transmisión obtenidos para cada uno de los sistemas medianos estudiados:

i) Sistema Mediano de Punta Arenas

Tabla 4-15: CID - Sistema Punta Arenas

Ítem	Punta Arenas	Tres Puentes	Cabo Negro
CIDG ($/kWh)	33,879	33,879	33,879
CIDL ($/kWh)	0,454	0,454	0,454
CID ($/kWh)	**34,333**	**34,333**	**34,333**

ii) Sistema Mediano de Puerto Natales

Tabla 4-16: CID - Sistema Puerto Natales

Ítem	Puerto Natales
CIDG ($/kWh)	40,877
CIDL ($/kWh)	0,00
CID ($/kWh)	**40,877**

iii) Sistema Mediano de Porvenir

Tabla 4-17: CID - Sistema Porvenir

Ítem	Porvenir
CIDG ($/kWh)	45,207
CIDL ($/kWh)	0,00
CID ($/kWh)	**45,207**

iv) Sistema Mediano de Puerto Williams

Tabla 4-18: CID - Sistema Puerto Williams

Ítem	Puerto Williams
CIDG ($/kWh)	158,839
CIDL ($/kWh)	0,00
CID ($/kWh)	**158,839**

El cálculo de los CID y los resultados presentados en las tablas anteriores se encuentran en los archivos denominado “CNE_CID_PArenas.xlsx”, “CNE_CID_PNatales.xlsx”, “CNE_CID_Porvenir.xlsx” y “CNE_CID_PWilliams.xlsx”.

4.2.10 PLAN DE REPOSICIÓN EFICIENTE

A continuación, se presenta la metodología y los resultados para la obtención del Plan de Reposición Eficiente.

4.2.10.1 Metodología para la determinación del Plan de Reposición Eficiente

La metodología para la determinación del Plan de Reposición Eficiente contempló 3 etapas:

a) Determinación del plan óptimo económico

En base a los antecedentes de demanda, precios unitarios, recargos, costos variables y consumos específicos, tanto de las unidades existentes como de las unidades candidatas, se calcula el Plan de Reposición Eficiente óptimo en generación para el horizonte de planificación para cada uno de los sistemas, utilizando el modelo de planificación de inversiones del *software* AMEBA.

Lo señalado incluye una modelación de 24 bloques por mes (conforme a lo establecido en las Bases), consideración de mínimos técnicos, reserva en giro, indisponibilidad forzada e indisponibilidad programada, consumos específicos y CVNC promedio. Para la representación de pérdidas, se consideraron los porcentajes propuestos en el estudio del Consultor.

b) Análisis de suficiencia N-1

A partir de los planes determinados, se evalúa la necesidad de incorporar generación adicional para respaldar la demanda máxima del sistema ante la indisponibilidad de la unidad de mayor capacidad.

c) Análisis de suficiencia diésel

Finalmente, se evalúa la necesidad de incorporar generación diésel adicional para respaldar la demanda máxima del sistema ante la indisponibilidad de suministro de gas natural.

La información de entrada empleada para la determinación de los planes se encuentra en los anexos del presente informe, en la carpeta “Ameba/_Entradas”.

4.2.10.2 Resultados del Plan de Reposición Eficiente

i) Sistema Mediano de Punta Arenas

De acuerdo con el análisis realizado conforme a lo señalado precedentemente, en la tabla siguiente se muestran las inversiones en generación resultantes en el Plan de Reposición Eficiente del Sistema Mediano de Punta Arenas.

Tabla 4-19: Proyecto de Reposición de generación - Sistema Punta Arenas

Unidad	Tipo	Combustible	Potencia kW	Año Ingreso
EOL_CN	Eólica	-	2.550	2021
EOL_VP	Eólica	-	10.350	2021
Titan-3	TGI Dual	Gas Natural	15.000	2021
Titan-2	TGI Dual	Gas Natural	15.000	2021
3516B1600-1	MDR	Diesel	1.600	2021
3516B1600-2	MDR	Diesel	1.600	2021
3516B1600-3	MDR	Diesel	1.600	2021
Titan-1	TGI Dual	Gas Natural	15.000	2021
3516B1600-4	MDR	Diesel	1.600	2022
3516B1600-5	MDR	Diesel	1.600	2023
CAT3516_TP-1	MDR	Diesel	1.460	2023
3516B1600-6	MDR	Diesel	1.600	2024
MTU20_GN	MGR	Gas Natural	2.538	2025
C175_2025	MDR	Diesel	2.520	2026
G3520H	MGR	Gas Natural	2.500	2028
J616_CAND	MGR	Gas Natural	2.680	2030
3516B1600-7	MDR	Diesel	1.600	2031
3516B1600-8	MDR	Diesel	1.600	2033
3516B1600-9	MDR	Diesel	1.600	2034
3516B1600-10	MDR	Diesel	1.600	2035
GE_TG-1	TGH	Gas Natural	6.700	2035

ii) Sistema Mediano de Puerto Natales

En la tabla siguiente se muestran las inversiones en generación resultantes en el Plan de Reposición Eficiente del Sistema Mediano de Puerto Natales.

Tabla 4-20: Proyecto de Reposición de generación - Sistema Puerto Natales

Unidad	Tipo	Combustible	Potencia kW	Año Ingreso
CG260_1645-3	MGL	Gas Natural	4.500	2021
CG260_1645-2	MGL	Gas Natural	4.500	2021
3512B1056-1	MDR	Diesel	1.056	2021
3512B1056-2	MDR	Diesel	1.056	2021
3512B1056-3	MDR	Diesel	1.056	2021
3512B1056-4	MDR	Diesel	1.056	2021
3512B1056-5	MDR	Diesel	1.056	2021
3512B1056-6	MDR	Diesel	1.056	2021
3512B1056-7	MDR	Diesel	1.056	2025
3512B1056-8	MDR	Diesel	1.056	2027

Unidad	Tipo	Combustible	Potencia kW	Año Ingreso
CG260_1645	MGL	Gas Natural	4.500	2027
3512B1056-9	MDR	Diesel	1.056	2029
3512B1056-10	MDR	Diesel	1.056	2031
3512B1056-11	MDR	Diesel	1.056	2033
3512B1056-12	MDR	Diesel	1.056	2035

iii) Sistema Mediano de Porvenir

A continuación, se muestran las inversiones en generación resultantes en el Plan de Reposición Eficiente del Sistema Mediano de Porvenir.

Tabla 4-21: Proyecto de Reposición de generación - Sistema Porvenir

Unidad	Tipo	Combustible	Potencia kW	Año Ingreso
MTU20_GN	MGR	Gas Natural	2.538	2021
MTU20_GN-3	MGR	Gas Natural	2.538	2021
MTU20_GN-2	MGR	Gas Natural	2.538	2021
MTU16DS10-1	MDR	Diesel	850	2021
MTU16DS10-2	MDR	Diesel	850	2021
MTU16DS10-3	MDR	Diesel	850	2021
MTU16DS10-4	MDR	Diesel	850	2021
MTU16DS10-5	MDR	Diesel	850	2021
MTU16DS10-6	MDR	Diesel	850	2021

iv) Sistema Mediano de Puerto Williams

En la tabla siguiente se muestran las inversiones en generación resultantes en el Plan de Reposición Eficiente del Sistema Mediano de Puerto Williams.

Tabla 4-22: Proyecto de Reposición de generación - Sistema Puerto Williams

Unidad	Tipo	Combustible	Potencia kW	Año Ingreso
C32-1	MDR	Diesel	728	2021
C32-2	MDR	Diesel	728	2021
CATC32-1	MDR	Diesel	800	2021
Cummins_PW-1	MDR	Diesel	252	2021
J420 INERSA	MGR	GLP	965	2024

4.2.10.3 Verificación de cumplimiento normativo

Para cada plan de reposición de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, se han efectuado simulaciones de los sistemas eléctricos que permiten verificar el cumplimiento de los requerimientos de desempeño estático y dinámico

establecidos en la NTSSMM. Lo anterior fue realizado a través del *software* DIgSILENT Power Factory.

Los escenarios simulados corresponden a los de demanda máxima para los años 2023 y 2026 del horizonte de tarificación. El despacho se determina como aquél resultante de la operación económica para la hora simulada, considerando la reserva establecida en los estudios de control de frecuencia y determinación de reserva a los que se refiere el capítulo 7 de la NTSSMM.

Las contingencias estudiadas corresponden a la salida intempestiva de la unidad de mayor capacidad despachada en la hora simulada, considerando la respectiva operación de los EDAC vigentes en cada sistema.

En relación con lo anterior, se ha verificado el cumplimiento de las exigencias establecidas en la NTSSMM. La metodología, antecedentes y resultados se encuentran en los anexos del presente informe, en la carpeta “Estudios Eléctricos”.

4.2.10.4 Cálculo de los costos de operación

Sobre la base de los planes obtenidos en cada uno de los sistemas, se realiza un cálculo de sus costos de operación.

Lo anterior se realiza a través de una modelación por bloques cronológicos de 4 horas consecutivas, con un total de 2.190 bloques por año. El cálculo de los costos de operación se realizó empleando el módulo de Unit Commitment del *software* AMEBA, utilizando para ello curvas de consumo específico en función de la potencia despachada, CVNC promedio, indisponibilidad forzada y otras restricciones tales como mínimos técnicos y reserva en giro.

Los resultados obtenidos y el cálculo de los costos de operación se encuentran disponibles en los anexos del presente informe, en la carpeta “Ameba/_Resultados”.

4.2.10.5 Impuesto a las emisiones

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 8° de la Ley N° 20.780, de 2014, modificado mediante Ley N° 20.899, de 2016, serán gravados aquellos establecimientos cuyas fuentes fijas, conformadas por calderas o turbinas, individualmente o en su conjunto, sumen una potencia térmica mayor o igual a 50 MWt (megavatios térmicos), considerando el límite superior del valor energético del combustible.

Según el límite antes expuesto, y en base al Plan de Reposición Eficiente definido por esta Comisión, las unidades de Tres Puentes están afectas al pago de impuesto a las emisiones al aire de material particulado (MP), óxidos de nitrógeno (NO_x) dióxido de azufre (SO_2) y dióxido de carbono (CO_2).

En particular, y según la generación óptima que se requiere para satisfacer la demanda del Sistema de Punta Arenas, el pago de impuestos a las emisiones corresponde a:

Tabla 4-23: Pago anual de impuesto a las emisiones

Año	Impuesto M$
2022	626.367
2023	680.277
2024	711.598
2025	734.834
2026	751.685

4.2.10.6 Costo Total de Largo Plazo

De acuerdo con lo expuesto anteriormente se obtuvieron los siguientes Costos Totales de Largo Plazo, en adelante "CTLP":

i) Sistema Mediano de Punta Arenas

Tabla 4-24: CTLP - Sistema Punta Arenas

Ítem	Punta Arenas
CTLPG ($/año)	17.174.296.735
CTLPL ($/año)	2.113.352.569
CTLP ($/año)	**19.287.649.304**

ii) Sistema Mediano de Puerto Natales

Tabla 4-25: CTLP - Sistema Puerto Natales

Ítem	Puerto Natales
CTLPG ($/año)	3.438.387.699
CTLPL ($/año)	132.795.353
CTLP ($/año)	**3.571.183.052**

iii) Sistema Mediano de Porvenir

Tabla 4-26: CTLP - Sistema Porvenir

Ítem	Porvenir
CTLPG ($/año)	2.448.881.254
CTLPL ($/año)	46.336.184
CTLP ($/año)	**2.495.217.438**

iv) Sistema Mediano de Puerto Williams

Tabla 4-27: CTLP - Sistema Puerto Williams

Ítem	Puerto Williams
CTLPG ($/año)	1.194.824.239
CTLPL ($/año)	45.769.210
CTLP ($/año)	**1.240.593.449**

El cálculo de los CTLP y los resultados presentados en las tablas anteriores se encuentran en los archivos denominado “CNE_PA CTLP.xlsx”, “CNE_PN CTLP.xlsx”, “CNE_PO CTLP.xlsx” y “CNE_PW CTLP.xlsx”.

4.2.11 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN DEL CID Y CTLP

Para determinar las fórmulas de indexación, en primer término, se analizó la estructura de los costos de inversión de los componentes de cada sistema, de acuerdo con la naturaleza de los bienes, insumos y servicios que lo integran. De manera similar, se procede con los componentes de costos del COMA correspondientes a cada sistema eléctrico de las Empresas. Posteriormente, se analizaron y definieron los indicadores que mejor representan la evolución de los costos tanto de inversión como del COMA.

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.

En virtud de las correcciones descritas precedentemente, los coeficientes que integran las fórmulas de indexación de los CID y CTLP deben ser actualizados.

Los ponderadores de la fórmula de indexación del CID son los siguientes:

Tabla 4-28: Indexadores CID – Sistema Punta Arenas

Formula Indexación CID PA	
IPC – Nacional	6,88%
P. Gas – Nacional	77,35%
P. Diesel – Nacional	0,07%
CPI – Externo	15,70%

Tabla 4-29: Indexadores CID – Sistema Puerto Natales

Formula Indexación CID PN	
IPC – Nacional	14,38%
P. Gas – Nacional	48,69%
P. Diesel – Nacional	0,04%
CPI – Externo	36,89%

Tabla 4-30: Indexadores CID – Sistema Porvenir

Formula Indexación CID PO	
IPC – Nacional	17,10%
P. Gas – Nacional	41,99%
P. Diesel – Nacional	2,46%
CPI – Externo	38,45%

Tabla 4-31: Indexadores CID – Sistema Puerto Williams

Formula Indexación CID PW	
IPC – Nacional	22,31%
P. Gas – Nacional	189,43%
P. Diesel – Nacional	-135,42%

Formula Indexación CID PW	
CPI – Externo	23,68%

Por su parte, los ponderadores de la fórmula de indexación del CTLP son los siguientes:

Tabla 4-32: Indexadores CTLP – Sistema Punta Arenas

Formula Indexación CTLP PA	
IPC – Nacional	26,08%
P. Gas – Nacional	41,62%
P. Diesel – Nacional	0,95%
CPI – Externo	31,35%

Tabla 4-33: Indexadores CTLP – Sistema Puerto Natales

Formula Indexación CTLP PN	
IPC – Nacional	30,95%
P. Gas – Nacional	35,65%
P. Diesel – Nacional	0,92%
CPI – Externo	32,48%

Tabla 4-34: Indexadores CTLP – Sistema Porvenir

Formula Indexación CTLP PO	
IPC – Nacional	32,87%
P. Gas – Nacional	31,94%
P. Diesel – Nacional	0,0003%
CPI – Externo	35,19%

Tabla 4-35: Indexadores CTLP – Sistema Puerto Williams

Formula Indexación CTLP PW	
IPC – Nacional	31,92%
P. Gas – Nacional	30,27%
P. Diesel – Nacional	22,06%
CPI – Externo	15,75%

El cálculo y resultados de las fórmulas de indexación se encuentran disponibles en los archivos denominado “Indexación CID.xlsx” e “Indexación CTLP.xlsx”.

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

Para efectos de la repartición de la recaudación por venta de energía y potencia a clientes regulados, las potencias disponibles de las unidades generadoras existentes y de aquellas consideradas en el Plan de Expansión para los sistemas de Punta Arenas y Puerto Williams, son las que se detallan a continuación:

Tabla 4-36: Potencia reconocida asignada a sistema Punta Arenas en kW (2020-2027)

Empresa	Tecnología	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Edelmag	Diesel	5.660	4.800	6.400	9.460	11.060	11.060	13.580	13.580
Edelmag	Gas Natural	93.620	45.000	45.000	45.000	45.000	47.538	47.538	47.538
Pecket	Eólica	2.550	2.550	2.550	2.550	2.550	2.550	2.550	2.550
Vientos Patagónicos	Eólica	10.350	10.350	10.350	10.350	10.350	10.350	10.350	10.350
Total		**112.180**	**62.700**	**64.300**	**67.360**	**68.960**	**71.498**	**74.018**	**74.018**

Tabla 4-37: Potencia reconocida asignada a sistema Punta Arenas en kW (2028-2035)

Empresa	Tecnología	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Edelmag	Diesel	13.580	13.580	13.580	15.180	15.180	16.780	18.380	13.580
Edelmag	Gas Natural	50.038	50.038	52.718	52.718	52.718	52.718	52.718	47.538
Pecket	Eólica	2.550	2.550	2.550	2.550	2.550	2.550	2.550	2.550
Vientos Patagónicos	Eólica	10.350	10.350	10.350	10.350	10.350	10.350	10.350	10.350
Total		**76.518**	**76.518**	**79.198**	**80.798**	**80.798**	**82.398**	**83.998**	**92.298**

Tabla 4-38: Potencia reconocida asignada a sistema Puerto Williams en kW (2020-2027)

Empresa	Tecnología	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Edelmag	Diesel	2.650	2.508	2.508	2.508	2.508	2.508	2.508	2.508
Inersa	GLP	-	-	-	-	965	965	965	965
Total		**2.650**	**2.508**	**2.508**	**2.508**	**3.473**	**3.473**	**3.473**	**3.473**

Tabla 4-39: Potencia reconocida asignada a sistema Puerto Williams en kW (2028-2035)

Empresa	Tecnología	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Edelmag	Diesel	2.508	2.508	2.508	2.508	2.508	2.508	2.508	2.508
Inersa	GLP	965	965	965	965	965	965	965	965
Total		**3.473**	**3.473**	**3.473**	**3.473**	**3.473**	**3.473**	**3.473**	**3.473**

De igual forma, el costo variable medio de cada empresa generadora de los Sistema Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, correspondiente al promedio ponderado por generación esperada de los costos variables unitarios de generación, combustibles y no combustibles, considerados en la determinación de tarifas de aquellas unidades de generación asignables a cada empresa, son los que se detallan a continuación:

Tabla 4-40: Costo Variable medio sistema Punta Arenas

Empresa	CVC medio $/kWh	CVNC medio $/kWh
Edelmag	30,52	6,79
Pecket	-	5,88
Vientos Patagónicos SpA	-	5,49

Tabla 4-41: Costo Variable medio sistema Puerto Natales

Empresa	CVC medio $/kWh	CVNC medio $/kWh
Edelmag	21,84	11,65

Tabla 4-42: Costo Variable medio sistema Porvenir

Empresa	CVC medio $/kWh	CVNC medio $/kWh
Edelmag	22,17	12,28

Tabla 4-43: Costo Variable medio sistema Puerto Williams

Empresa	CVC medio $/kWh	CVNC medio $/kWh
Edelmag	106,89	15,49
Inersa	99,96	12,02

Los ponderadores de la fórmula de indexación del CVC y CVNC son los siguientes:

Tabla 4-44: Indexadores CVC sistema de Punta Arenas

Indexación CVC PA	Edelmag	Pecket	Vientos Patagónicos
P. Gas Natural - Nacional	97,8%	0,0%	0,0%
P. Diésel - Nacional	2,2%	0,0%	0,0%

Tabla 4-45: Indexadores CVC sistema de Puerto Natales

Indexación CVC PN	
P. Gas Natural - Nacional	97,5%
P. Diésel - Nacional	2,5%

Tabla 4-46: Indexadores CVC sistema de Porvenir

Indexación CVC PO	
P. Gas Natural - Nacional	99,999%
P. Diésel - Nacional	0,001%

Tabla 4-47: Indexadores CVC sistema de Puerto Williams

Indexación CVC PW	Edelmag	Inersa
P. GLP - Nacional	0,0%	100,0%
P. Diésel - Nacional	100,0%	0,0%

Tabla 4-48: Indexadores CVNC sistemas medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams

Indexación CVNC	
IPC – Nacional	25,00%
CPI – Externo	75,00%

Asimismo, el factor de costos de inversión y administración de cada empresa generadora, que corresponde a la proporción que le resulta asignable a cada empresa de generación respecto del total de costos actualizados de inversiones en instalaciones de generación e

infraestructura asociada al segmento de generación y de los costos de administración considerados en la determinación de la tarifa y que no se encuentren contemplados dentro de los costos variables medios, corresponden a los que se detallan a continuación:

Tabla 4-49: Factor de Costos de Inversión y Administración Punta Arenas

Empresa	VP Inversiones $	VP Costo Fijo $	Total $	Factor
Edelmag	11.460.271.696	4.693.639.288	16.153.910.984	0,749
Pecket	1.006.462.686	94.370.227	1.100.832.913	0,051
Vientos Patagónicos	3.936.501.442	389.307.984	4.325.809.426	0,200

Tabla 4-50: Factor de Costos de Inversión y Administración Puerto Williams con posterioridad a entrada en operación de Inersa

Empresa	VP Inversiones $	VP Costo Fijo $	Total $	Factor
Edelmag	321.203.179	423.737.015	744.940.193	0,773
Inersa	219.176.019	0	219.176.019	0,227

Por último, los costos de transmisión determinados 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 que operan en el Sistema Mediano de Punta Arenas, considerados en la determinación de la tarifa, son los que se presentan a continuación:

Tabla 4-51: Costos de Transmisión previa entrada en operación de Nuevo Parque Eólico Cabo Negro

Empresa	Anualidad Inversiones Tx $/año	Costo Fijo Tx $/año	Total $/año
Edelmag	1.292.739.711	408.011.374	1.700.751.085
Pecket	276.624.068	87.307.418	363.931.486
ENAP	36.981.529	11.688.470	48.669.998

Los ponderadores de la fórmula de indexación de los Costos de Transmisión son los siguientes:

Tabla 4-52: Indexadores Costos de Transmisión

Indexación CTx	Indexación CTx aVI	Indexación CTx CF
IPC – Nacional	47,28%	100%
CPI – Externo	52,72%	0%

5 FÓRMULAS Y ESTRUCTURAS TARIFARIAS

A partir de la determinación del CID y el CTLP, incluidas las correcciones indicadas en la sección anterior, a continuación, se presentan las fórmulas y estructuras tarifarias que permiten determinar los precios de nudo de energía y potencia en cada sistema mediano, con sus correspondientes fórmulas de indexación.

5.1 FÓRMULAS PARA INGRESO ANUAL EQUIVALENTE DE ENERGÍA Y POTENCIA

A efectos de definir y formular las estructuras tarifarias, se define el ingreso anual equivalente de potencia esperado para el período tarifario de 4 años, IAP, como el valor anual equivalente constante que obtendría el sistema, al aplicar el costo de desarrollo de la potencia, determinado conforme se indica en la sección 5.2 del presente informe, a las demandas facturadas esperadas de potencia de punta anuales en cada uno de los nudos o barras de retiro del sistema, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\mathrm{IAP} = \left(\sum_{j=1}^{\mathrm{NB}} \mathrm{IAP}_j \right)$$

Donde:

$$\mathrm{IAP}_j = \left(\sum_{t=1}^{T} \frac{12 \cdot \mathrm{CDP}_j \cdot P_{\mathrm{jt}}}{(1+r)^t} \right) \left(\frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right)$$

NB : Número de barras o nudos del sistema.

IAP_j : Ingreso anual equivalente de potencia, en un período tarifario de 4 años, del sistema de generación y transmisión asociado al nudo o barra j, expresado en $/año.

P_{jt} : Potencia de punta consumida en el nudo o barra j, en el año t, expresada en kW.

CDP_j : Costo de desarrollo de la potencia de punta en el sistema de generación y transmisión en el nudo o barra j, expresado en $/kW/mes.

T : Número de años considerados en el período tarifario (4 años).

Análogamente, se definen los ingresos anuales equivalente de energía esperados para el período tarifario de 4 años, para los segmentos de generación, transmisión y para el sistema en su conjunto, IAEG, IAEL, e IAE, respectivamente, como el valor anual equivalente constante que obtendría cada segmento de generación o transmisión y el sistema en su conjunto, al aplicar los costos incrementales de desarrollo, determinados conforme a las Bases, a las demandas facturadas de energía esperadas en cada uno de los nudos o barras del sistema, de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$\mathrm{IAEG} = \left(\sum_{j=1}^{\mathrm{NB}} \mathrm{IAEG}_j \right)$$

$$\mathrm{IAEL} = \left(\sum_{j=1}^{\mathrm{NB}} \mathrm{IAEL}_j \right)$$

$$\mathrm{IAE} = \left(\sum_{j=1}^{\mathrm{NB}} \mathrm{IAE}_j \right)$$

Donde:

$$\mathrm{IAEG}_j = \left(\sum_{t=1}^{T} \frac{\mathrm{CIDG}_j \cdot E_{\mathrm{jt}}}{(1+r)^t} \right) \left(\frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right)$$

$$\mathrm{IAEL}_j = \left(\sum_{t=1}^{T} \frac{\mathrm{CIDL}_j \cdot E_{\mathrm{jt}}}{(1+r)^t} \right) \left(\frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right)$$

$$\mathrm{IAE}_j = \left(\sum_{t=1}^{T} \frac{\mathrm{CID}_j \cdot E_{\mathrm{jt}}}{(1+r)^t} \right) \left(\frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right)$$

NB : Número de barras o nudos del sistema.

IAEG_j : Ingreso anual equivalente de energía, en un período tarifario de 4 años, del segmento de generación asociado al nudo o barra j, en $/año.

IAET_j : Ingreso anual equivalente de energía, en un período tarifario de 4 años, del segmento de transmisión asociado al nudo o barra j, en $/año.

IAE_j : Ingreso anual equivalente de energía, en un período tarifario de 4 años, del sistema en su conjunto asociado nudo o barra, en $/año.

5.2 FÓRMULAS PARA PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA

Mediante las siguientes relaciones se determinan los precios de nudo de energía y potencia, y su desagregación en generación y transmisión, en cada nudo o barra j del sistema, los cuales serán constantes durante todo el período tarifario de 4 años.

$$\mathbf{PNEG}_j = \mathbf{CIDG}_j \cdot \boldsymbol{\alpha}_{\mathbf{Gj}}$$

$$\mathbf{PNEL}_j = \mathbf{CIDL}_j \cdot \boldsymbol{\alpha}_{\mathbf{Li}}$$

$$\mathbf{PNE}_j = \mathbf{PNEG}_j + \mathbf{PNEL}_j$$

$\mathrm{PNEG_j}$: Componente del precio de nudo de energía, asociada al segmento de generación, en el nudo j, expresada en $/kWh.

$\mathrm{PNET_j}$: Componente del precio de nudo de energía, asociada al segmento de transmisión, nudo j, expresada en $/kWh.

$\mathrm{PNE_j}$: Precio de nudo de energía del sistema en el nudo j, expresado en $/kWh.

α_{Gj} : Factor de ajuste para la componente del precio de nudo de energía asociada al segmento de generación, en el nudo j.

α_{Lj} : Factor de ajuste para las componentes del precio de nudo de energía asociada al segmento de transmisión, en el nudo j.

Se define $MAXG_j$ como el mayor valor entre el costo total de largo plazo del segmento de generación asociado al nudo j, $CTLPG_j$, y el ingreso anual equivalente de energía en el período tarifario del segmento de generación asociado al nudo j, $IAEG_j$.

Se define $MAXL_j$ como el mayor valor entre el costo total de largo plazo del segmento de transmisión asociado al nudo j, $CTLPL_j$, y el ingreso anual equivalente de energía en el período tarifario del segmento de transmisión asociado al nudo j, $IAEL_j$.

Los factores de ajuste α_{Gj}, α_{Lj}, β_j y 1- β_j, para los precios de nudo de energía y potencia, se definen mediante las siguientes expresiones:

$$\alpha_{\mathrm{Gj}} = \frac{\mathrm{MAXG}_j \times (\mathrm{MAXG}_j + \mathrm{MAXL}_j - \mathrm{IAP}_j)}{(\mathrm{MAXG}_j + \mathrm{MAXL}_j) \times \mathrm{IAEG}_j}$$

$$\alpha_{\mathrm{Lj}} = \frac{\mathrm{MAXL}_j \times (\mathrm{MAXG}_j + \mathrm{MAXL}_j - \mathrm{IAP}_j)}{(\mathrm{MAXG}_j + \mathrm{MAXL}_j) \times \mathrm{IAEL}_j}$$

5.3 PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA RESULTANTES

A partir de las correcciones presentadas en la sección 4.2 del presente informe, y considerando el precio de nudo de la potencia obtenido a partir del Informe Técnico Definitivo "Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta del SEN y de los SSMM", aprobado mediante Resolución Exenta CNE N°198, de 2021, y rectificado por Resolución Exenta CNE N° 17, de 2022, los precios de nudo de energía y potencia para los sistemas antes mencionados se detalla en las secciones siguientes.

Para el caso del CID y CTLP, los valores obtenidos conforme a lo indicado en las secciones precedentes han sido indexados a noviembre de 2022 mediante la fórmula de indexación presentada en la sección 4.2.11 y empleando los ponderadores específicos presentados en la referida sección del presente informe.

Para el caso de los indexadores del CID y CTLP, los valores base a noviembre de 2022, con los rezagos correspondientes, son los siguientes:

Tabla 5-1: Valores de indexadores utilizados - CID y CTLP

	Valores de índices									
Fechas	**IPC**	**Pgas**	**PDiesel Pta. Arenas [$/m3]**	**PDiésel Pto. Natales [$/m3]**	**PDiésel Porvenir [$/m3]**	**PDiésel Puerto Williams [$/m3]**	**PGLP Pto. Williams [$/m3]**	**CPI**	**TAX**	**Dólar**
01-12-2020	106,52	88,202	312.156	327.703	438.263	410.240	253.418	260,388	0,06	788,27
01-11-2022	**126,75**	**103,753**	**1.044.197**	**1.059.437**	**860.258**	**822.578**	**427.880**	**296,808**	**0,06**	**921,01**

5.3.1 COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO INDEXADO A NOVIEMBRE 2022

En virtud de lo anterior, el valor del CID base e indexado a noviembre de 2022 para cada sistema es el siguiente:

Tabla 5-2: CID base - CID indexado noviembre 2022

	CID ($/kWh)					
Fechas	**Punta Arenas**	**Tres Puentes**	**Cabo Negro**	**Puerto Natales**	**Porvenir**	**Puerto Williams**
01-12-2020	34,333	34,333	34,333	40,877	45,207	158,839
01-11-2022	**41,310**	**41,310**	**41,310**	**50,542**	**56,862**	**168,998**

5.3.2 COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO INDEXADO A NOVIEMBRE 2022

En virtud de lo anterior, el valor del CTLP base e indexado a noviembre 2022 para cada sistema es el siguiente:

Tabla 5-3: CTLP base - CTLP indexado noviembre 2022

	CTLP ($/año)			
Fechas	**Punta Arenas**	**Puerto Natales**	**Porvenir**	**Puerto Williams**
01-12-2020	19.287.649.304	3.571.183.052	2.495.217.438	1.240.593.449
01-11-2022	**24.096.946.380**	**4.463.480.402**	**3.082.842.770**	**1.914.249.729**

5.3.3 COSTO VARIABLE COMBUSTIBLE INDEXADO A NOVIEMBRE 2022

En virtud de lo anterior, el valor del CVC base e indexado a noviembre de 2022 para cada empresa es el siguiente:

Tabla 5-4: CVC base – CVC indexado noviembre 2022 para el Sistema Mediano de Punta Arenas

Fechas	CVC ($/kWh) EDELMAG	CVC ($/kWh) PECKET	CVC ($/kWh) Vientos Patagónicos SpA
01-12-2020	30,52	0,00	0,00
01-11-2022	**37,38**	**0,00**	**0,00**

Tabla 5-5: CVC base – CVC indexado noviembre 2022 para el Sistema Mediano de Puerto Natales

Fechas	CVC ($/kWh) EDELMAG
01-12-2020	21,84
01-11-2022	**26,76**

Tabla 5-6: CVC base – CVC indexado noviembre 2022 para el Sistema Mediano de Porvenir

Fechas	CVC ($/kWh) EDELMAG
01-12-2020	22,17
01-11-2022	**27,16**

Tabla 5-7: CVC base – CVC indexado noviembre 2022 para el Sistema Mediano de Puerto Williams

Fechas	CVC ($/kWh) EDELMAG	CVC ($/kWh) INERSA
01-12-2020	106,89	99,96
01-11-2022	**214,32**	**168,77**

5.3.4 COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE INDEXADO A NOVIEMBRE 2022

En virtud de lo anterior, el valor del CVNC base e indexado a noviembre 2022 para cada empresa es el siguiente:

Tabla 5-8: CVNC base – CVNC indexado noviembre 2022 para el Sistema Mediano de Punta Arenas

Fechas	CVNC ($/kWh) EDELMAG	CVNC ($/kWh) PECKET	CVNC ($/kWh) Vientos Patagónicos SpA
01-12-2020	6,79	5,88	5,49
01-11-2022	**8,80**	**7,62**	**7,12**

Tabla 5-9: CVNC base – CVNC indexado noviembre 2022 para el Sistema Mediano de Puerto Natales

Fechas	CVNC ($/kWh) EDELMAG
01-12-2020	11,65
01-11-2022	**15,11**

Tabla 5-10: CVNC base – CVNC indexado noviembre 2022 para el Sistema Mediano de Porvenir

Fechas	CVNC ($/kWh) EDELMAG
01-12-2020	12,28
01-11-2022	**15,92**

Tabla 5-11: CVNC base – CVNC indexado noviembre 2022 para el Sistema Mediano de Puerto Williams

Fechas	CVNC ($/kWh) EDELMAG	CVNC ($/kWh) INERSA
01-12-2020	15,49	12,02
01-11-2022	**20,08**	**15,58**

5.3.5 COSTO DE TRANSMISIÓN INDEXADO A NOVIEMBRE 2022

En virtud de lo anterior, el valor de los Costos de transmisión base e indexado a noviembre 2022 es el siguiente:

Tabla 5-12: CTx base – CTx indexado noviembre 2022 para el Sistema Mediano de Punta Arenas

Fechas	Anualidad Inversiones ($/año) EDELMAG	Costo Fijo ($/año) EDELMAG	Anualidad Inversiones ($/año) PECKET	Costo Fijo ($/año) PECKET	Anualidad Inversiones ($/año) ENAP	Costo Fijo ($/año) ENAP
01-12-2020	1.292.739.711	408.011.374	276.624.068	87.307.418	36.981.529	11.688.470
01-11-2022	1.634.966.010	485.499.827	349.854.611	103.888.614	46.771.629	13.908.313

5.3.6 PROYECCIÓN DE DEMANDA 2022-2026

Para la determinación de los ingresos esperados a que se refiere la sección 5.1 del presente informe, se ha utilizado la siguiente proyección de demanda:

i) Sistema Mediano de Punta Arenas

Tabla 5-13: Demanda proyectada período 2022-2026

Año	Energía Inyectada a Distribución (MWh)	Demanda Facturada (kW)
2022	281.193	45.412
2023	303.203	48.967
2024	313.885	50.692
2025	325.219	52.522
2026	332.927	53.767

ii) Sistema Mediano de Puerto Natales

Tabla 5-14: Demanda proyectada período 2022-2026

Año	Energía Inyectada a Distribución (MWh)	Demanda Facturada (kW)
2022	52.143	8.573
2023	53.622	8.816
2024	56.772	9.334
2025	59.500	9.782
2026	62.235	10.232

iii) Sistema Mediano de Porvenir

Tabla 5-15: Demanda proyectada período 2022-2026

Año	Energía Inyectada a Distribución (MWh)	Demanda Facturada (kW)
2022	30.579	5.326
2023	32.540	5.668
2024	33.583	5.849
2025	35.008	6.097
2026	36.403	6.340

iv) Sistema Mediano de Puerto Williams

Tabla 5-16: Demanda proyectada período 2022-2026

Año	Energía Inyectada a Distribución (MWh)	Demanda Facturada (kW)
2022	5.334	1.025
2023	5.441	1.045
2024	6.039	1.160
2025	6.564	1.261
2026	6.761	1.299

5.3.7 PRECIOS DE NUDO ENERGÍA

Los precios de nudo resultantes para la energía son los que a continuación se indican:

Tabla 5-17: Precio de Nudo Energía

Barra	Precio de Nudo Energía ($/kWh)
Punta Arenas	49,928
Tres Puentes	49,928
Cabo Negro	49,928
Puerto Natales	54,972
Porvenir	60,608
P Williams	264,055

5.3.8 PRECIOS DE NUDO POTENCIA

Los precios de nudo resultantes para la potencia son los que a continuación se indican:

Tabla 5-18: Precio de Nudo Potencia

Barra	Precio de Nudo Potencia ($/kW/mes)
Punta Arenas	15.662,18
Tres Puentes	15.662,18
Cabo Negro	15.662,18
Puerto Natales	12.257,86
Porvenir	17.631,94
P Williams	24.023,34

5.4 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN PARA PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA

Las fórmulas de indexación para los precios de nudo de energía y potencia en cada sistema mediano, con sus respectivos parámetros y condiciones de aplicación se describen en las secciones siguientes.

5.4.1 INDEXACIÓN PRECIO DE NUDO DE LA ENERGÍA

La fórmula de indexación del precio de nudo de la energía, así como la fuente y convención de cálculo de los índices se presenta a continuación:

$$\frac{\text{PN_Energía}_i}{\text{PN_Energía}_0} = \chi_E \cdot \left[\left(\alpha_{\text{IPC_E}} \cdot \frac{\text{IPC}_i}{\text{IPC}_0} + \alpha_{P_{\text{DIESEL}}} \cdot \frac{P_{\text{DIESEL}_i}}{P_{\text{DIESEL}_0}} + \alpha_{P\ \text{GAS}} \cdot \frac{P_{\text{GAS}_i}}{P_{\text{GAS}_0}}\right) + \left(\alpha_{\text{CPI_E}} \cdot \frac{\text{CPI}_i}{\text{CPI}_0}\right) \cdot \left(\frac{\text{DOL}_i}{\text{DOL}_0}\right)\right] + \chi_P \cdot \left[\left(\frac{\text{DOL}_i}{\text{DOL}_0}\right) \cdot \left(\alpha_{\text{CPI_P}} \cdot \frac{CPI_i_P}{CPI_0_P}\right) + \alpha_{\text{IPC_P}} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0}\right]$$

Donde:

X_E	:	Ponderador de la componente de costos variables y fijos asociado al precio de la energía.
X_P	:	Ponderador de la componente de inversión asociado al precio de la energía.
IPC_i	:	Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al segundo mes anterior a aquel en que se aplique la indexación.
IPC_0	:	Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de septiembre de 2022 (126,75).
P_{GASi}	:	Promedio ponderado de los últimos tres meses anteriores a aquel mes en que se aplique la indexación, en $/m3, del precio vigente del gas natural en Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir, y de gas licuado para el caso de Puerto Williams.
P_{GAS0}	:	Valor base del precio del gas natural en Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir, correspondiente al promedio del periodo agosto a octubre de 2022 (103,753 $/m3). Para el caso de Puerto Williams, corresponde al valor base del precio del gas licuado del promedio del periodo agosto a octubre de 2022 (427.880 $/m3).
$P_{DIESELi}$	:	Promedio ponderado de los últimos seis meses anteriores a aquel mes en que se aplique la indexación, en $/m3, del precio vigente del petróleo diésel en el Sistema Mediano correspondiente.
$P_{DIESEL0}$	:	Valor base del Precio del Petróleo Diésel en el Sistema Mediano respectivo, correspondiente al promedio del periodo mayo a octubre de 2022 (1.044.197 $/m3, 1.059.437 $/m3, 860.258 $/m3 y 822.578 $/m3, para Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, respectivamente).
CPI_i	:	Consumer Price Index (All Urban Consumers), publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del gobierno de los Estados Unidos de América (Código BLS: CUUR0000SA0), o en su defecto, una nueva publicación que reemplace a la mencionada para efectos de la publicación de este índice, correspondiente al segundo mes anterior al mes en el cual se aplique la fórmula de indexación.
CPI_0	:	Valor base del Consumer Price Index (All Urban Consumers), correspondiente al mes de septiembre de 2022 (296,808).
DOL_i	:	Tipo de cambio observado para el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica, publicado por el Banco Central de Chile, “Dólar Observado”, correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación en $/US$.
DOL_0	:	Valor base del tipo de cambio, correspondiente al mes de septiembre de 2022 (921,01$/US$).

Los precios de combustibles aplicables en las fórmulas de indexación del precio de nudo de la energía serán los costos que informe Edelmag e Inersa a la Comisión, sin IVA.

Los ponderadores de cada uno de los índices que componen la fórmula indexación del precio de nudo de la energía, son los que a continuación se indican.

i) Sistema Mediano de Punta Arenas:

Tabla 5-19: Ponderadores Precio Nudo Energía, Punta Arenas

Ponderador	Barra		
	Punta Arenas	Tres Puentes	Cabo Negro
X_E	0,972	0,972	0,972
X_P	0,028	0,028	0,028
α_{IPC_E}	0,21421	0,21421	0,21421
α_{PGAS}	0,64185	0,64185	0,64185
$\alpha_{PDIÉSEL}$	0,01470	0,01470	0,01470
α_{CPI_E}	0,12924	0,12924	0,12924
α_{CPI_P}	0,51086	0,51086	0,51086
α_{IPC_P}	0,48914	0,48914	0,48914

ii) Sistema Mediano de Puerto Natales:

Tabla 5-20: Ponderadores Precio Nudo Energía, Puerto Natales

Ponderador	Barra
	Puerto Natales
X_E	0,993
X_P	0,007
α_{IPC_E}	0,27424
α_{PGAS}	0,50538
$\alpha_{PDIÉSEL}$	0,01298
α_{CPI_E}	0,20741
α_{CPI_P}	0,50106
α_{IPC_P}	0,49894

iii) Sistema Mediano de Porvenir:

Tabla 5-21: Ponderadores Precio Nudo Energía, Porvenir

Ponderador	Barra
	Porvenir
X_E	0,984
X_P	0,016
α_{IPC_E}	0,31713
α_{PGAS}	0,48248
$\alpha_{PDIÉSEL}$	0,00000
α_{CPI_E}	0,20039
α_{CPI_P}	0,51226
α_{IPC_P}	0,48774

iv) Sistema Mediano de Puerto Williams:

Tabla 5-22: Ponderadores Precio Nudo Energía, Puerto Williams

Ponderador	Barra
	Puerto Williams
X_E	0,926
X_P	0,074
α_{IPC_E}	0,26836
α_{PGAS}	0,38548
$\alpha_{PDIÉSEL}$	0,28087
α_{CPI_E}	0,06529
α_{CPI_P}	0,08296
α_{IPC_P}	0,91704

Teniendo presente la posibilidad de restricciones futuras de suministro de gas natural en los sistemas medianos que se están tarificando en el presente proceso, se ha considerado pertinente la incorporación de un coeficiente que recoja los mayores costos eficientes que puedan generarse ante estos escenarios.

Para ejecutar lo anterior, se aplicará un factor de corrección para el cálculo del precio de la energía a través de un parámetro "α_{rg}" que multiplique el precio de la energía base. Este parámetro será calculado en forma individual para cada uno de los sistemas medianos, y será comunicado por la Comisión una vez que sea instruido a ello por el Ministerio de Energía. Asimismo, la Comisión comunicará los nuevos valores resultantes de los costos variables totales promedio de cada una de las empresas que operen las instalaciones de generación, y que serán aplicables durante el periodo de vigencia del factor α_{rg}.

El parámetro α_{rg} se define como el coeficiente que multiplica el precio de la energía base para incorporar la desviación que se haya presentado en los costos eficientes de generación debido al despacho de centrales diésel, gatillado por una restricción de gas natural.

$$\alpha_{rg} = 1 + \frac{costo\ diesel\ eficiente - costo\ gas\ eficiente}{Pn_{index} * E_{Proy}}$$

Donde:

$costo\ diesel\ eficiente$: Corresponde a la estimación de los costos eficientes por utilización de diésel, calculados a partir del parque generador determinado en el CTLP, generando el volumen de energía efectivamente producido con diésel debido a restricciones en la disponibilidad de gas natural durante los meses en que exista restricción de gas natural.

$costo\ gas\ eficiente$: Corresponde a la estimación de los costos eficientes por utilización de gas, calculados a partir del parque generador determinado en el CTLP, con el volumen de energía efectivamente generado durante los meses en que exista restricción de gas natural.

Pn_{index}: Corresponde al precio de energía indexado aplicable durante el siguiente período de indexación semestral, sin el factor α_{rg}.

E_{Proy}: Corresponde a la energía proyectada para el período de vigencia del factor α_{rg}.

Una vez que el Ministerio de Energía instruya el cálculo del factor α_{rg}, este se determinará por la Comisión y tendrá un periodo de aplicación de 6 meses contados desde el inicio del siguiente periodo de indexación semestral de precio de nudo.

En caso de presentarse una indexación extraordinaria durante el periodo de vigencia del Pn_{index}, se debe actualizar el valor del factor α_{rg} solo por la variación de dicho precio de nudo, sin afectarse el periodo de vigencia original del factor α_{rg}.

El factor α_{rg} se deberá recalcular en cada indexación semestral siempre que se identifiquen meses con restricción de gas natural que no hayan sido considerados en el cálculo de factores α_{rg} anteriores.

En el caso de que la restricción de gas se produzca con posterioridad al mes del último cálculo de indexación semestral del presente proceso tarifario, los mayores costos eficientes serán incluidos en el siguiente proceso tarifario.

5.4.2 INDEXACIÓN PRECIO DE NUDO DE LA POTENCIA

La fórmula de indexación del precio de nudo de la potencia, así como la fuente y convención de cálculo de los índices se presenta a continuación:

$$Pb[\$/kW/mes] = Pb_0 \cdot \left[\left(\frac{\mathrm{DOL}_i}{\mathrm{DOL}_0}\right) \cdot \left(\alpha_{\mathrm{CPI_P}} \frac{CPIi}{CPI_0}\right) + \alpha_{\mathrm{IPC_P}} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0}\right]$$

Donde:

IPC_i : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al segundo mes anterior a aquel en que se aplique la indexación.

IPC_0 : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de septiembre de 2022 (126,75).

CPI_i : Consumer Price Index (All Urban Consumers), publicado por el Bureau of Lab Statistics (BLS) del gobierno de los Estados Unidos de América (Código BL CUUR0000SA0), o en su defecto, una nueva publicación que reemplace a mencionada para efectos de la publicación de este índice, correspondiente al segun mes anterior al mes en el cual se aplique la fórmula de indexación.

CPI_0 : Valor base del Consumer Price Index (All Urban Consumers), correspondiente al mes de septiembre de 2022 (296,808).

DOL_i : Tipo de cambio observado para el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica, publicado por el Banco Central de Chile, “Dólar Observado”, correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación en $/US$.

DOL_0 : Valor base del tipo de cambio, correspondiente al mes de septiembre de 2022 (921,01$/US$).

Los ponderadores de cada uno de los índices que componen la fórmula indexación del precio de nudo de la potencia, son los que a continuación se indican.

i) Sistema Mediano de Punta Arenas:

Tabla 5-23: Ponderadores Precio Nudo Potencia, Punta Arenas

Ponderador	Barra		
	Punta Arenas	Tres Puentes	Cabo Negro
α_{CPI_P}	0,51086	0,51086	0,51086
α_{IPC_P}	0,48914	0,48914	0,48914

ii) Sistema Mediano de Puerto Natales:

Tabla 5-24: Ponderadores Precio Nudo Potencia, Puerto Natales

Ponderador	Barra
	Puerto Natales
α_{CPI_P}	0,50106
α_{IPC_P}	0,49894

iii) Sistema Mediano de Porvenir:

Tabla 5-25: Ponderadores Precio Nudo Potencia, Porvenir

Ponderador	Barra
	Porvenir
α_{CPI_P}	0,51226
α_{IPC_P}	0,48774

iv) Sistema Mediano de Puerto Williams:

Tabla 5-26: Ponderadores Precio Nudo Potencia, Puerto Williams

Ponderador	Barra
	Puerto Williams
α_{CPI_P}	0,08296
α_{IPC_P}	0,91704

5.4.3 INDEXACIÓN COSTOS VARIABLES COMBUSTIBLES

La fórmula de indexación del costo variable combustible medio, así como la fuente y convención de cálculo de los índices se presenta a continuación:

$$\frac{\text{CVCmedio}_i}{\text{CVCmedio}_0} = \alpha_{P_{\text{GAS}}} \cdot \frac{P_{\text{GAS}_i}}{P_{\text{GAS}_0}} + \alpha_{P_{\text{DIESEL}}} \cdot \frac{P_{\text{DIESEL}_i}}{P_{\text{DIESEL}_0}}$$

Donde:

P_{GASi} : Promedio ponderado de los últimos tres meses anteriores a aquel mes en que se aplique la indexación, en $/m3, del precio vigente del gas natural en Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir, y de gas licuado para el caso de Puerto Williams.

P_{GAS0} : Valor base del precio del gas natural en Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir, correspondiente al promedio del periodo agosto a octubre de 2022 (103,753 $/m3). Para el caso de Puerto Williams, corresponde al valor base del precio del gas licuado del promedio del periodo agosto a octubre de 2022 (427.880 $/m3).

$P_{DIESELi}$: Promedio ponderado de los últimos seis meses anteriores a aquel mes en que se aplique la indexación, en $/m3, del precio vigente del petróleo diésel en el Sistema Mediano correspondiente.

$P_{DIESEL0}$: Valor base del Precio del Petróleo Diésel en el Sistema Mediano respectivo, correspondiente al promedio del periodo mayo a octubre de 2022 (1.044.197 $/m3, 1.059.437 $/m3, 860.258 $/m3 y 822.578 $/m3, para Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, respectivamente).

Los precios de combustibles aplicables en las fórmulas de indexación de los costos variables combustibles serán los costos que informe Edelmag a la Comisión, netos de IVA.

Los ponderadores de cada uno de los índices que componen la fórmula indexación del costo variable combustible medio, son los que a continuación se indican.

Tabla 5-27: Ponderadores indexación costos variables combustibles

Sistema Mediano	Punta Arenas (Edelmag)	Puerto Natales (Edelmag)	Porvenir (Edelmag)	Puerto Williams (Edelmag)	Puerto Williams (Inersa)
α_{GAS}	0,97762	0,97496	1,0000	0,0000	1,0000
$\alpha_{PDIÉSEL}$	0,02385	0,02504	0,0000	1,0000	0,0000

5.4.4 INDEXACIÓN COSTOS VARIABLES NO COMBUSTIBLES

Asimismo, la fórmula de indexación del costo variable no combustible medio, y la fuente y convención de cálculo de los índices se presenta a continuación:

$$\frac{\text{CVNCmedio}_i}{\text{CVNCmedio}_0} = \left(\frac{\text{DOL}_i}{\text{DOL}_0}\right) \cdot \left(\alpha_{\text{CPI}} \frac{CPIi}{CPI_0}\right) + \alpha_{\text{IPC}} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0}$$

Donde:

IPC_i : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al segundo mes anterior a aquel en que se aplique la indexación.

IPC_0 : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de septiembre de 2022 (126,75).

CPI_i : Consumer Price Index (All Urban Consumers), publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del gobierno de los Estados Unidos de América (Código BLS: CUUR0000SA0), o en su defecto, una nueva publicación que reemplace a la mencionada para efectos de la publicación de este índice, correspondiente al

segundo mes anterior al mes en el cual se aplique la fórmula de indexación.

CPI_0 : Valor base del Consumer Price Index (All Urban Consumers), correspondiente al mes de septiembre de 2022 (296,808).

DOL_i : Tipo de cambio observado para el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica, publicado por el Banco Central de Chile, "Dólar Observado", correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación en $/US$.

DOL_0 : Valor base del tipo de cambio, correspondiente al mes de septiembre de 2022 (921,01$/US$).

Los ponderadores de cada uno de los índices que componen la fórmula indexación del costo variable no combustible medio para los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, son los que a continuación se indican.

Tabla 5-28: Ponderadores indexadores costos variables no combustibles

α_{IPC}	0,2500
α_{CPI}	0,7500

5.4.5 INDEXACIÓN COSTOS DE TRANSMISIÓN

La fórmula de indexación de los costos de transmisión del Sistema Mediano de Punta Arenas, así como la fuente y convención de cálculo de los índices se presenta a continuación:

$$\mathrm{CTx}_i = \mathrm{aVI}_0 \left[\left(\frac{\mathrm{DOL}_i}{\mathrm{DOL}_0}\right) \cdot \left(\alpha_{\mathrm{CPI}} \frac{CPIi}{CPI_0}\right) + \alpha_{\mathrm{IPC}} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0}\right] + \mathrm{CF}_0 \left[\left(\frac{\mathrm{DOL}_i}{\mathrm{DOL}_0}\right) \cdot \left(\alpha_{\mathrm{CPI}} \frac{CPIi}{CPI_0}\right) + \alpha_{\mathrm{IPC}} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0}\right]$$

Donde:

aVI_0 : Anualidad de la inversión base ($/año). Valores de la Tabla 5-12 al 1° de noviembre de 2022

CF_0 : Costo fijo base ($/año). Valores de la Tabla 5-12 al 1° de noviembre de 2022

IPC_i : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al segundo mes anterior a aquel en que se aplique la indexación.

IPC_0 : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de septiembre de 2022 (126,75).

CPI_i : Consumer Price Index (All Urban Consumers), publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del gobierno de los Estados Unidos de América (Código BLS: CUUR0000SA0), o en su defecto, una nueva publicación que reemplace a la mencionada para efectos de la publicación de este índice, correspondiente al segundo mes anterior al mes en el cual se aplique la fórmula de indexación.

CPI_0 : Valor base del Consumer Price Index (All Urban Consumers), correspondiente al mes de septiembre de 2022 (296,808).

DOL_i : Tipo de cambio observado para el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica, publicado por el Banco Central de Chile, "Dólar Observado", correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación en $/US$.

DOL_0 : Valor base del tipo de cambio, correspondiente al mes de septiembre de 2022 (921,01$/US$).

Los ponderadores de cada uno de los índices que componen la fórmula de indexación del costo de transmisión, son los que a continuación se indican.

Tabla 5-29: Proporciones indexadores

CTx	aVI	CF
α_{IPC}	0,4728	1,0000
α_{CPI}	0,5272	0,0000

6 INSTRUMENTOS DE GARANTÍAS

Conforme a lo establecido en el literal b) del numeral 4 del Capítulo II de las Bases, una vez que un proyecto sea seleccionado dentro del Plan de Expansión Óptimo resultante del informe técnico de la Comisión al que se hace referencia en el artículo 177 de la Ley, el Promotor deberá presentar, dentro de los 20 días siguientes a la emisión de dicho informe por parte de la Comisión, un máximo de 15 (quince) instrumentos de garantía. La cantidad de instrumentos de garantía a entregar será el mínimo valor entre 15 (quince) y la cantidad de meses faltantes entre la fecha de entrada en operación informada del proyecto conforme a la letra a) del ANEXO N° 5 y el 31 de octubre de 2026, que corresponde a la fecha de vencimiento de las tarifas a ser fijadas en el presente proceso tarifario.

Cada uno de dichos instrumentos deberá ser por un monto equivalente al promedio mensual del sobre costo resultante del estudio tarifario para el Sistema Mediano correspondiente dada la no entrada en operación del proyecto en cuestión. Los montos percibidos por el cobro de esta garantía se sumarán a la recaudación proveniente de la venta de energía y potencia y deberán repartirse entre los operadores del Sistema Mediano en cuestión al momento de realizarse la repartición de la recaudación del mes en que se verifica el incumplimiento de cada boleta, de acuerdo con el procedimiento señalado en el artículo 32 del Reglamento.

El presente informe debe determinar la cantidad de instrumentos a entregar por cada Promotor y el monto de cada uno de ellos, el que debe estar expresado en UF. De todas maneras, el valor del conjunto de los instrumentos de garantía no puede ser superior al 10% del valor de implementación del proyecto presentado en “5.- TOTAL VALOR INVERSION (Total 3 + Total 4)” de la hoja “2. Presupuesto Central” del “Anexo Formato de Entrega de Información proyectos.xlsx”. Si la suma del valor de los instrumentos es superior al referido 10%, la cantidad de estos y el monto del último de ellos deberá ser reducido para cumplir con el límite ya señalado.

La fecha de vigencia de cada instrumento de garantía deberá ser de 45 días contados desde la fecha que da lugar a alguna de las causales de incumplimiento.

En caso de verificarse el incumplimiento por parte del o de los Promotores, la empresa beneficiaria del instrumento de garantía podrá solicitar a la Comisión la entrega de este y proceder a su cobro, para efectos de sumar lo percibido a la recaudación de ingresos por concepto de venta de energía y potencia según lo señalado precedentemente. Se entenderá por incumplimiento: (i) la no entrada en operación[2] del respectivo proyecto en la fecha original establecida en el Plan de Expansión Óptimo resultante del presente proceso tarifario, lo que dará lugar al cobro del primer instrumento de garantía; y, (ii) los sucesivos atrasos mensuales en que incurra el Promotor del proyecto en la entrada en operación de este, lo que autorizará el cobro de los sucesivos instrumentos de garantía.

[2] Se entenderá que una instalación ha entrado en operación con el término efectivo de la etapa de puesta en servicio, correspondiendo esta última al periodo que se inicia con la interconexión y energización de la respectiva instalación, previa autorización de la Operadora Principal y de la empresa propietaria de las instalaciones a las que se conectará de conformidad con lo establecido en Capítulo 4 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos, y hasta el término de las respectivas pruebas.

Al respecto, conforme al Plan de Expansión Óptimo del sistema mediano de Puerto Williams indicado en el numeral 4.2.9.2 literal iv) del presente informe, a continuación, se establecen la cantidad de instrumentos de garantías, los montos de estos, la fecha en la que podría caerse en incumplimiento, y la vigencia del instrumento, que deberá suscribir y hacer entrega la empresa Inersa:

Tabla 6-1: Montos y condiciones de garantías a entregar por la empresa Inersa

N° garantía	Monto garantía (UF)	Fecha de verificación de eventual incumplimiento	Fecha de vigencia del instrumento de garantía
1	164	01-07-2024	15-08-2024
2	164	01-08-2024	15-09-2024
3	164	01-09-2024	16-10-2024
4	164	01-10-2024	15-11-2024
5	164	01-11-2024	16-12-2024
6	164	01-12-2024	15-01-2025
7	164	01-01-2025	15-02-2025
8	164	01-02-2025	18-03-2025
9	164	01-03-2025	15-04-2025
10	164	01-04-2025	16-05-2025
11	164	01-05-2025	15-06-2025
12	164	01-06-2025	16-07-2025
13	164	01-07-2025	15-08-2025
14	164	01-08-2025	15-09-2025
15	164	01-09-2025	16-10-2025

Artículo Segundo: Apruébase los anexos del Informe Técnico singularizado en el artículo anterior, los que forman parte integrante de este para todos los efectos legales.

Artículo Tercero: Comuníquese la presente resolución a las empresas que operen en los sistemas medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams y a aquellas empresas que forman parte del catastro de proyectos de generación y transmisión a que se refiere las Bases Definitivas, establecido mediante Resolución Exenta N° 429 de la Comisión, de 13 de junio de 2022, según corresponda. Si lo estiman pertinente, estas podrán presentar sus observaciones al contenido del Informe Técnico, las que deberán enviarse al correo electrónico smedianos@cne.cl, hasta el 29 de diciembre de 2022, en el formato publicado para estos efectos en la página web de la Comisión Nacional de Energía.

Artículo Cuarto: Publíquese la presente resolución en forma íntegra en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía.

Anótese, comuníquese y publíquese.

MARCO ANTONIO MANCILLA AYANCAN

Firmado digitalmente por MARCO ANTONIO MANCILLA AYANCAN
Fecha: 2022.12.07 15:58:51 -03'00'

Secretario Ejecutivo (S)
Comisión Nacional de Energía

LZG/DFD/MOC/GMM/CIC/JCA/JGE/JMG

Distribución:
1. Ministerio de Energía
2. Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional
3. Superintendencia de Electricidad y Combustibles
3. Depto. Jurídico CNE
4. Depto. Eléctrico CNE
5. Depto. Regulación Económica CNE
6. Oficina de Partes CNE