

**REF.:** Reemplaza Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, aprobado mediante Resolución Exenta N° 657, de 1 de octubre de 2018, y aprueba nuevo informe técnico.

**Santiago, 12 de diciembre de 2018**

**RESOLUCION EXENTA N° 792**

**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 e indistintamente "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 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 e indistintamente "la Ley";
- c) Lo dispuesto 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 e indistintamente "Reglamento de Sistemas Medianos";
- d) Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 23, de 2015, del Ministerio de Energía, 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 N° 154, de 21 de febrero de 2018, que aprueba 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 y Hornopirén;
- f) La Resolución Exenta N° 396 de la Comisión, de fecha 25 de mayo de 2018, 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 y Hornopirén;
- g) La carta EEMG N° 483/2018-G, de fecha 30 de abril de 2018, mediante la cual Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. remitió 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 empresa consultora Systep Ingeniería y Diseños S.A.;
- h) La carta CNE N° 157, de fecha 30 de mayo de 2018, 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° 640/2018-G, de fecha 13 de junio de 2018, mediante la cual Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. remitió 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 empresa consultora Systep Ingeniería y Diseños S.A.;
- j) La carta CNE N° 179, de fecha 22 de junio de 2018, que comunica observaciones al Informe Final del Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams referido en el literal i) anterior;
- k) La carta EEMG N° 681/2018-G, de fecha 27 de junio de 2018, mediante la cual Empresa Eléctrica de Magallanes S.A., remitió a esta Comisión las respuestas a las observaciones realizadas

al Informe Final de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams mediante carta individualizada en el literal j) anterior;

- l) La carta CNE N° 186, de fecha 29 de junio de 2018, 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;
- m) La carta CNE N° 192, de fecha 4 de julio de 2018, que solicita la aclaración de antecedentes del Informe Final del Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams;
- n) La carta EEMG N° 708/2018-G, de fecha 6 de julio de 2018, mediante la cual Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. remitió a esta Comisión los antecedentes solicitados en virtud de la carta individualizada en el literal m) anterior;
- o) La Resolución Exenta N° 657 de la Comisión, de fecha 1 de octubre de 2018, que aprueba Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams;
- p) El Oficio Ordinario N° 535 de la Comisión, de fecha 1 de octubre de 2018, que comunica Informe Técnico de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, Cuadrienio 2018 - 2022 a Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. y Pecket Energy S.A.;
- q) Las cartas EEMG N° 1123/2018-G de Empresa Eléctrica de Magallanes S.A., N° 0919 de Empresa Nacional del Petróleo y CAR-PE-008-2018 de Pecket Energy S.A., recibidas en esta Comisión con fecha 23 de octubre de 2018;
- r) El Oficio Ordinario N° 594 de la Comisión, de fecha 31 de octubre de 2018, que solicita a Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. los antecedentes que indica;
- s) La carta EEMG N° 1196 de Empresa Eléctrica de Magallanes S.A., recibida en esta Comisión con fecha 8 de noviembre de 2018;

- t) Los correos electrónicos remitidos por esta Comisión a Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. con fecha 13, 15 y 20 de noviembre de 2018, solicitando aclarar antecedentes asociados al proceso;
- u) Los correos electrónicos remitidos por Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. a esta Comisión con fecha 14, 19, 20 y 22 de noviembre de 2018, adjuntando los antecedentes requeridos en virtud de lo señalado en el literal anterior;
- v) El correo electrónico remito por Pecket Energy S.A. con fecha 7 de noviembre de 2018; y,
- w) La Resolución N° 1600 de Contraloría General de la República, de 2008.

#### **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 y Hornopirén, 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 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° de la Ley recién citado, mediante carta individualizada en el literal g) de vistos, Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. presentó el Informe Final de Estudio de Planificación y Tarifación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, el que fue observado por esta Comisión a través de carta referida en el literal h) de vistos;

- 4) Que, en atención a las observaciones realizadas, mediante carta individualizada en el literal i) de vistos, Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. presentó 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, el que fue observado por esta Comisión a través de carta referida en el literal j) de vistos. Dichas observaciones fueron respondidas por Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. mediante carta señalada en el literal k) de vistos;
- 5) Que, con fecha 29 de junio de 2018, esta Comisión recibió conforme el Informe Final de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, mediante carta individualizada en el literal l) de vistos;
- 6) Que, mediante carta individualizada en el literal m) de vistos, esta Comisión solicitó a Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. la aclaración de determinados antecedentes del Informe Final del Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, las que fueron remitidas por medio de carta referida en el literal n) de vistos;
- 7) 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;
- 8) Que, en cumplimiento de lo dispuesto en el considerando anterior, mediante Resolución Exenta N° 657 individualizada en el literal o) de vistos, esta Comisión aprobó el Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, el que fue comunicado a Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. y Pecket Energy S.A. mediante oficio a que se refiere el literal p) de vistos;

- 9) Que, a través de cartas señaladas en el literal q) de vistos, por una parte, Empresa Nacional del Petróleo realizó observaciones respecto del Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, y por otra parte, en relación al referido informe, Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. y Pecket Energy S.A. formalizaron su desacuerdo realizando observaciones y solicitando su consideración;
- 10) Que, mediante oficio individualizado en el literal r) de vistos esta Comisión solicitó a Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. informar antecedentes asociados al precio y disponibilidad de gas natural y diésel en los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, el que fue contestado a través de carta citada en el literal s) de vistos;
- 11) Que, por medio de correos electrónicos individualizados en el literal t) de vistos, esta Comisión solicitó a Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. aclarar determinados antecedentes asociados al proceso, en particular respecto de los costos variables no combustibles, los costos de implementación de las exigencias de la norma técnica correspondiente y los intereses intercalarios, los que fueron remitidos a través de correos electrónicos señalados en el literal u) de vistos;
- 12) Que, por medio del correo electrónico señalado en el literal v) de vistos, Pecket Energy S.A. remitió información complementaria respecto al proyecto de línea de transmisión Cabo Negro – Tres Puentes; y,
- 13) Que, a partir del análisis y revisión de las observaciones recibidas, y conforme al mérito de las mismas, esta Comisión ha estimado pertinente realizar modificaciones al Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, siendo pertinente su reemplazo por un nuevo informe técnico, de conformidad a lo dispuesto en la parte resolutive de la presente resolución.

**RESUELVO:**

**Artículo Primero:** Reemplázase el Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, aprobado mediante Resolución Exenta N° 657, de 1 de octubre de 2018, y apruébase nuevo Informe Técnico de 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:



## **INFORME TÉCNICO**

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

**CUADRIENIO 2018-2022**

**Diciembre de 2018**



---

**ÍNDICE**

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS .....</b>	<b>7</b>
<b>2.1</b>	<b>INSTALACIONES DE GENERACIÓN .....</b>	<b>7</b>
<b>2.2</b>	<b>INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN .....</b>	<b>9</b>
<b>2.3</b>	<b>DEMANDA HISTÓRICA DE ENERGÍA .....</b>	<b>9</b>
2.3.1	SISTEMA PUNTA ARENAS.....	9
2.3.2	SISTEMA PUERTO NATALES .....	10
2.3.3	SISTEMA PORVENIR.....	10
2.3.4	SISTEMA PUERTO WILLIAMS.....	11
<b>2.4</b>	<b>EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE NUDO.....</b>	<b>11</b>
<b>3</b>	<b>ESTUDIO PRESENTADO POR EDELMAG S.A.....</b>	<b>13</b>
<b>3.1</b>	<b>CARACTERIZACIÓN Y VALORACIÓN DE LA EMPRESA .....</b>	<b>13</b>
3.1.1	CARACTERIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES .....	13
3.1.2	VALORIZACIÓN DE INSTALACIONES .....	16
3.1.3	VALORIZACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA Y TERRENOS.....	25
3.1.4	VALORIZACIÓN DE LOS COSTOS DE PERSONAL.....	26
3.1.5	VALORIZACIÓN DE LOS GASTOS FIJOS ANUALES .....	26
3.1.6	DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN.....	27
<b>3.2</b>	<b>PROYECCIÓN DE DEMANDA .....</b>	<b>31</b>
3.2.1	SISTEMA PUNTA ARENAS.....	31
3.2.2	SISTEMA PUERTO NATALES .....	32
3.2.3	SISTEMA PORVENIR.....	33
3.2.4	SISTEMA PUERTO WILLIAMS.....	34
3.2.5	SELECCIÓN DE BARRAS DE RETIRO Y DETERMINACIÓN DE FACTORES DE ASIGNACIÓN .....	36
<b>3.3</b>	<b>PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO .....</b>	<b>36</b>
3.3.1	PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN GENERACIÓN .....	36
3.3.2	RANGO DE VALIDEZ TÉCNICA.....	37
3.3.3	PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN TRANSMISIÓN.....	37
<b>3.4</b>	<b>COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO (CID) .....</b>	<b>38</b>
3.4.1	SISTEMA PUNTA ARENAS.....	38
3.4.2	SISTEMA PUERTO NATALES .....	38
3.4.3	SISTEMA PORVENIR.....	38
3.4.4	SISTEMA PUERTO WILLIAMS.....	38
<b>3.5</b>	<b>PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE .....</b>	<b>39</b>
3.5.1	PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE EN GENERACIÓN .....	39
3.5.2	PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE EN TRANSMISIÓN .....	42

<b>3.6</b>	<b>COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO (CTLP)</b> .....	<b>42</b>
3.6.1	SISTEMA PUNTA ARENAS.....	43
3.6.2	SISTEMA PUERTO NATALES .....	43
3.6.3	SISTEMA PORVENIR.....	43
3.6.4	SISTEMA PUERTO WILLIAMS.....	43
<b>3.7</b>	<b>FORMULAS DE INDEXACIÓN</b> .....	<b>43</b>
3.7.1	INDEXACIÓN COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO (CID).....	44
3.7.2	INDEXACIÓN COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO (CTLP).....	45
<b>3.8</b>	<b>COSTOS VARIABLES MEDIOS, FACTORES DE COSTOS DE INVERSIÓN Y ADMINISTRACIÓN Y COSTOS DE TRANSMISIÓN</b> .....	<b>47</b>
<b>4</b>	<b>ANÁLISIS Y CORRECCIÓN REALIZADA POR LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA</b>	<b>50</b>
<b>4.1</b>	<b>ASPECTOS GENERALES</b> .....	<b>50</b>
<b>4.2</b>	<b>CORRECCIONES EN CARACTERIZACIÓN Y VALORIZACIÓN DE LA EMPRESA</b>	<b>50</b>
4.2.1	PRECIOS UNITARIOS DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN .....	50
4.2.2	RECARGOS UTILIZADOS EN PRECIOS UNITARIOS DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN .....	52
4.2.3	PRECIOS UNITARIOS DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN .....	55
4.2.4	RECARGOS UTILIZADOS EN PRECIOS UNITARIOS DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN .....	56
4.2.5	ESTRUCTURA DE PERSONAL Y GASTOS FIJOS ANUALES DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN .....	56
4.2.6	CARACTERIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES .....	57
4.2.7	UNIDADES GENERADORAS CANDIDATAS .....	60
4.2.8	PROYECCIÓN DE DEMANDA UTILIZADA .....	60
4.2.9	PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO .....	63
4.2.10	COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO (CID) .....	65
4.2.11	PLAN DE REPOSICIÓN EFICIENTE .....	65
4.2.12	COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO (CTLP).....	67
4.2.13	FÓRMULAS DE INDEXACIÓN DEL CID Y CTLP .....	70
<b>5</b>	<b>FÓRMULAS Y ESTRUCTURAS TARIFARIAS</b> .....	<b>72</b>
<b>5.1</b>	<b>FÓRMULAS PARA INGRESO ANUAL EQUIVALENTE DE ENERGÍA Y POTENCIA</b> .....	<b>72</b>
<b>5.2</b>	<b>FÓRMULAS PARA PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA</b> .....	<b>73</b>
<b>5.3</b>	<b>PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA RESULTANTES</b> .....	<b>74</b>
5.3.1	COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO INDEXADO A 2018 .....	75
5.3.2	COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO INDEXADO A 2018 .....	75
5.3.3	PROYECCIÓN DE DEMANDA 2018-2022.....	75
5.3.4	PRECIOS DE NUDO ENERGÍA.....	76
5.3.5	PRECIOS DE NUDO POTENCIA .....	76

---

<b>5.4</b>	<b>FÓRMULAS DE INDEXACIÓN PARA PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y</b>	
<b>POTENCIA</b>	.....	<b>77</b>
5.4.1	INDEXACIÓN PRECIO DE NUDO DE LA ENERGÍA.....	77
5.4.2	INDEXACIÓN PRECIO DE NUDO DE LA POTENCIA.....	79

## 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, modificado por la Ley N° 20.928 y la Ley N° 20.936, ambas del 2016, en adelante e indistintamente “la Ley”, en los sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación sea inferior a 200 [MW] y superior a 1.500 [kW], en adelante “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 cada uno de los segmentos de generación, transmisión y distribución del sistema en cuestión.

En tal contexto, a través de la Resolución Exenta N° 399, de fecha 28 de julio de 2017, la Comisión Nacional de Energía, en adelante “la Comisión”, 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. Luego de la revisión y evaluación de los antecedentes recibidos, mediante Resolución Exenta N° 520, de fecha 22 de septiembre de 2017, se creó el Registro de Usuarios e Instituciones Interesados en el proceso de tarificación y expansión de los señalados sistemas.

Posteriormente, 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° 557, de fecha 06 de octubre de 2017, 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 y Hornopirén, las que fueron sometidas a observaciones por parte de las empresas operadoras de SSMM y los integrantes del Registro de Usuarios e Instituciones Interesadas ya referido. 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° 674, de fecha 23 de noviembre de 2017.

En virtud de lo dispuesto en el artículo 177° de la Ley, la empresa Novotempo Energía Aysén SpA, presentó una discrepancia respecto de dichas bases definitivas, la que fue resuelta por el H. Panel de Expertos mediante Dictamen N° 21-2017, de fecha 19 de febrero de 2018. Conforme a lo resuelto por el Panel, esta Comisión aprobó las Bases Definitivas para la Realización de los Estudios de los SSMM mediante Resolución Exenta N° 154, de fecha 21 de febrero de 2018, en adelante e indistintamente “Bases Definitivas”.

De conformidad a lo dispuesto en la Ley y en las Bases Definitivas, mediante carta EEMG N° 483/2018-G, de fecha 30 de abril de 2018, la empresa Empresa Eléctrica de Magallanes S.A., en adelante e indistintamente “Edelmag S.A.” o “la empresa” presentó el Informe Final del Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, en adelante e indistintamente “el Estudio”, desarrollado por Systep Ingeniería y Diseños S.A., en adelante e indistintamente “el Consultor”, el que fue observado por esta Comisión a través de carta CNE N° 157, de fecha 30 de mayo de 2018. Por medio de carta EEMG N° 640/2018-G, de fecha 13 de junio de 2018, Edelmag remitió a esta Comisión una nueva versión del Informe Final del Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, el que fue recibido conforme por esta Comisión con fecha 29 de junio de 2018, mediante carta CNE N° 186.

De esta forma, y de acuerdo a lo establecido en el inciso final del artículo 177° de la Ley y en el artículo 43 del Reglamento, mediante Resolución Exenta N° 657, de fecha 1 de octubre de 2018, esta Comisión aprobó el Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, que consideraba la revisión y las correcciones realizadas al Informe Final de Estudio de Planificación y Tarificación de dichos sistemas, en adelante e indistintamente “el Estudio”, el que fue comunicado a las empresas a efectos de que realizaran sus observaciones a través de Oficio Ordinario N° 535, de la misma fecha.

A partir del análisis y revisión de las observaciones recibidas, y conforme al mérito de las mismas, esta Comisión ha estimado pertinente realizar modificaciones al Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, aprobado mediante Resolución Exenta N° 657 antes individualizada, conforme a lo que se expone en el presente informe.

## 2 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS

### 2.1 INSTALACIONES DE GENERACIÓN

El sistema eléctrico de Punta Arenas cuenta con mix de generación eólica y térmica, mientras que los sistemas eléctricos de Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams tienen una generación 100% térmica, encontrándose diferencia sólo en el tipo de unidades generadoras (motor o turbina) y en el combustible utilizado (gas natural o diésel).

En las siguientes tablas se identifican las instalaciones de generación que componen cada central, indicando las características técnicas más relevantes del parque generador existente al 31 de diciembre del año 2016.

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

Unidad	Potencia (kW)	Año de fabricación	Combustible
TG Hitachi	24.000	1975	GN
TG Solar Titan	15.000	2002	GN
TG Solar Mars	10.000	1995	GN
MG CAT	2.720	1997	GN
MD CAT No 2	1.460	1993	Diésel
MD CAT No 3	1.460	1993	Diésel
TG Solar Titan 15	15.000	2007	GN
TG GE -10	10.700	2004	GN
<b>Total (kW)</b>	<b>80.340</b>		

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

Unidad	Potencia (kW)	Año de fabricación	Combustible
MD SULZER No 1	1.400	1955	Diésel
MD SULZER No 2	1.400	1955	Diésel
MD SULZER No 3	1.400	1959	Diésel
TG GE No 2 (Respaldo)	6.700	1968	GN
<b>Total (kW)</b>	<b>10.900</b>		

**Tabla 3:: Central Pecket (Sistema Punta Arenas)**

Unidad	Potencia (kW)	Año de fabricación	Tecnología
Parque Eólico Cabo Negro	2.550	2009	Eólico

Tabla 4: Unidades de la Central Puerto Natales

Unidad	Potencia (kW)	Año de fabricación	Combustible
MG Waukesha No 3	1.180	2000	GN
TG Solar No 4	800	1976	GN
TG Solar No 5	800	1976	GN
MD Caterpillar No 6	1.500	1997	Diésel
MG Waukesha No 8	1.180	2005	GN
MD F.Morse No 2	300	1942	Diésel
MG Jenbacher No 9	1.420	2007	GN
MD Palmero No 10	1.360	2007	Diésel
MG Jenbacher No 11	1.420	2011	GN
MD F.Morse No 1	150	1942	Diésel
MD Caterpillar N°12	1.400	2002	Diésel
<b>Total (kW)</b>	<b>11.510</b>		

Tabla 5: Unidades de la Central Porvenir

Unidad	Potencia (kW)	Año de fabricación	Combustible
MG Waukesha No 6	1.180	2002	GN
MG Waukesha No 4	875	1982	GN
MD Caterpillar No 5	920	1996	Diésel
MG Waukesha No 7	1.180	2005	GN
MD Palmero No 8	1.360	2007	Diésel
MG Jenbacher No 10	1.420	2011	GN
MG Caterpillar No 9	900	1998	GN
MD Caterpillar No 1 (Respaldo)	720	1990	Diésel
MD Deutz D2 (Respaldo)	200	1956	Diésel
MD Deutz D3 (Respaldo)	200	1956	Diésel
<b>Total (kW)</b>	<b>8.955</b>		

Tabla 6: Unidades de la Central Puerto Williams

Unidad	Potencia (kW)	Año de fabricación	Combustible
MD Caterpillar 3508B	590	2005	Diésel
MD Caterpillar C-32	800	2012	Diésel
MD Caterpillar C-18	508	2012	Diésel
MD MOTOR PETBOW	252	1987	Diésel
MD CUMMINS No 4 (RESPALDO)	250	1995	Diésel
MD CUMMINS No 5 (RESPALDO)	250	1995	Diésel
MD DETROIT (RESPALDO)*	250	S/I	Diésel
<b>Total (kW)</b>	<b>2.900</b>		

\*Unidad diesel Detroit fue retirada definitivamente en Ene-14

## 2.2 INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

De los cuatro sistemas medianos en que opera Edelmag S.A., sólo Punta Arenas posee una línea de transmisión en 66 kV operativa desde el año 1996, cuya finalidad es conectar las centrales Tres Puentes y Punta Arenas. Adicionalmente, existe una línea en tensión de 23 kV que cumple el mismo propósito que la ya mencionada y que opera en circuito abierto.

En la Tabla 8 se resumen las instalaciones de líneas, redes y transformadores con los que cuenta Edelmag S.A. en cada sistema eléctrico.

**Tabla 7: Instalaciones de Transmisión**

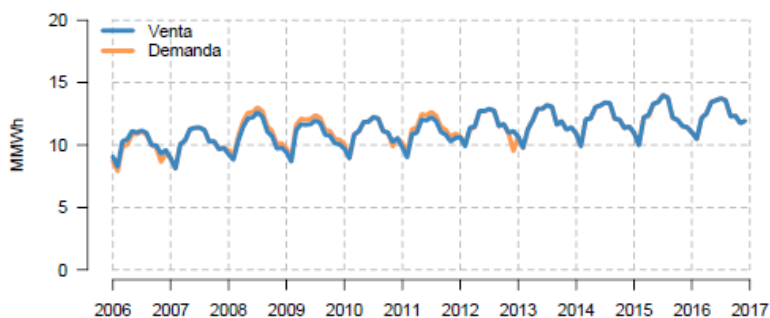
Tipo de circuito (simple o doble)	Simple
Longitud (Km.)	8,5
Tensión (kV)	66 kV
Capacidad (MVA)	33 MVA
Tipos de postaciones	Metálica, poste cemento
Total postaciones	75
Tipos de aisladores	Polímero (goma, silicona)
Total aisladores	242
Flujo máximo 2016 (MW)	26,108
Nombre conductor	AWG 3/0
Material	Cobre
Sección (mm <sup>2</sup> )	85,03
Franja servidumbre (m)	1,755m de largo x 20m de ancho
R (pu, base 100MVA)	0,0406
X (pu, base 100MVA)	0,0627
B (pu, base 100MVA)	0,0012
Tasa de falla (Hr/año)	0,3500

## 2.3 DEMANDA HISTÓRICA DE ENERGÍA

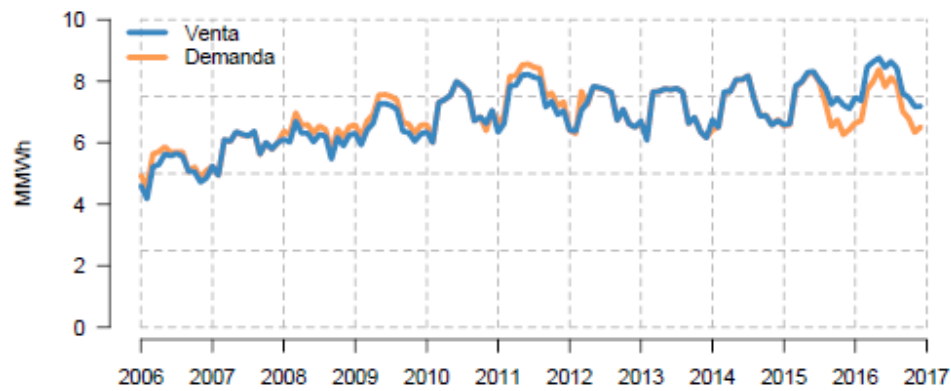
Para cada uno de los sistemas eléctricos de Edelmag S.A. a continuación se presentan las ventas mensuales históricas de energía para el período 2006-2017.

### 2.3.1 SISTEMA PUNTA ARENAS

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





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

Fuente: Estudio Edelmag S.A.

### 2.3.2 SISTEMA PUERTO NATALES

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

Fuente: Estudio Edelmag S.A.

### 2.3.3 SISTEMA PORVENIR

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

Fuente: Estudio Edelmag S.A.

### 2.3.4 SISTEMA PUERTO WILLIAMS

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

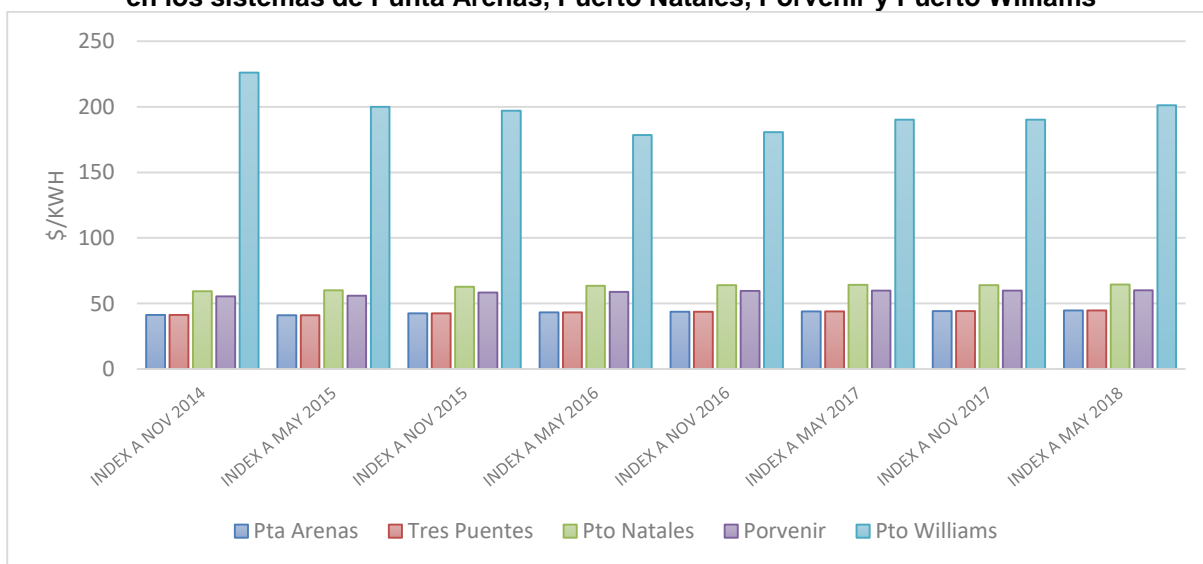


Fuente: Estudio Edelmag S.A.

## 2.4 EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE NUDO

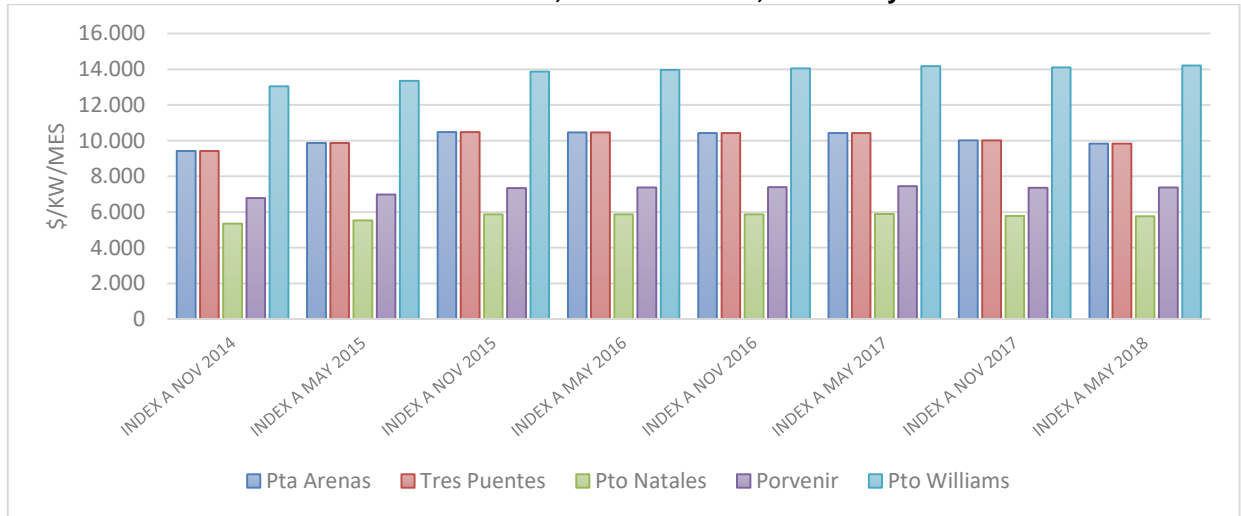
En los siguientes gráficos se presenta la evolución histórica del Precio de Nudo Nominal de Energía y Potencia en los sistemas eléctricos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams desde el año 2014.

Gráfico 6: Evolución Histórica Precio de Nudo de Energía Nominal en los sistemas de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams



Fuente: [www.cne.cl](http://www.cne.cl)

**Gráfico 7: Evolución Histórica Precio de Nudo de Potencia Nominal en los sistemas de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams**



Fuente: [www.cne.cl](http://www.cne.cl)

### 3 ESTUDIO PRESENTADO POR EDELMAG S.A.

A continuación, se describen los principales contenidos y resultados del Informe Final del Estudio de Planificación y Tarifación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, entregado por Edelmag S.A. 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 ([www.cne.cl](http://www.cne.cl)).

#### 3.1 CARACTERIZACIÓN Y VALORACIÓN DE LA EMPRESA

##### 3.1.1 CARACTERIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES

A continuación, se presenta un resumen de las principales características de las unidades generadoras existentes en cada uno de los sistemas eléctricos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams.

**Tabla 8: Unidades de la Central Tres Puentes (Sistema Punta Arenas)**

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

**Tabla 9: Unidades de la Central Punta Arenas (Sistema Punta Arenas)**

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

Tabla 10: Central Pecket (Sistema Punta Arenas)

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

Tabla 11: Unidades de la Central Puerto Natales

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

Tabla 12: Unidades de la Central Porvenir

Unidad	Potencia (kW)	Año de fabricación	Combustible	Consumo Específico (m3/kWh)	Consumo Específico (lt/kWh)	Costo Variable no combustible (US\$/MWh)	Combustible Alternativo	Indisponibilidad forzada (%)
MG Waukesha No 6	1.180	2002	GN	0,35	-	14,97	-	3,55%
MG Waukesha No 4	875	1982	GN	0,45	-	13,95	-	3,55%
MD Caterpillar No 5	920	1996	Diésel	-	0,46	21,42	-	4,00%
MG Waukesha No 7	1.180	2005	GN	0,35	-	14,97	-	3,55%
MD Palmero No 8	1.360	2007	Diésel	-	0,31	14,73	-	7,61%
MG Jenbacher No 10	1.420	2011	GN	0,27	-	16,40	-	7,17%
MG Caterpillar No 9	900	1998	GN	0,35	-	15,66	-	2,73%
MD Caterpillar No 1 (Respaldo)	720	1990	Diésel	-	0,32	20,25	-	4,00%
MD Deutz D2 (Respaldo)	200	1956	Diésel	-	0,31	13,71	-	10,00%
MD Deutz D3 (Respaldo)	200	1956	Diésel	-	0,31	13,71	-	10,00%
<b>Total (kW)</b>	<b>8.955</b>							

Tabla 13: Unidades de la Central Puerto Williams

Unidad	Potencia (kW)	Año de fabricación	Combustible	Consumo Específico (m3/kWh)	Consumo Específico (lt/kWh)	Costo Variable no combustible (US\$/MWh)	Combustible Alternativo	Indisponibilidad forzada (%)
MD Caterpillar 3508B	590	2005	Diésel	-	0,270	20,23	-	3,18%
MD Caterpillar C-32	800	2012	Diésel	-	0,260	13,96	-	3,20%

Unidad	Potencia (kW)	Año de fabricación	Combustible	Consumo Específico (m <sup>3</sup> /kWh)	Consumo Específico (lt/kWh)	Costo Variable no combustible (US\$/MWh)	Combustible Alternativo	Indisponibilidad forzada (%)
MD Caterpillar C-18	508	2012	Diésel	-	0,250	12,80	-	3,18%
MD MOTOR PETBOW	252	1987	Diésel	-	0,310	13,60	-	4,47%
MD CUMMINS No 4 (RESPALDO)	250	1995	Diésel	-	0,310	13,71	-	4,47%
MD CUMMINS No 5 (RESPALDO)	250	1995	Diésel	-	0,310	13,71	-	4,47%
MD DETROIT (RESPALDO)*	250	S/I	Diésel	-	0,000	13,71	-	4,47%
<b>Total (kW)</b>	<b>2.900</b>							

\*Unidad diesel Detroit fue retirada definitivamente en Ene-14

En los sistemas medianos operados por Edelmag S.A. sólo existe una línea de transmisión en 66 kV, la cual está ubicada en el sistema eléctrico de Punta Arenas, teniendo por finalidad conectar las centrales Tres Puentes y Punta Arenas. Adicionalmente, existe una línea en 23 kV de distribución que cumple el mismo propósito de interconexión entre las centrales de Punta Arenas y Tres Puentes y que, normalmente, opera en circuito abierto, cumpliendo funciones de respaldo.

En la siguiente tabla se presentan las principales características de la citada línea de transmisión.

**Tabla 14: Características línea de transmisión 66 kV**

Tipo de circuito (simple o doble)	Simple
Longitud (Km.)	8,5
Tensión (kV)	66 kV
Capacidad (MVA)	33 MVA
Tipos de postaciones	Metálica, poste cemento
Total postaciones	75
Tipos de aisladores	Polímero (goma, silicona)
Total aisladores	242
Flujo máximo 2016 (MW)	26,108
Nombre conductor	AWG 3/0
Material	cobre
Sección (mm <sup>2</sup> )	85,03
Franja servidumbre (m)	1,755m de largo x 20m de ancho
R (pu, base 100MVA)	0,0406
X (pu, base 100MVA)	0,0627
B (pu, base 100MVA)	0,0012
Tasa de falla (Hr/año)	0,3500

### 3.1.2 VALORIZACIÓN DE INSTALACIONES

La valorización de los bienes de la empresa fue desarrollada en base a las siguientes fuentes de información:

- Información entregada por Edelmag S.A. al Consultor, incluyendo el Estudio de Costos de Inversión, Operación y Mantenimiento de Nuevas Unidades Generadoras, de abril de 2018, versión E, elaborado por la empresa Krea Energía Ltda..
- Base de datos de estudios anteriores y cotizaciones efectuadas por el Consultor.
- Valorización de instalaciones informada por Edelmag S.A. y Pecket Energy S.A. al Consultor.

#### 3.1.2.1 Valorización de las instalaciones de generación y transmisión

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

- Respecto de las unidades de generación, una parte importante de las unidades existentes en los sistemas de Edelmag S.A. corresponde a máquinas de antigüedad igual o mayor a 20 años, razón por la cual se dificulta el proceso de valorización, ya que no es posible cotizarlas entre los proveedores consultados. De esta forma, la valorización se realizó tomando en cuenta el valor de inversión de las unidades disponibles en la actualidad.
- En cuanto a los equipos de subestaciones, tales como interruptores, seccionadores y transformadores, su valorización se realizó con el valor comercial del mismo equipo si es que existe aún en el mercado, y en caso contrario, contrastando con un equipo de similares características operacionales.
- Respecto a las instalaciones de transmisión, se 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.

##### 3.1.2.1.1 Estudio de Precios Unitarios

Respecto a la valorización de las unidades de generación, se han considerado como base los valores resultantes del estudio encargado por Edelmag S.A. a la empresa Krea Energía Ltda., cotizaciones realizadas por el Consultor, y valores informados por Edelmag S.A. y Pecket Energy S.A. al Consultor.

Para la valorización de equipos de subestación y paños de alimentadores, en particular transformadores, interruptores, desconectadores, equipos de medida, entre otros, se tomaron como base cotizaciones realizadas por el Consultor respecto de equipos y materiales eléctricos, valores informados en estudios de precios utilizados por el Consultor en procesos tarifarios anteriores y, finalmente, los valores informados por Edelmag S.A.. Para efectos de una adecuada valorización de la línea de transmisión, dichos valores fueron corregidos por IPC o CPI según corresponda.

Las Bases del Estudio establecieron para la valoración de la empresa existente como año base el 2016, considerando el valor promedio mensual del dólar observado publicado por el Banco

Central para el mes de diciembre de 2016, correspondiente a 667,17 [\$/US\$]. De esta forma, todos los precios utilizados fueron referidos al 31 de diciembre del 2016, actualizando los valores por CPI o IPC, según se trate de bienes importados o locales, respectivamente.

### 3.1.2.1.2 Recargos utilizados en precios unitarios

Se calcularon recargos a los precios unitarios determinados, los que reflejan los distintos gastos involucrados en la compra, instalación y puesta en marcha de las instalaciones de la empresa. Los recargos utilizados se muestran en la siguiente tabla:

**Tabla 15: Recargos sobre precio unitario de generación**

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

Con los recargos anteriores, el precio final de las instalaciones en cada uno de los sistemas eléctricos de Edelmag S.A. se determina a través de la siguiente expresión:

$$\text{Valor Final}_i = \text{Valor FOB}_i \times (1 + \text{FST} + \text{MM} + \text{ME} + \text{OC} + \text{Ing} + \text{GG}) \times (1 + \text{li})$$

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.

GG : Recargo porcentual por Gastos Generales.

Ing : Recargo porcentual por Ingeniería y Puesta en Marcha.

li : Recargo porcentual por Intereses Intercalarios.

### **Valorización de unidades de generación**

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



- a) Para las unidades que se cotizaron y coinciden con unidades existentes de Edelmag S.A. y/o se cuenta con información del costo total informado por la empresa, se ha utilizado 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 la empresa, se aplica lo siguiente:
- Primero, se clasifican las unidades existentes por tipo de tecnología.
  - Posteriormente, se procede a determinar una relación polinomial entre el costo unitario (USD/kW) de las unidades versus la potencia de ellas, de manera separada para cada tecnología estudiada. Esta relación se determina mediante regresiones polinomiales. Como resultado, se obtiene un valor promedio de costo unitario, representativo del mercado, para cada kW instalado, siempre considerando las distintas alternativas tecnológicas.
  - Una vez que se ha determinado esta relación, para cada unidad existente de Edelmag S.A. se valoriza su potencia instalada al costo por unidad de potencia determinado según lo señalado en el punto anterior, el cual depende de la tecnología y velocidad de la unidad.
  - Finalmente, se compara el valor unitario obtenido de conformidad a lo señalado en el punto anterior, con el valor unitario calculado para la misma unidad a partir de la base contable de Edelmag S.A.. El valor FOB para Edelmag S.A. se calcula considerando la base contable informada por la empresa y los recargos indicados anteriormente. Se considera el valor mínimo entre ambos valores para efectos de la valorización.

Los resultados obtenidos se presentan en la siguiente tabla, en la cual se puede apreciar el valor de inversión entregado como antecedente por Edelmag S.A. y el calculado por el Consultor que realizó el Estudio para la referida empresa.

**Tabla 16: Valorización de Unidades Generadoras Existentes**

Sistema	Central	Unidad	Combustible	Tipo	Potencia (kW)	Edelmag	Consultor	Diferencia %
						FOB (US\$)	FOB (US\$)	
Punta Arenas	Punta Arenas	MD SULZER No 1	Diesel	Lento	1.400	466.208	2.013.932	332%
		MD SULZER No 2	Diesel	Lento	1.400	466.208	2.013.932	332%
		MD SULZER No 3	Diesel	Lento	1.400	466.208	2.013.932	332%
		TG GE No 2 (Respaldo)	Gas Natural	Heavy Duty	6.700	3.652.646	3.231.142	-12%
	Tres Puentes	TG Hitachi	Gas Natural	Heavy Duty (dual)	24.000	9.859.038	8.475.507	-14%
		TG Solar Titan	Gas Natural	Industrial (dual)	15.000	8.741.015	6.417.553	-27%
		TG Solar Mars	Gas Natural	Industrial	10.000	6.191.101	4.731.722	-24%
		MG Caterpillar	Gas Natural	Lento	2.720	1.679.541	1.652.780	-2%
		MD CAT No 2	Diesel	Rápido	1.460	555.702	546.443	-2%
		MD CAT No 3	Diesel	Rápido	1.460	555.702	546.443	-2%
		TG Solar Titan	Gas Natural	Industrial (dual)	15.000	8.741.015	6.417.553	-27%
		TG GE -10	Gas Natural	Heavy Duty	10.700	6.347.046	4.497.321	-29%
	Pecket	Parque Eólico Cabo Negro	-	-	2.550	2.224.477	2.224.477	-
<b>Total sistema de Punta Arenas</b>					<b>93.790</b>	<b>49.945.906</b>	<b>44.782.735</b>	<b>-10%</b>

Sistema	Central	Unidad	Combustible	Tipo	Potencia (kW)	Edelmag	Consultor	Diferencia %
						FOB (US\$)	FOB (US\$)	
Puerto Natales	Puerto Natales	MG Waukesha No 3	Gas Natural	Lento	1.180	984.086	935.756	-5%
		TG Saturn N°4	Gas Natural	Industrial (dual)	800	664.066	848.315	28%
		TG Saturn N°5	Gas Natural	Industrial (dual)	800	664.066	848.315	28%
		MD Caterpillar No 6	Diesel	Rápido	1.500	584.577	565.559	-3%
		MG Waukesha No 8	Gas Natural	Lento	1.180	984.086	935.756	-5%
		MD F.Morse No 2	Diesel	Lento	300	90.770	2.221.274	2347%
		MG Jenbacher No 9	Gas Natural	Rápido	1.420	825.434	828.470	0%
		MD Palmero No 10	Diesel	Rápido	1.360	464.488	497.668	7%
		MG Jenbacher No 11	Gas Natural	Rápido	1.420	825.434	828.470	0%
		MD F.Morse No 1	Diesel	Lento	150	45.385	1.363.002	2903%
		MD CAT 3516B	Diesel	Rápido	1.400	595.309	517.321	
<b>Total sistema de Puerto Natales</b>					<b>11.510</b>	<b>6.727.700</b>	<b>10.389.906</b>	<b>54%</b>
Porvenir	Porvenir	MG Waukesha No 6	Gas Natural	Lento	1.180	872.479	931.809	7%
		MG Waukesha No 4	Gas Natural	Lento	875	642.183	684.973	7%
		MD Caterpillar No 5	Diesel	Rápido	920	374.850	280.768	-25%
		MD Waukesha No 7	Gas Natural	Lento	1.180	872.479	931.809	7%
		MD Palmero No 8	Diesel	Rápido	1.360	403.064	497.668	23%
		MG Jenbacher No 10	Gas Natural	Rápido	1.420	722.368	828.470	15%
		MG Caterpillar No 9	Gas Natural	Rápido	900	598.624	458.722	-23%
		MD Caterpillar No 1 (Respaldo)	Diesel	Rápido	720	176.879	194.080	10%
		MD Deutz D2 (Respaldo)	Diesel	Lento	200	52.401	1.699.357	3143%
		MD Deutz D3 (Respaldo)	Diesel	Lento	200	52.401	1.699.357	3143%
<b>Total sistema de Porvenir</b>					<b>8.955</b>	<b>4.767.727</b>	<b>8.207.012</b>	<b>72%</b>
Puerto Williams	Puerto Williams	MD Caterpillar 3508B	Diesel	Lento	590	135.595	2.858.410	2008%
		MD Caterpillar C-32	Diesel	Rápido	800	158.986	225.531	42%
		MD Caterpillar C-18	Diesel	Rápido	508	102.112	108.469	6%
		MD Motor Petbow	Diesel	Rápido	252	30.819	35.291	15%
		MD CUMMINS No 4 (RESPALDO)	Diesel	Rápido	250	29.585	34.855	18%
		MD CUMMINS No 5 (RESPALDO)	Diesel	Rápido	250	29.585	34.855	18%
		MD DETROIT (RESPALDO)	Diesel	Rápido	250	33.058	34.855	5%
<b>Total sistema de Puerto Williams</b>					<b>2.900</b>	<b>519.740</b>	<b>3.332.267</b>	<b>541%</b>
<b>Total Edelmag</b>					<b>117.155</b>	<b>61.961.074</b>	<b>66.711.920</b>	<b>8%</b>

Por su parte, el valor de las unidades generadoras consideradas en el Estudio como candidatas se presenta en la siguiente Tabla:

Tabla 17: Valorización de Unidades Generadoras Candidatas

Módulo	Potencia (kW)	Inversión (US\$)			
		Punta Arenas	Puerto Natales	Porvenir	Puerto Williams
TGI-1	7.965	7.873.507			
TGI-2	12.900	9.226.924			
TGI-3	16.450	12.174.539			
TGI-4	21.745	17.541.994			
TGHD-1	5.600	4.895.931			
TGHD-2	16.600	10.472.998			
TGHD-3	24.480	14.482.597			
MGR-1	540			656.877	
MGR-2	995		868.803	1.001.518	
MGR-3	1.200	1.022.122	1.106.476	1.275.496	
MGR-4	1.718	1.641.135	1.776.574	2.047.956	
MGR-5	2.145	1.509.114	1.633.658	1.883.209	
MGL-1	550			802.583	
MGL-2	730		955.686	1.101.673	
MGL-3	1.531	1.874.217		2.338.818	
MGL-4	2.703	2.594.753	2.808.892	3.237.968	
MGL-5	3.605	2.649.534			
MDR-1	269				123.592
MDR-2	520				356.225
MDR-3	640			309.459	498.802
MDR-4	1.056		589.603	679.668	
MDR-5	1.653	999.282	1.081.751	1.246.995	
MDR-6	2.520	1.323.080	1.432.271	1.651.059	
MDL-1	1.395	3.173.086			
MDL-2	1.597	2.986.765			
MDL-3	2.130	3.558.741			
MDL-4	2.803	4.051.347			
CEPA-1	10.350	21.837.161			

Nota: Valorización incluye recargos

### 3.1.2.1.3 Valorización de Instalaciones de Transmisión

#### 1. Línea de transmisión del sistema eléctrico de Punta Arenas

Su valorización se ha obtenido a partir de la base de datos que posee el Consultor, y que ha sido utilizada en estudios anteriores.

Tabla 18: Valorización Línea de Transmisión - Punta Arenas

Descripción	PU US\$	FB%	B%	FO%	MO US\$	Ing%	GG%	Int%	CUp US\$	BI US\$	CE US\$	CU US\$	Vida útil	aCU US\$
POSTE CÓNICO DE ACERO GALVANIZADO DE 15 M	13.068	14,4%	7,9%	11,6%	3.781	8,2%	5,3%	2,5%	24.749	495	141	25.385	40	2.596
POSTE CÓNICO DE ACERO GALVANIZADO DE 13 M	10.903	14,4%	7,9%	11,6%	3.155	8,2%	5,3%	2,5%	20.648	413	118	21.178	40	2.166
POSTE DE CONCRETO DE 17,5M	805	14,4%	7,9%	11,6%	233	8,2%	5,3%	2,5%	1.524	30	9	1.563	40	160
POSTE DE CONCRETO DE 15M	753	14,4%	7,9%	11,6%	218	8,2%	5,3%	2,5%	1.426	29	8	1.463	40	150
AISLADOR TENSOR DE 73 X 105 MM., C-1023.	1	8,1%	7,9%	1,2%	0	8,2%	5,3%	2,5%	2	0	0	2	20	0
AISLADOR DE DISCO 69 kV, 10.000 RUPTURA	83	8,1%	7,9%	1,2%	24	8,2%	5,3%	2,5%	142	3	1	145	20	17
AISLADOR POLIM.OHIO BRASS CLASE 69KV	78	8,1%	7,9%	1,2%	22	8,2%	5,3%	2,5%	132	3	1	135	20	16
CRUCETA L 80 X 80 X 8 MM. X 4,00 MTS.	51	8,1%	7,9%	1,2%	15	8,2%	5,3%	2,5%	87	2	0	90	20	11
CABLE DE ACERO GALV. DIAMETRO 3/8".	0	8,1%	7,9%	1,2%	0	8,2%	5,3%	2,5%	1	0	0	1	20	0

Descripción	PU US\$	FB%	B%	FO%	MO U S\$	Ing%	GG%	Int%	CUp US\$	BI US\$	CE US\$	CU US\$	Vida útil	aCU US\$
GUARDACABO GALV. PARA CABLE ACERO 1/2".	0	8,1%	7,9%	1,2%	0	8,2%	5,3%	2,5%	1	0	0	1	20	0
BARRA CON OJO GALV. PARA TIRANTE DE 3/4" X 2,40 MTS.	13	8,1%	7,9%	1,2%	4	8,2%	5,3%	2,5%	22	0	0	22	20	3
TUBO DE PROTECCION PARA TIRANTE,PVC 90 MM.	7	8,1%	7,9%	1,2%	2	8,2%	5,3%	2,5%	13	0	0	13	20	2
TAPA PARA TUBO PVC DE 90 MM.	1	8,1%	7,9%	1,2%	0	8,2%	5,3%	2,5%	1	0	0	1	20	0
PRENSA PARALELA PARA TIRANTE,CABLE 5/16" Y 3/8".	4	8,1%	7,9%	1,2%	1	8,2%	5,3%	2,5%	7	0	0	7	20	1
MUERTO H.A. 0,70 X 0,30 X 0,15 MTS.	21	8,1%	7,9%	1,2%	6	8,2%	5,3%	2,5%	36	1	0	36	20	4
FUNDACIONES DE 4X4X3 (48 m3)	2.155	8,1%	7,9%	1,2%	624	8,2%	5,3%	2,5%	3.664	73	21	3.758	40	384
PUESTA A TIERRA SIMPLE	99	8,1%	7,9%	1,2%	29	8,2%	5,3%	2,5%	168	3	1	173	20	20
FERRERÍA, PERNOS, GOLILLAS, DIAGONALES, GRAMPAS, ETC.	2.252	8,1%	7,9%	1,2%	-	8,2%	5,3%	2,5%	3.069	61	18	3.148	20	370

## 2. Instalaciones en subestaciones

Los equipos considerados en la valorización corresponden a los principales elementos de conexión en cada una de las subestaciones: transformadores elevadores desde los bornes del generador hasta el nivel de voltaje de distribución (13,2 kV o 13,8 kV); interruptores de poder; transformadores e interruptores correspondientes a la línea de transmisión en 66kV de Punta Arenas; seccionadores de barra; desconectores, equipos de medida, protecciones y celdas.

En la siguientes Tablas se aprecia el valor de inversión presentado por Edelmag S.A. en su Estudio.

### a) Punta Arenas

**Tabla 19: Valorización de equipos de patio y en paños de alimentadores en centrales Punta Arenas y Tres Puentes**

Elemento	Descripción	PU US\$	FB%	B%	FO%	MO US\$	Ing%	GG%	Int%	CUp US\$	BI US\$	CE US\$	CU US\$	Vida útil	aCU US\$
8	Interruptor de poder, 72,5 kV, 1.250 A, SF6	21.817	4,3%	7,9%	0,7%	1.362	8,2%	5,3%	2,5%	30.238	605	173	31.015	30	3.290
6	Pararrayo 72,5 kV , Tipo 3EP2060-2PZ	286	4,3%	7,9%	0,7%	18	8,2%	5,3%	2,5%	397	8	2	407	30	43
2	Desconector tripolar, modelo EC-B , 1.200 A	8.717	4,3%	7,9%	0,7%	544	8,2%	5,3%	2,5%	12.082	242	69	12.392	30	1.315
1	Sala eléctrica 13,2 kV (interconexión transf. 69/13,2 kV-Sala General Electric)	99.669	4,3%	7,9%	0,7%	6.222	8,2%	5,3%	2,5%	138.139	2.763	788	141.690	30	15.030
1	Sala eléctrica protecciones 66 kV	137.045	4,3%	7,9%	0,7%	8.555	8,2%	5,3%	2,5%	189.941	3.799	1.084	194.824	30	20.667
1	Marco de línea 66 kV	10.590	4,3%	7,9%	0,7%	661	8,2%	5,3%	2,5%	14.677	294	84	15.055	30	1.597
1	Pararrayo 15 kV	284	4,3%	7,9%	0,7%	18	8,2%	5,3%	2,5%	394	8	2	404	30	43
1	Transformador de potencial 13,2 kV	1.373	11,1%	7,9%	1,6%	86	8,2%	5,3%	2,5%	2.025	41	12	2.077	30	220
6	Transformadores de corriente, 72,5 kV, modelo QDR-72/2,200 - 400/5/5/5 A	1.735	11,1%	7,9%	1,6%	108	8,2%	5,3%	2,5%	2.559	51	15	2.625	30	278
6	Transformadores de potencial 72,5 kV, modelo UXT-72, 69.000/120 V	1.554	11,1%	7,9%	1,6%	97	8,2%	5,3%	2,5%	2.292	46	13	2.351	30	249
4	Armario de Control	170.359	4,3%	7,9%	0,7%	10.635	8,2%	5,3%	2,5%	236.114	4.722	1.348	242.184	30	25.691
2	Fundación transformador, pilares, equipos maniobras, canaletas	108.038	4,3%	7,9%	0,7%	6.744	8,2%	5,3%	2,5%	149.739	2.995	855	153.588	30	16.293
1	Malla de tierra	5.816	4,3%	7,9%	0,7%	363	8,2%	5,3%	2,5%	8.061	161	46	8.268	30	877
11	Interruptor de poder 13,2 kV	21.817	4,3%	7,9%	0,7%	1.362	8,2%	5,3%	2,5%	30.238	605	173	31.015	30	3.290
1	Sala eléctrica 13,2 kV (interconexión transf. 69/13,2 kV-Sala General Electric)	99.669	4,3%	7,9%	0,7%	6.222	8,2%	5,3%	2,5%	138.139	2.763	788	141.690	30	15.030
1	Medidor PQMII GE Multilin modelo PQMII-T20-C-A. (CO: 12912401)	2.709	4,3%	7,9%	0,7%	169	8,2%	5,3%	2,5%	3.755	75	21	3.851	30	409
1	Inst.Transf.0,4/11,5 kv y Conexión a Barra 11,5 KV CTP (COD:7911371)	120.293	4,3%	7,9%	0,7%	7.509	8,2%	5,3%	2,5%	166.724	3.334	952	171.010	30	18.141
1	Desconector Trifásico bajo carga 13,2 kv	13.371	4,3%	7,9%	0,7%	835	8,2%	5,3%	2,5%	18.532	371	106	19.008	30	2.016
1	Transformador de SSAA de 300 KVA	6.148	11,1%	7,9%	1,6%	384	8,2%	5,3%	2,5%	9.069	181	52	9.302	30	987
1	Fundación y montaje transformador 66 kv CTP (COD:10912302)	113.543	4,3%	7,9%	0,7%	7.088	8,2%	5,3%	2,5%	157.368	3.147	898	161.414	30	17.123

Elemento	Descripción	PU US\$	FB%	B%	FO%	MO_US\$	Ing%	GG%	Int%	CUp US\$	BI US\$	CE US\$	CU US\$	Vida útil	aCU US\$
1	Switchgear Merlin Gerin (central diesel)	251.607	4,3%	7,9%	0,7%	15.706	8,2%	5,3%	2,5%	348.722	6.974	1.990	357.687	30	37.943
15	Kit mufas de 13,2 kV	248	4,3%	7,9%	0,7%	15	8,2%	5,3%	2,5%	343	7	2	352	30	37
3	Reactor monofásico	23.963	4,3%	7,9%	0,7%	1.496	8,2%	5,3%	2,5%	33.212	664	190	34.065	30	3.614
1500	Cables de Poder XAT (kg)	17	4,3%	7,9%	0,7%	1	8,2%	5,3%	2,5%	24	0	0	25	30	3
1	Fundación Sala Eléctrica	73.541	4,3%	7,9%	0,7%	4.591	8,2%	5,3%	2,5%	101.927	2.039	582	104.547	30	11.090
1	Interconexión central gas-central diesel (seccionador, cable poder, mufas)	22.454	4,3%	7,9%	0,7%	1.402	8,2%	5,3%	2,5%	31.121	622	178	31.921	30	3.386
1	Sala eléctrica General Electric 15 kV (central gas)	442.048	4,3%	7,9%	0,7%	27.595	8,2%	5,3%	2,5%	612.669	12.253	3.497	628.419	30	#####
5	CASA ELÉCTRICA	10.079	4,3%	7,9%	0,7%	629	8,2%	5,3%	2,5%	13.970	279	80	14.329	30	1.520
13	5 INT. DE PODER ABB VD4 17,5 KV 2500A Y 08 INT. DE PODER MITSUBISHI VPR 24 KV 800A.	71.307	4,3%	7,9%	0,7%	4.451	8,2%	5,3%	2,5%	98.830	1.977	564	101.371	30	10.753
3	EQUIPOS DE MEDIDAS, CONTROL, BARRA DE POTENCIA Y AISLADORES	71.307	4,3%	7,9%	0,7%	4.451	8,2%	5,3%	2,5%	98.830	1.977	564	101.371	30	10.753
1	Fundación transformadores, pilares, equipos maniobra, canaletas	11.130	4,3%	7,9%	0,7%	695	8,2%	5,3%	2,5%	15.425	309	88	15.822	30	1.678
460	Barra 13,2 kV, conductor de Cu 500 MCM (kg)	9	4,3%	7,9%	0,7%	1	8,2%	5,3%	2,5%	12	0	0	12	30	1
144	Aislador de disco	35	4,3%	7,9%	0,7%	2	8,2%	5,3%	2,5%	48	1	0	49	30	5
72	Aislador de espiga	11	4,3%	7,9%	0,7%	1	8,2%	5,3%	2,5%	15	0	0	16	30	2
3	Omnirrupter manual marca S6C	4.395	4,3%	7,9%	0,7%	274	8,2%	5,3%	2,5%	6.091	122	35	6.248	30	663
4	Pararrayo marca GENERAL ELECTRIC, tipo 9LA 10A, 15 kV	284	4,3%	7,9%	0,7%	18	8,2%	5,3%	2,5%	394	8	2	404	30	43
2	Transformador de potencial marca RHONA 8.400/120 V, CL 0,5, 150 VA	445	11,1%	7,9%	1,6%	28	8,2%	5,3%	2,5%	657	13	4	673	30	71
9	Transformador de corriente marca BALTEAU, tipo SDD74, 2X150/5A	1.735	11,1%	7,9%	1,6%	108	8,2%	5,3%	2,5%	2.559	51	15	2.625	30	278
3	Desconectador fusible marca S&C tipo SMD-2D 25 kV, 200 A fus.1A tipo P	679	4,3%	7,9%	0,7%	42	8,2%	5,3%	2,5%	941	19	5	965	30	102
2	Transformador de servicios auxiliares marca TRAFU UNION 13,2/0,4 kV, 150 KVA	5.086	11,1%	7,9%	1,6%	317	8,2%	5,3%	2,5%	7.501	150	43	7.694	30	816
26	Estructura Fe Galvanizado tipo SE 13-P1	1.077	4,3%	7,9%	0,7%	67	8,2%	5,3%	2,5%	1.492	30	9	1.530	30	162
31	Estructura Fe Galvanizado tipo SE 13-V1	357	4,3%	7,9%	0,7%	22	8,2%	5,3%	2,5%	495	10	3	508	30	54
31	Estructura Fe Galvanizado tipo SE 13-V2	403	4,3%	7,9%	0,7%	25	8,2%	5,3%	2,5%	559	11	3	573	30	61
31	Estructura Fe Galvanizado tipo SE 13-V7E1	525	4,3%	7,9%	0,7%	33	8,2%	5,3%	2,5%	727	15	4	746	30	79
2	EQUIPOS DE MEDIDA (03 PQMII), PROTECCIÓN (01 RELE T60 Y 01 RELE F35, GE MULTILIN), CONTROL, BARRA DE POTENCIA Y AISLADORES	178.264	4,3%	7,9%	0,7%	11.128	8,2%	5,3%	2,5%	247.070	4.941	1.410	253.422	30	26.883
4	1 INT. DE PODER ABB VD4 24 KV 2500A Y 03 DESCONECTOR ABB NAL 17,5KV 1200A.	89.132	4,3%	7,9%	0,7%	5.564	8,2%	5,3%	2,5%	123.535	2.471	705	126.711	30	13.441
2	1 INT. DE PODER ABB/SACE SF6 15,5 KV 2000A Y 01 DESCONECTOR OP. BAJO CARGA 17,5 KV 1250A.	63.639	4,3%	7,9%	0,7%	3.973	8,2%	5,3%	2,5%	88.202	1.764	503	90.470	30	9.597
2	1 INT. DE PODER ABB VD4 17,5 KV 2500A Y 01 DESCONECTOR ABB NAL 17,5KV 2500A.	91.561	4,3%	7,9%	0,7%	5.716	8,2%	5,3%	2,5%	126.901	2.538	724	130.163	30	13.808
1	1 INT. DE PODER 17,5 KV 800A y 01 DESCONECTOR OP. SIN CARGA 24KV 2500A.	11.339	4,3%	7,9%	0,7%	708	8,2%	5,3%	2,5%	15.716	314	90	16.120	30	1.710
3	Desconectador cuchilla marca HK PORTER, tipo EV 600A	248	4,3%	7,9%	0,7%	15	8,2%	5,3%	2,5%	344	7	2	353	30	37
1	Autotransformador marca SINDELEN, 8 MVA 15,6/12 kV, 14 MVA 13,8/12 kV	66.112	4,3%	7,9%	0,7%	4.127	8,2%	5,3%	2,5%	91.629	1.833	523	93.985	30	9.970
1	Transformador de poder marca RHONA 20 MVA 11,5/013,2 Kv	218.677	11,1%	7,9%	1,6%	13.651	8,2%	5,3%	2,5%	322.545	6.451	1.841	330.837	30	35.095
51	Desconectador cuchilla marca HK PORTER, tipo EV 600A	248	4,3%	7,9%	0,7%	15	8,2%	5,3%	2,5%	344	7	2	353	30	37
6	Interruptor de poder marca ABB SACE, tipo SFE, 17 kV, 50 Hz, 1.250A	21.817	4,3%	7,9%	0,7%	1.362	8,2%	5,3%	2,5%	30.238	605	173	31.015	30	3.290
6	Fundación interruptor de poder	5.312	4,3%	7,9%	0,7%	332	8,2%	5,3%	2,5%	7.363	147	42	7.552	30	801

Elemento	Descripción	PU US\$	FB%	B%	FO%	MO US\$	Ing%	GG%	Int%	CUp US\$	BI US\$	CE US\$	CU US\$	Vida útil	aCU US\$
12	Transformador de corriente 13,2 Kv (externo a interruptor)	1.735	11,1%	7,9%	1,6%	108	8,2%	5,3%	2,5%	2.559	51	15	2.625	30	278

## b) Puerto Natales

**Tabla 20: Valorización de equipos de patio y en paños de alimentadores en central Puerto Natales**

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

## c) Porvenir

**Tabla 21: Valorización de equipos de patio y en paños de alimentadores en central Porvenir**

Elemento	Descripción	PU US\$	FB%	B%	FO%	MO US\$	Ing%	GG%	Int%	CUp US\$	BI US\$	CE US\$	CU US\$	Vida útil	aCU US\$
1	Fundación transformadores, pilares, equipos maniobra, canaletas	11.130	4,2%	7,9%	2,1%	682	8,2%	5,3%	2,5%	15.576	312	89	15.977	30	1.695
496	Barra 13,2 kV, conductor de Cu 500 MCM (kg)	9	4,2%	7,9%	2,1%	1	8,2%	5,3%	2,5%	12	0	0	12	30	1
30	Aislador de disco	35	4,2%	7,9%	2,1%	2	8,2%	5,3%	2,5%	49	1	0	50	30	5
33	Aislador de espiga	11	4,2%	7,9%	2,1%	1	8,2%	5,3%	2,5%	15	0	0	16	30	2
6	Pararrayo marca GENERAL ELECTRIC, tipo 9LA 10A, 15 kV	284	4,2%	7,9%	2,1%	17	8,2%	5,3%	2,5%	397	8	2	408	30	43

Elemento	Descripción	PU US\$	FB%	B%	FO%	MO US\$	Ing%	GG%	Int%	CUp US\$	BI US\$	CE US\$	CU US\$	Vida útil	aCU US\$
14	Estructura Fe Galvanizado tipo SE 13-P1	1.077	4,2%	7,9%	2,1%	66	8,2%	5,3%	2,5%	1.507	30	9	1.545	30	164
19	Estructura Fe Galvanizado tipo SE 13-V1	357	4,2%	7,9%	2,1%	22	8,2%	5,3%	2,5%	500	10	3	513	30	54
19	Estructura Fe Galvanizado tipo SE 13-V2	403	4,2%	7,9%	2,1%	25	8,2%	5,3%	2,5%	565	11	3	579	30	61
19	Estructura Fe Galvanizado tipo SE 13-V7E1	525	4,2%	7,9%	2,1%	32	8,2%	5,3%	2,5%	734	15	4	753	30	80
2	Transformador de Servicios Auxiliares, 50 kVA, 13,8/0,4-0,23 kV	2.128	10,0%	7,9%	4,7%	130	8,2%	5,3%	2,5%	3.186	64	18	3.268	30	347
39	Desconector fusible	336	4,2%	7,9%	2,1%	21	8,2%	5,3%	2,5%	471	9	3	483	30	51
1	Reemp. Transf. de Pote. patio 13,8 kV PO (CO:10932301)	8.501	4,2%	7,9%	2,1%	521	8,2%	5,3%	2,5%	11.897	238	68	12.203	30	1.294
1	Adq. e insatal. nuevo trafo de SS/AA patio 13,8 Kv PO (CO:10932302)	8.003	4,2%	7,9%	2,1%	491	8,2%	5,3%	2,5%	11.200	224	64	11.488	30	1.219
1	Transf. Schaffner N°35958 año 1996	4.786	10,0%	7,9%	4,7%	293	8,2%	5,3%	2,5%	7.167	143	41	7.351	30	780
24	Desconector cuchilla tipo XB-134	248	4,2%	7,9%	2,1%	15	8,2%	5,3%	2,5%	347	7	2	356	30	38
4	Fundación interruptor de poder	5.312	4,2%	7,9%	2,1%	326	8,2%	5,3%	2,5%	7.435	149	42	7.626	30	809
3	Reconector marca COOPER POWER, NOVA FORM6, 600 A, 15 kV	16.263	4,2%	7,9%	2,1%	997	8,2%	5,3%	2,5%	22.760	455	130	23.345	30	2.476
12	Transformador de corriente 25-50/5-5 A	458	10,0%	7,9%	4,7%	28	8,2%	5,3%	2,5%	685	14	4	703	30	75

## d) Puerto Williams

Tabla 22: Valorización de equipos de patio y en paños de alimentadores en central Puerto Williams

Elemento	Descripción	PU US\$	FB%	B%	FO%	MO US\$	Ing%	GG%	Int%	CUp US\$	BI US\$	CE US\$	CU US\$	Vida útil	aCU US\$
1	Fundación transformadores, pilares, equipos maniobra, canaletas	11.130	4,5%	7,9%	10,7%	816	8,2%	5,3%	2,5%	16.887	338	96	17.322	30	1.837
267	Barra 13,2 kV, conductor de Cu 500 MCM (kg)	9	4,5%	7,9%	10,7%	1	8,2%	5,3%	2,5%	13	0	0	13	30	1
45	Aislador de disco	35	4,5%	7,9%	10,7%	3	8,2%	5,3%	2,5%	53	1	0	54	30	6
30	Aislador de espiga	11	4,5%	7,9%	10,7%	1	8,2%	5,3%	2,5%	17	0	0	17	30	2
3	Transformador de potencial marca RHONA 8.400/120 V, CL 0,5, 150 VA	445	4,5%	7,9%	10,7%	33	8,2%	5,3%	2,5%	675	14	4	693	30	73
8	Estructura Fe Galvanizado tipo SE 13-P1	1.077	10,6%	7,9%	24,2%	79	8,2%	5,3%	2,5%	1.879	38	11	1.927	30	204
10	Estructura Fe Galvanizado tipo SE 13-V1	357	4,5%	7,9%	10,7%	26	8,2%	5,3%	2,5%	542	11	3	556	30	59
10	Estructura Fe Galvanizado tipo SE 13-V2	403	4,5%	7,9%	10,7%	30	8,2%	5,3%	2,5%	612	12	3	628	30	67
10	Estructura Fe Galvanizado tipo SE 13-V7E1	525	4,5%	7,9%	10,7%	38	8,2%	5,3%	2,5%	796	16	5	816	30	87
6	Desconector cuchilla marca HK PORTER, tipo EV 600A	248	4,5%	7,9%	10,7%	18	8,2%	5,3%	2,5%	377	8	2	386	30	41
1	Transformador de Servicios Auxiliares marca TUSAN 45 kVA, 13,8/0,4-0,23 kV	2.128	10,6%	7,9%	24,2%	156	8,2%	5,3%	2,5%	3.714	74	21	3.810	30	404
15	Desconector fusible	336	4,5%	7,9%	10,7%	25	8,2%	5,3%	2,5%	510	10	3	523	30	56
3	Transf Potencial Schneider mod. VME15-05, 8400/120	1.554	10,6%	7,9%	24,2%	114	8,2%	5,3%	2,5%	2.712	54	15	2.782	30	295
3	Desconector cuchilla tipo XB-134	248	4,5%	7,9%	10,7%	18	8,2%	5,3%	2,5%	377	8	2	386	30	41
3	Reconector marca COOPER POWER, NOVA, 27 KV, 800 A, FORM6	16.263	4,5%	7,9%	10,7%	1.193	8,2%	5,3%	2,5%	24.676	494	141	25.311	30	2.685
9	Transformador de corriente 25-50/5-5 A	458	10,6%	7,9%	24,2%	34	8,2%	5,3%	2,5%	799	16	5	819	30	87

### 3.1.3 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 S.A. al consultor independiente, ingeniero constructor José Miguel Horcos G., el cual detalla la valorización comercial de las edificaciones y terrenos de propiedad de Edelmag S.A. al año 2016.

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

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

**Tabla 23: Valorización, clasificación y asignación de terrenos y edificios, Sistema Punta Arenas**

	Edificio	Dirección	Tipo	Valor Total (MM\$)	Asignación Empresa (%)		Asignación Consultor (%)	
					SS.MM.	OTROS	SS.MM.	OTROS
Punta Arenas	Edificio Administración y Servicios - Bodega General - Gimnasio	Croacia 444 y 458	OFICINAS Y SERVICIOS	479,27	50%	50%	51%	49%
	Edificio Administración	Croacia 444 y 458	OFICINAS Y SERVICIOS	453,53	50%	50%	51%	49%
	Sala de Capacitación y Ampliación	Croacia 444 y 458	OFICINAS Y SERVICIOS	137,93	50%	50%	51%	49%
	Sala de calderas	Croacia 444 y 458	SALAS DE GENERACION	18,21	50%	50%	51%	49%
	Oficina y baños	Croacia 444 y 458	OFICINAS Y SERVICIOS	25,64	50%	50%	51%	49%
	Taller Nº 1	Croacia 444 y 458	TALLERES Y BODEGAS	75,69	20%	80%	80%	20%
	Taller Nº 2	Croacia 444 y 458	TALLERES Y BODEGAS	25,50	20%	80%	80%	20%
	Edificio "Sulzer"	Croacia 444 y 458	SALAS DE GENERACION	101,70	100%	0%	100%	0%
	Patio Línea 66Kv	Croacia 444 y 458	SALAS DE GENERACION	124,88	100%	0%	100%	0%
	Casa habitación	Av. El Bosque 0319	CASAS	185,74	50%	50%	45%	55%
	Bodega Multiuso	Barrio Industrial	TALLERES Y BODEGAS	138,88	50%	50%	86%	14%
	Oficina supervisores	Barrio Industrial	OFICINAS Y SERVICIOS	215,66	100%	0%	100%	0%
	Sala de comandos	Barrio Industrial	SALAS DE GENERACION	64,65	100%	0%	100%	0%
	Talleres de Mantención	Barrio Industrial	TALLERES Y BODEGAS	197,81	100%	0%	100%	0%
	Sala de maquina caterpillar	Barrio Industrial	SALAS DE GENERACION	123,54	100%	0%	100%	0%
	Taller de mantención Nº 2	Barrio Industrial	TALLERES Y BODEGAS	88,27	100%	0%	100%	0%
	Caseta Vigilancia	Barrio Industrial	CASAS	27,44	100%	0%	100%	0%
	Caseta de Bombas	Barrio Industrial	SALAS DE GENERACION	4,16	100%	0%	100%	0%
	Oficina Central	Croacia 444 y 458	Terrenos	1.914,19	54%	46%	59%	41%
	Casa Gerente	Av. El Bosque 0319	Terrenos	72,57	50%	50%	45%	55%
Central 3 Puentes	Barrio Industrial sitio 32	Terrenos	563,84	100%	0%	100%	0%	
Central 3 Puentes	Sitio 32 c Barrio Industrial	Terrenos	136,57	100%	0%	100%	0%	
Central 3 Puentes	Sitio 30 Barrio Industrial	Terrenos	118,28	100%	0%	100%	0%	
Central 3 Puentes	Lote 23 Barrio Industrial	Terrenos	115,18	100%	0%	100%	0%	
Central 3 Puentes	Lote 24 Barrio Industrial	Terrenos	78,93	100%	0%	100%	0%	
Central 3 Puentes	Lote 25 Barrio Industrial	Terrenos	76,96	100%	0%	100%	0%	
			<b>Total Punta Arenas</b>	<b>5.565,01</b>				

**Tabla 24: Valorización, clasificación y asignación de terrenos y edificios, Sistemas Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams**

	Edificio	Dirección	Tipo	Valor Total (MM\$)	Asignación Empresa (%)		Asignación Consultor (%)	
					SS.MM.	OTROS	SS.MM.	OTROS
Puerto Natales	Oficinas administrativas	Av. España 1797	OFICINAS Y SERVICIOS	31,87	50%	50%	64%	36%
	Talleres	Av. España 1797	TALLERES Y BODEGAS	136,14	50%	50%	78%	22%
	Edificación anexa	Av. España 1797	OFICINAS Y SERVICIOS	5,09	100%	0%	78%	22%
	Casa trabajadores 1	Av. España 1797	CASAS	10,50	100%	0%	100%	0%
	Casa trabajadores 2	Av. España 1797	CASAS	11,69	100%	0%	100%	0%
	Casa trabajadores 2	Av. España 1797	CASAS	13,81	100%	0%	100%	0%
	Central Diesel y sala de comandos	Av. España 1797	SALAS DE GENERACION	192,23	100%	0%	100%	0%
	Bodega de Repuestos	Av. España 1797	TALLERES Y BODEGAS	25,28	100%	0%	100%	0%
	Bodegas Menores	Av. España 1797	TALLERES Y BODEGAS	28,39	50%	50%	78%	22%
	Bodegas de Residuos	Av. España 1797	TALLERES Y BODEGAS	3,44	100%	0%	100%	0%
	Garita de vigilancia	Av. España 1797	OFICINAS Y SERVICIOS	2,10	100%	0%	100%	0%
	Central	Av. España 1797	Terrenos	1.424,11	90%	10%	87%	13%
				<b>Total Puerto Natales</b>	<b>1.884,67</b>			
Porvenir	Sala de capacitación	Chiloé Nº 139	OFICINAS Y SERVICIOS	57,79	50%	50%	75%	25%
	Casa trabajadores 1	Chiloé Nº 173	CASAS	23,58	100%	0%	50%	50%
	Casa trabajadores 2	Chiloé Nº 197	CASAS	22,54	100%	0%	50%	50%
	Garaje	Chiloé Nº 197	TALLERES Y BODEGAS	1,59	100%	0%	50%	50%
	Habitación	Oscar Viel Nº 218	CASAS	15,67	50%	50%	50%	50%
	Oficinas administrativas	J. Williams 0285	OFICINAS Y SERVICIOS	65,09	50%	50%	75%	25%
	Sala de Bombas	J. Williams 0285	SALAS DE GENERACION	1,39	100%	0%	100%	0%
	Sala de Maquinas	J. Williams 0285	SALAS DE GENERACION	148,48	100%	0%	100%	0%
	Talleres	J. Williams 0285	TALLERES Y BODEGAS	64,07	100%	0%	86%	14%
	Bodega de Residuos	J. Williams 0285	TALLERES Y BODEGAS	3,86	100%	0%	100%	0%



	Edificio	Dirección	Tipo	Valor Total (MM\$)	Asignación Empresa (%)		Asignación Consultor (%)		
					SS.MM.	OTROS	SS.MM.	OTROS	
	Garita	J. Williams 0285	SALAS DE GENERACION	2,00	100%	0%	100%	0%	
	Casa habitación	Chiloé N° 145	Terrenos	99,27	69%	31%	66%	34%	
	Central	J. Williams 0285	Terrenos	321,70	89%	11%	92%	8%	
			<b>Total Porvenir</b>	<b>827,03</b>					
Puerto Williams	Oficinas	Av. Presidente Ibáñez 130	OFICINAS Y SERVICIOS	41,80	50%	50%	75%	25%	
	Habitación	Anbalij 124- 136	CASAS	35,77	100%	0%	100%	0%	
	Galpón Caterpillar y Sala Comandos	Barrio Industrial Lt B 5 B 6 B 7	SALAS DE GENERACION	288,75	100%	0%	100%	0%	
	Taller de Mantenición	Barrio Industrial Lt B 5 B 6 B 7	TALLERES Y BODEGAS	45,07	100%	0%	100%	0%	
	Bodega de residuos	Barrio Industrial Lt B 5 B 6 B 7	TALLERES Y BODEGAS	3,86	100%	0%	100%	0%	
	Oficina	Av. Presidente Ibáñez 130	Terrenos	7,72	50%	50%	75%	25%	
	Casa Habitación	Anbalij 124- 136	Terrenos	15,46	100%	0%	100%	0%	
	Central	Barrio Industrial Lt B 5 B 6 B 7	Terrenos	75,40	100%	0%	100%	0%	
				<b>Total Puerto Williams</b>	<b>513,82</b>				
				<b>Total EDELMAG</b>	<b>8.790,53</b>				

### 3.1.4 VALORIZACIÓN DE LOS COSTOS DE PERSONAL

Los costos del personal se valorizaron incluyendo las remuneraciones del personal, 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 agrupados por tipo de cargo (así como beneficios) durante el año 2016.

**Tabla 25: Resumen de cantidad de dotación y remuneraciones del personal de la empresa**

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

**Tabla 26: Asignación de personal a las distintas zonas**

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

**Tabla 27: Costos de personal empresa eficiente**

Costos de Personal	Costo 2016 (MM\$)
Remuneraciones	3.341,9
Beneficios	506,5
Provisiones	219,2
<b>Total</b>	<b>4.067,7</b>

### 3.1.5 VALORIZACIÓN DE LOS GASTOS FIJOS ANUALES

Se agruparon los costos fijos en 18 categorías en relación con las actividades de operación, mantenimiento, administración y comercialización que realiza Edelmag S.A.

Los gastos fijos correspondientes al año 2016 se pueden apreciar en la siguiente tabla:

Tabla 28: Valores de gastos Fijos al año base proyecto de expansión óptimo

Ítem	Total [MM\$]	Total [MUS\$]	Porcentaje SSMM %	Total SSMM [MM\$]	Total SSMM [MUS\$]
Administrativos y Corporativos	71,9	107,8	66%	47,5	71,1
Arriendos	7,5	11,3	66%	5,0	7,5
Asesorías	780,4	1.169,7	79%	620,1	929,5
Capacitación	23,9	35,8	54%	13,0	19,4
Contribuciones	35,8	53,7	66%	23,6	35,4
Costos de Tecnologías de Información	828,3	1.241,5	54%	450,4	675,0
Facturación a Clientes	71,5	107,2	0%	-	-
Fletes	53,8	80,7	66%	35,5	53,3
Gastos Plantel	288,2	432,0	54%	156,7	234,9
Impuestos, Patentes y Trámites	65,0	97,4	72%	47,0	70,5
Mantenimiento Edificios	235,4	352,9	72%	170,5	255,5
Materiales	308,7	462,8	66%	203,8	305,4
RSE y Comunicaciones	68,2	102,2	66%	45,0	67,4
Seguros Maquinarias y Edificios	184,2	276,1	66%	121,6	182,2
Mantenimiento Vehículos	58,6	87,8	73%	42,7	63,9
Vigilancia Subestaciones	145,1	217,5	100%	145,1	217,5
Directorio	64,4	96,5	66%	42,5	63,7
Respaldo Diesel	89,9	134,8	100%	89,9	134,8
<b>Total</b>	<b>3.380,9</b>	<b>5.067,5</b>	<b>67%</b>	<b>2.259,8</b>	<b>3.387,1</b>

### 3.1.6 DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN

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

Para la valorización de los costos variables de combustible se utilizaron curvas y no consumos específicos promedio.

Por otra parte, los costos variables no combustibles del año 2016 se determinaron considerando los costos de mantenimiento por hora de funcionamiento de cada unidad, expresado en US\$/hora, y variabilizados por unidad de energía de acuerdo a la energía promedio generada por hora de funcionamiento efectivo de cada unidad durante el 2016 (operación real), determinándose así los costos variables no combustibles expresados en US\$/MWh.

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

Tabla 29: Costos variables en año base, Central Tres Puentes

Unidad	Potencia (kW)	Año de fabricación	Combustible	Consumo Específico (m3/kWh)	Consumo Específico (lt/kWh)	Costo Variable no combustible (US\$/MWh)	Combustible Alternativo	Indisponibilidad forzada (%)
TG Hitachi	24.000	1975	GN	0,402	-	3,5	Diesel	2,67%
TG Solar Titan	15.000	2002	GN	0,332	-	10,2	Diesel	4,97%
TG Solar Mars	10.000	1995	GN	0,342	-	10,6	-	4,97%
MG CAT	2.720	1997	GN	0,269	-	19,9	-	15,45%

Unidad	Potencia (kW)	Año de fabricación	Combustible	Consumo Específico (m3/kWh)	Consumo Específico (lt/kWh)	Costo Variable no combustible (US\$/MWh)	Combustible Alternativo	Indisponibilidad forzada (%)
MD CAT No 2	1.460	1993	Diésel	-	0,247	20,3	-	3,81%
MD CAT No 3	1.460	1993	Diésel	-	0,307	20,3	-	3,81%
TG Solar Titan 15	15.000	2007	GN	0,317	-	8,8	Diesel	4,97%
TG GE -10	10.700	2004	GN	0,460	-	10,8	Diesel	11,14%
Total (kW)	80.340							

Tabla 30: Costos variables en año base, Central Punta Arenas

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

Tabla 31: Costos variables en año base, Central Puerto Natales

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

Tabla 32: Costos variables en año base, Central Porvenir

Unidad	Potencia (kW)	Año de fabricación	Combustible	Consumo Específico (m3/kWh)	Consumo Específico (lt/kWh)	Costo Variable no combustible (US\$/MWh)	Combustible Alternativo	Indisponibilidad forzada (%)
MG Waukesha No 6	1.180	2002	GN	0,35	-	14,97	-	3,55%
MG Waukesha No 4	875	1982	GN	0,45	-	13,95	-	3,55%
MD Caterpillar No 5	920	1996	Diésel	-	0,46	21,42	-	4,00%
MG Waukesha No 7	1.180	2005	GN	0,35	-	14,97	-	3,55%
MD Palmero No 8	1.360	2007	Diésel	-	0,31	14,73	-	7,61%
MG Jenbacher No 10	1.420	2011	GN	0,27		16,40	-	7,17%
MG Caterpillar No 9	900	1998	GN	0,35	-	15,66	-	2,73%
MD Caterpillar No 1 (Respaldo)	720	1990	Diésel	-	0,32	20,25	-	4,00%
MD Deutz D2 (Respaldo)	200	1956	Diésel	-	0,31	13,71	-	10,00%
MD Deutz D3 (Respaldo)	200	1956	Diésel	-	0,31	13,71	-	10,00%
Total (kW)	8.955							

Tabla 33: Costos variables en año base, Central Puerto Williams

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

Tabla 34: Costos variables en año base, Central Puerto Williams

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

Por otro lado, las tablas a continuación muestran los consumos específicos y los costos variables no combustible de las unidades candidatas. Cabe destacar que los CVNC para los módulos eólicos son los correspondientes para los factores de planta esperados informados.

Tabla 35: Consumo Específico Unidades Candidatas

Módulo	Potencia (kW)	Consumo Específico			Unidad
		40%	60%	80%	
TGI-1	7.965	0,446	0,378	0,341	m3/kWh
TGI-2	12.900	0,440	0,350	0,292	m3/kWh
TGI-3	16.450	0,410	0,353	0,318	m3/kWh
TGI-4	21.745	0,417	0,337	0,294	m3/kWh
TGHD-1	5.600	0,470	0,405	0,369	m3/kWh
TGHD-2	16.600	0,418	0,356	0,316	m3/kWh
TGHD-3	24.480	0,388	0,351	0,330	m3/kWh
MGR-1	540	0,359	0,336	0,320	m3/kWh
MGR-2	995	0,289	0,273	0,261	m3/kWh
MGR-3	1.200	0,287	0,272	0,260	m3/kWh
MGR-4	1.718	0,266	0,253	0,244	m3/kWh
MGR-5	2.145	0,329	0,269	0,239	m3/kWh
MGL-1	550	0,344	0,317	0,299	m3/kWh
MGL-2	730	0,345	0,318	0,300	m3/kWh
MGL-3	1.531	0,365	0,331	0,309	m3/kWh
MGL-4	2.703	0,313	0,289	0,276	lt/kWh
MGL-5	3.605	0,312	0,292	0,279	lt/kWh
MDR-1	269	0,815	0,491	0,278	lt/kWh
MDR-2	520	0,240	0,234	0,233	lt/kWh
MDR-3	640	0,253	0,249	0,247	lt/kWh
MDR-4	1.056	0,288	0,279	0,275	lt/kWh
MDR-5	1.653	0,261	0,249	0,242	lt/kWh
MDR-6	2.520	0,256	0,250	0,247	lt/kWh
MDL-1	1.395	0,312	0,296	0,288	lt/kWh
MDL-2	1.597	0,307	0,292	0,287	lt/kWh
MDL-3	2.130	0,296	0,287	0,294	lt/kWh
MDL-4	2.803	0,288	0,293	0,327	lt/kWh
CEPA-1	10.350	-	-	-	

Tabla 36: Costos anuales de mantenimiento programado según distintos regímenes de operación para las unidades candidatas

Módulo	Potencia (kW)	Costo Variable No Combustible (US\$/MWh)		
		Base	Semibase	Punta
TGI-1	7.965	13,8	25,5	53,2
TGI-2	12.900	12,3	48,5	163,6
TGI-3	16.450	9,6	17,7	36,9
TGI-4	21.745	9,6	17,6	36,5
TGHD-1	5.600	15,0	58,7	198,0
TGHD-2	16.600	11,2	44,0	148,5
TGHD-3	24.480	10,0	39,3	132,8
MGR-1	540	8,6	14,3	25,4
MGR-2	995	17,6	29,0	50,7
MGR-3	1.200	17,5	28,8	50,5
MGR-4	1.718	20,4	33,4	57,8
MGR-5	2.145	20,4	33,4	57,8
MGL-1	550	9,0	14,9	26,5
MGL-2	730	13,3	21,8	37,8
MGL-3	1.531	14,9	24,6	43,4
MGL-4	2.703	14,0	23,2	41,0
MGL-5	3.605	9,3	15,7	28,5
MDR-1	269	22,9	37,2	63,8
MDR-2	520	23,3	37,8	64,5
MDR-3	640	22,1	35,9	61,2
MDR-4	1.056	23,0	37,6	65,0
MDR-5	1.653	24,6	40,1	69,2
MDR-6	2.520	23,1	37,7	65,2

Módulo	Potencia (kW)	Costo Variable No Combustible (US\$/MWh)		
		Base	Semibase	Punta
MDL-1	1.395	65,8	105,2	175,4
MDL-2	1.597	52,7	84,4	140,6
MDL-3	2.130	41,3	66,1	110,1
MDL-4	2.803	35,4	56,7	94,5
CEPA-1	10.350	7,0	7,0	7,0

## 3.2 PROYECCIÓN DE DEMANDA

### 3.2.1 SISTEMA PUNTA ARENAS

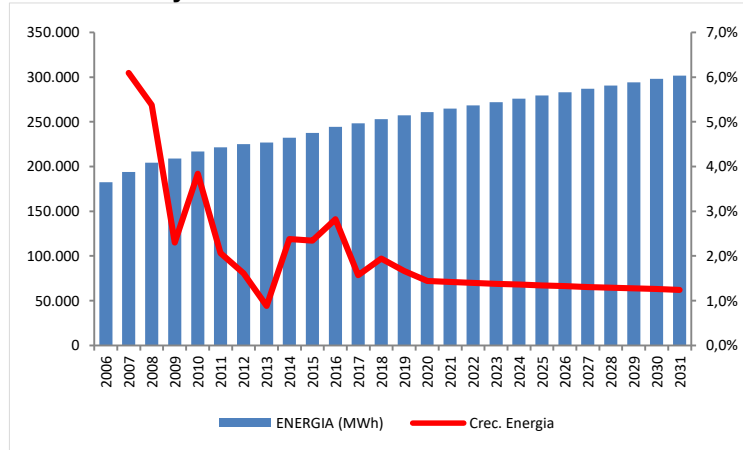
En el Sistema de Punta Arenas, considerando que existen traspasos de carga entre barras, la empresa escogió una proyección para todo el sistema.

A su turno, para determinar la tasa de crecimiento de Punta Arenas el Consultor utilizó un modelo ARIMA en cumplimiento de lo solicitado por las Bases. En particular, realiza una modelación ARIMA estacional. Con ello, la tasa de crecimiento promedio de la energía obtenida para el período 2018-2022 es de 1.48% y para el período 2018-2031 es de 1.36%.

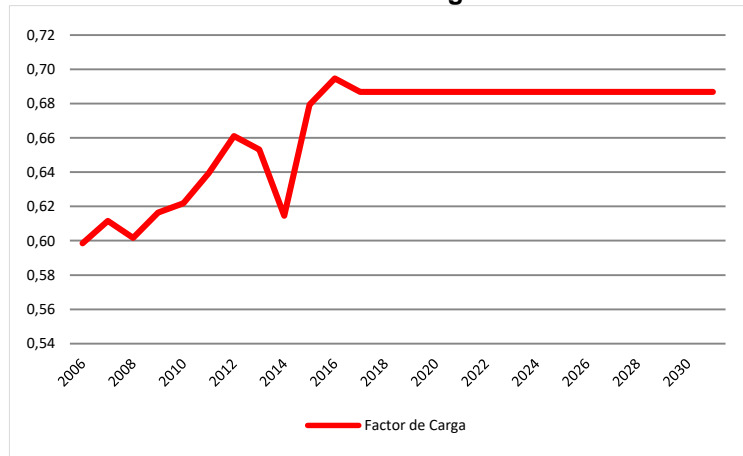
Por su parte, la potencia se proyectó utilizando la información de la energía estimada y el factor de carga, el cual relaciona la energía consumida con la demanda máxima de un año.

En la figura siguiente se observan los datos históricos y la proyección del consumo de energía para este sistema.

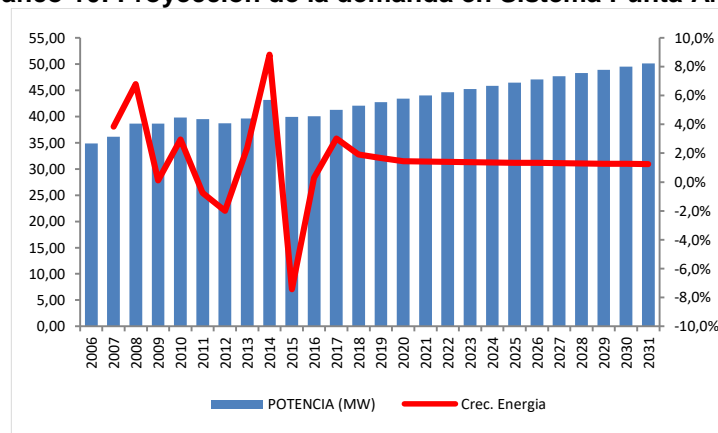
**Gráfico 8: Proyección del consumo en Sistema Punta Arenas**



**Gráfico 9: Estimación del factor de carga en Sistema Punta Arenas**



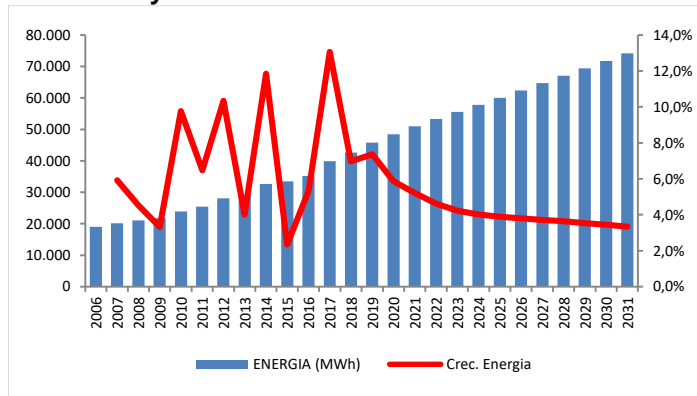
**Gráfico 10: Proyección de la demanda en Sistema Punta Arenas**



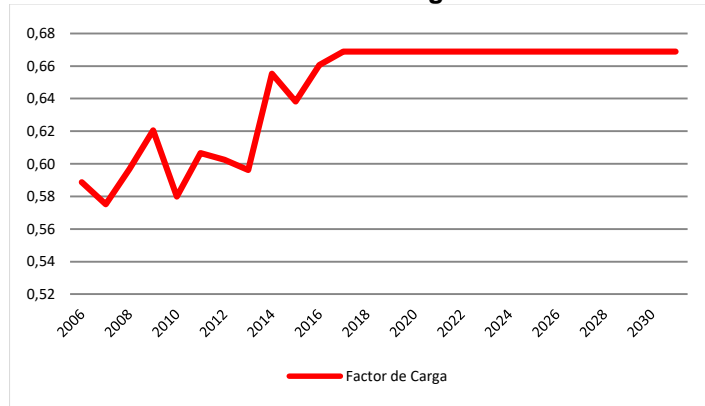
### 3.2.2 SISTEMA PUERTO NATALES

Para proyectar la demanda de energía anual en Puerto Natales, se procedió de manera similar al sistema de Punta Arenas; obteniéndose una tasa de crecimiento promedio para el período 2018-2022 de 5.76% anual y para el período 2018-2031 de 4.35% promedio anual, tal como se ilustra en la siguiente figura.

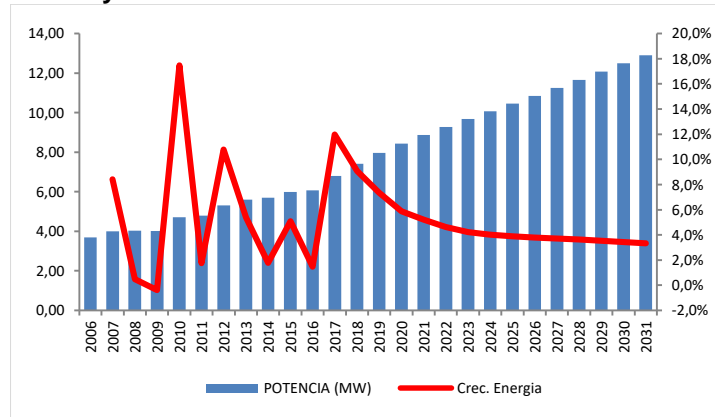
**Gráfico 11: Proyección del consumo en Sistema Puerto Natales**



**Gráfico 12: Estimación del factor de carga en Sistema Puerto Natales**



**Gráfico 13: Proyección de la demanda en Sistema Puerto Natales**

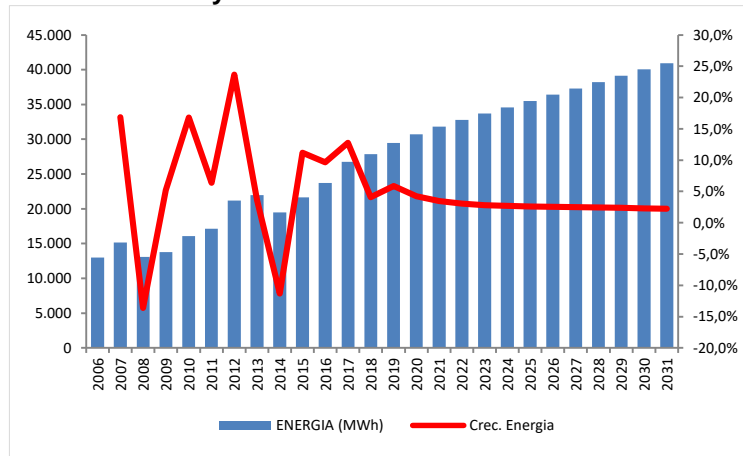


### 3.2.3 SISTEMA PORVENIR

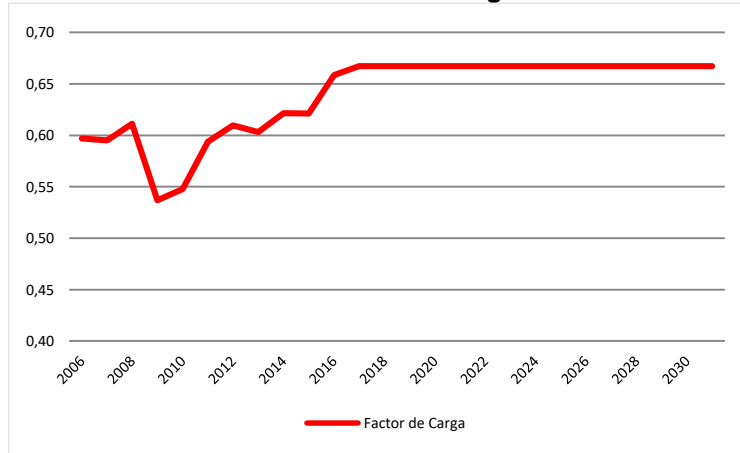
Para el sistema de Porvenir se siguió el mismo procedimiento descrito en los sistemas anteriores, obteniéndose una tasa de crecimiento promedio para el período 2018-2022 de 4.16% anual y para el período 2018-2031 de 3.01% promedio anual.



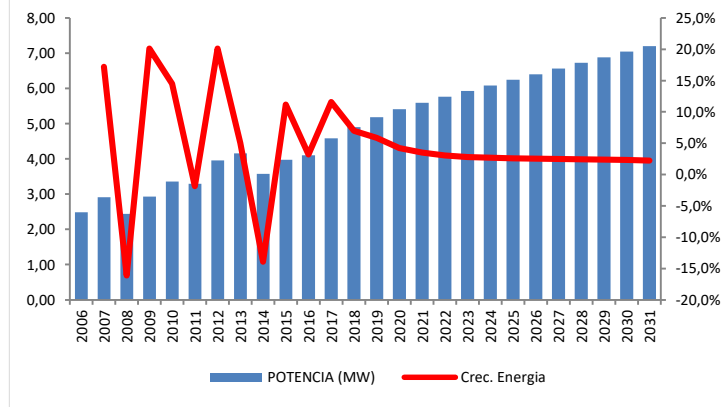
**Gráfico 14: Proyección del consumo en Sistema Porvenir**



**Gráfico 15: Estimación del factor de carga en Sistema Porvenir**



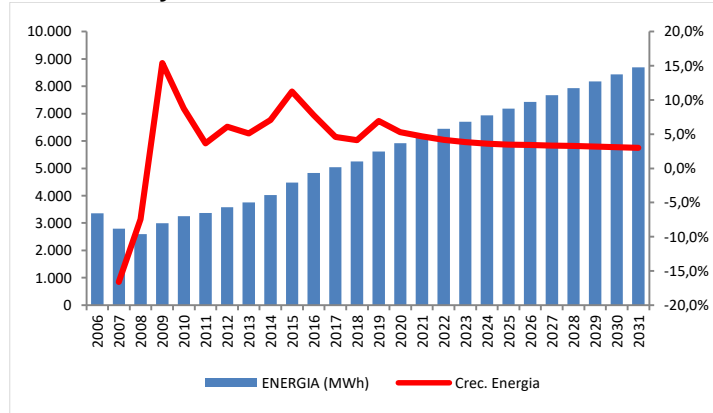
**Gráfico 16: Proyección de la demanda en Sistema Porvenir**



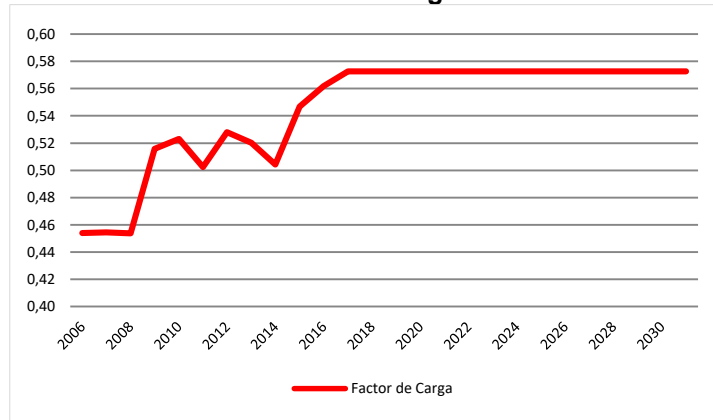
### 3.2.4 SISTEMA PUERTO WILLIAMS

Para el sistema de Puerto Williams se siguió el mismo procedimiento descrito en los sistemas anteriores, obteniéndose una tasa de crecimiento promedio para el período 2018-2022 de 5.27% anual y para el período 2018-2031 de 3.95% anual.

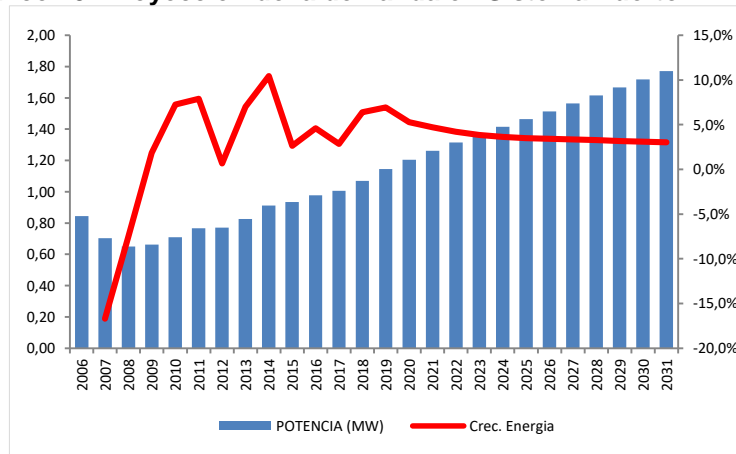
**Gráfico 17: Proyección del consumo en Sistema Puerto Williams**



**Gráfico 18: Estimación del factor de carga en Sistema Puerto Williams**



**Gráfico 19: Proyección de la demanda en Sistema Puerto Williams**



### 3.2.5 SELECCIÓN DE BARRAS DE RETIRO Y DETERMINACIÓN DE FACTORES DE ASIGNACIÓN

Se han 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, sólo es necesaria la estimación de factores de asignación en el sistema eléctrico de Punta Arenas. La asignación de costos en cada barra se realizó en base a factores determinados de acuerdo al uso que hacen los consumidores de cada barra. Los valores resultantes fueron los siguientes:

**Tabla 37: Factores de asignación de costos - Sistema Punta Arenas**

Barra	Factor de asignación de costos
Punta Arenas	0,626
Tres Puentes	0,374

## 3.3 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

### 3.3.1 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN GENERACIÓN

De acuerdo a 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 sólo combustible diésel, en caso que Edelmag S.A. viera 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 de Krea Energía Ltda.. En el sistema de Punta Arenas, adicionalmente a la entrada de la central Nuevo Parque Eólico Cabo Negro (en adelante e indistintamente, "CEPA"), se realiza una ampliación para el proyecto eólico Pecket en el año 2019.

En base a las unidades generadoras existentes en cada uno de los sistemas eléctricos de Edelmag S.A. y aquellas definidas por el Consultor como candidatas, se obtuvieron los siguientes planes de expansión óptimos en generación para el período 2017-2031:

**Tabla 38: Plan de Expansión de generación - Sistema Punta Arenas**

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

**Tabla 39: Plan de Expansión de generación - Sistema Puerto Natales**

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

**Tabla 40: Plan de Expansión de generación - Sistema Porvenir**

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

**Tabla 41: Plan de Expansión de generación – Puerto Williams**

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

### 3.3.2 RANGO 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 al precio del combustible y la tasa de crecimiento de la demanda para cada uno de los sistemas.

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

**Tabla 42: Sensibilidad de los Planes de Expansión Óptimo**

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

### 3.3.3 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN TRANSMISIÓN

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

**Tabla 43: Planes de Expansión Óptimo en Transmisión**

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

### 3.4 COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO (CID)

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

#### 3.4.1 SISTEMA PUNTA ARENAS

Los resultados obtenidos son los siguientes:

**Tabla 44: CID - Sistema Punta Arenas**

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

#### 3.4.2 SISTEMA PUERTO NATALES

Los resultados obtenidos son los siguientes:

**Tabla 45: CID - Sistema Puerto Natales**

CID de Generación y Transmisión	
US\$/MWh	Puerto Natales
CIDG	38,03
CIDL	0,00
<b>CID</b>	<b>38,03</b>

#### 3.4.3 SISTEMA PORVENIR

Los resultados obtenidos son los siguientes:

**Tabla 46: CID - Sistema Porvenir**

CID de Generación y Transmisión	
US\$/MWh	Porvenir
CIDG	72,03
CIDL	0,00
<b>CID</b>	<b>72,03</b>

#### 3.4.4 SISTEMA PUERTO WILLIAMS

Los resultados obtenidos son los siguientes:

**Tabla 47: CID - Sistema Puerto Williams**

CID de Generación y Transmisión	
US\$/MWh	Porvenir
CIDG	94,88
CIDL	0,00
<b>CID</b>	<b>94,88</b>

### 3.5 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE

#### 3.5.1 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.

##### 3.5.1.1 Punta Arenas

###### Etapa 1 - Reposición con consideraciones económicas y respaldo diésel

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

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

###### Etapa 2 - Suficiencia diésel estricta y Criterio N-1

Una vez definido el plan de inversiones suficiente y económico en generación, se contemplaron restricciones adicionales de seguridad como es el cumplimiento de un criterio N-1, el cual consideró que el sistema cuenta con capacidad de reserva que garantice suficiencia de potencia en el caso de indisponibilidad programada o forzada de la unidad de mayor tamaño. Adicionalmente, este criterio consideró, 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 corroboró si es necesario adelantar o incorporar unidades diésel de menor tamaño para efectos del cumplimiento de suficiencia diésel estricta para todo el periodo de planificación, de manera que ante la falta de suministro de gas, la demanda pueda seguir siendo abastecida.

###### Etapa 3 - Modelo de Despacho Horario

Una vez definida la expansión del sistema, la operación de este se simula mediante un modelo de despacho horario desarrollado por el Consultor, que considera curvas de consumos

específicos, tiempos mínimos de operación, y costos variables no combustibles en dólar por hora, se determina el despacho óptimo de energía y los costos de operación de las unidades definidas en el proyecto de reposición eficiente y su futura expansión.

### **3.5.1.2 Puerto Natales y Porvenir**

#### Etapa 1 - Suficiencia diésel

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

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

#### Etapa 2 - Reposición con consideraciones económicas

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

#### Etapa 3 - Modelo de Despacho Horario

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

### **3.5.1.3 Puerto Williams**

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

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 2017-2031:

**Tabla 48: Proyecto de Reposición en generación - Sistema Punta Arenas**

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

**Tabla 49: Proyecto de Reposición en generación - Sistema Puerto Natales**

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

**Tabla 50: Proyecto de Reposición en generación - Sistema Porvenir**

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

**Tabla 51: Proyecto de Reposición en generación - Sistema Puerto Williams**

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



### 3.5.2 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE EN TRANSMISIÓN

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

**Tabla 52: Proyecto de Reposición de transmisión - Sistema Punta Arenas**

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

**Tabla 53: Proyecto de Reposición de transmisión - Sistema Puerto Natales**

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

**Tabla 54: Proyecto de Reposición de transmisión - Sistema Porvenir**

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

**Tabla 55: Proyecto de Reposición de transmisión - Sistema Puerto Williams**

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

### 3.6 COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO (CTLP)

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

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

### 3.6.1 SISTEMA PUNTA ARENAS

Los resultados obtenidos son los siguientes:

**Tabla 56: CTLP - Sistema Punta Arenas**

CTLPG [US\$/año]	26.724.722
CTLPL [US\$/año]	3.211.865
CTLP [US\$/año]	29.936.587

### 3.6.2 SISTEMA PUERTO NATALES

Los resultados obtenidos son los siguientes:

**Tabla 57: CTLP - Sistema Puerto Natales**

CTLPG [US\$/año]	5.597.443
CTLPL [US\$/año]	89.227
CTLP [US\$/año]	5.686.669

### 3.6.3 SISTEMA PORVENIR

Los resultados obtenidos son los siguientes:

**Tabla 58: CTLP - Sistema Porvenir**

CTLPG [US\$/año]	3.804.607
CTLPL [US\$/año]	56.157
CTLP [US\$/año]	3.860.764

### 3.6.4 SISTEMA PUERTO WILLIAMS

Los resultados obtenidos son los siguientes:

**Tabla 59: CTLP - Sistema Puerto Williams**

CTLPG [US\$/año]	1.698.112
CTLPL [US\$/año]	71.964
CTLP [US\$/año]	1.770.076

## 3.7 FORMULAS DE INDEXACIÓN

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

$$\frac{\text{Valor}_i}{\text{Valor}_0} = \left( \alpha_{\text{IPC}} \cdot \frac{\text{IPC}_i}{\text{IPC}_0} + \alpha_{\text{P}_{\text{GAS}}} \cdot \frac{\text{P}_{\text{GAS}i}}{\text{P}_{\text{GAS}0}} + \alpha_{\text{P}_{\text{DIESEL}}} \cdot \frac{\text{P}_{\text{DIESEL}i}}{\text{P}_{\text{DIESEL}0}} \right) + \left( \alpha_{\text{PPI}} \cdot \frac{\text{PPI}_i}{\text{PPI}_0} \right) \cdot \left( \frac{1 + \text{TAX}_i}{1 + \text{TAX}_0} \right) \cdot \left( \frac{\text{DOL}_i}{\text{DOL}_0} \right) + \alpha_{\text{DOL}} \cdot \frac{\text{DOL}_i}{\text{DOL}_0}$$

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

- Índice de Precios del consumo de Chile (IPC)

- Precio Gas Natural ( $P_{GAS}$ )
- Precio Diésel ( $P_{DIÉSEL}$ )
- U.S. Producer Price Index (PPI)
- Índice de la variación de los impuestos de importación (TAX)
- Dólar Observado (DOL)

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

### 3.7.1 INDEXACIÓN COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO (CID)

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

**Tabla 60: Ponderadores Específicos Indexación de la potencia en Sistema Punta Arenas**

Formula Indexación Potencia CID PA	
IPC - Nacional	34,4%
PPI - Externo	65,6%
	100,0%

**Tabla 61: Ponderadores Específicos Indexación de la energía en Sistema Punta Arenas**

Formula Indexación Energía CID PA	
IPC - Nacional	32,0%
P. Gas - Nacional	54,2%
DOL	3,7%
PPI - Externo	10,1%
	100,00%

**Tabla 62: Ponderadores Específicos Indexación de la potencia en Sistema Puerto Natales**

Formula Indexación Potencia CID PN	
IPC - Nacional	41,2%
PPI - Externo	58,8%
	100,0%

**Tabla 63: Ponderadores Específicos Indexación de la energía en Sistema Puerto Natales**

Formula Indexación Energía CID PN	
IPC - Nacional	29,4%
P. Gas - Nacional	51,4%
P. Diésel - Nacional	1,7%
PPI - Externo	17,5%
	100,00%

**Tabla 64: Ponderadores Específicos Indexación de la potencia en Sistema Porvenir**

Formula Indexación Potencia CID PO	
IPC - Nacional	49,0%

<b>PPI - Externo</b>	51,0%
	100,0%

**Tabla 65: Ponderadores Específicos Indexación de la energía en Sistema Porvenir**

<b>Formula Indexación Energía CID PO</b>	
<b>IPC - Nacional</b>	32,0%
<b>P. Gas - Nacional</b>	39,0%
<b>P. Diésel - Nacional</b>	11,7%
<b>PPI - Externo</b>	17,3%
	100,00%

**Tabla 66 Ponderadores Específicos Indexación de la potencia en Sistema Puerto Williams**

<b>Formula Indexación Potencia CID PW</b>	
<b>IPC - Nacional</b>	66,5%
<b>PPI - Externo</b>	33,5%
	100,0%

**Tabla 67: Ponderadores Específicos Indexación de la energía en Sistema Puerto Williams**

<b>Formula Indexación Energía CID PW</b>	
<b>IPC - Nacional</b>	22,8%
<b>P. Gas - Nacional</b>	0,0%
<b>P. Diésel - Nacional</b>	68,7%
<b>PPI - Externo</b>	8,5%
	100,00%

### 3.7.2 INDEXACIÓN COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO (CTLP)

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

**Tabla 68: Ponderadores Específicos Indexación de la potencia en Sistema Punta Arenas**

<b>Formula Indexación Potencia CTLP</b>	
<b>IPC - Nacional</b>	41,0%
<b>PPI - Externo</b>	59,0%
	100,0%

**Tabla 69: Ponderadores Específicos Indexación de la energía en Sistema Punta Arenas**

<b>Formula Indexación Energía CTLP PA</b>	
<b>IPC - Nacional</b>	31,2%
<b>P. Gas - Nacional</b>	51,7%
<b>P. Diésel - Nacional</b>	0,0%
<b>PPI - Externo</b>	12,2%
<b>DOL</b>	4,9%
	100,00%

**Tabla 70: Ponderadores Específicos Indexación de la potencia en Sistema Puerto Natales**

<b>Formula Indexación Potencia CTLP PN</b>	
IPC - Nacional	50,8%
PPI - Externo	49,2%
	100,0%

**Tabla 71: Ponderadores Específicos Indexación de la energía en Sistema Puerto Natales**

<b>Formula Indexación Energía CTLP PN</b>	
IPC - Nacional	30,2%
P. Gas - Nacional	49,0%
P. Diésel - Nacional	5,5%
PPI - Externo	15,3%
	100,0%

**Tabla 72: Ponderadores Específicos Indexación de la potencia en Sistema Porvenir**

<b>Formula Indexación Potencia CTLP PO</b>	
IPC - Nacional	54,5%
PPI - Externo	45,5%
	100,0%

**Tabla 73: Ponderadores Específicos Indexación de la energía en Sistema Porvenir**

<b>Formula Indexación Energía CTLP PO</b>	
IPC - Nacional	36,3%
P. Gas - Nacional	46,2%
P. Diésel - Nacional	3,8%
PPI - Externo	13,7%
	100,00%

**Tabla 74: Ponderadores Específicos Indexación de la potencia en Sistema Puerto Williams**

<b>Formula Indexación Potencia CTLP PW</b>	
IPC - Nacional	76,9%
PPI - Externo	23,1%
	100,0%

**Tabla 75: Ponderadores Específicos Indexación de la energía en Sistema Puerto Williams**

<b>Formula Indexación Energía CTLP PW</b>	
IPC - Nacional	32,0%
P. Gas - Nacional	0,0%
P. Diésel - Nacional	59,5%
PPI - Externo	8,5%
	100,00%

### 3.8 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 el sistema de Punta Arenas:

**Tabla 76: Potencia reconocida asignada a sistema de Punta Arenas (2016-2023)**

Empresa	Tecnología	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
EDELMAG	Diésel	7,12	2,92	2,92	2,92	5,44	5,44	5,44	5,44
EDELMAG	Gas	83,87	60	60	60	60	60	60	60
VIENTOS PATAGÓNICOS SPA <sup>1</sup>	Eólico	-	-	-	-	-	-	6,9	10,35
PECKET	Eólico	2,55	1,7	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55
Total		93,54	64,62	65,47	65,47	67,99	67,99	74,89	78,34

**Tabla 77: Potencia reconocida asignada a sistema de Punta Arenas (2024-2031)**

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

De igual forma, el costo variable medio de cada empresa generadora del Sistema Mediano de Punta Arenas, correspondiente al promedio ponderado por generación esperada de los costos variables de 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 78: Costo Variable medio Edelmag**

Edelmag	CVC USD	CVNC USD	Energía MWh	CVC medio USD/MWh	CVNC medio USD/MWh
2019	11.719.336	3.209.192	249.746	46,925	12,850
2020	11.861.666	3.257.928	253.508	46,790	12,851
2021	12.018.395	3.315.553	257.254	46,718	12,888
2022	11.043.072	3.061.808	231.306	47,742	13,237

**Tabla 79: Costo Variable medio Pecket**

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

<sup>1</sup> De conformidad a lo informado por Empresa Nacional del Petróleo mediante carta N° 0919, de fecha 23 de octubre de 2018., recibida en esta Comisión con la misma fecha.

**Tabla 80: Costo Variable medio Vientos Patagónicos SpA**

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

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

**Tabla 81: Proporciones Indexación**

Año	PGas	PDiésel	DoI	Total
2019	0,91389	0	0,08611	1
2020	0,91373	0,00018	0,08610	1
2021	0,91372	0,00018	0,08610	1
2022	0,91190	0,00218	0,08592	1

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 82: Factores de costos de inversión y administración Edelmag**

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

**Tabla 83: Factores de costos de inversión y administración Pecket**

Pecket	Inversiones USD	Costo Fijo USD	Total USD	Factor
2019	566.796	145.862	712.658	<b>0,064</b>
2020	566.796	145.862	712.658	<b>0,063</b>
2021	566.796	145.862	712.658	<b>0,063</b>
2022	566.796	145.862	712.658	<b>0,053</b>

**Tabla 84: Factores de costos de inversión y administración Vientos Patagónicos SpA**

Cabo Negro	Inversiones USD	Costo Fijo USD	Total USD	Factor
2019	0	0	0	<b>0</b>
2020	0	0	0	<b>0</b>
2021	0	0	0	<b>0</b>
2022	1.912.538	178.000	2.090.538	<b>0,155</b>

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 el Sistema Mediano de Punta Arenas, considerados en la determinación de la tarifa, son los que se presentan a continuación:

**Tabla 85: Costos de Transmisión del Sistema de Punta Arenas**

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



## **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, y a partir de la revisión efectuada al Estudio y de las observaciones enviadas por las empresas, esta Comisión estimó pertinente realizar modificaciones, las que se reflejan, principalmente, en cambio de criterios y correcciones en las metodologías aplicadas.

### **4.2 CORRECCIONES EN CARACTERIZACIÓN Y VALORIZACIÓN DE LA EMPRESA**

#### **4.2.1 PRECIOS UNITARIOS DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN**

##### **i) Centrales Eólicas**

Para la determinación de los precios unitarios de las turbinas eólicas, esta Comisión consideró como antecedentes:

- Cotizaciones utilizadas en el proceso de tarificación anterior de la Comisión (2014-2018), debidamente indexado a diciembre de 2016, utilizando índices de variación de precios tales como el CPI.
- Cotizaciones proporcionadas por los desarrolladores de proyectos pertenecientes al catastro de proyectos de generación y transmisión aprobado mediante Resolución Exenta N° 396, de fecha 25 de mayo de 2018.
- Cotizaciones proporcionadas como respaldos a la valorización de las instalaciones de generación propuestas por las empresas.

Para estimar el valor FOB de las turbinas eólicas se realizaron nuevas regresiones en las que se incluyeron nuevas cotizaciones, eligiendo como modelo curva potencial.

##### **i) Centrales Térmicas**

Para la determinación de los precios unitarios de las centrales térmicas tanto las turbinas como los motores, esta Comisión consideró como antecedentes:

- Base contable de Edelmag en donde se informa el valor nuevo de reemplazo 2016 por cada unidad de generación informado.
- Cotizaciones formales entregadas a distintos proveedores del estudio encargado por la empresa Edelmag a la empresa Krea Energía.

- Recargos por tecnología y sistema calculados por la Comisión, que posteriormente se utilizaron para la valorización de las unidades generadoras.

Para estimar el valor FOB de las unidades generadoras térmicas se utilizó la siguiente metodología:

- Primero, a partir de las cotizaciones del estudio de Krea Energía se determina una relación polinomio, entre el costo unitario (USD/kW) de las unidades versus la potencia de ellas, de manera separada para cada tecnología estudiada.
- Una vez que se ha determinado esta relación, para cada unidad existente de Edelmag S.A. se valoriza su potencia instalada al costo por unidad de potencia determinado según lo señalado en el punto anterior, el cual depende de la tecnología y velocidad de la unidad.
- En segundo lugar a partir de la base contable de Edelmag S.A., y utilizando los recargos calculados por la Comisión por tecnología y sistema, se calcula un valor FOB para cada unidad existente de Edelmag S.A.
- Finalmente, se comparan los dos valores FOB obtenidos de conformidad a lo señalado en los puntos anteriores. Se considera el valor mínimo entre ambos valores para efectos de la valorización.

Se hace presente que la Comisión utilizó los mismos valores FOB tanto para las unidades existentes como para las unidades candidatas no resultantes del catastro.

**Tabla 86: Valores FOB Unidades Existentes**

<i>Central</i>	Tipo	Unidad	Potencia KW	Valor FOB US\$
<i>Punta Arenas</i>	Lento	MD SULZER No 1	1.400	484.089
	Lento	MD SULZER No 2	1.400	484.089
	Lento	MD SULZER No 3	1.400	484.089
	Heavy Duty	TG GE No 2 (Respaldo)	6.700	2.692.811
	Eólica	Parque Eólico Cabo Negro unidad 1	850	964.247
	Eólica	Parque Eólico Cabo Negro unidad 2	850	964.247
	Eólica	Parque Eólico Cabo Negro unidad 3	850	964.247
<i>Tres Puentes</i>	Heavy Duty	TG Hitachi	24.000	8.556.087
	Industrial (dual)	TG Solar Titan	15.000	7.094.170
	Industrial	TG Solar Mars	10.000	5.086.361
	Lento	MG Caterpillar	2.720	1.703.814
	Rápido	MD CAT 3516 No 2	1.460	474.425
	Rápido	MD CAT 3516 No 3	1.460	474.425
	Industrial (dual)	TG Solar Titan 15	15.000	7.094.170
	Heavy Duty	TG GE -10	10.700	4.497.321
<i>Puerto Natales</i>	Lento	MG Waukesha 9390 No 1	1.180	926.861
	Industrial (dual)	TG Saturn No 1	800	699.364
	Industrial (dual)	TG Saturn No 2	800	699.364
	Rápido	MD CAT 3516 No 3	1.500	536.759

<i>Central</i>	<b>Tipo</b>	<b>Unidad</b>	<b>Potencia KW</b>	<b>Valor FOB US\$</b>
	Lento	MG Waukesha 9390 No 2	1.180	926.861
	Lento	MD F.Morse 32E14	300	81.440
	Rápido	MG Jenbacher No 1	1.420	768.461
	Rápido	MD Palmero No 1	1.360	421.718
	Rápido	MG Jenbacher No 2	1.420	768.461
	Lento	MD Fairbank Morse	150	40.720
	Rápido	MD CAT 3516B	1.400	500.417
<i>Porvenir</i>	Lento	MG Waukesha 9390 No 3	1.180	872.479
	Lento	MG Waukesha VHP 7042	875	642.183
	Rápido	MD CAT 3512	920	280.768
	Lento	Waukesha 9390 No 4	1.180	872.479
	Rápido	MD Palmero No 2	1.360	403.064
	Rápido	MG Jenbacher No 3	1.420	722.368
	Rápido	MG Caterpillar 3516 No 4	900	458.722
	Rápido	MD Caterpillar 3508 (Respaldo)	720	176.879
	Lento	MD Deutz D2 (Respaldo)	200	52.401
	Lento	MD Deutz D3 (Respaldo)	200	52.401
<i>Puerto Williams</i>	Lento	MD Caterpillar 3508B	590	142.320
	Rápido	MD Caterpillar C-32	800	164.994
	Rápido	MD Caterpillar C-18	508	106.071
	Rápido	MD CUMMINS	252	30.301
	Rápido	MD CUMMINS (Respaldo)	250	28.948
	Rápido	MD CUMMINS (Respaldo)	250	28.948
	Rápido	MD DETROIT (Respaldo)	250	32.855

#### 4.2.2 RECARGOS UTILIZADOS EN PRECIOS UNITARIOS DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN

En el estudio de la empresa no se presentan antecedentes que respalden los recargos de las turbinas eólicas que se utilizaron para determinar el valor final del Parque Eólico Cabo Negro. Para la valoración que realizó la Comisión, se utilizó la relación entre el valor final y el valor FOB que se presentó en la cotización del proyecto Nuevo Parque Eólico Cabo Negro de Vientos Patagónicos SpA. Con dicha relación, a partir del valor FOB presentado por Systep en el Estudio, se determinó el valor final de las unidades del Parque Eólico Cabo Negro de Pecket.

Para la determinación de los recargos de las centrales térmicas tanto las turbinas como los motores, esta Comisión consideró como antecedentes:

- Recargos por sistema presentados en el estudio de la empresa Edelmag calculados a partir de cotizaciones del estudio de Krea Energía. En el estudio el consultor indicó que algunos valores o actividades no se consideraron por no ser aplicables a las estructuras de recargos de los sistemas medianos de Edelmag.
- Cotizaciones formales a distintos proveedores del estudio de mercado encargado por Edelmag a la empresa Proyersa presentado por la empresa Edelmag en el estudio del proceso anterior.

- Relación polinomio, entre el costo unitario (USD/kW) de las unidades versus la potencia de ellas, de manera separada para cada tecnología estudiada, determinadas a partir de las cotizaciones del estudio de Krea Energía.
- Planillas de cálculo de intereses intercalarios enviada por la empresa Edelmag, en respuesta a solicitud de antecedentes adicionales realizada por la Comisión.
- Estimación de intereses intercalarios realizada por la Comisión de acuerdo al tipo de proyecto.

Para determinar los recargos de las centrales térmicas se utilizó la siguiente metodología:

- En primer lugar, a partir de la planilla de recargos por sistema presentados por la empresa, se calcularon recargos por sistema y por tecnología. Adicionalmente, para los recargos de Puerto Williams, se aplicó el mismo criterio utilizado por el Consultor, seleccionando el valor mínimo de las cotizaciones por cada recargo.
- El recargo de gastos generales presentado por la empresa fue corregido, considerando los mismos ítems que aquellos considerados en la estimación realizada por la Comisión mediante el Estudio de Proyersa (Estudios Previos, Preparación y Gestión DIA/EIA y Administración Proyecto).
- El recargo de intereses intercalarios presentado por la empresa, el cual fue recalculado, reemplazando la tasa de endeudamiento del 10% por un 7%.
- A partir del estudio de Proyersa desarrollado para el proceso anterior, se seleccionaron solo las cotizaciones de las unidades similares a las que se cotizaron en el estudio de Krea Energía.
- Luego se indexaron a diciembre de 2016 las partidas de costos de las cotizaciones seleccionadas, exceptuando las del equipo (turbina o motor).
- El recargo de intereses intercalarios estimado por la Comisión consideró la realización de pagos constantes en todos los meses de duración del proyecto.
- Considerando que el Estudio de Proyersa no contenía cotizaciones de las turbinas de Gas y Gas dual para el sistema de Puerto Natales, la Comisión consideró los valores indexados del Sistema de Punta Arenas para este tipo de tecnología.
- Las partidas de costos del equipo (turbina o motor) se valorizaron con la potencia de la unidad cotizada al costo por unidad de potencia, determinada a partir de la relación polinomio de las regresiones calculadas con las cotizaciones presentadas en el estudio de Krea Energía.
- Con la información obtenida a partir de lo señalado en el punto anterior, se completan las cotizaciones seleccionadas y se determinan los recargos por sistema y tecnología.
- Finalmente, se comparan los valores de recargos obtenidos a partir de lo presentado por la empresa, desagregándolo por tipo de tecnología y los recargos calculados a partir

de las cotizaciones indexadas del proceso modificadas, de acuerdo a lo indicado en los puntos anteriores. Se considera el valor mínimo entre ambos valores para determinar cada recargo para efectos de la valorización.

Los valores de los recargos son los siguientes:

**Tabla 87: Recargos Sistema Punta Arenas**

Recargo	TG Gas	TG dual	Motor Gas	Motor Diesel
Flete	5,00%	4,67%	2,44%	2,44%
Seguros	2,00%	1,87%	0,97%	0,97%
Flete SSMM	0,11%	0,11%	0,17%	0,75%
Montaje Mecánico	2,61%	4,00%	3,85%	6,53%
Montaje Eléctrico	4,21%	3,69%	7,19%	15,23%
Obras Civiles + Materiales	1,85%	1,89%	3,85%	6,61%
Ingeniería	0,59%	0,59%	1,16%	2,09%
Puesta en Marcha	3,00%	2,65%	1,98%	4,93%
Gastos Generales	6,67%	6,91%	6,60%	7,77%
Total Instalado	26,04%	26,38%	28,20%	47,32%
Intereses Intercalarios	7,07%	7,07%	4,64%	4,64%
Total Final	34,96%	35,32%	34,15%	54,16%

**Tabla 88: Recargos Sistema Puerto Natales**

Recargo	TG dual	Motor Gas	Motor Diesel
Flete	1,83%	2,04%	2,04%
Seguros	2,00%	0,82%	0,82%
Flete SSMM	0,12%	1,55%	2,68%
Montaje Mecánico	4,00%	3,78%	5,39%
Montaje Eléctrico	3,69%	7,64%	17,31%
Obras Civiles + Materiales	1,89%	10,38%	7,92%
Ingeniería	0,59%	1,67%	2,33%
Puesta en Marcha	2,65%	2,02%	4,93%
Gastos Generales	7,35%	6,97%	8,08%
Total Instalado	24,13%	36,86%	51,50%
Intereses Intercalarios	7,07%	4,64%	4,64%
Total Final	32,91%	43,22%	58,53%

**Tabla 89: Recargos Sistema Porvenir**

Recargo	Motor Gas	Motor Diesel
Flete	2,04%	2,04%
Seguros	0,82%	0,82%
Flete SSMM	2,73%	4,29%
Montaje Mecánico	4,83%	8,41%
Montaje Eléctrico	7,79%	17,22%
Obras Civiles + Materiales	11,83%	8,79%
Ingeniería	1,68%	2,88%
Puesta en Marcha	2,02%	4,93%
Gastos Generales	7,41%	7,88%
Total Instalado	41,16%	57,25%
Intereses Intercalarios	4,64%	4,64%
Total Final	47,71%	64,56%

**Tabla 90: Recargos Sistema Puerto Williams**

Recargo	Motor Diesel
Flete	4,52%
Seguros	1,81%
Flete SSMM	18,28%
Montaje Mecánico	9,01%
Montaje Eléctrico	42,27%
Obras Civiles + Materiales	34,39%
Ingeniería	8,34%
Puesta en Marcha	9,39%
Gastos Generales	12,49%
Total Instalado	140,50%
Intereses Intercalarios	7,07%
Total Final	157,51%

#### 4.2.3 PRECIOS UNITARIOS DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

Para la valorización de las líneas de transmisión, transformadores, equipos de subestación, elementos de paños como interruptores, desconectores, equipos de medida, entre otros, se tomaron como base cotizaciones realizadas por el Consultor respecto de equipos y materiales eléctricos, valores informados en estudios de precios utilizados por el Consultor en procesos tarifarios anteriores y, finalmente, los valores informados por Edelmag S.A.. Para efectos de una adecuada valorización de la línea de transmisión, dichos valores fueron corregidos por IPC o CPI según corresponda.

Respecto al inventario de elementos informados por el consultor para ser valorizados, estos fueron contrastados con las cantidades informadas en el proceso anterior y la información que

se pudo revisar desde los diagramas unilineales entregados en los anexos del estudio de la empresa.

#### 4.2.4 RECARGOS UTILIZADOS EN PRECIOS UNITARIOS DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

Los recargos utilizados para el resto de las instalaciones de Edelmag, tales como los tramos de transmisión, estructuras, transformadores, etc., corresponden a aquellos presentados en el estudio de la empresa que fueron obtenidos del proceso VNR del año 2015 de Edelmag. El recargo asociado al montaje de cada elemento se ha calculado considerando los elementos que se valorizaron por sistema y las horas hombre que se necesitan para el montaje de cada elemento, para determinar un valor de recargo por montaje en casa sistema.

#### 4.2.5 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 por Bases, debió reorganizar y sistematizar la información presentada por la empresa.

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

A partir de la revisión de los modelos, resultados y supuestos entregados por la Empresa, se realizaron algunas consideraciones para lograr un dimensionamiento que se ajustara a la modelación de una empresa única y eficiente. Según esto, se ajustaron las homologaciones de algunos cargos, los beneficios entregados por la empresa, así como la dotación óptima de la misma, además se ajustó el uso del tamaño de la empresa para la encuesta a utilizar en algunos cargos. En cuanto a los terrenos considerados para las edificaciones, se ajustaron en base a las superficies construidas y el coeficiente de ocupación de suelo. Adicionalmente, para los vehículos, se consideraron aquellos más económicos presentes en el mercado, que cumplieran con las necesidades de la empresa modelo. En cuanto a la asignación de Gastos a SSMM, se corrigieron aquellas partidas que no fuesen necesarias o parte de los segmentos de Generación y Transporte y se agregaron aquellas que no hubiesen sido dimensionadas y fueren procedentes. Finalmente, se ajustaron aquellos costos que no fuesen representativos de mercado o que correspondiesen a la empresa real y no a la empresa modelo.

Adicionalmente, se incluyeron como parte de los cálculos los ítems correspondientes a costos asociados al cumplimiento de la Norma Técnica de los Sistemas Medianos, ajustados a los años en las respectivas exigencias deben comenzar a aplicarse.

**Tabla 91:** Sistema Mediano de Punta Arenas

C.F.I. (MUSD/año)	C.F.D. (MUSD/año)	Total (MUSD/año)
875	1.287	2.162

Fuente: Estudio CNE

**Tabla 92:** Sistema Mediano de Puerto Natales

C.F.I. (MUSD/año)	C.F.D. (MUSD/año)	Total (MUSD/año)
101	149	249

Fuente: Estudio CNE

**Tabla 93:** Sistema Mediano de Porvenir

C.F.I. (MUSD/año)	C.F.D. (MUSD/año)	Total (MUSD/año)
86	127	213

Fuente: Estudio CNE

**Tabla 94:** Sistema Mediano de Puerto Williams

C.F.I. (MUSD/año)	C.F.D. (MUSD/año)	Total (MUSD/año)
33	49	82

Fuente: Estudio CNE

## 4.2.6 IMPUESTO A LAS EMISIONES

De conformidad a 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 centrales de Tres Puentes y Punta Arenas 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, a través de sus dos centrales, el pago de impuestos a las emisiones corresponde a:

**Tabla 95: Pago anual de impuesto a las emisiones**

Año	Impuesto M\$
2019	501.130
2020	425.810
2021	437.374
2022	449.945

Fuente: Estudio CNE

## 4.2.7 CARACTERIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES

### 4.2.7.1 Consumos Específicos

En la revisión realizada al Estudio y sus antecedentes, se procedió a chequear primeramente los consumos específicos informados para factores de planta de 100%, 75% y 50%. Posteriormente, se realizaron curvas de consumo para diferentes factores de planta. De esta manera, para la modelación de los distintos sistemas los valores utilizados fueron los siguientes:



Tabla 96: Consumos Específicos Turbinas a Gas Revisados

Tipo	Rango (kW)	Factor de planta							Unidad
		40%	50%	60%	75%	80%	90%	100%	
Industrial	3000 - 5000	0,455	0,422	0,395	0,367	0,360	0,353	0,351	m3/kWh
	5000 - 5500	0,425	0,396	0,372	0,348	0,342	0,336	0,335	m3/kWh
	5500 - 12000	0,479	0,435	0,398	0,357	0,347	0,332	0,325	m3/kWh
	12000 - 14500	0,441	0,399	0,365	0,331	0,324	0,316	0,317	m3/kWh
	14500 - 25000	0,400	0,371	0,348	0,322	0,316	0,307	0,303	m3/kWh
Heavy Duty	3000 - 6000	0,467	0,438	0,412	0,381	0,373	0,360	0,351	m3/kWh
	6000 - 7000	0,467	0,436	0,410	0,380	0,372	0,360	0,352	m3/kWh
	7000 - 25000	0,429	0,394	0,365	0,334	0,326	0,316	0,311	m3/kWh

Tabla 97: Consumos Específicos Motores a Gas Revisados

Tipo	Rango (kW)	Factor de planta							Unidad
		40%	50%	60%	75%	80%	90%	100%	
Rápido	0 - 800	0,350	0,335	0,322	0,307	0,304	0,298	0,295	m3/kWh
	800 - 1200	0,299	0,285	0,273	0,260	0,256	0,252	0,250	m3/kWh
	1200 - 1600	0,280	0,269	0,260	0,250	0,248	0,245	0,244	m3/kWh
	1600 - 1800	0,284	0,274	0,266	0,258	0,256	0,253	0,253	m3/kWh
	1800 - 2000	0,290	0,277	0,267	0,256	0,253	0,249	0,248	m3/kWh
	2000 - 2200	0,329	0,295	0,269	0,244	0,239	0,234	0,237	m3/kWh
Lento	0 - 700	0,368	0,355	0,344	0,331	0,327	0,321	0,318	m3/kWh
	700 - 950	0,366	0,354	0,344	0,331	0,328	0,323	0,320	m3/kWh
	950 - 1300	0,372	0,360	0,350	0,336	0,332	0,325	0,319	m3/kWh
	1300 - 2200	0,365	0,346	0,331	0,313	0,309	0,302	0,299	m3/kWh
	2200 - 2900	0,313	0,300	0,289	0,278	0,276	0,273	0,273	m3/kWh
	2900 - 3500	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	m3/kWh
	3500 - 3700	0,312	0,302	0,292	0,282	0,279	0,274	0,272	m3/kWh

Tabla 98: Consumo Específico Motores Diésel Revisado

Tipo	Rango (kW)	Factor de planta							Unidad
		40%	50%	60%	75%	80%	90%	100%	
Rápido	0 - 500	0,269	0,263	0,258	0,253	0,252	0,251	0,251	litros/kWh
	500 - 750	0,275	0,271	0,267	0,264	0,264	0,263	0,264	litros/kWh
	750 - 900	0,287	0,281	0,276	0,270	0,268	0,265	0,263	litros/kWh
	900 - 1250	0,306	0,298	0,291	0,283	0,281	0,277	0,274	litros/kWh
	1250 - 1500	0,280	0,276	0,273	0,270	0,269	0,268	0,267	litros/kWh
	1500 - 3000	0,283	0,278	0,273	0,267	0,265	0,262	0,260	litros/kWh
Lento	0 - 1200	0,317	0,308	0,301	0,293	0,291	0,288	0,287	litros/kWh
	1200 - 1500	0,308	0,299	0,292	0,285	0,284	0,282	0,283	litros/kWh
	1500 - 1750	0,310	0,301	0,294	0,288	0,287	0,287	0,288	litros/kWh
	1750 - 3000	0,306	0,297	0,290	0,284	0,283	0,282	0,284	litros/kWh

#### 4.2.7.2 Costo Variable No Combustible

Las bases técnicas establecen el deber de utilizar los valores mínimos que surgen del análisis de los valores entregados por la Empresa 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.

Adicionalmente, dentro de los costos variables no combustibles, se ha considerado el remplazo del sistema de control.

Sin perjuicio de lo anterior, 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. Este sobrecargo no fue considerado por la Comisión.

**Tabla 99: Costos Variables No Combustibles Revisados (US\$/MWh)**

Central	Unidad	Potencia kW	Costos variables no combustibles US\$/MWh		
			8.000 hr/año	5.000 hr/año	3.000 hr/año
Punta Arenas	MD SULZER No 1	1.400	22,21	35,53	59,22
	MD SULZER No 2	1.400	22,21	35,53	59,22
	MD SULZER No 3	1.400	22,21	35,53	59,22
	TG GE No 2 (Respaldo)	6.700	11,16	17,85	29,76
	TG Hitachi	24.000	3,25	5,48	10,00
	TG Solar Titan	15.000	8,03	13,36	23,94
	TG Solar Mars	10.000	9,40	15,62	27,90
	MG Caterpillar	2.720	15,52	25,23	48,20
	MD CAT 3516 No 2	1.460	22,21	35,53	59,22
	MD CAT 3516 No 3	1.460	22,21	35,53	59,22
	TG Solar Titan 15	15.000	8,03	13,36	23,94
	TG GE -10	10.700	8,83	14,68	26,25
	Parque Eólico Cabo Negro unidad 1	850	7,15	7,15	7,15
	Parque Eólico Cabo Negro unidad 2	850	7,15	7,15	7,15
	Parque Eólico Cabo Negro unidad 3	850	7,15	7,15	7,15
Puerto Natales	MG Waukesha 9390 No 1	1.180	15,17	24,26	40,44
	TG Saturn No 1	800	14,70	23,81	40,54
	TG Saturn No 2	800	14,70	23,81	40,54
	MD CAT 3516 No 3	1.500	22,44	35,91	59,85
	MG Waukesha 9390 No 2	1.180	15,17	24,26	40,44
	MD F.Morse 32E14	300	15,02	24,03	40,04
	MG Jenbacher No 1	1420	16,68	26,69	44,48
	MD Palmero No 1	1.360	16,13	25,81	43,02
	MG Jenbacher No 2	1420	16,68	26,69	44,48

Central	Unidad	Potencia kW	Costos variables no combustibles US\$/MWh		
			8.000 hr/año	5.000 hr/año	3.000 hr/año
Central	MD Fairbank Morse	150	15,02	24,03	40,04
	MD CAT 3516B	1.400	23,39	37,43	62,39
	Centauro	3.515	8,57	17,74	38,73
Porvenir	MG Waukesha 9390 No 3	1.180	15,19	24,30	40,50
	MG Waukesha VHP 7042	875	13,41	21,81	36,35
	MD CAT 3512	920	22,90	36,64	61,07
	Waukesha 9390 No 4	1180	15,19	24,30	40,50
	MD Palmero No 2	1360	16,13	25,81	43,02
	MG Jenbacher No 3	1420	16,68	26,69	44,48
	MG Caterpillar 3516 No 4	900	16,18	26,28	44,95
	MD Caterpillar 3508 (Respaldo)	720	21,93	35,09	58,48
	MD Deutz D2 (Respaldo)	200	15,02	24,03	40,04
	MD Deutz D3 (Respaldo)	200	15,02	24,03	40,04
Puerto Williams	MD Caterpillar 3508B	590	22,09	35,35	58,92
	MD Caterpillar C-32	800	15,29	24,46	40,76
	MD Caterpillar C-18	508	14,02	22,42	37,37
	MD CUMMINS	252	14,90	23,84	39,73
	MD CUMMINS (Respaldo)	250	15,02	24,03	40,04
	MD CUMMINS (Respaldo)	250	15,02	24,03	40,04
	MD DETROIT (Respaldo)	250	15,02	24,03	40,04

#### 4.2.8 UNIDADES GENERADORAS CANDIDATAS

Para la determinación del Plan de Expansión Óptimo y del Proyecto de Reposición Eficiente se deben tomar en cuenta los antecedentes de las instalaciones existentes y las nuevas unidades candidatas informadas por desarrolladores y que forman parte del catastro de proyectos de generación y transmisión, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 396, de fecha 25 de mayo de 2018.

Para cada proyecto resultante del catastro, así como para los módulos genéricos no fueron incluidos en su costo unitario los terrenos, ya que estos tienen una vida útil distinta y son incorporados dentro de la infraestructura de la empresa eficiente.

#### 4.2.9 PROYECCIÓN DE DEMANDA UTILIZADA

De conformidad a lo expuesto en las Bases Definitivas, la proyección de demanda deberá considerar, a lo menos, la aplicación de dos modelos complementarios; un Modelo Autorregresivo Integrado de Media Móvil (ARIMA) y un Modelo de Ajuste Parcial. La utilización de un tercer modelo analítico podrá implementarse siempre que, ninguno de los anteriores modelos resultara adecuado, es decir, que dadas las características de las series históricas

entregadas por las empresas, éstos no permitan obtener resultados estadísticamente aceptables, y deberá ser estar justificado.

En atención a lo anterior, y en base a criterios estadísticos de selección, tales como el Test de Akaike o Error Cuadrático Medio, se utilizó para la proyección un modelo ARIMA, ajustado a cada sistema, de acuerdo a la mejor especificación y, utilizando únicamente parámetros significativos, optando en cada caso por el modelo que explicase de mejor forma el comportamiento del consumo eléctrico.

Para las proyecciones de las variables explicativas, se tuvo a la vista la consistencia con otros procesos de proyección de demanda de esta Comisión, y, en particular, las estimaciones de población del país, utilizando la información del Instituto Nacional de Estadísticas (INE), en conjunto con la información de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), específicamente aquella contenida en su informe denominado “Proyecciones y estimaciones de Población”. Asimismo, se consideró la información de la Organización de las Naciones Unidas (ONU), contenida en sus informes “Chile: Proyecciones y Estimaciones de Población. Total País” y “Estimaciones y proyecciones de población a largo plazo”.

En particular, la información del INE fue utilizada como base, y el reporte de la ONU y las revisiones de la CEPAL para efectos de actualizar la información base. Además, se realizaron ajustes en base a la relación entre población y número de clientes histórico para Chile. En cuanto al PIB, para los años 2018, 2019 y 2020 se consideraron las proyecciones de crecimiento realizadas por el Banco Central presentadas en su “Informe de Política Monetaria” de junio de 2018, utilizando el valor promedio del rango. A partir del año 2021, se consideraron las proyecciones del Ministerio de Hacienda en base a los resultados del Comité Consultivo del PIB tendencial.

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 que se extiende desde enero del año 2003 a diciembre del año 2017. La predicción de la demanda en función de las ventas de energía se realizó hasta diciembre 2032.

Por último, se modificó el criterio considerado para el cálculo del Factor de Carga, utilizando el promedio para el período 2013-2016, abarcando un período de 4 años, consistente con la duración del período tarifario, de modo que fuese más representativo.

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

- i) Sistema Mediano de Punta Arenas

**Tabla 100: Proyecciones de Demanda Utilizada**

Año	Energía Bruta Generada (MWh)	Demanda Máxima (kW)
2017	248.257	42.881
2018	251.138	43.379
2019	257.966	44.558
2020	262.295	45.306
2021	267.357	46.180
2022	272.734	47.109
2023	277.771	47.979
2024	282.809	48.849
2025	287.847	49.719

Año	Energía Bruta Generada (MWh)	Demanda Máxima (kW)
2026	292.884	50.590
2027	297.922	51.460
2028	302.960	52.330
2029	307.997	53.200
2030	313.035	54.070
2031	318.073	54.940
Factor de Carga	0.661	

## ii) Sistema Mediano de Puerto Natales

Tabla 101: Proyecciones de Demanda Utilizada

Año	Energía Bruta Generada (MWh)	Demanda Máxima (kW)
2017	39.846	7.129
2018	40.627	7.269
2019	43.010	7.696
2020	44.574	7.975
2021	46.353	8.294
2022	48.243	8.632
2023	50.027	8.951
2024	51.816	9.271
2025	53.609	9.592
2026	55.407	9.914
2027	57.210	10.236
2028	59.017	10.559
2029	60.830	10.884
2030	62.648	11.209
2031	64.471	11.535
Factor de Carga	0.638	

## iii) Sistema Mediano de Porvenir

Tabla 102: Proyecciones de Demanda Utilizada

Año	Energía Bruta Generada (MWh)	Demanda Máxima (kW)
2017	26.764	4.877
2018	28.438	5.182
2019	30.004	5.467
2020	31.047	5.657
2021	32.219	5.871
2022	33.465	6.098
2023	34.645	6.313
2024	35.830	6.529
2025	37.018	6.745
2026	38.211	6.963
2027	39.408	7.181
2028	40.610	7.400
2029	41.817	7.620
2030	43.028	7.840
2031	44.245	8.062
Factor de Carga	0.626	

## iv) Sistema Mediano de Puerto Williams

**Tabla 103: Proyecciones de Demanda Utilizada**

Año	Energía Bruta Generada (MWh)	Demanda Máxima (kW)
2017	5.047	1.080
2018	5.463	1.169
2019	5.756	1.231
2020	5.960	1.275
2021	6.181	1.322
2022	6.417	1.373
2023	6.642	1.421
2024	6.869	1.469
2025	7.098	1.518
2026	7.328	1.567
2027	7.559	1.617
2028	7.793	1.667
2029	8.028	1.717
2030	8.266	1.768
2031	8.505	1.819
Factor de Carga	0.534	

**4.2.10 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO**

De acuerdo a lo expuesto anteriormente se obtuvieron los siguientes planes de expansión óptimos para generación:

i) Sistema Mediano de Punta Arenas

Este sistema considera el ingreso de la central eólica contemplada en el catastro de proyectos perteneciente a la empresa Vientos Patagónicos SpA. La construcción de este proyecto está contemplada en una etapa, con una capacidad instalada total de 10.350 kW.

De esta manera, el plan de expansión óptimo supone la inclusión del Nuevo Parque Eólico Cabo Negro en el mes de enero del 2020.

**Tabla 104: Plan de Expansión de generación - Sistema Punta Arenas**

Unidad	Tipo	Combustible	Potencia kW	Año Ingreso
CEPA	Eólico	Viento	10.350	2020

Respecto al plan de expansión óptimo en transmisión para el sistema de Punta Arenas, se determinó lo siguiente:

- La obra propuesta por la empresa Edelmag asociada a implementar un segundo circuito de 66 kV entre las subestaciones Punta Arenas y Tres Puentes para abastecer los futuros aumentos de demanda, no se considera necesaria considerando el respaldo que ya existe con la línea de 23 kV entre las dos subestaciones mencionadas y la generación de respaldo que se encuentra conectada en la Central Punta Arenas.
- Considerando la incorporación en el plan de expansión óptimo de generación del proyecto Nuevo Parque Eólico Cabo Negro de Vientos Patagónicos SpA declarado

en construcción e incorporado en el plan de expansión óptimo de generación, es necesaria la incorporación de una nueva línea de transmisión de simple circuito en 23 kV entre el nuevo parque y la subestación tres puentes de al menos 13,2 MVA que permitirá transmitir la potencia de 10,35 MW del nuevo parque eólico.

- Actualmente, existen restricciones operacionales en el Sistema de Punta Arenas que no permiten cumplir los límites de tensión establecidos en la norma técnica de SSMM, en particular respecto del alimentador N°6 donde se conecta el Nuevo Parque Eólico Cabo Negro. Dado lo anterior y, considerando que el regulador de tensión existente no permite mejorar los niveles de tensión en dicho punto, se incorporará en el plan de expansión óptimo de transmisión la instalación de un segundo regulador de tensión para cumplir con los estándares de tensión establecidos en la norma técnica mencionada.

ii) Sistema Mediano de Puerto Natales

**Tabla 105: Plan de Expansión de generación - Sistema Puerto Natales**

Unidad	Tipo	Combustible	Potencia kW	Año Ingreso
MGR-2	Rápido	Gas Natural	995	2028

iii) Sistema Mediano de Porvenir

**Tabla 106: Plan de Expansión de generación - Sistema Porvenir**

Unidad	Tipo	Combustible	Potencia kW	Año Ingreso
MGR-2	Rápido	Gas Natural	995	2022
MDR-2	Rápido	Gas Natural	995	2027

iv) Sistema Mediano de Puerto Williams

De acuerdo al análisis realizado, en este sistema no es necesario determinar un Plan de Expansión Óptimo.

#### 4.2.10.1 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 dan cuenta del desempeño estático y dinámico frente a la ocurrencia de contingencias. En relación a lo anterior, se ha verificado el cumplimiento de las exigencias establecidas en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos de marzo 2018. Los antecedentes respectivos se encuentran en los anexos del presente informe. Cabe mencionar que, para efectos de los escenarios simulados, la operación del sistema mediano de Punta Arenas considera disponibilidad de reserva en giro para dar respaldo a la central eólica de mayor tamaño en operación.

#### 4.2.11 COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO (CID)

Para determinar el despacho económico de cada una de las unidades de los diferentes sistemas, se consideraron las ventas ingresadas al sistema de distribución, lo anterior dado que el modelo utilizado por esta Comisión, por sí solo determina las pérdidas de transmisión.

A continuación se presentan los Costos Incrementales de Desarrollo obtenidos:

##### I. Sistema Punta Arenas

**Tabla 107: CID - Sistema Punta Arenas**

Ítem	Punta Arenas	Tres Puentes
<b>CIDG (\$/kWh)</b>	39,35	39,35
<b>CIDL (\$/kWh)</b>	5,16	5,16
<b>CID (\$/kWh)</b>	44,51	44,51

##### II. Sistema Puerto Natales

**Tabla 108: CID - Sistema Puerto Natales**

Ítem	Puerto Natales
<b>CIDG (\$/kWh)</b>	40,18
<b>CIDL (\$/kWh)</b>	0,00
<b>CID (\$/kWh)</b>	40,18

##### III. Sistema Porvenir

**Tabla 109: CID - Sistema Porvenir**

Ítem	Porvenir
<b>CIDG (\$/kWh)</b>	44,30
<b>CIDL (\$/kWh)</b>	0,00
<b>CID (\$/kWh)</b>	44,30

##### IV. Sistema Puerto Williams

Al no existir un Plan de Expansión Óptimo en este sistema, no procede el cálculo del CID.

#### 4.2.12 PLAN DE REPOSICIÓN EFICIENTE

En base al análisis realizado se obtiene el siguiente Plan de Reposición Eficiente en generación

##### I. Sistema Punta Arenas

**Tabla 110: Proyecto de Reposición de generación - Sistema Punta Arenas**

Unidad	Tipo	Combustible	Potencia	Año Ingreso
TG Solar Titan	Industrial (dual)	Gas Natural - Diesel	15.000	2017
TG Solar Titan	Industrial (dual)	Gas Natural - Diesel	15.000	2017
TG Solar Titan	Industrial (dual)	Gas Natural - Diesel	15.000	2017
TG Solar Titan	Industrial (dual)	Gas Natural - Diesel	15000	2017
Parque Eólico Cabo Negro unidad 1	Eólico	Viento	850	2017
Parque Eólico Cabo Negro unidad 2	Eólico	Viento	850	2017



Parque Eólico Cabo Negro unidad 3	Eólico	Viento	850	2017
TGI-1	Industrial (dual)	Gas Natural - Diesel	7.965	2025
MD CAT 3516 No 2	Rápido	Diesel	1.460	2017
MD CAT 3516 No 2	Rápido	Diesel	1.460	2019
CEPA	Eólico	Viento	10.350	2020

## II. Sistema Puerto Natales

Tabla 111: Proyecto de Reposición de generación - Sistema Puerto Natales

Unidad	Tipo	Combustible	Potencia	Año Ingreso
MGR-5	Rápido	Gas Natural	2.145	2017
MGR-5	Rápido	Gas Natural	2.145	2017
MGR-5	Rápido	Gas Natural	2.145	2017
MGR-5	Rápido	Gas Natural	2.145	2017
MGR-5	Rápido	Gas Natural	2.145	2023
MGR-5	Rápido	Gas Natural	2.145	2030
MD Palmero No 1	Rápido	Diesel	1.360	2017
MD Palmero No 1	Rápido	Diesel	1.360	2017
MD Palmero No 1	Rápido	Diesel	1.360	2022

## III. Sistema Porvenir

Tabla 112: Proyecto de Reposición de generación - Sistema Porvenir

Unidad	Tipo	Combustible	Potencia	Año Ingreso
MD Palmero No 2	Rápido	Diesel	1.360	2017
MD Palmero No 2	Rápido	Diesel	1.360	2017
MD Palmero No 2	Rápido	Diesel	1.360	2029
MGR-3	Rápido	Gas Natural	1.200	2017
MGR-3	Rápido	Gas Natural	1.200	2017
MGR-3	Rápido	Gas Natural	1.200	2017
MGR-3	Rápido	Gas Natural	1.200	2017
MGR-3	Rápido	Gas Natural	1.200	2019
MGR-3	Rápido	Gas Natural	1.200	2026

## IV. Sistema Puerto Williams

Tabla 113: Proyecto de Reposición de generación - Sistema Puerto Williams

Unidad	Tipo	Combustible	Potencia	Año Ingreso
MD Caterpillar C-18	Rápido	Diesel	508	2017
MD Caterpillar C-18	Rápido	Diesel	508	2017
MD Caterpillar C-18	Rápido	Diesel	508	2017
MD Caterpillar C-18	Rápido	Diesel	508	2017

Unidad	Tipo	Combustible	Potencia	Año Ingreso
MD Caterpillar C-18	Rápido	Diesel	508	2023

#### 4.2.12.1 Verificación de cumplimiento normativo

Para cada proyecto de reposición eficiente de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, se han efectuado simulaciones de los sistemas eléctricos que dan cuenta del desempeño estático y dinámico frente a la ocurrencia de contingencias. En relación a lo anterior, se ha verificado el cumplimiento de las exigencias establecidas en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos de marzo 2018. Los antecedentes respectivos se encuentran en los anexos al presente informe. Cabe mencionar que, para efectos de los escenarios simulados, la operación del sistema mediano de Punta Arenas considera disponibilidad de reserva en giro para dar respaldo a la central eólica de mayor tamaño en operación.

#### 4.2.13 COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO (CTLP)

De acuerdo a lo expuesto anteriormente se obtuvieron los siguientes Costos Totales de Largo Plazo:

##### I. Sistema Punta Arenas

**Tabla 114: CTLP - Sistema Punta Arenas**

Ítem	Punta Arenas
CTLPG (\$/año)	16.273.643.358
CTLPL (\$/año)	1.621.743.912
CTLP (\$/año)	17.895.387.270

##### II. Sistema Puerto Natales

**Tabla 115: CTLP - Sistema Puerto Natales**

Ítem	Puerto Natales
CTLPG (\$/año)	2.709.759.103
CTLPL (\$/año)	53.260.660
CTLP (\$/año)	2.763.019.763

##### III. Sistema Porvenir

**Tabla 116: CTLP - Sistema Porvenir**

Ítem	Porvenir
CTLPG (\$/año)	1.989.065.543
CTLPL (\$/año)	35.382.951
CTLP (\$/año)	2.024.448.494

## IV. Sistema Puerto Williams

Tabla 117: CTLP - Sistema Puerto Williams

Ítem	Puerto Williams
CTLPG (\$/año)	1.001.122.905
CTLPL (\$/año)	43.493.285
CTLP (\$/año)	1.044.616.191

#### 4.2.13.1 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 31% 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 16% 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 59% 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 44% 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.

#### 4.2.13.2 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 para el sistema de Punta Arenas, son las que se detallan a continuación:

Tabla 118: Potencia reconocida asignada a sistema Punta Arenas en kW (2016-2023)

Empresa	Tecnología	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
EDELMAG	Diesel	7.120	1.460	1.460	2.920	2.920	2.920	2.920	2.920
EDELMAG	Gas Natural	84.120	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000
Pecket	Viento	2.550	2.550	2.550	2.550	2.550	2.550	2.550	2.550
Vientos Patagónicos SpA	Viento	0	0	0	0	10.350	10.350	10.350	10.350
Total		93.790	64.010	64.010	65.470	75.820	75.820	75.820	75.820

**Tabla 119: Potencia reconocida asignada a sistema Punta Arenas en kW (2024-2031)**

Empresa	Tecnología	2.024	2.025	2.026	2.027	2.028	2.029	2.030	2.031
EDELMAG	Diesel	2.920	2.920	2.920	2.920	2.920	2.920	2.920	2.920
EDELMAG	Gas Natural	60.000	67.965	67.965	67.965	67.965	67.965	67.965	67.965
Pecket	Viento	2.550	2.550	2.550	2.550	2.550	2.550	2.550	2.550
Vientos Patagónicos SpA	Viento	10.350	10.350	10.350	10.350	10.350	10.350	10.350	10.350
<b>Total</b>		<b>75.820</b>	<b>83.785</b>	<b>83.785</b>	<b>83.785</b>	<b>83.785</b>	<b>83.785</b>	<b>83.785</b>	<b>83.785</b>

De igual forma, el costo variable medio de cada empresa generadora del Sistema Mediano de Punta Arenas, correspondiente al promedio ponderado por generación esperada de los costos variables de 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 120: Costo Variable medio sistema Punta Arenas**

Empresa	VP CVC USD	VP CVNC USD	VP energía MWh	CVC medio USD/MWh	CVNC medio USD/MWh
Edelmag	10.817.542	2.210.649	224.367	48,21	9,853
Pecket	0	86.093	11.483	0	7,498
Vientos Patagónicos SpA	0	245.990	33.506	0	7,341

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 121: Factor de Costos de Inversión y Administración previa entrada en operación de Nuevo Parque Eólico Cabo Negro**

Empresa	VP Inversiones USD	VP Costo Fijo USD	Total USD	Factor
Edelmag	4.792.546	3.085.329	7.877.875	<b>0,933</b>
Pecket	517.249	50.871	568.120	<b>0,067</b>

**Tabla 122: Factor de Costos de Inversión y Administración posterior a entrada en operación de Nuevo Parque Eólico Cabo Negro**

Empresa	VP Inversiones USD	VP Costo Fijo USD	Total USD	Factor
Edelmag	11.908.630	7.726.875	19.635.505	<b>0,740</b>
Pecket	1.285.598	124.978	1.410.577	<b>0,053</b>
Vientos Patagónicos SpA	5.274.470	202.700	5.477.170	<b>0,207</b>

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 el Sistema Mediano de Punta Arenas, considerados en la determinación de la tarifa, son los que se presentan a continuación:

**Tabla 123: Costos de Transmisión previa entrada en operación de Nuevo Parque Eólico Cabo Negro**

Empresa	VP Inversiones USD	VP Costo Fijo USD	Total USD	Anualidad USD
Edelmag	1.209.484	677.055	1.886.539	<b>1.886.539,1</b>
Pecket	24.524	13.728	38.252	<b>38.252,0</b>

**Tabla 124: Costos de Transmisión posterior a la entrada en operación de Nuevo Parque Eólico Cabo Negro**

Empresa	VP Inversiones USD	VP Costo Fijo USD	Total USD	Anualidad USD
Edelmag	2.983.104	1.320.989	4.304.093	4.304.092,8
Pecket	1.023.246	453.118	1.476.364	1.476.363,7

#### 4.2.14 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN DEL CID Y CTLP

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

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. Asimismo, el Índice Producer Price Index (PPI) ha sido descartado para su uso en la indexación de costos extranjeros aplicados en tarifas, ello debido a que se considera que es necesario mantener consistencia con los otros procesos tarifarios llevados por esta Comisión, además de la mayor volatilidad y menor representatividad de este índice. En consecuencia se ha empleado el Índice Consumer Price Index (CPI) como indexador de los costos extranjeros.

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

**Tabla 125: Indexadores CID - Sistema Punta Arenas**

Formula Indexación CID PA	
IPC - Nacional	26,87%
P. Gas - Nacional	-0,91%
P. Diesel - Nacional	8,94%
CPI - Externo	65,11%

**Tabla 126: Indexadores CID - Sistema Puerto Natales**

Formula Indexación CID PN	
IPC - Nacional	5,47%
P. Gas - Nacional	82,57%
P. Diesel - Nacional	2,32%

Formula Indexación CID PN	
CPI - Externo	9,64%

Tabla 127: Indexadores CID - Sistema Porvenir

Formula Indexación CID PO	
IPC - Nacional	11,76%
P. Gas - Nacional	61,15%
P. Diesel - Nacional	1,91%
CPI - Externo	25,19%

Tabla 128: Indexadores CID - Sistema Puerto Williams

Formula Indexación CID PW	
IPC - Nacional	4,23%
P. Gas - Nacional	63,34%
P. Diesel - Nacional	24,55%
CPI - Externo	7,89%

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

Tabla 129: Indexadores CTLP - Sistema Punta Arenas

Formula Indexación CTLP PA	
IPC - Nacional	27,92%
P. Gas - Nacional	40,33%
P. Diesel - Nacional	0,00%
CPI - Externo	31,75%

Tabla 130: Indexadores CTLP - Sistema Puerto Natales

Formula Indexación CTLP PN	
IPC - Nacional	29,01%
P. Gas - Nacional	38,14%
P. Diesel - Nacional	0,33%
CPI - Externo	32,52%

Tabla 131: Indexadores CTLP - Sistema Porvenir

Formula Indexación CTLP PO	
IPC - Nacional	31,36%
P. Gas - Nacional	37,96%
P. Diesel - Nacional	0,14%
CPI - Externo	30,54%

Tabla 132: Indexadores CTLP - Sistema Puerto Williams

Formula Indexación CTLP PW	
IPC - Nacional	28,42%
P. Gas - Nacional	0,00%
P. Diesel - Nacional	60,30%
CPI - Externo	11,28%

## 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, 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 a la siguiente expresión:

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

Donde:

$$IAP_j = \left( \sum_{t=1}^T \frac{12 \cdot CDP_j \cdot P_{jt}}{(1+r)^t} \right) \left( \frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right)$$

- NB : Número de barras o nudos del sistema.  
 IAP<sub>j</sub> : 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<sub>jt</sub> : Potencia de punta consumida en el nudo o barra j, en el año t, expresada en kW.  
 CDP<sub>j</sub> : 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:

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

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

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

Donde:

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

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

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

NB : Número de barras o nudos del sistema.

IAEG<sub>j</sub> : 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<sub>j</sub> : 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<sub>j</sub> : 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.

$$\text{PNEG}_j = \text{CIDG}_j \cdot \alpha_{Gj}$$

$$\text{PNE}_j = \text{CIDL}_j \cdot \alpha_{Lj}$$

$$\text{PNE}_j = \text{PNEG}_j + \text{PNE}_j$$

PNEG<sub>j</sub> : Componente del precio de nudo de energía, asociada al segmento de generación, en el nudo j, expresada en \$/kWh.

PNET<sub>j</sub> : Componente del precio de nudo de energía, asociada al segmento de transmisión, nudo j, expresada en \$/kWh.

PNE<sub>j</sub> : Precio de nudo de energía del sistema en el nudo j, expresado en \$/kWh.

α<sub>Gj</sub> : Factor de ajuste para la componente del precio de nudo de energía asociada al segmento de generación, en el nudo j.



$\alpha_{Lj}$  : Factor de ajuste para la componentes del precios 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,  $CTLP_{Gj}$ , 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  $\alpha_{Gj}$ ,  $\alpha_{Lj}$ ,  $\beta_j$  y  $1 - \beta_j$ , para los precios de nudo de energía y potencia, se definen mediante las siguientes expresiones:

$$\alpha_{Gj} = \frac{MAXG_j \times (MAXG_j + MAXL_j - IAP_j)}{(MAXG_j + MAXL_j) \times IAEG_j}$$

$$\alpha_{Lj} = \frac{MAXL_j \times (MAXG_j + MAXL_j - IAP_j)}{(MAXG_j + MAXL_j) \times IAEL_j}$$

### 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 del estudio “Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta, en sistemas SIC, SING y SSMM; y determinación de costos de inversión por fuente de generación” del 2016, 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 junio de 2018 mediante la fórmula de indexación presentada en la sección 4.2.14 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 junio de 2018, con los rezagos correspondientes, son los siguientes:

**Tabla 133: Valores de indexadores utilizados - CID y CTLP**

Fechas	IPC	Pgas	Valores de índices			CPI	TAX	Dólar
			PDiésel Pto. Natales [\$/m3]	PDiésel Porvenir [\$/m3]	PDiésel Puerto Williams [\$/m3]			
31-12-2016	114,11	86,621	318.582,03	335.894,86	365.352,00	241,73	0,06	666,12
<b>01-06-2018</b>	<b>117,66</b>	<b>89,550</b>	<b>383.140,80</b>	<b>399.445,80</b>	<b>431.444,00</b>	<b>249,55</b>	<b>0,06</b>	<b>600,55</b>

### 5.3.1 COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO INDEXADO A 2018

En virtud de lo anterior, el valor del CID base e indexado a junio de 2018 son los siguientes:

**Tabla 134: CID base - CID indexado junio 2018**

Fechas	CID (\$/MWh)				
	Punta Arenas	Tres Puentes	Puerto Natales	Porvenir	Puerto Williams
31-12-2016	44.510	44.510	40.178	44.295	110.257
<b>01-06-2018</b>	<b>42.862</b>	<b>42.862</b>	<b>41.289</b>	<b>44.760</b>	<b>117.058</b>

### 5.3.2 COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO INDEXADO A 2018

En virtud de lo anterior, el valor del CTLP base e indexado a junio de 2018 son los siguientes:

**Tabla 135: CTLP base - CTLP indexado junio 2018**

Fechas	CTLP (\$/año)				
	Punta Arenas	Tres Puentes	Puerto Natales	Porvenir	Puerto Williams
31-12-2016	10.894.560.227	7.000.827.043	2.763.019.763	2.024.448.494	1.044.616.191
<b>01-06-2018</b>	<b>10.898.197.229</b>	<b>7.003.164.175</b>	<b>2.763.235.548</b>	<b>2.027.912.877</b>	<b>1.159.641.518</b>

### 5.3.3 PROYECCIÓN DE DEMANDA 2018-2022

Para la determinación de los ingresos esperados a que se refiere la sección 0 del presente informe, se ha utilizado la siguiente proyección de demanda:

#### I. Sistema Punta Arenas

**Tabla 136: Demanda proyectada período 2018-2022**

Año	Energía Inyectada a Distribución (MWh)	Demanda Facturada (kW)
2018	251.138	37.485
2019	257.966	38.561
2020	262.295	39.243
2021	267.357	40.015
2022	272.734	40.825

#### II. Sistema Puerto Natales

**Tabla 137: Demanda proyectada período 2018-2022**

Año	Energía Inyectada a Distribución (MWh)	Demanda Facturada (kW)
2018	40.627	6.216
2019	43.010	6.581
2020	44.574	6.820
2021	46.353	7.092
2022	48.243	7.381

## III. Sistema Porvenir

Tabla 138: Demanda proyectada período 2018-2022

Año	Energía Inyectada a Distribución (MWh)	Demanda Facturada (kW)
2018	28.438	3.638
2019	30.004	3.839
2020	31.047	3.972
2021	32.219	4.122
2022	33.465	4.281

## IV. Sistema Puerto Williams

Tabla 139: Demanda proyectada período 2018-2022

Año	Energía Inyectada a Distribución (MWh)	Demanda Facturada (kW)
2018	5.463	943
2019	5.756	993
2020	5.960	1.028
2021	6.181	1.067
2022	6.417	1.107

## 5.3.4 PRECIOS DE NUDO ENERGÍA

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

Tabla 140: Precio de Nudo Energía

Barra	Precio de Nudo Energía (\$/kWh)
Punta Arenas	47,144
Tres Puentes	57,584
Puerto Natales	43,643
Porvenir	53,753
P Williams	157,098

## 5.3.5 PRECIOS DE NUDO POTENCIA

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

Tabla 141: Precio de Nudo Potencia

Barra	Precio de Nudo Potencia (\$/kW/mes)
Punta Arenas	8.950,60
Tres Puentes	8.950,60
Puerto Natales	8.990,90
Porvenir	6.439,65
P Williams	15.529,95

## 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, 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:

$$\frac{PN\_Energía_i}{PN\_Energía_0} = \chi_E \cdot \left[ \left( \alpha_{IPC\_E} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} + \alpha_{PDIESEL} \cdot \frac{P_{DIESELi}}{P_{DIESEL0}} + \alpha_{PGAS} \cdot \frac{P_{GASi}}{P_{GAS0}} \right) + \left( \alpha_{CPI\_E} \cdot \frac{CPI_i}{CPI_0} \cdot \left( \frac{DOL_i}{DOL_0} \right) \right) \right] + \chi_P \cdot \left[ \left( \frac{DOL_i}{DOL_0} \right) \cdot \left( \alpha_{CPI\_P} \cdot \frac{CPI_{i-P}}{CPI_{0-P}} \right) + \alpha_{IPC\_P} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

Donde:

$\chi_E$  : Ponderador de la componente de costos variables y fijos asociado al precio de la energía.

$\chi_P$  : 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 abril de 2018 (117,66).

$P_{GASi}$  : Precio vigente del Gas Natural en Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, según corresponda, informado por la Empresa, correspondiente al promedio de los últimos 3 meses anteriores a aquel mes en que se aplique la indexación, en \$/m<sup>3</sup>.

$P_{GAS0}$  : Precio vigente del Gas Natural en Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, según corresponda, informado por la Empresa, correspondiente al promedio del periodo febrero a abril de 2018 (89,199 \$/m3).

$P_{DIESELi}$  : Precio vigente del Petróleo Diesel en Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, según corresponda, informado por la Empresa, correspondiente al promedio de los últimos 6 meses anteriores a aquel mes en que se aplique la indexación, en \$/m<sup>3</sup>.

$P_{DIESEL0}$  : Precio vigente del Petróleo Diesel en Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, según corresponda, informado por la Empresa, correspondiente al promedio del periodo noviembre de 2017 a abril de 2018 (383.140 \$/m3, 399.446 \$/m3 y 431.444 \$/m3, respectivamente).

$CPI_i$  : Consumer Price Index (USA), publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA, cuyo valor se encuentra en el sitio web <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, clave "CUUR0000SA0", identificación "CONSUMER PRICE INDEX-ALL URBAN CONSUMERS (CPI)", o en su defecto, una nueva publicación que reemplace a la mencionada para efectos de la publicación de este índice. Se considera el índice correspondiente al tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación.

- CPI<sub>0</sub> : Consumer Price Index (USA), publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA, cuyo valor se encuentra en el sitio web <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, clave "CUUR0000SA0", identificación "CONSUMER PRICE INDEX-ALL URBAN CONSUMERS (CPI)", correspondiente al mes de marzo de 2018 (249.554).
- DOL<sub>i</sub> : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación, en \$/US\$.
- DOL<sub>0</sub> : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al mes de abril de 2018 (600,55\$/US\$).

Los precios de combustibles aplicables en las fórmulas de indexación del precio de nudo de la energía, serán los costos que informe Edelmag S.A. a la Comisión, netos de 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.

a) Sistema Punta Arenas:

Ponderador	Barra	
	Punta Arenas	Tres Puentes
X <sub>E</sub>	0,785	0,785
X <sub>P</sub>	0,215	0,215
α <sub>IPC_E</sub>	0,27980	0,27980
α <sub>PGAS</sub>	0,61226	0,61226
α <sub>PDIESEL</sub>	0,00000	0,00000
α <sub>CPI_E</sub>	0,10794	0,10794
α <sub>CPI_P</sub>	0,62253	0,62253
α <sub>IPC_P</sub>	0,37747	0,37747

b) Sistema Puerto Natales:

Ponderador	Barra
	Puerto Natales
X <sub>E</sub>	1,052
X <sub>P</sub>	-0,052
α <sub>IPC_E</sub>	0,27161
α <sub>PGAS</sub>	0,50628
α <sub>PDIESEL</sub>	0,00442
α <sub>CPI_E</sub>	0,21769
α <sub>CPI_P</sub>	0,62605
α <sub>IPC_P</sub>	0,37395

c) Sistema Porvenir:

Ponderador	Barra
	Porvenir
X <sub>E</sub>	0,893
X <sub>P</sub>	0,107
α <sub>IPC_E</sub>	0,29561
α <sub>PGAS</sub>	0,50830
α <sub>PDIESEL</sub>	0,00191
α <sub>CPI_E</sub>	0,19418
α <sub>CPI_P</sub>	0,47788
α <sub>IPC_P</sub>	0,52212

d) Sistema Puerto Williams:

Ponderador	Barra Puerto Williams
X <sub>E</sub>	1,021
X <sub>P</sub>	-0,021
α <sub>IPC_E</sub>	0,21778
α <sub>PGAS</sub>	0,00000
α <sub>PDIESEL</sub>	0,72028
α <sub>CPI_E</sub>	0,06194
α <sub>CPI_P</sub>	0,18804
α <sub>IPC_P</sub>	0,81196

Teniendo presente la posibilidad de restricciones futuras de suministro de gas natural en el sistema de Punta Arenas, se ha considerado pertinente la incorporación de un coeficiente que recoja los mayores costos eficientes ante escenarios de reducción de gas natural mandados por la autoridad correspondiente.

Dado lo expuesto a continuación se define el parámetro  $\alpha_{rg}$  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 diesel, gatillado por una restricción de gas.

$$\alpha_{rg} = 1 + \frac{\text{costo diesel eficiente}_{6 \text{ meses}} - \text{costo gas eficiente}_{6 \text{ meses}}}{Pn_{index} * E_{Proy 6 \text{ meses}}}$$

Donde:

*costo diesel eficiente*<sub>6 meses</sub>: Corresponde a la estimación de los costos eficientes por utilización de diesel, calculados a partir del parque generador determinado en el CTLP, generando el volumen de energía efectivamente producido en el semestre anterior con diesel debido a restricciones en la disponibilidad de gas natural.

*costo gas eficiente*<sub>6 meses</sub>: 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 en el semestre anterior.

*Pn<sub>index</sub>*: Corresponde al precio de energía indexado aplicable durante el siguiente período sin la aplicación del  $\alpha_{rg}$ .

*E<sub>Proy 6 meses</sub>*: Corresponde a la energía proyectada a partir de las ventas para el período de 6 meses siguientes al cálculo del  $\alpha_{rg}$ .

El cálculo de este ajuste tendrá una periodicidad de 6 meses contados a partir del 1 de Mayo de 2019 y con ocasión de la revisión semestral del precio de nudo.

Para el período comprendido entre el 1 de noviembre de 2018 y 30 de abril de 2019 el valor del  $\alpha_{rg} = 1$ .

#### 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:

$$Pb[\$/kW/mes] = Pb_0 \cdot \left[ \left( \frac{DOL_i}{DOL_0} \right) \cdot \left( \alpha_{CPI\_P} \frac{CPI_i}{CPI_0} \right) + \alpha_{IPC\_P} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

Donde:

- CPI<sub>i</sub>: Consumer Price Index (USA), publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA, cuyo valor se encuentra en el sitio web <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, clave "CUUR0000SA0", identificación "CONSUMER PRICE INDEX-ALL URBAN CONSUMERS (CPI)", o en su defecto, una nueva publicación que reemplace a la mencionada para efectos de la publicación de este índice. Se considera el índice correspondiente al tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación.
- CPI<sub>0</sub>: Consumer Price Index (USA), publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA, cuyo valor se encuentra en el sitio web <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, clave "CUUR0000SA0", identificación "CONSUMER PRICE INDEX-ALL URBAN CONSUMERS (CPI)", correspondiente al mes de marzo de 2018 (249,554).
- IPC<sub>i</sub>: 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<sub>0</sub>: Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de abril de 2018 (117,66).
- DOL<sub>i</sub>: Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación, en \$/US\$.
- DOL<sub>0</sub>: Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al mes de abril de 2018 (600,55 \$/US\$).

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

a) Sistema Punta Arenas:

Ponderador	Barra	
	Punta Arenas	Tres Puentes
$\alpha_{CPI\_P}$	0,62253	0,62253
$\alpha_{IPC\_P}$	0,37747	0,37747

b) Sistema Puerto Natales:

Ponderador	Barra
	Puerto Natales
$\alpha_{CPI\_P}$	0,62605
$\alpha_{IPC\_P}$	0,37395

c) Sistema Porvenir:

<b>Ponderador</b>	<b>Barra</b>
	Porvenir
$\alpha_{CPI\_P}$	0,47788
$\alpha_{IPC\_P}$	0,52212

d) Sistema Puerto Williams:

<b>Ponderador</b>	<b>Barra</b>
	Puerto Williams
$\alpha_{CPI\_P}$	0,18804
$\alpha_{IPC\_P}$	0,81196



**Artículo Segundo:** 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° 396 de la Comisión, de fecha 25 de mayo de 2018, según corresponda.

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

Anótese, comuníquese y publíquese.

  
**CAROLINA ZELAYA RÍOS**  
SECRETARÍA EJECUTIVA (S)  
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA



  
JMA/FFG/MOC/XOC/GMM/JCA/IGV/mhs

**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