

REF.: Aprueba Informe Técnico Definitivo "Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta del SEN y de los SSMM", de diciembre de 2025.

SANTIAGO, 22 de diciembre de 2025

RESOLUCIÓN EXENTA N°803

VISTOS:

- a) Lo dispuesto en el artículo 9° letra h) del D.L. N° 2.224, de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante "Comisión", modificado por Ley N° 20.402 que crea el Ministerio de Energía;
- b) Lo señalado en el D.F.L. N° 4/20.018 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N° 1 de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, y sus modificaciones posteriores, en particular aquellas introducidas por la Ley N° 20.936, en adelante e indistintamente "Ley";
- c) Lo dispuesto en la Ley N° 19.880, que establece bases de los procedimientos administrativos que rigen los actos de los órganos de la administración del Estado, en adelante e indistintamente "Ley N° 19.880";
- d) Lo indicado en el Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento para la fijación de precios de nudo, en adelante e indistintamente "Reglamento de Precios de Nudo" o "D.S. N° 86";
- e) La Resolución Exenta N° 532, de fecha 02 de octubre de 2024, de la Comisión, que aprobó el Convenio de prestación de servicios con Unión Temporal de Proveedores Krea Energía Limitada y Kas Ingenieros Asociados S.A.;
- f) El Informe Final del Estudio "Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta del SEN y de los SSMM", desarrollado por Unión Temporal de Proveedores Krea Energía Limitada y Kas Ingenieros Asociados S.A, en adelante "Informe Final";

- g) La Resolución Exenta N°574, de 16 de septiembre de 2025, de la Comisión, que Aprueba Informe Técnico Preliminar "Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta del SEN y de los SSMM", de septiembre de 2025, en adelante, "Informe Técnico Preliminar";
- h) El Oficio Ordinario N° 834, de 16 de septiembre de 2025, de la Comisión, que comunica al Coordinador Eléctrico Nacional, en adelante "Coordinador", la publicación del Informe Técnico Preliminar en el sitio web de la Comisión;
- i) El Oficio Ordinario N° 898, de 07 de octubre de 2025, de la Comisión, que prorroga plazo establecido para el envío de observaciones al Informe Técnico Preliminar, dirigido al Coordinador;
- j) Las observaciones al Informe Técnico Preliminar recibidas por la Comisión de parte de empresas de generación, transmisión, concesionarias de servicio público de distribución y clientes libres, actualmente interconectados a los sistemas eléctricos correspondientes;
- k) Lo dispuesto en el Decreto Exento N° 166, de 23 de julio de 2024, del Ministerio de Energía, que establece orden de subrogancia del cargo de Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía; y,
- l) Lo señalado en la Resolución N° 36, de 2024, de la Contraloría General de la República, y sus modificaciones.

CONSIDERANDO:

- 1) Que, de acuerdo con el artículo 162° de la Ley, corresponde a la Comisión realizar el cálculo de los precios de nudo de energía y potencia definidos en el citado artículo;
- 2) Que, de conformidad al artículo 49° del Reglamento de Precios de Nudo, la Comisión realizará, a más tardar cada cuatro años, un Estudio de Costos de Unidad de Punta para los sistemas eléctricos respectivos, el cual podrá contratar conforme a las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas vigentes, con el objetivo de determinar los costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta de los respectivos subsistemas definidos por la Comisión;

- 3) Que, conforme a lo señalado en el ya citado artículo 49° del D.S. N° 86, el estudio señalado deberá considerar, al menos, diferentes alternativas de tamaño de unidades, tecnologías, ubicación en el sistema, infraestructura existente, conexión al sistema eléctrico y disponibilidad de insumo primario de generación, entre otros aspectos;
- 4) Que, en cumplimiento de lo dispuesto en los considerandos 2) y 3) anteriores, por medio de un proceso público de licitación, la Comisión adjudicó el desarrollo del referido estudio a Unión Temporal de Proveedores Krea Energía Limitada y Kas Ingenieros Asociados S.A, la cual hizo entrega de un Informe Final que sirvió de antecedente para la emisión del Informe Técnico Preliminar de la Comisión;
- 5) Que, en virtud de lo dispuesto en el artículo 50° del D.S. N° 86, la Comisión, en base a los resultados del Informe Final, aprobó, mediante Resolución CNE N°574, de 2025, un Informe Técnico Preliminar "Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta del SEN y de los SSMM";
- 6) Que, la publicación en el sitio web de la Comisión del Informe Técnico Preliminar fue comunicada al Coordinador mediante Oficio Ordinario N° 834, individualizado en el literal h) de vistos, con el objeto de que las empresas de generación, transmisión, concesionarias de servicio público de distribución y clientes libres, actualmente interconectados a los sistemas eléctricos correspondientes, presentaran sus observaciones;
- 7) Que, mediante Oficio Ordinario N° 898 singularizado en el literal i) de vistos, la Comisión, a solicitud de parte, prorrogó el plazo para remitir las observaciones señaladas en el considerando anterior;
- 8) Que, habiendo analizado las observaciones individualizadas en el literal j) de vistos, esta Comisión estima oportuno emitir una versión definitiva del informe individualizado en el numeral 5) anterior; y,
- 9) Que, en virtud de lo señalado en los considerandos anteriores y de lo dispuesto en el artículo 8° de la Ley de Bases de Procedimientos Administrativos, que consagra el principio conclusivo, en virtud del cual, todo el procedimiento administrativo está destinado a que la Administración dicte un acto decisorio que se pronuncie sobre la cuestión de fondo y en el cual exprese su voluntad,

y conforme al mérito del informe ya singularizado precedentemente, la Comisión procederá a aprobarlo, según se señalará a continuación.

RESUELVO:

Artículo Primero: Apruébase el Informe Técnico Definitivo “Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta del SEN y de los SSMM”, de diciembre de 2025, cuyo contenido íntegro se señala a continuación:

**“DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN Y
COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE
PUNTA DEL SEN Y DE LOS SSMM”**

INFORME TÉCNICO DEFINITIVO

DICIEMBRE 2025

ÍNDICE

	Página
INTRODUCCIÓN	1
1. ANÁLISIS ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS DE GENERACIÓN DISPONIBLES PARA SUMINISTRAR POTENCIA DE PUNTA	2
1.1 GENERAL	2
1.2 TURBINAS A GAS	5
1.2.1 Turbina de Gas Aeroderivativas.....	6
1.2.2 Turbina de Gas Heavy Duty (HD)	7
1.2.3 Ciclo Abierto-Simple y Variantes.....	7
1.2.4 Ciclo Cerrado (Gases)	8
1.2.5 Disponibilidad en el Mercado	8
1.2.6 Rendimiento.....	8
1.3 MOTORES GENERADORES	10
1.3.1 Características generales Grupos Motor Generador GMG.....	10
1.3.2 Definición de Clases de Potencia para Grupos Motor-Generador (Norma ISO 8528-1)	11
1.3.2.1 Potencia Límite-Tiempo de Funcionamiento o Standby.....	11
1.3.2.2 Potencia Prime	12
1.3.2.3 Potencia Continua.....	13
1.4 CENTRALES RENOVABLES CON CAPACIDAD DE REGULACIÓN O ALMACENAMIENTO	13
1.4.1 Centrales Renovables con Capacidad de Regulación.....	14
1.4.2 Central Hidráulica de Embalse	15
1.4.3 Central de Concentración de Potencia (CSP) o Central Termosolar con acumulación de sales fundidas	16
1.4.4 Central Geotérmica con gestión del fluido geotérmico.....	19
1.4.4.1 Planta de generación a condensación o vapor flash	20
1.4.4.2 Planta de generación binaria	21

1.4.5	Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento.....	23
1.4.5.1	Central Solar Fotovoltaica + Sistema de Almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)	23
1.4.5.2	Central Eólica + Sistema de Almacenamiento de energía mediante baterías (BESS).....	27
1.4.5.3	Central Hidroeléctrica de pasada + Sistema de almacenamiento mediante baterías (BESS). 29	
1.5	SISTEMA DE ALMACENAMIENTO <i>STAND ALONE</i>	31
1.5.1	Sistema de Almacenamiento de energía mediante baterías (BESS).....	31
1.5.1.1	Topología de Sistemas BESS.....	33
1.5.1.2	Esquemas de interconexión.....	34
1.6	ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA MEDIANTE CENTRAL DE BOMBEO	40
2.	CARACTERÍSTICAS Y ATRIBUTOS DE FLEXIBILIDAD DE DISTINTAS TECNOLOGÍAS.....	42
2.1	CENTRALES TÉRMICAS	43
2.1.1	Turbinas a gas	43
2.1.2	Grupo motor - generador	43
2.2	CENTRALES RENOVABLES CON CAPACIDAD DE REGULACIÓN.....	43
2.2.1	Central Hidráulica de Embalse	43
2.2.2	Central Termosolar con acumulación en Sales Fundidas o Concentración Solar de Potencia (CSP)	43
2.2.3	Central Geotérmica con gestión del fluido geotérmico.....	43
2.3	CENTRALES RENOVABLES CON CAPACIDAD O SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO	44
3.	CRITERIOS DE SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA SUMINISTRAR POTENCIA DE PUNTA ..	47
4.	ANÁLISIS DE LAS SUBESTACIONES DEL SEN Y DE LOS SSMM PROPUESTAS Y LAS CONDICIONES NECESARIAS PARA LA INSTALACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA.....	59
4.1	ANÁLISIS DE LAS SUBESTACIONES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL.....	59
4.1.1	Zona de la Subestación Roncacho 220 kV.....	63
4.1.1.1	Ubicación de la Central Generadora	63
4.1.1.2	Aspectos Territoriales	63
4.1.1.3	Aspectos Logísticos	63

4.1.1.4	Recurso Energético Primario	63
4.1.1.5	Aspectos Técnicos	65
4.1.2	Zona de la Subestación Cóndores 220 kV	68
4.1.2.1	Ubicación de la Central Generadora	68
4.1.2.2	Aspectos Territoriales	68
4.1.2.3	Aspectos Logísticos	68
4.1.2.4	Recurso Energético Primario	69
4.1.2.5	Aspectos Técnicos	72
4.1.3	Zona de la Subestación Nueva Pozo Almonte 220 kV.....	75
4.1.3.1	Ubicación de la Central Generadora	75
4.1.3.2	Aspectos Territoriales	75
4.1.3.3	Aspectos Logísticos	75
4.1.3.4	Recurso Energético Primario	76
4.1.3.5	Aspectos Técnicos	77
4.1.4	Zona de la Subestación Nueva Lagunas 220 kV	80
4.1.4.1	Ubicación de la Central Generadora	80
4.1.4.2	Aspectos Territoriales	80
4.1.4.3	Aspectos Logísticos	80
4.1.4.4	Recurso Energético Primario	81
4.1.4.5	Aspectos Técnicos	82
4.1.5	Zona de la Subestación Kimal 220 kV	85
4.1.5.1	Ubicación de la Central Generadora	85
4.1.5.2	Aspectos Territoriales	85
4.1.5.3	Aspectos Logísticos	85
4.1.5.4	Recurso Energético Primario	86
4.1.5.5	Aspectos Técnicos	87
4.1.6	Zona de la Subestación Miraje 220 kV	90
4.1.6.1	Ubicación de la Central Generadora	90
4.1.6.2	Aspectos Territoriales	90
4.1.6.3	Aspectos Logísticos	90
4.1.6.4	Recurso Energético Primario	91

4.1.6.5 Aspectos Técnicos	92
4.1.7 Zona de la Subestación Kapatur 220 kV.....	96
4.1.7.1 Ubicación de la Central Generadora	96
4.1.7.2 Aspectos Territoriales	96
4.1.7.3 Aspectos Logísticos	96
4.1.7.4 Recurso Energético Primario	97
4.1.7.5 Aspectos Técnicos	98
4.1.8 Zona de la Subestación Parinas 220 kV.....	101
4.1.8.1 Ubicación de la Central Generadora	101
4.1.8.2 Aspectos Territoriales	101
4.1.8.3 Aspectos Logísticos	101
4.1.8.4 Recurso Energético Primario	102
4.1.8.5 Aspectos Técnicos	103
4.1.9 Zona de la Subestación Cumbre 220 kV.....	106
4.1.9.1 Ubicación de la Central Generadora	106
4.1.9.2 Aspectos Territoriales	106
4.1.9.3 Aspectos Logísticos	106
4.1.9.4 Recurso Energético Primario	106
4.1.9.5 Aspectos Técnicos	108
4.1.10 Zona de la Subestación Illapa 220 kV.....	112
4.1.10.1 Ubicación de la Central Generadora	112
4.1.10.2 Aspectos Territoriales	112
4.1.10.3 Aspectos Logísticos	112
4.1.10.4 Recurso Energético Primario	113
4.1.10.5 Aspectos Técnicos	114
4.1.11 Zona de la Subestación Nueva Cardones 220 kV.....	118
4.1.11.1 Ubicación de la Central Generadora	118
4.1.11.2 Aspectos Territoriales	118
4.1.11.3 Aspectos Logísticos	118
4.1.11.4 Recurso Energético Primario	118
4.1.11.5 Aspectos Técnicos	120

4.1.12	Zona de la Subestación Nueva Maitencillo 220 kV	124
4.1.12.1	Ubicación de la Central Generadora	124
4.1.12.2	Aspectos Territoriales	124
4.1.12.3	Aspectos Logísticos	124
4.1.12.4	Recurso Energético Primario	124
4.1.12.5	Aspectos Técnicos	126
4.1.13	Zona de la Subestación Nueva Pan de Azúcar 220 kV	129
4.1.13.1	Ubicación de la Central Generadora	129
4.1.13.2	Aspectos Territoriales	129
4.1.13.3	Aspectos Logísticos	129
4.1.13.4	Recurso Energético Primario	129
4.1.13.5	Aspectos Técnicos	131
4.1.14	Zona de la subestación Nogales 220 kV	135
4.1.14.1	Ubicación de la Central Generadora	135
4.1.14.2	Aspectos Territoriales	135
4.1.14.3	Aspectos Logísticos	135
4.1.14.4	Recurso Energético Primario	136
4.1.14.5	Aspectos Técnicos	138
4.1.15	Zona de la Subestación Lo Aguirre 220 kV	142
4.1.15.1	Ubicación de la Central Generadora	142
4.1.15.2	Aspectos Territoriales	142
4.1.15.3	Aspectos Logísticos	142
4.1.15.4	Recurso Energético Primario	143
4.1.15.5	Aspectos Técnicos	144
4.1.16	Zona de la Subestación Candelaria 220 kV	148
4.1.16.1	Ubicación de la Central Generadora	148
4.1.16.2	Aspectos Territoriales	148
4.1.16.3	Aspectos Logísticos	148
4.1.16.4	Recurso Energético Primario	149
4.1.16.5	Aspectos Técnicos	150
4.1.17	Zona de la Subestación Entre Ríos 220 kV	155

4.1.17.1	Ubicación de la Central Generadora	155
4.1.17.2	Aspectos Territoriales	155
4.1.17.3	Aspectos Logísticos	155
4.1.17.4	Recurso Energético Primario	155
4.1.17.5	Aspectos Técnicos	157
4.1.18	Zona de la Subestación Ciruelos 220 kV	160
4.1.18.1	Ubicación de la Central Generadora	160
4.1.18.2	Aspectos Territoriales	160
4.1.18.3	Aspectos Logísticos	160
4.1.18.4	Recurso Energético Primario	160
4.1.18.5	Aspectos Técnicos	162
4.1.19	Zona de la Subestación Tineo 220 kV	165
4.1.19.1	Ubicación de la Central Generadora	165
4.1.19.2	Aspectos Territoriales	165
4.1.19.3	Aspectos Logísticos	165
4.1.19.4	Recurso Energético Primario	166
4.1.19.5	Aspectos Técnicos	167
4.1.20	Zona de la Subestación Puerto Montt 220 kV	171
4.1.20.1	Ubicación de la Central Generadora	171
4.1.20.2	Aspectos Territoriales	171
4.1.20.3	Aspectos Logísticos	171
4.1.20.4	Recurso Energético Primario	172
4.1.20.5	Aspectos Técnicos	174
4.2	UMBRALES DEL RECURSO VIENTO Y RADIACIÓN SOLAR PARA SISTEMA HÍBRIDO DEL TIPO CENTRAL RENOVABLE CON CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO	178
4.3	SUBESTACIONES DEL SEN PARA EL EMPLAZAMIENTO DE UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA MEDIANTE BATERÍAS (BESS) STAND ALONE	182
4.4	SUBESTACIONES DE LOS SISTEMAS MEDIANOS PUNTA ARENAS, PUERTO NATALES, PORVENIR Y PUERTO WILLIAMS	184
4.4.1	Zona de la Subestación Tres Puentes	186
4.4.1.1	Ubicación de la Central Generadora	186

4.4.1.2	Aspectos Territoriales	186
4.4.1.3	Aspectos Logísticos	186
4.4.1.4	Recurso Energético Primario	187
4.4.1.5	Ubicación Subestación Tres Puentes 11,5 kV	188
4.4.1.6	Aspectos Técnicos	188
4.4.2	Zona de la Subestación Puerto Natales	192
4.4.2.1	Ubicación de la Central Generadora	192
4.4.2.2	Aspectos Territoriales	192
4.4.2.3	Aspectos Logísticos	192
4.4.2.4	Ubicación Subestación Puerto Natales 13,2 kV	193
4.4.2.5	Aspectos Técnicos	193
4.4.3	Zona de la Subestación Porvenir.....	196
4.4.3.1	Ubicación de la Central Generadora	196
4.4.3.2	Aspectos Territoriales	196
4.4.3.3	Aspectos Logísticos	196
4.4.3.4	Ubicación Subestación Porvenir 13,2 kV	198
4.4.3.5	Aspectos Técnicos	198
4.4.4	Zona de la Subestación Puerto Williams.....	200
4.4.4.1	Ubicación de la Central Generadora	200
4.4.4.2	Aspectos Territoriales	200
4.4.4.3	Aspectos Logísticos	200
4.4.4.4	Ubicación Subestación Puerto Williams 13,2 kV	201
4.4.4.5	Aspectos Técnicos	201
4.5	SUBESTACIONES DE LOS SISTEMAS MEDIANOS DE AYSÉN, PALENA, GENERAL CARRERA, PUERTO CISNES, COCHAMÓ Y HORNOPIRÉN	203
4.5.1	Zona de la Subestación Chacabuco - Sistema Mediano Aysén	205
4.5.1.1	Ubicación de la Central Generadora	205
4.5.1.2	Aspectos Territoriales	205
4.5.1.3	Aspectos Logísticos	205
4.5.1.4	Ubicación Subestación Chacabuco	206
4.5.1.5	Aspectos Técnicos	206

4.5.2	Zona de la Subestación Tehuelche - Sistema Mediano Aysén	208
4.5.2.1	Ubicación de la Central Generadora	208
4.5.2.2	Aspectos Territoriales	208
4.5.2.3	Aspectos Logísticos	208
4.5.2.4	Ubicación Subestación Tehuelche	209
4.5.2.5	Aspectos Técnicos	209
4.5.3	Zona de la Subestación Palena	212
4.5.3.1	Ubicación de la Central Generadora	212
4.5.3.2	Aspectos Territoriales	212
4.5.3.3	Aspectos Logísticos	212
4.5.3.4	Ubicación Subestación Palena	213
4.5.3.5	Aspectos Técnicos	213
4.5.4	Zona de la Subestación Chile Chico - Sistema Mediano General Carrera.....	215
4.5.4.1	Ubicación de la Central Generadora	215
4.5.4.2	Aspectos Territoriales	215
4.5.4.3	Aspectos Logísticos	215
4.5.4.4	Ubicación Subestación Chile Chico	216
4.5.4.5	Aspectos Técnicos	216
4.5.5	Zona de la Subestación Nuevo Reino - Sistema Mediano Puerto Cisnes	218
4.5.5.1	Ubicación de la Central Generadora	218
4.5.5.2	Aspectos Territoriales	218
4.5.5.3	Aspectos Logísticos	218
4.5.5.4	Ubicación Subestación Nuevo Reino	219
4.5.5.5	Aspectos Técnicos	219
4.5.6	Zona de la Subestación Hornopirén.....	221
4.5.6.1	Ubicación de la Central Generadora	221
4.5.6.2	Aspectos Territoriales	221
4.5.6.3	Aspectos Logísticos	221
4.5.6.4	Ubicación Subestación Hornopirén	222
4.5.6.5	Aspectos Técnicos	222
4.5.7	Zona de la Subestación Cochamó	224

4.5.7.1	Ubicación de la Central Generadora	224
4.5.7.2	Aspectos Territoriales	224
4.5.7.3	Aspectos Logísticos	224
4.5.7.4	Ubicación Subestación Cochamó	225
4.5.7.5	Aspectos Técnicos	225
5.	DISEÑO DETALLADO DE LOS PROYECTOS A ANALIZAR, IDENTIFICANDO LOS REQUERIMIENTOS Y EQUIPOS PRINCIPALES	227
5.1	CENTRAL GENERADORA DEL TIPO TURBINA A GAS EN CICLO SIMPLE O ABIERTO (TG CA) DE 70 MW, 120 MW Y 150 MW	227
5.1.1	Requerimientos de espacio.....	227
5.1.2	Equipamiento principal.....	227
5.2	CENTRAL GENERADORA DEL TIPO HÍBRIDA – PARQUE EÓLICO MÁS UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA MEDIANTE BATERÍAS (BESS) DE TAMAÑO 70 MW, 120 MW Y 150 MW.....	233
5.2.1	Requerimientos de espacio.....	233
5.2.2	Equipamiento principal.....	233
5.3	CENTRAL GENERADORA DEL TIPO HÍBRIDA – CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA MÁS UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA MEDIANTE BATERÍAS (BESS) DE TAMAÑO 70 MW, 120 MW Y 150 MW	239
5.3.1	Requerimientos de espacio.....	239
5.3.2	Equipamiento principal.....	239
5.4	SISTEMA DE ALMACENAMIENTO STAND ALONE – SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA MEDIANTE BATERÍAS (BESS).....	245
5.4.1	Requerimientos de Espacio.....	245
5.4.2	Equipamiento principal.....	245
5.5	SUBESTACIÓN ELÉCTRICA, LÍNEA DE TRANSMISIÓN 220 KV Y PAÑO DE CONEXIÓN	249
5.5.1	Subestación Eléctrica	250
5.5.2	Línea de Transmisión	251
5.5.3	Paño de Conexión	252

5.6	CENTRAL GENERADORA DEL TIPO TURBINA A GAS EN CICLO SIMPLE O ABIERTO (TG CA) DE TAMAÑO 3 MW Y 15 MW	253
5.6.1	Requerimientos de Espacio.....	253
5.6.2	Equipamiento principal	253
5.6.3	Conexión Eléctrica.....	258
5.6.4	Paño de Conexión	258
5.7	CENTRAL GENERADORA DEL TIPO GRUPO MOTOR – GENERADOR DE TAMAÑOS 0,3 MW, 0,4 MW, 0,8 MW, 0,9 MW, 1,0 MW, 1,8 MW Y 3,0 MW	259
5.7.1	Requerimientos de Espacio.....	259
5.7.2	Equipamiento principal	260
5.7.3	Conexión Eléctrica.....	264
5.7.4	Paño de Conexión	264
6.	DETERMINACIÓN DE ÍTEMS INCLUIDOS EN LAS PARTIDAS DE COSTOS DE INVERSIÓN DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS ANALIZADAS.....	265
6.1	DETERMINACIÓN DE ÍTEMS INCLUIDOS EN LAS PARTIDAS DE COSTOS DE INVERSIÓN DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS ANALIZADAS.....	265
6.1.1	Antecedentes	265
6.1.2	Unidad de Generación Eléctrica y Sistema de Almacenamiento Stand Alone	265
6.1.2.1	Suministro de equipos principales - TG CA – GMG – Sistema HB CSF + BESS – Sistema HB PE + BESS y Sistema BESS Stand Alone	265
6.1.2.2	Equipamiento de la Unidad de Generación Eléctrica y Sistema de Almacenamiento Stand Alone	265
6.1.2.3	Red de Suministro de Petróleo Diésel (sólo aplica a las tecnologías TG CA y GMG)	266
6.1.2.4	Suministro de Gas Natural (sólo aplica a las tecnologías de TG CA y GMG).....	266
6.1.2.5	Red de Suministro de Agua (sólo aplica a las tecnologías de TG CA y GMG)	266
6.1.2.6	Sistema de Aire Comprimido (sólo aplica a las tecnologías de TG CA y GMG).....	267
6.1.2.7	Plataforma y Fundaciones para Aerogeneradores Onshore.....	267
6.1.2.8	Sistema Eléctricos Auxiliares (Aplica a todas las tecnologías)	267
6.1.2.9	Obras Civiles y Montaje (aplica sólo TG CA - GMG).....	267
6.1.2.10	Obras Civiles y Montaje (sólo aplica a Sistema HB CSF + BESS, Sistema HB PE + BESS y Sistema BESS Stand Alone)	268

6.1.2.11	Gasto Generales del Propietario (Aplica para todas las tecnologías)	269
6.1.3	Resumen de partidas de costos incluidas en planilla de cálculo del CAPEX	271
6.2	DETERMINACIÓN DE LOS ÍTEMS INCLUIDOS EN LAS PARTIDAS DE COSTOS FIJOS DE LA OPERACIÓN DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS ANALIZADAS.....	272
6.2.1	Costos Fijos de Operación.....	272
6.2.2	Costos de Mantenimiento y atención de fallas	272
6.2.3	Costo de capital del petróleo diésel almacenado.....	272
6.2.4	Costos de repuestos.....	273
6.2.5	Costos fijos de operación y mantención de la Subestación.....	273
6.2.6	Costo fijo de inspección y mantenimiento de la línea de transmisión	273
6.2.7	Costo de las pérdidas del transformador de poder	273
6.2.8	Costo de seguros.....	274
6.2.9	Costos de transporte (recargos de transporte)	274
6.2.10	Costos de almacenaje y logística	274
7.	DISPOSITIVOS DE MITIGACIÓN O ELIMINACIÓN DE CONTAMINACIÓN AMBIENTAL	275
7.1	ANÁLISIS DE LAS REGULACIONES AMBIENTALES VIGENTES.....	275
7.1.1	Normativa aplicable	275
7.2	CÁLCULO DE EMISIONES.....	276
7.2.1	Emisiones con combustible gas natural.....	276
7.2.2	Emisiones con combustible petróleo diésel	277
7.2.3	Sistema de monitoreo continuo de emisiones - CEMS.....	278
7.2.4	Tabla de emisiones	278
7.3	CONCLUSIONES.....	280
8.	EVOLUCIÓN DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX) PERÍODO 2025-2028 DE DISTINTAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN	283
8.1	COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX) DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS ESTUDIADAS COMO UNIDAD DE PUNTA – PERÍODO 2025 - 2028.....	283

9.	ESTUDIOS ELÉCTRICOS PARA LA CONEXIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA AL SEN Y LOS SSMM	292
9.1	RESUMEN EJECUTIVO	292
9.2	DESARROLLO DE LOS ESTUDIOS ELÉCTRICOS (SISTÉMICOS)	295
10.	PARTIDAS DE COSTOS DE CONEXIÓN ELÉCTRICA EN EL SEN Y LOS SSMM	296
10.1	ANTECEDENTES.....	296
10.2	COSTOS SUBESTACIONES PARA CONEXIÓN ELÉCTRICA AL SEN	296
10.2.1	Equipamiento subestación de salida media tensión (MT) / 220 kV	298
10.2.2	Equipamiento subestación de conexión (Enlace)	300
10.2.3	Infraestructura	302
10.2.4	Construcción y montaje subestación	303
10.2.5	Ingeniería	304
10.3	COSTO LÍNEA TRANSMISIÓN EN EL SEN	305
10.3.1	Suministro	305
10.3.2	Infraestructura línea	307
10.3.3	Construcción y Montaje línea de transmisión	308
10.3.4	Diseño de Ingeniería línea de transmisión.....	310
10.4	COSTOS CONEXIÓN ELÉCTRICA PARA SISTEMAS MEDIANOS	311
10.4.1	Equipamiento subestación.....	312
10.4.2	Obras Civiles y montaje subestación	313
10.4.3	Construcción y montaje subestación	313
10.4.4	Ingeniería subestación	314
10.4.5	Línea de conexión en media tensión	314
10.4.6	Obras civiles y montaje línea de transmisión de media tensión	316
10.4.7	Construcción y montaje línea de transmisión	316
10.4.8	Ingeniería línea media tensión.....	316
11.	COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA.....	317

11.1	ANTECEDENTES.....	317
11.2	SOLICITUD DE COTIZACIONES INFORMATIVAS DE EQUIPAMIENTO PRINCIPAL DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO	318
11.3	DESCRIPCIÓN DE LAS FUENTES DE INFORMACIÓN.....	322
11.4	DETERMINACIÓN DE ÍTEMS INCLUIDOS EN LAS PARTIDAS DE COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS EN ESTUDIO.....	325
11.4.1	Costos fijos de operación.....	325
12.	DETERMINACIÓN DE LAS PARTIDAS DE COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN QUE PRESENTAN VARIACIÓN ANTE LAS DISTINTAS ALTERNATIVAS DE LOCALIZACIÓN, PARA UNIDAD DE PUNTA DE IGUAL TAMAÑO.....	329
12.1	DETERMINACIÓN DE LAS PARTIDAS DE COSTOS DE INVERSIÓN QUE PRESENTAN VARIACIÓN ANTE LAS DISTINTAS ALTERNATIVAS DE LOCALIZACIÓN PARA UNIDAD GENERADORA Y SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE IGUAL TAMAÑO	329
12.1.1	Suministro equipamiento principal.....	329
12.1.2	Equipamiento de generación y sistema almacenamiento.....	329
12.1.3	Red de suministro de petróleo diésel	329
12.1.4	Suministro de gas natural mediante gasoducto	329
12.1.5	Red de suministro de agua	330
12.1.6	Sistema aire comprimido	331
12.1.7	Sistemas eléctricos auxiliares.....	331
12.1.8	Obras civiles y montajes	331
12.1.9	Construcción y montaje	332
12.1.10	Ingeniería	332
12.2	SUBESTACIONES.....	333
12.2.1	Equipamiento de subestación de salida	333
12.2.2	Equipamiento de subestación de enlace	333
12.2.3	Obras civiles y montaje	334
12.2.4	Infraestructura de la subestación	334
12.2.5	Construcción y montaje de la subestación	335
12.2.6	Ingeniería de la subestación	335

12.3	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	336
12.3.1	Suministros	336
12.3.2	Obras civiles y montaje	337
12.3.3	Infraestructura de la línea de transmisión.....	337
12.3.4	Construcción y montaje de la línea de transmisión.....	338
12.3.5	Ingeniería de la línea de transmisión	338
12.4	GASTOS GENERALES DE LA CENTRAL GENERADORA Y SISTEMA DE ALMACENAMIENTO ...	338
12.5	DETERMINACIÓN DE LAS PARTIDAS DE COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN QUE PRESENTAN VARIACIÓN ANTE LAS DISTINTAS ALTERNATIVAS DE LOCALIZACIÓN PARA UNIDAD GENERADORA Y SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE IGUAL TAMAÑO.....	339
12.5.1	Costos fijos operacionales	339
12.5.2	Costo de capital de petróleo diésel almacenado.....	339
12.5.3	Costos de repuestos.....	339
12.5.4	Costo fijo de operación y mantención de la subestación	339
12.5.5	Costo fijo de operación y mantención de la línea de transmisión.....	339
12.5.6	Costo de combustible (recargo por transporte de GNL mediante camiones).....	339
13.	DESCRIPCIÓN DEL CÁLCULO Y RESUMEN DE LOS RESULTADOS DEL COSTO DE INVERSIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	341
13.1	DESCRIPCIÓN DEL CÁLCULO DEL COSTO DE INVERSIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	341
13.1.1	Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 70 MW en el SEN - Tecnología del tipo turbina a gas en ciclo simple o abierto (TG CA)	343
13.1.2	Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 120 MW en el SEN - Tecnología del tipo turbina a gas en ciclo simple o abierto (TG CA)	350
13.1.3	Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 150 MW en el SEN - Tecnología del tipo turbina a gas en ciclo simple o abierto (TG CA)	357
13.1.4	Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 70 MW, 120 MW y 150 MW en el SEN - Sistema híbrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS (SH CSF + Sistema BESS).....	365
13.1.5	Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 70 MW, 120 MW y 150 MW en el SEN - Sistema híbrido mediante tecnología aerogenerador onshore (parque eólico) con sistema de almacenamiento BESS (SH PE + Sistema BESS)	374

13.1.6	Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 70 MW, 120 MW y 150 MW en el SEN – Tecnología Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías stand alone (BESS ST).....	381
13.1.7	Resultados de los costos de inversión (CAPEX) para las tecnologías del tipo turbinas a gas, sistemas híbridos conformados por una central solar fotovoltaica o un parque eólico, ambas con sistema BESS y sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) stand alone	393
13.1.8	Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 3 MW y 15 MW en los Sistema Medianos - Tecnología del tipo turbina a gas en ciclo simple o abierto (TG CA)	397
13.1.9	Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 1,8 MW - 3,0 MW y 5,0 MW en los Sistema Medianos - Tecnología del tipo grupo motor – generador en base a gas natural (GMG - GN)	399
13.1.10	Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 0,3 MW – 0,4 MW – 0,8 MW – 0,9 MW – 1,0 MW – 1,8 MW y 3,0 MW en los Sistema Medianos - Tecnología del tipo grupo motor – generador en base a petróleo diésel (GMG - PD)	401
14.	MAYORES COSTOS DE FLEXIBILIDAD DE LA UNIDAD DE PUNTA POR EFECTOS DE INCORPORAR REQUERIMIENTOS DE FLEXIBILIDAD	408
15.	ESTRUCTURA DEL PRECIO BÁSICO DE POTENCIA DE PUNTA	414
15.1	COMPONENTES DEL PRECIO BÁSICO DE POTENCIA DE PUNTA.....	414
15.2	POTENCIAS DE GENERACIÓN	419
15.3	DEGRADACIÓN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO BESS.....	422
15.4	FACTOR DE PÉRDIDAS	423
16.	PROPUESTA METODOLÓGICA PARA DETERMINAR EL PRECIO BÁSICO DE POTENCIA DE PUNTA EN NUEVOS SS.MM. QUE PUEDAN PRESENTARSE DURANTE PERIODO 2025-2028	425
16.1	ANTECEDENTES.....	425
16.2	PROPUESTA DE ESTRUCTURA DEL PRECIO BÁSICO DE POTENCIA DE PUNTA.....	426
17.	DETERMINACIÓN DE LA FÓRMULA O POLINOMIO PARA INDEXACIÓN DEL COSTO DE DESARROLLO DE LA UNIDAD DE PUNTA	429

17.1	DETERMINACIÓN DE LOS INDEXADORES DEL COSTO DE DESARROLLO DE LA UNIDAD DE PUNTA	429
17.1.1	Selección de indexadores para la tecnología del tipo Turbina a Gas en ciclo simple o abierto y Grupo Motor - Generador	429
17.1.2	Selección de indexadores para la tecnología del tipo Sistema híbrido Central solar fotovoltaica más Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)	432
17.1.3	Selección de indexadores para la tecnología del tipo Sistema híbrido Parque eólico más Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)	436
17.1.4	Análisis comparativo de potenciales indexadores.....	439
17.2	DEFINICIÓN DE LA FÓRMULA DE INDEXACIÓN.....	446
17.2.1	Unidad de Punta del tipo Turbina a Gas en el SEN y los Sistemas Medianos Grupo Motor – Generador en los Sistemas Medianos	447
17.2.2	Unidad de Punta del tipo Sistema Híbrido constituido por un Central Solar Fotovoltaica más Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) en el SEN	450
17.2.3	Unidad de Punta del tipo sistema híbrido constituido por el Parque Eólico más un sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) en el SEN.....	453
17.2.4	Coeficientes.....	456
18.	HERRAMIENTA DE CÁLCULO PARA DETERMINAR EL COSTO DE DESARROLLO Y SU ACTUALIZACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	457

ANEXOS

ANEXO 1	Reportes Solares Fotovoltaicos y Gráficos del Recurso Viento (m/s)
ANEXO 2	Planos de Disposición General (Layout) de la Unidad de Punta
ANEXO 3	Diagramas Unilineales de la Unidad de Punta
ANEXO 4	Metodología utilizada para estimar fundaciones de Aerogeneradores
ANEXO 5	Metodología utilizada para dimensionar la instalación de faenas, excavaciones/rellenos de caminos nuevos, mejoramientos de caminos existentes, fundaciones, plataformas, canalizaciones y cámaras para el trazado de cables eléctricos
ANEXO 6	Planillas de cálculo (formato Excel) Costos de Inversión y Costos Fijos de Operación de la Unidad de Punta
ANEXO 7	Estudio de Impacto Sistémico (flujos de potencia, cortocircuito y estabilidad)
ANEXO 8	Costo de capital de petróleo diésel almacenado
ANEXO 9	Planilla de Cálculo (formato Excel) de Indexadores
ANEXO 10	Instructivos para actualización del Costo de Desarrollo de la Unidad de Punta de las distintas tecnologías
ANEXO 11	Planilla de Cálculo (Formato Excel) Precio Potencia SEN Turbinas A Gas Ciclo Simple o Abierto – Siete Indexadores

FIGURAS Y TABLAS

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Ciclo de la Turbina a Gas	5
Figura 2. Ajuste de la Potencia Bruta de una Turbina de Gas por Efecto de la Altitud (m.s.n.m) y la Temperatura Ambiente (°C)	6
Figura 3. Heat Rate Turbinas Gas Ciclo Simple o Abierto (Btu/kWh).....	8
Figura 4. Potencia Límite – tiempo de funcionamiento o Standby.....	11
Figura 5. Potencia prime	12
Figura 6. Potencia continua	13
Figura 7. Diagrama central renovable con capacidad de regulación	14
Figura 8. Diagrama Central Hidráulica de Regulación (Embalse).....	16
Figura 9. Esquema Planta Termosolar	19
Figura 10. Diagrama de flujo simplificado de la central geotérmica a condensación.....	21
Figura 11. Diagrama de flujo simplificado de la central geotérmica binaria.....	22
Figura 12. Diagrama Central renovable con capacidad de almacenamiento	23
Figura 13. Esquema Central Solar Fotovoltaica más Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS).....	26
Figura 14. Sistema de Almacenamiento de energía mediante Baterías (BESS)	26
Figura 15. Esquema Central Eólica más Sistema de almacenamiento mediante baterías (BESS)	29
Figura 16. Ejemplos de estructuras de BESS según su química (según norma AS/NZS 5139). (A)IÓN litio; (B) Níquel-cadmio o plomo ácido; (C) batería de flujo	32
Figura 17. Tipos de topologías de BESS conectados a la red. (a) BESS distribuido; (b) BESS concentrado.....	34
Figura 18. Esquema de “stand-alone off-grid sin función de carga a la red”	35
Figura 19. Esquema “stand-alone off-grid con función de carga a la red”	36
Figura 20. Esquema “híbrido”	38
Figura 21. Esquema “híbrido con limitación de inyección”	39

Figura 22. Esquema “conectado a la red con limitación de inyección”	40
Figura 23. Esquema de centro de bombeo hidráulico	41
Figura 24. Subestación Roncacho 220 kV	64
Figura 25. Disposición en Planta Subestación Roncacho 220 kV	65
Figura 26. Subestación Roncacho 220 kV y sector de posible emplazamiento Unidad de Punta.....	66
Figura 27. Radiación Solar en la zona de la Subestación Roncacho 220 kV	67
Figura 28. Viento en la zona de la Subestación Roncacho 220 kV	67
Figura 29. Subestación Cóndores 220 kV.....	70
Figura 30. Disposición en Planta Subestación Cóndores 220 kV.....	72
Figura 31. Subestación Cóndores 220 kV y sector de posible emplazamiento Unidad de Punta.....	73
Figura 32. Radiación Solar en la zona de la Subestación Cóndores 220 kV	74
Figura 33. Viento en la zona de la Subestación Cóndores 220 kV	74
Figura 34. Subestación Nueva Pozo Almonte 220 kV	76
Figura 35. Disposición en Planta Subestación Nueva Pozo Almonte 220 kV	77
Figura 36. Subestación Nueva Pozo Almonte 220 kV y sector de posible emplazamiento Unidad de Punta.....	78
Figura 37. Radiación Solar en la zona de la Subestación Nueva Pozo Almonte 220 kV	79
Figura 38. Viento en la zona de la Subestación Nueva Pozo Almonte 220 kV	79
Figura 39. Subestación Nueva Lagunas 220 kV	81
Figura 40. Disposición en Planta Subestación Nueva Lagunas 220 kV.....	82
Figura 41. Subestación Nueva Lagunas 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta	83
Figura 42. Radiación Solar en la zona de la Subestación Nueva Lagunas 220 kV	83
Figura 43. Viento en la zona de la Subestación Nueva Lagunas 220 kV	84
Figura 44. Subestación Kimal 220 kV	86
Figura 45. Disposición en Planta Subestación Kimal 220 kV	87
Figura 46. Disposición en Planta Subestación Kimal 220 kV - Paños Transelec	87

Figura 47. Subestación Kimal 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta	88
Figura 48. Radiación Solar en la zona de la Subestación Kimal 220 kV	89
Figura 49. Viento en la zona de la Subestación Kimal 220 kV	89
Figura 50. Subestación Miraje 220 kV	92
Figura 51. Disposición en Planta Subestación Miraje 220 kV	93
Figura 52. Subestación Miraje 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta	94
Figura 53. Radiación Solar en la zona de la Subestación Miraje 220 kV	95
Figura 54. Viento en la zona de la Subestación Miraje 220 kV	95
Figura 55. Subestación Kapatur 220 kV	97
Figura 56. Disposición en Planta Subestación Kapatur 220 kV	98
Figura 57. Subestación Kapatur 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta	99
Figura 58. Radiación Solar en la zona de la Subestación Kapatur 220 kV	100
Figura 59. Viento en la zona de la Subestación Kapatur 220 kV	100
Figura 60. Subestación Parinas 220 kV	102
Figura 61. Disposición en Planta Subestación Parinas 220 kV	103
Figura 62. Subestación Parinas 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta	104
Figura 63. Radiación Solar en la zona de la Subestación Parinas 220 kV	105
Figura 64. Viento en la zona de la Subestación Parinas 220 kV	105
Figura 65. Subestación Cumbre 220 kV	107
Figura 66. Disposición en Planta Subestación Cumbre 220 kV	108
Figura 67. Disposición en Planta Subestación Cumbres 220 kV - Conexión PFV Almeyda	109
Figura 68. Subestación Cumbres 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta	110
Figura 69. Radiación Solar en la zona de la Subestación Cumbres 220 kV	110
Figura 70. Viento en la zona de la Subestación Cumbres 220 kV	111
Figura 71. Subestación Illapa 220 kV	114

Figura 72. Disposición en Planta Subestación Illapa 220 kV	115
Figura 73. Subestación Illapa 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta.....	116
Figura 74. Radiación Solar en la zona de la Subestación Illapa 220 kV	116
Figura 75. Viento en la zona de la Subestación Illapa 220 kV	117
Figura 76. Subestación Nueva Cardones 220 kV.....	120
Figura 77. Disposición en planta Subestación Nueva Cardones 220 kV	121
Figura 78. Subestación Nueva Cardones 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta.....	122
Figura 79. Radiación Solar en la zona de la Subestación Nueva Cardones 220 kV	123
Figura 80. Viento en la zona de la Subestación Nueva Cardones 220 kV	123
Figura 81. Subestación Nueva Maitencillo 220 kV.....	126
Figura 82. Disposición en planta Subestación Nueva Maitencillo 220 kV.....	126
Figura 83. Subestación Nueva Maitencillo 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta.....	127
Figura 84. Radiación Solar en la zona de la Subestación Nueva Maitencillo 220 kV	128
Figura 85. Viento en la zona de la Subestación Nueva Maitencillo 220 kV	128
Figura 86. Subestación Nueva Pan de Azúcar 220 kV	130
Figura 87. Disposición en planta Subestación Nueva Pan de Azúcar 220 kV.....	131
Figura 88. Subestación Nueva Pan de Azúcar 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta	133
Figura 89. Radiación Solar en la zona de la Subestación Nueva pan de Azúcar 220 kV.....	133
Figura 90. Viento en la zona de la Subestación Nueva Pan de Azúcar 220 kV.....	134
Figura 91. Subestación Nogales 220 kV	138
Figura 92. Disposición de Planta Subestación Nogales 220 kV	139
Figura 93. Subestación Nogales 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta	140
Figura 94. Radiación Solar en la zona de la Subestación Nogales 220 kV.....	141
Figura 95. Viento en la zona de la Subestación Nogales 220 kV	141
Figura 96. Subestación Lo Aguirre 220 kV.....	144

Figura 97. Disposición Planta Subestación Lo Aguirre 220 kV	145
Figura 98. Subestación Lo Aguirre 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta.....	146
Figura 99. Radiación Solar en la zona de la Subestación Lo Aguirre 220 kV	147
Figura 100. Viento en la zona de la Subestación Lo Aguirre kV	147
Figura 101. Subestación Candelaria 220 kV	150
Figura 102. Disposición de Planta Subestación Candelaria 220 kV	151
Figura 103 Esquema Unilineal subestación Candelaria 220 kV.....	152
Figura 104. Subestación Candelaria 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta	153
Figura 105. Radiación Solar en la zona de la Subestación Candelaria 220 kV	154
Figura 106. Viento en la zona de la Subestación Candelaria 220 kV.....	154
Figura 107. Subestación Entre Ríos 220 kV	156
Figura 108. Disposición de Planta Subestación Entre Ríos 220 kV.....	157
Figura 109. Subestación Entre Ríos 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta	158
Figura 110. Radiación Solar en la zona de la Subestación Entre Ríos 220 kV	159
Figura 111. Viento en la zona de la Subestación Entre Ríos 220 kV	159
Figura 112. Subestación Ciruelos 220 kV	161
Figura 113. Disposición de Planta y Elevación Subestación Ciruelos 220 kV	162
Figura 114. Subestación Ciruelos 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta	163
Figura 115. Radiación Solar en la zona de la Subestación Ciruelos 220 kV.....	164
Figura 116. Viento en la zona de la Subestación Ciruelos 220 kV.....	164
Figura 117. Subestación Tineo 220 kV	167
Figura 118. Disposición de Planta Subestación Tineo 220 kV.....	168
Figura 119. Subestación Tineo 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta	169
Figura 120. Radiación Solar en la zona de la Subestación Tineo 220 kV	170
Figura 121. Viento en la zona de la Subestación Tineo 220 kV.....	170

Figura 122. Subestación Puerto Montt 220 kV	173
Figura 123. Disposición de Planta Subestación Puerto Montt 220 kV	174
Figura 124. Subestación Puerto Montt 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta	175
Figura 125. Radiación Solar en la zona de la Subestación Puerto Montt	176
Figura 126. Viento en la zona de la Subestación Puerto Montt.....	176
Figura 127. Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta – Tres Puentes	187
Figura 128. Sector emplazamiento Central y Subestación - Tres Puentes.....	189
Figura 129. Viento en la zona de la Subestación Tres Puentes.....	190
Figura 130. Subestación Tres Puentes	190
Figura 131. Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta - Puerto Natales.....	193
Figura 132. Sector emplazamiento Central y Subestación - Puerto Natales.....	194
Figura 133. Subestación Puerto Natales	195
Figura 134. Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta - Porvenir	198
Figura 135. Sector emplazamiento Central y Subestación – Porvenir	199
Figura 136. Subestación Porvenir	199
Figura 137. Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta - Puerto Williams	201
Figura 138. Sector emplazamiento Central y Subestación - Puerto Williams.....	202
Figura 139. Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta – Chacabuco (SSMM Aysén)	206
Figura 140. Sector emplazamiento Central y Subestación – Chacabuco (SSMM Aysén).....	207
Figura 141. Subestación Chacabuco (SSMM Aysén)	207
Figura 142. Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta – Tehuelche (SSMM Aysén).....	209
Figura 143. Sector emplazamiento Central y Subestación – Tehuelche (SSMM Aysén).....	210
Figura 144. Subestación Tehuelche (SSMM Aysén)	211
Figura 145. Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta – Palena	213
Figura 146. Sector emplazamiento Central y Subestación – Palena	214

Figura 147. Sector emplazamiento Central, Subestación Chile y Unidad de Punta – Chile Chico (SSMM General Carrera).....	216
Figura 148. Sector emplazamiento Central y Subestación - Chile Chico (SSMM General Carrera)	217
Figura 149. Subestación Chile Chico (SSMM General Carrera)	217
Figura 150. Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta – Nuevo Reino (SSMM Puerto Cisnes)	219
Figura 151. Sector emplazamiento Central y Subestación – Nuevo Reino (SSMM Puerto Cisnes)	220
Figura 152. Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta – Hornopirén	222
Figura 153. Sector emplazamiento Central y Subestación – Hornopirén	223
Figura 154. Subestación Hornopirén	223
Figura 155. Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta – Cochamó.....	225
Figura 156. Sector emplazamiento Central y Subestación – Cochamó.....	226
Figura 157. Subestación Cochamó	226
Figura 158. Mapa Conceptual Estructura Partidas de Costos -Turbina a Gas.....	232
Figura 159. Mapa Conceptual Estructura Partidas de Costos – Sistema Híbrido Parque Eólico + Sistema BESS	238
Figura 160. Mapa Conceptual Estructura de Costos – Sistema Híbrido Central Solar Fotovoltaica + Sistema BESS	244
Figura 161. Mapa Conceptual Estructura Partida de Costos – Sistema BESS Stand -Alone.....	248
Figura 162. Mapa Conceptual Estructura Partidas de Costos Subestaciones.....	249
Figura 163. Mapa Conceptual Estructura Partidas de Costos Línea de Transmisión	250
Figura 164. Mapa Conceptual Estructura Partidas de Costos – TG SSMM	257
Figura 165. Mapa Conceptual Estructura Partidas de Costos – GMG SSMM	263
Figura 166. Evolución Costos de inversión (CAPEX) Tecnologías del tipo GMG – Solar Fotovoltaica con Sistema BESS - Eólica – TG CA Aeroderivativa - Solar Fotovoltaica con seguimientos de ejes – Sistema BESS Diurno – TG CA Industrial Frame - Energy Information Administration Periodo 2025 – 2028...	284
Figura 167. Inserción esperada tecnología renovables en Estados Unidos	285

Figura 168. Evolución Costos de inversión (CAPEX) Solar Fotovoltaica con Sistema BESS – Sistema BESS - Eólica –Solar Fotovoltaica - TG CA Industrial Frame - National Renewable Energy Laboratory Periodo 2025 – 2028	287
Figura 169. Evolución Costos de inversión (CAPEX) Solar Fotovoltaica– Sistema BESS - Eólica – TG CA (Tamaño Grande) - TG CA (Tamaño Pequeño)- Gas Reciprocante (GMG) – H2 Reciprocante (GMG) GenCost 2024-25 Consultation Draft	289
Figura 170. Evolución Costos de inversión (CAPEX) Solar Fotovoltaica en diferentes mercados – World Energy Outlook 2024	290
Figura 171. Evolución Costos de inversión (CAPEX) Eólica Onshore en diferentes mercados – World Energy Outlook 2024	291
Figura 172. Evolución Costos de inversión (CAPEX) Turbinas a Gas en diferentes mercados – World Energy Outlook 2024	291
Figura 173. Evolución Costos de inversión (CAPEX) BESS– World Energy Outlook 2024.....	291
Figura 174. Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 70 MW - diésel.....	347
Figura 175. Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 70 MW - gas natural	347
Figura 176. Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 70 MW – sistema dual	348
Figura 177. Costo de Inversión subestación, paño de conexión y línea de transmisión.....	348
Figura 178. Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 120 MW - diésel.....	354
Figura 179. Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 120 MW - gas natural	354
Figura 180. Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 120 MW – sistema dual	355
Figura 181. Costo de Inversión subestación, paño de conexión y línea de transmisión	356
Figura 182. Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 150 MW - diésel.....	361
Figura 183. Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 150 MW - gas natural	362
Figura 184. Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 150 MW – sistema dual	363
Figura 185. Costo de Inversión subestación, paño de conexión y línea de transmisión.....	364
Figura 186. Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 70 MW	372
Figura 187. Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 120 MW	373

Figura 188. Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 150 MW	373
Figura 189. Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología aerogenerador onshore (parque eólico) con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 70 MW	378
Figura 190. Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología aerogenerador onshore (parque eólico) con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 120 MW	379
Figura 191. Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología aerogenerador onshore (parque eólico) con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 150 MW	380
Figura 192. Costo de Inversión Sistema BESS - subestaciones del SEN - 70 MW.....	391
Figura 193. Costo de Inversión Sistema BESS - subestaciones del SEN - 120 MW.....	392
Figura 194. Costo de Inversión Sistema BESS - subestaciones del SEN - 150 MW.....	393
Figura 195. Costo de Inversión Unidad de Punta 70 MW – Distintas tecnologías y subestaciones del SEN	395
Figura 196. Costo de Inversión Unidad de Punta 120 MW – Distintas tecnologías y subestaciones del SEN ..	395
Figura 197. Costo de Inversión Unidad de Punta 150 MW – Distintas tecnologías y subestaciones del SEN ..	396
Figura 198. Evolución de Indexadores utilizado en el análisis período enero 2015 – diciembre 2024 (p.u., base enero 2015) – Tecnología Turbinas a Gas y Grupo Motor-Generador.....	431
Figura 199. Evolución de Indexadores utilizado en el análisis período enero 2015 – diciembre 2024 (p.u., base enero 2015) – Sistema híbrido central solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)	434
Figura 200. Evolución de Indexadores utilizado en el análisis período enero 2015 – diciembre 2024 (p.u., base enero 2015) – Sistema híbrido Parque Eólico con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)	438

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Atributos de flexibilidad de las distintas tecnologías disponibles para suministrar potencia de punta	45
Tabla 2 Cuadro comparativo de principales características de las tecnologías disponibles para suministrar potencia de punta	50
Tabla 3 Proyectos, tamaños y costos de inversión unitarios de centrales renovables con capacidad de regulación en operación, en construcción, con evaluación ambiental aprobada y con evaluación ambiental en desarrollo.....	54
Tabla 4 Proyectos, tamaños y costos de inversión unitarios de centrales renovables con capacidad de almacenamiento con evaluación ambiental aprobada y con evaluación ambiental en desarrollo	55
Tabla 5 Proyectos, tamaños y costos de inversión unitarios de sistema de almacenamiento stand alone con evaluación ambiental aprobada	56
Tabla 6 Proyectos, tamaños y costos de inversión unitarios de sistema de almacenamiento stand alone en calificación ambiental y admisión de evaluación ambiental	57
Tabla 7 Proyectos, tamaños y costos de inversión unitarios de sistema de almacenamiento stand alone en admisión de evaluación ambiental.....	58
Tabla 8 Subestaciones de Sistemas de Transmisión Nacional del SEN factibles para la determinación del precio básico de potencia.....	59
Tabla 9 Restricciones generales asociadas a los aspectos territoriales	60
Tabla 10 Cuadro resumen aspectos logísticos, aspectos técnicos y recurso renovable Subestaciones del SEN	177
Tabla 11 Subestaciones del SEN – Recurso eólico y recurso solar – Elección Subestaciones donde aplica Sistema híbrido central Solar fotovoltaica + BESS y sistema híbrido parque eólico + BESS	180
Tabla 12 Subestaciones del SEN, tamaños y tecnologías del tipo solar fotovoltaica + BESS, parque eólico + BESS y BESS stand alone candidatas para determinar costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta	183
Tabla 13 Subestación, tecnología y tamaño de sistema híbrido mediante parque eólico + BESS - Sistema Mediano Punta Arenas.....	191
Tabla 14 Tamaño (MW), nivel de tensión, área requerida (terreno) Unidad de Punta – Tecnología del tipo TG CA	227

Tabla 15 Tamaño (MW) Unidad de Punta, Nivel de Tensión, Área requerida (terreno) y Referencia de Plano – Sistema híbrido del tipo parque eólico con sistema BESS en el SEN	233
Tabla 16 Tamaño (MW) Unidad de Punta, Nivel de Tensión, Área requerida (terreno) y Referencia de Plano – Sistema híbrido del tipo central solar fotovoltaica con sistema BESS en el SEN	239
Tabla 17 Potencia (MW), energía (MWh), área requerida (terreno) y referencia de plano de disposición (layout) - Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) stand alone.....	245
Tabla 18 Tamaño (MW), Área requerida (terreno) y Referencia de Plano Unidad de Punta del tipo Turbinas gas en Ciclo Simple o Abierto en los SSMM.....	253
Tabla 19 Tamaño (MW), Área requerida (terreno) y Referencia de Plano Unidad de Punta del tipo Grupo Motor - Generador en los SSMM.....	259
Tabla 20 D.S. 13 Límites de emisión para fuentes emisoras nuevas (mg/Nm ³).....	276
Tabla 21 Emisiones estimadas Turbinas a Gas – Límite de Emisión PPDA RM – Límite de Emisión D.S. 13	279
Tabla 22 Resumen de los resultados de flujos de potencia para las distintas subestaciones del SEN propuestas para la instalación de la Unidad de Punta	293
Tabla 23 Resumen de los resultados de flujos de potencia para las distintas subestaciones de los SSMM propuestas para la instalación de la Unidad de Punta	294
Tabla 24 Equipamiento Subestación SEN - Unidad de Punta.....	298
Tabla 25 Equipamiento Subestación Enlace SEN	300
Tabla 26 Sistema eléctrico, tecnologías y tamaño Unidad de Punta en el SEN y los SSMM.....	319
Tabla 27 Fabricantes / Proveedores tecnología turbina a gas en ciclo simple o abierto (TG CA).....	320
Tabla 28 Fabricantes / Proveedores tecnología turbina a gas en ciclo simple o abierto (TG CA).....	320
Tabla 29 Fabricantes / Proveedores tecnología grupo motor – generador (GMG)	320
Tabla 30 Fabricantes / Proveedores tecnología aerogeneradores onshore (PE).....	321
Tabla 31 Fabricantes / Proveedores tecnología solar fotovoltaica (SFV).....	321
Tabla 32 Fabricantes / Proveedores tecnología sistema almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)	321
Tabla 33 Distancias a Gasoductos desde Subestaciones en el SEN	330
Tabla 34 Costos Terrenos y Servidumbre Gasoducto de Unidades de Punta en el SEN	331
Tabla 35 Distancias a Puerto.....	332

Tabla 36 Cantidad de Equipos Principales en Subestaciones de Enlace 220 kV	333
Tabla 37 Configuración Subestaciones de Enlace en el SEN	334
Tabla 38 Características Líneas de Transmisión en el SEN.....	336
Tabla 39 Infraestructura Líneas SEN	337
Tabla 40 Listado de las Subestaciones del SEN en las cuales se utiliza para el suministro de gas natural a través de gasoducto.	342
Tabla 41 Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 70 MW	344
Tabla 42 Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 70 MW	345
Tabla 43 Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 70 MW	346
Tabla 44 Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 120 MW	351
Tabla 45 Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 120 MW	352
Tabla 46 Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 120 MW	353
Tabla 47 Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 150 MW	358
Tabla 48 Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 150 MW	359
Tabla 49 Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 150 MW	360
Tabla 50 Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 70 MW	366
Tabla 51 Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 70 MW	367
Tabla 52 Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 120 MW	368
Tabla 53 Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 120 MW	369
Tabla 54 Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 150 MW	370
Tabla 55 Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 150 MW	371
Tabla 56 Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología aerogenerador onshore (parque eólico) con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 70 MW.	375

Tabla 57 Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología aerogenerador onshore (parque eólico) con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 120 MW	376
Tabla 58 Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología aerogenerador onshore (parque eólico) con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 150 MW	377
Tabla 59 Costo de Inversión Sistema BESS - Subestaciones del SEN - 70 MW	382
Tabla 60 Costo de Inversión Sistema BESS - Subestaciones del SEN - 70 MW	383
Tabla 61 Costo de Inversión Sistema BESS - Subestaciones del SEN - 70 MW	384
Tabla 62 Costo de Inversión Sistema BESS - Subestaciones del SEN - 120 MW	385
Tabla 63 Costo de Inversión Sistema BESS - Subestaciones del SEN - 120 MW	386
Tabla 64 Costo de Inversión Sistema BESS - Subestaciones del SEN - 120 MW	387
Tabla 65 Costo de Inversión Sistema BESS - Subestaciones del SEN - 150 MW	388
Tabla 66 Costo de Inversión Sistema BESS - Subestaciones del SEN - 150 MW	389
Tabla 67 Costo de Inversión Sistema BESS - Subestaciones del SEN - 150 MW	390
Tabla 68 Costo de Inversión turbinas a gas - Sistema Mediano Puerto Natales – 3 MW	397
Tabla 69 Costo de Inversión turbinas a gas - Sistema Mediano Punta Arenas – 15 MW	398
Tabla 70 Costo de Inversión grupo motor – generador en base a gas natural - Sistema Mediano Porvenir – 1,8 MW	399
Tabla 71 Costo de Inversión grupo motor – generador en base a gas natural- Sistema Mediano Puerto Natales – 3,0 MW	400
Tabla 72 Costo de Inversión grupo motor – generador en base a petróleo diésel - Sistema Mediano Puerto Cisnes – 0,3 MW	401
Tabla 73 Costo de Inversión grupo motor – generador en base a petróleo diésel - Sistema Mediano Puerto Williams – 0,4 MW	402
Tabla 74 Costo de Inversión grupo motor – generador en base a petróleo diésel - Sistema Mediano Puerto Aysén – 0,8 MW	403
Tabla 75 Costo de Inversión grupo motor – generador en base a petróleo diésel - Sistema Mediano Hornopirén – 0,9 MW	404
Tabla 76 Costo de Inversión grupo motor – generador en base a petróleo diésel - Sistemas Medianos de Cochamó, Chile Chico y Palena – 1,0 MW	405

Tabla 77 Costo de Inversión grupo motor – generador en base a petróleo diésel - Sistema Mediano Porvenir – 1,8 MW	406
Tabla 78 Costo de Inversión grupo motor – generador en base a petróleo diésel - Sistema Mediano Puerto Natales – 3,0 MW	407
Tabla 79 Curva de degradación de baterías en función de ciclos diarios de operación	412
Tabla 80 Mayores costos de flexibilidad de los SAE mediante baterías (BESS) Stand Alone	413
Tabla 81 Vidas útiles de los distintos elementos de instalaciones de transmisión.....	417
Tabla 82 Potencia Neta en Sitio Turbinas a Gas de 70 MW, 120 MW y 150 MW – Gas Natural-SEN	420
Tabla 83 Potencia Neta en Sitio Turbinas a Gas de 70 MW, 120 MW y 150 MW – Petróleo Diésel -SEN	420
Tabla 84 Potencia Neta en Sitio Turbinas a Gas de 3,0 MW y 15 MW – Gas Natural y Diésel-SSMM.....	421
Tabla 85 Potencia Neta en Sitio Grupos Motor – Generador de distintos tamaños – SSMM	422
Tabla 86. Factor de degradación.....	422
Tabla 87 Pérdidas de Transmisión de Unidades de Punta – SEN - TG	424
Tabla 88 Pérdidas de Transmisión de Unidades de Punta – SSMM.....	424
Tabla 89 Asignación de indexadores propuestos a las partidas de costos de central o unidad generadora – subestación eléctrica y línea de transmisión de la unidad de punta.....	440
Tabla 90 Peso y Coeficientes de peso de 7 Indexadores - Caso 1	442
Tabla 91 Peso y Coeficientes de peso de 7 Indexadores - Caso 2	442
Tabla 92 Indexación Precio de Potencia Sept 24 – 3 Indexadores.....	444
Tabla 93 Indexación Precio de Potencia Sept 24 – 3 Indexadores.....	444
Tabla 94 Diferencia Porcentual Caso 3 Indexadores vs Caso 7 Indexadores	444
Tabla 95 Peso y Coeficientes de peso para tres Indexadores - Caso 1	445
Tabla 96 Peso y Coeficientes de peso para tres Indexadores - Caso 2	445

INTRODUCCIÓN

De acuerdo a lo establecido en el Decreto con Fuerza de Ley N° 4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, modificado por la Ley N° 20.936, en adelante e indistintamente “Ley General de Servicios Eléctricos” o la “Ley”, corresponde a la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente “Comisión” o “CNE”, entre otras tareas, el cálculo de los precios de nudo de energía y potencia definidos en el artículo 162° de la Ley.

Asimismo, conforme a lo establecido en el artículo 49° del Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba el Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo, modificado por el Decreto Supremo N° 68, de 26 de junio de 2015, del mismo Ministerio, en adelante “Reglamento de Precios de Nudo”, la Comisión realizará, a más tardar cada cuatro años, un Estudio de Costos de Unidad de Punta para los sistemas eléctricos respectivos, el que podrá contratar conforme a las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas vigentes, con el objetivo de determinar los costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta de los respectivos subsistemas definidos por la Comisión.

El estudio señalado deberá considerar, al menos, diferentes alternativas de tamaño de unidades, tecnologías, ubicación en el sistema, infraestructura existente, conexión al sistema eléctrico y disponibilidad de insumo primario de generación, entre otros aspectos.

Para dar cumplimiento a lo anterior, la Comisión mediante Resolución Exenta N° 360, de 12 de julio de 2024, realizó un llamado a licitación pública y aprobó las Bases Administrativas, Técnicas y Anexos, para la contratación del estudio denominado “Determinación de los Costos de Inversión y Costos Fijos de Operación de la Unidad de Punta del SEN y de los SSMM”, en adelante “Estudio de Costos de Unidad de Punta”. Luego, mediante la dictación de la Resolución Exenta N° 532, de 2 de octubre de 2024, la Comisión aprobó el Convenio de prestación de servicios con Unión Temporal de Proveedores Krea Energía Limitada y KAS Ingenieros Asociados S.A., consorcio encargado de ejecutar el estudio que servirá de base para la determinación, por parte de la Comisión, de los costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta en los respectivos subsistemas.

En consideración a los antecedentes señalados, y en cumplimiento de lo señalado en el artículo 50° del Reglamento de Precios de Nudo, a continuación, se expone el informe técnico para la determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta del SEN (en adelante, “SEN”) y de los Sistemas Medianos (en adelante, “SSMM”).

1. ANÁLISIS ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS DE GENERACIÓN DISPONIBLES PARA SUMINISTRAR POTENCIA DE PUNTA

1.1 General

El análisis que se desarrolla a continuación considera las alternativas tecnológicas de unidades generadoras que puedan proveer potencia de punta (en adelante, “Unidad de Punta”), en los sistemas eléctricos del SEN y los SSMM.

Dentro de este contexto, las alternativas tecnológicas factibles de implementar para suministrar potencia de punta y que están presentes en el mercado básicamente son los grupos generadores accionados por turbinas a gas y los motores generadores. Adicionalmente, según lo establecido en las bases técnicas de licitación se deben considerar además otras alternativas tecnológicas como son las centrales renovables con capacidad de regulación, centrales renovables con capacidad de almacenamiento y sistemas de almacenamiento de energía del tipo stand alone.

Algunos ejemplos de centrales del tipo renovable con capacidad de regulación, que podrían considerarse, entre otras, son las siguientes: Central hidroeléctrica con capacidad de regulación, central termosolar con acumulación de sales fundidas y central geotérmica con gestión de fluido geotérmico.

Por su parte, las centrales del tipo renovable con sistema de almacenamiento que podrían considerarse, entre otras, son las siguientes: Central solar fotovoltaica más banco de baterías, Central eólica más banco de baterías y Central hidráulica de pasada más banco de baterías (BESS, por sus siglas en inglés).

Se consideran las tecnologías antes indicadas dada su madurez y disponibilidad de recurso en el territorio nacional.

Por su parte, tecnologías tales como biomasa, eólica, solar fotovoltaico, mareomotriz, undimotriz y minihidráulica, no son consideradas en este análisis, básicamente por la génesis del análisis de instalar potencia de punta en las subestaciones eléctricas indicadas y por el bajo factor de planta característico de la mayoría de ellas y la imposibilidad de gestionar temporalmente su inyección en períodos de máxima exigencia para el sistema eléctrico, con excepción de la tecnología del tipo turbina a vapor en base a biomasa.

Por otra parte, las tecnologías de cogeneración y la eficiencia energética asociada con las mejoras en rendimiento energético de las instalaciones, por tener ambas el carácter de carga de base y asociadas a instalaciones industriales, tampoco se consideran en el análisis.

Asimismo, las tecnologías convencionales de vapor (*Rankine*), ciclos combinados o con gasificación de carbón, no son considerados económicamente rentables para suministrar sólo potencia de punta.

Respecto de los combustibles disponibles en el país requeridos para el accionamiento de los grupos generadores de punta, estos corresponden a combustibles fósiles: Petróleo Destilado o diésel; Petróleo Residual; Gas Natural y Gas Licuado derivado de Petróleo o GLP. El carbón y el petcoke no son considerados en el análisis por no tener aplicación para su uso en grupos generadores de potencia de punta.

En relación con los sistemas de almacenamiento, solo se consideran BESS dado su relativa madurez y potencial de disminución de costos. Esto se fundamenta por el hecho de que es el único sistema de almacenamiento de energía (SAE) que está siendo considerado a la fecha dentro del mercado y a la fecha existen varios proyectos en Chile en desarrollo que contemplan esta tecnología de almacenamiento. Adicionalmente, las centrales renovables con capacidad de regulación o almacenamiento mediante BESS presentan facilidad de implementación en cualquier parte de país.

Desde el punto de vista de la disponibilidad para los fines de potencia de punta, el petróleo diésel y el gas licuado de petróleo (LPG) tienen la ventaja de poder ser transportados prácticamente a cualquier emplazamiento; no así el gas natural no licuado, el cual requiere de infraestructura consistente de gasoducto y redes de distribución. El Gas Natural Licuado (GNL) es posible transportarlo criogénicamente por vehículo y requiere de almacenamiento y gasificación. Está además la posibilidad tecnológica de utilizar gas natural comprimido (GNC) el cual puede ser transportado por camiones y no requiere de infraestructura de gasificación como el requerido por el gas natural licuado.

Los combustibles del tipo biogás derivados de procesos orgánicos de biodigestión o gasificación y combustibles líquidos derivados de procesos de esterificación y transesterificación de lípidos naturales vegetal o animal (Biodiésel), pueden ser utilizables en grupos generadores. Sin embargo, éstos aún no se encuentran en etapa de producción y comercialización en el país, salvo casos especiales que eventualmente se podrían presentar, como por ejemplo la obtención de biogás de vertederos de basuras.

Por su parte, las fuentes de energía primaria como son la energía solar, obtenida de la radiación solar, energía eólica obtenida de la energía cinética del viento, y la energía hidráulica son las que permiten el desarrollo de las centrales renovables con capacidad de regulación y las centrales renovables con capacidad de almacenamiento, que serán analizadas como posibles alternativas tecnológicas de generación eléctrica disponible para suministrar potencia de punta.

Para definir el tipo de equipo para suministrar la potencia de punta, se deben tener presentes aspectos fundamentales como la disponibilidad y costo del combustible requerido en el sitio del proyecto, cantidad de potencia de punta requerida, disponibilidad eléctrica anual requerida, las exigencias de carácter ambiental en general (niveles de emisiones, ruidos, control de contaminantes, etc.), además de los impactos en centros poblados próximos (atenuación de ruido, altura de chimeneas, etc.), entre otros.

Para la selección del equipo será también fundamental la caracterización del sitio donde éste se instalará, según las condiciones climáticas (presión, temperatura, humedad, vientos, polvo, etc.) imperantes en la zona, así como también la radiación solar y el nivel de vientos en la zona.

Todos los aspectos anteriores se verán reflejados en los costos que serán parte de la evaluación económica requerida para la selección de la unidad de punta.

Además, se considera en el presente estudio que los equipos generadores sólo tendrán por objeto satisfacer la demanda de punta. No se consideran con capacidad para energizar líneas de transmisión después de un “*blackout*” del sistema asociado, como podría ser un sistema de “*black start*”.

En relación con la partida de estas unidades se tiene en consideración que la energía auxiliar requerida para turbinas a gas de tamaño superior a 40 MW se obtendrá de la red. Las turbinas de tamaño menor por lo general son autosuficientes y pueden partir con petróleo diésel utilizando su propio motor diésel y banco de baterías propios. Para gas, se requerirá la presión de gas en la red que sea suficiente para estos efectos, o bien la utilización de un compresor de gas adicional.

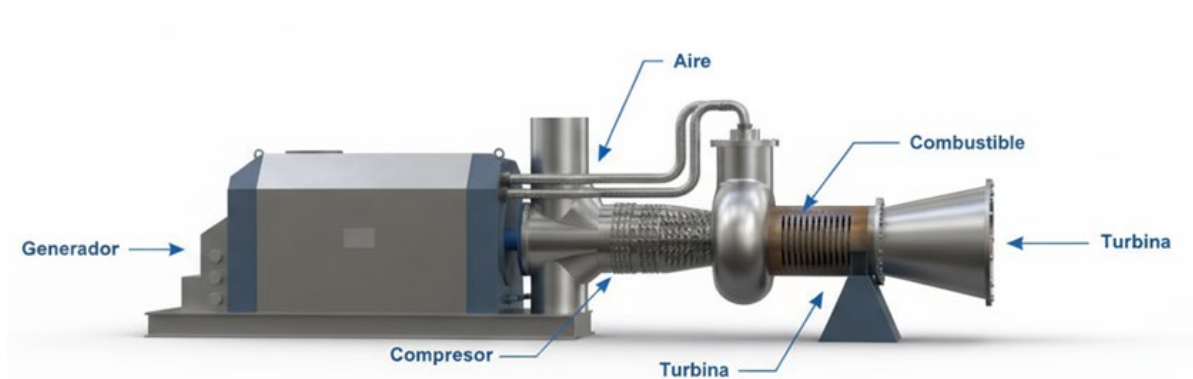
Respecto a la normativa ambiental existente en el país, las unidades de generación de punta, consideradas en el presente estudio, deberán cumplir con la nueva norma de emisiones para plantas termoeléctricas D.S. Nº 13 del Ministerio del Medio Ambiente. Esta norma exceptúa de su cumplimiento a turbinas a gas de potencia inferior a 50 MWt (MW térmicos), equivalente a una potencia eléctrica de aproximadamente 14/15 MWe para turbinas HD y de 16/17 MWe para turbinas AD. La norma de emisiones excluye a los motores de combustión interna.

Por otra parte, la operación eléctrica de estas unidades deberá cumplir además con la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) vigente, tanto para el SEN como para los SSMM, según corresponda.

1.2 Turbinas a Gas

La generación de energía eléctrica en unidades generadoras del tipo turbinas a gas se logra aprovechando directamente, en los álabes de la turbina de gas, la energía cinética que resulta de la expansión de aire y gases de la combustión, comprimidos como se aprecia en la figura siguiente:

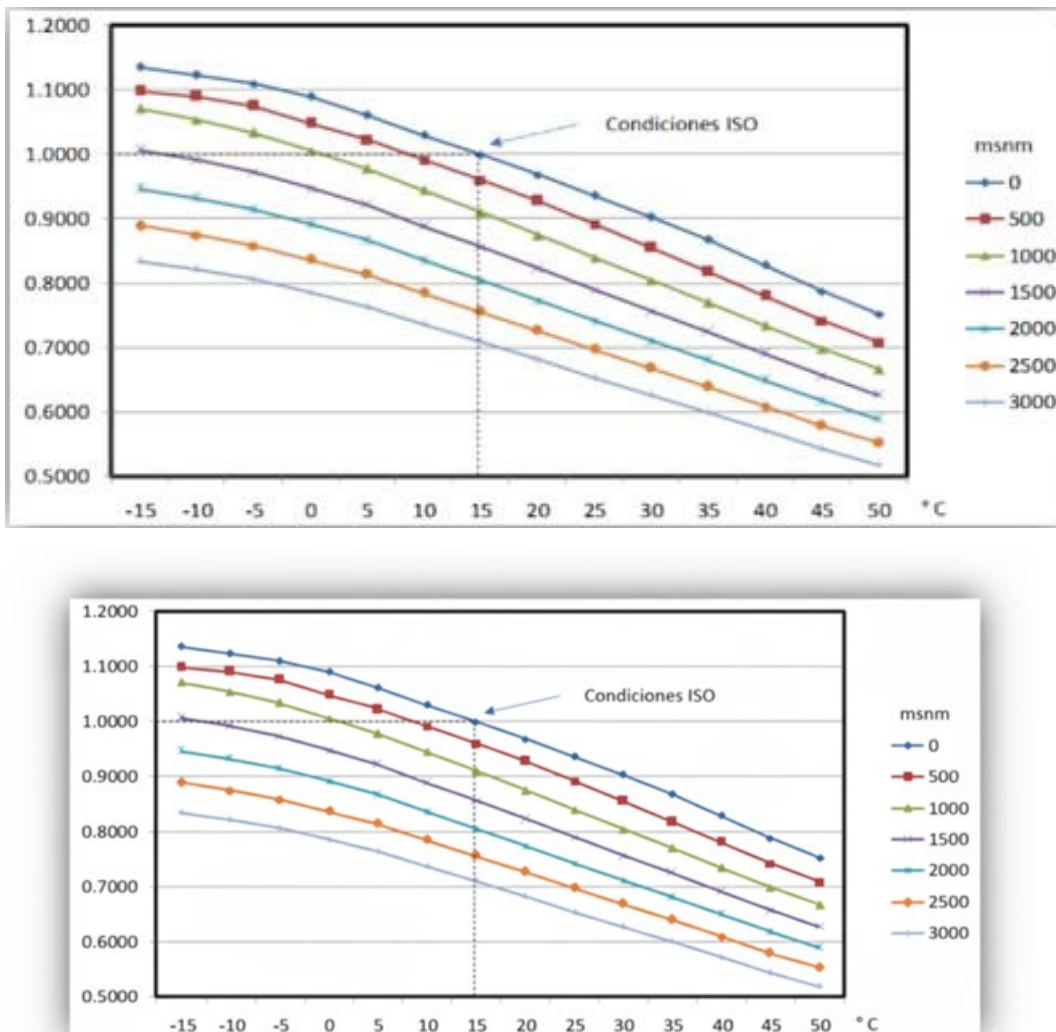
Figura 1. Ciclo de la Turbina a Gas



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Debido a los efectos de las condiciones atmosféricas, se ha establecido que el desempeño de las turbinas de gas sea evaluado bajo determinadas normas o estándares. Una de estas normas corresponde a la *International Standards Organization* (ISO), la cual indica una temperatura ambiente de 15°C, y presión atmosférica a nivel del mar. Cada turbina de gas tiene un comportamiento diferente al cambiar las condiciones atmosféricas, pero pueden esperarse los valores indicados en la figura siguiente.

Figura 2. Ajuste de la Potencia Bruta de una Turbina de Gas por Efecto de la Altitud (m.s.n.m) y la Temperatura Ambiente (°C)



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Las turbinas a gas son equipos de combustión interna rotatorios que transforman la energía química contenida en un combustible en energía mecánica, la cual permite a su vez generar energía eléctrica. Existen diferentes tipos de turbinas dependiendo de su origen, disposición de la cámara de combustión y ejes con los que cuenta. En los siguientes puntos descritos a continuación, se presentan los tipos de turbinas.

1.2.1 Turbina de Gas Aeroderivativas

Proviene del diseño de turbinas para fines aeronáuticos, pero adaptadas a la producción de energía eléctrica en plantas industriales o como microturbinas. Sus principales características son su gran

fiabilidad y su alta relación potencia/peso, además cuentan con una gran versatilidad de operación y su arranque no es una operación tan crítica como en otros tipos de turbinas a gas.

En ciclo abierto o simple, pueden alcanzar comúnmente potencias de hasta 150 MW, moviendo los gases a una gran velocidad, pero bajo caudal. Su compacto diseño facilita las operaciones de sustitución y mantenimiento, lo que hace viable que se lleven a cabo revisiones completas en menores intervalos de tiempo.

1.2.2 Turbina de Gas Heavy Duty (HD)

Son turbinas de diseño robusto, “*Heavy Duty*” orientado siempre a la producción de electricidad, buscándose grandes potencias y largos periodos de operación a máxima carga, sin paradas, ni arranques continuos. Su potencia de diseño puede llegar a valores cercanos de 600 MW, moviendo grandes cantidades de aire a bajas velocidades, que pueden aprovecharse en posteriores aplicaciones de cogeneración.

Su mantenimiento debe realizarse *in-situ* debido a su gran tamaño y peso, buscándose alargar lo más posible en el tiempo las revisiones completas del equipo.

Una de las ventajas de las turbinas a gas se encuentra en el poco tiempo que requiere para entrar en funcionamiento, abasteciendo rápidamente la demanda eléctrica en horas de punta, aunque no solamente son fuentes de generación de energía auxiliar, también existen modelos de tecnología avanzada diseñados para abastecer la demanda de carga eléctrica en forma permanente. En los siguientes puntos se presentan las turbinas según el ciclo termodinámico de funcionamiento.

1.2.3 Ciclo Abierto-Simple y Variantes

El fluido que se comprime es aire tomado del ambiente. Los gases de escape son vertidos directamente a la atmósfera. Corresponde al *Ciclo Brayton Clásico*. Este ciclo presenta variantes en su concepción termodinámica que teóricamente permiten mejorar su rendimiento por medio del uso de regeneradores, para el calentamiento regenerativo del aire de combustión post compresor, enfriadores intermedios en el compresor (“*Intercooler*”) y recalentamiento de los gases en la turbina de combustión (“*reheat*”).

El rendimiento y la potencia de salida de la turbina tienen una alta dependencia de la relación de presión, de la temperatura de entrada del aire y de la temperatura de gases de entrada a la turbina de combustión.

Las turbinas de gas pueden ser de eje único o bien de eje partido. En el primer caso tanto el compresor como la turbina misma se encuentran sólidamente conectados con el eje común. En el caso de eje partido, el compresor está unido con el generador de gas o turbina de alta presión. Este eje se encuentra separado de la o las turbinas de potencia con eje separado que acciona al generador eléctrico.

Por lo general las turbinas de eje común corresponden a las del tipo *Heavy Duty* y las de eje partido a las *aeroderivativas*.

Las turbinas de menores tamaños, por razones de eficiencia deben mantener una elevada velocidad en el eje, lo cual obliga a la instalación de grupos reductores de velocidad entre la turbina y el generador eléctrico.

1.2.4 Ciclo Cerrado (Gases)

El fluido de trabajo opera en un ciclo cerrado, existiendo dos circuitos secundarios, uno que hará de foco caliente y otro de foco frío. En teoría estas turbinas operan recirculando los gases y utilizando regeneradores de calor y enfriadores del fluido de trabajo.

1.2.5 Disponibilidad en el Mercado

Comercialmente predominan las turbinas a gas tanto aeroderivadas como *Heavy Duty*, pero de diseño abierto. Las turbinas de diseño cerrado, no se encuentran disponibles en el mercado. Se encuentran en el mercado turbinas de diseño abierto con regenerador e interenfriador, con potencias de hasta 100 MW y con altos rendimientos.

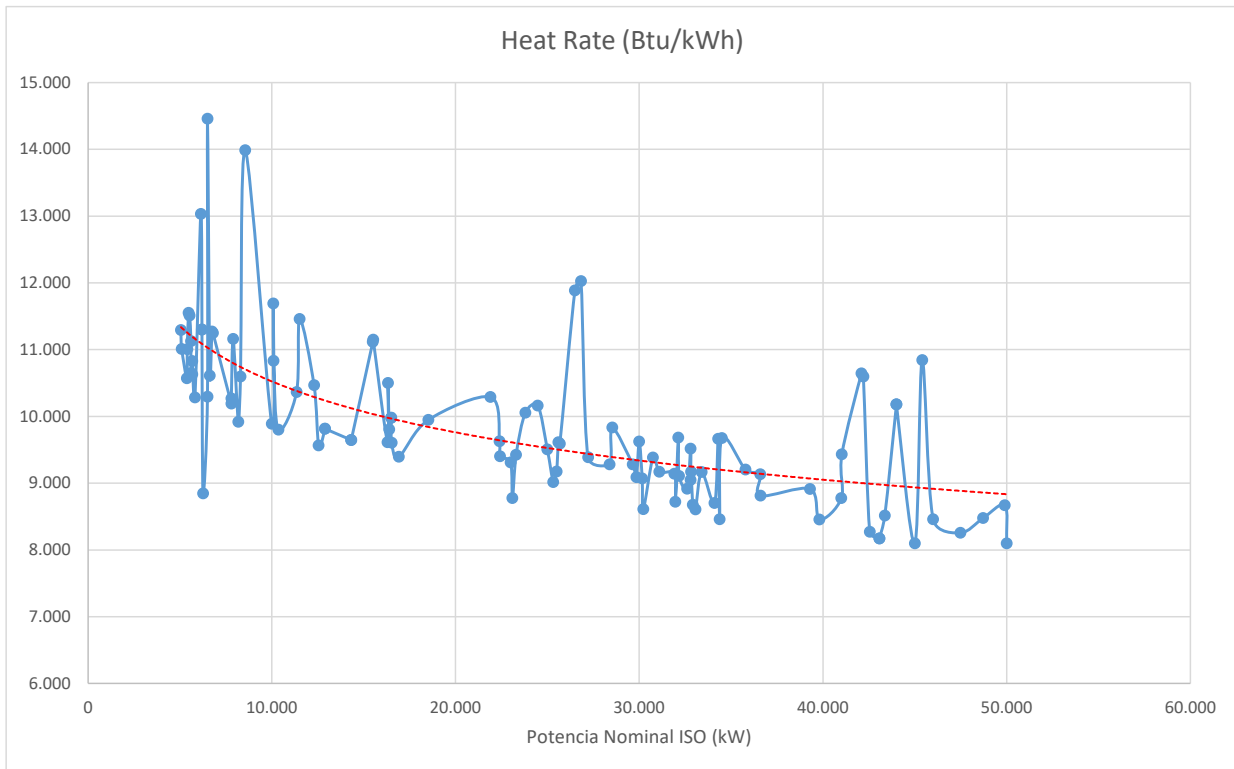
1.2.6 Rendimiento

Una turbina de gas simple está compuesta de tres secciones principales: un compresor, un quemador y una turbina de potencia. Las turbinas de gas operan en base en el principio del ciclo Brayton, en donde aire comprimido es mezclado con combustible y quemado bajo condiciones de presión constante. El gas caliente producido por la combustión se le permite expandirse a través de la turbina y hacerla girar para llevar a cabo trabajo. En una turbina de gas con una eficiencia del 33%, aproximadamente dos tercios del trabajo producido se usa comprimiendo el aire. El tercio restante está disponible para generar electricidad, impulsar un dispositivo mecánico u otros fines.

A mayor tamaño de la turbina de gas, la eficiencia aumenta. En la medida que la eficiencia eléctrica aumenta, la cantidad total de energía térmica disponible disminuye por unidad de potencia y la relación potencia/calor (*Heat Rate*¹) aumenta, como se muestra en la figura siguiente.

Figura 3. Heat Rate Turbinas Gas Ciclo Simple o Abierto (Btu/kWh)

¹ Poder calorífico inferior del gas natural



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Las condiciones ambientales bajo las cuales opera la turbina a gas tienen un efecto sobre la potencia y la eficiencia. A temperatura ambiente elevada, la potencia y eficiencia disminuyen. La potencia disminuye debido a la disminución del flujo másico de aire (la densidad del aire disminuye a medida que la temperatura aumenta) y la eficiencia disminuye debido a que el compresor requiere mayor potencia para comprimir el aire a mayor temperatura. Inversamente, la potencia y la eficiencia aumentan cuando la temperatura ambiente disminuye.

1.3 Motores Generadores

1.3.1 Características generales Grupos Motor Generador GMG

Los Grupos Motor – Generador, en adelante “GMG”, son los más utilizados entre los motores térmicos para la transformación de la energía química de los combustibles en trabajo mecánico, pues tienen una gran versatilidad, ya que con un diseño adecuado pueden utilizar todo tipo de combustibles líquidos y gaseosos.

Los GMG son especialmente adecuados para su implementación en centros de generación distribuida, particularmente en el rango de potencia entre 1 MW y 5 MW. En este segmento, las unidades suelen ser prefabricadas y *paquetizadas*, lo que permite reducir los requerimientos de ingeniería para su instalación y puesta en marcha.

Históricamente dichas tecnologías han sido utilizadas como respaldo y aplicaciones de emergencia, y en aplicaciones de potencia de punta. También se utilizan para operación intermedia (potencia prime según se verá en el siguiente numeral) y en carga base (potencia continua) y en aplicaciones de cogeneración.

Se caracterizan por un rango de aplicación, en cuanto a potencia eléctrica, desde potencias de unos 5 kWe hasta unos 15.000 kWe, aunque para aplicaciones entre los 8.000 kWe - 10.000 kWe se prefiere el uso de otros sistemas, principalmente turbinas a gas. Existen algunas aplicaciones de hasta 30.000 kWe.

Los GMG tienen a su favor el elevado rendimiento eléctrico, un buen comportamiento a carga parcial y operación intermitente. Su mayor inconveniente para centrales de operación a carga base, es la dificultad del aprovechamiento de su energía residual, muy repartida, en agua de refrigeración, aceite, gases de escape y energía de nivel térmico bajo. Este inconveniente no es considerado de importancia para las centrales de potencia de punta, como las del presente estudio.

Esta tecnología presenta una serie de ventajas que la hace competitiva con respecto a otros sistemas, siendo las principales las siguientes:

- Es una tecnología muy probada y fiable
- Tiene una eficiencia eléctrica alta
- Los costos de inversión son relativamente bajos

Los GMG también se clasifican por su velocidad como de alta velocidad (1.000 – 3.600 rpm), de media velocidad (275 – 1.000 rpm) con el mayor costo de capital, pero también con más eficiencia y de baja velocidad (58 - 275 rpm). En los GMG se utiliza todo tipo de combustible líquido y gaseoso, en los motores alternativos se han utilizado los siguientes tipos de gas: biogás, diésel, gas natural, gas de coque, etc. De todos, el más utilizado por su disponibilidad es el diésel.

Por otra parte, dichas tecnologías presentan eficiencias en el rango de 25 a 45 % (basados en PCI²). En general, los motores diésel son más eficientes que los motores de encendidos por chispa (MEP) debido a la alta relación de compresión. Sin embargo, la eficiencia de los grandes MEP casi iguala la de los motores diésel para tamaños equivalentes.

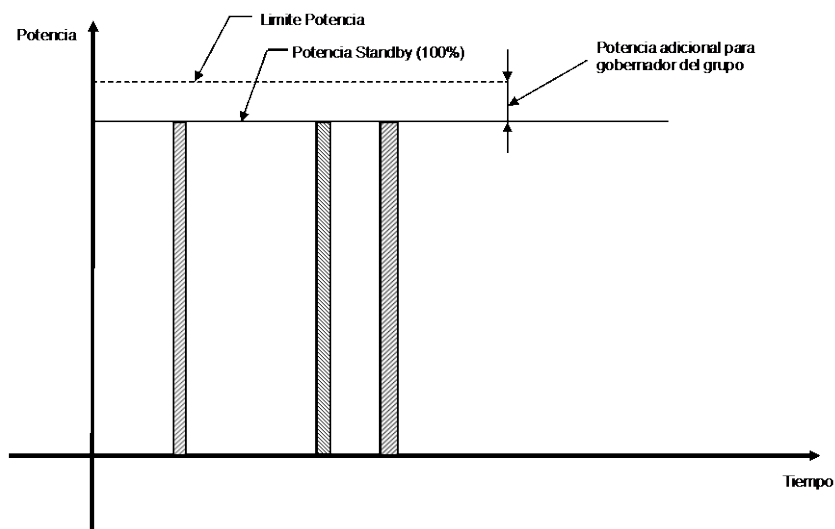
1.3.2 Definición de Clases de Potencia para Grupos Motor-Generador (Norma ISO 8528-1)

Según la Norma ISO 8528-1, existen categorías de grupos GMG, dependiendo de la utilización esperada de estos grupos generadores.

1.3.2.1 Potencia Límite-Tiempo de Funcionamiento o Standby

La potencia límite – tiempo de funcionamiento o *standby* es la máxima potencia del sistema de generación que es capaz de entregar durante un período de 500 horas por año o para un máximo de 300 horas en forma continua, entre intervalos de mantención indicados y sobre las condiciones ambientales establecidas.

Figura 4. Potencia Límite – tiempo de funcionamiento o Standby



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

² Poder Calorífico Inferior

1.3.2.2 Potencia Prime

Potencia prime es la potencia máxima disponible durante una secuencia de potencias variables, la cual puede estar funcionando por un número ilimitado de horas al año, entre intervalos de mantención y sobre las condiciones ambientales establecidas.

La potencia promedio permitida (P_{pp}) (ver Figura 5) durante un período de 24 horas, no puede exceder un porcentaje de la potencia prime indicado por el fabricante del motor de combustión interna recíproca (RIC). Al determinar la potencia promedio real (P_{pa}), potencias de menos del 30% de la potencia prime serán consideradas como 30% y los tiempos de parada no serán contabilizados.

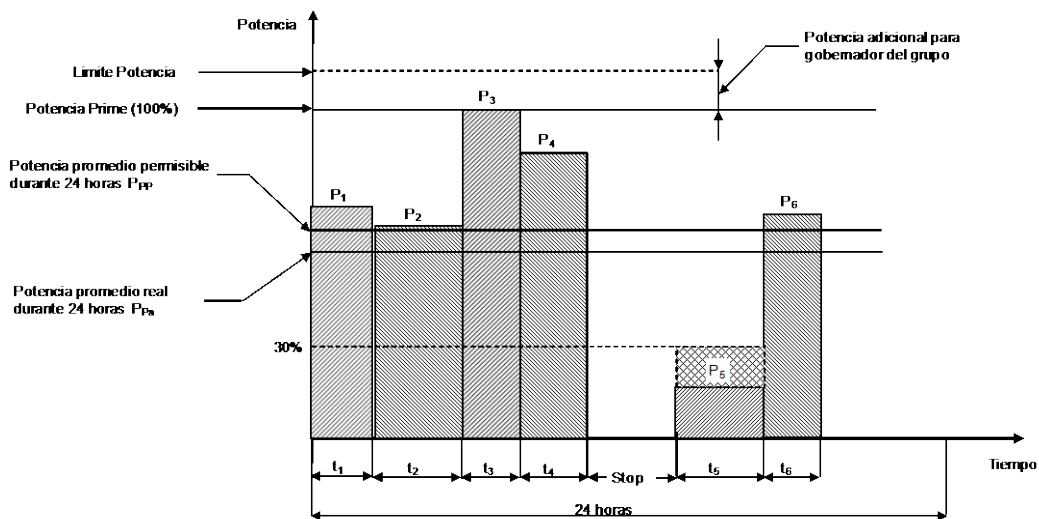
La potencia promedio real, P_{pa} será calculada como sigue:

$$P_{pa} = \frac{P_1 t_1 + P_2 t_2 + P_3 t_3 + \dots + P_n t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}$$

$$P_{pa} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i t_i}{\sum_{i=1}^n t_i}$$

Donde $P_1, P_2, \dots, P_i$ es la potencia variable y $t_1, t_2, \dots, t_i$ es cada uno de los períodos dentro de las 24 horas.

Figura 5. Potencia prime

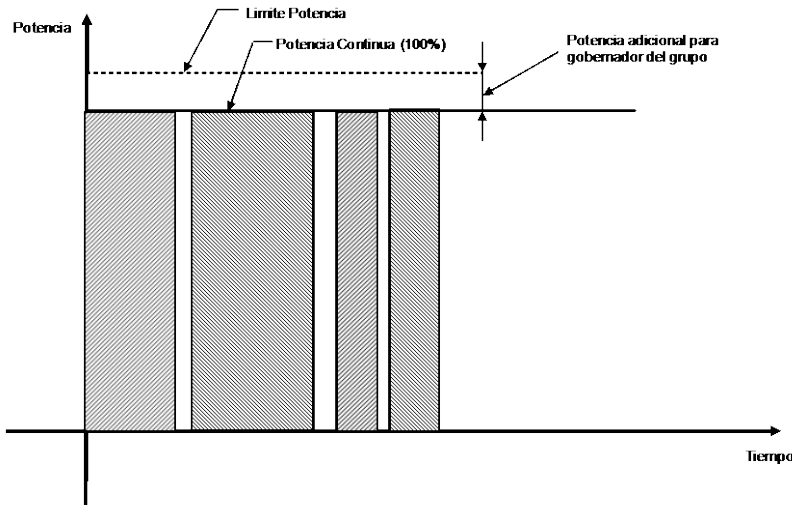


Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

1.3.2.3 Potencia Continua

Potencia continua es la que un sistema de generación puede entregar continuamente, para un número ilimitado de horas por año entre los intervalos de mantenimiento indicados y bajo condiciones de ambiente establecidas. El mantenimiento es realizado según lo indicado por el fabricante.

Figura 6. Potencia continua



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

1.4 Centrales Renovables con Capacidad de Regulación o Almacenamiento

Los aspectos generales que permiten clasificar a las centrales renovables con capacidad de regulación o almacenamiento son los siguientes:

- Central cuyo insumo primario de generación esté comprendido entre los definidos para los medios de generación no convencionales en los términos establecidos en el literal a) del Artículo 225° de la LGSE³.
- El insumo primario de generación debe tener costo variable combustible igual a cero.
- Deben disponer de alguna tecnología⁴ que les permita gestionar temporalmente su energético primario, o la energía eléctrica que producen, para su posterior uso en la generación de energía eléctrica.

Se debe tener en consideración que de acuerdo con la normativa vigente, el CEN tratará indistintamente la componente de generación y la componente de almacenamiento de una central

³ Ley General de Servicios Eléctricos

⁴ Embalse de agua, sistema almacenamiento térmico, gestión fluido geotérmico, sistema de almacenamiento mediante baterías.

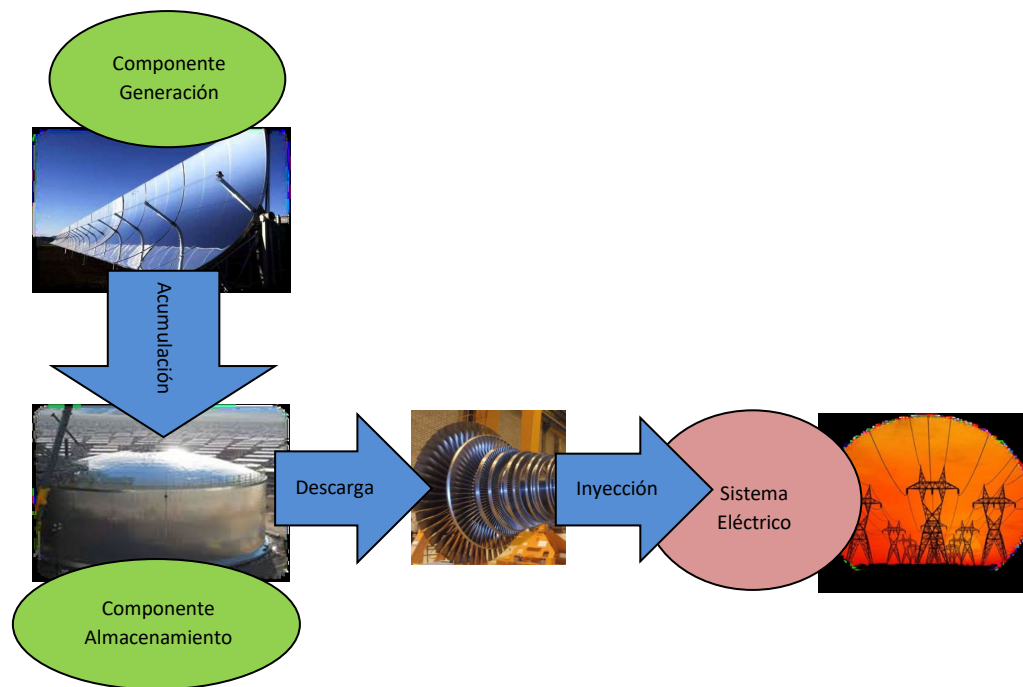
renovable con capacidad de almacenamiento. En este sentido, la componente de almacenamiento, en los casos que aplique, podría cargarse de la red eléctrica y en consecuencia el costo variable de carga será superior a cero en esos casos.

Las siguientes subsecciones presenta una descripción de las centrales con capacidad de regulación o almacenamiento y los diferentes tipos.

1.4.1 Centrales Renovables con Capacidad de Regulación

Almacenan energía mediante la acumulación de su recurso energético primario, en forma de energía mecánica, térmica, etc. previo a su transformación en energía eléctrica, para su posterior inyección al sistema eléctrico.

Figura 7. Diagrama central renovable con capacidad de regulación



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Para el desarrollo del presente Informe se analizarán los siguientes tipos de centrales:

- Central Hidráulica con capacidad de regulación (Embalse).
- Central de Concentración de Potencia (CSP) o Central Termosolar con acumulación de sales fundidas.
- Central Geotérmica con gestión del fluido geotérmico.

Una breve descripción técnica de cada uno de los tipos de centrales renovables con capacidad de regulación se realiza a continuación:

1.4.2 Central Hidráulica de Embalse

La hidroelectricidad con regulación (centrales de embalse o de bombeo) es de respuesta rápida y flexible, por lo que son un complemento ideal para energías variables como la solar fotovoltaica o eólica, permitiendo una mayor incorporación de estas fuentes a la red y otorgando seguridad al suministro.

Las centrales hidroeléctricas de embalse tradicionalmente han sido consideradas fuentes de energía renovable que permiten otorgar firmeza al sistema mediante la acumulación de agua que puede ser utilizada en escala de semanas, meses y años de manera costo efectivo. Desafíos sociales, ambientales y económicos han dificultado su desarrollo durante los últimos años. En Chile, se ha tenido la intención de desarrollar embalses multipropósito cuya función primaria es aumentar la capacidad de riego de una determinada zona y, adicionalmente, cuentan con la capacidad de generar electricidad.

Las centrales hidroeléctricas de embalse son aquellas que consideran el aprovechamiento del recurso hídrico mediante su embalsamiento por medio de una presa, almacenando el recurso con un cierto nivel de energía potencial, el cual luego es utilizado para hacer girar una turbina hidráulica acoplada a un generador y así producir energía eléctrica.

Los proyectos hidroeléctricos de embalse son muy disímiles entre sí, y dependen fundamentalmente de las condiciones hidrológicas, geológicas y constructivas de cada sitio. Es así como, para el desarrollo de centrales hidroeléctricas de embalse son necesarios estudios técnicos detallados que implican un levantamiento de información relevante, simulación de potencial y medidas en terreno.

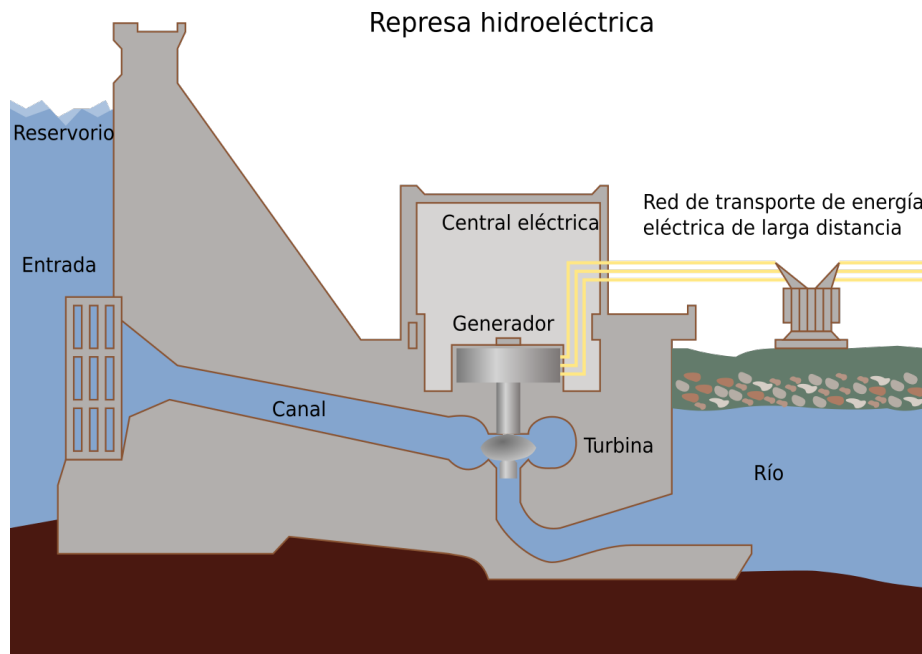
Se considera entonces que la totalidad de las obras civil-hidráulicas deben tener características adecuadas a las condiciones geotécnicas del emplazamiento de la respectiva obra, en especial la presa, los túneles y la caverna o casa de máquinas. Además, los criterios de diseño deben considerar exigencias ambientales, tales como el caudal ecológico del recurso hídrico.

Dentro de las partidas de costos definidas para esta tecnología se encuentran las componentes que forman parte de la casa o caverna de máquinas hidráulicas, esto es: turbina hidroeléctrica con sistema de regulación de velocidad, puente grúa y equipos de *izaje*, sistema de lubricación, sistema de ventilación y refrigeración, sistema contra incendio, válvulas (protección, descarga, aislación), compuerta de evacuación descarga, sistema de vaciado y drenaje, entre otros. Tienen particular relevancia también los costos de obras civiles asociados a la casa de máquinas y el montaje del equipamiento hidromecánico.

Se considera, en general, un embalse y posterior aprovechamiento del recurso hídrico por medio de una presa, bocatoma, conducción en túnel, chimenea de equilibrio, túnel de presión, casa de máquinas en caverna, cavernas de válvulas y compuertas, obras de descarga en túnel y canal final. La presa puede ser de hormigón o estructura gravitacional. Las obras de la zona de caída incluyen la chimenea de equilibrio, el pique en presión, la caverna de válvulas, las tuberías de presión y finalmente la caverna o casa de máquinas.

Las aguas que fluyen por las tuberías de presión a la caverna de máquinas mueven las turbinas hidráulicas acopladas a los generadores eléctricos, para ser conducidas posteriormente hacia el túnel de evacuación, el que conecta con el canal de evacuación que devuelve finalmente el agua al río. La descarga de las turbinas en su sección inicial depende del tipo de turbina hidráulica (Francis, Pelton, Kaplan, etc.), la cual se conecta con el túnel de evacuación.

Figura 8. Diagrama Central Hidráulica de Regulación (Embalse)



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

1.4.3 Central de Concentración de Potencia (CSP) o Central Termosolar con acumulación de sales fundidas

Se realiza una breve descripción técnica de una central termosolar, la cual está constituida principalmente por las siguientes instalaciones:

a. Campo de heliostatos:

El campo solar está formado por heliostatos distribuidos alrededor de una torre central, formando un campo circular. El elemento reflector del heliostato es un espejo de vidrio delgado de bajo contenido en hierro, compuesto por varias facetas, las cuales, a su vez, contienen celosías, espejo, soportes y tornillería.

La estructura sobre la que descansan los espejos esta soportada por un pedestal, el cual está provisto de un mecanismo que permite el seguimiento en dos ejes, *azimut* y elevación. El movimiento es

realizado mediante un motor hidráulico que recibe la señal de control desde el ordenador central el cual provee de un preciso apunte a la superficie reflectora.

b. Torre Solar

Al centro del campo solar, se ubicará la torre, la cual tiene como función principal apoyar al receptor solar y albergar sus tuberías de interconexiones e instrumentación asociada. La torre, se encuentra dividida en dos partes: la parte inferior es de hormigón, mientras que en la parte superior se ubica el receptor. La torre tiene forma cilíndrica.

c. Receptor solar

El receptor solar, ubicado en la parte superior de la torre, es un cilindro intercambiador consistente en paneles tubulares que convierten la energía solar en energía térmica mediante el calentamiento de sal fundida desde los 300 °C a 550 °C aproximadamente.

El receptor solar, es el elemento donde se produce la absorción de la radiación solar concentrada por el campo heliostatos. Este equipo, ubicado en la parte superior de la torre solar, es capaz de aprovechar la radiación solar concentrada, acumulando la energía necesaria para producir el vapor de agua a través de un intercambiador.

d. Sistema de generación de vapor

El generador de vapor convierte la energía térmica de la sal en vapor recalentado, adecuado para uso en la turbina-generador. El generador de vapor también produce vapor para el sellado de eje de la turbina durante períodos de no funcionamiento y durante la noche. Los componentes del sistema primario incluyen lo siguiente:

- Sobrecalentador.
- Recalentador.
- Evaporador.
- Precalentador.
- Bomba de circulación del generador de vapor.
- Bomba de atemperación del generador de vapor.
- Bomba de recirculación del evaporador.
- Tambor de vapor.
- Bomba de recirculación del precalentador.
- Bomba de agua de alimentación inicial.
- Calentador eléctrico de agua de alimentación.

e. Turbina de vapor/generador

La turbina de vapor es de doble cuerpo, el cuerpo de alta presión es de contrapresión y el cuerpo de baja presión es de condensación. Es apto para trabajar con vapor sobrecalentado y recalentado en las distintas condiciones de operación previstas.

El tren de generación está formado además por las turbinas de alta y baja presión por un generador eléctrico y demás auxiliares para su correcto funcionamiento. La turbina cuenta con distintas extracciones, así como la entrada de recalentado en el cuerpo de alta presión.

f. Sistema de almacenamiento térmico:

Consiste en unos tanques cilíndricos de acero, que contienen sales fundidas de alto calor específico al que se transfiere la energía calorífica excedente del receptor solar, que no va directamente a la generación de vapor para la turbina, se completa con equipos de intercambio de energía, tuberías y bombas, necesarias para la circulación y uso en los momentos, caudales y condiciones de presión y temperaturas requeridas.

Estos tanques almacenan sales a alta temperatura para ser usadas en el generador de vapor, y almacenan sales a baja temperatura provenientes desde el generador de vapor, para ser llevadas nuevamente hacia el receptor, teniendo capacidad de almacenar energía para disponer de vapor en la turbina, generando energía eléctrica durante 24 horas a plena carga.

Los componentes del sistema de almacenamiento térmico incluyen los siguientes:

- Tanque de almacenamiento de sales frías. El tanque almacena sales frías desde el generador de vapor, y suministra sales frías al receptor.
- Tanque de almacenamiento de sales calientes. El tanque almacena sales calientes desde el receptor, y suministra sales calientes al generador de vapor.
- Calentador eléctrico del tanque frío.
- Calentador eléctrico y bomba de recirculación del tanque caliente.

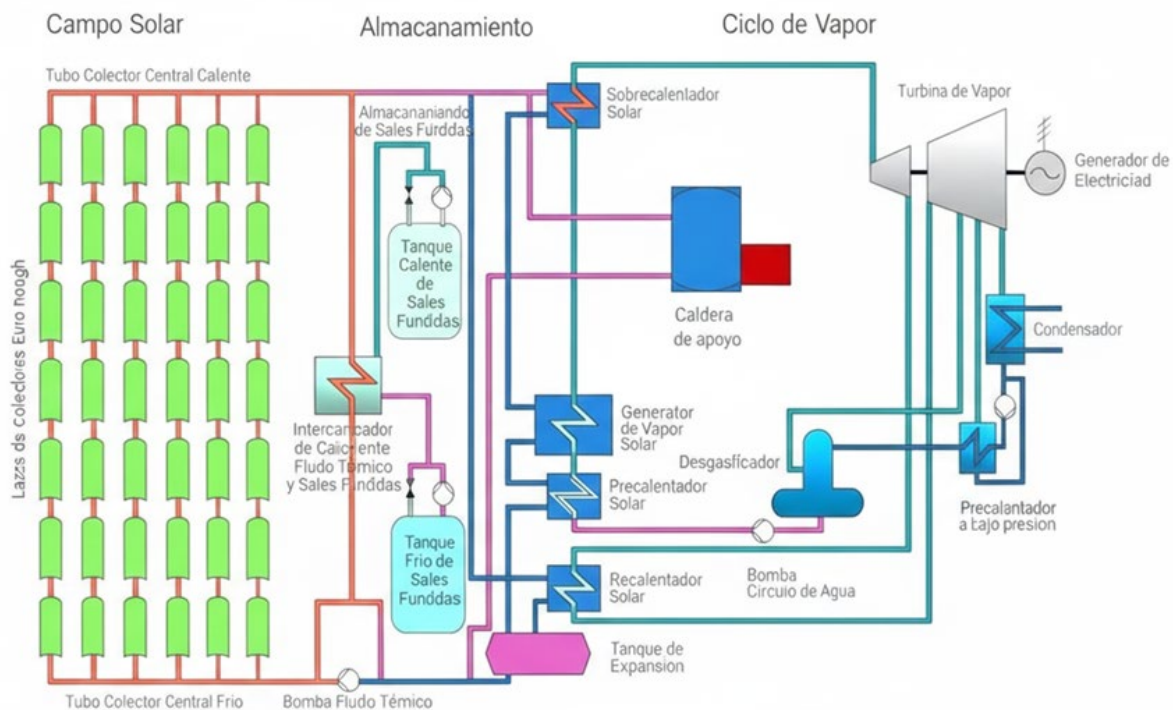
Los depósitos tienen bombas en la parte superior para mover la sal fundida de una a otra. Algunos calentadores tienen aislamiento para mantener las sales fundidas y una cimentación especial para evitar las pérdidas de calor.

g. Aerocondensador

El aerocondensador se diseña para condensar el flujo total de escape de la turbina de vapor en todos los modos de operación (carga parcial, total y *bypass*). Este equipo permite la doble función de mantener el vacío en la salida de la turbina de vapor y condensar el vapor de escape de la salida. Se diseña para admitir el vapor de salida de la turbina de vapor en todas las condiciones posibles de presión y temperatura, además de los márgenes de diseño indicados en los códigos de diseño aplicables. El caudal de aire necesario para condensar el vapor de salida de la turbina se garantiza

mediante la circulación forzada con ventiladores accionados eléctricamente. El aerocondensador incluye un sistema de evacuación del vapor, el cual está compuesto por las bombas de vacío, bombas en operación durante el arranque de la planta y durante la operación normal de la planta. El aerocondensador de tiro natural está diseñado para una operación continua a una presión baja de descarga de la turbina de vapor (mbar). Esta presión de operación tan baja se alcanza durante la operación a carga parcial y a una temperatura ambiente baja.

Figura 9. Esquema Planta Termosolar



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

1.4.4 Central Geotérmica con gestión del fluido geotérmico

La energía geotérmica es una fuente de energía renovable que utiliza el calor de las profundidades de la tierra para generar energía. Las plantas geotérmicas requieren altas temperaturas (150 °C a 370° C) proveniente de recursos hidrotérmicos (vapor y agua). Las centrales geotérmicas, al no ser afectadas por variaciones climáticas, producen energía constante con un factor de planta entre el 60% y 90%.

Las centrales geotérmicas se clasifican en dos tipos, los que se describen a continuación:

1.4.4.1 Planta de generación a condensación o vapor flash

El fluido geotérmico que alimenta la planta a condensación se compone esencialmente por vapor con un contenido mínimo de gases incondensables.

El vapor que llega a la central a través de vaporductos, es inyectado en un separador primario de tipo ciclón e inmediatamente en un separador secundario (separador de humedad), equipado con demister, que permiten eliminar una eventual condensación de agua antes que el vapor sea conducido a la turbina. La posible condensación es separada del vapor y luego enviada al proceso de reinyección.

La expansión que se efectúa en la turbina permite transformar en una primera fase en energía mecánica, y en una segunda fase en energía eléctrica una parte del contenido energético del vapor de entrada. La energía eléctrica producida, será sucesivamente transformada según las condiciones de tensión pronosticadas para luego poder ser inyectada en la red de transmisión eléctrica.

El vapor que sale de la turbina se envía al condensador, donde se coloca en contacto directo con un caudal de agua fría mucho mayor (aproximadamente 12.800 t/h) para permitir la condensación rápida de gran parte del vapor residual. Sólo una parte despreciable de este fluido (correspondiente a las condiciones de equilibrio líquido-vapor según las condiciones de presión y temperatura del condensador) sobresale de la cima del condensador junto con los gases incondensables. En tanto, la mayor parte del vapor, ya condensado, se envía a la torre de enfriamiento junto con el gran caudal de agua de condensación circulante.

El condensador tiene una presión absoluta operativa de aproximadamente 70 mbar, por ende, opera en condiciones de vacío perceptibles.

Para poder enviar el fluido saliente desde el condensador hasta la torre de enfriamiento, se utilizan dos bombas centrífugas que funcionan en paralelo (de extracción del condensado).

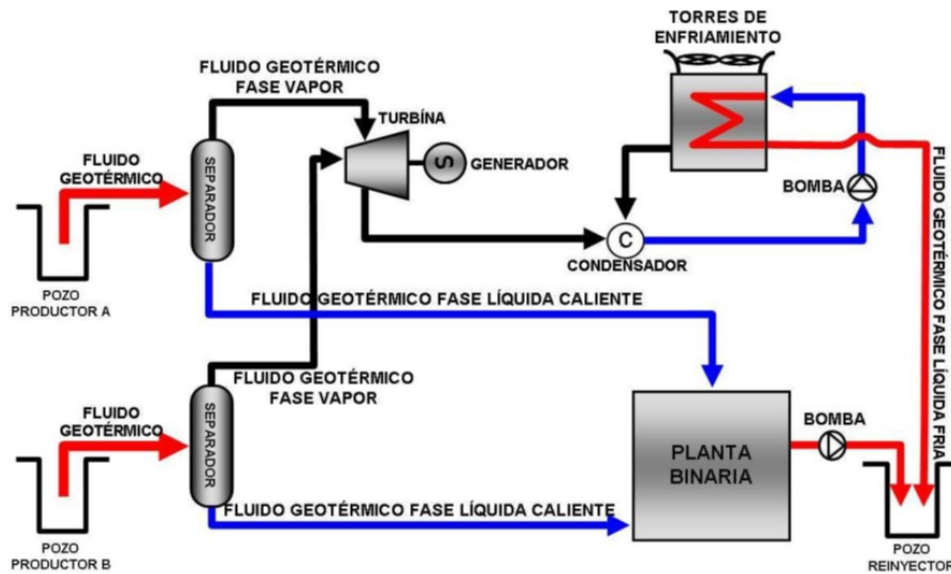
El fluido penetra en la parte superior de la torre a una temperatura de aproximadamente 35 °C y se pone en contacto con la corriente de aire que circula desde la cima hasta el fondo de la torre. El contacto entre los dos fluidos en contracorriente permite que el vapor pase de su fase líquida a la fase gaseosa, con un consecuente enfriamiento del agua, que es acumulada en una piscina ubicada en la base de la torre refrigeradora, quedando con una temperatura de aproximadamente 25 °C. El fluido en su fase fría que sale de esta piscina se envía nuevamente al condensador.

El fluido originado de la condensación del vapor geotérmico, una vez aprovechado en las turbinas de la planta, se evapora en aproximadamente un 80% en las torres de enfriamiento, lo que corresponde a 280 t/h. El 20 % restante, equivalente a 70 t/h, es enviado a los pozos de reinyección.

Por su parte, la fase líquida del fluido geotérmico desde los separadores ciclónicos a presión es enviada a la planta de generación binaria mediante un bifaseducto.

En la Figura 10 se presenta un diagrama de flujo simplificado de la planta a condensación.

Figura 10. Diagrama de flujo simplificado de la central geotérmica a condensación



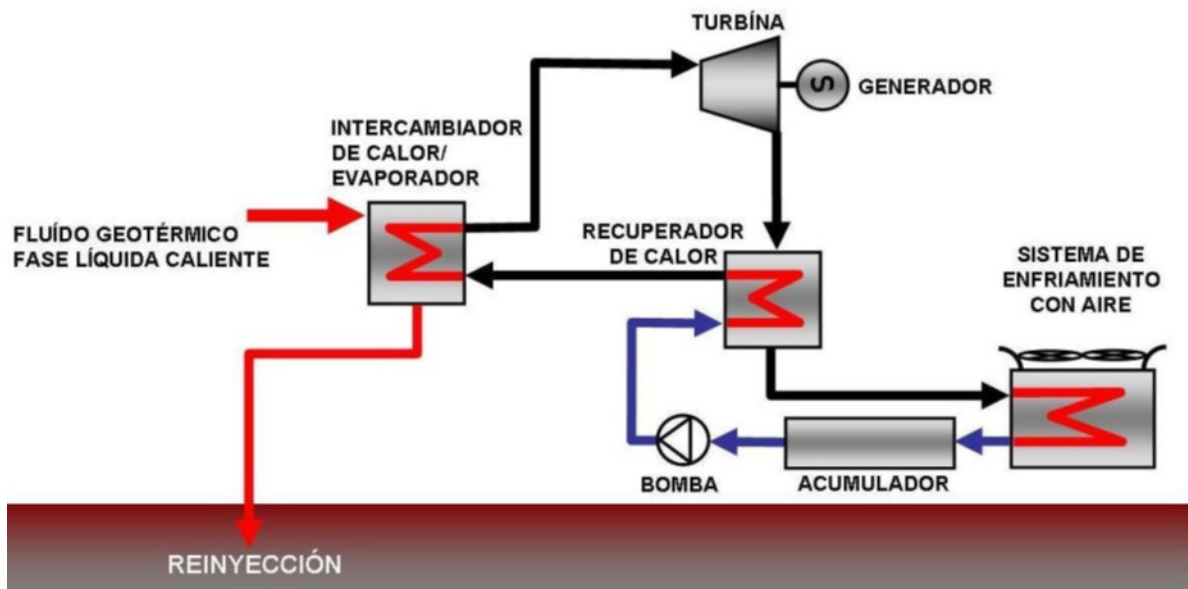
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

1.4.4.2 Planta de generación binaria

Constituye un sistema independiente de generación, cuya función es optimizar el uso de la energía térmica presente en los fluidos geotérmicos.

Esta planta está conformada principalmente por un intercambiador de calor para transferir la energía térmica de la parte líquida del fluido geotérmico a un fluido orgánico de baja temperatura de ebullición, como el *isobutano* o *isopentano*, de manera que este hierve y se evapora. El vapor fluye a la turbina donde se expande y ocurre la transformación de la energía térmica en energía mecánica. Finalmente se transmite el movimiento mecánico a un generador, que transforma la energía mecánica en electricidad. El vapor que sale de la turbina es recuperado y enviado a un condensador donde es enfriado mediante un sistema de enfriamiento con aire hasta condensarlo. El líquido de trabajo condensado fluye de nuevo a la bomba completando el ciclo termodinámico. El fluido geotérmico que sale del intercambiador se envía a los pozos para su reinyección total. A continuación, en la Figura 11 se presenta un diagrama de flujo simplificado de la planta binaria.

Figura 11. Diagrama de flujo simplificado de la central geotérmica binaria



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

A continuación, se describen los principales componentes de la planta binaria:

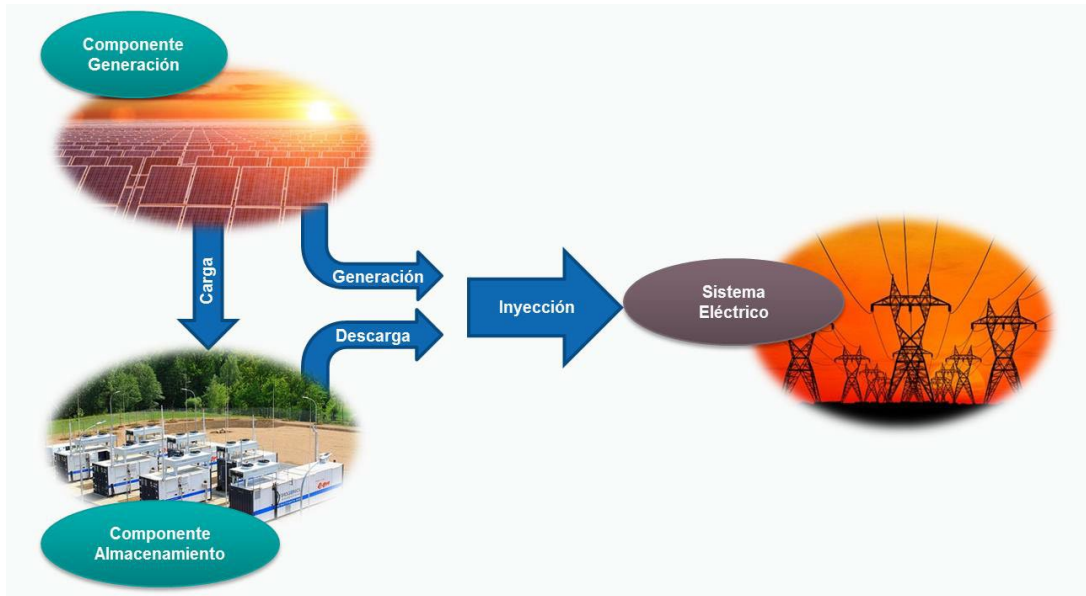
- a. **Intercambiador de calor y evaporador:** Es un equipo de acero en donde el fluido geotérmico transfiere, sin contacto alguno, su energía térmica al fluido orgánico, que se calienta y evapora.
- b. **Casa de máquinas.** Incluyen el sistema de generación (turbina y generador), el sistema de control y el de seguridad.
- c. **Recuperadores:** Son intercambiadores de calor de acero, en donde el fluido orgánico, en fase de vapor, que sale de la turbina transfiere su energía térmica al fluido orgánico en fase líquida y frío que sale de las torres de enfriamiento.
- d. **Sistema de enfriamiento con aire.** El fluido orgánico se condensa y se enfría a través de un sistema a aire donde un número adecuado de ventiladores garantizan el suficiente flujo de aire hacia los tubos en los cuales se transporta el fluido orgánico. Esta estructura es principalmente de acero.
- e. **Acumulador:** Es un estanque de almacenamiento de fluido orgánico, que es una parte integrante del circuito. El volumen total de fluido orgánico es aproximadamente de 300 m³ en fase líquida.

1.4.5 Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento

Su principal característica es el almacenamiento de energía mediante la transformación de la energía eléctrica que producen en energía mecánica, térmica, química, entre otras.

De acuerdo con el Reglamento de Coordinación y operación, el punto de conexión al sistema eléctrico de la central y su componente de almacenamiento debe ser el mismo.

Figura 12. Diagrama Central renovable con capacidad de almacenamiento



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Para el desarrollo del presente Informe se analizarán los siguientes tipos de centrales renovables con capacidad de almacenamiento:

1.4.5.1 Central Solar Fotovoltaica + Sistema de Almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)

Una central solar fotovoltaica con capacidad de almacenamiento mediante sistema de almacenamiento de energía mediante baterías resulta adecuada para permitir entregar energía y potencia eléctrica al sistema eléctrico correspondiente, durante algunas horas del día como puede ser las horas de demanda máxima de tal manera de proveer potencia de punta, flexibilidad o servicios complementarios.

Una breve descripción técnica de una central fotovoltaica más un sistema de baterías se realiza a continuación:

a. Central Solar Fotovoltaica

La energía solar es una energía renovable que utiliza la radiación electromagnética proveniente del sol. La cantidad de energía solar que incide por unidad de área y tiempo (kWh/m^2 al día) corresponde al principal criterio para seleccionar el lugar de ubicación de una planta solar.

Los módulos fotovoltaicos tienen como objetivo absorber la energía proveniente del sol y transformarla en energía eléctrica; proceso realizado a través de las celdas o células fotovoltaicas, las que se disponen en serie o paralelo, a lo largo de éste. Estos módulos están formados por un cristal o lámina transparente superior que les protege de la intemperie y bajo ésta, se encuentran encapsulados el sustrato conversor de material semiconductor y sus conexiones eléctricas.

Si bien existen diversos tipos de módulos fotovoltaicos, en aplicaciones de centrales fotovoltaicas de potencia lo usual es utilizar módulos fotovoltaicos de silicio ya sea policristalinos o monocristalinos. Las potencias de los módulos fotovoltaicos. También cabe destacar la aparición de módulos bifaciales.

Actualmente los módulos fotovoltaicos considerados en los proyectos en desarrollo tienen una potencia sobre los 340 [Wp] de potencia siendo usual encontrar módulos de alta eficiencia, con potencias sobre los 400 [Wp].

Un parque fotovoltaico típico está compuesto por los siguientes componentes:

- d. Módulos fotovoltaicos
- e. Inversores de potencia
- f. Transformadores de media tensión
- g. Sistema de soporte y/o seguimiento
- h. Cajas de conexión
- i. Sistema monitorización
- j. Obras civiles
- k. Sistema Colector
- l. Subestación Eléctrica

Respecto a las estructuras de soporte lo más utilizado en las centrales en servicios y los proyectos en desarrollo corresponden a soportes fijos y a sistemas de seguimientos en un solo eje (HSAT).

b. Sistema Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS)

El sistema de almacenamiento de energía mediante baterías o BESS es uno de los sistemas que posee la mayor flexibilidad en cuanto a la respuesta de carga y descarga, además de tener altos niveles de eficiencia. Estos corresponden a un conjunto de celdas conectadas en serie, paralelo, o ambas configuraciones a la vez. Las cuales tienen la capacidad de almacenar la energía en forma electroquímica.

Un sistema BESS, consiste en sistemas de baterías modulares normalmente del tipo ión-litio, los cuales se almacenan en arreglos de cubos junto a cada inversor. El sistema de baterías se diseña para almacenar la totalidad de la energía generada por el parque fotovoltaico, por un período de horas según el tamaño del propio sistema de baterías, y cuenta además con equipos de ventilación y aire acondicionado, sistema contra incendios y equipos para comunicación y control.

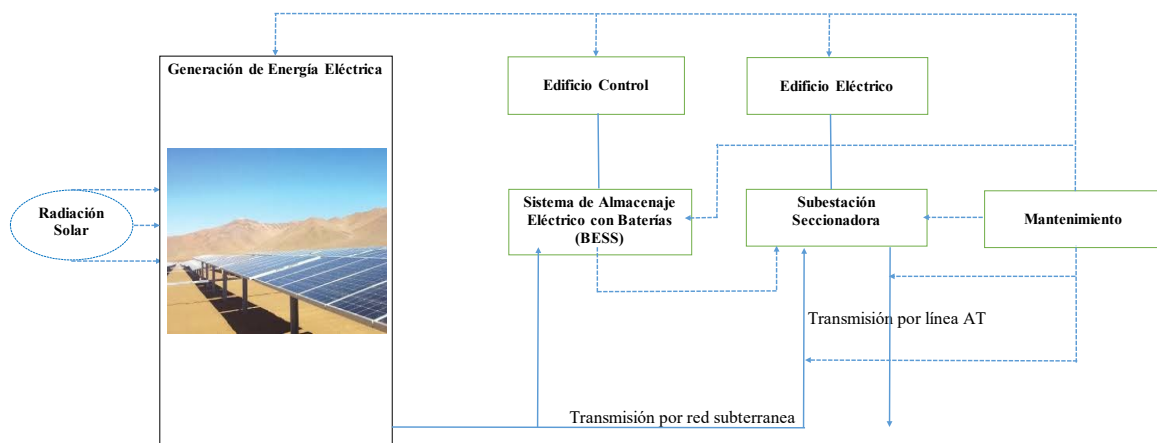
El sistema BESS tiene por objeto permitir capacidad de regulación de la central fotovoltaica mediante el almacenamiento de energía a través de esta tecnología, entregando mayor estabilidad y confiabilidad a los sistemas de generación en base a energías renovables, para inyectarla al Sistema Eléctrico correspondiente cuando sea requerida. La conexión eléctrica de los cubos se realizará en serie y posteriormente se conectan a través de las alternativas siguientes:

- i) Un desconector a las barras de corriente continua antes de cada inversor de la central fotovoltaica; o,
- ii) A través de un inversor a las barras de corriente alterna a una subestación de media tensión de la central fotovoltaica.

En los casos donde se considera un sistema BESS en conjunto con una planta fotovoltaica de generación típicamente se considera la configuración ii) dado que por la escala es más simple y económicamente conveniente centralizar la conexión en corriente alterna directamente a las celdas de media tensión del sistema colector.

Los sistemas BESS por lo general están compuestos por módulos contenerizados de distinta tipo en los cuales van alojadas las bate, los controladores, convertidores de electrónica de potencia, transformadores de potencia y celdas de media tensión. Estos contendedores van instalados sobre fundaciones de concreto y losas rectangulares.

Figura 13. Esquema Central Solar Fotovoltaica más Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 14. Sistema de Almacenamiento de energía mediante Baterías (BESS)



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

1.4.5.2 Central Eólica + Sistema de Almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)

Una central eólica con capacidad de almacenamiento mediante sistema BESS resulta adecuada para permitir entregar energía y potencia eléctrica al sistema eléctrico correspondiente, durante algunas horas del día como puede ser las horas de demanda máxima de tal manera de proveer potencia de punta, flexibilidad o servicios complementarios.

Una breve descripción técnica de una central eólica más un sistema de baterías se realiza a continuación:

a. Central Eólica

La energía eólica es una energía renovable que utiliza la fuerza del viento para generar electricidad. El principal medio para obtenerla son los aerogeneradores, correspondientes a “molinos de viento” de tamaño variable que transforman con sus aspas la energía cinética del viento en energía mecánica. La energía del viento puede obtenerse instalando los aerogeneradores tanto en suelo firme como en el suelo marino.

En la tierra el movimiento de las masas de aire se debe principalmente a la diferencia de presiones existentes en distintas ubicaciones geográficas moviéndose de lugares con alta a baja presión, los efectos locales pueden deberse además a brisas marinas que son debido a la diferencia de temperatura entre el mar y la tierra, o también debido a los vientos de montaña que se producen por el calentamiento de las montañas y esto afecta en la densidad del aire y hace que el viento suba por la ladera de la montaña o baje por esta dependiendo si es de noche o de día.

Para producir electricidad con una central eólica es necesario que el viento sople a una velocidad de entre 3 y 25 m/s. El viento hace girar las palas de un aerogenerador al incidir sobre ellas, convirtiendo así la energía cinética del viento en energía mecánica que se transmite al rotor. Es entonces cuando se puede transmitir al eje del generador eléctrico para producir energía eléctrica.

Los aerogeneradores están constituidos por rotor conformado por las aspas y el buje motriz y la góndola o nacela, la cual contiene típicamente el eje principal desde el buje, la caja multiplicadora de velocidad rotatoria la que conecta con el generador eléctrico, sincrónico o asincrónico.

En aerogeneradores actuales lo usual es que consideran un convertidor de electrónica de potencia el cual permite el funcionamiento a velocidad variable. El tren de potencia contiene además un freno mecánico ubicado en el lado del generador de la caja multiplicadora.

Además, dentro del aerogenerador, ya sea en la góndola o en la base de las torres típicamente está el transformador elevador a media tensión y elementos de protección asociados.

Las aspas y góndolas están construidas de fibra de vidrio y resina reforzada, mientras que la torre típicamente es de acero tubular, aunque existe la opción de torres de hormigón o híbridas.

El rotor está constituido por tres aspas aerodinámicas, las que transforman la energía cinética del viento y transmite su potencia al buje y al eje principal.

El buje soporta a las tres aspas y contiene los descansos y cilindros hidráulicos o motores eléctricos del control del paso de las aspas.

Hoy en día es frecuente encontrar en Chile parques de aerogeneradores de tamaño sobre 4 MW hasta 5,6 MW en proyectos desarrollo o en construcción, existiendo algunos proyectos que consideran turbinas cercanas a los 6 MW.

La altura de buje en los proyectos en desarrollo hoy en día en Chile es sobre los 140 metros.

Un parque eólico este compuesto por los siguientes elementos:

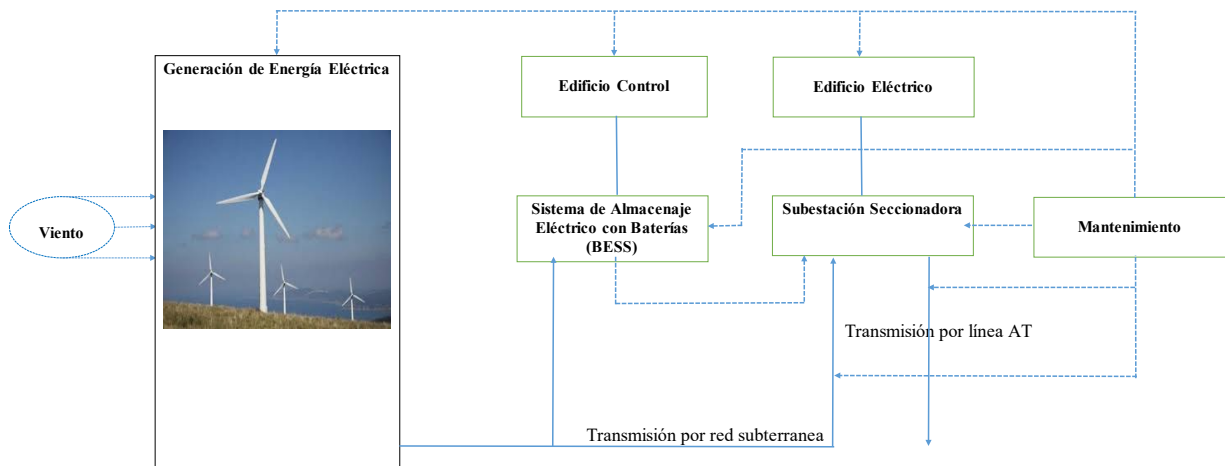
- a. Aerogeneradores
- b. Obras Civiles
 - Caminos Interiores
 - Plataformas de Montaje
 - Fundaciones Aerogeneradores.
- c. Sistema Colector
- d. Subestación Eléctrica
- e. Estación Meteorológica

b. Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS)

La descripción técnica de un sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) es similar al descrito en el numeral anterior, referido a la central solar fotovoltaica con almacenamiento mediante un sistema de baterías.

El sistema BESS inyecta a la o las barras de media tensión del parque (sistema colector) en media tensión del parque eólico. La siguiente figura muestra el esquema del sistema del almacenamiento en conjunto con un parque eólico.

Figura 15. Esquema Central Eólica más Sistema de almacenamiento mediante baterías (BESS)



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

1.4.5.3 Central Hidroeléctrica de pasada + Sistema de almacenamiento mediante baterías (BESS)

Las centrales hidroeléctricas de pasada la energía se obtiene a partir de la transformación de la energía potencial y cinética del agua en energía eléctrica mediante el movimiento proporcionado a turbinas hidráulicas acopadas a generadores eléctricos.

Al igual que en los embalses, su instalación debe considerar factores como la disponibilidad de derechos de aprovechamiento de agua, impactos medioambientales, y condiciones geotécnicas e hidrológicas de la localización en particular. Lo anterior vuelve muy disímiles unos proyectos de otros.

Las centrales hidráulicas de pasada sólo desvían una porción del agua de los ríos o cauces naturales para accionar turbinas hidráulicas y generar energía eléctrica, devolviendo luego el caudal al río aguas abajo del punto de toma.

Dentro de las centrales hidráulicas de pasada existen algunas con capacidad de regulación, dado que poseen estanques capaces de acumular agua para el proceso de generación eléctrica, aunque en menor medida que los embalses (típicamente regulación de tipo intra-diario).

La casa de máquinas está compuesta por: turbina hidroeléctrica con sistema de regulación de velocidad, puente grúa y equipos de *izaje*, sistema de lubricación, sistema de ventilación y refrigeración, sistema contra incendio, válvulas (protección, descarga, aislación), compuerta de evacuación descarga, sistema de vaciado y drenaje, entre otros.

Lo anterior implica también particular relevancia de los costos de obras civiles asociados a la casa de máquinas y los del montaje del equipamiento hidromecánico. Cabe señalar que la casa de máquinas de las centrales hidráulicas de pasada es típicamente exterior y no en caverna.

En general, el aprovechamiento del recurso hídrico es mediante captación por medio de bocatomas y conducción por medio de una aducción con canales o mixta (con canales, túneles gravitacionales y túneles en presión) e incluyen una chimenea de equilibrio o cámara de carga conectada con las tuberías o el pique en presión hasta los elementos de regulación hidráulica de las turbinas, las que están acopladas a los correspondientes generadores eléctricos.

En tanto, dependiendo del arrastre de materiales, sedimentación o turbiedad presente en el agua, el proyecto puede contemplar rejas y desvíos, *descripiadores*, desarenadores o lagunas de sedimentación, mientras que la descarga de las turbinas en su sección inicial dependerá del tipo de turbina hidráulica, la cual se conectará con un canal de descarga hasta el punto de devolución del recurso hídrico al cauce del río.

Finalmente, el sistema BESS para este tipo de instalaciones posee las mismas características que las indicadas en la sección anterior.

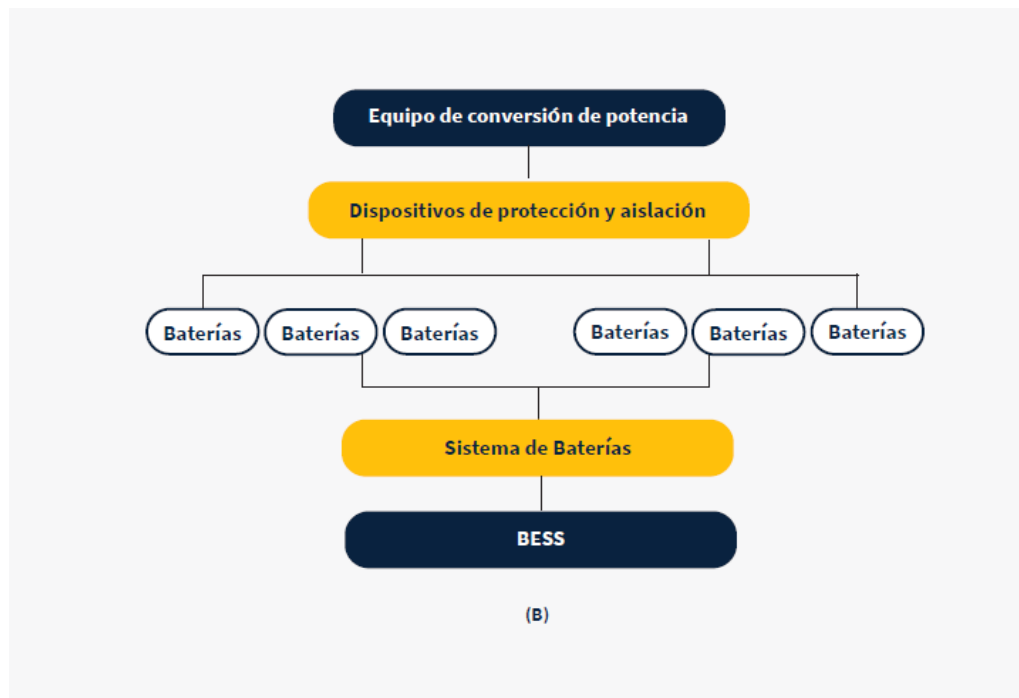
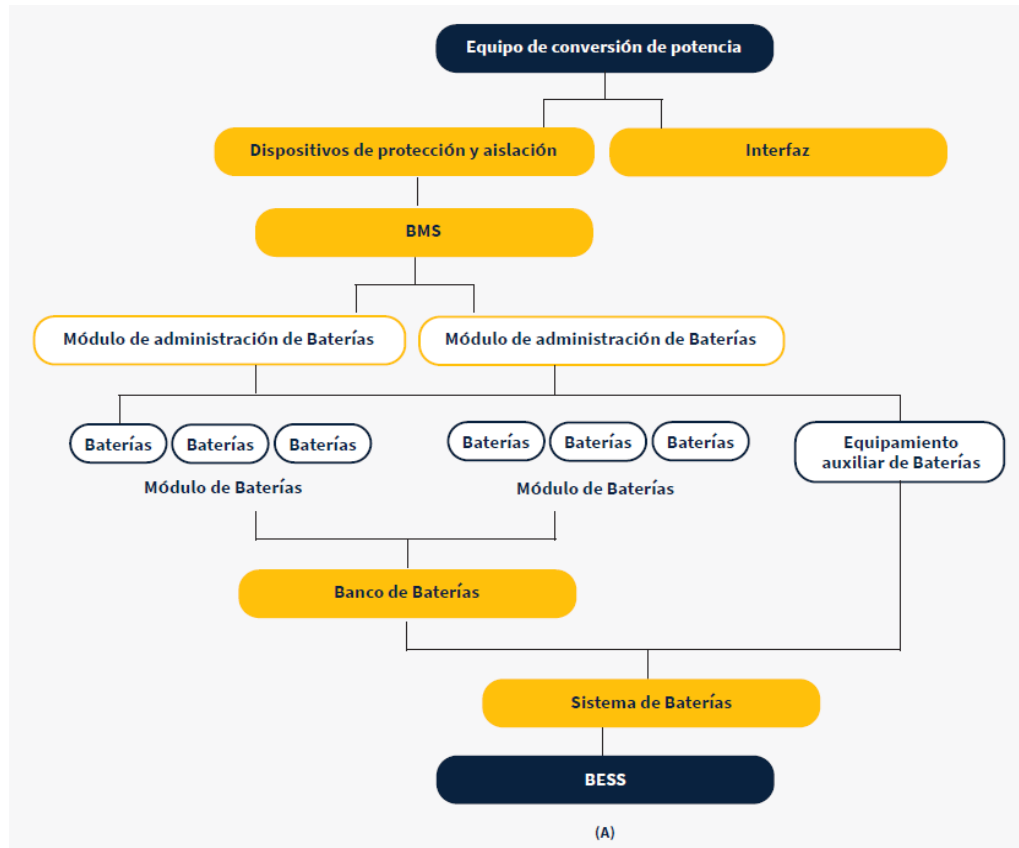
1.5 Sistema de Almacenamiento *Stand Alone*

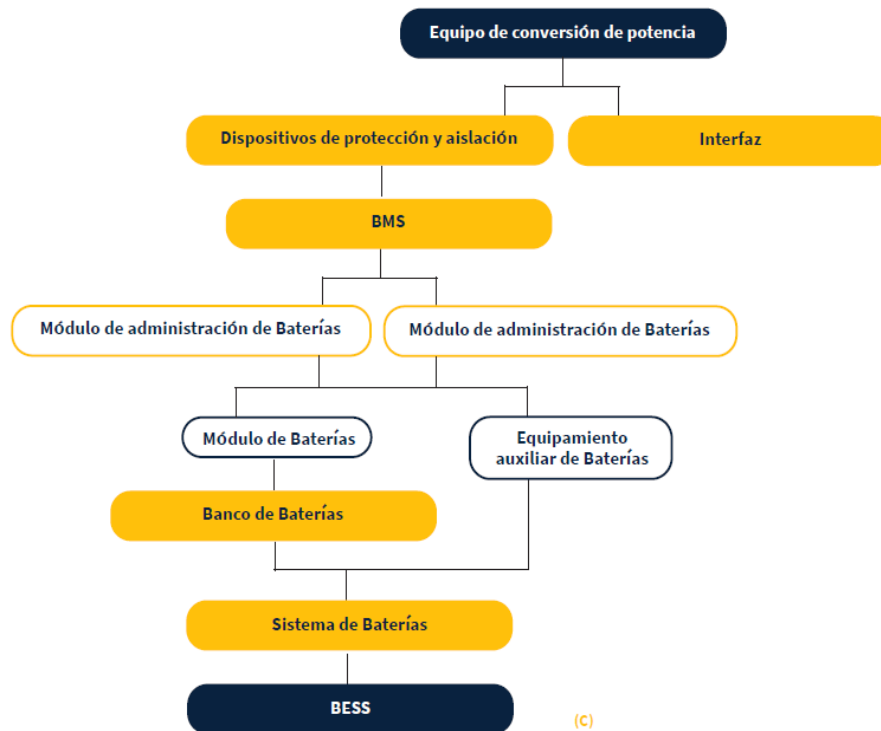
1.5.1 Sistema de Almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)

Una generalización de los componentes presentes en un BESS se muestra en la Figura 16, de acuerdo con la tecnología de las baterías, donde se destacan los siguientes elementos:

- a. Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías, formado por:
 - Arreglos de baterías en configuración serie/paralelo, que forman el sistema de almacenamiento de energía mediante baterías.
 - Equipamiento auxiliar de baterías, que conforma elementos de protección e interconexión de éstas.
 - BMS, que es un equipo de gestión de baterías para mantener el banco de baterías dentro del rango de operación seguro.
- b. El sistema de almacenamiento de energía en baterías incluye el armario de baterías, el controlador de rack inteligente, el sistema de aire acondicionado, el sistema de extinción de incendios, el sistema de puesta a tierra contra rayos, etc.
- c. El sistema de conversión de energía bidireccional, comúnmente denominado inversor, acopla el sistema de baterías (alimentación de CC) con la red eléctrica (alimentación de CA). El PCS puede constar de una o varias unidades en función del tamaño del sistema.
- d. La estación transformadora inteligente es un contenedor compacto de 20' HC que contiene un transformador de intemperie, equipamiento de conexión de media tensión (MT) y panel de Baja Tensión (BT). Permite una conexión rápida y fiable del inversor fotovoltaico a la conexión de media tensión (MT).
- e. Dispositivos de protecciones y aislación, que consideran componentes tanto eléctricas como mecánicas, como fusibles, relés, borneras, sistemas de ventilación, entre otros.
- f. Interfaz de usuario, para visualización de estado interno de BESS.
- g. *Power Converter Equipment* (PCE) o equipos de conversión de potencia, que consiste en un equipo eléctrico que permite interactuar entre la red eléctrica a alimentar Corriente Continua (CC) y/o Corriente Alterna (CA) y las baterías. Este equipo debe ser dimensionado para que la operación del banco de baterías con la red correspondiente sea segura en todo punto de operación.

Figura 16. Ejemplos de estructuras de BESS según su química (según norma AS/NZS 5139). (A) Ión litio; (B) Níquel-cadmio o plomo ácido; (C) batería de flujo





(C)

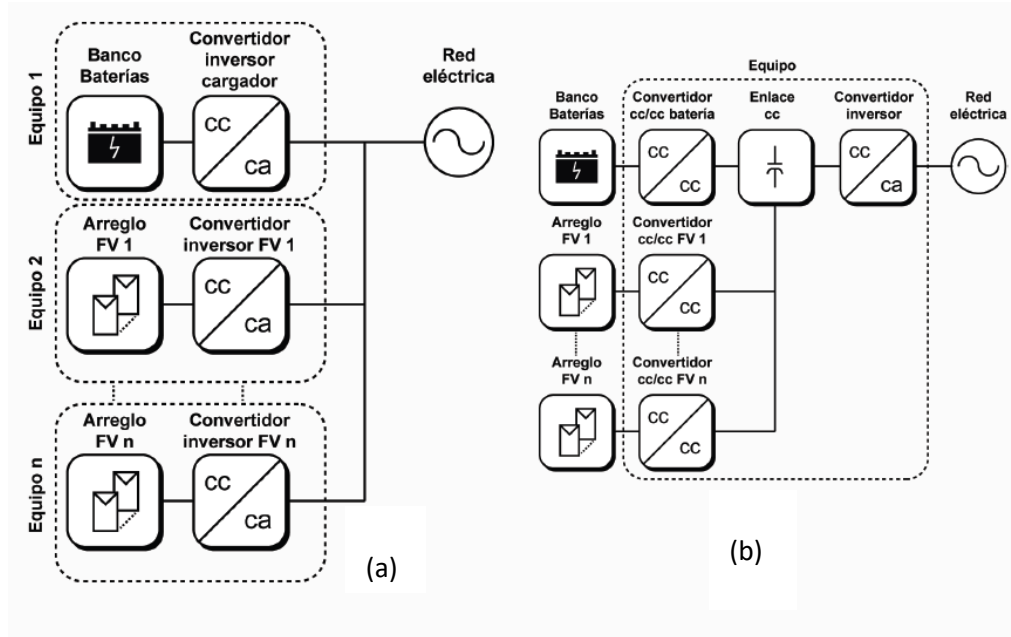
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

1.5.1.1 Topología de Sistemas BESS

En la literatura es posible identificar dos tipos de sistemas BESS, acorde a lo mostrado en la Figura 17.

- Distribuido, donde las unidades de generación y almacenamiento de energía no están integradas en un mismo equipo.
- Concentrado, donde un mismo equipo interconecta un sistema de almacenamiento de energía con unidades de generación (por ejemplo, arreglo de paneles FV). En el mercado es posible encontrar estos equipos con el nombre de convertidores o equipos “híbridos”.

Figura 17. Tipos de topologías de BESS conectados a la red. (a) BESS distribuido; (b) BESS concentrado



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

1.5.1.2 Esquemas de interconexión

Se identifican cinco esquemas de interconexión, tanto para redes aisladas (off-grid) como de distribución (on-grid). En este sentido, la energía solar puede ir hacia las baterías por distintos caminos. Los paneles fotovoltaicos (FV) generan energía en Corriente Continua (CC), las baterías almacenan en CC y las cargas mayoritariamente suelen estar en Corriente Alterna (CA). Así, se establecen dos definiciones respecto a la forma de carga de las baterías mediante el uso de la energía solar:

- Acoplamiento CC: la energía solar va desde los paneles FV en CC a la batería, mediante un regulador de carga o equipo afín.
- Acoplamiento CA: la energía solar va desde los paneles FV en CC a una red CA mediante un inversor, para luego alimentar la batería en CC mediante un convertidor CC-CA que se conecta a dicha red.

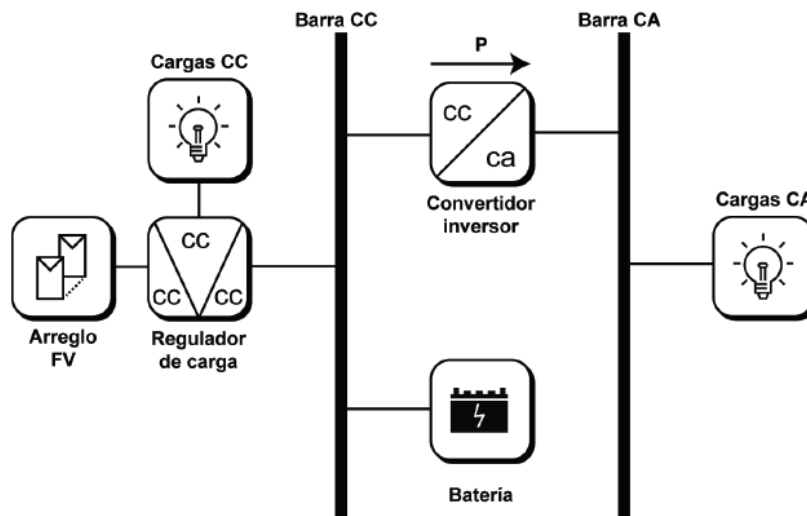
Considerando que el núcleo de la instalación es el convertidor CC-CA conectado a baterías, se presentan a continuación cinco esquemas de interconexión entre equipos de almacenamiento, generación FV, red eléctrica (aislada o de distribución) y cargas:

a. Esquema 1: Stand-alone off-grid sin función de carga a la red.

- Este esquema se utiliza en sistemas aislados, pues las cargas no son alimentadas por la red de distribución. En la Figura 18 se muestra el esquema de conexión a considerar:
- El esquema se compone de un banco de baterías alimentado por un regulador de carga capaz de extraer energía de un arreglo de paneles fotovoltaicos. En este esquema, las cargas CA son alimentadas por el inversor.
- Tanto el regulador de carga y el inversor suelen ser de baja potencia (del orden de 5 kW).
- El equipo de conversión de potencia (convertidor inversor) genera la red eléctrica (grid forming). Además, este equipo no carga la batería, solo extrae energía de ésta, de forma que opera como “inversor”.
- Existen algunos reguladores de carga que permiten alimentar cargas en CC.
- Es posible agregar a estos esquemas equipos de generación de respaldo.
- El presente esquema opera con acoplamiento en CC.

Existen equipos de conversión de potencia CC-CA comerciales que permiten implementar este esquema. Estos cuentan con puerto CC y CA unidireccional (potencia hacia un sentido solamente) que permiten utilizar la energía de las baterías para alimentar a las cargas en CA en la red (barra CA) y no viceversa.

Figura 18. Esquema de “stand-alone off-grid sin función de carga a la red”



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

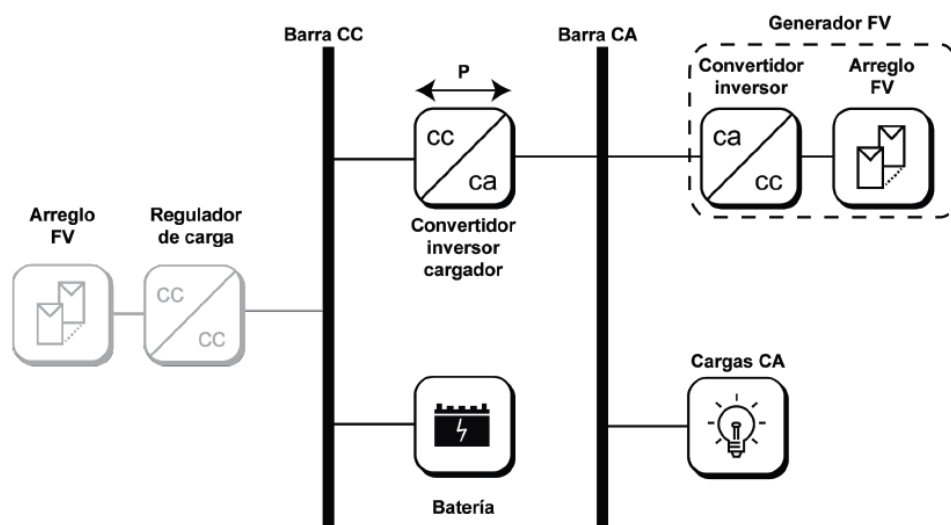
b. Esquema 2: Stand-alone off-grid con función de carga a la red

En una red eléctrica en CA, solo debe haber un equipo que imponga la tensión en la red (es decir, amplitud, frecuencia y secuencia de las fases) y uno o más equipos que se sincronicen a esta, inyectando o absorbiendo energía. Similar al caso anterior, el presente esquema es utilizado en redes aisladas. Es posible que la red ya disponga de un generador, o no lo haga. Así, en la literatura se observa que es viable utilizar este esquema creando una red (grid forming), así como también acoplándose a una red aislada ya formada anteriormente (grid following), donde ya hay un generador que imponga tensión.

En la Figura 19 se muestra el esquema de conexión. De esta manera:

- El esquema se compone de un banco de baterías en conjunto con un convertidor CC – CA conectado a la red eléctrica aislada (barra CA), capaz de tanto entregar o absorber energía de esta. En la literatura comercial a este equipo suele llamarse “inversor-cargador”.
- La principal fuente de energía para cargar las baterías proviene del lado de la red eléctrica aislada, donde se conectan generadores (por ejemplo, generador FV). De esta forma, este esquema corresponde a un acoplamiento en CA. Así, la generación conectada al lado de la red es capaz de tanto alimentar las cargas como las baterías.
- En este esquema no es necesario utilizar un regulador de carga o cargador de baterías. Lo anterior es posible si el convertidor CC – CA (inversor-cargador) lo permite (corriente de carga de ambos equipos no sobrecargue la batería en operación nominal).
- Es posible agregar a estos esquemas equipos de generación de respaldo.

Figura 19. Esquema “stand-alone off-grid con función de carga a la red”



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Existen equipos comerciales que permiten implementar este esquema, los cuales cuentan con puerto de CC y CA bidireccional. Estos equipos tienen la capacidad de funcionar tanto en Esquema 1 como Esquema 2 ya que cuenta con la característica de formar una red a partir de la energía de las baterías, además de cargar las baterías utilizando la energía extraída desde el puerto CA.

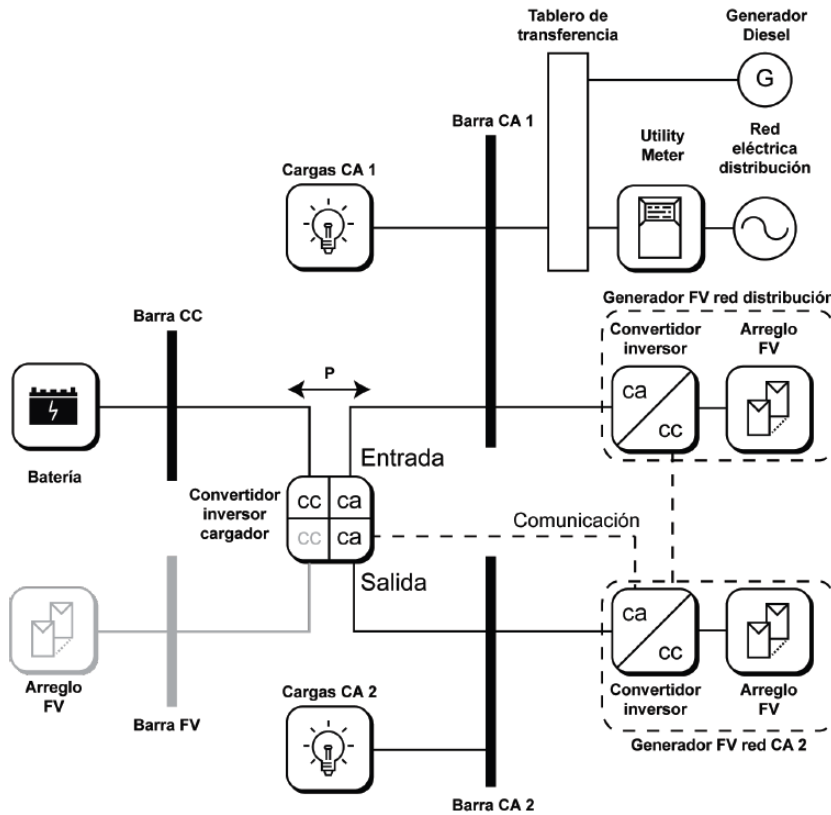
c. Esquema 3: Híbrido

En la Figura 20 se muestra el esquema de conexión para tanto sistemas aislados como conectados a una red de distribución, donde el convertidor de potencia conectado a la red es capaz tanto de entregar como absorber energía de esta. Este equipo tiene 2 puertos en CA: uno de “entrada” conectada a la red (de distribución o aislada, por ejemplo, con generador Diésel) y otra de “salida” conectada a las cargas (representadas como “Cargas CA 2”). En consecuencia:

- En operación normal, es posible cargar o descargar la batería con la energía disponible en la red (por ejemplo, de distribución) desde el puerto de entrada en CA. Este puerto del equipo opera como grid following.
- En caso de corte de suministro, el equipo es capaz de identificar este evento y alimentar las cargas desde el banco de baterías conectadas al puerto CA de salida. De esta forma, en este puerto el equipo opera como grid forming. También es posible alimentar las baterías desde la red generada (en barra C A 2) si hay equipos de generación conectados a esta. Esto puede ser una buena práctica ya que, en caso de corte de suministro, mientras la batería esté cargada, será posible extraer energía del “inversor FV red CA 2” al imponer tensión el equipo de almacenamiento (convertidor inversor-cargador).

Además, en algunos de estos equipos (convertidor inversor-cargador) es posible encontrar una entrada física a un arreglo FV para cargar la batería o inyectar energía a la red, según se requiera. Conjuntamente, es posible conectar cargas en CA (representando como “Cargas CA 1” en la Figura 20) en el lado de la red de distribución, las cuales durante un corte de suministro no podrán ser alimentadas debido al modo anti-isla del equipo.

Figura 20. Esquema “híbrido”



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

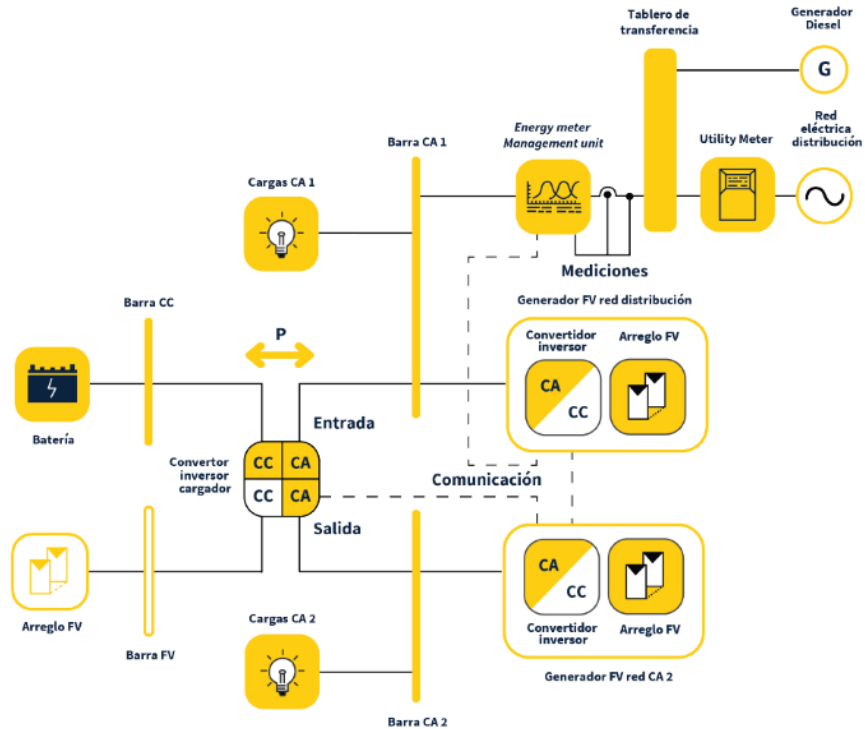
Existen equipos comerciales que permiten implementar este esquema, los cuales cuentan con dos puertos CC y dos puertos CA. Tiene la capacidad de operar en Esquema 1 (ya que puede crear una red CA desde las baterías) y en Esquema 2 (ya que cuenta con la función de carga de batería desde la red CA) inclusive. Sumado a lo anterior, es posible considerar este equipo en el Esquema 3, ya que al ser un inversor cargador híbrido tiene la capacidad de operar tanto en redes off-grid como en redes on-grid. Adicionalmente, este equipo cuenta con puertos de comunicación que pueden ser utilizados con energy meter para limitar la inyección de energía a la red distribuida, permitiendo operar en modo de autoconsumo, como se indica en el Esquema 4. Finalmente, si el equipo es conectado usando uno de sus puertos CA solamente y además usando la limitación de inyección (mediante energy meter), este equipo puede operar como se muestra en Esquema 5.

d. Esquema 4: Híbrido con limitación de inyecciones

En la Figura 21 se ilustra la misma lógica que el esquema híbrido mostrado anteriormente, agregando la función de limitación de inyecciones hacia la red de distribución mediante un energy meter. Este equipo se comunica con los equipos de generación para administrar la energía del sistema. Este proceso es posible realizarlo de forma distribuida, donde cada equipo de generación toma decisiones de cómo usar la energía según se comunica con los

otros generadores (como se ilustra en la Figura 21, o concentrada, de forma que un equipo externo (maestro) coordina todos los equipos de generación (esclavos).

Figura 21. Esquema “híbrido con limitación de inyección”

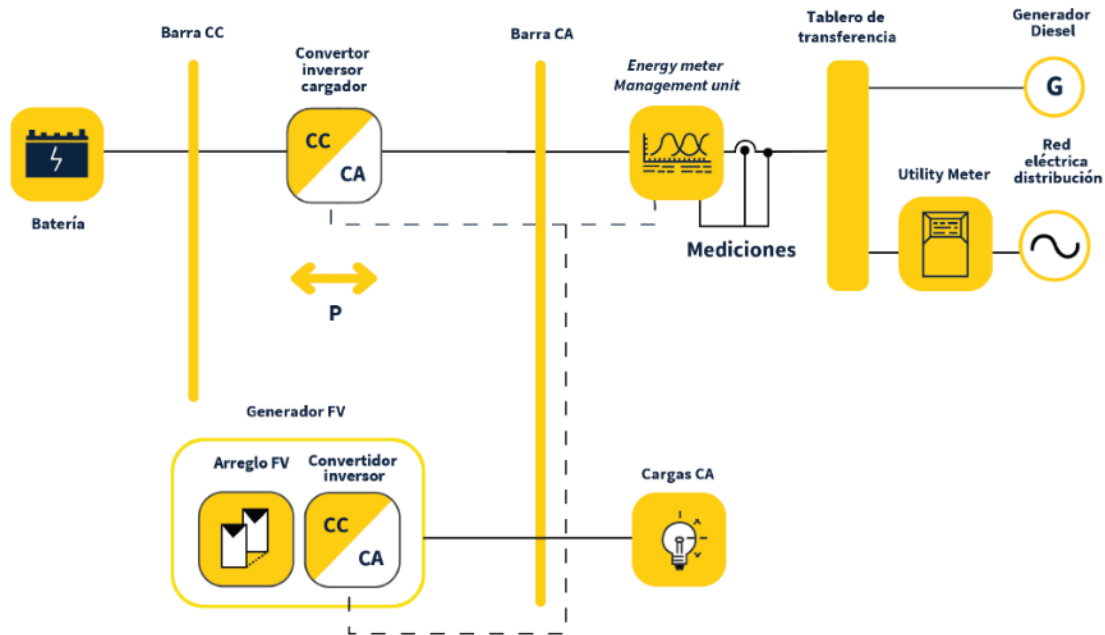


Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

e. Esquema 5: Conectado a la red con limitación de inyección

En la Figura 22 se muestra el esquema de conexión donde solo hay una red eléctrica CA. En el ejemplo se ilustra que esta red puede ser tanto aislada como de distribución, donde es posible utilizar además equipos electrógenos. El inversor-cargador es capaz tanto de entregar como absorber energía por su único puerto en CA. Así, en función de cómo se configure el sistema, el equipo puede ser comandado por un energy meter, el cual dirige la inyección de potencia y con ello energía al lado de la red para alimentar las cargas. En base a lo anterior, el equipo opera como grid following.

Figura 22. Esquema “conectado a la red con limitación de inyección”



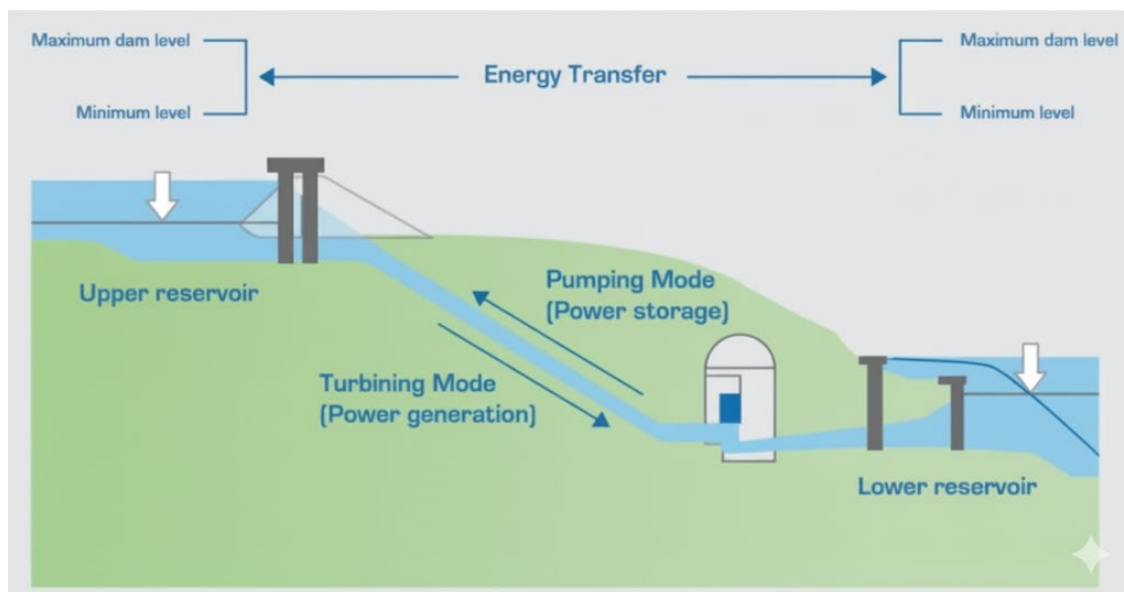
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Cabe destacar que en todos los esquemas la batería puede conectarse a la barra CC directamente o mediante un regulador CC – CC bidireccional. Esta es una tendencia en aplicaciones de vehículos eléctricos, para mejorar la eficiencia de los convertidores al operar esta barra para un voltaje fijado por este convertidor. No obstante, esto no es ampliamente utilizado en aplicaciones de sistemas estaciones de autoconsumo y/o inyección de energía a la red eléctrica en base a baterías y generadores fotovoltaicos. Por ello, este caso no será esquematizado en este libro. De requerirse, debe revisarse la compatibilidad de este equipo respecto a los equipos que se conectan a la barra CC y a la batería, de forma que toda la operación en todo rango de operación sea segura.

1.6 Almacenamiento de energía mediante Central de Bombeo

La tecnología de almacenamiento por bombeo hidroeléctrico (PHS, Pumped Hydroelectric Storage) se basa en el manejo de la energía potencial del agua, a través de la diferencia de alturas entre dos depósitos o embalses. En periodos de alta disponibilidad de energía eléctrica y bajo precio, el agua es bombeada y almacenada en el embalse superior (proceso de carga). Ante escenarios de alta demanda de electricidad y precios elevados, el agua es liberada del depósito superior al inferior y se hace pasar a través de unas turbinas para generar la energía necesaria (proceso de descarga). La cantidad de energía almacenada es proporcional a la diferencia de altura entre los dos embalses y el volumen de agua almacenada. La potencia de las plantas de bombeo oscila entre los 20 MW y 500 MW, siendo muy típicos valores entre 200 MW y 350 MW.

Figura 23. Esquema de centro de bombeo hidráulico



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

2. CARACTERÍSTICAS Y ATRIBUTOS DE FLEXIBILIDAD DE DISTINTAS TECNOLOGÍAS

Las plantas generadoras convencionales son las que hoy en día proveen casi toda la flexibilidad necesaria en los sistemas eléctricos. Los atributos de flexibilidad de un generador convencional pueden incluir su tasa de toma de carga (rampa), mínimo tiempo con carga estable y tiempos mínimos de partida, parada, encendido, apagado. Tradicionalmente las turbinas a gas y centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación (embalses) han sido consideradas más flexibles que las centrales a carbón. Por otro lado, las centrales hidroeléctricas de pasada se consideran más bien inflexibles, mientras que para centrales de embalses sus características de flexibilidad pueden variar dependiendo del diseño y el tamaño del embalse, entre otros.

Respecto de cómo medir la flexibilidad, no hay una única perspectiva respecto de cómo hacerlo, sin embargo, actualmente es común emplear como indicadores la tasa de toma de carga (rampa), tiempo mínimo encendido/apagado, y tiempo de partida, todos ellos medidos en MW disponibles para subir o bajar la carga a través del tiempo.

En el presente capítulo, se analizan las capacidades técnicas de las distintas tecnologías que podrán proveer la potencia de punta en el Sistema Eléctrico Nacional, en particular para proveer flexibilidad a la operación del sistema.

Respecto de la flexibilidad operacional se realiza una breve descripción de los siguientes atributos:

a. mínimos técnicos

De acuerdo con la normativa vigente, el mínimo técnico corresponde a la potencia activa bruta mínima, con la cual una unidad puede operar en forma permanente, segura y estable inyectando energía a la red de forma continua.

b. tiempos mínimos de encendido y apagado

El tiempo mínimo de encendido de partida corresponde al tiempo requerido para realizar el proceso de encendido de una unidad generadora desde que se la da la instrucción de partida. Por su parte, el tiempo de apagado corresponde al tiempo requerido para realizar el proceso de detención de la unidad generadora y en el caso particular de centrales térmicas la unidad generadora además de encontrarse completamente detenida debe estar sin ningún proceso térmico en funcionamiento.

c. capacidad de toma de carga de subida y bajada

La capacidad de toma de carga de subida y bajada corresponde a la tasa o gradiente con la cual una unidad de generación es capaz de aumentar o disminuir la potencia activa generada.

d. tiempos mínimos de operación

Corresponde al tiempo mínimo de operación de la unidad generador antes de poder detenerse, una vez concluido un proceso de partida.

2.1 Centrales térmicas

2.1.1 Turbinas a gas

Turbinas a gas de ciclo abierto tienen un tiempo de partida de hasta 30 minutos aproximadamente; presentan por una parte una capacidad de toma de carga de entre 16% a 30% por minuto (en promedio 14%); un mínimo técnico en promedio equivalente a 10% de la potencia máxima para tamaños sobre 100 MW e inferior a 150 MW y un mínimo técnico en promedio equivalente a 25% de la potencia máxima para tamaños sobre 20 MW e igual o inferior a 50 MW.

2.1.2 Grupo motor - generador

Los grupos motor generador en ciclo abierto tienen un tiempo de partida típicamente del orden de los 10 minutos aproximadamente; una capacidad de toma de carga de entre 40 % a 100 % por minuto y un mínimo técnico en promedio equivalente a 10% de la potencia máxima.

2.2 Centrales Renovables con Capacidad de Regulación

2.2.1 Central Hidráulica de Embalse

Central Hidráulica con capacidad de Regulación (embalses) tienen un tiempo de partida de hasta 10 minutos aproximadamente hasta alcanzar el mínimo técnico; una capacidad de toma de carga mayor a 16% por minuto (turbinas Francis) y mayor a 22% por minuto turbinas Pelton; y un mínimo técnico de 0% para turbinas del tipo Pelton y del orden del 20% para turbinas Francis. También un tiempo mínimo de operación de 0 minutos.

2.2.2 Central Termosolar con acumulación en Sales Fundidas o Concentración Solar de Potencia (CSP)

La Central Termosolar con acumulación en Sales Fundidas o Concentración Solar de Potencia (CSP) tienen un tiempo de partida típicamente del orden de los 40 minutos aproximadamente; una capacidad de toma de carga del orden del 10% y un mínimo técnico en promedio equivalente a 10% a 20% de la potencia máxima.

2.2.3 Central Geotérmica con gestión del fluido geotérmico

Para la Central Geotérmica con gestión del fluido geotérmico se ha tomado como modelo a la Central Cerro Pabellón. En este caso se tienen un tiempo de partida de 60 minutos, una capacidad de toma de carga del orden del 2 % y un mínimo técnico en promedio equivalente a al 20%.

2.3 Centrales Renovables con Capacidad o Sistemas de Almacenamiento

Para efectos de las centrales renovables con capacidad de almacenamiento (solar, eólica e hidráulica de pasada), para efectos de proveer potencia de punta se consideran principalmente los atributos de flexibilidad del sistema BESS dado que este elemento permite entregar mayor certeza respecto de la presencia de la central en la hora de punta.

Al ser un sistema de almacenamiento electroquímico no tiene mínimo técnico y su tiempo de respuesta es inferior a 1 segundo, porque la toma de carga puede ser casi instantánea o bien controlable.

La Tabla 1 siguiente se presenta una síntesis de algunos atributos que caracterizan la flexibilidad de cada una de las opciones tecnológicas evaluadas.

Tabla 1 Atributos de flexibilidad de las distintas tecnologías disponibles para suministrar potencia de punta

Tipo de Tecnología	Tiempos mínimos de operación [mm]	Mínimo Técnico [% de Potencia Nominal]	Tiempo de Partida/Detención [hh:mm:ss]	Capacidad de Toma de Carga Subida/Bajada
Térmicas				
– Turbina a Gas en Ciclo Simple o Abierto ⁵ (OCGT ⁶) • Tamaño > 100 MW • Tamaño > 20 ≤ 50 MW • Partida – Sincronización • Sincronización – Mínimo Técnico • Mínimo Técnico - Desconexión	[00]	10% 25%	[00:15:00] [00:05:00] [00:01:30]	16% a 30% MW/min
– Grupo Motor – Generador (GMG)¹⁰ • Partida – Sincronización • Sincronización – Mínimo Técnico • Mínimo Técnico - Desconexión	[00]	10%	[00:05:00] [00:02:00] [00:02:00]	40% a 100% MW/min
Renovable con Capacidad de Regulación				
– Central Hidroeléctrica de Embalse¹⁰ • Partida – Sincronización • Sincronización – Mínimo Técnico • Mínimo Técnico - Desconexión	[00]	25% - 60%	[00:04:43] [00:03:00]	Mayor a 16% MW/min
– Concentración Solar de Potencia (CSP) ⁷	[10 – 15]	10% - 20%	[00:35:00] - [00:50:00]	10 % MW/min
– Central Geotérmica ¹²	[00]	20%	[01:02:00] ⁹	Subida: 2% MW/min

⁵ Información disponible en sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional. Parámetros Operacionales de Unidades Generadoras (<https://www.coordinador.cl/parametros-operacionales/documentos/>)

⁶ Open Cycle Gas Turbine

⁷ Información disponible en sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional. Parámetros Operacionales de Unidades Generadoras (<https://www.coordinador.cl/parametros-operacionales/documentos/>)

⁹ Valor hasta alcanzar el mínimo técnico

Tipo de Tecnología	Tiempos mínimos de operación [mm]	Mínimo Técnico [% de Potencia Nominal]	Tiempo de Partida/Detención [hh:mm:ss]	Capacidad de Toma de Carga Subida/Bajada
- Partida desde estado frío⁸ - Partida desde estado caliente - Detención			[00:42:00] ⁷ [00:15:00]	Bajada: 4% MW/min
Renovable con Capacidad de Almacenamiento				
– Central Híbrida Solar Fotovoltaica + Sistema BESS	0	0%	Menor a [00:01:00]	Subida: 100% MW/min Bajada: 100% MW/min
– Central Híbrida Eólica + Sistema BESS	0	0%	Menor a [00:01:00]	Subida: 100% MW/min Bajada: 100% MW/min
– Central Híbrida Hidráulica de Pasada + Sistema BESS	0	0%	Menor a [00:01:00]	Subida: 100% MW/min Bajada: 100% MW/min
Sistema Almacenamiento Standalone				
– Sistema BESS	0	0%	Menor a [00:01:00]	Subida: 100% MW/min Bajada: 100% MW/min

⁸ Información referida a la Central Cerro Pabellón

3. CRITERIOS DE SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA SUMINISTRAR POTENCIA DE PUNTA

En este capítulo se resumen las características técnicas principales de las distintas alternativas tecnológicas del presente informe, desde el punto de vista de su habilidad para suministrar la potencia de punta.

Estas alternativas tecnológicas analizadas corresponden a las centrales térmicas que para este caso corresponden a las turbinas a gas en ciclo simple o abierto y los grupos motor – generador en base a gas natural, petróleo diésel o mediante un sistema dual que puedan utilizar alternativamente uno u otro combustible.

Además, se analizaron las centrales renovables con capacidad de regulación que para este caso particular serían las centrales hidráulicas con capacidad de regulación (embalses), centrales geotérmicas con gestión del flujo geotérmico y las centrales termosolares con acumulación de sales fundidas o concentración solar de potencia (CSP).

Por último, se analizaron las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, particularmente, centrales fotovoltaicas con sistema de baterías y centrales eólicas con sistemas de baterías.

De la Tabla 2 que se muestra más adelante es posible destacar lo siguiente:

- Para las centrales compatibles con los tamaños de potencia requeridos de la Unidad de Punta para el SEN (70 MW, 120 MW y 150 MW) es posible establecer que tanto las turbinas a gas, centrales renovables con capacidad de regulación y centrales renovables con capacidad de Almacenamiento cumplen con el criterio antes indicado.
- Respecto de los tamaños propuestos de la Unidad de Punta en el SEN antes indicados, el tamaño de 70 MW se establece en las especificaciones técnicas de las bases de la licitación pública ID 610-24-IQ24 de la CNE. Por su parte, los tamaños de 120 MW y 150 MW resultan como propuestas adicionales de tamaños eficientes de la Unidad de Punta, por parte del Consultor según lo establecido en la Actividad f) del Objetivo Especifico N° 3 especificaciones técnicas de las bases de la licitación pública ID 610-24-LQ24 de la CNE. Los valores antes indicados se desarrollan y forman parte del Informe de Avance N° 1.
- Para el caso de los SSMM, se debió ajustar el tamaño de la Unidad de Punta en función de dos criterios principales, por una parte un porcentaje (25%) de las demandas máximas esperadas para el periodo 2025 – 2028 en los distintos SSMM a partir de la proyección establecida en el Estudio Tarifario 2022 - 2026 y además el valor que resulta (en MW) de la diferencia entre la demanda máxima del periodo 2025 – 2028 de cada SSMM menos el promedio de las demandas máximas del período 2025 – 2028 del SSMM correspondiente.
- Por su parte, para los Sistemas Medianos (SSMM) donde los tamaños de la potencia requerida están en el rango de 0,3 MW a 15 MW, tanto las turbinas a gas y los grupos motor

– generador pueden ser utilizados como Unidad de Punta. Adicionalmente, se podría analizar la tecnología de centrales renovables con capacidad de almacenamiento, como es el caso de un parque eólico con almacenamiento mediante un sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) o almacenamiento stand-alone.

- Respecto del tipo de combustible, en el SEN para el caso de las unidades generadoras térmicas resulta más adecuado el uso/disponibilidad de petróleo diésel en comparación del gas natural, dado que para este último tipo de combustible se debe disponer de la infraestructura de transporte como sería gasoductos o gasoducto virtual (GNL). Por su parte, en los SSMM de Magallanes resulta más adecuado el uso de gas natural para las localidades de Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir dado por la disponibilidad e infraestructura existente para este tipo de combustible. En el caso de los demás SSMM de Aysén y Puerto Williams en la Región de Magallanes solo es posible utilizar como combustible el petróleo diésel utilizando la infraestructura existente.
- Respecto del recurso primario para las centrales renovables con capacidad de regulación/almacenamiento como es el recurso solar, eólico, geotérmico es posible su disponibilidad con mayor abundancia (por ejemplo, mayor radiación solar o mejor calidad del viento) en algunas zonas del país, lo cual por lo tanto limita el emplazamiento de estas tecnologías en algunas zonas del país.
- Respecto de los costos unitarios referenciales de inversión, es posible determinar que las tecnologías que representa a las unidades generadoras térmicas presentan valores menores respecto de las tecnologías de centrales renovables con capacidad de regulación/almacenamiento.
- Por su parte, los costos unitarios de inversión referenciales de las centrales renovables con capacidad de regulación/almacenamiento presentan valores altos como es el caso de las centrales termosolares y las centrales geotérmicas. Para el caso de las centrales fotovoltaicas y eólicas ambas con sistemas de almacenamiento (baterías) muestran valores en el entorno de los 1.000 US\$/kW a 1.600 US\$/kW estos resultan aún inciertos dado el grado de menor madurez y menor desarrollo de estas tecnologías en el país.
- Respecto a sistemas de almacenamiento mediante central de bombeo no existen instalaciones en Chile de este tipo y no se tiene antecedentes de proyectos de este tipo en desarrollo. Por su parte, en el caso de sistemas de almacenamiento mediante baterías (BESS) existen diversas centrales de este tipos en servicio, junto con gran número de proyectos en desarrollo, tal como se ve en Tabla 5, Tabla 6 y Tabla 7, donde se muestran proyectos BESS en distintas etapas de su proceso de evaluación ambiental.
- En base a lo anterior, el estudio consideró solo sistemas de almacenamiento stand alone del tipo BESS. Respecto al tamaño de estos sistemas, su potencia será la misma que para las unidades generadoras, lo que en el caso de SEN corresponde a 70 MW, 120 MW y 150 MW. La capacidad de almacenamiento será de 4 horas en concordancia con el periodo de control de punta.
- Dado que las bases técnicas de licitación establecen que la determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta debe realizarse para las distintas subestaciones básicas determinadas por la CNE de los distintos subsistemas en el período

2019-2024 y adicionalmente en aquellas subestaciones básicas que resulten de las simulaciones y posibles subsistemas resultantes del período 2025 -2028, resulta relevante la ubicación y/o emplazamiento de la unidad de punta en las distintas zonas del territorio nacional.

- I. Las unidades generadoras que representan a las centrales térmicas (turbinas a gas y grupos motor – generador) no debiesen tener limitaciones para su emplazamiento en las distintas zonas del país que correspondan a las zonas donde están ubicadas las subestaciones básicas actuales y futuras.
 - II. Por su parte, las centrales renovables con capacidad de regulación (centrales termosolares y centrales geotérmicas) presentan restricciones respecto de las disponibilidades del recurso primario, como es caso del recurso solar para las centrales termosolares y el recurso geotérmico para las centrales geotérmicas. Por lo tanto, estas limitaciones deben ser consideradas en la etapa de selección de las tecnologías disponibles para la Unidad de Punta. De igual forma, las centrales renovables con capacidad de almacenamiento, como son las centrales fotovoltaicas y eólicas con sistemas de baterías, también presentan algunas limitaciones en su emplazamiento, producto de la disponibilidad del recurso solar y recurso eólico respectivamente.
- Otra de las características principales a tener en consideración respecto de la Unidad de Punta dice relación a los plazos de construcción y puesta en servicio, en particular nuevamente las unidades generadoras del tipo centrales térmicas como son las turbinas a gas y grupo motor – generador resultan con menores plazos respecto de las centrales renovables con capacidad de regulación y almacenamiento según la información disponible respecto de estas últimos tipo de unidades generadoras disponibles en el Sistema de Evaluación Ambiental.
 - Las otras características principales de las distintas tecnologías que podrían ser candidatas para proveer potencia de punta para el SEN y los SSMM que se muestran en la tabla siguiente, no resultan tan relevantes como las ya comentadas para la decisión respecto de la determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación.
 - Respecto de la central renovable con capacidad de regulación, como podría ser una central hidráulica con capacidad de regulación mediante un embalse del recurso agua, dado las actuales restricciones principalmente ambientales y sociales no serán consideradas en las candidatas de esta tecnología.

Por lo anterior, las tecnologías de centrales térmicas en base a turbinas a gas y grupo motor – generador sern aquellas que se evalúen para la determinación de los costos de inversión y costos fijos de la Unidad de Punta en el SEN y SSMM. Adicionalmente, para disponer de una comparación y una posible señal de precio futuro de la determinación de los costos de inversión y costos fijos de la unidad de punta se propone, además, evaluar las centrales renovables con capacidad de almacenamiento, en particular centrales solares fotovoltaicas y parques eólicos con un sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) para el SEN. Por su parte, para los SSMM se propone evaluar las centrales renovables con capacidad de almacenamiento, en particular parques eólicos con sistema de baterías.

Tabla 2 Cuadro comparativo de principales características de las tecnologías disponibles para suministrar potencia de punta

Descripción	Unidad	Turbinas a Gas		Grupo Motor - Generador	Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento	Sistema de Almacenamiento de Energía (SAE) Stand Alone
		Heavy Duty	Aeroderivadas			
Rango de Potencia	MW	≤ 600	≤ 150	≤ 30	[10 – 500]	[10 – 500]
Tecnología / Tipo de Central		ciclo simple o abierto	ciclo simple o abierto	ciclo diésel ciclo Otto (Gas) motor - generador de combustión dual	[central fotovoltaica + sistema baterías] [central eólica + sistema baterías]	Almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)
Recurso Primario / Tipo Combustible		gas natural, petróleo diésel	gas natural, petróleo diésel	gas natural, gas licuado de petróleo (LPG), petróleo diésel, petróleo pesado, biogás, gas de síntesis	energía solar obtenida de la radiación solar energía eólica, correspondiente a la energía cinética del viento	Energía solar disponible como vertimiento por exceso de oferta en horario solar o falta de capacidad del sistema de transmisión
Costos Unitarios de Inversión	US\$/kW	816 ¹⁰	816 ¹⁴	1.081 ¹¹ 1.378 ¹²	[920 ¹³] [1.640 ¹⁴]	700 – 800

¹⁰ Turbinas a gas en ciclo abierto, 211 MW, Estudio de Determinación de Costos por Tecnología de Generación, CNE 2024.

¹¹ Grupo motor – generador, 108 MW, Estudio de Determinación de Costos por Tecnología de Generación, CNE 2024.

¹² Grupo motor – generador, 46 MW, Estudio de Determinación de Costos por Tecnología de Generación, CNE 2024.

¹³ Proyecto Solar Fovovoltaico + Sistema de Baterías en Evaluación Ambiental (<https://seia.sea.gob.cl/busqueda/buscarProyecto.php>) Ver Tabla 4.

¹⁴ Proyecto Eólico + Sistema de Baterías en Evaluación Ambiental (<https://seia.sea.gob.cl/busqueda/buscarProyecto.php>) Tabla 4.

Descripción	Unidad	Turbinas a Gas		Grupo Motor - Generador	Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento	Sistema de Almacenamiento de Energía (SAE) Stand Alone
		Heavy Duty	Aeroderivadas			
Localización / Ubicación		Entre Regiones de Arica y Parinacota a la Región de Los Lagos para el SEN. Regiones de Aysén y Magallanes para los SSMM	Entre Regiones de Arica y Parinacota a la Región de Los Lagos para el SEN. Regiones de Aysén y Magallanes para los SSMM	Entre Regiones de Arica y Parinacota a la Región de Los Lagos para el SEN. Regiones de Aysén y Magallanes para los SSMM	[Entre Región Arica – Parinacota y Región Atacama] ¹⁵ y Región del Bío Bío ¹⁶ para el SEN. Regiones de Aysén y Magallanes para los SSMM	Entre Regiones de Arica y Parinacota a la Región de Los Lagos para el SEN. Regiones de Aysén y Magallanes para los SSMM
Disponibilidad	%	90-98	90-98	92-97	[30] [30]	90-98
Eficiencia Eléctrica	%	34-44	30-44	25-46	N.A.	N.A.
Emisiones referenciales con gas natural	ppvm	NOx sin control, 150-300 ppvm @ 15 % de O2 NOx con SCR, 6-25 ppvm @15 % de O2 CO 20 ppvm	NOx sin control, 150-300 ppvm @ 15 % de O2 NOx con SCR, 6-25 ppvm @15 % de O2 CO 20 ppvm	NOx sin control 45-200 ppvm @15 % O2 NOx con SCR de 4-20 ppvm @ 15 % O2 CO sin control 140-700 ppvm @ 15 % O2	N.A.	N.A.
Periodo de Instalación para unidades estándar	meses	De 9 a 12, dependiendo de la disponibilidad del equipo.	De 9 a 12, dependiendo de la disponibilidad del equipo.	De 9 a 12, para tamaños menores a 4 MW. 12 a 16 meses para tamaños mayores.	[30 ¹⁷]	12 a 15 para tamaños menores a 200 MW@4 hr De 16 a 18 para tamaños sobre 200 MW @4 hr

¹⁵ Proyectos Solar Fotovoltaico + Sistema de Baterías.

¹⁶ Proyecto Eólico + Sistema de Baterías.

¹⁷ Proyecto Solar Fotovoltaico - Ampliación Parque Fotovoltaico Los Andes, Fase III y IV.

Descripción	Unidad	Turbinas a Gas		Grupo Motor - Generador	Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento	Sistema de Almacenamiento de Energía (SAE) Stand Alone
		Heavy Duty	Aeroderivadas			
					[12 a 18 ¹⁸]	
Vida útil estándar	años	[15 a 30]	[15 a 30]	[15 a 30]	[30 ¹⁹]	[15 a 20]
Comparativo de Características de Operación y Diseño		Tecnología probada y consolidada	Tecnología probada y consolidada	Tecnología probada y consolidada	Tecnología probada y consolidada	Tecnología probada y consolidada
		Alta eficiencia en ciclos simples en los tamaños grandes, del 20% a 35 %. (PCI)	Alta eficiencia en ciclos simples en los tamaños grandes, del 20% a 35 %. (PCI)	Eficiencia hasta 45% (PCI)	N.A.	N.A.
		Disponibilidad mayor del 95%	Disponibilidad mayor del 95%	Disponibilidad mayor al 90 %	N.A.	N.A.
		Intercambio de combustibles en línea, con equipos de combustión dual instalados	Intercambio de combustibles en línea, con equipos de combustión dual instalados	Flexibilidad de uso de combustibles	N.A.	N.A.

¹⁸ Proyecto Eólico + Sistema de Baterías.

¹⁹ Proyecto Solar Fotovoltaico + Sistema de Baterías / Proyecto Eólico + Sistema de Baterías.

Descripción	Unidad	Turbinas a Gas		Grupo Motor - Generador	Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento	Sistema de Almacenamiento de Energía (SAE) Stand Alone
		Heavy Duty	Aeroderivadas			
		Tiempos de arranque bajos (3 a 10 min.)	Tiempos de arranque bajos (3 a 5 min.)	Tiempos de arranque bajos (3 a 5 min.)	N.A.	N.A.

A continuación, se presentan los proyectos de centrales renovables con capacidad de regulación, centrales renovables con capacidad de almacenamiento y sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) del tipo Stand Alone actualmente en operación, en construcción, con aprobación ambiental. La información de instalación en proceso de calificación ambiental y en admisión, disponible en el sitio web del Servicio de Evaluación Ambiental²⁰.

En la siguiente tabla, se identifica el tipo de proyecto, su ubicación en el territorio nacional, potencia declarada, costo de inversión referencial y se determina el costo unitario de inversión. También se señala la condición actual de cada uno de los proyectos.

Tabla 3 Proyectos, tamaños y costos de inversión unitarios de centrales renovables con capacidad de regulación en operación, en construcción, con evaluación ambiental aprobada y con evaluación ambiental en desarrollo.

	Nombre Proyecto	Ubicación	Nota	Potencia (kW)	Costo Inversión (Miles US)	Costo Unitario Inversión (US\$/kW)	Estado Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental
1	Central Geotermica Cerro Pabellón	Comuna de Ollagüe, II Región Antofagasta		50.000	180.000	3.600	En Operación
2	Ampliación Proyecto Central Geotermica Cerro Pabellón	Comuna de Ollagüe, II Región Antofagasta		50.000	200.000	4.000	En Operación
3	Planta Termosolar María Elena	Comuna de María Elena, II Región Antofagasta	(1)	400.000	3.290.000	8.225	Aprobado
4	Planta Termosolar Pedro de Valdivia	Comuna de María Elena, II Región Antofagasta	(2)	360.000	2.610.000	7.250	Aprobado
5	Planta Termosolar Cerro Dominador	Comuna de María Elena, II Región Antofagasta	(3)	110.000	1.300.000	6.190	En Operación
			(4)	100.000			
6	Planta Termosolar Camarones	Comuna de Camarones, XV Región de Arica y		105.000	800.000	7.619	Aprobado

Nota:

(1) Cuatro(4) Plantas Termosolares con tecnología de torre de 100 MWe cada una, con almacenamiento térmico

(2) Planta Termosolar de 360 MW de potencia compuesta por 2 fases de 180 MW cada una, denominadas Fase I y Fase II.

(3) Planta Termosolar con tecnología de torre de 110 MW con almacenamiento térmico

(4) Planta Fotovoltaica con tecnología de módulo cristalino de 100 MW.

Fuente: Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (<https://seia.sea.gob.cl/busqueda/buscarProyecto.php>)

²⁰ <https://seia.sea.gob.cl/busqueda/buscarProyecto.php>

Tabla 4 Proyectos, tamaños y costos de inversión unitarios de centrales renovables con capacidad de almacenamiento con evaluación ambiental aprobada y con evaluación ambiental en desarrollo

	Nombre Proyecto	Ubicación	Potencia (kW)	BESS ⁽¹⁾ (kW)	Costo Inversión (Miles US)	Costo Unitario Inversión (US\$/kW)	Estado Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental
1	Parque Híbrido Eólico y Solar Vientos de Taltal	Comuna de Taltal, Región de Antofagasta	539.000	360.000	750.000	834	En Calificación
2	El Encanto, Parque Fotovoltaico, Almacenamiento y Transporte de Energía	Comuna de Marchigüe, Región del Libertador General Bernardo O'Higgins	249.700	260.000	500.000	981	En Calificación
3	Parque Fotovoltaico Monterrico Solar	Comunas de Coihueco y Chillán, Región de Ñuble	248.730	200.000	306.000	682	En Calificación
4	Parque Solar BESS Cuyumillaco	Comuna de Parral, Región del Maule	90.000	90.000	200.000	1.111	En Calificación
5	Parque Fotovoltaico El Coipo Solar	Comuna de Teno, Región del Maule	145.200	120.000	183.000	690	En Calificación
6	Planta fotovoltaica Loma Verde Solar con almacenamiento	Comuna de Algarrobo, Región de Valparaíso	94.710	84.000	130.000	727	En Calificación
7	Planta Solar Fotovoltaica con Almacenamiento de Energía Pradera Larga	Comunas de Casablanca y Algarrobo, Región de Valparaíso	131.800		105.440	800	En Calificación
8	Parque Fotovoltaico con Capacidad de Almacenamiento Minerva	Comunas de Alto Hospicio y Pozo Almonte, Región de Tarapacá	18.000	20.000	28.000	737	En Calificación
9	Parque Solar Fotovoltaico Leyda y Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías (BESS)	Comuna de San Antonio, Región de Valparaíso	13.400	9.000	15.200	679	En Calificación
10	Parque Solar con Almacenamiento - La Estancilla	Comuna de Llay Llay, Región de Valparaíso	47.410	9.000	85.000	1.507	En Calificación
11	Parque fotovoltaico con capacidad de almacenamiento Gaviota Solar	Comuna de Antofagasta, Región de Antofagasta	18.000	20.000	28.000	737	En Calificación
12	Proyecto Fotovoltaico con Almacenamiento Tamarindo	Comuna de Pozo Almonte, Región de Tarapacá	9.000	10.320	20.000	1.035	Aprobado

Tabla 5 Proyectos, tamaños y costos de inversión unitarios de sistema de almacenamiento stand alone con evaluación ambiental aprobada

	Nombre Proyecto	Ubicación	Potencia BESS ⁽¹⁾ (kW)	Energía BESS ⁽¹⁾ (MWh)	Periodo de Almacenamiento (hr)	Costo Inversión (Miles US)	Costo Unitario Inversión (US\$/kW)	Estado Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental
1	Línea de Transmisión ⁽²⁾ y Central BESS Halcón 2	Comuna de Pozo Almonte, Región de Tarapacá.	57	302	5,3	99.600	1.747	Aprobado
2	Línea de Transmisión ⁽²⁾ y Central BESS Halcón 9	Comuna de Andacollo, Región de Coquimbo	69	374	5,4	120.780	1.750	Aprobado
3	Línea de Transmisión ⁽²⁾ y Central BESS Halcón 20	Comuna de Pozo Almonte, Región de Tarapacá.	300	1.598	5,3	524.700	1.749	Aprobado
4	Arena BESS	Comuna de Taltal, Región de Antofagasta	270	1.350	5,0	300.000	1.111	Aprobado
5	Línea de Transmisión ⁽²⁾ y Central BESS Halcón 7	Comuna de Arica, Región de Arica y Parinacota	17	101	5,93	29.700	1.747	Aprobado
6	Línea de Transmisión ⁽²⁾ y Central BESS Halcón 14	Comuna de Arica, Región de Arica y Parinacota	30	158	5,28	52.470	1.749	Aprobado
7	Línea de Transmisión ⁽²⁾ y Central BESS Halcón 4	Comuna de Copiapó, Región de Atacama	100	533	5,33	174.900	1.749	Aprobado
8	Línea de Transmisión ⁽²⁾ y Central BESS Halcón 13	Comuna de Vicuña, Región de Coquimbo.	52	274	5,26	91.080	1.752	Aprobado
9	Línea de Transmisión y Central BESS Halcón 6	Comuna de Llay Llay, Región de Valparaíso	26	144	5,54	45.540	1.752	Aprobado
10	Línea de Transmisión ⁽²⁾ y Central BESS Halcón de Almagro - Unidad 1	Comuna de Diego de Almagro, Región de Atacama	20	115	5,76	111.870	1.748	Aprobado
11	Línea de Transmisión ⁽²⁾ y Central BESS Halcón de Almagro - Unidad 2		44	230	5,24			
12	Línea de Transmisión ⁽²⁾ y Central BESS Halcón 10	Comuna de Diego de Almagro, Región de Atacama	55	288	5,24	96.360	1.752	Aprobado
13	Línea de Transmisión ⁽²⁾ y Central BESS Halcón 3	Comuna de Tierra Amarilla, Región de Atacama	65	346	5,32	113.850	1.752	Aprobado
14	Línea de Transmisión ⁽²⁾ y Central BESS Halcón 8	Comuna de Huasco, Región de Atacama.	25	130	5,18	43.890	1.756	Aprobado
15	Sistema de almacenamiento de Energía por Baterías - San Rafael	Comuna de Los Andes, Región de Valparaíso	90	360	4,00	94.000	1.044	Aprobado
16	Sistema de Almacenamiento de Energía (SAE) Volcán Guallatiri	Comuna de Retiro, Región del Maule	S/I	40	S/I	45.000	S/I	Aprobado
17	60 MW Sistema de Almacenamiento de Energía BESS-Guacolda	Comuna de Copiapo, Región de Atacama	60	S/I	S/I	70.000	1.167	Aprobado

Tabla 6 Proyectos, tamaños y costos de inversión unitarios de sistema de almacenamiento stand alone en calificación ambiental y admisión de evaluación ambiental

	Nombre Proyecto	Ubicación	Potencia BESS ⁽¹⁾ (kW)	Energía BESS ⁽¹⁾ (MWh)	Periodo de Almacenamiento (hr)	Costo Inversión (Miles US)	Costo Unitario Inversión (US\$/kW)	Estado Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental
1	Sistema de Almacenamiento de Energía y Línea de Transmisión ⁽²⁾ BESS Tambillo	Comuna de Pozo Almonte, región de Tarapacá.	S/I	S/I	S/I	607.500	S/I	En Calificación Ambiental
2	Línea de Transmisión ⁽²⁾ y Sistema BESS Cálce	Comuna de Caldera, Región de Atacama	105	630	6,0	143.500	1.367	En Calificación Ambiental
3	Sistema de Almacenamiento de Energía y Línea de Transmisión ⁽²⁾ BESS Pueblo Hundido	Comuna de Diego de Almagro, Región de Atacama	405	S/I	S/I	400.000	988	En Calificación Ambiental
4	Sistema de almacenamiento de energía con baterías - BESS La Isla	Comuna de Llay Llay, Región de Valparaíso	250	1.250	5,0	300.000	1.200	En Calificación Ambiental
5	Sistema de Almacenamiento de Energía y Línea de Transmisión Eléctrica ⁽²⁾ BESS Metropolitana	Comuna de Buin, Región Metropolitana	333	1.480	4,4	225.000	676	En Calificación Ambiental
6	Sistema de Almacenamiento de Energía y Línea de Transmisión Eléctrica ⁽²⁾ BESS Charruana	Comuna de Cabrero, Región del Bio Bio	200	889	4,4	135.000	675	En Calificación Ambiental
7	Línea de Transmisión y Central BESS Halcón 15	Comuna de Monte Patria, Región de Coquimbo	12	72	6,0	21.120	1.760	En Calificación Ambiental
8	Sistema de Almacenamiento de Energía (SAE) Volcán Solipulli	Comuna de Osorno, Región de Los Lagos	40	200	5,0	45.000	1.125	En Calificación Ambiental
9	Sistema de Almacenamiento de Energía Dorado	Comuna de Quinta de Tilco, Región del Libertador General Bernardo O'Higgins	60	300	5,0	45.000	750	En Calificación Ambiental
10	Sistema de Almacenamiento de Energía Alianza	Comuna de Tierra Amarilla, Región de Atacama	90	540	6,0	95.000	1.056	En Calificación Ambiental
11	Proyecto Sistema de Almacenamiento de Energía (SAE) Volcán Isluga	Comuna de Malloa, Región del Libertador General Bernardo O'Higgins	40	200	5,0	45.000	1.125	En Calificación Ambiental
12	Proyecto Sistema de Almacenamiento de Energía (SAE) Volcán Hudson	Comuna de San Fernando, Región del Libertador General Bernardo O'Higgins	40	200	5,0	45.000	1.125	En Calificación Ambiental
13	Sistema de Almacenamiento de Energía Polaris	Comuna de Casablanca, Región de Valparaíso	381	1.906	5,0	255.000	669	En Calificación Ambiental
14	Sistema de Almacenamiento de Energía Altair	Comuna de Molina, Región del Maule	S/I	1.580	S/I	240.000	S/I	En Calificación Ambiental
15	Sistema de Almacenamiento de Energía Medialuna	Comuna de Marchihue, Región del Libertador General Bernardo O'Higgins	S/I	264	S/I	10.560	S/I	En Calificación Ambiental
16	Sistema de Almacenamiento de Energía (SAE) Volcán Melimoyu	Molina, Región del Maule	40	200	5,0	45.000	1.125	En Calificación Ambiental
17	Sistema de Almacenamiento de Energía (SAE) Volcán Mentolat	Comuna de Coltauco, Región del Libertador General Bernardo O'Higgins	40	200	5,0	45.000	1.125	En Calificación Ambiental

Tabla 7 Proyectos, tamaños y costos de inversión unitarios de sistema de almacenamiento stand alone en admisión de evaluación ambiental

	Nombre Proyecto	Ubicación	Potencia BESS ⁽¹⁾ (kW)	Energía BESS ⁽¹⁾ (MWh)	Periodo de Almacenamiento (hr)	Costo Inversión (Miles US)	Costo Unitario Inversión (US\$/kW)	Estado Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental
18	Sistema de Almacenamiento de Energía (SAE) Volcán Lanin	Comuna de Curacautín, Región de La Araucanía	40	200	5,0	45.000	1.125	En Calificación Ambiental
19	Sistema de Almacenamiento de Energía (SAE) Volcán Chaitén	Comuna de Lautaro, Región de La Araucanía	40	200	5,0	45.000	1.125	En Calificación Ambiental
20	Sistema de Almacenamiento de Energía Algol	Comuna de Nancagua, Región del Libertador Bernardo O'Higgins	65	300	5,00	45.000	692	En Calificación Ambiental
21	Sistema de Almacenamiento de Energía y Transmisión Chilikues	Comuna de Puyehue, Región de Los Lagos	S/I	40	S/I	45.000	S/I	En Calificación Ambiental
22	Sistema de almacenamiento de energía por baterías BESS-Troya	Comuna de Vallenar, Región de Atacama	200	800	4,00	233.000	1.165	En Calificación Ambiental
23	Sistema de Almacenamiento de Energía BESS Atardecer	Comuna de La Ligua, Región de Valparaíso	150	S/I	S/I	225.000	1.500	En Calificación Ambiental
24	Línea de Transmisión y Central BESS Lena	Comuna de Copiapo, Región de Atacama	303	1.612	5,3	526.680	1.739	En Calificación Ambiental
25	Sistema de almacenamiento de energía por baterías BESS Las Cañas	Comuna de Coquimbo, Región de Coquimbo	400	1.600	4,0	300.000	750	En Calificación Ambiental

4. ANÁLISIS DE LAS SUBESTACIONES DEL SEN Y DE LOS SSMM PROPUESTAS Y LAS CONDICIONES NECESARIAS PARA LA INSTALACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA

4.1 Análisis de las Subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional

A continuación, se listan las subestaciones básicas de potencia del SEN que serán analizadas en el presente estudio para efectos del análisis de factibilidad de conexión de la Unidad de Punta. Es necesario relevar que la fecha de corte considerada para realizar los análisis de la presente sección corresponde a diciembre del 2024.

Tabla 8 Subestaciones de Sistemas de Transmisión Nacional del SEN factibles para la determinación del precio básico de potencia

Subestación Básica de Potencia	Subestación Básica de Potencia
1. Roncacho 220 kV	2. Cóndores 220 kV
3. Nueva Pozo Almonte 220 kV	4. Nueva Lagunas 220 kV
5. Kimal 220 kV	6. Miraje 220 kV
7. Kapatur 220 kV	8. Parinas 220 kV
9. Cumbres 220 kV	10. Illapa 220 kV
11. Nueva Cardones 220 kV	12. Nueva Maitencillo 220 kV
13. Nueva Pan de Azúcar 220 kV	14. Nogales 220 kV
15. Lo Aguirre 220 kV	16. Candelaria 220 kV
17. Entre Ríos 220 kV	18. Ciruelos 220 kV
19. Tineo 220 kV	20. Puerto Montt 220 kV

Para efectos de determinar la factibilidad técnica de la instalación de la Unidad de Punta y su conexión eléctrica al SEN, es relevante realizar un análisis de las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional del SEN tomando en consideración aspectos territoriales, técnicos, logísticos y ambientales.

Por otra parte, se analizan algunos de los recursos energéticos primarios para generación eléctrica en la zona, como es la radiación solar y el viento considerando que entre las alternativas tecnológicas se considerarán además de las centrales térmicas del tipo turbinas a gas en ciclo abierto y grupos motor – generador, las centrales renovables con capacidad de almacenamiento de energía, como es un parque eólico y una central solar fotovoltaica, ambos con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS). Además, se considerará la tecnología del tipo sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) del tipo Stand Alone.

Para llevar a cabo el respectivo análisis, se utilizó como fuente de información para visualizar el estado actual de las Subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional del SEN lo siguiente:

- a. Aplicación Google Earth Pro versión 7.3.6.9796 (64-bit);
- b. Información técnica²¹ de centrales generadoras, subestaciones, líneas de transmisión, etc. disponibles en la Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional (en adelante “Coordinador”);
- c. Plataforma de Gestión²² de Proyectos del Coordinador;
- d. Bases de Licitación para S/E con proyectos de expansión; y
- e. Plataforma de acceso abierto²³ del Coordinador;
- f. Diagrama Unilineal General del Sistema Eléctrico Nacional, versión 008-24, de fecha 09-09-2024 preparado y emitido por el Coordinador; y,
- g. Archivo en formato kmz denominado SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL_V31 con la información de subestaciones y líneas de transmisión entregado por el Coordinador.

Es relevante destacar que el análisis de los aspectos territoriales considera las siguientes restricciones generales, que se resumen a continuación en la siguiente tabla:

Tabla 9 Restricciones generales asociadas a los aspectos territoriales

Restricciones	
Minería	Considera faenas mineras, fuentes termales, lugares de interés científico, recursos no metálicos y yacimientos.
Medio Ambiente	Considera restricciones del tipo Bienes Nacionales Protegidos, Humedales, Plan de descontaminación, Sistema Nacional de Áreas Silvestres Protegidas por el Estado (SNASPE), Sitios Ramsar, Zonas saturadas y latentes y Santuario de la Naturaleza.
Planificación Territorial	Considera restricciones como Plan Regulador Comunal (PRC), Plan Regulador Metropolitano (PRM), Plan Regulador Desarrollo Urbano (PRDU) y Zona de Uso del Borde Costero.
Propiedad Fiscal	Considera presencia de Propiedades Fiscales Administradas por el Estado.

²¹ Infotecnica Coordinador (<https://infotecnica.coordinador.cl/>)

²² (<https://pgp.coordinador.cl/irequests>)

²³ (<https://accesoabierto.coordinador.cl/>)

Como fuente de información, se ha utilizado lo siguiente:

- Sitio WEB geoportal (www.geoportal.cl)
- Sitio WEB geoportal SIMBIO (<https://apps.mma.gob.cl/visorsimbio>)
- Sitio WEB IDE Bienes Nacionales (<https://idembn.bienes.cl/idembn/map/23>)
- Sitio WEB Visor de Mapas SINIA-Aire: [Link SINIA - Categoría Aire](#)

Para efectos del análisis se considera una zona de 10 km a la redonda de la subestación en análisis, salvo que se indique otro criterio en caso de encontrar restricciones relevantes en las cercanías de la subestación.

Respecto de los recursos energéticos primarios, como son la radiación solar y viento, que permiten determinar la factibilidad técnica de la instalación de una central renovable con capacidad de almacenamiento de energía, como es una central solar fotovoltaica y/o una central eólica, ambas con almacenamiento de energía mediante baterías (BESS), se han utilizado las siguientes fuentes de información:

- Explorador Solar del Ministerio de Energía (<https://solar.minenergia.cl/inicio>)
- Explorador Eólico del Ministerio de Energía (<https://eolico.minenergia.cl/inicio>)

Respecto de la Red de Gasoductos, Terminales Marítimos, Oleoductos, Plantas Satelitales de Regasificación y Almacenamiento de Combustibles se utilizó la información del IDE Energía (Infraestructura de Datos Espaciales) del Ministerio de Energía, a la cual se accede mediante el siguiente enlace:

- <https://ideenergia.minenergia.cl/portal/apps/webappviewer/index.html?id=5c526a138b1449458e0667b2235d2b19>
- <http://sig.minenergia.cl/>

Se destaca que dentro del análisis de los aspectos logísticos asociados a la unidad de punta se ha considerado que en los casos en que no se tiene disponible un gasoducto cercano, el suministro de gas natural a dicha ubicación se considerara económicamente inviable para la unidad de punta. Lo anterior, dado que la única alternativa técnicamente factible es el utilizar una PSR (Planta Satelital de Regasificación), pero esta presenta un alto costo de inversión, el cual es del orden del 60% al 80% del costo de inversión del equipamiento principal de la turbina a gas, lo cual no resulta económicamente factible para una unidad generadora (unidad de punta) diseñada sólo para la provisión de potencia de punta.

Adicionalmente, no existen día la fecha proyectos de generación térmica del tipo turbinas a gas en ciclo simple o abierto del tamaño en estudio (sobre 70 MW) que utilicen PSR para el suministro de gas natural. Luego esto hace que la PSR en Chile sea una tecnología sin referencias probadas para la

aplicación en generación eléctrica y además es indicativo de su inviabilidad económica debido al alto costo de inversión.

El uso de PSR en Chile está acotado en su mayoría a plantas industriales, típicamente para uso en calderas de generación de vapor, en reemplazo de combustible diésel.

En relación con el suministro de agua cruda para abatimiento de NO_x en la operación con combustible diésel de turbinas a gas y para el llenado del estanque de agua contra incendio, respecto a la posibilidad de uso de pozos profundos, esta se acota desde la subestación Nogales al sur, dado que, por las características hidrogeológicas desde ese punto hacia el norte hace poco probable la existencia de acuíferos subterráneos desde los cuales se pueda extraer el volumen de agua requerido.

Por otra parte, respecto al suministro de agua vía desde una desaladora, esta se considera como alternativa en la zona norte en las regiones de Parinacota y Arica, Antofagasta, Atacama, y Coquimbo para subestaciones en las cuales se tiene antecedentes de desaladoras cercanas y de alta capacidad en operación.

4.1.1 Zona de la Subestación Roncacho 220 kV

4.1.1.1 Ubicación de la Central Generadora

Punto referencia Subestación: 7 km al suroeste de la localidad de Chaca. El área seleccionada para el emplazamiento de la unidad de punta se encuentra a una distancia no mayor de 10 km de la Subestación Roncacho 220 kV, comuna de Camarones, Región de Arica y Parinacota. Ver Figura 24 y Figura 26.

4.1.1.2 Aspectos Territoriales

No se observan restricciones medio ambientales. No se observan restricciones de Planificación Territorial. La zona presenta administración de propiedad Fiscal. Se detectan concesiones de uso oneroso en las cercanías de la Subestación Roncacho 220 kV y una zona administrada en modo destinación. También el terreno de subestación Roncacho figura como propiedad fiscal administrada en modo arriendo.

4.1.1.3 Aspectos Logísticos

Petróleo diésel:	Considerando la posible ubicación geográfica de la Unidad de Punta, el centro de distribución más próximo está a 85 km aproximadamente (Terminal Arica Copec).
Agua cruda:	El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NO _x con combustión diésel, y además para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde el centro poblado más cercano, esto es Arica, aproximadamente a 85 km.
Gas natural:	No está disponible un gasoducto cercano (mayor a 390 km a gasoducto Troncal Paso Jama – Crucero), por lo cual se ha determinado no considerar el suministro de gas natural como combustible para la Unidad de Punta.
Equipos:	Para la descarga de los equipos, el puerto más próximo es Arica, aproximadamente a 85 km.

4.1.1.4 Recurso Energético Primario

Radiación Solar:	El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta tiene un promedio mensual de irradiación diaria de 7,16 kWh/m ² /día aproximadamente, según se muestra en la Figura 27. Por su parte, la irradiación diaria mínima y máxima, son del orden de 5,06 kWh/m ² /día y 8,83 kWh/m ² /día respectivamente, como promedio mensual.

Al utilizar la herramienta de la generación eléctrica fotovoltaica del Explorador Solar, se obtiene un valor estimado de 175,5 GWh/año y un factor de planta del 29% para un proyecto solar fotovoltaico de 70.000 kWp. Estas condiciones, sumado a la baja frecuencia de ocurrencia de nubosidades (5%), son indicativas de la factibilidad técnica de desarrollo de una central fotovoltaica para la generación de energía eléctrica.

Viento:

Respecto al potencial eólico del área se puede señalar que el sitio seleccionado cuenta con un ciclo diario de velocidad y frecuencia de vientos que no sustenta la operación de una central eólica. Tal como se muestra en la Figura 28, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 2,7 m/s a 100 m de altura, con un mínimo diario medio de 1,98 m/s y un máximo diario medio de 4,8 m/s, lo cual lo convierte en un sitio poco adecuado para la instalación de aerogeneradores debido a la baja velocidad media diaria y alta estacionalidad del recurso viento en la zona.

En el Anexo 1 se adjunta el Reporte Solar Fotovoltaico e Imagen del Recurso Viento (m/s) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 24. Subestación Roncacho 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

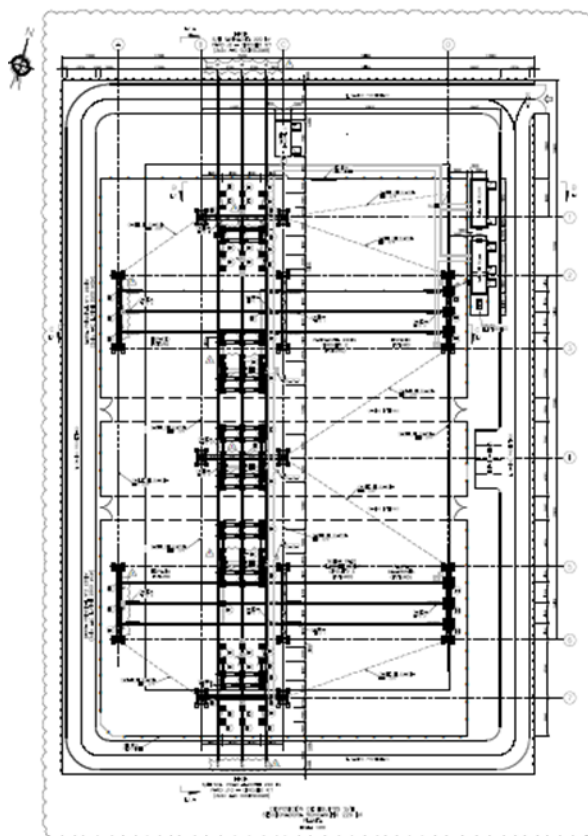
4.1.1.5 Aspectos Técnicos

La Subestación Roncacho 220 kV se encuentra ubicada 7 km al suroeste de la localidad de Chaca, den la comuna de Camarones, Región de Arica y Parinacota.

Esta subestación presenta una configuración del patio 220 kV del tipo convencional (interruptor y medio) con un total de tres años (1 diagonal) en nivel de 220 kV, de propiedad de Edelnor Transmisión S.A.

En la siguiente figura se aprecia la disposición en planta de la actual subestación Roncacho.

Figura 25. Disposición en Planta Subestación Roncacho 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 220 kV, según se muestra en la figura anterior, podemos comentar lo siguiente:

- Se aprecia que por diseño se tiene espacio para tres diagonales adicionales con lo que se tiene seis posiciones disponibles.

- De la revisión de la información publicada por el Coordinador, las posiciones antes indicadas ya estarían ocupadas. Luego se estima que la admisibilidad de una SAC²⁴ para un nuevo proyecto en esta subestación sería rechazada.
- No se aprecian restricciones relevantes en el entorno de la subestación para sus ampliaciones, teniendo espacio libre a ambos costados para su crecimiento.

De los antecedentes técnicos antes presentados se considera que, dada la existencia de espacio para el crecimiento de la subestación a ambos lados de ella es técnicamente factible la conexión de la unidad de punta a esta subestación y en plazos acotados concordantes con el horizonte de tiempo del presente estudio, por ejemplo, vía la solicitud de conexión como obra urgente (Art. 102 de la LGSE²⁵).

Figura 26. Subestación Roncacho 220 kV y sector de posible emplazamiento Unidad de Punta

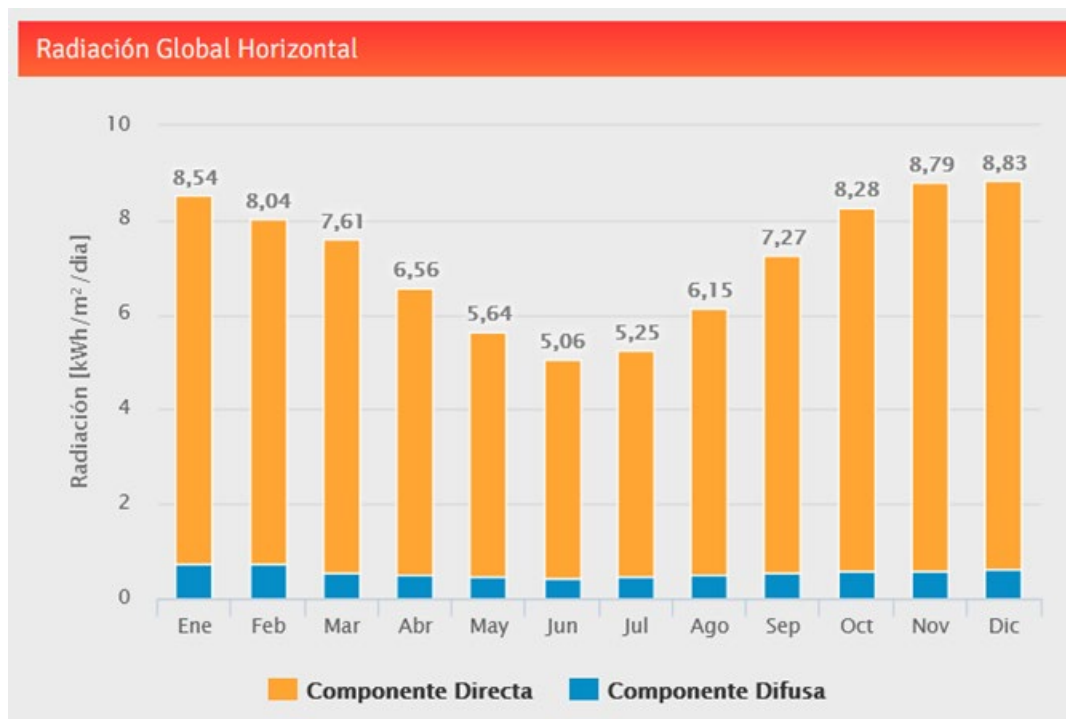


Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

²⁴ Solicitud de Autorización Conexión

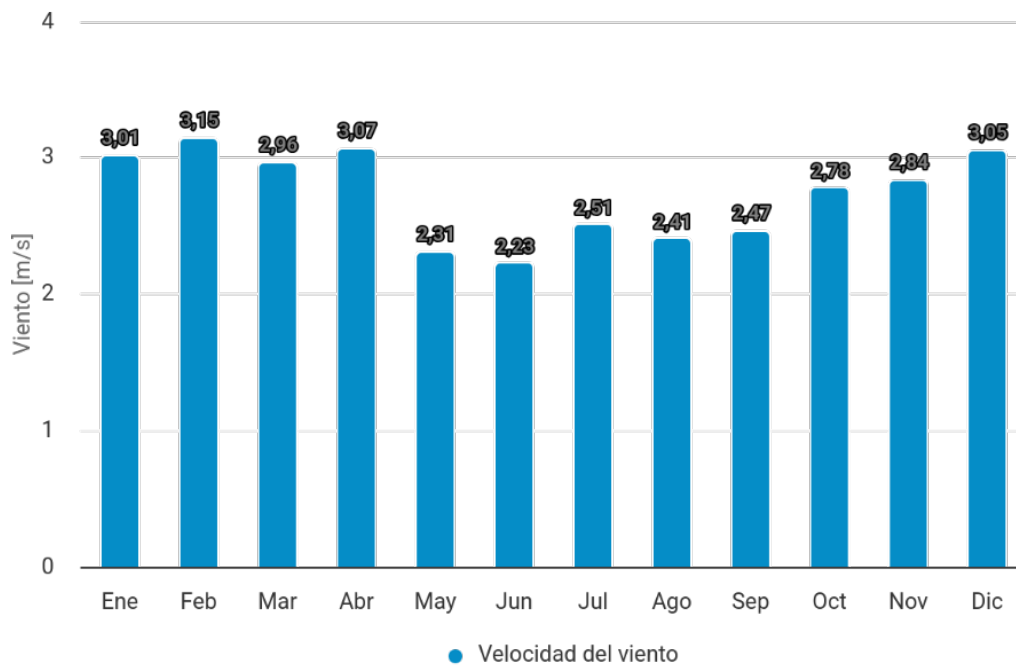
²⁵ Ley General de Servicios Eléctricos

Figura 27. Radiación Solar en la zona de la Subestación Roncacho 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 28. Viento en la zona de la Subestación Roncacho 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.2 Zona de la Subestación Cóndores 220 kV

4.1.2.1 Ubicación de la Central Generadora

Punto referencia Subestación: al oriente de la ciudad de Iquique, en la comuna de Alto Hospicio, a un costado de la ruta A-616 (60 m. aproximadamente). El área seleccionada para el emplazamiento de la unidad de punta se encuentra a una distancia no mayor de 5 km hacia el oriente de la Subestación Cóndores 220 kV, comuna de Alto Hospicio, Región de Tarapacá. Ver

Figura 29 y Figura 31.

4.1.2.2 Aspectos Territoriales

Existe zona protegida (santuario de la naturaleza) de Cerro Dragon a 5 km de la subestación. El Plan Regulador Comunal (PRC) de Iquique y PRC de alto hospicio definen zonificación en áreas aledañas a la subestación. La zona presenta varias áreas con administración de propiedad Fiscal.

No se detectan zonas latentes, saturadas ni afectas a planes de descontaminación.

No obstante, es posible encontrar sitios en un radio de 10 km de la subestación no afectos a las restricciones antes indicadas.

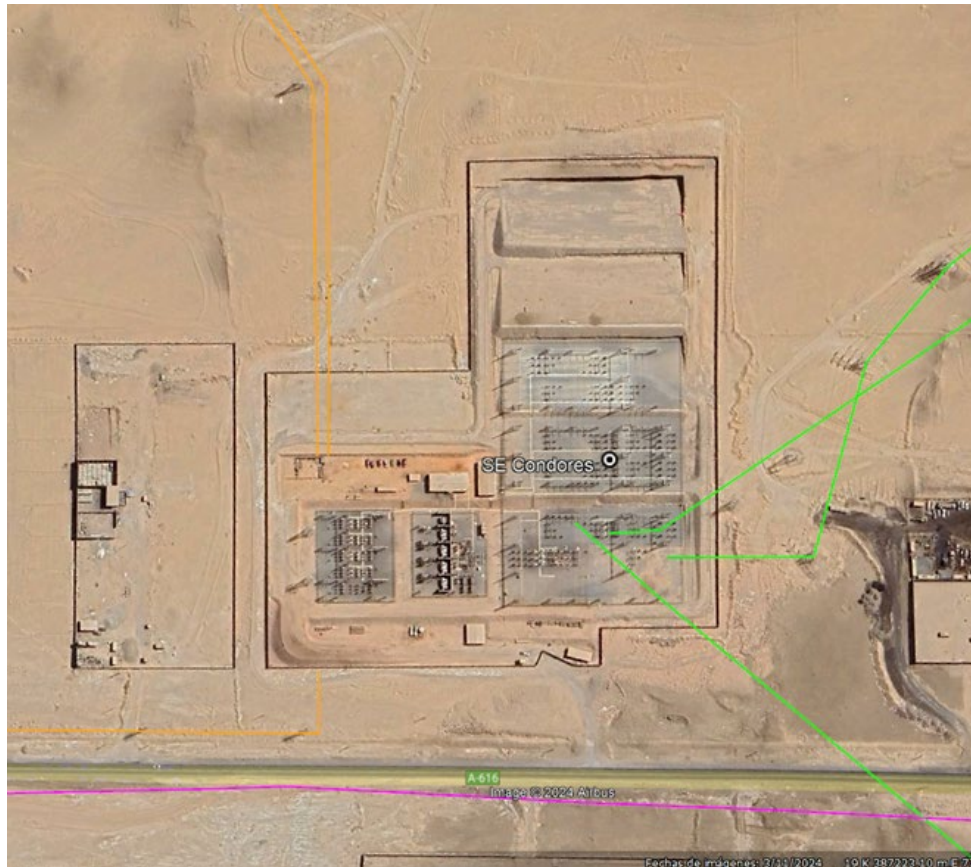
4.1.2.3 Aspectos Logísticos

Petróleo diésel:	Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el centro de distribución más próximo está a 16 km aproximadamente (Terminal Iquique Copec y Terminal Aramco).
Agua cruda:	El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NO _x con combustión diésel, y además para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde el centro poblado más cercano, esto es Iquique, aproximadamente a 16 km.
Gas natural:	No está disponible un gasoducto cercano (mayor a 260 km a gasoducto Troncal Paso Jama – Crucero), por lo cual se ha determinado no considerar el suministro de gas natural como combustible para la Unidad de Punta.
Equipos:	Para la descarga de los equipos, el puerto más próximo es Iquique, aproximadamente a 16 km.

4.1.2.4 Recurso Energético Primario

Radiación solar:	El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta tiene un promedio mensual de irradiación diaria de 6,4 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 32. Por su parte, la irradiación diaria mínima y máxima, son del orden de 5,0 kWh/m²/día y 8,5 kWh/m²/día respectivamente, como promedio mensual. Al utilizar la herramienta de la generación eléctrica fotovoltaica del Explorador Solar, se obtiene un valor estimado de 175,0 GWh/año y un factor de planta del 29% para un proyecto solar fotovoltaico de 70.000 kWp. Estas condiciones, sumado a la baja frecuencia de ocurrencia de nubosidades (6%), garantizan la factibilidad técnica de desarrollo de una central fotovoltaica para la generación de energía eléctrica
Viento:	Respecto al potencial eólico del área se puede señalar que el sitio seleccionado cuenta con un ciclo diario de velocidad y frecuencia de vientos que no sustenta la operación de una central eólica. Tal como se muestra en la Figura 33, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 2,9 m/s, con un mínimo medio de 1,59 m/s y un máximo medio de 5,38 m/s, lo cual lo convierte en un sitio poco adecuado para la instalación de aerogeneradores debido a la baja velocidad media diaria y alta estacionalidad del recurso viento en la zona. En el Anexo 1 se adjunta el Reporte Solar Fotovoltaico e Imagen del Recurso Viento (m/s) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 29. Subestación Cóndores 220 kV



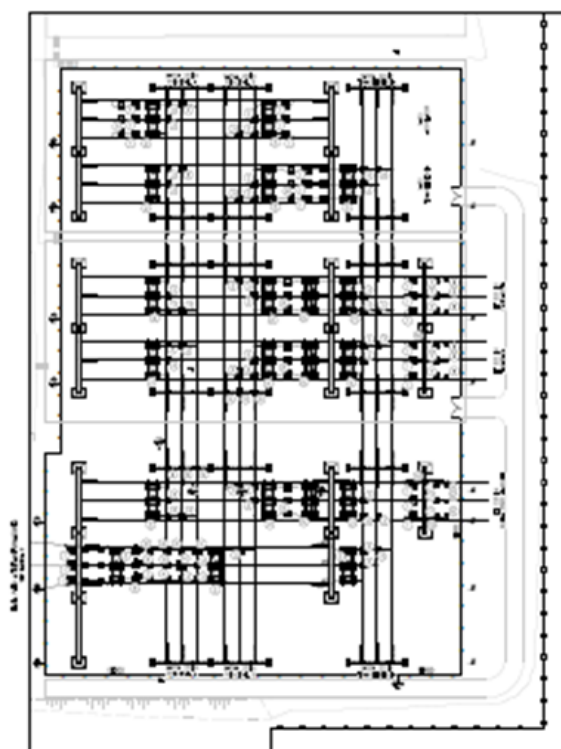
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.2.5 Aspectos Técnicos

La Subestación Cóndores 220 kV se encuentra ubicada Al oriente de la ciudad de Iquique, en la comuna de Alto Hospicio, a un costado de la ruta A-616 (60 m. aproximadamente), Región de Tarapacá.

Esta subestación presenta una configuración del patio 220 kV del tipo convencional (Doble barra + transferencia) con un total de siete paños en nivel de 220 kV, uno de propiedad de Transelec y seis de propiedad de Transemel. En la siguiente figura se aprecia la disposición en planta de la actual subestación Cóndores.

Figura 30. Disposición en Planta Subestación Cóndores 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 220 kV, según se muestra en la figura anterior, podemos comentar lo siguiente:

- No se aprecia paño disponible.
- Se ve terreno nivelado reservado para efectos de futuras ampliaciones contiguo al patio de 220 kV.

- Se estima que la admisibilidad de una SAC para un proyecto en esta subestación sería rechazada. De la información publicada por el Coordinador se constató que se han hecho tres solicitudes de conexión a la fecha y estas han sido rechazadas.

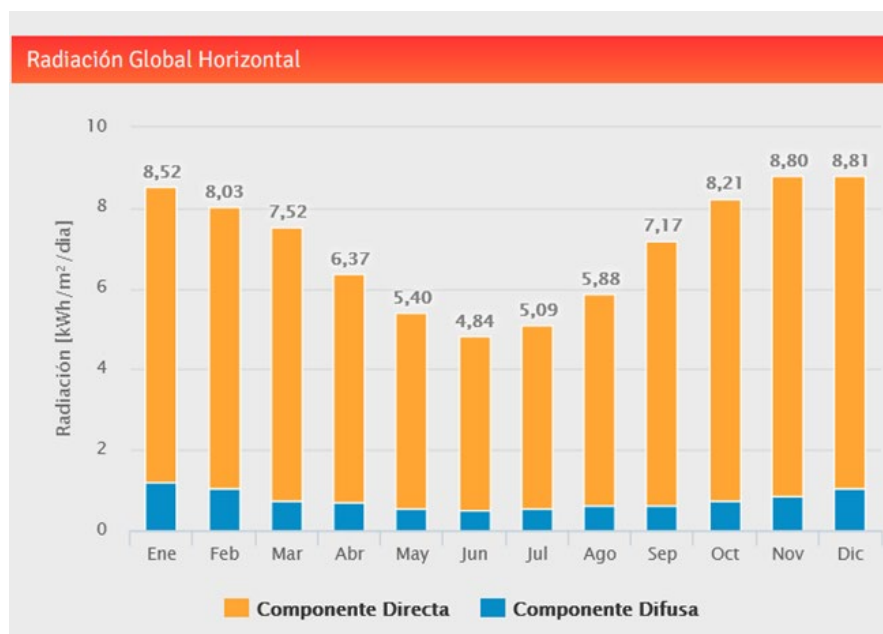
De los antecedentes técnicos antes presentados se considera que dada la existencia de terreno nivelado dentro de la propia subestación adyacente al patio de 220 kV es técnicamente factible la conexión de la unidad de punta a esta subestación y en plazos acotados concordantes con el horizonte de tiempo del presente estudio, por ejemplo, vía la solicitud de conexión como obra urgente (Art. 102 de la LGSE).

Figura 31. Subestación Cóndores 220 kV y sector de posible emplazamiento Unidad de Punta



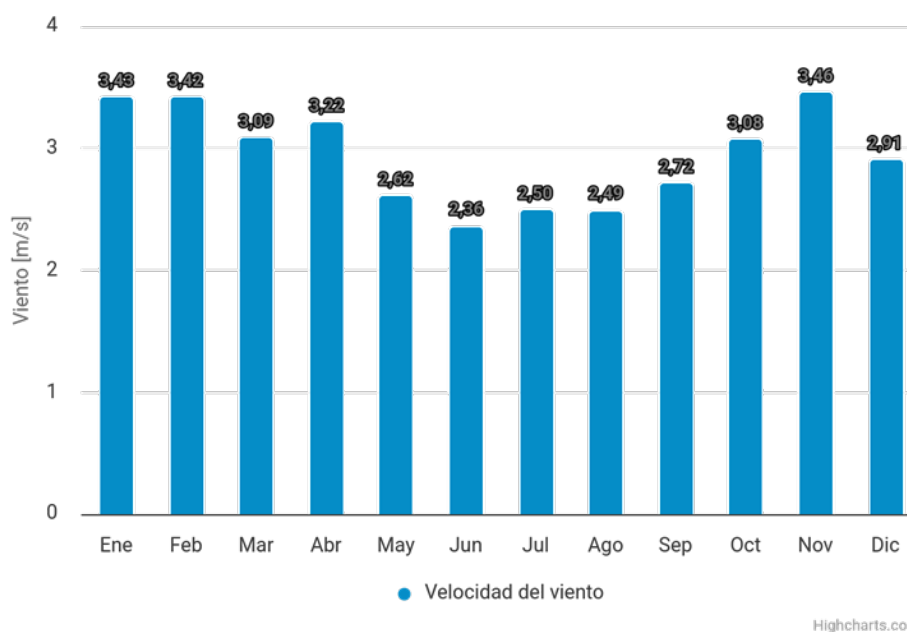
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 32. Radiación Solar en la zona de la Subestación Cóndores 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 33. Viento en la zona de la Subestación Cóndores 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.3 Zona de la Subestación Nueva Pozo Almonte 220 kV

4.1.3.1 Ubicación de la Central Generadora

Punto referencia Subestación: se ubica en un área rural de la Comuna de Pozo Almonte, en la Provincia del Tamarugal, Región de Tarapacá. El sector específico de localización es aproximadamente 7 km al sur de la localidad de Pozo Almonte, al costado Este de la Ruta 5 y lado Norte de la Ruta A-665, muy próxima a la intersección de la Ruta 5 y la Ruta A-665. El área seleccionada para el emplazamiento de la unidad de punta se encuentra en un radio no mayor de 5 km desde la Subestación Nueva Pozo Almonte 220 kV, comuna de Pozo Almonte, Región de Tarapacá. Ver Figura 36.

4.1.3.2 Aspectos Territoriales

9,7 km hacia el sur y 12 km al este se encuentra la reserva nacional Pampa del Tamarugal. La zona presenta varias áreas con administración de propiedad Fiscal.

Asociado a la localidad de Pozo Almonte existe un PRC comunal, cuyo límite está 7 km aproximadamente al noroeste de la subestación.

No obstante, es posible encontrar sitios en un radio de 10 km de la subestación no afectos a las restricciones antes indicadas.

4.1.3.3 Aspectos Logísticos

Petróleo diésel:	Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el centro de distribución más próximo está en la Ciudad de Iquique a 60 km aproximadamente (Terminal Iquique Copec y Terminal Aramco).
Agua cruda:	El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NO _x con combustión diésel, y además para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde los centros poblados más cercanos, estos son Pozo Almonte a 6 km e Iquique aproximadamente a 65 km.
Gas natural:	No está disponible un gasoducto cercano (215 km a gasoducto Troncal Paso Jama – Crucero), por lo cual se ha determinado no considerar el suministro de gas natural como combustible para la Unidad de Punta.
Equipos	Para la descarga de los equipos, el puerto más próximo es Iquique, aproximadamente a 65 km.

4.1.3.4 Recurso Energético Primario

Radiación solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta tiene un promedio mensual de irradiación diaria de $6,9 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$ aproximadamente, según se muestra en la Figura 37. Por su parte, la irradiación diaria mínima y máxima, son del orden de $5,06 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$ y $8,49 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$ respectivamente, como promedio mensual.

Al utilizar la herramienta de la generación eléctrica fotovoltaica del Explorador Solar, se obtiene un valor estimado de $177,7 \text{ GWh/año}$ y un factor de planta del 29% para un proyecto solar fotovoltaico de 70.000 kWp . Estas condiciones, sumado a la baja frecuencia de ocurrencia de nubosidades (4%), garantizan la factibilidad técnica de desarrollo de una central fotovoltaica para la generación de energía eléctrica.

Viento: Respecto al potencial eólico del área se puede señalar que el sitio seleccionado cuenta con un ciclo diario de velocidad y frecuencia de vientos que no sustenta la operación de una central eólica. Tal como se muestra en la Figura 38, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 4 m/s , con un mínimo medio de $1,5 \text{ m/s}$ y un máximo medio de $6,7 \pm 0,6 \text{ m/s}$, lo cual lo convierte en un sitio poco adecuado para la instalación de aerogeneradores debido a la baja velocidad media diaria y a la alta variabilidad del recurso viento entre el mínimo medio y el máximo medio en la zona. En el Anexo 1 se adjunta el Reporte Solar Fotovoltaico e Imagen del Recurso Viento (m/s) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 34. Subestación Nueva Pozo Almonte 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

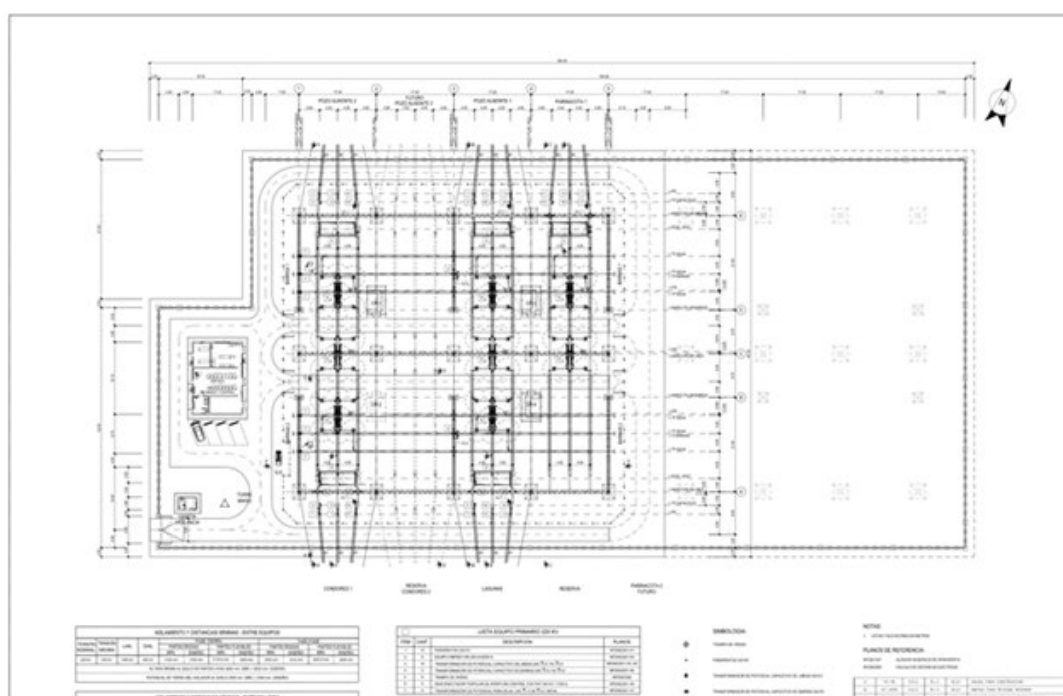
4.1.3.5 Aspectos Técnicos

La Subestación Nueva Pozo Almonte 220 kV se encuentra ubicada aproximadamente 7 km al sur de la localidad de Pozo Almonte, al costado Este de la Ruta 5 y lado Norte de la Ruta A-665, Comuna de Pozo Almonte, Región de Tarapacá.

Esta subestación presenta una configuración del patio 220 kV del tipo Interruptor y medio con capacidad para 4 diagonales, con 5 paños habilitados a la fecha.

Adicionalmente mediante el decreto 200/2022 se definió la ampliación de esta subestación mediante la construcción de 4 diagonales nuevas.

Figura 35. Disposición en Planta Subestación Nueva Pozo Almonte 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

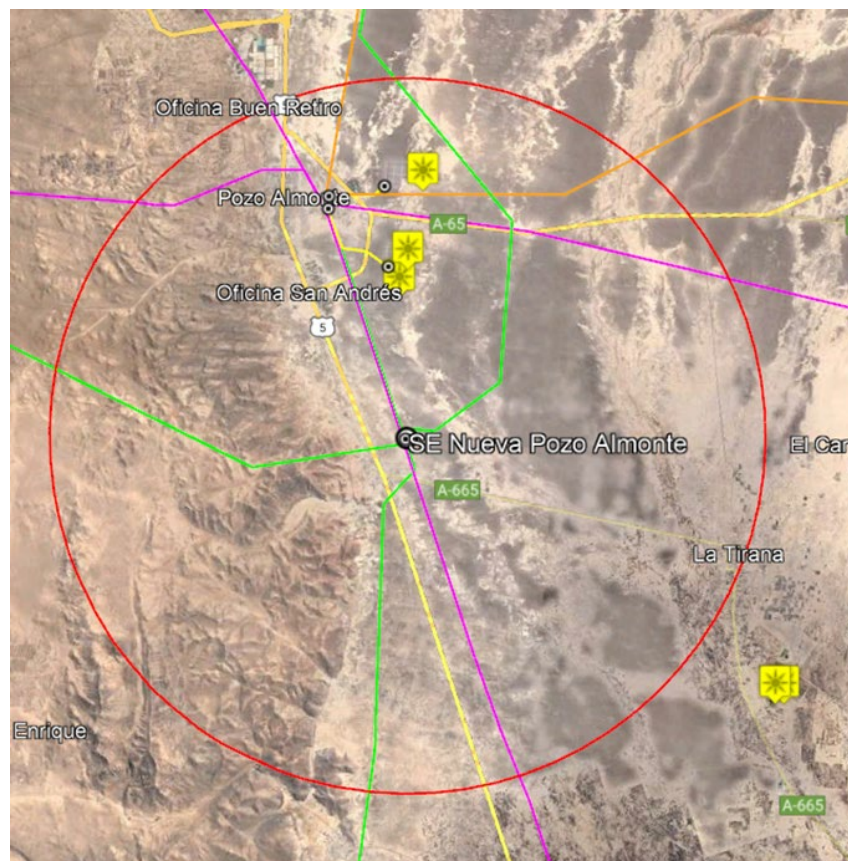
Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 220 kV, según se muestra en la figura anterior, podemos comentar lo siguiente:

- No se aprecia paño disponible, ya que todas las posiciones de reserva consideradas en el diseño de base están asignadas a obras futuras de transmisión. Ahora bien, se aprecia espacio nivelado dentro del perímetro de la subestación para su ampliación. Si bien no está disponible de manera pública información respecto a la ampliación en curso se asume que esta usará el espacio nivelado que se aprecia en la figura previa.
- Se estima que la admisibilidad de una SAC para un proyecto en esta subestación sería rechazada. De la revisión realizada de la información publicada por el Coordinador se ve que

han hecho catorce (14) solicitudes en esta subestación, y que las posiciones asociadas a la ampliación ya fueron todas solicitadas. De hecho, la última solicitud de conexión fue rechazada por lo indicado anteriormente.

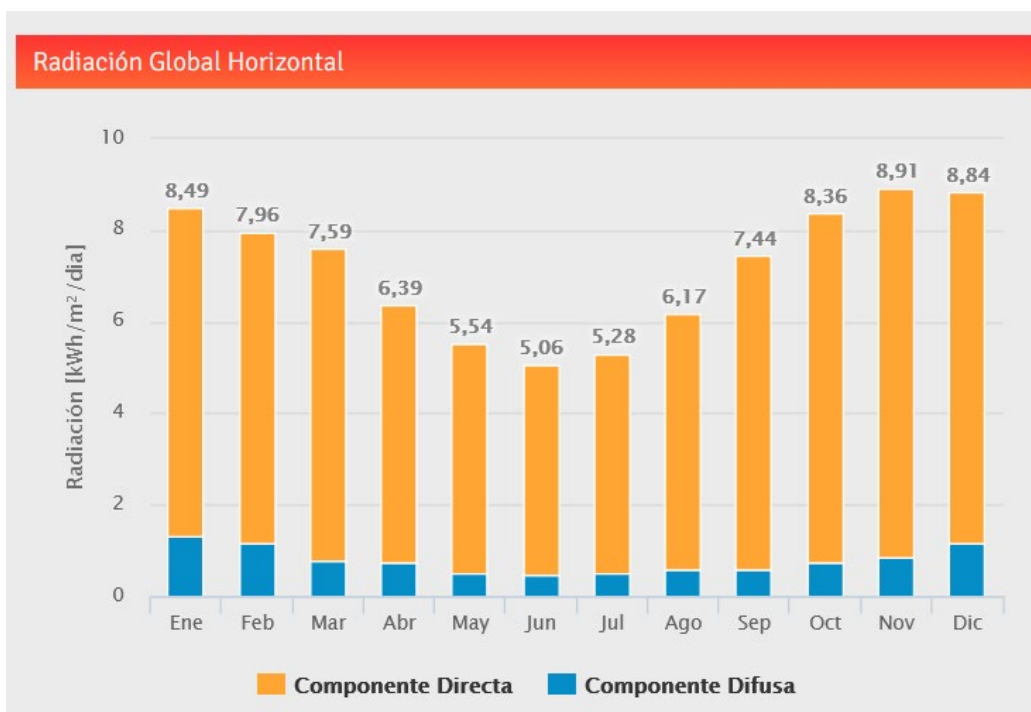
De los antecedentes técnicos antes presentados se considera que, dada la existencia de espacio para crecimiento de la subestación a ambos lados de ella, que es técnicamente factible la conexión de la unidad de punta a esta subestación y en plazos acotados concordantes con el horizonte de tiempo del presente estudio, por ejemplo, vía la solicitud de conexión como obra urgente (Art. 102 de la LGSE).

Figura 36. Subestación Nueva Pozo Almonte 220 kV y sector de posible emplazamiento Unidad de Punta



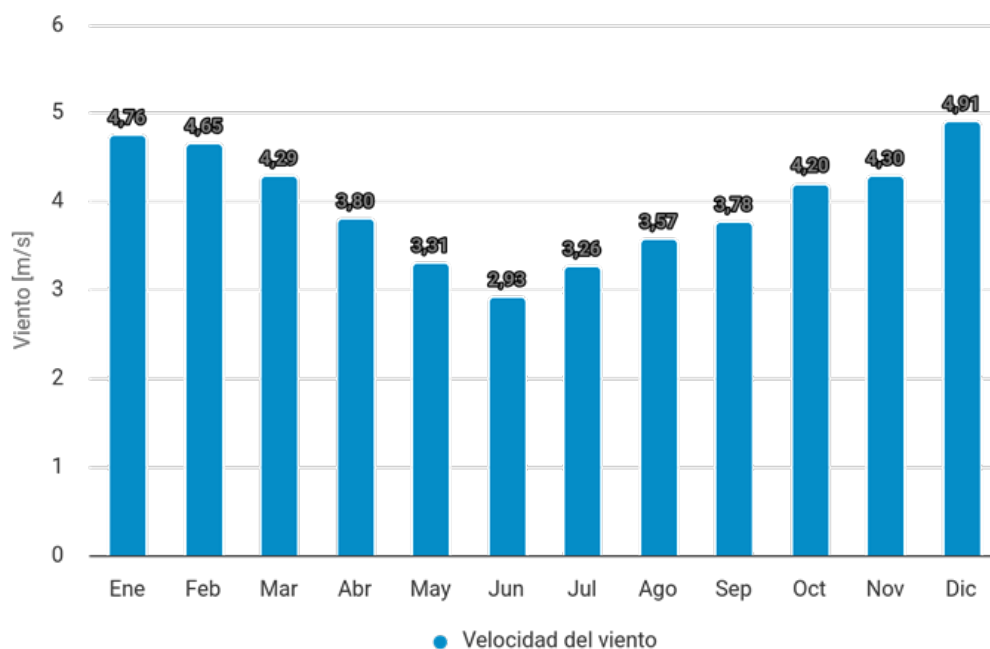
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 37. Radiación Solar en la zona de la Subestación Nueva Pozo Almonte 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 38. Viento en la zona de la Subestación Nueva Pozo Almonte 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.4 Zona de la Subestación Nueva Lagunas 220 kV

4.1.4.1 Ubicación de la Central Generadora

la Subestación Nueva Lagunas 220 kV se emplaza en la comuna de Pozo Almonte, provincia de Tamarugal, Región de Tarapacá. Desde la subestación a la localidad de Oficina Salitrera Buenaventura existe una distancia lineal aproximada de 2 Kilómetros. El área seleccionada para el emplazamiento de la unidad de punta se encuentra a un radio no mayor de 10 km de la Subestación Nueva Lagunas 220 kV, comuna de Pozo Almonte, provincia del Tamarugal, Región de Tarapacá. Ver Figura 39 y Figura 41.

4.1.4.2 Aspectos Territoriales

2 km al este se encuentra la reserva nacional Pampa del Tamarugal. La zona presenta tres áreas con administración de propiedad Fiscal, las que corresponden a concesiones onerosas, asociadas a proyectos de generación renovables.

No se observan restricciones de Planificación Territorial.

No obstante, es posible encontrar sitios en un radio de 10 km de la subestación no afectados a las restricciones antes indicadas.

4.1.4.3 Aspectos Logísticos

Petróleo diésel: Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el centro de distribución más próximo está en la Ciudad de Iquique a 130 km aproximadamente (Terminal Iquique Copec y Terminal Aramco).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NO_x con combustión diésel, y además para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde los centros poblados más cercanos, estos son Pozo Almonte a 70 km e Iquique aproximadamente a 130 km. Adicionalmente se puede explorar la posibilidad de suministro de agua desde una planta desaladora vía camiones aljibe.

Gas natural: No está disponible un gasoducto cercano (160 km a gasoducto Troncal Paso Jama – Crucero), por lo cual se ha determinado no considerar el suministro de gas natural como combustible para la Unidad de Punta.

Equipos: Para la descarga de los equipos, el puerto más próximo es Iquique, aproximadamente a 130 km.

4.1.4.4 Recurso Energético Primario

Radiación Solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta tiene un promedio mensual de irradiación diaria de 7,0 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 42. Por su parte, la irradiación diaria mínima y máxima, son del orden de 4,85 kWh/m²/día y 8,58 kWh/m²/día respectivamente, como promedio mensual.

Al utilizar la herramienta de la generación eléctrica fotovoltaica del Explorador Solar, se obtiene un valor estimado de 174,7 GWh/año y un factor de planta del 28% para un proyecto solar fotovoltaico de 70.000 kWp. Estas condiciones, sumado a la baja frecuencia de ocurrencia de nubosidades (6%), garantizan la factibilidad técnica de desarrollo de una central fotovoltaica para la generación de energía eléctrica.

Viento: Respecto al potencial eólico del área se puede señalar que el sitio seleccionado cuenta con un ciclo diario de velocidad y frecuencia de vientos que no sustenta la operación de una central eólica. Tal como se muestra en la Figura 43, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 4,3 m/s, con un mínimo medio de 1,5 m/s y un máximo medio de 5,3 m/s, lo cual lo convierte en un sitio poco adecuado para la instalación de aerogeneradores debido a la baja velocidad media diaria.

En el Anexo 1 se adjunta el Reporte Solar Fotovoltaico e Imagen del Recurso Viento (m/s) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 39. Subestación Nueva Lagunas 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Esta subestación presenta una configuración del patio 220 kV, preliminarmente del tipo convencional según su EIA con configuración de Interruptor y medio con 3 diagonales, con un total de nueve paños en nivel de 220 kV, todos de propiedad de ISA Interchile SA.

Table 1: Structural Elements

Element	Material	Thickness	Notes
Foundation	Concrete	300mm	
Column	Concrete	400mm	
Beam	Concrete	250mm	
Slab	Concrete	150mm	
Wall	Concrete	200mm	
Roof	Concrete	100mm	

Table 2: Dimensions

Dimension	Value	Unit
Overall Length	12.00	m
Overall Width	8.00	m
Column Spacing	4.00	m
Beam Spacing	2.00	m
Slab Thickness	150	mm
Wall Thickness	200	mm
Roof Thickness	100	mm

Table 3: Materials

Material	Grade	Notes
Concrete	C30	
Reinforcement	HRB335	
Brick	240x115x53	
Mortar	M7.5	
Insulation	EPS	

Table 4: Dimensions

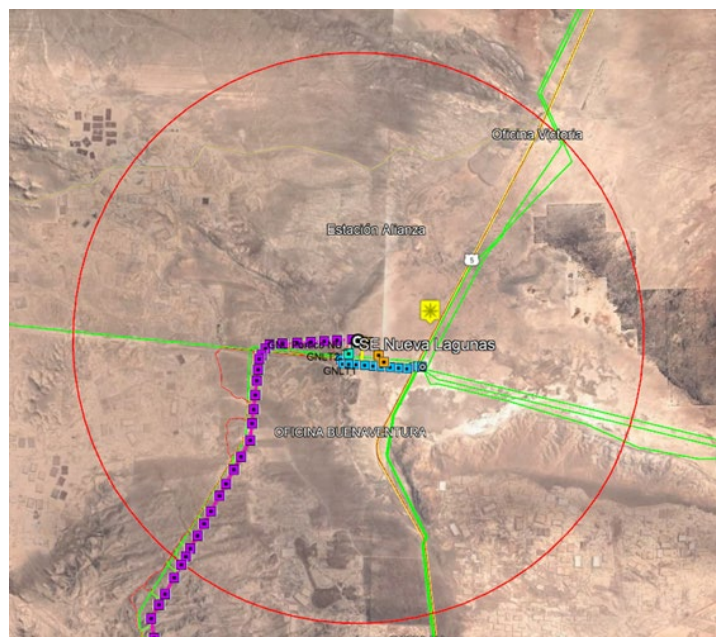
Dimension	Value	Unit
Overall Length	12.00	m
Overall Width	8.00	m
Column Spacing	4.00	m
Beam Spacing	2.00	m
Slab Thickness	150	mm
Wall Thickness	200	mm
Roof Thickness	100	mm

Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 220 kV, según se muestra en la figura anterior, podemos comentar lo siguiente:

- De los seis paños de la subestación, dos ya están en uso en el diseño original y uno de ellos se utilizan para la conexión de los autotransformadores provenientes del patio de 500 kV.
- De acuerdo con la información publicada por el Coordinador, se han aprobado dos SAC en esta subestación.
- Luego de lo anterior se concluye que queda un espacio.
- Adicionalmente el decreto asociado a la subestación (229/2021) exige terreno nivelado dentro de la subestación para dos diagonales adicionales.

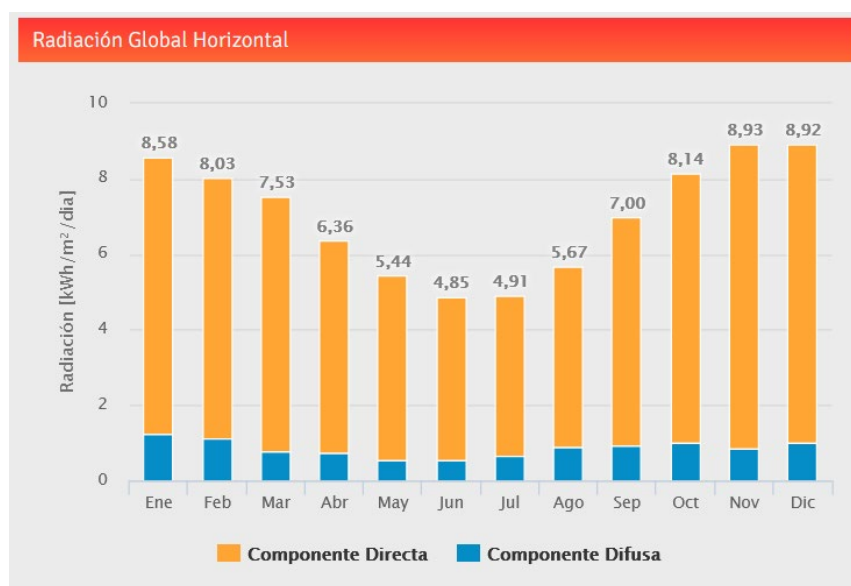
De los antecedentes técnicos antes presentados, hay espacio disponible dentro en esta subestación, En caso de que el paño en cuestión fuera ocupado además existe espacio dentro de la subestación para la ampliación por lo que se estima que la conexión en 220 kV de la unidad de punta es técnicamente factible a esta subestación y en plazos acotados concordantes con el horizonte de tiempo del presente estudio.

Figura 41. Subestación Nueva Lagunas 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta



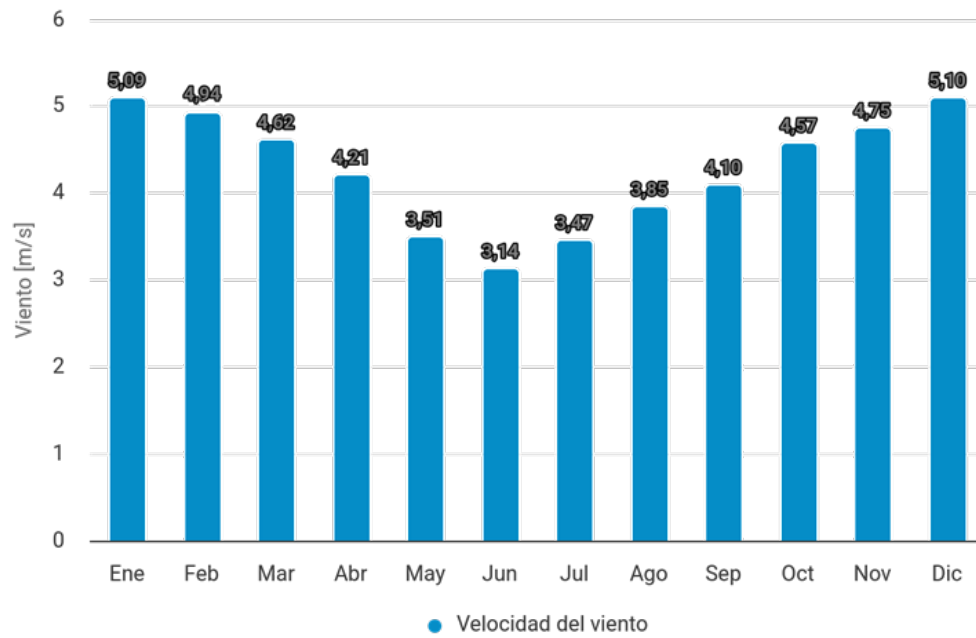
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 42. Radiación Solar en la zona de la Subestación Nueva Lagunas 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 43. Viento en la zona de la Subestación Nueva Lagunas 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.5 Zona de la Subestación Kimal 220 kV

4.1.5.1 Ubicación de la Central Generadora

La Subestación Kimal 220 kV se emplaza en la comuna de María Elena, provincia de Tocopilla, Región de Antofagasta. Desde la subestación al poblado de María Elena existe una distancia lineal aproximada de 19 Kilómetros, y se encuentra ubicada a unos 9 km hacia el oriente de las subestaciones Crucero y Encuentro. El área seleccionada para el emplazamiento de la unidad de punta se encuentra a un radio no mayor de 10 km de la Subestación Kimal 220 kV, comuna de María Elena, provincia de Tocopilla, Región de Antofagasta. Ver Figuras

Figura 44 y Figura 47.

4.1.5.2 Aspectos Territoriales

2 km al este, se encuentra una zona saturada de material particulado, la cual esta afecta a plan de descontaminación (Plan de Descontaminación para las localidades de María Elena y Pedro de Valdivia D.S. Nº 164 de 1998/D.S. Nº 37 de 2004, de MINSEGPRES). La zona presenta varias áreas con administración de propiedad Fiscal, las que en su mayoría corresponden a concesiones onerosas, asociadas a proyectos de generación renovables.

No se observan restricciones de Planificación Territorial.

No obstante, es posible encontrar sitios en un radio de 10 km de la subestación no afectados a las restricciones antes indicadas.

4.1.5.3 Aspectos Logísticos

Petróleo diésel: Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el centro de distribución más próximo está en Tocopilla a 90 km aproximadamente (Terminal Tocopilla Copec).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NO_x con combustión diésel, y además para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde los centros poblados más cercanos, esto es Tocopilla a 90 km aproximadamente. Adicionalmente se puede explorar la posibilidad de suministro de agua desde una planta desaladora vía camiones aljibe.

Gas natural: El suministro de gas natural podrá ser abastecido del gasoducto (Gasoducto Troncal Paso Jama – Crucero de 20 pulgadas, propiedad de Gas Norandino) cercano a la localización de la unidad de punta. La distancia aproximada es de 3 km aproximadamente.

Equipos: Para la descarga de los equipos, el puerto más próximo es Tocopilla, aproximadamente a 90 km.

4.1.5.4 Recurso Energético Primario

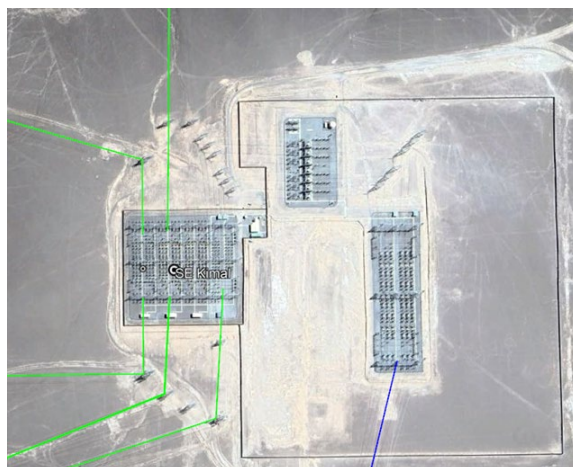
Radiación Solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta tiene un promedio mensual de irradiación diaria de 7,2 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 48. Por su parte, la irradiación diaria mínima y máxima, son del orden de 4,8 kWh/m²/día y 8,8 kWh/m²/día respectivamente, como promedio mensual.

Al utilizar la herramienta de la generación eléctrica fotovoltaica del Explorador Solar, se obtiene un valor estimado de 179,5 GWh/año y un factor de planta del 29% para un proyecto solar fotovoltaico de 70.000 kWp. Estas condiciones, sumado a la baja frecuencia de ocurrencia de nubosidades (4%), garantizan la factibilidad técnica de desarrollo de una central fotovoltaica para la generación de energía eléctrica.

Viento: Respecto al potencial eólico del área, se puede señalar que el sitio seleccionado cuenta con un ciclo diario de velocidad y frecuencia de vientos que no sustenta la operación de una central eólica. Tal como se muestra en la Figura 49, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 4,7 m/s, con un mínimo medio de 3,2 m/s y un máximo medio de 6,5 m/s, lo cual lo convierte en un sitio poco adecuado para la instalación de aerogeneradores debido a la baja velocidad media diaria. Cabe destacar que existen ubicaciones con mejores vientos, pero están a distancias mayores, del orden de los 35 km, lo cual no es consistente con los criterios definidos para la ubicación de la unidad de punta.

En el Anexo 1 se adjunta el Reporte Solar Fotovoltaico e Imagen del Recurso Viento (m/s) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 44. Subestación Kimal 220 kV

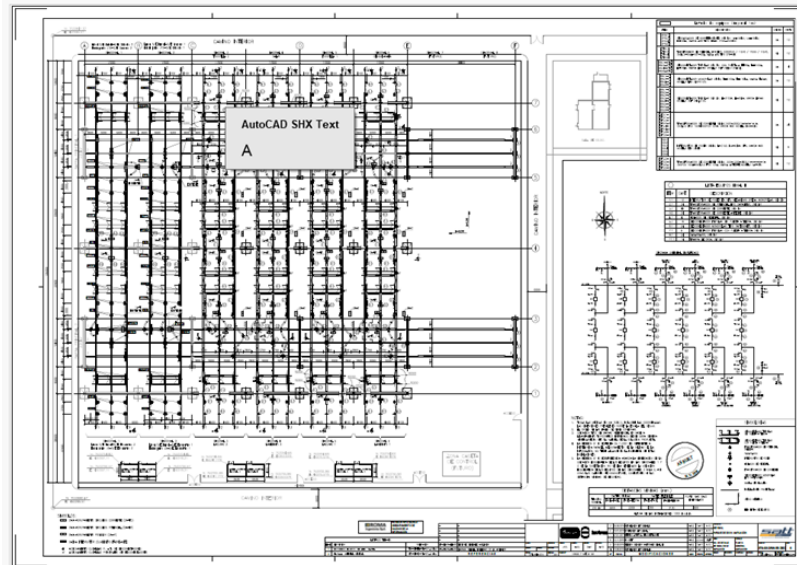


Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.5.5 Aspectos Técnicos

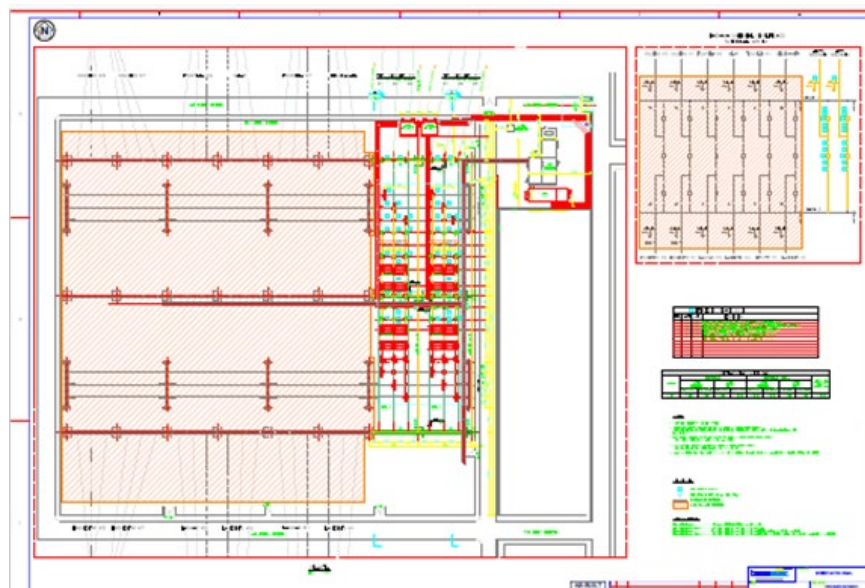
Esta subestación presenta una configuración del patio 220 kV del tipo convencional (Interruptor y medio) 6 diagonales, con un total de doce (12) paños en nivel de 220 kV, ocho de los cuales son propiedad de la Sociedad Austral de Transmisión Troncal (SATT) y cuatro son propiedad de Transelec. En la siguiente figura se aprecia la disposición en planta de la actual subestación Kimal.

Figura 45. Disposición en Planta Subestación Kimal 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 46. Disposición en Planta Subestación Kimal 220 kV - Paños Transelec

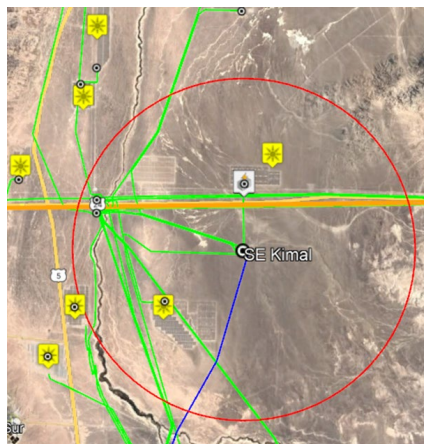


Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 220 kV, según se muestra en la figura anterior, se puede comentar lo siguiente:

- De los seis paños de la subestación, cuatro ya están en uso en el diseño original y dos de ellos se utilizan para la conexión de los autotransformadores provenientes del patio de 500 kV.
- El Decreto Exento N°4 de 2024 correspondiente al plan de expansión de 2021, define la expansión de esta subestación en el contexto de proyecto de enlace HVDC. En esta ampliación se agregan 4 diagonales, se reubican algunos paños y se considera la conexión de autotransformadoras y enlace HVDC.
- De acuerdo con la información publicada por el Coordinador, existen tres SAC en curso para esta subestación y diversas solicitudes rechazadas.
- Luego de lo anterior se concluye que no quedan espacios disponibles en esta subestación.
- De la imagen satelital, se aprecia terreno disponible hacia la costa sin interferencias con las acometidas de otras líneas, por lo que preliminarmente se estima viable una ampliación de esta subestación hacia esa zona. Para estos efectos requiere ampliar la plataforma de la subestación, la habilitación de la zona y todas las obras electromecánicas requerida para estos efectos.
- De lo analizado en los aspectos territoriales para la unidad de punta, no se aprecian impedimentos para la ejecución de esta ampliación.

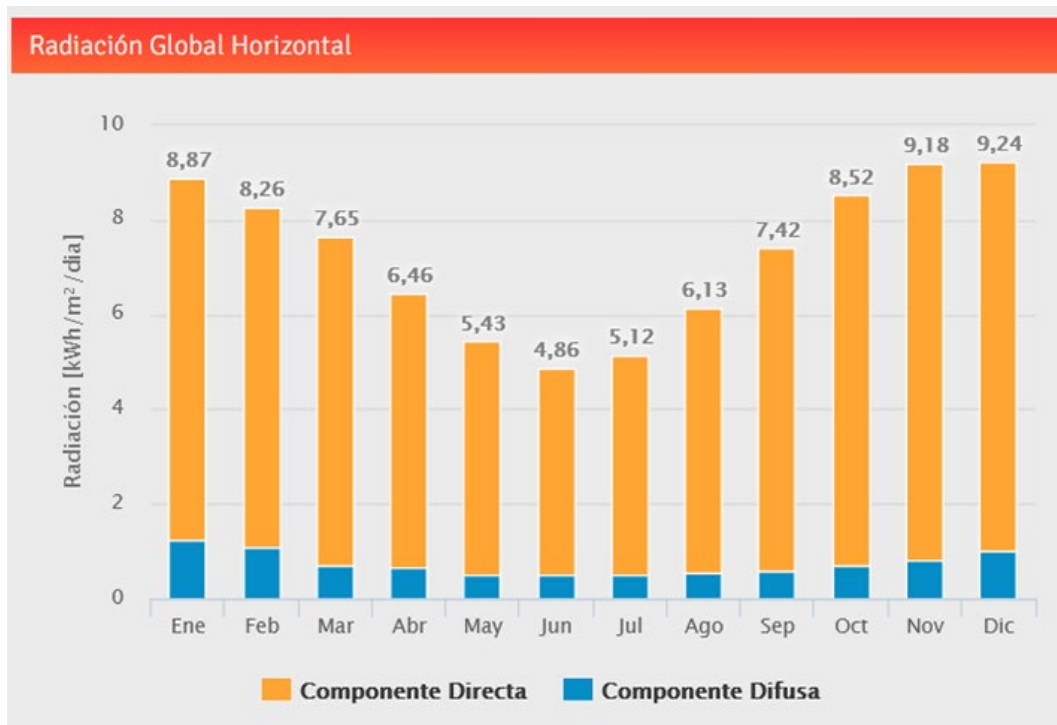
De los antecedentes técnicos antes presentados, si bien no hay paños ni espacio disponible dentro en esta subestación, se considera que, según lo expuesto antes, una ampliación de esta subestación no debiese revestir mayor complejidad. Por ello se estima que la conexión en 220 kV de la unidad de punta es técnicamente factible a esta subestación y en plazos acotados concordantes con el horizonte de tiempo del presente estudio, por ejemplo, vía la solicitud de conexión como obra urgente (Art. 102 de la LGSE).

Figura 47. Subestación Kimal 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta



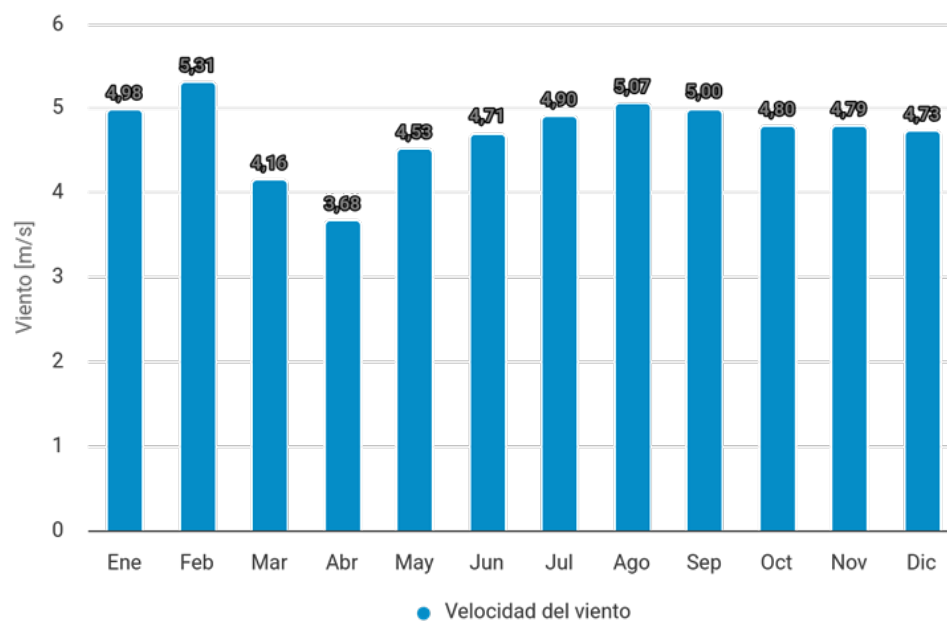
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 48. Radiación Solar en la zona de la Subestación Kimal 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 49. Viento en la zona de la Subestación Kimal 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.6 Zona de la Subestación Miraje 220 kV

4.1.6.1 Ubicación de la Central Generadora

La Subestación Miraje 220 kV se emplaza en la comuna de María Elena, provincia de Tocopilla, Región de Antofagasta. Desde la subestación al poblado de María Elena existe una distancia lineal aproximada de 16 Kilómetros. El área seleccionada para el emplazamiento de la unidad de punta se encuentra a un radio no mayor de 10 km de la Subestación Miraje 220 kV, comuna de María Elena, provincia de Tocopilla, Región de Antofagasta. Ver Figura 50 y Figura 52.

4.1.6.2 Aspectos Territoriales

La subestación está emplazada dentro encuentra una zona saturada por material particulado, la cual esta afecta a plan de descontaminación (Plan de Descontaminación para las localidades de María Elena y Pedro de Valdivia D.S. Nº 164 de 1998/D.S. Nº 37 de 2004, de MINSEGPRES). La zona presenta varias áreas con administración de propiedad Fiscal, las que en su mayoría corresponden a concesiones onerosas, asociadas a proyectos de generación renovables.

No se observan restricciones de Planificación Territorial.

No obstante, lo anterior es posible encontrar sitios en un radio de 10 km de la subestación no afectos a las restricciones antes indicadas.

En relación con la restricción de zona saturada, para proyectos renovables y de almacenamiento no es de relevancia ya que estos no implican mayores emisiones. De hecho, existen antecedentes de instalación aprobadas y construidas dentro de esta zona (PFV CEME) la cual no tuvo que compensar emisiones.

En el caso de unidades térmicas convencionales habrá que alejarlas al menos 4 km para estar fuera de esta zona. En este caso para ser conservador y tener en cuenta efectos de la dispersión de contaminantes y de las obras de transmisión dentro de la zona saturada, se considera la unidad de punta térmica a 10 km de la subestación.

4.1.6.3 Aspectos Logísticos

Petróleo diésel: Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el centro de distribución más próximo está en Tocopilla a 92 km aproximadamente (Terminal Tocopilla Copec).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NO_x con combustión diésel, y además para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde los centros poblados más cercanos, esto es Tocopilla a 92 km aproximadamente.

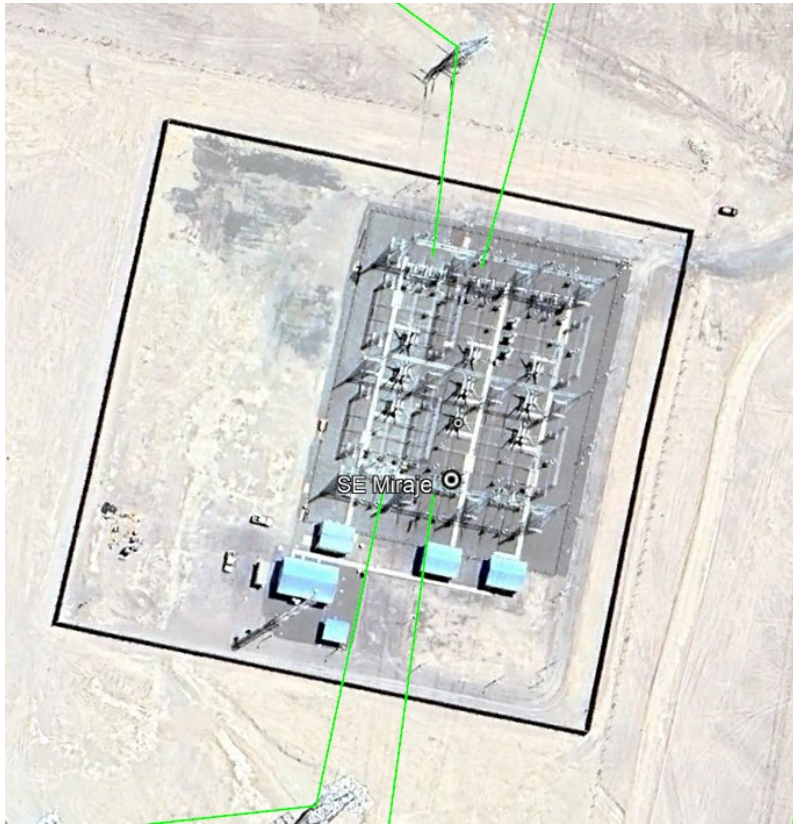
Adicionalmente se puede explorar la posibilidad de suministro de agua desde una planta desaladora vía camiones aljibe.

- Gas natural: El suministro de gas natural podrá ser abastecido del gasoducto que pasa cercano a la localización de la unidad de punta. La distancia aproximada es de 0,4 km app. (Gasoducto Ramal Crucero Mejillones, propiedad de Gas Norandino).
- Equipos: Para la descarga de los equipos, el puerto más próximo es Tocopilla, aproximadamente a 92 km.

4.1.6.4 Recurso Energético Primario

- Radiación solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta tiene un promedio mensual de irradiación diaria de 7,2 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 53. Por su parte, la irradiación diaria mínima y máxima, son del orden de 4,7 kWh/m²/día y 8,8 kWh/m²/día respectivamente, como promedio mensual.
- Al utilizar la herramienta de la generación eléctrica fotovoltaica del Explorador Solar, se obtiene un valor estimado de 178,1 GWh/año y un factor de planta del 29% para un proyecto solar fotovoltaico de 70.000 kWp. Estas condiciones, sumado a la baja frecuencia de ocurrencia de nubosidades (4%), garantizan la factibilidad técnica de desarrollo de una central fotovoltaica para la generación de energía eléctrica.
- Viento: Respecto al potencial eólico del área se puede señalar que el sitio seleccionado cuenta con un ciclo diario de velocidad y frecuencia de vientos que no sustenta la operación de una central eólica. Tal como se muestra en la Figura 54, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 4,6 m/s, con un mínimo medio de 3,2 m/s y un máximo medio de 6,1 m/s, lo cual lo convierte en un sitio poco adecuado para la instalación de aerogeneradores debido a la baja velocidad media diaria. Cabe destacar que existen ubicaciones con mejores vientos, pero están a distancias mayores, del orden de los 22 km, lo cual no es consistente con los criterios definidos para la ubicación de la unidad de punta.
- En el Anexo 1 se adjunta el Reporte Solar Fotovoltaico e Imagen del Recurso Viento (m/s) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 50. Subestación Miraje 220 kV

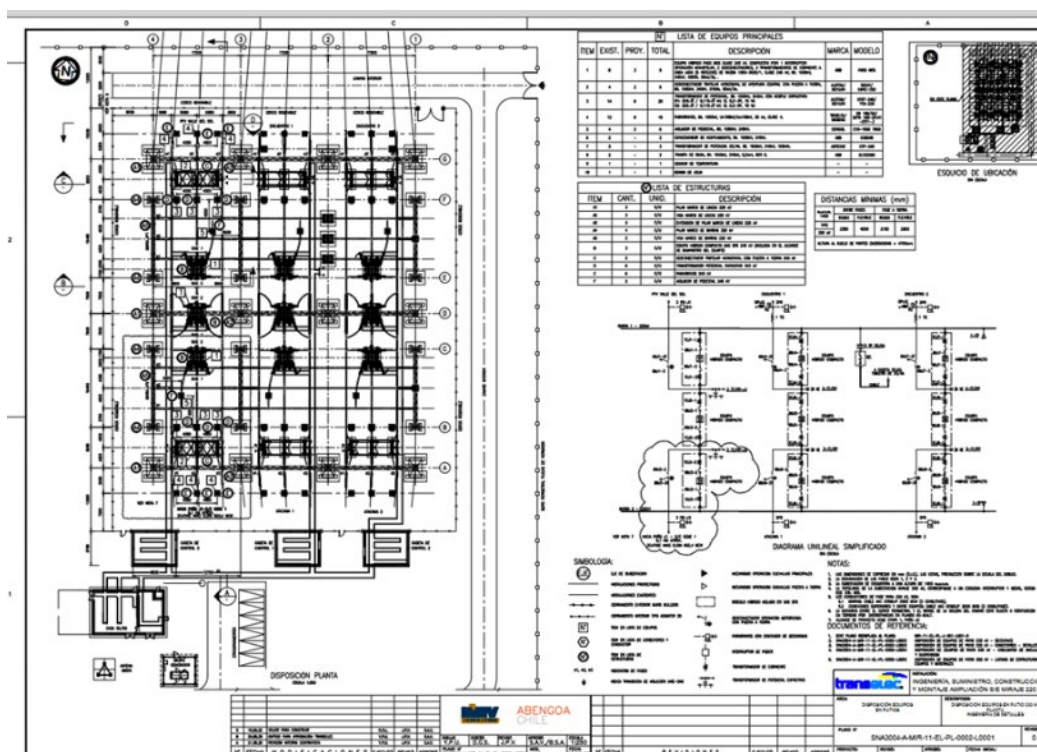


Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.6.5 Aspectos Técnicos

Esta subestación presenta una configuración del patio 220 kV del tipo interruptor y medio con tecnología del tipo híbrida compacta y cuenta con 3 diagonales, con un total de seis paños en nivel de 220 kV todos de propiedad de Transelec. En la siguiente figura se aprecia la disposición en planta de la actual subestación Miraje.

Figura 51. Disposición en Planta Subestación Miraje 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 220 kV, según se muestra en la figura anterior, podemos comentar lo siguiente:

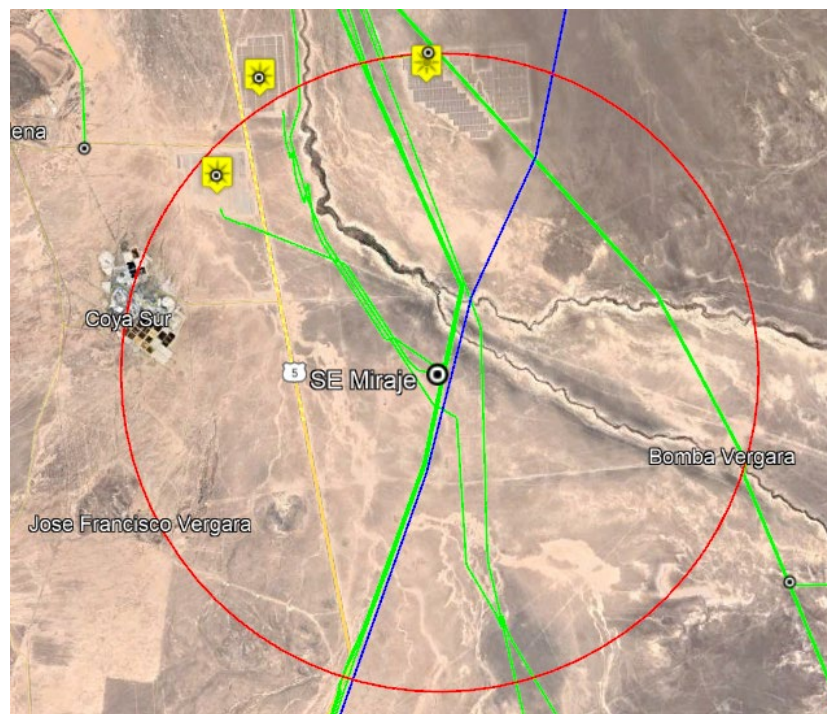
- De los seis paños de la subestación, cuatro ya están en uso en el diseño original.
- De acuerdo con la información publicada por el Coordinador, existen dos SAC aprobadas y una tercera rechazada. Estas dos SAC corresponden a proyectos ya construidos.
- Luego de lo anterior se concluye que no quedan espacios disponibles en esta subestación.
- De la imagen satelital, se aprecia terreno nivelado dentro de la subestación para la instalación de 3 diagonales.
- El plan de expansión 2024 en su informe preliminar considera la expansión de esta subestación, con cuatro diagonales (8 paños de línea) adicionales, ocupando solo dos paños para obras decretadas, con lo que quedarían 6 posiciones disponibles para nuevos proyectos.
- Además, existe terreno disponible hacia la costa sin interferencias con las acometidas de otras líneas, por lo que se estima viable una ampliación de esta subestación hacia esa zona. Para estos

efectos se requiere ampliar la plataforma de la subestación, la habilitación de la zona y todas las obras electromecánicas requerida para estos efectos.

- De lo analizado en los aspectos territoriales para la unidad de punta, no se aprecian impedimentos para la ejecución de esta ampliación.

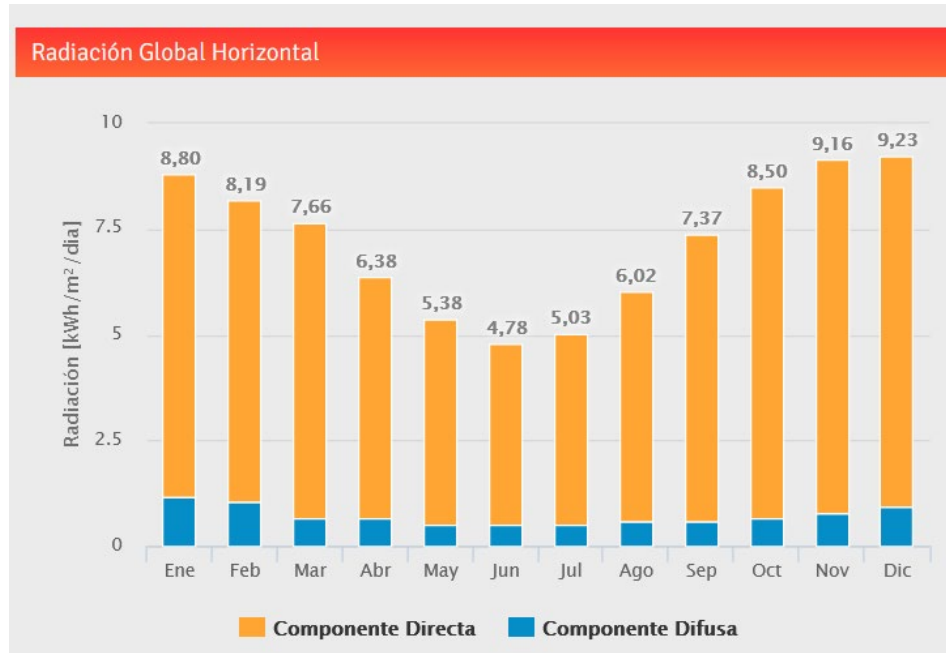
De los antecedentes técnicos antes presentados, si bien no hay paños disponibles hoy en día, se considera que, según lo expuesto antes, una ampliación de esta subestación no debiese revestir mayor complejidad. Por ello se estima que la conexión en 220 kV de la unidad de punta es técnicamente factible a esta subestación y en plazos acotados concordantes con el horizonte de tiempo del presente estudio.

Figura 52. Subestación Miraje 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta



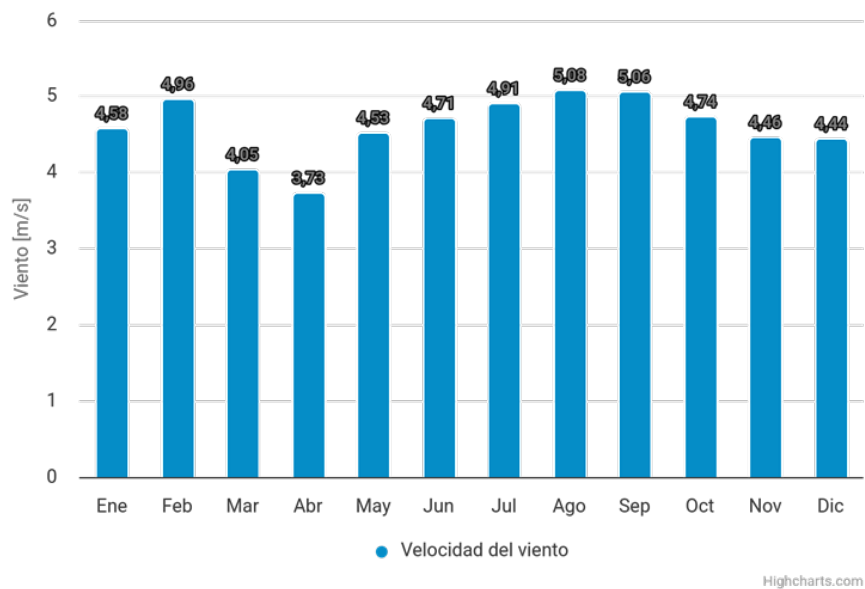
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 53. Radiación Solar en la zona de la Subestación Miraje 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 54. Viento en la zona de la Subestación Miraje 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.7 Zona de la Subestación Kapatur 220 kV

4.1.7.1 Ubicación de la Central Generadora

Punto referencia Subestación: a un kilómetro al Sur de la intersección entre la Ruta 1 y ruta B242 (Mejillones). El área seleccionada para la unidad de punta se encuentra en un radio no mayor de 10 km de la Subestación Kapatur 220 kV, comuna de Mejillones, Región de Antofagasta. Ver

Figura 55 y Figura 57.

4.1.7.2 Aspectos Territoriales

No se observan restricciones medio ambientales. La zona presenta varias áreas con administración de propiedad Fiscal.

Asociado a la localidad de Mejillones existe un PRC comunal, cuyo límite está a 3,5 km aproximadamente al noroeste de la subestación.

No obstante, es posible encontrar sitios en un radio de 10 km de la subestación no afectos a las restricciones antes indicadas.

4.1.7.3 Aspectos Logísticos

Petróleo diésel: Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el centro de distribución más próximo está a 15 km aproximadamente (Terminal Mejillones Copec).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NO_x con combustión diésel, y además para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde los centros poblados más cercanos, estos son Mejillones, aproximadamente a 20 km y Antofagasta 65 km. Adicionalmente se puede explorar la posibilidad de suministro de agua desde una planta desaladora vía camiones aljibe.

Gas natural: El suministro de Gas natural podrá ser tomado del Gasoducto que pasa cercano a la localización de la unidad de punta. La distancia aproximada es de 1,5 km app. (Trazado Tuinamej de 20 pulgadas, propiedad de Enel Generación).

Equipos: Para la descarga de los equipos, el puerto más próximo es Antofagasta a 65 km.

4.1.7.4 Recurso Energético Primario

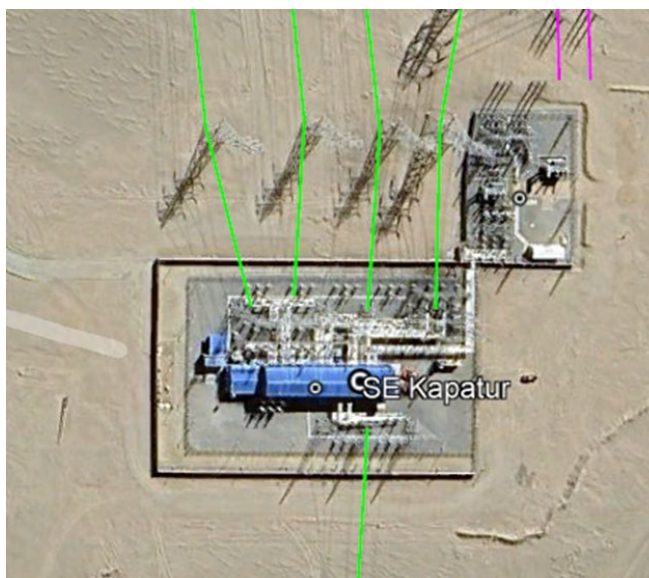
Radiación Solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de irradiación diaria de $6,6 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$ aproximadamente, según se muestra en la Figura 58. Por su parte, el promedio mensual de la irradiación diaria mínima y máxima, son del orden de $4 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$ y $8,6 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$ respectivamente, como promedio mensual.

Al utilizar la herramienta de la generación eléctrica fotovoltaica del Explorador Solar, se obtiene un valor estimado de $161,63 \text{ GWh/año}$ y un factor de planta del 26% para un proyecto solar fotovoltaico de 70.000 kWp . Estas condiciones, sumado a la mediana frecuencia de ocurrencia de nubosidades (8%), son indicativas de la factibilidad técnica de desarrollo de una central fotovoltaica para la generación de energía eléctrica.

Viento: Respecto al potencial eólico del área se puede señalar que el sitio seleccionado cuenta con un ciclo diario de velocidad y frecuencia de vientos que no sustenta la operación de una central eólica. Tal como se muestra en la Figura 59, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de $4,5 \pm 0,2 \text{ m/s}$, con un mínimo medio de $3,13 \text{ m/s}$ y un máximo medio de $6,25 \text{ m/s}$, lo cual lo convierte en un sitio poco adecuado para la instalación de aerogeneradores debido a la baja velocidad media diaria.

En el Anexo 1 se adjunta el Reporte Solar Fotovoltaico e Imagen del Recurso Viento (m/s) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 55. Subestación Kapatur 220 kV



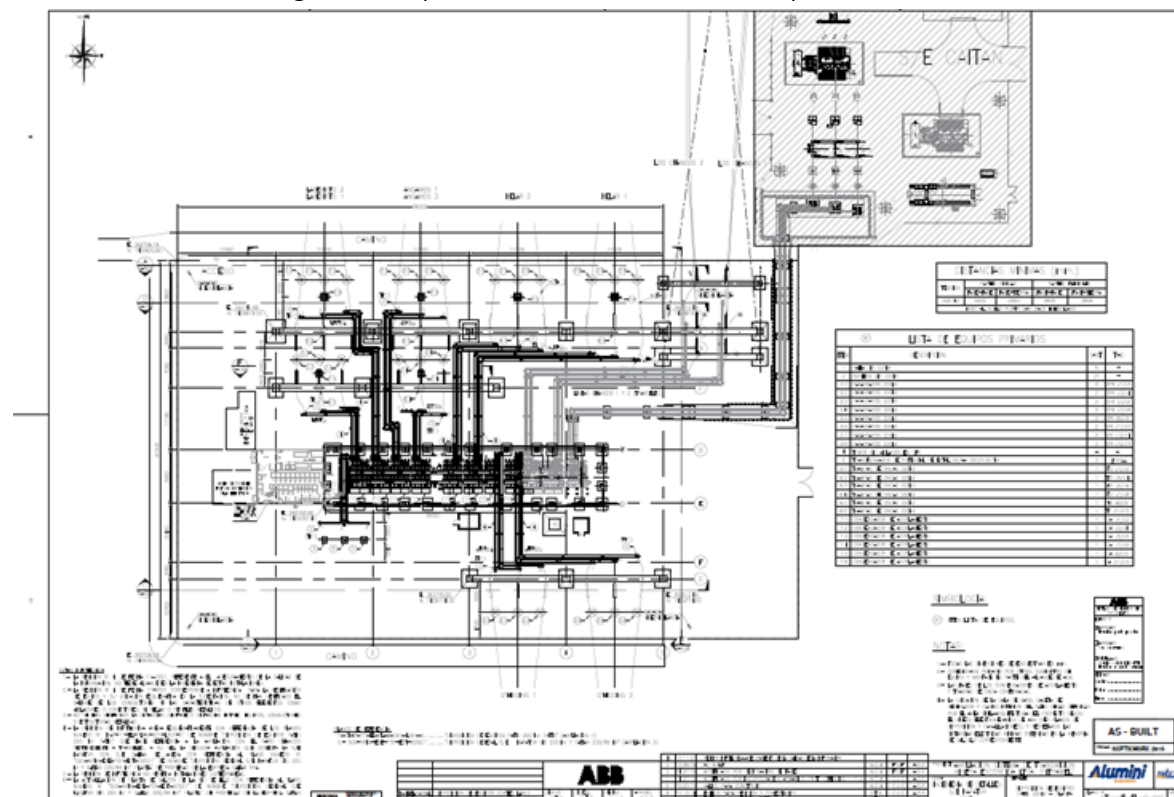
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.7.5 Aspectos Técnicos

La Subestación Kapatur 220 kV se encuentra ubicada en la Comuna de Mejillones, Provincia de Antofagasta, Región de Antofagasta, a unos 10 km de distancia lineal de la ciudad de Mejillones.

Esta subestación es del tipo GIS interior, con una configuración del patio del tipo doble barra y doble interruptor, con un total de once (11) paños, en nivel de 220 kV y todos son de propiedad de STN. La siguiente figura muestra la disposición en planta actual de la subestación Kapatur.

Figura 56. Disposición en Planta Subestación Kapatur 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

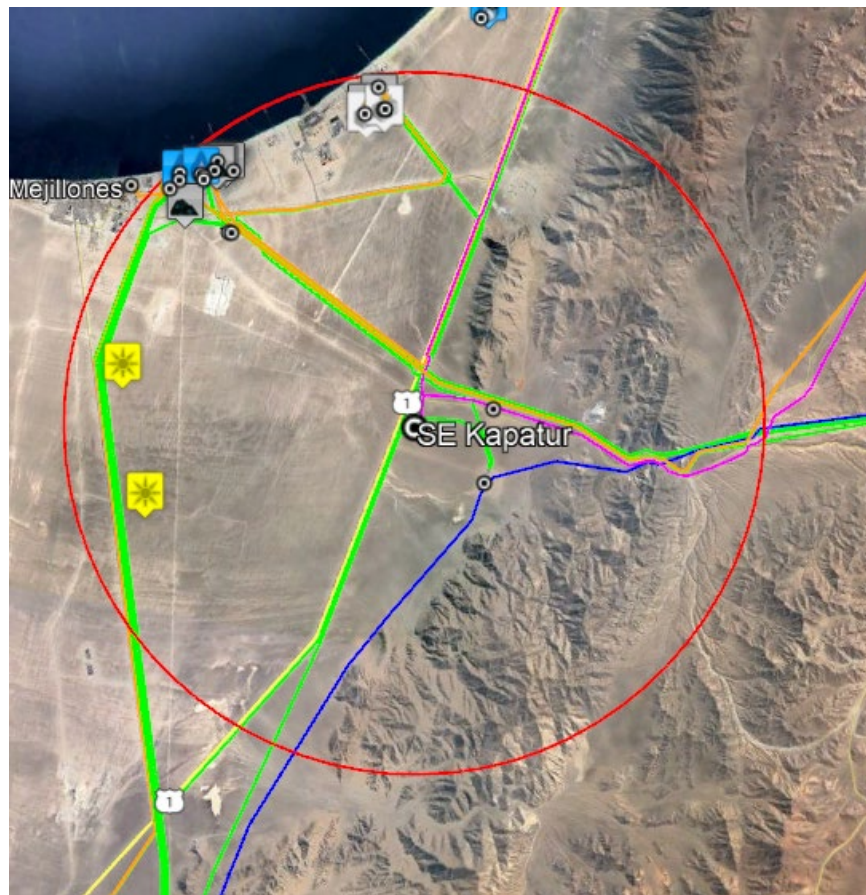
Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 220 kV, según se muestra en la figura anterior, podemos comentar lo siguiente:

- En esta Subestación no se aprecian paños disponibles.
- De la imagen satelital, hacia el Este se aprecia terreno disponible para para ampliar la plataforma de la subestación.
- Dentro del perímetro de la subestación se aprecia espacio para la ampliación del galpón del equipamiento GIS.

- Se han presentado dos solicitudes de conexión a esta subestación, una de las cuales fue aprobada y la otra rechazada. Esta última solicitud es del año 2020, por lo que se estima que una nueva SAC en esta subestación sería rechazada.

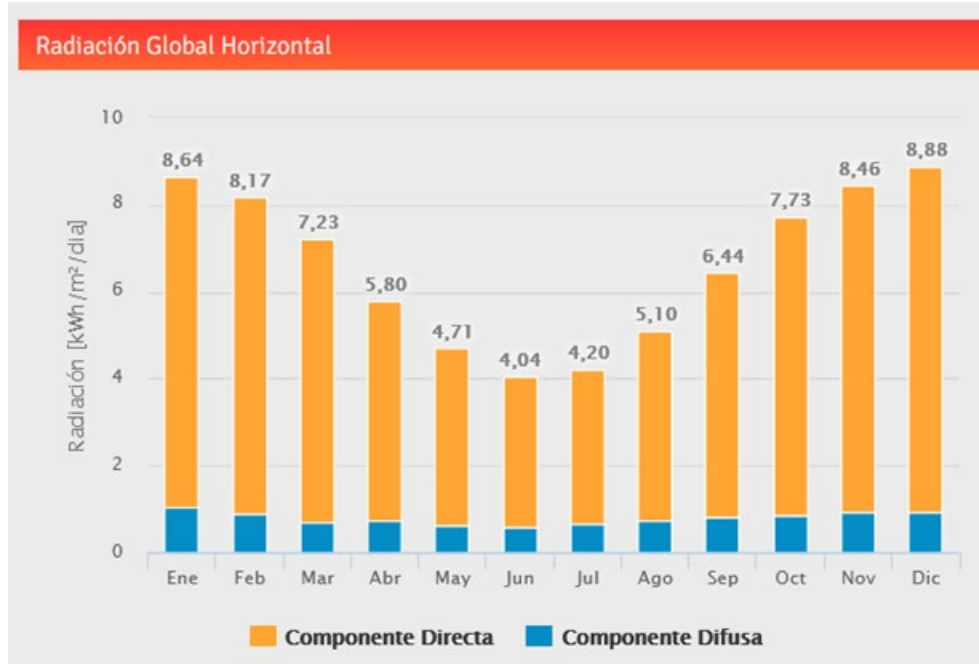
De los antecedentes técnicos antes presentados, si bien no hay paños ni espacio disponible dentro de esta subestación, se considera que, según lo expuesto antes, una ampliación de esta subestación no debiese revestir mayor complejidad. Por lo tanto, se estima que la conexión en 220 kV de la unidad de punta es técnicamente factible en esta subestación y en plazos acotados concordantes con el horizonte de tiempo del presente estudio, por ejemplo, vía la solicitud de conexión como obra urgente (Art. 102) de la LGSE.

Figura 57. Subestación Kapatur 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta



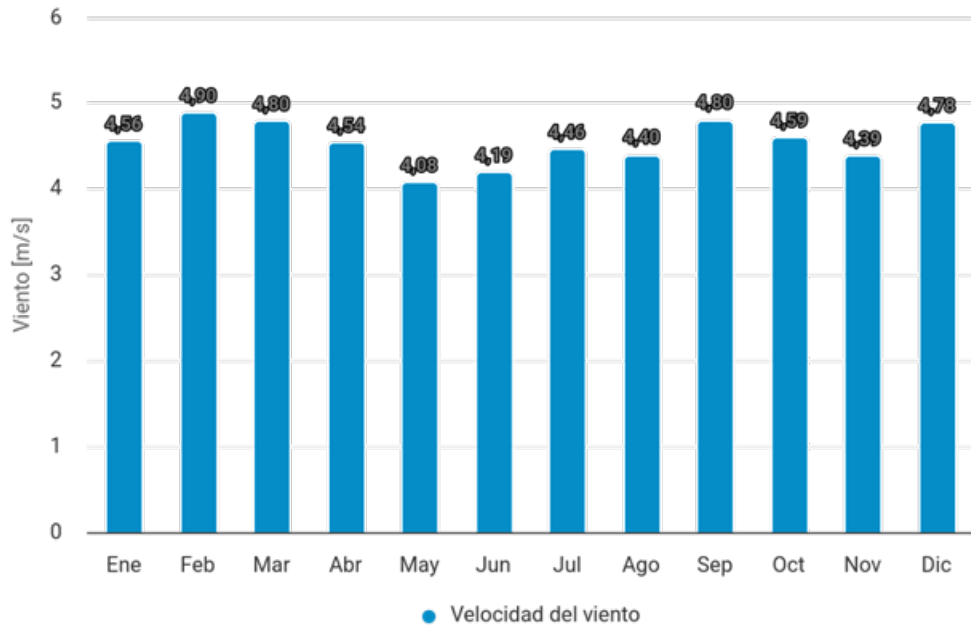
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 58. Radiación Solar en la zona de la Subestación Kapatur 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 59. Viento en la zona de la Subestación Kapatur 220 kV



Highcharts.com

Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.8 Zona de la Subestación Parinas 220 kV

4.1.8.1 Ubicación de la Central Generadora

Punto referencia Subestación: a 80 kilómetros al este de la localidad de Paposo. El área seleccionada para la unidad de punta se encuentra en un radio no mayor de 10 km de la Subestación Parinas 220 kV, comuna de Tal Tal, Provincia de Antofagasta, Región de Antofagasta. Ver Figura 60 y Figura 62.

4.1.8.2 Aspectos Territoriales

No se observan restricciones medio ambientales. La zona presenta dos áreas con administración de propiedad Fiscal de tipo concesión onerosa presumiblemente destinadas a proyectos de generación eléctrica renovable.

No se observan restricciones territoriales.

De lo anterior, se observa que es posible encontrar sitios en un radio de 10 km de la subestación no afectados a las restricciones antes indicadas.

4.1.8.3 Aspectos Logísticos

Petróleo diésel:	Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el centro de distribución más próximo está a 240 km aproximadamente (COPEC Mejillones).
Agua cruda:	El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NO _x con combustión diésel, y además para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde los centros poblados más cercanos, estos son Paposo, aproximadamente a 80 km y a Antofagasta 158 km. Adicionalmente se puede explorar la posibilidad de suministro de agua desde una planta desaladora vía camiones aljibe.
Gas natural:	El suministro de Gas natural podrá ser tomado del Gasoducto que pasa cercano a la localización de la unidad de punta. La distancia aproximada es de 53 km app. (Gasoducto Tramo La Negra – Paposo de propiedad de Enel Generación).
Equipos:	Para la descarga de los equipos, el puerto más próximo es Antofagasta a 158 km.

4.1.8.4 Recurso Energético Primario

Radiación solar:

El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de irradiación diaria de $7,3 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$ aproximadamente, según se muestra en la

Figura 63. Por su parte, el promedio mensual de la irradiación diaria mínima y máxima, son del orden de $4,6 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$ y $9,4 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$ respectivamente, como promedio mensual.

Al utilizar la herramienta de la generación eléctrica fotovoltaica del Explorador Solar, se obtiene un valor estimado de $191,8 \text{ GWh/año}$ y un factor de planta del 31% para un proyecto solar fotovoltaico de 70.000 kWp . Estas condiciones, sumado a la baja frecuencia de ocurrencia de nubosidades (3%), son indicativas de la factibilidad técnica de desarrollo de una central fotovoltaica para la generación de energía eléctrica.

Viento:

Respecto al potencial eólico del área se puede señalar que el sitio seleccionado cuenta con un ciclo diario de velocidad y frecuencia de vientos que sustenta la operación de una central eólica. Tal como se muestra en la Figura 64, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 7 m/s , con un mínimo medio de $4,6 \text{ m/s}$ y un máximo medio de $11,8 \text{ m/s}$. La elevación del sitio es de 2.100 metros sobre el nivel del mar lo cual conlleva reducción de generación eólica por menor densidad del aire, pero dada la buena velocidad del viento, se estima que con aerogeneradores modernos se obtendrían factores de planta sobre el 30%, lo cual lo convierte en un sitio adecuado para la instalación de aerogeneradores.

En el Anexo 1 se adjunta el reporte solar fotovoltaico e Imagen del recurso viento (m/seg) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 60. Subestación Parinas 220 kV

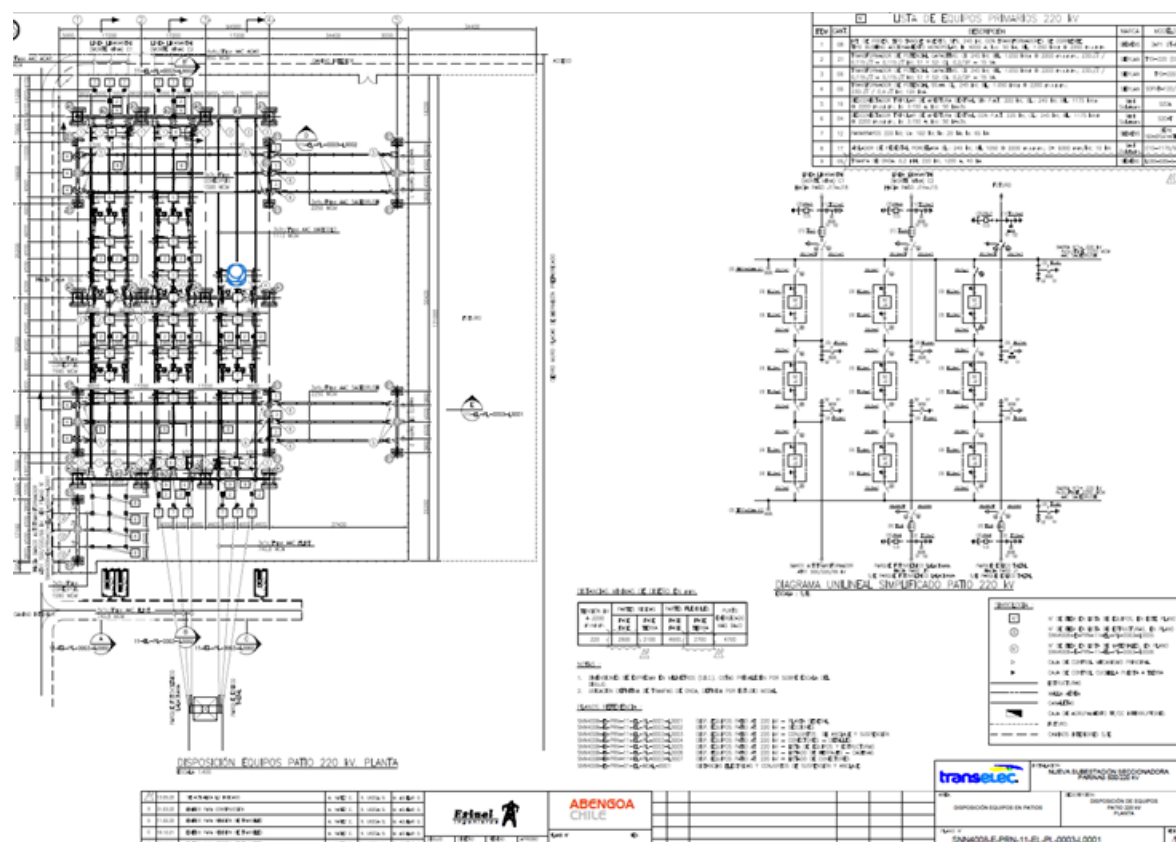


Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.8.5 Aspectos Técnicos

Esta subestación presenta una configuración del patio 220 kV del tipo convencional (Interruptor y medio) con 3 diagonales, con un total de nueve paños en nivel de 220 kV, todos de propiedad de Transelec. En la siguiente figura se aprecia la disposición en planta de la actual subestación Parinas 220 kV.

Figura 61. Disposición en Planta Subestación Parinas 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 220 kV, según se muestra en la figura anterior, podemos comentar lo siguiente:

- El diseño original considera dos diagonales y media habilitadas y espacio total bajo barras para un total de 10 posiciones.
- Existe un gran número de solicitudes SAC en esta subestación. Todas las posiciones del diseño original ya se encuentran asignadas.
- EL Decreto Exento N°4 de 2022 define la expansión de esta subestación en el contexto de la instalación de nuevos bancos de autotransformadores y de un nuevo sistema de control de flujo

mediante almacenamiento. En esta ampliación se agregan 3 diagonales. Considerando están nuevas instalaciones quedan 2 paños disponibles.

- De acuerdo con la información publicada por el Coordinador, existen 2 SAC en curso para esta subestación asignadas a estas posiciones.
- En el Informe Preliminar del Plan de Expansión 2024, se eliminó el sistema de control de flujo mediante almacenamiento indicado en el Decreto Exento N°4 de 2022.
- Para las posiciones del diseño base, la lista de espera es de 8 proyectos y para las posiciones de la ampliación es de 6 proyectos.
- Luego de lo anterior se concluye que no quedan espacios disponibles en esta subestación.
- De la imagen satelital se observa terreno disponible hacia el este para futuras ampliaciones tanto para ampliar la plataforma de la subestación.

De los antecedentes técnicos antes presentados, si bien no hay paños ni espacio disponible dentro de esta subestación, se considera que, según lo expuesto antes, una ampliación de esta subestación debiese ser viable. De lo anterior, se estima que la conexión en 220 kV de la unidad de punta es técnicamente factible a esta subestación y en plazos acotados concordantes con el horizonte de tiempo del presente estudio, por ejemplo, vía la solicitud de conexión como obra urgente (Art. 102) de la LGSE.

Figura 62. Subestación Parinas 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta



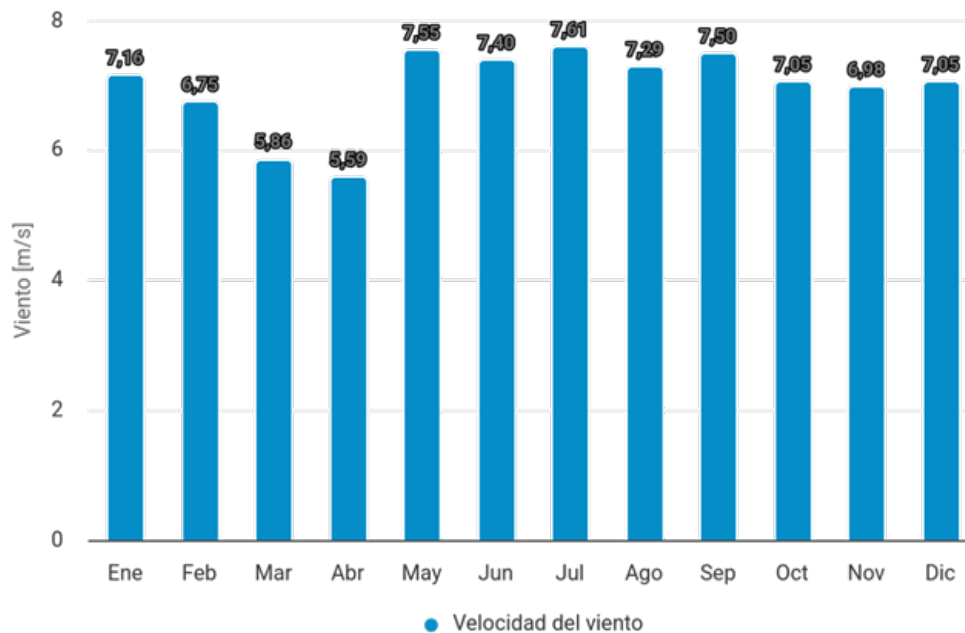
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 63. Radiación Solar en la zona de la Subestación Parinas 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 64. Viento en la zona de la Subestación Parinas 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.9 Zona de la Subestación Cumbre 220 kV

4.1.9.1 Ubicación de la Central Generadora

Punto referencia Subestación: 16 km aproximadamente al norte de Diego de Almagro, próxima a la ruta C115-B. El área seleccionada para el emplazamiento de la Unidad de Punta se encuentra en un radio no superior a 10 km alrededor de la subestación Cumbre 220 kV, comuna de Diego de Almagro, Región de Atacama. Ver Figura 65 y Figura 68.

4.1.9.2 Aspectos Territoriales

No se observan restricciones medio ambientales. La zona presenta dos áreas con administración de propiedad Fiscal de tipo concesión onerosa presumiblemente destinadas a proyectos de generación eléctrica renovable.

No se observan restricciones territoriales.

De lo anterior se ve que es posible encontrar sitios en un radio de 10 km de la subestación no afectos a las restricciones antes indicadas.

4.1.9.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel: Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el centro de distribución más próximo está a 157 km aproximadamente (Terminal Caldera Copec) y 80 km (terminal marítimo Chañaral).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NOX con combustión diésel, y además para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde los centros poblados más cercanos, estos son Diego de Almagro a 17 km, El Salvador a una distancia aproximada de 65 km y Chañaral a 80 km.

Gas natural: No está disponible un gasoducto cercano (mayor a 200 km), por lo cual se ha determinado no considerar el suministro de gas natural como combustible para la Unidad de Punta.

Equipos: Para la descarga de los equipos principales, los puertos cercanos son: Antofagasta aproximadamente a 413 km, Huasco a 350 km y Chañaral aproximadamente a 80 km.

4.1.9.4 Recurso Energético Primario

Radiación Solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de irradiación diaria de 7,0 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 69. Por su parte, el

promedio mensual de la irradiación diaria mínima y máxima, son del orden de 4,1 kWh/m²/día y 9,2 kWh/m²/día respectivamente, como promedio mensual.

Al utilizar la herramienta de la generación eléctrica fotovoltaica del Explorador Solar, se obtiene un valor estimado de 176,4 GWh/año y un factor de planta del 29% para un proyecto solar fotovoltaico de 70.000 kWp. Estas condiciones, sumado a la baja frecuencia de ocurrencia de nubosidades (4%), son indicativas de la factibilidad técnica de desarrollo de una central fotovoltaica para la generación de energía eléctrica.

Viento:

Respecto al potencial eólico del área se puede señalar que el sitio seleccionado cuenta con un ciclo diario de velocidad y frecuencia de vientos que no sustenta la operación de una central eólica. Tal como se muestra en la Figura 70, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 3,4 m/s, con un mínimo medio de 2,52 m/s y un máximo medio de 4,11 m/s, lo cual lo convierte en un sitio poco adecuado para la instalación de aerogeneradores debido a la baja velocidad media diaria.

En el Anexo 1 se adjunta el Reporte Solar Fotovoltaico e Imagen del Recurso Viento (m/s) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 65. Subestación Cumbre 220 kV

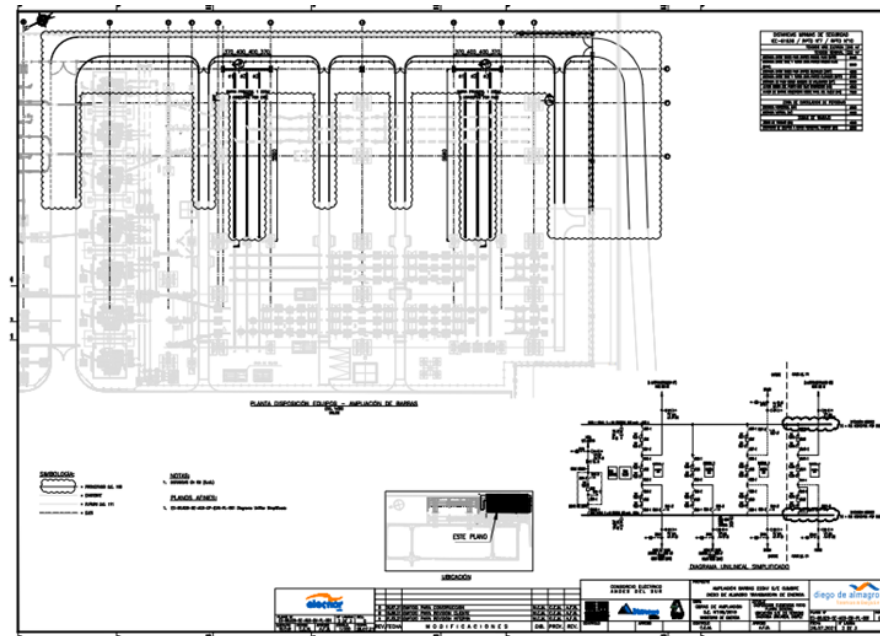


Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.9.5 Aspectos Técnicos

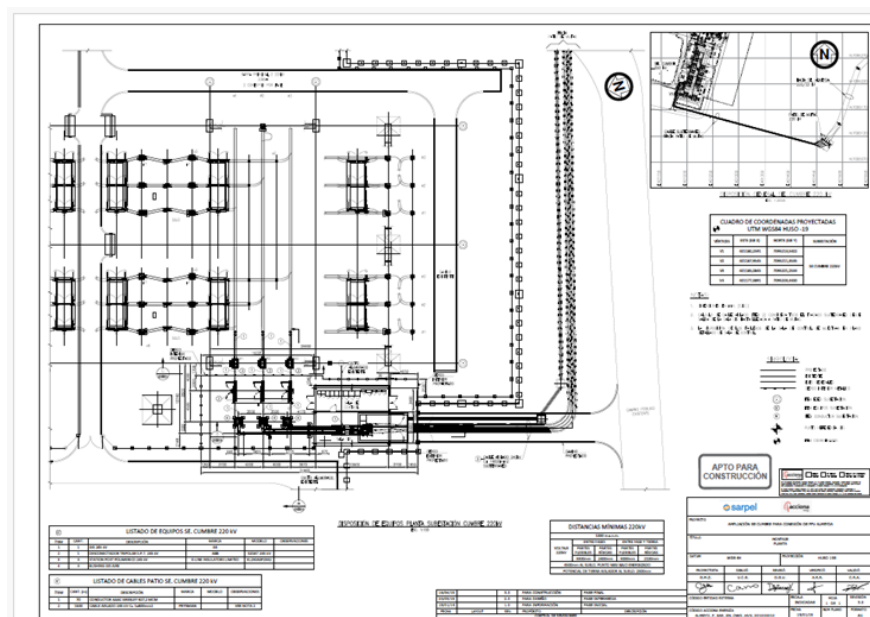
Esta subestación presenta una configuración del patio 220 kV del tipo convencional (Interruptor y medio) con 4 diagonales, con un total de ocho paños en nivel de 220 kV, todos de propiedad de STN. En la siguiente figura se aprecia la disposición en planta de la actual subestación Cumbre 220 kV.

Figura 66. Disposición en Planta Subestación Cumbre 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 67. Disposición en Planta Subestación Cumbres 220 kV - Conexión PFV Almeyda



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 220 kV, según se muestra en la figura anterior, podemos comentar lo siguiente:

- El diseño original considera dos diagonales habilitadas y espacio total bajo barras para un total de 4 posiciones, dejando solo libre una de ellas.
- En el plan de expansión de 2018 se definió la expansión de la barra para permitir incluir dos diagonales adicionales, con una de estas posiciones siendo usado por un nuevo banco de autotransformadores.
- Con lo anterior, se tienen 4 posiciones libres.

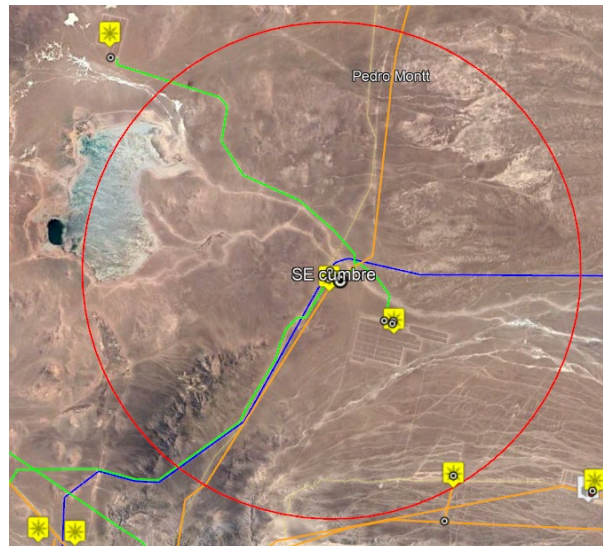
Ahora bien, se observan 6 SAC en curso. Se destaca que a un proyecto se le aprobó y construyó una solución de conexión a solo una de las barras mediante un equipo GIS, la cual se conecta por un extremo (PFV Almeyda, ver

Figura 67). Se desconoce la solución presentada por el último proyecto, pero se presume una solución similar al caso de Proyecto Solar Fotovoltaico Almeyda antes indicado.

- Luego de lo anterior se concluye que no quedan espacios disponibles en esta subestación, salvo la eventual posibilidad de usar una solución similar a la de PFV Almeyda, la cual habría que estudiar en profundidad si es viable.
- De la imagen satelital se ve terreno disponible hacia el este para futuras ampliaciones para ampliar la plataforma de la subestación.

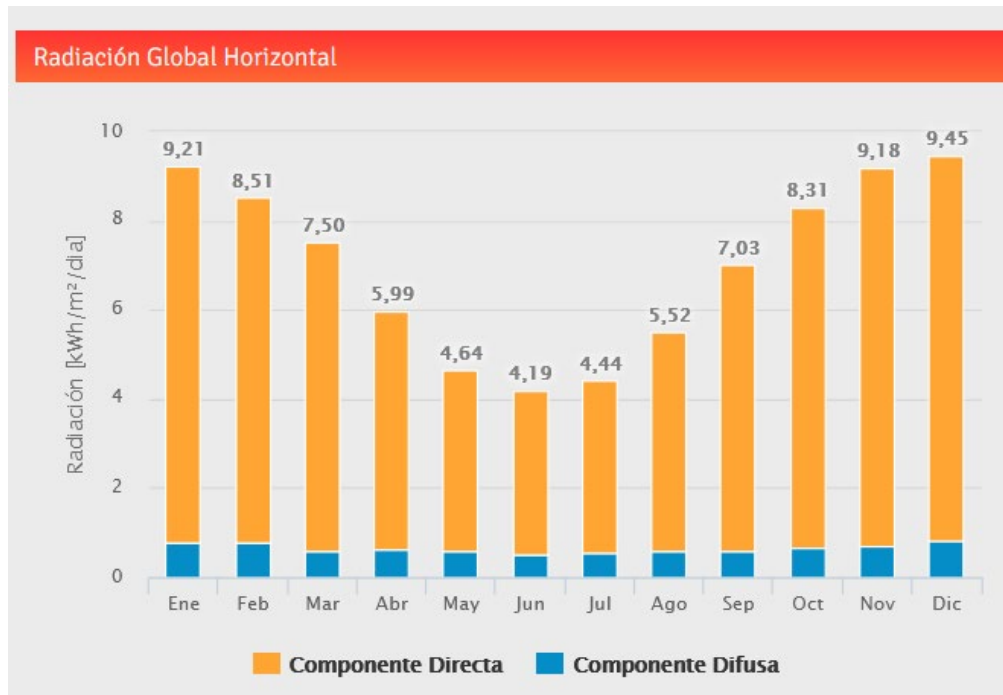
De los antecedentes técnicos antes presentados, si bien no hay paños ni espacio disponible dentro de esta subestación, se considera que según lo expuesto antes que una ampliación de esta subestación debiese ser viable. Por lo que se estima que la conexión en 220 kV de la unidad de punta es técnicamente factible a esta subestación y en plazos acotados concordantes con el horizonte de tiempo del presente estudio, por ejemplo, vía la solicitud de conexión como obra urgente (Art. 102 de la LGSE).

Figura 68. Subestación Cumbres 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta



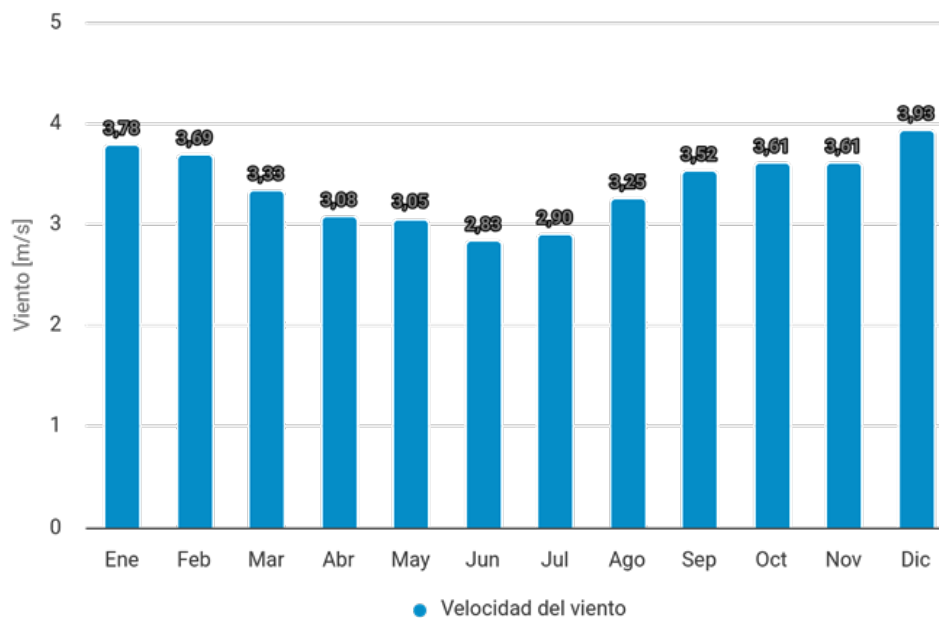
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 69. Radiación Solar en la zona de la Subestación Cumbres 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 70. Viento en la zona de la Subestación Cumbres 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.10 Zona de la Subestación Illapa 220 kV

4.1.10.1 Ubicación de la Central Generadora

Punto referencia Subestación: desierto de Atacama a unos 15 km aproximadamente al sur de Diego de Almagro, próxima a la ruta C17. El área seleccionada para el emplazamiento de la Unidad de Punta se encuentra en un radio de aproximadamente 2,0 km alrededor de la Subestación Illapa 220 kV, comuna de Diego de Almagro, Región de Atacama. Ver Figura 71 y Figura 73.

4.1.10.2 Aspectos Territoriales

Se observan dos sitios prioritarios asociados a estrategias regionales de biodiversidad en la zona (los Juanitos y Finca Chañaral).

La zona presenta áreas con administración de propiedad Fiscal de tipo concesión onerosa presumiblemente destinadas a proyectos de generación eléctrica renovable.

Por otro lado, no se observan restricciones territoriales.

De lo anterior, es posible encontrar sitios en un radio de 10 km de la subestación no afectos a las restricciones antes indicadas.

4.1.10.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel:	Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el centro de distribución más próximo está a 170 km aproximadamente (Terminal Caldera Copec).
Agua cruda:	El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NOX con combustión diésel, y además para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde el centro poblado más cercano, esto es Diego de Almagro a 30 km, El Salvador a una distancia aproximada de 55 km y Chañaral a 90 km.
Gas natural:	No está disponible un gasoducto cercano (mayor a 250 km), por lo cual se ha determinado no considerar el suministro de gas natural como combustible para la Unidad de Punta.
Equipos:	Para la descarga de los equipos principales, los puertos cercanos son: Antofagasta aproximadamente a 430 km, Huasco a 310 km y Chañaral aproximadamente a 90 km.

4.1.10.4 Recurso Energético Primario

Radiación Solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de irradiación diaria de 7 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la

Figura 74. Por su parte, el promedio mensual de la irradiación diaria mínima y máxima, son del orden de 4,1 kWh/m²/día y 9,3 kWh/m²/día respectivamente, como promedio mensual.

Al utilizar la herramienta de la generación eléctrica fotovoltaica del Explorador Solar, se obtiene un valor estimado de 177 GWh/año y un factor de planta del 29% para un proyecto solar fotovoltaico de 70.000 kWp. Estas condiciones, sumado a la baja frecuencia de ocurrencia de nubosidades (4%), garantizan la factibilidad técnica de desarrollo de una central fotovoltaica para la generación de energía eléctrica.

Viento: Respecto al potencial eólico del área se puede señalar que el sitio seleccionado cuenta con un ciclo diario de velocidad y frecuencia de vientos que no sustenta la operación de una central eólica. Tal como se muestra en la

Figura 75, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 4,1 m/s, con un mínimo medio de 3 m/s y un máximo medio de 5 m/s, lo cual lo convierte en un sitio poco adecuado para la instalación de aerogeneradores debido a la baja velocidad media diaria y a la alta variabilidad del recurso viento entre el mínimo medio y el máximo medio en la zona.

En el Anexo 1 se adjunta el Reporte Solar Fotovoltaico e Imagen del Recurso Viento (m/s) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 71. Subestación Illapa 220 kV

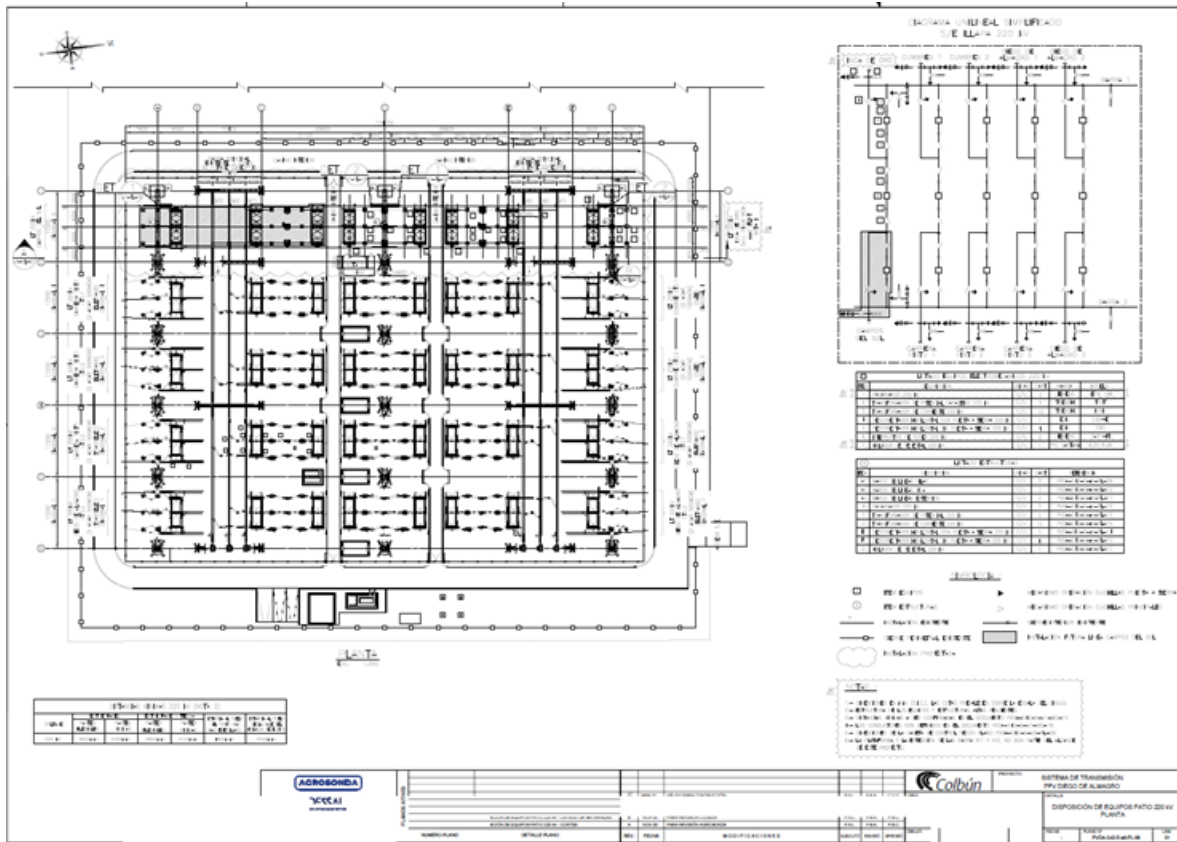


Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.10.5 Aspectos Técnicos

La subestación es del tipo AIS, configuración del patio de 220 kV del tipo Interruptor y medio, de 4 diagonales. Tiene un total de doce paños en nivel de 220 kV, diez de propiedad de Diego de Almagro Transmisora de Energía S.A., y dos paños de propiedad de Transmisora Eléctrica del Norte S.A.

Figura 72. Disposición en Planta Subestación Illapa 220 kV



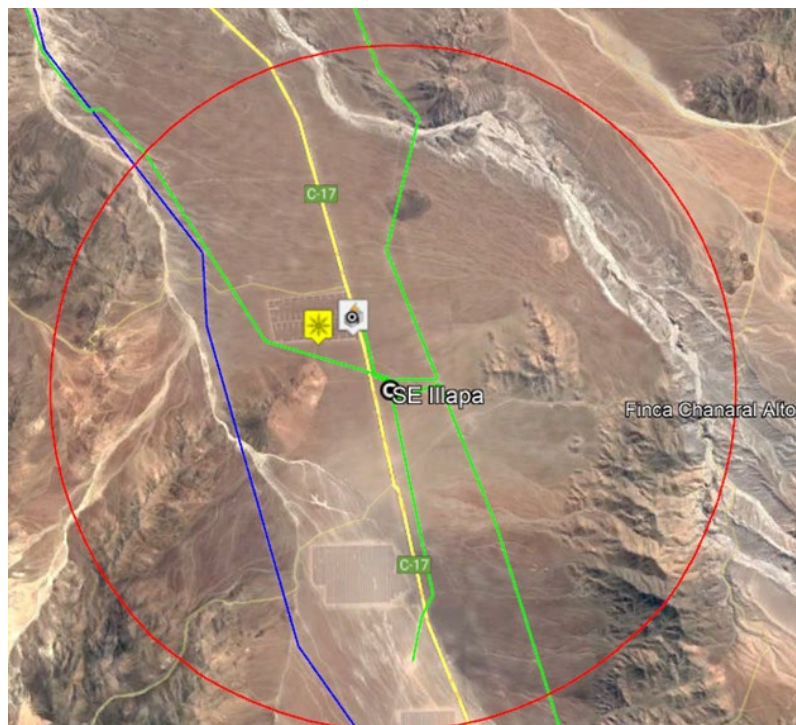
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 220 kV, según se muestra en la figura anterior, podemos comentar lo siguiente:

- No se aprecia paño disponible. Se ve terreno nivelado para afectos de futuras ampliaciones. Se destaca que la zona dentro del perímetro de la subestación es solo espacio nivelado. No están extendidas las barras, no existe malla de tierra ni malla de tierra aérea.
- Se estima que la admisibilidad de una SAC para un proyecto en esta subestación sería rechazada. Las últimas dos SAC utilizaron los dos espacios disponibles.

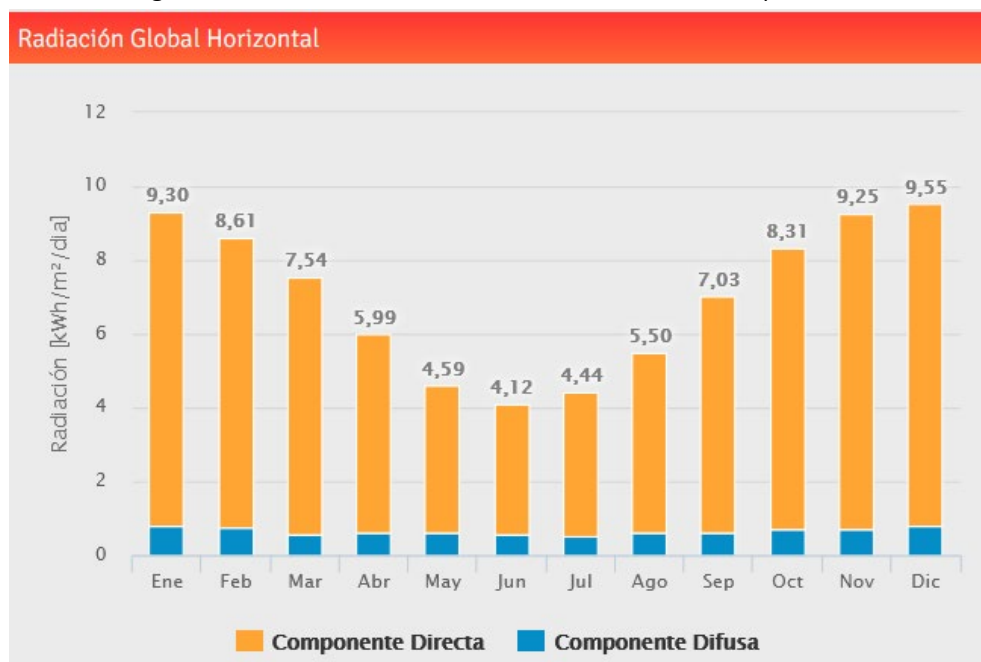
De los antecedentes técnicos antes presentados se considera que, dada la existencia de terreno nivelado dentro de la propia subestación adyacente al patio de 220 kV, es técnicamente factible la conexión de la unidad de punta a esta subestación y en plazos acotados concordantes con el horizonte de tiempo del presente estudio, por ejemplo, vía la solicitud de conexión como obra urgente (Art. 102 de la LGSE).

Figura 73. Subestación Illapa 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta



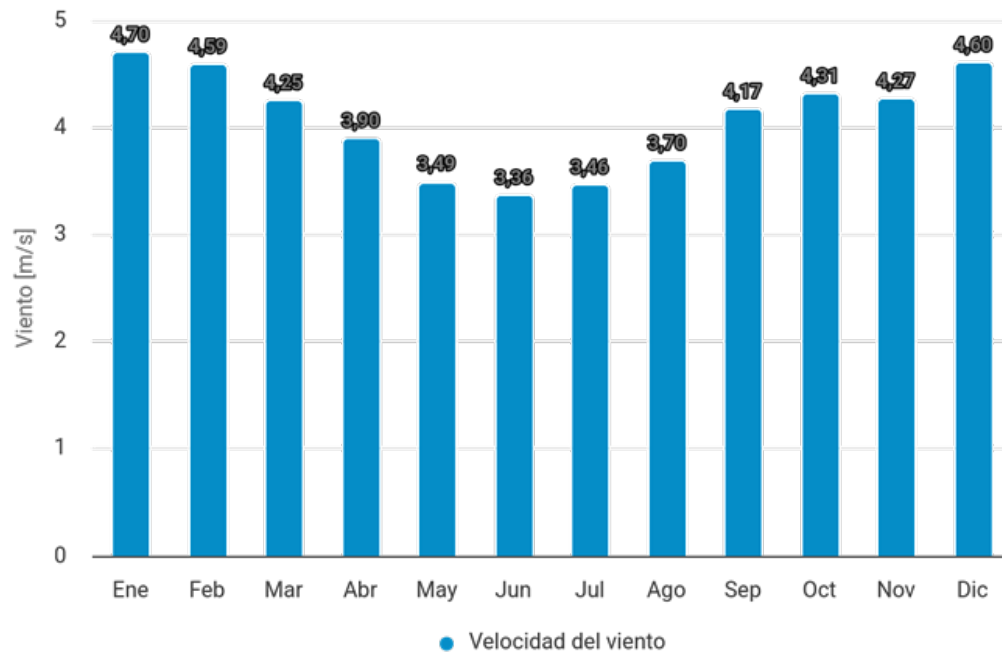
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 74. Radiación Solar en la zona de la Subestación Illapa 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 75. Viento en la zona de la Subestación Illapa 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.11 Zona de la Subestación Nueva Cardones 220 kV

4.1.11.1 Ubicación de la Central Generadora

Esta subestación está ubicada a 20 kilómetros al sur de Copiapó por Ruta 5. El área seleccionada para la unidad de punta se encuentra no mayor de 10 km de la Subestación Nueva Cardones 220 kV, Comuna de Cardones, Región de Atacama. Ver Figuras 4.2.51 y 4.2.53.

4.1.11.2 Aspectos Territoriales

La subestación está emplazada en un sitio prioritario denominada zona desierto-florido asociada a la ley 19.300. Además, esta cercana al parque nacional desierto florido (4 km al suroeste).

Se estima que el emplazamiento dentro de la zona prioritaria en cuestión no impide el desarrollo de un proyecto de generación.

La zona presenta áreas muy acotadas con administración de propiedad Fiscal.

No se observan restricciones de planificación territorial.

4.1.11.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel: Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el centro de distribución más próximo está a 92 km aproximadamente (Terminal Caldera Copec).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NOX con combustión diésel, y además para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde el centro poblado más cercano, esto es Copiapó a una distancia aproximada de 20 km. Adicionalmente se puede explorar la posibilidad de suministro de agua desde una planta desaladora vía camiones aljibe.

Gas natural: No está disponible un gasoducto cercano (mayor a 350 km), por lo cual se ha determinado no considerar el suministro de gas natural como combustible para la Unidad de Punta.

Equipos: Para la descarga de los equipos, el puerto cercano es Coquimbo a aproximadamente 365 km, Huasco a 210 km y Caldera a 90 km.

4.1.11.4 Recurso Energético Primario

Radiación Solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de irradiación diaria de 6,5 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 79. Por su parte, el promedio mensual de la irradiación diaria mínima y máxima, son del orden

de 3,7 kWh/m²/día y 8,7 kWh/m²/día respectivamente, como promedio mensual.

Al utilizar la herramienta de la generación eléctrica fotovoltaica del Explorador Solar, se obtiene un valor estimado de 160,6 GWh/año y un factor de planta del 26% para un proyecto solar fotovoltaico de 70.000 kWp. Estas condiciones, sumado a la mediana frecuencia de ocurrencia de nubosidades (8%), garantizan la factibilidad técnica de desarrollo de una central fotovoltaica para la generación de energía eléctrica.

Viento:

Respecto al potencial eólico del área se puede señalar que el sitio seleccionado cuenta con un ciclo diario de velocidad y frecuencia de vientos que no sustenta la operación de una central eólica. Tal como se muestra en la Figura 80, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 3,2 m/s, con un mínimo medio de 2 m/s y un máximo medio de 4,4 m/s, lo cual lo convierte en un sitio poco adecuado para la instalación de aerogeneradores debido a la baja velocidad media diaria y a la alta variabilidad del recurso viento entre el mínimo medio y el máximo medio en la zona.

En el Anexo 1 se adjunta el reporte Solar Fotovoltaico e Imagen del Recurso Viento (m/s) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 76. Subestación Nueva Cardones 220 kV



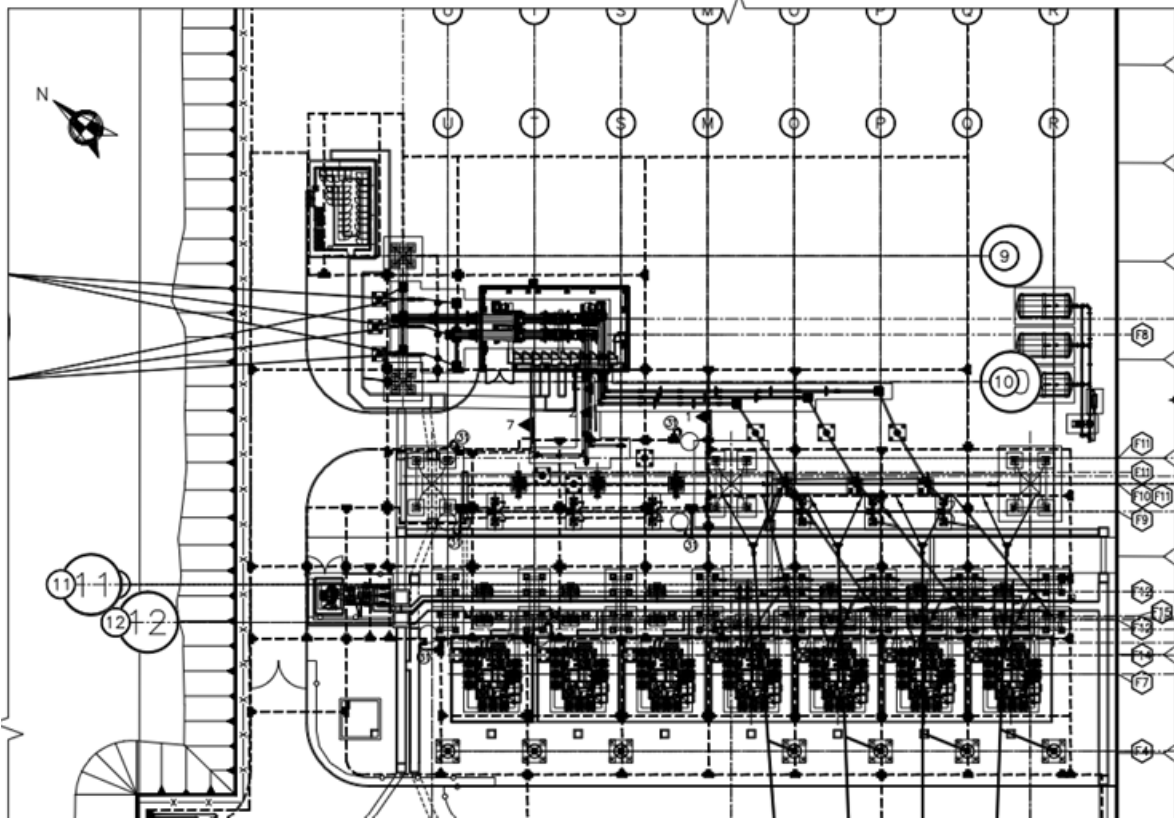
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.11.5 Aspectos Técnicos

La Subestación Nueva Cardones 220 kV se encuentra ubicada en la Comuna de Copiapó, Provincia de Copiapó, Región de Atacama a unos 20 km de distancia lineal de la ciudad de Copiapó.

Esta subestación es del tipo GIS interior, con una configuración del patio del tipo interruptor y medio, con un total de 4 paños, en nivel de 220 kV y todos son de propiedad de Interchile. La siguiente figura muestra la disposición en planta actual del patio de 220 kV de la subestación Nueva Cardones.

Figura 77. Disposición en planta Subestación Nueva Cardones 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

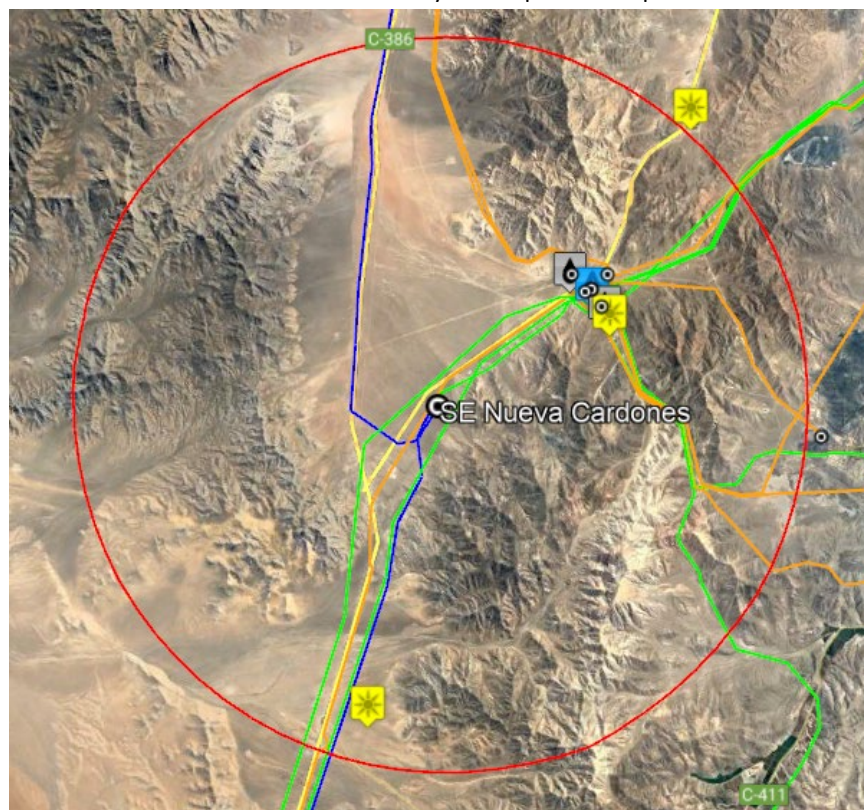
Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 220 kV, según se muestra en la figura anterior, podemos comentar lo siguiente:

- En esta Subestación no se aprecian paños disponibles.
- Se han presentado 4 solicitudes de conexión a esta subestación, todas las cuales han sido rechazadas o desistidas. Se estima que una SAC en esta subestación sería rechazada.
- Dentro del informe definitivo del plan de expansión 2023, se considera la ampliación de esta subestación en 4 diagonales para la conexión de proyectos en la zona, lo cual dejaría disponible 8 posiciones de línea.
- De la imagen satelital y de la disposición de planta se ve terreno disponible dentro del mismo patio para la ubicación de los marcos de llegada y las mufas respectivas. Este espacio fue definido en el diseño original de la subestación para efectos de futuras ampliaciones.
- Dentro del perímetro de la subestación se ve espacio para la ampliación del galpón del equipamiento GIS.

De los antecedentes técnicos antes presentados se considera que, si bien no hay espacio disponible hoy en día, dada la existencia de espacio dentro de la propia subestación en el patio de 220 kV y

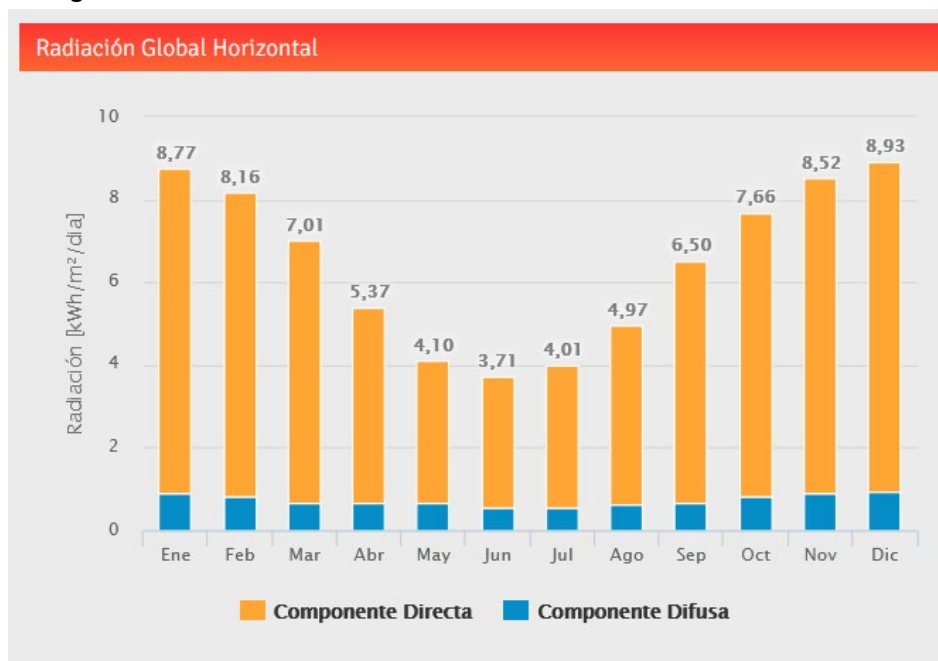
estando ya definida la ampliación de esta subestación, se estima que es técnicamente factible la conexión de la unidad de punta a esta subestación y en plazos acotados concordantes con el horizonte de tiempo del presente estudio.

Figura 78. Subestación Nueva Cardones 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta



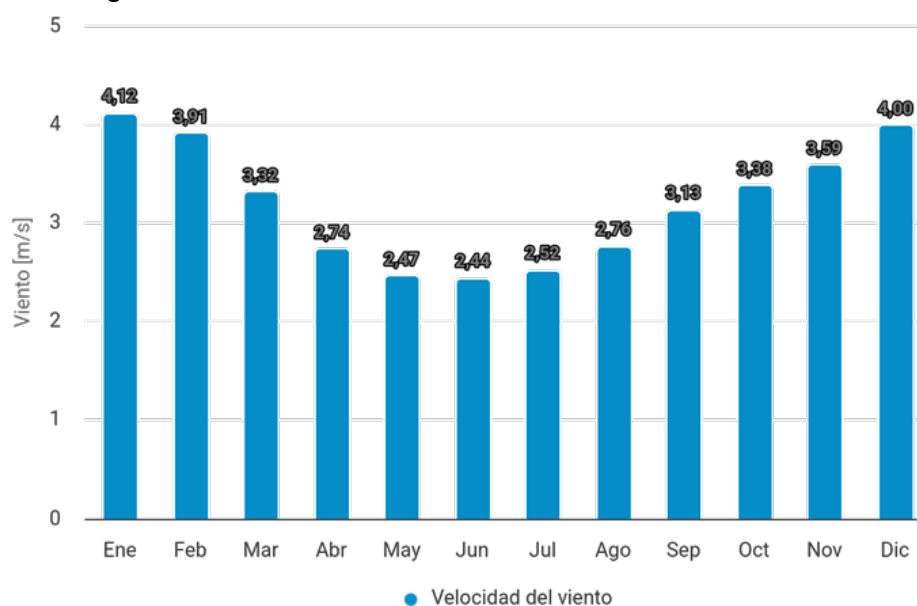
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 79. Radiación Solar en la zona de la Subestación Nueva Cardones 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 80. Viento en la zona de la Subestación Nueva Cardones 220 kV



4.1.12 Zona de la Subestación Nueva Maitencillo 220 kV

4.1.12.1 Ubicación de la Central Generadora

Esta subestación está ubicada a 3 kilómetros al sur de la localidad de Maitencillo. El área seleccionada para la unidad de punta se encuentra no mayor de 10 km de la Subestación Nueva Maitencillo 220 kV, Comuna de Huasco, Región de Atacama. Ver Figura 81 y Figura 83.

4.1.12.2 Aspectos Territoriales

La subestación está emplazada cercana (1 km) a un sitio prioritario denominado zona desierto-florido asociada a la ley 19.300. Se estima que el emplazamiento dentro de la zona prioritaria en cuestión no impide el desarrollo de un proyecto de generación.

La zona no presenta áreas con administración de propiedad Fiscal.

No se observan restricciones de planificación territorial.

De lo anterior, se observa que es posible encontrar sitios en un radio de 10 km de la subestación no afectados a las restricciones antes indicadas.

4.1.12.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel: Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el centro de distribución más próximo está a 225 km aproximadamente (Terminal Copec Guayacán).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NOX con combustión diésel, y además para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde el centro poblado más cercano, esto es Vallenar a una distancia aproximada de 21 km y Huasco a una distancia aproximada de 34 km.

Gas natural: No está disponible un gasoducto cercano (mayor a 350 km), por lo cual se ha determinado no considerar el suministro de gas natural como combustible para la Unidad de Punta.

Equipos: Para la descarga de los equipos, los puertos cercanos son Coquimbo a aproximadamente 225 km, Huasco a 35 km y Caldera a 230 km.

4.1.12.4 Recurso Energético Primario

Radiación Solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de irradiación diaria de 6,5 kWh/m²/día

aproximadamente, según se muestra en la Figura 84. Por su parte, el promedio mensual de la irradiación diaria mínima y máxima, son del orden de 3,2 kWh/m²/día y 8,7 kWh/m²/día respectivamente, como promedio mensual.

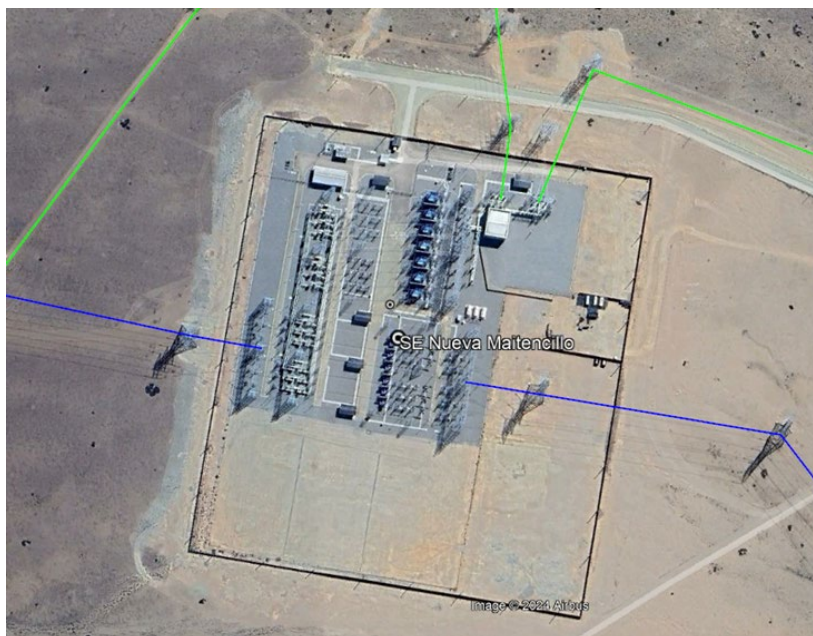
Al utilizar la herramienta de la generación eléctrica fotovoltaica del Explorador Solar, se obtiene un valor estimado de 151,2 GWh/año y un factor de planta del 25% para un proyecto solar fotovoltaico de 70.000 kWp. Estas condiciones, sumado a la mediana frecuencia de ocurrencia de nubosidades (11%), son indicativos de la factibilidad técnica de desarrollo de una central fotovoltaica para la generación de energía eléctrica.

Viento:

Respecto al potencial eólico del área se puede señalar que el sitio seleccionado cuenta con un ciclo diario de velocidad y frecuencia de vientos que no sustenta la operación de una central eólica. Tal como se muestra en la Figura 85, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 3,3 m/s, con un mínimo medio de 1,55 m/s y un máximo medio de 4,79 m/s, lo cual lo convierte en un sitio poco adecuado para la instalación de aerogeneradores debido a la baja velocidad media diaria y a la alta variabilidad del recurso viento entre el mínimo medio y el máximo medio en la zona.

En el Anexo 1 se adjunta el Reporte Solar Fotovoltaico e Imagen del Recurso Viento (m/s) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 81. Subestación Nueva Maitencillo 220 kV

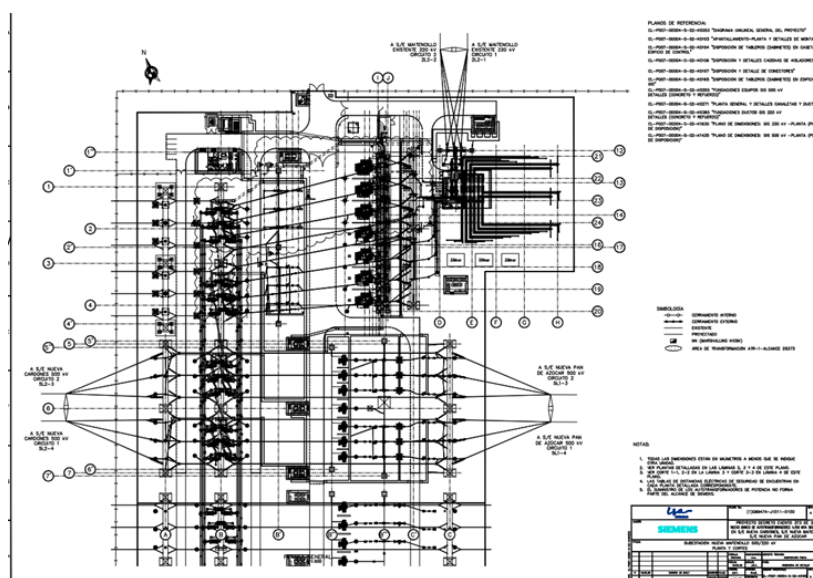


Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.12.5 Aspectos Técnicos

Esta subestación es del tipo GIS interior, con una configuración del patio del tipo interruptor y medio, con un total de 4 años, en nivel de 220 kV y todos son de propiedad de Interchile. La siguiente figura muestra la disposición en planta actual del patio de 220 kV de la subestación Nueva Maitencillo.

Figura 82. Disposición en planta Subestación Nueva Maitencillo 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 220 kV, según se muestra en la figura anterior, podemos comentar lo siguiente:

- En esta subestación no se aprecian paños disponibles en el diseño base.
- De los espacios asociados a la Línea Nueva Maitencillo- Punta Colorada- Nueva Pan de Azúcar quedaron dos posiciones disponibles, las cuales ya fueron asignadas a dos proyectos vía SAC.
- Se han presentado 3 solicitudes adicionales de conexión a esta subestación, todas las cuales han sido rechazadas. Se estima que una SAC en esta subestación sería rechazada.
- Dentro del informe definitivo del plan de expansión 2023, se considera la ampliación de esta subestación con 4 diagonales para la conexión de proyectos en la zona, lo cual dejaría disponible 8 posiciones de línea.
- De la imagen satelital y de la disposición de planta se ve terreno disponible dentro del mismo patio para la ubicación de los marcos de llegada y las mufas respectivas. Este espacio fue definido en el diseño original de la subestación para efectos de futuras ampliaciones.
- Dentro del perímetro de la subestación se ve espacio para la ampliación del galpón del equipamiento GIS.

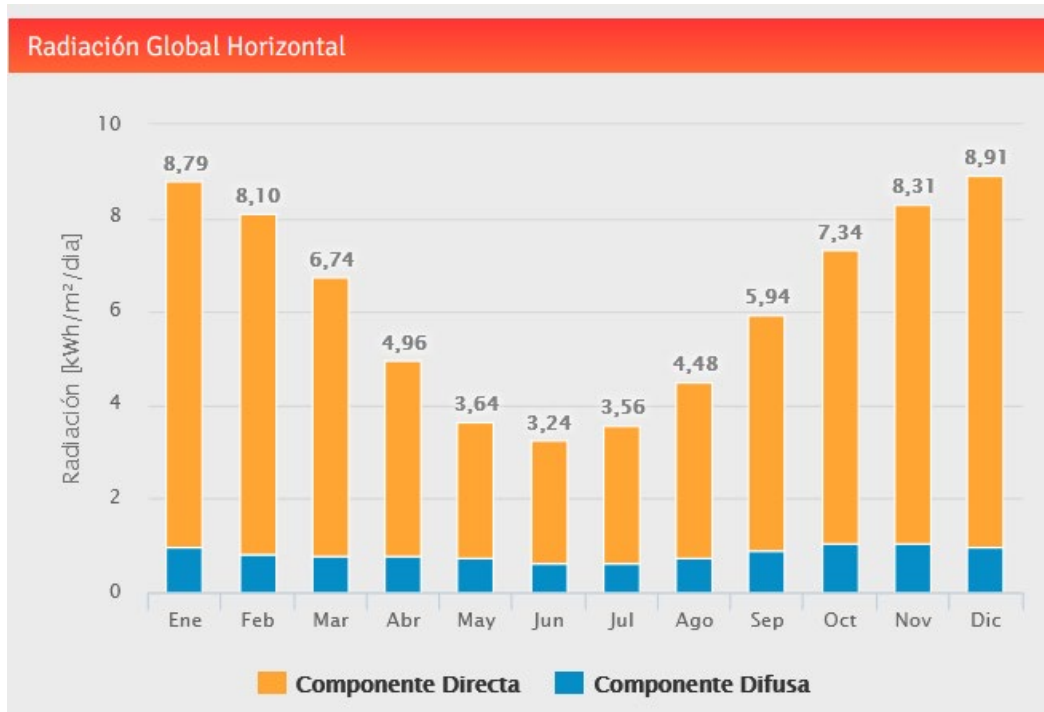
De los antecedentes técnicos antes presentados se considera que, si bien no hay espacio disponible hoy en día, dada la existencia de espacio dentro de la propia subestación en el patio de 220 kV y estando ya definida la ampliación de esta subestación, es técnicamente factible la conexión de la unidad de punta a esta subestación y en plazos acotados concordantes con el horizonte de tiempo del presente estudio.

Figura 83. Subestación Nueva Maitencillo 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta



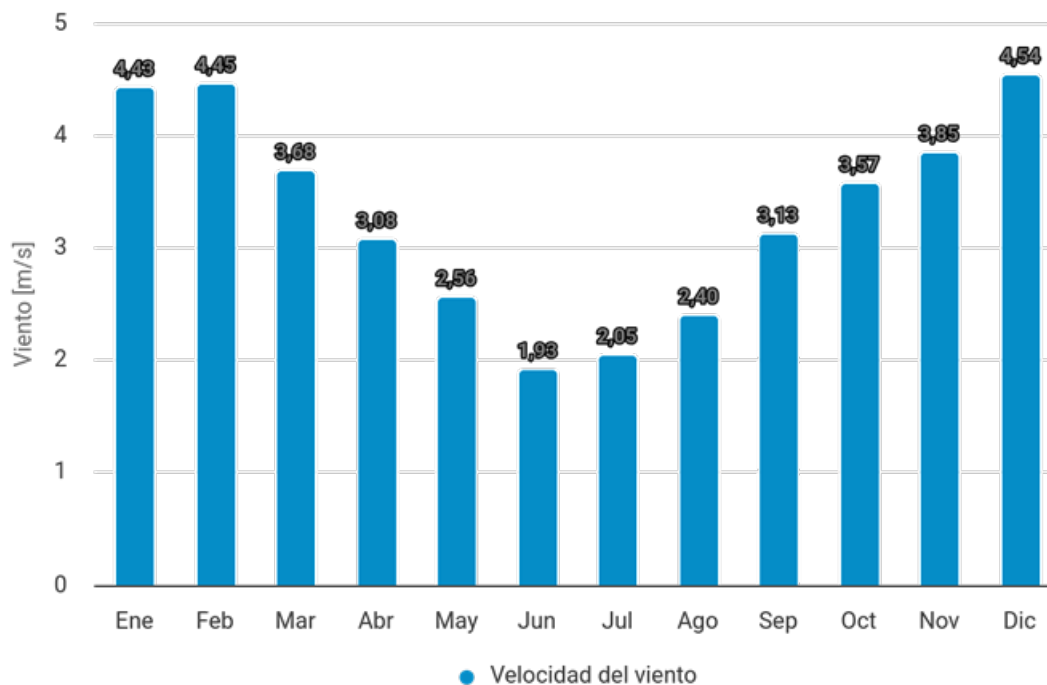
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 84. Radiación Solar en la zona de la Subestación Nueva Maitencillo 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 85. Viento en la zona de la Subestación Nueva Maitencillo 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.13 Zona de la Subestación Nueva Pan de Azúcar 220 kV

4.1.13.1 Ubicación de la Central Generadora

Esta subestación está ubicada a 20 kilómetros al Sur de Coquimbo por Ruta 43. El área seleccionada para la unidad de punta se encuentra a una distancia no mayor de 10 km respecto de la ubicación de la Subestación Nueva Pan de Azúcar 220 kV, Comuna de Coquimbo, Región de Coquimbo. Ver Figura 86 y Figura 88.

4.1.13.2 Aspectos Territoriales

No se observan restricciones medio ambientales. No se observan restricciones de Planificación Territorial. La zona no presenta administración de propiedad fiscal.

De lo anterior, se observa que es posible encontrar sitios en un radio de 10 km de la subestación no afectos a las restricciones antes indicadas.

4.1.13.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel: Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el centro de distribución más próximo está en Coquimbo a 26 km aproximadamente (Terminal Guayacán Petrobras).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NOX con combustión diésel, y además para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde el centro poblado más cercano, esto es Coquimbo a una distancia aproximada de 25 km.

Gas natural: No está disponible un gasoducto cercano (mayor a 350 km), por lo cual se ha determinado no considerar el suministro de gas natural como combustible para la Unidad de Punta.

Equipos: Para la descarga de los equipos, los puertos más próximos son: Coquimbo a 25 km y Valparaíso aproximadamente a 400 km.

4.1.13.4 Recurso Energético Primario

Radiación Solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de irradiación diaria de 5,4 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 89. Por su parte, el promedio mensual de la irradiación diaria mínima y máxima, son del orden de 2,7 kWh/m²/día y 7,9 kWh/m²/día respectivamente, como promedio mensual.

Al utilizar la herramienta de la generación eléctrica fotovoltaica del Explorador Solar, se obtiene un valor estimado de 130,4 GWh/año y un factor de planta del 21% para un proyecto solar fotovoltaico de 70.000 kWp. Estas condiciones, sumado a la mediana frecuencia de ocurrencia de nubosidades (17%), no garantizan la factibilidad técnica de desarrollo de una central fotovoltaica para la generación de energía eléctrica.

Viento:

Respecto al potencial eólico del área se puede señalar que el sitio seleccionado cuenta con un ciclo diario de velocidad y frecuencia de vientos que no sustenta la operación de una central eólica. Tal como se muestra en la Figura 90 , el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 1,9 m/s, con un mínimo medio de 0,9 m/s y un máximo medio de 3 m/s, lo cual lo convierte en un sitio poco adecuado para la instalación de aerogeneradores debido a la baja velocidad media diaria y a la baja velocidad máxima medio en la zona.

En el Anexo 1 se adjunta el Reporte Solar Fotovoltaico e Imagen del Recurso Viento (m/s) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 86. Subestación Nueva Pan de Azúcar 220 kV

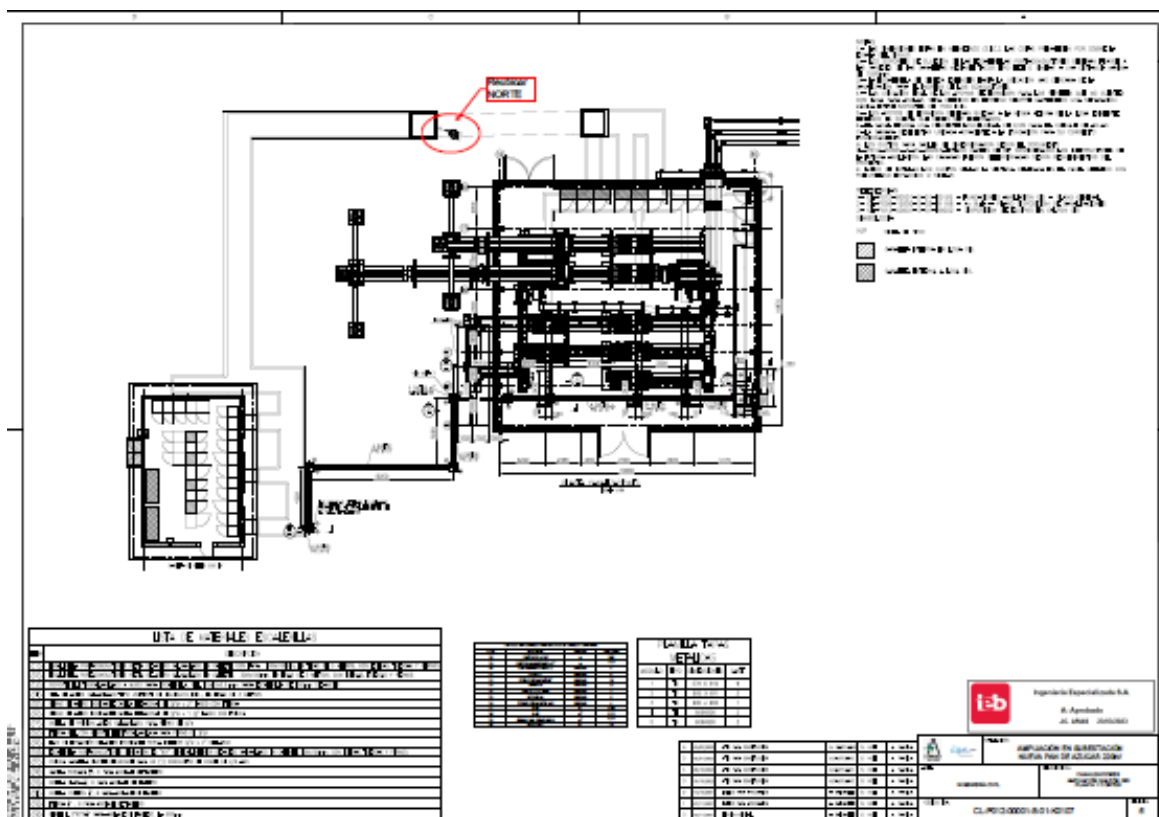


Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.13.5 Aspectos Técnicos

Esta subestación es del tipo GIS interior, con una configuración del patio del tipo interruptor y medio, con un total de 2 diagonales habilitadas en el diseño base y hasta 10 paños totales futuros, en nivel de 220 kV, y todos son de propiedad de Interchile. La siguiente figura muestra la disposición en planta del patio de 220 kV de la subestación Nueva Pan de Azúcar.

Figura 87. Disposición en planta Subestación Nueva Pan de Azúcar 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Posterior al diseño original se decretaron varias obras las cuales se indican a continuación, con su fecha de puesta en servicio según decreto:

- Proyecto de compensación reactiva en línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico: Julio 2020
- Ampliación S/E Nueva Pan de Azúcar 220 kV: septiembre 2020

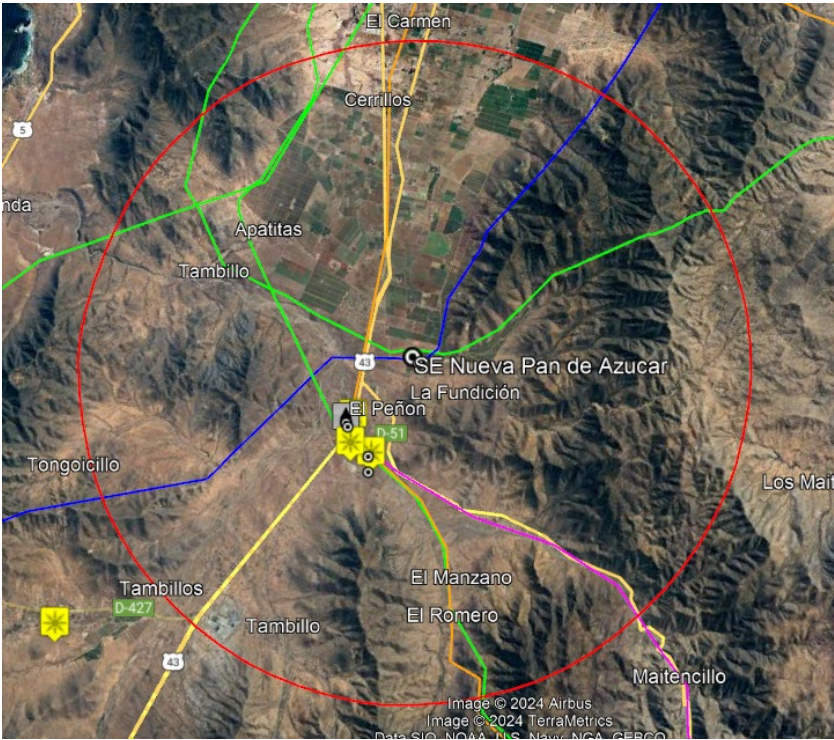
- Nuevo Banco de Autotransformadores 1x750 MVA 500/220 kV en S/E Nueva Cardones, S/E Nueva Maitencillo y S/E Nueva Pan de Azúcar: febrero 2021
- Nueva Línea Nueva Maitencillo - Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, 2x500 MVA: abril 2022
- Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra - Los Pelambres 2x220 kV, 2x580 MVA: noviembre 2022
- Ampliación en S/E Nueva Pan de Azúcar: junio 2023

Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 220 kV, según se muestra en la figura anterior, podemos comentar lo siguiente:

- Considerando todas las ampliaciones en curso, en esta subestación se visualizan dos paños disponibles.
- Se han presentado dos solicitudes de conexión la cual fueron aprobadas, por lo que se estima que no hay posiciones disponibles. Luego, se estima que una SAC en esta subestación sería rechazada.
- De la imagen satelital y de la disposición de planta se ve terreno disponible dentro del mismo patio para la ubicación de los marcos de llegada y las mufas respectivas. Este espacio fue definido en el diseño original de la subestación para efectos de futuras ampliaciones.
- Dentro del perímetro de la subestación se ve espacio para la ampliación del galpón del equipamiento GIS.

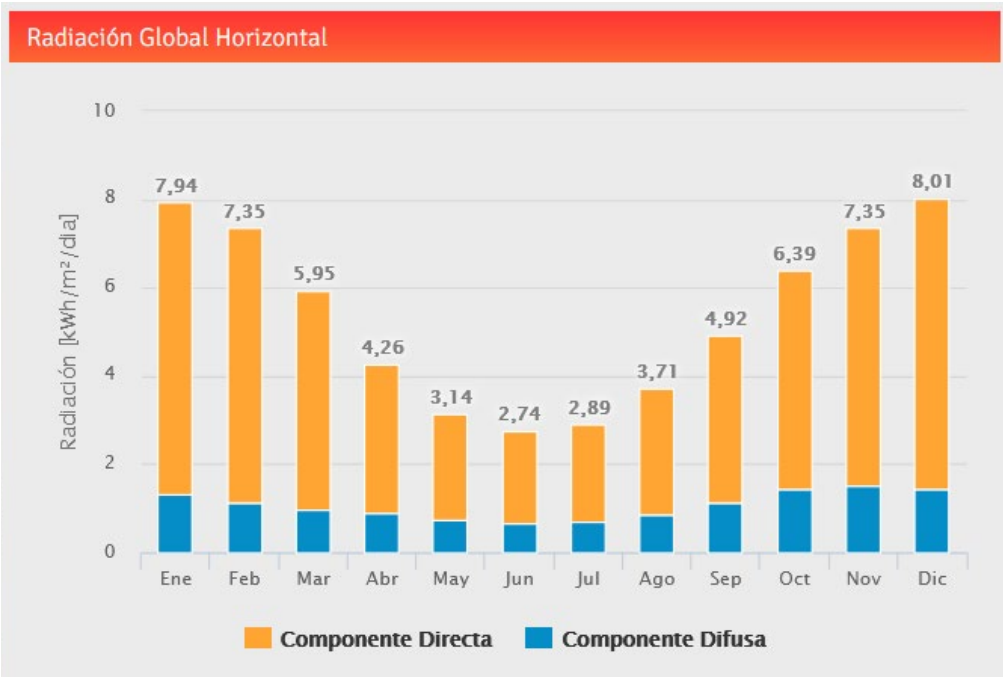
De los antecedentes técnicos antes presentados se considera que dada la existencia de espacio dentro de la propia subestación en el patio de 220 kV ya reservado para ampliaciones se estima que es técnicamente factible la conexión de la unidad de punta a esta subestación y en plazos acotados concordantes con el horizonte de tiempo del presente estudio, por ejemplo, vía la solicitud de conexión como obra urgente (Art. 102 de la LGSE).

Figura 88. Subestación Nueva Pan de Azúcar 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta



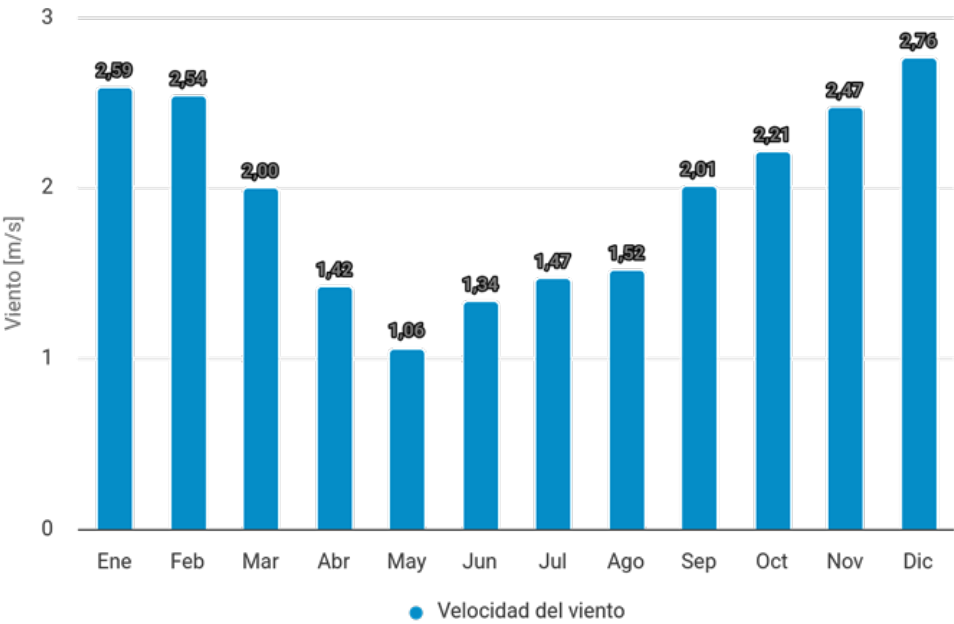
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 89. Radiación Solar en la zona de la Subestación Nueva pan de Azúcar 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 90. Viento en la zona de la Subestación Nueva Pan de Azúcar 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.14 Zona de la subestación Nogales 220 kV

4.1.14.1 Ubicación de la Central Generadora

Esta subestación está ubicada a 3.5 kilómetros al noroeste de Nogales por ruta 5 y ruta F-20. La Subestación Nogales 220 kV se encuentra ubicada a un costado de la Ruta F-296 s/n (Alameda Los Corrales) 0,86 km, Parcela 5, Casas de Pucalán, Comuna de Nogales, V Región de Valparaíso.

El área seleccionada para la unidad de punta se encuentra a una distancia no mayor de 10 km de la Subestación Nogales 220 kV, Comuna de Nogales, Región de Valparaíso. Ver Figura 91 y Figura 93.

4.1.14.2 Aspectos Territoriales

La subestación se encuentra cercana (7 km) del área afecta al Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica para las comunas de Concón, Quintero y Puchuncaví de Descontaminación, el que considera elementos tales como, SO₂ y material particulado respirable MP10.

Además, la subestación está emplazada en un área latente/saturada por MP10 de Provincia de Quillota y de las comunas de Catemu, Panquehue y Llay-Llay de la Provincia de San Felipe de Aconcagua. Se estima que lo anterior no es impedimento para el desarrollo de un proyecto de generación.

La subestación está emplazada cercana a un sitio prioritario denominado zona Cuesta el Melón - Altos de Pucalán - La Canela asociada a la estrategia regional de biodiversidad y Cordillera El Melón asociada a la ley 19.300.

La zona no presenta áreas con administración de propiedad Fiscal y no se observan restricciones de planificación territorial.

4.1.14.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel: Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el centro de distribución más próximo está a 40 km aproximadamente (Terminal Quintero ENAP).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NO_x con combustión diésel, y además para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde el centro poblado más cercano, este es la Calera a una distancia aproximada de 13 km. Se puede también considerar la alternativa de explorar extracción de pozos profundos.

Gas natural: El suministro de Gas natural podrá ser tomado del gasoducto que pasa cercano a la localización propuesta para la unidad de punta. La distancia

aproximada es de 27 km app. (Gasoducto Quintero-Quillota 24 Pulgadas, propiedad de Electrogas).

Equipos: Para la descarga de los equipos, los puertos más próximos son: Valparaíso aproximadamente a 80 km y San Antonio a 140 km.

4.1.14.4 Recurso Energético Primario

Radiación Solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de irradiación diaria de 5,3 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la

Figura 94. Por su parte, el promedio mensual de la irradiación diaria mínima y máxima, son del orden de 2,5 kWh/m²/día y 8,6 kWh/m²/día respectivamente, como promedio mensual.

Al utilizar la herramienta de la generación eléctrica fotovoltaica del Explorador Solar, se obtiene un valor estimado de 132,4 GWh/año y un factor de planta del 22% para un proyecto solar fotovoltaico de 70.000 kWp. Estas condiciones, sumado a la mediana frecuencia de ocurrencia de nubosidades (15%), no garantizan la factibilidad técnica de desarrollo de una central fotovoltaica para la generación de energía eléctrica.

Viento: Respecto al potencial eólico del área se puede señalar que el sitio seleccionado cuenta con un ciclo diario de velocidad y frecuencia de vientos que no sustenta la operación de una central eólica. Tal como se muestra en la Figura 95, el área del proyecto se ubica en un sector con

vientos de una velocidad media diaria de 3,8 m/s, con un mínimo medio de 2,2 m/s y un máximo medio de 8,3 m/s, lo cual lo convierte en un sitio poco adecuado para la instalación de aerogeneradores debido a la baja velocidad media diaria y a la baja velocidad máxima media en la zona.

En el Anexo 1 se adjunta el Reporte Solar Fotovoltaico e Imagen del Recurso Viento (m/s) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 91. Subestación Nogales 220 kV

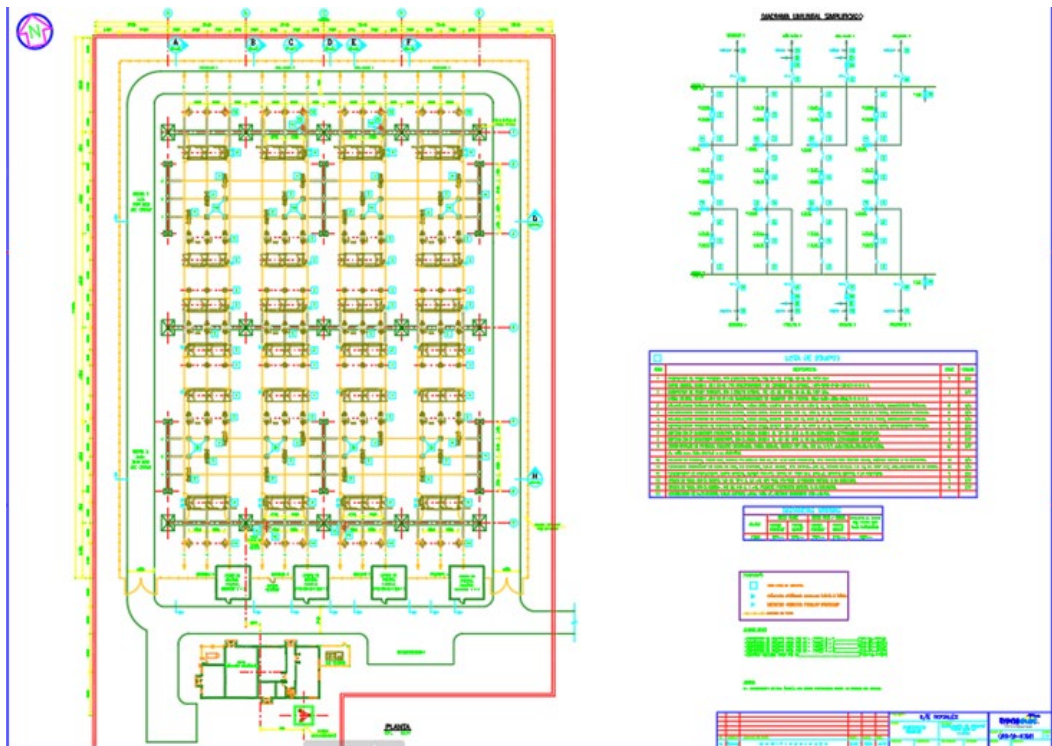


Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.14.5 Aspectos Técnicos

Esta subestación presenta una configuración de los patios del tipo interruptor y medio (c/u de las 4 diagonales tiene 3 paños, uno central y dos al lado de las barras con un total de 12 paños en nivel de 220 kV, todos de propiedad de Transelec. La siguiente figura muestra la disposición de planta de subestación Nogales.

Figura 92. Disposición de Planta Subestación Nogales 220 kV



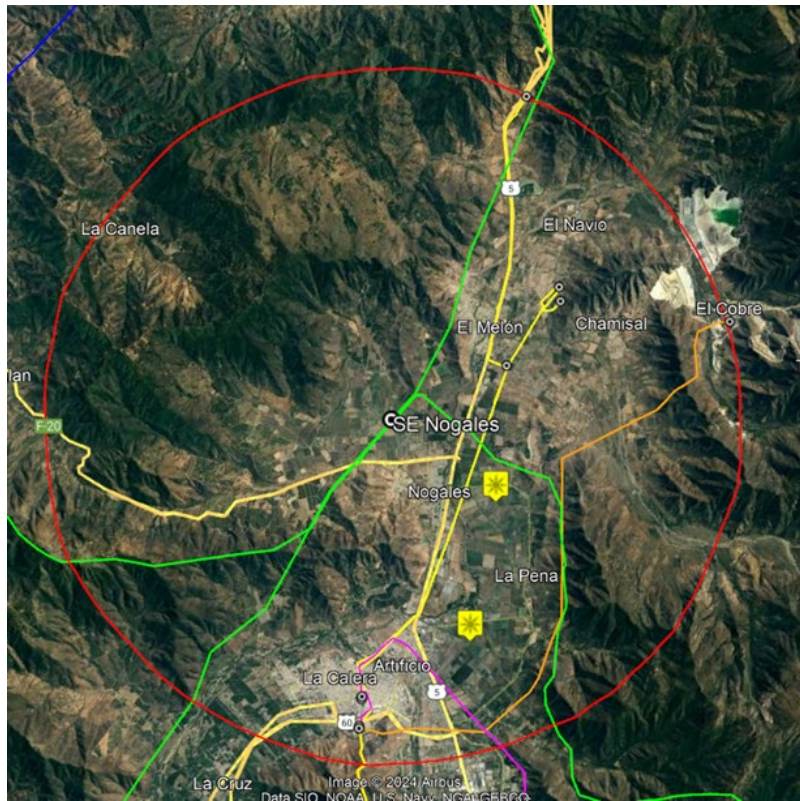
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión adicional en el patio de 220 kV, según se muestra en la figura anterior, podemos comentar lo siguiente:

- No existen paños disponibles en el patio de 220 kV.
- No se han presentado solicitudes de conexión en esta subestación.
- Dentro del informe definitivo del plan de expansión 2023, se considera la ampliación de esta subestación en 2 diagonales para la conexión de proyectos en la zona, lo cual dejaría disponible 4 posiciones de línea.
- Tanto en el lado Este y Oeste de la subestación, existe espacio disponible para la ampliación de la subestación, mediante la inclusión de una nueva diagonal. Los terrenos que ocuparía la ampliación son de propiedad de Transelec. Asimismo, la ampliación del patio de 220 kV requeriría obras adicionales para su habilitación.

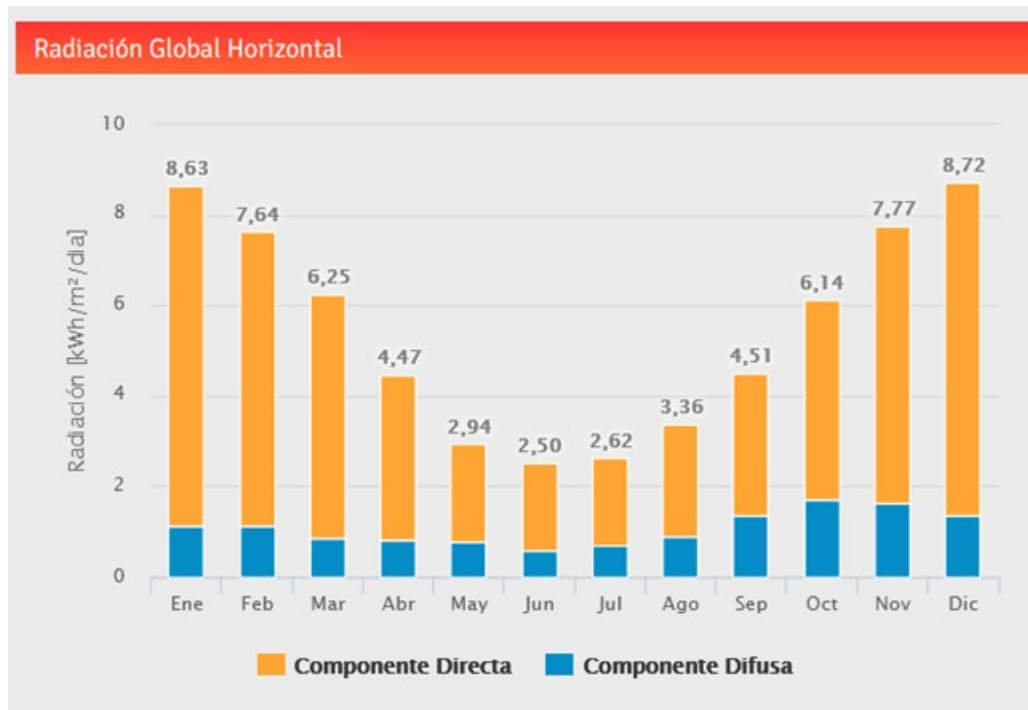
De los antecedentes técnicos antes presentados, si bien no hay paños ni espacio disponible dentro del patio de 220 kV, se considera que, según lo expuesto antes, una ampliación de esta subestación no debiese revestir mayor complejidad, más aún, considerando la ampliación ya definida para esta subestación. Por lo anterior, se estima que la conexión en 220 kV de la unidad de punta a esta subestación es técnicamente factible y en plazos acotados concordantes con el horizonte de tiempo del presente estudio.

Figura 93. Subestación Nogales 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta



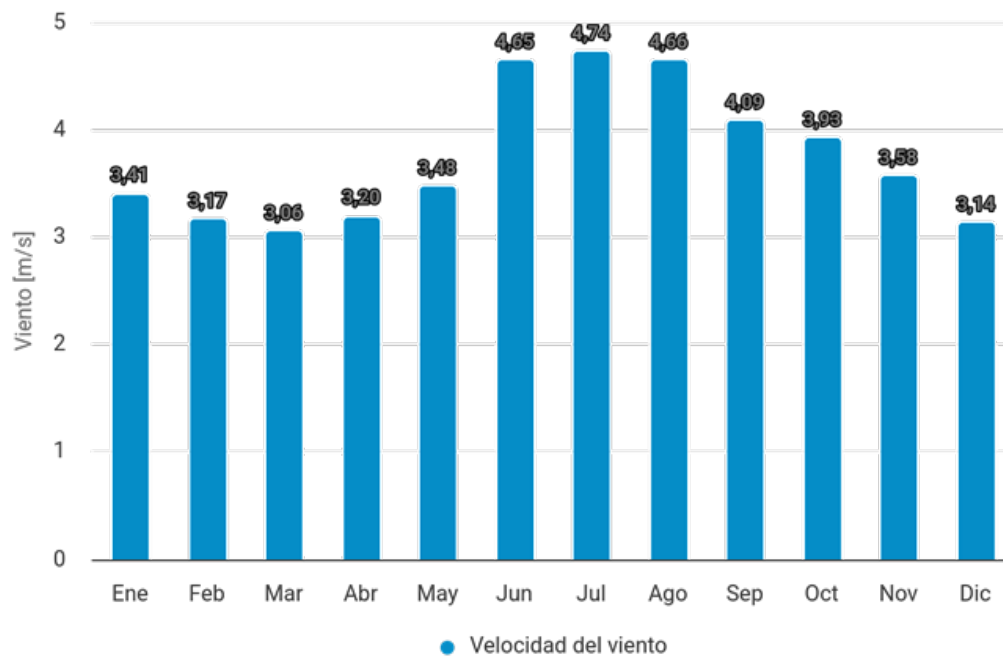
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 94. Radiación Solar en la zona de la Subestación Nogales 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 95. Viento en la zona de la Subestación Nogales 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.15 Zona de la Subestación Lo Aguirre 220 kV

4.1.15.1 Ubicación de la Central Generadora

Esta subestación está ubicada a 11 kilómetros al Oeste del comienzo de la ruta 68, por ruta 68. La Subestación Lo Aguirre 220 kV se encuentra ubicada a 5 km de la entrada este del túnel Lo Aguirre de la ruta 68, Comuna de Pudahuel, Región Metropolitana.

El área seleccionada para la unidad de punta se encuentra a una distancia no mayor de 10 km de la ubicación de la Subestación Lo Aguirre 220 kV, Comuna de Pudahuel, Región Metropolitana. Ver Figura 96 y Figura 98.

4.1.15.2 Aspectos Territoriales

Se detecta zona con plan de descontaminación: declarada zona saturada y latente por contaminación del aire, saturada por ozono, material particulado respirable, partículas en suspensión y declarada zona saturada por monóxido de carbono y latente por dióxido de nitrógeno.

Dado lo anterior, la instalación de unidades térmicas en las cercanías de la subestación se estima ambientalmente complejo y sujeto a compensaciones de emisiones. Por lo anterior se define ubicar las unidades térmicas para esta subestación fuera de la Región Metropolitana a una distancia aproximada de 40 km de la subestación.

La subestación está emplazada cercana (500 m) a un sitio prioritario denominado el Roble asociada a la ley 19.300 y al santuario de la naturaleza Quebrada de la Plata (5 km).

Se observan restricciones con el Plan Regulador Metropolitano de Santiago, estando la subestación emplazada dentro de zona urbana y distante a 7 km de límite urbano.

La zona no presenta administración de propiedad fiscal.

4.1.15.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel: Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el centro de distribución más próximo está a 26 km aproximadamente (Terminal Maipú Copec).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NOX con combustión diésel, y además para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde el centro poblado más cercano, este es Pudahuel aproximadamente a 10 km. Se puede también considerar la alternativa de explorar extracción de pozos profundos.

Gas natural: El suministro de Gas natural podrá ser tomado del Gasoducto que pasa cercano a la localización de la unidad de punta. La distancia aproximada es

de 10 km. (Gasoducto San Bernardo - Quillota 24 pulgadas (Ratones-Quillota), Propiedad Electrogas).

Equipos: Para la descarga de los equipos, los puertos más próximos son: San Antonio a 94 km y Valparaíso aproximadamente a 97 km.

4.1.15.4 Recurso Energético Primario

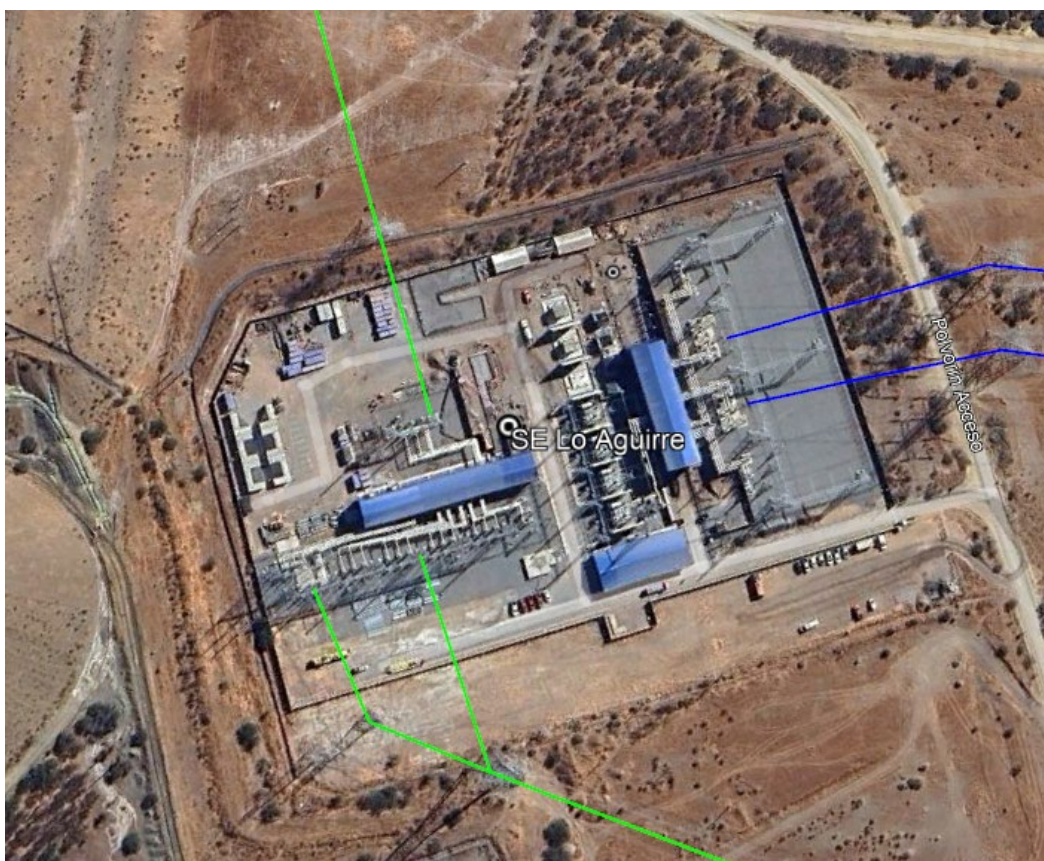
Radiación Solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de irradiación diaria de 5,5 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 99. Por su parte, el promedio mensual de la irradiación diaria mínima y máxima, son del orden de 2,3 kWh/m²/día y 9 kWh/m²/día respectivamente, como promedio mensual.

Al utilizar la herramienta de la generación eléctrica fotovoltaica del Explorador Solar, se obtiene un valor estimado de 138,7 GWh/año y un factor de planta del 23% para un proyecto solar fotovoltaico de 70.000 kWp. Estas condiciones, sumado a la mediana frecuencia de ocurrencia de nubosidades (14%), no garantizan la factibilidad técnica de desarrollo de una central fotovoltaica para la generación de energía eléctrica.

Viento: Respecto al potencial eólico del área se puede señalar que el sitio seleccionado cuenta con un ciclo diario de velocidad y frecuencia de vientos que no sustenta la operación de una central eólica. Tal como se muestra en la Figura 100, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 3,1 m/s, con un mínimo medio de 1,1 m/s y un máximo medio de 5,3 m/s, lo cual lo convierte en un sitio poco adecuado para la instalación de aerogeneradores debido a la baja velocidad media diaria y a la alta variabilidad entre la velocidad mínima medio y velocidad máxima medio en la zona.

En el Anexo 1 se adjunta el Reporte Solar Fotovoltaico e Imagen del Recurso Viento (m/s) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 96. Subestación Lo Aguirre 220 kV



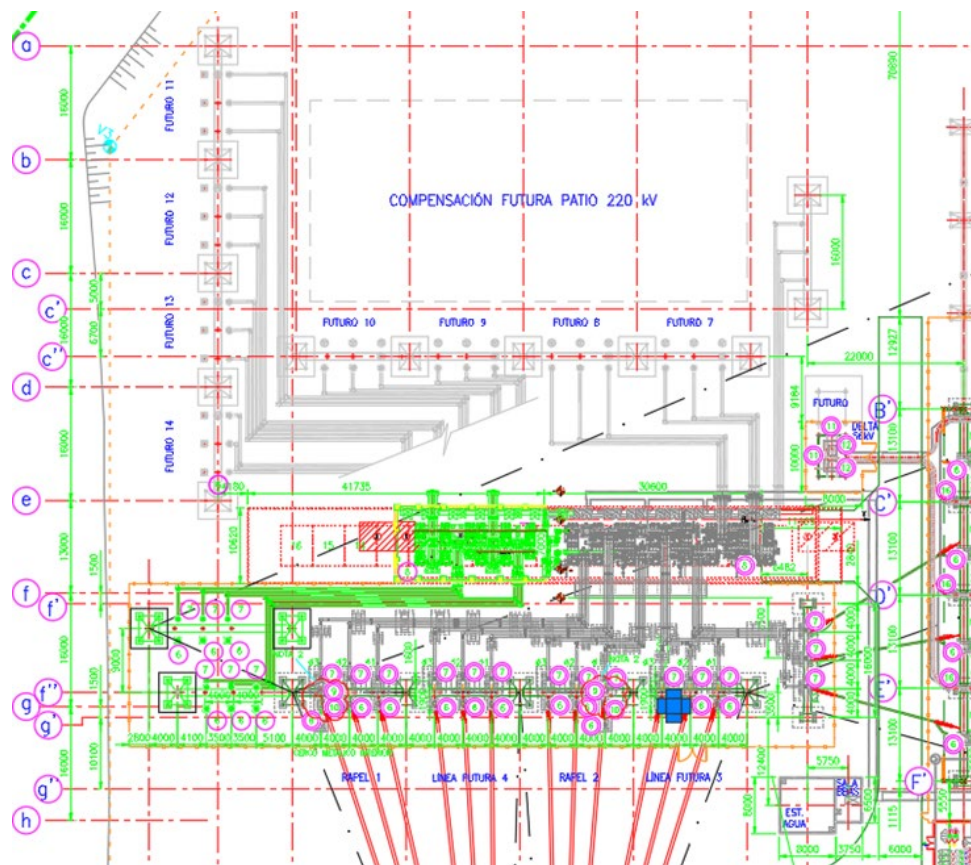
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.15.5 Aspectos Técnicos

Esta subestación es del tipo GIS interior, con una configuración del patio del tipo interruptor y medio, con un total de 7 paños (tres diagonales y media) en su diseño base, donde cada una de las 3 diagonales tiene tres interruptores, uno central y dos al lado de las barras, en nivel de 220 kV y todos son de propiedad de Transelec. El diseño base considera espacio para hasta 14 paños (7 diagonales).

La siguiente figura muestra la disposición en planta del diseño base de la subestación Lo Aguirre 220 kV.

Figura 97. Disposición Planta Subestación Lo Aguirre 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Esta subestación se ha ampliado para recibir varios proyectos, los que se indican a continuación.

- DE 82/2012 Línea 2x220 kV Seccionadora Lo Aguirre – Seccionadora Alto Melipilla C4.
- DE 198/2019: Banco Auto Transformador N°2.
- El sistema de control de Flujo Parinas Seccionadora Lo Aguirre definido en el DE 257/2022 fue retirado de las Obras en Expansión en el Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión 2024.

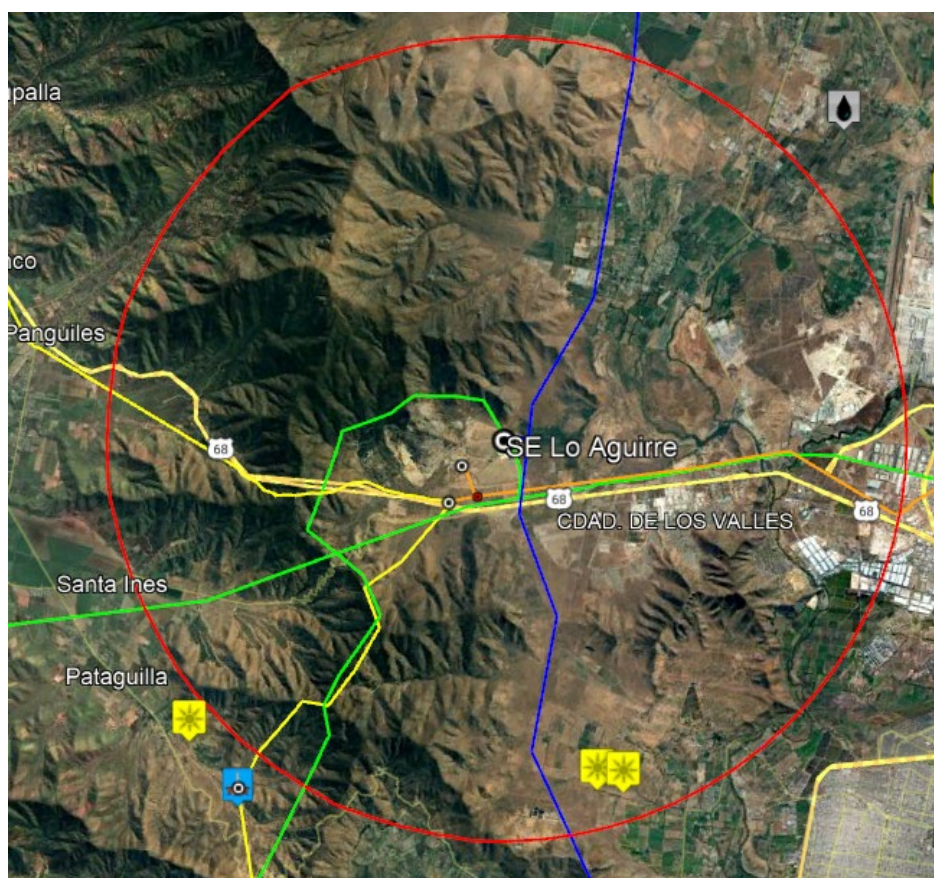
Con lo anterior quedaron habilitadas 6 diagonales (12 paños de línea) en la subestación, quedando 3 espacios disponibles.

Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 220 kV, según se muestra en la figura anterior, podemos comentar lo siguiente:

- Considerando todas las ampliaciones en curso, en esta subestación se visualizan tres paños disponibles.
- Se han presentado dos solicitudes de conexión la cual fueron aprobadas, por lo que se estima que no hay posiciones disponibles. Después de esta solicitud se presentaron solicitudes adicionales las cuales han sido rechazadas, luego, se estima que una SAC en esta subestación sería rechazada.
- Esta subestación, por diseño considera espacios para futuras ampliaciones, los cuales a la fecha no han sido utilizados, quedando aun espacio para una diagonal adicional.

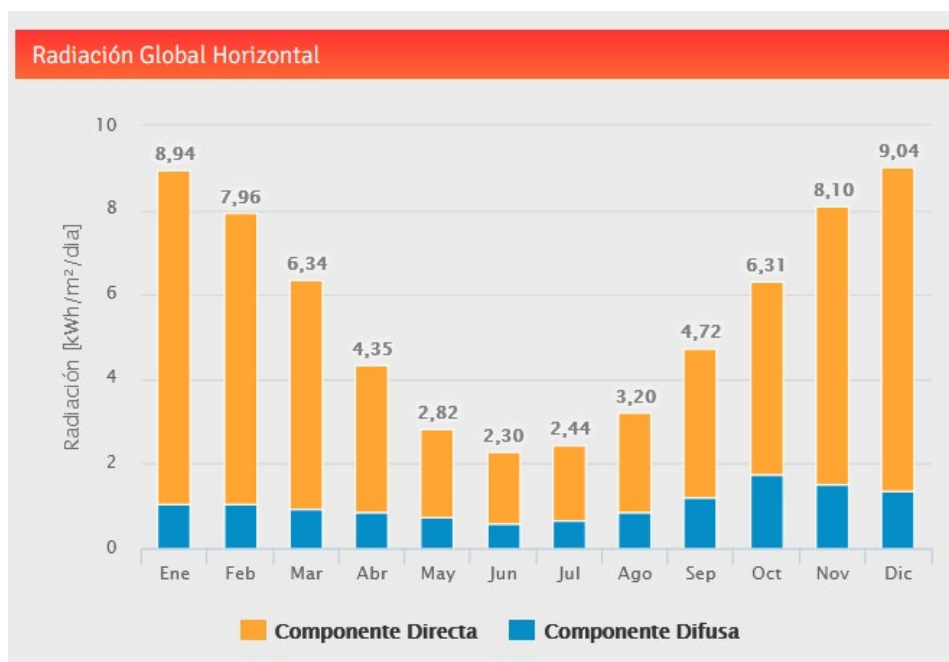
De lo antecedentes técnicos antes presentados, si bien no hay paños disponibles dentro del patio de 220 kV, se considera que, según lo expuesto antes, una ampliación de esta subestación no debiese revestir mayor complejidad. Por lo que se estima que la conexión en 220 kV de la unidad de punta a esta subestación es técnicamente factible y en plazos acotados concordantes con el horizonte de tiempo del presente estudio.

Figura 98. Subestación Lo Aguirre 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta



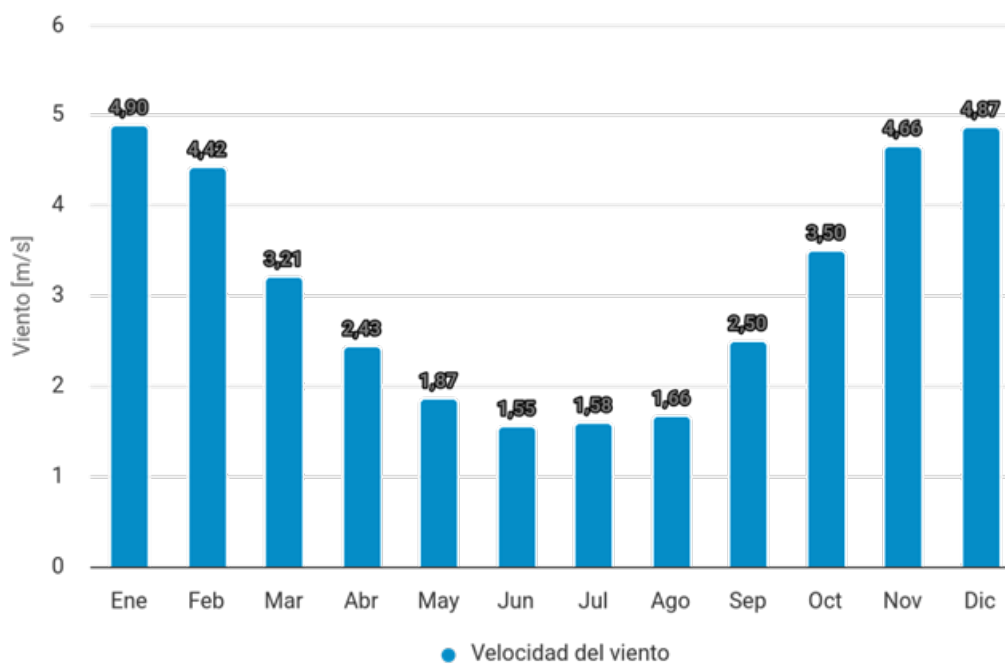
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 99. Radiación Solar en la zona de la Subestación Lo Aguirre 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 100. Viento en la zona de la Subestación Lo Aguirre kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.16 Zona de la Subestación Candelaria 220 kV

4.1.16.1 Ubicación de la Central Generadora

La Subestación Candelaria 220 kV se encuentra emplazada en la localidad de Candelaria, comuna de San Francisco de Mostazal, Provincia de Cachapoal, VI Región del Libertador Bernardo O'Higgins.

Esta subestación está ubicada a aproximadamente 7 kilómetros al este del centro de Codegua por la ruta H-171, H153.

El área seleccionada para la unidad de punta se encuentra a una distancia de no más de 10 km respecto de la ubicación de la Subestación Candelaria 220, comuna de Codegua, Región del Libertador Bernardo O'Higgins.

4.1.16.2 Aspectos Territoriales

La subestación está emplazada cercana (2 km) a un sitio prioritario denominada Precordillera Andina Norte asociada a la estrategia regional de biodiversidad.

Se observan restricciones de medio ambiente: zona saturada y latente, declara zona saturada por material particulado respirable MP10, como concentración anual y de 24 horas en el valle central de la VI Región.

El área se encuentra cercana (del orden de los 2 km) a límites de área afecta a plan Regulador Comunal (PRC Codegua y PRC Mostazal).

La zona no presenta administración de propiedad fiscal.

No obstante, lo anterior, se ve que es posible encontrar sitios en un radio de 10 km de la subestación no afectos a las restricciones antes indicadas.

4.1.16.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel: Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el centro de distribución más próximo está a 70 km aproximadamente (Terminal Maipú Copec).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NOX con combustión diésel, y además para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde los centros poblados más cercanos, estos son: Mostazal a aproximadamente 8 km y Rancagua a 19 km. Se puede también considerar la alternativa de explorar extracción de pozos profundos.

Gas natural: El suministro de Gas natural podrá ser tomado del Gasoducto que pasa cercano a la localización de la unidad de punta. La distancia aproximada es

de 1.5 km app. (Extensión a la VI Región Tramo San Vicente- El Peral, de propiedad de Gas Andes).

Equipos: Para la descarga de los equipos, los puertos más próximos son: San Antonio a 135 km. y Valparaíso aproximadamente a 190 km.

4.1.16.4 Recurso Energético Primario

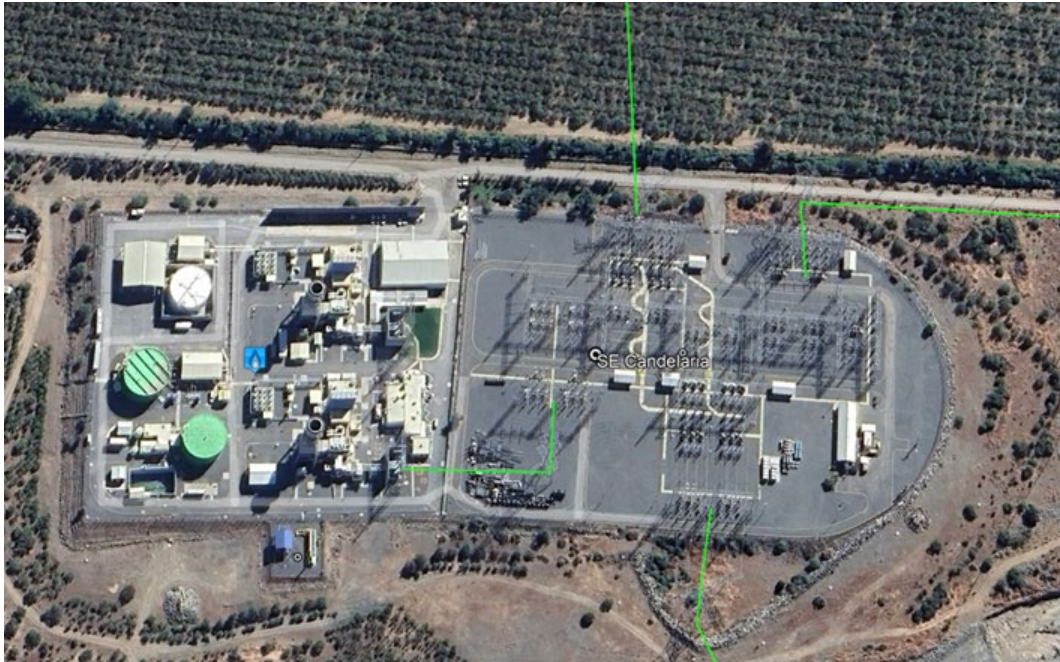
Radiación Solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de irradiación diaria de 5,4 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 105. Por su parte, el promedio mensual de la irradiación diaria mínima y máxima, son del orden de 2,2 kWh/m²/día y 9 kWh/m²/día respectivamente, como promedio mensual.

Al utilizar la herramienta de la generación eléctrica fotovoltaica del Explorador Solar, se obtiene un valor estimado de 133,7 GWh/año y un factor de planta del 22% para un proyecto solar fotovoltaico de 70.000 kWp. Estas condiciones, sumado a la mediana frecuencia de ocurrencia de nubosidades (15%), no garantizan la factibilidad técnica de desarrollo de una central fotovoltaica para la generación de energía eléctrica.

Viento: Respecto al potencial eólico del área se puede señalar que el sitio seleccionado cuenta con un ciclo diario de velocidad y frecuencia de vientos que no sustenta la operación de una central eólica. Tal como se muestra en la Figura 106, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 3,5 m/s, con un mínimo medio de 2,0 m/s y un máximo medio de 7,0 m/s, lo cual lo convierte en un sitio poco adecuado para la instalación de aerogeneradores debido a la baja velocidad media diaria y a la baja velocidad máxima medio en la zona.

En el Anexo 1 se adjunta el Reporte Solar Fotovoltaico e Imagen del Recurso Viento (m/s) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 101. Subestación Candelaria 220 kV

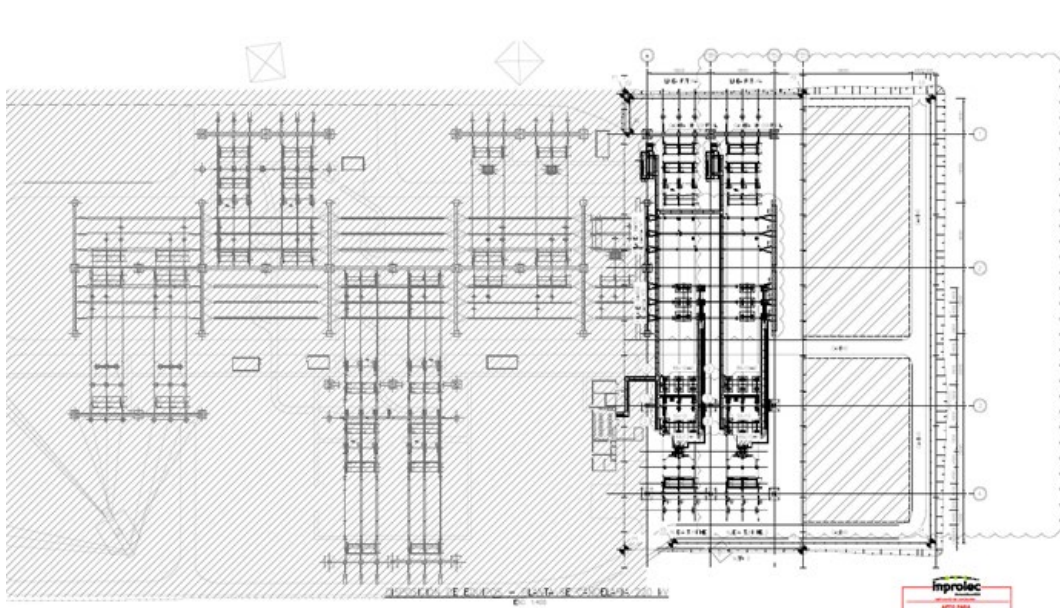


Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.16.5 Aspectos Técnicos

Esta subestación presenta una configuración de los patios del tipo convencional (Doble barra con acoplador) con un total de nueve paños en nivel de 220 kV, 7 de propiedad de Celeo Redes y 2 de Propiedad de Colbún. Se destaca que los paños de conexión para las líneas hacia S/E Maipo y S/E Puente Negro fueron normalizados a configuración interruptor y medio. La disposición de planta actual se muestra en la siguiente figura.

Figura 102. Disposición de Planta Subestación Candelaria 220 kV

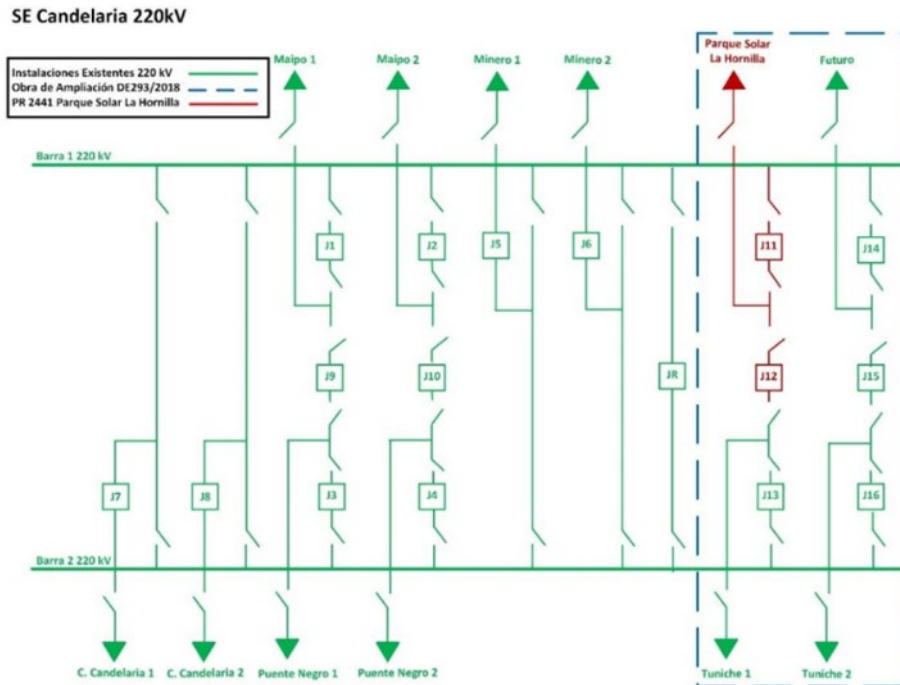


Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 220 kV, según se muestra en la figura anterior, podemos comentar lo siguiente:

- Se destaca que en esta subestación está en proceso de ampliación asociada a una obra decretada en el plan de expansión año 2017. Dicha obra cambió la configuración de interruptor y medio, habilitó la conexión para una nueva línea y deja terreno nivelado para dos nuevas diagonales.
- De la revisión de los informes de autorización de conexión, revisando el ultimo disponible se aprecia el estado de la configuración actual de la subestación en la siguiente figura.

Figura 103 Esquema Unilineal subestación Candelaria 220 kV²⁶



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

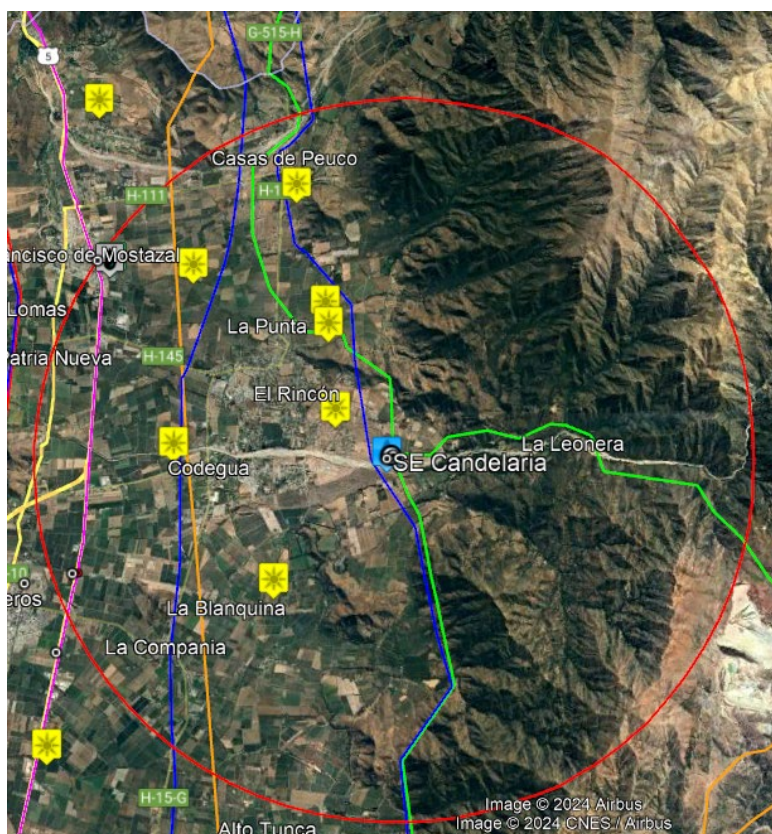
- Posterior a la solicitud asociada al diagrama anterior, se han presentado 3 solicitudes, una estando en trámite y dos en evaluación de admisibilidad. No se tienen antecedentes de ellas.
- De lo anterior se estima que no queda espacio disponible en la subestación. No obstante, lo anterior en el decreto del proyecto de expansión se indica que deberá dejarse espacio nivelado para la ampliación de la subestación. Esto último aún no se aprecia construido.
- Podría ser posible utilizar una solución similar de conversión a interruptor y medio con equipos compactos, para los paños de central Candelaria y líneas a Maipo, con lo cual podría ser posible incluir 4 posiciones más. No obstante, esto debe ser evaluado en detalle para confirmar su viabilidad técnica.
- En caso de requerirse espacio adicional, la expansión natural de esta subestación es hacia el Este, donde existe terreno despejado, pero con una suave pendiente que sería necesario

²⁶ Obtenido de informe de Autorización de Conexión Definitivo para la conexión del proyecto “Planta Solar La Hornilla” a S/E Candelaria en 220 kV de 2023. Existen solicitudes posteriores a la anterior, pero no se tienen antecedentes de ella.

nivelar. Este espacio es suficiente para uno o dos paños de conexión adicionales. Cabe destacar que para la acometida interferirían las líneas existentes que llegan desde el norte.

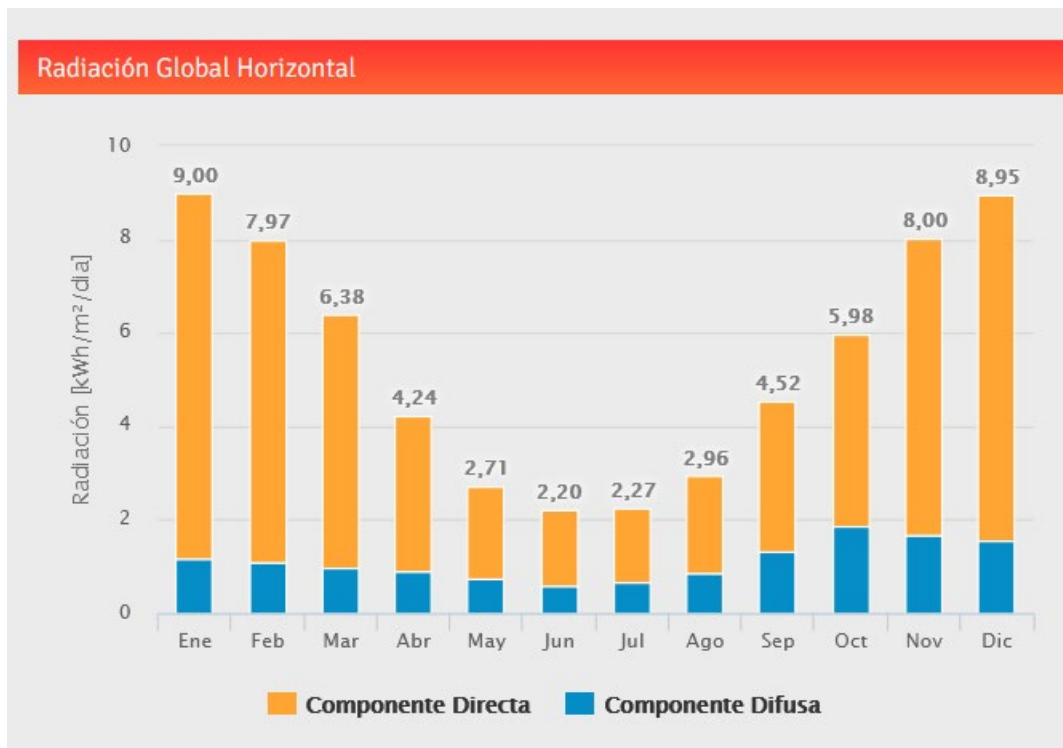
De los antecedentes técnicos antes presentados, se aprecia que podrían existir paños disponibles dentro de la subestación. Adicionalmente una ampliación de esta subestación no reviste mayor complejidad técnica dado que existen espacios reservados para estos efectos. Por lo anterior, se estima que la conexión en 220 kV de la unidad de punta a esta subestación es técnicamente factible desde el punto de vista del espacio utilizando un paño convencional y en plazos acotados concordantes con el horizonte de tiempo del presente estudio.

Figura 104. Subestación Candelaria 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta



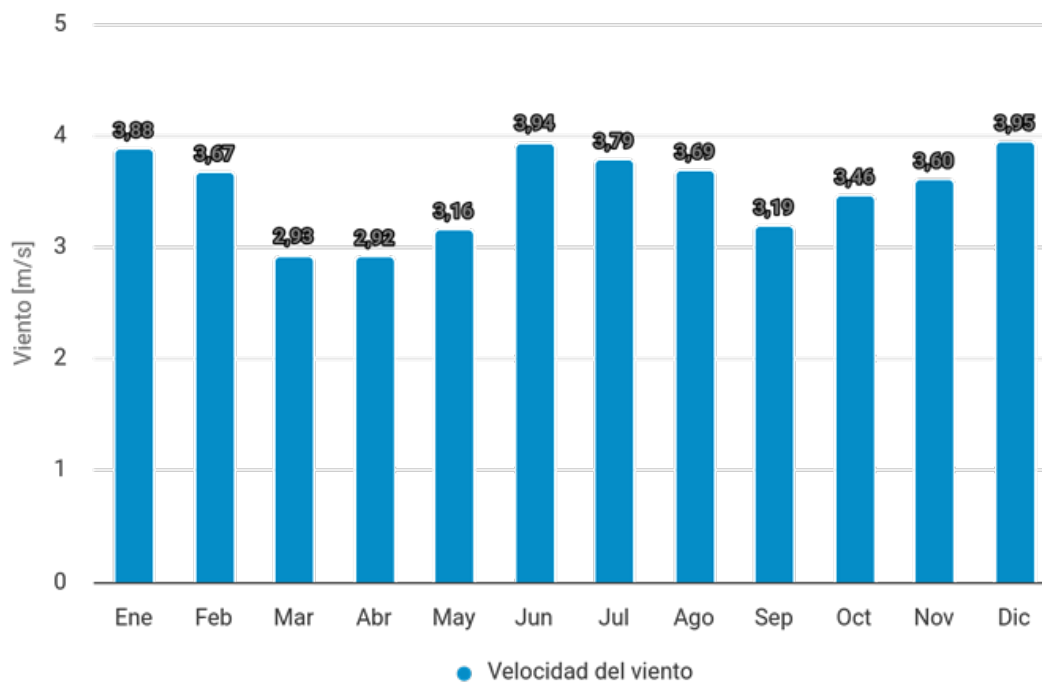
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 105. Radiación Solar en la zona de la Subestación Candelaria 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 106. Viento en la zona de la Subestación Candelaria 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.17 Zona de la Subestación Entre Ríos 220 kV

4.1.17.1 Ubicación de la Central Generadora

La Subestación Entre Ríos 220 kV se encuentra ubicada a 10 km al este de la localidad de Pemuco, Comuna de Pemuco, Provincia de Diguillin, Región de Ñuble.

El área seleccionada para la unidad de punta se encuentra a una distancia de no más allá de 10 km de la Subestación Entre Ríos 220 kV, Comuna de Pemuco, Región del Bio Bio. Ver Figura 107 y Figura 109.

4.1.17.2 Aspectos Territoriales

No se detectan restricciones medio ambientales, de planificación territorial ni de propiedad fiscal.

De lo anterior se ve que es posible encontrar sitios en un radio de 10 km de la subestación no afectos a las restricciones antes indicadas.

4.1.17.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel: Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el centro de distribución más próximo está a 55 km aproximadamente (Chillán, Copec).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NO_x con combustión diésel, y además para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde los centros poblados más cercanos, estos son: Cabrero a una distancia aproximada de 30 km, Chillán a 55 km y Los Ángeles a 80 km. Se puede también considerar la alternativa de explorar extracción de pozos profundos.

Gas natural: El suministro de Gas natural podrá ser tomado del gasoducto que pasa cercano a la localización de la unidad de punta. La distancia aproximada es de 10 km app. (Lateral Charrúa, 16 pulgadas, Propiedad Gasoducto del Pacifico S.A.).

Equipos: Para la descarga de los equipos, los puertos más próximos son: Talcahuano aproximadamente a 140 km y San Antonio a 480 km.

4.1.17.4 Recurso Energético Primario

Radiación Solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de irradiación diaria de 5,0 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 110. Por su parte, el promedio mensual de la irradiación diaria mínima y máxima, son del orden

de 1,6 kWh/m²/día y 8,6 kWh/m²/día respectivamente, como promedio mensual.

Al utilizar la herramienta de la generación eléctrica fotovoltaica del Explorador Solar, se obtiene un valor estimado de 127,1 GWh/año y un factor de planta del 21% para un proyecto solar fotovoltaico de 70.000 kWp. Estas condiciones, sumado a la mediana frecuencia de ocurrencia de nubosidades (18%), no garantizan la factibilidad técnica de desarrollo de una central fotovoltaica para la generación de energía eléctrica.

Viento:

Respecto al potencial eólico del área se puede señalar que el sitio seleccionado cuenta con un ciclo diario de velocidad y frecuencia de vientos que sustenta la operación de una central eólica. Tal como se muestra en la Figura 111, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 6,5 m/s, con un mínimo medio de 3,6 m/s y un máximo medio de 9,7 m/s, lo cual lo convierte en un sitio adecuado para la instalación de aerogeneradores debido tanto a la adecuada velocidad media diaria, como también a la velocidad máxima media en la zona y se estima que con aerogeneradores modernos se obtendrían factores de planta sobre el 30%.

En el Anexo 1 se adjunta el Reporte Solar Fotovoltaico e Imagen del Recurso Viento (m/s) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 107. Subestación Entre Ríos 220 kV

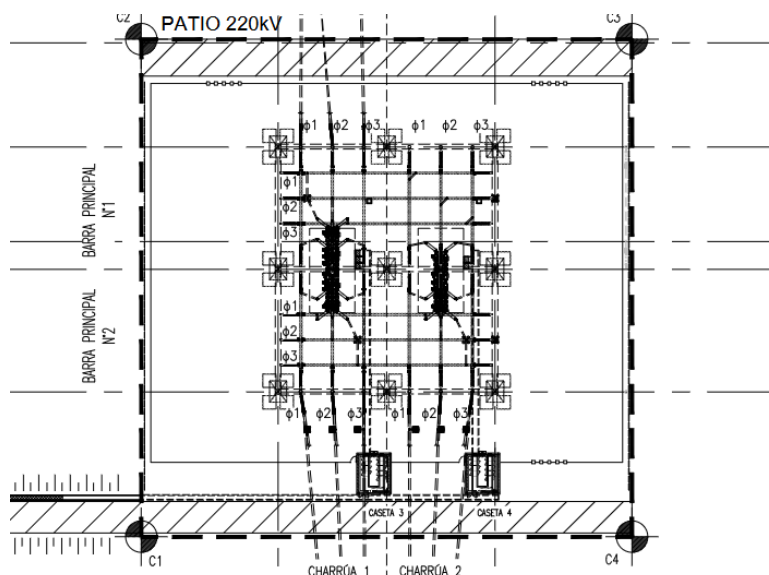


Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.17.5 Aspectos Técnicos

Esta subestación es del tipo híbrida, con una configuración del patio del tipo interruptor y medio, con un total de 3 paños (una diagonal y media), y todos son de propiedad de Transelec. La siguiente figura muestra la disposición en planta actual de la subestación Entre Ríos 220 kV.

Figura 108. Disposición de Planta Subestación Entre Ríos 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

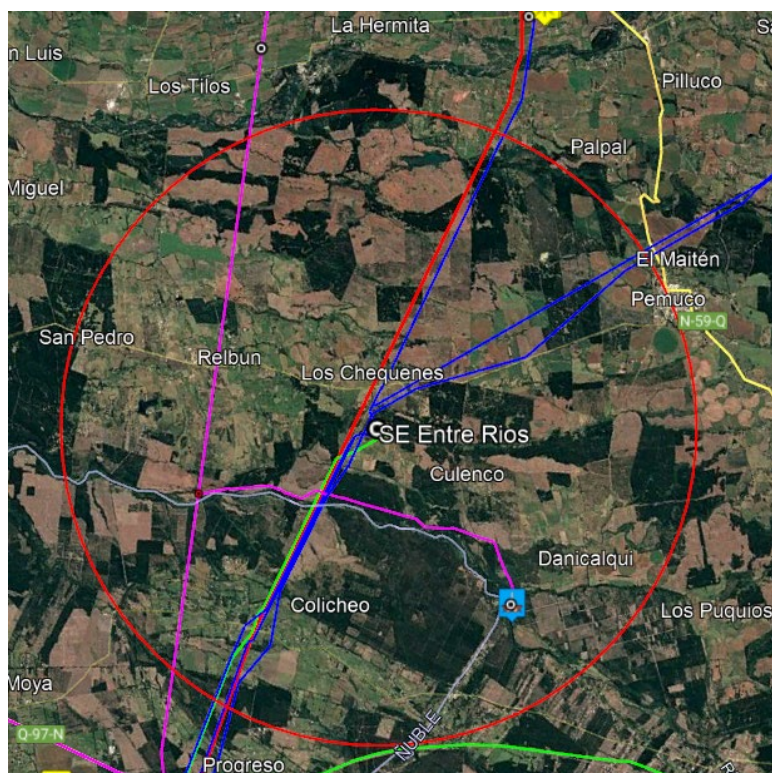
Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 220 kV, según se muestra en la figura anterior, podemos comentar lo siguiente:

- El Decreto Exento 4/2024 asociado al plan de expansión 2022 considera la ampliación el patio de 220 kV de esta subestación en 2 diagonales.
- De acuerdo con la información publicada por el Coordinador, se ha presentado un gran número (14) de solicitudes de conexión, donde las últimas de estas se han rechazado.
- De lo anterior se ve que no quedan posiciones disponibles en esta subestación.

Esta subestación, por diseño considera espacios para futuras ampliaciones, los cuales a la fecha no han sido utilizados, como se aprecia en la imagen satelital. De los antecedentes técnicos antes presentados, si bien no hay paños dentro del patio de 220 kV, se considera que, según lo expuesto antes, una ampliación de esta subestación no debiese revestir mayor complejidad. Se estima que la conexión en 220 kV de la unidad de punta a esta subestación es técnicamente factible y en plazos

acotados concordantes con el horizonte de tiempo del presente estudio, por ejemplo, vía la solicitud de conexión como obra urgente (Art. 102 de la LGSE ²⁷).

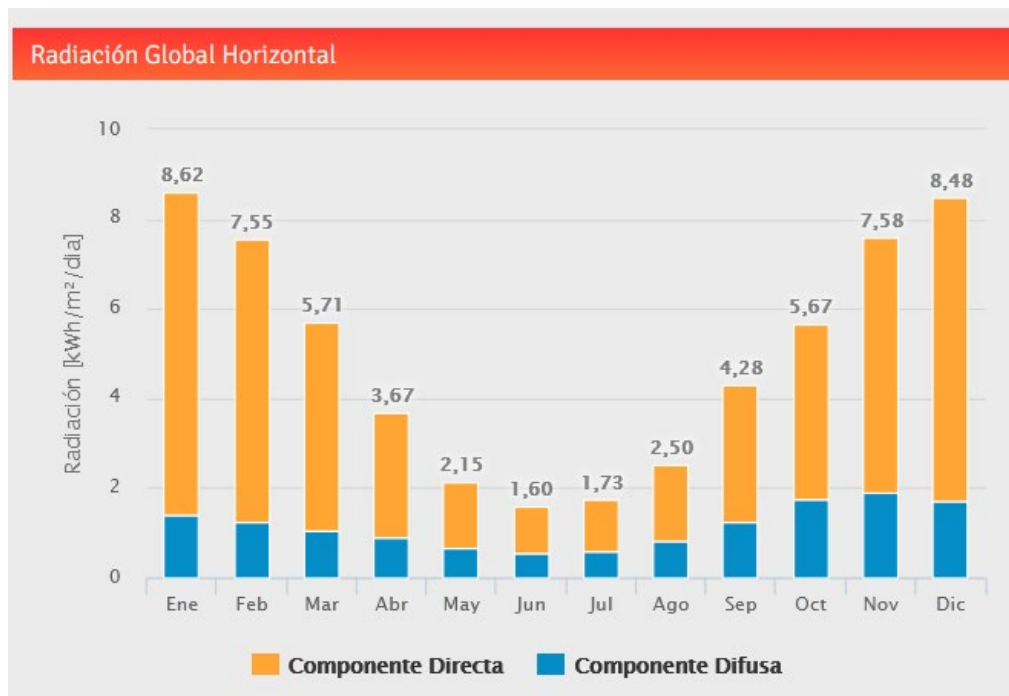
Figura 109. Subestación Entre Ríos 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

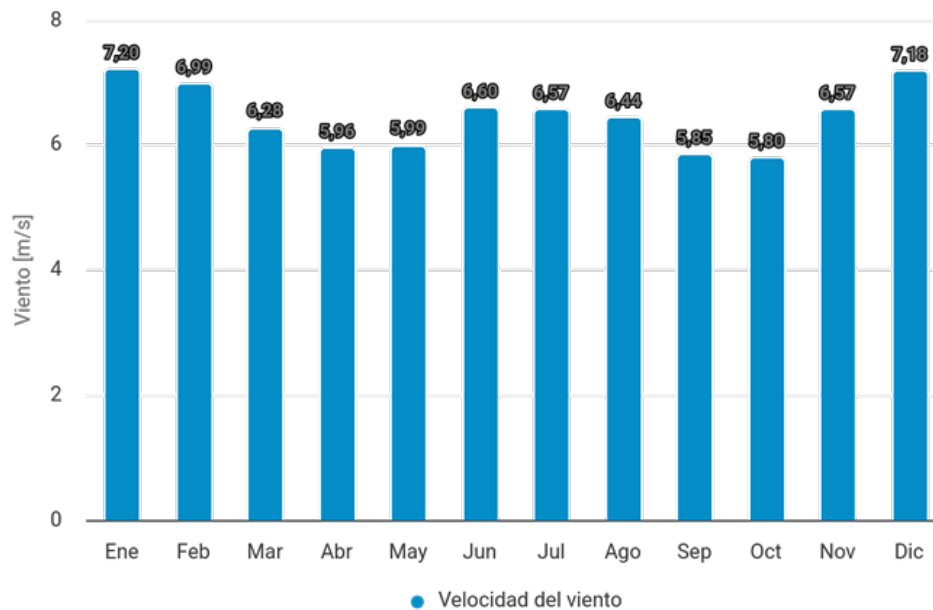
²⁷ Ley General de Servicios Eléctricos

Figura 110. Radiación Solar en la zona de la Subestación Entre Ríos 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 111. Viento en la zona de la Subestación Entre Ríos 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.18 Zona de la Subestación Ciruelos 220 kV

4.1.18.1 Ubicación de la Central Generadora

La Subestación Ciruelos 220 kV se encuentra ubicada en la localidad de San José de la Mariquina a un costado de la Ruta 5 Sur a la altura del km 785, frente a la Planta Valdivia de Celulosa Arauco, Comuna de San José de Mariquina, XVI Región de Valdivia.

El área seleccionada para la unidad de punta se encuentra a una distancia no mayor de 10 km de la Subestación Ciruelo 220 kV, Comuna de San José de la Mariquina, Región de los Ríos. Ver Figura 112 y Figura 114.

4.1.18.2 Aspectos Territoriales

No se detectan restricciones medio ambientales, de planificación territorial ni de propiedad fiscal.

4.1.18.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel: Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el centro de distribución más próximo está en Puerto Montt a 290 km aproximadamente (Terminal Pureo, Copec).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NOX con combustión diésel, y además para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde los centros poblados más cercanos, estos son Lanco a 18 y Loncoche una distancia aproximada de 35 km. Se puede también considerar la alternativa de explorar extracción de pozos profundos.

Gas natural: No está disponible un gasoducto cercano (distancia mayor a 275 km), por lo cual se ha determinado no considerar el suministro de gas natural como combustible para la Unidad de Punta.

Equipos: Para la descarga de los equipos, los puertos más próximos es Talcahuano distante aproximadamente a 400 km. y Puerto Montt a 290 km.

4.1.18.4 Recurso Energético Primario

Radiación Solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de irradiación diaria de 3,99 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 115. Por su parte, el promedio mensual de la irradiación diaria mínima y máxima, son del orden de 1,1 kWh/m²/día y 7,7 kWh/m²/día respectivamente, como promedio mensual.

Al utilizar la herramienta de la generación eléctrica fotovoltaica del Explorador Solar, se obtiene un valor estimado de 99,8 GWh/año y un factor de planta del 16% para un proyecto solar fotovoltaico de 70.000 kWp. Estas condiciones, sumado a la alta frecuencia de ocurrencia de nubosidades (27%), no garantizan la factibilidad técnica de desarrollo de una central fotovoltaica para la generación de energía eléctrica.

Viento:

Respecto al potencial eólico del área se puede señalar que el sitio seleccionado cuenta con un ciclo diario de velocidad y frecuencia de vientos que no sustenta la operación de una central eólica. Tal como se muestra en la Figura 116, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 6,3 m/s, con un mínimo medio de 4,18 m/s y un máximo medio de 8,55 m/s, lo cual lo convierte en un sitio adecuado para la instalación de aerogeneradores debido tanto a la adecuada velocidad media diaria, como también a la velocidad máxima media en la zona y se estima que con aerogeneradores modernos se obtendrían factores de planta sobre el 30%.

En el Anexo 1 se adjunta el Reporte Solar Fotovoltaico e Imagen del Recurso Viento (m/s) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 112. Subestación Ciruelos 220 kV

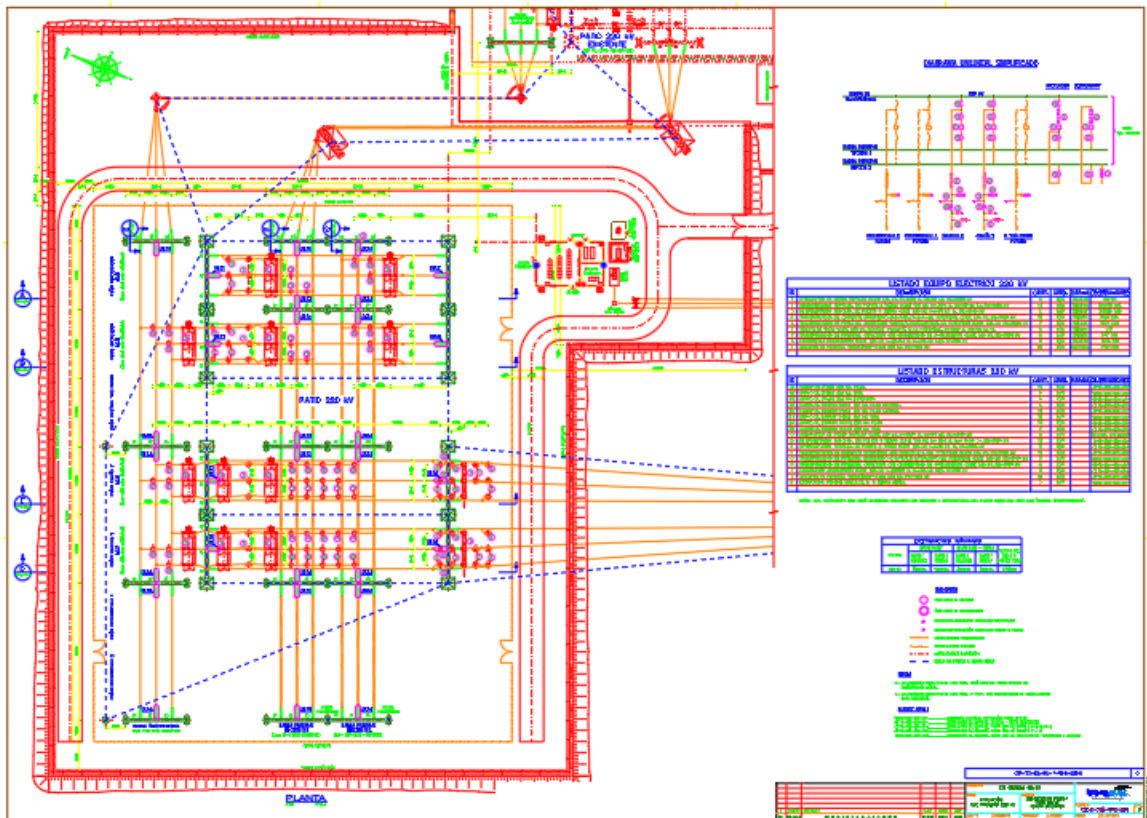


Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.18.5 Aspectos Técnicos

Esta subestación presenta una configuración de los patios del tipo convencional, con una configuración del tipo barra simple seccionada y transferencia, y tienen un total de diez paños en nivel de 220 kV. En la siguiente figura se muestra la disposición de planta y una vista de la zona donde se realizó la última ampliación decretada en esta subestación.

Figura 113. Disposición de Planta y Elevación Subestación Ciruelos 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

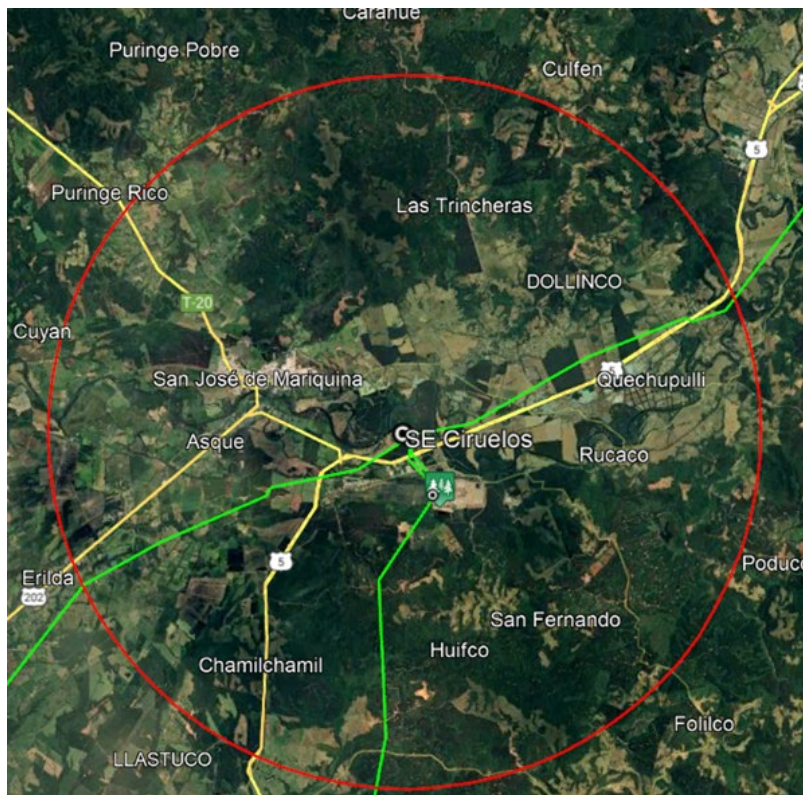
Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión adicional en el patio de 220 kV, según se muestra en la figura anterior, podemos comentar lo siguiente:

- Se muestran dos posiciones disponibles en el patio de 220 kV junto con espacio nivelado para extensión de barra dentro del patio de 220 kV. Además, se ve que un paño que correspondía al proyecto de la Central San Pedro (Colbún) la cual fue desistida, por lo que este paño estaría disponible.
- Los dos espacios que se aprecian están asignados para la conexión de un proyecto de transmisión (línea a subestación Pichiropulli).

- Existen dos solicitudes de conexión SAC en curso. A una de ellas se le asignó el paño J5 que se era el que le correspondía al proyecto de central San Pedro.
- Al oeste de la subestación se ve espacio libre para una ampliación de las barras, para al menos 2 posiciones, manteniendo la configuración de barras.

De los antecedentes técnicos antes presentados, si bien que no hay paños disponibles, se considera que, según lo expuesto antes, una ampliación de esta subestación no debiese revestir mayor complejidad. Se estima que la conexión en 220 kV de la unidad de punta a esta subestación es técnicamente factible y en plazos acotados concordantes con el horizonte de tiempo del presente estudio, por ejemplo, vía la solicitud de conexión como obra urgente (Art. 102 de la LGSE²⁸).

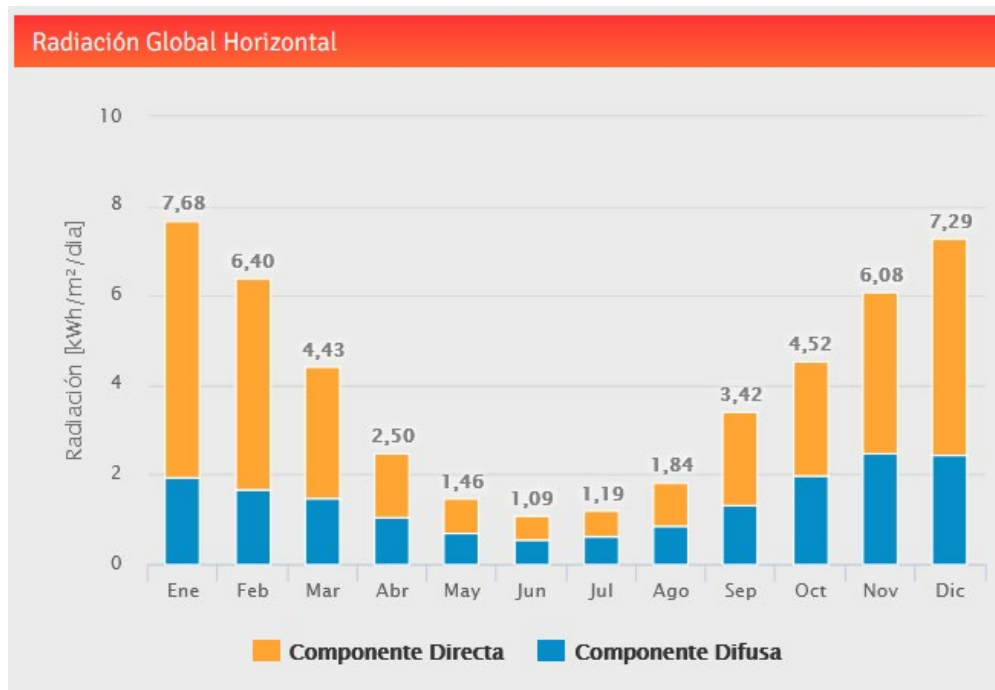
Figura 114. Subestación Ciruelos 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

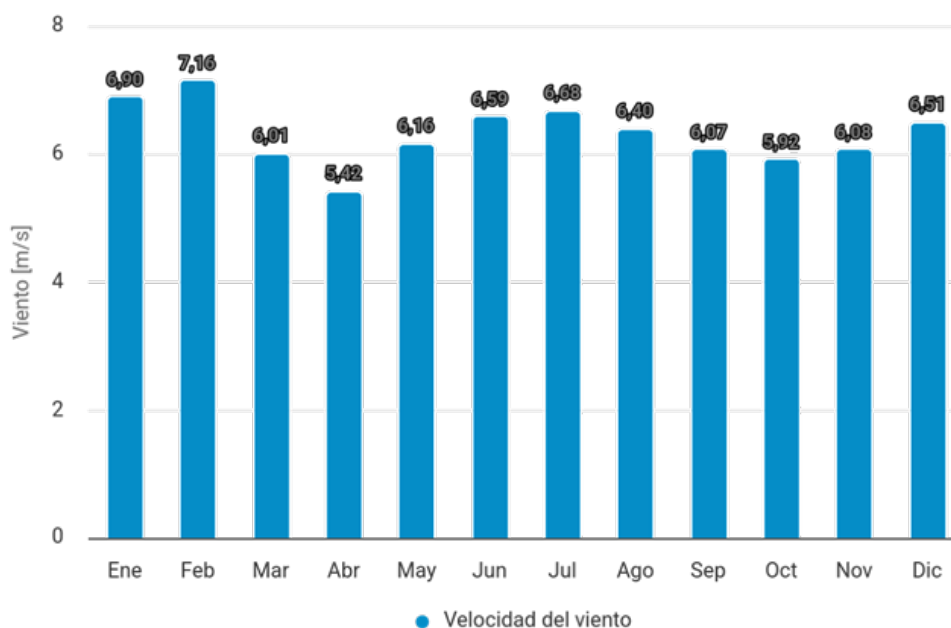
²⁸ Ley General de Servicios Eléctricos

Figura 115. Radiación Solar en la zona de la Subestación Ciruelos 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 116. Viento en la zona de la Subestación Ciruelos 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.19 Zona de la Subestación Tineo 220 kV

4.1.19.1 Ubicación de la Central Generadora

La Subestación Tineo 220 kV se encuentra ubicada 6 Km al Oeste de Llanquihue por ruta V-40 y 20 km de distancia recta de la ciudad de Puerto Montt, Comuna de Puerto Montt, Provincia de Llanquihue, Región de Los Lagos.

El área seleccionada para la unidad de punta se encuentra a una distancia no mayor de 10 km de la ubicación de la Subestación Tineo 220 kV, Comuna de Llanquihue, Región de Los Lagos. Ver Figura 117 y Figura 119.

4.1.19.2 Aspectos Territoriales

La subestación está emplazada cerca (1,5 km) de un sitio prioritario denominado Río Maullín asociada a ley 19.300.

Se observan una restricción medioambiental asociadas a la zona saturada por material particulado MP2,5 (como concentración en 24 horas), correspondiente a la comuna de San Pablo, de la Región de Los Lagos y a la macrozona centro-norte de la Región de Los Lagos.

No se detectan restricciones de planificación territorial ni de propiedad fiscal.

De lo anterior se ve que es posible encontrar sitios en un radio de 10 km de la subestación no afectos a las restricciones antes indicadas.

4.1.19.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel: Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el centro de distribución más próximo está en Calbuco a 80 km aproximadamente (Terminal Pureo, Copec).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NOX con combustión diésel, y además para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde el centro poblado más cercano, esto es Puerto Varas a una distancia aproximada de 13 km. Se puede también considerar la alternativa de explorar extracción de pozos profundos.

Gas natural: No está disponible un gasoducto cercano (distancia mayor a 600 km), por lo cual se ha determinado no considerar el suministro de gas natural como combustible para la Unidad de Punta.

Equipos: Para la descarga de los equipos, los puertos más próximos son: Puerto Montt 75 km y Talcahuano 690 km

4.1.19.4 Recurso Energético Primario

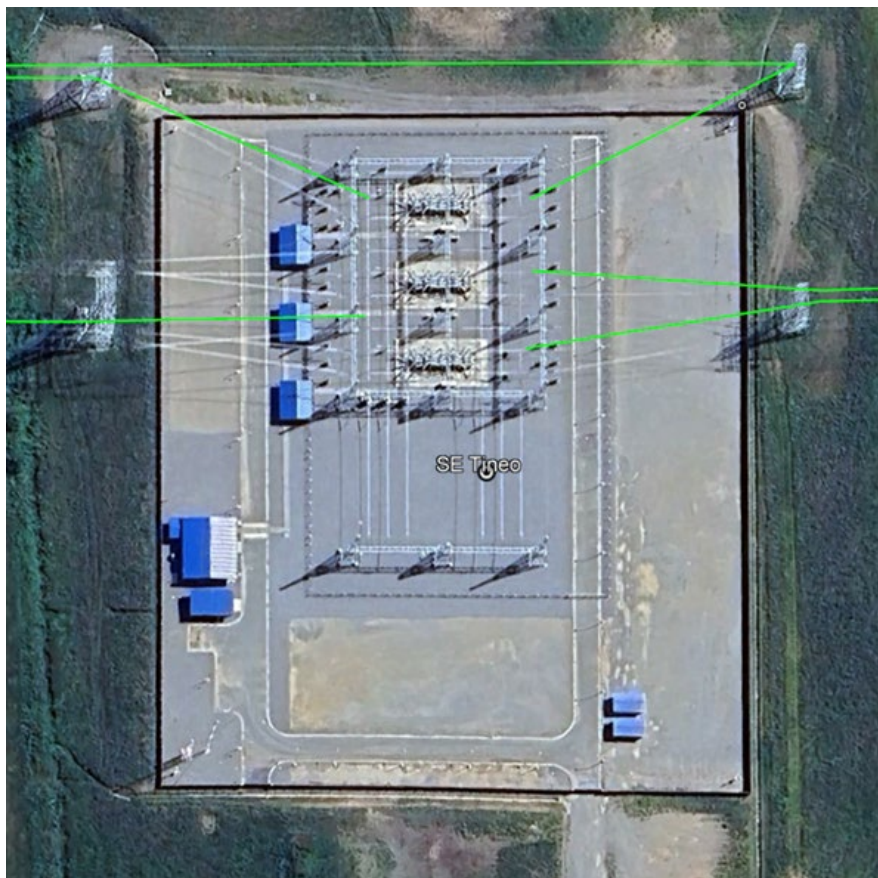
Radiación Solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de irradiación diaria de 3,5 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 120. Por su parte, el promedio mensual de la irradiación diaria mínima y máxima, son del orden de 1,1 kWh/m²/día y 6,7 kWh/m²/día respectivamente, como promedio mensual.

Al utilizar la herramienta de la generación eléctrica fotovoltaica del Explorador Solar, se obtiene un valor estimado de 87,5 GWh/año y un factor de planta del 14% para un proyecto solar fotovoltaico de 70.000 kWp. Estas condiciones, sumado a la alta frecuencia de ocurrencia de nubosidades (31%), no garantizan la factibilidad técnica de desarrollo de una central fotovoltaica para la generación de energía eléctrica.

Viento: Respecto al potencial eólico del área se puede señalar que el sitio seleccionado cuenta con un ciclo diario de velocidad y frecuencia de vientos que sustenta la operación de una central eólica. Tal como se muestra en la Figura 121, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 6,4 m/s, con un mínimo medio de 3,8 m/s y un máximo medio de 8,8 m/s, lo cual lo convierte en un sitio adecuado para la instalación de aerogeneradores debido tanto a la adecuada velocidad media diaria, como también a la velocidad máxima media en la zona y se estima que con aerogeneradores modernos se obtendrían factores de planta sobre el 30%.

En el Anexo 1 se adjunta el Reporte Solar Fotovoltaico e Imagen del Recurso Viento (m/s) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 117. Subestación Tineo 220 kV

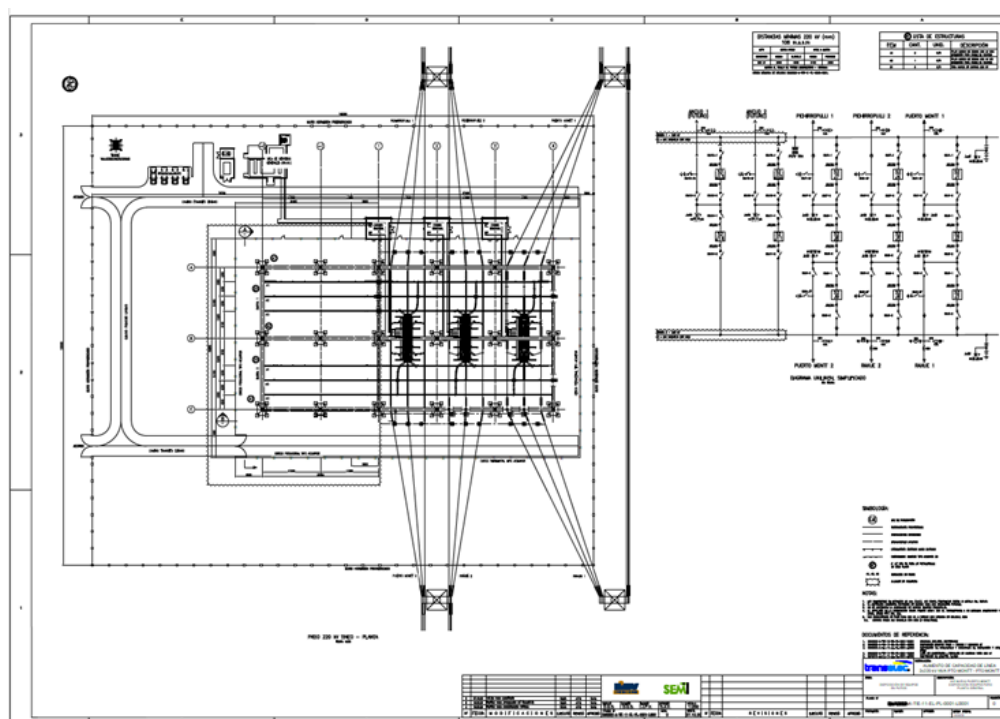


Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.19.5 Aspectos Técnicos

Esta subestación es del tipo híbrida, con una configuración del patio del tipo interruptor y medio, con un total de 6 paños (tres diagonales), y todos son de propiedad de Transelec. La siguiente figura muestra la disposición en planta actual de la subestación Tineo 220 kV.

Figura 118. Disposición de Planta Subestación Tineo 220 kV



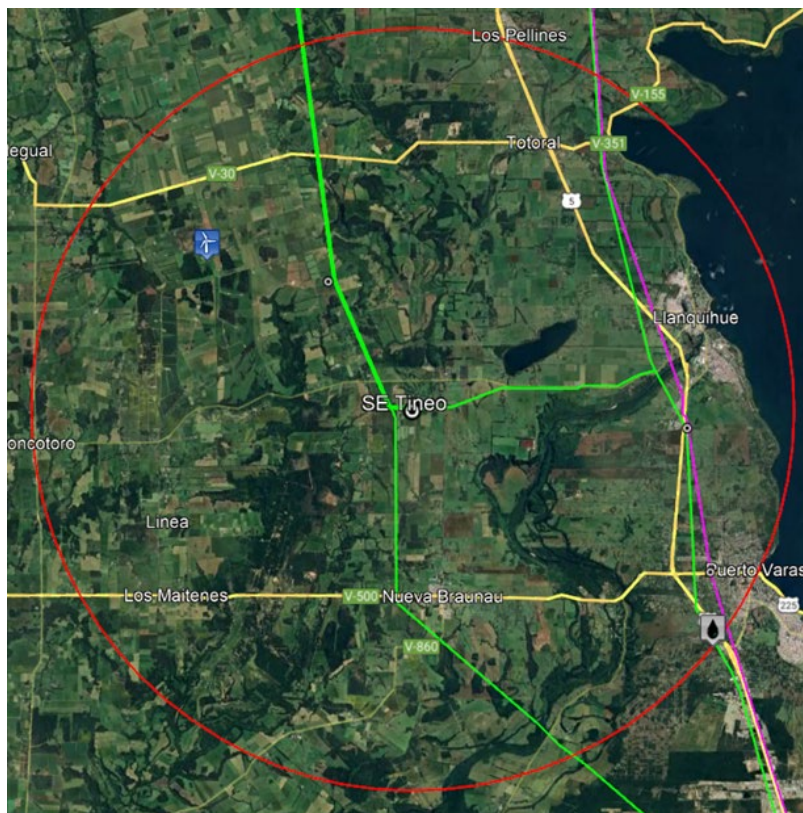
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 220 kV, según se muestra en la figura anterior, podemos comentar lo siguiente:

- Se aprecia paños disponibles. Se ve terreno nivelado para afectos de futuras ampliaciones.
- Existe espacio bajo barras para dos diagonales, estando dos paños ya reservados para la conexión de la línea en 220 kV a S/E Ancud 220 kV.
- Existe una obra de ampliación decretada en el plan de expansión 2022 que considera la ampliación del patio de 220 kV en 3 diagonales.
- De lo anterior se tendría espacio para la conexión de 8 proyectos.
- Existen diversas (16) SAC presentadas en esta subestación. De la revisión de las solicitudes se ve que estas ya ocuparían 7 de las 8 posiciones disponibles, por lo que solo quedaría una posición.
- De ser necesario, existe terreno libre hacia el sur para la ampliación de la subestación.

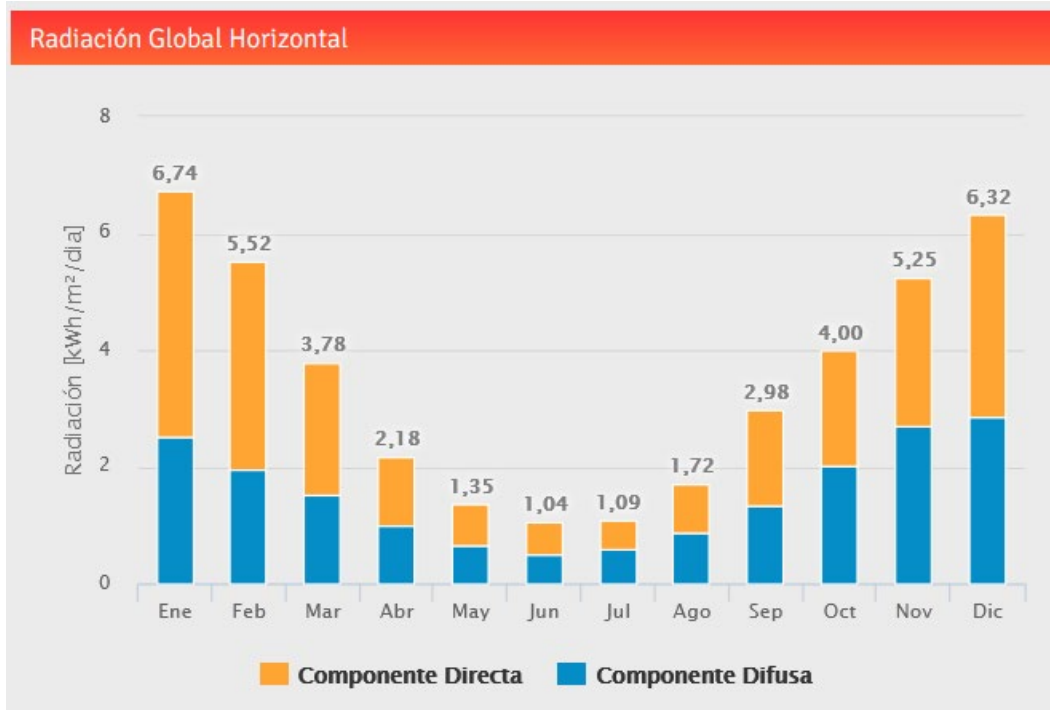
De los antecedentes técnicos antes presentados se considera que, dada la existencia de un paño disponible y además terreno para ampliaciones adyacente al patio de 220 kV, es técnicamente factible la conexión de la unidad de punta a esta subestación en plazos acotados concordantes con el horizonte de tiempo del presente estudio.

Figura 119. Subestación Tineo 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta



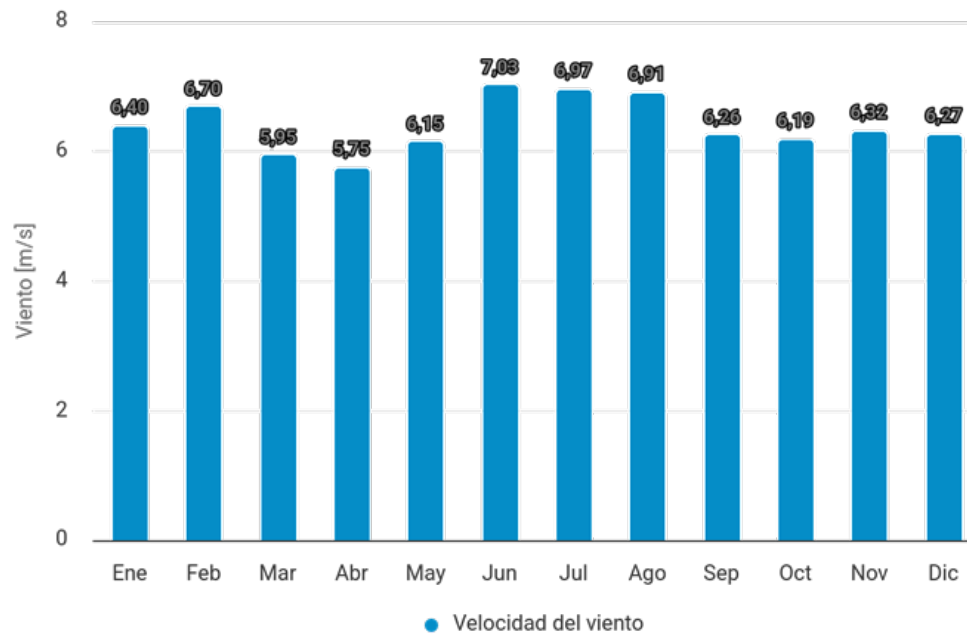
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 120. Radiación Solar en la zona de la Subestación Tineo 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 121. Viento en la zona de la Subestación Tineo 220 kV



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.20 Zona de la Subestación Puerto Montt 220 kV

4.1.20.1 Ubicación de la Central Generadora

La Subestación Puerto Montt 220 kV está ubicada en el acceso a la ciudad de Puerto Montt, contigua al acceso por Avenida Salvador Allende, en la Comuna de Puerto Montt, Provincia de Llanquihue, Región de Los Lagos

El área seleccionada para la unidad de punta se encuentra a una distancia no mayor de 10 km de la ubicación Subestación Puerto Montt 220 kV, Comuna de Puerto Montt, Región de Los Lagos. Ver Figura 122 y Figura 124.

4.1.20.2 Aspectos Territoriales

La subestación está emplazada cercana de humedales.

Se observan restricciones medioambientales asociadas a una zona saturada por material particulado MP2,5 (como concentración de 24 horas) definida en la comuna de San Pablo, de la Región de Los Lagos y a la macrozona centro-norte de la Región de Los Lagos.

El área se encuentra dentro de los límites del área afecta al plan Regulador Comunal. (PRC Puerto Montt) y Límite Urbano.

La zona no presenta zonas relevantes con administración de propiedad fiscal.

No obstante, lo anterior se ve que es posible encontrar sitios en un radio de 10 km de la subestación no afectos a las restricciones antes indicadas.

4.1.20.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel: Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el centro de distribución más próximo está en Calbuco a 55 km aproximadamente (Terminal Pureo, Copec).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NOX con combustión diésel, y además para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde el centro poblado más cercano, esto es Puerto Montt a una distancia aproximada de 1 km. Se puede también considerar la alternativa de explorar extracción de pozos profundos.

Gas natural: No está disponible un gasoducto cercano (distancia mayor a 600 km), por lo cual se ha determinado no considerar el suministro de gas natural como combustible para la Unidad de Punta.

Equipos: Para la descarga de los equipos, el puerto más próximo es Puerto Montt 3 km.

4.1.20.4 Recurso Energético Primario

Radiación Solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de irradiación diaria de 3,5 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 125. Por su parte, el promedio mensual de la irradiación diaria mínima y máxima, son del orden de 1,1 kWh/m²/día y 6,7 kWh/m²/día respectivamente, como promedio mensual.

Al utilizar la herramienta de la generación eléctrica fotovoltaica del Explorador Solar, se obtiene un valor estimado de 88,2 GWh/año y un factor de planta del 14% para un proyecto solar fotovoltaico de 70.000 kWp. Estas condiciones, sumado a la mediana frecuencia de ocurrencia de nubosidades (30%), no garantizan la factibilidad técnica de desarrollo de una central fotovoltaica para la generación de energía eléctrica.

Viento: Respecto al potencial eólico del área se puede señalar que el sitio seleccionado cuenta con un ciclo diario de velocidad y frecuencia de vientos que sustenta la operación de una central eólica. Tal como se muestra en la Figura 126, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos de una velocidad media diaria de 6,3 m/s, con un mínimo medio de 4,3 m/s y un máximo medio de 9,6 m/s, lo cual lo convierte en un sitio adecuado para la instalación de aerogeneradores debido tanto a la adecuada velocidad media diaria, como también a la velocidad máxima media en la zona y se estima que con aerogeneradores modernos se obtendrían factores de planta sobre el 30%.

En el Anexo 1 se adjunta el Reporte Solar Fotovoltaico e Imagen del Recurso Viento (m/s) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 122. Subestación Puerto Montt 220 kV

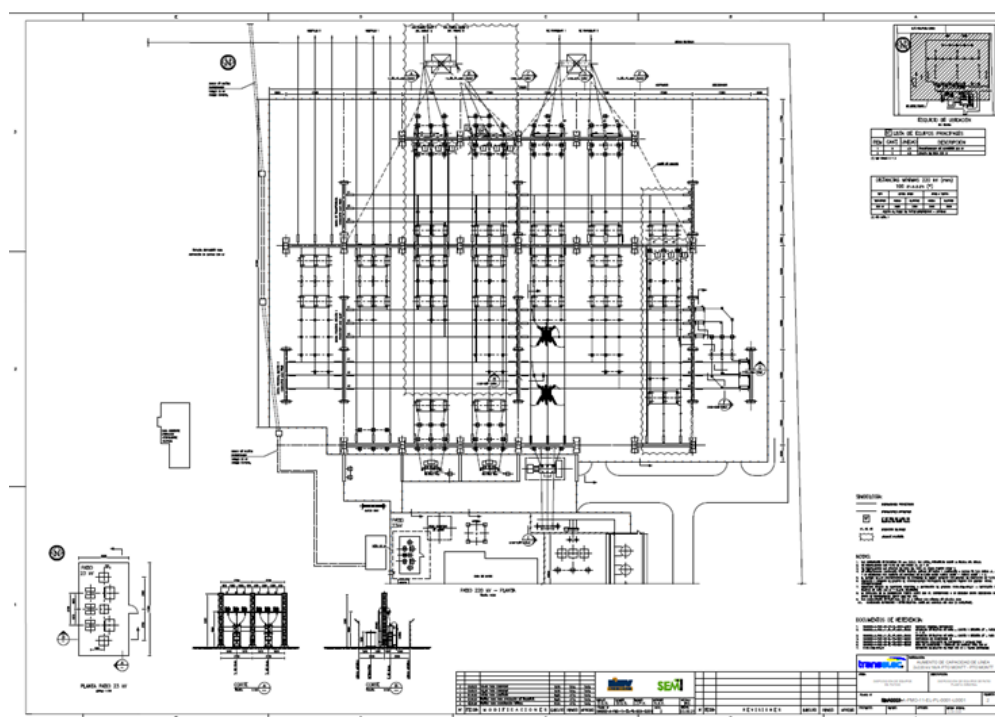


Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.1.20.5 Aspectos Técnicos

Esta subestación es del tipo convencional, con una configuración del patio del tipo doble barra y transferencia con un total de once (11) paños, y todos son de propiedad de Transelec. La siguiente figura muestra la disposición en planta actual de la subestación Puerto Montt 220 kV.

Figura 123. Disposición de Planta Subestación Puerto Montt 220 kV



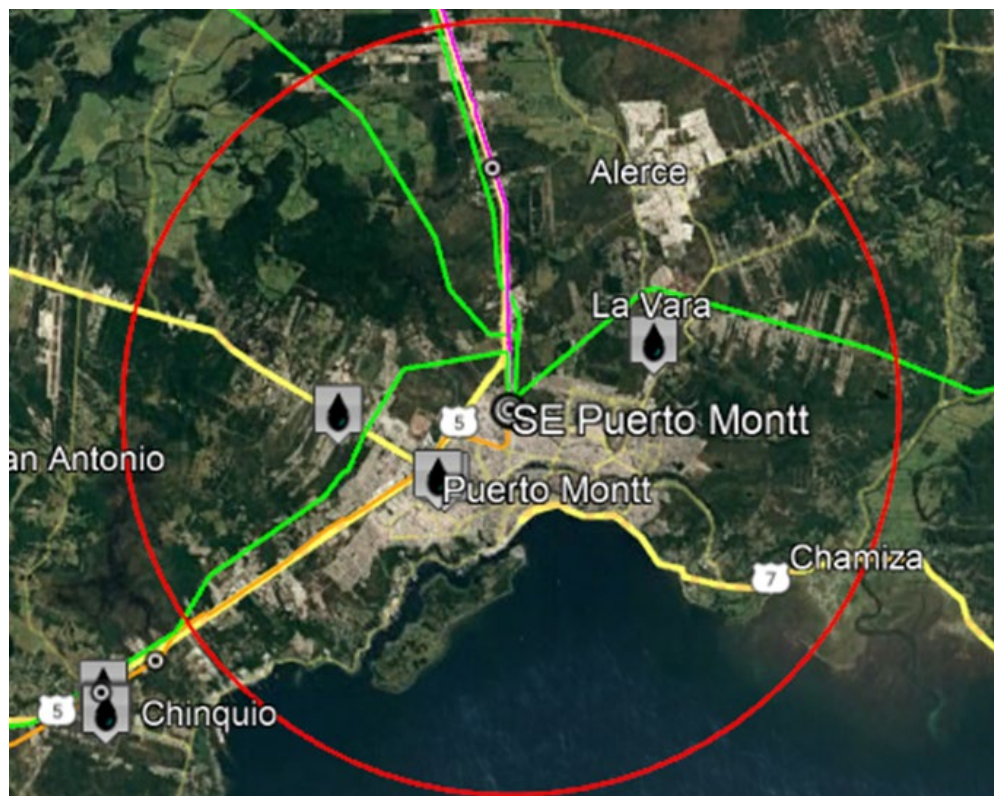
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 220 kV, según se muestra en la figura anterior, podemos comentar lo siguiente:

- No se aprecia paño disponible.
- Fuera de obras de aumento de capacidad, no se han decretado obras de ampliación en esta subestación.
- Se estima que la admisibilidad de una SAC para un proyecto en esta subestación sería rechazada. En cualquier caso, no hay antecedentes de SAC presentadas en esta subestación.
- Existe espacio para ampliación de las barras en el lado oeste de la subestación, pero la acometida a este punto se estima compleja, y se estima que debería ser subterránea para bordear la subestación y salir por el lado este de la subestación Puerto Montt STS., la cual está ubicada colindante por el lado norte a subestación Puerto Montt.

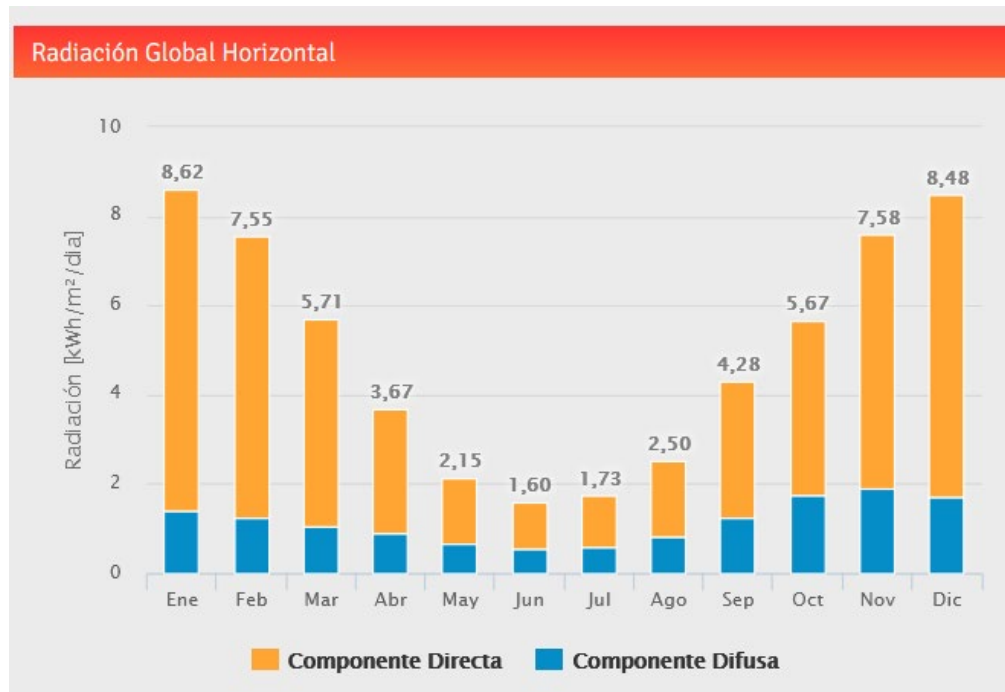
De los antecedentes técnicos antes presentados se considera que, dada la existencia de espacio, a pesar de cierta complejidad de una ampliación de esta subestación, esta es técnicamente factible y viabiliza la conexión de la unidad de punta a esta subestación y en plazos acotados concordantes con el horizonte de tiempo del presente estudio, por ejemplo, vía la solicitud de conexión como obra urgente (Art. 102 de la LGSE).

Figura 124. Subestación Puerto Montt 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta



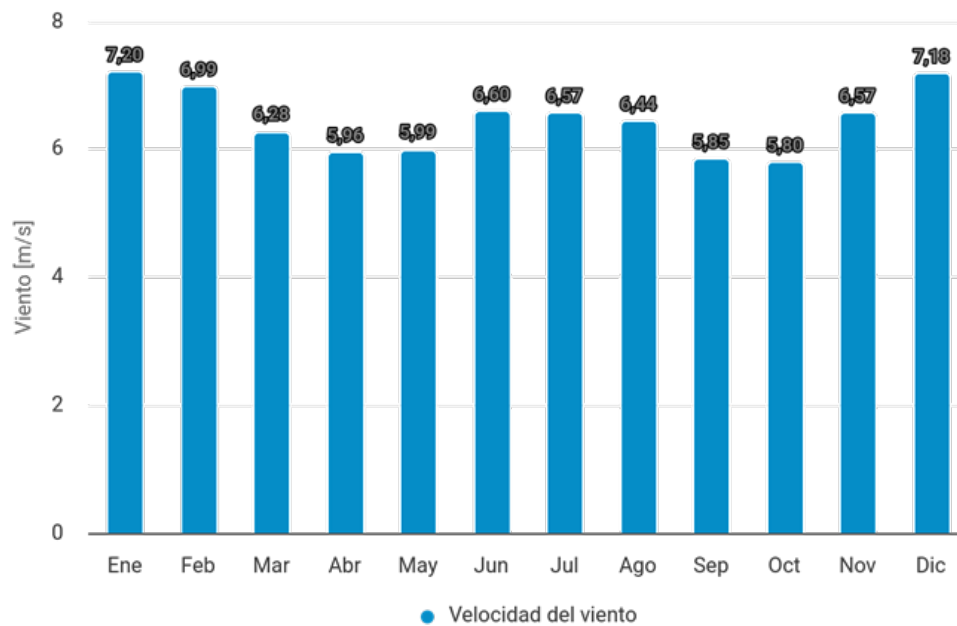
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 125. Radiación Solar en la zona de la Subestación Puerto Montt



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 126. Viento en la zona de la Subestación Puerto Montt



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta

A continuación, en el cuadro siguiente se presenta un resumen del análisis realizado en las distintas subestaciones del SEN.

Tabla 10 Cuadro resumen aspectos logísticos, aspectos técnicos y recurso renovable Subestaciones del SEN

Subestación Básica	Aspectos Territoriales	Aspectos Logísticos						Recurso Renovable		Aspecto Técnico	
		Localidad Suministro	Distancia Centro Suministro Petróleo Diesel	Gasoducto	Distancia Gasoducto (km)	Puerto para Descarga de Equipos	Distancia a Puerto (km)	Radiación Solar	Viento	Disponibilidad	Posibilidad de ampliación con puesta en servicio en periodo 2024-2028
Roncacho 220 kV	Existen zonas sin restricciones relevantes dentro de la zona de interés.	Arica	85	Troncal Paso Jama – Crucero	390	Arica	85	Adecuado	No Adecuado	No	Si
Cóndores 220 kV	Existen zonas sin restricciones relevantes dentro de la zona de interés.	Iquique	16	Troncal Paso Jama – Crucero	260	Iquique	16	Adecuado	No Adecuado	No	Si
Nueva Pozo Almonte 220 kV	Existen zonas sin restricciones relevantes dentro de la zona de interés.	Iquique	65	Troncal Paso Jama – Crucero	215	Iquique	65	Adecuado	No Adecuado	No	Si
Nueva Lagunas 220 kV	Existen zonas sin restricciones relevantes dentro de la zona de interés.	Iquique	130	Troncal Paso Jama – Crucero	160	Iquique	130	Adecuado	No Adecuado	Si	Si
Kimal 220 kV	Existen zonas sin restricciones relevantes dentro de la zona de interés.	Tocopilla	90	Troncal Paso Jama – Crucero	3	Tocopilla	90	Adecuado	No Adecuado	No	Si
Miraje 220 kV	Existen zonas sin restricciones relevantes dentro de la zona de interés.	Tocopilla	92	Troncal Paso Jama – Crucero	0,4	Tocopilla	92	Adecuado	No Adecuado	No	Si
Kapatur 220 kV	Existen zonas sin restricciones relevantes dentro de la zona de interés.	Mejillones	15	Trazado Tuinamej	1,5	Antofagasta	65	Adecuado	No Adecuado	No	Si
Parinas 220 kV	Existen zonas sin restricciones relevantes dentro de la zona de interés.	Antofagasta	160	Tramo La Negra – Paposo	53	Antofagasta	160	Adecuado	Adecuado	No	Si
Cumbres 220 kV	Existen zonas sin restricciones relevantes dentro de la zona de interés.	Caldera	157	Tramo La Negra – Paposo	200	Antofagasta	425	Adecuado	No Adecuado	No	Si
Illapa 220 kV	Existen zonas sin restricciones relevantes dentro de la zona de interés.	Caldera	170	Tramo La Negra – Paposo	210	Antofagasta	430	Adecuado	No Adecuado	No	Si
Nueva Cardones 220 kV	Existen zonas sin restricciones relevantes dentro de la zona de interés.	Caldera	92	Tramo La Negra – Paposo	350	Coquimbo	365	Adecuado	No Adecuado	No	Si
Nueva Maitenciallo 220 kV	Existen zonas sin restricciones relevantes dentro de la zona de interés.	Coquimbo	225	Tramo La Negra – Paposo	400	Coquimbo	225	Adecuado	No Adecuado	No	Si
Nueva Pan de Azúcar 220 kV	Existen zonas sin restricciones relevantes dentro de la zona de interés.	Coquimbo	26	Gasoducto Quintero-Quillota 24 Pulgadas	300	Coquimbo	25	No Adecuado	No Adecuado	No	Si
Nogales 220 kV	Existen zonas sin restricciones relevantes dentro de la zona de interés.	Quintero	40	Gasoducto Quintero-Quillota 24 Pulgadas	27	Valparaíso	80	No Adecuado	No Adecuado	No	Si
Lo Aguirre 220 kV	Existen restricciones relevantes dentro de la zona de interés.	Santiago	26	Gasoducto San Bernardo - Quillota 24 pulgadas (Ratones-Quillota)	10	San Antonio	94	No Adecuado	No Adecuado	No	Si
Candelaria 220 kV	Existen zonas sin restricciones relevantes dentro de la zona de interés.	Santiago	70	Extensión a la VI Región Tramo San Vicente- El Peral,	1,5	San Antonio	135	No Adecuado	No Adecuado	SI	Si
Entre Ríos 220 kV	Existen zonas sin restricciones relevantes dentro de la zona de interés.	Chillán	55	Lateral Charrua	10	Talcahuano	140	No Adecuado	Adecuado	No	Si
Ciruelos 220 kV	Existen zonas sin restricciones relevantes dentro de la zona de interés.	Calbuco	295	Lateral Charrua	275	Puerto Montt	290	No Adecuado	Adecuado	No	Si
Tmeo 220 kV	Existen zonas sin restricciones relevantes dentro de la zona de interés.	Calbuco	80	Lateral Charrua	480	Puerto Montt	75	No Adecuado	Adecuado	No	Si
Puerto Montt 220 kV	Existen zonas sin restricciones relevantes dentro de la zona de interés.	Calbuco	55	Lateral Charrua	500	Puerto Montt	3	No Adecuado	Adecuado	No	Si

4.2 Umbrales del Recurso Viento y Radiación Solar para sistema híbrido del tipo Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento

Respecto de los sistemas híbridos del tipo renovable con capacidad de almacenamiento (Sistema Híbrido), como es un Parque Eólico o una Central Solar Fotovoltaica, ambas con sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS), que utilizan como recurso energético primario, el recurso viento y la radiación solar respectivamente, se ha considerado determinar algunos parámetros (valores) que permiten determinar la factibilidad técnica para analizar este tipo de sistema híbrido en cada una de las subestaciones del SEN analizadas. Los parámetros (valores) corresponden a los siguientes:

- Velocidad Media Diaria²⁹ (m/s), Velocidad Media Mínima³⁰ (m/s), Velocidad Media Máxima³¹ (m/s), Velocidad media del viento (m/s) y la densidad de potencia media (W/m²) para el caso de un Parque Eólico.
- Generación eléctrica esperada (MWh/año) para el caso de un Parque Eólico; y,
- Factor de planta esperado (%) para el caso de una Central Solar Fotovoltaica.

Esta sección se refiere específicamente a los criterios utilizados para determinar los umbrales necesarios del recurso viento y radiación solar, para la factibilidad técnico-económica de un proyecto del tipo parque eólico y central solar fotovoltaica, respectivamente.

La inclusión (complemento) de un sistema de almacenamiento de energía (SAE) mediante baterías (BESS) para las tecnologías que utilizan como equipamiento principal aerogeneradores onshore (parque eólico) o paneles solares (central solar fotovoltaica), también denominados sistemas híbridos se configuran de esta manera, es decir como un parque eólico+ SAE con baterías o central solar fotovoltaica + SAE con baterías, se ha considerado con la única finalidad de disponer de una capacidad o potencia (suficiencia) con una alta disponibilidad durante el periodo de control de punta, por lo que su inclusión no tiene efecto en la viabilidad de una ubicación.

Por lo anterior, en la table siguiente se muestran los valores obtenidos de los parámetros antes señalados mediante los cuales a partir de ciertos valores (criterios) se ha considerado determinar el costo de inversión y costos fijos de operación para las tecnologías del tipo central renovable con capacidad de almacenamiento, en las Subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional del SEN que se indican. Los criterios (valores) utilizados para que una determinada Subestación del SEN sea

²⁹ corresponde al valor promedio de todos los valores horarios simulados durante el periodo mensual considerado.

³⁰ corresponde al promedio del valor mínimo en cada día simulado durante el periodo mensual considerado.

³¹ corresponde al promedio del valor máximo en cada día simulado durante el periodo mensual considerado.

considerada factible para la instalación de la unidad de punta mediante un proyecto híbrido del tipo Central Eólica y/o Central Solar Fotovoltaica, ambas con un Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) son los siguientes:

a. Parque Eólico (se debe cumplir los tres criterios señalados más abajo para esta tecnología).

- Velocidad Media Diaria (m/s) $\geq 5,0$ m/s; la velocidad mínima media (m/s) $\geq 2,5$ m/s, y la diferencia entre la velocidad media máxima (m/s) y velocidad media mínima (m/s) $\leq 6,5$ m/s, de tal manera que la estacionalidad del recurso viento durante el año calendario no sea de un valor muy elevado.
- Velocidad media del viento (m/s) @100m $> 5,0$ m/s; y,
- Densidad de potencia media (W/m²) @100m > 200 (W/m²)

b. Central Solar Fotovoltaica (se debe cumplir el único criterio señalado más abajo para esta tecnología).

- Factor de planta $\geq 24\%$

Adicionalmente, en el Anexo 1 están disponibles las imágenes (gráficos) del Recurso Viento para cada una de las veinte (20) subestaciones del SEN analizadas.

Tabla 11 Subestaciones del SEN – Recurso eólico y recurso solar – Elección Subestaciones donde aplica Sistema híbrido central Solar fotovoltaica + BESS y sistema híbrido parque eólico + BESS

Subestación	Parque Eólico + BESS		Central Fotovoltaica + BESS		Recurso Eólico			Recurso Solar	
	70 MW	150 MW	70 MW	150 MW	Velocidad Media @ 100 m (m/s)	Velocidad Media Mínima @ 100 m (m/s)	Velocidad Media Máxima @ 100 m (m/s)	Generación Fotovoltaica Esperada (GWh/año)	Factor de Planta
Roncacho 220 kV	-	-	✓	✓	2,7	1,98	4,8	175,5	29%
Cóndores 220 kV	-	-	✓	✓	2,9	1,59	5,38	175,0	29%
Nueva Pozo Almonte 220 kV	-	-	✓	✓	4,0	1,5	6,7	177,7	29%
Lagunas 220 kV	-	-	✓	✓	4,3	1,5	5,3	174,7	28%
Kimal 220 kV	-	-	✓	✓	4,7	3,2	6,5	179,5	29%
Miraje 220 kV	-	-	✓	✓	4,6	3,2	6,1	178,1	29%
Kapatur 220 kV	-	-	✓	✓	4,5	3,13	6,25	161,63	26%
Parinas 220 kV	✓	✓	✓	✓	7,0	4,6	11,8	191,8	31%
Cumbres 220 kV	-	-	✓	✓	3,4	2,52	4,11	176,4	29%
Ilapa 220 kV	-	-	✓	✓	3,1	3,0	5,0	177,0	29%
Nueva Cardones 220 kV	-	-	✓	✓	3,2	2,0	4,0	160,6	26%
Nueva Maitencillo 220 kV	-	-	✓	✓	3,3	1,75	4,79	151,2	25%
Nueva Pan de Azúcar 220 kV	-	-	-	-	1,9	0,9	3,0	130,4	21%
Nogales 220 kV	-	-	-	-	3,8	2,2	8,3	132,4	22%
Lo Aguirre 220 kV	-	-	-	-	3,1	1,1	5,3	138,7	23%
Candelaria 220 kV	-	-	-	-	3,50	2,00	7,00	133,7	22%
Entre Ríos 220 kV	✓	✓	-	-	6,50	3,60	9,50	127,1	21%
Ciruelos 220 kV	✓	✓	-	-	6,30	4,18	8,55	99,8	16%
Tineo 220 kV	✓	✓	-	-	6,40	3,80	8,80	87,5	14%
Puerto Montt 220 kV	✓	✓	-	-	6,30	4,30	9,60		

El criterio de un factor de planta igual o superior al 24% para la instalación de una central solar fotovoltaica considera la localización geográfica de todas las subestaciones del SEN en las cuales es factible la instalación de la Unidad de Punta. Tal como se muestra en la tabla anterior, las localizaciones entre las Subestaciones Nueva Pan de Azúcar y Puerto Montt presentan un factor de planta entre 21% y 14% respectivamente, valor inferior al 24% definido como criterio para la instalación de una central solar fotovoltaica, las cuales se ubican en zonas geográficas con menor desarrollo de proyectos de energía renovable no convencional (ERNC) del tipo solar fotovoltaica de tamaño mayor o igual a 70 MW.

Por su parte, en el caso entre la zona de las subestaciones Nueva Pan de Azúcar y Puerto Montt, el Sistema de Evaluación Ambiental (www.sea.gob.cl) registra en proceso de admisión, en calificación o aprobación, un cantidad de proyectos del tipo y tamaño, solar fotovoltaico ≥ 70 MW, inferior a la zona comprendida al norte de la subestación Nueva Pan de Azúcar, lo cual probablemente resulta, dada la menor factibilidad técnica para el desarrollo de esta tecnología en dichas zonas geográficas del país.

Además, entre las zonas de las Subestaciones Pan de Azúcar y Puerto Montt se presenta una frecuencia de ocurrencia de nubosidad del orden del 17% y 30% respectivamente, lo cual es coincidente con el menor factor de planta indicado en los párrafos anteriores. Lo anterior permite concluir la menor factibilidad técnica de desarrollo de centrales solares fotovoltaicas en las zonas antes señaladas.

4.3 Subestaciones del SEN para el emplazamiento de un Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) Stand Alone

Para efectos de cálculo de costos de inversión y costos fijos de operación, se han incluido todas las otras subestaciones del SEN consideradas en este estudio, para así disponer de los costos de inversión (CAPEX) y costos fijos de operación (CFO) de la Unidad de Punta dado que un sistema BESS puede tomar energía desde la red a costo distinto de cero. Por lo anterior se ha considerado incluir todas las subestaciones estudiadas para el emplazamiento de un Sistema BESS lo que permitirá la determinación de los costos de inversión (CAPEX) y costos fijos de operación (CFO) de la Unidad de Punta.

Producto de lo anterior, los tamaños de la unidad generadora del tipo híbrida como son una Central Eólica y una Central Solar Fotovoltaica, ambas con Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) y los tamaños de Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) Stand Alone que se analizarán para la determinación de los costos de inversión (CAPEX) y costos fijos de operación (CFO) de la Unidad de Punta, en las distintas subestaciones del SEN se muestran en la tabla siguiente, marcadas con una X:

Tabla 12 Subestaciones del SEN, tamaños y tecnologías del tipo solar fotovoltaica + BESS, parque eólico + BESS y BESS stand alone candidatas para determinar costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta

Subestación del SEN	Central Eólica + Sistema BESS ³²			Central Solar Fotovoltaica + Sistema BESS ³³			Sistema BESS Stand Alone		
	70 MW	120 MW	150 MW	70 MW	120 MW	150 MW	70 MW	120 MW	150 MW
Roncacho 220 kV	-	-	-	X	X	X	X	X	X
Cóndores 220 kV	-	-	-	X	X	X	X	X	X
Nueva Pozo Almonte 220 kV	-	-	-	X	X	X	X	X	X
Lagunas 220 kV	-	-	-	X	X	X	X	X	X
Kimal 220 kV	-	-	-	X	X	X	X	X	X
Miraje 220 kV	-	-	-	X	X	X	X	X	X
Kapatur 220 kV	-	-	-	X	X	X	X	X	X
Parinas 220 kV	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Cumbres 220 kV	-	-	-	X	X	X	X	X	X
Illapa 220 kV	-	-	-	X	X	X	X	X	X
Nueva Cardones 220 kV	-	-	-	X	X	X	X	X	X
Nueva Maitencillo 220 kV	-	-	-	X	X	X	X	X	X
Nueva Pan de Azúcar 220 kV	-	-	-	-	-	-	X	X	X
Nogales 220 kV	-	-	-	-	-	-	X	X	X
Lo Aguirre 220 kV	-	-	-	-	-	-	X	X	X
Candelaria 220 kV	-	-	-	-	-	-	X	X	X
Entre Ríos 220 kV	X	X	X	-	-	-	X	X	X
Ciruelos 220 kV	X	X	X	-	-	-	X	X	X
Tineo 220 kV	X	X	X	-	-	-	X	X	X
Puerto Montt 220 kV	X	X	X	-	-	-	X	X	X

³² Se analizará también para cinco horas, en el caso de una central solar fotovoltaica + BESS (4 hr)

³³ Se analizará también para cinco horas, en el caso de un parque eólico + BESS (4 hr)

4.4 Subestaciones de los Sistemas Medianos Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams

De igual forma que lo establecido en el punto 4.2 anterior, respecto de las Subestaciones del SEN, se utilizarán como fuente de información para visualizar el estado de las subestaciones de los Sistemas Medianos de la Región de Magallanes, lo siguiente:

- Aplicación Google Earth Pro versión 7.3.6.9796 (64-bit);
- Información técnica de centrales generadoras, subestaciones, líneas de transmisión, etc. disponibles en la Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional;
- Archivo en formato kmz denominado SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL_V31 con la información de centrales de los SSMM entregada por el Coordinador;
- Resolución Exenta N° 16 de 2024 que Aprueba Informe Técnico Definitivo del Estudio de Planificación y Tarifación de los sistemas medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, cuadrienio 2022 – 2026³⁴; y,
- Anexos Resolución Exenta N° 16 de 2024³⁵

Todo lo anterior con el objetivo principal de conocer la información actualizada de centrales y subestaciones de los SSMM, analizar tanto los posibles espacios o terrenos disponibles para el emplazamiento de la central generadora (Unidad de Punta), como también la conexión eléctrica de la central generadora (Unidad de Punta) al respectivo SSMM.

Para el caso de los Sistemas Medianos de la Región de Magallanes (Pta. Arenas, Pto. Natales, Porvenir y Pto. Williams) no hay cambios topológicos en el sistema de transmisión, tampoco la incorporación de nuevas unidades generadoras. Por lo anterior, el Consultor ha utilizado la misma información de las visitas técnicas realizadas en el contexto del estudio de Determinación de los Costos de Inversión y Costos Fijos de Operación de la Unidad de Punta del año 2020.

A continuación, se realiza un análisis de los lugares propuestos y las condiciones necesarias para la instalación de la central generadora (Unidad de Punta), teniendo en consideración aspectos territoriales, logísticos y técnicos, lo cual permitirá determinar la factibilidad técnica de la instalación

³⁴ https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/01/Rex-aprueba-ITD-SSMM-Pta.-Arenas-Pto.-Natales-Porvenir-y-Pto.-Williams_VF.pdf

³⁵ https://comisionenergia-my.sharepoint.com/:u:/g/personal/onedrive-subdeptargedis_cne_cl/EdI5whLL1mBDmkJeTyfYX_EB-O0FDis-6pW1o1H4ZM-0IQ?e=d3qSYN

y conexión eléctrica de la central generadora (Unidad de Punta) a los SSMM de EDELMAG. Estos Sistemas Medianos corresponden a Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams.

Para estos Sistemas Medianos se revisó el recurso viento (parque eólico) en el caso de Punta Arenas, ya que el tamaño de la unidad de punta, que corresponde a 15 MW, es compatible con aerogeneradores comercialmente disponibles, los cuales hoy se encuentran sobre los 4 MW de potencia. El análisis del recurso eólico se acota solo para la Central Tres Puentes del Sistema Mediano de Punta Arenas, dado que en los otros Sistemas Medianos de la Región de Magallanes los tamaños necesarios de turbinas eólicas no están comercialmente disponibles, debido al menor tamaño de la Unidad de Punta requerida. Respecto al recurso solar, según lo analizado para el SEN, la zona sur del país y en el caso particular de la zona de Magallanes no es adecuada para la instalación de plantas solares fotovoltaicas.

4.4.1 Zona de la Subestación Tres Puentes

4.4.1.1 Ubicación de la Central Generadora

En el Sistema Mediano de Punta Arenas, existen tres empresas propietarias de las instalaciones de generación eléctrica. Sin embargo, para efectos del emplazamiento de la Unidad de Punta se ha considerado utilizar las instalaciones de la Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. (EDEL MAG), correspondiente al Sistema Mediano de Punta Arenas en particular la zona de la Central Tres Puentes, dado que esta dispone del equipamiento e infraestructura requerida (conexión a gasoducto, estanques de combustibles para petróleo diésel, subestación eléctrica, etc.) para la conexión de una nueva Unidad Generadora.

De acuerdo con lo anterior, el terreno considerado para la Unidad de Punta se muestra en Figura 127, el cual está ubicado al interior de la Central Tres Puentes dado que existe espacio suficiente para la instalación de la Unidad de Punta.

4.4.1.2 Aspectos Territoriales

Se detectan concesiones mineras de exploración en el área indicada.

Existen receptores de ruido cercanos a la central Tres Puentes. Adicionalmente se tienen antecedentes respecto a que instalaciones existentes consideran barreras acústicas, por lo es que es posible indicar que existen restricciones medioambientales relacionadas a ruido.

El área se encuentra dentro del límite urbano de Punta Arenas.

No se observan restricciones de propiedad fiscal.

4.4.1.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel: Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el suministro no presenta problemas dada la cercanía a centros de distribución. El más próximo está a 19 km aproximadamente (Terminal Cabo Negro ENAP).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para abatimiento de NO_x con combustión diésel, y además para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde el centro poblado más cercano, este es en la misma ciudad de Punta Arenas. Se puede también considerar la alternativa de explorar extracción de pozos profundos.

Gas natural: El suministro de Gas natural podrá ser tomado desde la misma Central Tres Puentes, considerando una aplicación del City Gate, conectándose a la unidad de punta por una tubería de 4" de 100 m de longitud.

Equipos Para la descarga de los equipos, se dispone del puerto de Punta Arenas. La distancia desde la Central Tres Puentes a Puerto es de aproximadamente 1 km.

4.4.1.4 Recurso Energético Primario

Recurso Viento: Respecto al potencial eólico del área se puede señalar que el sitio seleccionado cuenta con un ciclo diario de velocidad y frecuencia de vientos que sustenta la operación de una central eólica. Tal como se muestra en la Figura 129, el área del proyecto se ubica en un sector con vientos que promedian una velocidad media diaria de $9,7\pm0,5$ m/s, con un mínimo medio de $4,0\pm0,2$ m/s y un máximo medio de $15,7\pm0,8$ m/s, lo cual lo convierten en un sitio adecuado para la instalación de aerogeneradores debido a la alta velocidad medio diario y alta velocidad máximo diario del recurso viento en la zona.

En el Anexo 1 se adjunta una imagen (gráfico) del Recurso Viento del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

Figura 127. Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta – Tres Puentes



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.4.1.5 Ubicación Subestación Tres Puentes 11,5 kV

La Subestación Tres Puentes se encuentra ubicada en el sector de Tres Puentes al norte de la ciudad de Punta Arenas, Comuna de Punta Arenas, de la provincia de Magallanes de la XII Región de Magallanes y es parte de la Central Tres Puentes.

4.4.1.6 Aspectos Técnicos

La Subestación Tres Puentes está compuesta por patios de 11,5 kV, 13,8 kV y 66 kV, y la conexión de nuevas unidades de generación está contemplado que se realice a la barra de 11,5 kV. El patio de 11,5 kV presenta una configuración del tipo barra simple seccionada y está compuesto por celdas metálicas de media tensión alojadas en salas eléctricas, con un total de once paños en nivel de 11,5 kV todos de propiedad de EDELMAG.

Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 11,5 kV, según se muestra en la Figura 127 en virtud de los antecedentes se puede indicar lo siguiente:

- No existen posiciones disponibles en las celdas de 11,5 kV existentes.
- En la subestación Tres Puentes la conexión de las Turbinas a Gas existentes al sistema eléctrico es mediante el uso de salas eléctricas tipo contenedor, dentro de las cuales se aloja el equipo de maniobra correspondiente a celdas metálicas, de clase 15 kV.
- Existe espacio disponible para instalar una nueva sala eléctrica, la cual aloje el equipamiento para la Unidad de Punta.

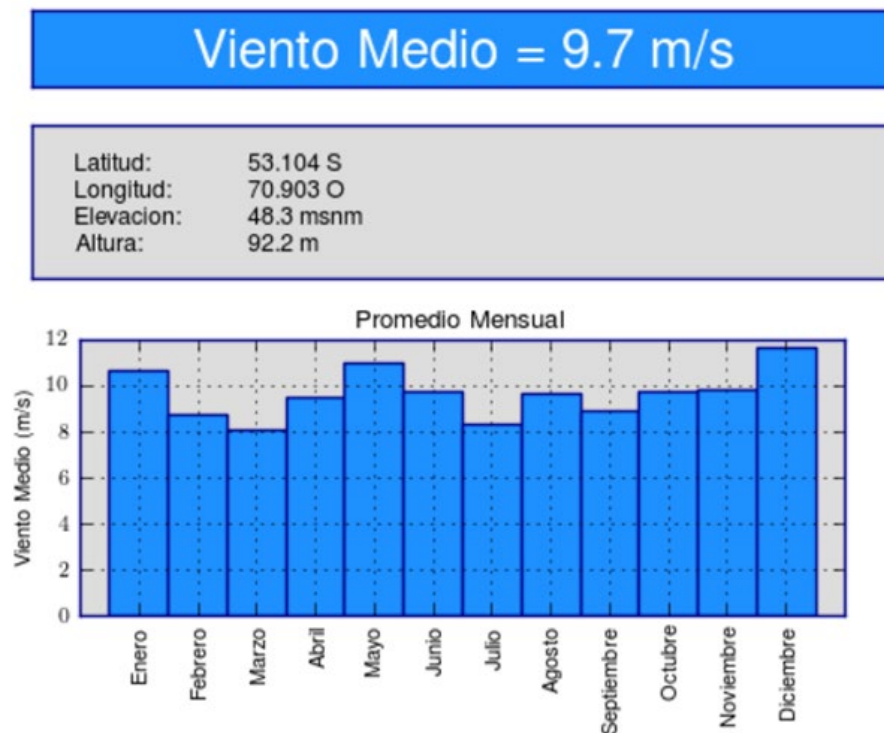
De lo anterior es posible concluir que la conexión es factible a la Subestación Tres Puentes, desde un punto de vista de disponibilidad de espacio, mediante el uso de celdas de media tensión de 11,5 kV alojadas en una sala eléctrica.

Figura 128. Sector emplazamiento Central y Subestación - Tres Puentes



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 129. Viento en la zona de la Subestación Tres Puentes



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 130. Subestación Tres Puentes



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Respecto de la tecnología del tipo central renovable con capacidad de almacenamiento, como es un parque eólico con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS), que utilizan como recurso energético primario el viento se ha considerado determinar algunos parámetros (valores) que permiten determinar la factibilidad técnica para analizar este tipo de tecnología para la Subestación Tres Puentes. Los parámetros (valores) corresponden a los siguientes:

- Velocidad Media Diaria (m/s), Velocidad Media Mínima (m/s), Velocidad Media Máxima (m/s), Velocidad media del viento (m/s) y la densidad de potencia, media (W/m^2) para el caso de un Parque Eólico.
- Generación eléctrica esperada (MWh/año) para el caso de un Parque Eólico.

Por lo anterior, en el cuadro siguiente se muestran los valores obtenidos de los parámetros antes señalados mediante los cuales a partir de ciertos valores (criterios) se ha considerado determinar el costo de inversión y costos fijos de operación para las tecnologías del tipo central renovable con capacidad de almacenamiento, en la subestación Tres Puentes como parte del SSMM de Punta Arenas. Los criterios (valores) utilizados para que una determinada subestación sea considerada factible para la instalación de la unidad de punta mediante un proyecto del tipo Central Eólica con capacidad de almacenamiento de energía mediante baterías son los siguientes:

Parque Eólico (se deben cumplir los tres criterios señalados más abajo).

- Velocidad Media Diaria (m/s) $\geq 5,0$ m/s; velocidad mínima media (m/s) $\geq 2,5$ m/s, y que la diferencia entre la velocidad medio máxima (m/s) y velocidad media mínima (m/s) sea $\leq 6,5$ m/s, de tal manera que la estacionalidad del recurso viento durante el año calendario no sea de un valor muy elevado.
- Velocidad media del viento (m/s) @100m $> 5,0$ m/s; y,
- Densidad de potencia media (W/m^2) @100m > 200 (W/m^2)

Producto de lo anterior, la tecnología y tamaño de la central Eólica con almacenamiento de energía mediante baterías que se analizará en las distintas subestaciones del SSMM se muestran en el cuadro siguiente:

Tabla 13 Subestación, tecnología y tamaño de sistema híbrido mediante parque eólico + BESS - Sistema Mediano Punta Arenas

Subestación	Central Eólica + BESS
Tres Puentes	12.4 MW-

El tamaño indicado corresponde al más cercano posible a 15 MW considerando turbinas eólicas de 6,2 MW. En relación con el tamaño del BESS, este se considera de 15 MW, dado el tamaño de la unidad de punta y con una capacidad de almacenamiento de 4 horas, es decir de 60 MWh.

4.4.2 Zona de la Subestación Puerto Natales

4.4.2.1 Ubicación de la Central Generadora

En el Sistema Mediano de Puerto Natales, existe solo una empresa propietaria de las instalaciones de generación eléctrica. Por lo anterior, para efectos del emplazamiento de la Unidad de Punta se ha considerado utilizar las instalaciones de la Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. (EDEL MAG), correspondiente al Sistema Mediano de Puerto Natales, en particular la zona de la Central Puerto Natales, dado que esta dispone del equipamiento e infraestructura requerida (conexión a gasoducto, estanques de combustibles para petróleo diésel, subestación eléctrica, etc.) para la conexión de una nueva Unidad Generadora.

De acuerdo con lo anterior, el terreno considerado para la Unidad de Punta se muestra en la Figura 131, el cual está ubicado al interior de la Central Puerto Natales dado que existe espacio suficiente para la instalación de la Unidad de Punta.

4.4.2.2 Aspectos Territoriales

Se detectan concesiones mineras de exploración en el área indicada.

Existen receptores de ruido cercanos a la central Puerto Natales. Adicionalmente se tienen antecedentes respecto a que instalaciones existentes consideran barreras acústicas, por lo es que es posible indicar que existen restricciones medioambientales relacionadas a ruido.

El área se encuentra dentro del límite urbano de Puerto Natales. No se observan restricciones de propiedad fiscal.

4.4.2.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel:	Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el suministro no presenta problemas dada la cercanía a centros de distribución. El más próximo está a 250 km aproximadamente (Terminal Cabo Negro ENAP).
Agua cruda:	El requerimiento de agua cruda para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde el centro poblado más cercano, este es en la misma ciudad de Puerto Natales. Se puede también considerar la alternativa de explorar extracción de pozos profundos.
Gas natural:	El suministro de Gas natural podrá ser tomado desde la misma Central Puerto Natales, considerando una aplicación del City Gate.
Equipos:	Para la descarga de los equipos, se dispone del puerto en la misma ciudad de Puerto Natales. La distancia a la Central Puerto Natales desde Puerto 1 km.

Figura 131. Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta - Puerto Natales



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.4.2.4 Ubicación Subestación Puerto Natales 13,2 kV

La Subestación Puerto Natales se encuentra ubicada en el extremo este de la ciudad de Puerto Natales, Comuna de Natales, de la provincia de Última Esperanza de la XII Región de Magallanes y es parte de la Central Puerto Natales.

4.4.2.5 Aspectos Técnicos

La subestación Puerto Natales está compuesta solo dos patios de 13,2 kV donde al patio principal se conectan varias unidades generadoras y cabeceras de alimentadores de distribución y un patio secundario donde se conectan solo unidades generadoras, lo cuales se interconectan mediante una línea de media tensión y una sala eléctrica contenerizada. Dichos patios son del tipo convencional y presentan una configuración del tipo barra simple, con un total de trece paños todos de propiedad de EDELMAG.

Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 13,2 kV, según se muestra en la

Figura 133, podemos comentar lo siguiente:

- No existen paños existentes disponibles en el patio de 13,2 kV.
- En el lado este del patio de 13,2 kV de la subestación existe espacio el cual permitiría ampliar la subestación con un paño de conexión adicional.

De lo anterior es posible concluir que la conexión es factible a la Subestación Puerto Natales, desde un punto de vista de disponibilidad de espacio, mediante el uso de un paño en 13,2 kV del tipo convencional.

Figura 132. Sector emplazamiento Central y Subestación - Puerto Natales



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 133. Subestación Puerto Natales



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.4.3 Zona de la Subestación Porvenir

4.4.3.1 Ubicación de la Central Generadora

En el Sistema Mediano de Porvenir, existe solo una empresa propietaria de las instalaciones de generación eléctrica. Por lo anterior, para efectos del emplazamiento de la Unidad de Punta se ha considerado utilizar las instalaciones de la Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. (EDEL MAG), correspondiente al Sistema Mediano de Porvenir, en particular la zona de la Central Porvenir, dado que esta dispone del equipamiento e infraestructura requerida (conexión a gasoducto, estanques de combustibles para petróleo diésel, subestación eléctrica, etc.) para la conexión de una nueva Unidad Generadora.

De acuerdo con lo anterior, el terreno considerado para la Unidad de Punta se muestra en la Figura 134, el cual está ubicado al interior de la Central Porvenir dado que existe espacio suficiente para la instalación de la Unidad de Punta.

4.4.3.2 Aspectos Territoriales

No se detectan concesiones mineras en el área indicada.

El área se encuentra dentro del límite urbano de Porvenir.

Si bien en la Central Porvenir existen receptores de ruido relativamente cercanos, no se cuentan con antecedentes que indiquen la necesidad de medidas de mitigación adicionales a las incluidas en el equipamiento de generación

No se observan restricciones de propiedad fiscal.

4.4.3.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel: Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el suministro no presenta problemas dada la cercanía a centros de distribución. El más próximo está a 21 millas náuticas (38,9 km) aproximadamente (Terminal Cabo Negro ENAP).

Agua cruda: El requerimiento de agua cruda para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde el centro poblado más cercano, este es en la misma ciudad de Porvenir. Se puede también considerar la alternativa de explorar extracción de pozos profundos.

Gas natural: El suministro de Gas natural podrá ser tomado desde la misma Central Porvenir, considerando una aplicación del City Gate.

Equipos:

Para la descarga de los equipos, se dispone del puerto de Punta Arenas y traslado por barcaza hasta Porvenir, distante a 21 millas náuticas (38,9 km) aproximadamente.

Figura 134. Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta - Porvenir



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.4.3.4 Ubicación Subestación Porvenir 13,2 kV

La Subestación Porvenir se encuentra ubicada en el extremo este de la ciudad de Porvenir, Comuna de Porvenir, de la provincia de Tierra del Fuego de la XII Región de Magallanes y es parte de la Central Porvenir.

4.4.3.5 Aspectos Técnicos

La subestación Porvenir está compuesta solo por un patio de 13,2 kV. Dicho patio es del tipo convencional y presenta una configuración del tipo barra simple seccionada, con un total de trece paños en nivel de 13,2 kV todos de propiedad de EDELMAG.

Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 13,2 kV, según se muestra en la Figura 136, podemos comentar lo siguiente:

- No existen paños existentes disponibles en el patio de 13,2 kV.

- En el patio de 13,2 kV de la subestación existe espacio, lo cual permite ampliar la subestación con un paño de conexión adicional.

De lo anterior es posible concluir que la conexión es factible a la Subestación Porvenir, desde un punto de vista de disponibilidad de espacio, mediante el uso de un paño en 13,2 kV del tipo convencional.

Figura 135. Sector emplazamiento Central y Subestación – Porvenir



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 136. Subestación Porvenir



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.4.4 Zona de la Subestación Puerto Williams

4.4.4.1 Ubicación de la Central Generadora

En el Sistema Mediano de Puerto Williams, existe solo una empresa propietaria de las instalaciones de generación eléctrica. Por lo anterior, para efectos del emplazamiento de la Unidad de Punta se ha considerado utilizar las instalaciones de la Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. (EDEL MAG), correspondiente al Sistema Mediano de Puerto Williams, en particular la zona de la Central Puerto Williams, dado que esta dispone del equipamiento e infraestructura requerida (estanques de combustibles para petróleo diésel, subestación eléctrica, etc.) para la conexión de una nueva Unidad Generadora.

De acuerdo con lo anterior, el terreno considerado para la Unidad de Punta se muestra en la Figura 137, el cual está ubicado al interior de la Central Puerto Williams dado que existe espacio suficiente para la instalación de la Unidad de Punta.

4.4.4.2 Aspectos Territoriales

No se detectan concesiones mineras en el área indicada. No se observan restricciones medio ambientales. No se detectan restricciones de Planificación Territorial. A 200 m se detecta zona de administración de propiedad fiscal.

4.4.4.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel:	Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el suministro podría presentar problemas de abastecimiento dada la lejanía del principal centro de distribución. El más próximo está a 34 horas de navegación aproximadamente, desde Punta Arenas (Terminal Cabo Negro ENAP). En particular para este SSMM la empresa propietaria (EDEL MAG) mantiene una capacidad de 60.000 lt en estanque de recepción de petróleo diésel. Por su parte, la capacidad del estanque de consumo es de 20.000 lt. La reposición se puede realizar semanalmente a través del ferry que navega entre la ciudad de Pta. Arenas y Pto. Williams, manteniendo siempre un stock de al menos 40.000 lt.
Agua cruda:	El requerimiento de agua cruda para producción de agua desmineralizada para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde el centro poblado más cercano, este es Puerto Williams. Se puede también considerar la alternativa de explorar extracción de pozos profundos.
Gas natural:	Combustible no disponible para esta ubicación.

Equipos: Para la descarga de los equipos, se dispone del puerto de Punta Arenas y traslado por barcaza hasta Puerto Williams (36 horas de navegación).

Figura 137. Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta - Puerto Williams



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.4.4.4 Ubicación Subestación Puerto Williams 13,2 kV

La Subestación Puerto Williams se encuentra ubicada al este de la ciudad de Puerto Williams, Comuna de Cabo de Hornos, de la provincia de la Antártica Chilena de la XII Región de Magallanes y es parte de la Central Puerto Williams.

4.4.4.5 Aspectos Técnicos

La subestación Puerto Williams está compuesta solo por un patio de 13,2 kV. Dicho patio es del tipo convencional y presenta una configuración del tipo barra simple seccionada, con un total de ocho paños en nivel de 13,2 kV todos de propiedad de EDELMAG.

Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 13,2 kV, según se muestra en la Figura 138, podemos comentar lo siguiente:

- No existen paños existentes disponibles en el patio de 13,2 kV

- En del patio de 13,2 kV de la subestación existe espacio, lo cual permite ampliar la subestación con un paño de conexión adicional.

De lo anterior es posible concluir que la conexión es factible a la Subestación Puerto Williams desde un punto de vista de disponibilidad de espacio, mediante el uso de un paño en 13,2 kV del tipo convencional.

Figura 138. Sector emplazamiento Central y Subestación - Puerto Williams



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.5 Subestaciones de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Puerto Cisnes, Cochamó y Hornopirén

De igual forma que lo establecido en el punto 4.2 anterior, se utilizarán como fuente de información para visualizar el estado de las subestaciones de los Sistemas Medianos de la Región de Aysén, lo siguiente:

- Aplicación Google Earth Pro versión 7.3.6.9796 (64-bit);
- Información técnica de centrales generadoras, subestaciones, líneas de transmisión, etc. disponibles en la Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional;
- Archivo en formato kmz denominado SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL_V31 con la información de centrales de los SSMM entregado por el Coordinador;
- Resolución Exenta N° 448 de 2024 que Aprueba Informe Técnico Final del Estudio de Planificación y Tarificación de los sistemas medianos de Aysén, Palena, General Carrera y Puerto Cisnes, cuadrienio 2022 – 2026³⁶;
- Anexos Resolución Exenta N° 448 de 2024³⁷;
- Resolución Exenta N° 449 de 2024 que Aprueba Informe Técnico Final del Estudio de Planificación y Tarificación del sistema mediano de Cochamó, cuadrienio 2022 – 2026³⁸;
- Anexos Resolución Exenta N° 449 de 2024³⁹;
- Resolución Exenta N° 450 de 2024 que Aprueba Informe Técnico Final del Estudio de Planificación y Tarificación del sistema mediano de Hornopirén, cuadrienio 2022 – 2026⁴⁰; y,
- Anexos Resolución Exenta N° 450 de 2024⁴¹.

Todo lo anterior con el objetivo principal de conocer la información actualizada de centrales y subestaciones de los SSMM, analizar tanto los posibles espacios o terrenos disponibles para el emplazamiento de la central generadora (Unidad de Punta), como también la conexión eléctrica de la central generadora (Unidad de Punta) al respectivo SSMM.

³⁶ <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/08/Rex-CNE-N-448-2024-aprueba-IT-FINAL-SSMM-Aysen-Palena-General-Carrera-y-Puerto-Cisnes.pdf>

³⁷ https://comisionenergia-my.sharepoint.com/:u:/g/personal/onedrive-subdeptargedis_cne_cl/ESCoyrmtbOVHuuEAtJDAvOwBHozmFuHrbjXt6G5SmQT-Ag?e=TYz0vo

³⁸ <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/08/Rex-CNE-N-449-2024-aprueba-IT-FINAL-SSMM-Cochamo.pdf>

³⁹ https://comisionenergia-my.sharepoint.com/:u:/g/personal/onedrive-subdeptargedis_cne_cl/EbYbVHiaHphOou4b0p_lYVsBuPcQZJ2B2zrV8YgAdm5wJg?e=T7fvgi

⁴⁰ <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/08/Rex-CNE-N-450-2024-aprueba-IT-FINAL-SSMM-Hornopiren.pdf>

⁴¹ https://comisionenergia-my.sharepoint.com/:u:/g/personal/onedrive-subdeptargedis_cne_cl/ERQwHuz2lwxNt2770R87PWobV8GK63YggXV9NpH54Un6qQ?e=8Fe9xN

Considerando que no existen cambios topológicos relevantes en las subestaciones de los SSMM de la Empresa Eléctrica de Aysén S.A. (EDELAYSEN), Empresa Eléctrica Cuchildeo SpA y de la Sociedad Generadora Austral S.A. (SAGESA), el Consultor ha utilizado la misma información de las visitas técnicas realizadas en el contexto del estudio de Determinación de los Costos de Inversión y Costos Fijos de Operación de la Unidad de Punta del año 2020. Adicionalmente, para el único nuevo Sistema Mediano incorporado en la determinación del costo de inversión y costo fijo de operación de la unidad de punta, que corresponde a Puerto Cisnes (Subestación Nuevo Reino) se ha obtenido información del Estudio tarifario de los Sistemas Medianos 2022 - 2026 e imágenes de la aplicación Google Earth Pro versión 7.3.6.9796 (64-bit).

A continuación, se realiza un análisis de los lugares propuestos y las condiciones necesarias para la instalación de la central generadora (Unidad de Punta), teniendo en consideración aspectos territoriales, logísticos y técnicos, lo cual permitirá determinar la factibilidad técnica de la instalación y conexión eléctrica de la central generadora (Unidad de Punta) a los SSMM de EDELAYSEN y SAGESA (Aysén, Palena, General Carrera, Puerto Cisnes y Cochamó), SAGESA y Empresa Eléctrica Cuchildeo SpA (Hornopirén).

Respecto al Gas Natural, se destaca que dicho combustible no está disponible para estos Sistema Medianos, por lo cual no se considera en el análisis.

4.5.1 Zona de la Subestación Chacabuco - Sistema Mediano Aysén

4.5.1.1 Ubicación de la Central Generadora

En el Sistema Mediano de Aysén, existen dos empresas propietarias de las instalaciones de generación eléctrica. La primera corresponde a Empresa Eléctrica San Víctor SPA, propietaria de la central hidroeléctrica San Víctor de 3,1 MW de potencia y la segunda corresponde a Empresa Eléctrica de Aysén S.A. (EDELAYSEN), propietaria de todas las otras instalaciones de generación y transmisión del Sistema Mediano de Aysén. Por lo anterior, para efectos del emplazamiento de la Unidad de Punta se ha considerado utilizar las instalaciones de la Empresa EDELAYSEN, en particular la zona de la Central Chacabuco, dado que esta dispone del equipamiento e infraestructura requerida (estanques de combustibles para petróleo diésel, subestación eléctrica, etc.) para la conexión de una nueva Unidad Generadora.

De acuerdo con lo anterior, el terreno considerado para la Unidad de Punta se muestra en la Figura 139, el cual está ubicado al interior de la Central Diésel Chacabuco dado que existe espacio suficiente para la instalación de la Unidad de Punta.

4.5.1.2 Aspectos Territoriales

Se detectan una concesión minera a 1 km de distancia. No se observan restricciones medio ambientales. No se detectan restricciones de Planificación Territorial. No se observan restricciones de propiedad fiscal.

4.5.1.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel:	Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el suministro no presenta problemas dada la cercanía a centros de distribución. El más próximo está a 6 km aproximadamente (Terminal Puerto Chacabuco Copec).
Agua cruda:	El requerimiento de agua cruda para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde el centro poblado más cercano., que corresponde a Coyhaique Se puede también considerar la alternativa de explorar extracción de pozos profundos.
Equipos	Para la descarga de los equipos y suministros, el puerto más cercano es Puerto Chacabuco, aproximadamente a 6 km.

Figura 139. Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta – Chacabuco (SSMM Aysén)



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.5.1.4 Ubicación Subestación Chacabuco

La Subestación Chacabuco que es parte de la Central Diésel Chacabuco está ubicada al Sur de la ciudad de Coyhaique, en la comuna de Coyhaique de la provincia de Coyhaique de la XI Región de Aysén.

4.5.1.5 Aspectos Técnicos

La subestación Chacabuco está compuesta solo por un patio de 33 kV. Dicho patio es del tipo convencional y presenta una configuración del tipo barra simple seccionada con un total de siete paños en nivel de 33 kV todos de propiedad de EDELAYSEN.

Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 33 kV, según se muestra en la Figura 140, podemos comentar lo siguiente:

- Se dispone de paños existentes disponibles en el patio de 33 kV para la conexión de nuevas unidades, incluyendo el transformador elevador respectivo.

De lo anterior es posible concluir que la conexión es factible a la Subestación Chacabuco, desde un punto de vista de disponibilidad de espacio, mediante el uso de un paño en 23 kV del tipo convencional.

Figura 140. Sector emplazamiento Central y Subestación – Chacabuco (SSMM Aysén)



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 141. Subestación Chacabuco (SSMM Aysén)



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.5.2 Zona de la Subestación Tehuelche - Sistema Mediano Aysén

4.5.2.1 Ubicación de la Central Generadora

En el Sistema Mediano de Aysén, existe solo una empresa propietaria de las instalaciones de generación eléctrica. Por lo anterior, para efectos del emplazamiento de la Unidad de Punta se ha considerado utilizar las instalaciones de la Empresa Eléctrica de Aysén S.A. (EDELAYSEN), correspondiente al Sistema Mediano de Aysén, en particular la zona de la Central Tehuelche, dado que esta dispone del equipamiento e infraestructura requerida (estanques de combustibles para petróleo diésel, subestación eléctrica, etc.) para la conexión de una nueva Unidad Generadora.

De acuerdo con lo anterior, el terreno considerado para la Unidad de Punta se muestra en la Figura 142, el cual está ubicado al interior de la Central Diésel Tehuelche dado que existe espacio suficiente para la instalación de la Unidad de Punta.

4.5.2.2 Aspectos Territoriales

No se detectan concesiones mineras en el área indicada. No se detectan restricciones de Planificación Territorial. No se observan restricciones de propiedad fiscal. Se detecta zona con plan de descontaminación: declarada zona saturada y latente por contaminación del aire, debido a material particulado respirable y partículas en suspensión.

4.5.2.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel:	Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el suministro no presenta problemas dada la cercanía a centros de distribución. El más próximo está a 84 km aproximadamente (Terminal Puerto Chacabuco Copec).
Agua cruda:	El requerimiento de agua cruda para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde el centro poblado más cercano. Se puede también considerar la alternativa de explorar extracción de pozos profundos.
Equipos:	Para la descarga de los equipos y suministros, el puerto más cercano es Puerto Chacabuco, aproximadamente a 84 km. El centro poblado más cercano es Coihaique, distante a 7 km.

Figura 142. Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta – Tehuelche (SSMM Aysén)



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.5.2.4 Ubicación Subestación Tehuelche

La Subestación Tehuelche, que es parte de la Central Diésel Tehuelche está ubicada al Sur de la ciudad de Coyhaique, en la comuna de Coyhaique de la provincia de Coyhaique de la XI Región de Aysén.

4.5.2.5 Aspectos Técnicos

La subestación Tehuelche está compuesta solo por un patio de 23 kV. Dicho patio es del tipo convencional y presenta una configuración del tipo barra simple seccionada con un total de catorce (14) paños en nivel de 23 kV todos de propiedad de EDELAYSEN.

Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 23 kV, según se muestra en la Figura 143, podemos comentar lo siguiente:

- No existen paños existentes disponibles en el patio de 23 kV.
- En del patio de 23 kV de la subestación existe espacio, lo cual permitiría ampliar la subestación con un paño de conexión adicional, tal cual se muestra en la figura más adelante.

De lo anterior es posible concluir que la conexión es factible a la Subestación Tehuelche, desde un punto de vista de disponibilidad de espacio, mediante el uso de un paño en 23 kV del tipo convencional.

Figura 143. Sector emplazamiento Central y Subestación – Tehuelche (SSMM Aysén)



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 144. Subestación Tehuelche (SSMM Aysén)



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.5.3 Zona de la Subestación Palena

4.5.3.1 Ubicación de la Central Generadora

En el Sistema Mediano de Aysén, existe solo una empresa propietaria de las instalaciones de generación eléctrica. Por lo anterior, para efectos del emplazamiento de la Unidad de Punta se ha considerado utilizar las instalaciones de la Empresa Eléctrica de Aysén S.A. (EDELAYSEN), correspondiente al Sistema Mediano de Palena, en particular la zona de la Central Palena, dado que esta dispone del equipamiento e infraestructura requerida (estanques de combustibles para petróleo diésel, subestación eléctrica, etc.) para la conexión de una nueva Unidad Generadora.

De acuerdo con lo anterior, el terreno considerado para la Unidad de Punta se muestra en la Figura 145, en el cual está ubicado al interior de la subestación Palena.

4.5.3.2 Aspectos Territoriales

No se detectan concesiones mineras en el área indicada. No se observan restricciones medio ambientales. No se detectan restricciones de Planificación Territorial. No se observan restricciones de propiedad fiscal.

4.5.3.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel:	Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el suministro no presenta problemas dada la cercanía a centros de distribución. El más próximo está a 217 km aproximadamente (Terminal Puerto Chacabuco Copec).
Agua cruda:	El requerimiento de agua cruda para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde el centro poblado más cercano. Se puede también considerar la alternativa de explorar extracción de pozos profundos.
Equipos	Para la descarga de los equipos y suministros, los puertos más cercanos son Puerto Chacabuco, aproximadamente a 217 km y Puerto Montt a 260 km aproximadamente.

Figura 145. Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta – Palena



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.5.3.4 Ubicación Subestación Palena

La Subestación Palena, que es parte de la Central Diésel Palena, está ubicada al Nor-Oeste de la localidad de La Junta en la comuna de Cisnes de la provincia de Aysén, XI Región de Aysén.

4.5.3.5 Aspectos Técnicos

La subestación Palena está compuesta por un patio de 23 kV. Dicho patio es del tipo convencional y presenta una configuración del tipo barra simple seccionada con un total de tres paños en nivel de 23 kV, todos de propiedad de EDELAYSEN.

Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 23 kV, según se muestra en la Figura 146, podemos comentar lo siguiente:

- No existen paños existentes disponibles en el patio de 23 kV.
- En del patio de 23 kV de la subestación existe espacio, lo cual permitiría ampliar la subestación con un paño de conexión adicional.

De lo anterior es posible concluir que la conexión es factible a la Subestación Palena, desde un punto de vista de disponibilidad de espacio, mediante el uso de un paño en 23 kV del tipo convencional.

Figura 146. Sector emplazamiento Central y Subestación – Palena



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.5.4 Zona de la Subestación Chile Chico - Sistema Mediano General Carrera

4.5.4.1 Ubicación de la Central Generadora

En el Sistema Mediano de General Carrera, existe solo una empresa propietaria de las instalaciones de generación eléctrica. Por lo anterior, para efectos del emplazamiento de la Unidad de Punta se ha considerado utilizar las instalaciones de la Empresa Eléctrica Aysén S.A. (EDELAYSEN), correspondiente al Sistema Mediano de General Carrera, en particular la zona de la Central Chile Chico, dado que esta dispone del equipamiento e infraestructura requerida (estanques de combustibles para petróleo diésel, subestación eléctrica, etc.) para la conexión de una nueva Unidad Generadora.

De acuerdo con lo anterior, el terreno considerado para la Unidad de Punta se muestra en la Figura 147, el cual está ubicado al interior de la Central Diésel Chile Chico dado que existe espacio suficiente para la instalación de la Unidad de Punta.

4.5.4.2 Aspectos Territoriales

No se detectan concesiones mineras en el área indicada. No se observan restricciones medio ambientales. No se detectan restricciones de Planificación Territorial. No se observan restricciones de propiedad fiscal.

4.5.4.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel:	Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el suministro no presenta problemas dada la cercanía a centros de distribución. El más próximo está a 135 km aproximadamente (Terminal Puerto Chacabuco Copec).
Agua cruda:	El requerimiento de agua cruda para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde el centro poblado más cercano. Se puede también considerar la alternativa de explorar extracción de pozos profundos.
Equipos:	Para la descarga de los equipos y suministros, el puerto más cercano es Puerto Chacabuco, aproximadamente a 135 km.

Figura 147. Sector emplazamiento Central, Subestación Chile y Unidad de Punta – Chile Chico (SSMM General Carrera)



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.5.4.4 Ubicación Subestación Chile Chico

La Subestación Chile Chico, que es parte de la Central Diésel Chile Chico está ubicada al Oeste de la localidad de Chile Chico, en la comuna de Chile Chico de la provincia de General Carrera de la XI Región de Aysén.

4.5.4.5 Aspectos Técnicos

La subestación Chile Chico está compuesta por un patio de 23 kV. Dicho patio es del tipo convencional y presenta una configuración del tipo barra simple seccionada con un total de diez (10) paños en nivel de 23 kV todos de propiedad de EDELAYSEN.

Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 23 kV, según se muestra en la figura de más adelante, podemos comentar lo siguiente:

- No existen paños existentes disponibles en el patio de 23 kV.
- En del patio de 23 kV de la subestación existe espacio, lo cual permite ampliar la subestación con un paño de conexión adicional, tal cual se muestra en la Figura 148.

De lo anterior es posible concluir que la conexión es factible a la Subestación Chile Chico, desde un punto de vista de disponibilidad de espacio, mediante el uso de un paño en 23 kV del tipo convencional.

Figura 148. Sector emplazamiento Central y Subestación - Chile Chico (SSMM General Carrera)



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 149. Subestación Chile Chico (SSMM General Carrera)



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.5.5 Zona de la Subestación Nuevo Reino - Sistema Mediano Puerto Cisnes

4.5.5.1 Ubicación de la Central Generadora

En el Sistema Mediano de Puerto Cisnes, existe solo una empresa propietaria de las instalaciones de generación eléctrica. Por lo anterior, para efectos del emplazamiento de la Unidad de Punta se ha considerado utilizar las instalaciones de la Empresa Eléctrica Aysén S.A. (EDELAYSEN), correspondiente al Sistema Mediano de Puerto Cisnes, en particular la zona de la Central Hidroeléctrica Nuevo Reino, dado que esta dispone del equipamiento e infraestructura requerida (estanques de combustibles para petróleo diésel, subestación eléctrica, etc.) para la conexión de una nueva Unidad Generadora.

De acuerdo con lo anterior, el terreno considerado para la Unidad de Punta se muestra en la Figura 150, el cual está ubicado al interior de la Central Hidroeléctrica Nuevo Reino dado que existe espacio suficiente para la instalación de la Unidad de Punta.

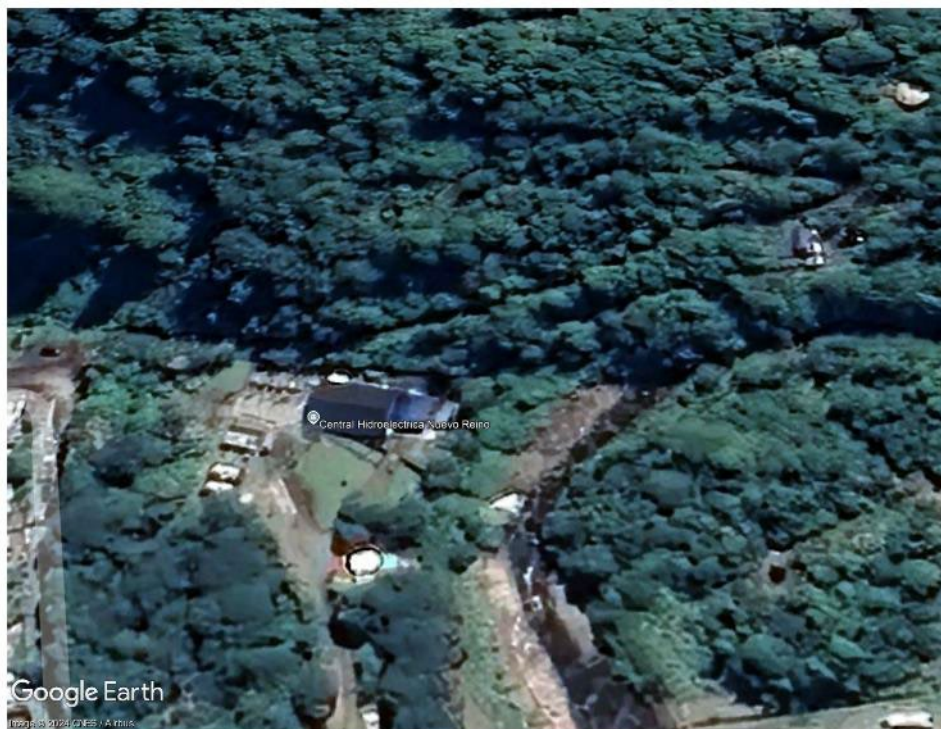
4.5.5.2 Aspectos Territoriales

No se detectan concesiones mineras en el área indicada No se observan restricciones medio ambientales. No se detectan restricciones de Planificación Territorial. No se observan restricciones de propiedad fiscal.

4.5.5.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel:	Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el suministro no presenta problemas dada la cercanía a centros de distribución. El más próximo está a 164 km aproximadamente (Terminal Puerto Chacabuco Copec).
Agua cruda:	El requerimiento de agua cruda para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde el centro poblado más cercano (Puerto Cisnes). Se puede también considerar la alternativa de explorar extracción de pozos profundos.
Equipos:	Para la descarga de los equipos y suministros, el puerto más cercano es Puerto Chacabuco, aproximadamente a 164 m.

Figura 150. Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta – Nuevo Reino (SSMM Puerto Cisnes)



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.5.5.4 Ubicación Subestación Nuevo Reino

La Subestación Nuevo Reino, que es parte de la Central Diésel Nuevo Reino está ubicada al Noreste de la localidad de Puerto Cisnes, en la comuna de Cisnes de la provincia de Aysén de la XI Región de Aysén.

4.5.5.5 Aspectos Técnicos

La subestación Nuevo Reino está compuesta por un patio de 23 kV. Dicho patio es del tipo convencional y presenta una configuración del tipo barra simple con un total de diez paños en nivel de 23 kV todos de propiedad de EDELAYSEN.

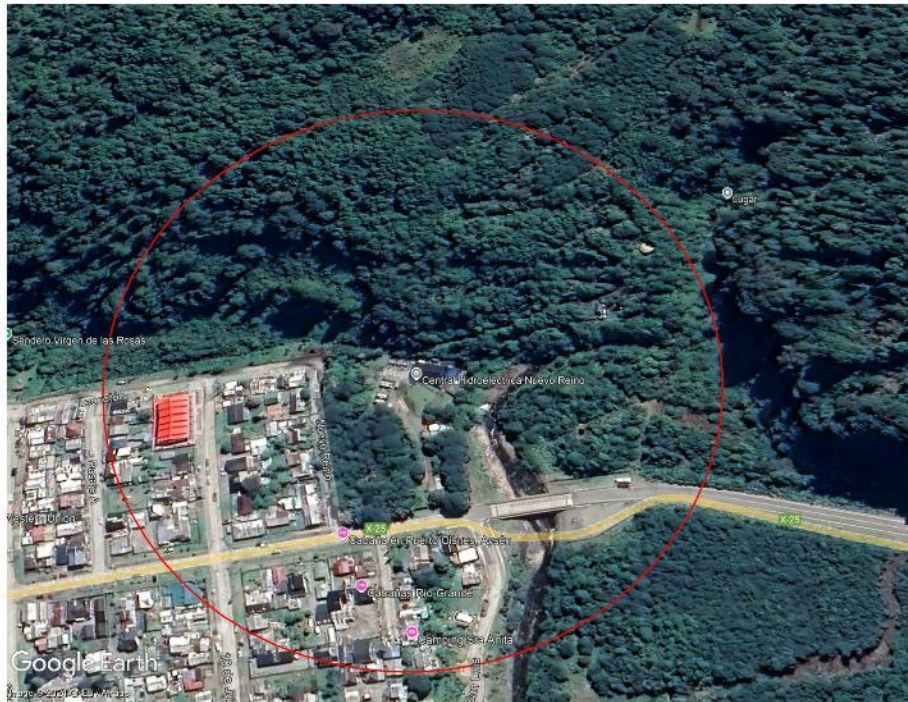
Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 23 kV, según se muestra en la figura de más adelante, podemos comentar lo siguiente:

- No existen paños existentes disponibles en el patio de 23 kV.

- En el patio de 23 kV de la subestación existe espacio, lo cual permite ampliar la subestación con un paño de conexión adicional, tal cual se muestra en la Figura 151.

De lo anterior es posible concluir que la conexión es factible a la Subestación Nuevo Reino, desde un punto de vista de disponibilidad de espacio, mediante el uso de un paño en 23 kV del tipo convencional.

Figura 151. Sector emplazamiento Central y Subestación – Nuevo Reino (SSMM Puerto Cisnes)



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.5.6 Zona de la Subestación Hornopirén

4.5.6.1 Ubicación de la Central Generadora

En el Sistema Mediano de Aysén, existe al menos dos empresas propietarias de las instalaciones de generación eléctrica. Por lo anterior, para efectos del emplazamiento de la Unidad de Punta se ha considerado utilizar las instalaciones de la Empresa Sociedad Austral de Generación Eléctrica S.A. (SAGESA), correspondiente al Sistema Mediano de Hornopirén, en particular la zona de la Central Hornopirén, dado que esta dispone del equipamiento e infraestructura requerida (estanques de combustibles para petróleo diésel, subestación eléctrica, etc.) para la conexión de una nueva Unidad Generadora.

De acuerdo con lo anterior, el terreno considerado para la Unidad de Punta se muestra en la Figura 152, el cual está ubicado al interior de la Central Diésel Hornopirén dado que existe espacio suficiente para la instalación de la Unidad de Punta.

4.5.6.2 Aspectos Territoriales

Se detectan concesiones mineras de exploración en el área indicada. No se observan restricciones medio ambientales. No se detectan restricciones de Planificación Territorial. Se encuentra el Parque Nacional Hornopirén a 7 km de distancia.

4.5.6.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel:	Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el suministro más próximo está a 166 km aproximadamente (Terminal Pureo Copec Pto. Montt).
Agua cruda:	El requerimiento de agua cruda para reserva del sistema contra incendio, deberá ser cubierto por camiones aljibes obtenidos desde el centro poblado más cercano. Se puede también considerar la alternativa.
Equipos:	Para la descarga de los equipos y suministros, el puerto más cercano es Puerto Montt, aproximadamente a 150 km.

Figura 152. Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta – Hornopirén



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.5.6.4 Ubicación Subestación Hornopirén

La Subestación Hornopirén, que es parte de la Central Diésel Hornopirén está ubicada al Nor-Oeste de la localidad de Hornopirén, en la comuna de Hualaihué de la provincia de Palena de la X Región de los Lagos.

4.5.6.5 Aspectos Técnicos

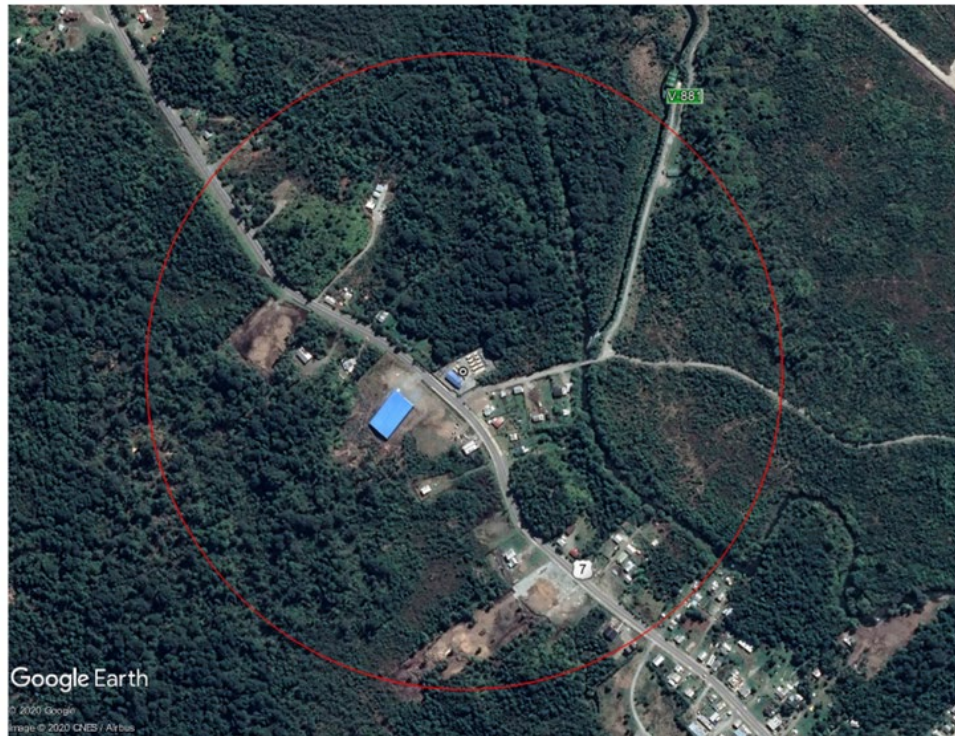
La subestación Hornopirén está compuesta solo por un patio de 13,2 kV. Dicho patio es del tipo convencional y presenta una configuración del tipo barra simple seccionada con un total de once (11) paños en nivel de 13,2 kV todos de propiedad de SAGESA.

Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 13,2 kV, según se muestra en la Figura 154, podemos comentar lo siguiente:

- Se dispone de paños existentes disponibles en el patio de 13,2 kV para la conexión de nuevas unidades.

De lo anterior es posible concluir que la conexión es factible a la Subestación Hornopirén, desde un punto de vista de disponibilidad de espacio, mediante el uso de un paño en 13,2 kV del tipo convencional.

Figura 153. Sector emplazamiento Central y Subestación – Hornopirén



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 154. Subestación Hornopirén



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.5.7 Zona de la Subestación Cochamó

4.5.7.1 Ubicación de la Central Generadora

En el Sistema Mediano de Aysén, existe solo una empresa propietaria de las instalaciones de generación eléctrica. Por lo anterior, para efectos del emplazamiento de la Unidad de Punta se ha considerado utilizar las instalaciones de la Empresa Sociedad Austral de Generación Eléctrica S.A. (SAGESA), correspondiente al Sistema Mediano de Cochamó, en particular la zona de la Central Cochamó, dado que esta dispone del equipamiento e infraestructura requerida (estanques de combustibles para petróleo diésel, subestación eléctrica, etc.) para la conexión de una nueva Unidad Generadora.

De acuerdo con lo anterior, el terreno considerado para la Unidad de Punta se muestra en la Figura 155, el cual está ubicado al interior de la Central Diésel Cochamó dado que existe espacio suficiente para la instalación de la Unidad de Punta.

4.5.7.2 Aspectos Territoriales

No se detectan concesiones mineras en el área indicada. No se observan restricciones medio ambientales. No se detectan restricciones de Planificación Territorial. No se observan restricciones de propiedad fiscal.

4.5.7.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diésel: Considerando la ubicación geográfica de la unidad de punta, el suministro desde el centro de distribución más próximo está a 165 km (Terminal Pureo Copec Pto. Montt).

Equipos: Para la descarga de los equipos y suministros, el puerto más cercano es Puerto Montt, aproximadamente a 110 km.

Figura 155. Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta – Cochamó



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

4.5.7.4 Ubicación Subestación Cochamó

La Subestación Cochamó, que es parte de la Central Diésel Cochamó, está ubicada al norte de la localidad de Cochamó, en la comuna de Cochamó de la provincia de Llanquihue de la X Región de los Lagos.

4.5.7.5 Aspectos Técnicos

La subestación Cochamó está compuesta solo por un patio de 13,2 kV. Dicho patio es del tipo convencional y presenta una configuración del tipo barra simple con un total de seis paños en nivel de 13,2 kV todos de propiedad de SAGESA.

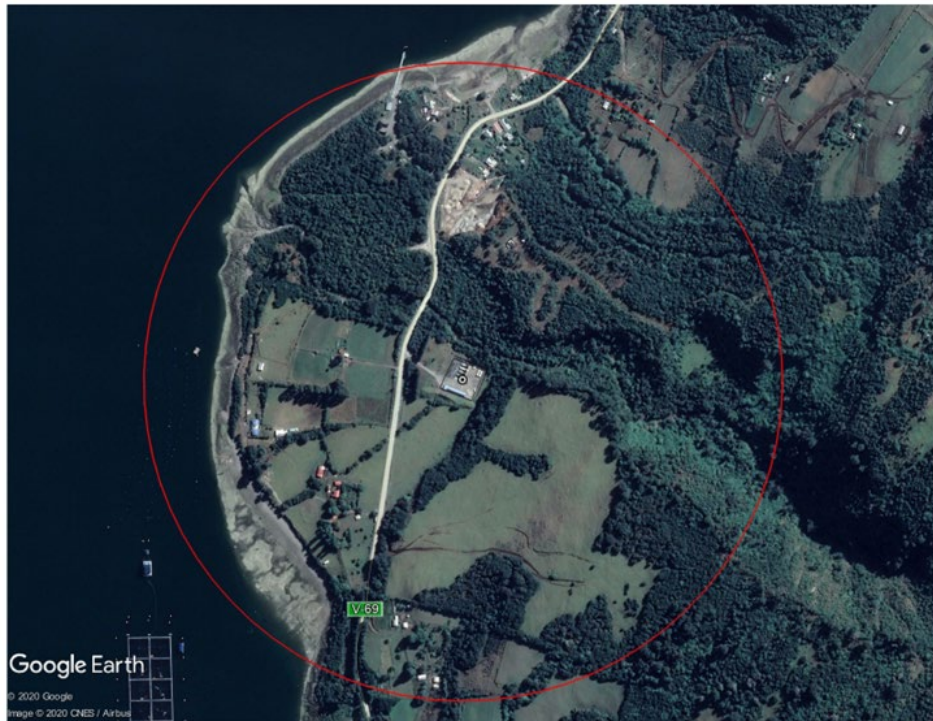
Respecto a los espacios o terrenos disponibles para un nuevo paño de conexión (adicional) en el patio de 13,2 kV, según se muestra en la

Figura 157, podemos comentar lo siguiente:

- Se dispone de paños existentes disponibles en el patio de 13,2 kV para la conexión de nuevas unidades.

De lo anterior es posible concluir que la conexión es factible a la Subestación Cochamó, desde un punto de vista de disponibilidad de espacio, mediante el uso de un paño en 13,2 kV del tipo convencional.

Figura 156. Sector emplazamiento Central y Subestación – Cochamó



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 157. Subestación Cochamó



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

5. DISEÑO DETALLADO DE LOS PROYECTOS A ANALIZAR, IDENTIFICANDO LOS REQUERIMIENTOS Y EQUIPOS PRINCIPALES

5.1 Central Generadora del tipo Turbina a Gas en Ciclo Simple o Abierto (TG CA) de 70 MW, 120 MW y 150 MW

En la presente sección se describe el diseño para una Central Generadora del tipo Turbina a Gas en Ciclo Simple o Abierto (TG CA) de 70 MW, 120 MW y 150 MW.

5.1.1 Requerimientos de espacio

Los requerimientos de espacio físico (terrenos) necesarios para la instalación de una Central Generadora del tipo Turbina a Gas en Ciclo Abierto o Simple (TG CA) de tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW se obtienen a partir del Plano de Disposición General (Layout incorporado en el Anexo 2 de este documento) para cada uno de los tamaños antes indicados, el cual considera, entre otros, equipamiento principal (Turbinas a Gas que incluye generador eléctrico), sistemas del Balance de Planta (BOP) (mecánicos y eléctricos) y las Obras Civiles relacionadas con las instalaciones de operación y caminos interiores. Adicionalmente, la disposición general considera también la conexión a una subestación de salida en nivel de 220 kV que incluye los equipos de maniobras para la interconexión a la línea de transmisión la cual se conectará al Sistema Eléctrico Nacional.

Las superficies de terrenos requeridos que permiten la instalación de la Central Generadora (Unidad de Punta), mediante la tecnología del tipo Turbina a Gas en Ciclo Abierto o Simple (TG CA) de los tamaños antes indicados, son las siguientes:

Tabla 14 Tamaño (MW), nivel de tensión, área requerida (terreno) Unidad de Punta – Tecnología del tipo TG CA

Tamaño (MW)	Nivel Tensión (kV)	Terreno m ² (hectareas)	Referencia Plano de Disposición (Layout)
70MW	220	13.120 (1,312)	Ver plano CNE-24-001-500
120 MW	220	13.735 (1,374)	Ver plano CNE-24-001-501
150 MW	220	13.940 (1,394)	Ver plano CNE-24-001-502

5.1.2 Equipamiento principal

El equipamiento requerido de acuerdo con la disposición general de la Central Generadora (Turbina a Gas en Ciclo Abierto o Simple TG CA) se muestra en el Anexo 2, el cual se compone de:

- Turbina de combustión: Se trata de un modelo estándar con sus secciones de compresión de aire, cámaras de combustión y turbina. Incluye el sistema de entrada de aire (con filtros y silenciador), los sistemas de instrumentación y control, el sistema de lubricación, una caja reductora de velocidad (según el diseño del fabricante) y todos los subsistemas necesarios para su operación óptima. El sistema de combustión es dual, lo que le permite operar con gas natural y diésel.
- Generador eléctrico: Equipado con sus sistemas correspondientes de excitación y regulación de voltaje. Incluye sistemas de lubricación y enfriamiento del estator.
- Sistema de enfriamiento: Consiste en un circuito cerrado de agua desmineralizada, impulsada por bombas, para abastecer a los sistemas que requieren enfriamiento. Cuenta con un estanque de expansión y un intercambiador de calor o aerofriador que utiliza aire forzado para reducir la temperatura del agua.
- Sistema de control: Su diseño busca una operación centralizada a través de Controladores Lógicos Programables (PLC) y un Sistema de Control Distribuido (DCS). El DCS integra y analiza los datos operacionales de la turbina de combustión, el sistema de distribución de gas y el resto de los equipos (Balance of Plant, o BOP). El sistema de control principal se ubicará en el edificio de administración, con los equipos electrónicos en una sala adyacente. Una interfaz del DCS con el sistema propio de control de la turbina permitirá arranques y paradas (normales y de emergencia) de forma remota. También se incluyen sistemas de sincronización automática
- Chimenea para gases de combustión: Incorpora un silenciador. Su altura depende del modelo, del fabricante y de las especificaciones del proyecto. Las alturas estimadas son 20 m para 70 MW, 30 m para 120 MW y 35 m para 150 MW.
- Interruptor de generador: se considera para un nivel de tensión de 13,8 kV⁴² (clase 15 kV) o estándar del fabricante con una capacidad nominal de corriente de aproximadamente 4 kA, 6 kA y 7 kA para los tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW respectivamente.
- Transformador de servicios auxiliares: Transforma el voltaje desde el nivel de generación (típicamente 15 kV) a la media tensión de distribución (típicamente 6.6 kV). El transformador es trifásico, sumergido en aceite mineral, con refrigeración ONAN. Su capacidad máxima aproximada es de 2 MVA (70 MW), 2.5 MVA (120 MW) y 2.5 MVA (150 MW).
- Ductos de barras de fases segregadas: contempladas para un nivel de tensión de 15 kV (clase 15 kV) con una capacidad nominal de corriente de aproximadamente 4 kA, 6 kA y 7 kA para los tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW respectivamente.

⁴²Los antecedentes que utiliza el Consultor para señalar que típicamente el nivel de tensión es de 13,8 kV en bornes del generador, para la tecnología del tipo turbina a gas, es la información recopilada de las cotizaciones informativas recibidas de los fabricantes o representantes locales de las principales marcas de este tipo de tecnología. Esta tensión depende del fabricante y el tamaño de la turbina y el rango de valores tipo va desde 11 kV hasta 20 kV. En cualquier caso, esta definición no tiene incidencia en los cálculos realizados.

El BOP⁴³ se compone principalmente de las siguientes instalaciones:

- Pozos profundos y motobombas para la captación de aguas subterráneas, en caso de existir disponibilidad de recursos de aguas subterráneas o superficiales.
- Estanque de agua cruda con sus bombas correspondientes, para almacenamiento de agua desde pozos profundos o recepción de agua en camiones aljibes y para alimentación de la planta desmineralizadora u otros eventuales requerimientos. Este estanque contiene, además, la reserva de la red del sistema contraincendio. La capacidad estimada será de 760 m³, 1.320 m³ y 1.680 m³ para los tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW respectivamente, calculada para una operación semanal de 4 horas diarias durante 5 días. Para estimar esta capacidad, se consideró el consumo de agua desmineralizada que utilizará la turbina de combustión, para el abatimiento de NO_x, en función del consumo de petróleo diésel.
- Planta de agua desmineralizada. Se contempla la instalación de una planta con una capacidad estimada de 120 m³/día, 210 m³/día y 260 m³/día para los tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW respectivamente. Esta capacidad ha sido calculada para cubrir el requerimiento de abatimiento de NO_x en la turbina de combustión y consumos propios de la planta desmineralizadora. Esta planta será del tipo Osmosis Inversa para el pre-tratamiento del agua de pozo, para luego realizar una desmineralización fina en una planta modular de electrodeionización (EDI).
- Estanque de agua desmineralizada, para los requerimientos de agua para el abatimiento de NO_x, cuando se use petróleo diésel como combustible. La capacidad de este estanque será de 550 m³, 950 m³ y 1.200 m³ para los tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW respectivamente, estimada para cubrir el abatimiento de NO_x para el uso de diésel por 4 h/día por 5 días.
- Sistema contra incendios. Comprende una red presurizada de agua, con una bomba eléctrica, una motobomba a petróleo diésel y una bomba joker, para mantener el sistema presurizado. Esta red tendrá estaciones para conexión de mangueras contraincendio, además de la conexión al anillo de refrigeración y monitor contraincendio del estanque de petróleo diésel. Deberá cumplir con los estándares de la NFPA⁴⁴ para este tipo de instalaciones. Como se menciona precedentemente, el estanque soporte de la red es el estanque de agua cruda.
- Tratamiento de RILes⁴⁵. Corresponderá a una planta o proceso que permita que la disposición de las aguas residuales cumpla con el D.S. 90/2000 de MINSEGPRES.
- Planta de tratamiento de aguas servidas. Los efluentes líquidos domésticos serán dispuestos en el sistema de alcantarillado que tendrá la Unidad de Punta y tratados con una planta de tratamiento modular de aguas servidas, mediante el sistema de lodos activados (Ecojet). Este

⁴³ Para los distintos ítems del BOP mecánico se estimaron volúmenes y capacidades indicados en la presente sección. Los precios unitarios asociados fueron estimados en base a referencias del Consultor para proyectos similares.

⁴⁴ National Fire Protection Association

⁴⁵ Residuos líquidos industriales

tipo de planta es de tipo prefabricada, existente en el mercado y de amplio uso. El diseño y proceso de estas plantas garantiza que las aguas tratadas cumplan con la NCh 1.333/78 para Agua de Riego y con el D.S. N° 90/2000 de MINSEGPRES.

- Instalaciones de recepción de gas natural. Comprende una tubería de conexión al gaseoducto cercano, además de una estación receptora de medición, regulación y acondicionadora de GN, para suplir consumo estimado de gas natural de la turbina de 17.927 Nm³/h, 30.460 Nm³/h y 37.742 Nm³/h para los tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW respectivamente. Para determinar el consumo estimado de gas natural se consideró el Heat Rate bruto promedio de unidades de 70 MW, 120 MW y 150 MW de diferentes fabricantes. Estos sistemas pueden requerir de un equipo de calentamiento del gas, para prevenir congelamiento por expansión en las cañerías.
- Estanque de petróleo diésel con estación receptora para camiones estanke. La capacidad estimada será de 550 m³, 950 m³ y 1.200 m³, calculada para una operación semanal de 4 horas diarias durante 5 días, para un consumo estimado de 17 t/h, 29 t/h y 36,6 t/h para tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW respectivamente. Para este cálculo se consideró el Heat Rate bruto promedio de unidades de 70 MW, 120 MW y 150 MW de diferentes fabricantes. Contará con un rack de filtrado y bombeo de petróleo diésel a la turbina de combustión. Este estanque deberá tener un pretil de contención de derrames cumpliendo la normativa vigente y tanto el estanque como sus instalaciones de recepción y bombeo deberá ser recepcionado por la SEC.
- Sistema de aire comprimido. El sistema de aire comprimido suministra aire comprimido tanto para servicios generales de la planta (aire de servicios) como aire comprimido filtrado y seco para instrumentos (aire de regulación).
- Sistemas eléctricos auxiliares: Los sistemas eléctricos auxiliares suministran energía eléctrica a los distintos consumos del BOP. Dicho sistema considera celdas de media tensión, alimentadas desde el transformador de servicios auxiliares de la unidad, desde donde se entrega energía eléctrica al partidor de la turbina y, mediante un transformador, al centro de distribución de Baja Tensión (BT). Desde el centro de distribución de BT se alimentan los centros de control de motores (CCMM) y los tableros de fuerza y alumbrado de la central. Adicionalmente se dispondrá de baterías y cargadores de baterías en 125 VDC para la alimentación de los consumos en corriente continua, junto con inversores de 120 VAC, para proveer potencia a equipos críticos.
- Edificio de administración, taller, bodega, casa de cambio, comedor, sala de control subestación.
- Control de acceso.

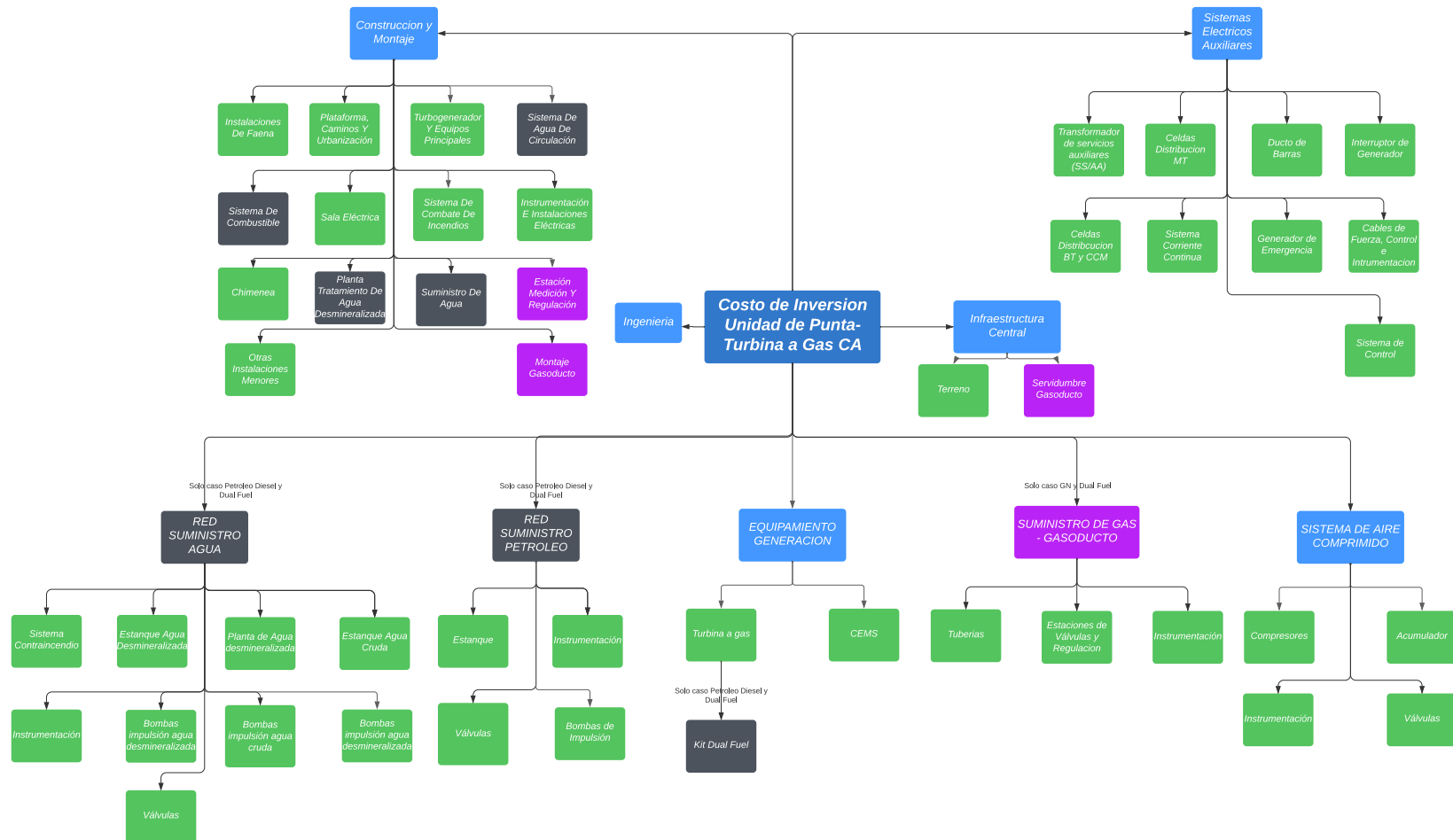
Para los distintos ítems del BOP mecánico se estiman volúmenes y capacidades indicados en la presente sección. Los precios unitarios asociados fueron estimados en base a referencias del Consultor para proyectos similares.

El Anexo 2 muestra la disposición general de la Unidad de Punta (Turbina a Gas en Ciclo Simple o Abierto – TG CA) para los tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW, considerando que el paño de conexión al sistema eléctrico correspondiente será en nivel de 220 kV.

- Tamaño 70 MW: CNE-24-001-500
- Tamaño 120 MW: CNE-24-001-501
- Tamaño 150 MW: CNE-24-001-502

La estructura de costos considerada para la Central Generadora del tipo Turbina a Gas en Ciclo Simple o Abierto (TG CA) de 70 MW, 120 MW Y 150 MW se muestra en el siguiente mapa conceptual.

Figura 158. Mapa Conceptual Estructura Partidas de Costos -Turbina a Gas



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

5.2 Central Generadora del tipo Híbrida – Parque Eólico más un Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) de tamaño 70 MW, 120 MW y 150 MW

En la presente sección se describe el diseño para una Central Generadora del tipo Híbrida – Parque Eólico más un Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) de tamaño 70 MW, 120 MW y 150 MW.

5.2.1 Requerimientos de espacio

Los requerimientos de espacio físico (terreno) necesario para la instalación de la Central Generadora (Unidad de Punta) del tipo híbrida constituido por un Parque Eólico más un Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) de tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW se obtiene a partir del plano de Disposición General (Layout incorporado en el Anexo 2 de este documento) el que considera entre otros, el equipamiento principal (Aerogeneradores, transformadores de poder y celdas de media tensión), las obras civiles como son las plataformas de los aerogeneradores y obras civiles relacionadas con sala de control y caminos interiores. Adicionalmente, esta disposición considera la subestación de salida en nivel de media tensión que incluye los equipos de maniobra para la conexión a la línea de transmisión la cual se conectará al sistema eléctrico correspondiente.

Las superficies de terrenos requeridos que permiten la instalación de la Central Generadora (Unidad de Punta) del tipo híbrida mediante un Parque Eólico más un Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS), de tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW, son las siguientes:

Tabla 15 Tamaño (MW) Unidad de Punta, Nivel de Tensión, Área requerida (terreno) y Referencia de Plano – Sistema híbrido del tipo parque eólico con sistema BESS en el SEN

Tamaño (MW)	Nivel Tensión (kV)	Terreno m ² (hectareas)	Referencia Plano de Disposición (Layout)
70 MW	220	201.800 (201,8)	Ver plano CNE-24-001-503
120 MW	220	350.000 (305,0)	Ver plano CNE-24-001-504
150 MW	220	491.400 (491,4)	Ver plano CNE-24-001-505

5.2.2 Equipamiento principal

El equipamiento principal de una Central Generadora del tipo híbrida constituida mediante un Parque Eólico más un Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) se muestra en el Anexo 2 en la disposición general, el cual se compone de:

- Aerogeneradores. Este posee una estructura compuesta por una torre de soporte, un rotor con tres aspas y una góndola equipada con un anemómetro y una veleta que proporcionan la información relativa a dirección y velocidad del viento. El aerogenerador considerado corresponde a un aerogenerador tipo con una capacidad instalada de 6.200 kW con altura de buje de 119 m.

Las principales componentes del aerogenerador son los siguientes:

- Torre: es una estructura tubular, conformada por material metálico o de hormigón, con una altura máxima según el modelo y marca del aerogenerador, cuya función es sustentar la estructura del aerogenerador. La altura del Hub para este modelo es de 119 m. Contempla una puerta en la base para permitir el acceso del personal a la góndola por medio de una escalera interna.
- Rotor: conjunto conformado por las aspas y el eje al que van unidas, a través de una pieza, denominada buje.
- Aspas: son elementos aerodinámicos, construidas con materiales livianos, como fibra de carbono y vidrio, que tienen la función de captar la energía cinética del viento y transmitirla al eje del rotor. Se acoplan al buje del aerogenerador.
- Bujes: elemento central con el cual se unen las tres aspas y que transmite la energía generada al eje de baja velocidad.
- Góndola: compartimiento cerrado que contiene los componentes más importantes del aerogenerador, incluyendo la caja multiplicadora, generador eléctrico, sistemas de control, enfriamiento/calefacción y frenos, entre otros.
- Caja multiplicadora: es la caja de cambio con engranajes que incrementa el número de revoluciones traspasadas desde el rotor (baja velocidad) hacia el generador eléctrico (alta velocidad).
- Fundaciones de cada aerogenerador, de una superficie aproximada de 25,2 m de diámetro y una profundidad de 3,2 m. y para su construcción se requiere una excavación de 2.665,5 m³. La fundación está construida con una armadura de fierro y rellena con hormigón, para la cual se requieren 889 m³ de hormigón. En Anexo 4 se adjunta metodología utilizada para estimar fundaciones de aerogeneradores.
- Plataformas de montaje, serán utilizadas en la fase de construcción para el montaje de estas estructuras y en caso de ser necesario en la fase de operación para efectos de un mantenimiento mayor.
- Caminos interiores con carpeta y características geométricas (pendientes, radios de giro, etc.) en concordancia con los requerimientos del fabricante del aerogenerador.
- Red de media tensión compuesta por cable aislado dispuesto en canalización directamente enterrada.
- Celdas de media tensión para conexión de circuitos de red de media tensión, transformador elevador y de servicios auxiliares.

- Sistemas eléctricos auxiliares compuestos por tableros de SS/AA en corriente alterna y continua, cargadores de baterías, generador eléctrico de emergencia y sistema de iluminación.
- Sistemas de telecomunicaciones, SCADA y sistema de control.
- Sistemas de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS⁴⁶), corresponde a un conjunto de baterías de litio, la infraestructura del sistema BESS corresponderá a contenedores de 20 pies instalados sobre apoyos de concreto. En estos contenedores se encontrarán las baterías de litio, las unidades PCS para el control de las baterías, y además contendrán inversores/rectificadores, transformadores de potencia y las celdas de protección de MV. El sistema BESS tendrá la capacidad de almacenar parte de la energía generada por parque eólico y liberarla al sistema eléctrico por un periodo de 4 horas promedio.

Los componentes principales del Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) son los siguientes:

- Sistema de baterías, mediante baterías de ión litio (Li-Ión), con una capacidad de 4,472 MWh. Contenedor de baterías, incluye 6 racks de baterías, BMS, HVAC, distribución interna de energía 0,5C máx., el cual generalmente comprende los siguientes componentes:
 - Celdas, módulos de baterías, paquetes de baterías o baterías
 - BMS⁴⁷ (obligatorio para las baterías de ion de litio)
 - Protecciones eléctricas
- Conversor y sistema de control asociado (PCS) de 213 kW
- Armario de control y comunicaciones de arreglo
- Armario de control de planta
- Centro de transformación inteligente BT/MT
- Transformador de distribución para servicios auxiliares de arreglo
- Celdas MT para conexión de módulo BESS a sistema colector
- Cableado de MT
- Celdas MT para conexión de circuitos provenientes de sistema colector
- Sistema de comunicaciones y fibra óptica
- Sistema de refrigeración y ventilación HVAC
- Sistema de Control, Protección, Monitoreo y SCADA.
- Puesta a Tierra
- Canalizaciones

⁴⁶ Battery Energy Storage System

⁴⁷ Battery Management System

Las dimensiones, pesos, etc. de los sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías, comúnmente denominados BESS, fueron obtenidos de las cotizaciones y especificaciones técnicas recibidas de los fabricantes de estos equipos.

Por otra parte, se considera lo siguiente:

- Las Obras Civiles del Parque Eólico consideran un volumen importante de excavaciones, rellenos y hormigón para los dos tamaños considerados.
- La instalación de faenas requiere un volumen de excavaciones de aproximadamente 8.235 m³, 8.235 m³ y 8.235 m³ para el tamaño 70 MW, 120 MW y 150 MW, respectivamente.
- Por su parte, los caminos nuevos requieren un volumen de excavaciones/rellenos de aproximadamente 21.960 m³, 36.360 m³, 45.360 m³ y 10.980 m³, 18.180 m³, 22.680 m³ para el tamaño 70 MW, 120 MW y 150 MW, respectivamente. El mejoramiento de caminos existentes requiere un volumen similar de excavaciones/rellenos de aproximadamente 18.000 m³, 32.000 m³ y 36.000 m³ para el tamaño 70 MW, 120 MW y 150 MW respectivamente.
- Asimismo, las fundaciones y plataformas para la instalación de los aerogeneradores requieren un volumen de excavaciones/rellenos/hormigón de aproximadamente 31.986 m³/21.319 m³/10.667 m³ y 21.798 m³/20.760 m³/0 m³ para las plataformas en el caso del tamaño 70 MW. Asimismo, el tamaño 120 MW requiere un volumen de excavaciones/rellenos/hormigón de aproximadamente 53.309 m³/35.351 m³/17.778 m³ para las fundaciones y 36.330 m³/34.600 m³/0 m³ para plataformas. Por su parte, el tamaño 150 MW requiere un volumen de excavaciones/rellenos/hormigón de aproximadamente 66.637 m³/44.414 m³/22.223 m³ para las fundaciones y 45.413 m³/43.250 m³/0 m³ para plataformas.
- Adicionalmente, las canalizaciones y cámaras para el trazado de cables eléctricos requieren un volumen de excavaciones/rellenos/hormigón de aproximadamente 1.663 m³/1.368 m³/112 m³ para las cámaras y 9.913 m³/9.418 m³/0 m³ para canalizaciones del tamaño 70 MW. Asimismo, el tamaño 120 MW requiere un volumen de excavaciones/rellenos/hormigón de aproximadamente 2.741 m³/2.253 m³/172 m³ para las cámaras y 16.413 m³/15.593 m³/0 m³ para canalizaciones. Por su parte, el tamaño 150 MW requiere un volumen de excavaciones/rellenos/hormigón de aproximadamente 3.421 m³/2.811 m³/214 m³ para las cámaras y 20.476 m³/19.453 m³/0 m³ para canalizaciones.

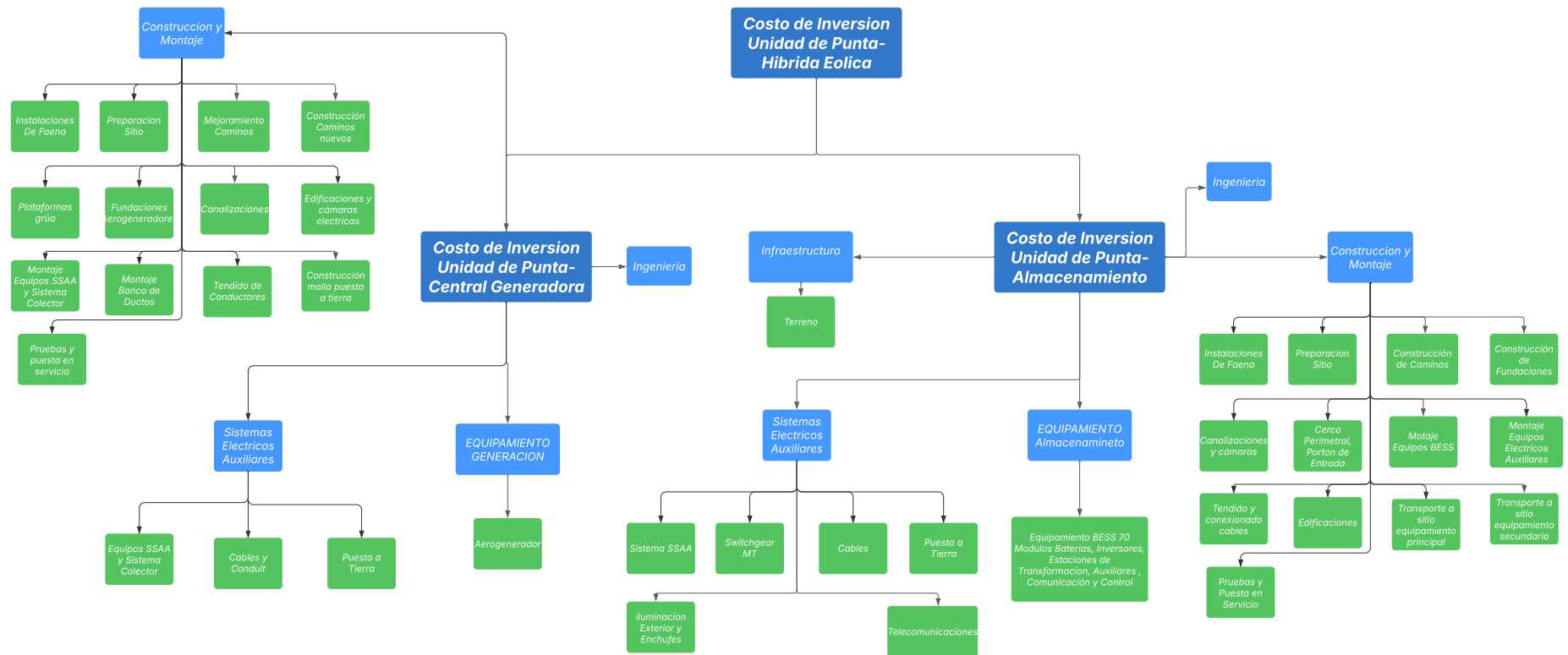
En el Anexo 5 se adjunta metodología utilizada para dimensionar la instalación de faenas, excavaciones/rellenos de caminos nuevos, mejoramientos de caminos existentes, fundaciones, plataformas, canalizaciones y cámaras para el trazado de cables eléctricos.

En el Anexo 2 se muestra el plano de Disposición General (Layout) de la Unidad de Punta (Central Generadora del tipo híbrida constituida por un Parque Eólico más Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) para los tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW, considerando que el paño de conexión al sistema eléctrico correspondiente será en nivel de 220 kV.

- Tamaño 70 MW: CNE-24-001-503
- Tamaño 120 MW: CNE-24-001-504
- Tamaño 150 MW: CNE-24-001-505

La estructura de costos considerada para la Central Generadora del tipo Híbrida – Parque Eólico más un Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) de tamaño 70 MW, 120 MW y 150 MW se muestra en el siguiente mapa conceptual.

Figura 159. Mapa Conceptual Estructura Partidas de Costos – Sistema Híbrido Parque Eólico + Sistema BESS



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

5.3 Central Generadora del tipo Híbrida – Central Solar Fotovoltaica más un Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) de tamaño 70 MW, 120 MW y 150 MW

En la presente sección se describe el diseño para una Central Generadora del tipo Híbrida – Central Solar Fotovoltaica más un Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) de tamaño 70 MW, 120 MW y 150 MW.

5.3.1 Requerimientos de espacio

Los requerimientos de espacio físico (terreno) necesario para la instalación de la Central Generadora (Unidad de Punta) del tipo híbrida constituida por una Central Solar Fotovoltaica más un Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) de tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW se obtiene a partir del plano de Disposición General (Layout incorporado en el Anexo 2 de este documento) el que considera entre otros, el equipamiento principal (paneles solares, inversores, transformadores de poder y celdas de media tensión), los sistemas electromecánicos como son las estructuras y obras civiles relacionadas con sala de control y caminos interiores. Adicionalmente, esta disposición considera la subestación de salida en nivel de media tensión que incluye los equipos de maniobra para la conexión a la línea de transmisión la cual se conectará al sistema eléctrico correspondiente.

Las superficies de terrenos requeridos que permiten la instalación de la Central Generadora (Unidad de Punta) del tipo híbrida constituida por una Central Solar Fotovoltaica con Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS), de tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW, son las siguientes.

Tabla 16 Tamaño (MW) Unidad de Punta, Nivel de Tensión, Área requerida (terreno) y Referencia de Plano – Sistema híbrido del tipo central solar fotovoltaica con sistema BESS en el SEN

Tamaño (MW)	Nivel Tensión (kV)	Terreno m ² (hectareas)	Referencia Plano de Disposición (Layout)
70 MW	220	185.000 (185)	Ver plano CNE-24-001-506
120 MW	220	320.000 (320)	Ver plano CNE-24-001-507
150 MW	220	400.000 (400)	Ver plano CNE-24-001-508

5.3.2 Equipamiento principal

El equipamiento principal de una Central Generadora (Unidad de Punta) del tipo Solar Fotovoltaica con Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) se muestra en el Anexo 2, el cual se compone de:

- Panel fotovoltaico corresponde a una estructura rígida conformado por un conjunto de celdas de silicio monocristalino bifacial⁴⁸ de alta eficiencia y durabilidad con una potencia del orden de 0,5 kW cada uno. Los paneles son montados sobre estructuras de soporte con un eje móvil o seguidor en un eje del tipo HSAT⁴⁹, que les permitirá el seguimiento del sol para un mejor aprovechamiento de la radiación solar. La conversión de la radiación solar en energía eléctrica tiene lugar en la célula o celda fotovoltaica, que corresponde a un dispositivo electrónico confeccionado de material un semiconductor que permite transformar la energía lumínica (fotones) en energía eléctrica (flujo de electrones libres) mediante el efecto fotoeléctrico, generando energía solar fotovoltaica. Estas celdas son las que conforman el panel fotovoltaico, que es el elemento base del proceso de transformación de la radiación solar en energía eléctrica.
 - Estructuras de soporte. Los paneles fotovoltaicos son instalados sobre estructuras móviles metálicas prefabricadas, las cuales se ensamblan en terreno y forman el soporte de estos. Cuentan con un eje rotatorio horizontal dispuesto normalmente en dirección N/S, permitiendo el seguimiento de la trayectoria del sol para la máxima obtención de radiación durante el transcurso del día. El sistema de seguimiento se basa en pequeños motores que mediante un sistema de engranajes posibilitan el giro de los soportes en función del ángulo de incidencia solar. De igual forma los seguidores tienen funciones de seguridad integrada que evitan sobrecargas en los motores de estos.
 - Inversores, son equipos diseñados para transformar la corriente continua procedente del campo de paneles fotovoltaicos en corriente alterna para ser compatible con la forma de corriente de la red. Cada inversor se conecta con la parte de Baja Tensión del transformador y acepta una potencia CC variable para obtener la potencia máxima de los paneles fotovoltaicos.
 - Red de media tensión compuesta por cable aislado dispuesto en canalización directamente enterrada.
 - Celdas de media tensión para conexión de circuitos de red de media tensión, transformador elevador y de servicios auxiliares.

⁴⁸ La tecnología bifacial responde al hecho de aprovechar los efectos del albedo, es decir toda aquella fuente de luz no directa que llega al panel, ya sea por reflejos, humedad del aire (aumenta la luminosidad), etc. En la bifacialidad en específico, se aprovecha el rebote de la luz que incide por atrás del panel (o parte de abajo si se quiere pensar en una "mesa" de paneles solares). El mejor terreno entonces es aquel que tiene mejor reflexión de la luz solar y en ello los terrenos más claros o cercanos al café blanquecino como los terrenos en el desierto son los ideales, más al sur su aporte se promedia en el año, ya que varía según el tono estacional que toma el suelo por su flora. Se estima que la mayor generación eléctrica esperada va entre el 2% y 20% por la misma área instalada.

⁴⁹ Horizontal Single Axis Tracking

- Sistemas eléctricos auxiliares compuestos por tableros de SS/AA en corriente alterna y continua, cargadores de baterías, generador eléctrico de emergencia y sistema de iluminación.
- Sistemas de telecomunicaciones, SCADA y sistema de control
- Transformadores de potencia. Los transformadores de baja tensión a media tensión se instalan junto a los inversores en las Estaciones Inversoras Transformadoras (EIT). Dependiendo del proveedor, el transformador antes indicado puede ser instalado en el exterior o estar alojado dentro de la estación de transformación. Se considera solo un transformador por EIT, el cual puede ser de dos e tres enrollados según el diseño y tamaño del inversor. Típicamente las EIT son elementos paquetizados, los cuales además del transformador e inversor contienen el equipamiento de maniobra y protección necesario para la conexión desde el inversor y hacia la red colectora, Además se incluye sistemas auxiliares como alimentación eléctrica auxiliar, comunicaciones, alumbrado, etc.
- Sistemas de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS⁵⁰), corresponde a un conjunto de baterías de iones de Litio (batería Li-Ión), la infraestructura del sistema ESS corresponderá a contenedores normalmente de 40 pies⁵¹, de 2,9 m de altura, instalados sobre fundaciones de concreto tipo losa rectangulares. En estos contenedores se encontrarán las baterías de litio, las unidades PCS para el control de las baterías, y además contendrán inversores/rectificadores, transformadores de potencia y las celdas de protección de MV. El sistema BESS tendrá la capacidad de almacenar parte de la energía generada por la central solar fotovoltaica y liberarla al sistema eléctrico por un periodo de 4 horas promedio.

Las dimensiones, pesos, etc. de los sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías, comúnmente denominados BESS fueron obtenidos de las cotizaciones y especificaciones técnicas recibidas de los fabricantes de estos equipos.

Los componentes principales del sistema de almacenamiento de energía mediante baterías son los siguientes:

- Sistema de baterías, mediante baterías de ión litio (Li-Ión), con una capacidad de 4,472 MWh. Contenedor de baterías, incluye 6 racks de baterías, BMS, HVAC, distribución interna de energía 0,5C máx. el cual generalmente comprende los siguientes componentes:
 - Celdas, módulos de baterías, paquetes de baterías o baterías

⁵⁰ Battery Energy Storage System

⁵¹ Las dimensiones, pesos, etc. de los sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías, comúnmente denominados BESS fueron obtenidos de las cotizaciones y especificaciones técnicas recibidas de los fabricantes de estos equipos.

- BMS⁵² (obligatorio para las baterías de ion de litio)
- Protecciones eléctricas
- Conversores y sistema de control asociado (PCS) de 213 kW, del tipo distribuido o string.
- Armario de control y comunicaciones de arreglo
- Armario de control de planta
- Centro de transformación inteligente BT/MT
- Transformador de distribución para servicios auxiliares de arreglo
- Celdas MT para conexión de módulo BESS a sistema colector
- Cableado de MT
- Celdas MT para conexión de circuitos provenientes de sistema colector
- Sistema de comunicaciones y fibra óptica
- Sistema de refrigeración y ventilación HVAC
- Sistema de Control, Protección, Monitoreo y SCADA
- Puesta a Tierra
- Canalizaciones

Por otra parte, se considera lo siguiente:

- Las Obras Civiles del Parque Solar Fotovoltaico consideran un volumen importante de excavaciones, rellenos y hormigón para los dos tamaños considerados.
- La instalación de faenas requiere un volumen de excavaciones de aproximadamente 6.000 m³, 8000 m³ y 10.000 m³ para el tamaño 70 MW, 120 MW y 150 MW, respectivamente.
- Por su parte, los caminos nuevos requieren un volumen de excavaciones | carpeta de rodado de aproximadamente 18.548 m³, 30.226 m³, 37.370 m³, y 7.419 m³, 12.090 m³, 14.948 m³ para el tamaño 70 MW, 120 MW y 150 MW, respectivamente.
- Asimismo, las fundaciones para la instalación los centros de transformación requieren un volumen de excavaciones, rellenos y hormigón de aproximadamente 745 m³, 501 m³ y 244 m³, 1289 m³, 871 m³ y 419 m³ y 1585 m³, 1066 m³ y 519 m³ para el tamaño 70 MW, 120 MW y 150 MW, respectivamente.
- La instalación de las estructuras de soporte de los paneles fotovoltaica se considera realizada mediante hincado.

⁵² Battery Management System

- Adicionalmente, las canalizaciones y cámaras para el trazado de cables eléctricos requieren un volumen de excavaciones, rellenos y hormigón de aproximadamente 1247 m³, 1.025 m³ y 78 m³ para las cámaras y 10.800 m³ y 10.200 m³ para canalizaciones del tamaño 70 MW. Por su parte, el tamaño 120 MW requiere un volumen de excavaciones, rellenos y hormigón de aproximadamente 2.022 m³, 1.662 m³ y 127 m³ para las cámaras y 22.200 m³ y 21.200 m³ para canalizaciones. Para el caso del tamaño 150 MW requiere un volumen de excavaciones, rellenos y hormigón de aproximadamente 2.533 m³, 2.081 m³ y 158 m³ para las cámaras y 22.200 m³ y 21.200 m³ para canalizaciones.

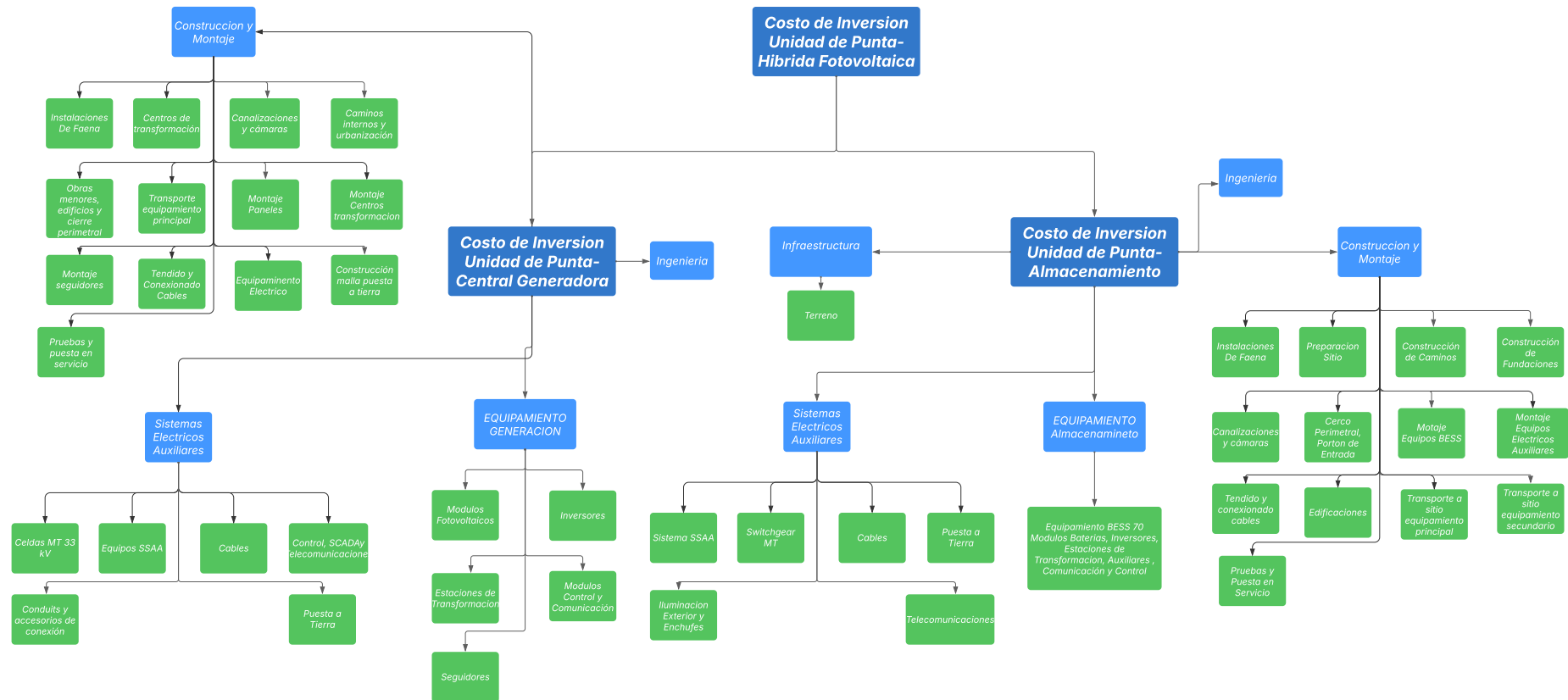
En Anexo 5 se adjunta metodología utilizada para dimensionar la instalación de faenas, excavaciones/rellenos de caminos nuevos, mejoramientos de caminos existentes, fundaciones, plataformas, canalizaciones y cámaras para el trazado de cables eléctricos.

En el Anexo 2 se muestra el plano de Disposición General (Layout) de la Unidad de Punta (Central Generadora) del tipo híbrida constituida por una Central Solar Fotovoltaica más un Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) para los tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW, considerando que el paño de conexión al sistema eléctrico correspondiente será en nivel de 220 kV.

- Tamaño 70 MW: CNE-24-001-506
- Tamaño 120 MW: CNE-24-001-507
- Tamaño 150 MW: CNE-24-001-508

La estructura de costos considerada para la Central Generadora del tipo Híbrida – Central Solar Fotovoltaica más un Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) de tamaño 70 MW, 120 MW y 150 MW se muestra en el siguiente mapa conceptual.

Figura 160. Mapa Conceptual Estructura de Costos – Sistema Híbrido Central Solar Fotovoltaica + Sistema BESS



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

5.4 Sistema de Almacenamiento Stand Alone – Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS)

En la presente sección se describe el diseño para un Sistema de Almacenamiento Stand Alone – Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS).

5.4.1 Requerimientos de Espacio

Los requerimientos de espacio físico necesario para la instalación de un Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) de tamaño 70 MW@4 hr equivalente a 280 MWh, 120 MW@4 hr equivalente a 480 MWh y 150 MW@4 hr equivalente a 600 MWh se obtiene a partir del plano de Disposición General (Layout incorporado en el Anexo 2 de este documento) el que considera entre otros, el equipamiento principal (módulos de baterías del tipo ión litio alojadas en container de 20 pies, módulos de inversores, módulos de conexión/transformación, transformadores de poder y celdas de media tensión), obras civiles como son las plataformas (lozas) de los contenedores de los módulos de baterías, y obras civiles relacionadas con la sala de control. Adicionalmente, esta disposición considera la subestación de salida en nivel de media tensión que incluye los equipos de maniobra para la conexión a la línea de transmisión la cual se conectará al sistema eléctrico correspondiente.

Las superficies de terrenos requeridos que permiten la instalación del Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS), de tamaños 70 MW@4 hr equivalente a 280 MWh, 120 MW@4 hr equivalente a 480 MWh y 150 MW@4 hr equivalente a 600 MWh, son las siguientes:

Tabla 17 Potencia (MW), energía (MWh), área requerida (terreno) y referencia de plano de disposición (layout) - Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) stand alone

Potencia Nominal (MW)	Energía (MWh)	Terreno m ² (Hectareas)	Referencia Plano de Disposición (Layout)
70 MW@4 hr	280	11.977 (1,20)	Ver plano CNE-24-001-509
120 MW@4 hr	480	16.769 (1,67)	Ver plano CNE-24-001-510
150 MW@4 hr	600	19.427 (1,94)	Ver plano CNE-24-001-511

5.4.2 Equipamiento principal

El Proyecto contempla la instalación y montaje de un Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías, denominado BESS (Battery Energy Storage System por sus siglas en inglés), el cual consiste en sistemas de baterías modulares del tipo ión-litio, los cuales se almacenarán en

arreglos de cubos junto a cada inversor o al interior de un container. El sistema de baterías se diseña para almacenar la totalidad de su capacidad instalada, por un período aproximado de 4 horas, adicionalmente contempla equipos de ventilación y aire acondicionado, sistema contra incendios y equipos para comunicación y control.

La infraestructura del sistema BESS corresponderá a equipos modulares contenerizados preensamblados y probados en fábrica aptos para instalación a la intemperie, típicamente instalados sobre fundaciones de concreto tipo losa rectangular, si bien existen variaciones según fabricante, típicamente se tienen los siguientes módulos preensamblados en un sistema BESS:

- **Módulo Baterías:** módulo en el cual se incluye las baterías de ión litio para el almacenamiento de energía. En este módulo se aloja el sistema de baterías, y considera además la refrigeración (HVAC) y sistema contra incendios.
- **Módulo Inversores:** se compone por un convertidor bidireccional y sistema de control asociado (PCS) y un gabinete de control/comunicaciones.
- **Módulos de Conexión/Transformación:** se compone de diferentes equipos, como celdas de media tensión, transformador de baja tensión (entre 0,4 a 0,8 kV típicamente) a media tensión (entre 12 kV a 33 kV típicamente), transformador de servicios auxiliares, tablero de baja tensión, servicios auxiliares, y gabinete de control/comunicaciones.

Los componentes principales del Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) son los siguientes:

- Sistema de baterías, mediante baterías de ión litio (Li-Ión), con una capacidad de 4,472 MWh. Contenedor de baterías, incluye 6 racks de baterías, BMS, HVAC, distribución interna de energía 0,5C máx., el cual comprende generalmente los siguientes componentes:
 - Celdas, módulos de baterías, paquetes de baterías o baterías.
 - BMS (obligatorio para las baterías de ion de litio).
 - Protecciones eléctricas.
- Convertidor y sistema de control asociado (PCS) de 213 kW.
- Armario de control y comunicaciones de arreglo.
- Armario de control de planta.
- Centro de transformación inteligente BT/MT.
- Transformador de distribución para servicios auxiliares de arreglo.
- Celdas MT para conexión de módulo BESS al sistema colector.
- Cableado de MT.
- Celdas MT para conexión de circuitos provenientes de sistema colector.

- Sistema de comunicaciones y fibra óptica.
- Sistema contraincendios basado en agente gaseoso no tóxico, como FM-200, Novec o similar.
- Sistema de refrigeración y ventilación HVAC.
- Sistema de Control, Protección, Monitoreo y SCADA.
- Puesta a Tierra.
- Canalizaciones.

En el Anexo 2 se muestran los planos de Disposición General (Layout) del Sistema de almacenamiento mediante baterías (BESS) para los tamaños de 70 MW@4 hr, equivalente a 280 MWh, 120 MW@4 hr, equivalente a 480 MWh y 150 MW@4 hr, equivalente a 600 MWh, considerando que la tensión para conexión al sistema eléctrico será en nivel de 220 kV.

Por su parte, en el Anexo 3 están disponibles los Diagramas Unilineales de la tecnología del tipo Sistema BESS, para los tamaños de 70 MW@4 hr, equivalente a 280 MWh, 120 MW@4 hr, equivalente a 480 MWh y 150 MW@4 hr, equivalente a 600 MWh. Estos diagramas unilineales corresponden a los siguientes:

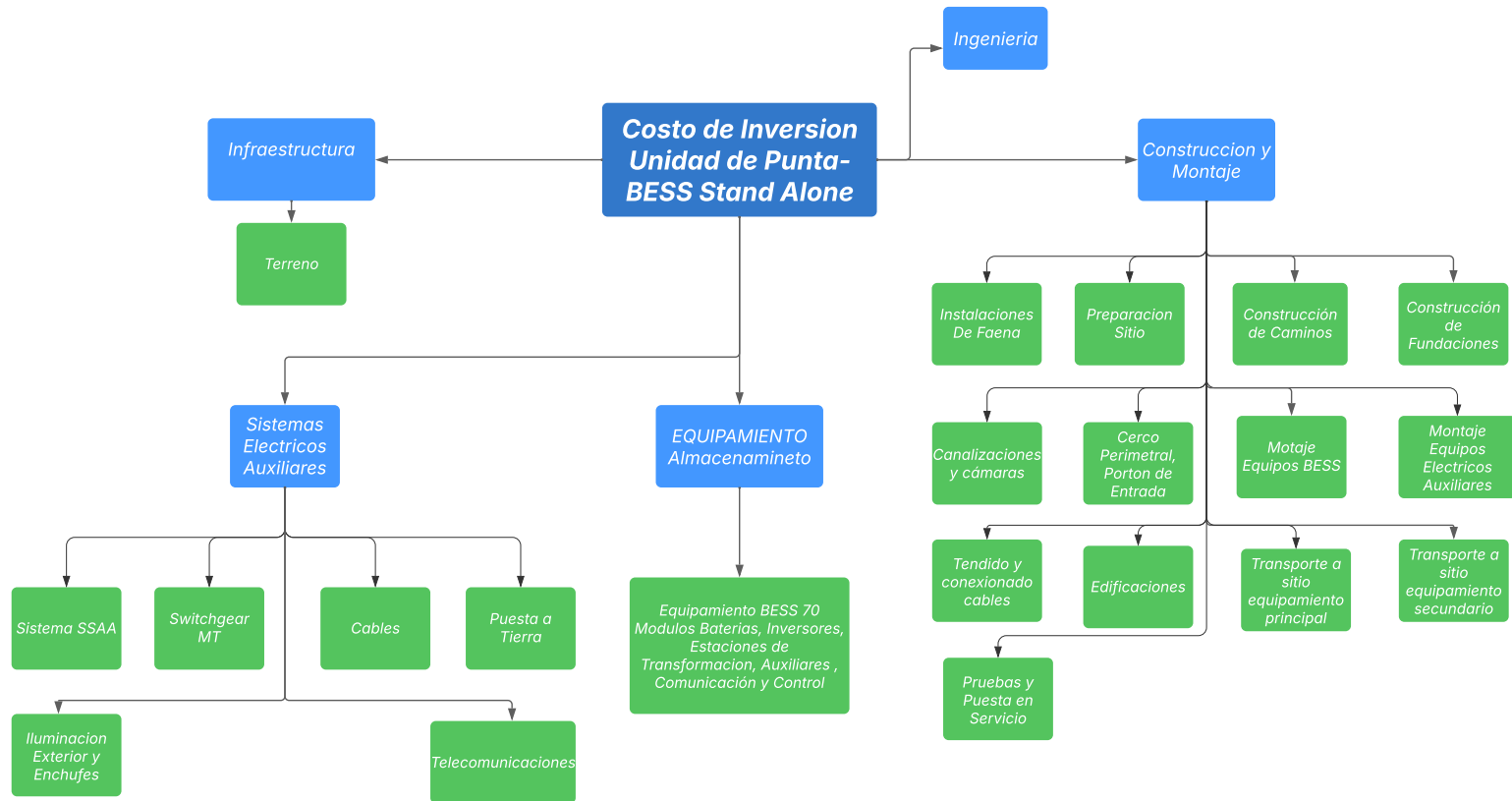
Diagrama Unilineal 70 MW@4 hr	DU_BESS 70 MW@4 HR_CNE 24-001-208
<i>Diagrama Unilineal 120 MW@4 hr</i>	<i>DU_BESS 120 MW@4 HR_CNE 24-001-209</i>
<i>Diagrama Unilineal 150 MW@4 hr</i>	<i>DU_BESS 150 MW@4 HR_CNE 24-001-210</i>

Las dimensiones, pesos, etc. de los sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías, comúnmente denominados BESS fueron obtenidos de las cotizaciones y especificaciones técnicas recibidas de los fabricantes de estos equipos y dependerá de diferentes factores, tales como:

- Caminos interiores.
- Red de media tensión compuesta por cable aislado dispuesto en canalización directamente enterrada.
- Cantidad de celdas de media tensión para conexión de circuitos de red de media tensión, transformador elevador y de servicios auxiliares.
- Sistemas eléctricos auxiliares compuestos por tableros de SS/AA en corriente alterna y continua, cargadores de baterías, generador eléctrico de emergencia y sistema de iluminación.
- Sistemas de telecomunicaciones, SCADA y sistema de control.

La estructura de costos considerada para un Sistema de Almacenamiento Stand Alone – Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) se muestra en el siguiente mapa conceptual.

Figura 161. Mapa Conceptual Estructura Partida de Costos – Sistema BESS Stand -Alone



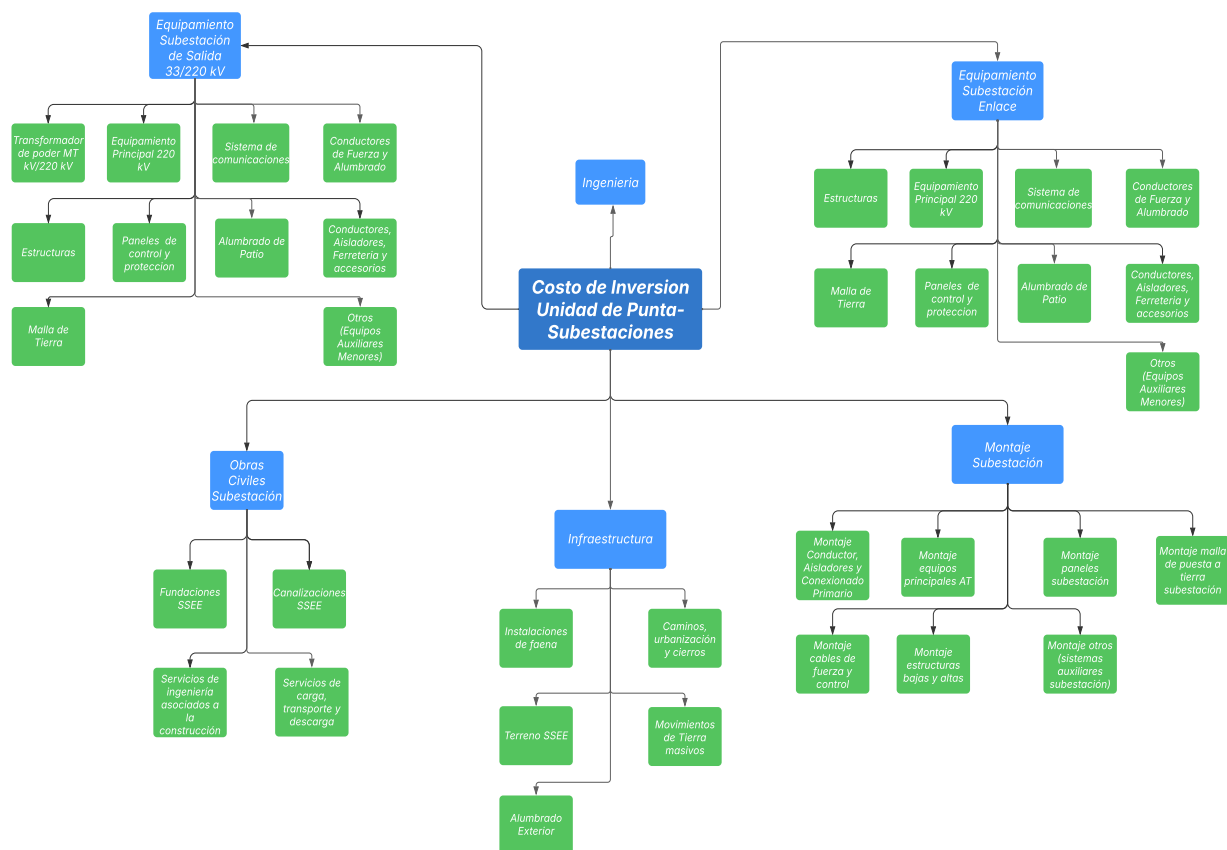
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

5.5 Subestación Eléctrica, Línea de Transmisión 220 kV y Paño de Conexión

La subestación eléctrica, línea de transmisión 220 kV y Paño de conexión se diseñarán de igual forma para la conexión eléctrica de la Unidad de Punta de las distintas tecnologías en estudio.

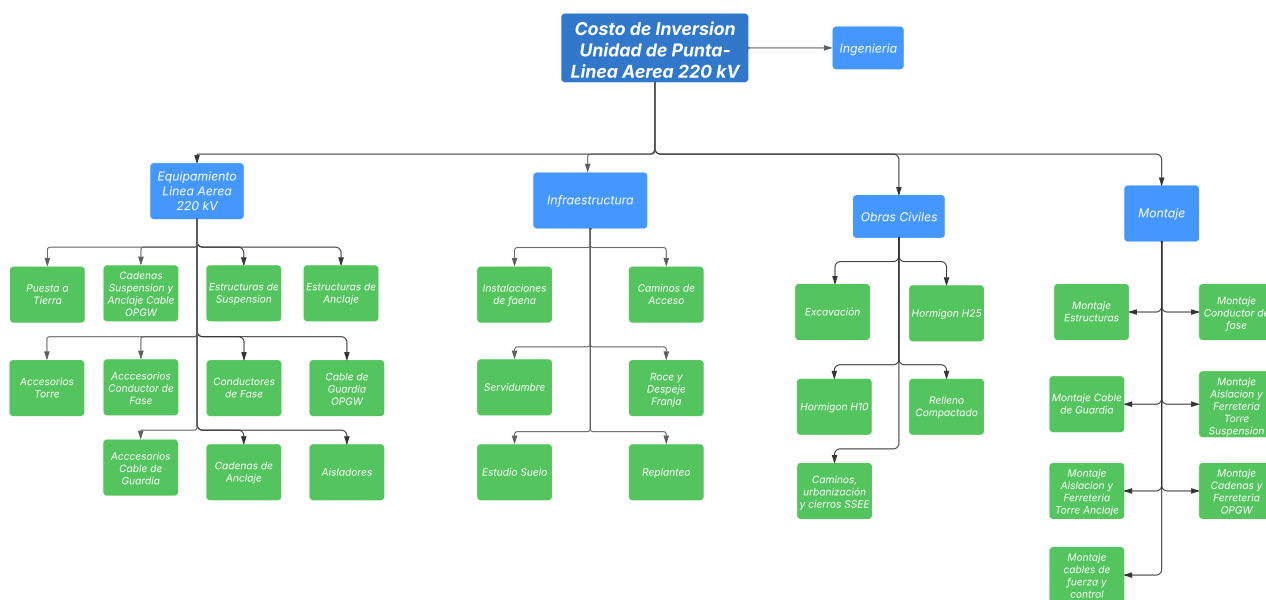
La estructura de costos considerada para las subestaciones y línea de transmisión se muestran en los siguientes mapas conceptuales.

Figura 162. Mapa Conceptual Estructura Partidas de Costos Subestaciones



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 163. Mapa Conceptual Estructura Partidas de Costos Línea de Transmisión



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

A continuación, se presenta una descripción de cada una de estas instalaciones, las cuales que permitirán la evacuación de la energía y potencia eléctrica generada.

5.5.1 Subestación Eléctrica

La Unidad de Punta para todas las tecnologías en el estudio contempla una Subestación Eléctrica de Salida, la cual permitirá evacuar la generación de energía eléctrica de la central para su inyección al Sistema Eléctrico Nacional. El nivel de Tensión de la subestación será en 220 kV.

La subestación será del tipo convencional, y estará compuesta por un marco de salida para la acometida de la línea de transmisión de conexión al sistema eléctrico, equipamiento principal, cadenas de aisladores, ferretería, accesorios para conexiones, malla de tierra, canalizaciones, cableado de fuerza y control, cerco perimetral, sistema de comunicaciones, tableros de servicios auxiliares de corriente alterna y continua (alimentados desde la unidad de punta), alumbrado, y sistema de protección redundante, medida y control (SCADA).

Para el caso de un nivel de tensión de 220 kV, la subestación tendrá el siguiente equipamiento principal:

- Un Transformador de poder elevador para transformación desde nivel de generación (33 kV típicamente para tecnología fotovoltaica y eólica; 13,8 kV típicamente para turbinas a gas) a 220 kV, con cambiador de taps bajo carga. El transformador de poder elevador será trifásico

sumergido en aceite mineral con refrigeración ONAN/ONAF/ONAF de una capacidad de aproximadamente 48/63/77 MVA, 81/106/130MVA y 103/133/164 MVA para los tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW respectivamente.

- Un Interruptor SF6 para 220 kV, de 2.000 A.
- Un Desconectador Trifásico para 220 kV de 2.000 A, del tipo corte central, con puesta a tierra.
- Un Desconectador Trifásico para 220 kV de 2.000 A, del tipo corte central, sin puesta a tierra.
- Tres Transformadores de Potencial monofásicos para 220 kV.
- Tres Transformadores de Corriente monofásicos para 220 kV.
- Tres Pararrayos monofásicos para 220 kV.

Todo el equipamiento de maniobra es similar en capacidad de corriente para los tres rangos de potencia estudiados (70 MW, 120 MW y 150 MW), ya que corresponden a tamaños mínimos de fabricación estándar.

5.5.2 Línea de Transmisión

La Línea de Transmisión eléctrica para la conexión de la Unidad de Punta al sistema eléctrico correspondiente, en general será a una línea de transmisión de alta tensión aérea en estructuras metálicas auto soportadas reticuladas.

La línea de transmisión será de simple circuito y su longitud dependerá de las distintas ubicaciones. Los trazados en general son de corta longitud, menores a los 5 km, y no presentan mayores dificultades de topografía. No obstante, lo anterior en algunos casos existen interferencias importantes en la acometida a la subestación de conexión. Se considera un vano medio de 350 m aproximados.

Para el caso de 220 kV se considera una franja de servidumbre de 40 m de ancho.

Luego, los elementos principales de la línea de transmisión en el caso de 220 kV corresponden a:

- Estructuras metálicas reticuladas auto soportadas de suspensión, anclaje y remate, para simple circuito.
- Conductor del tipo aleación de aluminio (AAAC), con la mínima sección posible que sea capaz de transmitir la potencia de la Unidad de Punta al sistema y mantener el gradiente superficial adecuado bajo las condiciones meteorológicas asociadas a cada sitio de la Unidad de Punta. Para estos efectos, se define como condición de diseño típica una temperatura del conductor de 65° C, viento 2 pies/seg y considerando el efecto de la radiación solar.
- Cadenas de aisladores de anclaje y suspensión, con aisladores de disco tipo B&S, junto con la ferretería y accesorios requeridos.
- Cable de guardia OPGW, junto con la ferretería y accesorios correspondientes.
- Amortiguadores Stockbridge para conductor AAAC y cable de guardia.

Para estos efectos se considera que en todos los sitios la temperatura ambiente de diseño será de 30° C con sol. La condición normal corresponde a alturas bajo los 1.000 m.s.n.m, y en los casos que esto no se cumpla se hará una revisión particular de dicho sitio.

5.5.3 Paño de Conexión

Para la conexión de la Unidad de Punta, se requiere de la instalación de un paño de conexión adicional en la subestación de conexión del sistema eléctrico correspondiente.

Dicho paño podrá ser del tipo convencional, aislado en aire (AIS) o Gas Insulated Switchgear (GIS), dependiendo de la disponibilidad de espacio y la tecnología de la subestación de conexión. La configuración del paño dependerá de la configuración existente en la subestación de conexión (barra simple, barra principal seccionada con transferencia, doble barra, interruptor y medio, etc.), lo cual se detalla en el capítulo 13.

No obstante lo anterior, en general dicho paño estará compuesto por un marco de línea para la acometida de la línea de transmisión, ampliación de los marcos de barras, ampliación de las barras, equipamiento principal de maniobra, cadenas de aisladores, ferretería, accesorios para conexiones, ampliación de la malla de tierra, ampliación de las canalizaciones, cableado de fuerza y control, ampliación de los servicios auxiliares de corriente alterna y continua, complemento del sistema de comunicaciones, ampliación del alumbrado, sistema de protección redundante, medida y control (complemento SCADA Unidad de Punta).

Para el caso de un nivel de tensión de 220 kV, el paño de conexión tendrá el siguiente equipamiento principal:

- Interruptores SF6 para 220 kV, de 2.000 A.
- Desconectadores Trifásico para 220 kV de 2.000 A, del tipo corte central, con puesta a tierra.
- Desconectadores Trifásico para 220 kV de 2.000 A, del tipo corte central, sin puesta a tierra.
- Transformadores de Potencial monofásicos para 220 kV.
- Transformadores de Corriente monofásicos para 220 kV.
- Pararrayos monofásico del tipo OZn para 220 kV.

Al igual que en caso de la subestación de salida de la Unidad de Punta, el equipamiento de maniobra es similar en capacidad de corriente para los tres rangos de potencia estudiados (70 MW, 120 MW y 150 MW), ya que corresponden a tamaños mínimos de fabricación estándar.

5.6 Central Generadora del tipo Turbina a Gas en Ciclo Simple o Abierto (TG CA) de tamaño 3 MW y 15 MW

En la presente sección se describe el diseño para una Central Generadora del tipo Turbina a Gas en Ciclo Simple o Abierto (TG CA) de tamaño 3 MW y 15 MW.

5.6.1 Requerimientos de Espacio

Los requerimientos de espacio físico (terreno) necesario para la instalación de la Central Generadora (Unidad de Punta) del tipo Turbina a Gas En Ciclo Abierto o Simple (TG CA) de tamaños de 3 MW y 15 MW se obtiene a partir de la Disposición General (Layout incorporado en el Anexo N° 2 de este documento) el que considera entre otros, el equipamiento principal (Turbinas a Gas que incluye generador eléctrico), los sistemas (mecánicos y eléctricos) del Balance de Planta (BOP) y Obras Civiles relacionadas con edificio de operación y caminos interiores. Adicionalmente, esta disposición considera la subestación de salida en nivel de media tensión que incluye los equipos de maniobra para la conexión a la línea de transmisión la cual se conectará al sistema eléctrico correspondiente.

Las superficies de terrenos requeridos que permiten la instalación de la Central Generadora (Unidad de Punta) mediante una Turbina a Gas en Ciclo Abierto o Simple (TG CA) de los tamaños antes indicados, son las siguientes:

Tabla 18 Tamaño (MW), Área requerida (terreno) y Referencia de Plano Unidad de Punta del tipo Turbinas gas en Ciclo Simple o Abierto en los SSMM

Tamaño (MW)	Terreno m2 (hectareas)	Referencia Plano Disposición (Layout)
3	600 (0,06)	Ver Plano CNE-24-001-512
15	2160 (0,216)	Ver Plano CNE-24-001-513

5.6.2 Equipamiento principal

La Disposición General (Layout) de la Unidad de Punta (Turbina a Gas en Ciclo Abierto o Simple TG CA) se muestra en el Anexo 2, el cual se compone de:

- Turbina de combustión estándar con sus correspondientes secciones de compresión de aire, cámaras de combustión y turbina. Se incluyen el sistema de entrada de aire con filtros y silenciador, así como los sistemas de instrumentación y control completos, sistema de lubricación, caja de reductora de velocidad cuando corresponda según el diseño del fabricante y todos aquellos subsistemas que aseguren la operación óptima del grupo. El sistema de combustión será dual, de modo que permita la operación con petróleo diésel y gas natural, como combustible alternativo.

- Generador con sus correspondientes sistemas de excitación y regulación de voltaje. Se incluye el sistema de lubricación y enfriamiento del estator.
- Sistema de enfriamiento de los componentes de la unidad. Este sistema incluye un sistema cerrado de agua desmineralizada, impulsada con bombas para abastecer a todos los sistemas que requieran enfriamiento, un estanque de expansión y, un intercambiador de calor o aeroenfriador, para disminuir con aire forzado la temperatura del agua de enfriamiento.
- Sistema de control. El control de la planta será diseñado para disponer de una operación centralizada. Para lograr esta condición es necesario realizar el control a través de Programadores Lógicos de Control (PLC) y orientar la información a un sistema de Control Distribuido (DCS) donde se integre y analicen los datos operacionales de todos los equipos de la planta, es decir, turbina de combustión, sistema de distribución de gas y todos los demás equipos relacionados (BOP). El sistema principal de control se ubicará en un área del edificio de administración. Los equipos electrónicos necesarios para procesar las señales de entrada y salida se ubicarán en una sala adyacente. Considerando que la turbina de combustión posee un sistema propio de control, una interfaz con el DCS permitirá realizar las partidas, paradas normales y de emergencia en forma remota desde la sala de control. Se consideran sistemas de sincronización automática.
- Chimenea para Gases de combustión con su correspondiente silenciador. La altura estimada de la chimenea para el tamaño de 3 MW será de 10 m, y para el tamaño de 15 MW será de 15 m. Estos tamaños varían según el fabricante, modelo y especificaciones técnicas particulares de cada proyecto.
- Interruptor de generador, correspondiente a una celda de media tensión clase 15 kV para uso interior. Se consideran tamaños de fabricación estándar correspondiente a 630 A y 1250 A para los tamaños de 3 y 15 MW respectivamente.
- Transformador de servicios auxiliares para la transformación desde nivel de generación (11 kV típicamente) a baja tensión (0,4 kV). El Transformador auxiliar será trifásico sumergido en aceite mineral con refrigeración ONAN de una capacidad máxima aproximada de 100 kVA y 150 kVA para los tamaños de 3 MW y 15 MW respectivamente.
- Cables de poder aislado clase 15 kV tipo XLPE, para la conexión del generador a la celda de media tensión (interruptor de generador), los cuales tendrán una capacidad de 150 A y 650 A para los tamaños de 3 MW y 15 MW respectivamente.

El BOP se compone principalmente de las siguientes instalaciones:

- Pozos profundos y motobombas para la captación de aguas subterráneas, en caso de existir disponibilidad de recursos de aguas subterráneas o superficiales.
- Estanque contraincendio para almacenamiento de agua desde pozos profundos o recepción de agua en camiones aljibes. Este estanque contiene la reserva de la red del sistema contraincendio. La capacidad estimada será de 100 m³ para 15 MW y 45 m³ para un tamaño de 3 MW.
- Sistema contra incendios. Comprende una red presurizada de agua, con una bomba eléctrica, una motobomba a petróleo diésel y una bomba joker, para mantener el sistema presurizado. Esta red tendrá estaciones para conexión de mangueras contraincendio, además de la conexión al

anillo de refrigeración y monitor contraincendio del estanque de petróleo diésel. Deberá cumplir con los estándares de la NFPA para este tipo de instalaciones. Como se menciona precedentemente, el estanque soporte de la red es el estanque de agua cruda.

- Tratamiento de RILes. Corresponderá a una planta o proceso que permita que la disposición de las aguas residuales cumpla con el D.S. 90.
- Planta de tratamiento de aguas servidas. Los efluentes líquidos domésticos serán dispuestos en el sistema de alcantarillado que tendrá la Central y tratados con una planta de tratamiento modular de aguas servidas, mediante el sistema de lodos activados (Ecojet). Este tipo de planta es de tipo prefabricada, existente en el mercado y de amplio uso. El diseño y proceso de estas plantas garantiza que las aguas tratadas cumplan con la NCh 1.333/78 para Agua de Riego y con el D.S. N° 90 del año 2000 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia.
- Instalaciones de recepción de GN. Comprende una tubería de conexión al gaseoducto cercano, además de una estación receptora de medición, regulación y acondicionadora de GN, para suplir consumo estimado de gas natural de la turbina de 1.436 Nm³/h y 14.350 Nm³/h para los tamaños de 3 MW y 15 MW respectivamente. Para determinar el valor se consideró el heat rate bruto promedio de unidades de 3 MW y 15 MW de diferentes fabricantes. Estos sistemas pueden requerir de un equipo de calentamiento del gas, para prevenir congelamiento por expansión en las cañerías.
- Estanque de petróleo diésel con estación receptora para camiones estanque. La capacidad estimada será de 53 m³ y 250 m³ para los tamaños de 3 MW y 15 MW respectivamente, calculada para una operación semanal de 4 horas diarias durante 5 días, con un consumo estimado de 7 t/h. Para este cálculo se consideró el heat rate bruto promedio de unidades de 3 y 15 MW de diferentes fabricantes. Contará con un rack de filtrado y bombeo de petróleo diésel a la turbina de combustión. Este estanque deberá tener un pretil de contención de derrames cumpliendo la normativa vigente y tanto el estanque como sus instalaciones de recepción y bombeo deberá ser recepcionado por la SEC. Asimismo, se realiza una sensibilidad considerando una operación semanal de 5 horas diarias durante 5 días.
- Sistema de aire comprimido. El sistema de aire comprimido suministra aire comprimido tanto para servicios generales de la planta (aire de servicios) como aire comprimido filtrado y seco para instrumentos (aire de regulación).
- Edificio de administración, taller, bodega, casa de cambio, comedor, sala de control subestación.
- Control de acceso.
- Subestación Eléctrica de salida compuesta por el equipamiento de maniobra, estructuras y sistemas de protección, control y comunicación.
- Línea de Transmisión eléctrica para la conexión de la Unidad de Punta a la subestación eléctrica del sistema eléctrico correspondiente.
- Paño de conexión en subestación del sistema eléctrico equipamiento de maniobra, estructuras y sistemas de protección, control y comunicación.

Para los distintos ítems del BOP mecánico se estimaron volúmenes y capacidades indicados en la presente sección. Los precios unitarios asociados fueron estimados en base a referencias del Consultor para proyectos similares.

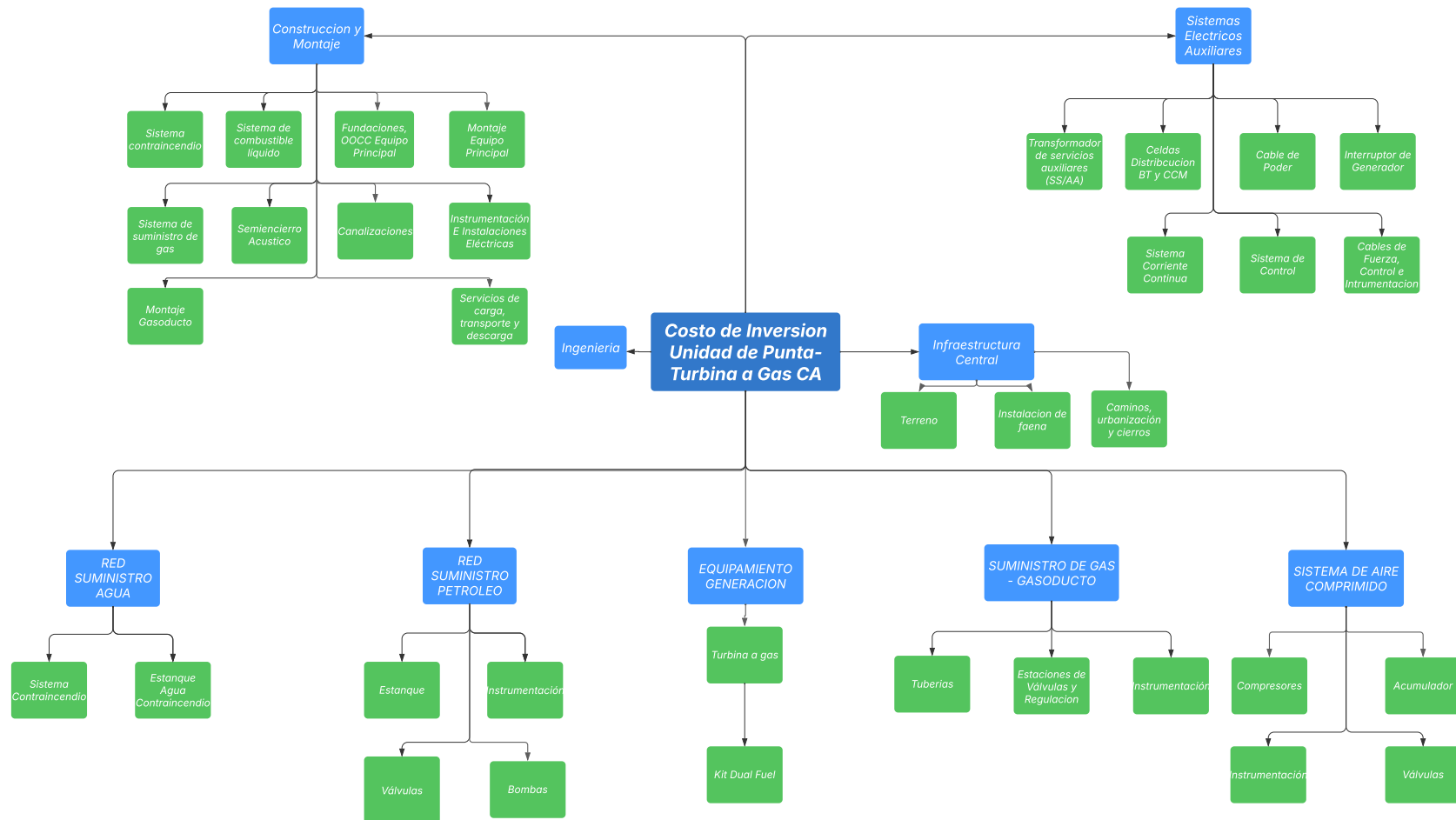
En el Anexo 2 se muestra la Disposición General (Layout) de la Unidad de Punta (TG CA) para los tamaños de 3 MW y 15 MW, considerando que el paño de conexión al sistema eléctrico correspondiente es en nivel de Media Tensión.

Tamaño 3 MW: CNE-11-002-512

Tamaño 15 MW: CNE-11-002-513

La estructura de costos considerada para este caso se muestra en el siguiente mapa conceptual.

Figura 164. Mapa Conceptual Estructura Partidas de Costos – TG SSMM



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

5.6.3 Conexión Eléctrica

En el caso de los SSMM, dada la cercanía de la Unidad de Punta al punto de conexión eléctrico, junto con el hecho de que la subestación de conexión está en el mismo terreno que la unidad de punta, se contempla la conexión directa entre el transformador elevador y la subestación del sistema eléctrico correspondiente.

La conexión eléctrica considera el transformador elevador y conexión, la cual será del tipo subterránea, en la cual se utilizará cable con aislación sólida del tipo XLPE junto con las terminaciones correspondientes.

El nivel de Tensión utilizado será en media tensión (11,5 kV o 13,2 kV) y dependerá del punto de conexión. Para las maniobras que se requieran serán usados los interruptores y desconectores incluidos en la celda de media tensión de conexión del generador de la Unidad de Punta.

Luego la conexión eléctrica tendrá el siguiente equipamiento principal:

- Un Transformador de poder elevador con cambiador de taps bajo carga para transformación desde nivel de generación (6,6 o 11,5 kV típicamente) al nivel de media tensión correspondiente del punto de conexión. El Transformador de poder elevador será trifásico sumergido en aceite mineral con refrigeración ONAN de una capacidad de aproximadamente 3,5 MVA y 16,5 MVA para los tamaños de 3 MW y 15 MW, respectivamente.
- Cables aislados de media tensión, con aislación sólida tipo XLPE, clase 15 kV con una capacidad total de 150 A y 650 A para los tamaños de 3 MW y 15 MW respectivamente.

5.6.4 Paño de Conexión

Para la conexión de la Unidad de Punta, se requiere de la instalación de un paño de conexión adicional en la subestación de conexión del sistema eléctrico correspondiente.

Cabe destacar que, en el caso de la subestación Tres Puentes perteneciente al SS.MM. de Punta Arenas, de acuerdo con el estándar de la subestación indicada, para el paño de conexión se considera una celda de media tensión clase 15 kV para uso interior, de capacidad 1.250 A para el tamaño 15 MW. En el caso de los tamaños de 3 y 15 MW se considera el tamaño mínimo de fabricación estándar correspondiente a 630 A.

En los otros casos, dicho paño será del tipo convencional y considera ampliación de los marcos de barras, ampliación de las barras, aisladores, ferretería, accesorios para conexiones, ampliación de la malla de tierra. Para la maniobra y protección se considera solo un desconector fusible, clase 15 kV, 400 A o 600 A para los tamaños de 3 MW y 15 MW respectivamente.

5.7 Central Generadora del tipo Grupo Motor – Generador de tamaños 0,3 MW, 0,4 MW, 0,8 MW, 0,9 MW, 1,0 MW, 1,8 MW y 3,0 MW

En la presente sección se describe el diseño para una Central Generadora del tipo Grupo Motor – Generador de tamaños 0,3 MW, 0,4 MW, 0,8 MW, 0,9 MW, 1,0 MW, 1,8 MW y 3,0 MW.

5.7.1 Requerimientos de Espacio

Los requerimientos de espacio (terreno) necesarios para la instalación de la Central Generadora (Unidad de Punta) del tipo Grupo Motor - Generador de tamaños de 0,3 MW, 0,4 MW, 0,8 MW, 0,9 MW, 1,0 MW, 1,8 MW y 3,0 MW se obtiene a partir del plano de disposición general (Layout incorporado en el Anexo 2 de este documento) el que considera entre otros, el equipamiento principal (Grupo Motor - Generador), los sistemas (mecánicos y eléctricos) del Balance de Planta (BOP) y Obras Civiles relacionadas con edificio de operación y caminos interiores. Adicionalmente, esta disposición considera la subestación de salida en nivel de media tensión que incluye los equipos de maniobra para la conexión a la línea de transmisión la cual se conectará al sistema eléctrico correspondiente.

Las superficies de terrenos requeridos que permiten la instalación de la Central Generadora (Unidad de Punta) mediante Grupos Motor – Generador (GMG) de los tamaños antes indicados, son las siguientes:

Tabla 19 Tamaño (MW), Área requerida (terreno) y Referencia de Plano Unidad de Punta del tipo Grupo Motor - Generador en los SSMM

Tamaño (MW)	Terreno m2 (hectareas)	Referencia Plano Disposición (Layout)
0,3	506 (0,051)	Ver Plano CNE-24-001-514
0,4	506 (0,051)	Ver Plano CNE-24-001-515
0,8	580 (0,058)	Ver Plano CNE-24-001-516
0,9	580 (0,058)	Ver Plano CNE-24-001-517
1	580 (0,058)	Ver Plano CNE-24-001-518
1,2	600 (0,06)	Ver Plano CNE-24-001-519
3	600 (0,06)	Ver Plano CNE-24-001-520

5.7.2 Equipamiento principal

La disposición general (Layout) de la Unidad de Punta (Grupo Motor - Generador) se muestra en el Anexo 2, el cual se compone de:

- Motor-generador estándar, que incluye el sistema de entrada de aire con filtros, así como los sistemas de instrumentación y control completos, sistema de lubricación, caja de reductora de velocidad cuando corresponda según el diseño del fabricante y todos aquellos subsistemas que aseguren la operación óptima del grupo. El sistema de combustión será dual, de modo que permita la operación con petróleo diésel y gas natural, como combustible alternativo.
- Generador con sus correspondientes sistemas de excitación y regulación de voltaje. Se incluye el sistema de lubricación y enfriamiento del estator.
- Sistema de enfriamiento de los componentes de la unidad. Este sistema incluye un sistema cerrado de agua tratada, impulsada con bombas para abastecer a todos los sistemas que requieran enfriamiento, un estanque de expansión y un intercambiador de calor o aerofriador, para disminuir con aire forzado la temperatura del agua de enfriamiento.
- Sistema de control. El control de la planta será diseñado para disponer de una operación centralizada. Para lograr esta condición es necesario realizar el control a través de Programadores Lógicos de Control (PLC) y orientar la información a un sistema de Control Distribuido (DCS) donde se integre y analicen los datos operacionales de todos los equipos de la planta, es decir, motor-generador, sistema de distribución de gas y todos los demás equipos relacionados (BOP). El sistema principal de control se ubicará en un área del edificio de administración. Los equipos electrónicos necesarios para procesar las señales de entrada y salida se ubicarán en una sala adyacente. Se consideran sistemas de sincronización automática.
- Chimenea para Gases de combustión con su correspondiente silenciador. La altura estimada de la chimenea para tamaño de 0,3 MW y 0,4 será de 2.5 m, para tamaño de 0,8 MW, 0,9 MW y 1,0 MW de 4 m, para 1,8 MW de 4 m. Para 3 MW y 15 MW la chimenea se considera de entre 5 m y 6 m. Estos tamaños varían según el fabricante, modelo y especificaciones técnicas particulares de cada proyecto.
- Interruptor de generador, correspondiente a una celda de baja tensión para uso interior, de capacidad 3.500 A, 2.000 A, 1.600 A y 1.000 A para los tamaños de 1, 8 MW / 1 MW; 0,9 MW / 0,8 MW; 0,4 MW; 0,3 MW respectivamente. En el caso del tamaño de 3 MW y 15 MW se considera una celda de media tensión del tamaño mínimo de fabricación estándar correspondiente a 630 A.
- Transformador de servicios auxiliares para la transformación desde nivel de generación (6 kV típicamente para el tamaño de 3 MW y 0,4 kV para los tamaños pequeños) a baja tensión. El Transformador auxiliar será trifásico sumergido en aceite mineral con refrigeración ONAN de una capacidad máxima aproximada de 50 kVA en todos los casos.
- Ducto de Barras no segregado para baja tensión de capacidad 3.500 A y 3.000 y 1.000 A para los tamaños de 1, 8 MW; 1,0 MW/0.9 MW /0.8 MW; 0,3 MW/0,4 MW respectivamente. En el caso

del tamaño 3 MW se considera un cable de poder aislado clase 15 kV tipo XLPE, para la conexión del generador a la celda de media tensión.

El BOP se compone principalmente de las siguientes instalaciones:

- Estanque contraincendio para almacenamiento de agua desde pozos profundos o recepción de agua en camiones aljibes Este estanque contiene la reserva de la red del sistema contraincendio. La capacidad estimada será de 10 m³ en todos los casos.
- Sistema contra incendios. Comprende una red presurizada de agua, con una bomba eléctrica, una motobomba a petróleo diésel y una bomba joker, para mantener el sistema presurizado. Esta red tendrá estaciones para conexión de mangueras contraincendio, además de la conexión al anillo de refrigeración y monitor contraincendio del estanque de petróleo diésel. Deberá cumplir con los estándares de la NFPA para este tipo de instalaciones. Como se menciona precedentemente, el estanque soporte de la red es el estanque de agua cruda.
- Tratamiento de RILes. Corresponderá a una planta o proceso que permita que la disposición de las aguas residuales cumpla con el D.S. 90.
- Planta de tratamiento de aguas servidas. Los efluentes líquidos domésticos serán dispuestos en el sistema de alcantarillado que tendrá la Central y tratados con una planta de tratamiento modular de aguas servidas, mediante el sistema de lodos activados (Ecojet). Este tipo de planta es de tipo prefabricada, existente en el mercado y de amplio uso. El diseño y proceso de estas plantas garantiza que las aguas tratadas cumplan con la NCh 1.333/78 para Agua de Riego y con el D.S. N° 90 del año 2000 del Ministerio secretaria general de la Presidencia.
- Estanque de petróleo diésel con estación receptora para camiones estanque. La capacidad estimada será de 5 m³ para un tamaño de 0,3 MW/0,4 MW; 10 m³ los tamaños de 0,8 MW, 0,9 MW y 1,0 MW; 23 m³, para un tamaño de 1,8 MW y 33 m³, para un tamaño de 3 MW, calculado para una operación semanal de 4 horas diarias durante 5 días. Para este cálculo se consideró el Heat Rate bruto promedio de unidades en estudio de diferentes fabricantes. Contará con un rack de filtrado y bombeo de petróleo diésel a la turbina de combustión. Este estanque deberá tener un pretil de contención de derrames cumpliendo la normativa vigente y tanto el estanque como sus instalaciones de recepción y bombeo deberá ser recepcionado por la SEC.
- Sistema de aire comprimido. El sistema de aire comprimido suministra aire comprimido tanto para servicios generales de la planta (aire de servicios) como aire comprimido filtrado y seco para instrumentos (aire de regulación).
- Edificio de administración, taller, bodega, casa de cambio, comedor, sala de control subestación.
- Control de acceso.
- Subestación Eléctrica de salida compuesta por el equipamiento de maniobra, estructuras y sistemas de protección, control y comunicación.
- Línea de Transmisión eléctrica para la conexión de la Unidad de Punta a la subestación eléctrica del sistema eléctrico correspondiente.

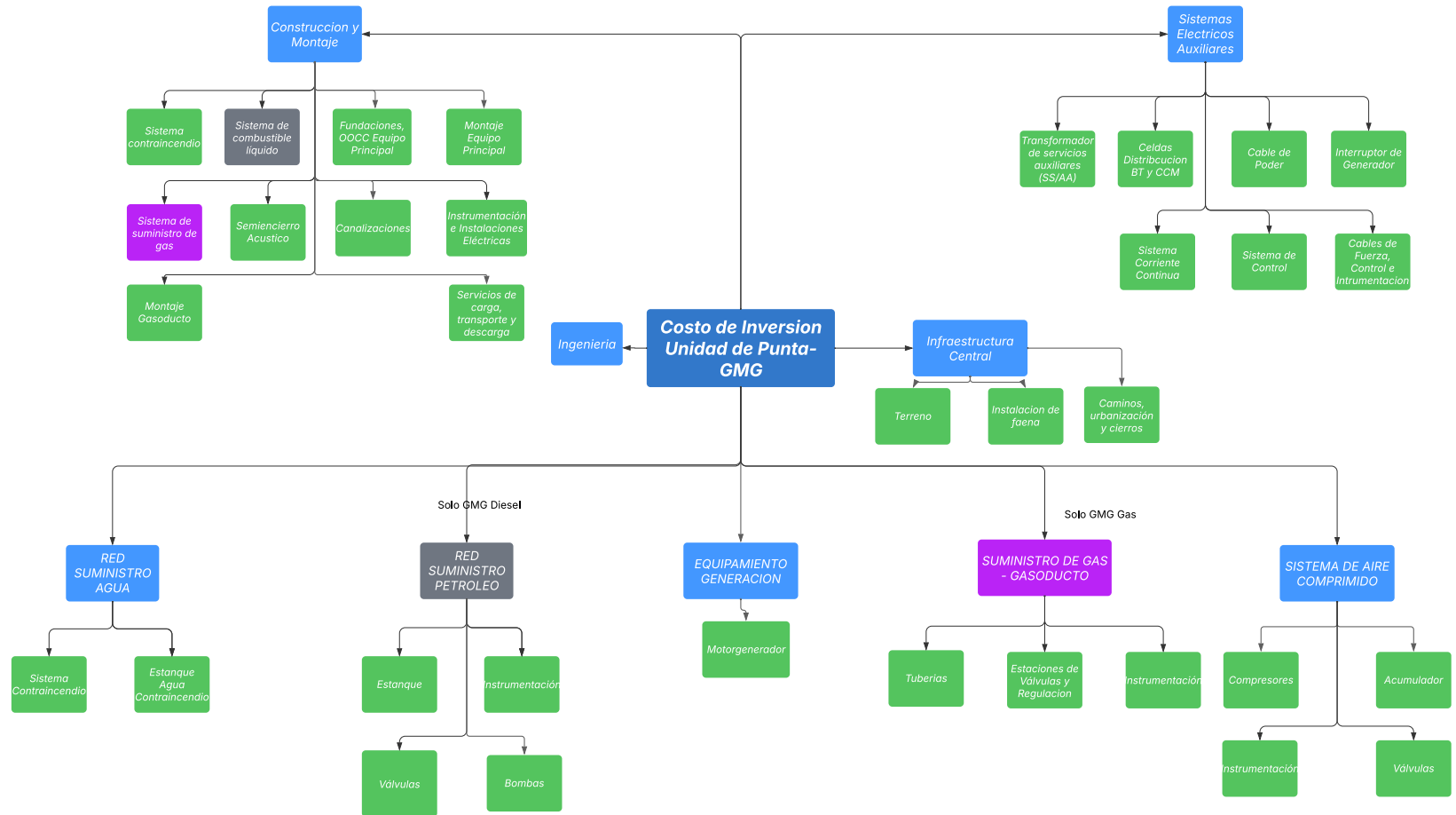
Para los distintos ítems del BOP mecánico se estimaron volúmenes y capacidades indicados en la presente sección. Los precios unitarios asociados fueron estimados en base a referencias del Consultor para proyectos similares.

En el Anexo 2 se muestran los planos de disposición general (Layout) de la Unidad de Punta (GMG) para los tamaños de 0,3 MW, 0,4 MW, 0,8 MW, 0,9 MW, 1 MW, 1,8 MW y 3 MW, considerando que el paño de conexión al sistema eléctrico correspondiente es en nivel de Media Tensión.

Tamaño 0,3 MW:	CNE-24-001-514
Tamaño 0,4 MW:	CNE-24-001-515
Tamaño 0,8 MW:	CNE-24-001-516
Tamaño 0,9 MW:	CNE-24-001-517
Tamaño 1,0 MW:	CNE-24-001-518
Tamaño 1,8 MW:	CNE-24-001-519
Tamaño 3,0 MW:	CNE-24-001-520

La estructura de costos considerada para este caso se muestra en el siguiente mapa conceptual.

Figura 165. Mapa Conceptual Estructura Partidas de Costos – GMG SSMM



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

5.7.3 Conexión Eléctrica

En el caso de los SSMM, dada la cercanía de la Unidad de Punta al punto de conexión eléctrico, junto con el hecho que la subestación de conexión está en el mismo terreno que la Unidad de punta, se contempla la conexión directa entre el transformador elevador y la subestación del sistema eléctrico correspondiente.

Luego la conexión eléctrica considera el transformador elevador y conexión será del tipo subterránea en la cual se utilizará cable con aislación solida del tipo XLPE junto con las terminaciones correspondientes.

El nivel de Tensión utilizado será en media tensión (13,2 kV, 23 kV o 33 kV) y dependerá del punto de conexión. Para las maniobras que se requiera serán usados los interruptores y desconectores incluidos en la celda de conexión del generador de la Unidad de Punta.

Luego la conexión eléctrica tendrá el siguiente equipamiento principal:

Un Transformador de poder elevador para transformación desde nivel de generación (0,4 kV típicamente) al nivel de media tensión correspondiente del punto de conexión. El Transformador de poder elevador será trifásico sumergido en aceite mineral con refrigeración ONAN de una capacidad de aproximadamente 0,4 MVA, 0,4 MVA, 0,9 MVA, 1 MVA, 1 MVA, 2 MVA y 3,5 MVA para los tamaños de 0,3 MW, 0,4 MW, 0,8 MW, 0,9 MW, 1 MW, 1,8 MW y 3 MW respectivamente.

- Cables aislados de media tensión, con aislación solida tipo XLPE, clase 15 kV, 25 kV o 35 kV según la tensión correspondiente del punto de conexión.

5.7.4 Paño de Conexión

Para la conexión de la Unidad de Punta, se requiere de la instalación de un paño de conexión adicional en la subestación de conexión del sistema eléctrico correspondiente.

Dicho paño será del tipo convencional y considera ampliación de los marcos de barras, ampliación de las barras, aisladores, ferretería, accesorios para conexiones, ampliación de la malla de tierra. Para la maniobra y protección se considera solo un desconector fusible, clase 15 kV, 25 kV o 35 kV según la tensión correspondiente del punto de conexión, de capacidad de corriente nominal de 100 A o 200 A según el tamaño de la Unidad de Punta y el nivel de tensión del punto de conexión

6. DETERMINACIÓN DE ÍTEMS INCLUIDOS EN LAS PARTIDAS DE COSTOS DE INVERSIÓN DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS ANALIZADAS

6.1 Determinación de ítems incluidos en las partidas de costos de inversión de las distintas tecnologías analizadas

6.1.1 Antecedentes

Con el propósito de poder determinar los costos de inversión de la Unidad de Punta, en los distintos emplazamientos (zonas cercanas a subestaciones del SEN) considerados, se procedió a determinar las partidas de costos que forman parte del Presupuesto (CAPEX), en base al diseño expuesto en el desarrollo del capítulo 6 anterior. En el presente capítulo se indican dichas partidas de costos y se detallan los componentes de cada una de ellas.

Asimismo, para cada una de las partidas de costos identificadas más abajo, se indica a que tecnología aplica para el caso de las Turbinas a gas en ciclo simple o abierto (TG CA), Grupo motor - generador (GMG), Sistema híbrido mediante central solar fotovoltaica más sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (Sistema HB CSF + BESS), Sistema híbrido mediante parque eólico más sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (Sistema HB PE + BESS) y Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías stand alone (Sistema BESS Stand Alone).

6.1.2 Unidad de Generación Eléctrica y Sistema de Almacenamiento Stand Alone

6.1.2.1 Suministro de equipos principales - TG CA – GMG – Sistema HB CSF + BESS – Sistema HB PE + BESS y Sistema BESS Stand Alone

Esta partida de costos engloba el suministro del equipamiento principal de la Unidad de Punta. A continuación, se detalla cada uno de los ítems contenidos en ella.

6.1.2.2 Equipamiento de la Unidad de Generación Eléctrica y Sistema de Almacenamiento Stand Alone

Esta partida de costo (valor en USD) comprende al menos lo siguiente:

- Turbina a Gas y Generador Eléctrico: corresponde a la partida de costos (valor en USD) del equipamiento principal de la unidad de generación eléctrica.
- Aerogeneradores Onshore: corresponde a la partida de costos (valor en USD) del equipamiento principal de la unidad de generación eléctrica.
- Paneles solares: corresponde a la partida de costos (valor en USD) del equipamiento principal de la unidad de generación eléctrica.

- Baterías: corresponde a la partida de costos (valor en USD) del equipamiento principal del sistema de almacenamiento de energía.
- Equipos de monitoreo de emisiones de contaminantes SO₂, NO_x, MP (CEMS: Continuous Emission Monitoring System): corresponde a la partida de costos (valor en USD) del equipamiento del sistema de monitoreo continuo de emisiones (sólo aplica para la tecnología TG CA).

6.1.2.3 Red de Suministro de Petróleo Diésel (sólo aplica a las tecnologías TG CA y GMG)

Esta partida de costo (valor en USD) comprende al menos lo siguiente:

- Estanque: corresponde al costo (valor en USD) del suministro del estanque puesto en obra (acero).
- Instrumentación: corresponde al costo (valor en USD) de los equipos e instrumentos de control de la red.
- Válvulas: corresponde al costo (valor en USD) de las válvulas manuales y automáticas de la red.
- Bombas de Impulsión: corresponde al costo (valor en USD) de las bombas que impulsan el combustible a la turbina.
- Bombas de recepción: corresponde al costo (valor en USD) de las bombas que descargan los camiones de combustible al estanque.

6.1.2.4 Suministro de Gas Natural (sólo aplica a las tecnologías de TG CA y GMG)

Esta partida de costo comprende al menos los ítems siguientes:

- Tuberías 6" de diámetro: corresponde al valor de la tubería de acero montada.
- Estaciones de Válvulas y Compresor: corresponde al valor de válvulas manuales y automáticas de control, medidor de combustible y compresor.
- Instrumentación: corresponde al valor de los equipos e instrumentos de control de la red.

6.1.2.5 Red de Suministro de Agua (sólo aplica a las tecnologías de TG CA y GMG)

Esta partida de costo (valor en USD) comprende al menos lo siguiente:

- Planta de Agua desmineralizada: corresponde al valor global de la planta de tratamiento de agua.
- Estanque Agua Cruda: corresponde el valor del suministro del estanque puesto en obra (acero).
- Bombas impulsión agua cruda: corresponde al valor de las bombas que impulsan el agua a la Planta Desmineralizadora.
- Estanque Agua Desmineralizada: corresponde el valor del suministro del estanque puesto en obra (acero).

- Bombas impulsión agua desmineralizada: corresponde al valor de las bombas que impulsan el agua a la turbina.
- Sistema Contra incendio: corresponde al valor global del sistema presurizado contra incendio del estanque de petróleo y estaciones de mangueras.
- Instrumentación: corresponde al valor de los equipos e instrumentos de control de la red.
- Válvulas: corresponde al valor de las válvulas manuales y automáticas de la red.

6.1.2.6 Sistema de Aire Comprimido (sólo aplica a las tecnologías de TG CA y GMG)

Esta partida de costo (valor en USD) comprende al menos lo siguiente:

- Compresores: corresponde al valor de los compresores de aire para instrumentos y servicio.
- Acumulador: corresponde al valor de estanque acumulador de aire comprimido.
- Instrumentación: corresponde al valor de los equipos e instrumentos de control de las redes de aire instrumento y de servicio.
- Válvulas: corresponde al valor de las válvulas manuales y automáticas de la red.

6.1.2.7 Plataforma y Fundaciones para Aerogeneradores Onshore

Esta partida de costo (valor en USD) comprende las obras Civiles principales para la instalación de los Aerogeneradores Onshore.

6.1.2.8 Sistema Eléctricos Auxiliares (Aplica a todas las tecnologías)

Esta partida que incluye el equipamiento eléctrico y de control complementario al paquete del equipamiento principal del sistema de generación eléctrica. Incluye el transformador de servicios auxiliares, ductos de barra de fase aislada, interruptor de generador, celdas de media tensión, celdas de baja tensión, centros de control de motores, tableros de fuerza y alumbrado, baterías, cargador de baterías, inversores, generador de emergencia y cables de fuerza, control e instrumentación de la central.

6.1.2.9 Obras Civiles y Montaje (aplica sólo TG CA - GMG)

Esta partida de costos engloba los costos asociados a las Obras Civiles requeridas por la unidad generadora y sistema de almacenamiento, como también el montaje del equipamiento principal. A continuación, se detalla cada uno de los ítems contenidos en ella.

- a. Este ítem corresponde a las obras generales e iniciales necesarias para efectos de la construcción y montaje de cada central. Incluye entre otros aspectos:
 - Instalaciones de faena
 - Caminos y urbanización
 - Movimientos de tierra

- Alumbrado exterior

b. Construcción y Montaje

Este ítem corresponde a las obras de construcción y montaje propiamente tal de cada central.

Incluye entre otros aspectos:

- Infraestructura y fundaciones TG CA y GMG
- Planta Desmineralizadora
- Sistema de combustible líquido
- Edificio de Administración, eléctrico y sala de control
- Sala de compresores
- Sistema de combate de incendio
- Sistema de suministro de gas
- Sistema de abatimiento de emisiones
- Instrumentación e instalaciones eléctricas
- Protección catódica
- Pinturas
- Montaje grúa portal, tecles, monorraíles y elevador
- Servicios de ingeniería asociados a la construcción
- Servicios de carga, transporte y descarga
- Tuberías, válvulas, fittings, soportes y colgadores
- Montaje de gasoducto (Solo en los casos que aplica)

6.1.2.10 Obras Civiles y Montaje (sólo aplica a Sistema HB CSF + BESS, Sistema HB PE + BESS y Sistema BESS Stand Alone)

Esta partida de costos engloba los costos asociados a las Obras Civiles requeridas por la unidad de generación eléctrica y sistema de almacenamiento, y el montaje del equipamiento. A continuación, se detalla cada uno de los ítems contenidos en ella.

a. Infraestructura de la Unidad de Generación Eléctrica y Sistema de Almacenamiento

- Instalaciones de faenas
- Caminos nuevos
- Mejoramiento de caminos existentes
- Plataformas y fundaciones Aerogeneradores

b. Construcción y Montaje

Este ítem corresponde a las obras de construcción y montaje propiamente tal de cada central. Incluye entre otros aspectos:

c. Plataformas y fundaciones

d. Canalizaciones y cámaras

e. Ingeniería (Aplica para todas las tecnologías)

Se incluyen en este ítem toda la ingeniería de detalle necesaria para realizar el proyecto de la unidad de generación eléctrica y Sistema de Almacenamiento BESS. Estos valores corresponden a las HH de ingenierías necesarias para el diseño de detalle de la de la unidad de generación eléctrica y del sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS).

6.1.2.11 Gasto Generales del Propietario (Aplica para todas las tecnologías)

Se consideran los costos correspondientes a gastos generales habituales en este tipo de obras y que son los siguientes:

- a. **Servicios de ingeniería, estudios y administración del proyecto:** Corresponde a los gastos correspondientes a los servicios de ingeniería y administración del proyecto que requiere el propietario desde los estudios básicos hasta el término del proyecto. Se incluyen los estudios de terreno específicos de cada localización. Se estiman en un 3,5% del costo total de suministro y construcción.
- b. **Gestión DIA /EIA :** Corresponde a los gastos de servicios de consultoría y gastos de gestión de la Declaración de Impacto Ambiental o Estudio de Impacto Ambiental, desde los inicios del proyecto hasta su término. Se han considerado valores de mercado para cada tipo de central. Se estiman en 120.000 USD.
- c. **Costos de terrenos, permisos y concesiones:** Contempla el costo por adquisición de terrenos, permisos y concesiones de todo tipo. Se estiman en un 0,5% del costo total de suministro y construcción.
- d. **Compensaciones a la comunidad:** Se consideran en este presupuesto eventuales costos por concepto de compensaciones a la comunidad, en la forma de pagos a organizaciones civiles, municipalidades, pavimentación de caminos y otros. Se estiman en un 2 % del costo total de suministro y construcción.
- e. **Gastos de puesta en marcha:** Corresponde a los gastos iniciales de puesta en marcha de cargo del propietario, en especial el combustible utilizado en las pruebas sin generación eléctrica y gastos de personal especializado externo. Se estiman en un 1 % del costo total de suministro y construcción.

- f. **Varios:** Gastos varios adicionales de cargo del propietario, que inevitablemente se producirán y que se estiman en un 0.5% del costo total de suministro y construcción.
- g. **Contingencias:** Se ha considerado un costo para los imprevistos que puedan surgir durante el desarrollo de la obra y que no están cubiertos por los costos del itemizado principal. Se estiman en un 1% del costo total de suministro y construcción.

Cabe destacar que los gastos generales se calculan para la unidad de punta completa, la cual considera una componente de central generadora/sistema almacenamiento, una componente de subestaciones y una componente línea de transmisión para luego prorratar el total obtenido en las tres componentes antes indicadas.

6.1.3 Resumen de partidas de costos incluidas en planilla de cálculo del CAPEX

Con el objetivo de acceder y comprender de mejor manera los valores determinados para las distintas partidas de costos incluidas en las planillas de cálculo del CAPEX (formato Excel) del Anexo 6 las cuales forman parte del costo de inversión de la Unidad de Punta se muestran en las tablas siguientes, la estructura de las respectivas partidas de costos y su correspondiente detalle, para el caso particular de la Unidad de generación eléctrica de las distintas tecnologías y también para el Sistema de Almacenamiento BESS.

para el caso de la Unidad de generación eléctrica de la tecnología del tipo Turbina a Gas en Ciclo Simple o Abierto los ítems principales de las partidas de costos son los siguientes:

a. Suministros de Equipos

- Equipamiento de la unidad de generación eléctrica
- Red de Suministro de Petróleo (caso diésel y dual)
- Suministro de Gas (caso gas natural)
- Red Suministro de Agua
- Sistema de Aire Comprimido
- Sistemas Eléctrico Auxiliares

b. Obras Civiles y Montaje

- Infraestructura Central
- Construcción y Montaje

c. Ingeniería

d. Prorrata Gastos Generales del Propietario

6.2 Determinación de los Ítems incluidos en las partidas de costos fijos de la operación de las distintas tecnologías analizadas

Para determinar los costos fijos de operación de la Unidad de Punta en los distintos emplazamientos considerados, se determinarán en una etapa posterior del presente estudio las partidas de costos que forman parte del presupuesto, en base a la experiencia del consultor en este tipo de proyectos.

En el presente capítulo se indican dichas partidas de costo y se detallan los componentes de cada una de ellas.

6.2.1 Costos Fijos de Operación

Se consideran los costos de personal y gastos generales correspondientes a la operación de la Unidad de Punta.

6.2.2 Costos de Mantenimiento y atención de fallas

El mantenimiento rutinario y atención de fallas está considerado en estos costos y estará cubierto por el personal de operación y un especialista electromecánico de apoyo diario. Los mantenimientos e inspecciones mayores no se consideran en estos costos, por cuanto lo habitual y así se ha considerado, que esté cubierto por un LTSA (Long Term Service Agreement) contratado con el fabricante o representante autorizado de la marca, cuyo costo es variable y depende de las horas equivalentes de operación (EOH).

Esta estimación se realizó para cada tecnología según el personal requerido. Cabe considerar que esta estimación es independiente del tamaño de la Unidad de Punta.

La única variación que existe es en el caso de los SSMM producto de las particularidades de este caso ya que en ellos se considera la Unidad de Punta dentro de instalaciones existentes.

6.2.3 Costo de capital del petróleo diésel almacenado

Es el costo del almacenamiento de petróleo diésel en el estanque de la Unidad de generación eléctrica, con un costo financiero anual al 6%. Se estima que este stock de seguridad está en el orden de un 60% de la capacidad máxima del estanque de petróleo diésel para este tipo de unidades generadoras. Este costo de capital aplica a las tecnologías del tipo TG CA y GMG utilizando combustible petróleo diésel (casos petróleo diésel y combustible dual).

El criterio considerado para el costo anual del 6% está en directa relación con el número de horas esperadas de operación de la Unidad de Punta, al considera un valor de aproximadamente 500 hr anuales. Además, se estima que el stock de seguridad de petróleo diésel almacenado debería ser del orden de un 60%, permitiendo en casos de operación imprevista disponer de un período adecuado

de autonomía mientras se da la orden para realizar el abastecimiento del combustible mediante camiones, en los casos que no disponga de un arranque desde un oleoducto.

6.2.4 Costos de repuestos

Corresponde al costo de repuestos de partes calientes de las TG CA y de repuestos menores para el caso de los GMG. Estos repuestos son estratégicos y necesarios para reparaciones de emergencia, además que deben estar disponibles cuando correspondan los mantenimientos por EOH, según el LTSA. Al ser utilizados deberán reponerse, para su disponibilidad para el evento siguiente. Se considera la operación de la Unidad de Punta en las horas de control del período de punta del Sistema Eléctrico correspondiente.

Adicionalmente, los repuestos considerados se utilizan durante el periodo de control para el período de un año. Por lo tanto, la cantidad de veces que estos repuestos serán utilizados corresponde a la misma cantidad de años de la vida útil de la unidad de generación eléctrica.

6.2.5 Costos fijos de operación y mantención de la Subestación

Corresponde al costo fijo en relación con el servicio de mantención del paño de conexión de la unidad de punta y de la subestación de enlace. Dicho servicio incluye la cuadrilla, el equipamiento necesario y considera una utilidad del contratista. Se han considerado tres días para las labores de mantención. Adicionalmente se incluye el costo del arriendo de los terrenos y de las instalaciones comunes de la subestación de enlace.

6.2.6 Costo fijo de inspección y mantenimiento de la línea de transmisión

Corresponde al costo del servicio de inspección y mantenimiento menores de la línea de transmisión. Dicho servicio incluye la cuadrilla, el equipamiento necesario y considera una utilidad del contratista. Se ha considerado que un rendimiento diario típico de una cuadrilla de mantención de línea es del orden de los 6 km. Se considera el mismo costo en todos los casos, dado que como mínimo se contrata un día de servicio. Se estima que se requiere un día mensual para estas labores.

6.2.7 Costo de las pérdidas del transformador de poder

Corresponde al costo de las pérdidas eléctricas en vacío del transformador de poder valorizadas, producto de mantener energizado dicho equipo en el periodo que la central de punta no opera. Para su cálculo se han considerado la información técnica de transformadores de poder relativa a las pérdidas en vacío para cada tamaño de la unidad de punta.

En este punto se consideran las pérdidas en vacío cuando la unidad no está operando vale decir fuera de la hora de control de punta. Para estos efectos se considera un valor tipo de pérdidas en vacío para transformadores de las características descritas en el punto 5.5.1. Se destaca que este costo se calcula para el todo el año excepto el periodo de punta y se valorizan a un costo aproximado de la energía de 60 US/MWh.

Estos valores de pérdidas en vacío corresponden a 56,2 kW para el caso de 70 MW, 81,6 kW para el caso de 120 MW y 92,1 kW para el caso de 150 MW. Estos valores aplican para todas las tecnologías en estudio. Adicionalmente, estos valores fueron obtenidos de equipamiento de referencia del Consultor de proyectos de generación.

6.2.8 Costo de seguros

Los costos de seguros están incorporados en el costo de inversión de la Unidad de Punta, dado que el valor CIF (Cost, Insurance and Freight) se obtiene a partir del valor FOB (Free On Board) más los costos de Seguros (Insurance) y Fletes (Freight).

Asimismo, los costos de seguros para la operación de la central generadora (Unidad de Punta) están considerados dentro del costo fijo de la unidad de generación eléctrica.

6.2.9 Costos de transporte (recargos de transporte)

Están incluidos en los Costos de Inversión, dado que estos corresponden a los costos de flete desde puerto de origen (fabrica) a puerto de Chile más los costos de flete entre puerto de Chile y lugar de emplazamiento de la Unidad de Punta.

6.2.10 Costos de almacenaje y logística

No se considera ningún costo de almacenaje y logística, dado que están incluidos en el precio unitario de los insumos utilizadas este costo.

7. DISPOSITIVOS DE MITIGACIÓN O ELIMINACIÓN DE CONTAMINACIÓN AMBIENTAL

7.1 Análisis de las regulaciones ambientales vigentes

En el presente capítulo se describe la normativa ambiental de carácter general aplicable al proyecto de instalación de unidades de punta en el SEN y SSMM. Para tal efecto se contempla la instalación de Turbinas a Gas y Grupo Motor – Generador operando con gas natural y petróleo diésel.

El presente capítulo da cuenta de los resultados obtenidos del inventario de emisiones de material particulado respirable MP 10, material particulado respirable fino MP 2.5 y gases SO₂, NO_x y CO, provenientes de las etapas de construcción y operación de las unidades de punta ubicadas en diferentes regiones a lo largo del país.

7.1.1 Normativa aplicable

La normativa ambiental general aplicable a los proyectos para las unidades de punta debe considerar las siguientes regulaciones ambientales:

7.1.1.1 Normas de calidad del aire

La normativa ambiental de calidad de aire aplicable a la unidad de punta en estudio son las siguientes:

- D.S. Nº 12, de 2021, del Ministerio de Medio Ambiente Establece norma de calidad primaria para material particulado respirable MP10.
- D.S. Nº 112, de 2002, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia de la República. Establece norma primaria de calidad de aire para ozono (O₃).
- D.S. Nº 104, de 2018, del Ministerio de Medio Ambiente. Establece norma primaria de calidad de aire para dióxido de azufre (SO₂).
- D.S. Nº 40, de 2023, del Ministerio de Medio Ambiente a. Establece norma primaria de calidad de aire para dióxido de nitrógeno (NO₂).
- D.S. Nº 115, de 2002 del Ministerio secretaria general de la Presidencia de la República. Establece norma primaria de calidad de aire para monóxido de carbono (CO).
- D.S. Nº 22, de 2009, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia de la República. Establece norma de calidad secundaria de aire para anhídrido sulfuroso (SO₂). D.S. Nº 12, de 2011, del Ministerio del Medio Ambiente. Establece norma primaria de calidad ambiental para material particulado fino respirable MP2.5.
- D.S. Nº 5, de 2025, del Ministerio del Medio Ambiente. Establece norma primaria de calidad del aire para el compuesto orgánico volátil (COV) Benceno.

Estas normas definen límites de concentración de contaminantes en el punto de máximo impacto en la zona de influencia del proyecto. La concentración de contaminantes y la ubicación del punto de máximo impacto dependen fuertemente de las condiciones meteorológicas y de la topografía, por lo que para realizar una modelación de la calidad de aire se requiere realizar mediciones en terreno y simulaciones computacionales. Dichos estudios se realizan en la etapa de estudio de impacto ambiental de un proyecto y están más allá del alcance del presente estudio.

7.1.1.2 Normas de emisiones de contaminantes atmosféricos

La normativa ambiental de emisión de contaminantes atmosféricos de aire aplicable a las unidades de punta en estudio se establece en el D.S. Nº 13, de 2011, del Ministerio del Medio Ambiente. La norma de emisión para centrales termoeléctricas. Las emisiones máximas que establece esta normativa para unidades de generación eléctrica nuevas, sobre los 50 MWt, se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 20 D.S. 13 Límites de emisión para fuentes emisoras nuevas (mg/Nm³)

Combustible	Material Particulado (MP)	Dioxido de Azufre (SO ₂)	Oxidos de Nitrógeno (NO _x)
Sólido	30	200	200
Líquido	30	10	120
Gas	n. a.	n. a.	50

n. a. : no aplica

7.2 Cálculo de emisiones

7.2.1 Emisiones con combustible gas natural

Producto de la combustión del gas natural se emitirá a la atmósfera un flujo gaseoso caracterizado principalmente por la presencia de Nitrógeno (N₂), dióxido de carbono (CO₂), vapor de agua y óxidos de nitrógeno (NO_x), además de otros contaminantes como CO, MP y compuestos orgánicos (TOC), aunque en concentraciones menores. Los niveles de emisiones de la unidad de punta (turbina de gas) son de aproximadamente 150 – 300 ppm de NO_x, sin sistemas de control. Por esta razón, el diseño de las unidades de punta deberá contemplar la utilización de tecnología de última generación en los quemadores de las turbinas, denominados quemadores Dry Low NO_x o DLN, que permiten realizar una combustión con exceso de aire, lo que se denomina combustión seca. Este proceso utiliza aire como diluyente para reducir la temperatura de combustión y, por lo tanto, la formación de NO_x.

Por las características propias del gas natural, su utilización emitirá a la atmósfera anhídrido sulfuroso (SO_2) en cantidades mínimas, en la práctica despreciable y no se determinan en los cálculos.

Las emisiones de material particulado (MP) serán también reducidas.

7.2.2 Emisiones con combustible petróleo diésel

La combustión con combustibles líquidos destilados, como el diésel, producirá los mismos contaminantes que la utilizar Gas Natural, pero en distintas proporciones, además de óxidos de azufre (SO_x), principalmente SO_2 , derivado del contenido de este mineral en el combustible. Las emisiones de NO_x producto de la combustión de diésel, son elevadas y sobre 200 ppm, sin sistemas de control.

Para el control de estas emisiones de NO_x , con combustión de petróleo diésel, el mecanismo de control adicional es la inyección de agua en las zonas de alta temperatura de llama para reducir el NO_x con reducciones de hasta el 60% o más. Se requiere que el agua sea desmineralizada para prevenir depósitos y corrosión en la sección de expansión de la turbina.

Para el control de SO_x , no se conocen aplicaciones prácticas de reducción post combustión. Teóricamente sería posible el abatimiento de SO_x utilizando tecnologías conocidas para abatimiento en centrales térmicas, pero no se conocen referencias reales.

Con combustión de petróleo diésel, las emisiones de SO_2 estarán en directa relación con la cantidad de azufre contenida en el combustible a utilizar, por lo cual la selección de este deberá ser acorde con los niveles máximos de SO_2 del D.S. 13 y lo permitido por el EIA, según la línea base del sitio correspondiente. Para la modelación de las emisiones de SO_2 se consideró la combustión de petróleo diésel Grado B2 con contenido de azufre de 50 ppm y diésel grado B1 con contenido de azufre de 10 ppm según lo definido en el DS 39 de 2024 que fija especificaciones de calidad y requisitos de combustibles. Se destaca que el Diesel grado B-1 es el de uso general en todo el país.

Con la utilización de este combustible, las emisiones de SO_2 para las unidades de los 3 niveles de potencia analizados (70 MW, 120 MW y 150 MW), sobrepasa la Norma de Emisiones para Termoeléctricas (D.S. 13). Las opciones para cumplir con la norma son el uso del diésel ciudad, el cual tiene un contenido de azufre de 0,005% o especificar a los fabricantes sistemas de abatimiento de SO_2 .

Para el caso de las unidades generadoras instaladas en los SSMM, dado que la limitación de los 50 MWt establecida en el D.S. 13 es equivalente aproximadamente a 15/16 MWe solo aplicaría para las unidades instaladas en la Central Tres Puentes del SSMM de Punta Arenas. Sin embargo, para todos los SSMM estudiados la potencia instalada de la Unidad de Punta considerada es inferior a los 15/16 MWe por lo tanto esta restricción en el D.S. 13 no aplica.

7.2.3 Sistema de monitoreo continuo de emisiones - CEMS

Dentro de los sistemas de control existirá un sistema de monitoreo continuo de emisiones (CEMS) a través del cual se registrará y analizarán los gases de escape de las turbinas.

7.2.4 Tabla de emisiones

A continuación, se adjunta tabla con las emisiones estimadas para las unidades en estudio y los límites de emisión del D.S. 13, Normas de Emisión para Termoeléctricas. Los valores han sido estimados a partir de emisiones de unidades conocidas de potencias similares, considerando los factores de emisión EPA, correspondiente al tipo de combustible y para cada contaminante.

Tabla 21 Emisiones estimadas Turbinas a Gas – Límite de Emisión PPDA RM – Límite de Emisión D.S. 13

EMISIONES ESTIMADAS					Limite de Emision según PPDA kg/año RM	Limite de Emision por chimenea D.S.13
Contaminante	Rango de Potencia	Emision Estimada kg/h	Emision Anual SEN kg	Emision Anual mg/Nm3	Articulo Nº 64	mg/Nm3
Diesel 50 ppm, con inyeccion de agua						
NOX	70	42,12	22.239	86,07	8000	120
	150	90,92	48.006	86,07		
	300	160,69	84.844	86,07		
CO	70	14,72	7.772	30,07	N.A	N.A
	150	31,77	16.775	30,07		
	300	56,15	29.647	30,07		
TOC	70	3,08	1.626	6,3	N.A	N.A
	150	6,65	3.511	6,3		
	300	11,75	6.204	6,3		
MP	70	7,36	3.886	15,04	N.A	30
	150	15,88	8.385	15,04		
	300	28,07	14.821	15,04		
SO2	70	16,7	8.818	34,13	10000	100
	150	36,06	19.040	34,13		
	300	63,73	33.649	34,13		
Diesel 10 ppm, con inyeccion de agua						
NOX	70	42,13	22.245	86,07	8000	120
	150	90,94	48.016	86,07		
	300	160,73	84.865	86,07		
CO	70	14,72	7.772	30,07	N.A	N.A
	150	31,78	16.780	30,07		
	300	56,16	29.652	30,07		
TOC	70	3,08	1.626	6,3	N.A	N.A
	150	6,65	3.511	6,3		
	300	11,76	6.209	6,3		
MP	70	7,36	3.886	15,04	N.A	30
	150	15,89	8.390	15,04		
	300	28,08	14.826	15,04		
SO2	70	3,34	1.764	10,24	10000	100
	150	7,21	3.807	10,24		
	300	12,75	6.732	10,24		
Gas Natural, con quemadores Low Nox						
NOX	70	14,21	7.503	28,54	8000	120
	150	32,84	17.340	28,53		
	300	58,04	30.645	28,53		
CO	70	5,55	2.930	9,41	N.A	N.A
	150	11,99	6.331	9,41		
	300	21,18	11.183	9,41		
TOC	70	4,63	2.445	8,68	N.A	N.A
	150	9,99	5.275	8,68		
	300	17,66	9.324	8,68		
MP	70	4,3	2.270	8,06	N.A	30
	150	9,28	4.900	8,06		
	300	16,4	8.659	8,06		

7.3 Conclusiones

Las exigencias del D.S 13 son las más exigentes de las normas vigentes en el país. Luego de acuerdo con las emisiones estimadas indicadas en el cuadro precedente, se aprecia que las exigencias impuestas por el D.S. 13 se cumplen para SO_2 , NO_x y MP en los casos que se utiliza combustible gas natural y diésel con contenido de azufre de 10 ppm. En el caso de utilizar combustible con 50 ppm de azufre no es posible cumplir la normativa referente al SO_2 . Con la tecnología comercialmente disponible para turbinas a gas no es posible abatir dicha emisión. Ahora bien, de acuerdo con lo informado por ENAP, Diésel con un contenido de 10 ppm se encuentra disponible para todo el país, por lo que se considera razonable asumir la disponibilidad de dicho combustible para la operación con diésel. En el caso de la operación con gas se satisfacen todos los límites de emisión.

En la actualidad el Ministerio del Medio Ambiente se encuentra actualizando la norma de emisiones del D.S 13, estableciendo estándares más exigentes aun que la norma vigente.

Respecto a lo anterior, cabe destacar que no se ha considerado ni se ha analizado en profundidad el anteproyecto definitivo de modificación del D.S. 13, dado que este no está vigente aun por lo que no es aplicable al presente estudio.

Ahora bien, haciendo un análisis de manera preliminar se puede indicar lo siguiente:

- Para el caso de operación con gas natural, no hay modificaciones, por lo que no implica nuevas restricciones de tipo ambiental este potencial cambio regulatorio.
- Ahora bien, para la operación con combustible diésel, sí tendría efectos este potencial cambio regulatorio para la nueva unidad de punta. Esto ya que se cambian los límites de emisiones para unidades nuevas que operen con combustible líquido, en este caso diésel.
- El límite de emisión de MP disminuiría desde 30 mg/Nm^3 a 5 mg/Nm^3 y límite de emisión de NO_x disminuiría desde 120 mg/Nm^3 a 75 mg/Nm^3 , por lo que de acuerdo con el cálculo de emisiones realizadas no se podría cumplir con la norma actualizada para estos dos contaminantes, siendo los límites superados en un 201% para el MP y en un 14,7% para el NO_x .
- No se contemplan cambios respecto al límite de emisión de SO_2 , por lo que las conclusiones indicadas seguirían siendo validas.
- Se destaca que el cálculo realizado es conservador, por lo que se sugiere realizar un estudio ad-hoc para confirmar lo anterior.
- De confirmarse lo anterior implicaría que no podrían instalarse unidades de punta Diésel, por lo que en los casos que no hay disponibilidad de gas natural, el costo de la unidad de punta se elevaría ya sea por considerar otra tecnología o incorporar una PSR.

En el caso de la Región Metropolitana se sobrepasa el límite de emisión máxima anual indicado en el artículo 64 del D.S 31 del 2017, para el caso del NO_x y el MP en los tres niveles de potencia.

En el caso del NO_x, dados los niveles de emisión estimados, con la tecnología comercialmente disponible no se lograrán los niveles de emisión normados por el PPDA de la Región Metropolitana sin control de abatimiento postcombustión, a pesar de que estas turbinas disponen de quemadores de baja emisión de NO_x (DLN). La opción de abatir mayores cantidades de NO_x en los gases sería por medio de catalizadores (Selective Catalytic Reduction - SCR), solución que no sería recomendable debido a que las eficiencias que se pueden alcanzar con estos equipos (65% - 90%) serían insuficientes para abatir las emisiones bajo los límites permitidos por el PPDA de la Región Metropolitana para las Unidades de Punta en estudio. La alternativa que permite la legislación es compensar las emisiones en un 150%. Dichas compensaciones se definen en la etapa de ejecución del proyecto, por lo que la estimación de su costo queda fuera del alcance del presente estudio. Las limitantes tecnológicas para abatir dichas emisiones y la complejidad y alto costo que podrían tener las medidas de compensación de NO_x, podrían ser determinantes para definir como no factible ambientalmente la instalación de una Unidad de Punta en la Región Metropolitana, para tamaños sobre 70 MW.

En el caso del MP, dados los niveles de emisión resultantes, se presenta una situación similar al caso del abatimiento NO_x. Con la tecnología comercialmente disponible no es posible lograr abatimientos superiores que permitan cumplir con los niveles de emisión normados por el PPDA de la Región Metropolitana. La alternativa que permite la legislación es compensar las emisiones (150 % en la RM). Dichas compensaciones se definen en la etapa de ejecución del proyecto, por lo que la estimación de su costo queda fuera del alcance del presente estudio. Las limitantes tecnológicas para abatir dichas emisiones y los altos costos que podrían tener las medidas de compensación de MP, podrían ser determinantes para definir como no factible ambientalmente la instalación de una Unidad de Punta en la Región Metropolitana.

De acuerdo a lo expresado, no se debe considerar la instalación de unidades de punta en las zonas reguladas por el Artículo 64 del D.S. 31 de 2017, por cuanto con la tecnología comercialmente disponible no es posible lograr el cumplimiento de las emisiones máximas anuales y la opción que permite dicha regulación, que es compensar emisiones, no es evaluable económicamente en esta etapa de los proyectos, dado que no es factible conocer las fuentes de emisión en la zona, que puedan estar disponibles para la mencionada compensación.

En el caso de la subestación Coyhaique, el Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica vigente en dicha zona no contempla disposiciones específicas para fuentes fijas asimilables a una unidad de generación eléctrica ya que en general solo se refiere a requisitos para calderas. La única disposición que se estima aplicable dice relación a la necesidad de compensación en caso de ser necesaria la tramitación del proyecto frente al SEIA, pero en ningún caso prohíbe la instalación ni impone requisitos específicos para este tipo de proyecto, por lo que se estima que el PPDA no es un impedimento a la instalación de la Unidad de Punta en esta ubicación.

Según el análisis realizado en los puntos 7.1 y 7.2 anteriores, ninguna de las subestaciones del SEN podría quedar fuera para las etapas siguientes del estudio. Para el caso particular de la Subestación Lo Aguirre emplazada en la Región Metropolitana, declarada zona saturada de material particulado respirable MP10, material particulado respirable fino MP2.5, partículas en suspensión, ozono y monóxido de carbono; y zona latente por dióxido de nitrógeno. se ha considerado un emplazamiento de la Unidad de Punta fuera de la Región Metropolitana mediante la extensión de la línea de transmisión que conecta la unidad generadora con el Sistema Eléctrico Nacional.

8. EVOLUCIÓN DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX) PERÍODO 2025-2028 DE DISTINTAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN

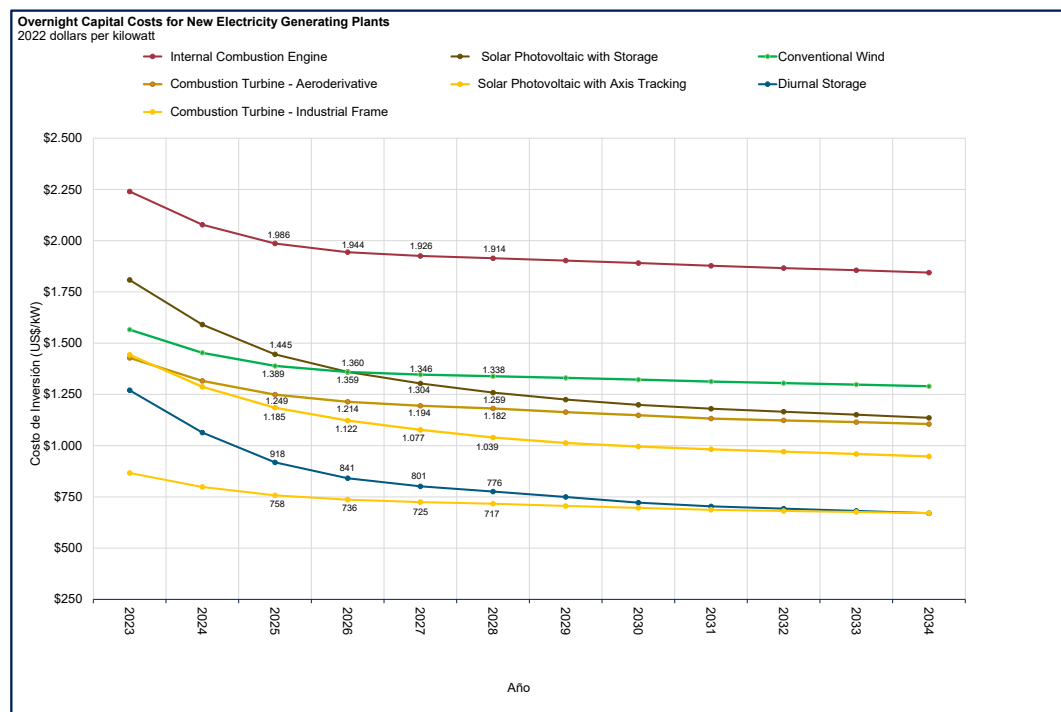
8.1 Costos de inversión (CAPEX) de las distintas tecnologías estudiadas como Unidad de Punta – Período 2025 - 2028

Para poder determinar la evolución de los costos de inversión (CAPEX) del período 2025-2028 de las distintas tecnologías en estudio como Unidad de Punta, se han utilizado las siguientes fuentes de información:

- a. Annual Energy Outlook 2023 – U.S. Energy Information Administration (<https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>) – fecha de lanzamiento 16 de marzo de 2023
- b. Annual Technology Baseline 2024 (<https://atb.nrel.gov/electricity/2024/data>)
- c. GenCost 2024-25 Consultation Draft - Commonwealth Scientific and Industrial Research Organization (CSIRO) (<https://www.csiro.au/en/research/technology-space/energy/Electricity-transition/GenCost>)
- d. World Energy Outlook 2024 – International Energy Agency (IEA) (<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>)

Para el caso de la publicación de la U.S. Energy Information Administration (Agencia EIA), la información respecto de los costos de inversión (US\$/kW)) de distintas tecnologías para el período 2025-2028 se muestra en la figura siguiente:

Figura 166. Evolución Costos de inversión (CAPEX) Tecnologías del tipo GMG – Solar Fotovoltaica con Sistema BESS - Eólica – TG CA Aeroderivativa - Solar Fotovoltaica con seguimientos de ejes – Sistema BESS Diurno – TG CA Industrial Frame - Energy Information Administration Periodo 2025 – 2028⁵³

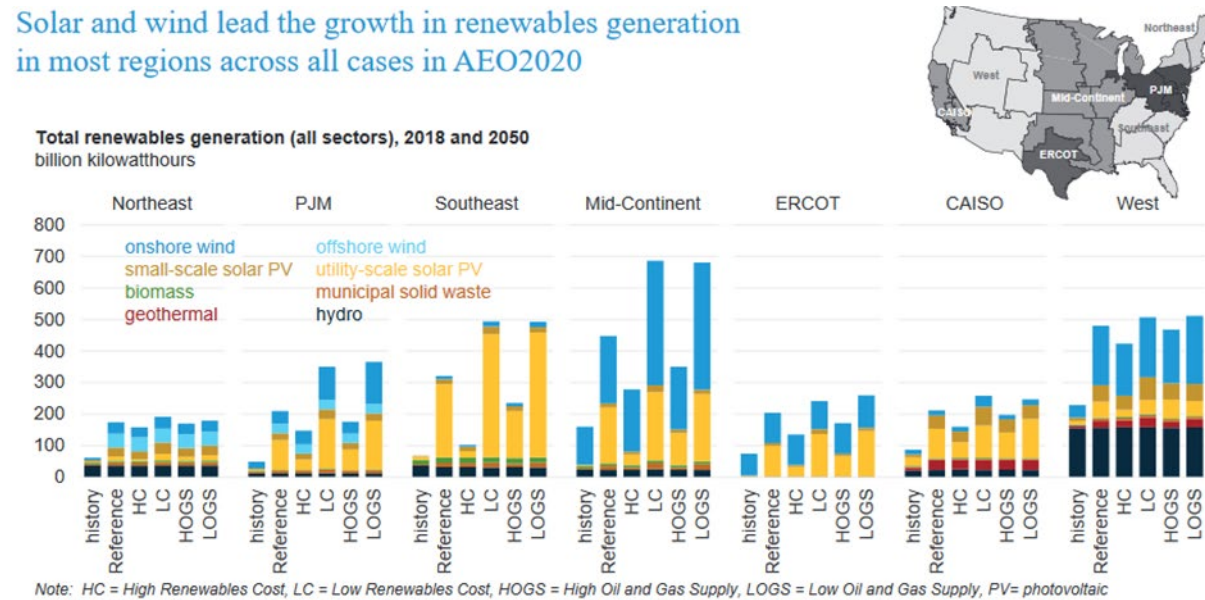


Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

⁵³ Fuente: https://www.eia.gov/outlooks/archive/aeo23/supplement/excel/suptab_55.xlsx.

Respecto a la inserción actual y esperada de generación renovable solar y eólica la misma fuente anterior proyecta lo siguiente:

Figura 167. Inserción esperada tecnología renovables en Estados Unidos

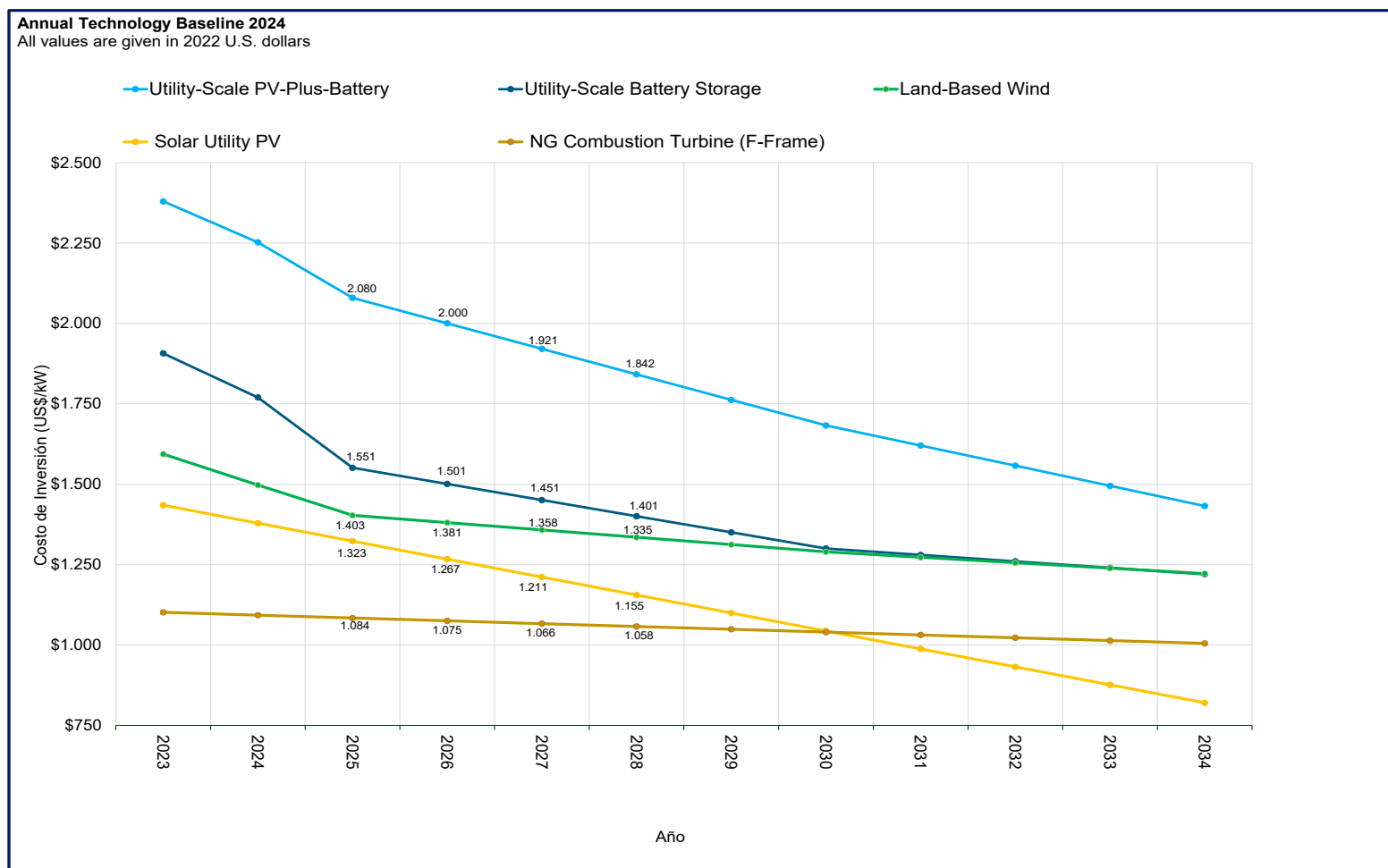


Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Los valores de costos de inversión (US\$/kW) que se muestran en la Figura 166, corresponden a siete tipos de tecnologías como son: Grupo Motor - Generador (combustión interna), Solar fotovoltaica con sistema BESS, Eólica, Turbina a gas - aeroderivativa, Solar fotovoltaica con seguimiento de ejes, Sistema BESS diurno y Turbina a gas – Industrial.

De la figura antes indicada es posible concluir que el Sistema de Almacenamiento de Energía (SAE) en este caso diurno, en el muy corto plazo tendrá valores (costo unitario de inversión US\$/kW) muy similares a los costos de inversión de la tecnología de Turbina a gas de ciclo simple o abierto. La evidencia con los Sistemas de Almacenamiento de Energía ha demostrado que la reducción de costos principalmente dada por la baja en costos de las baterías de ión litio ha sido más profunda que la que se muestran por organismos internacionales como son la Energy Information Administration (EIA U.S.) o National Renewable Energy Laboratory (NREL). Por lo anterior, es importante y fundamental para este estudio como resultan los valores de la actualización que se propone en secciones siguientes, de la actualización de los costos de desarrollo (US\$/kW) de las distintas tecnologías analizadas, al realizar además la comparación con las fuentes de información presentadas en esta sección destacando entre otros aspectos su tendencia en los costos de inversión, incorporación de SAE mediante baterías (BESS) de larga duración y otros atributos principalmente en la tecnología de tipo SAE mediante baterías (BESS).

Figura 168. Evolución Costos de inversión (CAPEX) Solar Fotovoltaica con Sistema BESS – Sistema BESS - Eólica –Solar Fotovoltaica - TG CA Industrial Frame - National Renewable Energy Laboratory Periodo 2025 – 2028



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Una segunda fuente de información respecto de costos de inversión corresponde al “Annual Technology Baseline 2024” (ATB) de la National Renewable Energy Laboratory (NREL) para el periodo 2025 – 2028, cuyos resultados se muestran en la Figura 168. Los valores se muestran a continuación y corresponden a cinco tipos de tecnologías: (i) Solar Fotovoltaica con Sistema BESS, (ii) Sistema BESS, (iii) Eólica, (iv) Solar Fotovoltaica, y (v) TG CA Industrial Frame.

Esta publicación es una buena fuente de información de la evolución de los costos de inversión de las distintas tecnologías en el presente estudio, dado que corresponde a una publicación de periodicidad anual.

Una tercera fuente de información, que da cuenta del mercado australiano corresponde a GenCost. Esta publicación corresponde a un informe económico de referencia que buscan planificar soluciones energéticas confiables y accesibles para alcanzar emisiones netas cero al 2050.

Se publica anualmente por la Commonwealth Scientific and Industrial Research Organization (CSIRO) en colaboración con el Operador del Mercado Energético de Australia (AEMO) y entrega estimaciones sobre los costos de nuevas tecnologías de generación eléctrica, almacenamiento y producción de hidrógeno, con proyecciones hasta 2050.

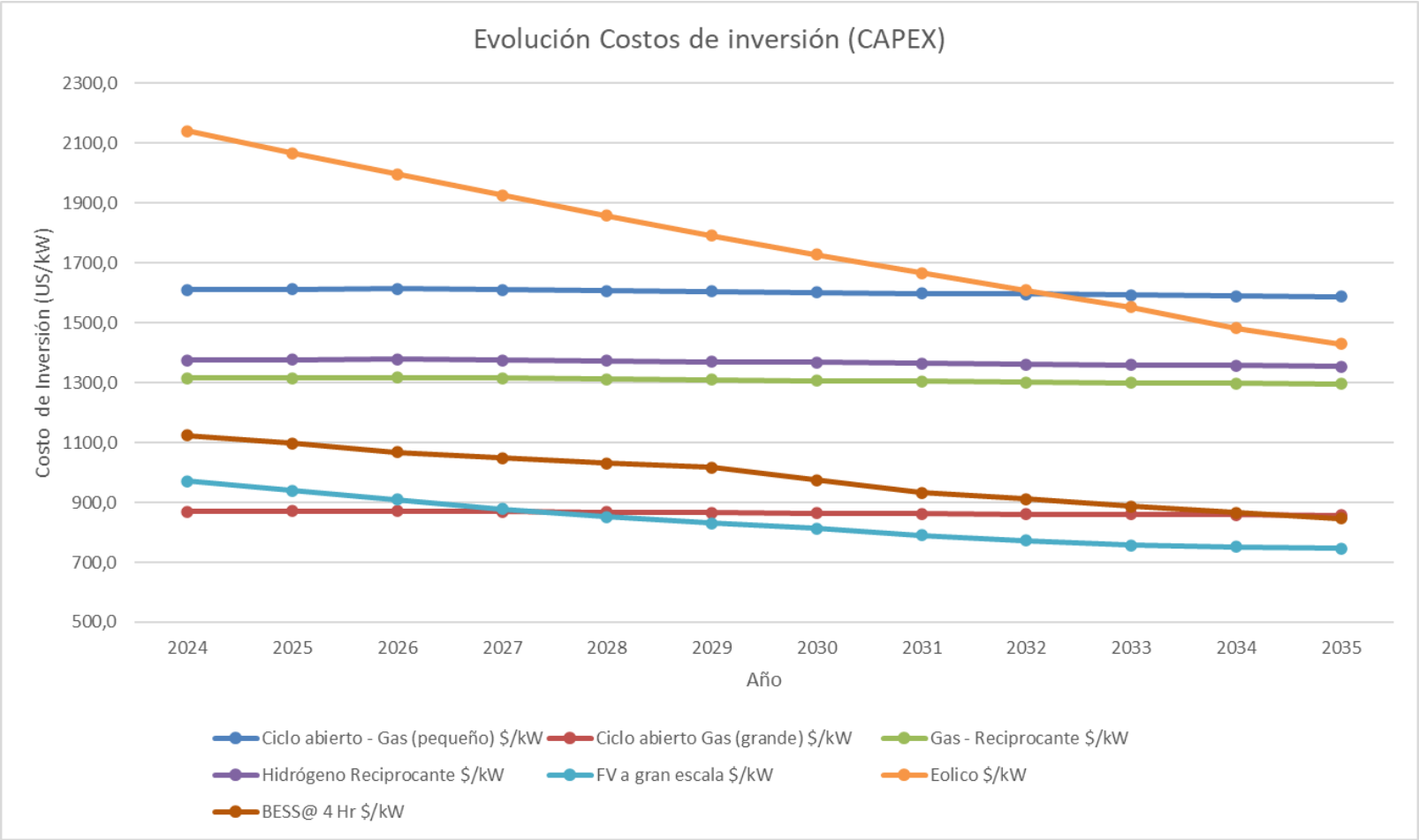
Se ha considerado la edición GenCost 2024-25 Consultation Draft ya que, si bien esta no es la definitiva de dicho periodo, recoge las importantes bajas de costo que se dieron en el último año para los sistemas BESS.

Los valores dentro de la publicación están en dólares australianos (AUD) y para su ajuste a dólares estadounidenses (USD) se ha considerado el tipo de cambio promedio de año 2023, el cual corresponde a 0,664 USD/AUD.

Esta publicación también es una buena fuente de información de la evolución de los costos de inversión de las distintas tecnologías en el presente estudio, dado que también corresponde a una publicación de periodicidad anual.

La siguiente figura fue elaborada en base a la información de dicho informe.

Figura 169. Evolución Costos de inversión (CAPEX) Solar Fotovoltaica– Sistema BESS - Eólica – TG CA (Tamaño Grande) - TG CA (Tamaño Pequeño)- Gas Reciprocante (GMG) – H2 Reciprocante (GMG) GenCost 2024-25 Consultation Draft



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

La figura anterior muestra una tendencia similar a la de Figura 168, evidenciando la competitividad de los sistemas BESS en el corto plazo a nivel de costo de inversión, en comparación con las turbinas a gas en ciclo abierto.

Una cuarta fuente de información respecto de los costos de inversión corresponde al World Energy Outlook 2024 de la International Energy Agency (IEA). El World Energy Outlook es la publicación anual insignia de la IEA y es considerada una de las fuentes de mayor relevancia en cuanto a análisis y proyecciones energéticas globales.

Este estudio se publica con frecuencia anual, típicamente en el mes de octubre de cada año.

Si bien esta publicación no trata exclusivamente sobre costos de inversión de tecnologías de generación, sí contiene información relevante sobre ellas, la cual se utiliza para modelar los diferentes escenarios que se presentan en dicho estudio.

Las siguientes figuras muestran los costos de inversión de tres tecnologías relevantes para el presente estudio en diferentes mercados, obtenidas del *World Energy Outlook 2024 Free Dataset – Power Generation Technology Costs and Assumptions*.

Figura 170. Evolución Costos de inversión (CAPEX) Solar Fotovoltaica en diferentes mercados – World Energy Outlook 2024

	Capital costs (USD/kW)		
	2023	2030	2050
Solar photovoltaics - Large scale unit			
European Union	750	480	340
United States	1 110	690	480
Japan	1 880	1 260	940
Russia	1 250	820	580
China	670	410	280
India	710	450	300
Middle East	610	360	250
Africa	1 330	820	550
Brazil	730	460	330

Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 171. Evolución Costos de inversión (CAPEX) Eólica Onshore en diferentes mercados – World Energy Outlook 2024

	Capital costs (USD/kW)		
	2023	2030	2050
Wind onshore			
European Union	1 630	1 550	1 490
United States	1 500	1 430	1 370
Japan	2 380	2 250	2 140
Russia	1 720	1 640	1 550
China	990	940	900
India	1 210	1 150	1 090
Middle East	1 410	1 320	1 240
Africa	1 650	1 560	1 470
Brazil	1 080	1 030	980

Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 172. Evolución Costos de inversión (CAPEX) Turbinas a Gas en diferentes mercados – World Energy Outlook 2024

	Capital costs (USD/kW)		
	2023	2030	2050
Gas turbine			
European Union	500	500	500
United States	500	500	500
Japan	500	500	500
Russia	450	450	450
China	350	350	350
India	400	400	400
Middle East	450	450	450
Africa	400	400	400
Brazil	400	400	400

Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

En el caso del sistema BESS esta publicación no entrega información por mercado, solo una proyección de costos unitarios por unidad de energía (kWh), la cual se muestra en la siguiente figura, obtenida del Anexo B.5 de la publicación antes señalada.

Figura 173. Evolución Costos de inversión (CAPEX) BESS– World Energy Outlook 2024

	Stated Policies			
	2023	2030	2035	2050
Utility-scale stationary batteries				
(USD/kWh)	250	175	155	130

Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

9. ESTUDIOS ELÉCTRICOS PARA LA CONEXIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA AL SEN Y LOS SSMM

9.1 Resumen Ejecutivo

El presente capítulo corresponde al análisis sistémico (estudios eléctricos) de las distintas alternativas tecnológicas, localizaciones y tamaños para la Unidad de Punta a conectar en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y en los Sistemas Medianos (SSMM), cuyo desarrollo se presenta en el Anexo 7 de este Informe.

El objetivo del análisis fue determinar para distintas alternativas de conexión y potencia de la unidad de punta, la factibilidad técnica y cumplimiento de la NTSyCS. Para ello se realizaron los siguientes estudios:

- a.** Estudio de flujos de potencia
- b.** Estudio de cortocircuito
- c.** Estudio de estabilidad

Se ocuparon las bases de datos oficiales del SEN y los SSMM modelados en el software PowerFactory DigSILENT versión 2024, las que fueron actualizadas ajustando generación, transmisión y demanda de acuerdo con el Plan de Expansión del año 2024, Informe Técnico Definitivo de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo, de julio 2024 y los proyectos con Declaración en Construcción de la CNE, entre otros, considerando además las proyecciones de demanda para el período 2025 - 2028.

Se evaluaron tres escenarios de operación en demanda punta: dos en horario sin recurso solar con hidrología húmeda y seca, y un tercer escenario con alto recurso solar.

Sobre la base en los análisis realizados, se concluye que, en la mayoría de los casos evaluados en el SEN, la incorporación de una unidad de punta no genera saturación en los tramos de transmisión directamente adyacentes a las subestaciones ni problemas de regulación de tensión en condiciones de operación normal. Esta afirmación se sustenta en los resultados obtenidos al considerar una potencia de inyección máxima de 150 MW, por lo que se infiere que las configuraciones de menor potencia (70 MW y 120 MW) también cumplirán sin restricciones técnicas.

Una excepción relevante se presenta en la subestación Parinas. En este punto, la alta penetración de proyectos eólicos —que operan sobre el 55% de su potencia nominal— genera una condición de elevada cargabilidad en el transformador 220/500 kV. La conexión adicional de una unidad de punta, independientemente de su tamaño (70 MW, 120 MW o 150 MW), provoca la saturación de dicho transformador. Además, se identifican problemas de sobrecarga en el circuito 2 de la línea Monte Mina – Nueva Zaldívar cuando su circuito paralelo queda fuera de servicio.

En cuanto a la operación bajo criterio N-1, se determinó que no es factible operar unidades de punta de 120 MW ni 150 MW en la subestación Roncacho durante horarios de alta penetración solar. Ante

la indisponibilidad de la línea 1x220 kV Roncacho – Nueva Pozo Almonte, la línea 1x220 kV Cóndores – Alto de Ramírez experimenta una sobrecarga superior al 30%. Por tanto, bajo este escenario, solo se considera viable la operación de una unidad de punta de 70 MW.

La siguiente tabla muestra el resumen de los resultados de flujos de potencia donde es factible instalar la unidad de punta sin limitaciones de generación. En verde se marca las opciones donde se pueden instalar cualquiera de las 3 potencias propuestas.

Tabla 22 Resumen de los resultados de flujos de potencia para las distintas subestaciones del SEN propuestas para la instalación de la Unidad de Punta

Subestación del SEN	Turbina a Gas en ciclo simple o abierto	Eólica + BESS	Solar + BESS	BESS Stand Alone
01 Roncacho 220 kV	Solo 70 MW	-	Solo 70 MW	-
02 Cóndores 220 kV	SÍ	-	SÍ	-
03 Nva. Pozo Almonte 220 kV	SÍ	-	SÍ	-
04 Nva. Lagunas 220 kV	SÍ	-	SÍ	SÍ
05 Kimal 220 kV	SÍ	-	SÍ	SÍ
06 Miraje 220 kV	SÍ	-	SÍ	SÍ
07 Kapatur 220 kV	SÍ	-	SÍ	-
08 Parinas 220 kV	NO	NO	NO	NO
09 Cumbre 220 kV	SÍ	-	SÍ	SÍ
10 Illapa 220 kV	SÍ	-	SÍ	SÍ
11 Nva. Cardones 220 kV	SÍ	-	SÍ	SÍ
12 Nva. Maitencillo 220 kV	SÍ	-	SÍ	-
13 Nva. Pan de Azúcar 220 kV	SÍ	-	-	-
14 Nogales 220 kV	SÍ	-	-	-
15 Lo Aguirre 220 kV	SÍ	-	-	-
16 Candelaria 220 kV	SÍ	-	-	-
17 Entre Ríos 220 kV	SÍ	SÍ	-	-
18 Ciruelos 220 kV	SÍ	SÍ	-	-
19 Tineo 220 kV	SÍ	SÍ	-	-
20 Puerto Montt 220 kV	SÍ	SÍ	-	-

En base a los análisis de cortocircuito, se determinó que al año 2028, sin considerar la unidad punta operativa, existen de base niveles de cortocircuitos que son superiores a la capacidad de ruptura de ciertos interruptores pertenecientes a las subestaciones Quillota, Alto Jahuel y Charrúa. La instalación de la unidad de punta cercana a estos puntos provoca un mayor aumento en estos niveles (no mayor al 3%), particularmente en las subestaciones de Nogales, Candelaria y Entre Ríos, respectivamente.

De las simulaciones realizadas se destaca que tanto para la desconexión intempestiva de la central de punta (Contingencia 1), así como para una falla bifásica a tierra al 50% de la línea contigua y con mayor transferencia de potencia (Contingencia 2), se observa:

- a. Factor de amortiguamiento superior al 5% para todos los casos analizados.
- b. La tensión se establece dentro de la banda de operación exigida por la norma.
- c. La frecuencia se mantiene superior a los 48,3 Hz.
- d. La excursión angular de los rotores, con respecto al eje de referencia inercial del Sistema (Central Ralco U1) no superan los $\pm 120^\circ$ eléctricos.

En el caso de los Sistemas Medianos, se estudió el cumplimiento técnico de la operación de la unidad de punta de distintos tamaños dependiendo del Sistema Mediano en estudio, para un escenario de demanda máxima al año 2028, a través de estudios estáticos de flujos de potencia, estudio de cortocircuitos y estudios dinámicos de estabilidad transitoria. Si bien en muchos de los Sistemas Medianos en estudio, su representación en las bases de datos de DigSILENT PowerFactory disponibles es de carácter unilineal con generadores conectados a la barra principal y alimentadores representados como cargas, se consideró y estudió el impacto de la operación de la central punta bajo escenario de operación y contingencias factibles.

La siguiente tabla muestra un resumen de los Sistemas Medianos estudiados, el tamaño de la unidad punta estudiada y el cumplimiento normativo de la operación a plena potencia de esta.

Tabla 23 Resumen de los resultados de flujos de potencia para las distintas subestaciones de los SSMM propuestas para la instalación de la Unidad de Punta

Sistema Mediano	Subestación	Tamaño Unidad Punta (kW)	Cumplimiento Normativo
Pta. Arenas	Tres Puentes	15.000	SÍ
	Pta. Arenas	15.000	SÍ
Pto. Natales	Pto. Natales	3.000	SÍ
Porvenir	Porvenir	1.800	SÍ
Pto. Williams	Pto. Williams	400	SÍ
Pto. Aysén	Tehuelche	800	SÍ
	Chacabuco	800	SÍ
Palena	Palena	1.000	SÍ
General Carrera	Chile Chico	1.000	NO
Pto. Cisnes	Nuevo Rico	300	SÍ
Cochamó	Cochamó	1.000	SÍ
Hornopirén	Hornopirén	900	SÍ

9.2 Desarrollo de los Estudios Eléctricos (Sistémicos)

En el Anexo N°7 adjunto al presente Informe, se presenta el Estudio de Impacto Sistémico (flujos de potencia, cortocircuito y estabilidad) de las distintas alternativas tecnológicas, tamaños y ubicaciones de la Unidad de Punta a conectar en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y en los Sistemas Medianos (SSMM).

10.PARTIDAS DE COSTOS DE CONEXIÓN ELÉCTRICA EN EL SEN Y LOS SSMM

10.1 Antecedentes

Con el propósito de poder determinar los costos de inversión de la Unidad de Punta se requiere estimar los costos asociados a la conexión eléctrica al Sistema Eléctrico Nacional. Dicho costo está compuesto por las dos siguientes grandes categorías:

- a. Costos de subestaciones (subestación de salida y paño de conexión en subestación de transmisión nacional).
- b. Costos de líneas.

Cabe destacar que los costos de las subestaciones incluyen tanto el costo de la subestación de salida de la Unidad de Punta como también el costo de la ampliación (paño de conexión) requerida en la subestación de conexión nacional en el SEN y en la subestación del SSMM.

Para estos efectos se estimó el costo de los distintos elementos en base a un diseño tipo, detallado en el Capítulo 6 del presente Informe. Para los costos de conexión eléctrica al SEN se ha considerado una sola estructura común y para los costos de conexión eléctrica a los SSMM otra distinta.

Las fuentes de información de precios unitarios y su forma de uso se indica en las secciones 11.2 y 11.3 más adelante.

A continuación, se procede a explicitar y explicar cada una de las partidas asociadas a los costos de conexión.

10.2 Costos subestaciones para conexión eléctrica al SEN

La Unidad de Punta para las distintas tecnologías en estudio contempla una Subestación Eléctrica de Salida, la cual permitirá evacuar la generación de energía eléctrica de la central para su inyección al sistema eléctrico que corresponda. El nivel de tensión de la subestación de salida será en 220 kV.

La subestación será del tipo convencional, y estará compuesta por un marco de salida para la acometida de la línea de transmisión de conexión al sistema eléctrico, equipamiento principal, cadenas de aisladores, ferretería, accesorios para conexiones, malla de tierra, canalizaciones, cableado de fuerza y control, cerco perimetral, sistema de comunicaciones, tableros de servicios auxiliares de corriente alterna y continua (alimentados desde la unidad de punta), alumbrado, y sistema de protección redundante, medida y control (SCADA).

La subestación tendrá como mínimo el siguiente equipamiento principal:

- a. Un transformador de poder elevador para transformación desde nivel de generación en media tensión (15 kV típicamente para turbinas a gas; MT hasta 33 kV para tecnologías eólica, solar

fotovoltaica y sistemas BESS) a 220 kV, con cambiador de taps bajo carga. El transformador de poder elevador será trifásico sumergido en aceite mineral con refrigeración ONAN/ONAF/ONAF de una capacidad de aproximadamente 48/63/77 MVA, 81/106/130 MVA y 103/133/164 MVA para los tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW respectivamente.

- b.** Un Interruptor trifásico SF6 para 220 kV, de 2.000 A.
- c.** Un Desconectador trifásico para 220 kV de 2.000 A, del tipo corte central, con puesta a tierra.
- d.** Un Desconectador trifásico para 220 kV de 2.000 A, del tipo corte central, sin puesta a tierra.
- e.** Tres Transformadores de potencial monofásicos para 220 kV.
- f.** Tres Transformadores de corriente monofásicos para 220 kV.
- g.** Tres Pararrayos monofásicos para 220 kV.

Todo el equipamiento de maniobra es similar en capacidad de corriente para los tres rangos de potencia estudiados (70 MW, 120 MW y 150 MW), ya que corresponden a tamaños mínimos de fabricación estándar.

Además de la subestación de salida, para la conexión de la Unidad de Punta, se requiere de la instalación de un paño de conexión adicional en la subestación de conexión al SEN.

Dicho paño podrá ser del tipo convencional o GIS, dependiendo de la disponibilidad de espacio y la tecnología de la subestación de conexión. La configuración del paño dependerá de la configuración existente en la subestación de conexión (barra simple, barra principal seccionada con transferencia, doble barra, interruptor y medio, etc.).

No obstante lo anterior, en general dicho paño estará compuesto por un marco de línea para la acometida de la línea de transmisión, ampliación de los marcos de barras, ampliación de las barras, equipamiento principal de maniobra, cadenas de aisladores, ferretería, accesorios para conexiones, ampliación de la malla de tierra, ampliación de las canalizaciones, cableado de fuerza y control, ampliación de los servicios auxiliares de corriente alterna y continua, complemento del sistema de comunicaciones, ampliación del alumbrado, sistema de protección redundante medida y control (Complemento SCADA Unidad de Punta).

Para el caso de un nivel de tensión de 220 kV, el paño de conexión tendrá como mínimo el siguiente equipamiento principal:

- Interruptores SF6 para 220 kV, de 2.000 A.
- Desconectores trifásicos para 220 kV de 2.000 A, del tipo corte central, con puesta a tierra.
- Desconectores trifásicos para 220 kV de 2.000 A, del tipo corte central, sin puesta a tierra.
- Transformadores de potencial monofásicos para 220 kV.
- Transformadores de corriente monofásicos para 220 kV.

- Pararrayos monofásico del tipo OZn para 220 kV.

Al igual que en caso de la subestación de salida de la Unidad de Punta, el equipamiento de maniobra es similar en capacidad de corriente para los tres rangos de potencia estudiados (70 MW, 120 MW y 150 MW), ya que corresponden a tamaños mínimos de fabricación estándar.

A continuación, se explicitan las partidas de costos asociadas a los conceptos antes indicados.

10.2.1 Equipamiento subestación de salida media tensión (MT) / 220 kV

En esta partida se incluye el suministro del equipamiento eléctrico principal que constituye la subestación eléctrica de la central de las características antes indicadas. En el siguiente cuadro se muestra el tipo y la cantidad de equipos incluidos.

a. Equipamiento principal

En esta partida se incluye el suministro del equipamiento eléctrico principal que constituye la subestación eléctrica con las características antes indicadas. En el siguiente cuadro se muestra el tipo y la cantidad de equipos incluidos.

Tabla 24 Equipamiento Subestación SEN - Unidad de Punta

Equipo Eléctrico	Cantidad
Desconectador trifásico c/puesta tierra, 2000 A, clase 245 kV	1
Desconectador trifásico s/puesta tierra, 2000 A, clase 245 kV	1
Interruptor de poder trifásico, 2000 A, clase 245 kV; monopolar; tanque vivo	1
Transformador de corriente clase 245 kV, 4 Núcleos	3
Transformador de potencial clase 245 kV	3
Pararrayo monofásico, clase 245 kV	3
Aisladores De Pedestal	1
Transformador de poder 13,8/220 kV; ONAN/ONAF/ONAF CTBC	1

b. Conductores, aisladores, ferretería y accesorios

Corresponde al suministro de conductores desnudos, conjuntos de anclaje, suspensión junto con los aisladores (cerámicos o vidrio) tipo B&S, ferretería y herrajes para uniones de conductores, requeridos para la conexión eléctrica de los equipos eléctricos de la subestación, del transformador elevador y de la línea de conexión.

c. Malla de tierra

Esta partida incluye los materiales de la malla de tierra requerida para un adecuado aterramiento de la central y la subestación. En ella se incluye el suministro de cable de cobre desnudo (típicamente 4/0 AWG), chicotes (típicamente 4/0 AWG y/o 2/0 AWG) para el aterramiento de equipos, y los materiales para la ejecución de las soldaduras exotérmicas requeridas para la unión de los conductores.

d. Paneles

Esta partida agrupa el suministro de los distintos paneles y tableros, ambos eléctricos como parte de las instalaciones en la subestación de salida para la conexión eléctrica de la Unidad de Punta.

e. Otros

Esta partida agrupa el suministro de elementos menores tales como HVAC⁵⁴ para la sala de gabinetes local de la subestación.

f. Alumbrado de patio

En esta partida se incluye el suministro necesario para el alumbrado exterior del patio, tales como reflectores, postes, cajas de enchufes exteriores para el patio y el conductor requerido para la alimentación eléctrica.

g. Conductores de fuerza y control

En esta partida se incluye el suministro de cables de fuerza, necesarias para la alimentación en baja tensión requeridos para la alimentación auxiliar de los distintos equipos de la subestación, junto con el cableado de control requerido para llevar las distintas señales de los equipos de patio a los respectivos paneles o entre paneles.

h. Sistema de comunicaciones

En esta partida se incluye el suministro del equipamiento necesario para transmitir y recibir la información requerida para la operación de la Unidad de Punta. Dichos equipos típicamente corresponden a una RTU, equipos de fibra óptica, switches, etc.

i. Estructuras

Corresponde al suministro de estructuras de acero galvanizado para soporte de equipos (estructuras bajas) y para los pilares y vigas de marcos de línea y barras (estructuras altas).

j. Transformador de poder media tensión (MT)/220 kV

En esta partida se incluye el suministro de un transformador de poder elevador para transformación desde nivel de generación en media tensión (15 kV típicamente para turbinas a gas; 33 kV para tecnologías eólica y solar fotovoltaica) a 220 kV, con cambiador de taps bajo carga. El Transformador de poder elevador será trifásico sumergido en aceite mineral con refrigeración ONAN/ONAF/ONAF

⁵⁴ Heating Ventilation Air Conditioning

de una capacidad de aproximadamente 48/63/77 MVA, 81/106/130 MVA y 103/133/164 MVA para los tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW respectivamente.

La conexión el transformador al patio de alta tensión es vía aérea, pero dicho suministro está incluido en las otras partidas de la subestación de salida según corresponda (Conductores, Aisladores, Ferretería y accesorios y Estructuras).

10.2.2 Equipamiento subestación de conexión (Enlace)

Esta categoría agrupa a todas las partidas requeridas para la ampliación de la subestación del SEN según corresponda.

k. Equipamiento principal

En esta partida se incluye el suministro del equipamiento eléctrico principal que constituye la ampliación de la subestación eléctrica de conexión al sistema interconectado, de las características antes indicadas. En el siguiente cuadro se muestra el tipo y la cantidad de equipos que se han incluido, según la configuración de la subestación de conexión. Los tipos y cantidades de equipamiento se han definido en función de lo requerido para la configuración respectiva y considerando diseños típicos de subestación presentes en el SEN.

Tabla 25 Equipamiento Subestación Enlace SEN

Equipo Principal	Tecnología Convencional (AIS)					Tecnología GIS
	Barra Simple	Barra Simple y Transferencia	Doble Barra	Doble Barra y Transferencia	Interruptor y Medio	Interruptor y Medio
Desc. trifásico c/puesta tierra, 2000 A, clase 245 kV	1	1	1	1	1	0
Desc. trifásico s/puesta tierra, 2000 A, clase 245 kV	1	2	2	3	2	0
Interruptor de poder trifásico, 2000 A, clase 245 kV; monopolar; tanque vivo	1	1	1	1	0	0
Transformador de corriente clase 245 kV, 4 Núcleos	3	3	3	3	0	0
Transformador de potencial clase 245 kV	3	3	3	3	3	0
Pararrayos monofásicos, clase 245 kV	3	3	3	3	3	3
Interruptor de poder trifásico, 2000 A, clase 245 kV; monopolar; tanque muerto, con T/C	0	0	0	0	2	0
Desc. trifásico monopolar pantógrafo, 2000 A, clase 245 kV	0	0	0	0	6	0
Aisladores De Pedestal	3	6	6	9	9	6
Módulo GIS, 245 kV	0	0	0	0	0	1

l. Conductores, aisladores, ferretería y accesorios

Corresponde al suministro de conductores desnudos, conjuntos de anclaje, suspensión junto con los aisladores (cerámicos o vidrio) tipo B&S, ferretería y herrajes para uniones de conductores, requeridos para la conexión de los equipos eléctricos de la subestación, del transformador elevador y de la línea de conexión.

m. Malla de puesta a tierra

Esta partida incluye los materiales de la malla de tierra requerida para un adecuado aterramiento de la central y la subestación. En ella se incluye el suministro de cable de cobre desnudo (típicamente 4/0 AWG), chicotes (típicamente 4/0 AWG y/o 2/0 AWG) para el aterramiento de equipos, y los materiales para la ejecución de las soldaduras exotérmicas requeridas para la unión de los conductores.

n. Paneles

Esta partida agrupa el suministro de los distintos paneles y tableros requeridos en la subestación de salida de la unidad de punta que corresponden a los siguientes:

- Panel de Control, Protección y Medida Paño
- Tablero Distribución. de C.A.
- Tablero Distribución de C.C.
- Tablero Distribución de Alumbrado
- Tablero Resumen de Corriente
- Tablero Resumen de Potenciales

Se destaca que se asume que existe capacidad en la subestación de conexión para que el suministro eléctrico a los paneles auxiliares en C.A y en C.C provenga del sistema de servicios auxiliares de la subestación. Por lo anterior no se consideran equipos para ampliar el sistema de SS/AA de la subestación de conexión.

Además, se ha hecho el supuesto que la protección diferencial de barra de la subestación de conexión tiene capacidad remanente para recibir la señal proveniente del nuevo paño. Por último, cabe destacar que en el caso de subestación en configuración de interruptor y medio no se ha considerado la protección diferencial de barra.

o. Otros

Esta partida agrupa el suministro de elementos menores tales como HVAC para la sala de gabinetes local de la subestación.

p. Alumbrado de patio

En esta partida se incluye el suministro necesario para el alumbrado exterior del patio, tales como reflectores, postes, cajas de enchufes exteriores para el patio y el conductor requerido para la alimentación eléctrica.

q. Conductores de fuerza y control

En esta partida se incluye el suministro de cables de fuerza, necesarios para la alimentación en baja tensión de la alimentación auxiliar de los distintos equipos de la subestación, junto con el cableado de control requerido para llevar las distintas señales de los equipos de patio a los respectivos paneles.

r. Sistema de comunicaciones

En esta partida se incluye el suministro del equipamiento necesario para transmitir y recibir la información requerida para la operación de la Unidad de Punta hacia el sistema de comunicaciones de la subestación existente. Dichos equipos típicamente corresponden a equipos de fibra óptica, switches, etc.

s. Estructuras

Corresponde al suministro de estructuras de acero galvanizado para soporte de equipos (estructuras bajas) y para los pilares y vigas de marcos de líneas y barras.

10.2.3 Infraestructura

a. Terrenos de la subestación

Corresponde al costo del terreno asociado a la subestación de salida.

b. Instalaciones de faenas

Corresponde al costo incurrido por la instalación de las faenas necesarias para la construcción de la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

c. Caminos, urbanizaciones y cierros

Corresponde al costo incurrido por la construcción de los caminos interiores, los cierres de los patios, la caseta local del paño y otros ítems varios como limpieza de la zona y gravillado, tanto para la subestación de salida, como la ampliación de la subestación de conexión.

d. Movimientos de tierra masivos

Corresponde al costo estimado del movimiento de tierra de la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

e. Montaje alumbrado exterior

Corresponde al costo de montaje de los equipos incluidos en la partida Alumbrado de patio de la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

10.2.4 Construcción y montaje subestación

a. Montaje equipos principales

Corresponde al costo de montaje de los equipos incluidos en la partida equipos principales de la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

b. Montaje de estructuras

Corresponde al costo de montaje de los elementos incluidos en la partida “Montaje Estructuras” de la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

c. Montaje conductor, aisladores y conexionado primario

Corresponde al costo de montaje de los elementos incluidos en la partida “Montaje Conductor, Aisladores y Conexionado Primario” incluyendo las labores de conexionado de alta tensión de la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

d. Fundaciones

Corresponde al costo de las fundaciones de los equipos principales y de las estructuras que conforman la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

e. Canalizaciones

Corresponde al costo de las canalizaciones eléctricas (canaletas y conduit) requeridas para canalizar los cables de fuerza control y alumbrado de la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

f. Montaje cables de fuerza y control

Corresponde al costo de montaje de los elementos incluidos en la partida “Montaje Cables de Fuerza y Control” (tendido) de la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

g. Montaje paneles

Corresponde al costo de montaje de los elementos incluidos en la partida “Montaje Paneles”, incluido el armado, montaje y ajuste de protecciones de la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

h. Montaje otros

Corresponde al costo de montaje de los elementos incluidos en la partida “Montaje Otros” de la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

i. Montaje malla de puesta a tierra

Corresponde al costo de montaje de los elementos incluidos en la partida de malla de tierra (tenido y ejecución de soldaduras) de la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

j. Servicios de ingeniería asociados a la construcción

Corresponde al costo de los distintos servicios de ingeniería directamente vinculados al proceso de construcción (inspección técnica y otros) de la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

k. Servicios de carga, descarga y transporte

Corresponde al costo de transporte al sitio de los materiales requeridos por la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

10.2.5 Ingeniería

a. Diseño de ingeniería subestaciones

Corresponde al costo asociado a las horas hombre de ingeniería requeridas para el desarrollo del diseño de ingeniería básica y de detalle de la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

10.3 Costo línea transmisión en el SEN

La Línea de Transmisión eléctrica para la conexión de la Unidad de Punta al sistema eléctrico correspondiente, en general será a una línea de transmisión de alta tensión aérea en estructuras metálicas autosoportadas reticuladas.

La línea de transmisión será de simple circuito y su longitud dependerá de las distintas ubicaciones. Los trazados en general son de corta longitud, y no presentan mayores dificultades de topografía salvo casos puntuales. Además, en algunos casos existen interferencias importantes en la acometida a la subestación de conexión. Se considera un vano medio de 350 m aproximados.

Para el caso de 220 kV se considera una franja de servidumbre de 40 m de ancho.

Luego, los elementos principales de la línea de transmisión en el caso de 220 kV corresponden a:

- Estructuras metálicas reticuladas autosoportadas de suspensión, anclaje y remate, para simple circuito.
- Conductor del tipo aleación de aluminio (AAAC), con la mínima sección posible que sea capaz de transmitir la potencia de la Unidad de Punta al sistema y mantener el gradiente superficial adecuado bajo las condiciones meteorológicas asociadas a cada sitio de la Unidad de Punta. Para estos efectos, se define como condición de diseño típica una temperatura del conductor de 65° C, viento 2 pies/seg y considerando el efecto de la radiación solar.
- Cadenas de aisladores de anclaje y suspensión, con aisladores de disco tipo B&S, junto con la ferretería y accesorios requeridos.
- Cable de guardia OPGW, junto con la ferretería y accesorios correspondientes.
- Amortiguadores Stockbridge para conductor AAAC y cable de guardia.

10.3.1 Suministro

a. Estructuras de suspensión

Corresponde al costo de suministro de estructuras reticuladas autosoportadas de acero galvanizado, destinadas a suspensión de simple circuito con extensión para cable de guardia.

b. Estructuras de anclaje

Corresponde al costo de suministro de estructuras reticuladas autosoportadas de acero galvanizado, tipo de suspensión para simple circuito, con extensión para cable de guardia. En esta partida se incluyen estructuras de anclaje liviano (deflexión de hasta 30° típicamente) y anclaje pesado (deflexión hasta 70° típicamente).

c. Conductores de fase

Corresponde al costo de suministro de los conductores de fase de la línea de alta tensión. Para estos efectos, tal como se indicó previamente, se ha considerado como conductor típico a un conductor de aleación de aluminio (AAAC), y que corresponden a los siguientes, en condiciones normales:

- 70 MW, 120 MW y 150 MW: Un Conductor AAAC por fase, Código Flint

d. Cable de guardia OPGW

Corresponde al costo de suministro del cable de guardia tipo OPGW. Este elemento se ha considerado como parte del diseño de la línea para efectos de proveer protección contra descargas atmosféricas y para proveer de un canal de comunicación de alta velocidad hasta la subestación de conexión.

e. Cadenas de suspensión

Corresponde al costo de suministro de las cadenas y herrajes asociados para conductor simple tipo AAAC para la sujeción del conductor de energía en las estructuras de suspensión y en los puentes requeridos en las estructuras de anclaje.

f. Cadenas de anclaje

Corresponde al costo de suministro de cadenas simples y herrajes asociados para conductor simple tipo AAAC para la sujeción del conductor de energía en las estructuras de anclaje.

g. Aisladores

Corresponde al costo de los aisladores requeridos para la línea de transmisión. Para estos efectos se ha considerado como aislador tipo a un aislador B&S tipo neblina de 120 kN de carga de rotura. Además, para efectos de la estimación de costo, se han considerado los siguientes largos de cadena, en condiciones normales.

- Suspensión: 16 aisladores B&S.
- Anclaje: 17 aisladores B&S.

Estas estimaciones son para todas las subestaciones del SEN, independiente de la zona de emplazamiento con la salvedad que en los casos que corresponde, se aplican factores de ajuste por altitud.

Los tipos y cantidades de equipamiento se han definido en función de lo requerido para la configuración respectiva y considerando diseños típicos de subestación presentes en el SEN.

h. Cadenas de suspensión y anclaje cable OPGW

Corresponde al costo de suministro de cadenas de suspensión y anclaje para cable OPGW, las que se requieren para la sujeción del cable de guardia a las estructuras de suspensión y anclaje.

i. Accesorios de conductor de fase

Corresponde al costo de suministro de los accesorios del conductor de fase. Dichos accesorios en este caso corresponden a amortiguadores stockbridge, preformadas y empalmes.

j. Accesorias cable de guardia

Corresponde al costo de suministro de los accesorios del conductor de guardia. Dichos accesorios en este caso corresponden a amortiguadores stockbridge y cajas de empalme.

k. Puesta a tierra

Corresponde al costo de suministro de los elementos de la puesta a tierra de las estructuras de línea, los que corresponden a pletinas de acero galvanizado.

l. Accesorios torre

Corresponde al costo de suministro de accesorios de las estructuras de línea. Dichos accesorios considerados en la estimación corresponden a las placas de numeración, placa de peligro, dispositivos anti escalamiento y peinetas contra pájaros.

10.3.2 Infraestructura línea

a. Instalaciones de faena

Corresponde al costo incurrido por habilitar la instalación de faenas requerida para la construcción de la línea de conexión.

b. Caminos de acceso

Corresponde al costo incurrido por habilitar los caminos de acceso a las estructuras para construcción y/o labores de mantenimiento.

c. Servidumbres

Corresponde al costo incurrido por el pago de derecho de servidumbre de paso a los propietarios de los terrenos por los cuales pasa la línea de conexión.

d. Roce y despeje franja servidumbre

Corresponde al costo incurrido por las labores de roce y despeje de la franja de seguridad de la línea, con el fin de eliminar la vegetación que ponga en riesgo la operación de la línea.

10.3.3 Construcción y Montaje línea de transmisión

a. Montaje estructuras

Corresponde al costo asociado a la actividad de montaje en terreno de todas las estructuras metálicas reticuladas autosoportadas que conforman la línea de conexión.

b. Montaje conductor de fase

Corresponde al costo asociado a la actividad del montaje del conductor de fase de la línea de conexión. Dicha actividad incluye la colocación del cable piloto, el tendido, el tensado y el flechado, junto con la instalación de todos los empalmes asociadas al conductor de fase.

c. Montaje cable de guardia

Corresponde al costo asociado a la actividad del montaje del cable OPGW. Dicha actividad incluye la colocación del cable piloto, el tendido, el tensado y flechado, junto con la instalación de todos los accesorios de las cajas de empalme asociadas al cable de guardia.

d. Montaje, aislación y ferretería torre suspensión

Corresponde al costo asociado a la actividad del montaje de aislación y la ferretería asociada para las sujeciones del conductor en las torres de suspensión. Dicha actividad incluye el montaje de la aislación junto con la instalación de los amortiguadores y la ferretería asociada al conductor de fase.

e. Montaje aislación y ferretería torre de anclaje

Corresponde al costo asociado a la actividad del montaje de aislación y la ferretería asociada para las sujeciones del conductor en las torres de anclaje. Dichas actividades incluyen el montaje de la aislación junto con la instalación de los amortiguadores, armado de los puentes y la ferretería asociada al conductor de fase.

f. Montaje cadenas y ferretería cable OPGW

Corresponde al costo asociado a la actividad del montaje de los conjuntos de suspensión y anclaje para la sujeción del cable de guardia.

g. Excavación

Corresponde al costo asociado a la actividad de realizar excavaciones para cada pata de cada torre con el objeto de construir las fundaciones de las estructuras de línea.

h. Hormigón H25

Corresponde al costo del hormigón tipo H25 (materiales y mano de obra) requerido por las fundaciones de las estructuras de línea.

i. Hormigón H10

Corresponde al costo del hormigón tipo H10 requerido (materiales y mano de obra) por las fundaciones de las estructuras de línea.

j. Relleno compactado

Corresponde al costo asociado a la actividad de realizar rellenos compactados, los cuales son requeridos para la construcción de las fundaciones de las estructuras de línea.

k. Moldaje

Corresponde al costo de los moldajes (materiales y mano de obra) requeridos para la construcción de las fundaciones de las estructuras de línea.

l. Armadura

Corresponde al costo de las armaduras (materiales y mano de obra) requerido para construir las fundaciones de las estructuras de línea.

m. Puesta de tierra

Corresponde al costo de montaje de la puesta a tierra de las distintas estructuras. Ello incluye la excavación, montaje y medición de resistividad.

n. Terminaciones

Corresponde al costo asociado a las instalaciones de accesorios de las torres y ejecución de las terminaciones finales de las estructuras de línea.

o. Servicios de ingeniería asociados a la construcción

Corresponde al costo de los distintos servicios de ingeniería directamente vinculados al proceso de construcción (inspección técnica y otros) de la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

p. Servicios de carga, transporte y descarga

Corresponde al costo de transporte al sitio de los materiales requeridos por la línea de conexión.

10.3.4 Diseño de Ingeniería línea de transmisión

Corresponde al costo asociado a las horas hombre de ingeniería requeridas para el desarrollo del diseño de ingeniería básica y de detalle de la línea de conexión.

10.4 Costos conexión eléctrica para Sistemas Medianos

En el caso de los SSMM, dada la cercanía de la Unidad de Punta al punto de conexión eléctrico, junto con el hecho de que la subestación de conexión está en el mismo terreno que la unidad de punta, se contempla la conexión directa entre el transformador elevador y la subestación del sistema eléctrico correspondiente.

Luego la conexión eléctrica considera el transformador elevador y la conexión será del tipo subterránea en la cual se utilizará cable con aislación solida del tipo XLPE junto con las terminaciones correspondientes.

Para el caso de las turbinas a gas, el nivel de tensión utilizado será en media tensión (11,5 kV o 13,2 kV) y dependerá del punto de conexión. Para las maniobras que se requiera serán usados los interruptores y desconectores incluidos en la celda de media tensión de conexión del generador de la Unidad de Punta.

Luego la conexión eléctrica tendrá el siguiente equipamiento principal:

- Un Transformador de poder elevador con cambiador de taps bajo carga para transformación desde nivel de generación (6,6 o 11,5 kV típicamente) al nivel de media tensión correspondiente del punto de conexión. El Transformador de poder elevador será trifásico sumergido en aceite mineral con refrigeración ONAN de una capacidad de aproximadamente 3,5 MVA y 17 MVA para los tamaños de 3 MW, y 15 MW respectivamente.
- Cables aislados de media tensión, con aislación solida tipo XLPE, clase 15 kV con una capacidad total de 850 A y 170 A para los tamaños de 15 MW y 3 MW respectivamente.

Para la conexión de la Unidad de Punta, además se requiere de la instalación de un paño de conexión adicional en la subestación de conexión del sistema eléctrico correspondiente.

Cabe destacar que en el caso de la subestación Tres Puentes perteneciente al SSMM de Punta Arenas, de acuerdo con el estándar de la subestación indicada, para el paño de conexión se considera una celda de media tensión clase 15 kV para uso interior, de capacidad 1.250 A para el tamaño 15 MW. En el caso del tamaño 3 MW se considera el tamaño mínimo de fabricación estándar correspondiente a 630 A.

En los otros casos, dicho paño será del tipo convencional y considera ampliación de los marcos de barras, ampliación de las barras, aisladores, ferretería, accesorios para conexiones, ampliación de la malla de tierra. Para la maniobra y protección se considera solo un desconector fusible, clase 15 kV, 200 A para el tamaño de 3 MW.

Para la tecnología de grupos motor generador, el nivel de tensión utilizado será en media tensión (13,2 kV, 23 kV o 33 kV) y dependerá del punto de conexión. Para las maniobras que se requiera

serán usados los interruptores y desconectores incluidos en la celda de conexión del generador de la Unidad de Punta.

Luego la conexión eléctrica tendrá el siguiente equipamiento principal:

- Transformador de poder elevador para transformación desde nivel de generación (0,4 kV típicamente) al nivel de media tensión correspondiente del punto de conexión. El Transformador de poder elevador será trifásico sumergido en aceite mineral con refrigeración ONAN de una capacidad de aproximadamente 0,4 MVA, 0,5 MVA, 0,9 MVA, 1 MVA, 1,2 MVA, 2 MVA y 3,5 MVA para los tamaños de 0,3 MW, 0,4 MW, 0,8 MW, 0,9 MW, 1 MW, 1,8 MW y 3 MW respectivamente.
- Cables aislados de media tensión, con aislación solida tipo XLPE, clase 15 kV, 25 kV o 35 kV según la tensión correspondiente del punto de conexión.

10.4.1 Equipamiento subestación

a. Desconectador cuchilla

Esta partida considera el suministro de un desconectador cuchilla manual de media tensión para proveer de corte visible a la salida del transformador en caso de ser necesario.

b. Desconectador fusible

Esta partida considera el suministro de un desconectador fusible, clase 15 kV, 200 A o 400 A según corresponda, en los casos que sea requerido a la salida del transformador en caso de ser necesario.

c. Transformador de poder

Esta partida corresponde al suministro de un Transformador de poder elevador desde nivel de generación (0,4; 6,6 o 11,5 kV típicamente) al nivel de media tensión correspondiente del punto de conexión. El Transformador de poder elevador será trifásico sumergido en aceite mineral con refrigeración ONAN de una capacidad de adecuada para cada unidad generadora.

d. Celdas media tensión o reconector

Corresponde al suministro de un equipo de maniobra en media tensión el cual puede ser una celda metálica blindada de media tensión o un reconector aéreo según corresponda.

e. Malla de puesta a tierra

Esta partida incluye los materiales de la malla de tierra requerida para un adecuado aterramiento de la central y la subestación. En ella se incluye el suministro de cable de cobre desnudo (típicamente 4/0 AWG), chicotes (típicamente 4/0 AWG y/o 2/0 AWG) para el aterramiento de equipos, y los materiales para la ejecución de las soldaduras exotérmicas requeridas para la unión de los conductores.

f. Conductores de fuerza y control

En esta partida se incluye el suministro de cables de fuerza, necesarios para la energización en baja tensión requeridos para la alimentación auxiliar de los distintos equipos de la subestación, junto con el cableado de control requerido para llevar las diferentes señales de los equipos de patio a los equipos de protección, control y medida respectivos.

g. Alumbrado de patio

En esta partida se incluye el suministro necesario para el alumbrado exterior del patio, tales como reflectores, postes, cajas de enchufes exteriores para el patio y el conductor requerido para la alimentación eléctrica.

h. Estructuras

Corresponde al suministro de acero galvanizado y postes de hormigón para estructuras de soporte de equipos.

i. Accesorios

Esta partida corresponde al suministro de accesorios varios requeridos para la conexión eléctrica de los elementos antes indicados (aisladores, terminales, ferretería, cable desnudo, etc.).

10.4.2 Obras Civiles y montaje subestación

a. Instalaciones de faena

Corresponde al costo incurrido por la instalación de faenas requerida para la construcción de la subestación.

b. Caminos urbanización y cierres

Corresponde al costo incurrido por la construcción de los caminos interiores, los cierres de los patios, y otros ítems varios como limpieza de la zona y gravillado.

c. Movimientos de tierra masivos

Corresponde al costo estimado del movimiento de tierra necesario de la subestación.

d. Montaje alumbrado exterior

Corresponde al costo de montaje de los equipos incluidos en la partida Alumbrado de patio de la subestación.

10.4.3 Construcción y montaje subestación

a. Montaje de malla de puesta a tierra

Corresponde al costo de montaje de los elementos incluidos en la partida Malla de Tierra (tendido y ejecución de soldaduras) de la subestación.

b. Conexionado

Corresponde al costo de montaje de todos los accesorios y de las labores de conexionado de la subestación de salida.

c. Canalizaciones

Corresponde al costo de las canalizaciones eléctricas (canaletas y conduit) requeridas para canalizar los cables de la subestación.

d. Montaje equipos

Corresponde al costo de montaje de los todos los equipos eléctricos que conforman la subestación.

e. Fundaciones

Corresponde al costo asociado a la construcción de las fundaciones requeridas para los distintos equipos de la subestación.

f. Servicios de carga, transporte y descarga

Corresponde al costo de transporte al sitio de los materiales requeridos por la subestación.

g. Servicios de ingeniería asociados a la construcción

Corresponde al costo de los distintos servicios de ingeniería directamente vinculados al proceso de construcción (inspección técnica y otros) de la subestación.

10.4.4 Ingeniería subestación

Corresponde al costo asociado a las horas hombre de ingeniería requeridas para el desarrollo del diseño de ingeniería básica y de detalle de la subestación de conexión.

10.4.5 Línea de conexión en media tensión

a. Conductor cable aislado media tensión

Corresponde al costo de suministro de cable aislado, clase 15 kV con aislación sólida del tipo XLPE, en cantidad y calibre según se requiera para cada caso.

b. Mufas para cable aislado media tensión

Corresponde al costo de suministro de las terminaciones requeridas por el cable aislado de media tensión.

c. Accesorios

Esta partida corresponde al suministro de accesorios varios requeridos para la conexión eléctrica de los elementos antes indicados (aisladores, terminales, ferretería, cable desnudo, etc.).

10.4.6 Obras civiles y montaje línea de transmisión de media tensión

a. Instalaciones de faena

Corresponde al costo incurrido por habilitar la instalación de faenas requerida para la construcción de línea de conexión.

b. Movimientos de tierra

Corresponde al costo estimado del movimiento de tierra necesario para la instalación de la línea subterránea en media tensión.

10.4.7 Construcción y montaje línea de transmisión

a. Tendido y montaje cable media tensión

Corresponde al costo asociado a la actividad de tendido y montaje del cable de media tensión.

b. Canalización

Corresponde al costo de las canalizaciones eléctricas (banco de ductos) requeridas para canalizar el cable de media tensión.

c. Servicios de carga, transporte y descarga

Corresponde al costo de transporte al sitio de los materiales requeridos por la línea de conexión.

d. Servicios de ingeniería asociados a la construcción

Corresponde al costo de los distintos servicios de ingeniería directamente vinculados al proceso de construcción (inspección técnica y otros) de la línea de conexión.

10.4.8 Ingeniería línea media tensión

Corresponde al costo asociado a las horas hombre de ingeniería requeridas para el desarrollo del diseño de ingeniería básica y de detalle de la línea de conexión.

11.COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA

11.1 Antecedentes

Con el propósito de poder determinar los costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta, se requiere contar con información actualizada respecto a los costos unitarios para los distintos componentes de la Unidad de Punta.

Para cumplir con lo anterior, se ha considerado pertinente solicitar cotizaciones informativas (budgetary prices) de los equipos principales de generación eléctrica y de almacenamiento, de las distintas tecnologías como son:

- Turbinas a gas en ciclo simple o abierto (TG CA) con combustible dual
- Grupo motor - generador o de combustión interna (GMG)
- Sistema híbrido compuesto por central solar fotovoltaica con sistema BESS (SH CSF + BESS)
- Sistema híbrido compuesto por parque eólico con sistema BESS (SH PE + BESS)
- Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) stand alone

Por su parte, además del equipo de generación o almacenamiento, se requieren una serie de equipos menores, materiales y servicios adicionales para tener una unidad de generación y de almacenamiento instalada. Dichos equipos menores, materiales y servicios corresponden, entre otros, al terreno para instalación de la Unidad de Punta, equipos menores y materiales del Balance de Planta – BOP (Planta de agua, sistema de combustible, etc.), subestación elevadora, línea de transmisión, paño de conexión eléctrica al sistema eléctrico (SEN o SSMM) respectivo, ingeniería, construcción y montaje, etc. Dada la cantidad de equipos menores, materiales y servicios y su menor impacto en el presupuesto, se considera suficiente para el nivel de detalle del estudio, utilizar fuentes de información distintas a la cotización directa con los diversos fabricantes o proveedores de los elementos menores.

11.2 Solicitud de cotizaciones informativas de equipamiento principal de generación y almacenamiento

Con el objetivo de disponer de información actualizada respecto de los costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta se procedió a solicitar cotizaciones informativas (a nivel budgetary prices) a los distintos fabricantes y proveedores de turbinas a gas, grupos motor – generador (combustión interna), aerogeneradores onshore, equipamiento principal (paneles, inversores y estructuras fijas y móviles) de parque solar fotovoltaico y equipamiento principal (baterías, PCS, transformadores, otros) de sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) disponibles en el mercado.

El primer paso ejecutado para proceder a cotizar los equipos de generación fue identificar los modelos y fabricantes disponibles para los tamaños requeridos en el presente estudio.

Para identificar los distintos proveedores y los modelos disponibles en el mercado de la tecnología tipo turbinas a gas se utilizó como fuente principal de información la última publicación denominada “Gas Turbine World Handbook 2024, Volume 39”. Lo anterior fue complementado mediante la información y experiencia del Consultor, junto con publicaciones online (páginas web) de los principales fabricantes de estos equipos de generación.

Por su parte, para los grupos motor – generador (combustión interna), se identificaron los fabricantes y modelos de acuerdo con la experiencia previa del Consultor con este tipo de tecnología de generación. También se consultó en las páginas web de los principales fabricantes de esta tecnología.

Para el caso de aerogeneradores onshore se estableció contacto con los principales fabricantes de este equipamiento principal que forma parte de los parques eólicos, los cuales en la mayoría de los casos solicitaron la firma de un NDA⁵⁵ para poder compartir información comercial y estratégica en muchos de los casos informados.

Asimismo, se solicitaron cotizaciones a los fabricantes de paneles solares (monofaciales y bifaciales), inversores, estructura con seguimiento (Tracker) y transformadores de poder.

Respecto de la tecnología de los sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) se tomó contacto principalmente con empresas que representan a ciertos fabricantes o proveedores de ciertos equipos, los cuales finalmente son integradores de la solución completa (baterías, inversores, transformadores, etc.) del sistema BESS.

Para mantener la uniformidad respecto a la información recibida en las cotizaciones informativas realizadas se solicitaron precios de lista (budgetary price) por el alcance de suministro estándar de la

⁵⁵ Non-Disclosure Agreement

unidad de generación. Adicionalmente se solicitó que se informara tanto el precio (en US\$ o €) del equipamiento FOB como el precio CIF puesto en puerto nacional junto con el servicio de supervisión de montaje y commissioning.

Con relación al tamaño de la Unidad de Punta, se tomó en cuenta lo establecido en las bases técnicas para el SEN. Para el caso de los SSMM, se debió ajustar el tamaño de la Unidad de Punta en función de dos criterios principales, por una parte un porcentaje (25%) de las demandas máximas esperadas del periodo 2025 – 2028 en los distintos SSMM a partir de la proyección establecida en el Estudio Tarifario 2022 - 2026 y además el valor que resulta (en MW) de la diferencia entre la demanda máxima del periodo 2025 – 2028 de cada SSMM menos el promedio de las demandas máximas del período 2025 – 2028 del SSMM correspondiente.

El siguiente cuadro resumen muestra los tamaños y tecnologías de los proyectos de generación y almacenamiento según el sistema eléctrico que aplique. Los criterios para definir los tamaños y tecnologías para cada sistema eléctrico en estudio fueron definidos la sección 3.

Tabla 26 Sistema eléctrico, tecnologías y tamaño Unidad de Punta en el SEN y los SSMM

Sistema Eléctrico	Tecnología	Tamaño Unidad de Punta
SEN	Turbina a gas	70 MW 120 MW 150 MW
SEN	Sistema híbrido compuesto por aerogeneradores onshore (parque eólico) más Sistema BESS	70 MW 120 MW 150 MW
SEN	Sistema híbrido compuesto por paneles fotovoltaicos (central solar fotovoltaica) más Sistema BESS	70 MW 120 MW 150 MW
SEN	Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) stand alone	70 MW 120 MW 150 MW
SSMM Punta Arenas	Turbina a gas y/o Grupo motor - generador	15 MW
SSMM Punta Arenas	Sistema híbrido compuesto por parque eólico más Sistema BESS	15 MW
SSMM Puerto Natales	Turbina a gas y/o Grupo motor - generador	3,0 MW
SSMM Porvenir	Grupo motor-generador	1,8 MW
SSMM Puerto Williams	Grupo motor-generador	0,4 MW
SSMM Aysén - Tehuelche	Grupo motor-generador	0,8 MW
SSMM Aysén - Chacabuco	Grupo motor-generador	0,8 MW
SSMM General Carrera – Chile Chico	Grupo motor-generador	1,0 MW
SSMM Palena	Grupo motor-generador	1,0 MW
SSMM Puerto Cisnes – Nuevo Reino	Grupo motor-generador	0,3 MW
SSMM Cochamó	Grupo motor-generador	1,0 MW
SSMM Hornopirén	Grupo motor-generador	0,9 MW

Por su parte, los fabricantes y proveedores de turbinas a gas en ciclo simple o abierto a los cuales se les solicitó una cotización informativa (costos de inversión y costos fijos de operación) de tamaños en el entorno de 70 MW, 120 MW y 150 MW, fueron los siguientes:

Tabla 27 Fabricantes / Proveedores tecnología turbina a gas en ciclo simple o abierto (TG CA)

Fabricante	Destinatario
Ansaldo Energía	Italia
GE Power	Chile
Mitsubishi Hitachi Power Systems	Brasil
Pratt & Whitney Power Systems	USA
Siemens Energy	Chile

En el caso del proceso de cotización de Turbinas a Gas en ciclo simple o abierto de tamaños en el entorno de 3 MW y 15 MW, a ser consideradas en los SSMM, los fabricantes y proveedores considerados fueron los siguientes:

Tabla 28 Fabricantes / Proveedores tecnología turbina a gas en ciclo simple o abierto (TG CA)

Fabricantes	Destinatario
Mestranza Diésel (Baker Hughes)	Chile
Ingen Argentina (Kawasaki)	Argentina
F.H.Engel (Solar Turbines)	Chile

Por su parte, los Grupos Motor- Generador de tamaños entre 0,3 MW y 5,0 MW, a ser considerados en los SSMM, los fabricantes y proveedores considerados son los siguientes:

Tabla 29 Fabricantes / Proveedores tecnología grupo motor – generador (GMG)

Fabricantes	Destinatario
Finning (Caterpillar)	Chile
Distribuidora Cummins	Chile
GTSA (Innio Jenbacher)	Chile
Detroit (MTU)	Chile
Mestranza Diésel (Innio Waukesa)	Chile

Asimismo, los fabricantes de Aerogeneradores a los cuales se solicitó una cotización por el equipamiento principal de un parque eólico fueron los siguientes:

Tabla 30 Fabricantes / Proveedores tecnología aerogeneradores onshore (PE)

Fabricantes	Destinatario
Enercom Chile SpA	Chile
GE Renewable Energy	Chile
Vestas Chile	Chile

Por su parte, los fabricantes del equipamiento para un parque solar fotovoltaico a los cuales se solicitaron cotizaciones son los siguientes:

Tabla 31 Fabricantes / Proveedores tecnología solar fotovoltaica (SFV)

Fabricantes	Destinatario
JA Solar (paneles)	Chile
Trina Solar Chile SpA (paneles)	Chile
Canadian Solar Inc. (paneles)	Chile
SMA (Inversores)	Chile
Multienergy SpA	Chile
HDT Energy (Inversores, STS, PDC)	Chile

Finalmente, los fabricantes de sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías contactados para solicitar una cotización son los siguientes:

Tabla 32 Fabricantes / Proveedores tecnología sistema almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)

Fabricantes	Destinatario
HDT Energy	Chile
Hitachi Energy	Chile
Siemens Energy	Chile
EMAT	Chile
Tecloman	Chile

Cabe destacar que los modelos disponibles por parte de los fabricantes de equipos de generación no corresponden exactamente a los tamaños definidos, por lo que se definió un rango en torno a los valores antes indicados para efectos de asignar los distintos modelos disponibles de unidades de generación a los tamaños previamente establecidos. Dichos rangos fueron definidos de tal manera de ser lo más ajustado posible y a la vez que se tuviera una cantidad representativa de modelos de unidades de generación.

11.3 Descripción de las fuentes de información

Para la instalación de una Unidad de Punta, además de los equipos principales de generación se requieren una serie de elementos adicionales para poder tener una Unidad de Punta operativa, tal como se ha detallado en las secciones precedentes.

Luego para poder estimar el costo de inversión de una Unidad de Punta, es necesario contar con información actualizada respecto de los costos de dichos elementos. Ahora bien, para esos elementos adicionales que tienen un menor impacto en el presupuesto, se considera suficiente para el nivel de detalle del estudio, utilizar fuentes de información distintas a la cotización directa con los diversos fabricantes o proveedores de dichos elementos adicionales.

Luego, las fuentes de información a considerar para la elaboración de la base de datos de costos corresponden a las siguientes:

a. Cotizaciones estimativas de diferentes fabricantes de equipos principales.

- Se utilizarán cotizaciones de los fabricantes de aquellos equipos principales, para lo cual se enviaron las solicitudes de cotización correspondientes.
- Publicaciones especializadas, con información de costos de equipamiento principal de unidades de generación eléctrica de distintas tecnologías.
- Para efectos de Turbinas a Gas se utilizará la publicación de Gas Turbine World Handbook 2024, volume 39 en el cual se detallan los costos de Turbinas a Gas a nivel mundial y de los proveedores principales.

b. Estimaciones fundadas del consultor.

- Para efectos de algunas partidas del Balance of Plant (BOP) se considerarán las estimaciones propias del Consultor en base a la experiencia de la empresa y de su personal en la realización de proyectos similares.

c. Información bibliográfica de estudios similares realizados por el consultor.

- El consultor dispone de una base de datos propia basada en su experiencia y trabajos similares realizados dentro de la cual se cuenta con información respecto de costos del equipamiento típico utilizando una central generadora y de servicios asociados.

d. Índices de actualización de precios (IPC-CPI).

- Se utilizarán índices de actualización de precios públicos, tales como IPC y CPI, con el objeto de que todos los costos unitarios utilizados estén actualizados a la misma fecha. Para tal fin se utilizarán los registros del Índice Nacional de Estadísticas (INE) y del U.S. Bureau of Labor Statistics respectivamente.

e. Factores de conversión de moneda.

- Se utilizar la información de conversión de distintas monedas, tales como pesos, euros, etc. al dólar americano para efectos de establecer una moneda única, de acuerdo con la información publicada por el Banco Central de Chile.

f. Factores de actualización para diferentes suministros (petróleo, acero, otros): Los valores de estos suministros se evaluarán según la importancia que tenga cada uno de estos suministros en las partidas, según los factores de variación correspondientes:

- Acero Carbono: Dada la gran variedad de tipos y productos de acero disponibles en distintas áreas geográficas, es usual encontrar índices de precios que permiten monitorear el comportamiento del mercado del acero. Por esto, se consultarán las publicaciones internacionales CRU y Metal Bulletin, en particular, dentro de la publicación CRUSPI (CRU Steel Prices Index).
- Petróleo: se consultarán los índices publicados por la Empresa Nacional del Petróleo ENAP.
- Cobre: para efectos de evaluar el efecto de la variación de los precios del cobre en la estimación de precios, se consultarán los índices publicados por Cochilco.
- Porcentajes a aplicar de diferentes ítems necesarios para realizar un cálculo de costos (imprevistos, ingeniería, etc.): Se utilizarán porcentajes según la experiencia del consultor y de los valores usuales para este tipo de proyectos.
- Impuestos de diverso tipo (internación, impuestos específicos): Se utilizarán los porcentajes de internación según el país de origen de acuerdo con los tratados pertinentes y los impuestos específicos de acuerdo con las leyes chilenas.
- Tasas de interés para consideraciones financieras: se considerarán las tasas de interés usuales para este tipo de proyectos basadas en las estimaciones que realizan las instituciones financieras para la evaluación de financiamiento de proyectos similares.
- Reajustes de diverso tipo (principalmente mano de obra): Los reajustes de mano de obra se considerarán según los factores publicados por el INE.

Para el caso particular de los sistemas de transformación en el SEN (Subestaciones de salida en 220 kV y paño de conexión en subestación nacional) y sistemas de transmisión (líneas) se consideran como fuente de información recientemente validadas por la CNE a los costos unitarios considerados en el modelo de cálculo de la última versión del Informe Técnico Definitivo de Valorización de las Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el Cuadrienio 2020-2023 debidamente actualizados. Para estos efectos se utilizaron las bases de costos de precios unitarios contenido en dicho estudio para los elementos de transmisión requeridos y fueron actualizadas a enero de 2024 haciendo uso de indexadores de precio aplicables a cada elemento.

Para definir los valores unitarios de cada equipo se utilizaron valores específicos de los equipos con las características descritas en las secciones 12.2 y 12.3 que se estimaron como representativos de cada partida. Adicionalmente estos valores fueron contrastados con valores de proyectos dentro de

la base de datos del consultor y en función de lo anterior se definió el valor representativo para cada caso. Esta definición se incluye en las hojas denominadas “Costos SSEE 2024” y “Costos LAT 2024” de las planillas de cálculo (Excel) del Anexo 6 del Informe.

Para el caso particular de los Sistemas de Transformación en los SSMM (subestaciones de salida en media tensión y paño de conexión en subestación) se considerarán las estimaciones propias del Consultor en base a la experiencia de la empresa y de su personal en la realización de proyectos similares.

Como fuente de información primaria se considera las cotizaciones. En caso de no disponer de ellas se recurre a las fuentes secundarias antes indicadas. En todos los casos los costos son referenciados a enero de 2024.

Respecto de la forma como se utiliza la información antes descrita para la determinación de los costos de inversión y costos fijos de la unidad de punta en el SEN y los SSMM, se destaca lo siguiente:

- i. Para el caso de las cotizaciones recibidas del equipamiento principal de las distintas tecnologías estudiadas como Unidad de Punta, en caso de disponer de dos o más cotizaciones normalmente se determina un valor promedio, verificando la desviación respecto del valor promedio. Para el caso que se disponga de una única cotización se utiliza dicha información y además se verifica que dicho valor no difiera en demasía respecto de valores disponibles por parte del Consultor en su base de datos para tecnologías de generación eléctrica y almacenamiento similar.
- ii. Para aquellas tecnologías que no fue posible obtener cotizaciones informativas a nivel de “budgetary prices”, se utilizó directamente información de las bases de datos del Consultor disponible de acuerdo con su experiencia, conocimiento y participación en estudios similares de costos de inversión y costos fijos de operación de unidad de punta.
- iii. Para el caso de la tecnología del tipo turbinas a gas, se utiliza publicación denominada “Gas Turbine World Handbook 2024, volume 39” la cual dispone de costo de inversión en USD del equipamiento principal. Los valores que se presentan en el GTW Handbook 2024 son FOB y referenciados al primer semestre 2024.

El cálculo de los costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta para el SEN y los SSMM fue realizado en planillas de cálculo Excel, según el diseño detallado que se adjunta en el capítulo 6 del presente Informe.

Dichas planillas contienen toda la información relevante para el cálculo y se adjuntan en el Anexo 6 del presente informe.

11.4 Determinación de ítems incluidos en las partidas de costos fijos de operación de las distintas tecnologías en estudio

Para determinar los costos fijos de operación de la Unidad de Punta en los distintos emplazamientos considerados, se determinarán las partidas de costos que forman parte del presupuesto, en base a la experiencia del Consultor en este tipo de centrales. En el presente capítulo se indican dichas partidas de costo, su valorización y se detallan los componentes de cada una de ellas.

El detalle asociado a los costos fijos de operación de las distintas tecnologías estudiadas en el presente estudio, se presentan en el Anexo 6. Las planillas incorporadas en dicho Anexo corresponden a:

- Precio Potencia SEN_Turbinas a Gas Ciclo Abierto 2024 Rev. 1.xlsx
- Precio Potencia SEN_Sistema Hibrido CSF + BESS 2024 Rev. 1.xlsx
- Precio Potencia SEN_Sistema BESS StandAlone 2024 Rev. 1.xlsx
- Precio Potencia SEN_Sistema Hibrido PE + BESS 2024 Rev. 1.xlsx
- Precio Potencia SSMM_Sistema Hibrido Eolico + BESS 2024 Rev. 1.xlsx
- Precio Potencia SSMM_GMG TGCA 2024 Rev. 1.xlsx
- Precio Potencia SEN_Sistema BESS StandAlone 2024 Rev. 1.xlsx

11.4.1 Costos fijos de operación

Se consideran los costos de personal y gastos generales correspondientes a la operación de la Unidad de Punta.

a. Costos de mantenimiento y atención de fallas

El mantenimiento rutinario y atención de fallas está considerado en estos costos y estará cubierto por el personal de operación y un especialista electromecánico de apoyo diario. Los mantenimientos e inspecciones mayores no se consideran en estos costos, por cuanto lo habitual y así se ha considerado, que esté cubierto por un LTSA (Long Term Service Agreement) contratado con el fabricante o representante autorizado de la marca, cuyo costo es variable y depende de las horas equivalentes de operación (EOH).

En el caso de centrales renovables con sistemas de almacenamiento en base a baterías también se ha considerado los costos de contratos de mantenimiento asociados los que se detallan en el punto 11.4.2.4.

Se han distinguido seis casos. El primero para las turbinas a gas de mayor tamaño (70 MW, 120 MW y 150 MW), el segundo para turbinas a gas de menor tamaño (3 MW y 15 MW), el tercero correspondiente a los grupo motor – generador, el cuarto para centrales renovables (eólico y solar fotovoltaica) con sistemas de almacenamiento de energía, en base a baterías en el SEN, el quinto

para centrales renovables con sistemas de almacenamiento de energía, en base a baterías en el SSMM de Punta Arenas y el sexto para sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS).

Para las turbinas de mayor tamaño se ha considerado una misma estructura de costos de personal dado que las tareas de mantenimiento para un proyecto greenfield de este tipo no son sensibles al tamaño, ya que más allá de la capacidad, los sistemas de la unidad generadora del tipo turbina a gas son los mismo y tienen el mismo régimen de operación (unidades de punta).

Para el caso de las centrales renovables se aplica un criterio similar al anterior ya que solo en este punto se considera el personal propio para operación y mantenimiento menor y las tareas que son sensibles al tamaño se definen como subcontratadas y sus costos están descritos en el punto 11.4.2.4. En el caso de los SSMM se ha considerado una estructura de costo de personal específica.

b. Costo de capital de petróleo diésel almacenado

Es el costo del almacenamiento de petróleo en el estanque de la Central, con un costo financiero anual del inventario del 10%. Para estos efectos se considera solo el stock de combustible durante el periodo de control de punta con lo que se obtiene una tasa equivalente del 5,32% según se muestra en el detalle de cálculo en el Anexo 8. Se estima que este stock de seguridad está en el orden de un 60% para este tipo de centrales. El costo del petróleo diésel base se ha considerado en 742,4 US\$/m³ de acuerdo con el promedio de precio de enero 2024 indicado en el Informe Semanal ENAP.

Las horas de operación corresponden a 528 sobre las cuales se realizó el cálculo. Este valor se obtiene a partir de los siguiente:

$$\text{Nº horas de operación} = 4 \text{ horas diarias} \times 22 \text{ días hábiles} \times 6 \text{ meses} = 528 \text{ horas}$$

Al costo del petróleo diésel base se le aplica un factor de ajuste según la ubicación de cada proyecto considerado información pública relativa a precios promedio de combustible a usuarios finales del mes de enero 2024. Dicho factor de ajuste se detalla en la hoja “Factor Costo Combustible”.

c. Costos fijos contratos centrales renovables y BESS Standalone

Esta componente corresponde a los costos de los contratos de arriendo de los terrenos, contratos de mantenimiento con el fabricante de equipamiento principal de generación o bien de actividades de mantenimiento de naturaleza fija.

Cabe destacar que según se muestra en el cuadro anterior, la componente del contrato de mantenimiento del sistema BESS no está considerada en los costos fijos para los sistemas de almacenamiento BESS, tampoco en el caso de centrales híbridas (solar + BESS y eólica + BESS), al estar ya considerada en los costos variables no combustibles (CVNC) de los sistemas de almacenamiento. Esto ya que, según lo dispuesto en la Norma Técnica de Coordinación y Operación,

los sistemas de almacenamiento BESS tienen CVNC, el cual incluye el costo variable de mantenimiento (CVM), concepto dentro del cual se considera dicho contrato de mantenimiento.

d. Costo fijo de operación y mantención de subestación

Corresponde al costo fijo en relación con el servicio de mantención del paño de conexión de la unidad de punta y de la subestación de enlace. Para estos efectos se ha estimado el costo del servicio de mantenimiento, definiendo una cuadrilla típica para estos efectos junto con el costo de arriendo de los elementos y herramientas necesarias. Se han considerado los gastos generales y utilidad del contratista del 20 %. Dicho servicio incluye la cuadrilla, el equipamiento necesario y considera una utilidad del contratista. Se han considerado 3 días para las labores de mantención. Adicionalmente se incluye el costo del arriendo de los terrenos y de las instalaciones comunes de la subestación de enlace.

Los tres días considerados para labores de mantención son por evento. Se considera una frecuencia de tres eventos de mantención al año para las labores de la subestación en el SEN, con lo que se tiene un total de nueve días de obra totales para efectos de estimación de costos.

e. Costo fijo de inspección y mantenimiento de la línea de transmisión

Corresponde al costo del servicio de inspección y mantenimientos menores de línea de transmisión. Para estos efectos se ha estimado el costo del servicio de mantenimiento, definiendo una cuadrilla típica para estos efectos, junto con el costo de arriendo de los elementos y herramientas necesarias. Se han considerado gastos generales, la cuadrilla, el equipamiento necesario y la utilidad del contratista del 20 %. Dado que el rendimiento diario típico de una cuadrilla de mantención de líneas es por sobre los 6 km, se considera el mismo costo en todos los casos, dado que como mínimo se contrata un día de servicio. Se estima que se requiere un día mensual para estas labores.

La siguiente tabla muestra los costos fijos de mantención de una línea de Alta Tensión (220 kV) en el SEN.

f. Costos de pérdidas de transformador de poder

Corresponde al costo de las pérdidas eléctricas en vacío del transformador de poder, producto de mantener energizado dicho equipo. Para su cálculo se ha considerado la información técnica de transformadores de poder relativa a las pérdidas en vacío.

g. Costos de seguros

Los costos de seguros están incorporados en el costo de inversión de la Unidad de Punta, dado que el valor CIF (Cost, Insurance and Freight) se obtiene a partir del valor FOB (Free On Board) más los costos de Seguros (Insurance) y Fletes (Freight).

El costo de los seguros anuales en la etapa de operación se ha considerado como parte del costo fijo, y este se ha estimado como un 0,3% del total de costo de inversión para cada sitio. El detalle de lo anterior está disponible en el Anexo 6, en la hoja “Seguros”.

12.DETERMINACIÓN DE LAS PARTIDAS DE COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN QUE PRESENTAN VARIACIÓN ANTE LAS DISTINTAS ALTERNATIVAS DE LOCALIZACIÓN, PARA UNIDAD DE PUNTA DE IGUAL TAMAÑO

12.1 Determinación de las partidas de costos de inversión que presentan variación ante las distintas alternativas de localización para unidad generadora y sistema de almacenamiento de igual tamaño

Considerando las diferentes localizaciones para la instalación de la Unidad de Punta en el SEN y los SSMM, se puede determinar que cada sitio representará costos de inversión diferentes para unidades de la misma potencia. Estos costos de inversión presentan diferencias como los siguientes:

- Distancia entre sitio propuesto para la instalación de la Unidad de Punta y el punto de conexión eléctrica al sistema correspondiente.
- Distancia a los centros de distribución de Petróleo Diésel o Gas Natural.
- El valor comercial del terreno en el sitio propuesto para la instalación de la Unidad de Punta.
- Distancia entre el sitio propuesto para la instalación de la Unidad de Punta y el punto de conexión a la red de gasoductos.
- El equipamiento requerido para la conexión al sistema eléctrico correspondiente según la configuración de la subestación de enlace (subestación de llegada), entre otros aspectos.

Se describen a continuación las diferencias en las partidas de costos, para la unidad de punta de la misma potencia, que se ven afectadas según el sitio donde se instale:

12.1.1 Suministro equipamiento principal

Esta partida de costos engloba el suministro del equipamiento principal de la central generadora.

12.1.2 Equipamiento de generación y sistema almacenamiento

No presenta diferencias en las partidas de costos de inversión para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño.

12.1.3 Red de suministro de petróleo diésel

No presenta diferencias en las partidas de costos de inversión para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño.

12.1.4 Suministro de gas natural mediante gasoducto

Presenta diferencias en las partidas de costos de inversión para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño, dado por la longitud del gasoducto entre el sitio

propuesto para la instalación de la Unidad de Punta y el punto de conexión a la red de gasoducto correspondiente. En los siguientes cuadros se muestra la longitud entre la respectiva Subestación del SEN y la red de gasoducto más cercana disponible.

Tabla 33 Distancias a Gasoductos desde Subestaciones en el SEN

Subestación	Nivel de Tensión	Distancia a gasoducto km	Gasoducto de conexión	Diámetro gasoducto conexión mm
Roncacho 220 kV	220 kV	390	Troncal Paso Jama – Crucero	508
Cóndores 220 kV	220 kV	260	Troncal Paso Jama – Crucero	508
Nueva Pozo Almonte 220 kV	220 kV	215	Troncal Paso Jama – Crucero	508
Nueva Lagunas 220 kV	220 kV	160	Troncal Paso Jama – Crucero	508
Kimal 220 kV	220 kV	3	Troncal Paso Jama – Crucero	508
Miraje 220 kV	220 kV	0,4	Troncal Paso Jama – Crucero	406
Kapatur 220 kV	220 kV	1,5	Trazado Tuinamej	508
Parinas 220 kV	220 kV	53	Tramo La Negra – Paposo	406
Cumbres 220 kV	220 kV	200	Tramo La Negra – Paposo	406
Illapa 220 kV	220 kV	210	Tramo La Negra – Paposo	406
Nueva Cardones 220 kV	220 kV	350	Tramo La Negra – Paposo	406
Nueva Maitencillo 220 kV	220 kV	400	Tramo La Negra – Paposo	406
Nueva Pan de Azúcar 220 kV	220 kV	300	Gasoducto Quintero-Quillota 24 Pulgadas	610
Nogales 220 kV	220 kV	27	Gasoducto Quintero-Quillota 24 Pulgadas	610
Lo Aguirre 220 kV	220 kV	10	Gasoducto San Bernardo - Quillota 24 pulgadas (Ratones-Quillota)	610
Candelaria 220 kV	220 kV	1,5	Extensión a la VI Región Tramo San Vicente- El Peral,	254
Entre Ríos 220 kV	220 kV	10	Lateral Charrúa	254
Ciruelos 220 kV	220 kV	275	Lateral Charrúa	254
Tineo 220 kV	220 kV	480	Lateral Charrúa	254
Puerto Montt 220 kV	220 kV	500	Lateral Charrúa	254

12.1.5 Red de suministro de agua

No presenta diferencias en las partidas de costos de inversión para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño.

12.1.6 Sistema aire comprimido

No presenta diferencias en las partidas de costos de inversión para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño.

12.1.7 Sistemas eléctricos auxiliares

No presenta diferencias en las partidas de costos de inversión para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño.

12.1.8 Obras civiles y montajes

Esta partida engloba los costos asociados a las obras civiles requeridas por la central generadora y el montaje del equipamiento.

Presenta diferencias en las partidas de costos de inversión para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño, dado principalmente por el costo del terreno propuesto ($\$/m^2$ o $US\$/m^2$) para la instalación de la Unidad de Punta y el costo estimado de la servidumbre (terreno) del gasoducto entre el sitio propuesto para la instalación de la Unidad de Punta y la red de gasoducto correspondiente.

En el siguiente cuadro se explicitan los costos estimados de los terrenos y de las servidumbres de los gasoductos considerados en el SEN.

Tabla 34 Costos Terrenos y Servidumbre Gasoducto de Unidades de Punta en el SEN

Subestación	Nivel de Tensión	Terreno US\$/m ²	Servidumbre gasoducto US\$/m ²
Roncacho 220 kV	220 kV	0,35	0,35
Cóndores 220 kV	220 kV	0,35	0,35
Nueva Pozo Almonte 220 kV	220 kV	0,35	0,35
Nueva Lagunas 220 kV	220 kV	0,35	0,35
Kimal 220 kV	220 kV	0,35	0,35
Miraje 220 kV	220 kV	0,35	0,35
Kapatur 220 kV	220 kV	0,35	0,35
Parinas 220 kV	220 kV	0,98	0,98
Cumbres 220 kV	220 kV	0,98	0,98
Illapa 220 kV	220 kV	0,98	0,98
Nueva Cardones 220 kV	220 kV	0,98	0,98
Nueva Maitencillo 220 kV	220 kV	0,98	0,98
Nueva Pan de Azúcar 220 kV	220 kV	0,98	0,98
Nogales 220 kV	220 kV	1,71	1,71
Lo Aguirre 220 kV	220 kV	1,71	1,71
Candelaria 220 kV	220 kV	1,71	1,71
Entre Ríos 220 kV	220 kV	1,64	1,64
Ciruelos 220 kV	220 kV	1,64	1,64
Tineo 220 kV	220 kV	1,64	1,64
Puerto Montt 220 kV	220 kV	1,64	1,64

Los valores antes señalados para el costo de terreno (US\$/m²) y servidumbre de gasoducto (US\$/m²) de la tabla anterior han sido obtenidos por el Consultor de bases de datos propias debidamente actualizadas a la fecha del presente estudio.

En el caso de los SSMM estas partidas no presentan variaciones, ya que se consideran nulas, dado que las Unidad de Punta correspondiente está ubicada en el interior de las instalaciones existentes del operador del SSMM correspondiente.

12.1.9 Construcción y montaje

Presenta diferencias en las partidas de costos de inversión para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño, dado principalmente por costo de mano de obra, movimientos de tierra, excavación en suelos o roca y por distintas distancias para transporte y carga. Las distancias a puerto que afecta el costo de transporte se muestran en el siguiente cuadro

Tabla 35 Distancias a Puerto

Subestación	Distancia Puerto (km)
Roncacho 220 kV	85
Cóndores 220 kV	16
Nueva Pozo Almonte 220 kV	65
Nueva Lagunas 220 kV	130
Kimal 220 kV	90
Miraje 220 kV	92
Kapatur 220 kV	65
Parinas 220 kV	160
Cumbres 220 kV	425
Illapa 220 kV	430
Nueva Cardones 220 kV	365
Nueva Maitencillo 220 kV	225
Nueva Pan de Azúcar 220 kV	25
Nogales 220 kV	80
Lo Aguirre 220 kV	94
Candelaria 220 kV	135
Entre Ríos 220 kV	140
Ciruelos 220 kV	290
Tineo 220 kV	75
Puerto Montt 220 kV	3

12.1.10 Ingeniería

No presenta diferencias en las partidas de costos de inversión para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño.

12.2 Subestaciones

En el caso de las turbinas a gas en el SEN, las componentes de costos de la subestación a nivel agregado, presenta variación en una misma subestación para distintos combustibles debido al prorrateo de los gastos generales del proyecto.

12.2.1 Equipamiento de subestación de salida

No presenta diferencias en las partidas de costos de inversión para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño, dado que se ha considerado una configuración convencional para la subestación de salida, para todos los proyectos analizados.

12.2.2 Equipamiento de subestación de enlace

Presenta diferencias en las partidas de costos de inversión para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño, dado por la diferencia del equipamiento principal de maniobra requerido según la configuración existente (interruptor y medio, barra simple, barra simple con transferencia, etc.) en la subestación de enlace.

Para el caso de una subestación de enlace en nivel de 220 kV, el siguiente cuadro indica el número de equipos considerados de acuerdo con la configuración de la subestación

Tabla 36 Cantidad de Equipos Principales en Subestaciones de Enlace 220 kV

Equipo Principal	Convencional					GIS
	Barra Simple	Barra Simple y Transferencia	Doble Barra	Doble Barra y Transferencia	Interruptor y Medio	Interruptor y Medio
Desc.trifásico c/puesta tierra, 2000 A, clase 245 kV	1	1	1	1	1	0
Desc.trifásico s/puesta tierra, 2000 A, clase 245 kV	1	2	2	3	2	0
Interruptor de poder trifásico, 2000 A, clase 245 kV; monopolar; tanque vivo	1	1	1	1	0	0
Transformador de corriente clase 245 kV, 4 Núcleos	3	3	3	3	0	0
Transformador de potencial clase 245 kV	3	3	3	3	3	0
Pararrayo monofásico, clase 245 kV	3	3	3	3	3	3
Interruptor de poder trifásico, 2000 A, clase 245 kV; monopolar; tanque muerto, con T/C	0	0	0	0	2	0
Desc. trifásico monofásico pantógrafo, 2000 A, clase 245 kV	0	0	0	0	6	0
Aisladores De Pedestal	3	6	6	9	9	6
Módulo GIS, 245 kV	0	0	0	0	0	1

Considerando los cuadros anteriores, la cantidad de equipo principal queda definida por la configuración de la subestación de conexión. El siguiente cuadro muestra la configuración presente las distintas subestaciones de conexión en el SEN.

Tabla 37 Configuración Subestaciones de Enlace en el SEN

Subestación	Nivel Tensión	Estado	Configuración	Tecnología
Roncacho 220 kV	220 kV	Existente	Interruptor y Medio	Convencional
Cóndores 220 kV	220 kV	Existente	Interruptor y Medio	Convencional
Nueva Pozo Almonte 220 kV	220 kV	Existente	Doble Barra y Transferencia	Convencional
Nueva Lagunas 220 kV	220 kV	Futura	Interruptor y Medio	Convencional
Kimal 220 kV	220 kV	Existente	Interruptor y Medio	Convencional
Miraje 220 kV	220 kV	Existente	Interruptor y Medio	Convencional
Kapatur 220 kV	220 kV	Existente	Interruptor y Medio	GIS
Parinas 220 kV	220 kV	Existente	Interruptor y Medio	Convencional
Cumbres 220 kV	220 kV	Existente	Interruptor y Medio	Convencional
Illapa 220 kV	220 kV	Existente	Interruptor y Medio	Convencional
Nueva Cardones 220 kV	220 kV	Existente	Interruptor y Medio	GIS
Nueva Maitencillo 220 kV	220 kV	Existente	Interruptor y Medio	GIS
Nueva Pan de Azúcar 220 kV	220 kV	Existente	Interruptor y Medio	GIS
Nogales 220 kV	220 kV	Existente	Interruptor y Medio	Convencional
Lo Aguirre 220 kV	220 kV	Existente	Interruptor y Medio	GIS
Candelaria 220 kV	220 kV	Existente	Doble Barra	Convencional
Entre Ríos 220 kV	220 kV	Existente	Interruptor y Medio	Convencional
Ciruelos 220 kV	220 kV	Existente	Barra Simple y Transferencia	Convencional
Tineo 220 kV	220 kV	Existente	Interruptor y Medio	Híbrida
Puerto Montt 220 kV	220 kV	Existente	Doble Barra y Transferencia	Convencional

En el caso de los SSMM, para la unidad de punta de mismo tamaño, la configuración considerada es la misma para todos los sitios.

12.2.3 Obras civiles y montaje

Esta partida engloba los costos asociados a las obras civiles requeridas por las subestaciones eléctricas y el montaje del equipamiento.

12.2.4 Infraestructura de la subestación

Presenta diferencias en la partida de costos de inversión para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño, dado por el costo del terreno propuesto (US\$/m²) para la subestación de salida.

12.2.5 Construcción y montaje de la subestación

Presenta diferencias en las partidas de costos de inversión para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño, dado principalmente por las obras de construcción y montaje requeridas por el equipamiento principal, el cual varía según la configuración (interruptor y medio, barra simple, barra simple con transferencia, etc.) de la subestación de enlace y el costo de mano de obra.

Las diferencias se dan en la cantidad de fundaciones, cableado de fuerza y control, estructuras metálicas y montaje requeridas para los equipos principales de la subestación de enlace. Para su cálculo se utilizaron valores típicos por equipo mayor de la subestación.

12.2.6 Ingeniería de la subestación

No presenta diferencias en las partidas de costos de inversión para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño.

12.3 Línea de transmisión

En el caso de las turbinas a gas en el SEN, las componentes de costos de la línea de transmisión a nivel agregado presentan variaciones en una misma subestación para distintos combustibles, debido al prorrateo de los gastos generales del proyecto.

12.3.1 Suministros

Presenta diferencias en las partidas de costos de inversión para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño, dado principalmente por las características del trazado de la línea (largo, cantidad de torres, necesidad de tramo subterráneo, etc.), las cuales varían según el punto de conexión

El siguiente cuadro resume las características principales de las líneas para las distintas ubicaciones. La variación de las distintas partidas de costos de suministro según localización para una misma potencia que en función de dichas características.

Tabla 38 Características Líneas de Transmisión en el SEN

Subestación	Tensión	Longitud LAT km	Torres de suspensión	Torres de anclaje
Roncacho 220 kV	220 kV	0,5	0	3
Cóndores 220 kV	220 kV	10	19	10
Nueva Pozo Almonte 220 kV	220 kV	0,5	0	3
Nueva Lagunas 220 kV	220 kV	5	1	3
Kimal 220 kV	220 kV	1	1	3
Miraje 220 kV	220 kV	1	2	3
Kapatur 220 kV	220 kV	0,5	0	3
Parinas 220 kV	220 kV	0,5	0	3
Cumbres 220 kV	220 kV	0,5	0	3
Illapa 220 kV	220 kV	0,5	0	3
Nueva Cardones 220 kV	220 kV	0,5	0	3
Nueva Maitencillo 220 kV	220 kV	0,5	0	3
Nueva Pan de Azúcar 220 kV	220 kV	1	1	3
Nogales 220 kV	220 kV	1	1	3
Lo Aguirre 220 kV	220 kV	10	21	10
Candelaria 220 kV	220 kV	0,5	1	3
Entre Ríos 220 kV	220 kV	0,5	1	3
Ciruelos 220 kV	220 kV	1	1	3
Tineo 220 kV	220 kV	0,5	9	6
Puerto Montt 220 kV	220 kV	1	1	3

En el caso de los SSMM no se considera variación, por estar emplazada la unidad de punta dentro mismo terreno. En rigor para cada sitio variará la longitud de la línea de conexión subterráneo, dependiendo de la disposición de equipos, pero para efectos de este estudio se estima razonable considerar dicho monto fijo en 120 m, de acuerdo con la experiencia del Consultor.

12.3.2 Obras civiles y montaje

Esta partida engloba los costos asociados a las obras civiles requeridas por la línea de transmisión y el montaje del equipamiento

12.3.3 Infraestructura de la línea de transmisión

Presenta diferencias en las partidas de costos de inversión para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño, dado principalmente por el costo de servidumbre del terreno elegido (US\$/m²) y por la longitud de la servidumbre requerida según el largo de la línea de transmisión.

El siguiente cuadro muestra los costos de servidumbre considerados y la cantidad de servidumbre requerida.

Tabla 39 Infraestructura Líneas SEN

Subestación	Nivel de Tensión	Servidumbre línea US\$/m ²	Servidumbre línea m ²
Roncacho 220 kV	220 kV	0,35	20.000
Cóndores 220 kV	220 kV	0,35	400.000
Nueva Pozo Almonte 220 kV	220 kV	0,35	20.000
Nueva Lagunas 220 kV	220 kV	0,35	200.000
Kimal 220 kV	220 kV	0,35	40.000
Miraje 220 kV	220 kV	0,35	40.000
Kapatur 220 kV	220 kV	0,35	20.000
Parinas 220 kV	220 kV	0,98	20.000
Cumbres 220 kV	220 kV	0,98	20.000
Illapa 220 kV	220 kV	0,98	20.000
Nueva Cardones 220 kV	220 kV	0,98	20.000
Nueva Maitencillo 220 kV	220 kV	0,98	20.000
Nueva Pan de Azúcar 220 kV	220 kV	0,98	40.000
Nogales 220 kV	220 kV	1,71	40.000
Lo Aguirre 220 kV	220 kV	1,71	400.000
Candelaria 220 kV	220 kV	1,71	20.000
Entre Ríos 220 kV	220 kV	1,64	20.000
Ciruelos 220 kV	220 kV	1,64	40.000
Tineo 220 kV	220 kV	1,64	20.000

Subestación	Nivel de Tensión	Servidumbre línea US\$/m ²	Servidumbre línea m ²
Puerto Montt 220 kV	220 kV	1,64	40.000

Los valores antes señalados para el costo de la servidumbre (US\$/m²) han sido obtenidos por el Consultor de bases de datos propias debidamente actualizadas a la fecha del presente estudio.

En el caso de los SSMM, al estar la Unidad de Punta en las instalaciones de la empresa generadora del SSMM, no se requiere considerar servidumbres.

12.3.4 Construcción y montaje de la línea de transmisión

Presenta diferencias en las partidas de costos de inversión para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño, dado principalmente por las obras de construcción y montaje asociados al suministro, el cual varía según el trazado de la línea y sus características (largo, cantidad de torres, necesidad de tramo subterráneo, etc.) y el costo de mano de obra.

La variación de las distintas partidas de costos de construcción y montaje según localización para una misma potencia está en función de las diferencias de las características antes indicadas para cada subestación.

12.3.5 Ingeniería de la línea de transmisión

No presenta diferencias en las partidas de costos de inversión para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño.

12.4 Gastos generales de la central generadora y sistema de almacenamiento

Presenta diferencias en las partidas de costos de inversión para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño, dado principalmente por los distintos valores de estudios de terreno para el proyecto y por diferentes valores de los permisos y concesiones necesaria.

12.5 Determinación de las partidas de costos fijos de operación que presentan variación ante las distintas alternativas de localización para unidad generadora y sistema de almacenamiento de igual tamaño

Considerando las diferentes localizaciones de las unidades de punta en el SEN y considerando las diferentes localizaciones de las unidades de punta en el SEN y SSMM, se puede determinar que cada sitio no representa costos fijos de operación diferentes para unidades de la misma potencia.

Las diferencias en las partidas de costos de operación, para unidades de punta de la misma potencia, que podrían verse afectadas según el sitio donde se instalen se describen a continuación:

12.5.1 Costos fijos operacionales

No presenta diferencias en las partidas de costos de operación para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño.

12.5.2 Costo de capital de petróleo diésel almacenado

No presenta diferencias en las partidas de costos de operación para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño.

12.5.3 Costos de repuestos

No presenta diferencias en las partidas de costos de operación para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño.

12.5.4 Costo fijo de operación y mantención de la subestación

No presenta diferencias en las partidas de costos fijos para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño.

12.5.5 Costo fijo de operación y mantención de la línea de transmisión

No presenta diferencias en las partidas de costos fijos de operación para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño.

Lo anterior se explica dado que en todos los casos se requiere de un día de cuadrilla para todas las tareas de mantención.

12.5.6 Costo de combustible (recargo por transporte de GNL mediante camiones)

Presenta diferencias en las partidas de costos fijos de operación para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño. Lo anterior, dado que a mayor distancia desde el

Terminal de GNL (Quintero o Mejillones) hasta la zona de emplazamiento de la Unidad de Punta, este costo fijo de operación se incrementa.

Para el caso de los SSMM, se considera una baja factibilidad técnica y económica el transporte de GNL mediante camiones dado que el recurso gas natural solo está disponible en la Región de Magallanes, es decir para los SSMM de Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir. Además, este proceso de GNL aplica solo en plantas regasificadoras, lo cual en la Región de Magallanes no resulta necesario dado que el recurso energético es de procedencia nacional.

Por su parte, para los SSMM de la Región de los Lagos, como Cochamó y Hornopirén, las distancias (km) excesivamente grandes para el traslado de este recurso energético y la baja demanda para el uso de unidades generadoras del tipo grupo motor – generador, resultan altamente improbables de realizar.

13.DESCRIPCIÓN DEL CÁLCULO Y RESUMEN DE LOS RESULTADOS DEL COSTO DE INVERSIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA

13.1 Descripción del cálculo del costo de inversión de la Unidad de Punta

Para cada una de las subestaciones definidas como factibles para la instalación de una unidad de punta, se elaboró un presupuesto de costos de inversión, con valores a enero de 2024, distinguiendo en tres áreas del proyecto las cuales corresponden a la unidad de generación eléctrica o sistema de almacenamiento, la subestación eléctrica (salida) incluido el paño de conexión en la subestación de enlace del SEN y la línea de transmisión eléctrica para la conexión al SEN.

Las fuentes de información para los costos de inversión de los equipos principales son las indicadas en el capítulo 12 anterior, del presente Informe. Las partidas de costos consideradas corresponden a las descritas en el capítulo 13 del presente Informe. Adicionalmente se han considerado proyectos similares para cuantificar algunos de los costos del proyecto. Las partidas de costos de suministros que no presentan una contrapartida en los costos de construcción y montaje han considerado sus costos de construcción y montaje como global en la sección de suministro en base a proyectos similares, y viceversa dado los antecedentes disponibles y el nivel de profundidad del estudio.

Se calcularon los costos de inversión de las unidades de punta tipo turbinas a gas instaladas en el SEN tanto para unidades de generación eléctrica en base a petróleo diésel, gas natural y dual (gas natural o petróleo diésel). En el caso de las turbinas a gas de los SSMM, dada la cercanía del punto de suministro de gas natural se consideran solo unidades generadoras duales. En el caso de los grupos motor - generador de los SSMM, se ha considerado como combustible gas natural o petróleo dependiendo para el caso del gas natural los sistemas medianos en los cuales dicho combustible está disponible. Para la alternativa de combustible mediante petróleo diésel este se considera en todos los sistemas medianos.

Cabe destacar que, para efectos de la selección de la alternativa de suministro de gas natural, se calculó en los casos que corresponda los valores de inversión correspondiente a un gasoducto. Por su parte, la alternativa de suministro de gas natural a través de una PSR no se ha considerado factible económicamente dado su alto costo de inversión y además del menor uso por la operación de la Unidad de Punta.

Se muestra a continuación un listado de las Subestaciones del SEN en las cuales se utiliza para el suministro de gas natural a través de gasoducto.

Tabla 40 Listado de las Subestaciones del SEN en las cuales se utiliza para el suministro de gas natural a través de gasoducto.

Subestación del SEN	Gasoducto
RONCACHO	-
CONDOROS	-
NUEVA POZO ALMONTE	-
NUEVA LAGUNAS	-
KIMAL	SI
MIRAJE	SI
KAPATUR	SI
PARINAS	SI
CUMBRES	-
ILLAPA	-
NUEVA CARDONES	-
NUEVA MAITENCILLO	-
NUEVA PAN DE AZUCAR	-
NOGALES	SI
LO AGUIRRE	SI
CANDELARIA	SI
ENTRE RIOS	SI
CIRUELOS	-
TINEO	-
PUERTO MONTT	-

Los presupuestos están elaborados en dólares americanos y distingue entre partidas de origen nacional e importado (internacional). En el caso de las partidas importadas consideran un 3% de flete y un 6 % por derechos de aduana solo para aquellos bienes de capital no incluidos en el listado de bienes de capital publicado en la Resolución Exenta N° 394 del Ministerio de Hacienda de fecha 06 de noviembre de 2023. Los costos de suministro nacional se consideran puestos en sitio. Adicionalmente, La metodología aplicada para definir el porcentaje asignado a flete y derecho de aduanas se basó en revisar el decreto donde se definen los bienes de capital y verificar si corresponde aplicar recargos por flete y aduana. Las definiciones están contenidas en la hoja BIENES DE CAPITAL de las planillas de cálculo (formato Excel) de costos de inversión y costos fijos de operación incluidas en el Anexo 6.

Los gastos generales calculados para las distintas unidades de punta se prorratan en las tres componentes mencionadas (unidad de generación eléctrica o sistema de almacenamiento, subestación y línea de transmisión), para así incluir dichos gastos generales del proyecto en sus distintas componentes.

La tasa de cambio considerada corresponde al promedio del dólar observado del Banco Central durante el mes de enero de 2024 y la conversión euro a dólar del mismo mes.

En el Anexo 6 se incluyen las planillas de cálculo en formato Excel, las cuales contienen el detalle del cálculo del costo de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta para las distintas ubicaciones (Subestaciones del SEN), tamaños (potencia en MW) y tecnologías.

A continuación, se muestran los cuadros resúmenes para los distintos casos analizados.

13.1.1 Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 70 MW en el SEN - Tecnología del tipo turbina a gas en ciclo simple o abierto (TG CA)

Las tablas siguientes muestran el resumen del cálculo del costo de inversión de la unidad de punta instalada en el SEN e interconectada en nivel de tensión de 220 kV, mediante la tecnología del tipo turbina gas en ciclo simple o abierto, considerando como combustible solo petróleo diésel, solo gas natural y combustible dual (petróleo diésel o gas natural) para un tamaño de 70 MW.

Tabla 41 Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 70 MW

ITEM	DESCRIPCION	RONCACHO	CONDORES	NUEVA POZO ALMONTE	NUEVA LAGUNAS	KIMAL	MIRAJE	KAPATUR
1	CENTRAL GENERADORA							
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS							
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	27.870.778	27.870.778	27.870.778	27.870.778	27.870.778	27.870.778	27.870.778
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	65.320	65.320	65.320	65.320	65.320	65.320	65.320
1.1.3	SUMINISTRO DE GAS							
1.1.3	GASODUCTO	0	0	0	0	222.993	86.058	143.992
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	639.859	639.859	639.859	639.859	639.859	639.859	639.859
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	9.238	9.238	9.238	9.238	9.238	9.238	9.238
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	2.385.175	2.385.175	2.387.071	2.385.175	2.409.523	2.410.485	2.385.175
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE							
1.2.1	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	94.919	84.644	37.040	84.644	141.912	141.912	194.841
1.2.1	SERVIDUMBRE GASODUCTO	0	0	0	0	8.035	1.071	4.018
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE - Caso Diesel	7.864.194	8.334.322	8.316.555	8.351.330	9.025.666	9.742.525	9.017.274
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE - Caso GN	0	0	0	0	8.479.996	9.031.563	8.376.247
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE - Caso Dual	0	0	0	0	9.549.339	10.100.905	9.445.590
1.3	INGENIERIA	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA-DIESEL	3.472.913	3.509.417	3.506.476	3.511.827	3.577.246	3.638.447	3.579.407
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA-GAS NATURAL	0	0	0	0	3.449.742	3.484.572	3.436.694
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA-DUAL	0	0	0	0	3.641.635	3.676.453	3.628.573
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL	43.089.887	43.586.245	43.519.829	43.605.664	44.427.024	45.206.056	44.449.384
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL	0	0	0	0	42.805.309	43.248.768	42.634.074
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL	0	0	0	0	45.246.124	45.689.572	45.074.876
2	SUBESTACIONES							
2.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	2.355.050	2.355.050	2.357.505	2.355.050	2.386.580	2.387.827	2.355.050
2.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	860.623	734.874	861.107	860.623	866.840	867.086	1.113.016
2.3	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE							
2.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	550.387	582.989	580.725	582.812	632.993	632.993	606.960
2.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	842.439	856.239	887.332	896.975	967.167	967.304	634.856
2.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES- CASO DIESEL	418.916	411.514	425.625	426.188	439.940	439.882	427.404
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES- CASO GAS NATURAL	0	0	0	0	440.368	440.385	427.873
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES- CASO DUAL	0	0	0	0	439.735	439.764	427.249
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO DIESEL)	5.197.664	5.110.914	5.282.543	5.291.896	5.463.769	5.465.340	5.307.535
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS NATURAL)	0	0	0	0	5.464.196	5.465.843	5.308.005
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS DUAL)	0	0	0	0	5.463.564	5.465.222	5.307.381
3	LINEA AEREA 220 kV							
3.1	SUMINISTRO	109.799	643.727	110.769	200.712	127.851	135.443	110.757
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION							
3.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	352.195	691.415	372.974	875.818	420.429	421.087	403.104
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	156.387	570.712	166.509	231.533	196.181	205.112	180.402
3.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DIESEL)	738.723	2.138.872	773.367	1.488.764	875.782	894.434	821.195
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO GAS NATURAL)	0	0	0	0	875.850	894.516	821.268
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DUAL)	0	0	0	0	875.749	894.415	821.171
4	GASTOS GENERALES PROPIETARIO -PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS							
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES - DIESEL	3.951.367	4.093.145	3.994.413	4.057.915	4.087.704	4.150.318	4.072.940
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES - GAS NATURAL	0	0	0	0	3.960.696	3.997.028	3.930.769
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES - DUAL	0	0	0	0	4.151.854	4.188.187	4.121.928
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL [US\$]	49.026.274	50.836.032	49.575.740	50.386.324	50.766.574	51.565.830	50.578.114
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL [US\$]	0	0	0	0	49.145.355	49.609.127	48.763.347
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL [US\$]	0	0	0	0	51.585.436	52.049.208	51.203.428

Tabla 42 Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 70 MW

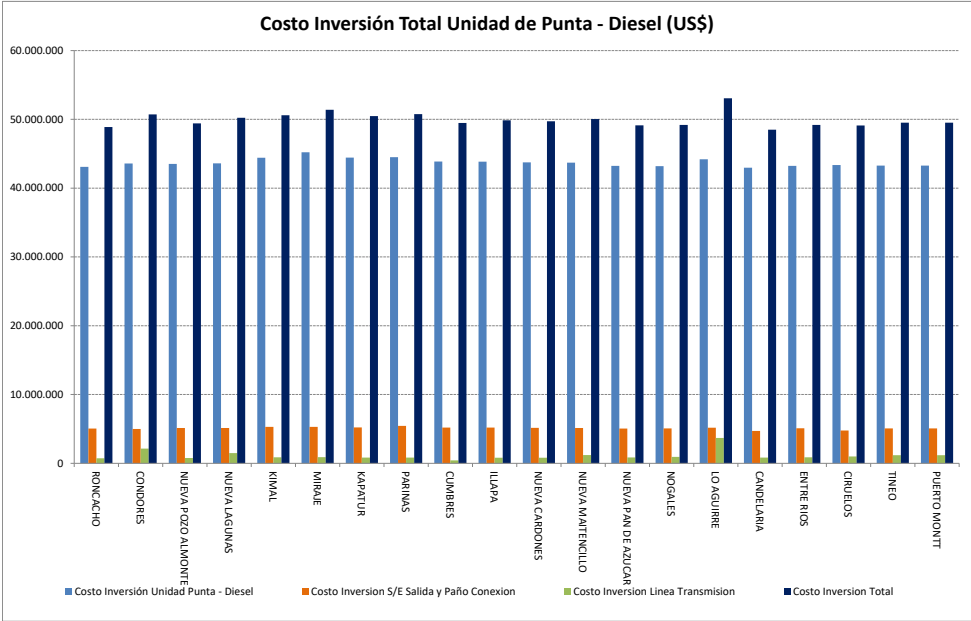
ITEM	DESCRIPCION	PARINAS	CUMBRES	ILLAPA	NUEVA CARDONES	NUEVA MAITENCILLO	NUEVA PAN DE AZUCAR	NOGALES
1	CENTRAL GENERADORA							
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS							
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	27.870.778	27.870.778	27.870.778	27.870.778	27.870.778	27.870.778	27.870.778
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	65.320	65.320	65.320	65.320	65.320	65.320	65.320
1.1.3	SUMINISTRO DE GAS							
1.1.3	GASODUCTO	5.387.554	0	0	0	0	0	3.169.058
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	639.859	639.859	639.859	639.859	639.859	639.859	639.859
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	9.238	9.238	9.238	9.238	9.238	9.238	9.238
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	2.494.299	2.392.487	2.385.175	2.385.175	2.385.175	2.385.175	2.385.175
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE							
1.2.1	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	94.462	94.462	94.462	21.369	21.369	263.770	29.259
1.2.	SERVIDUMBRE GASODUCTO	399.578	0	0	0	0	0	407.803
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE - Caso Diesel	9.048.502	8.571.138	8.572.680	8.552.633	8.509.611	7.840.464	8.019.842
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE - Caso GN	14.737.367	0	0	0	0	0	10.695.666
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE - Caso Dual	15.806.710	0	0	0	0	0	11.646.050
1.3	INGENIERIA	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA-DIESEL	3.582.157	3.534.150	3.532.852	3.525.129	3.520.657	3.485.200	3.480.109
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA-GAS NATURAL	4.460.090	0	0	0	0	0	3.912.830
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA-DUAL	4.651.720	0	0	0	0	0	4.094.423
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL	44.492.108	43.864.924	43.857.856	43.756.993	43.709.499	43.247.296	43.187.073
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL	55.666.459	0	0	0	0	0	48.692.899
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL	58.107.011	0	0	0	0	0	51.004.455
2	SUBESTACIONES							
2.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	2.496.365	2.364.519	2.355.050	2.355.050	2.355.050	2.355.050	2.355.050
2.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	888.488	862.490	860.623	1.113.016	1.113.016	1.113.016	860.623
2.3	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE							
2.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	630.913	592.186	592.186	562.382	562.382	532.634	558.330
2.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	973.502	936.012	936.439	616.690	606.897	550.226	859.088
2.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES- CASO DIESEL	451.778	431.613	430.561	422.101	421.159	413.817	420.988
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES- CASO GAS NATURAL	449.395	0	0	0	0	0	419.710
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES- CASO DUAL	448.985	0	0	0	0	0	419.247
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO DIESEL)	5.611.294	5.357.069	5.345.108	5.239.488	5.228.753	5.134.992	5.224.328
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS NATURAL)	5.608.912	0	0	0	0	0	5.223.050
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS DUAL)	5.608.502	0	0	0	0	0	5.222.587
3	LINEA AEREA 220 kV							
3.1	SUMINISTRO	111.477	110.805	110.757	110.757	110.757	127.562	127.562
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION							
3.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	415.730	44.209	404.918	404.918	765.628	418.503	498.873
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	180.761	170.534	170.552	170.321	169.825	170.556	174.332
3.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DIESEL)	836.087	420.207	812.477	812.234	1.203.990	845.566	937.081
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO GAS NATURAL)	835.732	0	0	0	0	0	936.852
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DUAL)	835.671	0	0	0	0	0	936.769
4	GASTOS GENERALES PROPIETARIO -PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS							
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES - DIESEL	4.101.250	3.999.619	4.028.859	4.012.664	4.038.793	3.967.159	3.976.609
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES - GAS NATURAL	4.976.446	0	0	0	0	0	4.407.823
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES - DUAL	5.167.604	0	0	0	0	0	4.588.870
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL [US\$]	50.939.489	49.642.200	50.015.441	49.808.715	50.142.242	49.227.854	49.348.482
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL [US\$]	62.111.103	0	0	0	0	0	54.852.802
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL [US\$]	64.551.184	0	0	0	0	0	57.163.812

Tabla 43 Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 70 MW

ITEM	DESCRIPCION	LO AGUIRRE	CANDELARIA	ENTRE RIOS	CIRUELOS	TINEO	PUERTO MONTT
1	CENTRAL GENERADORA						
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS						
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	27.870.778	27.870.778	27.870.778	27.870.778	27.870.778	27.870.778
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	65.320	65.320	65.320	65.320	65.320	65.320
1.1.3	SUMINISTRO DE GAS						
1.1.3	GASODUCTO	886.656	141.598	1.343.136	0	0	0
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	639.859	639.859	639.859	639.859	639.859	639.859
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	9.238	9.238	9.238	9.238	9.238	9.238
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	2.385.175	2.385.175	2.385.175	2.385.175	2.385.175	2.385.175
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE						
1.2.1	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	143.884	18.301	8.876	10.958	96.215	96.215
1.2.1	SERVIDUMBRE GASODUCTO	107.948	19.191	160.344	0	0	0
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE - Caso Diesel	8.830.996	7.830.131	8.091.873	8.194.541	8.037.871	8.017.954
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE - Caso GN	9.080.730	7.272.421	8.813.665	0	0	0
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE - Caso Dual	10.125.945	8.198.602	9.770.632	0	0	0
1.3	INGENIERIA	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA-DIESEL	3.553.535	3.464.191	3.484.643	3.494.130	3.486.993	3.485.936
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA-GAS NATURAL	3.559.066	3.329.682	3.573.862	0	0	0
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA-DUAL	3.749.053	3.509.341	3.756.106	0	0	0
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL	44.186.278	42.970.485	43.243.256	43.357.492	43.278.942	43.257.967
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL	44.256.567	41.259.475	44.378.165	0	0	0
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL	46.671.348	43.544.894	46.696.957	0	0	0
2	SUBESTACIONES						
2.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	2.355.050	2.355.050	2.355.050	2.355.050	2.355.050	2.355.050
2.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	1.113.016	659.595	860.623	635.049	1.113.016	734.874
2.3	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE						
2.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	591.224	516.517	561.296	565.938	537.437	562.871
2.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	624.444	695.476	869.607	736.220	566.386	820.558
2.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES- CASO DIESEL	424.505	385.550	422.171	391.151	415.556	407.002
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES- CASO GAS NATURAL	424.489	385.982	421.884	0	0	0
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES- CASO DUAL	423.972	385.412	421.336	0	0	0
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO DIESEL)	5.278.488	4.782.437	5.238.995	4.853.657	5.157.693	5.050.604
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS NATURAL)	5.278.472	4.782.869	5.238.708	0	0	0
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS DUAL)	5.277.955	4.782.299	5.238.160	0	0	0
3	LINEA AEREA 220 kV						
3.1	SUMINISTRO	663.484	118.332	118.332	127.562	275.803	127.562
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION						
3.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	2.030.231	411.592	444.314	545.643	448.979	540.152
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	639.448	164.282	169.764	177.681	296.916	174.456
3.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DIESEL)	3.690.784	821.215	862.735	991.600	1.177.361	982.116
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO GAS NATURAL)	3.690.773	821.289	862.687	0	0	0
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DUAL)	3.690.411	821.191	862.597	0	0	0
4	GASTOS GENERALES PROPIETARIO -PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS						
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES - DIESEL	4.274.859	3.915.946	3.976.335	3.965.192	3.997.410	3.972.081
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES - GAS NATURAL	4.280.363	3.781.944	4.065.219	0	0	0
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES - DUAL	4.469.471	3.960.933	4.246.826	0	0	0
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL [US\$]	53.155.550	48.574.137	49.344.986	49.202.749	49.613.996	49.290.687
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL [US\$]	53.225.812	46.863.634	50.479.561	0	0	0
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL [US\$]	55.639.714	49.148.384	52.797.715	0	0	0

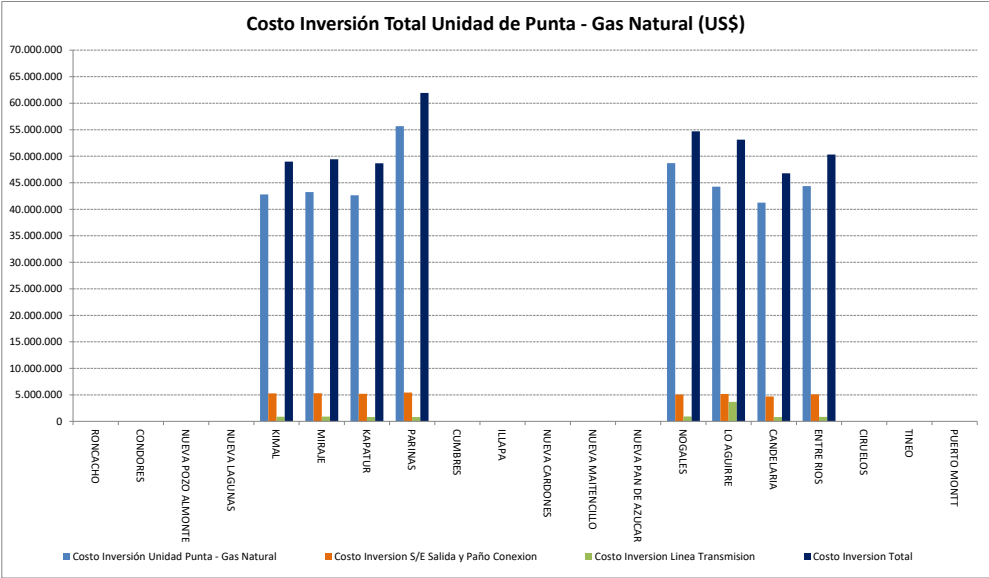
Las figuras siguientes muestran los valores de las tablas precedentes para los casos de la unidad de punta del tipo turbina a gas instaladas en el SEN, usando como combustible diésel, gas natural y ambos combustibles (dual).

Figura 174. Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 70 MW - diésel



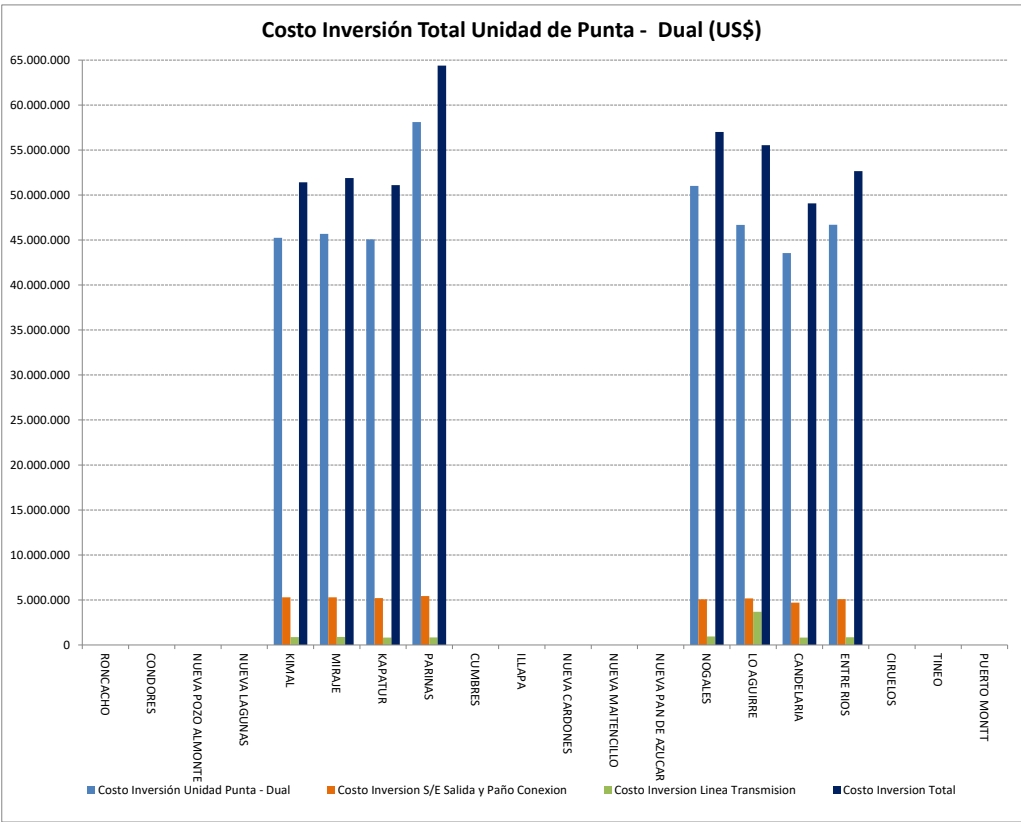
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 175. Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 70 MW - gas natural



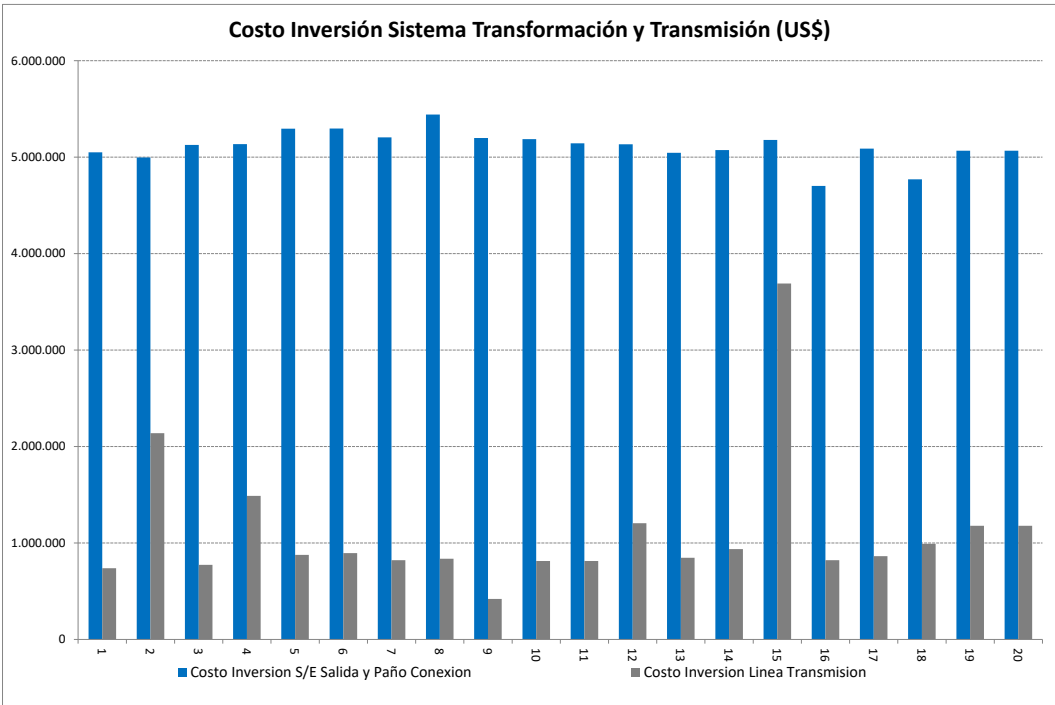
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 176. Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 70 MW – sistema dual



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta

Figura 177. Costo de Inversión subestación, paño de conexión y línea de transmisión



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

De lo anterior se aprecia que los costos de inversión de las unidades de punta operando con diésel para las distintas subestaciones consideradas son bastantes similares, presentado un mínimo costo de inversión en el caso de la Unidad de Punta instalada en las cercanías de la Subestación Candelaria 220 kV.

En el caso de las centrales duales (diésel y gas natural) y de gas natural se aprecia que los costos de inversión de las unidades de punta tienen una variabilidad importante, la cual tiene directa relación con el sistema de suministro de gas. Lo anterior se explica por las distancias a los puntos de conexión al gasoducto. El valor mínimo de costos de inversión para uso de gas natural y dual se presenta en la Subestación Candelaria 220 kV.

13.1.2 Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 120 MW en el SEN - Tecnología del tipo turbina a gas en ciclo simple o abierto (TG CA)

Las tablas siguientes muestran el resumen del cálculo del costo de inversión de la unidad de punta instalada en el SEN e interconectada en nivel de tensión de 220 kV, mediante la tecnología del tipo turbina gas en ciclo simple o abierto, considerando como combustible solo petróleo diésel, solo gas natural y combustible dual (petróleo diésel o gas natural) para un tamaño de 120 MW.

Tabla 44 Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 120 MW

ITEM	DESCRIPCION	RONCACHO	CONDORES	NUEVA POZO ALMONTE	NUEVA LAGUNAS	KIMAL	MIRAJE	KAPATUR
1	CENTRAL GENERADORA							
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS							
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	44.149.343	44.149.343	44.149.343	44.149.343	44.149.343	44.149.343	44.149.343
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	105.019	105.019	105.019	105.019	105.019	105.019	105.019
1.1.3	SUMINISTRO DE GAS							
1.1.3	GASODUCTO	0	0	0	0	438.033	176.926	287.395
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	1.029.601	1.029.601	1.029.601	1.029.601	1.029.601	1.029.601	1.029.601
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	10.025	10.025	10.025	10.025	10.025	10.025	10.025
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	2.519.955	2.519.955	2.521.539	2.519.955	2.540.300	2.541.104	2.519.955
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE							
1.2.1	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	96.691	86.224	37.731	86.224	144.562	144.562	198.480
1.2	SERVIDUMBRE GASODUCTO	0	0	0	0	8.035	1.071	4.018
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE - Caso Diesel	10.193.173	10.801.069	10.769.898	10.830.908	11.699.431	11.700.296	11.684.725
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE - Caso GN	0	0	0	0	11.197.999	10.883.663	11.001.447
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE - Caso Dual	0	0	0	0	12.496.369	12.182.033	12.299.817
1.3	INGENIERIA	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA-DIESEL	5.214.842	5.154.959	5.150.104	5.158.200	5.239.517	5.239.628	5.241.456
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA-GAS NATURAL	0	0	0	0	5.097.749	5.048.173	5.071.033
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA-DUAL	0	0	0	0	5.345.384	5.295.819	5.318.660
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL	64.006.142	64.543.688	64.460.753	64.576.768	65.605.290	65.607.071	65.626.096
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL	0	0	0	0	63.799.137	63.167.959	63.454.785
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL	0	0	0	0	66.954.164	66.322.997	66.609.804
2	SUBESTACIONES							
2.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	2.911.369	2.911.369	2.914.495	2.911.369	2.951.514	2.953.101	2.911.369
2.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	860.623	734.874	861.107	860.623	866.840	867.086	1.113.016
2.3	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE							
2.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	550.387	582.989	580.725	582.812	632.993	632.993	606.960
2.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	885.628	901.368	928.793	945.616	1.017.097	1.017.336	683.056
2.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO DIESEL)	5.855.311	5.760.964	5.929.074	5.945.583	6.128.109	6.130.357	5.960.723
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS NATURAL)	0	0	0	0	6.128.368	6.130.710	5.961.029
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS DUAL)	0	0	0	0	6.127.924	6.130.258	5.960.591
3	LINEA AEREA 220 kV							
3.1	SUMINISTRO	109.799	643.727	110.769	200.712	127.851	135.443	110.757
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION							
3.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	352.276	690.853	372.946	870.260	420.058	420.716	402.919
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	156.387	570.712	166.509	231.533	196.181	205.112	180.402
3.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DIESEL)	739.516	2.136.753	772.768	1.481.658	874.755	893.426	820.405
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO GAS NATURAL)	0	0	0	0	874.792	893.478	820.447
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DUAL)	0	0	0	0	874.728	893.412	820.387
4	GASTOS GENERALES PROPIETARIO -PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS							
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES - DIESEL	5.752.150	5.785.732	5.685.549	5.751.466	5.798.796	5.800.574	5.783.054
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES - GAS NATURAL	0	0	0	0	5.657.323	5.609.523	5.612.979
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES - DUAL	0	0	0	0	5.904.451	5.856.651	5.860.107
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL [US\$]	70.600.969	72.441.405	71.162.595	72.004.008	72.608.155	72.630.855	72.407.225
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL [US\$]	0	0	0	0	70.802.297	70.192.147	70.236.262
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL [US\$]	0	0	0	0	73.956.817	73.346.667	73.390.781

Tabla 45 Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 120 MW

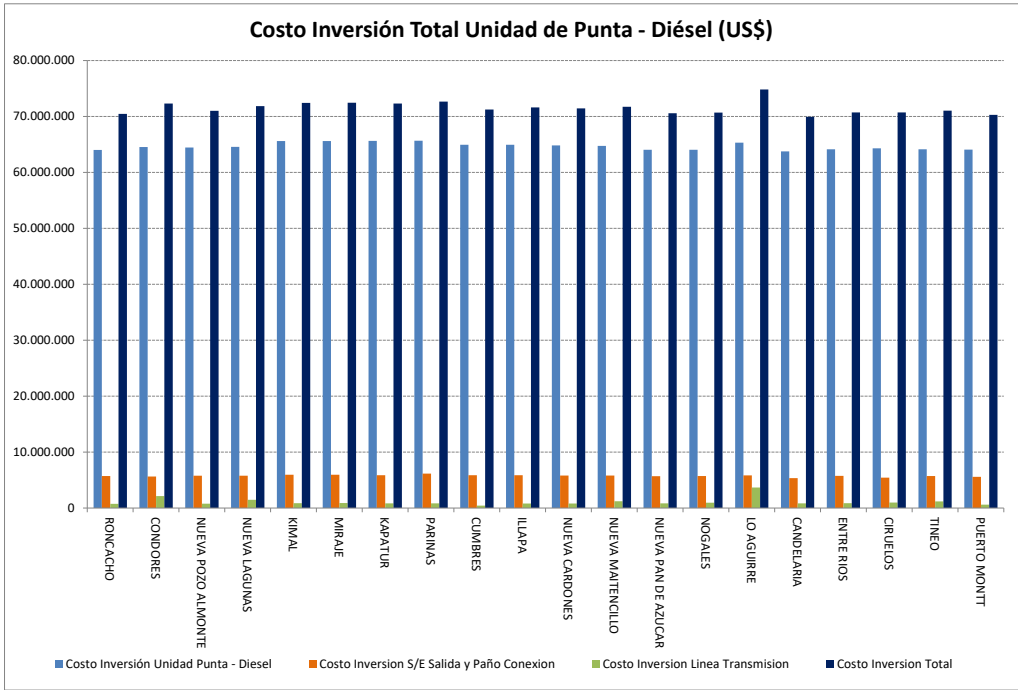
ITEM	DESCRIPCION	PARINAS	CUMBRES	ILLAPA	NUEVA CARDONES	NUEVA MAITENCILLO	NUEVA PAN DE AZUCAR	NOGALES
1	CENTRAL GENERADORA							
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS							
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	44.149.343	44.149.343	44.149.343	44.149.343	44.149.343	44.149.343	44.149.343
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	105.019	105.019	105.019	105.019	105.019	105.019	105.019
1.1.3	SUMINISTRO DE GAS							
1.1.3	GASODUCTO	8.220.553	0	0	0	0	0	4.851.149
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	1.029.601	1.029.601	1.029.601	1.029.601	1.029.601	1.029.601	1.029.601
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	10.025	10.025	10.025	10.025	10.025	10.025	10.025
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	2.611.140	2.526.065	2.519.955	2.519.955	2.519.955	2.519.955	2.519.955
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE							
1.2.1	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	96.226	96.226	96.226	21.768	21.768	268.695	29.805
1.2.1	SERVIDUMBRE GASODUCTO	399.578	0	0	0	0	0	407.803
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE - Caso Diesel	11.739.511	11.157.529	11.160.234	11.125.065	11.049.587	10.154.613	10.394.850
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE - Caso GN	20.633.010	0	0	0	0	0	14.683.990
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE - Caso Dual	21.931.380	0	0	0	0	0	15.837.923
1.3	INGENIERIA	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA-DIESEL	5.244.629	5.188.863	5.187.999	5.178.829	5.171.839	5.117.355	5.117.184
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA-GAS NATURAL	6.598.780	0	0	0	0	0	5.793.257
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA-DUAL	6.846.231	0	0	0	0	0	6.028.483
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL	65.672.986	64.950.163	64.945.894	64.827.098	64.744.629	64.042.098	64.043.275
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL	82.931.746	0	0	0	0	0	72.658.418
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL	86.086.589	0	0	0	0	0	75.656.598
2	SUBESTACIONES							
2.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	3.091.295	2.923.425	2.911.369	2.911.369	2.911.369	2.911.369	2.911.369
2.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	888.488	862.490	860.623	1.113.016	1.113.016	1.113.016	860.623
2.3	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE							
2.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	630.913	592.186	592.186	562.382	562.382	532.634	558.330
2.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	1.028.149	1.004.156	1.004.902	681.014	662.338	589.862	903.102
2.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO DIESEL)	6.313.270	6.034.610	6.020.236	5.910.175	5.889.838	5.778.898	5.872.931
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS NATURAL)	6.311.275	0	0	0	0	0	5.871.852
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS DUAL)	6.310.990	0	0	0	0	0	5.871.529
3	LINEA AEREA 220 kV							
3.1	SUMINISTRO	111.477	110.805	110.757	110.757	110.757	127.562	127.562
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION							
3.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	416.788	44.132	404.841	404.841	765.551	418.722	499.344
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	180.761	170.534	170.552	170.321	169.825	170.556	174.332
3.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DIESEL)	836.644	419.813	811.801	811.555	1.203.035	845.178	936.900
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO GAS NATURAL)	836.379	0	0	0	0	0	936.728
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DUAL)	836.341	0	0	0	0	0	936.677
4	GASTOS GENERALES PROPIETARIO -PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS							
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES - DIESEL	5.815.619	5.704.507	5.733.755	5.715.807	5.738.422	5.646.659	5.661.303
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES - GAS NATURAL	7.167.511	0	0	0	0	0	6.336.124
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES - DUAL	7.414.639	0	0	0	0	0	6.570.975
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL [US\$]	72.822.901	71.404.587	71.777.932	71.548.827	71.837.501	70.666.174	70.853.107
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL [US\$]	90.079.400	0	0	0	0	0	79.466.998
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL [US\$]	93.233.920	0	0	0	0	0	82.464.804

Tabla 46 Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 120 MW

ITEM	DESCRIPCION	LO AGUIRRE	CANDELARIA	ENTRE RIOS	CIRUELOS	TINEO	PUERTO MONTT
1	CENTRAL GENERADORA						
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS						
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	44.149.343	44.149.343	44.149.343	44.149.343	44.149.343	44.149.343
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	105.019	105.019	105.019	105.019	105.019	105.019
1.1.3	SUMINISTRO DE GAS						
1.1.3	GASODUCTO	958.421	282.830	2.077.977	0	0	0
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	1.029.601	1.029.601	1.029.601	1.029.601	1.029.601	1.029.601
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	10.025	10.025	10.025	10.025	10.025	10.025
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	2.519.955	2.519.955	2.519.955	2.519.955	2.519.955	2.519.955
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE						
1.2.1	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	146.571	18.642	9.042	11.163	98.012	98.012
1.2	SERVIDUMBRE GASODUCTO	107.948	19.191	160.344	0	0	0
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE - Caso Diesel	11.451.227	10.155.612	10.495.762	10.649.254	10.417.010	10.382.068
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE - Caso GN	11.575.134	9.559.036	11.818.695	0	0	0
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE - Caso Dual	12.844.207	10.683.583	12.980.621	0	0	0
1.3	INGENIERIA	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA-DIESEL	5.213.047	5.096.716	5.124.096	5.137.727	5.124.617	5.122.108
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA-GAS NATURAL	5.177.360	4.934.586	5.290.368	0	0	0
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA-DUAL	5.422.622	5.167.401	5.526.338	0	0	0
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL	65.312.281	63.772.405	64.130.335	64.299.580	64.141.075	64.103.623
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL	64.857.847	61.706.699	66.248.839	0	0	0
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL	67.981.204	64.673.083	69.255.758	0	0	0
2	SUBESTACIONES						
2.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	2.911.369	2.911.369	2.911.369	2.911.369	2.911.369	2.911.369
2.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	1.113.016	659.595	860.623	635.049	1.113.016	734.874
2.3	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE						
2.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	591.224	516.517	561.296	565.938	537.437	562.871
2.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	675.105	741.367	917.327	793.460	609.969	860.029
2.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO DIESEL)	5.934.650	5.433.330	5.891.611	5.516.879	5.805.908	5.694.394
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS NATURAL)	5.934.708	5.433.614	5.891.321	0	0	0
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS DUAL)	5.934.323	5.433.212	5.890.937	0	0	0
3	LINEA AEREA 220 kV						
3.1	SUMINISTRO	663.484	118.332	118.332	127.562	275.803	127.562
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION						
3.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	2.015.596	412.075	444.883	546.307	449.691	541.577
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	639.448	164.282	169.764	177.681	296.916	174.456
3.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DIESEL)	3.672.455	821.117	862.715	991.583	1.177.273	982.937
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO GAS NATURAL)	3.672.491	821.160	862.673	0	0	0
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DUAL)	3.672.253	821.099	862.617	0	0	0
4	GASTOS GENERALES PROPIETARIO -PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS						
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES - DIESEL	5.979.860	5.596.574	5.663.775	5.657.773	5.682.545	5.655.651
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES - GAS NATURAL	5.944.266	5.434.770	5.829.715	0	0	0
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES - DUAL	6.188.904	5.667.123	6.065.246	0	0	0
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL [US\$]	74.919.386	70.026.852	70.884.661	70.808.042	71.124.255	70.780.954
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL [US\$]	74.465.047	67.961.472	73.002.833	0	0	0
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL [US\$]	77.587.780	70.927.394	76.009.311	0	0	0

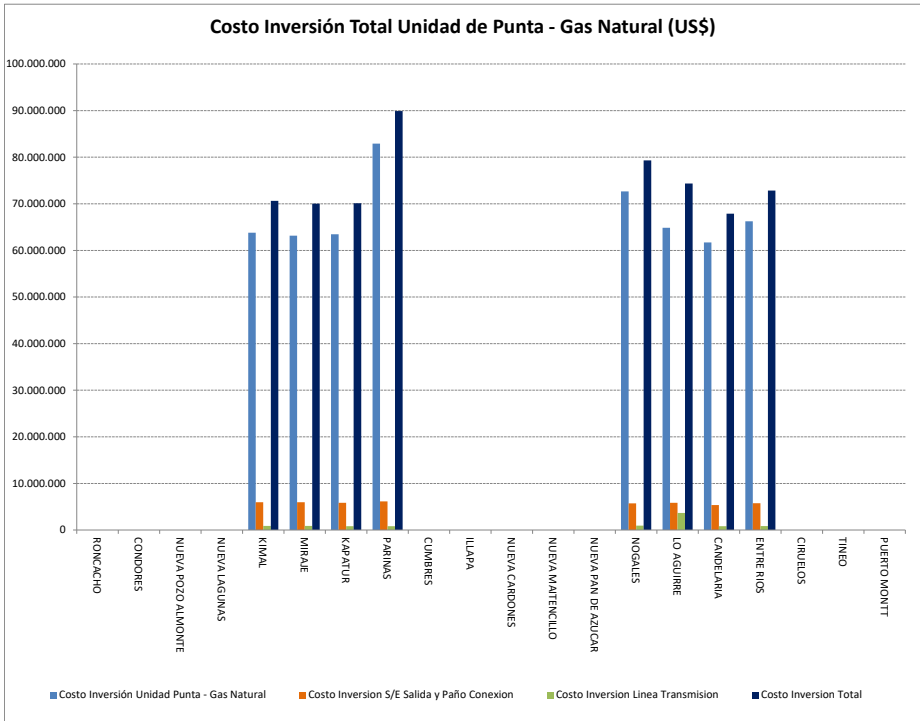
Las figuras siguientes muestran los valores de las tablas precedentes para los casos de la unidad de punta del tipo turbina a gas instaladas en el SEN, usando como combustible diésel, gas natural y ambos combustibles (dual).

Figura 178. Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 120 MW - diésel



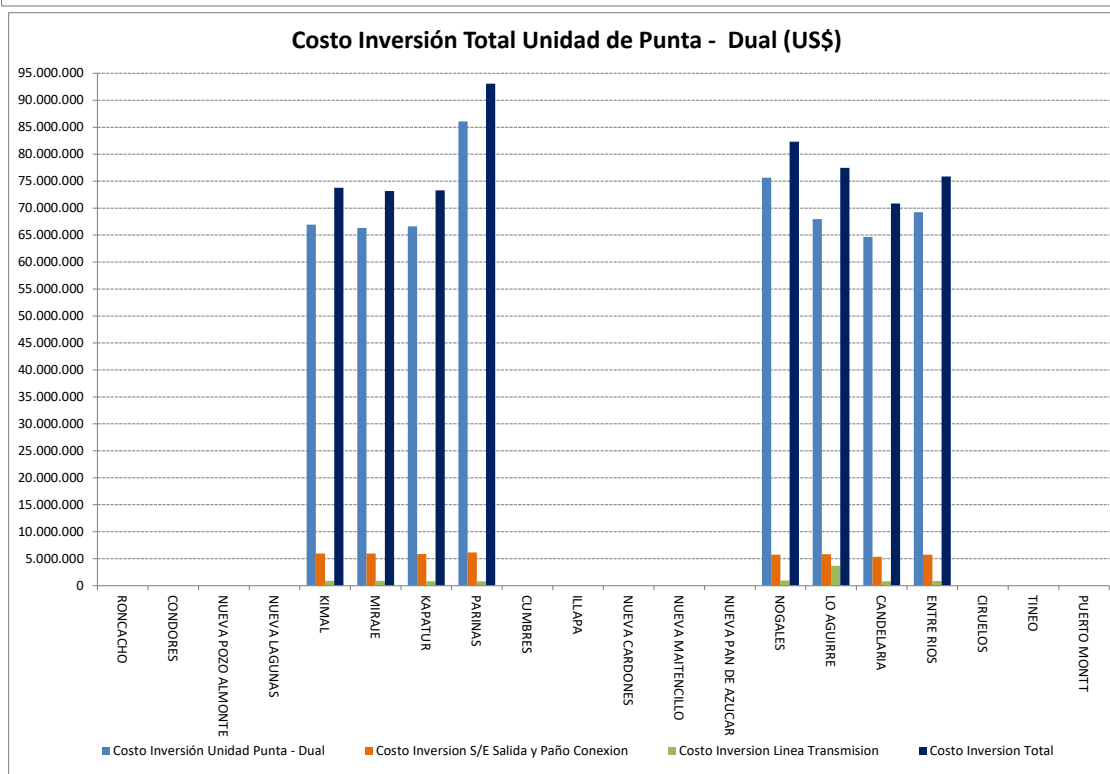
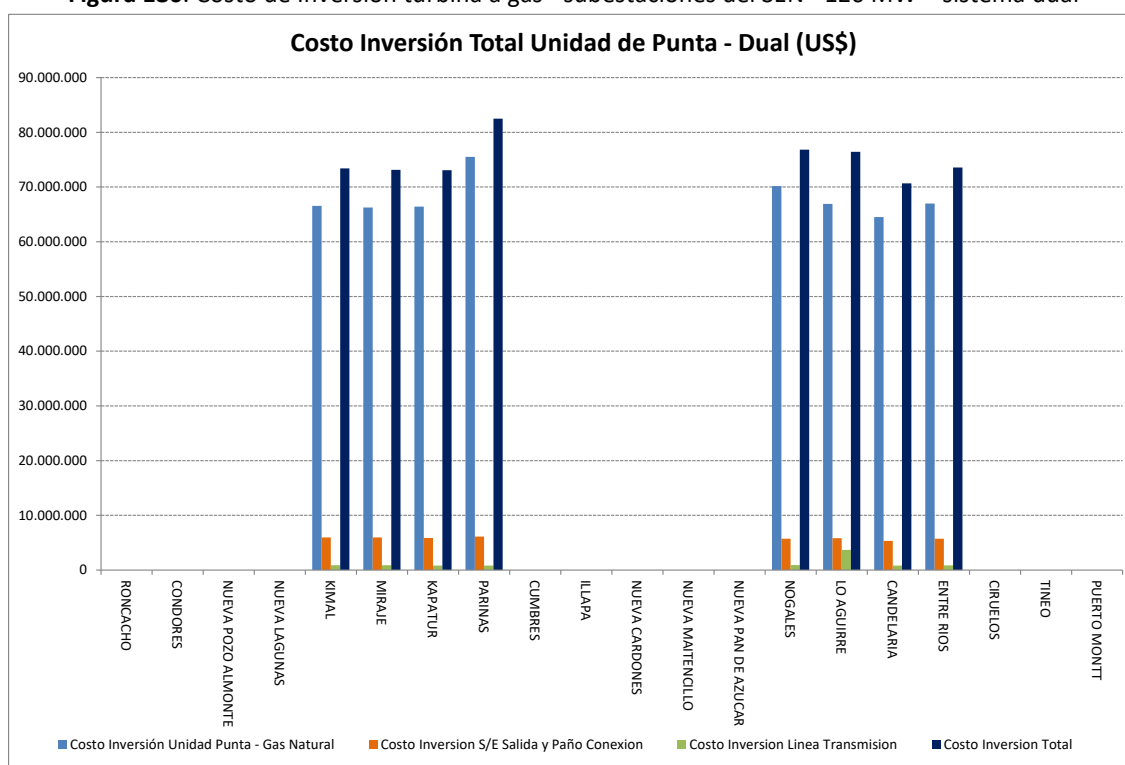
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 179. Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 120 MW - gas natural



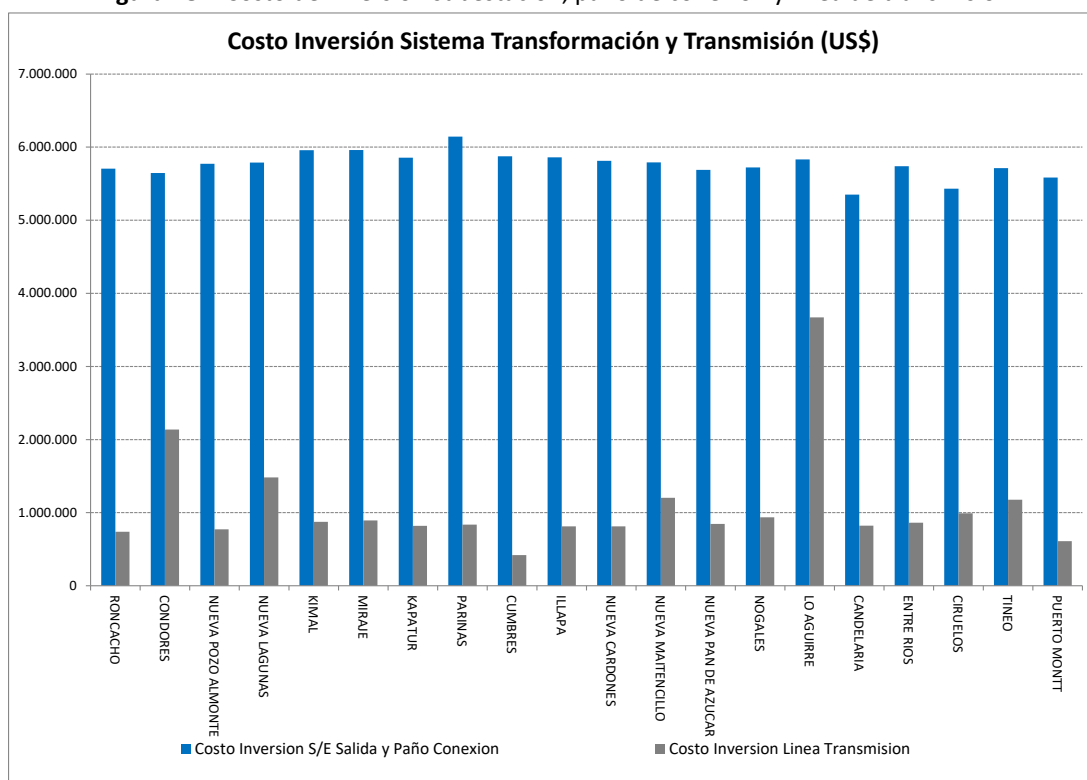
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 180. Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 120 MW – sistema dual



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 181. Costo de Inversión subestación, paño de conexión y línea de transmisión



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

De lo anterior se aprecia que los costos de inversión de las unidades de punta operando con diésel para las distintas subestaciones consideradas son bastantes similares, presentado un mínimo costo de inversión en el caso de la Unidad de Punta instalada en las cercanías de la Subestación Candelaria 220 kV.

En el caso de las centrales duales (diésel y gas natural) y de gas natural se aprecia que los costos de inversión de las unidades de punta tienen una variabilidad importante, la cual tiene directa relación con el sistema de suministro de gas. Lo anterior se explica por las distancias a los puntos de conexión al gasoducto. El valor mínimo de costos de inversión para uso de gas natural y dual se presenta en la Subestación Candelaria 220 kV.

13.1.3 Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 150 MW en el SEN - Tecnología del tipo turbina a gas en ciclo simple o abierto (TG CA)

Las tablas siguientes muestran el resumen del cálculo del costo de inversión de la unidad de punta instalada en el SEN e interconectada en nivel de tensión de 220 kV, mediante la tecnología del tipo turbina gas en ciclo simple o abierto, considerando como combustible solo petróleo diésel, solo gas natural y combustible dual (petróleo diésel o gas natural) para un tamaño de 150 MW.

Tabla 47 Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 150 MW

ITEM	DESCRIPCION	RONCACHO	CONDORES	NUEVA POZO ALMONTE	NUEVA LAGUNAS	KIMAL	MIRAJE	KAPATUR
1	CENTRAL GENERADORA							
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS							
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	51.241.941	51.241.941	51.241.941	51.241.941	51.241.941	51.241.941	51.241.941
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	131.274	131.274	131.274	131.274	131.274	131.274	131.274
1.1.3	SUMINISTRO DE GAS							
1.1.3	GASODUCTO	0	0	0	0	652.582	256.019	423.796
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	1.287.002	1.287.002	1.287.002	1.287.002	1.287.002	1.287.002	1.287.002
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	14.295	14.295	14.295	14.295	14.295	14.295	14.295
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	2.842.541	2.842.541	2.844.521	2.842.541	2.867.973	2.868.978	2.842.541
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE							
1.2.1	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	99.657	88.869	38.889	88.869	148.997	148.997	204.568
1.2.1	SERVIDUMBRE GASODUCTO	0	0	0	0	8.035	1.071	4.018
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE - Caso Diesel	10.479.262	11.119.829	11.020.018	11.234.423	12.131.849	12.134.889	12.080.169
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE - Caso GN	0	0	0	0	11.966.276	11.490.591	11.638.408
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE - Caso Dual	0	0	0	0	13.401.787	12.926.102	13.073.920
1.3	INGENIERIA	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA-DIESEL	5.785.984	5.837.808	5.827.042	5.848.344	5.932.895	5.933.211	5.931.326
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA-GAS NATURAL	0	0	0	0	5.813.897	5.739.090	5.768.995
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA-DUAL	0	0	0	0	6.097.256	6.022.462	6.052.351
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL	72.569.448	73.251.051	73.092.474	73.376.181	74.443.716	74.448.078	74.420.608
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL	0	0	0	0	72.927.086	71.974.073	72.351.653
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL	0	0	0	0	76.538.634	75.585.632	75.963.196
2	SUBESTACIONES							
2.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	3.205.957	3.205.957	3.209.442	3.205.957	3.250.714	3.252.483	3.205.957
2.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	860.623	734.874	861.107	860.623	866.840	867.086	1.113.016
2.3	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE							
2.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	574.747	582.989	572.211	574.297	576.807	576.807	553.316
2.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	947.344	922.705	929.498	959.112	948.766	949.154	641.765
2.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO DIESEL)	6.257.861	6.103.171	6.239.966	6.269.977	6.316.801	6.319.410	6.176.576
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS NATURAL)	0	0	0	0	6.316.977	6.319.700	6.176.814
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS DUAL)	0	0	0	0	6.316.568	6.319.282	6.176.407
3	LINEA AEREA 220 kV							
3.1	SUMINISTRO	121.481	747.116	122.455	243.507	143.561	151.680	122.439
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION							
3.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	367.592	690.853	367.592	863.963	383.988	384.586	367.592
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	169.048	595.969	169.748	234.338	184.804	193.457	169.917
3.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DIESEL)	781.211	2.276.141	783.022	1.524.086	840.110	858.985	783.169
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO GAS NATURAL)	0	0	0	0	840.133	859.024	783.199
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DUAL)	0	0	0	0	840.079	858.967	783.148
4	GASTOS GENERALES PROPIETARIO -PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS							
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES - DIESEL	6.347.211	6.505.604	6.386.926	6.469.558	6.503.275	6.505.300	6.486.018
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES - GAS NATURAL	0	0	0	0	6.384.476	6.311.509	6.323.955
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES - DUAL	0	0	0	0	6.667.372	6.594.405	6.606.851
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL [US\$]	79.608.520	81.630.363	80.115.462	81.170.243	81.600.628	81.626.472	81.380.354
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL [US\$]	0	0	0	0	80.084.197	79.152.798	79.311.667
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL [US\$]	0	0	0	0	83.695.281	82.763.881	82.922.751

Tabla 48 Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 150 MW

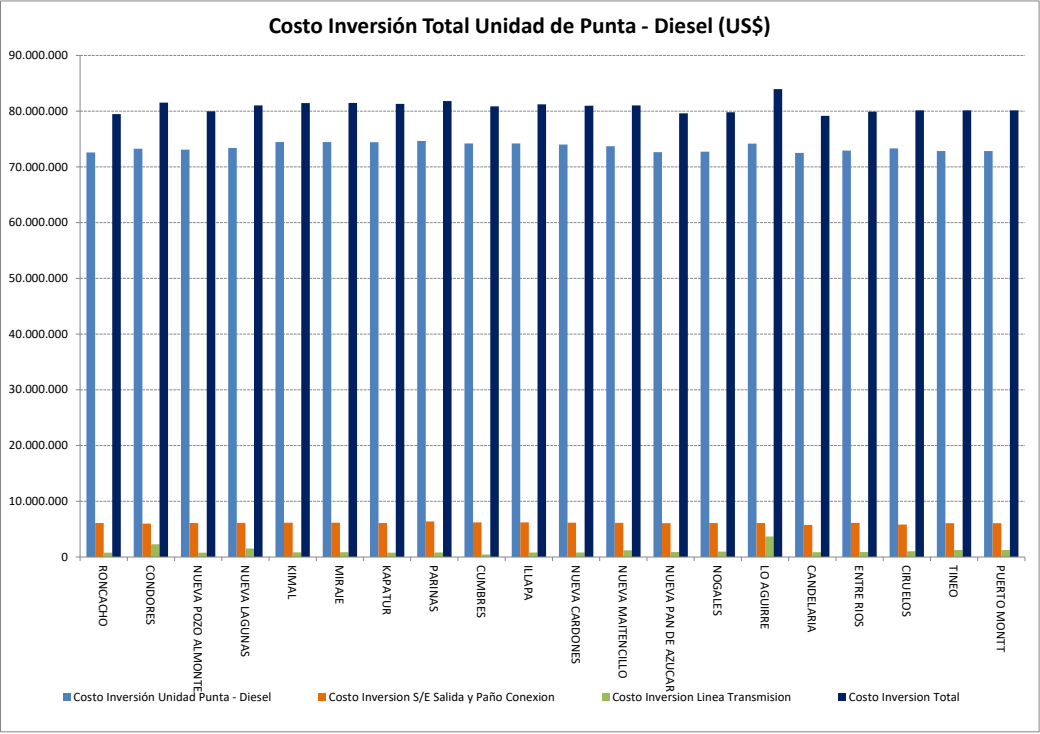
ITEM	DESCRIPCION	PARINAS	CUMBRES	ILLAPA	NUEVA CARDONES	NUEVA MAITENCILLO	NUEVA PAN DE AZUCAR	NOGALES
1	CENTRAL GENERADORA							
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS							
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	51.241.941	51.241.941	51.241.941	51.241.941	51.241.941	51.241.941	51.241.941
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	131.274	131.274	131.274	131.274	131.274	131.274	131.274
1.1.3	SUMINISTRO DE GAS							
1.1.3	GASODUCTO	17.603.274	0	0	0	0	0	6.140.564
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	1.287.002	1.287.002	1.287.002	1.287.002	1.287.002	1.287.002	1.287.002
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	14.295	14.295	14.295	14.295	14.295	14.295	14.295
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	2.956.523	2.850.179	2.842.541	2.842.541	2.842.541	2.842.541	2.842.541
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE							
1.2.1	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	99.178	99.178	99.178	22.436	22.436	276.938	30.720
1.2.	SERVIDUMBRE GASODUCTO	399.578	0	0	0	0	0	407.803
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE - Caso Diesel	12.272.703	11.977.983	11.987.490	11.863.896	11.598.643	10.364.780	10.698.882
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE - Caso GN	26.263.681	0	0	0	0	0	16.439.664
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE - Caso Dual	27.699.192	0	0	0	0	0	17.715.481
1.3	INGENIERIA	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA-DIESEL	5.947.960	5.914.517	5.914.184	5.897.271	5.874.224	5.791.295	5.798.552
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA-GAS NATURAL	8.509.617	0	0	0	0	0	6.683.595
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA-DUAL	8.792.747	0	0	0	0	0	6.953.263
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL	74.638.367	74.203.860	74.205.396	73.988.147	73.699.848	72.637.557	72.732.699
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL	107.301.178	0	0	0	0	0	84.014.214
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL	110.912.496	0	0	0	0	0	87.452.376
2	SUBESTACIONES							
2.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	3.406.551	3.219.398	3.205.957	3.205.957	3.205.957	3.205.957	3.205.957
2.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	888.488	862.490	860.623	1.113.016	1.113.016	1.113.016	860.623
2.3	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE							
2.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	574.727	574.727	574.727	545.713	545.713	556.337	571.870
2.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	966.741	1.035.280	1.036.573	714.899	680.892	632.136	947.214
2.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO DIESEL)	6.526.887	6.369.863	6.354.591	6.247.821	6.210.862	6.169.587	6.254.551
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS NATURAL)	6.524.161	0	0	0	0	0	6.253.389
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS DUAL)	6.523.953	0	0	0	0	0	6.253.090
3	LINEA AEREA 220 kV							
3.1	SUMINISTRO	123.399	122.503	122.439	122.439	122.439	143.165	143.165
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION							
3.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	380.218	43.478	393.478	393.478	743.478	435.759	509.332
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	170.244	171.158	171.175	170.951	170.470	184.524	184.778
3.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DIESEL)	798.280	432.408	812.664	812.426	1.192.215	895.661	975.880
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO GAS NATURAL)	797.946	0	0	0	0	0	975.699
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO GAS DUAL)	797.921	0	0	0	0	0	975.652
4	GASTOS GENERALES PROPIETARIO -PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS							
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES - DIESEL	6.531.705	6.456.701	6.485.415	6.460.012	6.464.284	6.354.598	6.374.992
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES - GAS NATURAL	9.090.303	0	0	0	0	0	7.258.692
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES - DUAL	9.373.199	0	0	0	0	0	7.528.014
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL [US\$]	81.963.534	81.006.130	81.372.652	81.048.393	81.102.924	79.702.805	79.963.130
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL [US\$]	114.623.286	0	0	0	0	0	91.243.302
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL [US\$]	118.234.369	0	0	0	0	0	94.681.118

Tabla 49 Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 150 MW

ITEM	DESCRIPCION	LO AGUIRRE	CANDELARIA	ENTRE RIOS	CIRUELOS	TINEO	PUERTO MONTT
1	CENTRAL GENERADORA						
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS						
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	51.241.941	51.241.941	51.241.941	51.241.941	51.241.941	51.241.941
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	131.274	131.274	131.274	131.274	131.274	131.274
1.1.3	SUMINISTRO DE GAS						
1.1.3	GASODUCTO	1.442.936	416.863	2.643.179	0	0	0
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	1.287.002	1.287.002	1.287.002	1.287.002	1.287.002	1.287.002
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	14.295	14.295	14.295	14.295	14.295	14.295
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	2.842.541	2.842.541	2.842.541	2.842.541	2.842.541	2.842.541
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE						
1.2.1	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	151.068	19.214	9.319	11.506	101.019	101.019
1.2.	SERVIDUMBRE GASODUCTO	107.948	19.191	160.344	0	0	0
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE - Caso Diesel	11.898.856	10.499.342	10.879.084	11.236.068	10.711.878	10.589.080
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE - Caso GN	12.669.593	10.109.475	12.881.370	0	0	0
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE - Caso Dual	14.072.713	11.352.803	14.166.025	0	0	0
1.3	INGENIERIA	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA-DIESEL	5.907.534	5.781.281	5.812.166	5.843.076	5.805.399	5.795.392
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA-GAS NATURAL	5.944.072	5.624.064	6.060.191	0	0	0
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA-DUAL	6.224.785	5.891.066	6.330.675	0	0	0
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL	74.162.002	72.504.382	72.905.114	73.295.194	72.822.840	72.690.035
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL	74.627.484	70.500.675	76.066.270	0	0	0
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL	78.203.994	73.903.682	79.514.087	0	0	0
2	SUBESTACIONES						
2.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	3.205.957	3.205.957	3.205.957	3.205.957	3.205.957	3.205.957
2.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	1.113.016	659.595	860.623	635.049	1.113.016	734.874
2.3	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE						
2.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	551.083	542.856	570.976	571.588	548.994	574.979
2.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	654.808	807.199	961.698	847.008	644.325	892.061
2.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO DIESEL)	6.188.033	5.852.518	6.269.307	5.900.214	6.174.791	6.061.378
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS NATURAL)	6.187.984	5.852.748	6.268.949	0	0	0
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS DUAL)	6.187.627	5.852.364	6.268.589	0	0	0
3	LINEA AEREA 220 kV						
3.1	SUMINISTRO	768.374	130.537	130.537	143.165	300.015	143.165
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION						
3.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	1.937.937	430.863	451.417	550.440	458.001	550.440
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	622.353	178.882	178.904	185.666	318.571	184.447
3.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DIESEL)	3.682.830	870.496	892.840	1.021.509	1.235.916	1.020.192
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO GAS NATURAL)	3.682.801	870.530	892.789	0	0	0
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DUAL)	3.682.589	870.473	892.738	0	0	0
4	GASTOS GENERALES PROPIETARIO -PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS						
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES - DIESEL	6.693.819	6.317.354	6.383.149	6.394.874	6.396.177	6.359.988
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES - GAS NATURAL	6.730.279	6.160.402	6.630.766	0	0	0
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES - DUAL	7.010.422	6.426.962	6.900.839	0	0	0
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL [US\$]	84.032.865	79.227.396	80.067.261	80.216.916	80.233.548	79.771.605
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL [US\$]	84.498.270	77.223.954	83.228.009	0	0	0
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL [US\$]	88.074.210	80.626.519	86.675.414	0	0	0

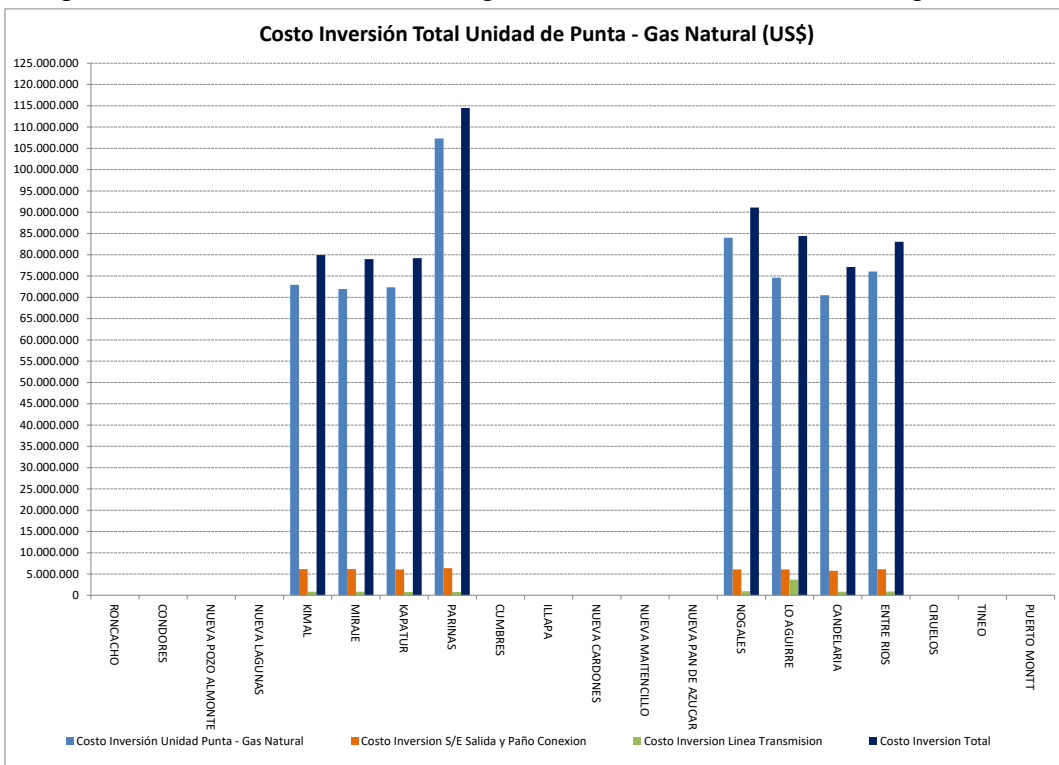
Las figuras siguientes muestran los valores de las tablas precedentes para los casos de la unidad de punta del tipo turbina a gas instaladas en el SEN, usando como combustible diésel, gas natural y ambos combustibles (dual).

Figura 182. Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 150 MW - diésel



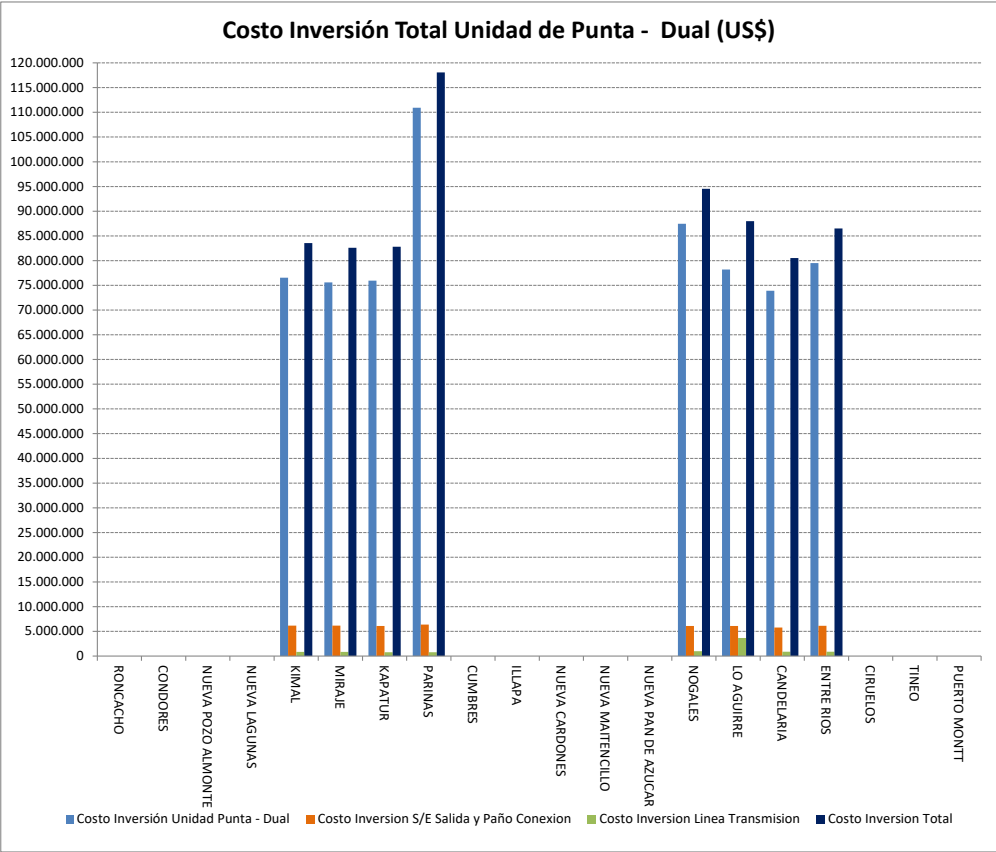
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 183. Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 150 MW - gas natural



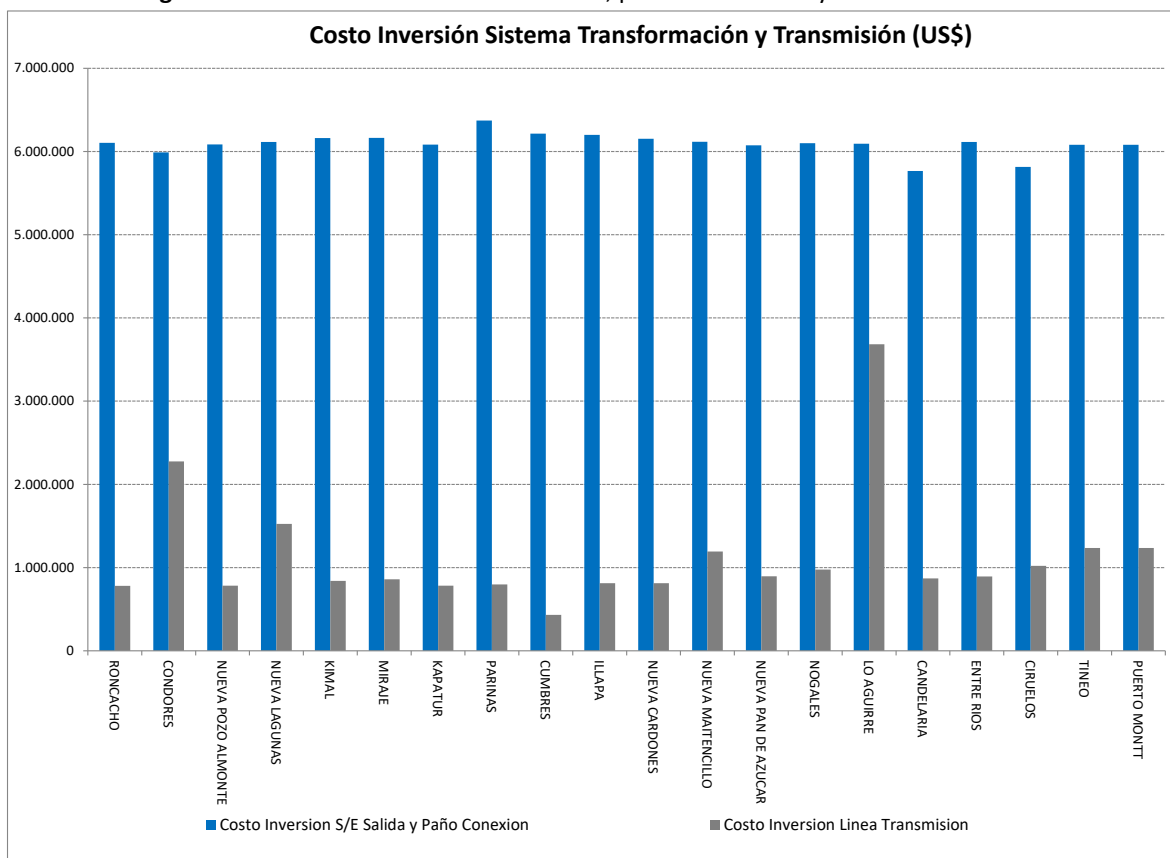
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 184. Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 150 MW – sistema dual



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 185. Costo de Inversión subestación, paño de conexión y línea de transmisión



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta

De lo anterior se aprecia que los costos de inversión de las unidades de punta operando con diésel para las distintas subestaciones consideradas son bastantes similares, presentado un mínimo costo de inversión en el caso de la Unidad de Punta instalada en las cercanías de la Subestación Candelaria 220 kV.

En el caso de las centrales duales (diésel y gas natural) y de gas natural se aprecia que los costos de inversión de las unidades de punta tienen una variabilidad importante, la cual tiene directa relación con el sistema de suministro de gas. Lo anterior se explica por las distancias a los puntos de conexión al gasoducto. El valor mínimo de costos de inversión para uso de gas natural y dual se presenta en la Subestación Candelaria 220 kV.

13.1.4 Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 70 MW, 120 MW y 150 MW en el SEN - Sistema híbrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS (SH CSF + Sistema BESS)

Las tablas siguientes muestran el resumen del cálculo del costo de inversión de la unidad de punta instalada en el SEN e interconectada en nivel de tensión de 220 kV, mediante sistema híbrido compuesto por la tecnología del tipo paneles fotovoltaicos (central solar fotovoltaica) con sistema de almacenamiento (BESS) para tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW.

Tabla 50 Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 70 MW

ITEM	DESCRIPCION	RONCACHO	CONDORES	NUEVA POZO ALMONTE	NUEVA LAGUNAS	KIMAL	MIRAJE
1	SISTEMA BESS						
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS						
1.1.1	EQUIPAMIENTO BESS CIF	33.584.511	33.584.511	33.584.511	33.584.511	33.584.511	33.584.511
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	1.381.006	1.381.006	1.381.006	1.381.006	1.381.006	1.381.006
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAIE						
1.2.1	INFRAESTRUCTURA SISTEMA BESS	86.649	77.270	86.232	77.270	129.548	129.548
1.2.2	TRANSPORTE A SITIO	1.223.711	1.297.362	1.404.160	1.297.362	1.404.160	1.404.160
1.2.3	CONSTRUCCION Y MONTAIE	4.102.434	4.307.255	4.604.258	4.307.255	4.604.258	4.604.258
1.3	INGENIERIA	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000
	PRORRATA GASTOS GENERALES-SISTEMA BESS	1.676.884	1.674.449	1.657.407	1.678.223	1.657.809	1.657.839
	SUBTOTAL SISTEMA BESS	42.565.195	42.831.854	43.227.575	42.835.628	43.271.293	43.271.323
2	CENTRAL GENERADORA						
2.1	SUMINISTRO EQUIPOS						
2.1.1	EQUIPAMIENTO PRINCIPAL	18.938.000	18.938.000	18.938.000	18.938.000	18.938.000	18.938.000
2.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	4.451.146	4.451.146	4.451.146	4.451.146	4.451.146	4.451.146
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAIE	28.074.431	29.764.130	32.214.287	29.764.130	32.214.287	32.214.287
2.3	INGENIERIA	1.173.060	1.173.060	1.173.060	1.173.060	1.173.060	1.173.060
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA	2.158.698	2.210.215	2.263.685	2.215.196	2.261.877	2.261.918
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	54.795.334	56.536.550	59.040.178	56.541.532	59.038.369	59.038.411
3	SUBESTACIONES						
3.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	2.355.050	2.355.050	2.496.365	2.355.050	2.386.580	2.387.827
3.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	860.623	734.874	888.488	860.623	866.840	867.086
3.3	OBRAS CIVILES Y MONTAIE SSEE						
3.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	550.387	582.989	630.913	582.812	632.993	632.993
3.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAIE SSEE	842.439	856.239	973.502	896.975	967.167	967.304
3.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES	195.983	191.191	205.710	198.403	200.141	200.209
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	4.974.731	4.890.591	5.365.227	5.064.111	5.223.969	5.225.667
4	LINEA AEREA 220 kV						
4.1	SUMINISTRO	109.799	284.516	111.477	193.136	120.270	120.281
4.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION						
4.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	351.898	677.698	417.658	876.248	421.142	421.142
4.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	156.400	286.351	180.707	223.314	187.264	187.312
4.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION	27.843	53.270	30.726	55.190	31.451	31.454
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	706.743	1.362.638	801.371	1.408.692	820.930	820.992
5	GASTOS GENERALES PROPIETARIO -PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS						
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES	4.059.407	4.129.125	4.157.528	4.147.012	4.151.277	4.151.421
	TOTAL SISTEMA HIBRIDO CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA + BESS [US\$]	103.042.002	105.621.634	108.434.351	105.849.962	108.354.562	108.356.393

Tabla 51 Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 70 MW

ITEM	DESCRIPCION	KAPATUR	PARINAS	CUMBRES	ILLAPA	NUEVA CARDONES	NUEVA MAITENCILLO
1	SISTEMA BESS						
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS						
1.1.1	EQUIPAMIENTO BESS CIF	33.584.511	33.584.511	33.584.511	33.584.511	33.584.511	33.584.511
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	1.381.006	1.381.006	1.381.006	1.381.006	1.381.006	1.381.006
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAIE						
1.2.1	INFRAESTRUCTURA SISTEMA BESS	177.867	86.232	86.232	86.232	19.507	19.507
1.2.2	TRANSPORTE A SITIO	1.404.160	1.404.160	1.317.399	1.317.399	1.317.399	1.317.399
1.2.3	CONSTRUCCION Y MONTAIE	4.604.258	4.604.258	4.362.978	4.362.978	4.362.978	4.362.978
1.3	INGENIERIA	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000
	PRORRATA GASTOS GENERALES-SISTEMA BESS	1.657.399	1.657.407	1.659.253	1.665.604	1.659.940	1.666.269
	SUBTOTAL SISTEMA BESS	43.319.202	43.227.575	42.901.381	42.907.731	42.835.342	42.841.671
2	CENTRAL GENERADORA						
2.1	SUMINISTRO EQUIPOS						
2.1.1	EQUIPAMIENTO PRINCIPAL	18.938.000	18.938.000	18.938.000	18.938.000	18.938.000	18.938.000
2.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	4.451.146	4.451.146	4.451.146	4.451.146	4.451.146	4.451.146
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAIE	32.214.287	32.214.287	30.223.821	30.223.821	30.223.821	30.223.821
2.3	INGENIERIA	1.173.060	1.173.060	1.173.060	1.173.060	1.173.060	1.173.060
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA	2.258.695	2.263.685	2.204.151	2.212.587	2.208.637	2.217.058
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	59.035.188	59.040.178	56.990.178	56.998.614	56.994.663	57.003.084
3	SUBESTACIONES						
3.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	2.355.050	2.496.365	2.364.519	2.355.050	2.355.050	2.355.050
3.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	1.113.016	888.488	862.490	860.623	1.113.016	1.113.016
3.3	OBRAS CIVILES Y MONTAIE SSEE						
3.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	606.960	630.913	592.186	592.186	562.382	562.382
3.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAIE SSEE	634.856	973.502	936.012	936.439	616.690	606.897
3.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES	194.142	205.710	198.161	198.479	194.207	194.552
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	5.074.274	5.365.227	5.123.616	5.113.026	5.011.594	5.002.146
4	LINEA AEREA 220 kV						
4.1	SUMINISTRO	110.757	111.477	110.805	110.757	110.757	110.757
4.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION						
4.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	403.789	417.658	44.808	405.517	405.517	766.227
4.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	180.379	180.707	170.489	170.507	170.283	169.801
4.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION	30.065	30.726	15.566	30.192	30.129	44.821
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	785.793	801.371	402.472	777.776	777.489	1.152.410
5	GASTOS GENERALES PROPIETARIO -PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS						
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES	4.140.301	4.157.528	4.077.132	4.106.862	4.092.913	4.122.700
	TOTAL SISTEMA HIBRIDO CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA + BESS [US\$]	108.214.456	108.434.351	105.417.647	105.797.147	105.619.089	105.999.311

Tabla 52 Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 120 MW

ITEM	DESCRIPCION	RONCACHO	CONDORES	NUEVA POZO ALMONTE	NUEVA LAGUNAS	KIMAL	MIRAJE
1	SISTEMA BESS						
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS						
1.1.1	EQUIPAMIENTO SISTEMA BESS CIF	56.946.037	56.946.037	56.946.037	56.946.037	56.946.037	56.946.037
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	1.646.038	1.646.038	1.646.038	1.646.038	1.646.038	1.646.038
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAIE						
1.2.1	INFRAESTRUCTURA SISTEMA BESS	0	0	0	0	0	0
1.2.2	TRANSPORTE A SITIO	2.195.194	2.195.194	2.195.194	2.195.194	2.195.194	2.195.194
1.2.3	CONSTRUCCION Y MONTAIE	5.912.141	5.912.141	5.912.141	5.912.141	5.912.141	5.912.141
1.3	INGENIERIA	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SISTEMA BESS	2.720.176	2.685.038	2.676.366	2.688.566	2.616.986	2.617.024
	SUBTOTAL SISTEMA BESS	69.929.585	69.894.448	69.885.775	69.897.975	69.826.395	69.826.433
2	CENTRAL GENERADORA						
2.1	SUMINISTRO EQUIPOS						
2.1.1	EQUIPAMIENTO PRINCIPAL	32.318.900	32.318.900	32.318.900	32.318.900	32.318.900	32.318.900
2.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	6.818.582	6.818.582	6.818.582	6.818.582	6.818.582	6.818.582
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAIE	42.539.703	45.100.015	45.100.015	45.100.015	48.812.610	48.812.610
2.3	INGENIERIA	1.777.475	1.777.475	1.777.475	1.777.475	1.777.475	1.777.475
	PRORRATA GASTOS GENERALES - PARQUE EÓLICO	3.377.673	3.436.327	3.425.228	3.440.841	3.493.793	3.493.844
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	86.832.333	89.451.300	89.440.201	89.455.814	93.221.360	93.221.411
3	SUBESTACIONES						
3.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	2.911.369	2.911.369	2.914.495	2.911.369	2.951.514	2.953.101
3.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	860.623	734.874	861.107	860.623	866.840	867.086
3.3	OBRAS CIVILES Y MONTAIE SSEE						
3.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	574.747	574.471	572.211	574.297	576.807	576.807
3.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAIE SSEE	734.021	719.316	728.296	737.796	734.477	734.602
3.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES	212.525	204.157	208.917	210.188	206.366	206.445
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	5.463.533	5.314.436	5.455.273	5.464.522	5.506.252	5.508.289
4	LINEA AEREA 220 kV						
4.1	SUMINISTRO	109.799	284.516	110.769	193.136	120.270	120.281
4.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION						
4.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	367.592	667.733	367.592	863.364	383.389	383.389
4.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	163.362	282.169	164.061	220.046	170.512	170.560
4.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION	28.394	51.745	28.003	53.498	28.618	28.621
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	729.950	1.346.966	731.229	1.390.847	763.593	763.654
5	GASTOS GENERALES PROPIETARIO -PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS						
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES	6.338.768	6.377.267	6.338.514	6.393.093	6.345.763	6.345.934
	TOTAL SISTEMA HIBRIDO CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA + BESS [US\$]	162.955.402	166.007.150	165.512.479	166.209.158	169.317.600	169.319.788

Tabla 53 Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 120 MW

ITEM	DESCRIPCION	KAPATUR	PARINAS	CUMBRES	ILLAPA	NUEVA CARDONES	NUEVA MAITENCILLO
1	SISTEMA BESS						
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS						
1.1.1	EQUIPAMIENTO SISTEMA BESS CIF	56.946.037	56.946.037	56.946.037	56.946.037	56.946.037	56.946.037
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	1.646.038	1.646.038	1.646.038	1.646.038	1.646.038	1.646.038
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAIE						
1.2.1	INFRAESTRUCTURA SISTEMA BESS	0	0	0	0	0	0
1.2.2	TRANSPORTE A SITIO	2.195.194	2.195.194	2.195.194	2.195.194	2.195.194	2.195.194
1.2.3	CONSTRUCCION Y MONTAIE	5.912.141	5.912.141	5.912.141	5.912.141	5.912.141	5.912.141
1.3	INGENIERIA	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SISTEMA BESS	2.614.365	2.619.779	2.659.436	2.665.859	2.664.461	2.670.931
	SUBTOTAL SISTEMA BESS	69.823.774	69.829.189	69.868.845	69.875.269	69.873.870	69.880.340
2	CENTRAL GENERADORA						
2.1	SUMINISTRO EQUIPOS						
2.1.1	EQUIPAMIENTO PRINCIPAL	32.318.900	32.318.900	32.318.900	32.318.900	32.318.900	32.318.900
2.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	6.818.582	6.818.582	6.818.582	6.818.582	6.818.582	6.818.582
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAIE	48.812.610	48.812.610	45.796.561	45.796.561	45.796.561	45.796.561
2.3	INGENIERIA	1.777.475	1.777.475	1.777.475	1.777.475	1.777.475	1.777.475
	PRORRATA GASTOS GENERALES - PARQUE EÓLICO	3.490.294	3.497.523	3.431.123	3.439.410	3.437.605	3.445.953
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	93.217.861	93.225.090	90.142.642	90.150.929	90.149.124	90.157.472
3	SUBESTACIONES						
3.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	2.911.369	3.091.295	2.923.425	2.911.369	2.911.369	2.911.369
3.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	1.113.016	888.488	862.490	860.623	1.113.016	1.113.016
3.3	OBRAS CIVILES Y MONTAIE SSEE						
3.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	553.316	574.727	574.727	574.727	545.713	545.713
3.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAIE SSEE	445.661	740.244	762.232	762.647	466.097	456.594
3.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES	202.025	213.022	458.630	457.420	451.089	450.226
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	5.395.635	5.678.026	5.751.753	5.737.035	5.657.532	5.647.167
4	LINEA AEREA 220 kV						
4.1	SUMINISTRO	110.757	111.477	110.805	110.757	110.757	110.757
4.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION						
4.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	367.592	380.218	43.478	393.478	393.478	743.478
4.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	164.230	164.557	165.471	165.489	165.264	164.783
4.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION	27.361	27.950	32.974	63.292	63.274	93.548
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	730.743	745.006	413.531	793.818	793.576	1.173.369
5	GASTOS GENERALES PROPIETARIO -PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS						
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES	6.334.044	6.358.275	6.315.063	6.343.662	6.337.423	6.366.325
	TOTAL SISTEMA HIBRIDO CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA + BESS [US\$]	169.168.013	169.477.310	166.176.771	166.557.051	166.474.102	166.858.348

Tabla 54 Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 150 MW

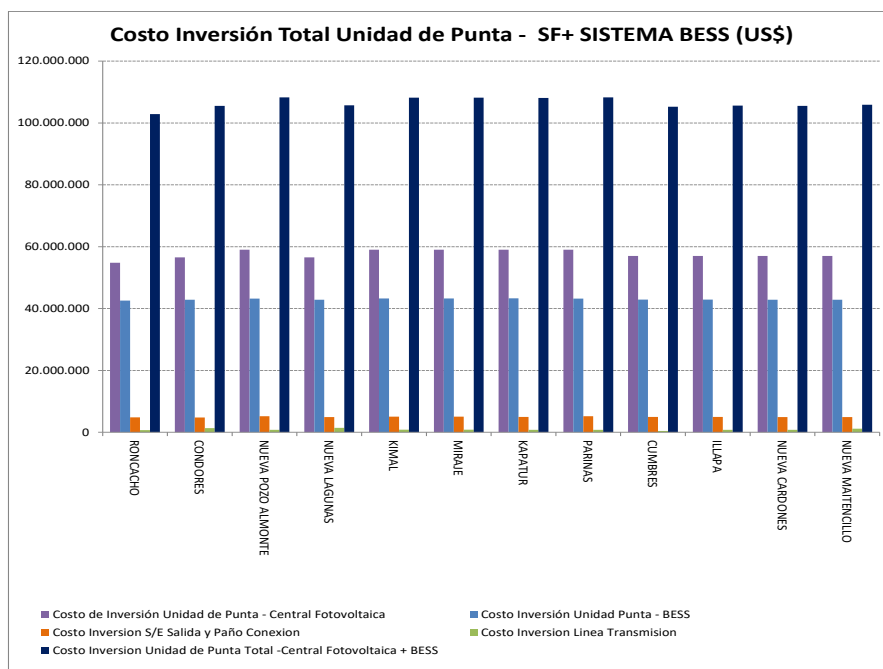
ITEM	DESCRIPCION	RONCACHO	CONDORES	NUEVA POZO ALMONTE	NUEVA LAGUNAS	KIMAL	MIRAJE
1	SISTEMA BESS						
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS						
1.1.1	EQUIPAMIENTO SISTEMA BESS CIF	70.849.374	70.849.374	70.849.374	70.849.374	70.849.374	70.849.374
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	1.843.419	1.843.419	1.843.419	1.843.419	1.843.419	1.843.419
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAIE						
1.2.1	INFRAESTRUCTURA SISTEMA BESS	0	0	0	0	0	0
1.2.2	TRANSPORTE A SITIO	2.632.031	2.790.444	2.790.444	2.790.444	3.020.151	3.020.151
1.2.3	CONSTRUCCION Y MONTAIE	6.728.471	7.085.182	7.085.182	7.085.182	7.602.433	7.602.433
1.3	INGENIERIA	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000
	PRORRATA GASTOS GENERALES-SISTEMA BESS	3.305.290	3.291.666	3.281.866	3.295.192	3.252.255	3.252.303
	SUBTOTAL SISTEMA BESS	85.868.586	86.370.085	86.360.284	86.373.611	87.077.632	87.077.679
2	CENTRAL GENERADORA						
2.1	SUMINISTRO EQUIPOS						
2.1.1	EQUIPAMINETO PRINCIPAL	40.288.950	40.288.950	40.288.950	40.288.950	40.288.950	40.288.950
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	8.130.209	8.130.209	8.130.209	8.130.209	8.130.209	8.130.209
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAIE	52.402.132	55.556.029	55.556.029	55.556.029	60.129.353	60.129.353
2.3	INGENIERIA	2.189.566	2.189.566	2.189.566	2.189.566	2.189.566	2.189.566
	PRORRATA GASTOS GENERALES - PARQUE EÓLICO	4.123.876	4.206.374	4.193.850	4.210.880	4.296.413	4.296.476
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	107.134.734	110.371.129	110.358.605	110.375.634	115.034.492	115.034.554
3	SUBESTACIONES						
3.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	3.205.957	3.205.957	3.209.442	3.205.957	3.250.714	3.252.483
3.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	860.623	734.874	861.107	860.623	866.840	867.086
3.3	OBRAS CIVILES Y MONTAIE SSEE						
3.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	574.747	574.471	572.211	574.297	576.807	576.807
3.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAIE SSEE	947.344	909.138	929.498	959.112	948.766	949.154
3.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES	230.549	221.668	226.848	228.869	225.547	225.644
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	5.989.469	5.816.357	5.969.354	5.999.106	6.038.922	6.041.422
4	LINEA AEREA 220 kV						
4.1	SUMINISTRO	121.481	360.779	122.455	235.409	135.458	135.473
4.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION						
4.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	367.592	667.733	367.592	863.364	383.389	383.389
4.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	169.048	287.856	169.748	225.732	176.199	176.247
4.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION	28.781	54.565	28.466	54.946	29.325	29.328
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	747.706	1.431.737	749.064	1.440.255	785.174	785.241
5	GASTOS GENERALES PROPIETARIO -PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS						
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES -	7.688.497	7.774.274	7.731.029	7.789.887	7.803.541	7.803.751
	TOTAL SISTEMA HIBRIDO CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA + BESS [US\$]	199.740.494	203.989.307	203.437.307	204.188.606	208.936.220	208.938.896

Tabla 55 Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 150 MW

ITEM	DESCRIPCION	KAPATUR	PARINAS	CUMBRES	ILLAPA	NUEVA CARDONES	NUEVA MAITENCILLO
1	SISTEMA BESS						
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS						
1.1.1	EQUIPAMIENTO SISTEMA BESS CIF	70.849.374	70.849.374	70.849.374	70.849.374	70.849.374	70.849.374
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	1.843.419	1.843.419	1.843.419	1.843.419	1.843.419	1.843.419
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAIE						
1.2.1	INFRAESTRUCTURA SISTEMA BESS	0	0	0	0	0	0
1.2.2	TRANSPORTE A SITIO	3.020.151	3.020.151	2.833.541	2.833.541	2.833.541	2.833.541
1.2.3	CONSTRUCCION Y MONTAIE	7.602.433	7.602.433	7.182.227	7.182.227	7.182.227	7.182.227
1.3	INGENIERIA	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000
	PRORRATA GASTOS GENERALES-SISTEMA BESS	3.249.091	3.255.568	3.271.836	3.278.324	3.276.423	3.282.503
	SUBTOTAL SISTEMA BESS	87.074.468	87.080.945	86.490.396	86.496.885	86.494.984	86.501.064
2	CENTRAL GENERADORA						
2.1	SUMINISTRO EQUIPOS						
2.1.1	EQUIPAMIENTO PRINCIPAL	40.288.950	40.288.950	40.288.950	40.288.950	40.288.950	40.288.950
2.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	8.130.209	8.130.209	8.130.209	8.130.209	8.130.209	8.130.209
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAIE	60.129.353	60.129.353	56.414.062	56.414.062	56.414.062	56.414.062
2.3	INGENIERIA	2.189.566	2.189.566	2.189.566	2.189.566	2.189.566	2.189.566
	PRORRATA GASTOS GENERALES - PARQUE EÓLICO	4.292.234	4.300.790	4.207.727	4.216.071	4.213.627	4.221.446
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	115.030.312	115.038.868	111.230.514	111.238.859	111.236.415	111.244.233
3	SUBESTACIONES						
3.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	3.205.957	3.406.551	3.219.398	3.205.957	3.205.957	3.205.957
3.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	1.113.016	888.488	862.490	860.623	1.113.016	1.113.016
3.3	OBRAS CIVILES Y MONTAIE SSEE						
3.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	553.316	574.727	574.727	574.727	545.713	545.713
3.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAIE SSEE	641.765	966.741	1.035.280	1.036.573	714.899	680.892
3.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES	220.325	233.287	506.144	504.905	496.427	493.464
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	5.904.628	6.240.044	6.368.288	6.353.034	6.246.261	6.209.291
4	LINEA AEREA 220 kV						
4.1	SUMINISTRO	122.439	123.399	122.503	122.439	122.439	122.439
4.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION						
4.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	367.592	380.218	43.478	393.478	393.478	743.478
4.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	169.917	170.244	171.158	171.175	170.951	170.470
4.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION	27.936	28.533	34.359	64.570	64.552	94.724
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	748.687	763.197	432.301	812.465	812.223	1.191.913
5	GASTOS GENERALES PROPIETARIO -PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS						
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES -	7.789.587	7.818.178	7.725.685	7.754.240	7.745.866	7.772.684
	TOTAL SISTEMA HIBRIDO CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA + BESS [US\$]	208.758.095	209.123.054	204.521.500	204.901.242	204.789.883	205.146.501

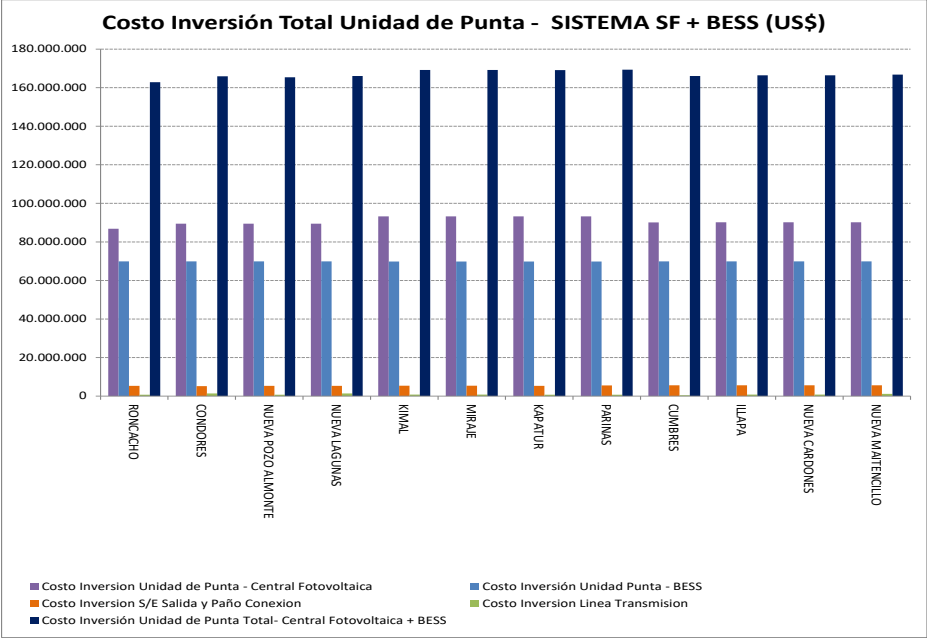
Las figuras siguientes muestran los valores de las tablas precedentes para los casos de la unidad de punta de un sistema híbrido compuesto por la tecnología del tipo paneles fotovoltaicos (central solar fotovoltaica) con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) instaladas en el SEN para tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW.

Figura 186. Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 70 MW



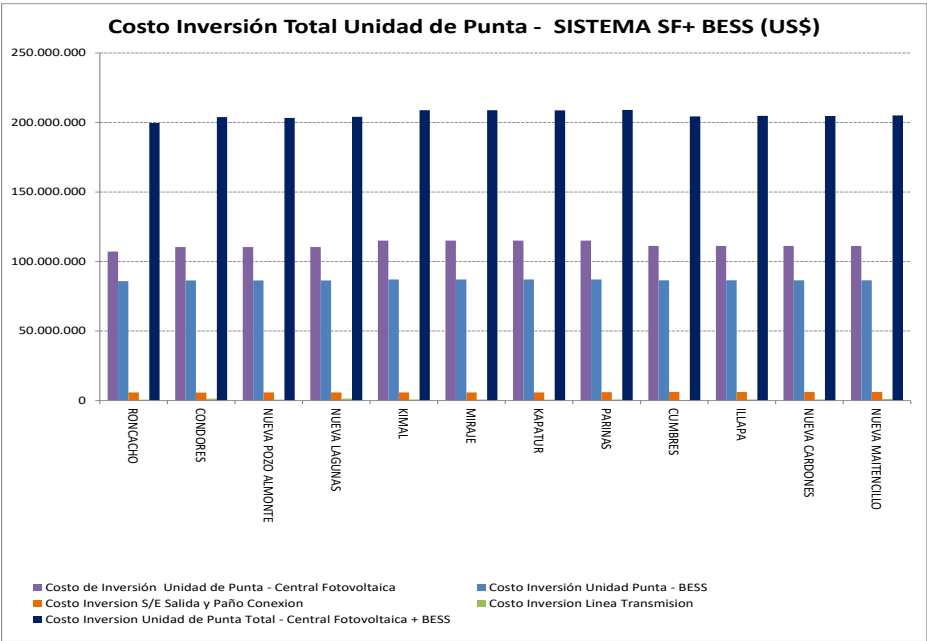
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 187. Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 120 MW



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 188. Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 150 MW



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

13.1.5 Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 70 MW, 120 MW y 150 MW en el SEN - Sistema híbrido mediante tecnología aerogenerador onshore (parque eólico) con sistema de almacenamiento BESS (SH PE + Sistema BESS)

Las tablas siguientes muestran el resumen del cálculo del costo de inversión de la unidad de punta instalada en el SEN e interconectada en nivel de tensión de 220 kV, mediante sistema híbrido compuesto por la tecnología del tipo aerogenerador onshore (parque eólico) con sistema de almacenamiento (BESS) para tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW.

Tabla 56 Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología aerogenerador onshore (parque eólico) con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 70 MW.

ITEM	DESCRIPCION	PARINAS	ENTRE RIOS	CIRUELOS	TINEO	PUERTO MONTT
1	SISTEMA BESS					
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS					
1.1.1	EQUIPAMIENTO BESS CIF	33.584.511	33.584.511	33.584.511	33.584.511	33.584.511
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	1.381.006	1.381.006	1.381.006	1.381.006	1.381.006
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAIE					
1.2.2	TRANSPORTE A SITIO	1.404.160	1.256.599	1.265.641	1.251.170	1.251.170
1.2.3	CONSTRUCCION Y MONTAIE	4.604.258	4.193.894	4.219.039	4.178.794	4.178.794
1.3	INGENIERIA	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000
	PRORRATA GASTOS GENERALES-SISTEMA BESS	1.346.129	1.330.417	1.326.828	1.334.762	1.331.126
	SUBTOTAL SISTEMA BESS	42.916.297	42.264.531	42.297.029	42.328.076	42.324.441
2	CENTRAL GENERADORA					
2.1	SUMINISTRO EQUIPOS					
2.1.1	AEROGENERADORES	57.978.819	57.978.819	57.978.819	57.978.819	57.978.819
2.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	2.871.610	2.871.610	2.871.610	2.871.610	2.871.610
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAIE	19.438.995	17.396.184	17.521.356	17.321.018	17.321.018
2.3	INGENIERIA	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000
	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA	2.619.368	2.562.627	2.557.517	2.564.836	2.557.850
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	83.508.792	81.409.239	81.529.302	81.336.282	81.329.296
3	SUBESTACIONES					
3.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	2.496.365	2.355.050	2.355.050	2.355.050	2.355.050
3.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	888.488	860.623	635.049	1.113.016	734.874
3.3	OBRAS CIVILES Y MONTAIE SSEE					
3.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	630.913	561.296	565.938	537.437	562.871
3.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAIE SSEE	973.502	869.607	736.220	566.386	820.558
3.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES	167.076	156.554	144.519	154.406	150.786
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	5.326.593	4.973.378	4.607.025	4.896.543	4.794.388
4	LINEA AEREA 220 kV					
4.1	SUMINISTRO	111.477	110.757	119.986	119.986	110.757
4.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION					
4.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	417.658	443.170	544.403	538.178	441.255
4.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	180.707	161.829	169.691	167.581	160.559
4.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION	24.955	25.239	28.981	28.866	25.113
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	795.601	801.798	923.863	915.414	798.487
5	GASTOS GENERALES PROPIETARIO -PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS					
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES	4.157.528	4.074.837	4.057.845	4.082.870	4.064.875
	TOTAL SISTEMA HIBRIDO PARQUE EÓLICO + BESS [US\$]	132.547.282	129.448.947	129.357.219	129.476.315	129.246.612

Tabla 57 Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología aerogenerador onshore (parque eólico) con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 120 MW.

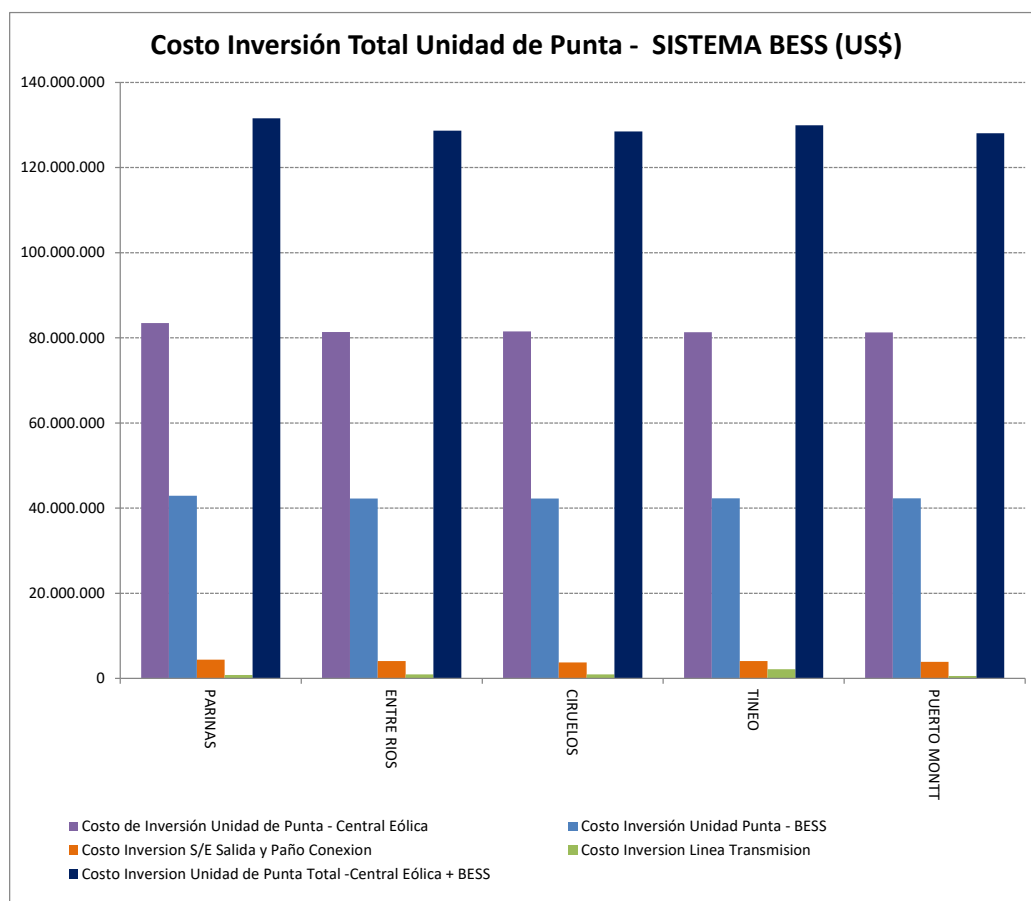
ITEM	DESCRIPCION	PARINAS	ENTRE RIOS	CIRUELOS	TINEO	PUERTO MONTT
1	SISTEMA BESS					
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS					
1.1.1	EQUIPAMIENTO SISTEMA BESS CIF	56.946.037	56.946.037	56.946.037	56.946.037	56.946.037
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	1.646.038	1.646.038	1.646.038	1.646.038	1.646.038
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAIE					
1.2.2	TRANSPORTE A SITIO	2.195.194	2.195.194	2.195.194	2.195.194	2.195.194
1.2.3	CONSTRUCCION Y MONTAIE	5.912.141	5.912.141	5.912.141	5.912.141	5.912.141
1.3	INGENIERIA	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SISTEMA BESS	2.094.461	2.121.442	2.115.626	2.123.491	2.119.917
	SUBTOTAL SISTEMA BESS	69.303.870	69.330.851	69.325.035	69.332.900	69.329.326
2	PARQUE EÓLICO					
2.1	SUMINISTRO EQUIPOS					
2.1.1	AEROGENERADORES	96.631.364	96.631.364	96.631.364	96.631.364	96.631.364
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	3.869.276	3.869.276	3.869.276	3.869.276	3.869.276
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAIE	29.539.365	26.701.944	26.875.806	26.597.541	26.597.541
2.3	INGENIERIA	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000
	SUBTOTAL PARQUE EÓLICO	134.711.166	131.836.629	132.004.904	131.732.823	131.726.033
3	SUBESTACIONES					
3.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	3.091.295	2.911.369	2.911.369	2.911.369	2.911.369
3.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	888.488	860.623	635.049	1.113.016	734.874
3.3	OBRAS CIVILES Y MONTAIE SSEE					
3.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	574.727	570.976	571.588	548.994	574.979
3.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAIE SSEE	740.244	738.626	625.749	446.376	714.009
3.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	5.635.310	5.417.615	5.068.687	5.353.982	5.266.516
4	LINEA AEREA 220 kV					
4.1	SUMINISTRO	111.477	110.757	119.986	119.986	110.757
4.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION					
4.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	380.218	450.819	549.842	549.842	450.819
4.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	164.557	164.612	171.374	171.190	164.038
4.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	739.401	811.831	930.398	930.314	811.222
5	GASTOS GENERALES PROPIETARIO -PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS					
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES	6.358.275	6.346.101	6.327.160	6.350.605	6.333.611
	TOTAL SISTEMA HIBRIDO PARQUE EOLICO + BESS [US\$]	210.389.748	207.396.927	207.329.024	207.350.018	207.133.097

Tabla 58 Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología aerogenerador onshore (parque eólico) con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 150 MW

ITEM	DESCRIPCION	PARINAS	ENTRE RIOS	CIRUELOS	TINEO	PUERTO MONTT
1	SISTEMA BESS					
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS					
1.1.1	EQUIPAMIENTO SISTEMA BESS CIF	70.849.374	70.849.374	70.849.374	70.849.374	70.849.374
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	1.843.419	1.843.419	1.843.419	1.843.419	1.843.419
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAIE					
1.2.2	TRANSPORTE A SITIO	3.020.151	2.702.768	2.722.215	2.833.541	2.691.090
1.2.3	CONSTRUCCION Y MONTAIE	7.521.805	6.815.601	6.858.873	7.106.581	6.789.615
1.3	INGENIERIA	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000
	PRORRATA GASTOS GENERALES-SISTEMA BESS	2.589.877	2.575.943	2.572.620	2.579.037	2.572.089
	SUBTOTAL SISTEMA BESS	86.334.626	85.297.105	85.356.502	85.721.952	85.255.588
2	PARQUE EÓLICO					
2.1	SUMINISTRO EQUIPOS					
2.1.1	AEROGNERADORES	120.789.205	120.789.205	120.789.205	120.789.205	120.789.205
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	4.567.293	4.567.293	4.567.293	4.567.293	4.567.293
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAIE	36.139.750	32.341.884	32.574.597	33.906.736	32.202.140
2.3	INGENIERIA	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000
	PRORRATA GASTOS GENERALES - PARQUE EÓLICO	5.012.963	4.929.423	4.926.566	4.958.850	4.919.944
	SUBTOTAL PARQUE EÓLICO	167.109.211	163.227.805	163.457.661	164.822.084	163.078.582
3	SUBESTACIONES					
3.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	3.406.551	3.205.957	3.205.957	3.205.957	3.205.957
3.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	888.488	860.623	635.049	1.113.016	734.874
3.3	OBRAS CIVILES Y MONTAIE SSEE					
3.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	574.727	570.976	571.588	545.713	574.979
3.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAIE SSEE	966.741	961.698	847.008	714.899	892.061
3.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES	185.764	498.161	468.847	496.433	481.656
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	6.192.521	5.949.166	5.598.590	5.928.190	5.751.642
4	LINEA AEREA 220 kV					
4.1	SUMINISTRO	123.399	122.439	135.067	122.439	122.439
4.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION					
4.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	380.218	450.819	549.842	393.478	450.819
4.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	170.244	170.298	177.061	170.951	169.725
4.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION	22.720	69.451	79.678	64.553	69.405
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	757.385	829.406	951.449	770.863	828.789
5	GASTOS GENERALES PROPIETARIO -PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS					
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES -	7.811.324	7.710.077	7.696.603	7.739.436	7.690.559
	TOTAL SISTEMA HIBRIDO PARQUE EÓLICO + BESS [US\$]	260.393.742	255.303.482	255.364.201	257.243.089	254.914.601

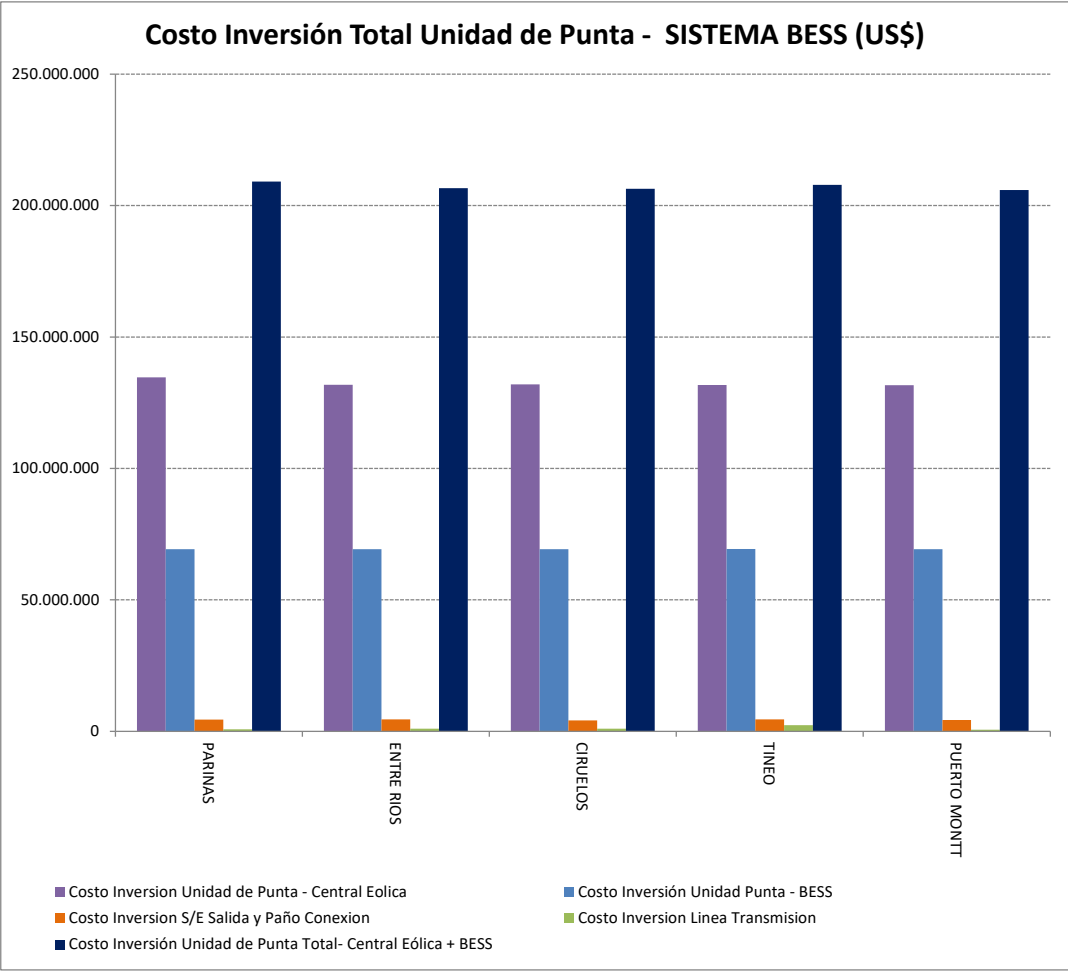
Las figuras siguientes muestran los valores de las tablas precedentes para los casos de la unidad de punta de un sistema híbrido compuesto por la tecnología del tipo aerogenerador onshore (parque eólico) con sistema de almacenamiento (BESS) instaladas en el SEN para tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW.

Figura 189. Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología aerogenerador onshore (parque eólico) con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 70 MW



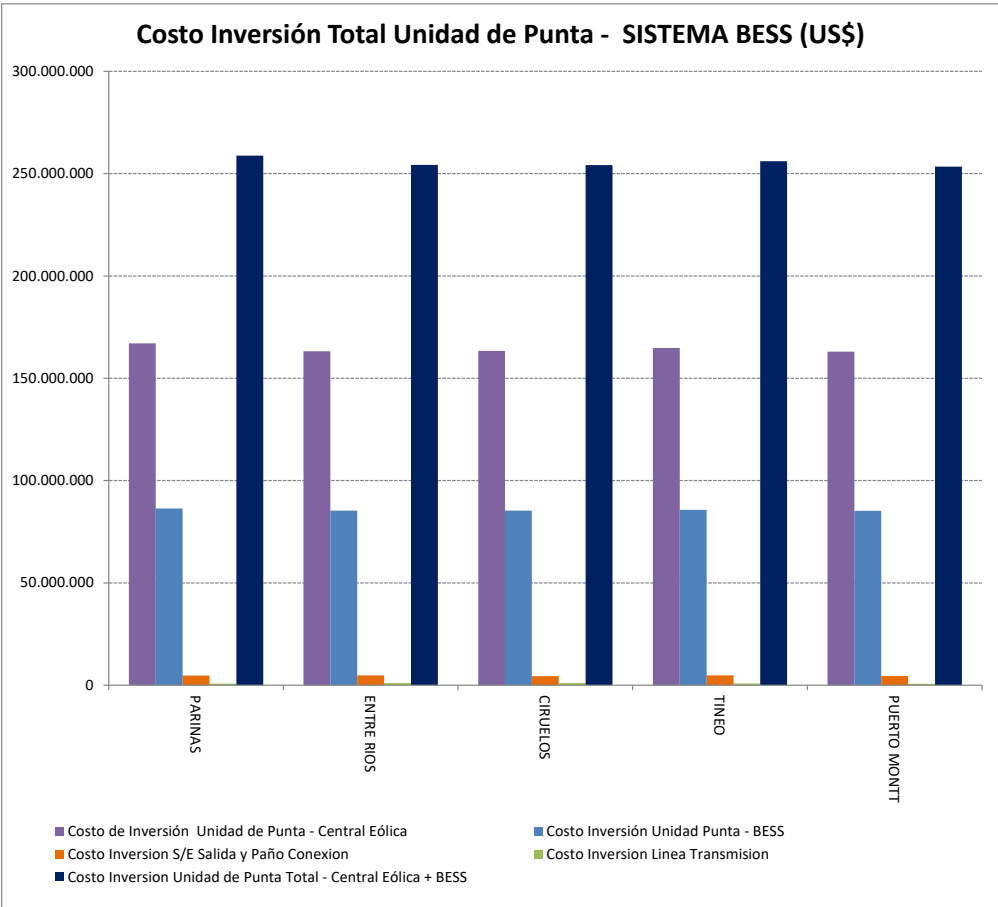
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta

Figura 190. Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología aerogenerador onshore (parque eólico) con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 120 MW



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 191. Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología aerogenerador onshore (parque eólico) con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 150 MW



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

13.1.6 Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 70 MW, 120 MW y 150 MW en el SEN – Tecnología Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías stand alone (BESS ST)

Las tablas siguientes muestran el resumen del cálculo del costo de inversión de la unidad de punta instalada en el SEN e interconectada en nivel de tensión de 220 kV, mediante la tecnología del tipo sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) stand alone, para tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW.

Tabla 59 Costo de Inversión Sistema BESS - Subestaciones del SEN - 70 MW

ITEM	DESCRIPCION	RONCACHO	CONDORES	NUEVA POZO ALMONTE	NUEVA LAGUNAS	KIMAL	MIRAJE	KAPATUR
1	SISTEMA BESS							
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS							
1.1.1	EQUIPAMIENTO SISTEMA BESS CIF	33.584.511	33.584.511	33.584.511	33.584.511	33.584.511	33.584.511	33.584.511
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	1.381.006	1.381.006	1.381.006	1.381.006	1.381.006	1.381.006	1.381.006
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE							
1.2.1	INFRAESTRUCTURA SISTEMA BESS	86.649	77.270	33.813	77.270	129.548	129.548	177.867
1.2.2	TRANSPORTE A SITIO	1.223.711	1.297.362	1.297.362	1.297.362	1.404.160	1.404.160	1.404.160
1.2.3	CONSTRUCCION Y MONTAJE	4.102.434	4.307.255	4.307.255	4.307.255	4.604.258	4.604.258	4.604.258
1.3	INGENIERIA	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SISTEMA BESS	3.581.375	3.604.433	3.600.372	3.603.976	3.642.511	3.642.508	3.646.954
	SUBTOTAL SISTEMA BESS	44.469.687	44.761.837	44.714.320	44.761.381	45.255.996	45.255.992	45.308.757
2	SUBESTACIONES							
2.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	2.355.050	2.355.050	2.357.505	2.355.050	2.386.580	2.387.827	2.355.050
2.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	860.623	734.874	861.107	860.623	866.840	867.086	1.113.016
2.3	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE							
2.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	550.387	582.989	580.725	582.812	632.993	632.993	606.960
2.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	842.439	856.239	887.332	896.975	967.167	967.304	634.856
2.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES	418.567	411.558	425.323	426.069	439.746	439.888	427.193
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	5.197.315	5.110.959	5.282.242	5.291.777	5.463.574	5.465.346	5.307.324
3	LINEA AEREA 220 kV							
3.1	SUMINISTRO	109.799	110.757	110.769	110.757	110.918	110.924	110.757
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION							
3.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	351.898	373.078	373.078	408.966	403.789	403.789	403.789
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	156.400	168.413	166.508	167.449	180.546	180.593	180.379
3.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION	59.464	62.447	62.277	65.497	66.179	66.184	66.154
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	738.364	775.497	773.435	813.471	822.235	822.294	821.883
4	GASTOS GENERALES PROPIETARIO - PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS							
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES	4.059.407	4.078.438	4.087.972	4.095.542	4.148.436	4.148.579	4.140.301
	TOTAL SISTEMA BESS [US\$]	50.405.366	50.648.294	50.769.997	50.866.630	51.541.805	51.543.631	51.437.964

Tabla 60 Costo de Inversión Sistema BESS - Subestaciones del SEN - 70 MW

ITEM	DESCRIPCION	PARINAS	CUMBRES	ILLAPA	NUEVA CARDONES	NUEVA MAITENCILLO	NUEVA PAN DE AZUCAR	NOGALES
1	SISTEMA BESS							
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS							
1.1.1	EQUIPAMIENTO SISTEMA BESS CIF	33.584.511	33.584.511	33.584.511	33.584.511	33.584.511	33.584.511	33.584.511
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	1.381.006	1.381.006	1.381.006	1.381.006	1.381.006	1.381.006	1.381.006
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE							
1.2.1	INFRAESTRUCTURA SISTEMA BESS	86.232	86.232	86.232	19.507	19.507	240.790	26.710
1.2.2	TRANSPORTE A SITIO	1.404.160	1.317.399	1.317.399	1.317.399	1.317.399	1.222.669	1.247.954
1.2.3	CONSTRUCCION Y MONTAJE	4.604.258	4.362.978	4.362.978	4.362.978	4.362.978	4.099.535	4.169.852
1.3	INGENIERIA	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SISTEMA BESS	3.638.483	3.611.070	3.611.095	3.605.622	3.605.646	3.594.260	3.583.859
	SUBTOTAL SISTEMA BESS	45.208.651	44.853.198	44.853.222	44.781.025	44.781.048	44.632.772	44.503.892
2	SUBESTACIONES							
2.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	2.496.365	2.364.519	2.355.050	2.355.050	2.355.050	2.355.050	2.355.050
2.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	888.488	862.490	860.623	1.113.016	1.113.016	1.113.016	860.623
2.3	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE							
2.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	630.913	592.186	592.186	562.382	562.382	532.634	558.330
2.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	973.502	936.012	936.439	616.690	606.897	550.226	859.088
2.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES	451.593	431.262	430.310	421.846	420.991	413.493	420.686
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	5.611.110	5.356.717	5.344.857	5.239.233	5.228.585	5.134.667	5.224.026
3	LINEA AEREA 220 kV							
3.1	SUMINISTRO	111.477	110.805	110.757	110.757	110.757	110.757	110.757
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION							
3.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	417.658	405.517	405.517	405.517	405.517	376.358	420.055
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	180.707	170.489	170.507	170.283	169.801	156.980	160.479
3.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION	67.452	65.460	65.457	65.444	65.403	61.737	65.870
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	838.097	813.075	813.041	812.804	812.282	766.635	817.963
4	GASTOS GENERALES PROPIETARIO - PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS							
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES	4.157.528	4.107.792	4.106.862	4.092.913	4.092.039	4.069.490	4.070.415
	TOTAL SISTEMA BESS [US\$]	51.657.858	51.022.989	51.011.120	50.833.062	50.821.914	50.534.074	50.545.881

Tabla 61 Costo de Inversión Sistema BESS - Subestaciones del SEN - 70 MW

ITEM	DESCRIPCION	LO AGUIRRE	CANDELARIA	ENTRE RIOS	CIRUELOS	TINEO	PUERTO MONTT
1	SISTEMA BESS						
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS						
1.1.1	EQUIPAMIENTO SISTEMA BESS CIF	33.584.511	33.584.511	33.584.511	33.584.511	33.584.511	33.584.511
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	1.381.006	1.381.006	1.381.006	1.381.006	1.381.006	1.381.006
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE						
1.2.1	INFRAESTRUCTURA SISTEMA BESS	131.349	16.706	8.103	10.004	87.833	87.833
1.2.2	TRANSPORTE A SITIO	1.372.476	1.216.174	1.256.599	1.265.641	1.251.170	1.251.170
1.2.3	CONSTRUCCION Y MONTAJE	4.516.147	4.081.472	4.193.894	4.219.039	4.178.794	4.178.794
1.3	INGENIERIA	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SISTEMA BESS	3.632.688	3.573.723	3.584.974	3.588.850	3.590.198	3.590.425
	SUBTOTAL SISTEMA BESS	45.128.177	44.363.592	44.519.087	44.559.051	44.583.513	44.583.740
2	SUBESTACIONES						
2.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	2.355.050	2.355.050	2.355.050	2.355.050	2.355.050	2.355.050
2.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	1.113.016	659.595	860.623	635.049	1.113.016	734.874
2.3	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE						
2.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	591.224	516.517	561.296	565.938	537.437	562.871
2.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	624.444	695.476	869.607	736.220	566.386	820.558
2.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES	424.938	385.224	421.853	390.900	415.317	406.713
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	5.278.921	4.782.111	5.238.678	4.853.406	5.157.454	5.050.315
3	LINEA AEREA 220 kV						
3.1	SUMINISTRO	110.757	110.757	110.757	110.757	110.757	110.757
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION						
3.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	461.968	409.358	443.170	446.359	441.255	441.255
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	183.843	156.621	161.829	163.635	161.595	160.559
3.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION	71.556	64.618	68.010	68.461	67.823	67.736
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	888.928	802.157	844.569	850.016	842.233	841.111
4	GASTOS GENERALES PROPIETARIO - PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS						
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES	4.129.182	4.023.565	4.074.837	4.048.212	4.073.338	4.064.875
	TOTAL SISTEMA BESS [US\$]	51.296.026	49.947.860	50.602.335	50.262.474	50.583.199	50.475.165

Tabla 62 Costo de Inversión Sistema BESS - Subestaciones del SEN - 120 MW

ITEM	DESCRIPCION	RONCACHO	CONDORES	NUEVA POZO ALMONTE	NUEVA LAGUNAS	KIMAL	MIRAJE	KAPATUR
1	SISTEMA BESS							
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS							
1.1.1	EQUIPAMIENTO SISTEMA BESS CIF	56.946.037	56.946.037	56.946.037	56.946.037	56.946.037	56.946.037	56.946.037
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	1.646.038	1.646.038	1.646.038	1.646.038	1.646.038	1.646.038	1.646.038
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE							
1.2.1	INFRAESTRUCTURA SISTEMA BESS	121.318	108.185	47.341	108.185	181.381	181.381	249.031
1.2.2	TRANSPORTE A SITIO	2.101.473	2.227.953	2.227.953	2.227.953	2.411.356	2.411.356	2.411.356
1.2.3	CONSTRUCCION Y MONTAJE	5.681.915	5.992.612	5.992.612	5.992.612	6.443.138	6.443.138	6.443.138
1.3	INGENIERIA	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SISTEMA BESS	5.805.786	5.842.093	5.836.711	5.841.824	5.902.009	5.902.006	5.907.927
	SUBTOTAL SISTEMA BESS	72.812.566	73.272.917	73.206.691	73.272.648	74.039.959	74.039.956	74.113.527
2	SUBESTACIONES							
2.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	2.911.369	2.911.369	2.914.495	2.911.369	2.951.514	2.953.101	2.911.369
2.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	860.623	734.874	861.107	860.623	866.840	867.086	1.113.016
2.3	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE							
2.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	574.747	574.471	572.211	574.297	576.807	576.807	553.316
2.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	734.021	719.316	728.296	737.796	734.477	734.602	445.661
2.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES	454.972	442.746	454.527	455.206	459.068	459.238	449.867
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	5.705.981	5.553.024	5.700.884	5.709.539	5.758.955	5.761.082	5.643.478
3	LINEA AEREA 220 kV							
3.1	SUMINISTRO	109.799	110.757	110.769	110.757	110.918	110.924	110.757
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION							
3.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	367.592	367.592	367.592	402.952	367.592	367.592	367.592
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	163.362	165.965	164.061	165.002	164.396	164.444	164.230
3.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION	60.786	61.090	60.925	64.067	60.954	60.959	60.927
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	762.342	766.208	764.151	803.581	764.663	764.722	764.309
4	GASTOS GENERALES PROPIETARIO - PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS							
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES	6.321.544	6.345.929	6.352.163	6.361.097	6.422.031	6.422.202	6.418.720
	TOTAL SISTEMA BESS [US\$]	79.280.889	79.592.149	79.671.725	79.785.769	80.563.577	80.565.760	80.521.313

Tabla 63 Costo de Inversión Sistema BESS - Subestaciones del SEN - 120 MW

ITEM	DESCRIPCION	PARINAS	CUMBRES	ILLAPA	NUEVA CARDONES	NUEVA MAITENCILLO	NUEVA PAN DE AZUCAR	NOGALES
1	SISTEMA BESS							
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS							
1.1.1	EQUIPAMIENTO SISTEMA BESS CIF	56.946.037	56.946.037	56.946.037	56.946.037	56.946.037	56.946.037	56.946.037
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	1.646.038	1.646.038	1.646.038	1.646.038	1.646.038	1.646.038	1.646.038
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE							
1.2.1	INFRAESTRUCTURA SISTEMA BESS	120.734	120.734	120.734	27.312	27.312	337.131	37.397
1.2.2	TRANSPORTE A SITIO	2.411.356	2.262.363	2.262.363	2.262.363	2.262.363	2.099.683	2.143.104
1.2.3	CONSTRUCCION Y MONTAJE	6.443.138	6.077.138	6.077.138	6.077.138	6.077.138	5.677.518	5.784.183
1.3	INGENIERIA	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SISTEMA BESS	5.896.581	5.852.973	5.852.993	5.845.150	5.845.165	5.823.677	5.810.799
	SUBTOTAL SISTEMA BESS	73.973.884	73.415.282	73.415.302	73.314.038	73.314.053	73.040.083	72.877.557
2	SUBESTACIONES							
2.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	3.091.295	2.923.425	2.911.369	2.911.369	2.911.369	2.911.369	2.911.369
2.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	888.488	862.490	860.623	1.113.016	1.113.016	1.113.016	860.623
2.3	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE							
2.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	574.727	574.727	574.727	545.713	545.713	556.337	571.870
2.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	740.244	762.232	762.647	466.097	456.594	442.971	733.980
2.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES	473.357	458.547	457.379	451.059	450.237	450.007	454.705
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	5.938.360	5.751.670	5.736.993	5.657.502	5.647.177	5.643.947	5.702.794
3	LINEA AEREA 220 kV							
3.1	SUMINISTRO	111.477	110.805	110.757	110.757	110.757	110.757	110.757
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION							
3.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	380.218	393.478	393.478	393.478	393.478	393.478	430.265
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	164.557	165.471	165.489	165.264	164.783	164.116	164.370
3.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION	62.108	63.289	63.286	63.270	63.228	63.174	66.385
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	779.164	793.846	793.813	793.572	793.049	792.328	832.579
4	GASTOS GENERALES PROPIETARIO - PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS							
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES	6.432.046	6.374.809	6.373.658	6.359.479	6.358.630	6.336.858	6.331.889
	TOTAL SISTEMA BESS [US\$]	80.691.408	79.960.798	79.946.108	79.765.111	79.754.279	79.476.358	79.412.931

Tabla 64 Costo de Inversión Sistema BESS - Subestaciones del SEN - 120 MW

ITEM	DESCRIPCION	LO AGUIRRE	CANDELARIA	ENTRE RIOS	CIRUELOS	TINEO	PUERTO MONTT
1	SISTEMA BESS						
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS						
1.1.1	EQUIPAMIENTO SISTEMA BESS CIF	56.946.037	56.946.037	56.946.037	56.946.037	56.946.037	56.946.037
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	1.646.038	1.646.038	1.646.038	1.646.038	1.646.038	1.646.038
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE						
1.2.1	INFRAESTRUCTURA SISTEMA BESS	183.902	23.390	11.345	14.006	122.975	122.975
1.2.2	TRANSPORTE A SITIO	2.356.946	2.088.529	2.157.951	2.173.478	2.148.627	2.148.627
1.2.3	CONSTRUCCION Y MONTAJE	6.309.481	5.650.118	5.820.652	5.858.795	5.797.748	5.797.748
1.3	INGENIERIA	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SISTEMA BESS	5.886.265	5.794.079	5.812.913	5.818.218	5.819.765	5.819.894
	SUBTOTAL SISTEMA BESS	73.838.669	72.658.190	72.904.935	72.966.572	72.991.189	72.991.318
2	SUBESTACIONES						
2.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	2.911.369	2.911.369	2.911.369	2.911.369	2.911.369	2.911.369
2.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	1.113.016	659.595	860.623	635.049	1.113.016	734.874
2.3	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE						
2.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	551.083	542.856	570.976	571.588	548.994	574.979
2.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	449.306	613.168	738.626	625.749	446.376	714.009
2.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES	450.010	424.368	455.024	425.785	449.664	442.351
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	5.645.032	5.321.604	5.706.867	5.339.788	5.639.668	5.547.830
3	LINEA AEREA 220 kV						
3.1	SUMINISTRO	110.757	110.757	110.757	110.757	110.757	110.757
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION						
3.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	430.265	430.265	450.819	450.819	450.819	450.819
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	171.759	164.590	164.612	165.258	165.074	164.038
3.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION	67.010	66.413	68.186	68.247	68.225	68.137
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	840.594	832.828	855.176	855.883	855.678	854.554
4	GASTOS GENERALES PROPIETARIO - PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS						
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES	6.403.286	6.284.860	6.336.123	6.312.249	6.337.655	6.330.382
	TOTAL SISTEMA BESS [US\$]	80.324.294	78.812.622	79.466.978	79.162.243	79.486.534	79.393.702

Tabla 65 Costo de Inversión Sistema BESS - Subestaciones del SEN - 150 MW

ITEM	DESCRIPCION	RONCACHO	CONDORES	NUEVA POZO ALMONTE	NUEVA LAGUNAS	KIMAL	MIRAJE	KAPATUR
1	SISTEMA BESS							
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS							
1.1.1	EQUIPAMIENTO SISTEMA BESS CIF	70.849.374	70.849.374	70.849.374	70.849.374	70.849.374	70.849.374	70.849.374
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	1.843.419	1.843.419	1.843.419	1.843.419	1.843.419	1.843.419	1.843.419
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE							
1.2.1	INFRAESTRUCTURA SISTEMA BESS	140.547	125.333	54.845	125.333	210.131	210.131	288.505
1.2.2	TRANSPORTE A SITIO	2.632.031	2.790.444	2.790.444	2.790.444	3.020.151	3.020.151	3.020.151
1.2.3	CONSTRUCCION Y MONTAJE	6.658.205	7.010.687	7.010.687	7.010.687	7.521.805	7.521.805	7.521.805
1.3	INGENIERIA	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000
	PRORRATA GASTOS GENERALES-SISTEMA BESS	7.135.131	7.177.512	7.171.332	7.177.251	7.247.499	7.247.496	7.254.328
	SUBTOTAL SISTEMA BESS	89.768.707	90.306.769	90.230.100	90.306.507	91.202.379	91.202.376	91.287.581
2	SUBESTACIONES							
2.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	3.205.957	3.205.957	3.209.442	3.205.957	3.250.714	3.252.483	3.205.957
2.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	860.623	734.874	861.107	860.623	866.840	867.086	1.113.016
2.3	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE							
2.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	574.747	574.471	572.211	574.297	576.807	576.807	553.316
2.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	947.344	909.138	929.498	959.112	948.766	949.154	641.765
2.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES	497.263	483.054	495.811	498.193	501.846	502.053	490.708
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	6.256.183	6.077.743	6.238.317	6.268.431	6.315.221	6.317.832	6.175.011
3	LINEA AEREA 220 kV							
3.1	SUMINISTRO	121.481	122.439	122.455	122.439	122.653	122.661	122.439
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION							
3.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	367.592	367.592	367.592	402.952	367.592	367.592	367.592
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	169.048	171.652	169.748	170.688	170.083	170.131	169.917
3.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION	62.077	62.381	62.217	65.348	62.252	62.257	62.220
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	781.001	784.867	782.815	822.230	783.384	783.445	782.971
4	GASTOS GENERALES PROPIETARIO - PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS							
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES	7.694.471	7.722.947	7.729.359	7.740.792	7.811.598	7.811.807	7.807.256
	TOTAL SISTEMA BESS [US\$]	96.805.891	97.169.379	97.251.232	97.397.168	98.300.984	98.303.653	98.245.563

Tabla 66 Costo de Inversión Sistema BESS - Subestaciones del SEN - 150 MW

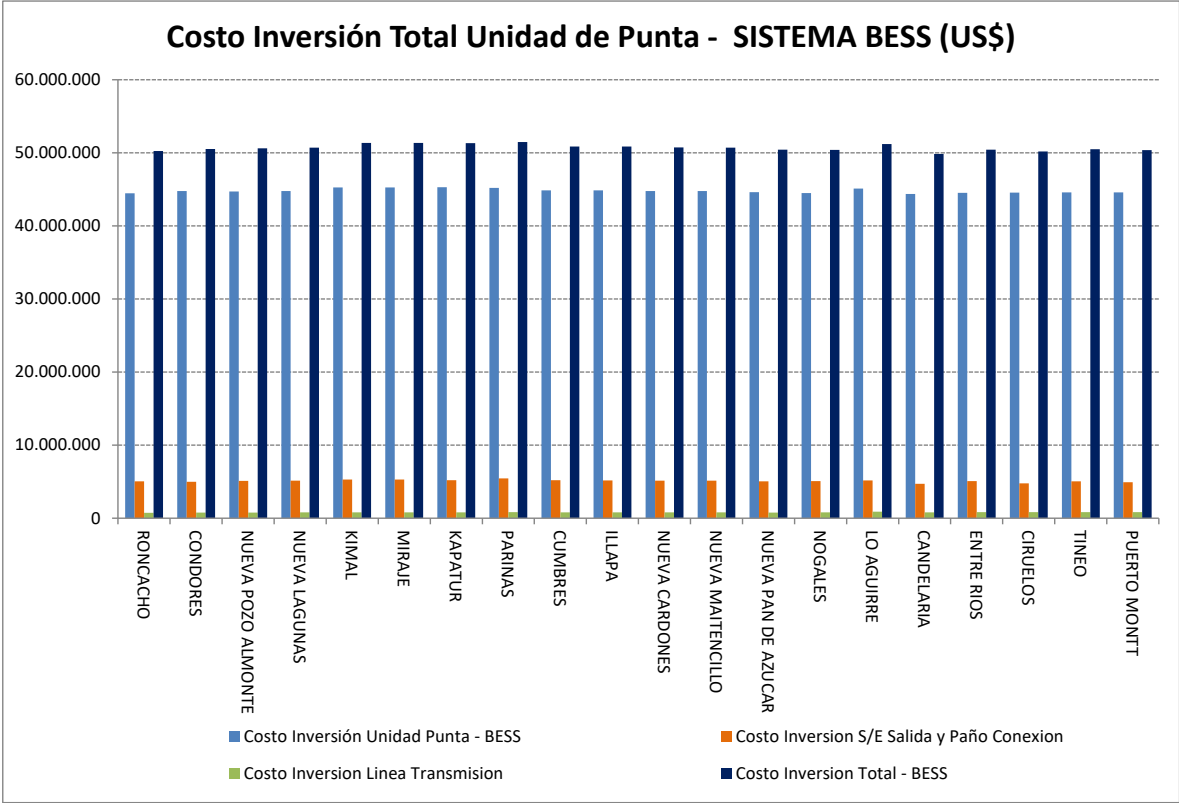
ITEM	DESCRIPCION	PARINAS	CUMBRES	ILLAPA	NUEVA CARDONES	NUEVA MAITENCILLO	NUEVA PAN DE AZUCAR	NOGALES
1	SISTEMA BESS							
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS							
1.1.1	EQUIPAMIENTO SISTEMA BESS CIF	70.849.374	70.849.374	70.849.374	70.849.374	70.849.374	70.849.374	70.849.374
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	1.843.419	1.843.419	1.843.419	1.843.419	1.843.419	1.843.419	1.843.419
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE							
1.2.1	INFRAESTRUCTURA SISTEMA BESS	139.871	139.871	139.871	31.641	31.641	390.568	43.324
1.2.2	TRANSPORTE A SITIO	3.020.151	2.833.541	2.833.541	2.833.541	2.833.541	2.629.789	2.684.173
1.2.3	CONSTRUCCION Y MONTAJE	7.521.805	7.106.581	7.106.581	7.106.581	7.106.581	6.653.216	6.774.226
1.3	INGENIERIA	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000
	PRORRATA GASTOS GENERALES-SISTEMA BESS	7.241.266	7.190.213	7.190.230	7.181.142	7.181.185	7.155.858	7.141.091
	SUBTOTAL SISTEMA BESS	91.125.886	90.472.999	90.473.016	90.355.699	90.355.741	90.032.225	89.845.607
2	SUBESTACIONES							
2.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	3.406.551	3.219.398	3.205.957	3.205.957	3.205.957	3.205.957	3.205.957
2.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	888.488	862.490	860.623	1.113.016	1.113.016	1.113.016	860.623
2.3	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE							
2.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	574.727	574.727	574.727	545.713	545.713	556.337	571.870
2.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	966.741	1.035.280	1.036.573	714.899	680.892	632.136	947.214
2.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES	518.528	506.108	504.899	496.430	493.497	490.234	496.992
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	6.525.285	6.368.252	6.353.028	6.246.265	6.209.324	6.167.928	6.252.905
3	LINEA AEREA 220 kV							
3.1	SUMINISTRO	123.399	122.503	122.439	122.439	122.439	122.439	122.439
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION							
3.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	380.218	393.478	393.478	393.478	393.478	393.478	430.265
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	170.244	171.158	171.175	170.951	170.470	169.803	170.057
3.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION	63.419	64.574	64.570	64.553	64.511	64.458	67.656
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	798.084	812.515	812.464	812.223	811.701	810.980	851.220
4	GASTOS GENERALES PROPIETARIO - PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS							
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES	7.823.214	7.760.894	7.759.699	7.742.125	7.739.194	7.710.550	7.705.739
	TOTAL SISTEMA BESS [US\$]	98.449.255	97.653.766	97.638.509	97.414.187	97.376.767	97.011.133	96.949.732

Tabla 67 Costo de Inversión Sistema BESS - Subestaciones del SEN - 150 MW

ITEM	DESCRIPCION	LO AGUIRRE	CANDELARIA	ENTRE RIOS	CIRUELOS	TINEO	PUERTO MONTT
1	SISTEMA BESS						
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS						
1.1.1	EQUIPAMIENTO SISTEMA BESS CIF	70.849.374	70.849.374	70.849.374	70.849.374	70.849.374	70.849.374
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	1.843.419	1.843.419	1.843.419	1.843.419	1.843.419	1.843.419
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE						
1.2.1	INFRAESTRUCTURA SISTEMA BESS	213.052	27.098	13.143	16.226	142.467	142.467
1.2.2	TRANSPORTE A SITIO	2.952.004	2.615.819	2.702.768	2.722.215	2.691.090	2.691.090
1.2.3	CONSTRUCCION Y MONTAJE	7.370.172	6.622.131	6.815.601	6.858.873	6.789.615	6.789.615
1.3	INGENIERIA	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000
	PRORRATA GASTOS GENERALES-SISTEMA BESS	7.229.105	7.121.414	7.143.583	7.149.606	7.151.491	7.151.622
	SUBTOTAL SISTEMA BESS	90.967.126	89.589.255	89.877.888	89.949.714	89.977.456	89.977.588
2	SUBESTACIONES						
2.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	3.205.957	3.205.957	3.205.957	3.205.957	3.205.957	3.205.957
2.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	1.113.016	659.595	860.623	635.049	1.113.016	734.874
2.3	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE						
2.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	551.083	542.856	570.976	571.588	548.994	574.979
2.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	654.808	807.199	961.698	847.008	644.325	892.061
2.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES	491.659	465.089	498.160	468.856	490.651	481.644
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	6.186.771	5.850.945	6.267.663	5.898.706	6.173.191	6.059.764
3	LINEA AEREA 220 kV						
3.1	SUMINISTRO	122.439	122.439	122.439	122.439	122.439	122.439
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION						
3.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	430.265	430.265	450.819	450.819	450.819	450.819
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	177.446	170.277	170.298	170.945	170.760	169.725
3.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION	68.283	67.683	69.451	69.510	69.491	69.403
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	859.235	851.466	873.810	874.515	874.312	873.189
4	GASTOS GENERALES PROPIETARIO - PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS						
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES	7.789.047	7.654.186	7.711.194	7.687.972	7.711.633	7.702.669
	TOTAL SISTEMA BESS [US\$]	98.013.132	96.291.665	97.019.361	96.722.935	97.024.959	96.910.540

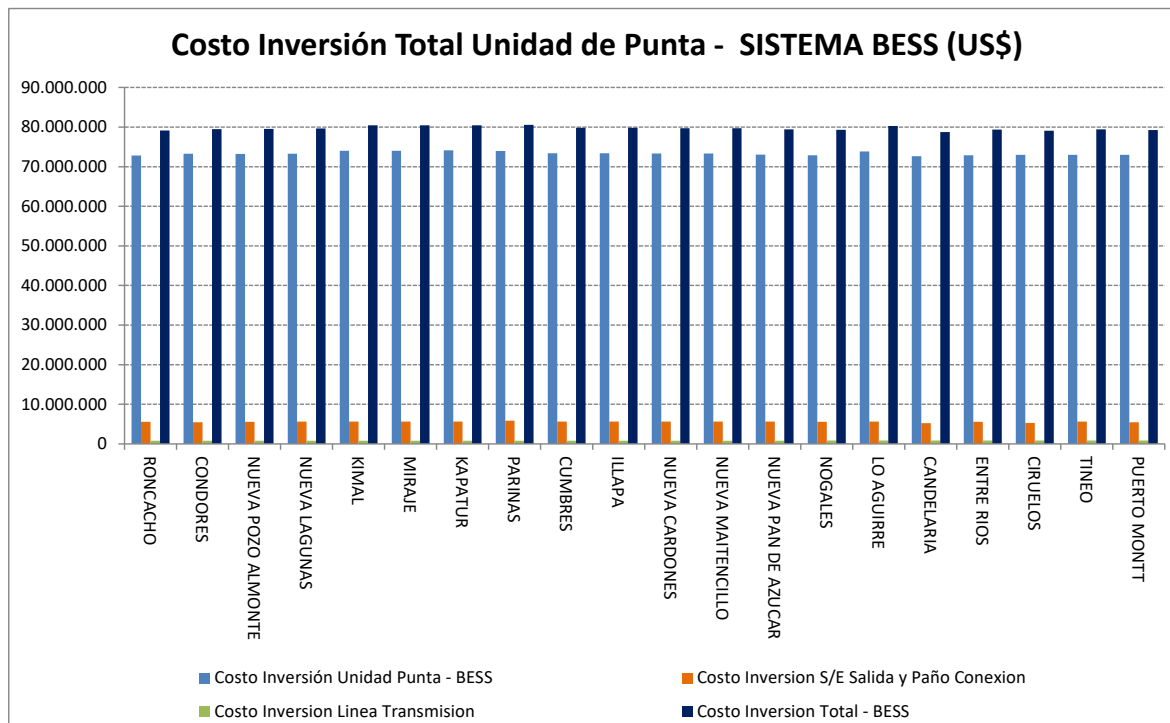
Las figuras siguientes muestran los valores de las tablas precedentes para los casos de la unidad de punta mediante la tecnología del tipo sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) stand alone, instaladas en el SEN para tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW.

Figura 192. Costo de Inversión Sistema BESS - subestaciones del SEN - 70 MW



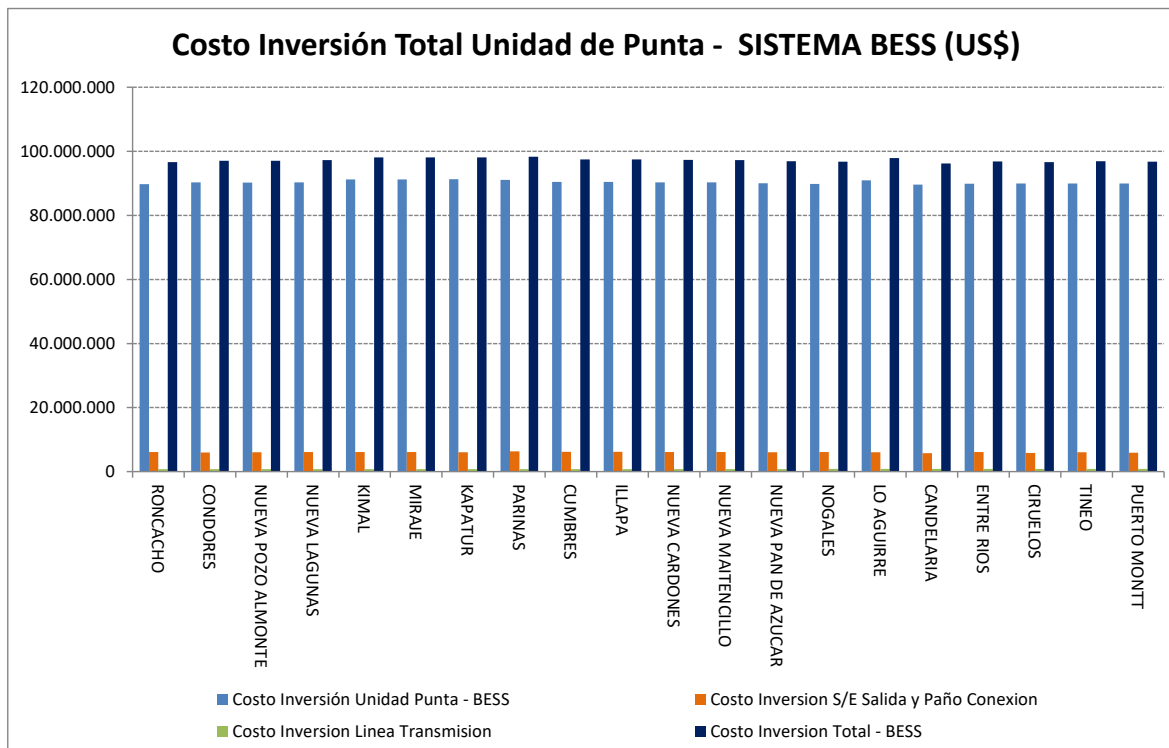
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta

Figura 193. Costo de Inversión Sistema BESS - subestaciones del SEN - 120 MW



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 194. Costo de Inversión Sistema BESS - subestaciones del SEN - 150 MW



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

13.1.7 Resultados de los costos de inversión (CAPEX) para las tecnologías del tipo turbinas a gas, sistemas híbridos conformados por una central solar fotovoltaica o un parque eólico, ambas con sistema BESS y sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) stand alone

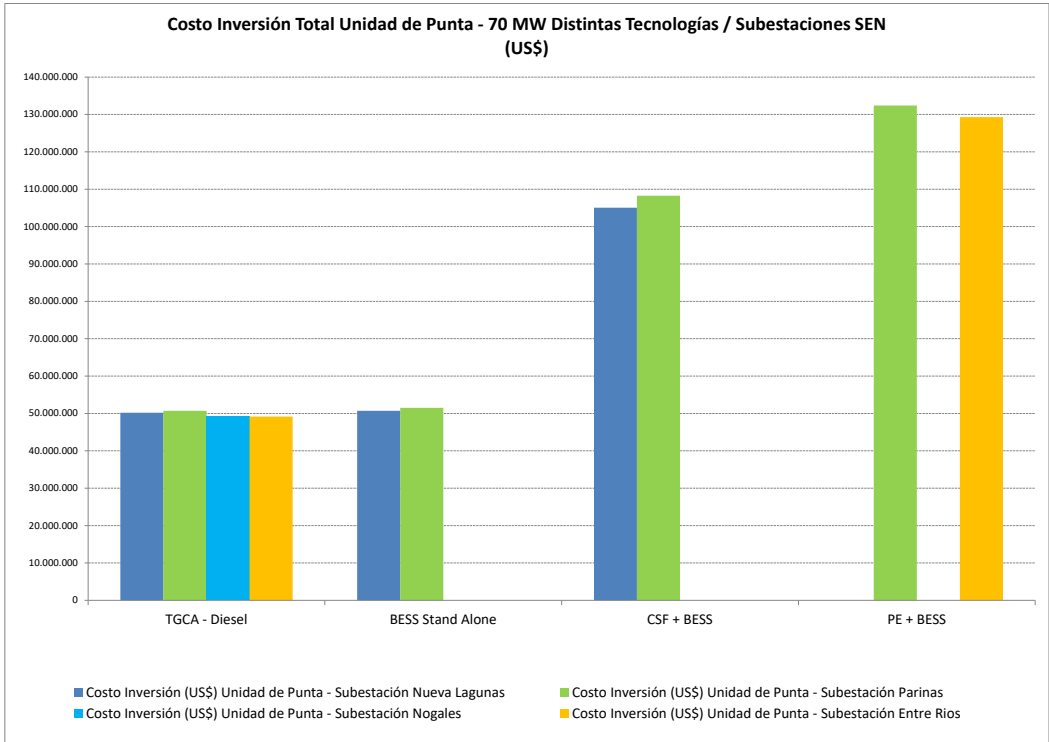
Los resultados de los costos de inversión (CAPEX) de las distintas tecnologías, tamaños y ubicaciones (Subestaciones del SEN) de la Unidad de Punta en el SEN que se muestran en la Figura 195 siguiente para un tamaño (potencia) de 70 MW y ubicaciones similares (subestaciones del SEN) se aprecia que para la tecnología del tipo turbina a gas en ciclo simple o abierto (TGCA) los valores son prácticamente similares y en algunos casos levemente inferiores a la tecnología del tipo sistema de almacenamiento de energía (SAE) mediante baterías (BESS). Por su parte, en las Figura 196 y Figura 197 siguientes, se produce una diferencia lo cual resulta en un menor costo de inversión (CAPEX) de la tecnología turbinas a gas en ciclo simple o abierto en relación a la tecnología del tipo sistema de almacenamiento de energía (SAE) mediante baterías (BESS) producto que para la tecnología del tipo TGCA aplica el concepto de economía de escala, es decir a mayor tamaño menor costo unitario de inversión por unidad de potencia (US\$/kW), situación que no ocurre en el sistema de almacenamiento de energía (SEA) mediante baterías.

Por su parte, para los tamaños eficientes de la Unidad de Punta determinados por el Consultor, es decir, 120 MW y 150 MW, los valores de los costos de inversión (CAPEX) de la tecnología del tipo TGCA son menores respecto de la tecnología del tipo SAE mediante baterías (BESS), lo cual se explica principalmente por las economías de escala que presenta la tecnología del tipo TGCA, es decir a mayor tamaño el costo unitario de inversión en US\$/kW se reduce de forma creciente. Asimismo, de las cotizaciones recibidas por el Consultor para la tecnología del tipo SAE mediante baterías (BESS) se evidencia que esta no presenta una relación de tipo economía de escala en la actualidad, dado principalmente por los distintos tamaños que se instalan los cuales se presentan de forma modular, siendo su principal ítem de costo el valor de las baterías, las cuales dependen directamente del insumo principal como puede ser el valor del Litio.

Adicionalmente, las tecnologías del tipo sistema híbridos conformados por un parque eólico (aerogeneradores onshore) o central solar fotovoltaica (paneles solares), ambas con un SAE mediante baterías (BESS) resultan en costos de inversión (CAPEX) con valores superiores a las dos tecnologías antes analizadas. Lo anterior, se verifica dado que el costo de inversión (CAPEX) que incluye entre otros el equipamiento principal, BOP eléctrico y de obras civiles, costos indirectos, costos de propietarios, otros costos como imprevistos, se incrementa de forma importante al considerar ambas tecnologías.

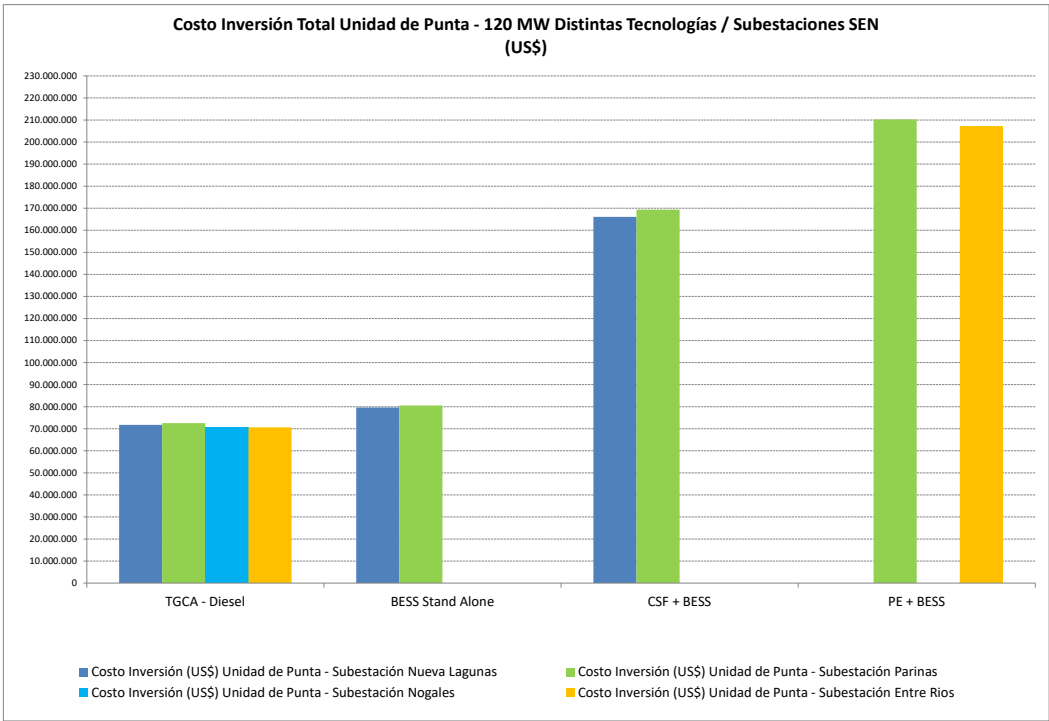
En la Figura 195, Figura 196 y Figura 197 siguientes se muestra un comparativo de costos de inversión para la Unidad de Punta de tamaño 70 MW, 120 MW y 150 MW respectivamente, de las distintas tecnologías en estudio y en cuatro subestaciones que representan la zona norte, centro y centro-sur del SEN.

Figura 195. Costo de Inversión Unidad de Punta 70 MW – Distintas tecnologías y subestaciones del SEN



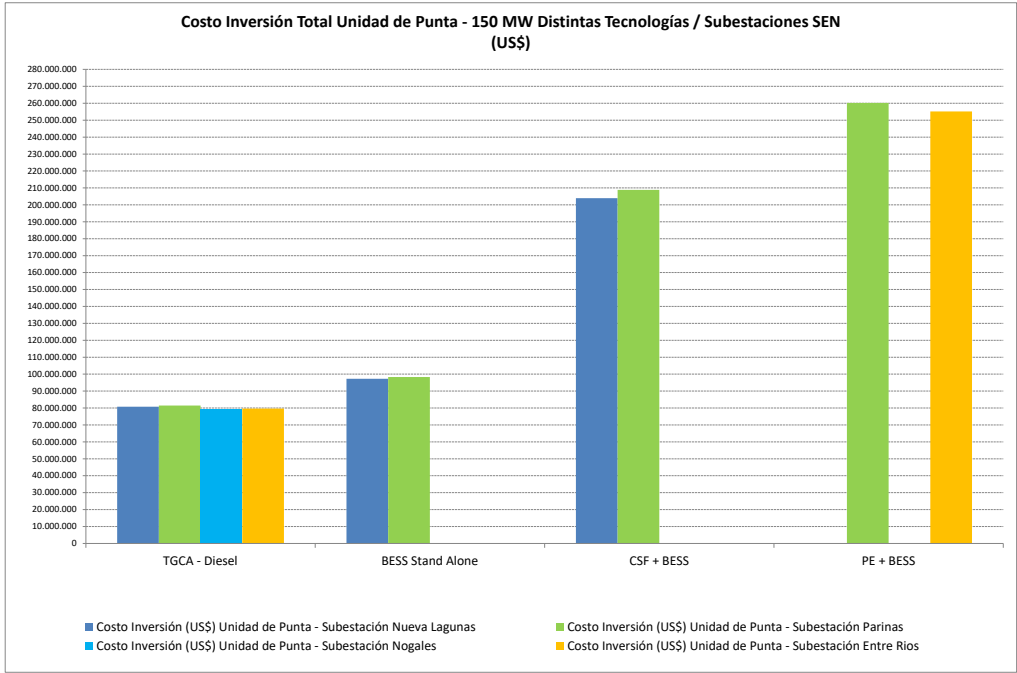
Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 196. Costo de Inversión Unidad de Punta 120 MW – Distintas tecnologías y subestaciones del SEN



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Figura 197. Costo de Inversión Unidad de Punta 150 MW – Distintas tecnologías y subestaciones del SEN



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

13.1.8 Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 3 MW y 15 MW en los Sistema Medianos - Tecnología del tipo turbina a gas en ciclo simple o abierto (TG CA)

Las tablas siguientes muestran el resumen del cálculo del costo de inversión de la Unidad de Punta mediante la tecnología del tipo turbina a gas en ciclo simple o abierto de tamaños 3 MW y 15 MW en los SSMM.

Tabla 68 Costo de Inversión turbinas a gas - Sistema Mediano Puerto Natales – 3 MW

ITEM	DESCRIPCION	PUERTO NATALES
1	CENTRAL GENERADORA	
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS	
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	3.406.394
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	26.217
1.1.3	SUMINISTRO DE GAS	
1.1.3.1	GASODUCTO	64.150
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	23.500
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	8.602
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	138.820
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE	
1.2.1.	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	235.541
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	796.302
1.3	INGENIERIA	35.000
1.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA	384.434
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL	5.118.961
2	SUBESTACIONES	
2.1	EQUIPAMIENTO SUBESTACION	13.386
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE	
2.2.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	8.012
2.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	46.881
2.3	INGENIERIA	148
2.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-SUBESTACIONES	5.556
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO DUAL)	73.982
3	LINEA CONEXION MT	
3.1	SUMINISTRO	6.154
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	
3.2.1.	INFRAESTRUCTURA LINEA	5.659
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	25.374
3.3	INGENIERIA	148
3.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-LINEA DE TRANSMISION	3.031
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DUAL)	40.366
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL [US\$]	5.233.309

Tabla 69 Costo de Inversión turbinas a gas - Sistema Mediano Punta Arenas – 15 MW

ITEM	DESCRIPCION	TRES PUENTES
1	CENTRAL GENERADORA	
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS	
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	9.966.100
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	82.000
1.1.3	SUMINISTRO DE GAS	
1.1.3.1	GASODUCTO	120.800
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	35.500
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	8.602
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	141.130
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE	
1.2.1	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	581.640
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	1.635.877
1.3	INGENIERIA	150.139
1.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA	983.557
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL	13.705.346
2	SUBESTACIONES	
2.1	EQUIPAMIENTO SUBESTACION	78.250
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE	
2.2.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	19.734
2.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	50.404
2.3	INGENIERIA	9.716
2.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-SUBESTACIONES	12.223
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO DUAL)	170.327
3	LINEA CONEXION MT	
3.1	SUMINISTRO	19.420
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	
3.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	13.668
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	46.417
3.3	INGENIERIA	11.779
3.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-LINEA DE TRANSMISION	7.057
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DUAL)	98.342
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL [US\$]	13.974.015

13.1.9 Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 1,8 MW - 3,0 MW y 5,0 MW en los Sistema Medianos - Tecnología del tipo grupo motor – generador en base a gas natural (GMG - GN)

Las tablas siguientes muestran el resumen del cálculo del costo de inversión de la Unidad de Punta mediante la tecnología del tipo grupo motor – generador en base a gas natural de tamaños 1,8 MW, 3,0 MW y 5,0 MW en los SSMM.

Tabla 70 Costo de Inversión grupo motor – generador en base a gas natural - Sistema Mediano Porvenir – 1,8 MW

ITEM	DESCRIPCION	PORVENIR
1	CENTRAL GENERADORA	
1,1	SUMINISTRO EQUIPOS	
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	893.032
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	0
1.1.3	SUMINISTRO DE GAS	
1.1.3.1	GASODUCTO	28.100
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	11.000
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	1.863
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	83.050
1,2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE	
1.2.1.	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	177.021
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	668.313
1,3	INGENIERIA	20.000
1,4	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA	164.401
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	2.046.780
2	SUBESTACIONES	
2,1	EQUIPAMIENTO SUBESTACION	66.794
2,2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE	
2.2.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	6.609
2.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	41.588
2,3	INGENIERIA	2.919
2,4	PRORRATA GASTOS GENERALES-SUBESTACIONES	10.298
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	128.208
3	LINEA CONEXION MT	
3,1	SUMINISTRO	6.034
3,2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	
3.2.1.	INFRAESTRUCTURA LINEA	8.470
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	8.201
3,3	INGENIERIA	3.503
3,4	PRORRATA GASTOS GENERALES-LINEA DE TRANSMISION	2.289
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	28.497
	TOTAL CENTRAL GENERADORA [US\$]	2.203.485

Tabla 71 Costo de Inversión grupo motor – generador en base a gas natural- Sistema Mediano Puerto Natales – 3,0 MW

ITEM	DESCRIPCION	PUERTO NATALES
1	CENTRAL GENERADORA	
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS	
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	1.665.475
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	0
1.1.3	SUMINISTRO DE GAS	
1.1.3.1	GASODUCTO	28.100
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	23.500
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	3.370
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	138.820
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE	
1.2.1.	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	235.541
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	877.926
1.3	INGENIERIA	50.000
1.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA	250.244
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	3.272.977
2	SUBESTACIONES	
2.1	EQUIPAMIENTO SUBESTACION	88.386
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE	
2.2.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	6.609
2.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	46.194
2.3	INGENIERIA	2.919
2.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-SUBESTACIONES	11.930
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	156.038
3	LINEA CONEXION MT	
3.1	SUMINISTRO	6.154
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	
3.2.1.	INFRAESTRUCTURA LINEA	8.470
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	25.374
3.3	INGENIERIA	3.503
3.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-LINEA DE TRANSMISION	3.601
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	47.102
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES	265.776
	TOTAL CENTRAL GENERADORA [US\$]	3.476.116

13.1.10 Resumen de los resultados del costo de inversión de la Unidad de Punta de tamaño 0,3 MW – 0,4 MW – 0,8 MW – 0,9 MW – 1,0 MW – 1,8 MW y 3,0 MW en los Sistema Medianos - Tecnología del tipo grupo motor – generador en base a petróleo diésel (GMG - PD)

Las tablas siguientes muestran el resumen del cálculo del costo de inversión de la Unidad de Punta mediante la tecnología del tipo grupo motor – generador en base a petróleo diésel de tamaños 0,3 MW, 0,4 MW, 0,8 MW, 0,9 MW, 1,0 MW, 1,8 MW y 3,0 MW en los SSMM.

Tabla 72 Costo de Inversión grupo motor – generador en base a petróleo diésel - Sistema Mediano Puerto Cisnes – 0,3 MW

ITEM	DESCRIPCION	PUERTO CISNES
1	CENTRAL GENERADORA	
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS	
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	124.459
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	5.762
1.1.3		
1.1.3.1		
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	11.000
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	3.105
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	74.272
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE	
1.2.1.	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	64.820
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	139.824
1.3	INGENIERIA	20.000
1.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA	52.476
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	495.718
2	SUBESTACIONES	
2.1	EQUIPAMIENTO SUBESTACION	34.123
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE	
2.2.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	7.993
2.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	38.702
2.3	INGENIERIA	2.427
2.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-SUBESTACIONES	9.855
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	93.100
3	LINEA CONEXION MT	
3.1	SUMINISTRO	10.192
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	
3.2.1.	INFRAESTRUCTURA LINEA	7.799
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	29.016
3.3	INGENIERIA	2.662
3.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-LINEA DE TRANSMISION	5.880
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	55.550
	TOTAL CENTRAL GENERADORA [US\$]	644.368

Tabla 73 Costo de Inversión grupo motor – generador en base a petróleo diésel - Sistema Mediano Puerto Williams – 0,4 MW

ITEM	DESCRIPCION	PUERTO WILLIAMS
1	CENTRAL GENERADORA	
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS	
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	166.472
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	5.762
1.1.3		
1.1.3.1		
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	11.000
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	3.105
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	74.272
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE	
1.2.1.	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	76.629
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	140.957
1.3	INGENIERIA	20.000
1.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA	57.101
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	555.298
2	SUBESTACIONES	
2.1	EQUIPAMIENTO SUBESTACION	34.123
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE	
2.2.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	7.831
2.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	39.007
2.3	INGENIERIA	2.219
2.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-SUBESTACIONES	9.534
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	92.713
3	LINEA CONEXION MT	
3.1	SUMINISTRO	10.192
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	
3.2.1.	INFRAESTRUCTURA LINEA	7.603
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	29.245
3.3	INGENIERIA	2.662
3.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-LINEA DE TRANSMISION	5.697
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	55.399
	TOTAL CENTRAL GENERADORA [US\$]	703.410

Tabla 74 Costo de Inversión grupo motor – generador en base a petróleo diésel - Sistema Mediano Puerto
Aysén – 0,8 MW

ITEM	DESCRIPCION	CHACABUCO	TEHUELCHÉ
1	CENTRAL GENERADORA		
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS		
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	399.391	399.391
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	8.734	8.734
1.1.3			
1.1.3.1			
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	11.000	11.000
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	3.487	3.487
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	79.750	79.750
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE		
1.2.1.	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	102.081	111.754
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	200.751	205.635
1.3	INGENIERIA	20.000	20.000
1.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA	83.484	84.464
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	908.678	924.215
2	SUBESTACIONES		
2.1	EQUIPAMIENTO SUBESTACION	36.123	36.123
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE		
2.2.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	5.899	6.458
2.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	37.691	41.263
2.3	INGENIERIA	2.811	2.811
2.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-SUBESTACIONES	8.349	8.716
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	90.873	95.371
3	LINEA CONEXION MT		
3.1	SUMINISTRO	10.192	10.192
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION		
3.2.1.	INFRAESTRUCTURA LINEA	7.555	8.271
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	26.505	29.016
3.3	INGENIERIA	3.374	3.374
3.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-LINEA DE TRANSMISION	4.818	5.115
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	52.444	55.968
	TOTAL CENTRAL GENERADORA [US\$]	1.051.995	1.075.554

Tabla 75 Costo de Inversión grupo motor – generador en base a petróleo diésel - Sistema Mediano
Hornopirén – 0,9 MW

ITEM	DESCRIPCION	HORNOPIREN
1	CENTRAL GENERADORA	
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS	
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	551.928
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	1.142
1.1.3		
1.1.3.1		
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	11.000
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	3.487
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	80.410
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE	
1.2.1.	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	108.998
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	191.208
1.3	INGENIERIA	20.000
1.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA	94.529
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	1.062.703
2	SUBESTACIONES	
2.1	EQUIPAMIENTO SUBESTACION	41.123
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE	
2.2.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	6.048
2.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	38.052
2.3	INGENIERIA	2.988
2.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-SUBESTACIONES	8.613
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	96.823
3	LINEA CONEXION MT	
3.1	SUMINISTRO	10.192
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	
3.2.1.	INFRAESTRUCTURA LINEA	7.753
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	26.505
3.3	INGENIERIA	3.585
3.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-LINEA DE TRANSMISION	4.690
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	52.725
	TOTAL CENTRAL GENERADORA [US\$]	1.212.251

Tabla 76 Costo de Inversión grupo motor – generador en base a petróleo diésel - Sistemas Medianos de Cochamó, Chile Chico y Palena – 1,0 MW

ITEM	DESCRIPCION	COCHAMO	CHILE CHICO	PALENA
1	CENTRAL GENERADORA			
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS			
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	691.077	691.077	691.077
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	7.556	7.556	7.556
1.1.3				
1.1.3.1				
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	11.000	11.000	11.000
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	3.487	3.487	3.487
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	81.400	81.400	81.400
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE			
1.2.1.	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	115.586	126.539	115.586
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	200.377	243.625	210.258
1.3	INGENIERIA	20.000	20.000	20.000
1.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA	107.117	111.168	108.200
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	1.237.599	1.295.851	1.248.563
2	SUBESTACIONES			
2.1	EQUIPAMIENTO SUBESTACION	41.123	41.123	41.123
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE			
2.2.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	7.889	8.637	7.889
2.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	35.352	38.702	35.352
2.3	INGENIERIA	2.907	2.907	2.907
2.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-SUBESTACIONES	8.269	8.574	8.280
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	95.541	99.943	95.552
3	LINEA CONEXION MT			
3.1	SUMINISTRO	10.192	10.192	6.958
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION			
3.2.1.	INFRAESTRUCTURA LINEA	7.663	8.389	7.663
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	26.505	29.016	11.671
3.3	INGENIERIA	3.489	3.489	3.489
3.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-LINEA DE TRANSMISION	4.534	4.794	2.826
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	52.381	55.879	32.606
	TOTAL CENTRAL GENERADORA [US\$]	1.385.521	1.451.673	1.376.721

Tabla 77 Costo de Inversión grupo motor – generador en base a petróleo diésel - Sistema Mediano Porvenir
– 1,8 MW

ITEM	DESCRIPCION	PORVENIR
1	CENTRAL GENERADORA	
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS	
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	1.037.392
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	18.180
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	11.000
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	1.863
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	83.050
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE	
1.2.1.	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	177.021
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	284.746
1.3	INGENIERIA	20.000
1.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA	145.129
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	1.778.381
2	SUBESTACIONES	
2.1	EQUIPAMIENTO SUBESTACION	66.794
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE	
2.2.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	6.888
2.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	41.588
2.3	INGENIERIA	3.226
2.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-SUBESTACIONES	10.529
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	129.025
3	LINEA CONEXION MT	
3.1	SUMINISTRO	10.192
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	
3.2.1.	INFRAESTRUCTURA LINEA	8.849
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	29.245
3.3	INGENIERIA	3.871
3.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-LINEA DE TRANSMISION	4.635
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	56.791
	TOTAL CENTRAL GENERADORA [US\$]	1.964.196

Tabla 78 Costo de Inversión grupo motor – generador en base a petróleo diésel - Sistema Mediano Puerto Nates – 3,0 MW

ITEM	DESCRIPCION	PUERTO NATALES
1	CENTRAL GENERADORA	
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS	
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	2.025.009
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO	26.217
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA	23.500
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	3.370
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	138.820
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE	
1.2.1.	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	235.541
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	828.618
1.3	INGENIERIA	50.000
1.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-CENTRAL GENERADORA	273.307
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	3.604.382
2	SUBESTACIONES	
2.1	EQUIPAMIENTO SUBESTACION	88.386
2.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE	
2.2.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	7.330
2.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	46.194
2.3	INGENIERIA	3.701
2.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-SUBESTACIONES	11.947
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	157.557
3	LINEA CONEXION MT	
3.1	SUMINISTRO	10.312
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	
3.2.1.	INFRAESTRUCTURA LINEA	9.436
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	46.417
3.3	INGENIERIA	4.441
3.4	PRORRATA GASTOS GENERALES-LINEA DE TRANSMISION	5.793
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	76.400
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES	
	TOTAL CENTRAL GENERADORA [US\$]	3.838.340

14.MAYORES COSTOS DE FLEXIBILIDAD DE LA UNIDAD DE PUNTA POR EFECTOS DE INCORPORAR REQUERIMIENTOS DE FLEXIBILIDAD

Un sistema eléctrico flexible es aquel que tiene la capacidad de adaptarse a la demanda energética de forma constante, es decir, que es suficientemente flexible para suministrar en cada instante lo que solicita la demanda. Esto supone disponer de recursos que realicen esa tarea de equilibrar la demanda que se solicita.

Cuando un sistema energético tiene una elevada dependencia de recursos renovables, es posible que se den situaciones en las que no solo haya que afrontar la cobertura de la demanda si no, también, la gestión de excesos de generación. Por tanto, supone una mayor necesidad de disponer de alternativas capaces de operar de forma flexible y aportar respaldo en momentos de necesidad.

A medida que la participación de las ERV⁵⁶ crece en los sistemas de potencia, los desafíos asociados a variabilidad e incertidumbre en la generación son más evidentes y la flexibilidad es un atributo cada vez más relevante. La variabilidad está relacionada con la estacionalidad del recurso, por su parte la incertidumbre está relacionada con la capacidad de predicción del recurso. Puesto que el despacho de la generación de las ERV no puede gestionarse, requiere del permanente respaldo de centrales convencionales u otros, las que deben acomodar su generación según el perfil irregular de la demanda residual o no cubierta que dejan las ERV. Esta situación origina costosas operaciones obligadas, tales como permanentes ciclados de las centrales termoeléctricas y aumenta la necesidad de reservas en el sistema. Todo lo anterior podría implicar incrementos sobre los costos de arranque y parada, “no-load costs” para dar reserva, tiempos mínimos de encendido y operación, etc., mucho de ellos habitualmente no remunerados en los sistemas eléctricos.

Por su parte, los mayores costos de mantenimientos de las centrales termoeléctricas, causados por los ciclados, no son representados adecuadamente en los llamados costos variables no combustibles (CVNC). Normalmente se han calculado considerando una operación de la central en base, es decir, operando a su capacidad nominal la mayor parte del tiempo y considerando un número determinado de ciclados en el año, sin embargo, con una alta penetración de ERV esta situación cambia, pues el número de ciclados y la magnitud de los gradientes de potencia que involucran dependerán de las características de la ERV que se integre al sistema y de cuán significativa sea la potencia que ingresa. Si los generadores no pueden recuperar todos estos costos adicionales, esta situación conlleva el riesgo de que los generadores no realicen los mantenimientos necesarios, reduciendo con ello la confiabilidad de la operación de estas centrales.

⁵⁶ Energía renovable variable

Según Kumar⁵⁷ et al. (2012), los costos de los ciclados se suelen clasificar en costos de corto y largo plazo. Los primeros se refieren a costos de combustibles involucrados con las partidas de la unidad, emisiones adicionales, principalmente de contaminantes locales y pérdidas de eficiencia por operaciones por debajo de su capacidad nominal. Los costos de largo plazo, por su parte, se refieren a los daños causados por el estrés que provocan los esfuerzos termodinámicos en los diferentes componentes mecánicos del ciclo térmico. Además, explican que el ciclado se refiere a la operación de unidades generadoras eléctricas en diferentes niveles de carga, incluyendo encendido/apagado, seguimiento de carga y operación a mínima carga, en respuesta a cambios en los requerimientos de carga del sistema.

Van den Bergh⁵⁸ et al. (2016) distinguen los costos de ciclado de corto y largo plazo. Los costos de ciclado de corto plazo se refieren a costos que son directamente visibles al hacer ciclar una central, como por ejemplo los costos de combustible en los que se incurre al poner en marcha una central. Por su parte, los costos de ciclado de largo plazo se hacen visibles después de la operación y son el resultado de daños internos debido al desgaste. En efecto, cada vez que se apaga o enciende una central termoeléctrica, la caldera, las líneas de vapor, la turbina y los componentes auxiliares pasan por un gran estrés que inevitablemente termina causando daños en el largo plazo. Este daño empeora para los componentes de alta temperatura por el fenómeno conocido como interacción fluencia-fatiga.

Lefton⁵⁹ et al. (1996) señalan que las menores expectativas de vida útil de los componentes darán como resultado aumentos en las tasas equivalentes de interrupción forzada (EFOR por sus siglas en inglés) de la central, o bien, mayores costos de capital y mantenimiento para reemplazar los componentes que se encuentren en el final de su vida útil o cerca de ésta. Además, se disminuirá la vida útil de la central.

Balevic⁶⁰ et al. (2010) muestran que en las turbinas a gas y en los ciclos combinados, un arranque rápido causa daños equivalentes varias partidas estándares.

Adicionalmente, el Coordinador Eléctrico Nacional en el documento denominado “Análisis de Requerimientos de Flexibilidad en la operación y desarrollo del SEN” Minuta Resultado Borrador de Junio 2019, presentado a la mesa de trabajo Estrategia de Flexibilidad⁶¹ que lleva adelante el Ministerio de Energía, establece en el punto 6.2 del documento antes señalado que con el fin de

⁵⁷ Kumar, N., P. Besuner, S. Lefton, D. Agan, y D. Hilleman (2012). Power plant cycling costs, preparado para-NREL por Intertek APTECH, California.

⁵⁸ Van den Bergh, K., T. Legon, E. Delarue, y W. D’haeseleer (2016). Long-term cycling costs in short-term unit commitment models. In 2016 13th International Conference on the European Energy Market (EEM) (pp. 1-5). IEEE

⁵⁹ Lefton, S. A. y P. Besuner (2006). The cost of cycling coal fired power plants, Coal Power Mag., pp. 1–63.

⁶⁰ Balevic, D., S. Hartman, y R. Youmans, (2010). Heavy-duty gas turbine operating and maintenance considerations, GE Energy, GER-3620L.1

⁶¹<https://www.energia.gob.cl/panel/estrategia-de-flexibilidad>

complementar los análisis de flexibilidad, al menos, se requerirá efectuar, entre otros el “Estudio de la factibilidad técnica y económico que la operación flexible produce sobre las centrales generadoras que operan bajo esta modalidad, en términos de disminución de vida útil, aumento de costos por mantenimiento correctivo, y costo de inversión de implementar medidas de mitigación”. El Consultor realizó la consulta al Coordinador Eléctrico Nacional en atención a lo señalado anteriormente, sin embargo, se informó que dicho nuevo Estudio aún no ha sido realizado.

Actualmente, la reglamentación sólo permite incluir en los costos variables no combustibles, los costos típicos asociados a los mantenimientos de las unidades que guarden relación con la operación, sin embargo, no se incluyen los desgastes asociados a esfuerzos termodinámicos de las unidades como resultados de frecuentes cicladados.

Lo anterior, permite establecer que existirán dos tipos de clasificaciones en los mayores costos que principalmente afectan a centrales termoeléctricas del tipo ciclos combinados, turbinas gas en ciclo simple o abierto y centrales en base a carbón (turbinas a vapor).

- En primer lugar, están los mayores costos de mantenimiento por los mayores regímenes de cicladados, partidas y paradas y operación a mínimo técnico de estas centrales termoeléctricas. Estos mayores costos se verán reflejados en los costos fijos de operación y mantenimiento de la unidad generadora, acortando los periodos de mantenimiento preventivo, aumentando las revisiones periódicas, etc.
- En segundo lugar, estarán los mayores costos que afecta de manera directa la vida útil de estas unidades generadoras. Estos mayores costos se verán reflejados en que disminuirá la vida útil efectiva de la central generadora y por lo tanto el costo de inversión aumentará como consecuencia de lo anterior.

Si bien existen otros tipos de costos asociados a la operación flexible de la unidad de punta, como aquellos derivados de la mayor cantidad de partidas, paradas y pérdida de eficiencia por operación a menor nivel de carga, estas componentes corresponden a mayores costos de operación variable y no se consideran para efectos del cálculo del costo fijo de operación de la unidad de punta en régimen flexible.

Por su parte, un Sistema de Almacenamiento de Energía (SAE) mediante baterías (BESS) Stand Alone puede contribuir con una amplia gama de servicios complementarios, los cuales son un aporte a la flexibilidad de los sistemas eléctricos. Sin embargo, estos servicios complementarios adicionales están sujetos a mayores costos producto de su implementación, nuevas configuraciones y nuevos requerimientos para sus funcionalidades adicionales.

En primer lugar, un SAE mediante baterías (BESS) Stand Alone puede proporcionar una respuesta de frecuencia ajustando su salida de potencia activa en respuesta a una desviación de frecuencia. El SAE mediante baterías (BESS) Stand Alone se puede controlar mediante una característica de caída, que define la relación entre la desviación de frecuencia y la salida de potencia activa. La característica de caída es una relación proporcional, donde la cantidad de salida de potencia activa

es directamente proporcional a la cantidad de desviación de frecuencia. Cuando la frecuencia de la red disminuye (sub-frecuencia), el SAE mediante baterías (BESS) Stand Alone aumentará su salida de potencia activa en proporción a la cantidad de desviación de frecuencia. Por el contrario, cuando la frecuencia de la red aumenta (sobre-frecuencia), el SAE mediante baterías (BESS) Stand Alone reducirá su potencia activa de salida en proporción a la desviación de frecuencia. Esto ayuda a restablecer el equilibrio entre la oferta y la demanda en la red y a mantener la estabilidad y la fiabilidad del sistema.

La respuesta de frecuencia es un requisito importante para que el SAE mediante baterías (BESS) Stand Alone cumpla con la normativa de seguridad y calidad de servicio, con esto se aporta a garantizar la estabilidad y la confiabilidad de la red y permite la integración de fuentes de energía renovables y otros recursos energéticos distribuidos. Estos servicios implican costos operativos que se deben evaluar en función de los márgenes económicos, dado que el equipo debe ser diseñado para cumplir con los requerimientos y en algunos casos el diseño de este tipo de instalaciones solo considera el aporte en bloques de energía posterior a la caída del recurso solar (arbitraje).

Entre los costos más significativos se encuentran las estrategias de mantención más desafiantes como la atomización de equipos de generación, lugar geográfico de emplazamiento y de acceso de servicios o materiales hacen que los procesos de mantención tengan una componente dinámica importante con un aumento en los costos operativos.

Dentro de los principales costos de mantención que involucran este tipo de instalaciones tenemos:

- Sistemas de climatización de los *enclosure* de baterías e inversores.
- Transformadores de potencia
- Actualización de servidores y sistemas de control
- Aplicación y actualización de políticas de Cybersecurity

Se destaca que los mayores costos por flexibilidad para una unidad de punta descritos en esta sección no forman parte del costo de la unidad de punta calculado en el presente estudio, ya que estos se remuneran mediante otros mecanismos de acuerdo con la normativa vigente.,

Finalmente, otros conceptos relevantes para tener en cuenta que implican costos adicionales son:

a. Control Automático de Carga AGC,

Este concepto implica que las instalaciones que participan en este proceso serán comandadas desde el centro de control principal a través de un algoritmo, y de acuerdo con la tecnología utilizada ser el orden de mérito a aportar a este servicio. Para el caso de los SAE mediante baterías (BESS) Stand Alone este tipo de operación implica el mayor concepto de inversión dado que los SAE mediante baterías (BESS) Stand Alone vienen diseñados para la operación de cierta cantidad de ciclos, al aumentar estos ciclos se produce una mayor degradación de las baterías, derrateando su capacidad de almacenamiento y entrega de energía como muestra la siguiente

tabla. Para recuperar la capacidad de generación las empresas deben invertir en aumentos de capacidad o simplemente reemplazo de equipos, también existen baterías diseñadas para obtener otras curvas de degradación, que también implican un valor mayor de inversión inicial del proyecto.

Tabla 79 Curva de degradación de baterías en función de ciclos diarios de operación

Reference Period (Year Ending)	Guaranteed Capacity					
	Curve (Energy as % of Baseline Usable Capacity)					
	Curve A 300 Cycles per year	Curve B 325 Cycles per year	Curve C 365 Cycles per year	Curve D 405 Cycles per year	Curve E 430 Cycles per year	Curve F 730 Cycles per year
0	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
1	97,77%	97,71%	97,62%	97,50%	97,43%	96,55%
2	95,43%	95,35%	95,23%	95,07%	94,96%	93,74%
3	93,70%	93,61%	93,47%	93,26%	92,88%	91,31%
4	92,01%	91,91%	91,74%	91,48%	91,32%	89,41%
5	90,73%	90,61%	90,43%	90,12%	89,93%	87,43%
6	89,59%	89,46%	89,26%	88,91%	88,69%	85,85%
7	88,45%	88,31%	88,09%	87,46%	87,22%	84,26%
8	86,98%	86,83%	86,59%	86,15%	85,87%	82,57%
9	85,73%	85,57%	85,32%	84,83%	84,53%	80,66%
10	84,48%	84,31%	84,05%	83,52%	83,18%	78,97%
11	83,22%	83,05%	82,78%	81,98%	81,62%	77,29%
12	81,75%	81,58%	81,29%	80,67%	80,28%	75,49%
13	80,50%	80,32%	80,03%	79,36%	78,94%	73,71%
14	79,25%	79,06%	78,76%	78,05%	77,60%	72,03%
15	78,00%	77,81%	77,50%	76,53%	76,05%	70,35%

b. Pago por garantías extendidas equipos principales

Este concepto aplica en el caso de control de reactivos los equipos estarán sometidos a más horas de operación, quedando conectados las 24 horas para cubrir el suministro/absorción de potencia reactiva de acuerdo con los requerimientos del sistema. Ciertos fabricantes de sistemas inversores y control llaman a este módulo de control de reactivos (*Qnight*), la funcionalidad de este módulo de control implica que se debe regular y dar respuesta de reactivos, sea inyectar o absorber, en un intervalo de tiempo de orden de segundos por lo cual los inversores que participan de esta funcionalidad deben permanecer conectados, para que esto pueda funcionar las baterías deben quedar con un nivel de energía que ronda entre el 5%-6%, por lo cual al estar funcionando bajo este modo de control los inversores no efectuaran entrega de energía activa en este intervalo, esta función normalmente se diseña para operar en las noches, dado que en el día existen plantas solares que pueden atender este requerimiento.

c. Grid – Forming

Corresponde una funcionalidad de los inversores, la cual se refiere a la capacidad de una fuente de energía basada en inversores, como la solar, la eólica o la batería, de proporcionar suministro de voltaje y frecuencia a la red, especialmente durante perturbaciones o cortes de suministro. Los inversores con esta funcionalidad pueden operar de forma independiente o en coordinación con otras fuentes, y pueden ayudar a restablecer la red después de un *blackout*. La implementación de estas funcionalidades revierte una inversión inicial que debe completarse en la etapa de diseño, aquí también aplican términos de garantía distintos con el consecuente pago de estos.

Adicionalmente, para los SAE mediante baterías (BESS) *Stand Alone*, se tiene como referencia los mayores costos de flexibilidad en relación con la implementación y extensión de la garantía del conjunto (batería, inversor y transformación), control de reactivos (*QNight*) como también para su implementación, enlace de comunicaciones y mantenimiento del Sistema AGC (Control Automático de Carga) para regulación terciara de frecuencia.

Tabla 80 Mayores costos de flexibilidad de los SAE mediante baterías (BESS) Stand Alone

Concepto	Cantidad	Costo Unitario [USD]	Costo Total [USD]	Observaciones
Implementación Sistema de Control de Reactivos (QNIGHT)	1	27.000	27.000	Pago solo implementación
Extensión de garantía por core para 5 años (QNIGHT)	53	7.000	371.000	Pago solo implementación
Implementación Control Automático de Carga AGC	1	45.000	45.000	Pago solo implementación
Pago enlace comunicaciones AGC	2	12.000	24.000	Pago anual
Mantenimiento sistema AGC	1	10.000	10.000	Pago anual

Costo Implementación y Extensión Garantía Control de Reactivos	USD 398.000
Costo Implementación AGC (CTF)	USD 45.000
Costo Enlace y Mantenimiento AGC (CTF)	USD 34.000

15. ESTRUCTURA DEL PRECIO BÁSICO DE POTENCIA DE PUNTA

15.1 Componentes del precio básico de potencia de punta

El precio básico de potencia de punta considera el costo unitario mensual asociado a una unidad de generación para suministrar potencia de punta. Luego, dicho costo unitario mensual debe considerar en su estructura los costos de las tres componentes principales de un proyecto de generación eléctrica, las cuales corresponden a:

- a. central o unidad generadora;
- b. subestación eléctrica (incluido el paño de conexión); y,
- c. línea de transmisión

Dichos costos calculados, para cada sitio según sus particularidades, se encuentran en las tablas resumen (hoja “RESUMEN PB POTENCIA”) del cálculo de los costos de inversión de las unidades de punta, incluidas en el Anexo 6. Las planillas incorporadas en dicho Anexo corresponden a:

- Precio Potencia SEN_Turbinas a Gas Ciclo Abierto 2024 Rev. 1.xlsx
- Precio Potencia SEN_Sistema Híbrido CSF + BESS 2024 Rev. 1.xlsx
- Precio Potencia SEN_Sistema BESS StandAlone 2024 Rev. 1.xlsx
- Precio Potencia SEN_Sistema Híbrido PE + BESS 2024 Rev. 1.xlsx
- Precio Potencia SSMM_Sistema Híbrido Eólico + BESS 2024 Rev. 1.xlsx
- Precio Potencia SSMM_GMG TGCA 2024 Rev. 1.xlsx
- Precio Potencia SEN_Sistema BESS StandAlone 2024 Rev. 1.xlsx

Además, el precio básico de la potencia de punta debe reflejar los costos fijos de operación y mantenimiento requeridos mensualmente por la unidad de punta, subestación eléctrica (incluido el paño de conexión) y línea de transmisión de conexión al SEN y los SSMM.

Por lo anterior, para el cálculo del precio básico de potencia de punta, tomando en consideración tanto la tecnología del tipo Turbina a Gas en ciclo simple o abierto (TG CA) como la tecnología del tipo Grupo Motor – Generador (GMG), se propone la fórmula o estructura siguiente:

$$P_b = [(C_{CUG} * FRC_{CUG} + C_{SE} * FRC_{SE} + C_{LT} * FRC_{LT}) * CFin + C_{fijo}] * (1 + MRT) * (1 + FP)$$

Donde:

- P_b : Precio Básico de Potencia de Punta (US\$/kW-mes)
- $CCUG$: Costo unitario de inversión (US\$/kW) de la central o unidad generadora.
- CSE : Costo unitario de inversión (US\$/kW) de la subestación eléctrica (incluido el paño de conexión).

- CLT : Costo unitario de inversión (US\$/kW) de la línea de transmisión (conexión al SEN o SSMM).
- Cfijo : Costo fijo unitario (US\$/kW) de operación y mantenimiento.
- FRCCUG : Factor de recuperación de capital de la central o unidad generadora, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 25 años y una tasa de descuento del 10%.
- FRCSE : Factor de recuperación de capital de la subestación eléctrica (incluido el paño de conexión), corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 41 años y una tasa de descuento del 10%.
- FRCLT: Factor de recuperación de capital de la línea de transmisión (conexión al SEN), corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 48 años y una tasa de descuento del 10%.
- MRT : Margen de Reserva Teórica
- CFin : Costo Financiero
- FP : Factor de Pérdidas

Por su parte, para el caso de las tecnologías del tipo sistema híbrido compuesto por un parque eólico o central solar fotovoltaica, ambas con un sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS), para la fórmula o estructura del Precio Básico de la Potencia de Punta se propone lo siguiente:

$$P_b = [(C_{CHIB} * FRC_{CHIB} + C_{SE} * FRC_{SE} + C_{LT} * FRC_{LT}) * CFin + C_{fijo}] * (1 + MRT) * (1 + FP)$$

Donde:

- Pb : Precio Básico de Potencia de Punta (US\$/kW-mes)
- CCHIB : Costo unitario de inversión (US\$/kW) de la central o unidad generadora híbrida con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)
- CSE : Costo unitario de inversión (US\$/kW) de la subestación eléctrica (incluido el paño de conexión)
- CLT : Costo unitario de inversión (US\$/kW) de la línea de transmisión (conexión al SEN)
- Cfijo : Costo fijo unitario (US\$/kW) de operación y mantenimiento.
- FRCCHIB: Factor de recuperación de capital de la central o unidad generadora, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 23 años para un sistema híbrido conformado por un parque eólico con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) y una tasa de

descuento del 10%, y 22 años para un sistema híbrido conformado por una central solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) y una tasa de descuento del 10%.

- FRCSE : Factor de recuperación de capital de la subestación eléctrica (incluido el paño de conexión), corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 41 años y una tasa de descuento del 10%.
- FRCLT : Factor de recuperación de capital de la línea de transmisión (conexión al SEN), corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 48 años y una tasa de descuento del 10%.
- MRT : Margen de Reserva Teórica
- CFin : Costo Financiero
- FP : Factor de Pérdidas

Por su parte, los factores de recuperación de capital corresponden a la tasa mensual de recuperación de capital, calculadas de acuerdo con la vida útil de los componentes de la unidad de punta y la tasa anual de descuento que corresponde a un 10% según la legislación eléctrica. Se considera una vida útil de 25 años para la central o unidad generadora de las tecnologías del tipo turbina a gas y grupo motor – generador, 25 años para la tecnología de aerogeneradores onshore (parques eólicos), 25 años para las centrales solares fotovoltaicas y 15 años para el sistema de baterías del tipo LI-Ión.

Los valores indicados para el sistema híbrido conformado por un parque eólico o una central solar fotovoltaica, ambas con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) se obtuvieron al calcular en todas las ubicaciones y tamaños estudiados un promedio ponderado de las vidas útiles de las componentes de generación (25 años) y almacenamiento (15 años) por el costo de inversión total de cada una de ellas, para después promediar los valores obtenidos.

Respecto de la vida útil de subestaciones y líneas de transmisión estas han sido actualizadas considerando lo establecido en el Artículo Segundo de la Resolución Exenta N° 412 de la Comisión Nacional de Energía, de fecha 05 de junio de 2018 que “Aprueba Informe Técnico Definitivo de Vidas Útiles a que se refiere el artículo 104° de la Ley General de Servicios Eléctricos y determina las vidas útiles de las instalaciones de transmisión que indica, aplicables por tres períodos tarifarios consecutivos”.

En la siguiente tabla se muestra el detalle de las vidas útiles de las distintas categorías de elementos que forman parte de las instalaciones de transmisión.

Tabla 81 Vidas útiles de los distintos elementos de instalaciones de transmisión

N°	Categoría de elementos	Vida útil [Años]
1	Derechos relacionados con el uso del suelo y medio ambiente	Perpetuidad
2	Obras civiles	50
3	Estructuras de líneas y/o subestaciones	50
4	Elementos de sujeción y aislación	30
5	Equipamiento electromecánico y electromagnético	40
6	Conductores y cables de guardia	50
7	Protecciones electromecánicas y/o electromagnéticas	20
8	Protecciones digitales	15
9	Equipos de control, telecomando, medición, comunicaciones y respaldo	10
10	Otros elementos secundarios de subestaciones o radioestaciones	40
11	Bienes inmuebles distintos a terrenos	50
12	Equipamiento de operación y mantenimiento no fungible	15
13	Equipamiento de oficina no fungible	15
14	Equipamiento computacional y sistema de vigilancia	5
15	Vehículos	5

Para efectos de la vida útil de las componentes de subestación y línea de transmisión consideradas dentro del cálculo en el precio de potencia, se utilizaron los valores de la tabla anterior para asignar a cada partida de costo de la línea y subestación, su vida útil.

Luego, para obtener un valor característico de cada componente (línea y subestación) se calcula la vida útil de las componentes en cuestión en todas las ubicaciones y tamaños estudiados como un promedio ponderado por el costo de cada partida, para después promediar los valores obtenidos.

Al realizar lo anterior se obtiene una vida útil de 41 años para la componente de subestación eléctrica y 48 años para la componente de línea de transmisión, los cuales se utilizarán para el cálculo del factor de recuperación de capital respectivo.

El costo financiero corresponde al incurrido por un adelanto de seis meses del costo de inversión, considerando una tasa anual de descuento del 10%, lo cual resulta en un costo financiero de un 4,889%. La estructura propuesta para el precio básico de la potencia de punta no considera los intereses intercalarios.

El cálculo del precio básico de la potencia de punta en las distintas subestaciones del SEN se encuentra implementado en la hoja **RESUMEN “A” MW_220kV_“B”**, donde “A” y “B” corresponde

a la potencia y a la tecnología⁶² de la unidad de punta respectivamente, en las planillas de cálculo del Anexo 6.

Asimismo, el cálculo del precio básico de la potencia de punta en las distintas subestaciones de los SSMM se encuentra implementado en la hoja **“RESUMEN “A” MW_“D”**”, donde “A” y “D” corresponde a la potencia y a la tecnología⁶³ de la unidad de punta respectivamente, en las planillas de cálculo del Anexo 6.

⁶² TG CA= Turbinas a Gas en ciclo simple o abierto

SH CSF + BESS= Sistema Híbrido Central Solar Fotovoltaico + BESS

SH PE + BESS= Sistema Híbrido Parque Eólico + BESS

⁶³ SH PE + BESS = Sistema Híbrido Parque Eólico + BESS

TG CA = Turbinas a Gas en ciclo simple o abierto

GMGD = Grupo Motor – Generador Diésel

GMGGN = Grupo Motor – Generador Gas Natural

15.2 Potencias de Generación

Para el cálculo de los costos unitarios de inversión, se requiere determinar la potencia neta de generación de las unidades de punta corregida para las distintas localizaciones en estudio. Dada las características físicas de los equipos de generación, se ha considerado el ajuste de la potencia por temperatura y altura respecto a la potencia bruta en condiciones ISO. En el caso de Turbinas a Gas operando con petróleo diésel se ha considerado una reducción del orden de un 2% de la potencia de generación. Adicionalmente se han descontado los consumos auxiliares para así obtener la potencia neta en sitio. En el caso de los Grupos Motor - Generador no se aplica un ajuste de temperatura, dado que el derrateo aplica desde temperaturas sobre 40° C.

Los valores de altura se han obtenido de la aplicación Google Earth Pro, de acuerdo con la ubicación propuesta para la instalación de cada una de las unidades de punta. Por su parte, la temperatura promedio anual⁶⁴ se ha obtenido del Explorador Solar del Ministerio de Energía (<https://solar.minenergia.cl/inicio>) de acuerdo con las coordenadas de la ubicación propuesta para la instalación de cada una de las unidades de punta.

Los siguientes cuadros muestran las potencias en sitio, para todos los casos en estudio en el SEN y SSMM. Dicho cálculo se incluye en la hoja “Potencia en Sitio” de las tablas resumen del Anexo 6.

⁶⁴ corresponde al promedio de las temperaturas medias mensuales

Tabla 82 Potencia Neta en Sitio Turbinas a Gas de 70 MW, 120 MW y 150 MW – Gas Natural-SEN

			Operando con Gas Natural		
			Potencia en sitio [MW]		
			Potencia base Unidad de Punta [MW]		
SUBESTACIÓN	Altura [m]	Temp. Promedio anual [°C]	70	120	150
Roncacho	830	16,1	63,3	108,5	135,6
Nueva Pozo Almonte	1.020	15,4	61,9	106,2	132,7
Condores	570	17,2	65,0	111,5	139,4
Nueva Lagunas	950	17,6	62,0	106,3	132,9
Kimal	1.255	18,9	59,4	101,8	127,2
Miraje	1.265	19,3	59,2	101,5	126,9
Kapatur	128	16,7	68,6	117,6	147,0
Parinas	2.113	13,2	53,8	92,3	115,4
Cumbres	1.077	16,8	61,2	104,9	131,1
Illapa	807	16,9	63,3	108,5	135,6
Nueva Cardones	753	15,1	64,1	109,9	137,3
Nueva Maintecillo	314	15,0	67,5	115,8	144,7
Nueva Pan de Azucar	177	14,6	68,7	117,8	147,2
Nogales	226	12,5	68,8	118,0	147,5
Lo Aguirre	483	14,5	66,3	113,7	142,2
Candelaria	664	15,2	64,8	111,0	138,8
Entre Rios	164	13,6	69,1	118,4	148,0
Ciruelos	35	11,8	70,5	120,9	151,1
Tineo	142	10,5	70,0	119,9	149,9
Puerto Montt	130	10,7	70,0	120,0	150,0

Tabla 83 Potencia Neta en Sitio Turbinas a Gas de 70 MW, 120 MW y 150 MW – Petróleo Diésel -SEN

			Operando con Petróleo Diesel		
			Potencia en sitio [MW]		
			Potencia base Unidad de Punta [MW]		
SUBESTACIÓN	Altura [m]	Temp. Promedio anual [°C]	70	120	150
Roncacho	830	16,1	61,2	104,9	131,1
Nueva Pozo Almonte	1.020	15,4	59,9	102,7	128,3
Condores	570	17,2	62,9	107,8	134,7
Nueva Lagunas	950	17,6	60,0	102,8	128,5
Kimal	1.255	18,9	57,4	98,4	123,0
Miraje	1.265	19,3	57,3	98,1	122,7
Kapatur	128	16,7	66,3	113,7	142,1
Parinas	2.113	13,2	52,0	89,2	111,5
Cumbres	1.077	16,8	59,2	101,4	126,8
Illapa	807	16,9	61,2	104,9	131,1
Nueva Cardones	753	15,1	62,0	106,2	132,8
Nueva Maintecillo	314	15,0	65,3	111,9	139,9
Nueva Pan de Azucar	177	14,6	66,4	113,9	142,3
Nogales	226	12,5	66,5	114,1	142,6
Lo Aguirre	483	14,5	64,1	109,9	137,4
Candelaria	664	15,2	62,6	107,3	134,2
Entre Rios	164	13,6	66,8	114,4	143,0
Ciruelos	35	11,8	68,2	116,8	146,0
Tineo	142	10,5	67,6	116,0	144,9
Puerto Montt	130	10,7	67,7	116,0	145,0

Tabla 84 Potencia Neta en Sitio Turbinas a Gas de 3,0 MW y 15 MW – Gas Natural y Diésel-SSMM

N° Subestación	Nombre S/E	Altura [m]	T. Promedio anual [°C]	Operando con Gas Natural		Operando con Petróleo Diesel	
				Potencia ISO		Potencia ISO	
				3	15	3	15
				Potencia en sitio		Potencia en sitio	
1	Tres puentes	50	8	3,06	15,28	2,95	14,77
2	Puerto Natales	46	8	3,06	15,29	2,96	14,78

Tabla 85 Potencia Neta en Sitio Grupos Motor – Generador de distintos tamaños – SSMM

Nombre S/E	Altura [m]	Potencia ISO MW						
		0,3	0,4	0,8	0,9	1	1,8	3
		Potencia en sitio						
		0,3	0,4	0,8	0,9	1	1,8	3
Tres Puentes	50	0,30	0,40	0,80	0,90	1,00	1,79	2,99
Puerto Natales	46	0,30	0,40	0,80	0,90	1,00	1,79	2,99
Tehuelche	300	0,29	0,39	0,78	0,87	0,97	1,75	2,91
Chacabuco	6	0,30	0,40	0,80	0,90	1,00	1,80	3,00
Porvenir	25	0,30	0,40	0,80	0,90	1,00	1,80	2,99
Hornopiren	33	0,30	0,40	0,80	0,90	1,00	1,79	2,99
Palena	253	0,29	0,39	0,78	0,88	0,98	1,76	2,93
Chile Chico	219	0,29	0,39	0,78	0,88	0,98	1,76	2,94
Cochamo	32	0,30	0,40	0,80	0,90	1,00	1,79	2,99
Puerto Cisnes	34	0,30	0,40	0,80	0,90	1,00	1,79	2,99
Puerto Williams	25	0,30	0,40	0,80	0,90	1,00	1,80	2,99

15.3 Degradación Sistema de Almacenamiento BESS

Para el cálculo de los costos unitarios de inversión (CAPEX), se requiere determinar la potencia neta de los sistemas de almacenamiento considerando la degradación que esta tecnología experimenta por uso y paso del tiempo.

En primer lugar, se debe considerar el sistema BESS operaría exclusivamente como Unidad de Punta. Por ello este sistema BESS, operaría solo en un periodo de cuatro (4) horas entre lunes y viernes, excepto festivos sábados y domingos entre los meses de abril a septiembre de cada año. Luego considerando lo anterior se tiene una operación por 6 meses, en promedio con 22 días hábiles por mes, de lo que se obtiene un total de 132 ciclos por año.

Al considerar dicho régimen de operación en conjunto con información referencial recibida por parte de los fabricantes contactados durante el proceso de solicitud de cotizaciones informativas, los factores de degradación de potencia por año que se muestran la tabla siguiente. Dicho cálculo se incluye en la hoja “Potencia en Sitio” de las planillas correspondientes incluidas en el Anexo 6.

Tabla 86. Factor de degradación

Año	Ciclos	Factor Degradación
0	0	
1	132	97,73%
2	264	95,72%
3	396	94,37%
4	528	93,15%
5	660	92,07%

Año	Ciclos	Factor Degradación
6	792	91,10%
7	924	90,13%
8	1056	89,25%
9	1188	88,35%
10	1320	87,55%
11	1452	86,77%
12	1584	86,00%
13	1716	85,31%
14	1848	84,59%
15	1980	83,87%
16	2112	83,24%
17	2244	82,52%
18	2376	81,90%
19	2508	81,28%
20	2640	80,65%
PROMEDIO		87,78%

Luego dado que dicho cálculo es independiente del sitio, se considera en todos los casos ajustar (aplicar el factor de degradación) la potencia neta del BESS por el valor promedio de la degradación obtenida en el periodo de 20 años.

Adicionalmente se destaca que en este régimen de operación de la Unidad de Punta al año 20 se obtiene un factor de degradación del orden de 80,65%, lo cual es superior al valor típicamente considerado de fin de vida útil (entre 60% a 70%) para sistemas BESS con régimen de operación que considera al menos un (1) ciclo diario durante un año calendario.

Dado que los periodos de garantía ofrecidos por los fabricantes no sobrepasan los 20 años, se ha estimado que la vida útil del sistema BESS operando como Unidad de Punta corresponde a un periodo de 20 años.

15.4 Factor de Pérdidas

El precio básico de la potencia de punta debe reflejar solo potencia efectivamente inyectada por la unidad de generación al sistema eléctrico correspondiente en su punto de conexión, por lo cual se debe descontar las pérdidas a plena carga de transformación y transmisión de la potencia generada. Esto se refleja en el factor de pérdidas indicado en la fórmula del precio de la potencia, el cual corresponde al cociente entre las pérdidas indicadas y la potencia bruta de generación en sitio.

Para el cálculo de las pérdidas de transformación se han considerado valores típicos de pérdidas en plena carga de transformadores de poder, de acuerdo con información técnica de dichos equipos. En el caso de las pérdidas en la línea de transmisión se han considerado las características de los conductores utilizados (Flint, Greeley y ACAR 700).

Dicho cálculo se incluye en la hoja “Pérdidas” de las tablas resumen del Anexo 6. En las hojas “RESUMEN A MW_ B kV”, donde A y B corresponde a la potencia y al nivel de tensión de conexión de la unidad de punta respectivamente, se calcula el factor de pérdidas en base a las pérdidas calculadas y la potencia neta en sitio. Los siguientes cuadros muestran las pérdidas estimadas.

Tabla 87 Pérdidas de Transmisión de Unidades de Punta – SEN - TG

SUBESTACIÓN	Tamaño Unidad de Punta			Tamaño Unidad de Punta			Tamaño Unidad de Punta		
	70 [MW]	120 [MW]	150 [MW]	70 [MW]	120 [MW]	150 [MW]	70 [MW]	120 [MW]	150 [MW]
	Pérdidas Línea [kW]			Pérdidas Transformador [kW]			Pérdidas Totales [kW]		
Roncacho 220	6	17	26	280	420	525	286	436,69	551
Condores 220	114	334	522	280	420	525	394	753,8	1.047
Nueva Pozo Almonte 220	6	17	26	280	420	525	286	436,69	551
Nueva Lagunas 220	57	167	261	280	420	525	337	586,9	786
Kimal 220	11	33	52	280	420	525	291	453,38	577
Miraje 220	11	33	52	280	420	525	291	453,38	577
Kapatur 220	6	17	26	280	420	525	286	436,69	551
Parinas 220	6	17	26	280	420	525	286	436,69	551
Cumbres 220	6	17	26	280	420	525	286	436,69	551
Illapa 220	6	17	26	280	420	525	286	436,69	551
Nueva Cardones 220	6	17	26	280	420	525	286	436,69	551
Nueva Maitencillo 220	6	17	26	280	420	525	286	436,69	551
Nueva Pan de Azúcar 220	11	33	52	280	420	525	291	453,38	577
Nogales 220	11	33	52	280	420	525	291	453,38	577
Lo Aguirre 220	114	334	522	280	420	525	394	753,8	1.047
Candelaria 220	6	17	26	280	420	525	286	436,69	551
Entre Ríos 220	6	17	26	280	420	525	286	436,69	551
Ciruelos 220	11	33	52	280	420	525	291	453,38	577
Tineo 220	6	17	26	280	420	525	286	436,69	551
Puerto Montt 220	11	33	52	280	420	525	291	453,38	577

Tabla 88 Pérdidas de Transmisión de Unidades de Punta – SSMM

Subestación	Potencia [MW]	Tecnología	Tension [kV]	Pérdidas Línea [kW]	Pérdidas Transformador [kW]	Pérdidas Totales [kW]
Puerto Williams	0,4	MG	13,2	3,61	5,8	9,41
Cochamo	1	MG	23	3,61	16,2	19,81
Chile Chico	1	MG	23	3,61	16,2	19,81
Palena	1	MG	23	3,61	16,2	19,81
Hornopiren	0,9	MG	23	3,61	16,2	19,81
Porvenir	1,8	MG	13,2	3,61	24,1	27,71
Puerto Cisnes	0,3	MG	23	3,61	5,8	9,41
Puerto Natales	3	TG	13,2	3,61	24,1	27,71
Puerto Natales	3	MG	13,2	3,61	24,1	27,71
Tehuelche	0,8	MG	33	3,61	5,8	9,41
Tres Puentes	15	MG	13,2	8,32	0,0	8,32
Tres Puentes	15	TG	11,5	8,32	0,0	8,32
Chacabuco	0,8	MG	23	3,61	5,8	9,414

16.PROPUESTA METODOLÓGICA PARA DETERMINAR EL PRECIO BÁSICO DE POTENCIA DE PUNTA EN NUEVOS SS.MM. QUE PUEDAN PRESENTARSE DURANTE PERIODO 2025-2028

16.1 Antecedentes

Según lo establecido en el Artículo 159° y siguientes de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) en los sistemas eléctricos de capacidad instalada de generación inferior a 200 megawatts y superior a 1.500 kilowatts, los precios de nudo se calcularán sobre la base del costo incremental de desarrollo y los costos totales de largo plazo para los segmentos de generación y transmisión, según corresponda, de sistemas eficientemente dimensionados, y considerando el abastecimiento total de la demanda del sistema eléctrico.

Asimismo, los precios de nudo de los sistemas eléctricos indicados en el párrafo anterior serán calculados y fijados según lo dispuesto en los artículos 173º y siguientes de la LGSE.

En el caso específico de los Sistemas Medianos (SSMM), definidos como aquellos con capacidad instalada superior a 1.500 kW e inferior a 200 MW, se requiere determinar y evaluar los costos de desarrollo de las unidades de punta, considerando las características particulares de cada sistema.

Además, dada su ubicación geográfica y la disponibilidad de recursos energéticos primarios principalmente tipos de combustibles como gas natural y petróleo diésel, así como el recurso eólico, las tecnologías utilizadas para estimar los costos de inversión y los costos fijos de operación de la unidad de punta incluyen: turbinas a gas en ciclo simple o abierto (TG CA), grupos motogeneradores (GMG), y los sistemas híbridos del tipo parque eólico con almacenamiento mediante baterías (SH PE + BESS).

En este contexto, el consultor propuso una metodología para determinar el precio básico de potencia de punta aplicable a nuevos Sistemas Medianos que puedan definirse o desarrollarse durante el período 2025–2028.

16.2 Propuesta de estructura del precio básico de potencia de punta

Al igual que en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), el precio básico de potencia de punta se determina a partir del costo de inversión unitario mensual (US\$/kW) asociado a una central o unidad generadora destinada a suministrar dicha potencia. Este costo debe incorporar en su estructura los componentes principales de un proyecto de generación eléctrica, los cuales son:

- c. Central generadora
- d. subestación eléctrica (incluido el paño de conexión); y,
- a. línea de transmisión

Adicionalmente, dado que dentro de las tecnologías consideradas se incorpora un sistema híbrido compuesto por un parque eólico con almacenamiento de energía mediante baterías (BESS), es necesario incluir esta tecnología en la propuesta de estructura del precio básico de potencia de punta.

Asimismo, dicho precio debe reflejar los costos fijos mensuales de operación y mantenimiento asociados a la unidad de punta, la subestación eléctrica (incluido el paño de conexión) y la línea de transmisión que vincula la unidad al Sistema Mediano correspondiente.

En consecuencia, para el cálculo del precio básico de potencia de punta considerando tanto la tecnología de Turbina a Gas en ciclo simple o abierto (TG CA) como la de Grupo Motor–Generador (GMG), se propone la siguiente fórmula o estructura:

$$P_b = [(C_{CUG} * FRC_{CUG} + C_{SE} * FRC_{SE} + C_{LT} * FRC_{LT}) * CFin + C_{fijo}] * (1 + MRT) * (1 + FP)$$

Donde:

- P_b : Precio Básico de Potencia de Punta
- C_{CUG} : Costo unitario de inversión (US\$/kW) de la central o unidad generadora
- C_{SE} : Costo unitario de inversión (US\$/kW) de la subestación eléctrica (incluido el paño de conexión)
- C_{LT} : Costo unitario de inversión (US\$/kW) de la línea de transmisión (conexión al SSMM)
- C_{fijo} : Costo fijo unitario (US\$/kW) de operación y mantenimiento.
- FRC_{CUG} : Factor de recuperación de capital de la central o unidad generadora, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 25 años y una tasa de descuento del 10%.
- FRC_{SE} : Factor de recuperación de capital de la subestación eléctrica (incluido paño de conexión), corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 30 años y una tasa de descuento del 10%.

- FRC_{LT} : Factor de recuperación de capital de la línea de transmisión (conexión al SSMM correspondiente), corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 20 años y una tasa de descuento del 10%.
- MRT : Margen de Reserva Teórica
- C_{Fin} : Costo Financiero
- FP : Factor de Pérdidas

Por su parte, para el caso de la tecnología del tipo sistema híbrido compuesto por un parque eólico con un sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS), para la fórmula o estructura del Precio Básico de la Potencia de Punta que se propone es la siguiente:

$$P_b = [(C_{CHIB} * FRC_{CHIB} + C_{SE} * FRC_{SE} + C_{LT} * FRC_{LT}) * C_{Fin} + C_{fijo}] * (1 + MRT) * (1 + FP)$$

Donde:

- P_b : Precio Básico de Potencia de Punta
- C_{CHIB} : Costo unitario de inversión (US\$/kW) del sistema híbrido conformado por una central o unidad generadora con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS).
- C_{SE} : Costo unitario de inversión (US\$/kW) de la subestación eléctrica (incluido paño de conexión)
- C_{LT} : Costo unitario de inversión (US\$/kW) de la línea de transmisión (conexión al SSMM)
- C_{fijo} : Costo fijo unitario (US\$/kW) de operación y mantenimiento.
- FRC_{CHIB} : Factor de recuperación de capital de la central o unidad generadora, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 21 años para un sistema híbrido conformado por un parque eólico con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) y una tasa de descuento del 10%.
- FRC_{SE} : Factor de recuperación de capital de la subestación eléctrica (incluido el paño de conexión), corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 30 años y una tasa de descuento del 10%.
- FRC_{LT} : Factor de recuperación de capital de la línea de transmisión (conexión al SSMM correspondiente), corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 20 años y una tasa de descuento del 10%.
- MRT : Margen de Reserva Teórica
- C_{Fin} : Costo Financiero
- FP : Factor de Pérdidas

Los factores de recuperación de capital corresponden a la tasa mensual de recuperación de capital, calculadas de acuerdo con la vida útil de los componentes de la unidad de punta y la tasa anual de descuento que corresponde a un 10% según la legislación eléctrica. Se considera una vida útil de 25 años para la central o unidad generadora de las tecnologías del tipo turbina a gas y grupo motor – generador, 25 años para la tecnología de aerogeneradores (parques eólicos), 25 años para las central solar fotovoltaica y 15 años para el sistema de baterías del tipo LI-Ión, 30 años para la subestación eléctrica y 20 años para la línea de transmisión en el cálculo de los factores de recuperación de capital. Dado que las fórmulas del Precio Básico de Potencia de Punta antes descritas se establecen para el caso de un nuevo SSMM, lo establecido en el Artículo Segundo de la Resolución Exenta N° 412 de la Comisión Nacional de Energía, de fecha 05 de junio de 2018 que “Aprueba Informe Técnico Definitivo de Vidas Útiles a que se refiere el artículo 104° de la Ley General de Servicios Eléctricos y determina las vidas útiles de las instalaciones de transmisión que indica, aplicables por tres períodos tarifarios consecutivos” no aplica por referirse a la vida útil de subestaciones y líneas de transmisión del SEN.

Los valores indicados para el sistema híbrido conformado por un parque eólico con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) se obtuvieron al calcular en todas las ubicaciones y tamaños estudiados un promedio ponderado de las vidas útiles de las componentes de generación (25 años) y almacenamiento (15 años) por el costo total de cada una de ellas, para después promediar los valores obtenidos.

El costo financiero corresponde al incurrido por un adelanto de seis meses del costo de inversión, considerando una tasa anual de descuento del 10%, lo cual resulta en un costo financiero de un 4,889%. La estructura propuesta para el precio básico de la potencia de punta no considera los intereses intercalarios.

El cálculo del precio básico de la potencia de punta en las distintas subestaciones de los SSMM se encuentra implementado en la hoja “RESUMEN A MW_D”, donde A y D corresponde a la potencia y a la tecnología de la unidad de punta respectivamente, las planillas de cálculo del Anexo 6.

17.DETERMINACIÓN DE LA FÓRMULA O POLINOMIO PARA INDEXACIÓN DEL COSTO DE DESARROLLO DE LA UNIDAD DE PUNTA

17.1 Determinación de los indexadores del costo de desarrollo de la Unidad de Punta

Según se establece en las bases técnicas de la licitación, uno de los objetivos del presente estudio es la determinación de la fórmula o polinomio para la indexación del costo de desarrollo de la unidad de punta. A partir de lo anterior, es necesario determinar en primer lugar los índices o parámetros de indexación que se utilizarán y que permitan actualizar el costo de desarrollo de la unidad de punta con periodicidad semestral.

Los índices o parámetros de indexación a utilizar deberán cumplir con los criterios siguientes:

- Deben ser de libre acceso, sin costo para su obtención, de fuentes confiables y permanentes en el tiempo.
- Que permitan representar adecuadamente la variación en el tiempo de los costos.
- Deben tener desfases mínimos que permitan eliminar el riesgo de no poder ser reproducible debido al uso de índices preliminares.

Adicionalmente, se considera que los índices o parámetros de indexación que se proponen más adelante aplicarán sobre las componentes de costos de la central o unidad generadora, sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS), subestación eléctrica y línea de transmisión.

17.1.1 Selección de indexadores para la tecnología del tipo Turbina a Gas en ciclo simple o abierto y Grupo Motor - Generador

En base a los criterios descritos en la sección 17.1 anterior, se han seleccionado ocho indexadores representativos que impactan directamente en las partidas de costos que forman parte del costo de inversión de una unidad generadora (unidad de punta) del tipo turbina a gas y grupo motor - generador, según se detalla a continuación:

- PPI⁶⁵ : Serie WPU00000000
PPI Commodity data for All commodities

⁶⁵ Producer Price Index

- PPI Turbina : Serie PCU333611333611
PPI industry data for Turbine & turbine generator set unit mfg⁶⁶
- PPI Switchgear : Serie PCU335313335313
PPI industry data for Switchgear & switchboard apparatus mfg
- PPI Motor : Serie PCU335312335312
PPI industry data for Motor and generator mfg
- PPI Acero : Serie PCU331110331110
PPI industry data for Iron and steel mills and ferroalloy mfg
- PPI Aluminio : Serie PCU331315331315
PPI industry data for Aluminum sheet, plate, and foil mfg
- IPC : Índice de Precios al Consumidor
- Cobre (Cu) : Precio referencia del Cobre

Los seis primeros índices están disponibles en el sitio <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, correspondiente a Bureau of Labor Statistics (BLS) dependiente del U.S. Department of Labor, del gobierno de Estados Unidos de Norteamérica.

Para las unidades de punta del tipo turbinas a gas se consideran todos los indexadores antes indicados con excepción del PPI Motor. Por su parte, en el caso de las unidades de punta de tipo grupo motor - generador se consideran todos los Indexadores antes indicados con excepción del PPI Turbina. Además, para los componentes de costo de desarrollo de la subestación eléctrica y línea de transmisión de la unidad de punta del tipo turbinas a gas y grupo motor – generador se utilizarán solo los índices referidos al PPI e IPC.

El Índice de Precios al Consumidor (IPC) está disponible en forma libre a través del Instituto Nacional de Estadísticas (www.ine.cl), INE en específico en el siguiente enlace: <https://www.ine.cl/estadisticas/economia/indices-de-precio-e-inflacion/indice-de-precios-al-consumidor>.

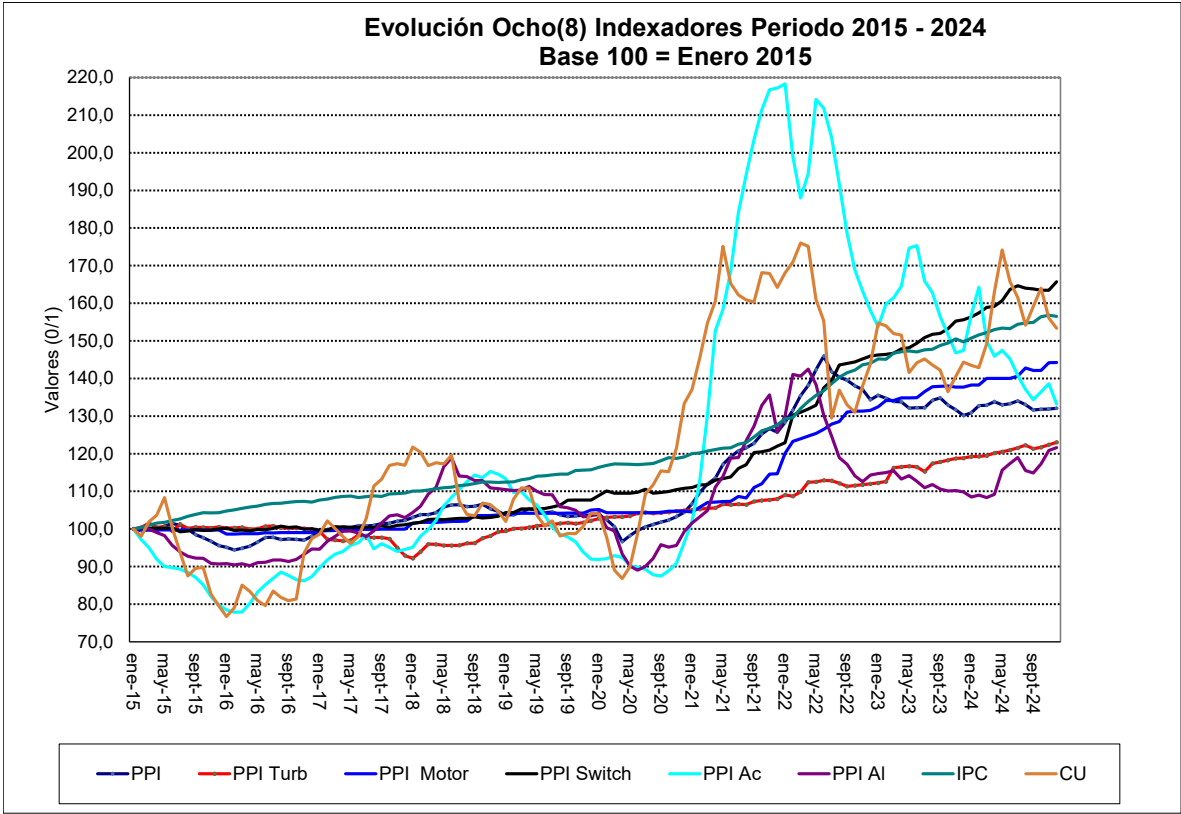
El precio de referencia del cobre es obtenido desde el sitio web de la Comisión Chilena del Cobre (<https://www.cochilco.cl:4040/boletin-web/pages/tabla1/buscar.jsf>), COCHILCO.

En la Figura 198 se muestra un gráfico con la evolución los ocho Indexadores propuestos, para los últimos 120 meses (enero 2015 – diciembre 2024), tomando como base para cada uno de ellos el

⁶⁶ Manufacturing

valor del índice al mes de enero de 2015 (equivalente al 100 %). El detalle de los valores utilizados de cada índice para la elaboración de la Figura 198 se puede encontrar en Anexo 9.

Figura 198. Evolución de Indexadores utilizado en el análisis período enero 2015 – diciembre 2024 (p.u., base enero 2015) – Tecnología Turbinas a Gas y Grupo Motor-Generador



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Se destaca que la selección de los indexadores para la tecnología del tipo turbina a gas y grupo motor - generador es independiente del tamaño de la unidad de punta y su ubicación.

Lo anterior, dado que la selección de los indexadores se define para representar las componentes o partidas de costo, las cuales no varían con el tamaño y ubicación.

17.1.2 Selección de indexadores para la tecnología del tipo Sistema híbrido Central solar fotovoltaica más Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)

En base a los criterios descritos en la sección 17.1 anterior, se han seleccionado siete indexadores representativos que impactan directamente en las partidas de costos que forman parte del costo de inversión de un sistema híbrido compuesto por una unidad generadora (unidad de punta) del tipo central solar fotovoltaico con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS), según se detalla a continuación:

- PPI : Producer Price Index All Commodities
Serie WPU00000000
- PPI Switchgear : Switchgear & switchboard apparatus mfg
Serie PCU335313335313
- PPI Acero : Iron and steel mills
Serie PCU331110331110
- PPI Aluminio : Aluminum sheet, plate & foil mfg
Serie PCU331315331315
- pvXchange : Índice de precios para paneles solares
- IPC : Índice de Precios al Consumidor
- Cobre (Cu) : Precio referencia del Cobre
- NREL Battery : Índice de costos de baterías

Los cuatro primeros índices están disponibles en el sitio <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, correspondiente a Bureau of Labor Statistics (BLS) dependiente del U.S. Department of Labor, del gobierno de Estados Unidos de Norteamérica.

Para los paneles solares se utilizará el índice de precios denominado pvXchange disponible en el link (<https://www.pvxchange.com/en/news/price-index>). Esta publicación entrega un índice de precios actualizado que refleja la evolución de los precios de los módulos solares de todas las regiones de origen importantes. Esta información está disponible sólo desde el mes de noviembre de 2016 a la fecha.

Respecto de la utilización de un índice de precios para los sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS), en lo referido de forma particular a las baterías, existe un índice de

carbonato de litio metálico para baterías correspondiente al Mercado de Metales de Shanghai⁶⁷, el cual sin embargo solo es posible obtener mediante una suscripción⁶⁸ pagada.

Adicionalmente, la National Renewable Energy Laboratory (NREL) publicó durante el año 2023 el documento denominado “Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage” el cual está disponible en el link siguiente: <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/85332.pdf>. Esta publicación permite disponer de un índice mediante valores de reducción de costos normalizados de sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías y de información de costos para distintos escenarios.

Luego, a falta de un índice adecuado, es posible utilizar la información contenida en la publicación indicada para actualizar el costo de sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS). Se ha considerado la reducción de costo normalizado de dicha por lo que se utilizara el parámetro Normalized Cost Reduction Mid, considerando como base el año 2023 del estudio indicado (versión 2023). Se utilizará como nombre del índice el de “NREL Battery”. Adicionalmente, para efectos de mostrar valores de años anteriores, se ha empalmado la última versión de dicha publicación con las anteriores (Años 2019 y 2021). La periodicidad de esta publicación es cada dos años.

El Índice de Precios al Consumidor está disponible en forma libre a través del Instituto Nacional de Estadísticas (www.ine.cl), INE, en específico en el siguiente enlace: <https://www.ine.cl/estadisticas/economia/indices-de-precio-e-inflacion/indice-de-precios-al-consumidor>.

El precio de referencia del cobre es obtenido desde el sitio web de la Comisión Chilena del Cobre (www.cochilco.cl), COCHILCO.

Por su parte, para los componentes de costo de desarrollo de la subestación eléctrica y línea de transmisión de la unidad de punta de tecnología del tipo solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías, se utilizarán solo los índices referidos al PPI e IPC.

En la Figura 199 se muestra un gráfico con los siete Indexadores propuestos, para los últimos 120 meses, tomando como base para cada uno de ellos el valor del índice al mes de enero de 2015⁶⁹ (equivalente al 100 %). El detalle de los valores utilizados de cada índice para la elaboración de la Figura 199 se puede encontrar en Anexo 9.

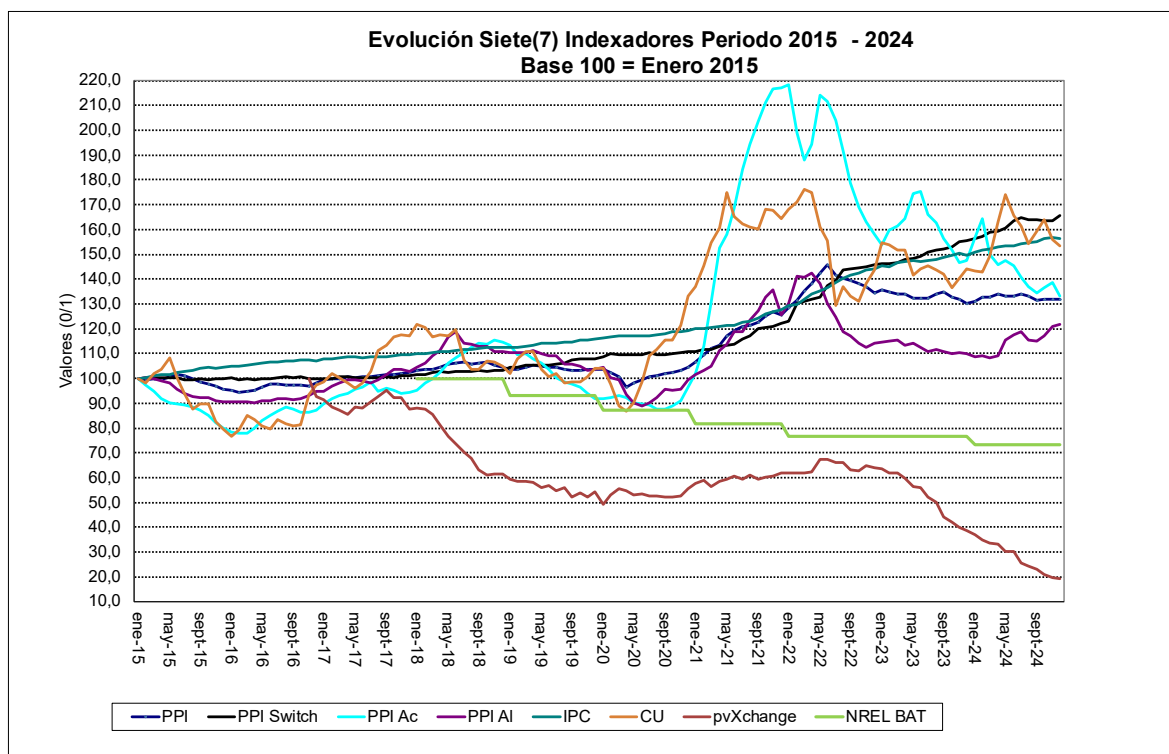
Para el caso del pvXchange solo se dispone la información de los últimos 86 meses tomando como base el mes de noviembre de 2016 (equivalente a 100%).

⁶⁷ <https://www.metal.com/Lithium/202304250002>

⁶⁸ <https://www.metal.com/es/membership>

⁶⁹ A excepción del pvXchange que se encuentra disponible desde noviembre de 2016

Figura 199. Evolución de Indexadores utilizado en el análisis período enero 2015 – diciembre 2024 (p.u., base enero 2015) – Sistema híbrido central solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Se han obtenido los valores del índice pvXchange desde noviembre de 2016 a diciembre 2024 desde la página web antes indicada. Para la obtención del índice para meses anteriores al mes en curso se ha revisado las notas de mercado publicadas para cada mes disponibles mediante el link (<https://www.pvxchange.com/en/news/market-analysis>). En dicho link se debe revisar la nota de mercado asociada a cada mes. Cabe considerar que se han utilizado los módulos o paneles solares del tipo “high efficiency” para efectos de la selección del índice, en atención a que según la definición estos son típicamente utilizados en proyectos fotovoltaicos a escala de red como los considerados para la unidad de punta en estudio.

Además, dado que el valor del pvXchange está en €/Wp, para efectos de expresarlo en US\$/Wp se ha considerado el tipo de cambio promedio entre dólar y euro del mes correspondiente. La

información de tipo de cambio se ha obtenido según publicación disponible en la página Web del Banco Central de Chile⁷⁰.

Se destaca que la selección de los indexadores para la tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) es independiente del tamaño de la unidad y su ubicación.

Lo anterior, dado que la selección de los indexadores se define para representar las componentes o partidas de costo, las cuales no varían con el tamaño y ubicación.

70

https://si3.bcentral.cl/Siete/ES/Siete/Cuadro/CAP_TIPO_CAMBIO/MN_TIPO_CAMBIO4/DOLAR_OBS_ADO?cbFechaDiaria=2025&cbFrecuencia=MONTHLY&cbCalculo=NONE&cbFechaBase=

17.1.3 Selección de indexadores para la tecnología del tipo Sistema híbrido Parque eólico más Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)

En base a los criterios descritos en la sección 17.1 anterior, se han seleccionado ocho indexadores representativos que impactan directamente en las partidas de costos que forman parte del costo de inversión de un sistema híbrido compuesto por una unidad generadora (unidad de punta) del tipo parque eólico con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS), según se detalla a continuación:

- PPI : Producer Price Index All Commodities
Serie WPU000000000
- PPI Switchgear : Switchgear & switchboard apparatus mfg
Serie PCU335313335313
- PPI Acero : Iron and steel mills
Serie PCU331110331110
- PPI Aluminio : Aluminum sheet, plate & foil mfg
Serie PCU331315331315
- IPC : Índice de Precios al Consumidor
- Cobre (Cu) : Precio referencia del Cobre
- NREL Battery : Índice de costos de baterías
- IRENA Eólico : Índice de costos de turbinas eólicas

Los cuatro primeros índices están disponibles en el sitio <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, correspondiente a Bureau of Labor Statistics (BLS) dependiente del U.S. Department of Labor, del gobierno de Estados Unidos de Norteamérica.

El Índice de Precios al Consumidor está disponible en forma libre a través del Instituto Nacional de Estadísticas (www.ine.cl), INE, en específico en el siguiente enlace: <https://www.ine.cl/estadisticas/economia/indices-de-precio-e-inflacion/indice-de-precios-al-consumidor>

El precio de referencia del cobre es obtenido desde el sitio web de la Comisión Chilena del Cobre (www.cochilco.cl), COCHILCO.

Por su parte, para los componentes de costo de desarrollo de la subestación eléctrica y línea de transmisión de la unidad de punta de tecnología del tipo parque eólico con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías, se utilizarán solo los índices referidos al PPI e IPC.

En la Figura 200 se muestra un gráfico con los ocho Indexadores propuestos, para los últimos 120 meses, tomando como base para cada uno de ellos el valor del índice al mes de enero de 2015

(equivalente al 100 %). El detalle de los valores utilizados de cada índice para la elaboración de la Figura 200 se puede encontrar en el Anexo 9.

Se destaca la inexistencia de un(os) índice(s) que cumpla(n) los requisitos de las bases técnicas directamente asociados al costo o precio de un aerogenerador onshore o turbina eólica.

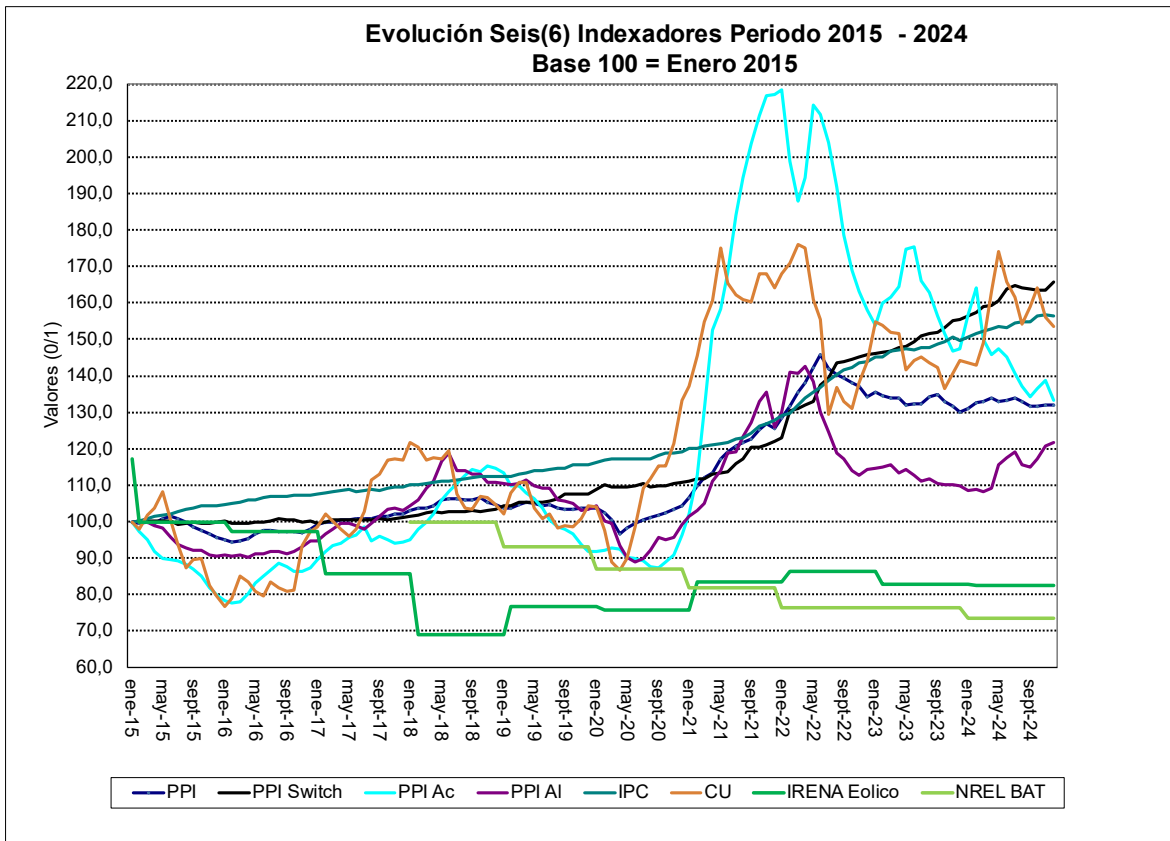
Por lo anterior, y dado la relevancia de la turbina eólica (aerogenerador) en la estructura de costos, para efectos de actualizar la componente asociada al aerogenerador de una parque eólico con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS), se ha optado por actualizar el costo de la turbina eólica (aerogenerador) en base a la información de precio unitarios contenidos en la publicación de la International Renewable Energy Agency “IRENA” denominada “Renewable Power Generation Costs in yyyy”, donde “yyyy” corresponde a un año en específico, la cual se publica con frecuencia anual. Para estos efectos se han utilizado los precios de aerogeneradores onshore promedio de un año del fabricante Vestas contenida en la edición del año 2024. Dicho índice de costos se ha denominado “IRENA Eólico”. La periodicidad de esta publicación es anual.

Respecto de la utilización de un índice de precios para los sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías, dado que esta tecnología es bastante nueva en el mercado, no hay información histórica disponible que permita disponer de una serie de datos.

Sin embargo, la National Renewable Energy Laboratory (NREL) ha publicado durante el año 2023 un documento denominado “Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage” el cual está disponible en el link siguiente: <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/85332>. Esta publicación permite disponer de un índice mediante valores de reducción de costos normalizados de sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías y de información de costos para distintos escenarios.

Luego, a falta de un índice adecuado, es posible utilizar la información contenida en la publicación indicada para actualizar el costo de sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS). Se ha considerado la reducción de costo normalizado de dicha por lo que se utilizara el parámetro Normalized Cost Reduction Mid, considerando como base el año 2023 del estudio indicado (versión 2023). Se utilizará como nombre del índice el de “NREL Battery”. Adicionalmente, para efectos de mostrar valores de años anteriores, se ha empalmado la última versión de dicha publicación con las anteriores (Años 2019 y 2021) La periodicidad de esta publicación es bienal (cada dos años).

Figura 200. Evolución de Indexadores utilizado en el análisis período enero 2015 – diciembre 2024 (p.u., base enero 2015) – Sistema híbrido Parque Eólico con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)



Fuente: Informe Final del Estudio de Costos de Unidad de Punta.

Se destaca que la selección de los indexadores para la tecnología del tipo aerogenerador (parque eólico) con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) es independiente del tamaño de la unidad y su ubicación.

Lo anterior, dado que la selección de los indexadores se define para representar las componentes o partidas de costo, las cuales no varían con el tamaño y ubicación.

17.1.4 Análisis comparativo de potenciales indexadores

A modo de ejemplo para mostrar la metodología aplicada en la selección de los respectivos indexadores de las distintas tecnologías utilizadas para la determinación del Precio Básico de Potencia de la Unidad de Punta, se realiza un ejercicio y aplicación de la metodología correspondiente a la tecnología del tipo Turbina a Gas en ciclo simple o abierto.

En primer lugar, se realiza la asignación de los indexadores propuestos para cada una de las partidas de costos de la central o unidad generadora, subestación eléctrica y línea de transmisión de acuerdo con la experiencia y conocimiento del Consultor. El primer indexador utilizado corresponde al PPI Turbines (PPI Turb) obtenido del U.S. Bureau Of Labor Statistics correspondiente a la Oficina de Estadísticas Laborales de U.S.A. el cual representa la variación del costo de turbinas a gas en ciclo simple o abierto en el mercado americano. Asimismo, se utiliza el indexador PPI. (Producer Price Index) Este indexador representa la variación mide la variación media en el tiempo de los precios de venta percibidos por los productores nacionales (U.S.A.) de bienes y servicios. Este indexador se utiliza en todas aquellas partidas de costos cuyo origen sea la moneda dólar, normalmente asociadas a las partidas de costos de componente internacional.

Por último, se utiliza el indexador IPC (Índice de Precios al Consumidor) el cual corresponde a un índice económico en el que se valoran los precios de un determinado conjunto de bienes y servicios para las partidas de costos principalmente en moneda nacional (pesos). En la siguiente tabla se muestra la asignación de los indexadores propuestos para cada una de las partidas de costos antes señaladas.

Una vez asignados los indexadores propuestos para cada una de las partidas de costos se realiza la agregación de valores para cada uno de los indexadores con lo cual se determina el peso de cada indexador en el valor total del costo de inversión.

Tabla 89 Asignación de indexadores propuestos a las partidas de costos de central o unidad generadora – subestación eléctrica y línea de transmisión de la unidad de punta

Asignación Indexadores - 3 Indicadores		Indexadores Partidas de Costos Moneda Extranjera	Indexadores Partidas de Costos Moneda Nacional
1.0	CENTRAL GENERADORA		
1.1	SUMINISTRO DE EQUIPOS		
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION		
	Turbina a gas y Generador	PPI Turb	
	Equipos de monitoreo de emisiones de contaminantes SO2, NOx, MP (CEMS: Continuous emission monitoring system)		PPI
	SUBTOTAL SUMINISTRO EQUIPAMIENTO GENERACION		
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO		
	Estanque (800 m³)		PPI
	Instrumentación		PPI
	Válvulas		PPI
	Bombas de Impulsión		PPI
	Bombas de recepción		PPI
	SUBTOTAL SUMINISTRO EQUIPOS PETROLEO		
1.1.3	SUMINISTRO DE GAS		
1.1.3.1	Gasoducto		
	Tuberías	PPI	
	Estaciones de Válvulas y Compresor	PPI	
	Instrumentación	PPI	
	SUBTOTAL SUMINISTRO EQUIPOS GAS		
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA		
	Planta de Agua desmineralizada		PPI
	Estanque Agua Cruda		PPI
	Bombas impulsión agua cruda		PPI
	Estanque Agua Desmineralizada		PPI
	Bombas impulsión agua desmineralizada		PPI
	Sistema Containiendo		PPI
	Instrumentación		PPI
	Válvulas		PPI
	SUBTOTAL SUMINISTRO EQUIPOS AGUA		
1.1.5	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO		
	Compresores	PPI	
	Acumulador		PPI
	Instrumentación		PPI
	Válvulas		PPI
	SUBTOTAL SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO		

Asignación Indexadores - 3 Indicadores		Indexadores Partidas de Costos Moneda Extranjera	Indexadores Partidas de Costos Moneda Nacional
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES		
	Ducto de Barras	PPI	
	Transformadores SS/AA		PPI
	Interruptor de Generador	PPI	
	Celdas Distribución MT		PPI
	Celdas Distribución BT y CCM		PPI
	Sistema Corriente Continua		PPI
	Generador de Emergencia		PPI
	Cables de Fuerza, Control e Instrumentación		IPC
	Sistema de Control	PPI	
	SUBTOTAL SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES		
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE		
1.2.1	INFRAESTRUCTURA CENTRAL		
	Terreno (Ejemplo: 62m*160 m)		IPC
	Gravedad Gasoducto		IPC
	SUBTOTAL INFRAESTRUCTURA		
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE		
	Instalaciones De Fama		IPC
	Plataforma, Caminos y Urbanización		IPC
	Turbo generador Y Equipos Principales		IPC
	Sistema De Agua De Circulación		IPC
	Sistema De Combustible		IPC
	Sala Eléctrica		IPC
	Sistema De Combate De Incendios		IPC
	Instrumentación E Instalaciones Eléctricas		IPC
	Chimeneas		IPC
	Estación Medición Y Regulación		IPC
	Planta Tratamiento De Agua Desmineralizada		IPC
	Suministro De Agua		IPC
	Otras Instalaciones		IPC
	Montaje Gasoducto		IPC
	SUBTOTAL CONSTRUCCION Y MONTAJE		
1.3	INGENIERIA		
	Diseños de Ingeniería Central		IPC
	SUBTOTAL INGENIERIA CENTRAL		
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL		
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL		
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL		

Asignación Indexadores - 3 Indicadores	Indexadores Partidas de Costos Moneda Extranjera	Indexadores Partidas de Costos Moneda Nacional
2 SUB-ESTACIONES		
2.1 EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV		
Equipamiento Principal	PPI	
Conductores, Aisladores, Ferreteria y accesorios	PPI	
Maila de Tierra		IPC
Paneles	PPI	IPC
Otros		IPC
Alumbrado de patio		IPC
Conductores de Fuerza y Alumbrado		IPC
Sistema de Comunicaciones	PPI	
Estructuras	PPI	
Transformador de poder 13,8/220 kV	PPI	
SUBTOTAL SUBESTACION DE SALIDA		
2.2 EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE		
Equipamiento Principal	PPI	IPC
Conductores, Aisladores, Ferreteria y accesorios	PPI	IPC
Maila de Tierra	PPI	IPC
Paneles	PPI	IPC
Otros	PPI	IPC
Alumbrado de patio	PPI	IPC
Conductores de Fuerza y Alumbrado	PPI	IPC
Sistema de Comunicaciones	PPI	IPC
Estructuras	PPI	IPC
SUBTOTAL SUBESTACION		
2.3 OBRA S CIVILES Y MONTAJE S SEE		
2.3.1 INFRAESTRUCTURA SSEE		
Terreno SSEE (23'25 m2)		IPC
Instalaciones de tierra		IPC
Caminos, urbanización y cierrros		IPC
Movimiento de Tierra masivos		IPC
Alumbrado Exterior		IPC
SUBTOTAL INFRAESTRUCTURA SSEE		
2.3.2 CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE		
Montaje Equipos Principales		IPC
Montaje Estructuras		IPC
Montaje Conductor, Aisladores y Conexiónado Primario		IPC
Fundaciones		IPC
Canalizaciones		IPC
Montaje Cables de Fuerza y Control		IPC
Montaje Paneles		IPC
Montaje		IPC
Montaje maila de puesta a Tierra		IPC
Servicios de ingeniería asociados a la construcción		IPC
Servicios de carga, transporte y descarga		IPC
SUBTOTAL CONSTRUCCION Y MONTAJE		
2.4 INGENIERIA		
Diseños de Ingeniería Subestaciones		IPC
SUBTOTAL INGENIERIA SUBESTACIONES		
SUBTOTAL SUBESTACIONES		

Asignación Indexadores - 3 Indicadores	Indexadores Partidas de Costos Moneda Extranjera	Indexadores Partidas de Costos Moneda Nacional
3 LINEA AEREA 220 kV		
3.1 SUMINISTRO		
Estructuras de Suspension	PPI	
Estructuras de Anclaje	PPI	
Conductores de Fase	PPI	
Cable de Guardia OPGW	PPI	
Cadenas de Suspension	PPI	
Cadenas de Anclaje	PPI	
Aisladores	PPI	
Cadenas Suspension y Anclaje Cable OPGW	PPI	
Accesorios Conductor de Fase	PPI	
Accesorios Cable de Guardia	PPI	
Puesta a Tierra		IPC
Accesorios Torre		IPC
SUBTOTAL SUMINISTRO		
3.2 OBRA S CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION		
3.2.1 INFRAESTRUCTURA LINEA		
Instalaciones de tierra		IPC
Caminos de Acceso		IPC
Sombrumbre		IPC
Roca y Despeje Franja		IPC
Replanteo		IPC
Estudio Suelo		IPC
SUBTOTAL INFRAESTRUCTURA LINEA DE TRANSMISION		
3.2.2 CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION		
Montaje Estructuras		IPC
Montaje Conductor de fase		IPC
Montaje Cable de Guardia		IPC
Montaje Aislacion y Ferreteria Torre Suspension		IPC
Montaje Aislacion y Ferreteria Torre Anclaje		IPC
Montaje Cadenas y Ferreteria OPGW		IPC
Excavación		IPC
Hormigon H25		IPC
Hormigon H10		IPC
Relleno Compactado		IPC
Moldaje		IPC
Armadura		IPC
Puesta tierra		IPC
Terminaciones		IPC
Servicios de ingeniería asociados a la construcción		IPC
Servicios de carga, transporte y descarga		IPC
SUBTOTAL CONSTRUCCION Y MONTAJE		
3.3 INGENIERIA		
Diseños de Ingeniería Línea de Transmision		IPC
SUBTOTAL INGENIERIA LINEA DE TRANSMISION		
SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION		
4.0 GASTOS GENERALES PROPIETARIO		
Servicios de ingeniería, estudios y administración del proyecto		IPC
Gestión EVA		IPC
Costos de terrenos, permisos y concesiones		IPC
Compensaciones a la comunidad		IPC
Gastos de puesta en marcha		IPC
Varios		IPC
Contingencias		IPC

Se realiza un análisis comparativo de los diferentes indexadores que están asociados a cada una de las partidas de costos de la tecnología del tipo Turbinas a Gas, presentadas de tal manera que se permita determinar el peso específico de cada uno de ellos. Para este ejemplo y análisis se han elegido unidades generadoras (unidad de punta) de tamaño 120 MW en dos ubicaciones, lo cual permite observar la diferencia para el caso de suministro de combustible mediante gas natural a través de un gasoducto y el caso de suministro de combustible mediante petróleo diésel (estanque de combustible). Se estudian dos casos representativos:

a. Caso 1: Unidad de Punta del tipo Turbina a Gas 120 MW – 220 kV en Subestación Parinas

El resumen del peso de cada indexador en las partidas de costo de este caso particular se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 90 Peso y Coeficientes de peso de 7 Indexadores - Caso 1

	PPI Turb	PPI Ac	PPI	PPI Sw	PPI Al	CU	IPC	Total
Central Diesel	43.946.003	477.850	2.058.136	4.572.408	69.517	698.247	20.730.276	72.552.436
Central GN	43.471.602	8.299.239	1.322.680	4.572.408	69.517	698.247	20.887.565	79.321.256
Central Dual	43.946.003	8.561.647	2.194.892	4.572.408	69.517	698.247	22.433.063	82.475.776

Central Diesel	60,57%	0,66%	2,84%	6,30%	0,10%	0,96%	28,57%	100,00%
Central GN	54,80%	10,46%	1,67%	5,76%	0,09%	0,88%	26,33%	100,00%
Central Dual	53,28%	10,38%	2,66%	5,54%	0,08%	0,85%	27,20%	100,00%

Se puede observar que para el caso de la Central en bases a Gas Natural los indexadores de mayor peso son el PPI Turbina, IPC y PPI Switchgear. En los dos casos donde se incorpora como suministro de combustible el gas natural (Central Gas y Central Dual), el PPI Ac aumenta significativamente su participación debido a la incorporación del gasoducto.

El indexador PPI Turbina sobrepasa el 50% de peso para los tres tipos de combustible (diésel, gas natural y dual) de la Central. Se mantiene el IPC, pero aparece el PPI Acero (Gas Natural y Dual) y PPI Switchgear (Diésel) como tercer y cuarto indexador representativo.

b. Caso 2: Unidad de Punta del tipo Turbinas Gas 120 MW – 220 kV en Subestación Entre Ríos (suministro de combustible mediante petróleo diésel)

El resumen del peso de cada indexador en la partida de costo de este caso particular se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 91 Peso y Coeficientes de peso de 7 Indexadores - Caso 2

	PPI Turb	PPI Ac	PPI	PPI Sw	PPI Al	CU	IPC	Total
Central Diesel	43.946.003	482.654	2.058.291	4.305.981	66.683	668.891	19.125.038	70.653.539
Central GN	43.471.602	2.161.466	1.322.834	4.305.981	66.683	668.891	18.577.807	70.575.264
Central Dual	43.946.003	2.423.874	2.195.047	4.305.981	66.683	668.891	19.975.265	73.581.742

Central Diesel	62,20%	0,68%	2,91%	6,09%	0,09%	0,95%	27,07%	100,00%
Central GN	61,60%	3,06%	1,87%	6,10%	0,09%	0,95%	26,32%	100,00%
Central Dual	59,72%	3,29%	2,98%	5,85%	0,09%	0,91%	27,15%	100,00%

En este caso el indexador PPI Turbina sobrepasa el 50% de peso para los tres tipos de combustible (diésel, gas natural y dual) de Central. Se mantiene el IPC, pero aparece el PPI Switchgear (Diésel) y PPI Acero (Gas Natural y Dual) como tercer y cuarto indexador representativo.

En este caso se destaca que la participación de PPI Acero (Gas Natural y Dual) es más limitada y llega solo en torno al 3%. Esto se debe a la diferencia en longitud de gasoductos. En el caso 1 el gasoducto considerado de 58,3 km y en el caso 2 el gasoducto es de 14 km.

La planilla con los cálculos de precio de potencia y asignación de indexadoras para el caso de 7 índices se adjunta en el Anexo 11.

De lo anterior es posible ver que según la ubicación y tecnología (Diésel, Gas Natural o Dual) existen variaciones importantes en los pesos de los indexadores, razón que hace necesario analizar los pesos resultantes en todas las ubicaciones, para las tres variantes (Diésel, Gas Natural o Dual) y para los tres tamaños en estudio (70 MW, 120 MW y 150 MW), con el fin de obtener una única fórmula de indexación representativa para todos los casos.

Para realizar lo anterior, se procedió a calcular los pesos para el caso en el cual se tiene un mayor número de indexadores (siete) utilizables.

Para la selección de los indexadores más representativos dentro de la fórmula de indexación del costo de desarrollo para cada caso, se definió un valor mínimo el cual cada coeficiente (peso del indexador en el costo inversión total de la Unidad de Punta) debe superar, para ser considerado como representativo para el caso en el cual se tiene un mayor número de indexadores (siete) a poder ser utilizados.

El valor mínimo (umbral) fue definido en un 10 %. Se definió este valor en función de la experiencia del consultor, los pesos observados para cada indexador en el ejemplo antes desarrollado y considerando que indexadores con pesos inferiores a este valor tienen poca o nula incidencia en el valor final obtenido al aplicar la actualización, por lo cual no aportan a representar adecuadamente la evolución temporal del costo de inversión. Se destaca que en el ejemplo el índice asociado al equipamiento principal, al equipamiento general importado (PPI) y a los costos nacionales representan entre un 85% a 95% del total del costo de inversión. El cobre tiene un peso bajo el 1% y los otros indexadores asociados a elementos específicos importados tiene pesos bajo el umbral antes indicado, por lo que se concluye que es aconsejable agrupar toda la componente internacional en un solo indicador, como el PPI.

En el caso del PPI Acero, solo en el caso específico de la subestación parinas se tiene un peso asociado al indexador superior al 10%. En el caso 2 el peso solo tiene un valor en torno al 3%. Recordar que en el caso 1 el gasoducto considerado de 58,3 km y en el caso 2 es de 14 km. Además, solo hay 8 ubicaciones con gasoducto, donde la longitud promedio es de 15,3 km y la longitud mediana es de 6,2 km.

Por lo anterior, en los casos que se tiene suministro con GN, el caso 1 corresponde a un extremo, y no al caso representativo. Por lo anterior, también se descarta el uso del PPI Acero.

Lo anterior se hace con el objeto de no agregar indexadores que aumenten la complejidad de la fórmula de indexación con indexadores cuya variación incide muy poco en el valor final obtenido, y así mantener acotada la cantidad de indexadores a un conjunto entre dos a cuatro a indexadores.

Para validar lo anterior se realizó un ejercicio de indexación tanto considerando 7 indexadores como 3 indexadores. Se indexo los valores base a septiembre 2024 y los resultados se muestran en los siguientes cuadros.

Tabla 92 Indexación Precio de Potencia Sept 24 – 3 Indexadores

Ubicación	PARINAS	ENTRE RIOS	PARINAS	ENTRE RIOS
Combustible	G.N.	G.N.	Diesel	Diesel
CTG[US\$/kW]	789,84	545,40	740,98	564,76
CSE[US\$/kW]	65,87	47,99	68,15	49,64
CLT[US\$/kW]	8,83	7,10	9,14	7,35
Cfijo[US\$/kW]	0,97	0,62	1,01	0,66
Pbpot[US\$/kW/mes]	9,82	6,76	9,39	7,01

Tabla 93 Indexación Precio de Potencia Sept 24 – 3 Indexadores

Ubicación	PARINAS	ENTRE RIOS	PARINAS	ENTRE RIOS
Combustible	G.N.	G.N.	Diesel	Diesel
CTG[US\$/kW]	784,91	545,01	741,78	565,34
CSE[US\$/kW]	67,82	49,43	70,17	51,13
CLT[US\$/kW]	8,76	7,04	9,06	7,28
Cfijo[US\$/kW]	0,97	0,62	1,01	0,66
Pbpot[US\$/kW/mes]	9,79	6,77	9,41	7,03

Tabla 94 Diferencia Porcentual Caso 3 Indexadores vs Caso 7 Indexadores

Ubicación	PARINAS	ENTRE RIOS	PARINAS	ENTRE RIOS
Combustible	G.N.	G.N.	Diesel	Diesel
CTG[US\$/kW]	-0,62%	-0,07%	0,11%	0,10%
CSE[US\$/kW]	2,96%	3,00%	2,96%	3,00%
CLT[US\$/kW]	-0,84%	-0,85%	-0,84%	-0,85%
Cfijo[US\$/kW]	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Pbpot[US\$/kW/mes]	-0,33%	0,13%	0,28%	0,28%

De lo anterior se ve que la variación en el precio de potencia al usar 7 o 3 indexadores para los casos presentados no es significativa, siendo inferior al 0,33%.

A nivel de componente se aprecia algo similar, donde las diferencias siguen siendo no significativa. Naturalmente a nivel de la central son menores las diferencias por estar representadas en todos los casos por el PPI Turb la componente de mayor peso, pero variaciones levemente mayores a nivel de las componentes de transmisión (línea y subestación.) donde en el caso de 3 índices no se usan indicadores específicos para estas componentes.

Por lo anterior, se concluye dada la distribución y peso específico de cada indexador, en todas las subestaciones analizadas y tamaños (70 MW, 120 MW y 150 MW) de la Unidad de Punta del tipo turbinas a gas en ciclo simple o abierto se utilizarán los tres principales indexadores que tienen el

mayor peso específico para la elaboración del polinomio de indexación. Los tres indexadores son seleccionados directamente por su peso específico, corresponden a: PPI Turbina, PPI e IPC.

Luego en función del ejemplo anterior para la Unidad de Punta del tipo turbina a gas en ciclo simple abierto y la experiencia del Consultor se puede concluir que en general la fórmula de indexación para tecnologías de generación donde el equipamiento principal es una parte relevante del costo de inversión, como todas las tecnologías en estudio, la indexación considerara un índice asociado al equipamiento principal, junto con un indicador para equipamientos varios de origen internacional, el cual en este caso corresponde al PPI y un índice para representar las componentes de costo nacional, que en este caso corresponde al IPC. Esta estructura es de amplio uso y permite una adecuada representación de la evolución temporal del costo de inversión de una unidad generadora, pero a la vez mantiene la simplicidad de la fórmula de indexación.

De esta manera, en las siguientes tablas se muestra el peso y coeficiente de peso de los 3 Indexadores seleccionados, para los dos casos analizados:

Tabla 95 Peso y Coeficientes de peso para tres Indexadores - Caso 1

	PPI Turb	PPI	IPC	Total
Central Diesel	43.946.003	7.608.892	20.997.541	72.552.436
Central GN	43.471.602	14.694.824	21.154.830	79.321.256
Central Dual	43.946.003	15.829.445	22.700.328	82.475.776

Central Diesel	60,57%	10,49%	28,94%	100,00%
Central GN	54,80%	18,53%	26,67%	100,00%
Central Dual	53,28%	19,19%	27,52%	100,00%

Tabla 96 Peso y Coeficientes de peso para tres Indexadores - Caso 2

	PPI Turb	PPI	IPC	Total
Central Diesel	43.946.003	7.315.656	19.391.881	70.653.539
Central GN	43.471.602	8.259.011	18.844.650	70.575.264
Central Dual	43.946.003	9.393.632	20.242.107	73.581.742

Central Diesel	62,20%	10,35%	27,45%	100,00%
Central GN	61,60%	11,70%	26,70%	100,00%
Central Dual	59,72%	12,77%	27,51%	100,00%

Cada una de las partidas de costo de los presupuestos de inversión estará por tanto asociada a uno de los tres indexadores seleccionados.

Respecto a los Costos Fijos de Operación, y debido a que sus principales componentes de costo corresponden a subcontratación de servicios y remuneración de personal, se estima que el indexador que mejor representa las variaciones por este concepto es el IPC.

17.2 Definición de la fórmula de indexación

Para la definición de la fórmula de indexación del costo de desarrollo de la Unidad de Punta se consideran los indexadores definidos en los puntos anteriores. Adicionalmente, para los compontes de costos de moneda internacional (US\$) se ha considerado corregirlos por la variación del tipo de cambio (dólar). Asimismo, respecto de la tasa arancelaria no se ha considerado su utilización dado que gran parte de los equipos principales, materiales, etc. de procedencia importada son considerados bienes de capital con tasa arancelaria nula, según lo establecido en la Resolución Exenta N° 394 del Ministerio de Hacienda de fecha 06 de noviembre de 2023.

La información del tipo de cambio (dólar observado) corresponde a la publicada por el Banco Central en su base de datos estadística pública.

(https://si3.bcentral.cl/Siete/ES/Siete/Cuadro/CAP_TIPO_CAMBIO/MN_TIPO_CAMBIO4/DOLAR_O_BS_ADO).

El presupuesto final o costos de inversión final de la unidad de punta está dividido en tres componentes principales, donde el primer componente corresponde a la central o unidad generadora, el segundo a la subestación y el tercero a la línea de transmisión. Los Gastos Generales (GG) del proyecto se prorratan entre las tres componentes antes mencionadas.

Se destaca que las componentes de costos están referenciadas a enero de 2024. Los indexadores iniciales corresponden al mes indicado (enero 2024) menos el rezago que corresponde a cada indexador.

Los rezagos se han considerado en atención a la periodicidad de publicación de cada indicador.

En el caso de indicadores obtenidos del *Bureau of Labor Statistics* estos se publican al mes siguiente, típicamente a mediados de mes. Ahora bien, además en este caso se debe considerar que los últimos cuatro meses publicados tienen un carácter de preliminar.

Por lo anterior, considerando que podría requerirse indexar a comienzo de un mes, para poder tener disponible un índice con valor definitivo se deben descartar los cinco valores previos al mes en curso. Adicionalmente se agrega un mes como margen para garantizar disponibilidad, por lo cual se considera un rezago de siete meses para todos los índices obtenidos del *Bureau of Labor Statistics*.

En el caso del indicador PVXchange, este se publica el último día del mes en curso. Ahora bien, para mantener el rezago homogéneo entre tecnologías, es que considera un rezago de siete meses en este caso.

Para índices con información en base anual, se define un rezago de 1 año, para garantizar disponibilidad.

En el caso del IPC, obtenidos del INE estos se publican al mes siguiente, típicamente a principios de mes.

Por lo anterior, considerando que podría requerirse indexar a comienzo de un mes, para poder tener disponible un índice se deben descartar el mes previo al mes en curso. Adicionalmente se agrega un mes como margen para garantizar disponibilidad, por lo cual se considera un rezago de dos meses para el IPC.

Para el caso del precio del dólar, se considera el mismo rezago del IPC con el fin de mantener alineadas las fechas de los indicadores de costos asociados al mercado nacional.

17.2.1 Unidad de Punta del tipo Turbina a Gas en el SEN y los Sistemas Medianos | Grupo Motor – Generador en los Sistemas Medianos

Para la componente del costo de desarrollo de la central o unidad generadora (unidad de punta) del tipo Turbina a Gas instaladas en el SEN y SSMM y tecnología del tipo Grupo Motor – Generador en los SSMM se consideran las fórmulas de actualización siguientes:

Tecnología del tipo Turbinas a Gas

$$C_{componente} = C_{componente-0} * \left[\left(Coef_1 * \frac{PPI_{turb_i}}{PPI_{turb_0}} + Coef_2 * \frac{PPI_i}{PPI_0} \right) + Coef_3 * \frac{IPC_i}{IPC_0} * \frac{Dol_0}{Dol_i} \right]$$

Tecnología del tipo Grupo Motor - Generador

$$C_{componente} = C_{componente-0} * \left[\left(Coef_1 * \frac{PPI_{Motor_i}}{PPI_{Motor_0}} + Coef_2 * \frac{PPI_i}{PPI_0} \right) + Coef_3 * \frac{IPC_i}{IPC_0} * \frac{Dol_0}{Dol_i} \right]$$

Donde:

$C_{componente}$: Costo de desarrollo actualizado (US\$) de la componente Central o Unidad Generadora (Unidad de Punta).

$C_{componente-0}$: Costo de desarrollo inicial (US\$) de la componente Central o Unidad Generadora (Unidad de Punta) calculado para enero de 2024

Dol_i : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente al promedio mensual para dos meses anteriores al cual se aplique la indexación.

Dol_0 : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central correspondiente a noviembre de 2023 cuyo valor es 886,61.

PPI_{turb}_i: Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg (Serie PCU333611333611) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente al séptimo mes anterior al cual se aplique la fijación.

PPI_{turb}₀: Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg (Serie PCU333611333611) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a junio de 2023 cuyo valor es 256,4.

PPI_{Motor}_i: Producer Price Index Industry Data: Motor and generator mfg (Serie PCU335312335312) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente al séptimo mes anterior al cual se aplique la fijación.

PPI_{Motor}₀: Producer Price Index Industry Data: Motor and generator mfg (Serie PCU335312335312) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a junio de 2023 cuyo valor es 279,1.

PPI_i: Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente al séptimo mes anterior al cual se aplique la fijación.

PPI₀: Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a junio de 2023 cuyo valor es 253,9.

IPC_i: Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para dos meses anteriores al cual se aplique la indexación.

IPC₀: Índice de precios del consumidor publicados por el INE, al mes de noviembre de 2023 cuyo valor es 101,59.

Coef_n: Peso de cada indexador en la componente central o unidad generadora del costo de inversión.

Luego, para los componentes de costo de desarrollo de la subestación eléctrica y línea de transmisión de la unidad de punta del tipo Turbinas a Gas y tipo Grupo Motor – Generador instaladas en SEN y los SSMM se considera la fórmula de actualización siguiente:

$$C_{componente} = C_{componente-0} * \left[\left(Coef_1 * \frac{PPI_i}{PPI_0} \right) + Coef_2 * \frac{IPC_i}{IPC_0} * \frac{Dol_0}{Dol_i} \right]$$

Donde:

C_{componente}: Costo de desarrollo actualizado (US\$) del componente Subestación Eléctrica o Línea de Transmisión de la Unidad de Punta.

C_{componente-0}: Costo de desarrollo inicial (US\$) del componente Subestación Eléctrica o Línea de Transmisión de la unidad de punta calculado para enero de 2024.

Dol_i: Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente al promedio mensual para dos meses anteriores al cual se aplique la indexación.

Dol₀: Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente a noviembre de 2023 cuyo valor es 886,61.

PPI_i: Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente al séptimo mes anterior al cual se aplique la fijación.

PPI₀: Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a junio de 2023 cuyo valor es 253,9.

IPC_i: Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para dos meses anteriores al cual se aplique la indexación.

IPC₀: Índice de precios del consumidor publicados por el INE, al mes de noviembre de 2023 cuyo valor es 101,59.

Coef_n: Peso de cada indexador en la componente subestación eléctrica o línea de transmisión del costo de inversión.

Luego, para los Costos Fijos de Operación de la Unidad de punta del tipo Turbinas a Gas y tipo Grupo Motor - Generador instaladas en SEN y SSMM se considera la fórmula de actualización siguiente:

$$C_{fijo-i} = C_{fijo-0} * \left[\frac{Dol_0}{Dol_i} * \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

Donde:

C_{fijo-i}: Costo fijo de operación y mantenimiento de la Unidad de Punta.

C_{fijo-0}: Costo fijo de operación y mantenimiento de la Unidad de Punta calculado enero de 2024.

Dol_i: Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente al promedio mensual para dos meses anteriores al cual se aplique la indexación.

Dol₀: Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente a noviembre de 2023 cuyo valor es 886,61.

IPC_i: Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para dos meses anteriores al cual se aplique la indexación.

IPC₀: Índice de precios del consumidor publicados por el INE, al mes de noviembre de 2023 cuyo valor es 101,59.

17.2.2 Unidad de Punta del tipo Sistema Híbrido constituido por un Central Solar Fotovoltaica más Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) en el SEN

Para la componente del costo de desarrollo de la central generadora (unidad de punta) del tipo central solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS), instaladas en el SEN se considera la siguiente fórmula de actualización.

$$C_{componente} = C_{componente-0} * \left[\left(Coef_1 * \frac{NREL\ Battery_i}{NREL\ Battery_0} + Coef_2 * \frac{pvXch_i}{pvXch_0} + Coef_3 * \frac{PPI_i}{PPI_0} \right) + Coef_4 * \frac{IPC_i}{IPC_0} * \frac{Dol_i}{Dol_0} \right]$$

Donde:

$C_{componente}$: Costo de desarrollo actualizado (US\$) de la componente Central o Unidad Generadora (Unidad de Punta).

$C_{componente-0}$: Costo de desarrollo inicial (US\$) de la componente Central o Unidad Generadora (Unidad de Punta) calculado para enero de 2024.

Dol_i : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente al promedio mensual para dos meses anteriores al cual se aplique la indexación.

Dol_0 : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente a noviembre de 2023 cuyo valor es 886,61.

$NREL\ Battery_i$: Reducción de costo normalizada de sistema de almacenamiento de energía mediante baterías según publicación NREL “Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage”, correspondiente al año i menos 1.

$NREL\ Battery_0$: Reducción de costo normalizada de sistema de almacenamiento de energía mediante baterías según publicación NREL “Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage”, correspondiente al año 2023 cuyo valor es 0.766.

$pvXch_i$: pvXchange, índice de precios de módulos o paneles solares disponible en el link (<https://www.pvxchange.com/en/news/price-index>), el valor correspondiente será el del séptimo mes anterior al cual se aplique la fijación.

$pvXch_0$: pvXchange índice de precios de módulos o paneles solares disponible en el link (<https://www.pvxchange.com/en/news/price-index>), el valor correspondiente a junio de 2023.

PPI_i : Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente al séptimo mes anterior al cual se aplique la fijación.

PPI_0 : Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a junio de 2023 cuyo valor es 253,9.

IPC_i : Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para dos meses anteriores al cual se aplique la indexación.

IPC_0 : Índice de precios del consumidor publicados por el INE, al mes de noviembre de 2023 cuyo valor es 101,59.

$Coef_n$: Peso de cada indexador en la componente central o unidad generadora del costo de inversión.

Luego, para los componentes de costo de desarrollo de la subestación eléctrica y línea de transmisión de la unidad de punta del tipo del tipo central solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) en el SEN, se considera la fórmula de actualización siguiente:

$$C_{componente} = C_{componente-0} * \left[\left(Coef_1 * \frac{PPI_i}{PPI_0} \right) + Coef_2 * \frac{IPC_i}{IPC_0} * \frac{Dol_0}{Dol_i} \right]$$

Donde:

$C_{componente}$: Costo de desarrollo actualizado (US\$) del componente Subestación Eléctrica o Línea de Transmisión de la Unidad de Punta.

$C_{componente-0}$: Costo de desarrollo inicial (US\$) del componente Subestación Eléctrica o Línea de Transmisión de la unidad de punta calculado para enero de 2024.

Dol_i : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente al promedio mensual para dos meses anteriores al cual se aplique la indexación.

Dol_0 : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente a noviembre de 2023 cuyo valor es 886,61.

PPI_i : Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente al séptimo mes anterior al cual se aplique la fijación.

PPI_0 : Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a junio de 2023 cuyo valor es 253,9.

IPC_i : Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para dos meses anteriores al cual se aplique la indexación.

IPC_0 : Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para al mes de noviembre de 2023 cuyo valor es 101,59.

$Coef_n$: Peso de cada indexador en la componente subestación eléctrica o línea de transmisión del costo de inversión.

Luego, para los Costos Fijos de Operación de la Unidad de punta del tipo central solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) en el SEN. se considera la fórmula de actualización siguiente:

$$C_{fijo-i} = C_{fijo-0} * \left[\frac{Dol_0}{Dol_i} * \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

Donde:

C_{fijo-i} : Costo fijo de operación y mantenimiento actualizado de la Unidad de Punta

C_{fijo-0} : Costo fijo de operación y mantenimiento inicial de la Unidad de Punta calculado enero de 2024.

Dol_i: Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente al promedio mensual para dos meses anteriores al cual se aplique la indexación.

Dol₀: Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente a noviembre de 2023 cuyo valor es 886,61.

IPC_i: Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para dos meses anteriores al cual se aplique la indexación.

IPC₀: Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para al mes de noviembre de 2023 cuyo valor es 101,59.

17.2.3 Unidad de Punta del tipo sistema híbrido constituido por el Parque Eólico más un sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) en el SEN

Para la componente del costo de desarrollo de la central o unidad generadora (unidad de punta) del tipo parque eólico con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS), instaladas en el SEN y SSMM, se considera la siguiente fórmula de actualización.

$$C_{componente} = C_{componente-0} * \left[\left(Coef_1 * \frac{NREL\ Battery_i}{NREL\ Battery_0} + Coef_2 * \frac{IRENA\ WTG_i}{IRENA\ WTG_0} + Coef_3 * \frac{PPI_i}{PPI_0} \right) + Coef_4 * \frac{IPC_i}{IPC_0} * \frac{Dol_i}{Dol_0} \right]$$

Donde:

$C_{componente}$: Costo de desarrollo actualizado (US\$) de la componente Central o Unidad Generadora (Unidad de Punta).

$C_{componente-0}$: Costo de desarrollo inicial (US\$) de la componente Central o Unidad Generadora (Unidad de Punta) calculado para enero de 2024.

Dol_i : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente al promedio mensual para dos meses anteriores al cual se aplique la indexación.

Dol_0 : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente a noviembre de 2023 cuyo valor es 886,61.

$NREL\ Battery_i$: Reducción de costo normalizada de sistema de almacenamiento de energía mediante baterías según publicación NREL “Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage”, correspondiente al año i menos 1.

$NREL\ Battery_0$: Reducción de costo normalizada estimado de sistema de almacenamiento de energía mediante baterías según publicación NREL “Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage”, correspondiente al año 2023 cuyo valor es 0,766

$IRENA\ WTG_i$: Costo unitario de turbina eólica tipo Vestas indicado en la publicación IRENA “Renewable Power Generation Costs in yyyy”, donde yyyy corresponde al año de publicación, correspondiente al promedio del año i menos 1

$IRENA\ WTG_0$: Costo unitario de turbina eólica tipo Vestas indicado en la publicación IRENA “Renewable Power Generation Costs in yyyy”, donde yyyy corresponde al año de publicación, correspondiente al promedio del 2023 cuyo valor es 1057,51 US\$/kW.

PPI_i : Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente al séptimo mes anterior al cual se aplique la fijación.

PPI_0 : Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a junio de 2023 cuyo valor es 253,9.

IPC_i : Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para dos meses anteriores al cual se aplique la indexación.

IPC_0 : Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para al mes de noviembre de 2023 cuyo valor es 101,59.

$Coef_n$: Peso de cada indexador en la componente central o unidad generadora del costo de inversión.

Luego, para los componentes de costo de desarrollo de la subestación eléctrica y línea de transmisión de la unidad de punta del tipo parque eólico con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) en el SEN y SSMM se considera la fórmula de actualización siguiente:

$$C_{componente} = C_{componente-0} * \left[\left(Coef_1 * \frac{PPI_i}{PPI_0} \right) + Coef_2 * \frac{IPC_i}{IPC_0} * \frac{Dol_0}{Dol_i} \right]$$

Donde:

$C_{componente}$: Costo de desarrollo actualizado (US\$) del componente Subestación Eléctrica o Línea de Transmisión de la Unidad de Punta

$C_{componente-0}$: Costo de desarrollo inicial (US\$) del componente Subestación Eléctrica o Línea de Transmisión de la unidad de punta calculado para enero de 2024

Dol_i : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, al promedio mensual. para dos meses anteriores al cual se aplique la indexación.

Dol_0 : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente a noviembre de 2023 cuyo valor es 886,61.

PPI_i : Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente al séptimo mes anterior al cual se aplique la fijación.

PPI_0 : Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a junio de 2023 cuyo valor es 253,9.

IPC_i : Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para dos meses anteriores al cual se aplique la indexación.

IPC_0 : Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para al mes de noviembre de 2023 cuyo valor es 101,59.

$Coef_n$: Peso de cada indexador en la componente subestación eléctrica o línea de transmisión del costo de inversión.

Luego, para los Costos Fijos de Operación de la Unidad de punta del tipo parque eólico con sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) en el SEN y SSMM, se considera la fórmula de actualización siguiente:

$$C_{fijo-i} = C_{fijo-0} * \left[\frac{Dol_0}{Dol_i} * \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

Donde:

C_{fijo-i} : Costo fijo de operación y mantenimiento actualizado de la Unidad de Punta

C_{fijo-0} : Costo fijo de operación y mantenimiento inicial de la Unidad de Punta calculado enero de 2024.

Dol_i : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente al promedio mensual para dos meses anteriores al cual se aplique la indexación.

Dol_0 : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente a noviembre de 2023 cuyo valor es 886,61.

IPC_i : Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para dos meses anteriores al cual se aplique la indexación.

IPC₀: Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para el mes de noviembre de 2023 cuyo valor es 101,59.

17.2.4 Coeficientes

Tal como se indicó en la sección 17.1.4, se definió un conjunto de indexadores y luego a cada una de las partidas del costo de inversión de la unidad de punta se ha asignado uno de los Indexadores del conjunto analizado (PPI Turbina, PPI Motor, PPI, IPC, etc.), los cuales, según la experiencia del consultor, reflejarán en mejor forma su comportamiento en el tiempo. Luego, a partir de esta asignación se calculan los pesos relativos para cada componente (Coef_n), con lo que queda definida la fórmula de indexación del costo de desarrollo para cada caso estudiado.

Los pesos relativos de cada indexador para las componentes del costo de desarrollo de la Unidad de Punta en las distintas subestaciones del SEN se muestran en la hoja “R A MW_220kV_B”, donde A y B corresponde a la potencia y a la tecnología⁷¹ de la unidad de punta respectivamente, de incluidas en las planillas de cálculo del Anexo 6.

Los pesos relativos de cada indexador para las componentes del costo de desarrollo de la Unidad de Punta en las distintas subestaciones de los SSMM se muestran en la hoja “RESUMEN A MW_D”, donde A y D corresponde a la potencia y a la tecnología⁷² de la unidad de punta respectivamente, incluidas en las planillas de cálculo del Anexo 6.

⁷¹ PSFV_BEES = Parque Solar Fotovoltaico + BEES, PE_BEES = Parque Eólico + BEES, TG = Turbinas a Gas en ciclo simple o abierto

⁷² PE_BEES = Parque Eólico + BEES, TG = Turbinas a Gas en ciclo simple o abierto, GMGD = Grupo Motor – Generador Diésel, GMGGN = Grupo Motor – Generador Gas Natural

18.HERRAMIENTA DE CÁLCULO PARA DETERMINAR EL COSTO DE DESARROLLO Y SU ACTUALIZACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA

Las planillas de cálculo mediante las cuales se obtienen los costos de inversión y costo fijos de operación de la Unidad de Punta de las distintas tamaños, localizaciones y tecnologías en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y los Sistemas Medianos (SSMM) se adjuntan como Anexo 6.

- Adicionalmente, en las mismas planillas de cálculo (formato Excel) se determinan los precios básicos de potencia de punta, mediante las fórmulas o polinomios propuestos en el capítulo 15 del presente Informe.
- El cálculo del precio básico de la potencia de punta en las distintas subestaciones del SEN se encuentra implementado en la hoja **“RESUMEN PB POTENCIA”**, en las planillas de cálculo del Anexo 6.
- El cálculo del precio básico de la potencia de punta en las distintas subestaciones de los SSMM se encuentra implementado en la hoja **“RESUMEN PB POTENCIA”**, en las planillas de cálculo del Anexo 6.
- Por su parte, los indexadores propuestos y elegidos, y las correspondientes fórmulas de indexación de las componentes de costos principales de las distintas tecnologías para las unidades de punta se muestran en las mismas planillas de cálculo (formato Excel) del Anexo N° 6.
- La indexación de las componentes del precio básico de la potencia de punta en las distintas subestaciones del SEN se encuentra implementado en la hoja **“R ACT A MW_220kV_B”**, donde **A** y **B** corresponde a la potencia y a la tecnología de la unidad de punta respectivamente, en las planillas de cálculo del Anexo 6.
- La indexación de las componentes de la potencia de punta en las distintas subestaciones de los SSMM se encuentra implementado en la hoja **“RESUMEN ACT A MW_D”**, donde **A** y **D** corresponde a la potencia y a la tecnología de la unidad de punta respectivamente, en las planillas de cálculo del Anexo 6.

Asimismo, los instructivos para la actualización del costo de desarrollo de la Unidad de Punta para las distintas tecnologías estudiadas se adjuntan como documentos Word y PDF, en el Anexo 10.

ANEXOS

DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN

Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD

DE PUNTA DEL SEN Y DE LOS SSMM

ANEXO 1

**REPORTES SOLARES FOTOVOLTAICOS Y GRÁFICOS
DEL RECURSO VIENTO (m/s)**

ANEXO 2

PLANOS DE DISPOSICIÓN GENERAL (LAYOUT) DE LA UNIDAD DE PUNTA

ANEXO 3

METODOLOGÍA UTILIZADA PARA ESTIMAR FUNDACIONES DE AEROGENERADORES

ANEXO 4

METODOLOGÍA UTILIZADA PARA ESTIMAR FUNDACIONES DE AEROGENERADORES

ANEXO 5

**METODOLOGÍA UTILIZADA PARA DIMENSIONAR LA
INSTALACIÓN DE FAENAS, EXCAVACIONES/RELLENOS
DE CAMINOS NUEVOS, MEJORAMIENTOS DE
CAMINOS EXISTENTES, FUNDACIONES,
PLATAFORMAS, CANALIZACIONES Y CÁMARAS PARA
EL TRAZADO DE CABLES ELÉCTRICOS**

ANEXO 6

**PLANILLAS DE CÁLCULO (FORMATO EXCEL) COSTOS
DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA
UNIDAD DE PUNTA**

ANEXO 7

**ESTUDIO DE IMPACTO SISTÉMICO (FLUJOS DE
POTENCIA, CORTOCIRCUITO Y ESTABILIDAD)**

ANEXO 8

COSTO DE CAPITAL DE PETRÓLEO DIÉSEL ALMACENADO

ANEXO 9

PLANILLA DE CÁLCULO (FORMATO EXCEL) DE INDEXADORES

ANEXO 10

**INSTRUCTIVOS PARA ACTUALIZACIÓN DEL COSTO DE
DESARROLLO DE LA UNIDAD DE PUNTA DE LAS
DISTINTAS TECNOLOGÍAS**

ANEXO 11

**PLANILLA DE CÁLCULO (FORMATO EXCEL) PRECIO
POTENCIA SEN TURBINAS A GAS CICLO SIMPLE O
ABIERTO – SIETE INDEXADORES**

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

Anótese, publíquese y archívese

**MAURICIO
JAVIER FUNES
HUERTA**

Firmado digitalmente por MAURICIO
JAVIER FUNES HUERTA
Nombre de reconocimiento (DN):
c=CL, title=ABOGADO,
cn=MAURICIO JAVIER FUNES
HUERTA, email=MFUNES@CNE.CL,
serialNumber=13027549-4
Fecha: 2025.12.22 18:58:22 -03'00'

**SECRETARIO EJECUTIVO (S)
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA**

DZO/LZG/FCP/ERQ/MCB/JBM/AOM/mhs

Distribución

- Ministerio de Energía
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles
- Depto. Jurídico CNE
- Depto. Eléctrico CNE
- Oficina de Partes CNE