

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA



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

INFORME FINAL

PARTE 2

CNE-24-001 Rev.00

26 de junio de 2025

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

INDICE

Página

1	INTRODUCCIÓN, ANTECEDENTES Y RESUMEN EJECUTIVO	1
1.1	Introducción	1
1.2	Antecedentes	2
1.3	Resumen Ejecutivo.....	4
2	ANÁLISIS ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS DE GENERACIÓN DISPONIBLES PARA SUMINISTRAR POTENCIA DE PUNTA.....	7
2.1	General	7
2.2	Turbinas a Gas.....	11
2.2.1	Turbina de Gas Aeroderivativas (AD)	12
2.2.2	Turbina de Gas Heavy Duty (HD).....	12
2.2.3	Ciclo Abierto-Simple y Variantes	13
2.2.4	Ciclo Cerrado (Gases)	14
2.2.5	Disponibilidad en el Mercado	14
2.2.6	Rendimiento	14
2.3	Grupo Motor - Generador.....	16
2.3.1	Características Generales GMG	16
2.3.2	Definición de Clases de Potencia para Grupos Motor-Generador (Norma ISO 8528-1).....	17
	2.3.2.1 Potencia Límite-Tiempo de Funcionamiento o Standby	17
	2.3.2.2 Potencia Prime.....	18
	2.3.2.3 Potencia Continua.....	19
2.4	Centrales Renovables con Capacidad de Regulación o Almacenamiento	20
2.4.1	Centrales Renovables con Capacidad de Regulación.....	20
	2.4.1.1 Central Hidráulica con capacidad de regulación (Embalse).....	22
	2.4.1.2 Central de Concentración de Potencia (CSP) o Central Termosolar con acumulación de sales fundidas.....	24
	2.4.1.3 Central Geotérmica con gestión del fluido geotérmico	28
2.4.2	Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento	32
	2.4.2.1 Central Solar Fotovoltaica + Sistema de Almacenamiento de energía mediante baterías (BESS).....	33
	2.4.2.2 Central Eólica + Sistema de Almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)	37
	2.4.2.3 Central Hidroeléctrica de pasada + Sistema de Almacenamiento de energía mediante baterías (BESS).....	39
2.5	Sistema de Almacenamiento Stand Alone	41
2.5.1	Sistema de Almacenamiento de energía mediante baterías (BESS).....	41
2.5.2	Almacenamiento de energía mediante Central de Bombeo	52

3	CARACTERÍSTICAS ATRIBUTOS DE FLEXIBILIDAD DE DISTINTAS TECNOLOGÍAS	54
3.1	Centrales térmicas.....	55
3.1.1	Turbinas a gas	55
3.1.2	Grupo motor – generador	55
3.2	Centrales Renovables con Capacidad de Regulación.....	55
3.2.1	Central Hidráulica de Embalse	55
3.3	Central Termosolar con acumulación en Sales Fundidas o Concentración Solar de Potencia (CSP)	55
3.3.1	Central Geotérmica con gestión del fluido geotérmico.....	56
3.4	Centrales Renovables con Capacidad o Sistemas de Almacenamiento	56
4	CRITERIOS DE SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA SUMINISTRAR POTENCIA DE PUNTA.....	60
5	ANÁLISIS DE LAS SUBESTACIONES DEL SEN Y DE LOS SSMM PROPUESTAS Y LAS CONDICIONES NECESARIAS PARA LA INSTALACION DE LA UNIDAD DE PUNTA.....	74
5.1	Puntos de Conexión Factibles en el SEN y los SSMM	74
5.2	Análisis de las Subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional.....	79
5.2.1	Zona de la Subestación Roncacho 220 KV.....	83
5.2.1.1	Ubicación de la Central Generadora	83
5.2.1.2	Aspectos Territoriales	83
5.2.1.3	Aspectos Logísticos	83
5.2.1.4	Recurso Energético Primario	84
5.2.1.5	Aspectos Técnicos	85
5.2.2	Zona de la Subestación Cóndores 220 KV	90
5.2.2.1	Ubicación de la Central Generadora	90
5.2.2.2	Aspectos Territoriales	90
5.2.2.3	Aspectos Logísticos	90
5.2.2.4	Recurso Energético Primario	91
5.2.2.5	Aspectos Técnicos	92
5.2.3	Zona de la Subestación Nueva Pozo Almonte 220 KV	96
5.2.3.1	Ubicación de la Central Generadora	96
5.2.3.2	Aspectos Territoriales	96
5.2.3.3	Aspectos Logísticos	96
5.2.3.4	Recurso Energético Primario	97
5.2.3.5	Aspectos Técnicos	98
5.2.4	Zona de la Subestación Nueva Lagunas 220 KV	102
5.2.4.1	Ubicación de la Central Generadora	102
5.2.4.2	Aspectos Territoriales	102
5.2.4.3	Aspectos Logísticos	102
5.2.4.4	Recurso Energético Primario	103
5.2.4.5	Aspectos Técnicos	104
5.2.5	Zona de la Subestación Kimal 220 KV	108
5.2.5.1	Ubicación de la Central Generadora	108
5.2.5.2	Aspectos Territoriales	108
5.2.5.3	Aspectos Logísticos	108

	5.2.5.4 Recurso Energético Primario	109
	5.2.5.5 Aspectos Técnicos	110
5.2.6	Zona de la Subestación Miraje 220 KV	115
	5.2.6.1 Ubicación de la Central Generadora	115
	5.2.6.2 Aspectos Territoriales	115
	5.2.6.3 Aspectos Logísticos	115
	5.2.6.4 Recurso Energético Primario	116
	5.2.6.5 Aspectos Técnicos	118
5.2.7	Zona de la Subestación Kapatur 220 KV	122
	5.2.7.1 Ubicación de la Central Generadora	122
	5.2.7.2 Aspectos Territoriales	122
	5.2.7.3 Aspectos Logísticos	122
	5.2.7.4 Recurso Energético Primario	123
	5.2.7.5 Aspectos Técnicos	124
5.2.8	Zona de la Subestación Parinas 220 KV	128
	5.2.8.1 Ubicación de la Central Generadora	128
	5.2.8.2 Aspectos Territoriales	128
	5.2.8.3 Aspectos Logísticos	128
	5.2.8.4 Recurso Energético Primario	129
	5.2.8.5 Aspectos Técnicos	130
5.2.9	Zona de la Subestación Cumbres 220 KV	134
	5.2.9.1 Ubicación de la Central Generadora	134
	5.2.9.2 Aspectos Territoriales	134
	5.2.9.3 Aspectos Logísticos	134
	5.2.9.4 Recurso Energético Primario	135
	5.2.9.5 Aspectos Técnicos	136
5.2.10	Zona de la Subestación Illapa 220 KV	141
	5.2.10.1 Ubicación de la Central Generadora	141
	5.2.10.2 Aspectos Territoriales	141
	5.2.10.3 Aspectos Logísticos	141
	5.2.10.4 Recurso Energético Primario	142
	5.2.10.5 Aspectos Técnicos	143
5.2.11	Zona de la Subestación Nueva Cardones 220 KV	147
	5.2.11.1 Ubicación de la Central Generadora	147
	5.2.11.2 Aspectos Territoriales	147
	5.2.11.3 Aspectos Logísticos	147
	5.2.11.4 Recurso Energético Primario	148
	5.2.11.5 Aspectos Técnicos	149
5.2.12	Zona de la Subestación Nueva Maitencillo 220 KV	153
	5.2.12.1 Ubicación de la Central Generadora	153
	5.2.12.2 Aspectos Territoriales	153
	5.2.12.3 Aspectos Logísticos	153
	5.2.12.4 Recurso Energético Primario	154
	5.2.12.5 Aspectos Técnicos	155
5.2.13	Zona de la Subestación Nueva Pan de Azúcar 220 KV	159
	5.2.13.1 Ubicación de la Central Generadora	159
	5.2.13.2 Aspectos Territoriales	159
	5.2.13.3 Aspectos Logísticos	159
	5.2.13.4 Recurso Energético Primario	159
	5.2.13.5 Aspectos Técnicos	161

5.2.14	Zona de la subestación Nogales 220 KV	166
5.2.14.1	Ubicación de la Central Generadora	166
5.2.14.2	Aspectos Territoriales	166
5.2.14.3	Aspectos Logísticos	166
5.2.14.4	Recurso Energético Primario	167
5.2.14.5	Aspectos Técnicos.....	168
5.2.15	Zona de la Subestación Lo Aguirre 220 KV.....	172
5.2.15.1	Ubicación de la Central Generadora	172
5.2.15.2	Aspectos Territoriales	172
5.2.15.3	Aspectos Logísticos	172
5.2.15.4	Recurso Energético Primario	173
5.2.15.5	Aspectos Técnicos.....	174
5.2.16	Zona de la Subestación Candelaria 220 KV.....	179
5.2.16.1	Ubicación de la Central Generadora	179
5.2.16.2	Aspectos Territoriales	179
5.2.16.3	Aspectos Logísticos	179
5.2.16.4	Recurso Energético Primario	180
5.2.16.5	Aspectos Técnicos.....	181
5.2.17	Zona de la Subestación Entre Ríos 220 KV	186
5.2.17.1	Ubicación de la Central Generadora	186
5.2.17.2	Aspectos Territoriales	186
5.2.17.3	Aspectos Logísticos	186
5.2.17.4	Recurso Energético Primario	187
5.2.17.5	Aspectos Técnicos.....	188
5.2.18	Zona de la Subestación Ciruelos 220 KV.....	192
5.2.18.1	Ubicación de la Central Generadora	192
5.2.18.2	Aspectos Territoriales	192
5.2.18.3	Aspectos Logísticos	192
5.2.18.4	Recurso Energético Primario	193
5.2.18.5	Aspectos Técnicos.....	194
5.2.19	Zona de la Subestación Tineo 220 KV	198
5.2.19.1	Ubicación de la Central Generadora	198
5.2.19.2	Aspectos Territoriales	198
5.2.19.3	Aspectos Logísticos	198
5.2.19.4	Recurso Energético Primario	199
5.2.19.5	Aspectos Técnicos.....	200
5.2.20	Zona de la Subestación Puerto Montt 220 KV.....	204
5.2.20.1	Ubicación de la Central Generadora	204
5.2.20.2	Aspectos Territoriales	204
5.2.20.3	Aspectos Logísticos	204
5.2.20.4	Recurso Energético Primario	205
5.2.20.5	Aspectos Técnicos.....	206
5.3	Umbrales del Recurso Viento y Radiación Solar para sistema híbrido del tipo Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento	211
5.4	Criterios aplicables en la elección de las Subestaciones del SEN para el emplazamiento de un Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) Stand Alone	215
5.5	Subestaciones de los Sistemas Medianos Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams.....	222

5.5.1	Zona de la Subestación Tres Puentes	224
5.5.1.1	Ubicación de la Central Generadora	224
5.5.1.2	Aspectos Territoriales	224
5.5.1.3	Aspectos Logísticos	224
5.5.1.4	Recurso Energético Primario	225
5.5.1.5	Ubicación Subestación Tres Puentes 11,5 kV	226
5.5.1.6	Aspectos Técnicos	226
5.5.2	Zona de la Subestación Puerto Natales	231
5.5.2.1	Ubicación de la Central Generadora	231
5.5.2.2	Aspectos Territoriales	231
5.5.2.3	Aspectos Logísticos	231
5.5.2.4	Ubicación Subestación Puerto Natales 13,2 kV	232
5.5.2.5	Aspectos Técnicos	232
5.5.3	Zona de la Subestación Porvenir	235
5.5.3.1	Ubicación de la Central Generadora	235
5.5.3.2	Aspectos Territoriales	235
5.5.3.3	Aspectos Logísticos	235
5.5.3.4	Ubicación Subestación Porvenir 13,2 kV	236
5.5.3.5	Aspectos Técnicos	236
5.5.4	Zona de la Subestación Puerto Williams	239
5.5.4.1	Ubicación de la Central Generadora	239
5.5.4.2	Aspectos Territoriales	239
5.5.4.3	Aspectos Logísticos	239
5.5.4.4	Ubicación Subestación Puerto Williams 13,2 kV	240
5.5.4.5	Aspectos Técnicos	241
5.6	Subestaciones de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Puerto Cisnes, Cochamó y Hornopirén	242
5.6.1	Zona de la Subestación Chacabuco - Sistema Mediano Aysén	244
5.6.1.1	Ubicación de la Central Generadora	244
5.6.1.2	Aspectos Territoriales	244
5.6.1.3	Aspectos Logísticos	244
5.6.1.4	Ubicación Subestación Chacabuco	245
5.6.1.5	Aspectos Técnicos	245
5.6.2	Zona de la Subestación Tehuelche - Sistema Mediano Aysén	248
5.6.2.1	Ubicación de la Central Generadora	248
5.6.2.2	Aspectos Territoriales	248
5.6.2.3	Aspectos Logísticos	248
5.6.2.4	Ubicación Subestación Tehuelche	249
5.6.2.5	Aspectos Técnicos	249
5.6.3	Zona de la Subestación Palena	252
5.6.3.1	Ubicación de la Central Generadora	252
5.6.3.2	Aspectos Territoriales	252
5.6.3.3	Aspectos Logísticos	252
5.6.3.4	Ubicación Subestación Palena	253
5.6.3.5	Aspectos Técnicos	253
5.6.4	Zona de la Subestación Chile Chico - Sistema Mediano General Carrera	255
5.6.4.1	Ubicación de la Central Generadora	255
5.6.4.2	Aspectos Territoriales	255

	5.6.4.3 Aspectos Logísticos	255
	5.6.4.4 Ubicación Subestación Chile Chico	256
	5.6.4.5 Aspectos Técnicos	256
5.6.5	Zona de la Subestación Nuevo Reino - Sistema Mediano Puerto Cisnes	259
	5.6.5.1 Ubicación de la Central Generadora	259
	5.6.5.2 Aspectos Territoriales	259
	5.6.5.3 Aspectos Logísticos	259
	5.6.5.4 Ubicación Subestación Nuevo Reino	260
	5.6.5.5 Aspectos Técnicos	261
5.6.6	Zona de la Subestación Hornopirén	262
	5.6.6.1 Ubicación de la Central Generadora	262
	5.6.6.2 Aspectos Territoriales	262
	5.6.6.3 Aspectos Logísticos	262
	5.6.6.4 Ubicación Subestación Hornopirén	263
	5.6.6.5 Aspectos Técnicos	263
5.6.7	Zona de la Subestación Cochamó	266
	5.6.7.1 Ubicación de la Central Generadora	266
	5.6.7.2 Aspectos Territoriales	266
	5.6.7.3 Aspectos Logísticos	266
	5.6.7.4 Ubicación Subestación Cochamó.....	267
	5.6.7.5 Aspectos Técnicos	267
6	DISEÑO DETALLADO DE LOS PROYECTOS A ANALIZAR, IDENTIFICANDO LOS REQUERIMIENTOS Y EQUIPOS PRINCIPALES	271
6.1	Central Generadora del tipo Turbina a Gas en Ciclo Simple o Abierto (TG CA) de 70 MW, 120 MW Y 150 MW	271
6.1.1	Requerimientos de espacio y equipamiento	271
6.2	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.....	277
6.2.1	Requerimientos de espacio y Equipamiento principal.....	277
6.3	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.....	283
6.3.1	Requerimientos de espacio y Equipamiento principal.....	283
6.4	Sistema de Almacenamiento Stand Alone – Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS).....	290
6.4.1	Requerimientos de Espacio y Equipamiento Principal	290
6.5	Figura 161 : Mapa Conceptual Estructura Partida de Costos – Sistema BESS Stand -Alone Subestación Eléctrica, Línea de Transmisión 220 kV y Paño de Conexión	294
6.5.1	Subestación Eléctrica	296
6.5.2	Línea de Transmisión	297
6.5.3	Paño de Conexión	298
6.6	Central Generadora del tipo Turbina a Gas en Ciclo Simple o Abierto (TG CA) de tamaño 3 MW y 15 MW	300
6.6.1	Requerimientos de Espacio y Equipamiento Principal	300
6.6.2	Conexión Eléctrica	305

6.6.3	Paño de Conexión	305
6.7	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	307
6.7.1	Requerimientos de Espacio y Equipamiento Principal	307
6.7.2	Conexión Eléctrica	312
6.7.3	Paño de Conexión	313
7	DETERMINACIÓN DE ÍTEMS INCLUIDOS EN LAS PARTIDAS DE COSTOS DE INVERSIÓN DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS ANALIZADAS.....	315
7.1	Determinación de ítems incluidos en las partidas de costos de inversión de las distintas tecnologías analizadas	315
7.1.1	Antecedentes	315
7.1.2	Unidad de Generación Eléctrica y Sistema de Almacenamiento Stand Alone.....	315
7.1.2.1	Suministro de equipos principales - TG CA – GMG – Sistema HB CSF + BESS – Sistema HB PE + BESS y Sistema BESS Stand Alone.....	315
7.1.2.2	Obras Civiles y Montaje (aplica sólo TG CA - GMG).....	318
7.1.2.3	Obras Civiles y Montaje (sólo aplica a Sistema HB CSF + BESS, Sistema HB PE + BESS y Sistema BESS Stand Alone).....	319
7.1.2.4	Ingeniería (Aplica para todas las tecnologías).....	319
7.1.3	Resumen de partidas de costos incluidas en planilla de cálculo del CAPEX	321
7.2	Determinación de los Ítems incluidos en la partidas de costos fijos de la operación de las distintas tecnologías analizadas .	329
7.2.1	Antecedentes	329
7.2.2	Costos Fijos de Operación	329
8	DISPOSITIVOS DE MITIGACIÓN O ELIMINACIÓN DE CONTAMINACIÓN AMBIENTAL.....	333
8.1	Análisis de la regulaciones ambientales vigentes.....	333
8.1.1	Normativa aplicable.....	333
8.2	Cálculo de emisiones	334
8.2.1	Emisiones con combustible gas natural	334
8.2.2	Emisiones con combustible petróleo diésel	335
8.2.3	Sistema de monitoreo continuo de emisiones - CEMS	336
8.2.4	Tabla de emisiones.....	336
8.3	Conclusiones	338
9	EVOLUCION COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX) PERIODO 2025-2028 DE DISTINTAS TECNOLOGIAS DE GENERACIÓN	342
9.1	Costos de inversión (CAPEX) de las distintas tecnologías estudiadas como Unidad de Punta – Período 2025 - 2028.....	342
10	ESTUDIOS ELÉCTRICOS PARA LA CONEXIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA AL SEN Y LOS SSMM	351
10.1	Resumen Ejecutivo.....	351
10.2	Desarrollo de los Estudios Eléctricos (Sistémicos)	355

11 PARTIDAS DE COSTOS DE CONEXIÓN ELÉCTRICA AL SEN Y LOS SSMM

		357
11.1	Antecedentes	357
11.2	Costos subestaciones para conexión eléctrica al SEN.....	357
11.2.1	Equipamiento subestación de salida media tensión (MT) / 220 kV	
		359
11.2.2	Equipamiento subestación de conexión (Enlace)	362
11.2.3	Infraestructura	364
11.2.4	Construcción y montaje subestación	365
11.2.5	Ingeniería.....	366
11.3	Costo línea transmisión en el SEN.....	367
11.3.1	Suministro	367
11.3.2	Infraestructura línea	369
11.3.3	Construcción y Montaje línea de transmisión.....	370
11.3.4	Ingeniería.....	372
11.4	Costos conexión eléctrica para Sistemas Medianos.....	373
11.4.1	Equipamiento subestación	374
11.4.2	Obras Civiles y montaje subestación	375
	11.4.2.1 Infraestructura subestación.....	375
	11.4.2.2 Construcción y montaje subestación.....	376
11.4.3	Ingeniería subestación	377
11.4.4	Línea de conexión en media tensión	377
11.4.5	Obras civiles y montaje línea de transmisión media tensión	377
	11.4.5.1 Infraestructura línea.....	377
	11.4.5.2 Construcción y montaje línea de conexión media tensión.....	378
11.4.6	Ingeniería línea media tensión.....	378

12 COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA

		380
12.1	Antecedentes	380
12.2	Solicitud de cotizaciones informativas de equipamiento principal de generación y almacenamiento	381
12.3	Descripción de las fuentes de información.....	385
12.4	Determinación de ítems incluidos en las partidas de costos fijos de operación de las distintas tecnologías en estudio	388
12.4.1	Antecedentes	388
12.4.2	Costos fijos de operación	389
	12.4.2.1 Costos de mantenimiento y atención de fallas	389
	12.4.2.2 Costo de capital de petróleo diésel almacenado	392
	12.4.2.3 Costos de repuestos	393
	12.4.2.4 Costos fijos contratos centrales renovables	394
	12.4.2.5 Costo fijo de operación y mantención de subestación.....	395
	12.4.2.6 Costo fijo de inspección y mantenimiento de la línea de transmisión	396
	12.4.2.7 Costos de pérdidas de transformador de poder	397
	12.4.2.8 Costos de seguros	398
	12.4.2.9 Resumen de costos fijos.....	398

13 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.....	401
13.1 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.....	401
13.2 Central Generadora y Sistema de Almacenamiento.....	401
13.2.1 Suministro equipamiento principal.....	401
13.2.2 Equipamiento de generación y sistema almacenamiento.....	401
13.2.3 Red de suministro de petróleo diésel.....	402
13.2.4 Suministro de gas natural mediante gasoducto.....	402
13.2.5 Red de suministro de agua.....	403
13.2.6 Sistema aire comprimido.....	403
13.3 Sistema eléctricos auxiliares.....	403
13.3.1 Obras civiles y montajes.....	403
13.3.2 Construcción y montaje.....	404
13.3.3 Ingeniería.....	405
13.4 Subestaciones.....	405
13.4.1 Equipamiento de subestación de salida.....	405
13.4.2 Equipamiento de subestación de enlace.....	405
13.4.3 Obras civiles y montaje.....	408
13.4.4 Infraestructura de la subestación.....	408
13.4.5 Construcción y montaje de la subestación.....	408
13.4.6 Ingeniería de la subestación.....	408
13.5 Línea de transmisión.....	409
13.5.1 Suministros.....	409
13.5.2 Obras civiles y montaje.....	410
13.5.3 Infraestructura de la línea de transmisión.....	410
13.5.4 Construcción y montaje de la línea de transmisión.....	411
13.5.5 Ingeniería de la línea de transmisión.....	411
13.6 Gastos generales de la central generadora y sistema de almacenamiento.....	411
13.7 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.....	413
13.7.1 Antecedentes.....	413
13.7.2 Costos fijos operacionales.....	413
13.7.2.1 Costo de capital de petróleo diésel almacenado.....	413
13.7.2.2 Costos de repuestos.....	413
13.7.2.3 Costo fijo de operación y mantención de la subestación.....	413
13.7.2.4 Costo fijo de operación y mantención de la línea de transmisión.....	413
13.7.2.5 Costo de combustible (recargo por transporte de GNL mediante camiones).....	414

14 DESCRIPCION DEL CALCULO Y RESUMEN DE LOS RESULTADOS DEL COSTO DE INVERSIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA	416
14.1 Descripción del cálculo del costo de inversión de la Unidad de Punta.....	416
14.1.1 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)	419
14.1.2 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)	427
14.1.3 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)	435
14.1.4 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 hibrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS (SH CSF + Sistema BESS)	443
14.1.5 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 hibrido mediante tecnología aerogenerador onshore (parque eólico) con sistema de almacenamiento BESS (SH PE + Sistema BESS)	453
14.1.6 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)	460
14.1.7 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	467
14.1.8 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)	471
14.1.9 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)	473
14.1.10 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)	475
14.1.11 Resumen de costos de inversión y costos fijos de operación por tecnología, tamaño y ubicación de la Unidad de Punta en el SEN y los SSMM.....	483

15	MAYORES COSTOS DE FLEXIBILIDAD DE LA UNIDAD DE PUNTA POR EFECTOS DE INCORPORAR REQUERIMIENTOS DE FLEXIBILIDAD	490
15.1	Antecedentes	490

ANEXOS

- ANEXO 1 Reportes Solares Fotovoltaicos y Gráficos del Recurso Viento (mt/seg)
- 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

INDICE DE FIGURAS

- Figura 1 Ciclo de la Turbina a Gas
- 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)
- Figura 3 Heat Rate Turbinas Gas Ciclo Simple o Abierto (Btu/kWh)
- Figura 4 Potencia Límite – tiempo de funcionamiento o Standby
- Figura 5 Potencia prime
- Figura 6 Potencia continua
- Figura 7 Diagrama central renovable con capacidad de regulación
- Figura 8 Diagrama Central Hidráulica de Regulación (Embalse)
- Figura 9 Esquema Planta Termosolar
- Figura 10 Diagrama de flujo simplificado de la central geotérmica a condensación
- Figura 11 Diagrama de flujo simplificado de la central geotérmica binaria
- Figura 12 Diagrama Central renovable con capacidad de almacenamiento
- Figura 13 Esquema Central Solar Fotovoltaica más Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)
- Figura 14 Sistema de Almacenamiento de energía mediante Baterías (BESS)
- Figura 15 Esquema Central Eólica más Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)
- Figura 16 Ejemplos de estructuras de BESS según su química (según norma AS/NZS 5139). (A) Ion litio; (B) Níquel-cadmio o plomo ácido; (C) batería de flujo
- Figura 17 Tipos de topologías de BESS conectados a la red. (a) BESS distribuido; (b) BESS concentrado
- Figura 18 Esquema de “stand-alone off-grid sin función de carga a la red”.
- Figura 19 Esquema “stand-alone off-grid con función de carga a la red”
- Figura 20 Esquema “híbrido”
- Figura 21 Esquema “híbrido con limitación de inyección”.
- Figura 22 Esquema “conectado a la red con limitación de inyección”.
- Figura 23 Esquema de centro de bombeo hidráulico
- Figura 24: Subestación Roncacho 220 kV
- Figura 25: Disposición en Planta Subestación Roncacho 220 kV
- Figura 26: Subestación Roncacho 220 kV y sector de posible emplazamiento Unidad de Punta
- Figura 27: Radiación Solar en la zona de la Subestación Roncacho 220 kV
- Figura 28: Viento en la zona de la Subestación Roncacho 220 kV
- Figura 29: Subestación Cóndores 220 kV
- Figura 30: Disposición en Planta Subestación Cóndores 220 kV
- Figura 31: Subestación Cóndores 220 kV y sector de posible emplazamiento Unidad de Punta

-
- Figura 32: Radiación Solar en la zona de la Subestación Cóndores 220 kV
 - Figura 33: Viento en la zona de la Subestación Cóndores 220 kV
 - Figura 34: Subestación Nueva Pozo Almonte 220 kV
 - Figura 35: Disposición en Planta Subestación Nueva Pozo Almonte 220 kV
 - Figura 36: Subestación Nueva Pozo Almonte 220 kV y sector de posible emplazamiento Unidad de Punta
 - Figura 37: Radiación Solar en la zona de la Subestación Nueva Pozo Almonte 220 kV
 - Figura 38: Viento en la zona de la Subestación Nueva Pozo Almonte 220 kV
 - Figura 39: Subestación Nueva Lagunas 220 kV
 - Figura 40: Disposición en Planta Subestación Nueva Lagunas 220 kV
 - Figura 41: Subestación Nueva Lagunas 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta
 - Figura 42: Radiación Solar en la zona de la Subestación Nueva Lagunas 220 kV
 - Figura 43: Viento en la zona de la Subestación Nueva Lagunas 220 kV
 - Figura 44: Subestación Kimal 220 kV
 - Figura 45: Disposición en Planta Subestación Kimal 220 kV
 - Figura 46: Disposición en Planta Subestación Kimal 220 kV- Paños Transelec
 - Figura 47: Subestación Kimal 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta
 - Figura 48: Radiación Solar en la zona de la Subestación Kimal 220 kV
 - Figura 49: Viento en la zona de la Subestación Kimal 220 kV
 - Figura 50: Subestación Miraje 220 kV
 - Figura 51: Disposición en Planta Subestación Miraje 220 kV
 - Figura 52: Subestación Miraje 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta
 - Figura 53: Radiación Solar en la zona de la Subestación Miraje 220 kV
 - Figura 54: Viento en la zona de la Subestación Miraje 220 kV
 - Figura 55: Subestación Kapatur 220 kV
 - Figura 56: Disposición en Planta Subestación Kapatur 220 kV
 - Figura 57: Subestación Kapatur 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta
 - Figura 58: Radiación Solar en la zona de la Subestación Kapatur 220 kV
 - Figura 59: Viento en la zona de la Subestación Kapatur 220 kV
 - Figura 60: Subestación Parinas 220 kV
 - Figura 61: Disposición en Planta Subestación Parinas 220 kV
 - Figura 62: Subestación Parinas 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta
 - Figura 63: Radiación Solar en la zona de la Subestación Parinas 220 kV
 - Figura 64: Viento en la zona de la Subestación Parinas 220 kV
 - Figura 65: Subestación Cumbres 220 kV
 - Figura 66: Disposición en Planta Subestación Cumbres 220 kV
 - Figura 67: Disposición en Planta Subestación Cumbres 220 kV- Conexión PFV Almeyda
 - Figura 68: Subestación Cumbres 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta

-
- Figura 69: Radiación Solar en la zona de la Subestación Cumbres 220 kV
 - Figura 70: Viento en la zona de la Subestación Cumbres 220 kV
 - Figura 71: Subestación Illapa 220 kV
 - Figura 72: Disposición en Planta Subestación Illapa 220 kV
 - Figura 73: Subestación Illapa 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta
 - Figura 74: Radiación Solar en la zona de la Subestación Illapa 220 kV
 - Figura 75: Viento en la zona de la Subestación Illapa 220 kV
 - Figura 76: Subestación Nueva Cardones 220 kV
 - Figura 77: Disposición en planta Subestación Nueva Cardones 220 kV
 - Figura 78: Subestación Nueva Cardones 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta
 - Figura 79: Radiación Solar en la zona de la Subestación Nueva Cardones 220 kV
 - Figura 80: Viento en la zona de la Subestación Nueva Cardones 220 kV
 - Figura 81: Subestación Nueva Maitencillo 220 kV
 - Figura 82: Disposición en planta Subestación Nueva Maitencillo 220 kV
 - Figura 83: Subestación Nueva Maitencillo 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta
 - Figura 84: Radiación Solar en la zona de la Subestación Nueva Maitencillo 220 kV
 - Figura 85: Viento en la zona de la Subestación Nueva Maitencillo 220 kV
 - Figura 86: Subestación Nueva Pan de Azúcar 220 kV
 - Figura 87: Disposición en planta Subestación Nueva Pan de Azúcar 220 kV
 - Figura 88: Subestación Nueva Pan de Azúcar 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta
 - Figura 89: Radiación Solar en la zona de la Subestación Nueva pan de Azúcar 220 kV
 - Figura 90: Viento en la zona de la Subestación Nueva Pan de Azúcar 220 kV
 - Figura 91: Subestación Nogales 220 kV
 - Figura 92: Disposición de Planta Subestación Nogales 220 kV
 - Figura 93: Subestación Nogales 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta
 - Figura 94: Radiación Solar en la zona de la Subestación Nogales 220 kV
 - Figura 95: Viento en la zona de la Subestación Nogales 220 kV
 - Figura 96: Subestación Lo Aguirre 220 kV
 - Figura 97: Disposición Planta Subestación Lo Aguirre 220 kV
 - Figura 98: Subestación Lo Aguirre 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta
 - Figura 99: Radiación Solar en la zona de la Subestación Lo Aguirre 220 kV
 - Figura 100 : Viento en la zona de la Subestación Lo Aguirre kV
 - Figura 101: Subestación Candelaria 220 kV
 - Figura 102: Disposición de Planta Subestación Candelaria 220 kV
 - Figura 103: Esquema Unilineal subestación Candelaria 220 kV
 - Figura 104: Subestación Candelaria 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta
 - Figura 105: Radiación Solar en la zona de la Subestación Candelaria 220 kV

-
- Figura 106 : Viento en la zona de la Subestación Candelaria 220 kV
 - Figura 107: Subestación Entre Ríos 220 kV
 - Figura 108: Disposición de Planta Subestación Entre Ríos 220 kV
 - Figura 109: Subestación Entre Ríos 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta
 - Figura 110: Radiación Solar en la zona de la Subestación Entre Ríos 220 kV
 - Figura 111: Viento en la zona de la Subestación Entre Ríos 220 kV
 - Figura 112: Subestación Ciruelos 220 kV
 - Figura 113: Disposición de Planta y Elevación Subestación Ciruelos 220 kV
 - Figura 114: Subestación Ciruelos 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta
 - Figura 115: Radiación Solar en la zona de la Subestación Ciruelos 220 kV
 - Figura 116 : Viento en la zona de la Subestación Ciruelos 220 kV
 - Figura 117: Subestación Tineo 220 kV
 - Figura 118: Disposición de Planta Subestación Tineo 220 kV
 - Figura 119: Subestación Tineo 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta
 - Figura 120: Radiación Solar en la zona de la Subestación Tineo 220 kV
 - Figura 121 : Viento en la zona de la Subestación Tineo 220 kV
 - Figura 122: Subestación Puerto Montt 220 kV
 - Figura 123: Disposición de Planta Subestación Puerto Montt 220 kV
 - Figura 124: Subestación Puerto Montt 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta
 - Figura 125: Radiación Solar en la zona de la Subestación Puerto Montt
 - Figura 126 : Viento en la zona de la Subestación Puerto Montt
 - Figura 127: Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta – Tres Puentes
 - Figura 128: Sector emplazamiento Central y Subestación - Tres Puentes
 - Figura 129 : Viento en la zona de la Subestación Tres Puentes
 - Figura 130: Subestación Tres Puentes
 - Figura 131: Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta - Puerto Natales
 - Figura 132 : Sector emplazamiento Central y Subestación - Puerto Natales
 - Figura 133: Subestación Puerto Natales
 - Figura 134: Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta - Porvenir
 - Figura 135: Sector emplazamiento Central y Subestación - Porvenir
 - Figura 136: Subestación Porvenir
 - Figura 137: Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta - Puerto Williams
 - Figura 138: Sector emplazamiento Central y Subestación - Puerto Williams
 - Figura 139: Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta – Chacabuco (SSMM Aysén)
 - Figura 140: Sector emplazamiento Central y Subestación – Chacabuco (SSMM Aysén)
 - Figura 141: Subestación Chacabuco (SSMM Aysén)

-
- Figura 142: Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta – Tehuelche (SSMM Aysén)
- Figura 143 : Sector emplazamiento Central y Subestación – Tehuelche (SSMM Aysén)
- Figura 144: Subestación Tehuelche (SSMM Aysén)
- Figura 145: Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta - Palena
- Figura 146: Sector emplazamiento Central y Subestación - Palena
- Figura 147: Sector emplazamiento Central, Subestación Chile y Unidad de Punta – Chile Chico (SSMM General Carrera)
- Figura 148: Sector emplazamiento Central y Subestación - Chile Chico (SSMM General Carrera)
- Figura 149: Subestación Chile Chico (SSMM General Carrera)
- Figura 150: Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta – Nuevo Reino (SSMM Puerto Cisnes)
- Figura 151: Sector emplazamiento Central y Subestación – Nuevo Reino (SSMM Puerto Cisnes)
- Figura 152: Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta - Hornopirén
- Figura 153: Sector emplazamiento Central y Subestación – Hornopirén
- Figura 154: Subestación Hornopirén
- Figura 155: Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta - Cochamó.
- Figura 156: Sector emplazamiento Central y Subestación - Cochamó
- Figura 157: Subestación Cochamó
- Figura 158 : Mapa Conceptual Estructura Partidas de Costos -Turbina a Gas
- Figura 159 : Mapa Conceptual Estructura Partidas de Costos – Sistema Híbrido Parque Eólico + Sistema BESS
- Figura 160 : Mapa Conceptual Estructura de Costos – Sistema Híbrido Central Solar Fotovoltaica + Sistema BESS
- Figura 161 : Mapa Conceptual Estructura Partida de Costos – Sistema BESS Stand -Alone Subestación Eléctrica, Línea de Transmisión 220 kV y Paño de Conexión
- Figura 162 : Mapa Conceptual Estructura Partidas de Costos Subestaciones
- Figura 163 : Mapa Conceptual Estructura Partidas de Costos Línea de Transmisión
- Figura 164 : Mapa Conceptual Estructura Partidas de Costos – TG SSMM
- Figura 165 : Mapa Conceptual Estructura Partidas de Costos – GMG SSMM
- 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
- Figura 167: Inserción esperada tecnología renovables en Estados Unidos
- 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

-
- 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
- Figura 170 Evolución Costos de inversión (CAPEX) Solar Fotovoltaica en diferentes mercados – World Energy Outlook 2024
- Figura 171 Evolución Costos de inversión (CAPEX) Eólica Onshore en diferentes mercados – World Energy Outlook 2024
- Figura 172 Evolución Costos de inversión (CAPEX) Turbinas a Gas en diferentes mercados – World Energy Outlook 2024
- Figura 173 Evolución Costos de inversión (CAPEX) BESS– World Energy Outlook 2024
- Figura 174: Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 70 MW - diésel
- Figura 175: Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 70 MW - gas natural
- Figura 176: Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 70 MW – sistema dual
- Figura 177: Costo de Inversión subestación, paño de conexión y línea de transmisión
- Figura 178: Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 120 MW - diésel
- Figura 179: Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 120 MW - gas natural
- Figura 180: Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 120 MW – sistema dual
- Figura 181: Costo de Inversión subestación, paño de conexión y línea de transmisión
- Figura 182: Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 150 MW - diésel
- Figura 183: Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 150 MW - gas natural
- Figura 184: Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 150 MW – sistema dual
- Figura 185: Costo de Inversión subestación, paño de conexión y línea de transmisión
- Figura 186: Costo de Inversión Sistema hibrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 70 MW
- Figura 187: Costo de Inversión Sistema hibrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 120 MW
- Figura 188: Costo de Inversión Sistema hibrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 150 MW
- Figura 189: Costo de Inversión Sistema hibrido mediante tecnología aerogenerador onshore (parque eólico) con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 70 MW
- Figura 190: Costo de Inversión Sistema hibrido mediante tecnología aerogenerador onshore (parque eólico) con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 120 MW
- Figura 191: Costo de Inversión Sistema hibrido mediante tecnología aerogenerador onshore (parque eólico) con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 150 MW
- Figura 192: Costo de Inversión Sistema BESS - subestaciones del SEN - 70 MW
- Figura 193: Costo de Inversión Sistema BESS - subestaciones del SEN - 120 MW
- Figura 194: Costo de Inversión Sistema BESS - subestaciones del SEN - 150 MW

Figura 195: Costo de Inversión Unidad de Punta 70 MW – Distintas tecnologías y subestaciones del SEN

Figura 196: Costo de Inversión Unidad de Punta 120 MW – Distintas tecnologías y subestaciones del SEN

Figura 197: Costo de Inversión Unidad de Punta 150 MW – Distintas tecnologías y subestaciones del SEN

INDICE DE TABLAS

Tabla 1:	Atributos de flexibilidad de las distintas tecnologías disponibles para suministrar potencia de punta
Tabla 2:	Cuadro comparativo de principales características de las tecnologías disponibles para suministrar potencia de punta
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
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
Tabla 5:	Proyectos, tamaños y costos de inversión unitarios de sistema de almacenamiento stand alone con evaluación ambiental aprobada
Tabla 6:	Proyectos, tamaños y costos de inversión unitarios de sistema de almacenamiento stand alone en calificación ambiental y admisión de evaluación ambiental
Tabla 7:	Proyectos, tamaños y costos de inversión unitarios de sistema de almacenamiento stand alone en admisión de evaluación ambiental
Tabla 8:	Subestaciones básicas de potencia del SEN, subsistemas IT PNCP 2019 - 2024
Tabla 9:	Subestaciones Sistemas Medianos
Tabla 10:	Subestaciones básicas de potencia del SEN, subsistemas IT PNCP 2019 – 2024 y obtenidas de la operación esperada del SEN para el período 2025 - 2028
Tabla 11:	Subestaciones básicas de potencia del SEN, propuestas por el Consultor
Tabla 12:	Comentarios generales de la propuesta del Consultor de subestaciones del SEN, para análisis de puntos de conexión factibles de la Unidad de Punta
Tabla 13:	Cuadro resumen aspectos logísticos, aspectos técnicos y recurso renovable Subestaciones del SEN
Tabla 14:	Subestaciones del SEN – Recurso eólico y recurso solar – Elección Subestaciones donde aplica Sistema híbrido central Solar fotovoltaica + BESS y sistema híbrido parque eólico + BESS
Tabla 15:	Subestaciones del SEN recomendadas para instalación de Sistema BESS estudio Coordinador Eléctrico Nacional
Tabla 16:	Vertimiento (Energía MWh) Centrales Eólica y Solares Fотоволтаicas mayor 9.000 MWh/mes – Periodo Dic. 2023 – Nov. 2024
Tabla 17:	Vertimiento (Energía MWh) Centrales Eólica y Solares Fотоволтаicas mayor 9.000 MWh/mes – Periodo Dic. 2023 – Nov. 2024

Tabla 18:	Centrales solares fotovoltaicas y Zonas geográficas (Subestaciones del SEN) elegidas para determinación costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta mediante tecnología de Sistema BESS Stand Alone
Tabla 19:	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
Tabla 20:	Subestación, tecnología y tamaño de sistema híbrido mediante parque eólico + BESS - Sistema Mediano Punta Arenas
Tabla 21:	Tamaño (MW), nivel de tensión, área requerida (terreno) Unidad de Punta – Tecnología del tipo TG CA
Tabla 22:	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
Tabla 23:	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
Tabla 24:	Potencia (MW), energía (MWh), área requerida (terreno) y referencia de plano de disposición (layout) - Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) stand alone
Tabla 25:	Tamaño (MW), Área requerida (terreno) y Referencia de Plano Unidad de Punta del tipo Turbinas gas en Ciclo Simple o Abierto en los SSMM
Tabla 26:	Tamaño (MW), Área requerida (terreno) y Referencia de Plano Unidad de Punta del tipo Grupo Motor - Generador en los SSMM
Tabla 27:	Itemizado de partidas de costos – Unidad de generación eléctrica TG CA
Tabla 28:	Itemizado de partidas de costos – Sistema Híbrido Central Solar Fotovoltaica + Sistema BESS
Tabla 29:	Itemizado de partidas de costos – Sistema Híbrido Parque Eólico + Sistema BESS
Tabla 30:	Itemizado de partidas de costos – Sistema BESS Stand Alone
Tabla 31:	D.S. 13 Límites de emisión para fuentes emisoras nuevas (mg/Nm ³)
Tabla 32:	Emisiones estimadas Turbinas a Gas – Limite Emisión PPDA RM – Limite Emisión D.S. 13
Tabla 33:	Resumen de los resultados de flujos de potencia para las distintas subestaciones del SEN propuestas para la instalación de la Unidad de Punta
Tabla 34:	Resumen de los resultados de flujos de potencia para las distintas subestaciones de los SSMM propuestas para la instalación de la Unidad de Punta
Tabla 35:	Equipamiento Subestación SEN - Unidad de Punta
Tabla 36:	Equipamiento Subestación Enlace SEN
Tabla 37:	Sistema eléctrico, tecnologías y tamaño Unidad de Punta en el SEN y los SSMM
Tabla 38 :	Fabricantes / Proveedores tecnología turbina a gas en ciclo simple o abierto (TG CA)

Tabla 39:	Fabricantes / Proveedores tecnología turbina a gas en ciclo simple o abierto (TG CA)
Tabla 40:	Fabricantes / Proveedores tecnología grupo motor – generador (GMG)
Tabla 41:	Fabricantes / Proveedores tecnología aerogeneradores onshore (PE)
Tabla 42:	Fabricantes / Proveedores tecnología solar fotovoltaica (SFV)
Tabla 43:	Fabricantes / Proveedores tecnología sistema almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)
Tabla 44:	Costos Fijos de Operación en TG de 70MW -120 MW- 150 MW
Tabla 45:	Costos Fijos de Operación en TG de 3 MW- 15 MW
Tabla 46:	Costos Fijos de Operación en Grupos Motor – Generador
Tabla 47.:	Costos Fijos de Operación en Central Renovable con Almacenamiento BESS – SEN 70 MW, 120 MW y 150 MW
Tabla 48.	Costos Fijos de Operación de sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)
Tabla 49:	Costo capital petróleo diésel TG 70 MW, 120 MW y 150 MW
Tabla 50:	Costo capital petróleo diésel TG 3 MW y 15 MW
Tabla 51.:	Costo capital petróleo diésel Grupo Motor – Generador distintos tamaños
Tabla 52:	Costo repuestos TG 70 MW, 120 MW y 150 MW
Tabla 53:	Costo repuestos TG 3 MW y 15 MW
Tabla 54:	Costo repuestos Grupo motor – generador distintos tamaños
Tabla 55:	Costos contratos central solar fotovoltaica con BESS
Tabla 56:	Costos contratos parque eólico con BESS
Tabla 57:	Costo fijo mantención subestación alta tensión
Tabla 58:	Costo Fijo mantención subestación media tensión
Tabla 59:	Costo fijo mantención línea de transmisión AT
Tabla 60:	Costo Fijo mantención línea de transmisión MT
Tabla 61:	Resumen costos fijos TG 70 MW, 120 MW y 150 MW
Tabla 62 :	Resumen costos fijos TG 3 MW y 15 MW
Tabla 63:	Resumen costos fijos GMG distintos tamaños
Tabla 64 :	Resumen costos fijos Sistema híbrido Parque Eólico + BESS
Tabla 65.:	Resumen costos fijos Sistema híbrido Central Solar Fotovoltaica + BESS
Tabla 66:	Resumen costos fijos BESS Stand Alone
Tabla 67:	Distancias a Gasoductos desde Subestaciones en el SEN
Tabla 68:	Costos Terrenos y Servidumbre Gasoducto de Unidades de Punta en el SEN
Tabla 69:	Distancias a Puerto
Tabla 70:	Cantidad de Equipos Principales en Subestaciones de Enlace 220 kV
Tabla 71:	Configuración Subestaciones de Enlace en el SEN
Tabla 72:	Características Líneas de Transmisión en el SEN
Tabla 73:	Infraestructura Líneas SEN

Tabla 74:	Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 70 MW
Tabla 75:	Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 70 MW
Tabla 76:	Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 70 MW
Tabla 77:	Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 120 MW
Tabla 78:	Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 120 MW
Tabla 79:	Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 120 MW
Tabla 80:	Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 150 MW
Tabla 81:	Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 150 MW
Tabla 82:	Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 150 MW
Tabla 83:	Costo de Inversión Sistema hibrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 70 MW
Tabla 84:	Costo de Inversión Sistema hibrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 70 MW
Tabla 85:	Costo de Inversión Sistema hibrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 120 MW
Tabla 86:	Costo de Inversión Sistema hibrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 120 MW
Tabla 87:	Costo de Inversión Sistema hibrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 150 MW
Tabla 88:	Costo de Inversión Sistema hibrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 150 MW
Tabla 89:	Costo de Inversión Sistema hibrido mediante tecnología aerogenerador onshore (parque eólico) con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 70 MW
Tabla 90:	Costo de Inversión Sistema hibrido mediante tecnología aerogenerador onshore (parque eólico) con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 120 MW
Tabla 91:	Costo de Inversión Sistema hibrido mediante tecnología aerogenerador onshore (parque eólico) con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 150 MW
Tabla 92:	Costo de Inversión Sistema BESS - Subestaciones del SEN - 70 MW
Tabla 93:	Costo de Inversión Sistema BESS - Subestaciones del SEN - 120 MW
Tabla 94:	Costo de Inversión Sistema BESS - Subestaciones del SEN - 150 MW
Tabla 95:	Costo de Inversión turbinas a gas - Sistema Mediano Puerto Natales – 3 MW
Tabla 96:	Costo de Inversión turbinas a gas - Sistema Mediano Punta Arenas – 15 MW
Tabla 97:	Costo de Inversión grupo motor – generador en base a gas natural- Sistema Mediano Porvenir – 1,8 MW
Tabla 98:	Costo de Inversión grupo motor – generador en base a gas natural- Sistema Mediano Puerto Natales – 3,0 MW
Tabla 99:	Costo de Inversión grupo motor – generador en base a petróleo diésel - Sistema Mediano Puerto Cisnes – 0,3 MW

Tabla 100	Costo de Inversión grupo motor – generador en base a petróleo diésel - Sistema Mediano Puerto Williams – 0,4 MW
Tabla 101	Costo de Inversión grupo motor – generador en base a petróleo diésel - Sistema Mediano Puerto Aysén – 0,8 MW
Tabla 102	Costo de Inversión grupo motor – generador en base a petróleo diésel - Sistema Mediano Hornopirén – 0,9 MW
Tabla 103	Costo de Inversión grupo motor – generador en base a petróleo diésel - Sistemas Medianos de Cochamó, Chile Chico y Palena – 1,0 MW
Tabla 104	Costo de Inversión grupo motor – generador en base a petróleo diésel - Sistema Mediano Porvenir – 1,8 MW
Tabla 105	Costo de Inversión grupo motor – generador en base a petróleo diésel - Sistema Mediano Puerto Natales – 3,0 MW
Tabla 106	Resumen costos unitarios de inversión (US\$/kW) y costos fijos unitarios de operación (US\$/kW) por tecnología, tamaño y ubicación en el SEN
Tabla 107	Resumen costos unitarios de inversión (US\$/kW) y costos fijos unitarios de operación (US\$/kW) por tecnología, tamaño y ubicación en el SEN
Tabla 108	Resumen costos unitarios de inversión (US\$/kW) y costos fijos unitarios de operación (US\$/kW) por tecnología, tamaño y ubicación en el SEN
Tabla 109	Resumen costos unitarios de inversión (US\$/kW) y costos fijos unitarios de operación (US\$/kW) por tecnología, tamaño y ubicación en los Sistemas Medianos
Tabla 110	Resumen costos unitarios de inversión (US\$/kW) y costos fijos unitarios de operación (US\$/kW) por tecnología, tamaño y ubicación en los Sistemas Medianos
Tabla 111.	Curva de degradación de baterías en función de ciclos diarios de operación
Tabla 112	Mayores costos de flexibilidad de los SAE mediante baterías (BESS) Stand Alone

1

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

INTRODUCCIÓN, ANTECEDENTES Y RESUMEN EJECUTIVO

1 INTRODUCCIÓN, ANTECEDENTES Y RESUMEN EJECUTIVO

1.1 Introducción

La Comisión Nacional de Energía (CNE) mediante licitación pública N° 610-24-LQ24 ha contratado los servicios profesionales de la Unión Temporal de Proveedores (en adelante “UTP”) conformada por Krea Energía Limitada y KAS Ingenieros Asociados S.A. para que realice el Estudio denominado **“Determinación de los Costos de Inversión y Costos Fijos de Operación de la Unidad de Punta del SEN y de los SSMM”**, cuyos objetivos generales son los siguientes:

- Establecer una herramienta trazable y reproducible, en los términos que la Comisión establezca, para determinar y actualizar el precio básico de potencia de punta en el SEN y los SSMM.
- Propuesta de precio básico de potencia de punta en el SEN y los SSMM a partir de la estructura señalada en las Bases Técnicas de Licitación, junto con una propuesta de fórmulas de indexación del precio básico de potencia de punta considerando una periodicidad determinada.
- Realizar un análisis crítico, y entregar propuestas en caso de que corresponda, de otras componentes que afectan al precio básico de potencia de punta, tales como la definición de subsistemas de potencia y la elección de la subestación básica de potencia.

El presente informe se presenta de acuerdo con lo establecido en la cláusula Octava del Convenio de Prestación de Servicios entre la Comisión Nacional de Energía y Unión Temporal de Proveedores KAS Ingenieros Asociados S.A. y Krea Energía Limitada (en adelante **“UTP KAS y Krea Energía”**) de fecha 03 de septiembre de 2024, el cual dice relación con las actividades mínimas a realizar por parte de la UTP KAS y Krea Energía de las Actividades g), h) e i) del Objetivo Específico N°4 y Actividad j) del Objetivo Específico N°5.

1.2 Antecedentes

De acuerdo con lo establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos, corresponde a la Comisión Nacional de Energía (en adelante CNE o Comisión), entre otras tareas, el cálculo de los precios de nudo de energía y potencia en los sistemas eléctricos de tamaño superior a 1.500 kW de capacidad instalada de generación.

Para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 49° del Decreto N° 86, los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta en los respectivos subsistemas definidos por la Comisión, serán determinados sobre la base de un Estudio de Costos de Unidades de Punta para los respectivos sistemas eléctricos, a más tardar cada cuatro años, el cual podrá ser contratado por la Comisión conforme a las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas vigentes.

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.

Sin perjuicio de lo anterior, la Comisión podrá encargar o realizar un nuevo estudio, en tanto existan razones fundadas para ello.

Con base en lo descrito anteriormente, resulta necesario revisar las características de la unidad que aporte potencia de punta en el SEN, de forma tal de actualizar las condiciones actuales y desarrollo esperado del sistema, y reconocer de forma adecuada las componentes que permitan una consistencia tarifaria con el pago de la potencia de punta. Por otra parte, en el caso de los Sistemas Medianos (SSMM), los cuales poseen una capacidad instalada de generación superior a 1.500 kW e inferior a 200 MW, se deben determinar y evaluar los costos de desarrollo de las unidades de punta, de acuerdo con las características propias de cada uno de ellos.

En particular, para el caso del SEN, una variable que incide en el cálculo del precio básico de potencia es la definición de subsistemas de potencia y de subestación básica de potencia, razón por la cual resulta necesario realizar un análisis crítico a las metodologías empleadas para definirlos, y desarrollar propuestas metodológicas para su determinación. Posteriormente, a partir de las propuestas metodológicas, en conjunto a un análisis de operación esperada del sistema, se deberán proyectar los eventuales desacoples de potencia en las subestaciones nacionales durante el periodo 2025-2028, de modo tal de poder estimar los subsistemas durante ese periodo y así determinar el universo de ubicaciones donde se analizarán los costos de las unidades de punta.

Por otra parte, debido a los nuevos paradigmas de operación del sistema eléctrico chileno, en el cual existe una importante inserción de energías renovables variables, resulta necesario considerar y evaluar la incorporación y caracterización de costos relativos a la provisión de flexibilidad por parte de estas unidades de punta.

Finalmente, el estudio deberá desarrollarse conforme a los objetivos y alcances establecidos en las Bases Técnicas, debiendo abordar las actividades y tareas que se consideren necesarias para el adecuado logro de los objetivos propuestos.

Asimismo, en el presente Informe se determinarán los costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta. Esto incluye las distintas tecnologías establecidas en las bases técnicas de licitación, como son: turbinas a gas en ciclo simple o abierto de tamaño 70 MW, 120 MW y 150 MW para distintas localizaciones en el SEN. Adicionalmente, se determinará también los costos de inversión y costos fijos de operación para un sistema híbrido formado por la tecnología del tipo solar fotovoltaica y aerogeneradores onshore (eólica), ambas con un sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) para tamaño de 70 MW, 120 MW y 150 MW considerando la disponibilidad del recurso energético primario (radiación solar y viento) y consecuentemente la factibilidad técnica en las distintas localizaciones del SEN. Asimismo, se determinarán los costos de inversión y costos fijos de operación de un sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) stand alone, para tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW, según los criterios definidos en el desarrollo de este Informe. Además, se determinarán los costos de inversión y costos fijos de operación para unidades generadoras del tipo turbinas a gas en ciclo simple o abierto de tamaño 3 MW y 15 MW para los SSMM de Puerto Natales y Punta Arenas respectivamente. Para el caso de los demás Sistemas Medianos de la Región de Los Lagos (Cochamó y Hornopirén), Aysén (Pto. Aysén, Palena, General Carrera y Pto. Cisnes) y Magallanes (Pto. Natales, Provenir y Pto. Williams) se utilizará como unidades generadoras la tecnología del tipo grupo motor – generador utilizando combustible gas natural y petróleo diésel.

Asimismo, se determinarán los mayores costos, en caso de que corresponda, en los que incurrirían las unidades de punta por efecto de incorporar requerimientos de flexibilidad.

1.3 Resumen Ejecutivo

El objetivo principal de este Informe consiste en determinar detalladamente los costos de inversión y fijos de operación de unidades de punta para el SEN y los SSMM, considerando las distintas tecnologías que resulten eficientes para la provisión de la demanda de punta. Adicionalmente, se incluye la caracterización y determinación de costos, en caso de que corresponda, de incorporar requerimientos de flexibilidad en las unidades de punta, para dar cumplimiento a los objetivos que plantea la normativa técnica y el mercado eléctrico.

Para la elaboración del presente Informe en primer lugar se realizó una análisis de las alternativas de tecnologías de generación eléctrica disponibles para suministrar potencia de punta. El análisis incluye tecnologías del tipo turbinas a gas en ciclo simple o abierto, grupo motor – generador (motor de combustión), centrales renovables con capacidad de regulación, centrales renovables con capacidad de almacenamiento y sistema de almacenamiento stand alone.

Posteriormente, el Informe incluya la caracterización de los atributos de flexibilidad de las distintas tecnologías analizadas que permiten suministrar potencia de punta. Asimismo, se definen los criterios de selección para las tecnologías para suministrar potencia de punta

Acontinuación el Informe incluye un análisis detallado de las subestaciones del SEN y de los SSMM propuestas por el Consultor, como puntos de conexión factibles de la unidad de punta y las condiciones necesarias para la instalación de las unidad de punta.

Adicionalmente, el Informe contiene un diseño detallado de los proyectos de la unidad de punta, incluida su conexión al SEN y los SSMM, identificando los principales requerimientos para su instalación y equipos principales. Asimismo, se determinan los ítems incluidos en las partidas de costos de los distintas tecnologías (proyectos) analizados como unidad de punta.

El Informe también analiza los dispositivos de mitigación o eliminación de contaminación ambiental de tal manera que los proyectos analizados correspondientes a las distintas tecnologías candidatas como unidad de punta, puedan cumplir con la normativa ambiental vigente.

Por su parte, para disponer de algunas fuentes de información en relación a la evolución de los costos de inversión (CAPEX) de las distintas tecnologías candidatas como Unidad de Punta se analizan distintos mercados internacionales para el período 2025 – 2028.

Además, para poder cumplir con la normativa técnica de seguridad y calidad de servicio tanto el SEN como en los distintos SSMM analizados, se realizan los

estudios sistémicos (estudios eléctricos) para la conexión eléctrica de la unidad de punta.

El Informe incluye además la determinación de las partidas de costos de conexión eléctrica al SEN y los SSMM, de las distintas tecnologías, tamaños y ubicaciones candidatas como unidad de punta

Por su parte, para poder cumplir con el objetivo principal del presente Informe se realiza la determinación de los costos de inversión (CAPEX) y costos fijos de operación (CFO) de la unidad de punta en las distintas subestaciones (puntos de conexión factibles) del SEN y los distintos SSMM

Adicionalmente, en el capítulo trece(13) se determinan las partidas de costos de inversión y costos fijos de operación que presentan variación antes las distintas alternativas de localización para la unidad de punta de igual tamaño.

Además en el capítulo catorce(14), se realiza una descripción del cálculo y un resumen de los costos de inversión de la unidad de punta. Asimismo, se presentan las tablas resumen de los resultados de los costos de inversión de las distintas localizaciones, tecnologías y tamaños de la unidad de punta en el SEN y de los SSMM. En las tablas finales del capítulo 14 se muestran los costos unitarios (US\$/kW) de inversión y costos fijos unitarios (US\$/kW) de operación de la unidad de punta en el SEN y de los SSMM.

Finalmente, se presentan en el Informe los antecedentes que dicen relación con los mayores costos de flexibilidad de la unidad de punta, por efectos de incorporar requerimientos de flexibilidad en las distintas tecnologías estudiadas.

2

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

ANÁLISIS ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS DE GENERACIÓN DISPONIBLES PARA SUMINISTRAR POTENCIA DE PUNTA

2 ANÁLISIS ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS DE GENERACIÓN DISPONIBLES PARA SUMINISTRAR POTENCIA DE PUNTA

2.1 General

El análisis que se desarrolla a continuación considera las alternativas tecnológicas de unidades generadoras que puedan proveer potencia de punta en los sistemas eléctricos del SEN y 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 tecnologías como son las centrales renovables con capacidad de regulación y centrales renovables con capacidad de almacenamiento. Asimismo, se deberá considerar el análisis de sistemas de almacenamiento del tipo stand alone

Las centrales del tipo renovable con capacidad de regulación, que podrían considerar entre otras son las siguientes: Central hidroeléctrica con capacidad de regulación (Embalse), Central de Concentración de Potencia (CSP) o Central Termosolar con acumulación de sales fundida y Central Geotérmica con gestión de fluido geotérmico.

Por su parte, las centrales del tipo renovable con sistema de almacenamiento, también denominadas híbridas que podrían considerarse entre otras son las siguientes: central solar fotovoltaica, parque eólico y central hidráulica de pasada, todas las anteriores con un sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS¹).

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

Por su parte tecnologías tales como turbina a vapor en bases a biomasa, eólica, solar fotovoltaico, mareomotriz, undimotriz y minihidráulica, no son consideradas en este análisis, básicamente por presentar una alta variabilidad (ERV²) en su oferta de generación eléctrica, lo cual no permite asegurar una disponibilidad continua de su potencia de suficiencia en la mayoría de las tecnologías antes señaladas, por lo tanto no resultan adecuadas para ser consideradas como tecnologías candidatas a la denominación de Unidad de Punta en las subestaciones eléctricas indicadas y

¹ Battery Energy Storage Systems

² Energía Renovable Variable

además por el bajo factor de planta característico de la mayoría de ellas, con excepción de la tecnología del tipo turbina a vapor en base a biomasa.

Las tecnologías de cogeneración y de eficiencia energética, por tener 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, éstos corresponden a combustibles fósiles: Petróleo Destilado o diésel; Petróleo Residual; Gas Natural y Gas Licuado derivado de Petróleo o LPG. 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 que está siendo considerado a la fecha dentro del mercado y a la fecha existen varios proyectos en Chile en desarrollo que consideran esta tecnología de almacenamiento. Adicionalmente, las centrales renovables con capacidad de regulación/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 o 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 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 LNG.

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 (Biodiesel), 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 tecnologías de generación eléctrica disponible para suministrar potencia de punta

Para definir el tipo de equipo para suministrar la potencia de punta, habrá que tener en consideración 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 se instalará este equipo, según las condiciones climáticas (presión, temperatura, humedad, vientos, polvo, etc.) imperantes en la zona. Así también se considerará 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.

Además, se considera en el presente estudio que los equipos generadores sólo tendrán por objeto satisfacer las demandas 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 (partida en negro) sin perjuicio de lo que la CNE defina en etapas posteriores del estudio.

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 (a pedido) 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. N° 13. 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) tanto para el Sistema Eléctrico Nacional como para los SSMM.

2.2 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 1

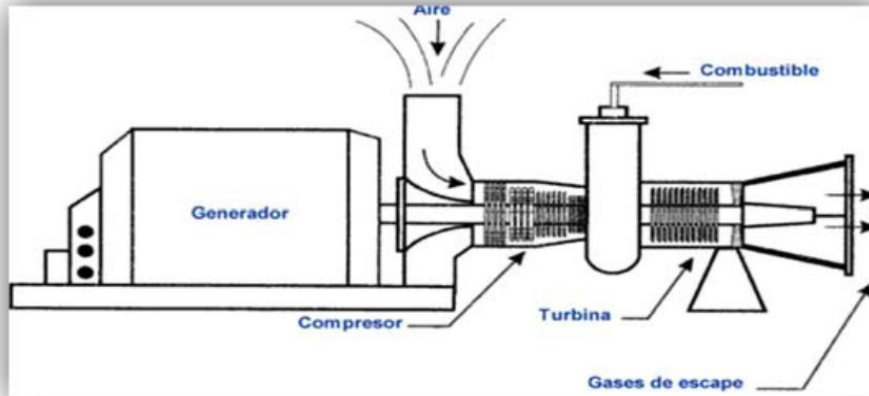


Figura 1 Ciclo de la Turbina a Gas

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 2

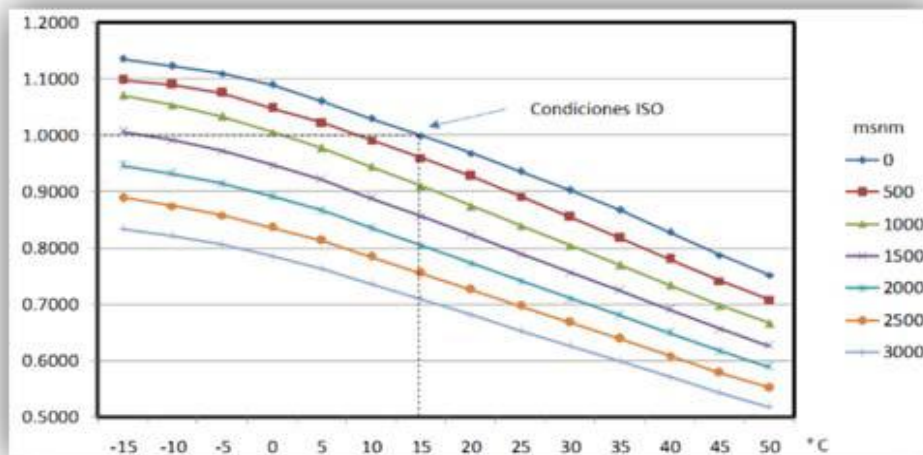


Figura 2 Ajuste de la Potencia Bruta de una Turbina de Gas por Efecto de la Altitud (m.s.n.m) y la Temperatura Ambiente (°C)

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 cuente. Dependiendo de su origen las podemos clasificar en:

2.2.1 Turbina de Gas Aeroderivativas (AD)

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 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.

2.2.2 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 MW³, 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.

Según el ciclo termodinámico de funcionamiento se clasifican en:

2.2.3 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 HD⁴ y las de eje partido a las AD⁵.

³ Gas Turbine World 2024 GTW Handbook, Volume 39

⁴ Heavy Duty

⁵ 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.

2.2.4 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.

2.2.5 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.

2.2.6 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 2/3 del trabajo producido se usa comprimiendo el aire. El otro 1/3 está disponible para generar electricidad, impulsar un dispositivo mecánico, etc.

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 Rate⁶) aumenta, como se muestra en la siguiente figura:

⁶ Poder calorífico inferior del gas natural

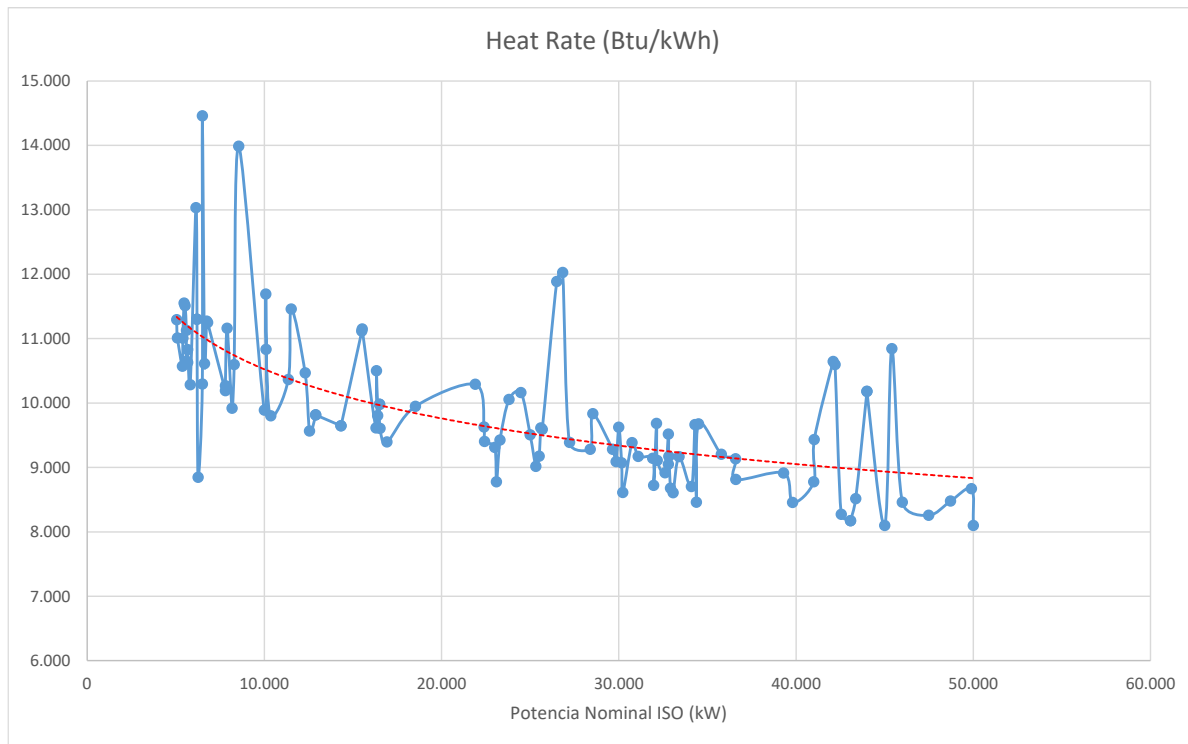


Figura 3 Heat Rate Turbinas Gas Ciclo Simple o Abierto (Btu/kWh)

Las condiciones ambientales bajo las cuales opera la turbina a gas tienen un efecto notable 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.

2.3 Grupo Motor - Generador

2.3.1 Características Generales 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 grupo motor - generador son muy adecuados para su uso en centros de generación distribuida, en especial en el rango entre 1 MW a 5 MW. Dentro de este rango por lo general las unidades son prefabricadas y paquetizadas y requieren menores recursos de ingeniería para su instalación y puesta en marcha.

Históricamente los grupo motor - generador han sido utilizados 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 muy 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 (rpm) 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.

Los GMG tienen eficiencias en el rango de 25 a 45 % (basados en PCI⁷). 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.

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

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

2.3.2.1 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.

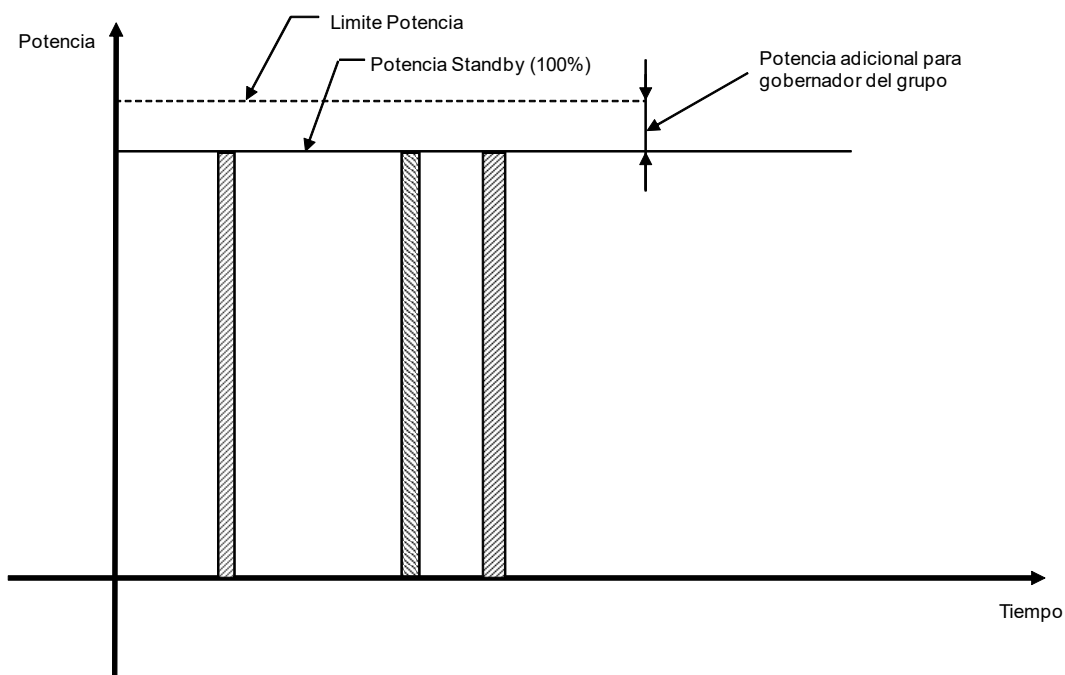


Figura 4 Potencia Límite – tiempo de funcionamiento o Standby

⁷ Poder Calorífico Inferior

2.3.2.2 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 N° 2.5) 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 hrs.

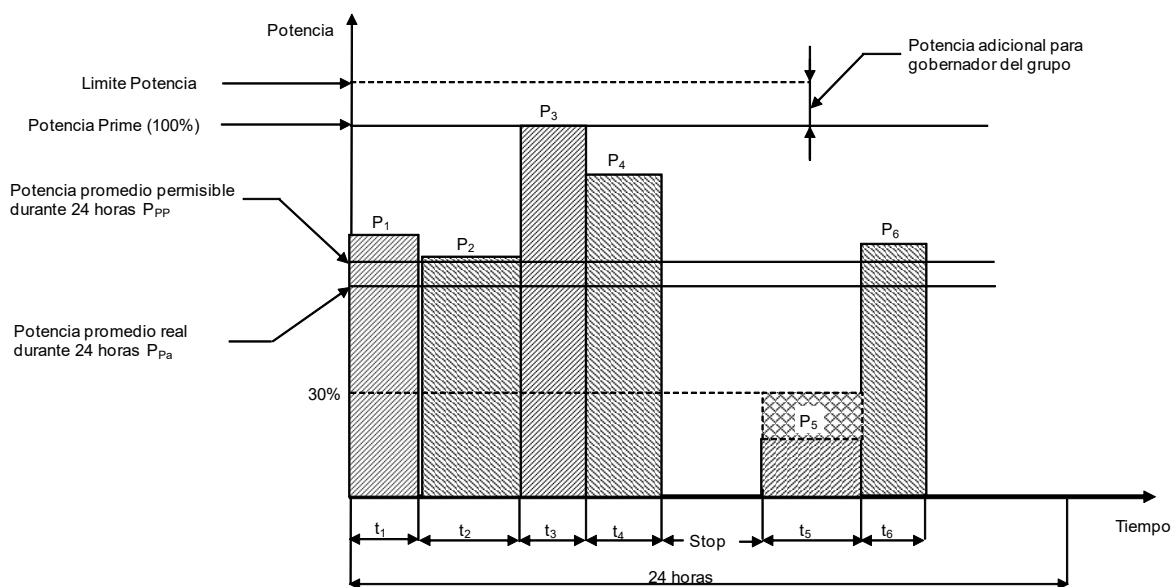


Figura 5 Potencia prime

2.3.2.3 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.

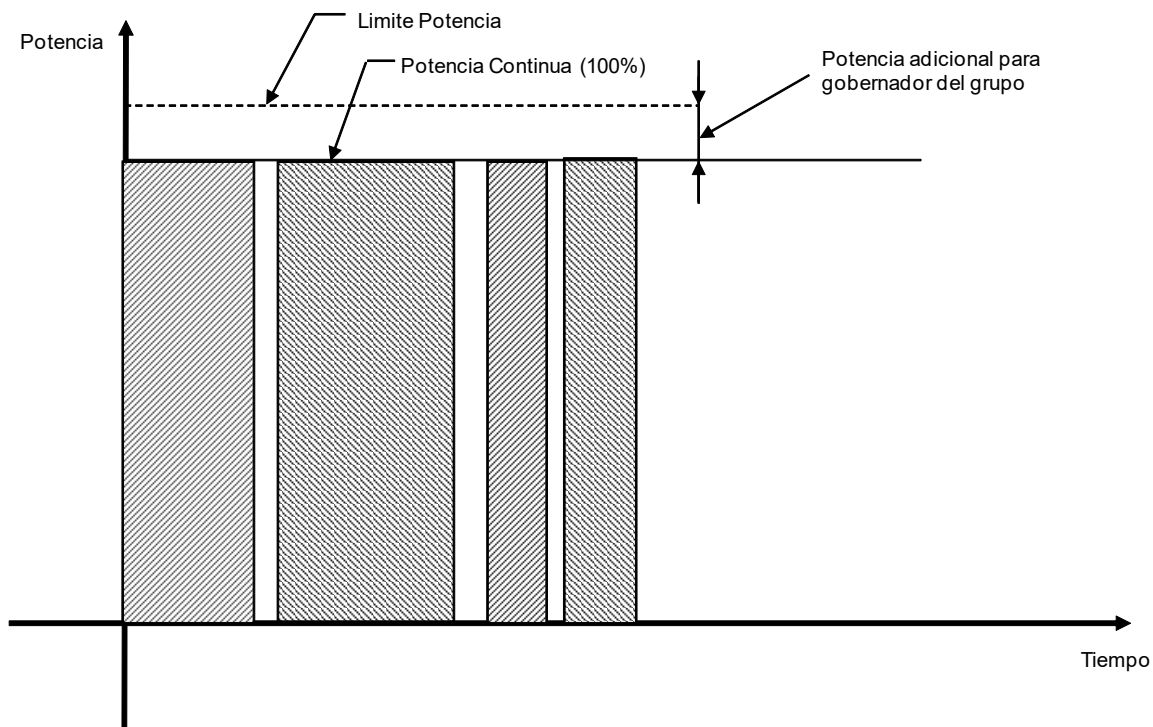


Figura 6 Potencia continua

2.4 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 LGSE⁸
- El insumo primario de generación debe tener costo variable combustible igual a cero
- Deben disponer de alguna tecnología⁹ que les permita gestionar temporalmente su energético primario, o la energía eléctrica que producen, para su posterior uso en la generación de energía eléctrica

2.4.1 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.

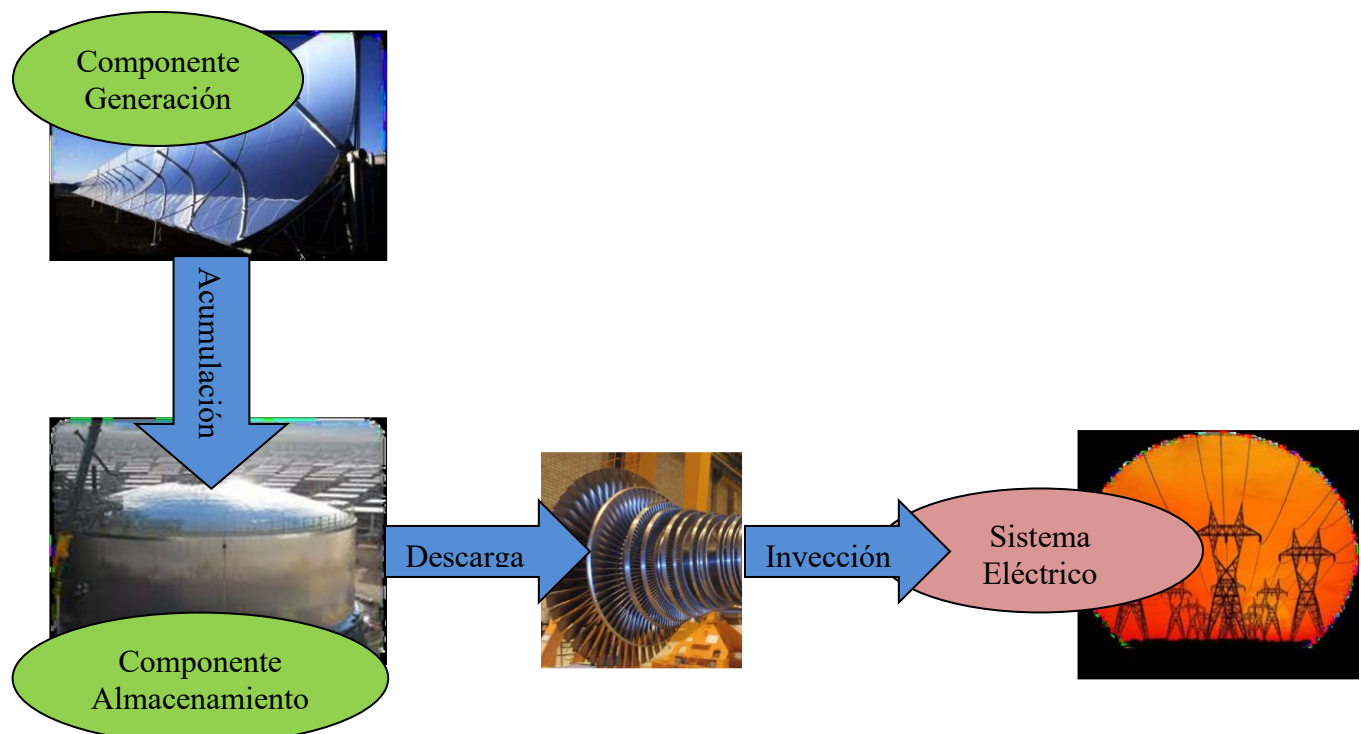


Figura 7 Diagrama central renovable con capacidad de regulación

⁸ Ley General de Servicios Eléctricos

⁹ Embalse de agua, sistema almacenamiento térmico, gestión fluido geotérmico, sistema de almacenamiento mediante baterías.

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:

2.4.1.1 Central Hidráulica con capacidad de regulación (Embalse)

La hidroelectricidad con regulación (centrales de embalse o de bombeo) es de respuesta muy 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 riesgo 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 las características más 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 así conducidas por las tuberías de presión a la caverna de máquinas mueven las turbinas hidráulicas acopladas a los generadores eléctricos, para escurrir 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.

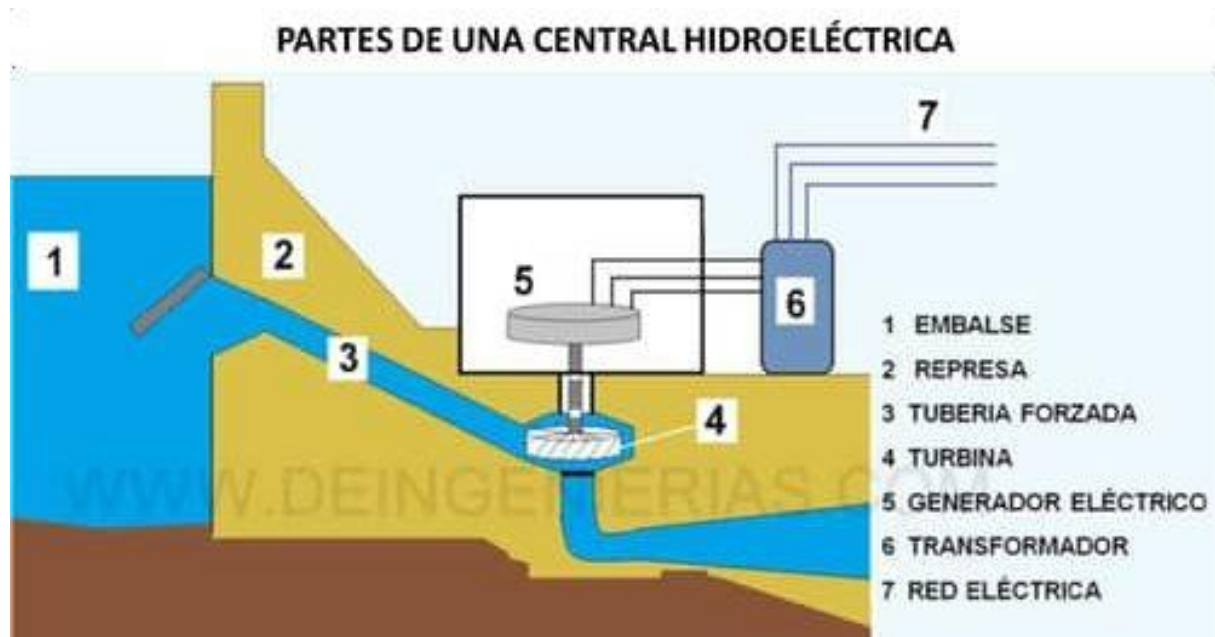


Figura 8 Diagrama Central Hidráulica de Regulación (Embalse)

2.4.1.2 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 instalaciones siguientes:

- Espejos (heliostatos)
- Torre y receptor solar
- Sistema de generación de vapor
- Turbina de vapor/generador eléctrico
- Sistema de Almacenamiento térmico

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.

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.

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

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.

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.

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 temperatura 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

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

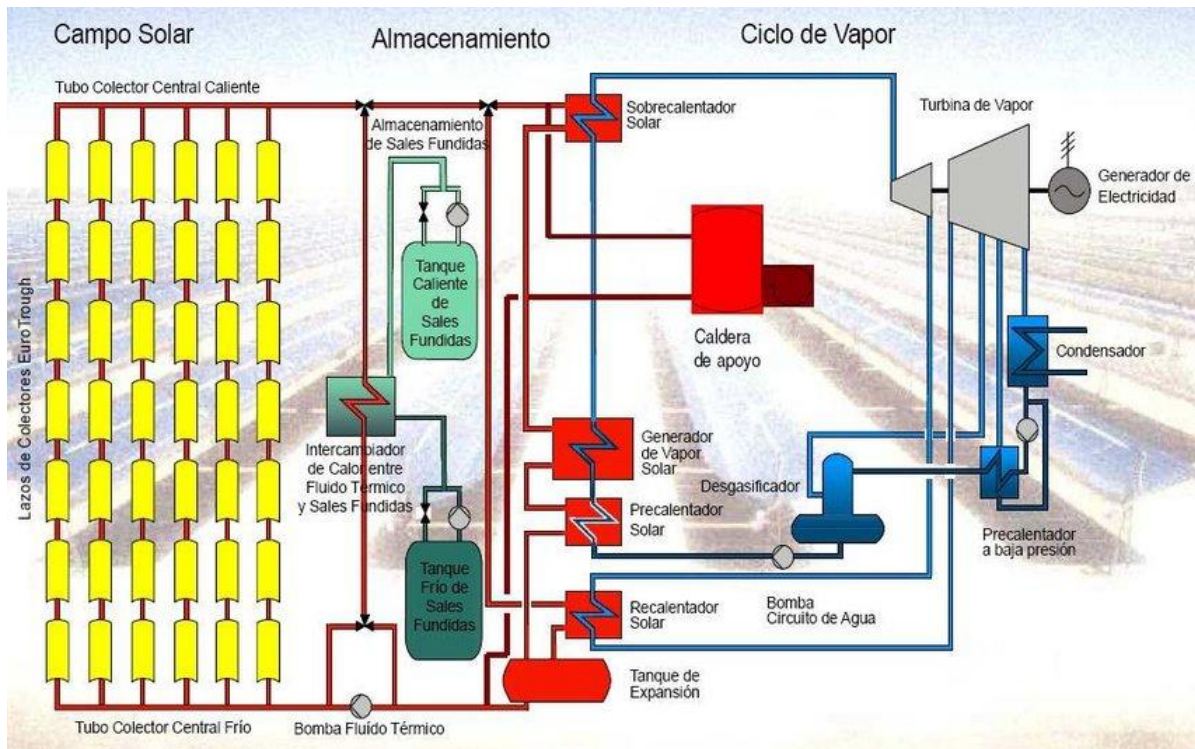


Figura 9 Esquema Planta Termosolar

2.4.1.3 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:

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, será 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, en parte se evapora en las torres de enfriamiento, siendo este valor aproximado a un 80%, 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

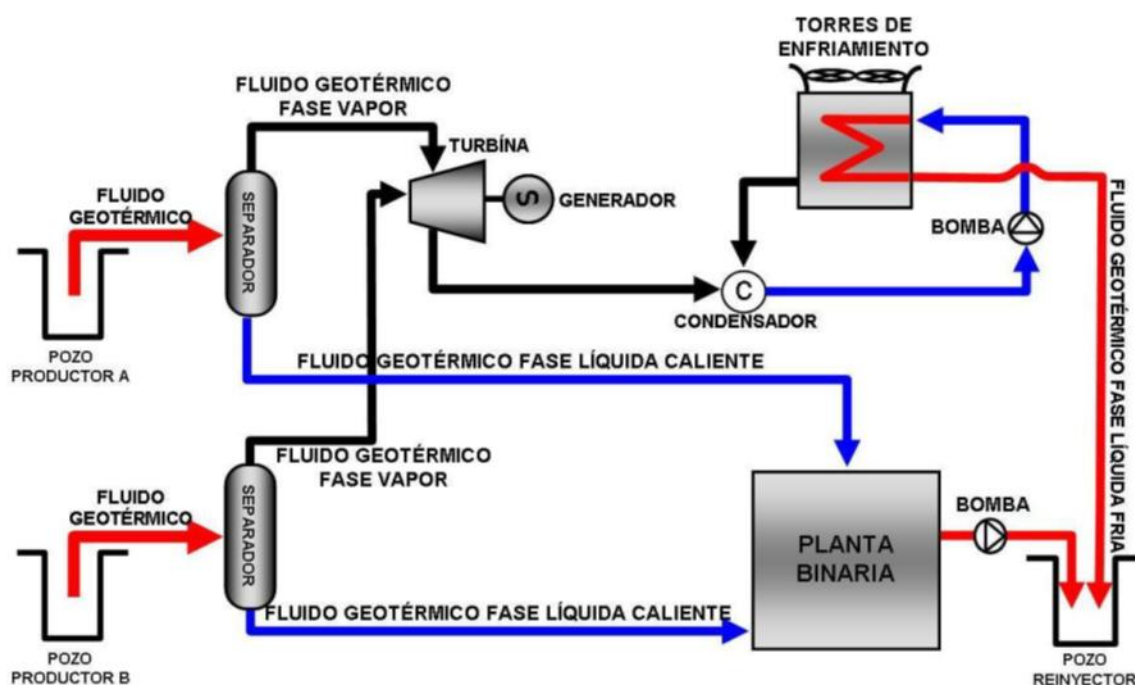


Figura 10 Diagrama de flujo simplificado de la central geotérmica a condensación

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

En la Figura 11 se presenta un diagrama de flujo simplificado de la planta binaria

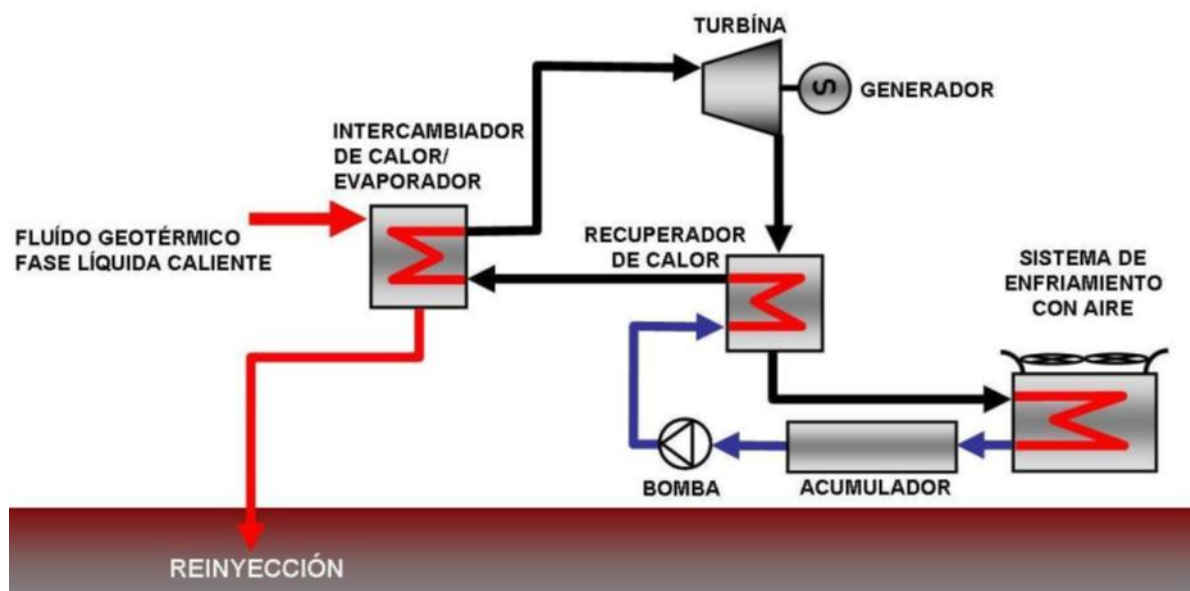


Figura 11 Diagrama de flujo simplificado de la central geotérmica binaria

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.

2.4.2 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.

Punto de conexión al sistema eléctrico de la central y su componente de almacenamiento debe ser el mismo.

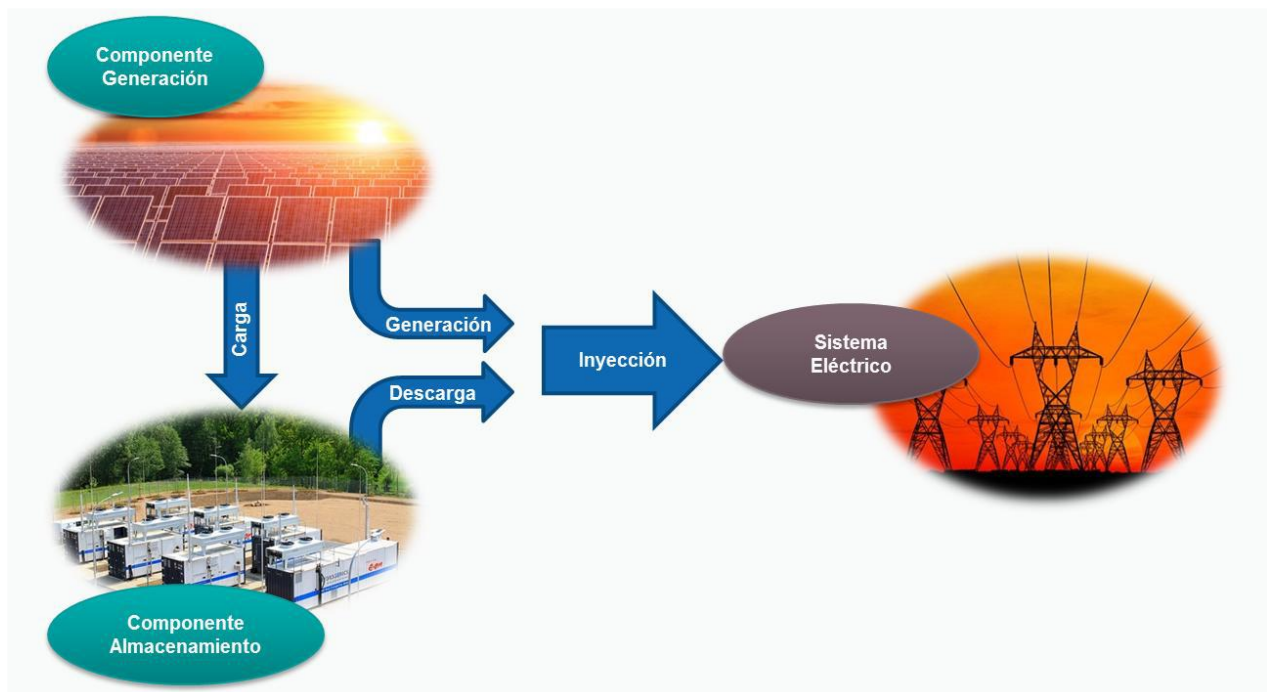


Figura 12 Diagrama Central renovable con capacidad de almacenamiento

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

- Central Solar Fotovoltaica + Sistema BESS
- Central Eólica + Sistema BESS
- Central Hidráulica de pasada + Sistema BESS

2.4.2.1 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:

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 / m² 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

- Módulos fotovoltaicos
- Inversores de potencia
- Transformadores de media tensión
- Sistema de soporte y/o seguimiento

- Cajas de conexión
- Sistema monitorización
- Obras civiles
- Sistema Colector
- Subestación Eléctrica

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

Sistema Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS)

El sistema de almacenamiento de energía mediante baterías o BESS (Battery Energy Storage Systems) 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 de almacenamiento de energía mediante baterías, denominado BESS (Battery Energy Storage Systems por sus siglas en inglés), consiste en sistemas de baterías modulares normalmente del tipo ion-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 desconectador 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, trasformadores de potencia y celdas de media tensión. Estos contendedores van instalados sobre fundaciones de concreto y losas rectangulares.

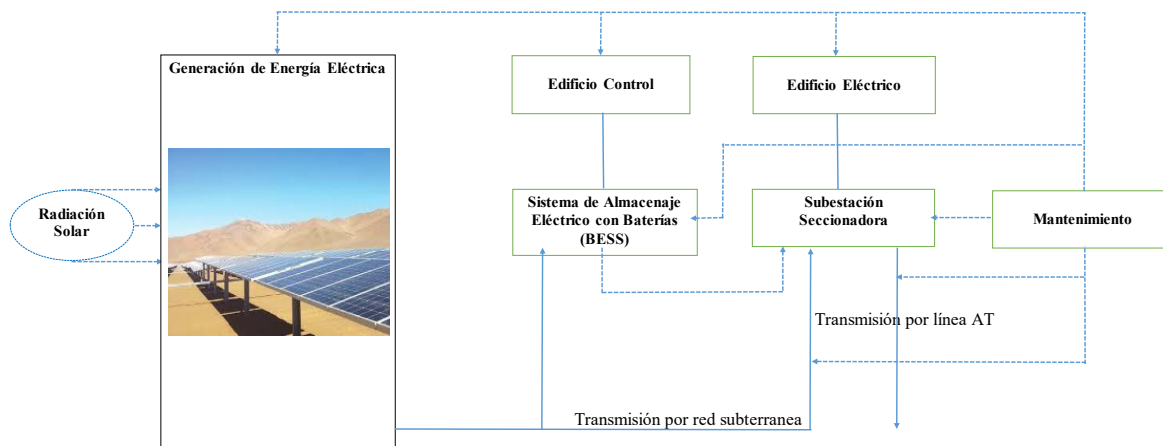


Figura 13 Esquema Central Solar Fotovoltaica más Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)



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

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

Una central eólica con capacidad de almacenamiento mediante sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (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.

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 m.

Un parque eólico este compuesto por los siguientes elementos.

- Aerogeneradores
- Obras Civiles
 - Caminos Interiores
 - Plataformas de Montaje
 - Fundaciones Aerogeneradores.
- Sistema Colector
- Subestación Eléctrica
- Estación Meteorológica

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

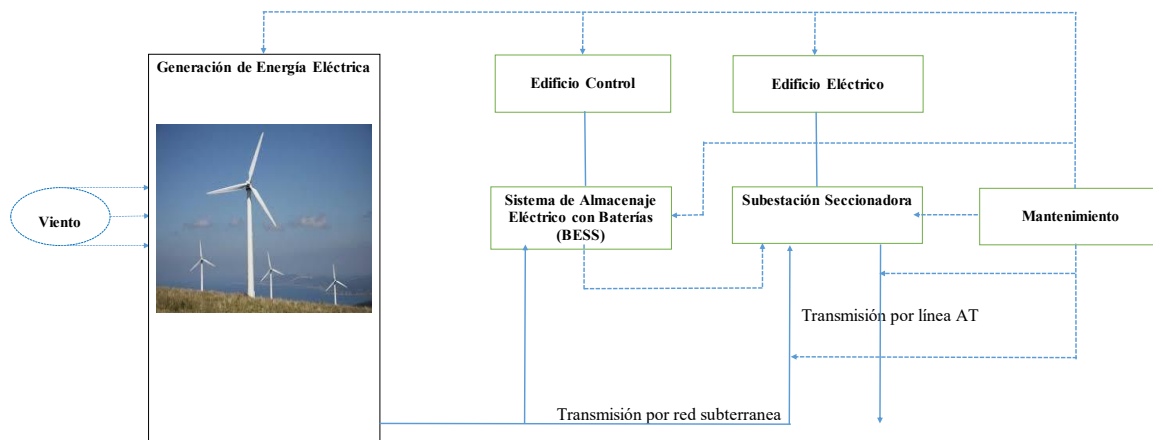


Figura 15 Esquema Central Eólica más Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)

2.4.2.3 Central Hidroeléctrica de pasada + Sistema de Almacenamiento de energía 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, desripiadores, 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.

Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS)

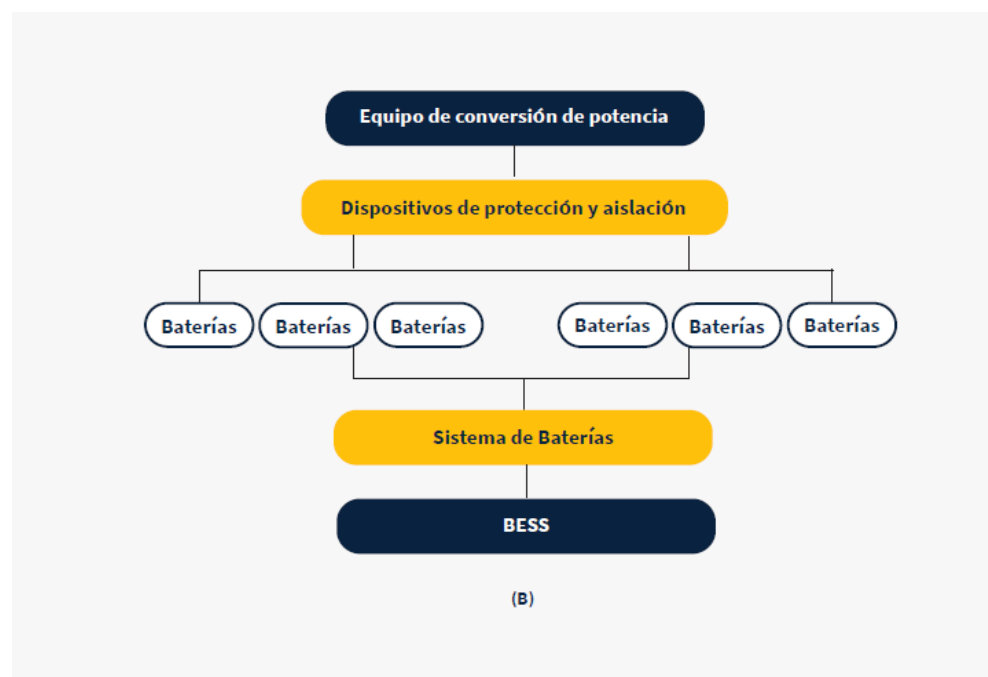
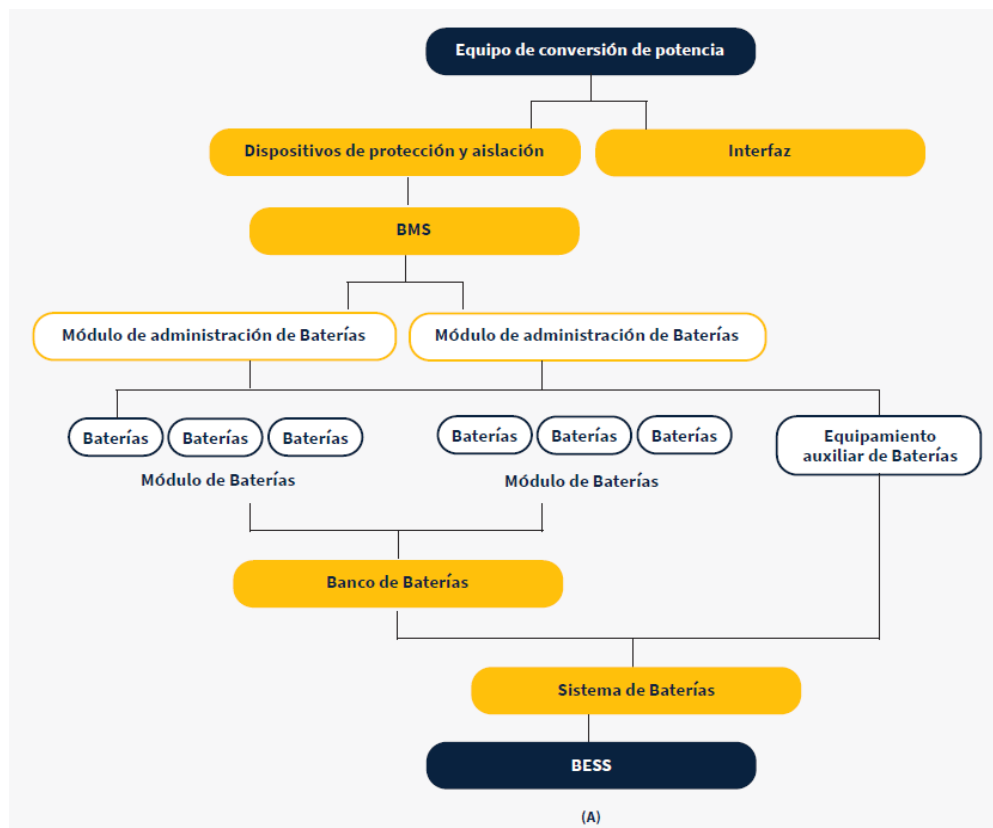
El sistema BESS en este caso tiene las mismas características que las indicadas en la sección 2.4.2.1

2.5 Sistema de Almacenamiento Stand Alone

2.5.1 Sistema de Almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)

En general, los sistema de almacenamiento que utilizan baterías conectados a una red eléctrica (ya sea de transmisión, distribución o aislados) se denominan BESS por sus siglas en inglés *Battery Energy Storage Systems*. Una generalización de los componentes encontrados en un BESS se muestra en la Figura 16 de acuerdo a la tecnología de las baterías, donde se destaca:

1. Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías, formado por:
 - a. Arreglos de baterías en configuración serie/paralelo, que forman el sistema de almacenamiento de energía mediante baterías.
 - b. Equipamiento auxiliar de baterías, que conforma elementos de protección e interconexión de éstas
 - c. BMS, que es un equipo de gestión de baterías para mantener el banco de baterías dentro del rango de operación seguro
2. 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.
3. 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.
4. La estación transformadora inteligente es un contenedor compacto de 20' HC que contiene un transformador de intemperie, aparamenta de MT y panel de BT. Permite una conexión rápida y fiable del inversor fotovoltaico a la MT.
5. Dispositivos de protecciones y aislación, que consideran componentes tanto eléctricos como mecánicos, como fusibles, relés, borneras, sistemas de ventilación, entre otros
6. Interfaz de usuario, para visualización de estado interno de BESS.
7. 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



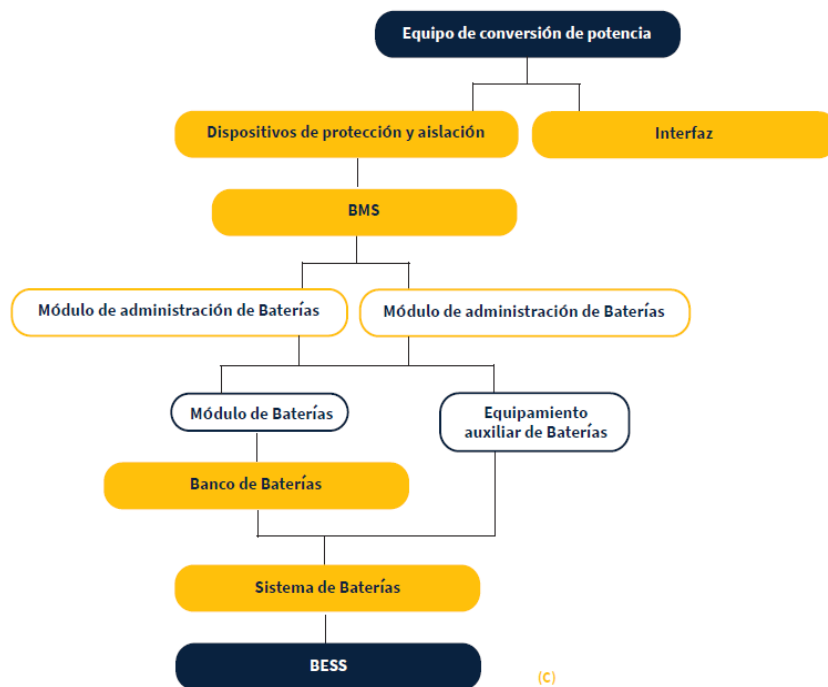


Figura 16 Ejemplos de estructuras de BESS según su química (según norma AS/NZS 5139). (A) Ion litio; (B) Níquel-cadmio o plomo ácido; (C) batería de flujo

Topología de Sistemas BESS

En la literatura es posible identificar dos (2) 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”.

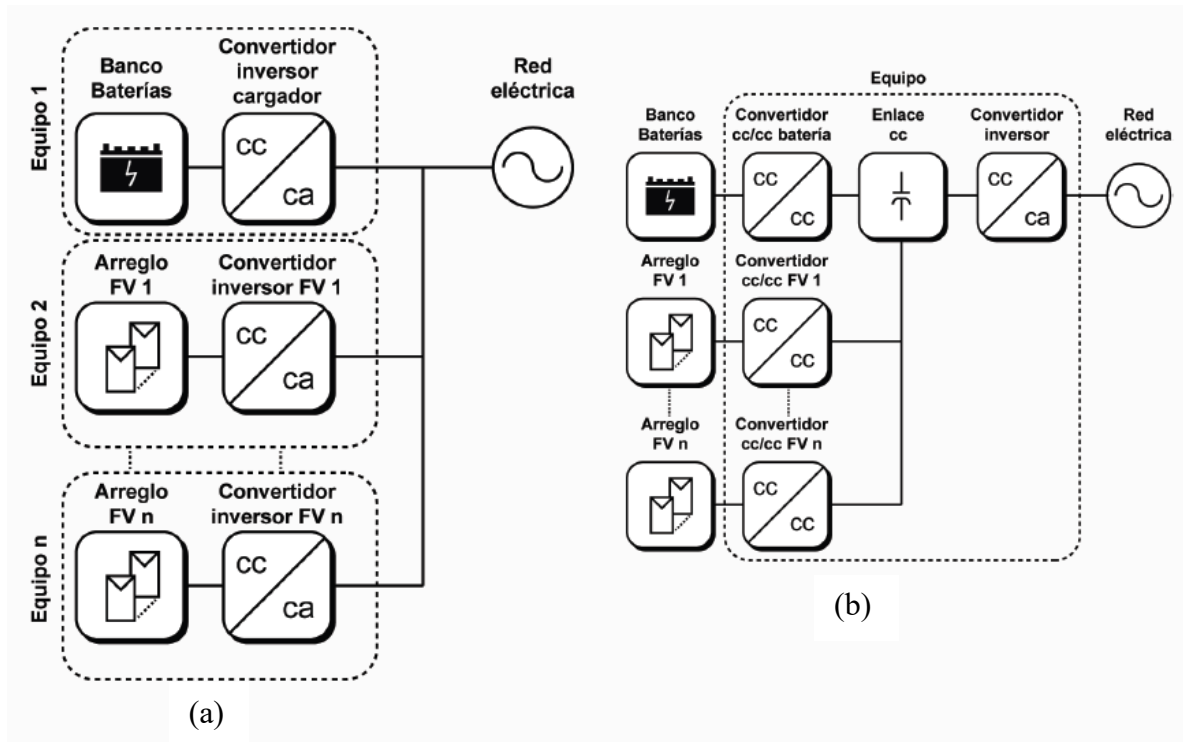


Figura 17 Tipos de topologías de BESS conectados a la red. (a) BESS distribuido; (b) BESS concentrado

Esquemas de interconexión

Se identifican cinco (5) 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:

- Esquema 1: Stand-alone off-grid sin función de carga a la red.
- Esquema 2: Stand-alone off-grid con función de carga a la red.
- Esquema 3: Híbrido
- Esquema 4: Híbrido con limitación de inyecciones
- Esquema 5: Grid-tied con limitación de inyección

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.

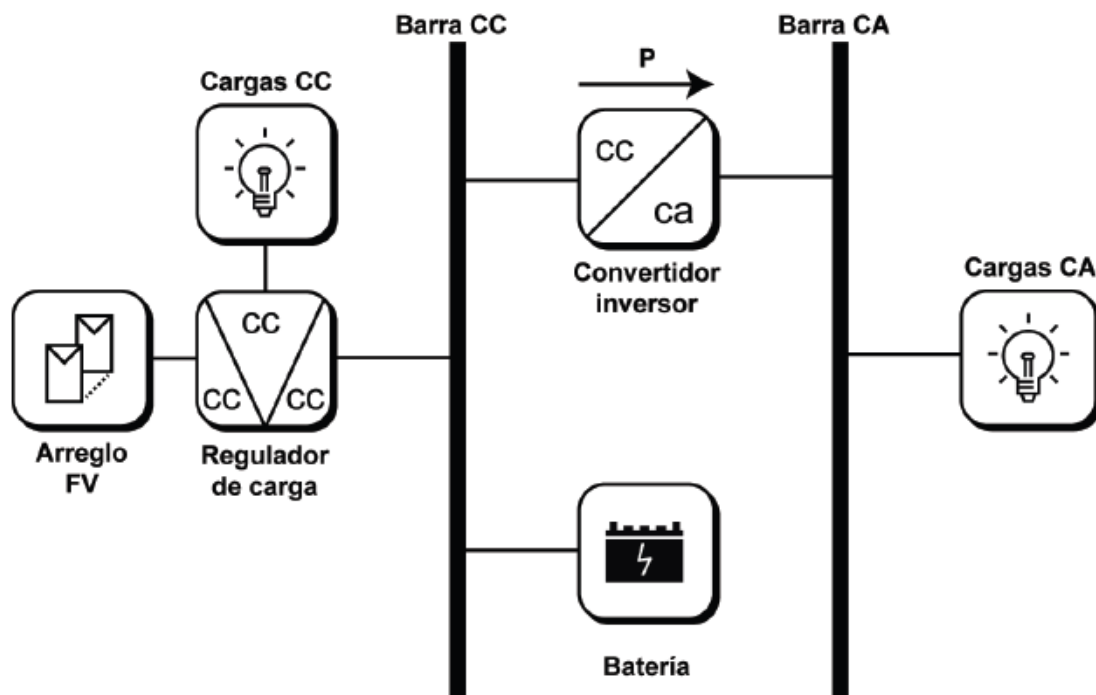


Figura 18 Esquema de “stand-alone off-grid sin función de carga a la red”.

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

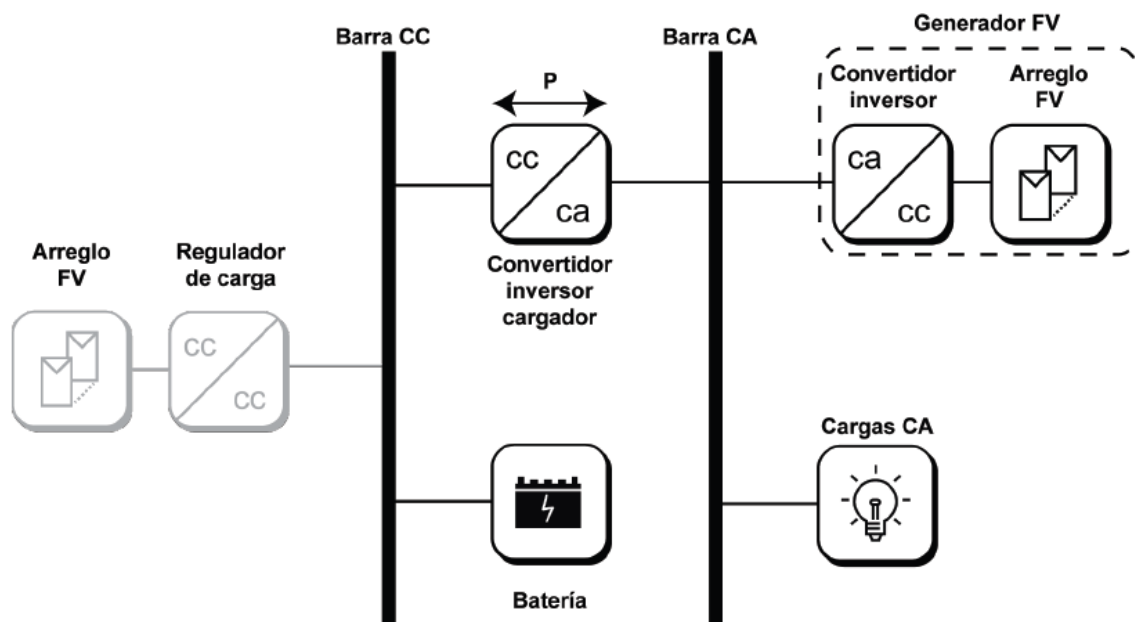


Figura 19 Esquema “stand-alone off-grid con función de carga a la red”

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.

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 Diesel) 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.

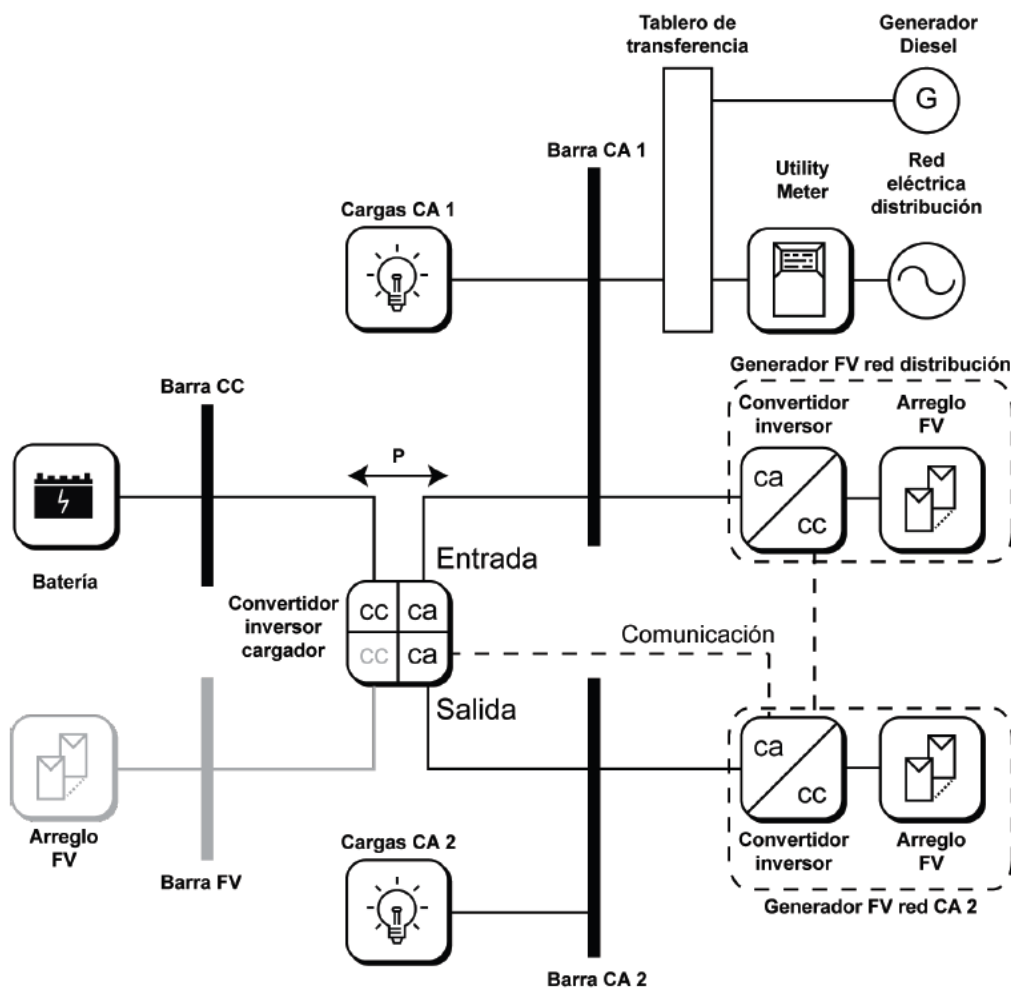


Figura 20 Esquema "híbrido"

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.

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).

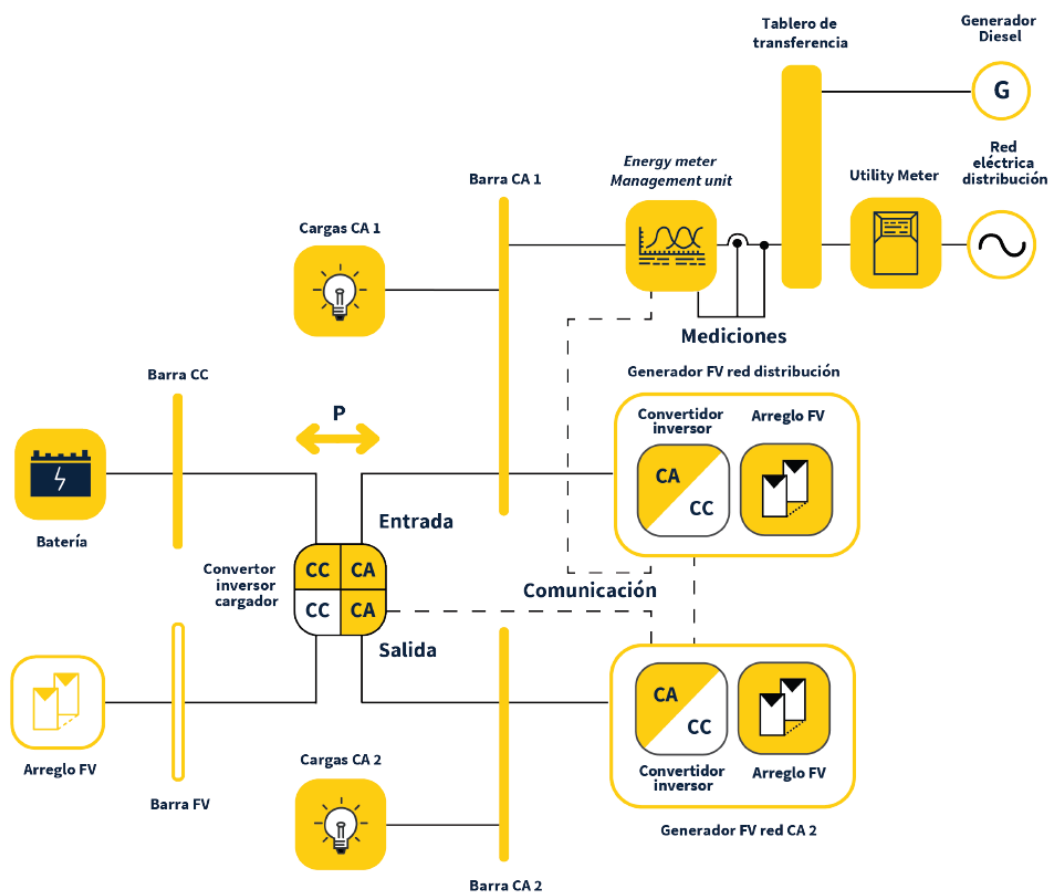


Figura 21 Esquema “híbrido con limitación de inyección”.

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.

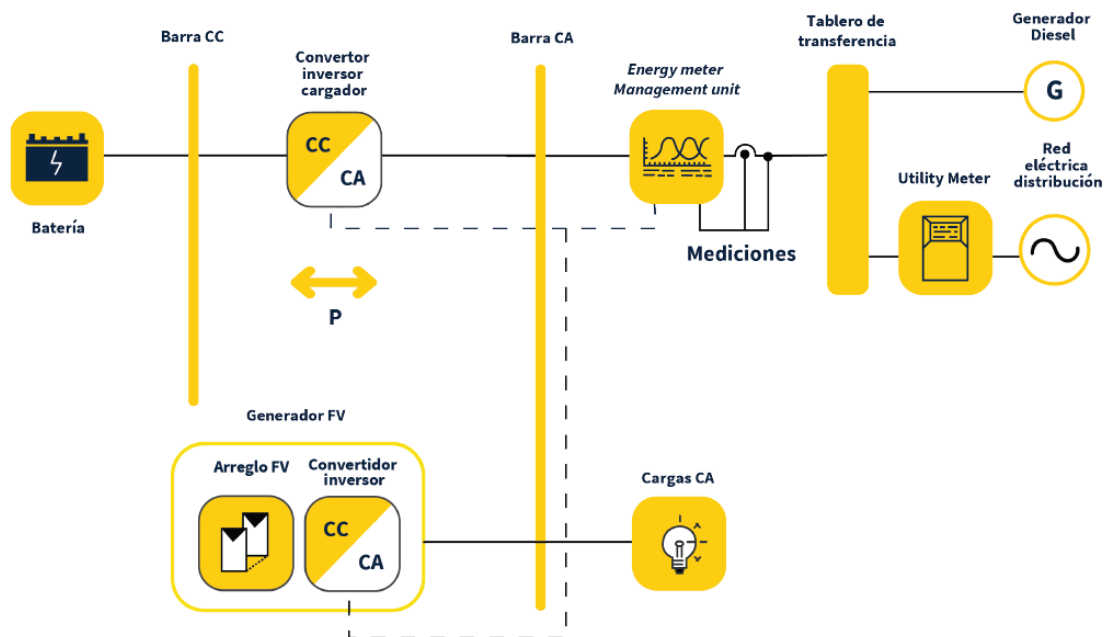


Figura 22 Esquema “conectado a la red con limitación de inyección”.

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

2.5.2 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 será bombeada y almacenada en el embalse superior (proceso de carga). Cuando exista 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

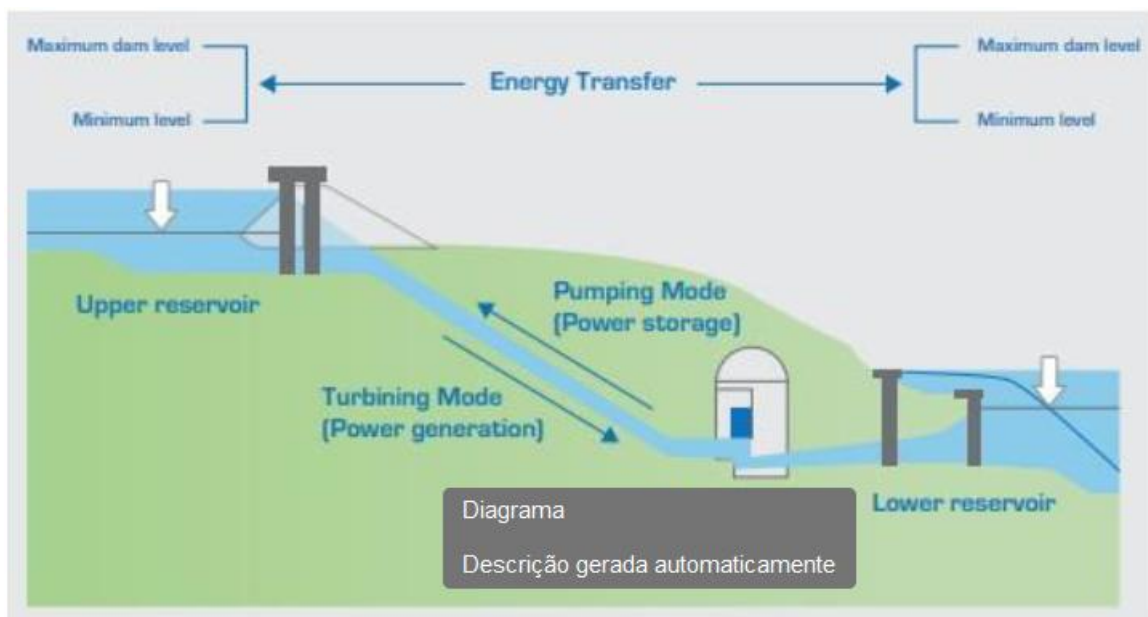


Figura 23 Esquema de centro de bombeo hidráulico

3

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

**CARACTERIZACIÓN ATRIBUTOS DE
FLEXIBILIDAD DE DISTINTAS TECNOLOGÍAS**

3 CARACTERÍSTICAS 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. 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.

Se analiza 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 a los menos los atributos siguientes:

- **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.

- **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.

- **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.

- **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.

3.1 Centrales térmicas

3.1.1 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.

3.1.2 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.

3.2 Centrales Renovables con Capacidad de Regulación

3.2.1 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.

3.3 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.

3.3.1 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%.

3.4 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 considera los atributos de flexibilidad del sistema BESS dado que este elemento es el cual garantiza su presencia 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 seg., 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.

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 ¹⁰ (OCGT ¹¹) - 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 Embalse ¹⁰ - Partida – Sincronización - Sincronización – Mínimo Técnico	[00]	25% - 60%	[00:04:43] [00:03:00]	Mayor a 16% MW/min

¹⁰ Información disponible en sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional. Parámetros Operacionales de Unidades Generadoras (<https://www.coordinador.cl/parametros-operacionales/documentos/>)

¹¹ Open Cycle Gas Turbine

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
Mínimo Técnico - Desconexión				
– Concentración Solar de Potencia (CSP) ¹²	[10 – 15]	10% - 20%	[00:35:00] - [00:50:00]	10 % MW/min
– Central Geotérmica ¹² - Partida desde estado frío¹³ - Partida desde estado caliente - Detención	[00]	20%	[01:02:00] ¹⁴ [00:42:00] ⁷ [00:15:00]	Subida: 2% MW/min Bajada: 4% MW/min
Renovable con Capacidad de Almacenamiento				
– Central Híbrida Solar Fotovoltaica + Sistema BESS	N/A	N/A	Menor a [00:01:00]	N/A
– Central Híbrida Eólica + Sistema BESS	N/A	N/A	Menor a [00:01:00]	N/A
– Central Híbrida Hidráulica de Pasada + Sistema BESS	N/A	N/A	Menor a [00:01:00]	N/A

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

¹² Información disponible en sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional. Parámetros Operacionales de Unidades Generadoras (<https://www.coordinador.cl/parametros-operacionales/documentos/>)

¹³ Información referida a la Central Cerro Pabellón

¹⁴ valor hasta alcanzar el mínimo técnico

4

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

CRITERIOS DE SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA SUMINISTRAR POTENCIA DE PUNTA

4 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA SUMINISTRAR POTENCIA DE PUNTA

En la Tabla 2 siguiente, se muestra un resumen de las características principales, de las distintas alternativas tecnológicas en estudio.

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 que para este caso particular serían las 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:

- Compatible 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 propuesta 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 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

- 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 seria 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 de inversión referenciales, de la tabla anterior 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 altos valores 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.

- En relación con los sistemas de almacenamiento del tipo stand alone, 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.
- Por lo anterior para este estudio se considerarán 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. No se contemplan sistemas del tipo stand alone en los SSMM.
- 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. Por lo anterior, tanto 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. 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, se sugiere para el desarrollo del Informe de Avance N° 2 siguiente, que las tecnologías de centrales térmicas en base a turbinas a gas y grupo motor – generador sean 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

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 ¹⁵	816 ¹⁴	1.081 ¹⁶ 1.378 ¹⁷	[920 ¹⁸] [1.640 ¹⁹]	700 – 800

¹⁵ Turbinas a gas en ciclo abierto, 211 MW, Estudio de Determinación de Costos por Tecnología de Generación, CNE 2024

¹⁶ Grupo motor – generador, 108 MW, Estudio de Determinación de Costos por Tecnología de Generación, CNE 2024

¹⁷ Grupo motor – generador, 46 MW, Estudio de Determinación de Costos por Tecnología de Generación, CNE 2024

¹⁸ Proyecto Solar Fotovoltáico + Sistema de Baterías en Evaluación Ambiental (<https://seia.sea.gob.cl/busqueda/buscarProyecto.php>). Ver Tabla 4

¹⁹ Proyecto Eólico + Sistema de Baterías en Evaluación Ambiental (<https://seia.sea.gob.cl/busqueda/buscarProyecto.php>). Ver 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] ²⁰ y Región del Bío Bio ²¹ para el SEN. Regiones de Aysén y Magallanes para los SSMM	[Entre Región Arica – Parinacota y Región Atacama] para tamaños entre 100 MW y 500 MW Entre Región de Coquimbo y Región de O’Higgins para tamaños inferiores a 100 MW
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	N.A.	N.A.

²⁰ Proyectos Solar Fotovoltaico + Sistema de Baterías

²¹ 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			
				CO sin control 140-700 ppvm @ 15 % O ₂		
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 ²²] [12 a 18 ²³]	12 a 15 para tamaños menores a 200 MW@4 hr De 16 a 18 para tamaños sobre 200 MW @4 hr
Vida útil estándar	años	[15 a 30]	[15 a 30]	[15 a 30]	[30 ²⁴]	[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.

²² Proyecto Solar Fotovoltaico - Ampliación Parque Fotovoltaico Los Andes, Fase III y IV

²³ Proyecto Eólico + Sistema de Baterías

²⁴ 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			
		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.
		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.

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

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. en calificación ambiental y en admisión, disponibles en el sitio web del Servicio de Evaluación Ambiental²⁵.

En la información más abajo disponible 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

CENTRALES RENOVABLES CON CAPACIDAD DE REGULACIÓN

	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>)

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

²⁵ <https://seia.sea.gob.cl/busqueda/buscarProyecto.php>

CENTRALES RENOVABLES CON CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO / SISTEMAS BESS

	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 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

SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGIA MEDIANTE BATERIAS (BESS) - STAND ALONE

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

SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGIA MEDIANTE BATERIAS (BESS) - STAND ALONE

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

SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGIA MEDIANTE BATERIAS (BESS) - STAND ALONE

	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 Chiliques	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

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

5

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

ANALISIS DE LAS SUBESTACIONES DEL SEN Y DE LOS SSMM PROPUESTAS Y LAS CONDICIONES NECESARIAS PARA LA INSTALACION DE LA UNIDAD DE PUNTA

5 ANALISIS DE LAS SUBESTACIONES DEL SEN Y DE LOS SSMM PROPUESTAS Y LAS CONDICIONES NECESARIAS PARA LA INSTALACION DE LA UNIDAD DE PUNTA

5.1 Puntos de Conexión Factibles en el SEN y los SSMM

La Comisión estableció en las bases técnicas de licitación del estudio denominado “Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación del SEN y de los SSMM” como puntos de conexión factibles para la Unidad de Punta las subestaciones básicas de potencia de los distintos subsistemas contenidos en los Informes Técnicos de PNCP del periodo 2019-2024. Adicionalmente, las bases técnicas de licitación indican que tanto el Consultor, como la CNE podrán proponer otros puntos de conexión durante el período de desarrollo del estudio. Las subestaciones básicas de potencia determinadas en el periodo 2019 – 2024 del SEN, corresponden a las siguientes:

Subestación Eléctrico Nacional	Sistema	Precio Básico Potencia
1. Lagunas 220 kV		Sí
2. Nogales 220 kV		Sí
3. Puerto Montt 220 kV		Sí

Tabla 8 Subestaciones básicas de potencia del SEN, subsistemas IT PNCP 2019 - 2024

Por su parte, las subestaciones de los SSMM, corresponden a las siguientes:

Barra Sistema Mediano	SSMM	Barra Sistema Mediano	SSMM
1. Tres Puentes	Punta Arenas	2. Punta Arenas	Punta Arenas
3. Puerto Natales	Puerto Natales	4. Porvenir	Porvenir
5. Puerto Williams	Puerto Williams	6. Chacabuco	Aysén
7. Tehuelche	Aysén	8. Palena	Palena
9. Chile Chico	General Carrera	10. Nuevo Reino	Puerto Cisnes
11. Hornopirén	Hornopirén	12. Cochamó	Cochamó

Tabla 9 Subestaciones Sistemas Medianos

Además, según lo establecido en las bases técnicas de licitación, el Consultor debe determinar las subestaciones básicas de potencia que resulten del análisis de la operación esperada del SEN para el período 2025- 2028, las cuales deben ser agregadas a las anteriores para conformar el listado de subestaciones básicas de

potencia, las cuales serán consideraras como los puntos de conexión factibles de la Unidad de Punta en el SEN.

Sin embargo, el análisis de la operación esperada para el período 2025 – 2028 muestra la conformación de dos (2) subsistemas en el SEN, estos corresponden al Sistema Norte el cual queda conformado por las instalaciones al norte de la RM, incluyendo la Región de Valparaíso, en tanto el sistema Centro-Sur queda conformado por las instalaciones desde la zona norte de la RM (Polpaico) hacia el Sur.

Para los subsistemas que se han definido, es decir Subsistema Norte y Subsistema Centro-Sur, se proponen las siguientes subestaciones como subestaciones básicas de potencia:

- Subsistema Norte: Subestación Kimal 220 kV
- Subsistema Centro-Sur: Subestación Entre Ríos 220 kV

En consecuencia, las subestaciones básicas de potencia son las que se muestran en la Tabla 10 siguiente.

Subestación Eléctrico Nacional	Sistema	Posible Precio Básico Potencia
1. Lagunas 220 kV		Sí
2. Nogales 220 kV		Sí
3. Puerto Montt 220 kV		Sí
4. Kimal 220 kV		Si
5. Entre Ríos		SI

Tabla 10 Subestaciones básicas de potencia del SEN, subsistemas IT PNCP 2019 – 2024 y obtenidas de la operación esperada del SEN para el período 2025 - 2028

Cabe destacar que en el caso de la actual subestación Lagunas 220 kV no se tiene espacio dentro de la subestación para nuevas conexiones ni es posible realizar ampliaciones de ella por estar emplazada en una zona con restricción ambiental (Reserva Nacional Pampa del Tamarugal). Asociado a lo anterior, es que la CNE decreto una nueva obra en las cercanías de subestación Lagunas, denominada Subestación Nueva Lagunas para la conexión de nueva infraestructura eléctrica en la zona. En la sección 5.2.4 se da cuenta de lo anterior.

Adicionalmente, si bien la actual Subestación Lagunas efectivamente corresponde a una de las utilizadas en los IT PNCP 2019-2024 según se indica en la Tabla 10, por la razón antes expuesta, para el desarrollo de este estudio se ha reemplazado

la actual Subestación Lagunas por Subestación Nueva Lagunas. Se destaca que en cualquier caso las dos subestaciones anteriores son eléctricamente equivalentes al estar emplazadas a menos de 2 km de distancia una de la otra y unidas por una línea de transmisión en 220 kV de alta capacidad de transmisión.

Adicionalmente, dada la evolución de la topología del sistema de transmisión del SEN durante los últimos años, disponibilidad de paños de conexión en subestaciones del SEN, localización de los principales proyectos de sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) disponibles en la plataforma de Acceso Abierto del Coordinador Eléctrico Nacional, localizaciones (zonas) establecidas para la implementación de sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) del “Estudio de Almacenamiento de energía en el SEN”²⁶ del Coordinador Eléctrico Nacional, espacios físicos disponibles en algunas subestaciones del SEN para futuras ampliaciones y las obras nuevas de subestaciones del SEN, el listado de la Tabla 10 se ha complementado por parte del Consultor, proponiendo como puntos factibles de conexión (posibles subestaciones básicas de potencia) de la Unidad de Punta del SEN, lo siguiente:

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

Tabla 11 Subestaciones básicas de potencia del SEN, propuestas por el Consultor

Como complemento de la Tabla 11, en la Tabla 12 siguiente se entregan comentarios que se han tenido en consideración para elección preliminar de los puntos de conexión factibles (subestaciones) de la Unidad de Punta en el SEN.

²⁶ <https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/estudios-de-planificacion/estudios-de-almacenamiento/>

Adicionalmente, la propuesta realizada por el Consultor en relación a los puntos de conexión factibles (subestaciones del SEN) de la Unidad de Punta en el SEN, donde se destaca un mayor número de subestaciones en la zona geográfica centro – norte del país, es el resultado de que tanto la tecnología del tipo sistema híbrido conformado por una central solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento de energía (SAE) mediante baterías (BESS) y también la tecnología del tipo sistema de almacenamiento de energía (SAE) mediante baterías (BESS) stand alone, son ambas tecnologías las predominantes a nivel de la operación en el SEN, en proceso de construcción, con evaluaciones ambientales aprobadas y con evaluaciones ambientales en calificación, durante los últimos tiempos y asimismo se espera para los años siguientes.

Para el caso de los proyectos de las tecnologías antes señaladas, en proceso de construcción estos pueden ser visualizados en la Resoluciones Exentas de periodicidad mensual que publica la CNE mediante las cuales se declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción. Por su parte, para los proyectos de las tecnologías antes señaladas, con evaluación ambiental aprobada y con evaluación ambiental en calificación, estos es posible visualizar mediante el acceso al sitio web del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (www.sea.gob.cl)

Id	Nombre Subestacion	Considerada en Estudio Unidad de Punta 2020	COMENTARIOS
1	Roncacho 220 kV	No	Reemplaza a Subestación Parinacota 220 kV, la cual fue considerada en el Estudio del año 2020, dado que se estima que S/E Roncacho 220 kV al estar alejada de zona urbana, la hace menos susceptible a restricciones ambientales
2	Cóndores 220 kV	Si	Zona Costera Norte altura Iquique
3	Nueva Pozo Almonte 220 kV	Si	Zona Interior Norte altura Iquique
4	Lagunas 220 kV	No	Subestación Básica de Potencia incluida en Informes Técnicos PNCP 2019 - 2024. En caso de complejidad para instalación de la Unidad de Punta, Subestación San Simón 220 kV es una alternativa. Considerada en el Estudio de Almacenamiento del CEN.
5	Kimal 220 kV	Si	Alternativa a S/E Miraje 220 kV, considerada en el Estudio Almacenamiento del CEN. Caracteriza zona Encuentro- Crucero-María Elena-Ana María- Miraje. Según análisis realizado se define subsistema en este punto.
6	Miraje 220 kV	No	Alternativa a S/E Miraje 220 kV. Caracteriza zona Encuentro- Crucero-María Elena-Ana María- Miraje. Considerando la relevancia de S/E Kimal, se hace necesario tener una alternativa cercana a ella en caso de inviabilidad esta ultima. Además reemplaza a subestación Laberinto 220 kV la cual fue considerada en el Estudio del año 2020, por considerarse eléctricamente similares.
7	Kapatur 220 kV	Si	Necesaria para caracterizar zona cercana a Mejillones. Puede ser reemplazada por Subestación Los Changos 220kV
8	Parinas 220 kV	No	Caracteriza zona Tal Tal, la cual esta considerada en el estudio de almacenamiento del CEN. Se agrego esta subestación con respecto al estudio 2020 al ser la única S/E de relevancia en esta zona, su relevancia en el sistema de transmisión entre subestaciones los Changos y Nueva Cardones y el desarrollo de proyectos de generación en este punto.
9	Cumbres 220 kV	No	Considerada en estudio Almacenamiento CEN. Se agrego esta subestación con respecto al estudio 2020 dada la relevancia que tiene el sistema de transmisión entre los Changos y Nueva Cardones y el desarrollo de proyectos de generación en este punto
10	Illapa 220 kV	Si	Zona de Copiapó. Subestación San Andrés 220 kV puede ser una alternativa, pero ambas son relativamente equivalentes.
11	Nueva Cardones 220 kV	Si	Considerada en estudio almacenamiento CEN
12	Nueva Maitencillo 220 kV	No	Caracteriza a la zona sur de la III Región (Huasco). Considerada en el Estudio de Almacenamiento del CEN. Considerada preliminarmente en el Estudio de Almacenamiento del CEN, posteriormente descartada. Se agrego esta subestación con respecto al estudio 2020 dada la relevancia que tiene el sistema de transmisión entre los Nueva Cardones y Polpaico
13	Nueva Pan de Azúcar 220 kV	Si	Caracteriza a la zona de la IV Región (La Serena - Coquimbo). Considerada preliminarmente en el Estudio de Almacenamiento del CEN, posteriormente descartada.
14	Nogales 220 kV	Si	Subestación Básica de Potencia incluida en Informes Técnicos PNCP 2019- 2024
15	Lo Aguirre 220 kV	Si	Caracteriza a la zona de la Región Metropolitana. Considerada preliminarmente en el Estudio de Almacenamiento del CEN, posteriormente descartada. Dada cercanía eléctrica y complejidades para ampliación de Subestación Polpaico, en esta versión del estudio se decidió eliminar esta ultima, y caracterizar la Región Metropolitana solo por S/E Lo Aguirre.
16	Candelaria 220 kV	Si	Zona Centro Sur. No se tienen muchas mas alternativas en esta zona del SEN.
17	Entre Ríos 220 kV	Si	Caracteriza a la zona de VIII Región (Charrúa). Considerada preliminarmente en el Estudio de Almacenamiento del CEN, posteriormente descartada.
18	Ciruelos 220 kV	Si	Caracteriza a la zona de la Región de Los Ríos (Valdivia). Considerada preliminarmente en el Estudio de Almacenamiento del CEN, posteriormente descartada.
19	Tineo 220 kV	Si	Considerando la complejidad de ampliación y cercanía a zona urbana de S/E Puerto Montt 220 kV, se requiere tener una alternativa cercana a esta ultima en caso de inviabilidad.
20	Puerto Montt 220 kV	No	Subestación Básica de Potencia incluida en Informe Técnicos PNCP 2019-2024. A ampliación en este caso puede resultar compleja, dada la falta de espacios disponibles. Como subestación alternativa se puede considerar a S/E Tineo

Tabla 12 Comentarios generales de la propuesta del Consultor de subestaciones del SEN, para análisis de puntos de conexión factibles de la Unidad de Punta

5.2 Análisis de las Subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional

Según lo establecido en las especificaciones técnicas de las bases de licitación se deberán analizar los lugares propuestos y las condiciones necesarias para la instalación de la Unidad de Punta, junto con las simulaciones asociadas a estudios eléctricos para la conexión de la respectiva Unidad Generadora. El análisis abarca aspectos territoriales, técnicos, logísticos, ambientales u otros que considere el Consultor. Adicionalmente, el Consultor podrá considerar la visita a los lugares y la inspección técnica de estos, con el objeto de determinar la factibilidad de la instalación de unidades, entre otros aspectos. Sin perjuicio de lo anterior, en caso de que corresponda y que la Comisión apruebe, el Consultor podrá utilizar herramientas computacionales, con información actualizada, que reemplacen las visitas e inspecciones técnicas.

Producto de lo anterior, el Consultor ha optado por utilizar como fuente de información para visualizar el estado actual de las Subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional del SEN, 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 (en adelante “CEN”);
 - Infotecnica CEN (<https://infotecnica.coordinador.cl/>)
 - Plataforma de Gestión de Proyectos del Coordinador Eléctrico Nacional (<https://pgp.coordinador.cl/irequests>)
 - - Bases de Licitación para S/E con proyectos de expansión.
 - Plataforma de acceso abierto (<https://accesoabierto.coordinador.cl/>)
- Diagrama Unilineal General del Sistema Eléctrico Nacional, versión 008-24, de fecha 09-09-2024 preparado y emitido por el CEN; y,
- Archivo en formato kmz denominado SISTEMA ELECTRICO NACIONAL_V31 con la información de subestaciones y líneas de transmisión entregado por el CEN.

Todo lo anterior con el objetivo principal de conocer la información actualizada de subestaciones y líneas del SEN, analizar tanto los posibles espacios o terrenos disponibles para el emplazamiento de la Unidad de Punta, como también la conexión eléctrica de la Unidad de Punta al SEN.

A continuación, se realiza un análisis de los lugares propuestos (subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional del SEN) y las condiciones necesarias para la instalación de la Unidad de Punta, teniendo en consideración aspectos territoriales, técnicos, logísticos y ambientales, lo cual permitirá determinar la factibilidad técnica de la instalación y conexión eléctrica de la Unidad de Punta al SEN. Adicionalmente, se analizará 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.

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

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.

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://ide-energia.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 NOx 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.

En relación con el 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.

5.2.1 Zona de la Subestación Roncacho 220 KV

5.2.1.1 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 Figuras 5.2.1 y 5.2.3

5.2.1.2 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.

5.2.1.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diesel:	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 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 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.

5.2.1.4 Recurso Energético Primario

Radiación Solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta tiene un promedio mensual de insolación diaria de 7,16 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 27. Por su parte, la insolación diaria mínima y máxima, son del orden de 5,06 kWh/m²/día y 8,83 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 175,5 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 2,7m/s a 100 m de altura, con un mínimo diario medio de 1,98m/s y un máximo diario medio de 4,8 m/s²⁷, 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 (mt/seg) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

²⁷ Ministerio de Energía, Universidad de Chile, Departamento de Geofísica. Explorador de Energía Eólica. valores obtenidos para una altura de 100 m en la coordenada 18,8572 S; 70,1700° . URL: <https://eolico.minenergia.cl/exploracion>



Figura 24: Subestación Roncacho 220 kV

5.2.1.5 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 paños (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.

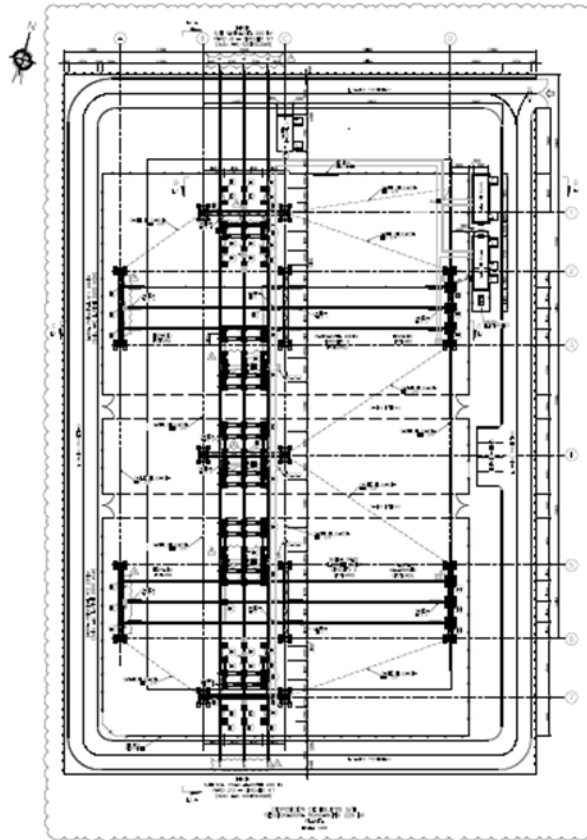


Figura 25: Disposición en Planta Subestación Roncacho 220 kV

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 (3) diagonales adicionales con lo que se tiene seis (6) posiciones disponibles.
- De la revisión de la información publicada por el CEN, las posiciones antes indicadas ya estarían ocupadas. Luego se estima que la admisibilidad de una SAC²⁸ 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

²⁸ Solicitud de Autorización Conexión

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 LGSE²⁹)



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

²⁹ Ley General de Servicios Eléctricos

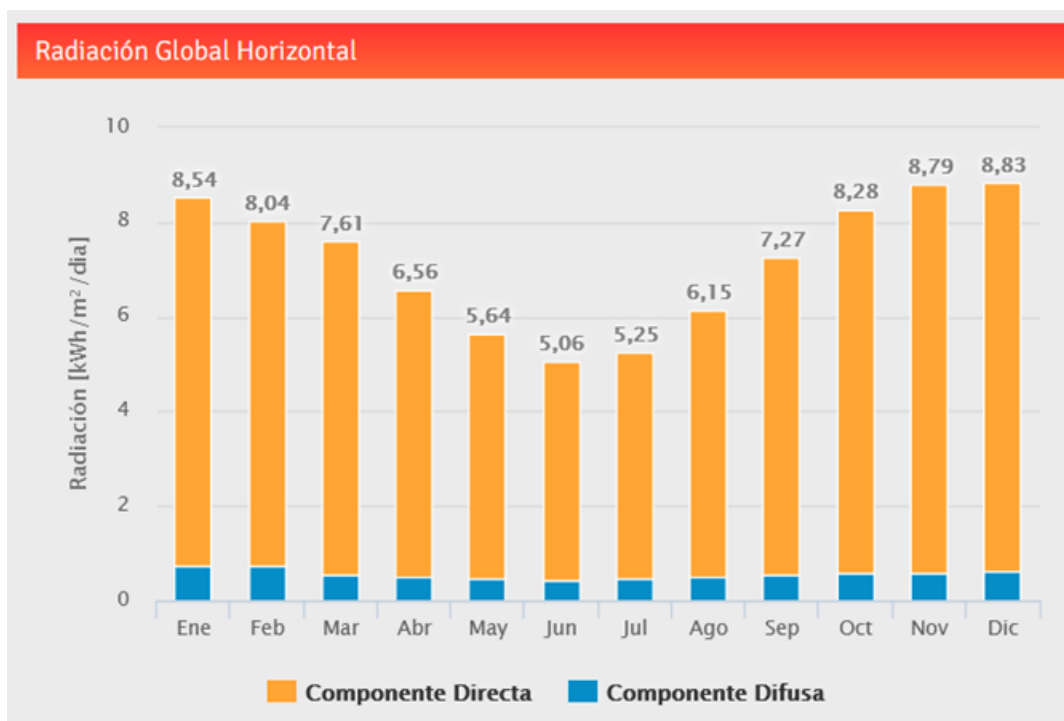
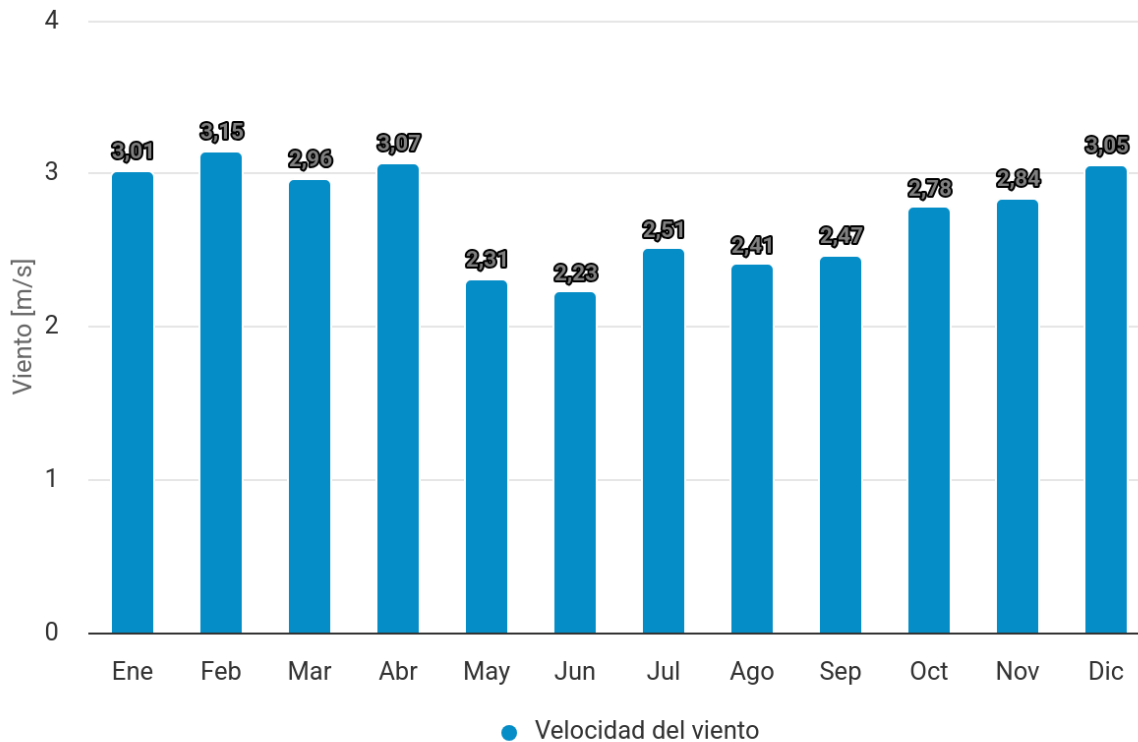


Figura 27: Radiación Solar en la zona de la Subestación Roncacho 220 kV



Highcharts.com

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

5.2.2 Zona de la Subestación Cóndores 220 KV

5.2.2.1 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 mt. 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 Figuras 5.2.6 y 5.2.8

5.2.2.2 Aspectos Territoriales

Existe zona protegida (santuario de la naturaleza) de Cerro Dragon a 5 km de la subestación .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 lo anterior, es posible encontrar sitios en un radio de 10 km de la subestación no afectos a las restricciones antes indicadas.

5.2.2.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diesel: 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 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 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 puertos más próximo es Iquique, aproximadamente a 16 km.

5.2.2.4 Recurso Energético Primario

Radiación Solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta tiene un promedio mensual de insolación diaria de 6,4 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 32 . Por su parte, la insolación 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 (mt/seg) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

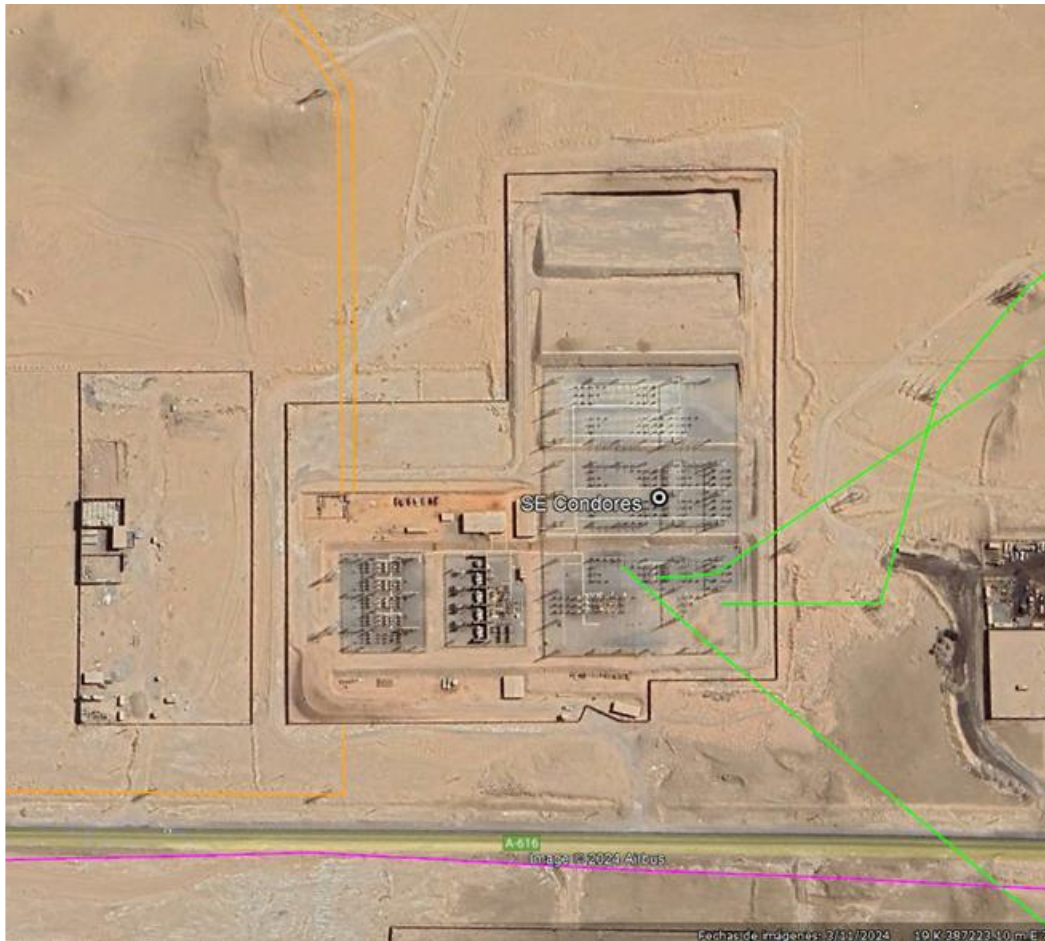


Figura 29: Subestación Córdoros 220 kV

5.2.2.5 Aspectos Técnicos

La Subestación Córdoros 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 mt. aproximadamente), Región de Tarapacá.

Esta subestación presenta una configuración del patio 220 kV del tipo convencional (Doble barra + transferencia) con un total de siete (7) paños en nivel de 220 kV, uno de propiedad de Transelec y seis (6) de propiedad de Transemel. En la siguiente figura se aprecia la disposición en planta de la actual subestación Córdoros.

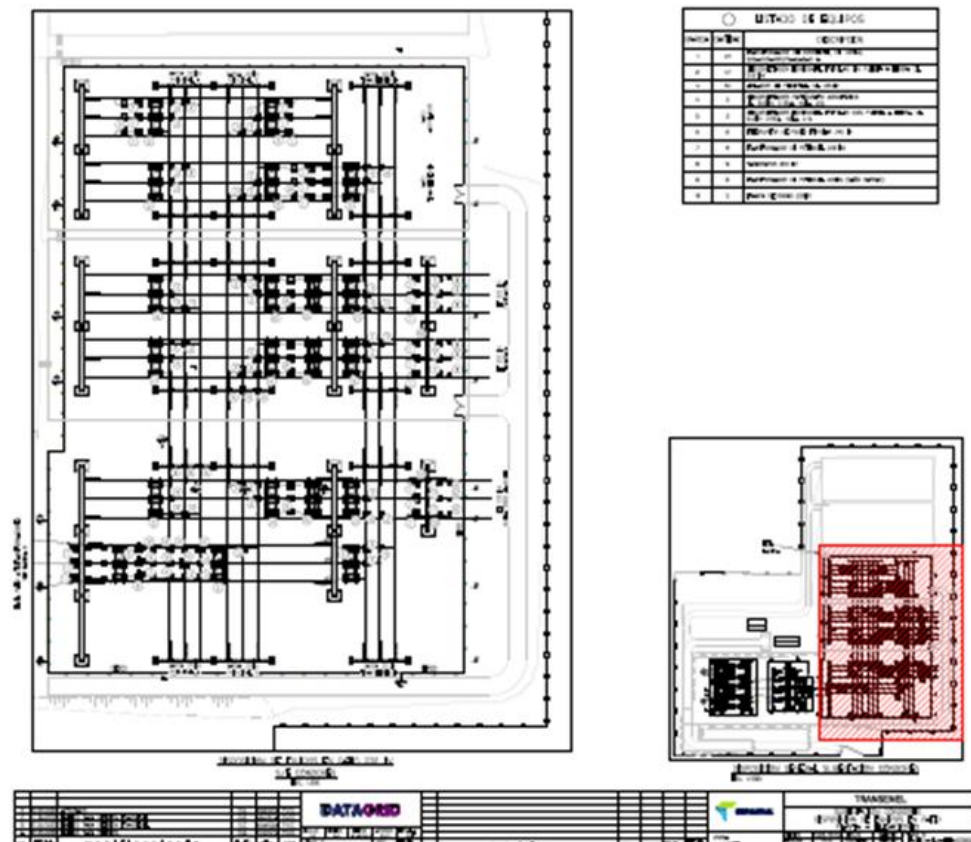


Figura 30: Disposición en Planta Subestación Cóncores 220 kV

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 CEN 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

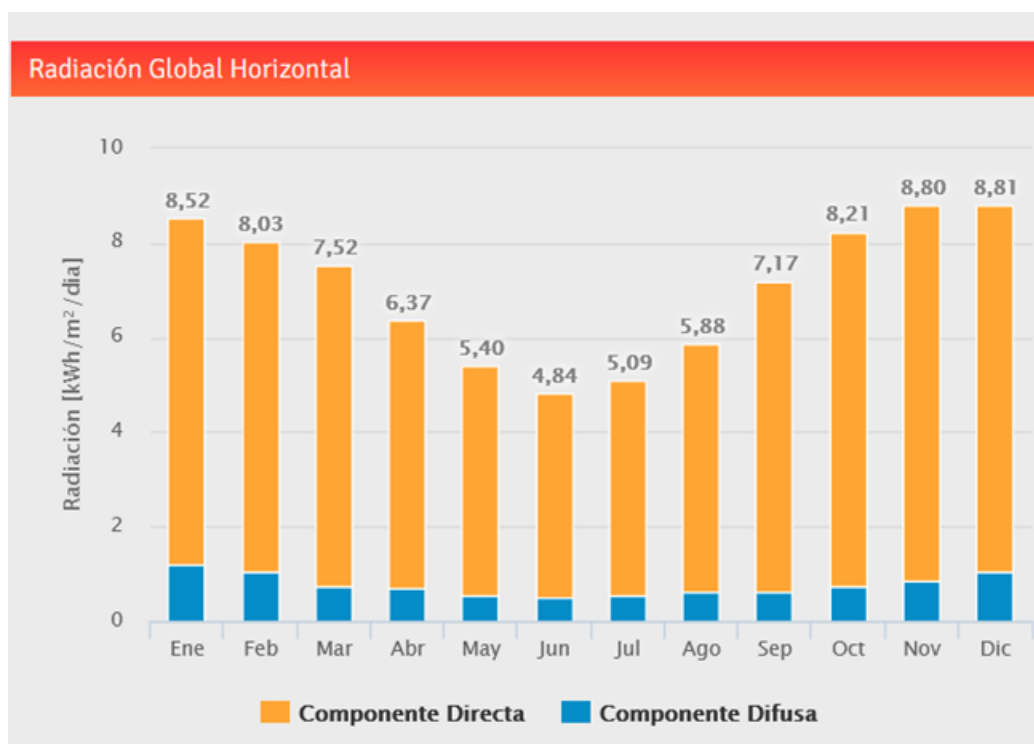
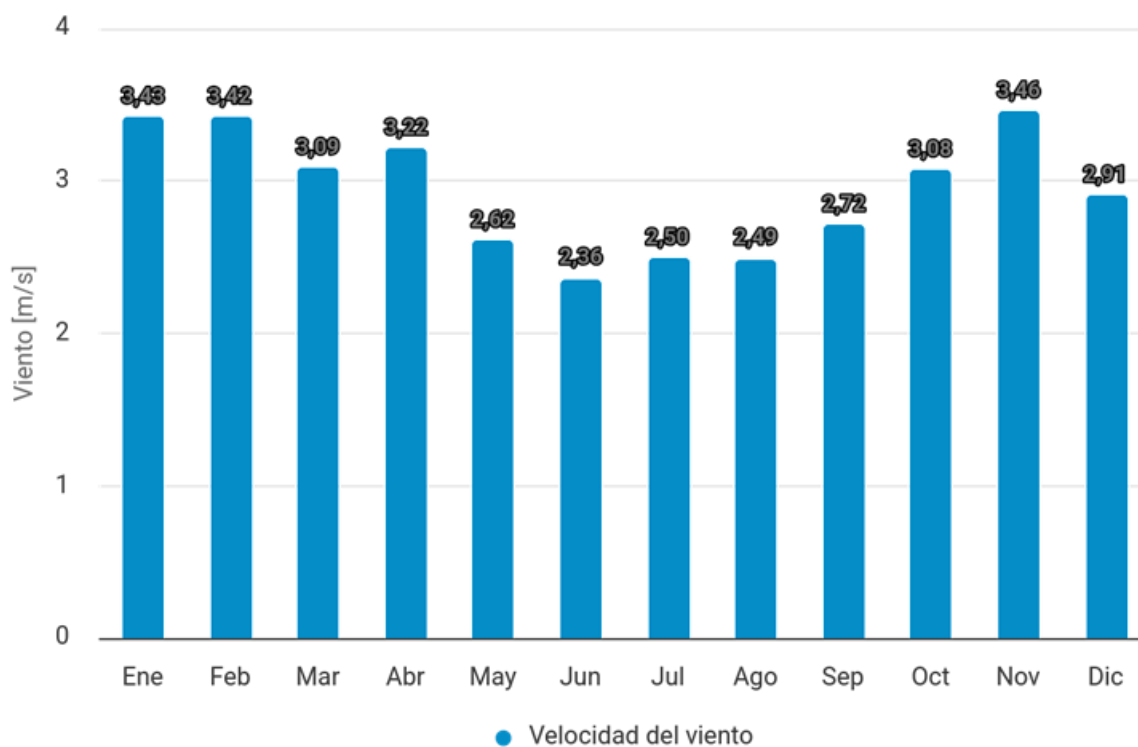


Figura 32: Radiación Solar en la zona de la Subestación Cóndores 220 kV



Highcharts.com

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

5.2.3 Zona de la Subestación Nueva Pozo Almonte 220 KV

5.2.3.1 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 Figuras 5.2.11 y 5.2.13

5.2.3.2 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 limite esta 7 km aproximadamente al noroeste de la subestación.

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

5.2.3.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diesel: 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 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 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.

5.2.3.4 Recurso Energético Primario

Radiación Solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta tiene un promedio mensual de insolación diaria de 6,9 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 37. Por su parte, la insolación diaria mínima y máxima, son del orden de 5,06 kWh/m²/día y 8,49 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 177,7 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 m/s y un máximo medio de 6,7±0,6 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 (mt/seg) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.



Figura 34: Subestación Nueva Pozo Almonte 220 kV

5.2.3.5 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.

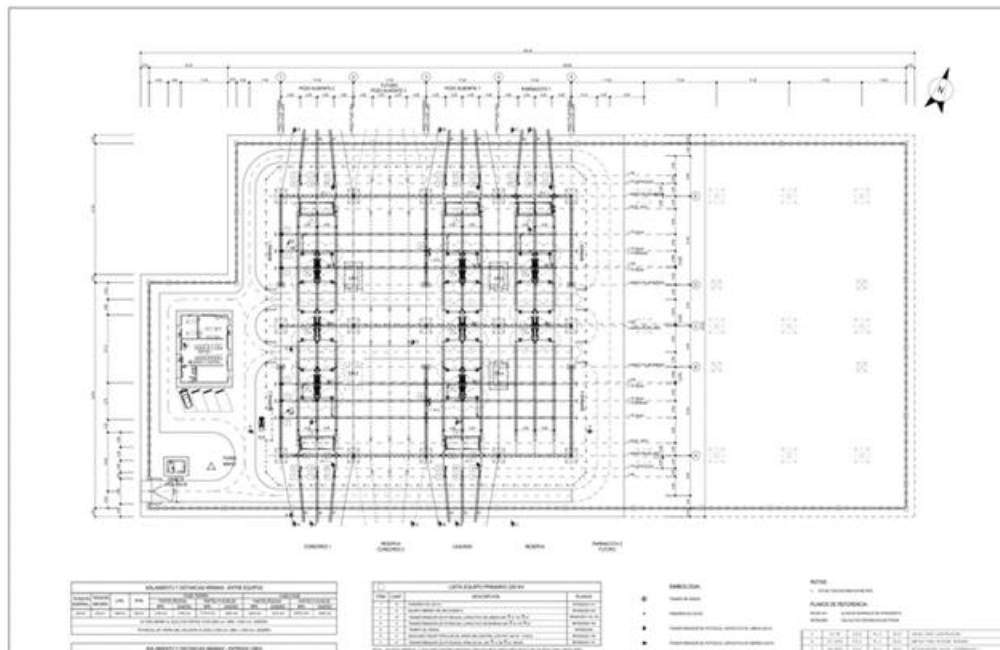


Figura 35: Disposición en Planta Subestación Nueva Pozo Almonte 220 kV

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 CEN 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).

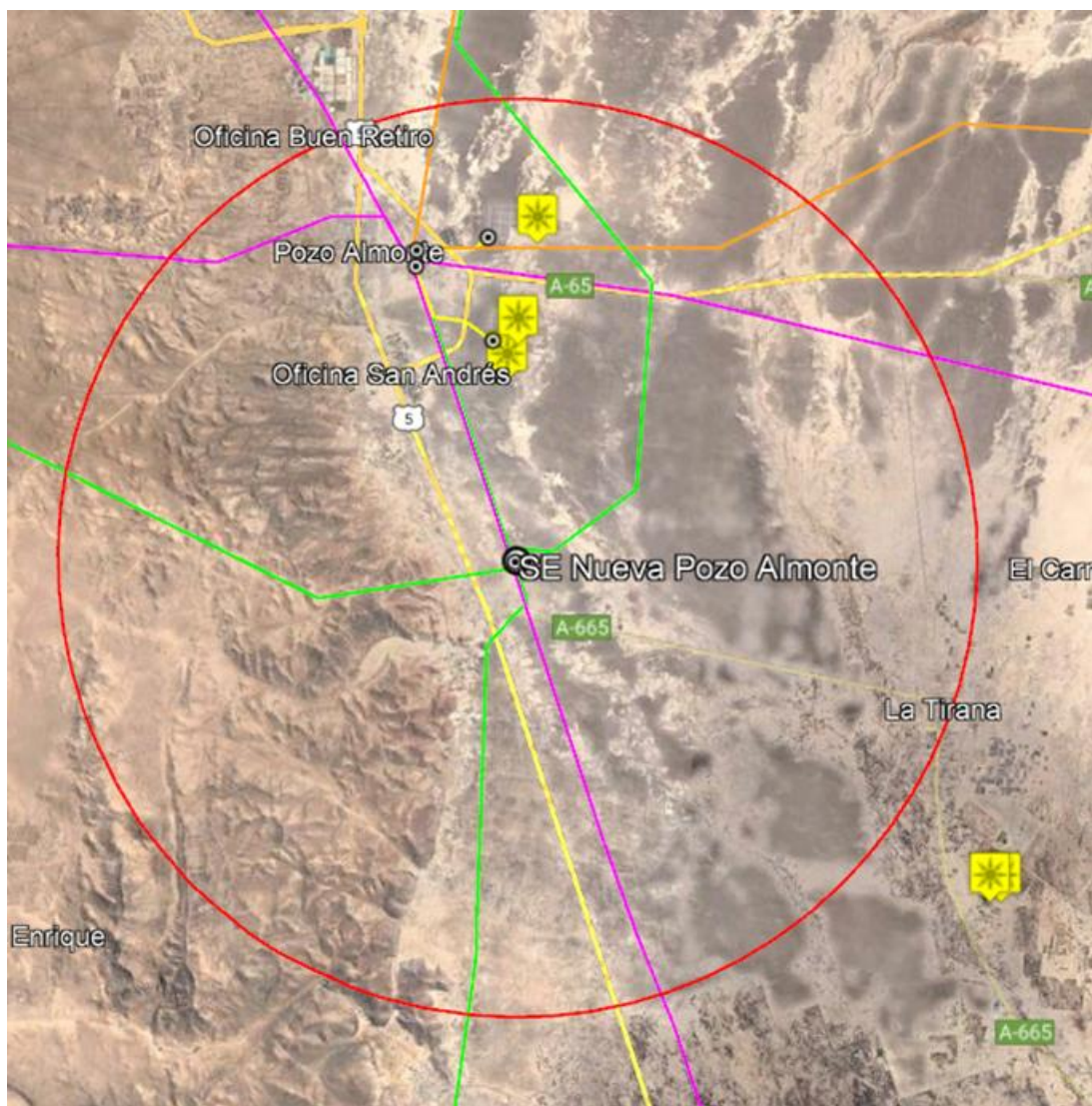


Figura 36: Subestación Nueva Pozo Almonte 220 kV y sector de posible emplazamiento Unidad de Punta

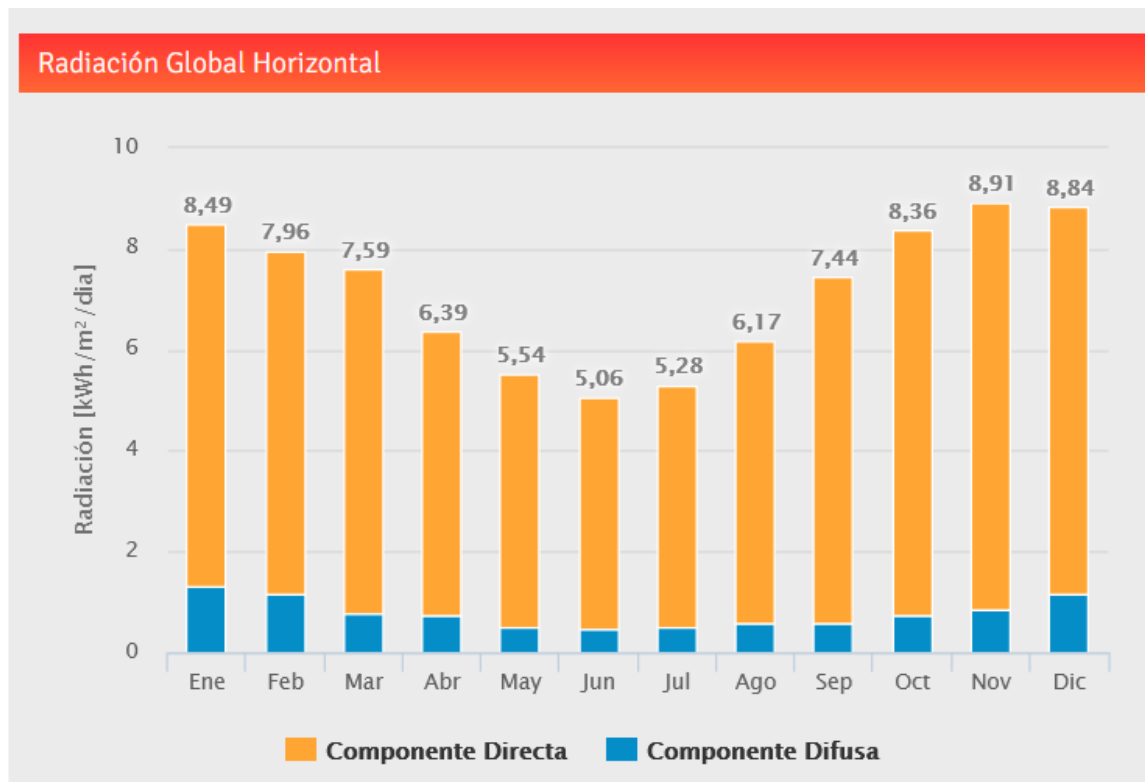


Figura 37: Radiación Solar en la zona de la Subestación Nueva Pozo Almonte 220 kV

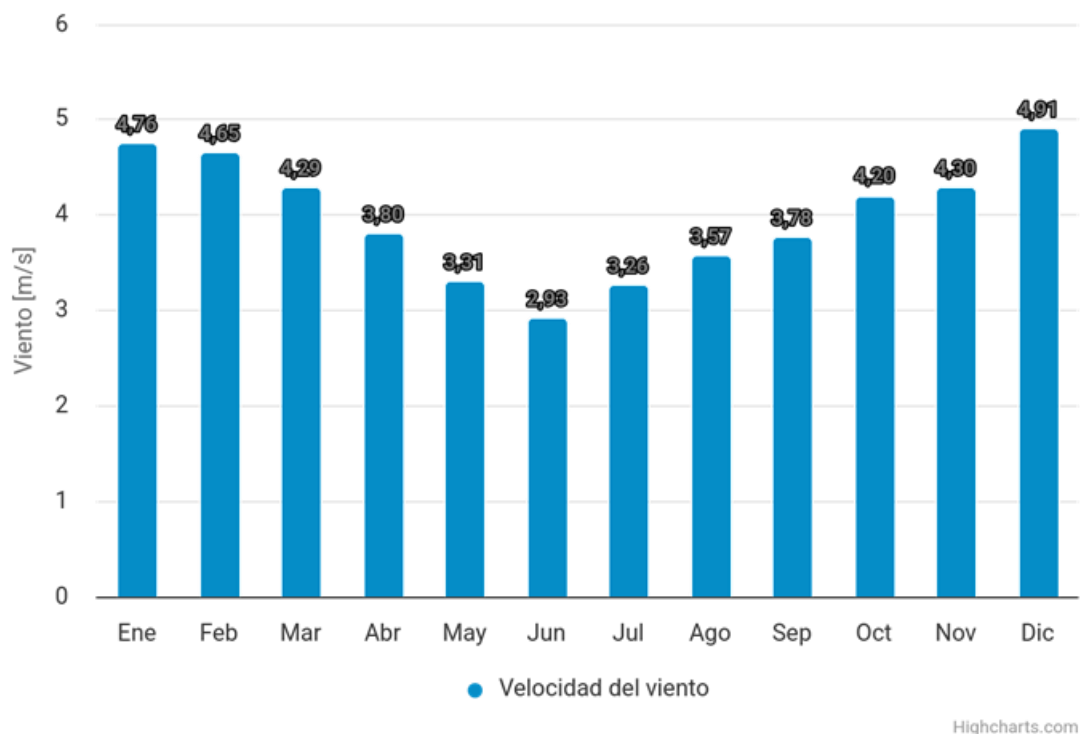


Figura 38: Viento en la zona de la Subestación Nueva Pozo Almonte 220 kV

5.2.4 Zona de la Subestación Nueva Lagunas 220 KV

5.2.4.1 Ubicación de la Central Generadora

Punto referencia Subestación: 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 Figuras 5.2.16 y 5.2.18

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

5.2.4.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diesel: 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 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 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.

5.2.4.4 Recurso Energético Primario

Radiación Solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta tiene un promedio mensual de insolación diaria de 7,0 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 42. Por su parte, la insolación 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 (mt/seg) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

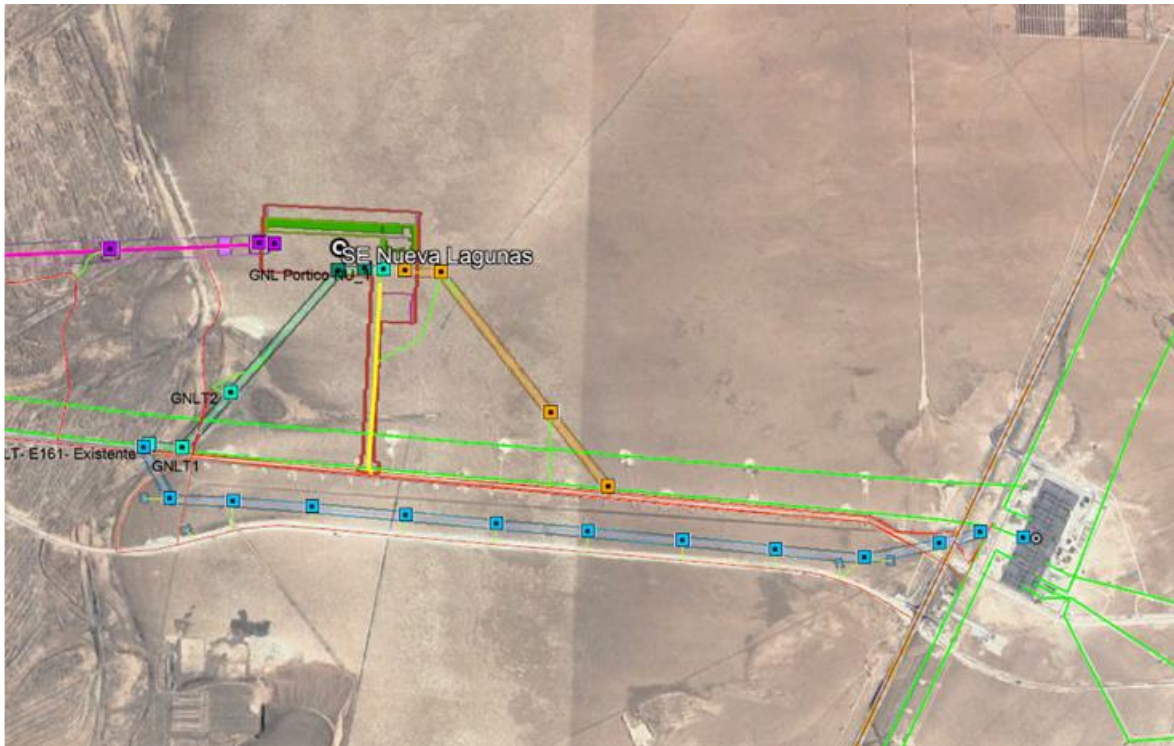


Figura 39: Subestación Nueva Lagunas 220 kV

5.2.4.5 Aspectos Técnicos

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 (9) paños en nivel de 220 kV, todos de propiedad de ISA Interchile SA.

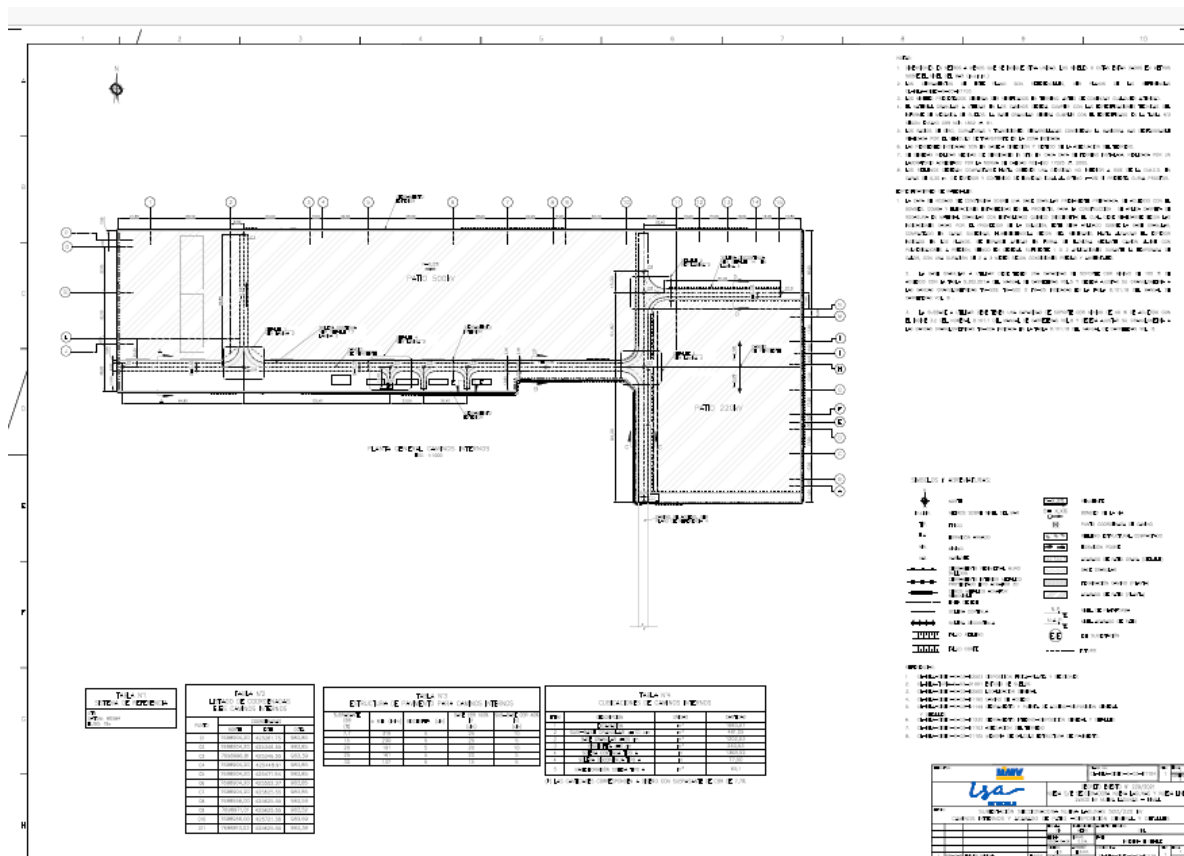


Figura 40: Disposición en Planta Subestación Nueva Lagunas 220 kV

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 (6) paños de la subestación, dos (2) ya están en uso en el diseño original y uno (1) de ellos se utilizan para la conexión de los autotransformadores provenientes del patio de 500 kV.
- De acuerdo con la información publicada por el CEN , se han aprobado dos SAC en esta subestación.
- Luego de lo anterior se concluye que queda un (1) 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.

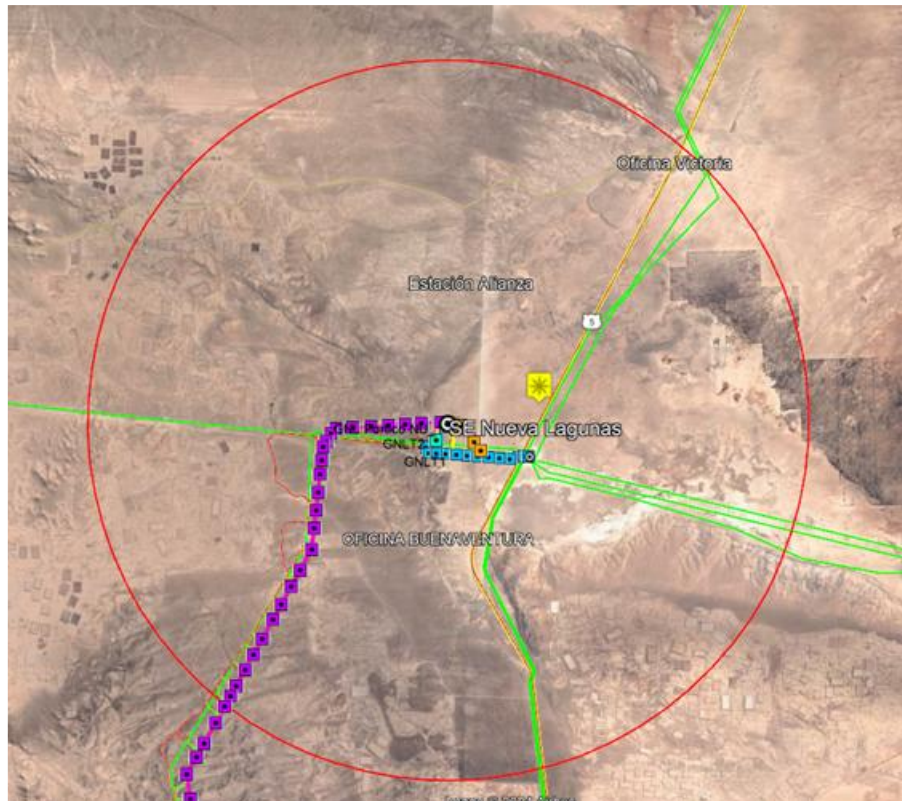


Figura 41: Subestación Nueva Lagunas 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta

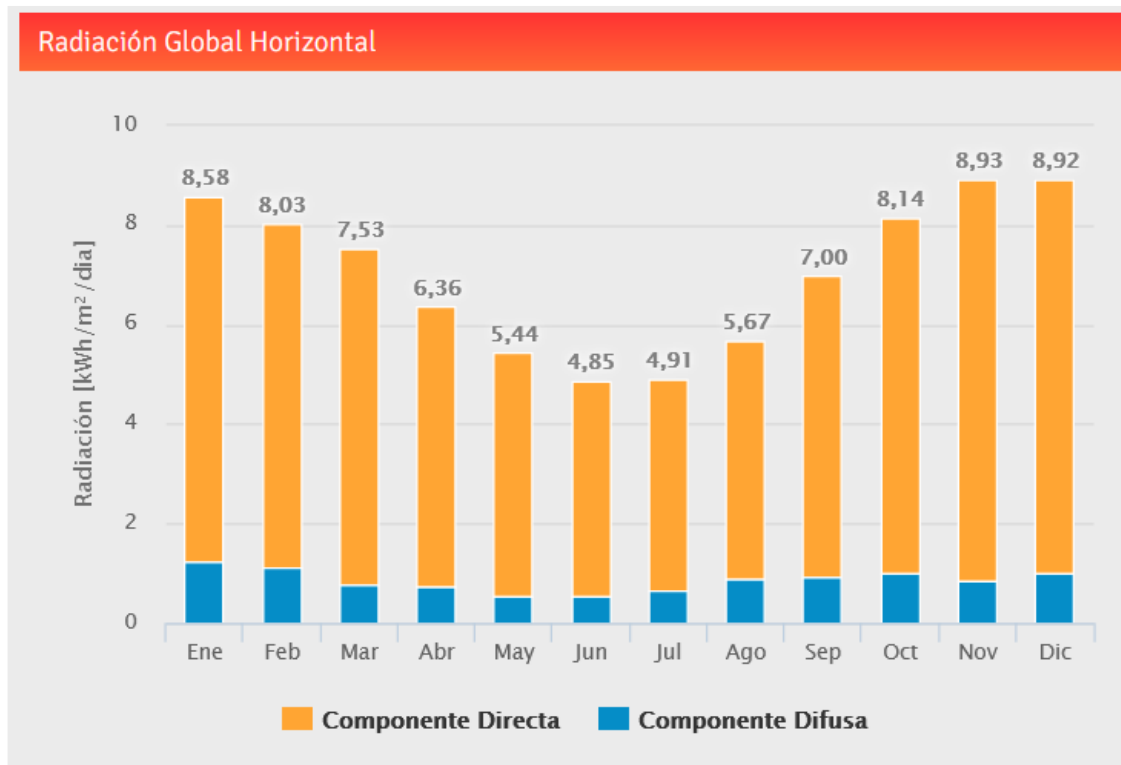


Figura 42: Radiación Solar en la zona de la Subestación Nueva Lagunas 220 kV

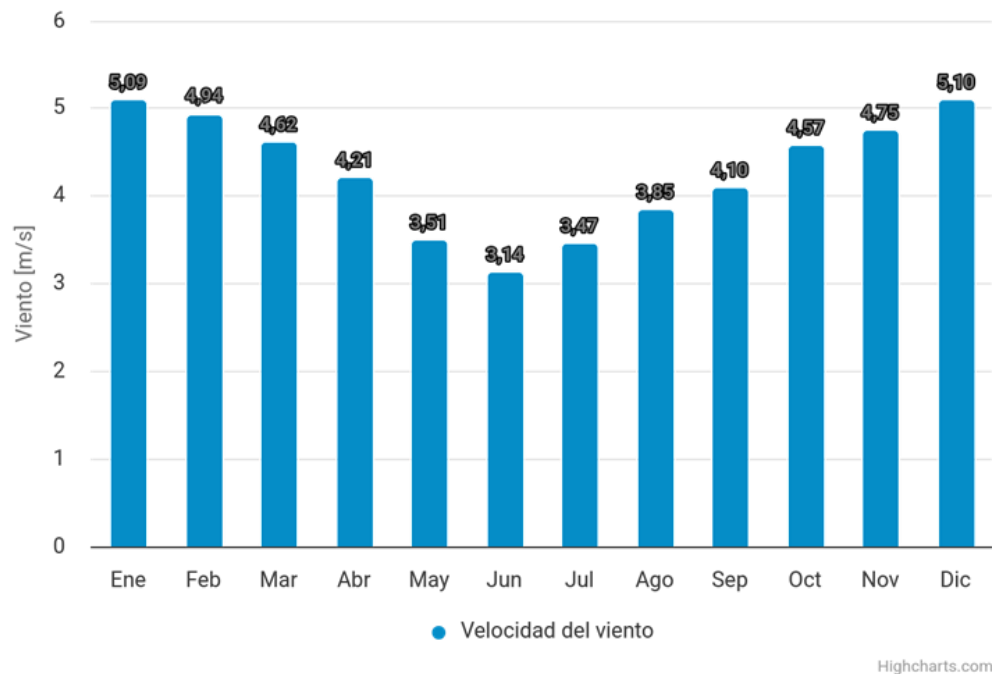


Figura 43: Viento en la zona de la Subestación Nueva Lagunas 220 kV

5.2.5 Zona de la Subestación Kimal 220 KV

5.2.5.1 Ubicación de la Central Generadora

Punto referencia Subestación: 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 5.2.21 y 5.2.23

5.2.5.2 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. N° 164 de 1998/D.S. N° 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.

5.2.5.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diesel: 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 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, 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 que pasa cercano a la localización de la unidad de punta. La distancia aproximada es de 3 km app. (Gasoducto Troncal Paso Jama – Crucero de 20 pulgadas, propiedad de Gas Norandino).
Equipos	Para la descarga de los equipos, el puerto más próximo es Tocopilla, aproximadamente a 90 km.

5.2.5.4 Recurso Energético Primario

Radiación Solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta tiene un promedio mensual de insolación diaria de 7,2 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 48. Por su parte, la insolación 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 (mt/seg) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

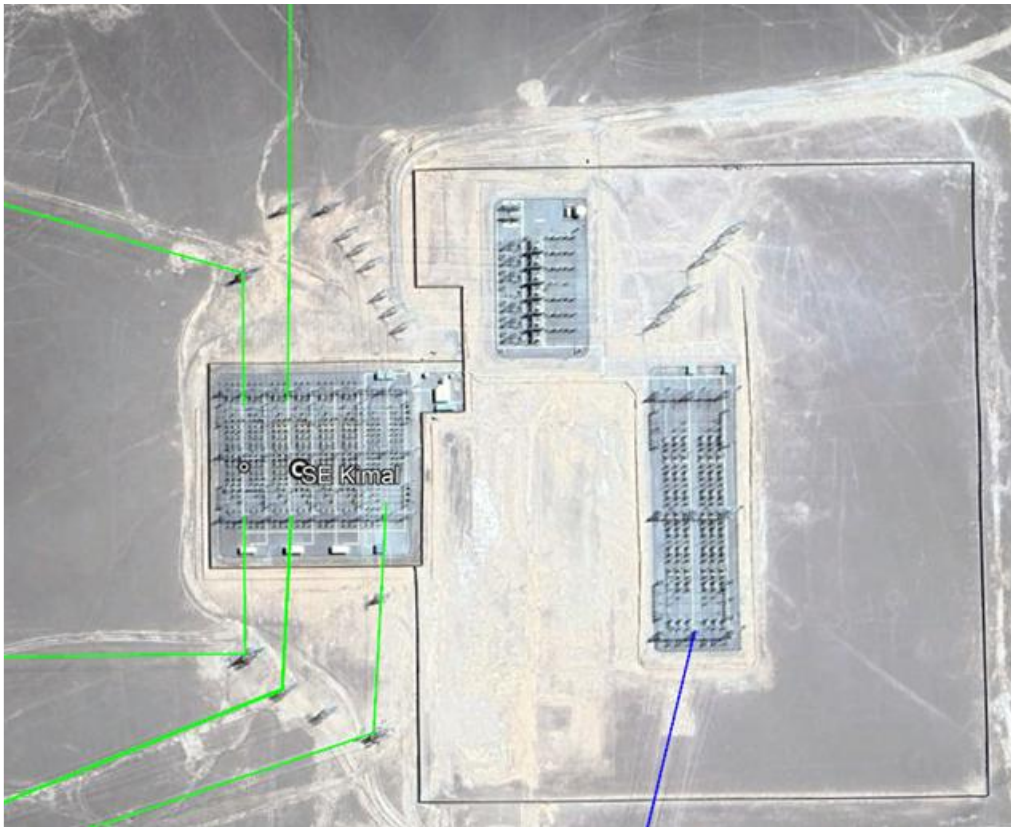


Figura 44: Subestación Kimal 220 kV

5.2.5.5 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 (8) de los cuales son propiedad de la Sociedad Austral de Transmisión Troncal (SATT) y cuatro (4) son propiedad de Transelec. En la siguiente figura se aprecia la disposición en planta de la actual subestación Kimal.

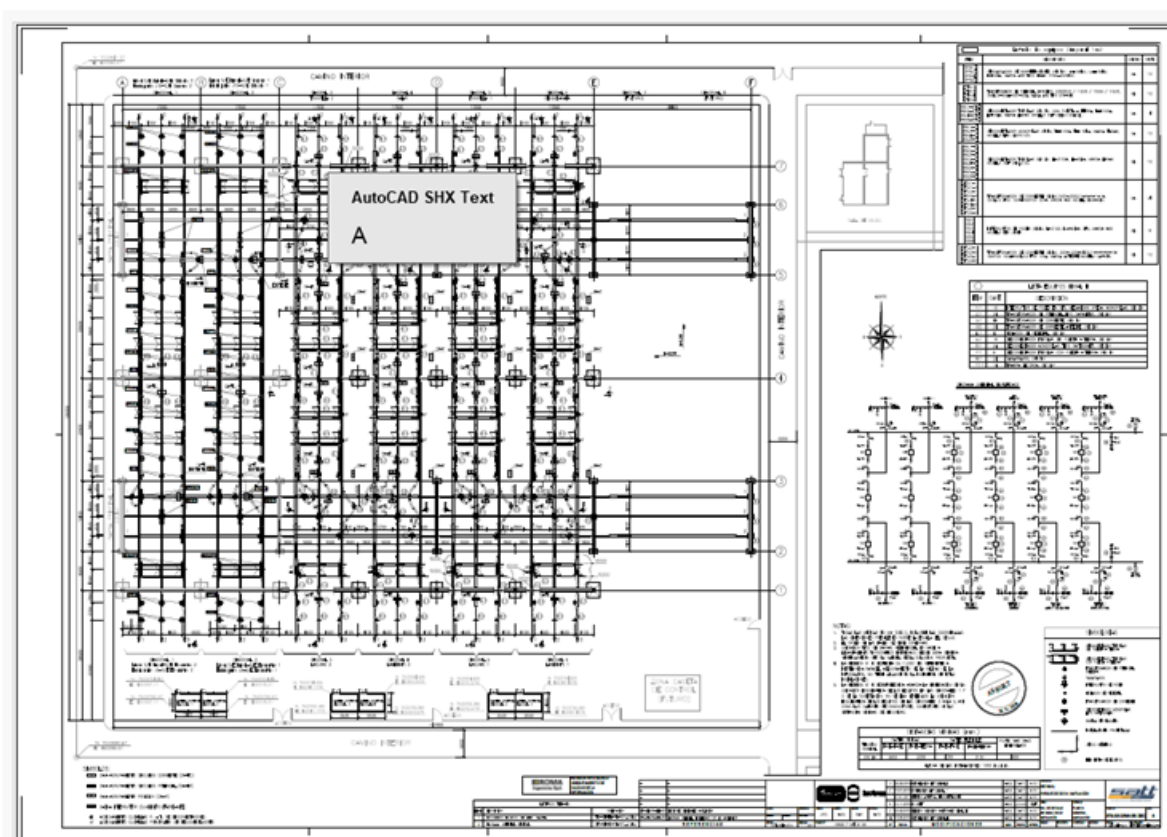


Figura 45: Disposición en Planta Subestación Kimal 220 kV

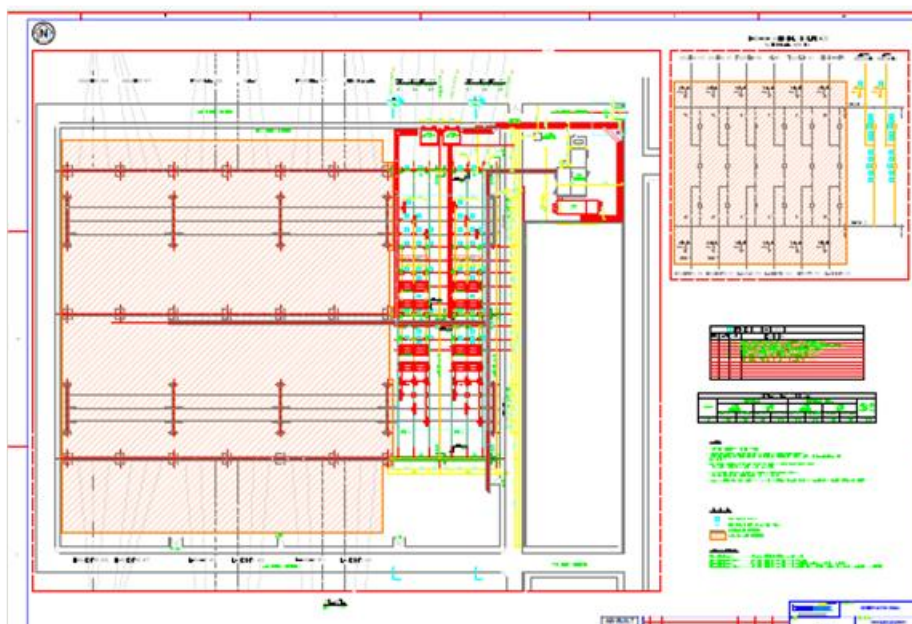


Figura 46: Disposición en Planta Subestación Kimal 220 kV- Paños Transelec

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, podemos comentar lo siguiente:

- De los seis (6) paños de la subestación, cuatro (4) ya están en uso en el diseño original y dos (2) 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. Considerando están nuevas instalaciones y las reubicaciones quedan 3 paños disponibles.
- De acuerdo con la información publicada por el CEN, 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).

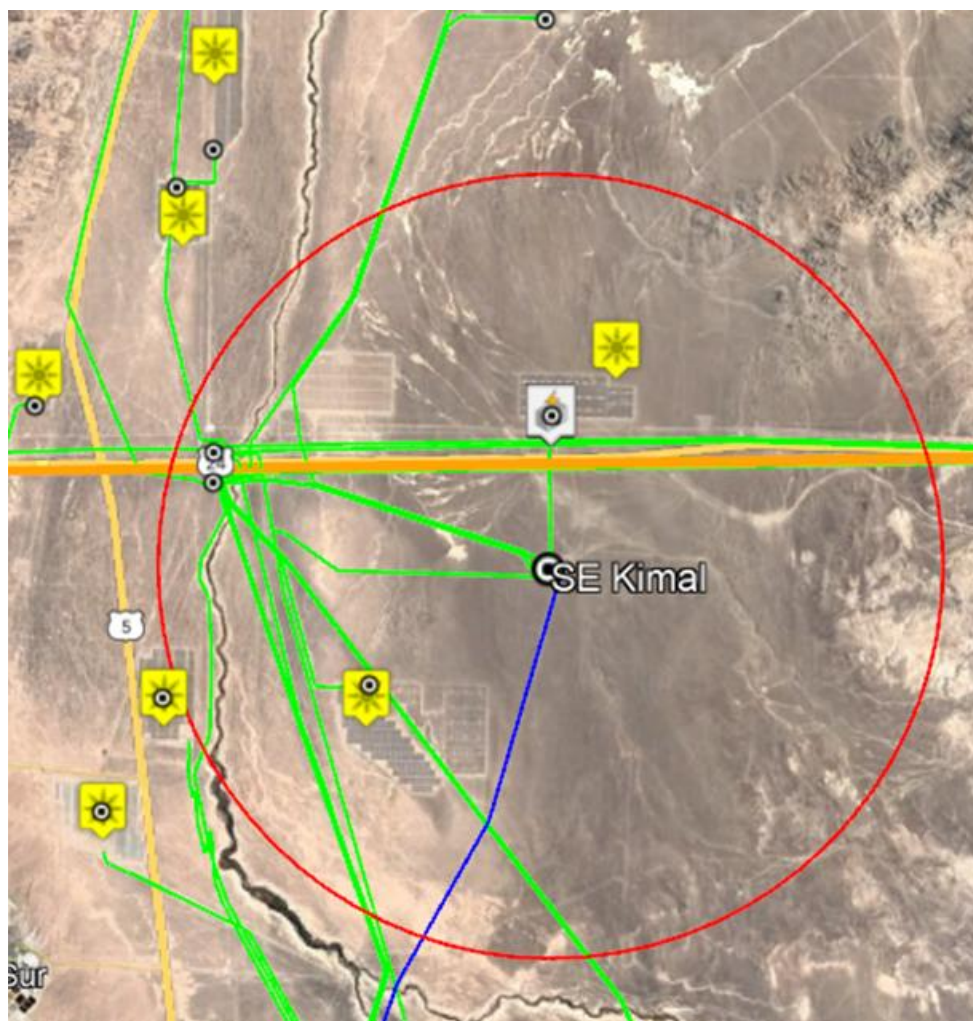


Figura 47: Subestación Kimal 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta

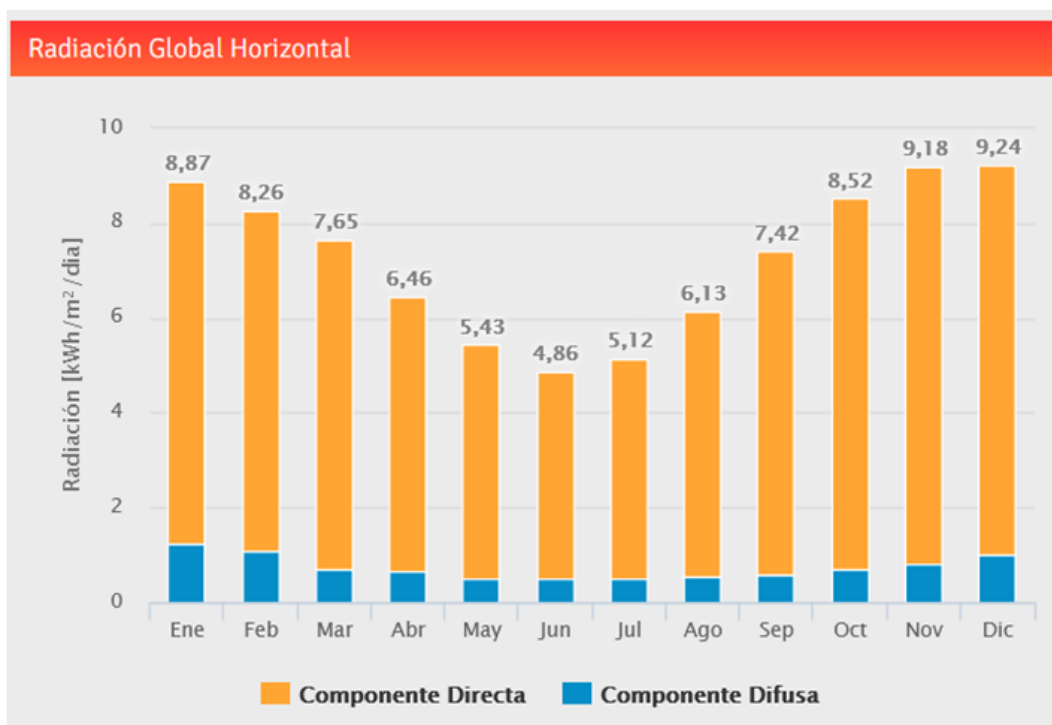
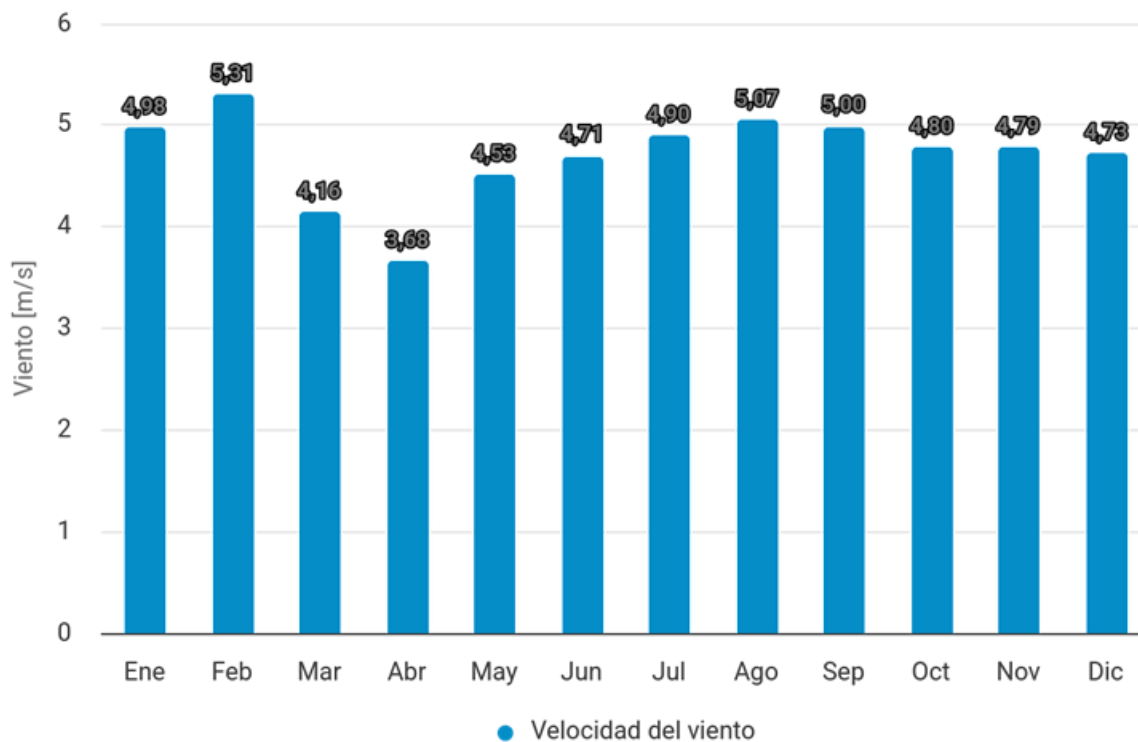


Figura 48: Radiación Solar en la zona de la Subestación Kimal 220 kV



Highcharts.com

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

5.2.6 Zona de la Subestación Miraje 220 KV

5.2.6.1 Ubicación de la Central Generadora

Punto referencia Subestación: 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 Figuras 5.2.26 y 5.2.28

5.2.6.2 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. N° 164 de 1998/D.S. N° 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.

5.2.6.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diesel: 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 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, 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.

5.2.6.4 Recurso Energético Primario

Radiación Solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta tiene un promedio mensual de insolación diaria de 7,2 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 53. Por su parte, la insolación 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 (mt/seg) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.



Figura 50: Subestación Miraje 220 kV

5.2.6.5 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 (6) 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.

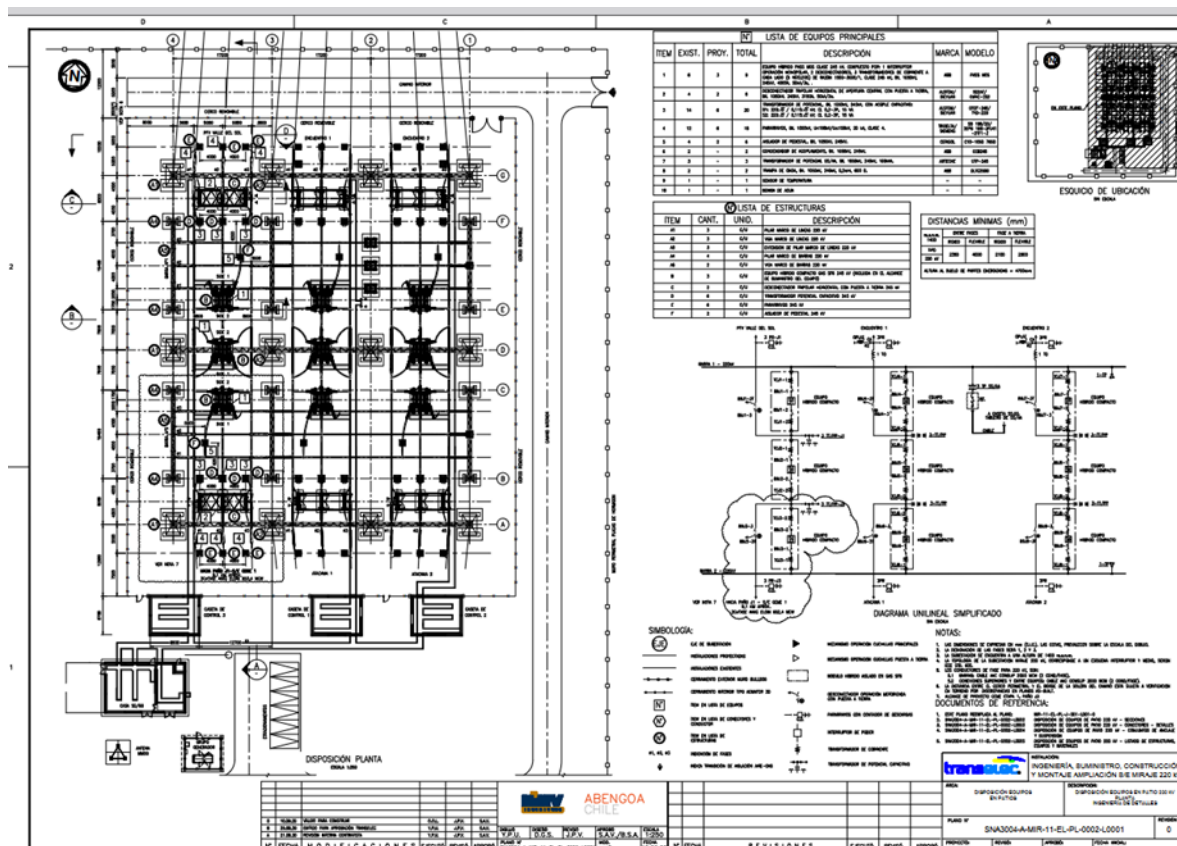


Figura 51: Disposición en Planta Subestación Miraje 220 kV

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 (6) paños de la subestación, cuatro (4) ya están en uso en el diseño original.
- De acuerdo con la información publicada por el CEN, 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 al día de hoy, 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.

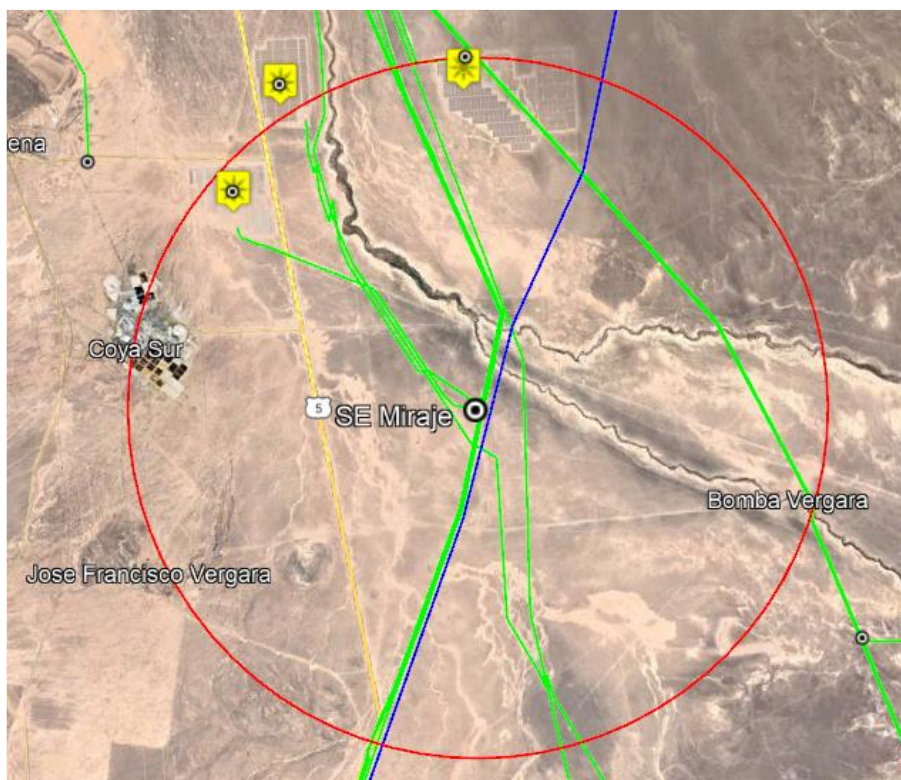


Figura 52: Subestación Miraje 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta

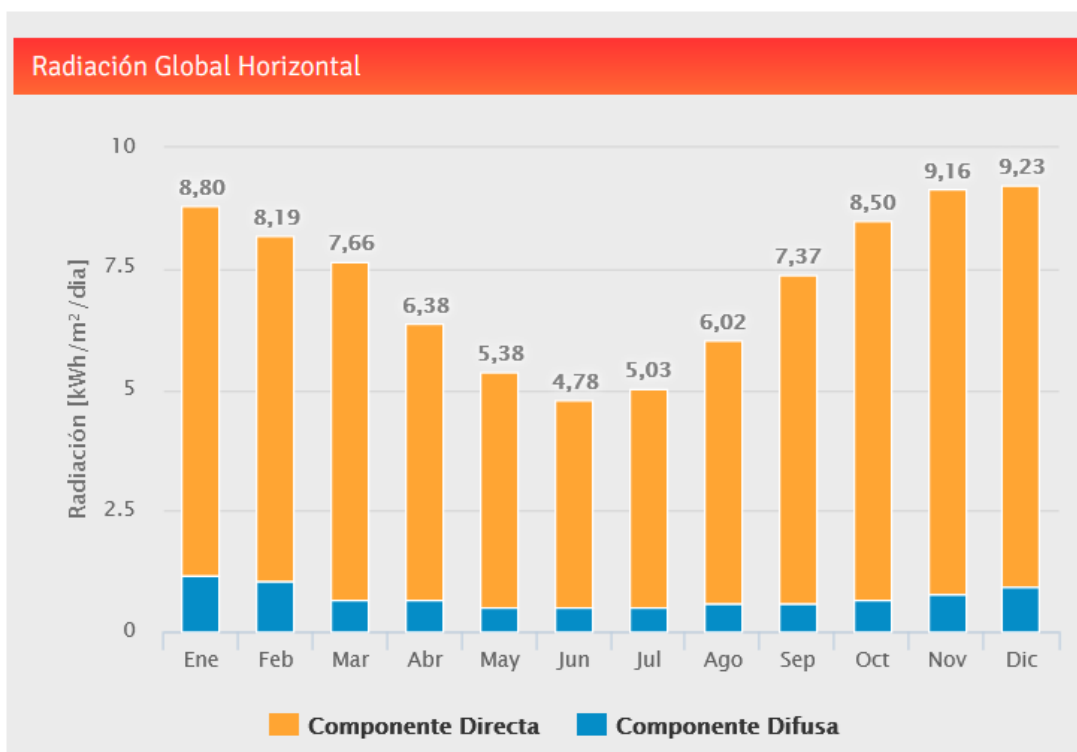


Figura 53: Radiación Solar en la zona de la Subestación Miraje 220 kV

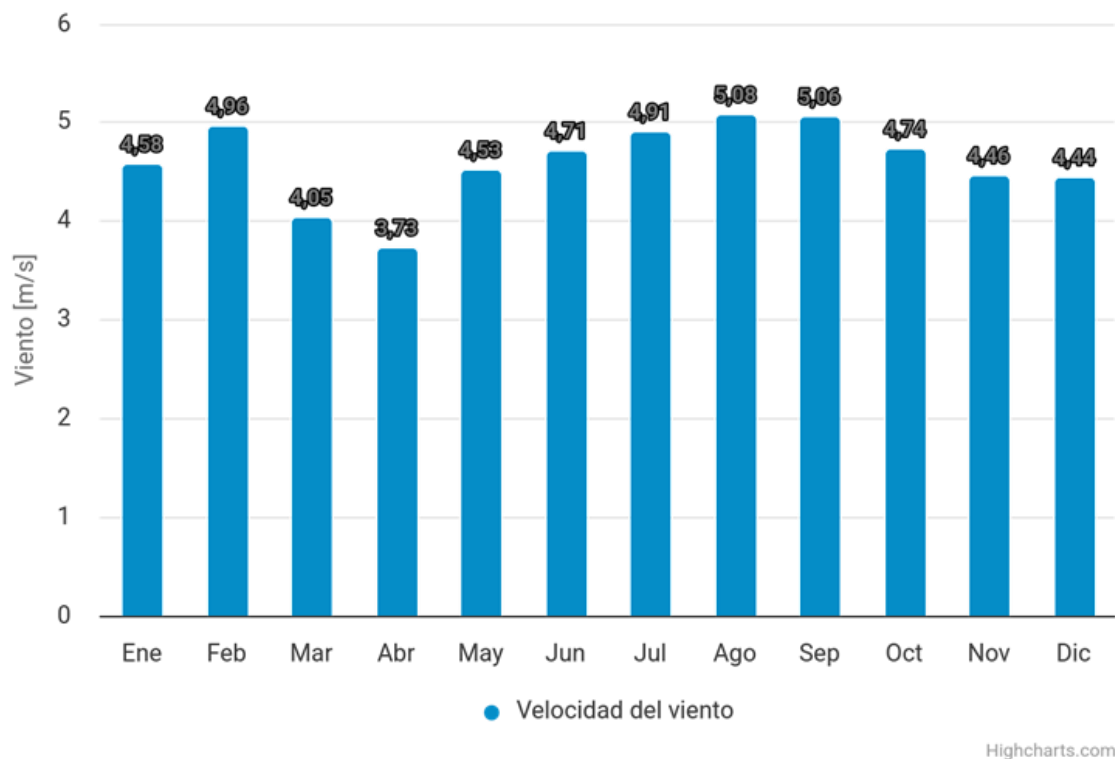


Figura 54: Viento en la zona de la Subestación Miraje 220 kV

5.2.7 Zona de la Subestación Kapatur 220 KV

5.2.7.1 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 Figuras 5.2.31 y 5.2.33

5.2.7.2 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 esta 3,5 km aproximadamente al noroeste de la subestación.

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

5.2.7.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diesel: 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 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 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.

5.2.7.4 Recurso Energético Primario

Radiación Solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de insolación diaria de 6,6 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 58. Por su parte, el promedio mensual de la insolación diaria mínima y máxima, son del orden de 4 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 161,63 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±0,2 m/s, con un mínimo medio de 3,13 m/s y un máximo medio de 6,25 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 (mt/seg) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

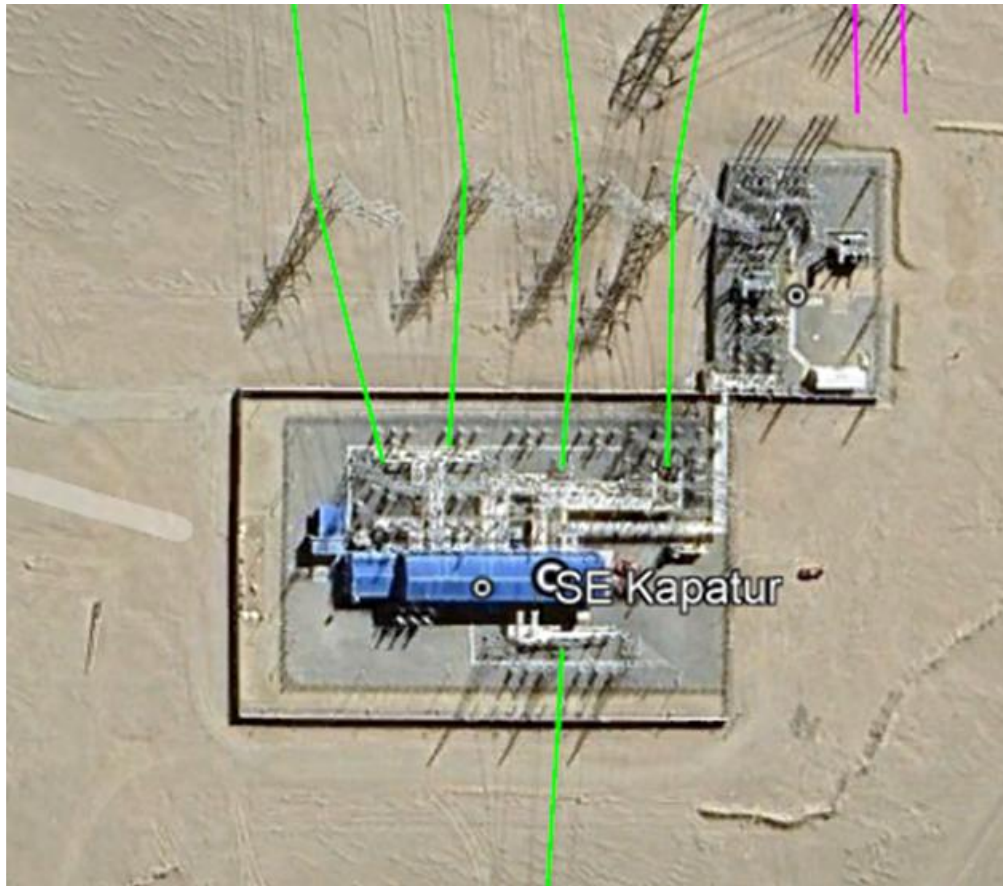


Figura 55: Subestación Kapatur 220 kV

5.2.7.5 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.

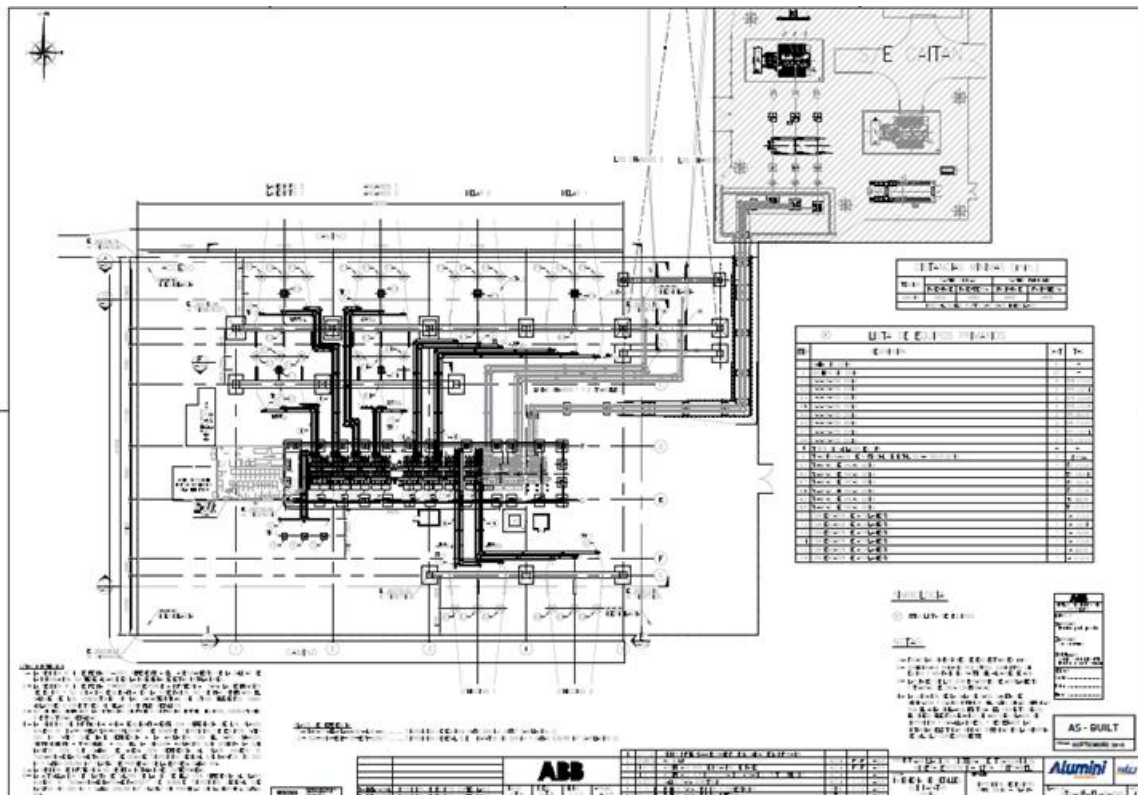


Figura 56: Disposición en Planta Subestación Kapatur 220 kV

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 se ve terreno disponible hacia el Este para futuras ampliaciones tanto para ampliar la plataforma de la subestación.
- Dentro del perímetro de la subestación se ve 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 al 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.

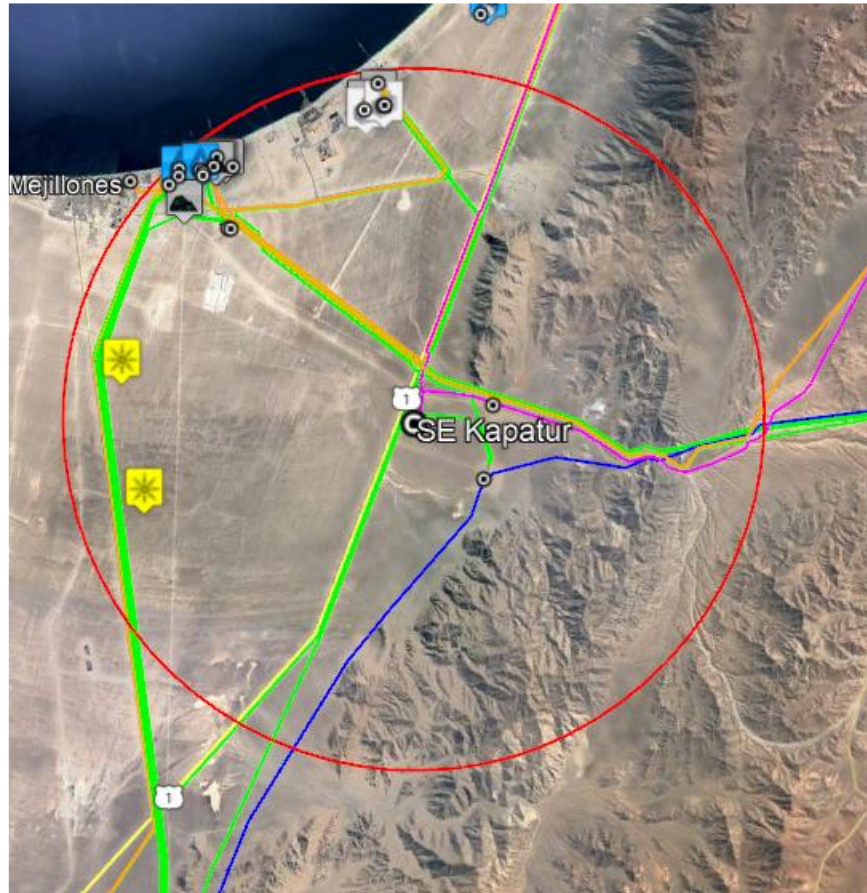


Figura 57: Subestación Kapatur 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta

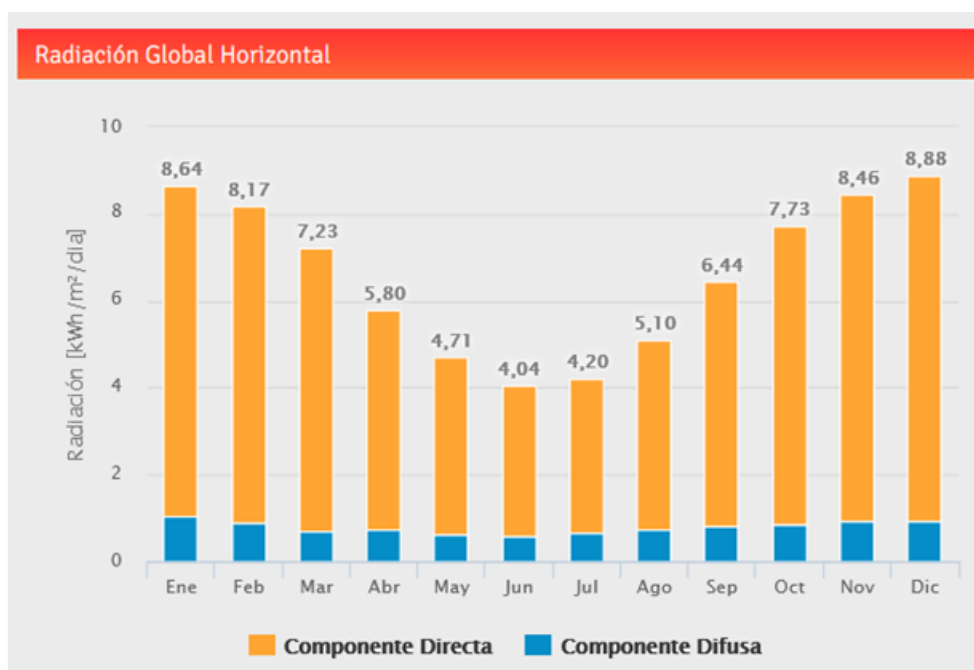


Figura 58: Radiación Solar en la zona de la Subestación Kapatur 220 kV

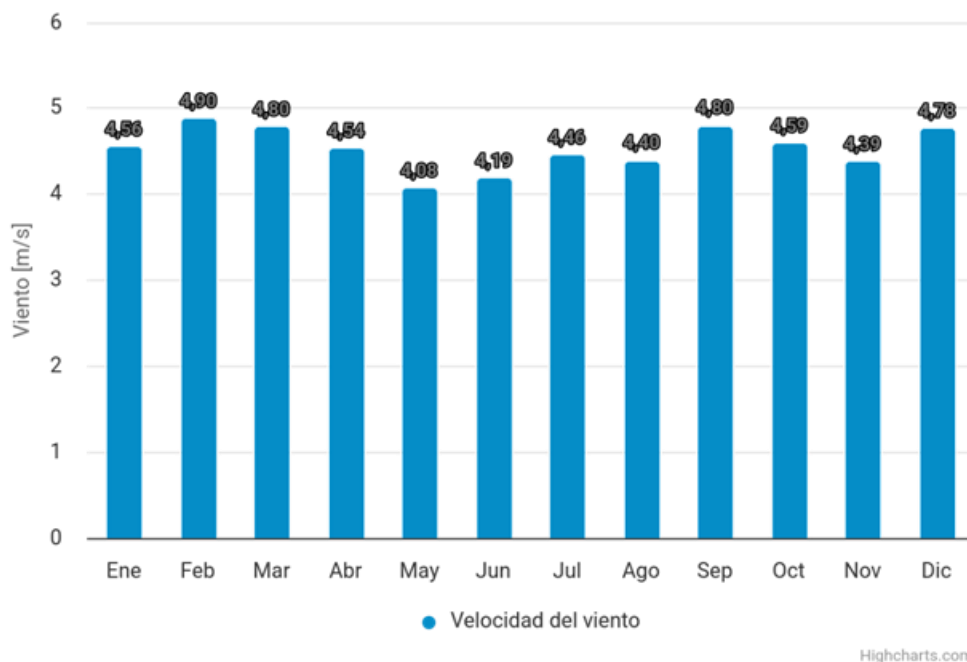


Figura 59: Viento en la zona de la Subestación Kapatur 220 kV

5.2.8 Zona de la Subestación Parinas 220 KV

5.2.8.1 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 Figuras 5.2.36 y 5.2.38

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

5.2.8.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diesel: 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 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 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.

5.2.8.4 Recurso Energético Primario

Radiación Solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de insolación diaria de 7,3 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 63. Por su parte, el promedio mensual de la insolación diaria mínima y máxima, son del orden de 4,6 kWh/m²/día y 9,4 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 191,8 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 m/s y un máximo medio de 11,8 m/s. La elevación del sitio es de 2100 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 (mt/seg) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.



Figura 60: Subestación Parinas 220 kV

5.2.8.5 Aspectos Técnicos

Esta subestación presenta una configuración del patio 220 kV del tipo convencional (Interrupción y medio) con 3 diagonales, con un total de nueve (9) 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.

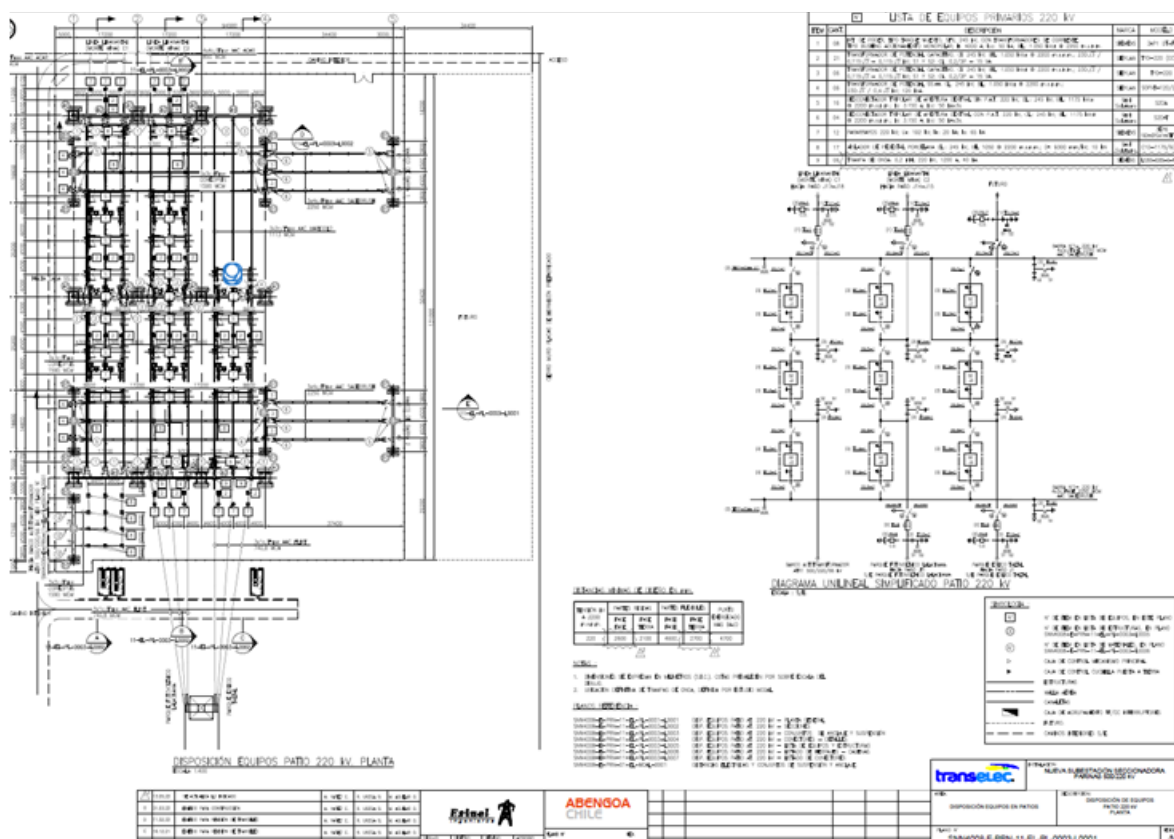


Figura 61: Disposición en Planta Subestación Parinas 220 kV

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 CEN, 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 ve 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. 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 62: Subestación Parinas 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta

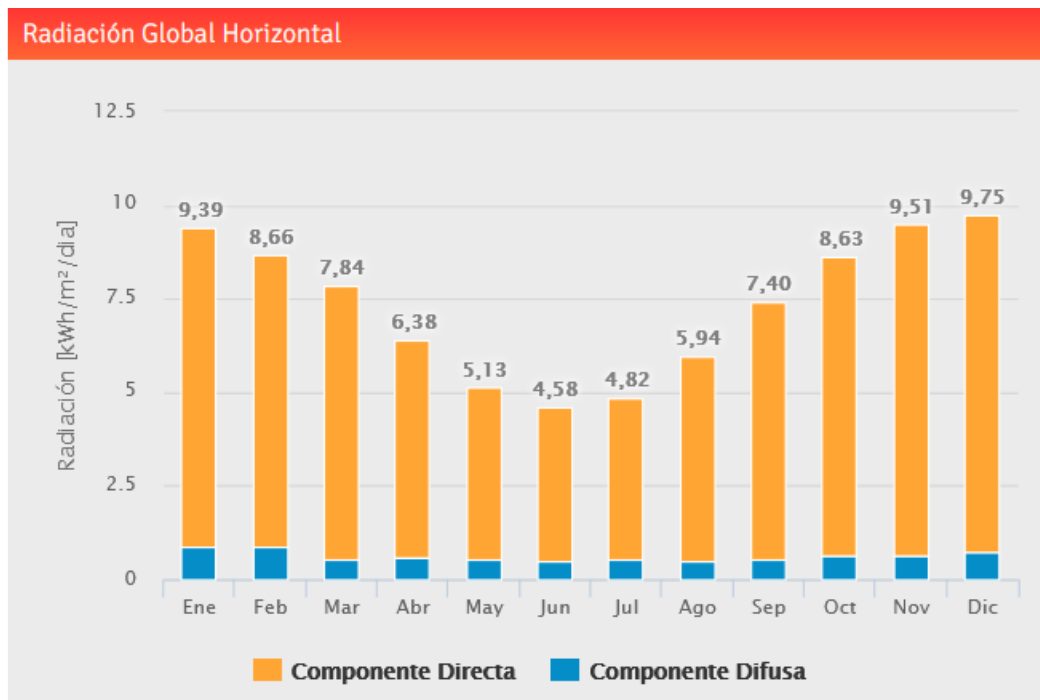


Figura 63: Radiación Solar en la zona de la Subestación Parinas 220 kV

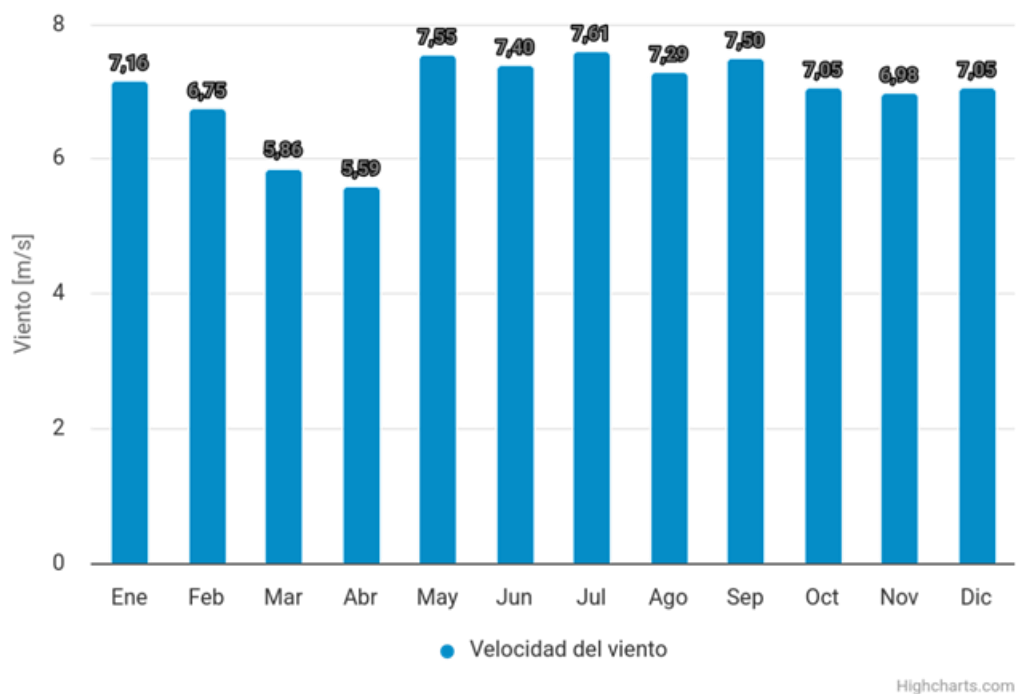


Figura 64: Viento en la zona de la Subestación Parinas 220 kV

5.2.9 Zona de la Subestación Cumbres 220 KV

5.2.9.1 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 10km alrededor de la Subestación Cumbre 220 kV, comuna de Diego de Almagro, Región de Atacama. Ver Figuras 5.2.41 y 5.2.43

5.2.9.2 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.

5.2.9.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diesel: 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 350km y Chañaral aproximadamente a 80 km.

5.2.9.4 Recurso Energético Primario

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



Figura 65: Subestación Cumbres 220 kV

5.2.9.5 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 (8) 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 Cumbres 220 kV.

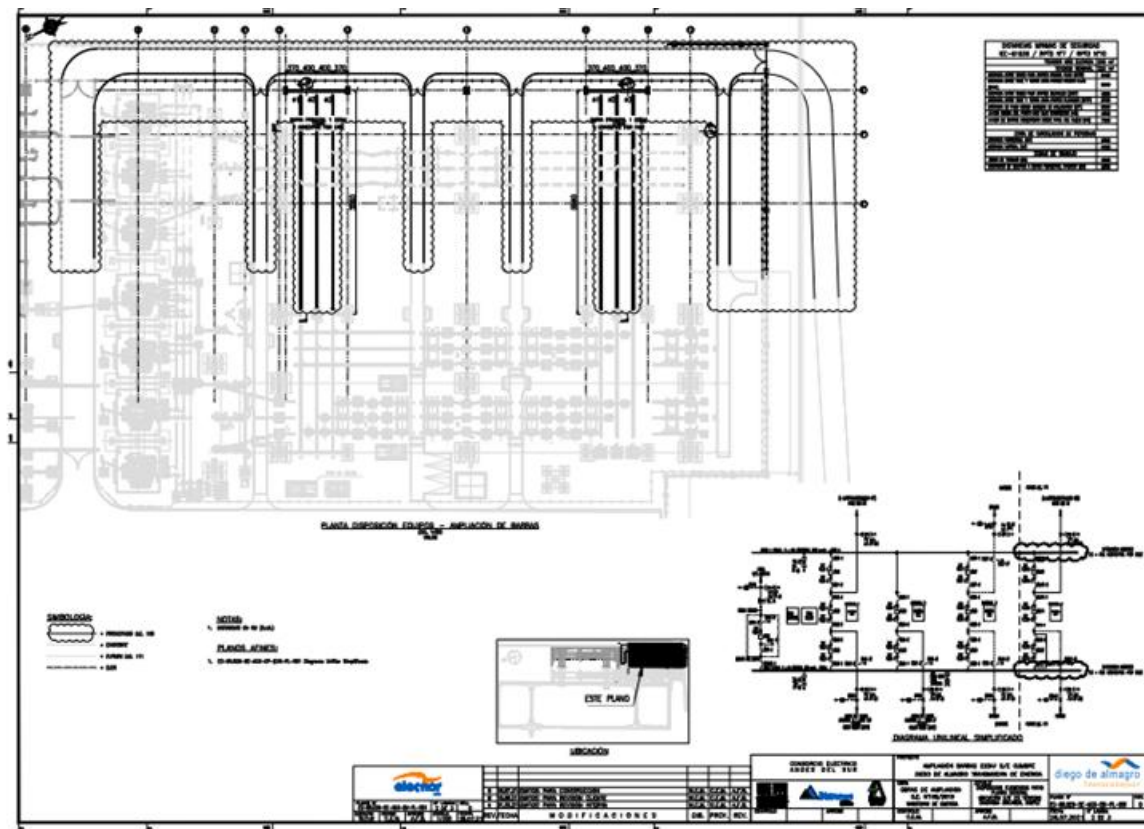


Figura 66: Disposición en Planta Subestación Cumbres 220 kV

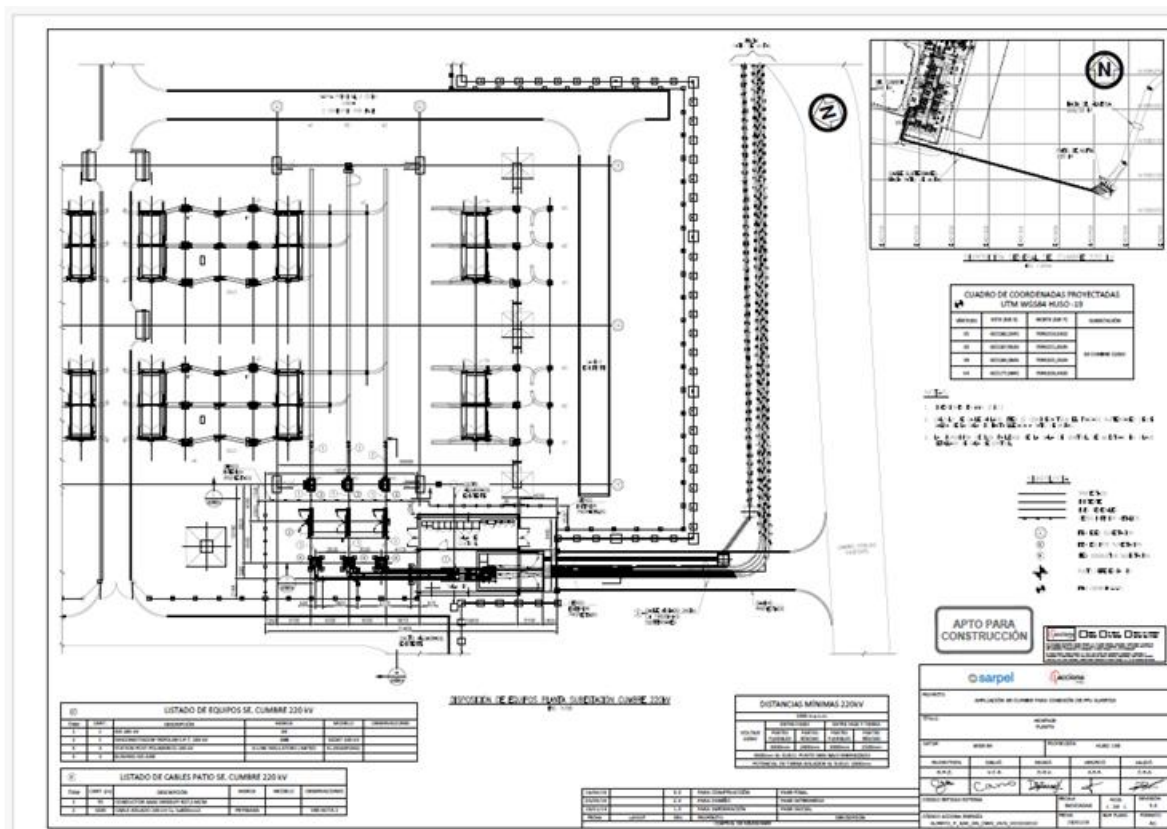


Figura 67: Disposición en Planta Subestación Cumbres 220 kV- Conexión PFV Almeйда

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, hay 6 SAC en curso. Se destaca que a un proyecto se le aprobó y construyó un solución de conexión a solo una de las barras mediante un equipo GIS, la cual se conecta por un extremo (PFV Almeйда, ver Figura 67). Se desconoce la solución presentado por el último proyecto, pero se presume algo similar al caso de Proyecto Solar Fotovoltaico Almeйда.

- 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).

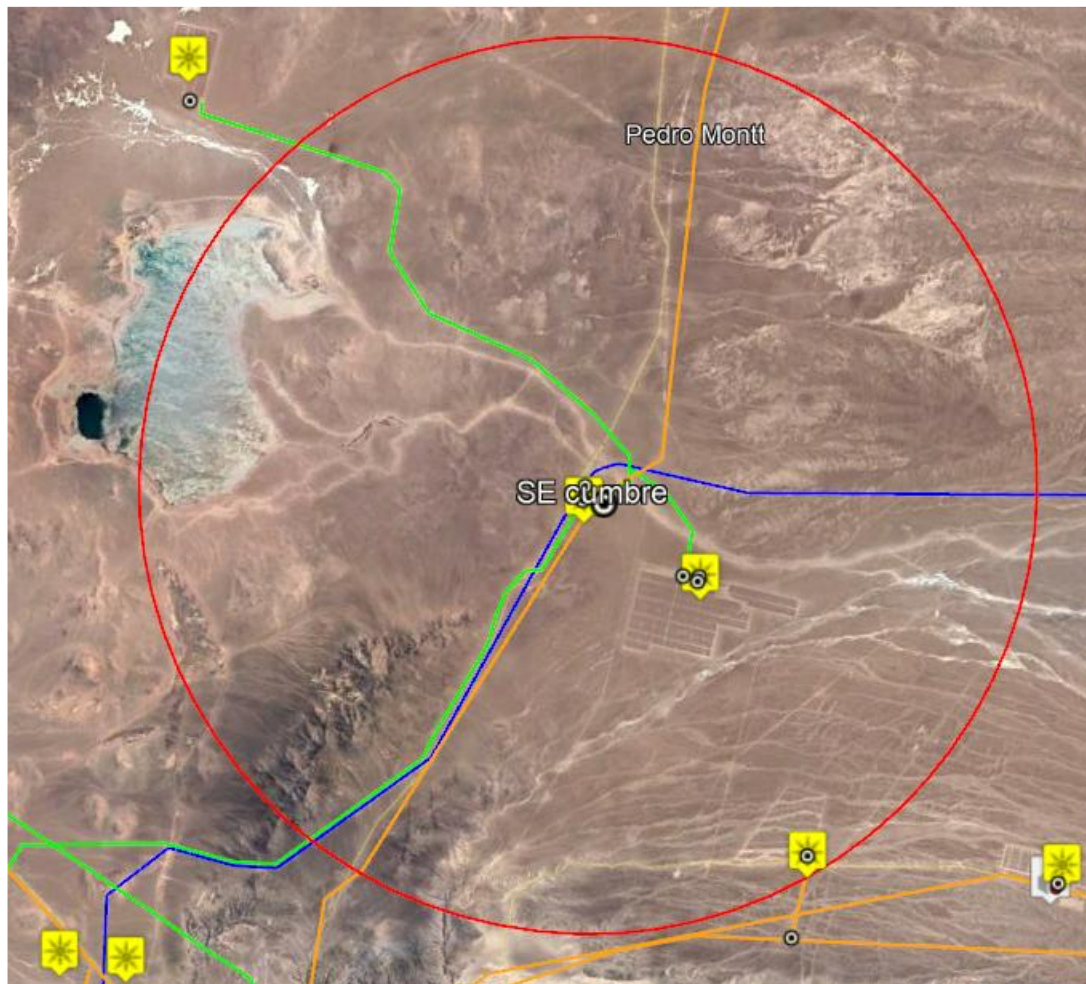


Figura 68: Subestación Cumbres 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta

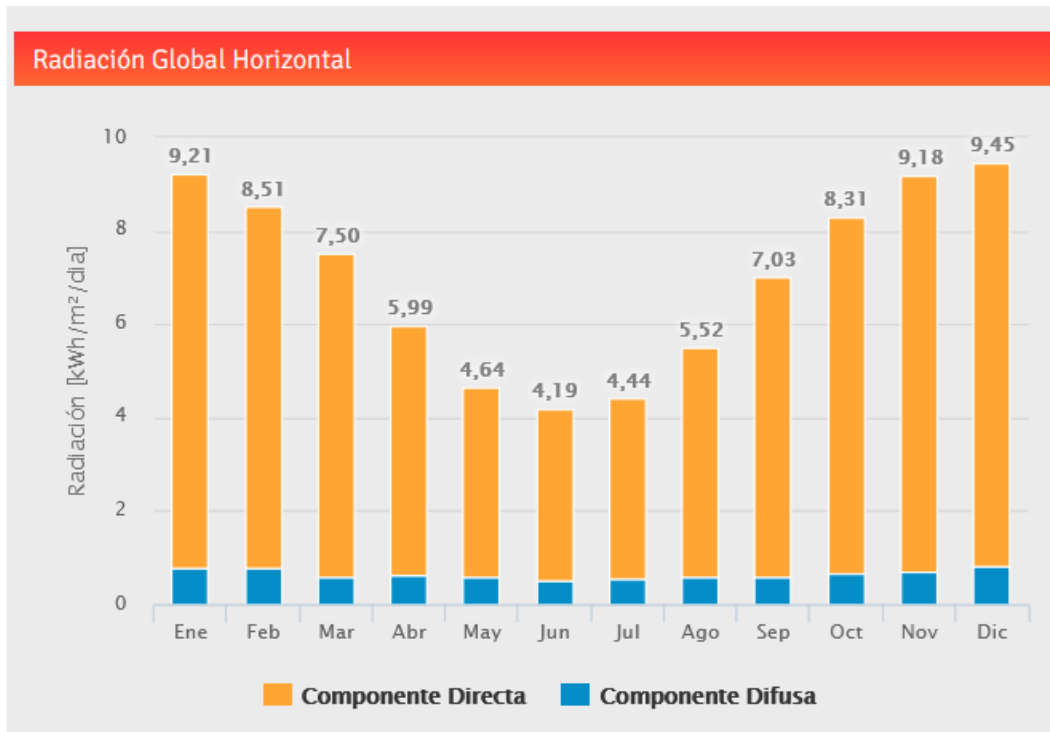


Figura 69: Radiación Solar en la zona de la Subestación Cumbres 220 kV

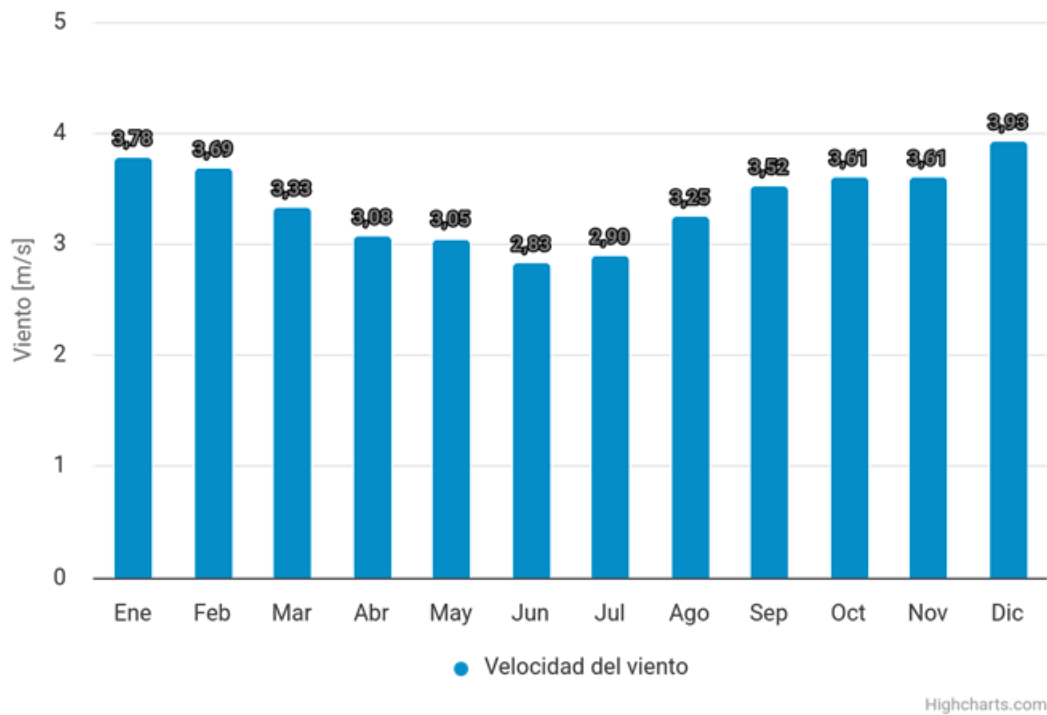


Figura 70: Viento en la zona de la Subestación Cumbres 220 kV

5.2.10 Zona de la Subestación Illapa 220 KV

5.2.10.1 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 Figuras 5.2.46 y 5.2.48

5.2.10.2 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.

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.

5.2.10.3 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.

5.2.10.4 Recurso Energético Primario

Radiación Solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de insolación diaria de 7 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 74. Por su parte, el promedio mensual de la insolación 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 (mt/seg) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.



Figura 71: Subestación Illapa 220 kV

5.2.10.5 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 (12) paños en nivel de 220 kV, diez (10) de propiedad de Diego de Almagro Transmisora de Energía S.A., y dos (2) paños de propiedad de Transmisora Eléctrica del Norte S.A.

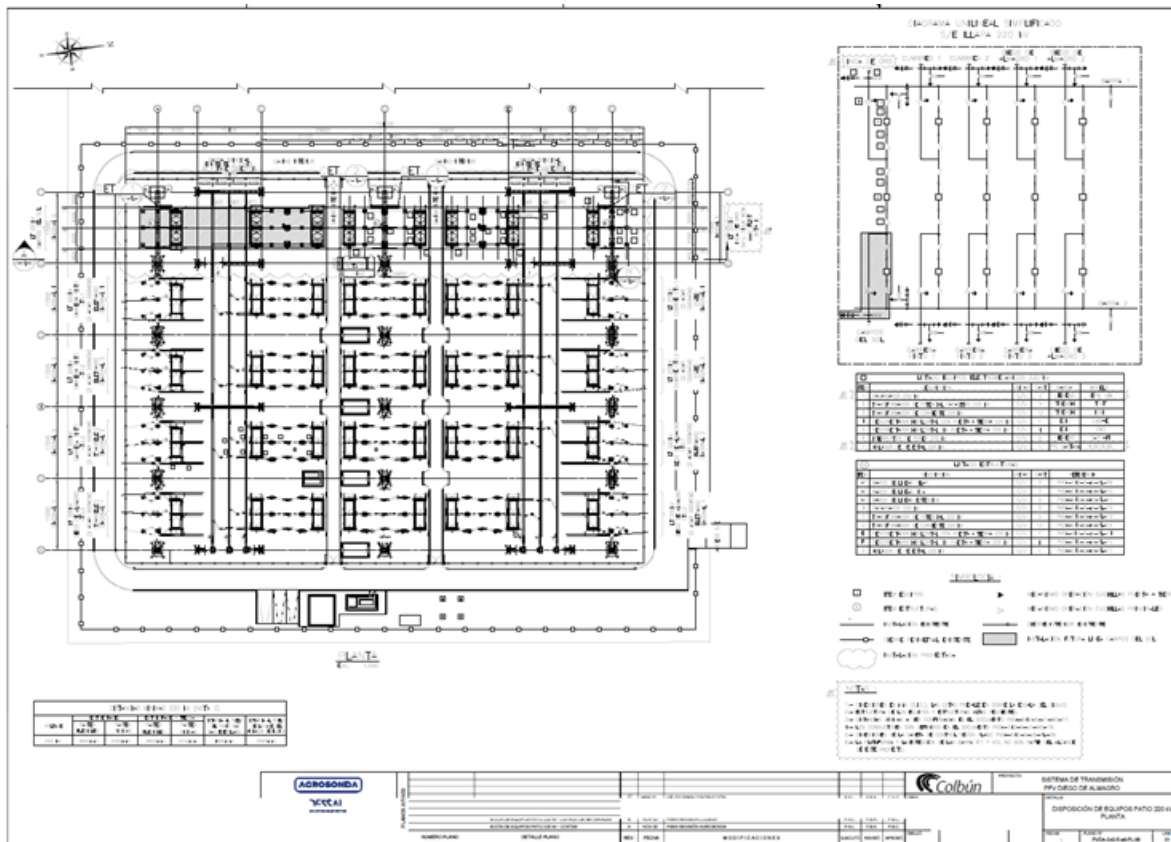


Figura 72: Disposición en Planta Subestación Illapa 220 kV

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).

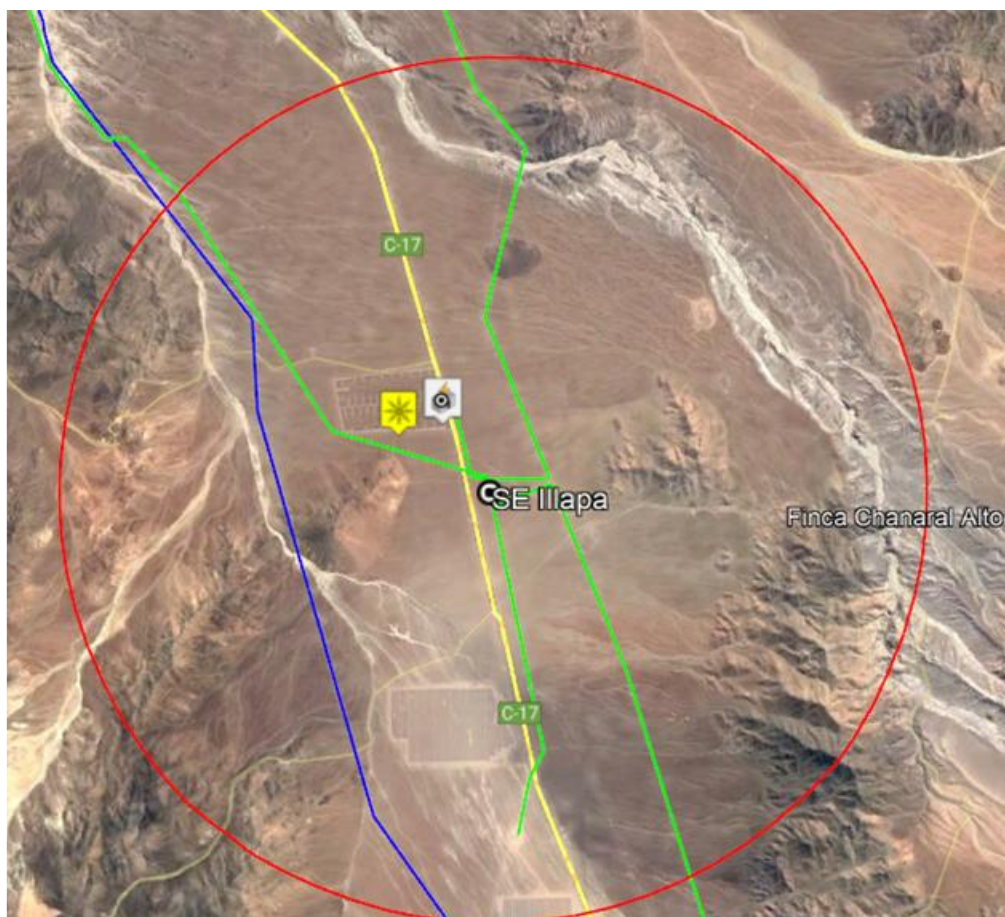


Figura 73: Subestación Illapa 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta

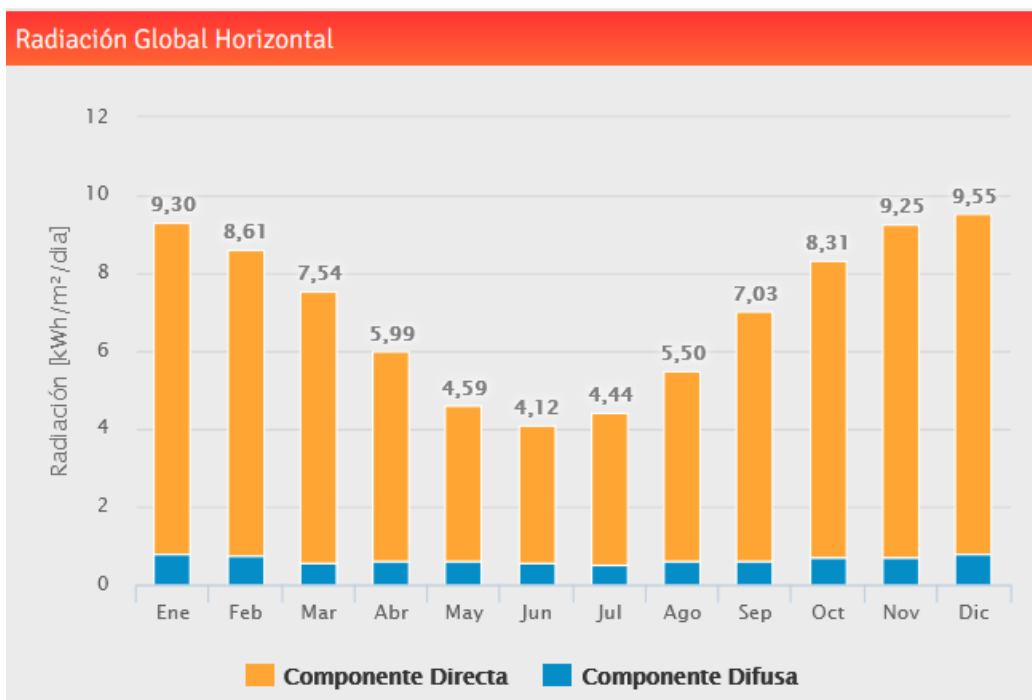


Figura 74: Radiación Solar en la zona de la Subestación Illapa 220 kV

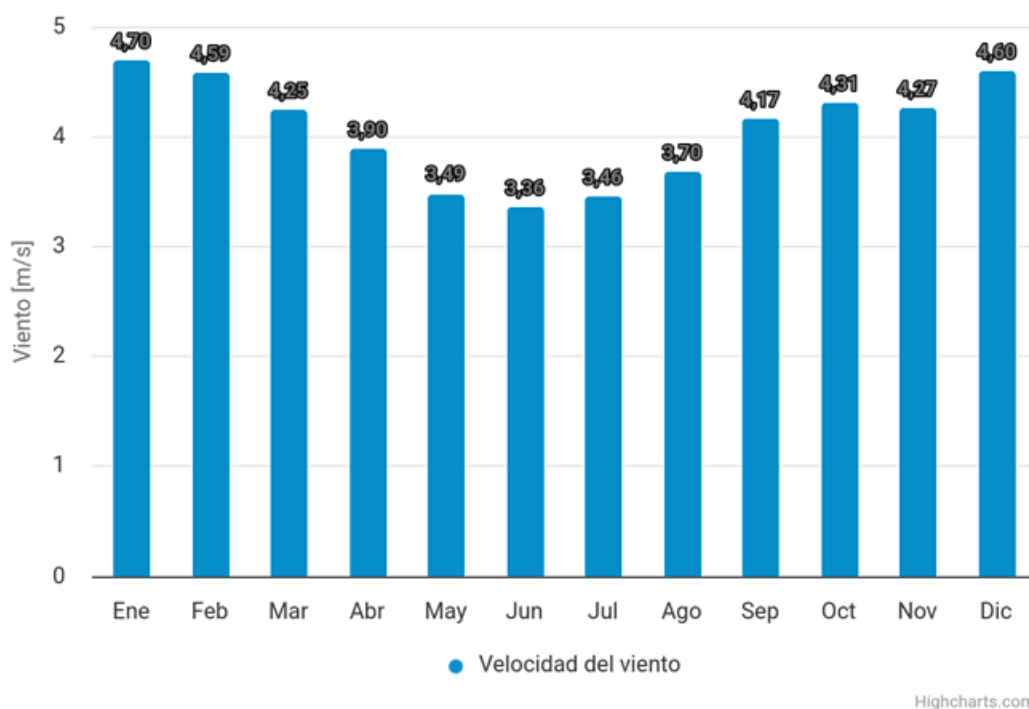


Figura 75: Viento en la zona de la Subestación Illapa 220 kV

5.2.11 Zona de la Subestación Nueva Cardones 220 KV

5.2.11.1 Ubicación de la Central Generadora

Punto referencia Subestación: 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 5.2.51 y 5.2.53

5.2.11.2 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 (4km al sur-oeste).

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.

5.2.11.3 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.

5.2.11.4 Recurso Energético Primario

Radiación Solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de insolación diaria de 6,5 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 79. Por su parte, el promedio mensual de la insolación 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 (mt/seg) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.



Figura 76: Subestación Nueva Cardones 220 kV

5.2.11.5 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.

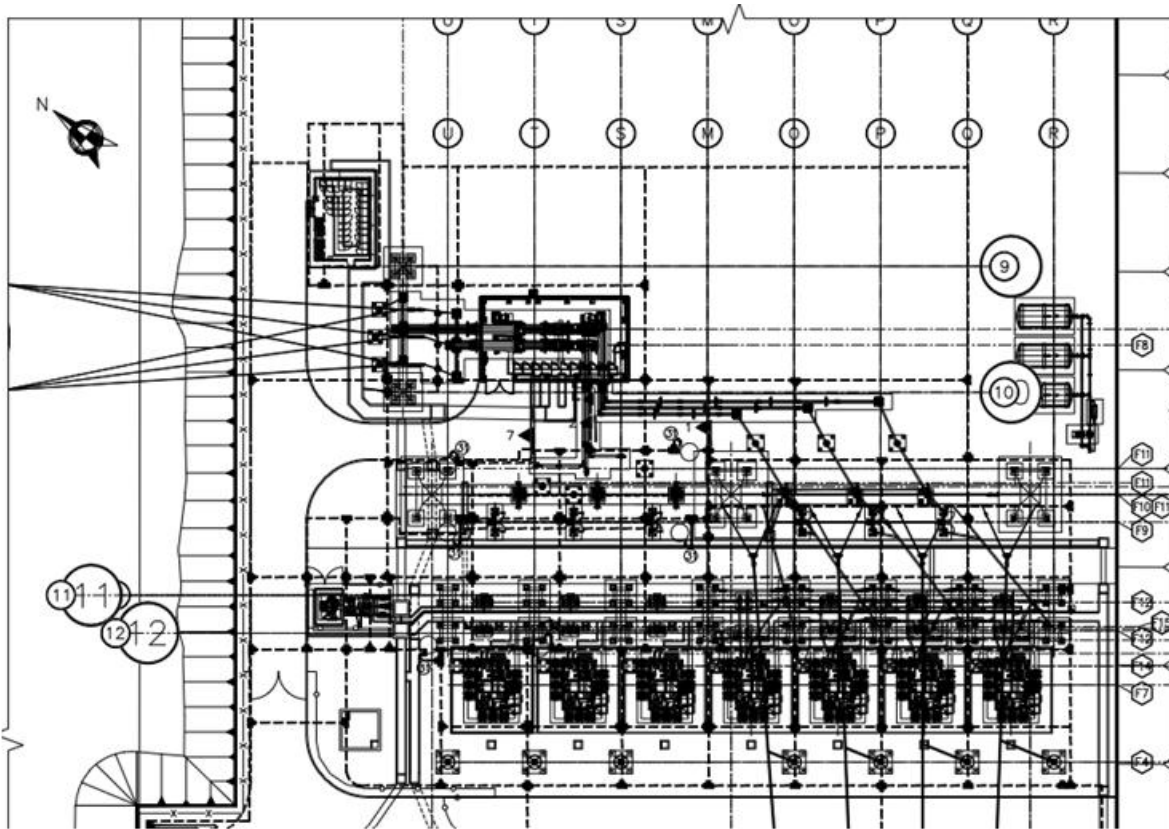


Figura 77: Disposición en planta Subestación Nueva Cardones 220 kV

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 al día de hoy, 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

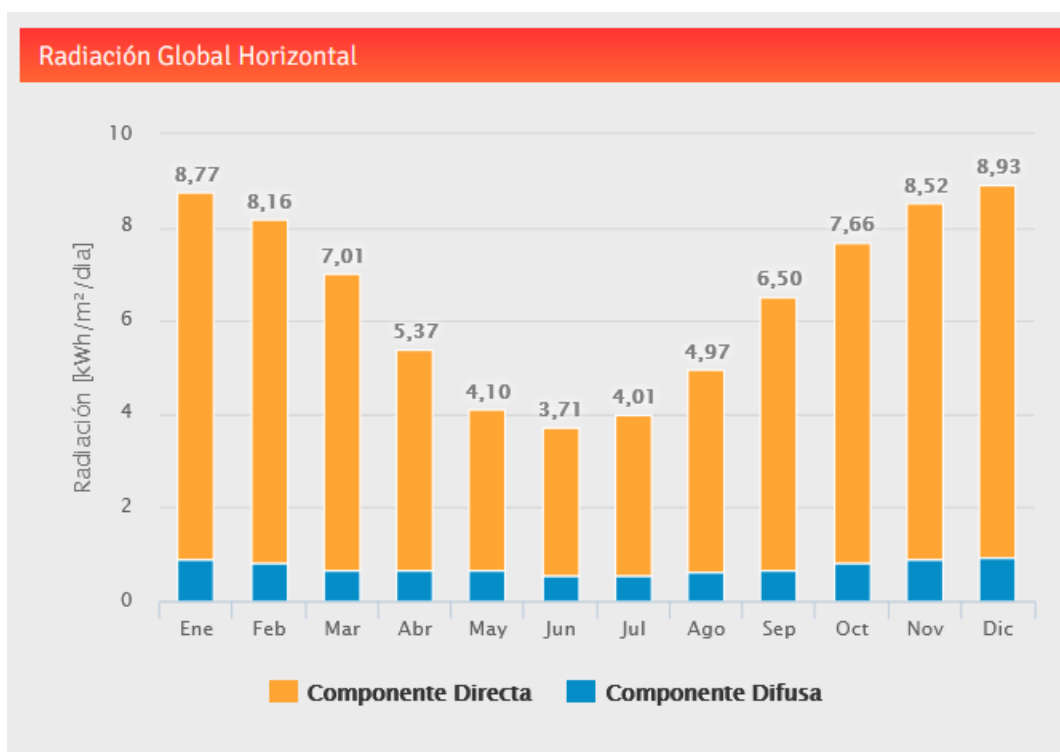


Figura 79: Radiación Solar en la zona de la Subestación Nueva Cardones 220 kV

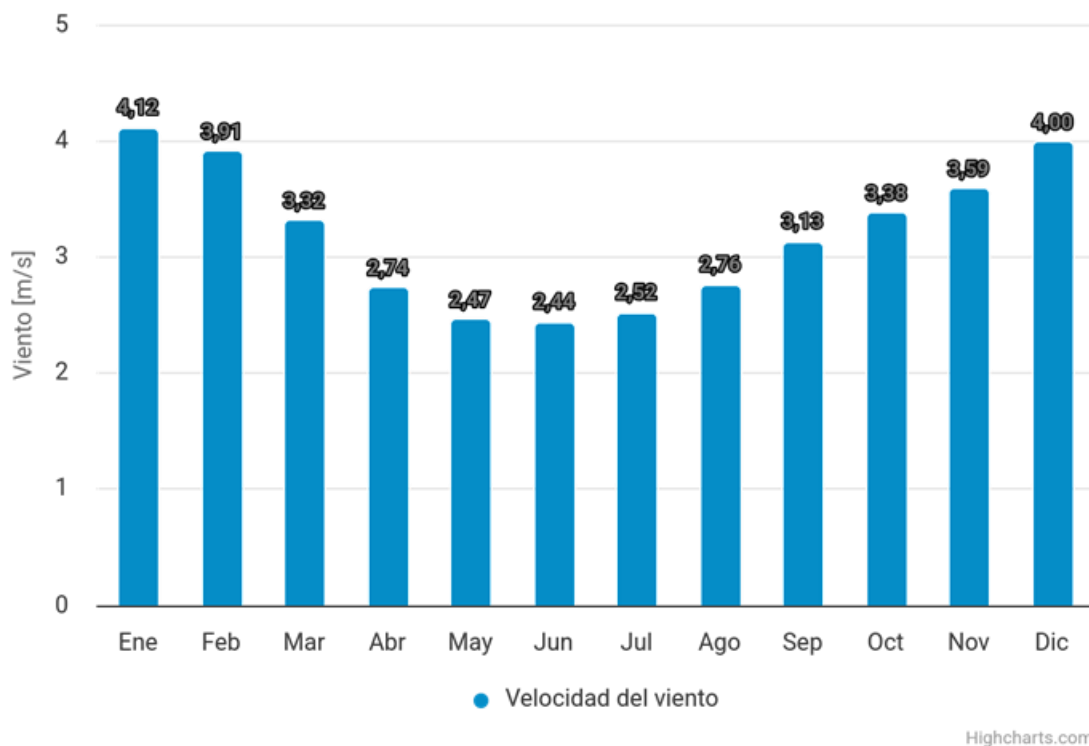


Figura 80: Viento en la zona de la Subestación Nueva Cardones 220 kV

5.2.12 Zona de la Subestación Nueva Maitencillo 220 KV

5.2.12.1 Ubicación de la Central Generadora

Punto referencia Subestación: 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 Figuras 5.2.56 y 5.2.58

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

5.2.12.3 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.

5.2.12.4 Recurso Energético Primario

Radiación Solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de insolación diaria de 6,5 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 84. Por su parte, el promedio mensual de la insolación 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 (mt/seg) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

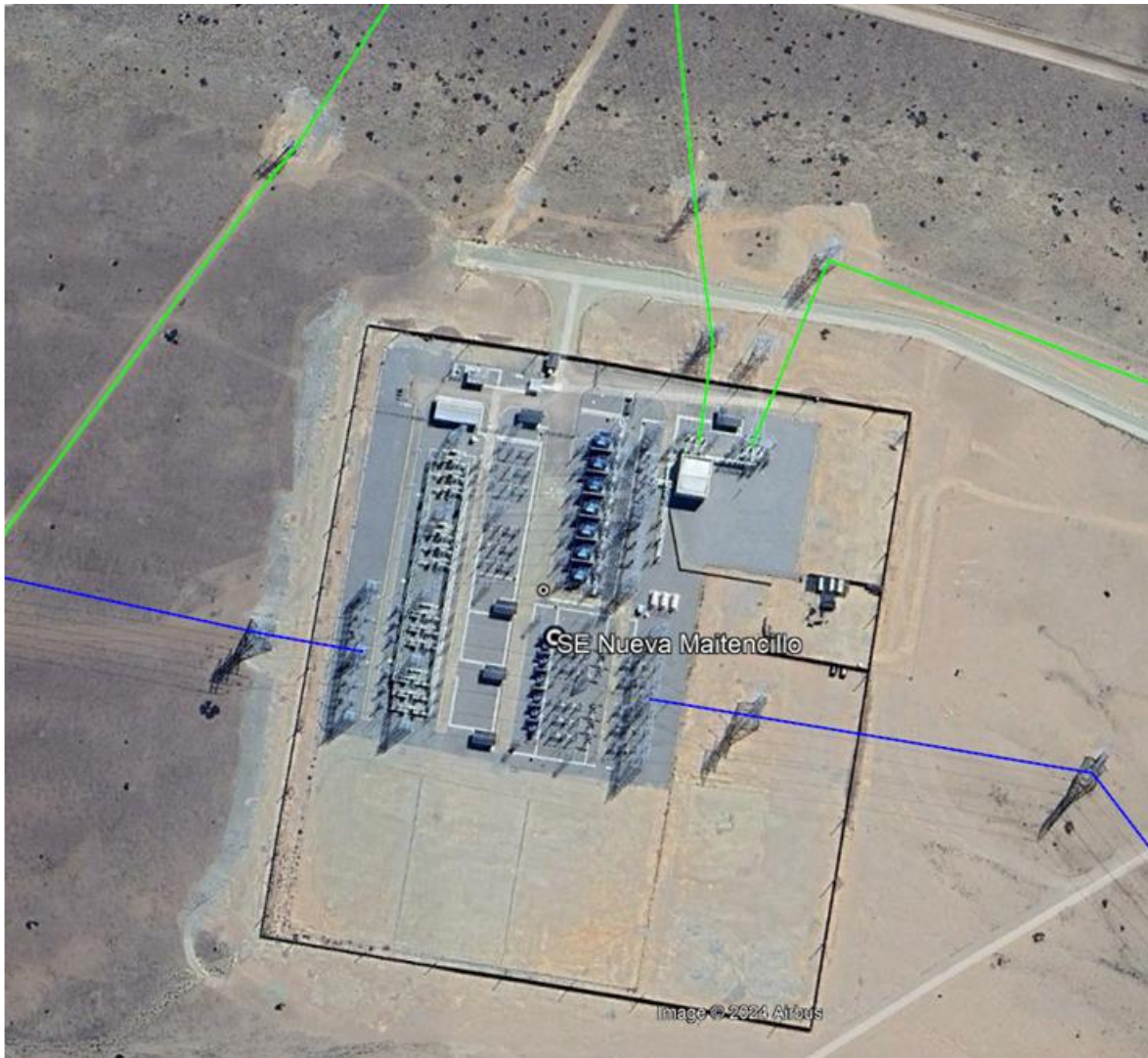


Figura 81: Subestación Nueva Maitencillo 220 kV

5.2.12.5 Aspectos Técnicos

Esta subestación es del tipo GIS interior, con una configuración del patio del tipo interruptor y medio, con un total de 4 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 Maitencillo.

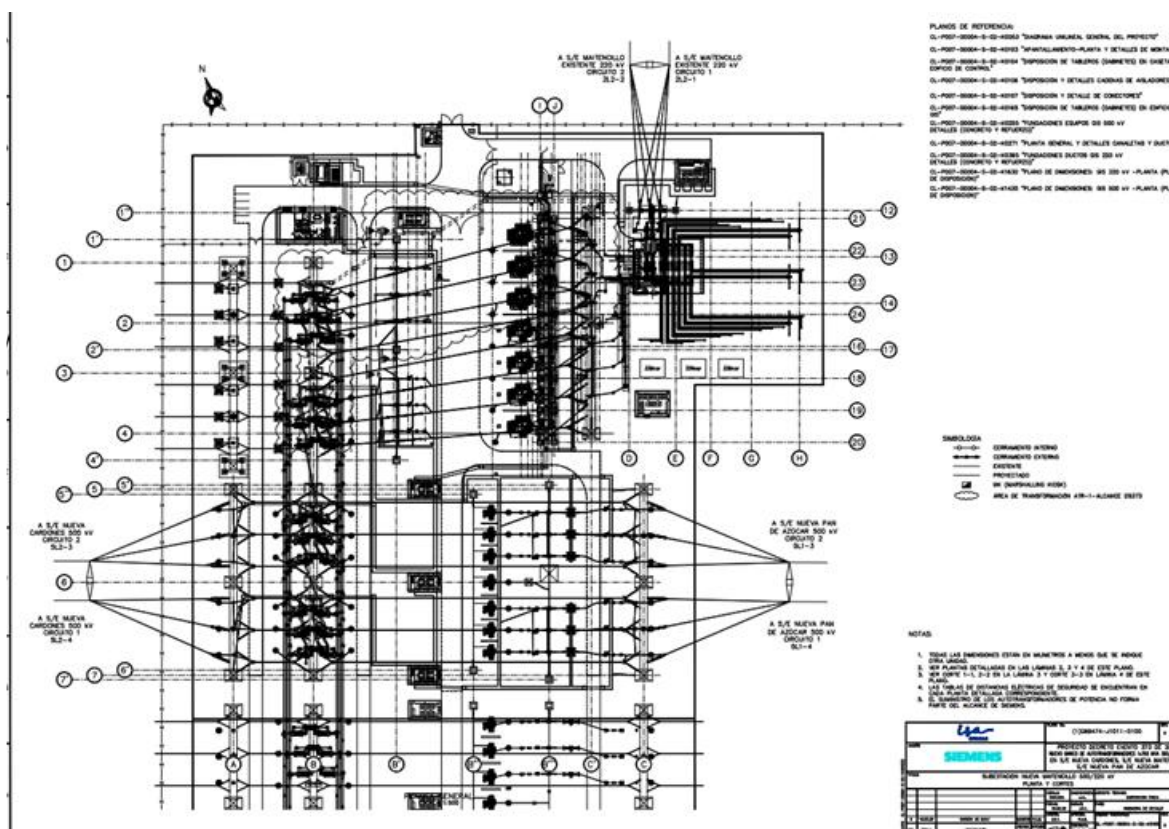


Figura 82: Disposición en planta Subestación Nueva Maitencillo 220 kV

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.
- Asociada 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 al día de hoy, 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

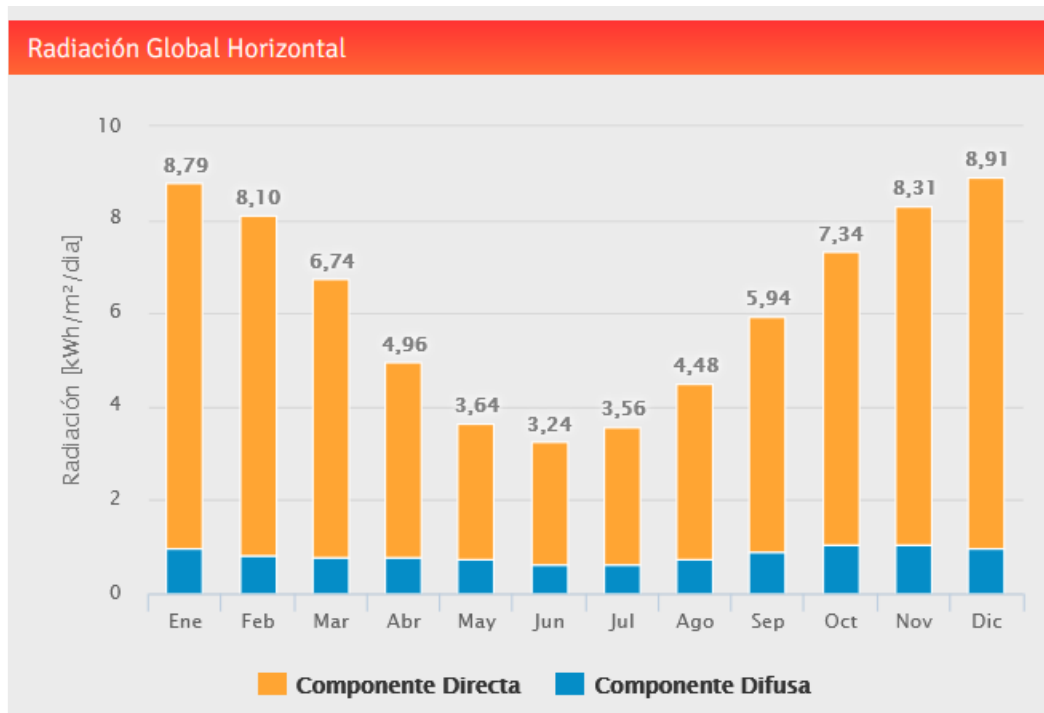


Figura 84: Radiación Solar en la zona de la Subestación Nueva Maitencillo 220 kV

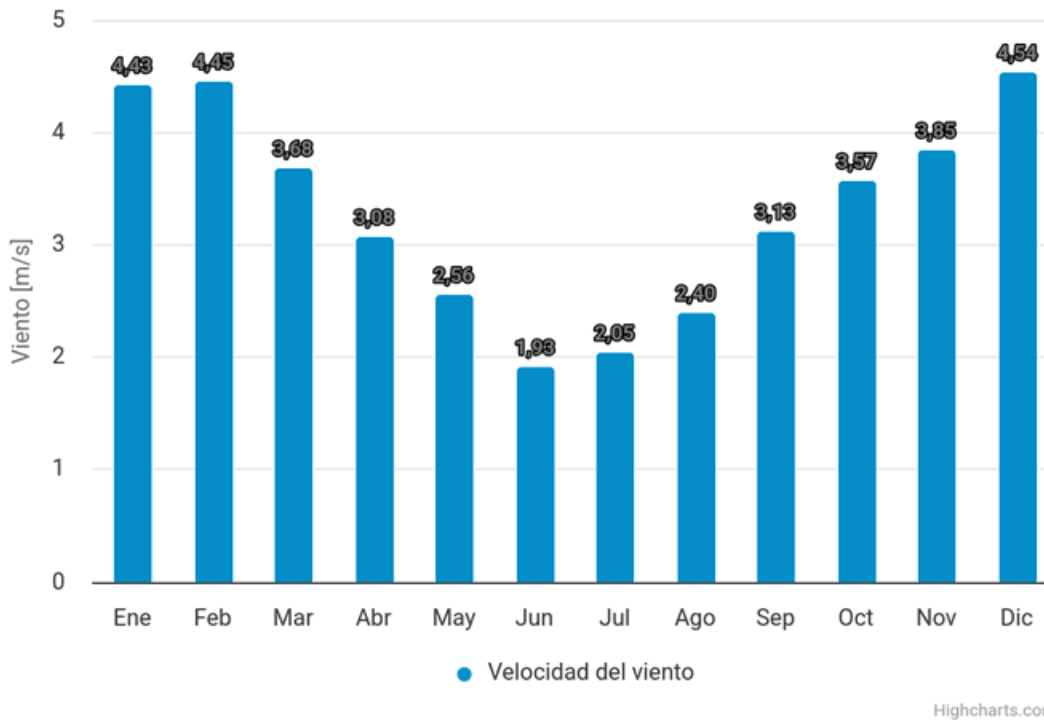


Figura 85: Viento en la zona de la Subestación Nueva Maitencillo 220 kV

5.2.13 Zona de la Subestación Nueva Pan de Azúcar 220 KV

5.2.13.1 Ubicación de la Central Generadora

Punto referencia Subestación: 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 Figuras 5.2.61 y 5.2.63

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

5.2.13.3 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.

5.2.13.4 Recurso Energético Primario

Radiación Solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de insolación diaria de 5,4 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura

89. Por su parte, el promedio mensual de la insolación 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 (mt/seg) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.



Figura 86: Subestación Nueva Pan de Azúcar 220 kV

5.2.13.5 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.

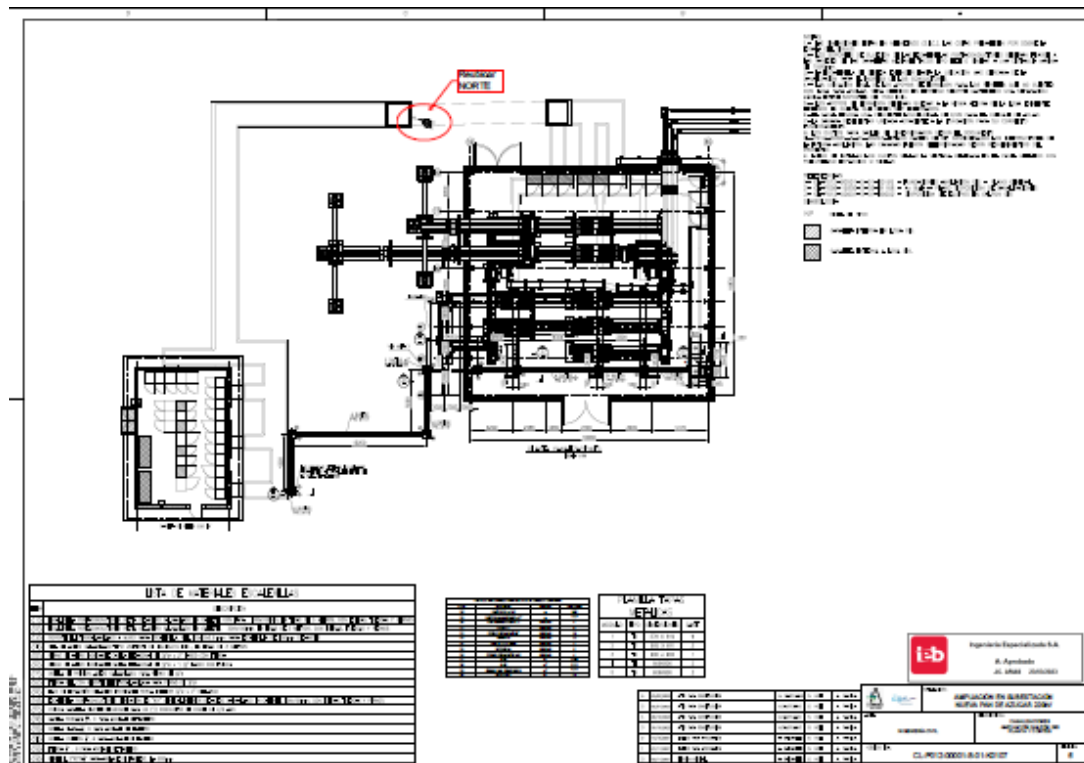


Figura 87: Disposición en planta Subestación Nueva Pan de Azúcar 220 kV

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).

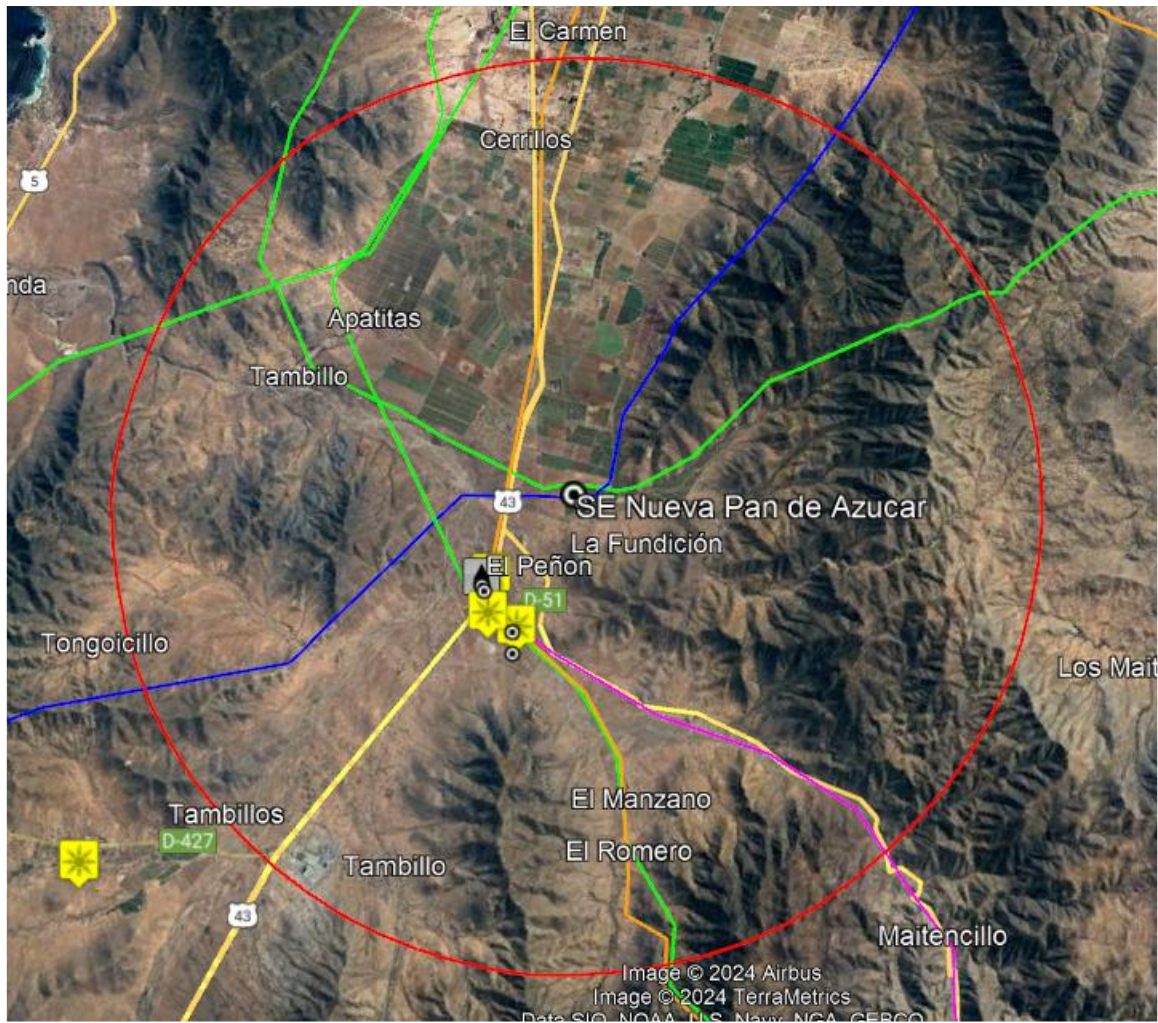


Figura 88: Subestación Nueva Pan de Azúcar 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta

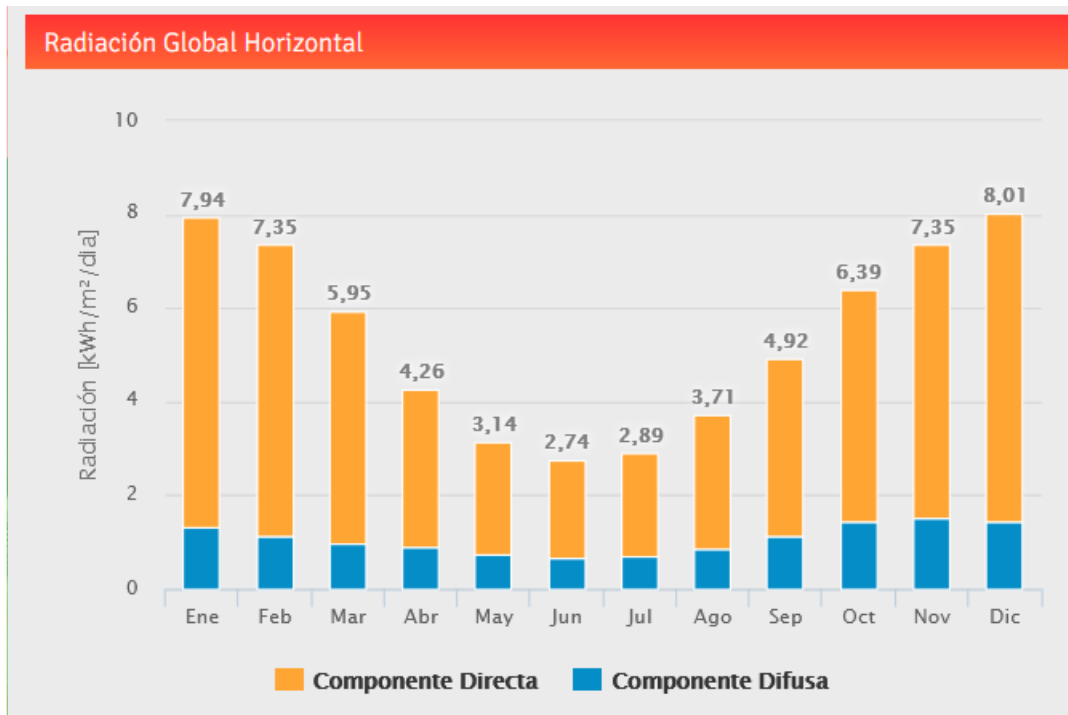


Figura 89: Radiación Solar en la zona de la Subestación Nueva pan de Azúcar 220 kV

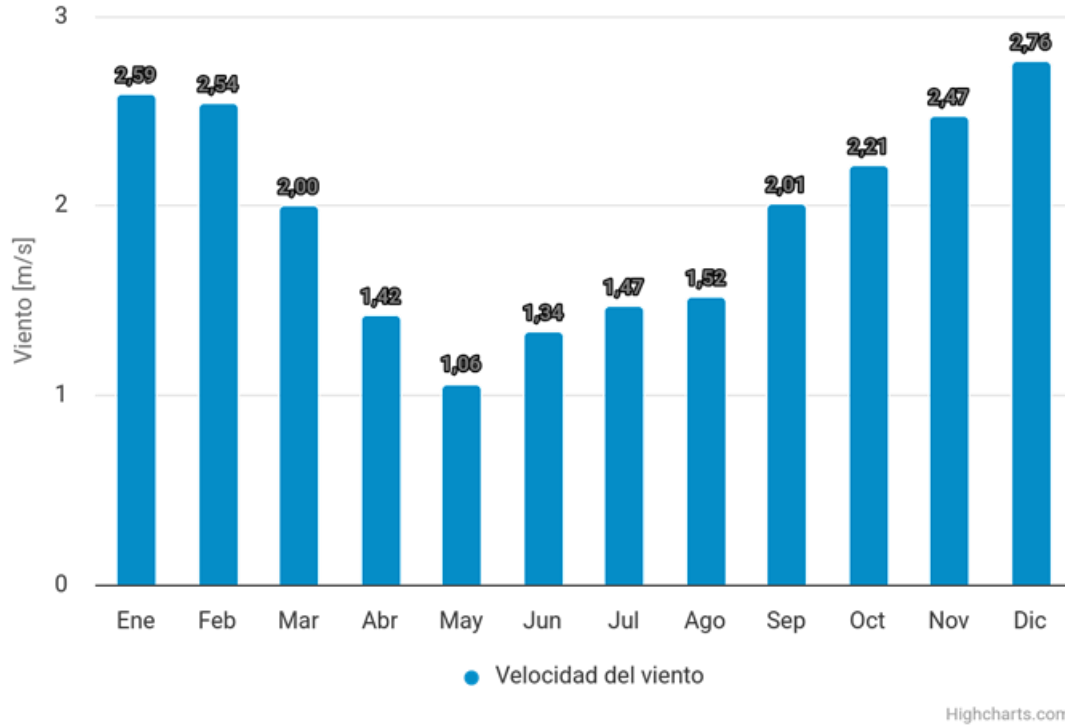


Figura 90: Viento en la zona de la Subestación Nueva Pan de Azúcar 220 kV

5.2.14 Zona de la subestación Nogales 220 KV

5.2.14.1 Ubicación de la Central Generadora

Punto referencia Subestación: a 3.5 kilómetros al nor-oeste 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 Figuras 5.2.66 y 5.2.68

5.2.14.2 Aspectos Territoriales

El área esta cercana (7 km) del área afecta al Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica para las comunas de Concón, Quintero y Puchuncaví de Descontaminación: de SO₂ y material particulado respirable MP10.

Además, la subestación está emplazada en un área latente/saturada por MP10 de Provincia de Quillota y a 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.

No se observan restricciones de planificación territorial.

5.2.14.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diesel: 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 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 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.

5.2.14.4 Recurso Energético Primario

Radiación Solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de insolación diaria de 5,3 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 94. Por su parte, el promedio mensual de la insolación 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 (mt/seg) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.



Figura 91: Subestación Nogales 220 kV

5.2.14.5 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.

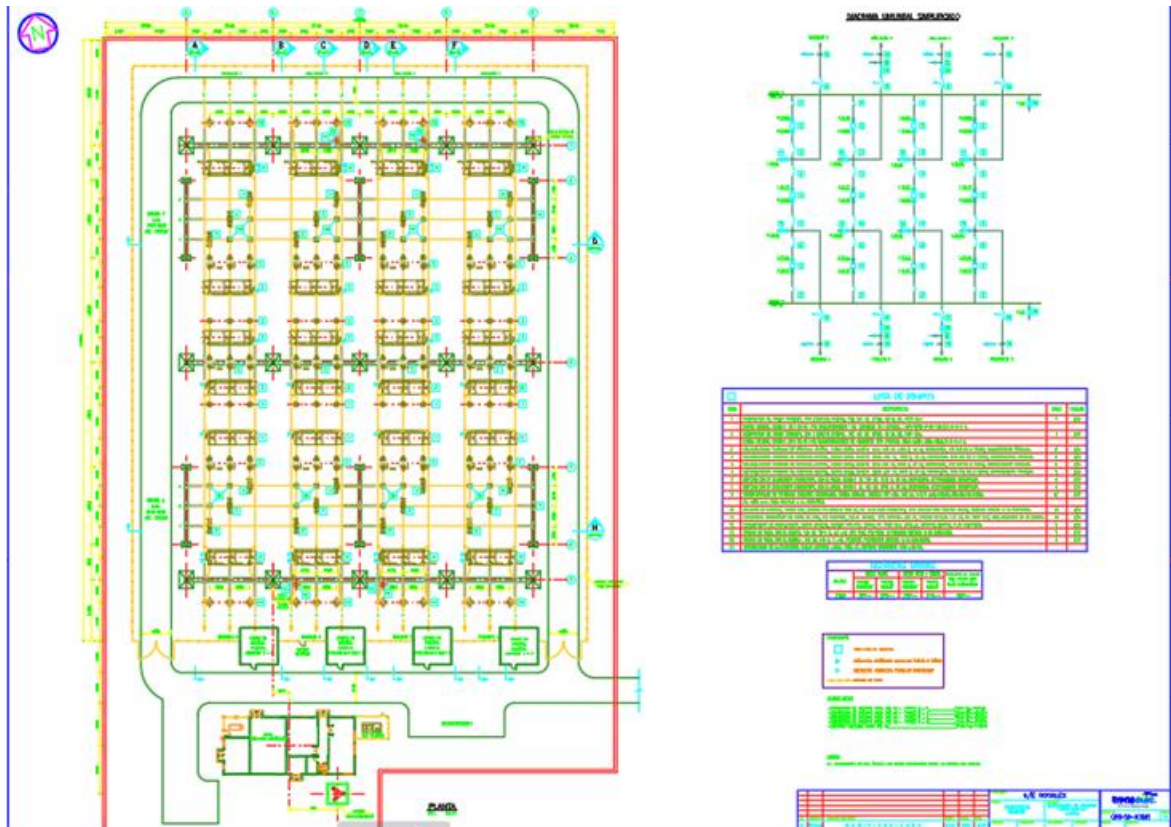


Figura 92: Disposición de Planta Subestación Nogales 220 kV

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 aun 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.

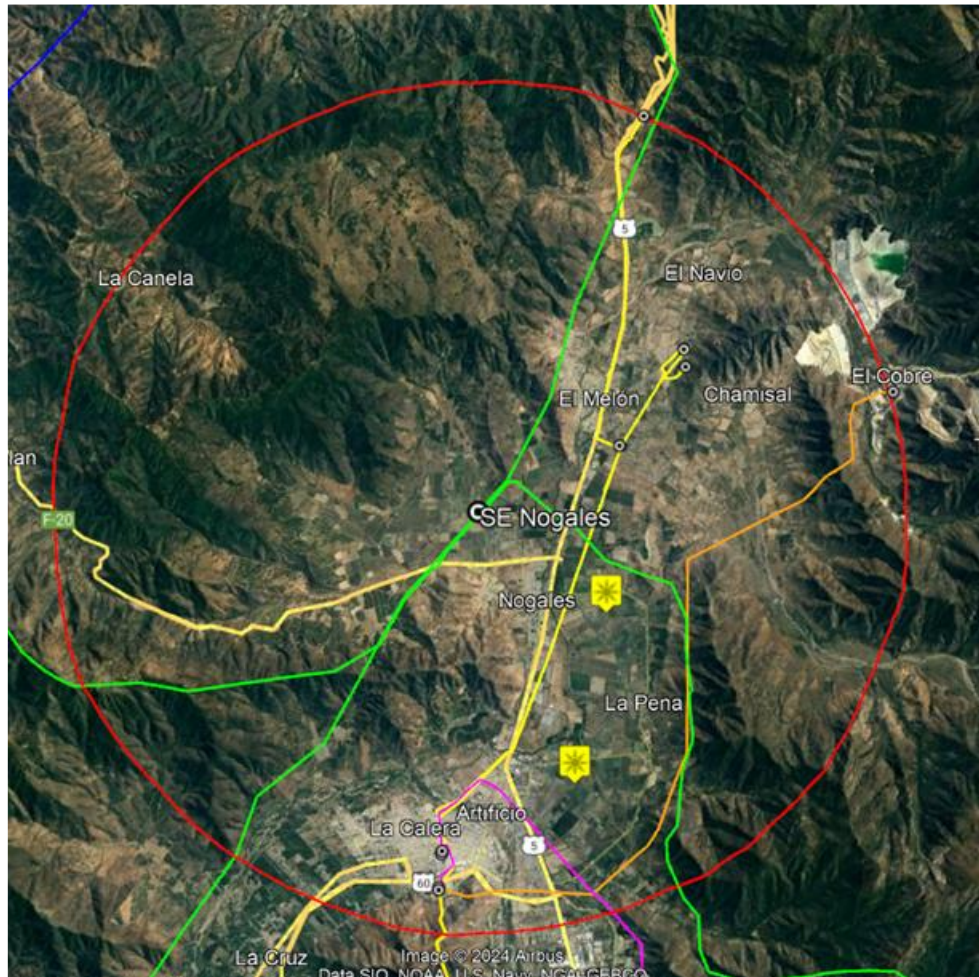


Figura 93: Subestación Nogales 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta

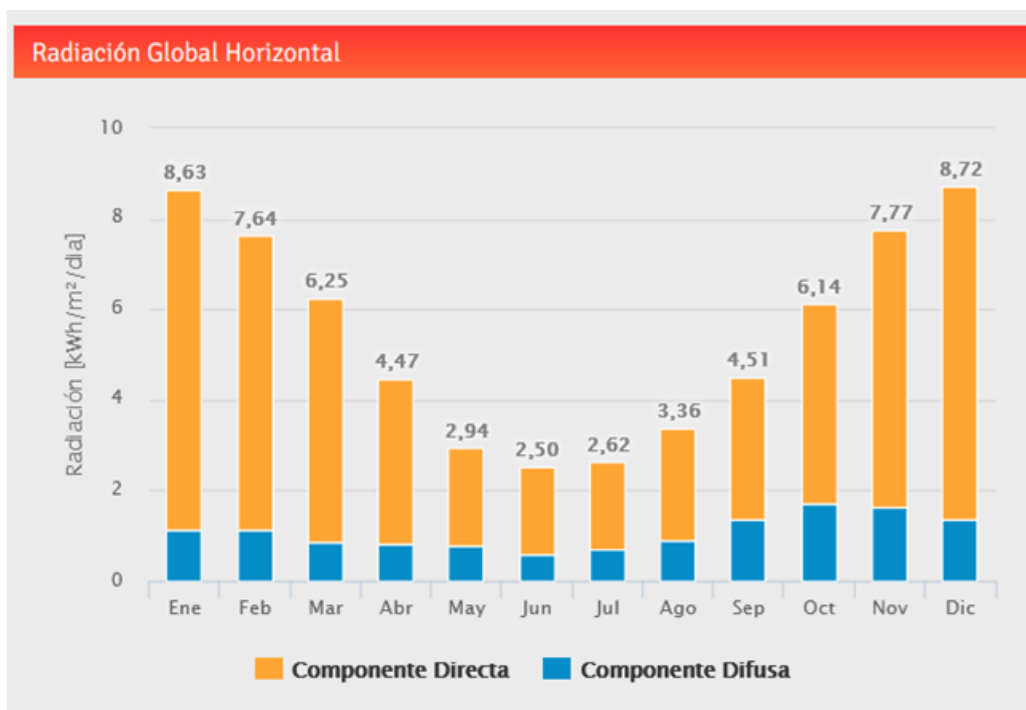


Figura 94: Radiación Solar en la zona de la Subestación Nogales 220 kV

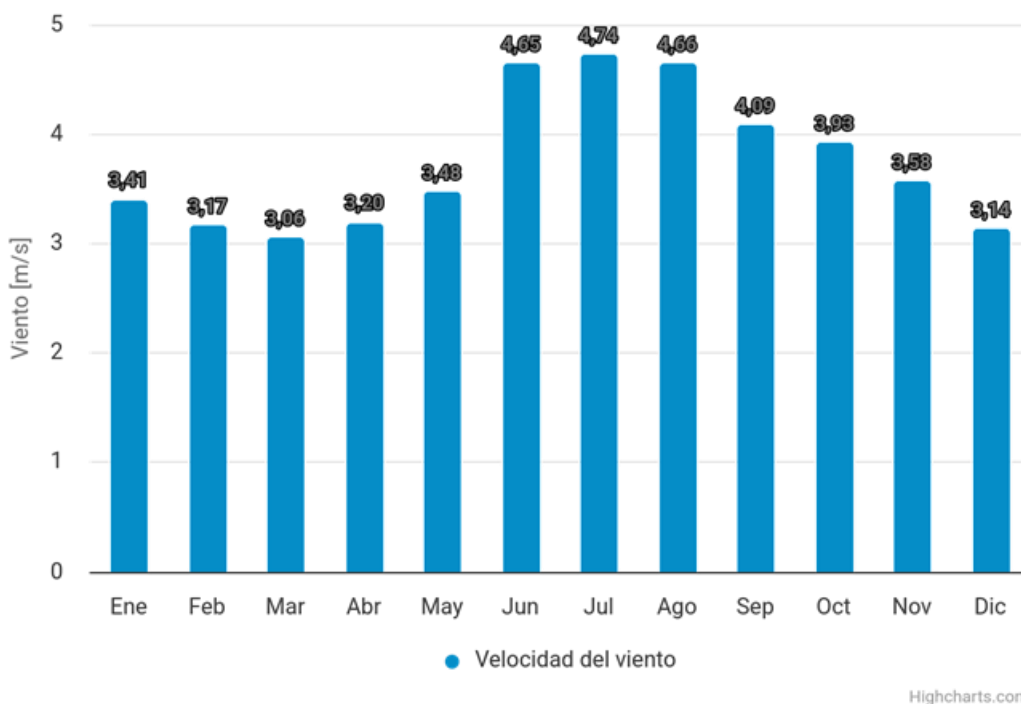


Figura 95: Viento en la zona de la Subestación Nogales 220 kV

5.2.15 Zona de la Subestación Lo Aguirre 220 KV

5.2.15.1 Ubicación de la Central Generadora

Punto referencia Subestación: 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 Figuras 5.2.71 y 5.2.73

5.2.15.2 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 limite urbano.

La zona no presenta administración de propiedad fiscal.

5.2.15.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diesel: 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

5.2.15.4 Recurso Energético Primario

Radiación Solar:	El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de insolación diaria de 5,5 kWh/m ² /día aproximadamente, según se muestra en la Figura 99. Por su parte, el promedio mensual de la insolación diaria mínima y máxima, son del orden de 2,3 kWh/m ² /día y 9 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 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 (mt/seg) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.



Figura 96: Subestación Lo Aguirre 220 kV

5.2.15.5 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.

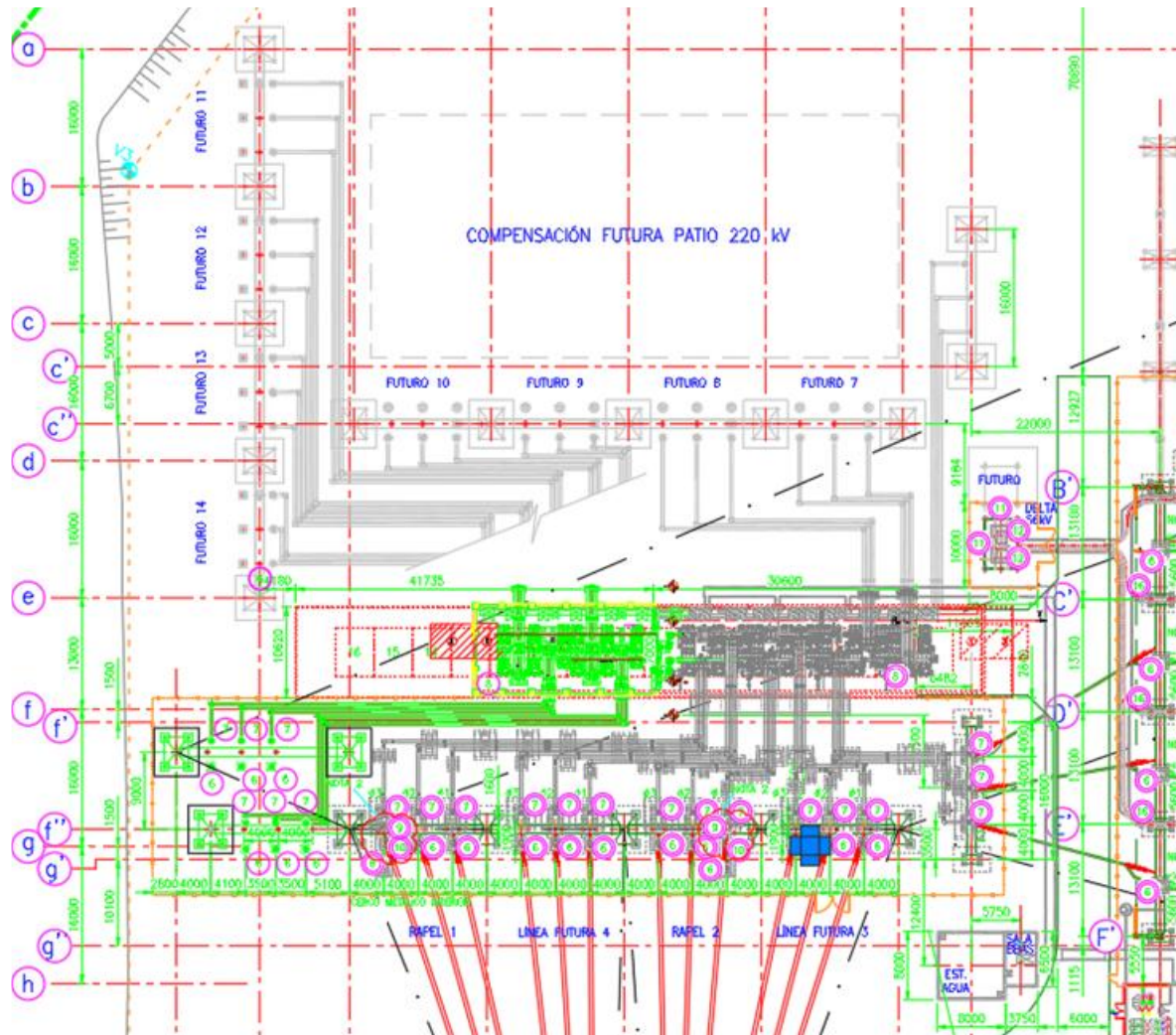


Figura 97: Disposición Planta Subestación Lo Aguirre 220 kV

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 disponible 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.

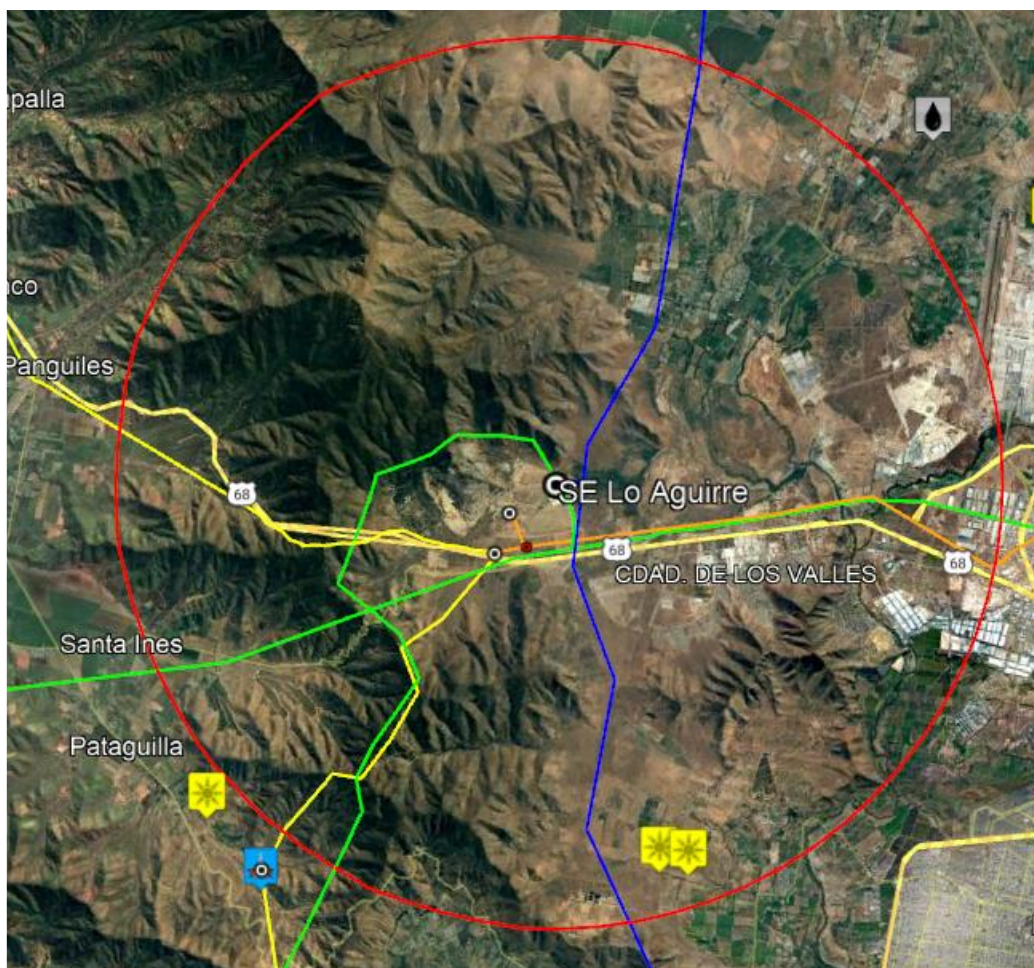


Figura 98: Subestación Lo Aguirre 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta

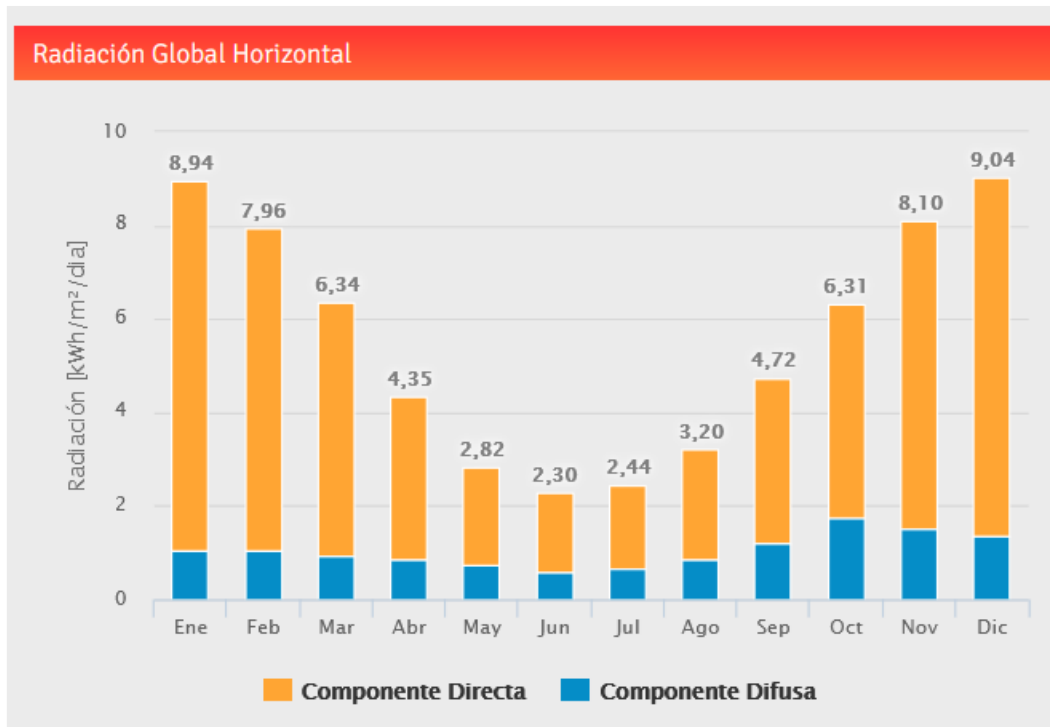


Figura 99: Radiación Solar en la zona de la Subestación Lo Aguirre 220 kV

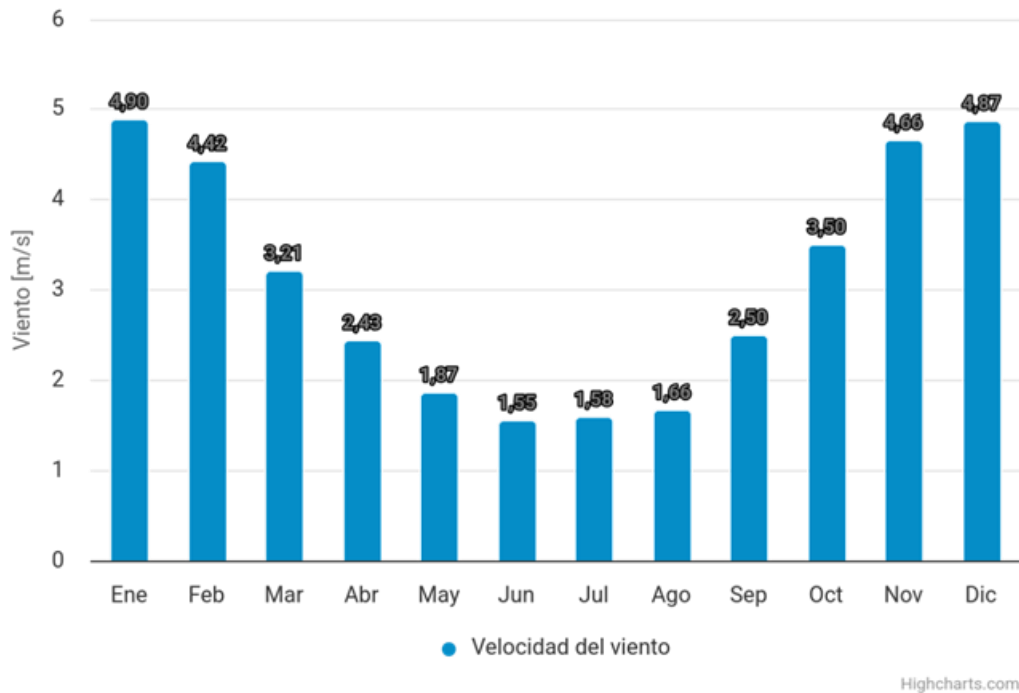


Figura 100 : Viento en la zona de la Subestación Lo Aguirre kV

5.2.16 Zona de la Subestación Candelaria 220 KV

5.2.16.1 Ubicación de la Central Generadora

Punto referencia Subestación: a 7 kilómetros al Este del centro de Codegua por ruta H-171, H153.

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

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. Ver Figuras 5.2.76 y 5.2.78

5.2.16.2 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 afectados a las restricciones antes indicadas

5.2.16.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diesel: 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.

5.2.16.4 Recurso Energético Primario

Radiación Solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de insolación diaria de 5,4 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 105. Por su parte, el promedio mensual de la insolación 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 7,0m/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 (mt/seg) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

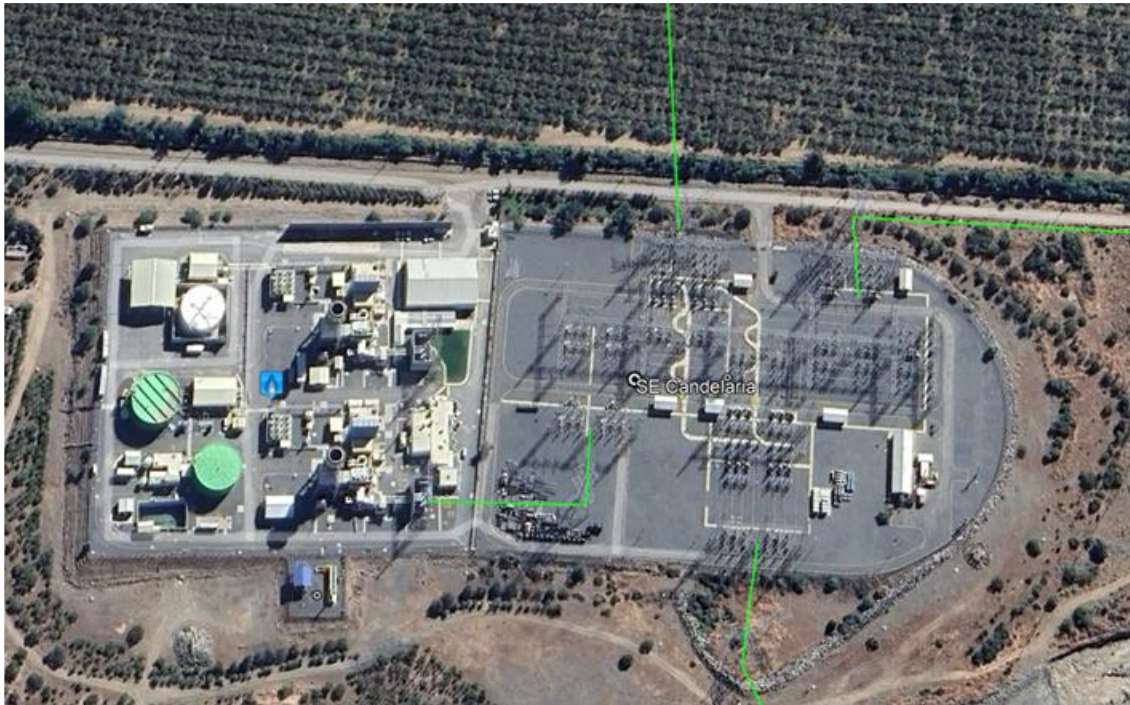


Figura 101: Subestación Candelaria 220 kV

5.2.16.5 Aspectos Técnicos

Esta subestación presenta una configuración de los patios del tipo convencional (Doble barra con acoplador) con un total de nueve (9) 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 línea 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.

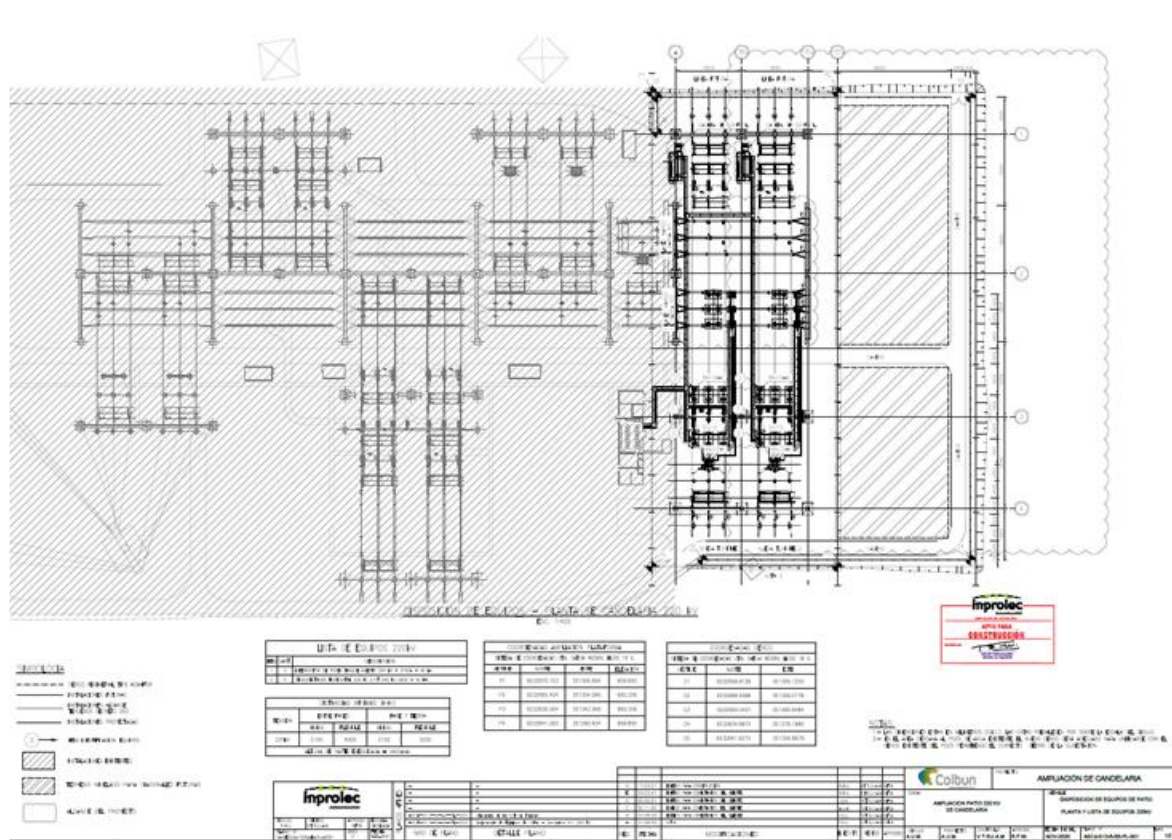


Figura 102: Disposición de Planta Subestación Candelaria 220 kV

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 informe de autorización de conexión, revisando el ultimo disponible se aprecia el estado de la configuración actual de la subestación en la siguiente figura.

SE Candelaria 220kV

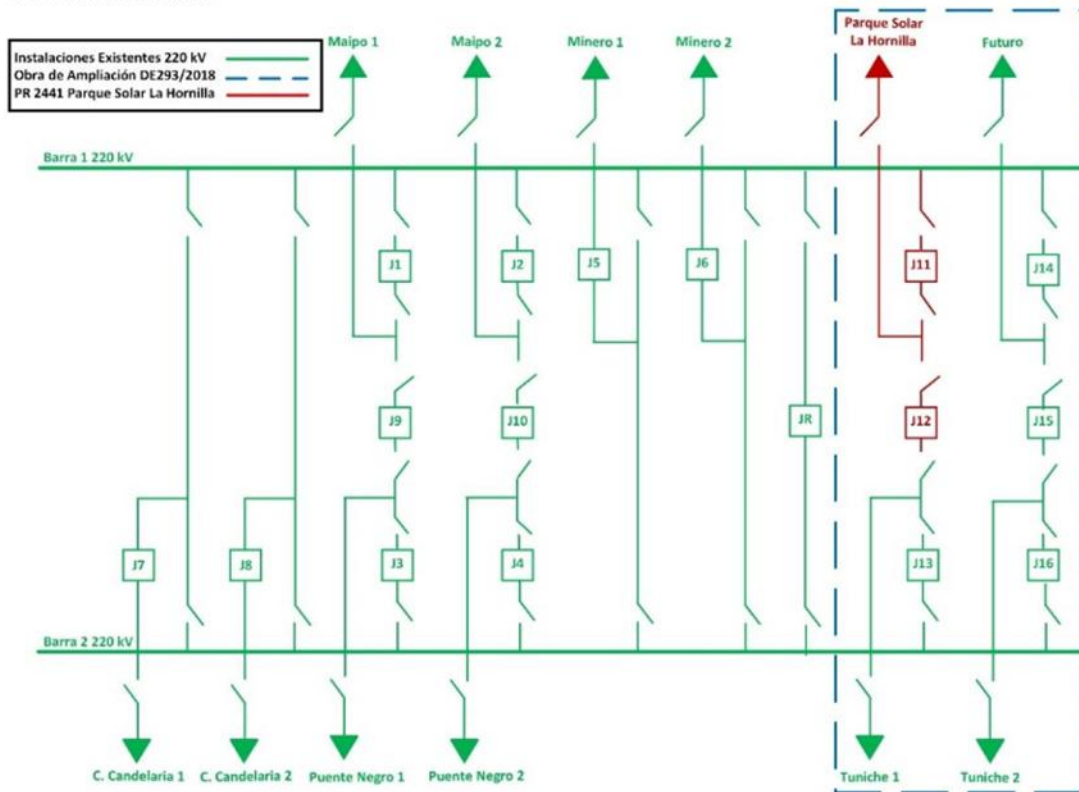


Figura 103: Esquema Unilineal subestación Candelaria 220 kV³⁰

- 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 lo anterior, 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

³⁰ 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.

suave pendiente que sería necesario 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 una paño convencional y en plazos acotados concordantes con el horizonte de tiempo del presente estudio.

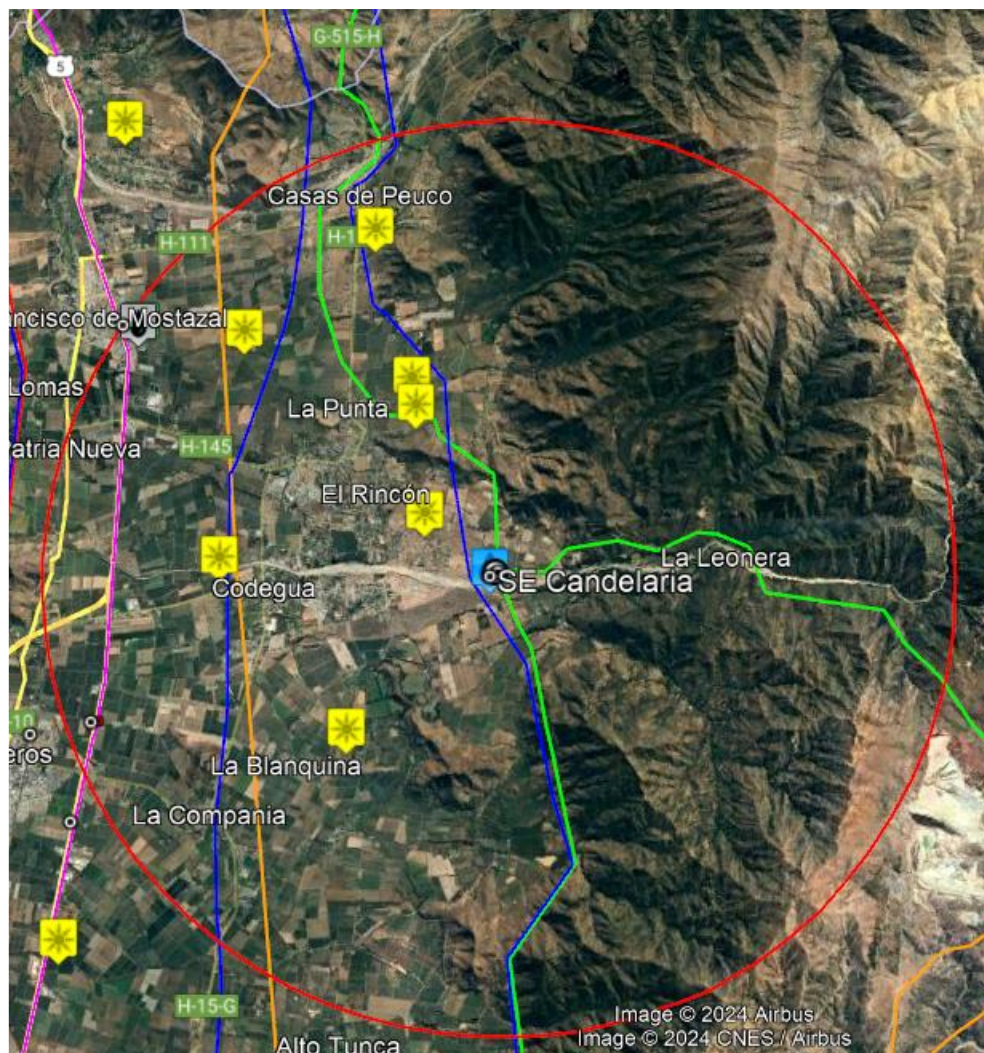


Figura 104: Subestación Candelaria 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta

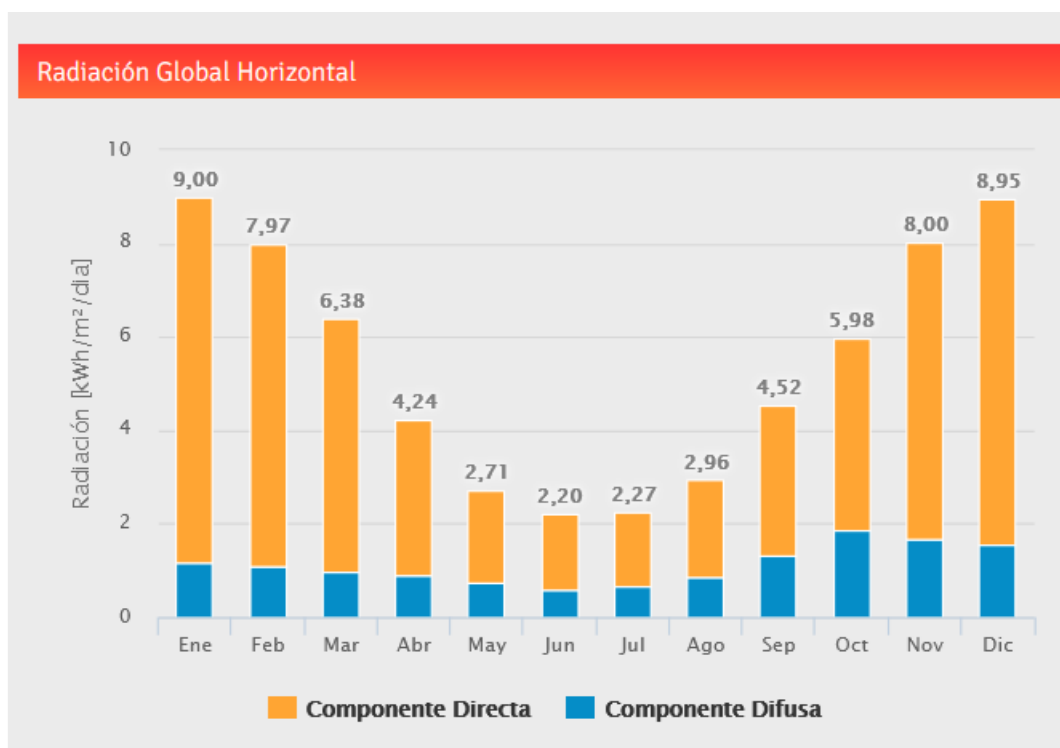


Figura 105: Radiación Solar en la zona de la Subestación Candelaria 220 kV

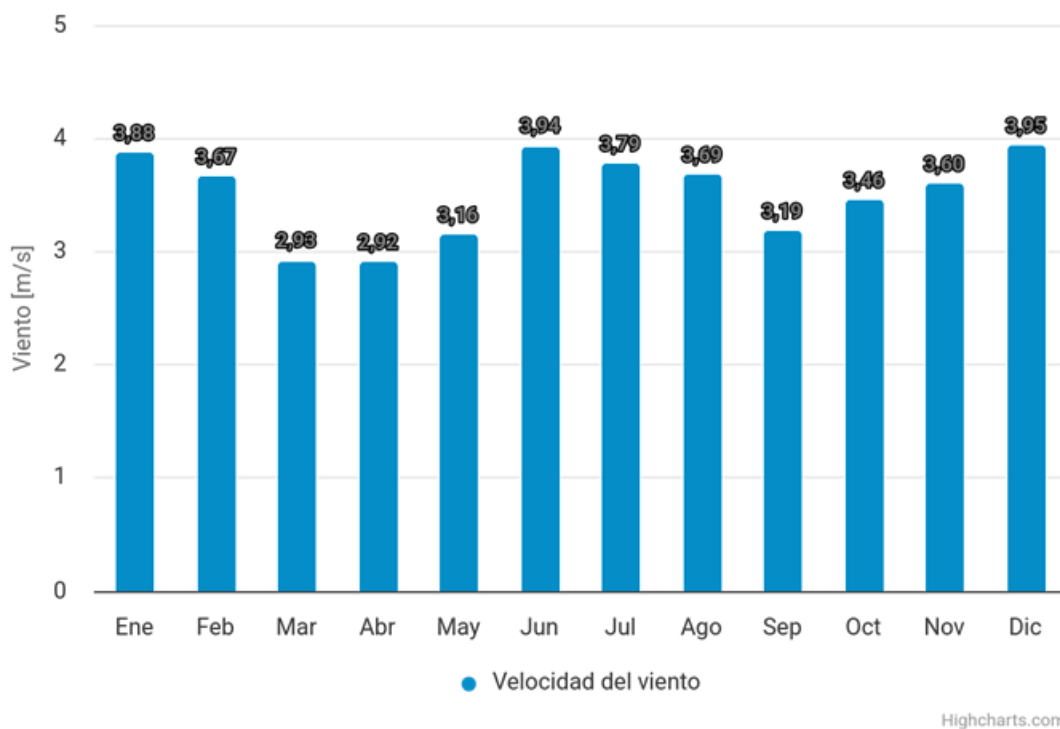


Figura 106 : Viento en la zona de la Subestación Candelaria 220 kV

5.2.17 Zona de la Subestación Entre Ríos 220 KV

5.2.17.1 Ubicación de la Central Generadora

Punto referencia Subestación: a 10 kilómetros al Oeste de Pemuco por ruta N-85.

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 Figuras 5.2.81 y 5.2.83

5.2.17.2 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.

5.2.17.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diesel: 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 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: 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.

5.2.17.4 Recurso Energético Primario

Radiación Solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de insolación diaria de 5,0 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 110. Por su parte, el promedio mensual de la insolación 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 110, 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 (mt/seg) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.



Figura 107: Subestación Entre Ríos 220 kV

5.2.17.5 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.

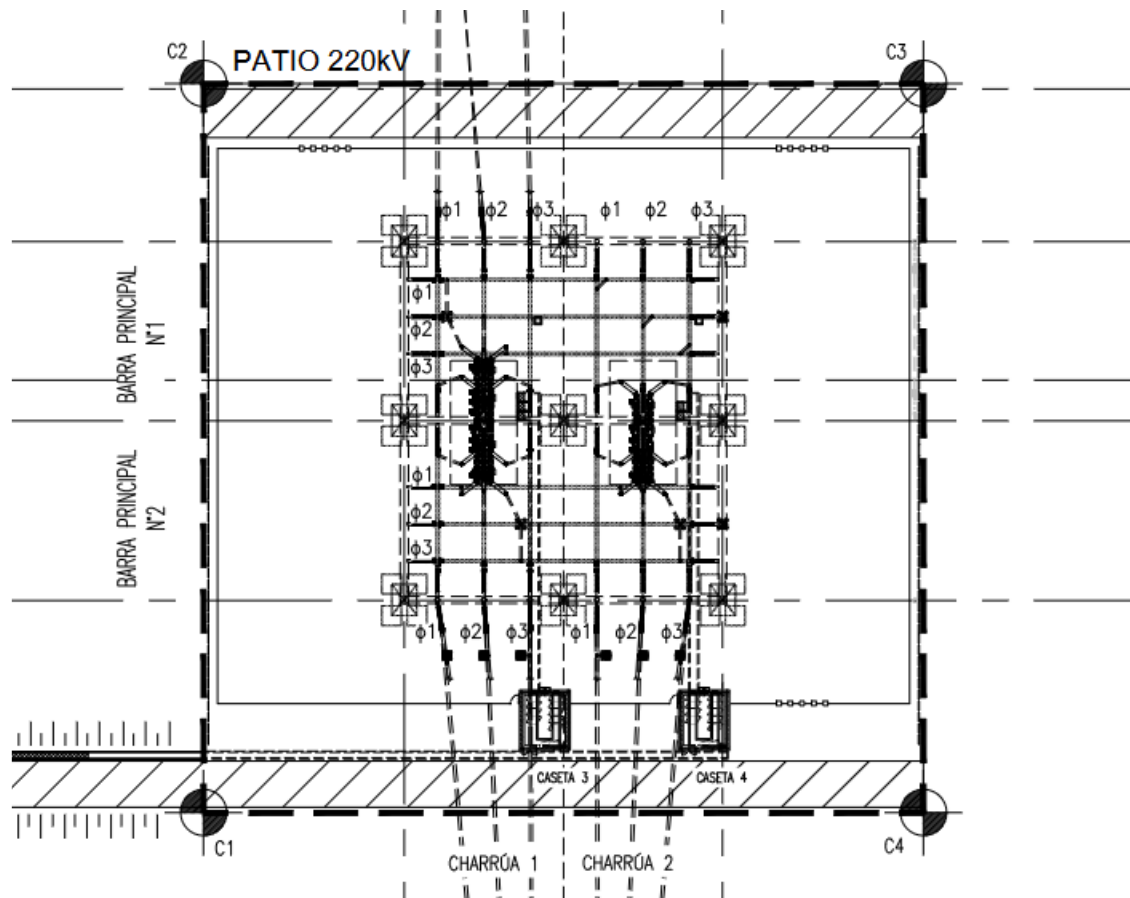


Figura 108: Disposición de Planta Subestación Entre Ríos 220 kV

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 CEN, 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 LGSE³¹)

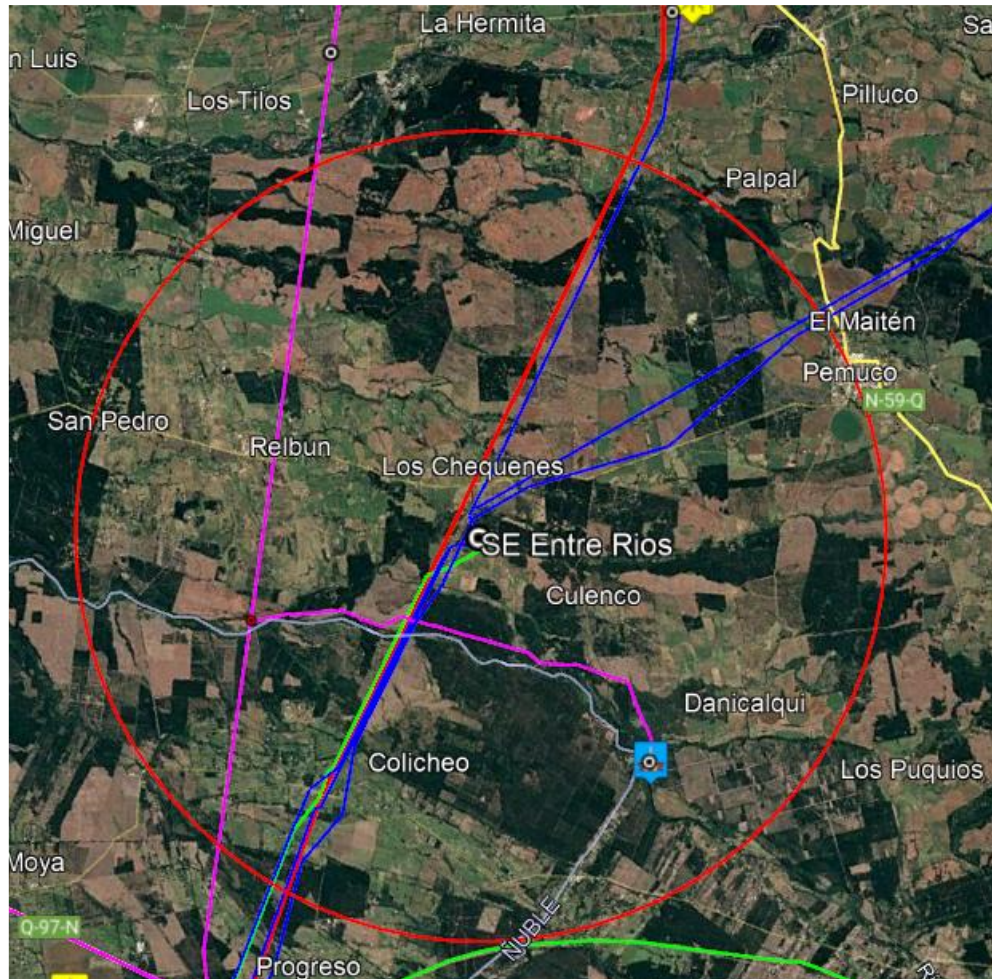


Figura 109: Subestación Entre Ríos 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta

³¹ Ley General de Servicios Eléctricos

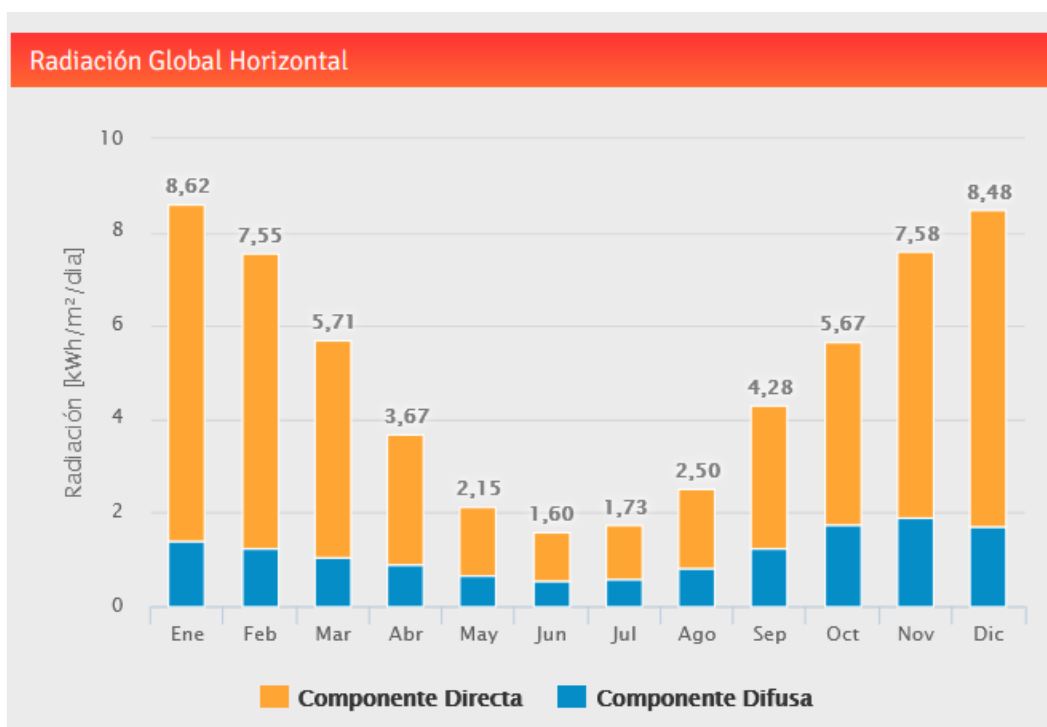


Figura 110: Radiación Solar en la zona de la Subestación Entre Ríos 220 kV

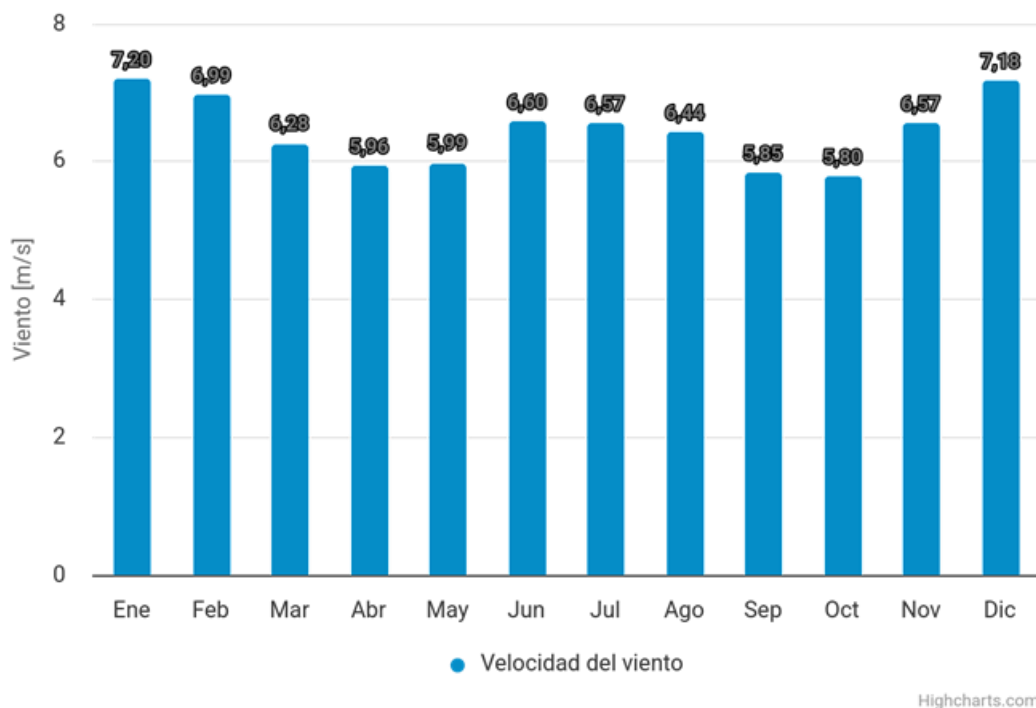


Figura 111: Viento en la zona de la Subestación Entre Ríos 220 kV

5.2.18 Zona de la Subestación Ciruelos 220 KV

5.2.18.1 Ubicación de la Central Generadora

Punto referencia Subestación: a 18 kilómetros al Sur de Lanco por ruta 5.

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 Jose 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 Jose de la Mariquina, Región de los Ríos. Ver Figuras 5.2.86 y 5.2.88

5.2.18.2 Aspectos Territoriales

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

5.2.18.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diesel: 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.

5.2.18.4 Recurso Energético Primario

Radiación Solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de insolación diaria de 3,99 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 115. Por su parte, el promedio mensual de la insolación 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 (mt/seg) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.



Figura 112: Subestación Ciruelos 220 kV

5.2.18.5 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 (10) 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.

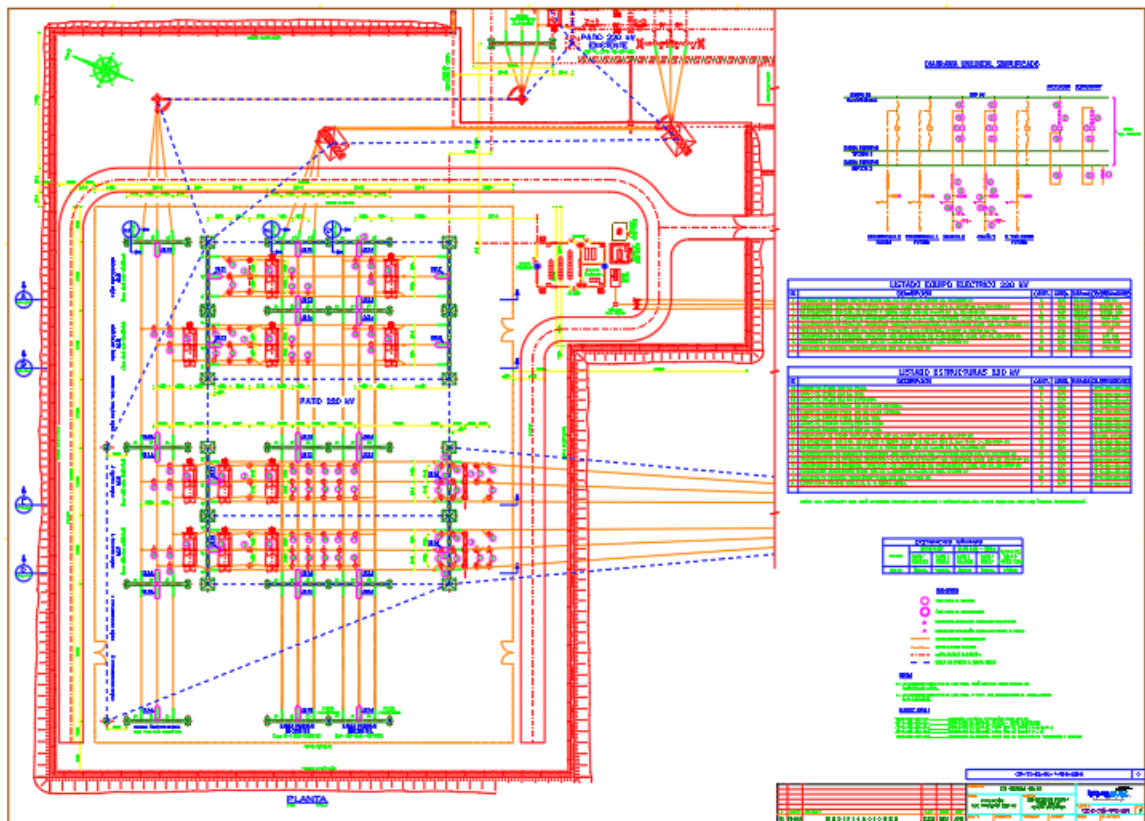


Figura 113: Disposición de Planta y Elevación Subestación Ciruelos 220 kV

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 la barras, para al menos 2 posiciones, manteniendo la configuración de barras.

De los antecedentes técnicos antes presentados, si bien que no hay un 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 LGSE³²).

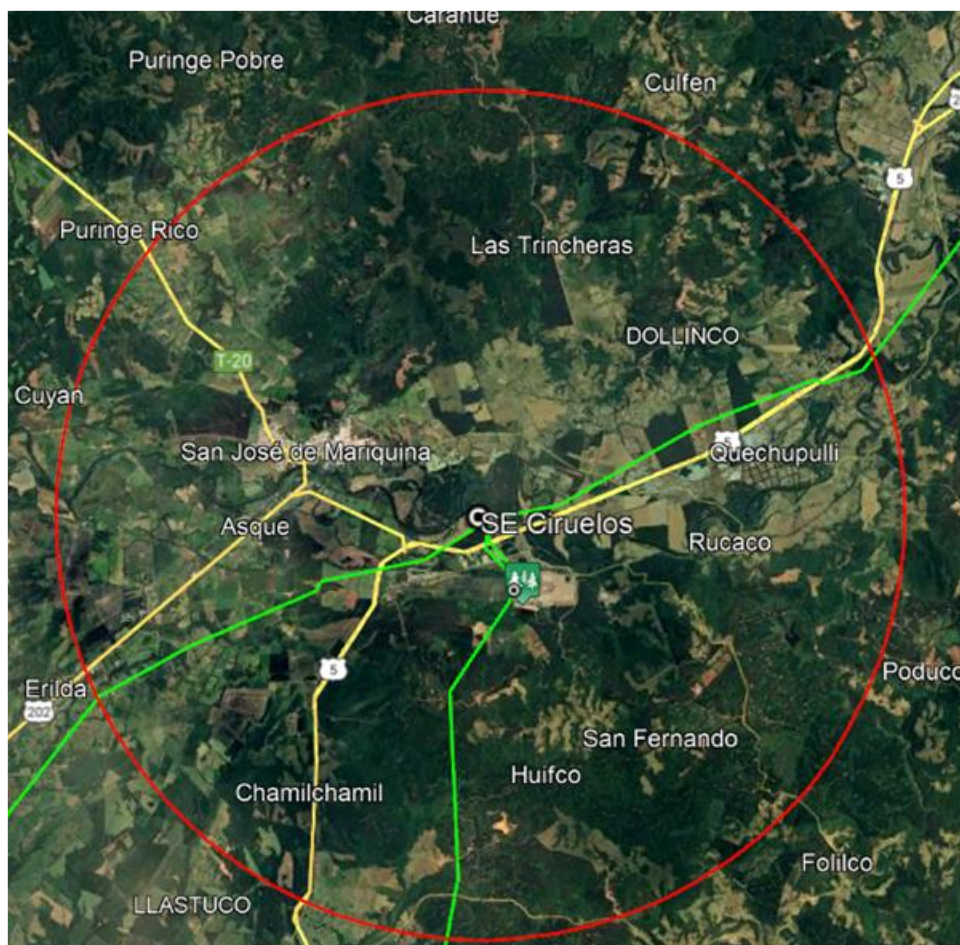


Figura 114: Subestación Ciruelos 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta

³² Ley General de Servicios Eléctricos

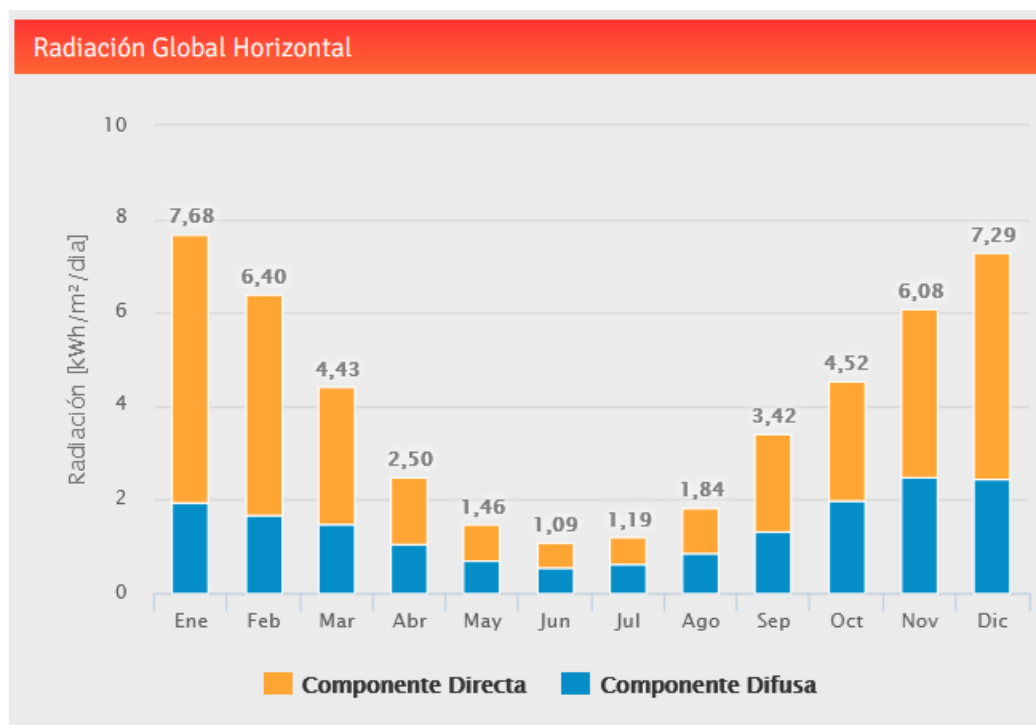


Figura 115: Radiación Solar en la zona de la Subestación Ciruelos 220 kV

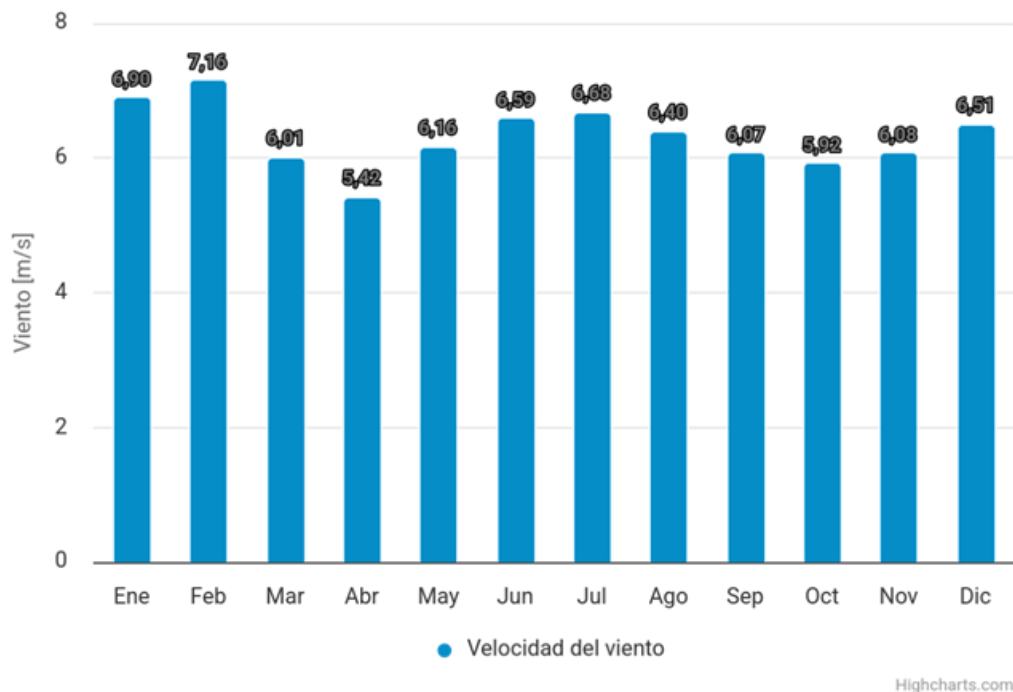


Figura 116 : Viento en la zona de la Subestación Ciruelos 220 kV

5.2.19 Zona de la Subestación Tineo 220 KV

5.2.19.1 Ubicación de la Central Generadora

Punto referencia Subestación: a 6 Km al Oeste de Llanquihue por ruta V-40.

La Subestación Tineo 220 kV se encuentra ubicada a 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 Figuras 5.2.91 y 5.2.93

5.2.19.2 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.

5.2.19.3 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

5.2.19.4 Recurso Energético Primario

- Radiación Solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de insolación diaria de 3,5 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 120. Por su parte, el promedio mensual de la insolación 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 (mt/seg) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

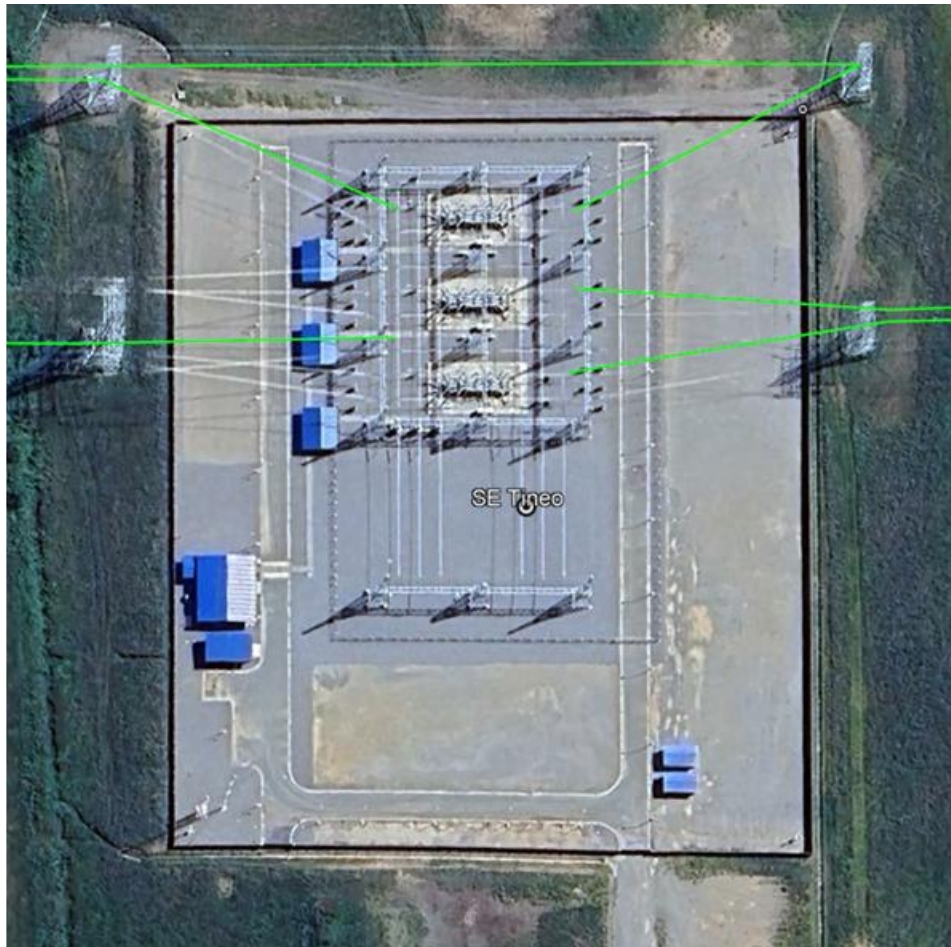


Figura 117: Subestación Tineo 220 kV

5.2.19.5 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.

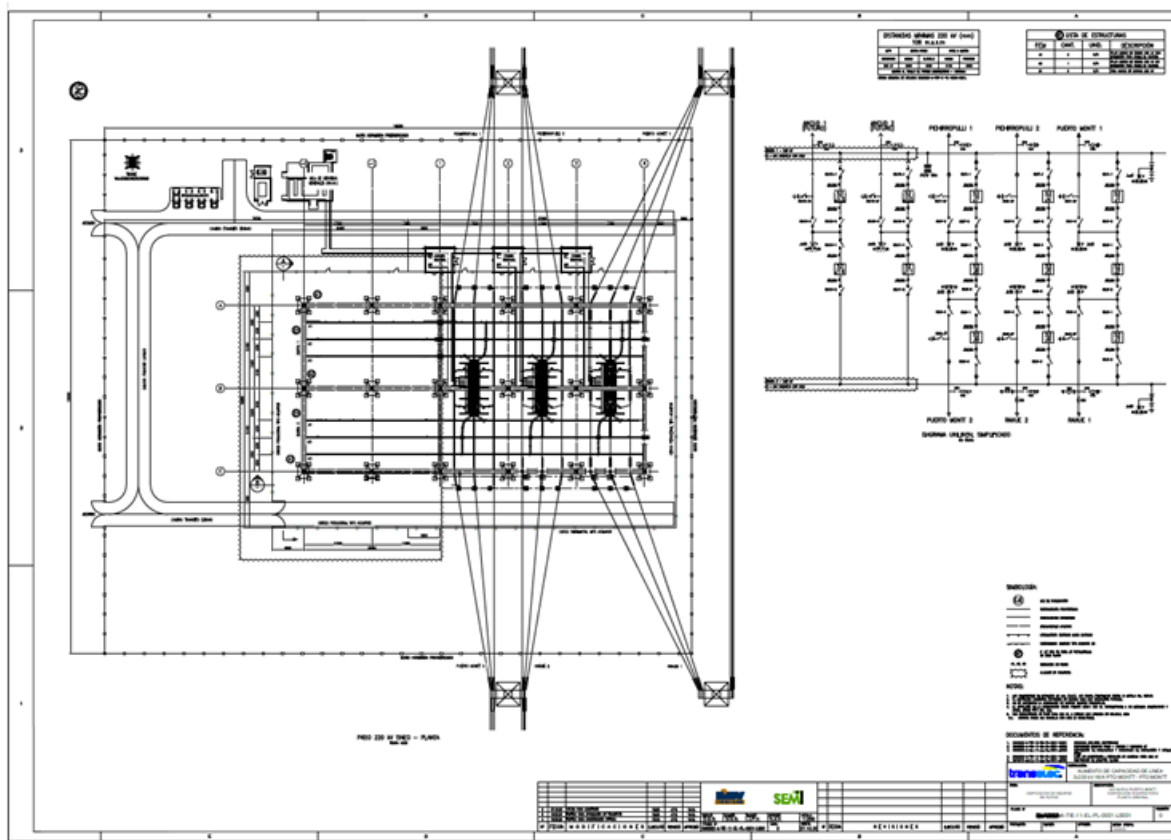


Figura 118: Disposición de Planta Subestación Tineo 220 kV

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.

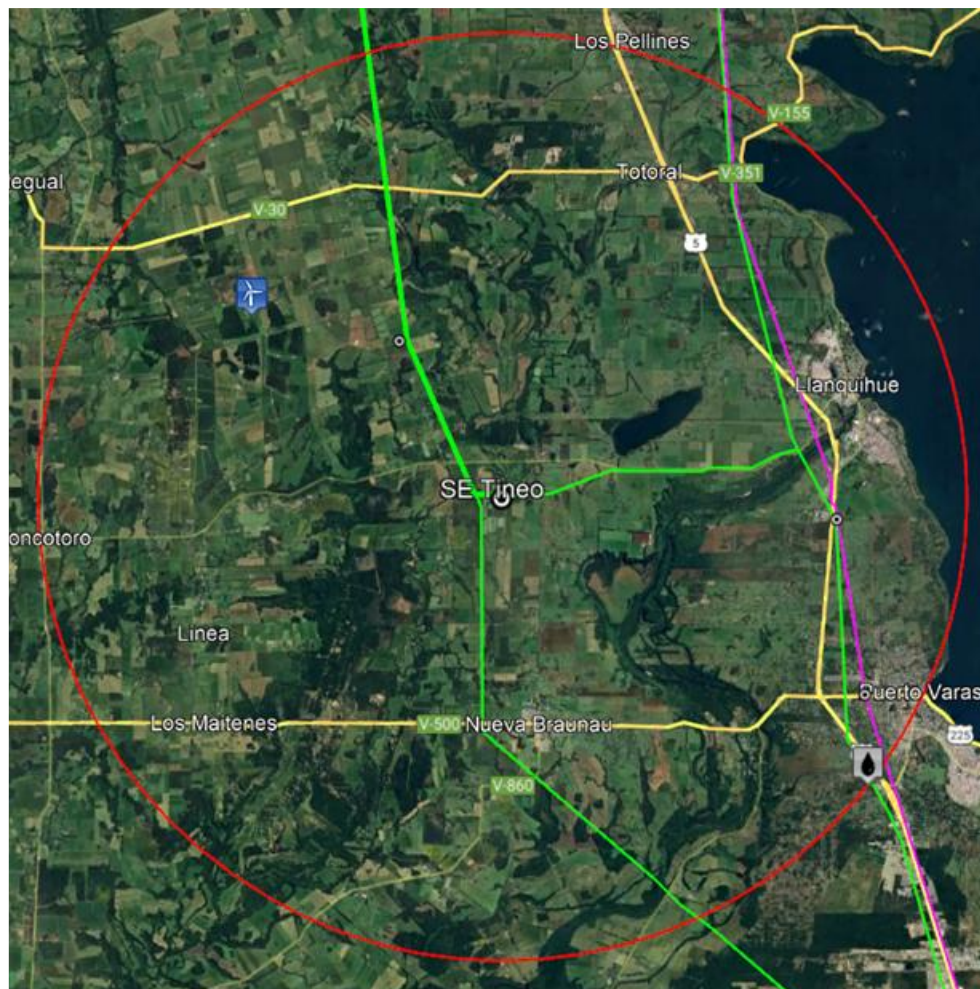


Figura 119: Subestación Tineo 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta

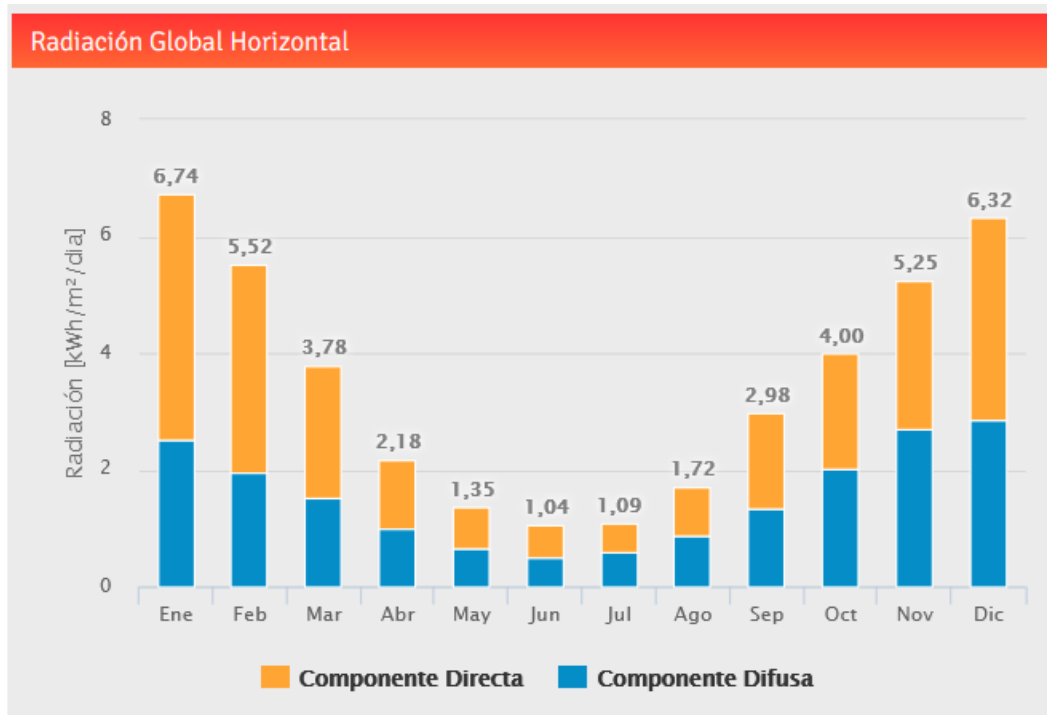
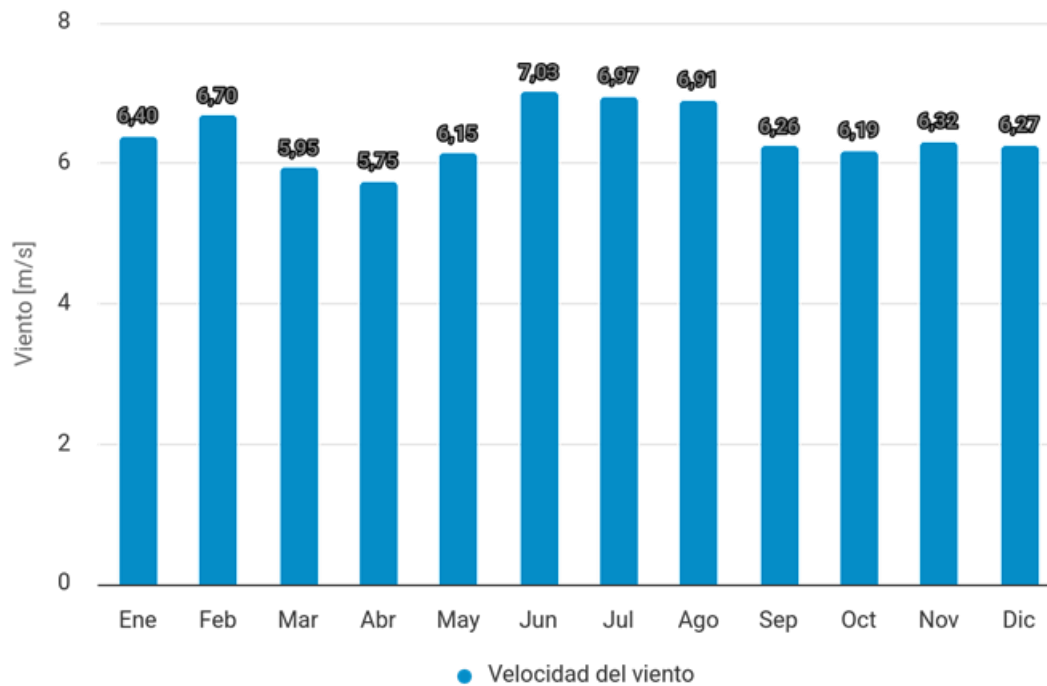


Figura 120: Radiación Solar en la zona de la Subestación Tineo 220 kV



Highcharts.com

Figura 121 : Viento en la zona de la Subestación Tineo 220 kV

5.2.20 Zona de la Subestación Puerto Montt 220 KV

5.2.20.1 Ubicación de la Central Generadora

Punto referencia Subestación: Contigua al acceso por Avenida Salvador Allende a ciudad de Puerto Montt.

La Subestación Puerto Montt 220 kV en el acceso a 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 Subestación Puerto Montt 220 kV, Comuna de Puerto Montt, Región de Los Lagos. Ver Figuras 5.2.96 y 5.2.98

5.2.20.2 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 afectados a las restricciones antes indicadas.

5.2.20.3 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.

5.2.20.4 Recurso Energético Primario

Radiación Solar: El posible sitio del emplazamiento de la Unidad de Punta cuenta con un promedio mensual de insolación diaria de 3,5 kWh/m²/día aproximadamente, según se muestra en la Figura 125. Por su parte, el promedio mensual de la insolación 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 (mt/seg) de un año del posible sitio de emplazamiento de la Unidad de Punta.

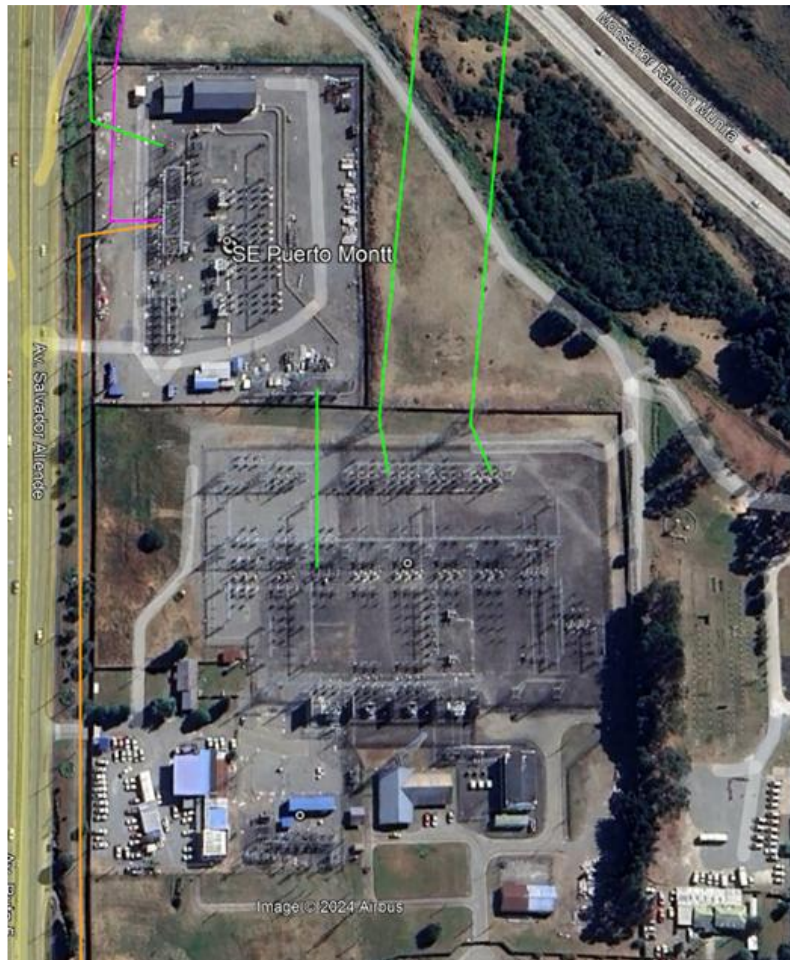


Figura 122: Subestación Puerto Montt 220 kV

5.2.20.5 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.

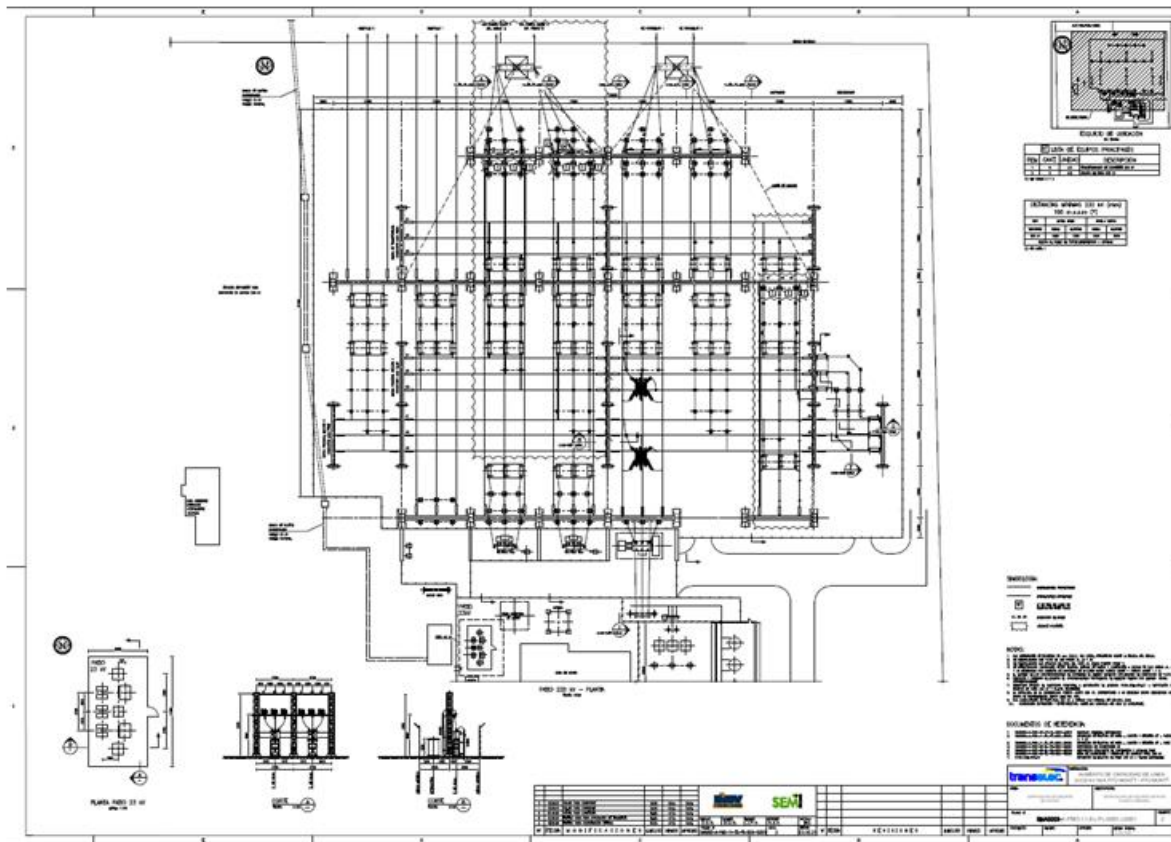


Figura 123: Disposición de Planta Subestación Puerto Montt 220 kV

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).

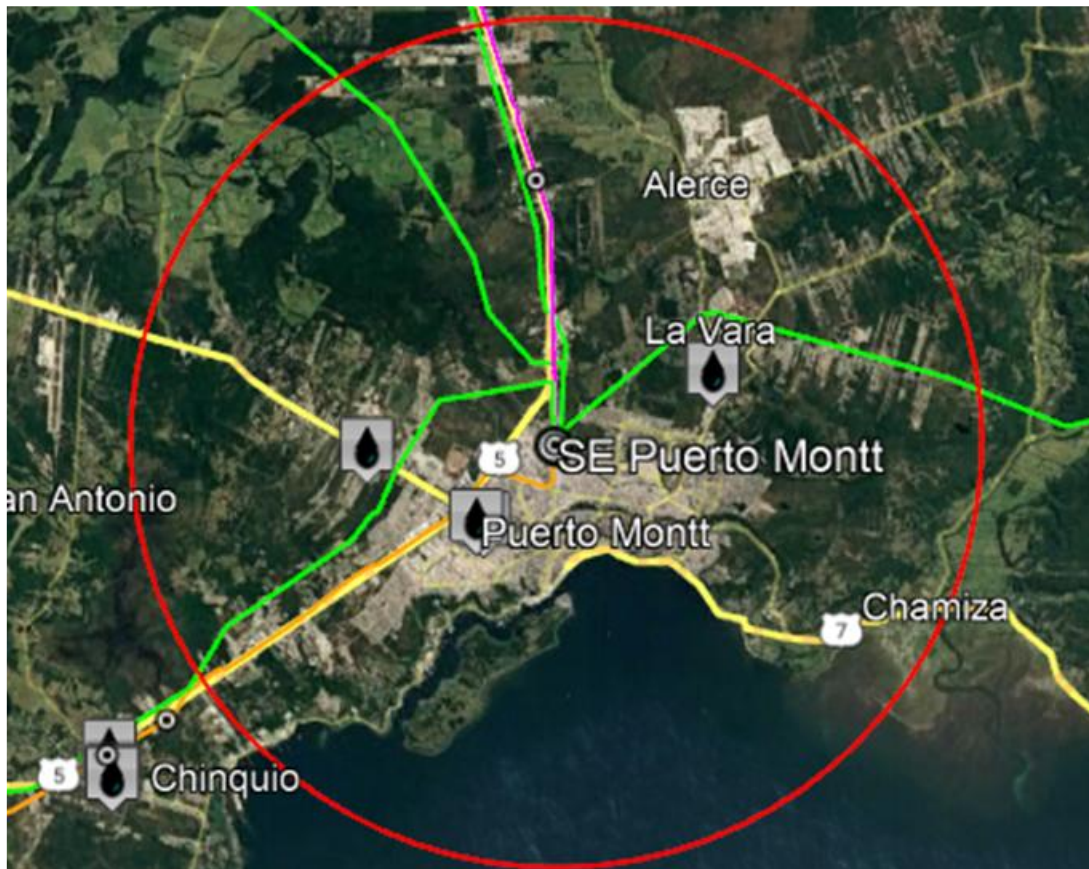


Figura 124: Subestación Puerto Montt 220 kV y sector posible emplazamiento Unidad de Punta

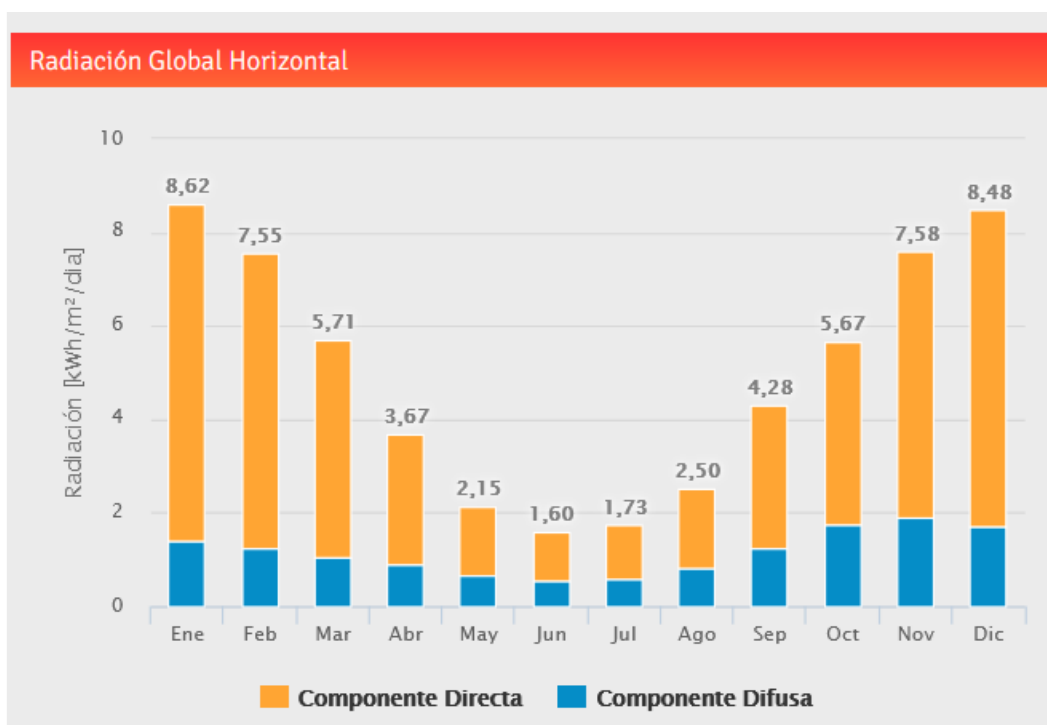


Figura 125: Radiación Solar en la zona de la Subestación Puerto Montt

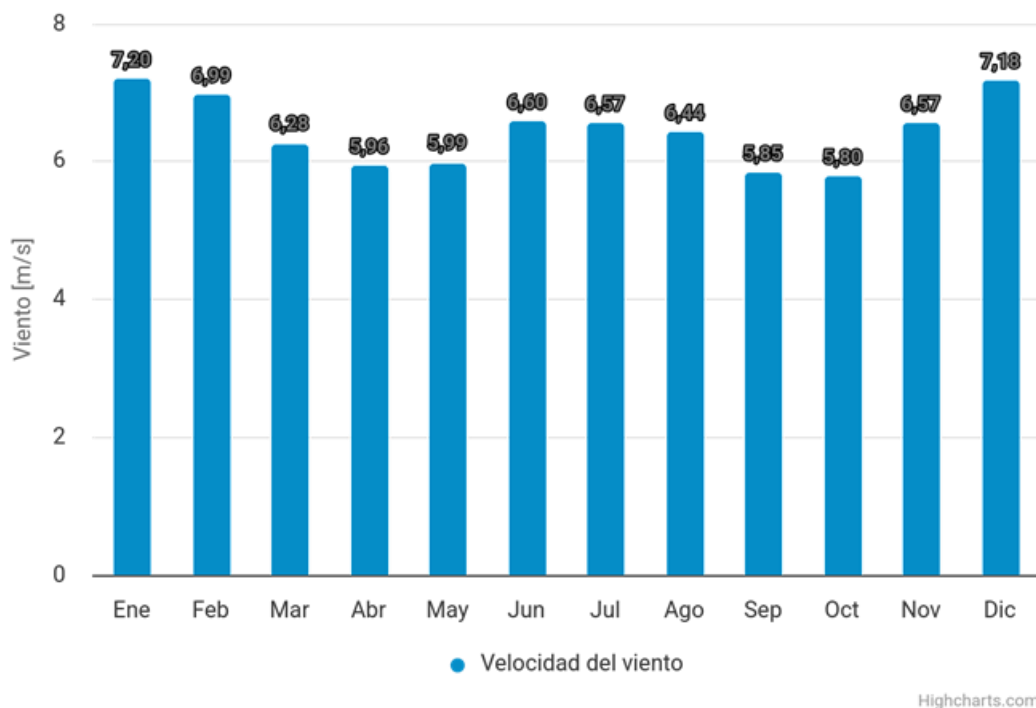


Figura 126 : Viento en la zona de la Subestación Puerto Montt

A continuación, en el cuadro siguiente se presenta un resumen del análisis realizado en las distintas subestaciones del SEN.

Subestación Básica	Aspectos Territoriales	Aspectos Logísticos						Recurso Renovable		Aspecto Técnicos	
		Localidad Suministro	Distancia Centro Suministro Petróleo Diesel	Gasoducto	Distancia Gasoducto (km)	Puerto para Descarga de Equipos	Distancia a Puerto (km)	Radiación Solar	Viento	Disponibilidad Paño	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 Maitencillo 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
Tineo 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

Tabla 13 Cuadro resumen aspectos logísticos, aspectos técnicos y recurso renovable Subestaciones del SEN

5.3 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 Diaria³³ (m/s), Velocidad Media Mínima³⁴ (m/s), Velocidad Media Máxima³⁵ (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 técnica-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 Tabla 14 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

³³ corresponde al valor promedio de todos los valores horarios simulados durante el periodo mensual considerado.

³⁴ corresponde al promedio del valor mínimo en cada día simulado durante el periodo mensual considerado.

³⁵ corresponde al promedio del valor máximo en cada día simulado durante el periodo mensual considerado.

Subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional del SEN que se indican. Los criterios (valores) utilizados para que una determinada Subestación del SEN sea 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:

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)

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.

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%
Illapa 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 Matencillo 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		

Tabla 14 Subestaciones del SEN – Recurso eólico y recurso solar – Elección Subestaciones donde aplica Sistema híbrido central Solar fotovoltaica + BESS y sistema híbrido parque eólico + BESS

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 14 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 (ERNCC) 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. .

5.4 Criterios aplicables en la elección de las Subestaciones del SEN para el emplazamiento de un Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) Stand Alone

Por su parte para la tecnología del tipo Sistema de Almacenamiento de Energía Mediante Baterías (BES) Stand Alone se utilizará como primer criterio para definir las subestaciones del SEN candidatas para el emplazamiento de la tecnología antes señalada, las distintas de zonas geográficas establecidas en el estudio denominado **“Estudio³⁶ de Almacenamiento de Energía del SEN”** de agosto 2023 realizado por el Coordinador Eléctrico Nacional.

En el Resumen Ejecutivo del Estudio antes señalado se identifican las zonas geográficas recomendadas por el Coordinador Eléctrico Nacional para la instalación de Sistemas BESS. Estas zonas geográficas corresponden a las siguientes:

Zona Subestación Lagunas	Zona Subestación Kimal
Zona Subestación Andes	Zona Subestación Parinas
Zona Subestación Cumbre	Zona Subestación Nueva Cardones

Tabla. 15 Subestaciones del SEN recomendadas para instalación de Sistema BESS estudio Coordinador Eléctrico Nacional

Un segundo criterio a considerar en la elección de las subestaciones del SEN candidatas para el emplazamiento de la tecnología del tipo Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) Stand Alone será de acuerdo de los niveles de vertimiento³⁷ (“curtailment” en inglés) de las centrales solares fotovoltaicas y centrales eólicas informados por el Coordinador Eléctrico Nacional para los años 2022, 2023 y 2024.

El criterio que aplicará el Consultor es determinar de forma mensual para el periodo Diciembre 2023 – Noviembre 2024 (12 meses) las centrales solares fotovoltaicas y centrales eólicas que registren valores de vertimiento superiores a 9 GWh/mes, lo que corresponde a un equivalente promedio diario de 0,3 GWh/día de vertimiento.

Producto de lo anterior, se determinarán las centrales solares fotovoltaicas y centrales eólicas que cumplan con dicha condición de vertimiento, a las cuales se les asociara una zona geográfica del SEN. Estas zonas geográficas del SEN, a su

³⁶ Ver Resumen Ejecutivo en <https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/estudios-de-planificacion/estudios-de-almacenamiento/>

³⁷ <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/reducciones-de-generacion-renovable/>

vez, se asociarían ya sea por cercanía física (distancia en km) o por cercanía eléctrica (línea de transmisión) a algunas de las Subestaciones del SEN propuestas por el Consultor como puntos de conexión factibles de la Unidad de Punta.

Finalmente, se determinarán las Subestaciones del SEN propuestas por el Consultor como puntos de conexión factibles de la Unidad de Punta, a las cuales producto de las asignaciones de las centrales solares fotovoltaicas y centrales eólicas resulten con mayores volúmenes de energía (GWh) vertida en el período de análisis, y así sean consideradas como candidatas para el emplazamiento de un Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) Stand Alone.

La Tabla 16 siguiente se muestran las centrales eólicas y centrales solares fotovoltaicas con volúmenes de energía (MWh) vertida superior a 9 GWh/mes para el periodo Diciembre 2023 – Noviembre 2024.

CENTRALES EÓLICAS Y CENTRALES SOLARES FOTOVOLTAICAS CON VERTIMIENTO (ENERGIA MWh) MAYOR A 9.000 MWh/MES - PERIODO DICIEMBRE 2023 - NOVIEMBRE 2024

Año	2023		2024		2024		2024		2024		2024	
Mes	Diciembre		Enero		Febrero		Marzo		Abril		Mayo	
	Nombre Central	Energía (MWh)	Nombre Central	Energía (MWh)	Nombre Central	Energía (MWh)	Nombre Central	Energía (MWh)	Nombre Central	Energía (MWh)	Nombre Central	Energía (MWh)
CENTRALES EOLICAS	PE-PUELCHESUR	20.852	PE-PUELCHESUR	12.198			PE-LLANOSDELVIENTO	11.416				
	PE-CABOLEONES-2	16.479	PE-CABOLEONES-2	11.163			PE-CERROTIGRE	11.265				
	PE-SANJUAN	13.007					PE-CALAMA	9.779				
CENTRALES SOLARES FOTOVOLTAICAS	PFV-DOMEYKO	27.983	PFV-COYA	34.252	PFV-COYA	30.279	PFV-ANDES2B	23.098	PFV-CAMPODELSOL	12.944		
	PFV-VALLEDELSOL	19.635	PFV-CAMPODELSOL	21.711	PFV-ANDES2B	22.580	PFV-CAMPODELSOL	20.075	PFV-DIEGOALMAGROSUR	11.332		
	PFV-SANTAISABEL	17.681	PFV-DOMEYKO	21.702	PFV-DOMEYKO	20.764	PFV-FINISTERRAE	17.201	PFV-FINISTERRAE	11.090		
	PFV-SOLDELILA	15.453	PFV-FINISTERRAE	20.792	PFV-CAMPODELSOL	18.455	PFV-DOMEYKO	16.106	PFV-SANTAISABEL	10.827		
	PFV-SOLDELDESERTO	15.453	PFV-ANDES2B	19.074	PFV-FINISTERRAE	15.567	PFV-SANTAISABEL	14.478				
	PFV-ATACAMASOLAR-2	12.730	PFV-MESETADELOSANDES	18.133	PFV-MESETADELOSANDES	13.680	PFV-GUANCHOI	13.859				
	PFV-GUANCHOI	11.095	PFV-SOLDELDESERTO	15.607	PFV-SOLDELDESERTO	12.423	PFV-DIEGOALMAGROSUR	13.639				
	PFV-COYA	11.072	PFV-SANTAISABEL	12.352	PFV-SANTAISABEL	10.162	PFV-SALVADOR	12.429				
	PFV-FINISTERRAE	10.093	PFV-RIOSCONDIDO	12.090	PFV-GUANCHOI	9.988	PFV-SOLDELDESERTO	12.027				
	PFV-VALLEESCONDIDO	9.965	PFV-VALLEDELSOL	11.140			PFV-LUZDELNORTE	10.233				
	PFV-PAMPATIGRE	9.807	PFV-LUZDELNORTE	10.805			PFV-MALGARIDA	9.692				
			PFV-SOLDELILA	10.719			PFV-SOLDELILA	9.207				
			PFV-BOLERO-1	9.119								

Tabla 16 Vertimiento (Energía MWh) Centrales Eólica y Solares Fotovoltaicas mayor 9.000 MWh/mes – Periodo Dic. 2023 – Nov. 2024

CENTRALES EÓLICAS Y CENTRALES SOLARES FOTOVOLTAICAS CON VERTIMIENTO (ENERGIA MWh) MAYOR A 9.000 MWh/MES - PERIODO DICIEMBRE 2023 - NOVIEMBRE 2024

Año	2024		2024		2024		2024		2024		2024	
Mes	Junio		Julio		Agosto		Septiembre		Octubre		Noviembre	
	Nombre Central	Energía (MWh)	Nombre Central	Energía (MWh)	Nombre Central	Energía (MWh)	Nombre Central	Energía (MWh)	Nombre Central	Energía (MWh)	Nombre Central	Energía (MWh)
CENTRALES EOLICAS							PE-SANJUAN	10.715	PE-CERROTIGRE	13.727	PE-CERROTIGRE	16.963
							PE-ATACAMA	10.591	PE-CALAMA	13.635	PE-ATACAMA	14.823
							PE-CALAMA	10.086	PE-LLANOSDELVIENTO	11.231	PE-CALAMA	14.698
									PE-SANGABRIEL	10.437	PE-LLANOSDELVIENTO	13.115
									PE-ATACAMA	9.273	PE-SANJUAN	11.811
											PE-CAMPO-LINDO	10.332
											PE-PUNTASIERRA	9.965
CENTRALES SOLARES FOTOVOLTAICAS	PFV-DIEGOALMAGROSUR	11.770	PFV-CAMPOSDELSOL	9.649	PFV-CAMPOSDELSOL	22.575	PFV-CAMPOSDELSOL	37.727	PFV-CAMPOSDELSOL	50.587	PFV-GUANCHOI	48.114
					PFV-CEME1	19.752	PFV-GUANCHOI	33.206	PFV-GUANCHOI	48.605	PFV-SOLDELDESERTO	38.893
					PFV-GUANCHOI	19.495	PFV-CEME1	31.659	PFV-CEME1	42.066	PFV-CAMPOSDELSOL	37.698
					PFV-SANTAIABEL	14.271	PFV-FINISTERRAE	26.697	PFV-FINISTERRAE	33.972	PFV-FINISTERRAE	36.512
					PFV-FINISTERRAE	12.023	PFV-SANTAIABEL	18.328	PFV-SOLDELDESERTO	24.130	PFV-CEME1	30.795
					PFV-SOLDELDESERTO	11.098	PFV-SOLDELILA	16.425	PFV-LUZDELNORTE	22.232	PFV-LASSALINAS	28.695
					PFV-VALLEDELSOL	10.415	PFV-TAMAYA	14.393	PFV-LASSALINAS	21.274	PFV-LUZDELNORTE	26.081
					PFV-SOLDELILA	9.111	PFV-LUZDELNORTE	14.088	PFV-SOLDELILA	21.182	PFV-ELROMERO	25.514
							PFV-VALLEDELSOL	12.557	PFV-VALLEDELSOL	19.573	PFV-VALLEDELSOL	25.042
							PFV-LASSALINAS	11.934	PFV-SANTAIABEL	19.060	PFV-MALGARIDA	24.674
							PFV-VALLEESCONDIDO	11.456	PFV-TAMAYA	18.932	PFV-SOLDELILA	19.758
							PFV-PAMPATIGRE	10.643	PFV-MALGARIDA	17.760	PFV-DONAANTONIA	19.126
							PFV-DIEGOALMAGROSUR	10.279	PFV-ELROMERO	15.929	PFV-VALLEESCONDIDO	18.822
							PFV-SANPEDRO-GPG	9.184	PFV-ELPELICANO	14.924	PFV-DIEGOALMAGROSUR	18.173
									PFV-PAMPATIGRE	14.747	PFV-ELPELICANO	18.031
									PFV-VALLEESCONDIDO	14.629	PFV-PAMPATIGRE	17.709
									PFV-SANPEDRO-GPG	13.378	PFV-RIOSCONDIDO	16.940
									PFV-ATACAMASOLAR-2	12.050	PFV-MESEADELOSANDES	15.443
									PFV-WILLKA	10.658	PFV-SANPEDRO-GPG	15.122
									PFV-GRANJA	10.245	PFV-ATACAMASOLAR-2	13.628
									PFV-ELENA	9.280	PFV-SANTAIABEL	12.862
									PFV-DIEGOALMAGROSUR	9.152	PFV-CAPRICORNIO	12.795
									PFV-DOMEYKO	9.011	PFV-QUILAPILUN	11.786
											PFV-WILLKA	11.664
											PFV-TAMAYA	11.644
											PFV-ELENA	10.503
											PFV-LLANODELLAMPOS	10.484
											PFV-GRANJA	10.474
											PFV-LAHUELLA	10.362
											PFV-JAVIERA	10.124

Tabla 17 Vertimiento (Energía MWh) Centrales Eólica y Solares Fotovoltaicas mayor 9.000 MWh/mes – Periodo Dic. 2023 – Nov. 2024

Por su parte, mediante la aplicación Google Earth Pro, utilizando el archivo en formato KMZ entregado por el CEN y la información pública en el Sistema de Evaluación Ambiental (SEA) de los proyectos de centrales solares fotovoltaicas aprobados ambientalmente y en operación en el SEN, es posible determinar la zona geográfica en la cual se encuentra instalada las principales centrales solares fotovoltaicas que presentan los mayores volúmenes de energía (MWh) vertida en el periodo antes señalado.

Mediante la Tabla 18. siguiente se muestran las principales centrales solares fotovoltaicas que presentan mayores volúmenes de energía (MWh) vertida, donde además se asocia a una zona geográfica en la cual se encuentra una Subestación del SEN (nivel 220 kV o superior)

Central PV	Zona Geografica
PFV-GUANCHOI	Zona Subestación Illapa
PFV-SOLDELDESIERTO	Zona Subestación Kimal
PFV-CAMPOSDELSOL	Zona Subestación Nueva Cardones
PFV-FINISTERRAE	Zona Subestación Miraje
PFV-CEME1	Zona Subestación Miraje
PFV-SOLDELILA	Zona Subestación Andes
PFV-SANTAISABEL	Zona Subestación Kimal
PFV-DIEGOALMAGROSUR	Zona Subestación Illapa
PFV-LUZDELNORTE	Zona Subestación Nueva Cardones
PFV-VALLEDELSOL	Zona Subestación Kimal

Tabla 18. Centrales solares fotovoltaicas y Zonas geográficas (Subestaciones del SEN) elegidas para determinación costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta mediante tecnología de Sistema BESS Stand Alone

De la tabla anterior es posible concluir lo siguiente:

- Existen algunas Subestaciones del SEN ya incluidas más adelante para el emplazamiento de un Sistema BESS mediante el cual se realizará la determinación de los costos de inversión (CAPEX) y costos fijos de operación (CFO) de la Unidad de Punta, consideradas según lo establecido en el Estudio de Almacenamiento del SEN.
- Existen otras subestaciones no incluidas en el Estudio de Almacenamiento del SEN realizado por el Coordinador Eléctrico Nacional, las cuales serán incluidas como es el caso de Subestación Illapa y Subestación Miraje 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 19 siguiente:

Subestación del SEN	Central Eólica + Sistema BESS ³⁸			Central Solar Fotovoltaica + Sistema BESS ³⁹			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	-	-	-	✓	✓	✓	-	-	-
Cóndores 220 kV	-	-	-	✓	✓	✓	-	-	-
Nueva Pozo Almonte 220 kV	-	-	-	✓	✓	✓	-	-	-
Lagunas 220 kV	-	-	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Kimal 220 kV	-	-	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Miraje 220 kV	-	-	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Kapatur 220 kV	-	-	-	✓	✓	✓	-	-	-
Parinas 220 kV	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Cumbres 220 kV	-	-	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Illapa 220 kV	-	-	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Nueva Cardones 220 kV	-	-	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Nueva Maitencillo 220 kV	-	-	-	✓	✓	✓	-	-	-
Nueva Pan de Azúcar 220 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nogales 220 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lo Aguirre 220 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Candelaria 220 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre Ríos 220 kV	✓	✓	✓	-	-	-	-	-	-
Ciruelos 220 kV	✓	✓	✓	-	-	-	-	-	-
Tineo 220 kV	✓	✓	✓	-	-	-	-	-	-
Puerto Montt 220 kV	✓	✓	✓	-	-	-	-	-	-

Tabla 19 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

³⁸ Se analizará también para cinco horas, en el caso de una central solar fotovoltaica + BESS (4 hr)

³⁹ Se analizará también para cinco horas, en el caso de un parque eólico + BESS (4 hr)

5.5 Subestaciones de los Sistemas Medianos Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams

De igual forma que lo establecido en el punto 5.2 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 (CEN);
- Archivo en formato kmz denominado SISTEMA ELECTRICO NACIONAL_V31 con la información de centrales de los SSMM entregada por el CEN;
- Resolución Exenta N° 16 de 2024 que Aprueba Informe Técnico Definitivo del Estudio de Planificación y Tarificación de los sistemas medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, cuatrienio 2022 – 2026⁴⁰; y,
- Anexos Resolución Exenta N° 16 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.

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

⁴⁰ https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/01/Rex-aprueba-ITD-SSMM-Pta.-Arenas-Pto.-Natales-Porvenir-y-Pto.-Williams_VF.pdf

⁴¹ https://comisionenergia-my.sharepoint.com/:u:/g/personal/onedrive-subdeptargedis_cne_cl/EdI5whLL1mBDmkJeTyfYX_EB-O0FDis-6pW1o1H4ZM-0IQ?e=d3qSYN

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 EDELMAG. Estos Sistemas Medianos corresponden a Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams.

Para estos Sistemas Medianos solo se revisará 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 encuentra 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 el 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

5.5.1 Zona de la Subestación Tres Puentes

5.5.1.1 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. (EDELMA), 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 la 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.

5.5.1.2 Aspectos Territoriales

Se detectan concesiones mineras de exploración en el área indicada. No se observan restricciones medio ambientales. El área se encuentra dentro del límite urbano de Punta Arenas. No se observan restricciones de propiedad fiscal.

5.5.1.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diesel: 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 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 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.

5.5.1.4 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 $9,7 \pm 0,5$ m/s, con un mínimo medio de $4,0 \pm 0,2$ m/s y un máximo medio de $15,7 \pm 0,8$ 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

5.5.1.5 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.

5.5.1.6 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 (11) 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 128, 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 un celdas de media tensión de 11,5 kV alojadas en un sala eléctrica.



Figura 128: Sector emplazamiento Central y Subestación - Tres Puentes

Viento Medio = 9.7 m/s

Latitud: 53.104 S
Longitud: 70.903 O
Elevación: 48.3 msnm
Altura: 92.2 m

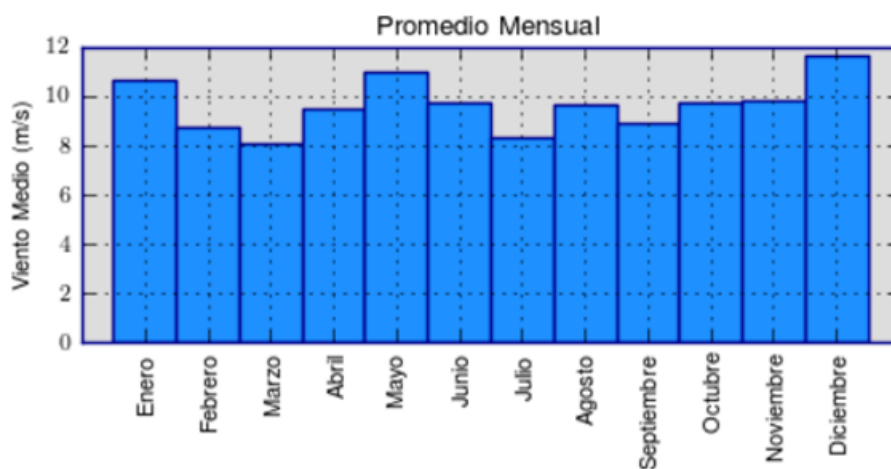


Figura 129 : Viento en la zona de la Subestación Tres Puentes



Figura 130: Subestación Tres Puentes

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 tecnología 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/m²) @100m > 200 (W/m²)

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:

Subestación	Central Eólica + BESS
Tres Puentes	12.4 MW-

Tabla 20 Subestación, tecnología y tamaño de sistema híbrido mediante parque eólico + BESS - Sistema Mediano Punta Arenas

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.

5.5.2 Zona de la Subestación Puerto Natales

5.5.2.1 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.

5.5.2.2 Aspectos Territoriales

Se detectan concesiones mineras de exploración en el área indicada. No se observan restricciones medio ambientales. El área se encuentra dentro del límite urbano de Puerto Natales. No se observan restricciones de propiedad fiscal.

5.5.2.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diesel: 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

5.5.2.4 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.

5.5.2.5 Aspectos Técnicos

La subestación Puerto Natales 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 (13) 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



Figura 133: Subestación Puerto Natales

5.5.3 Zona de la Subestación Porvenir

5.5.3.1 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.

5.5.3.2 Aspectos Territoriales

No se detectan concesiones mineras en el área indicada. No se observan restricciones medio ambientales. El área se encuentra dentro del límite urbano de Porvenir. No se observan restricciones de propiedad fiscal.

5.5.3.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diesel: 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

5.5.3.4 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.

5.5.3.5 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 (13) 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



Figura 136: Subestación Porvenir

5.5.4 Zona de la Subestación Puerto Williams

5.5.4.1 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.

5.5.4.2 Aspectos Territoriales

No se detectan concesiones mineras en el área indicada. No se observan restricciones medio ambientales. No se detectan restricciones de Planificación Territorial. A 200 m se detecta zona de administración de propiedad fiscal.

5.5.4.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diesel: 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

5.5.4.4 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.

5.5.4.5 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 once (8) 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 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 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

5.6 Subestaciones de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Puerto Cisnes, Cochamó y Hornopirén

De igual forma que lo establecido en el punto 5.2 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 (CEN);
- Archivo en formato kmz denominado SISTEMA ELECTRICO NACIONAL_V31 con la información de centrales de los SSMM entregado por el CEN;
- 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 – 2026⁴²;
- Anexos Resolución Exenta N° 448 de 2024⁴³;
- Resolución Exenta N° 449 de 2024 que Aprueba Informe Técnico Final del Estudio de Planificación y Tarificación del sistema mediano de Cochamó, cuadrienio 2022 – 2026⁴⁴;
- Anexos Resolución Exenta N° 449 de 2024⁴⁵;
- Resolución Exenta N° 450 de 2024 que Aprueba Informe Técnico Final del Estudio de Planificación y Tarificación del sistema mediano de Hornopirén, cuadrienio 2022 – 2026⁴⁶; y,
- Anexos Resolución Exenta N° 450 de 2024⁴⁷.

⁴² <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>

⁴³ https://comisionenergia-my.sharepoint.com/:u:/g/personal/onedrive-subdeptargedis_cne_cl/ESCoymtbOVHuuEAtJDAvOwBHozmFuHrbjXt6G5SmQT-Ag?e=TYz0vo

⁴⁴ <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/08/Rex-CNE-N-449-2024-aprueba-IT-FINAL-SSMM-Cochamo.pdf>

⁴⁵ https://comisionenergia-my.sharepoint.com/:u:/g/personal/onedrive-subdeptargedis_cne_cl/EbYbVHiaHphOou4b0p_IyVsBuPcOZJ2B2zrV8YgAdm5wJg?e=T7fvgi

⁴⁶ <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/08/Rex-CNE-N-450-2024-aprueba-IT-FINAL-SSMM-Hornopiren.pdf>

⁴⁷ https://comisionenergia-my.sharepoint.com/:u:/g/personal/onedrive-subdeptargedis_cne_cl/ERQwHuz2lwxNt2770R87PW0BV8GK63YggXV9NpH54Un6qQ?e=8Fe9xN

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.

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.

5.6.1 Zona de la Subestación Chacabuco - Sistema Mediano Aysén

5.6.1.1 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 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 Diesel Chacabuco dado que existe espacio suficiente para la instalación de la Unidad de Punta.

5.6.1.2 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.

5.6.1.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diesel: 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)

5.6.1.4 Ubicación Subestación Chacabuco

La Subestación Chacabuco que es parte de la Central Diesel 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.

5.6.1.5 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 (7) 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)



Figura 141: Subestación Chacabuco (SSMM Aysén)

5.6.2 Zona de la Subestación Tehuelche - Sistema Mediano Aysén

5.6.2.1 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 Diesel Tehuelche dado que existe espacio suficiente para la instalación de la Unidad de Punta.

5.6.2.2 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.

5.6.2.3 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)

5.6.2.4 Ubicación Subestación Tehuelche

La Subestación Tehuelche, que es parte de la Central Diesel 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.

5.6.2.5 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 EDELAYSÉN.

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)



Figura 144: Subestación Tehuelche (SSMM Aysén)

5.6.3 Zona de la Subestación Palena

5.6.3.1 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.

5.6.3.2 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.

5.6.3.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diesel:	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

5.6.3.4 Ubicación Subestación Palena

La Subestación Palena, que es parte de la Central Diesel 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.

5.6.3.5 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 (3) 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

5.6.4 Zona de la Subestación Chile Chico - Sistema Mediano General Carrera

5.6.4.1 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 Diesel Chile Chico dado que existe espacio suficiente para la instalación de la Unidad de Punta.

5.6.4.2 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.

5.6.4.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diesel: 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)

5.6.4.4 Ubicación Subestación Chile Chico

La Subestación Chile Chico, que es parte de la Central Diesel 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.

5.6.4.5 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 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 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)



Figura 149: Subestación Chile Chico (SSMM General Carrera)

5.6.5 Zona de la Subestación Nuevo Reino - Sistema Mediano Puerto Cisnes

5.6.5.1 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.

5.6.5.2 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.

5.6.5.3 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 164m.



Figura 150: Sector emplazamiento Central, Subestación y Unidad de Punta – Nuevo Reino (SSMM Puerto Cisnes)

5.6.5.4 Ubicación Subestación Nuevo Reino

La Subestación Nuevo Reino , que es parte de la Central Diesel 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.

5.6.5.5 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 (6) 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 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.

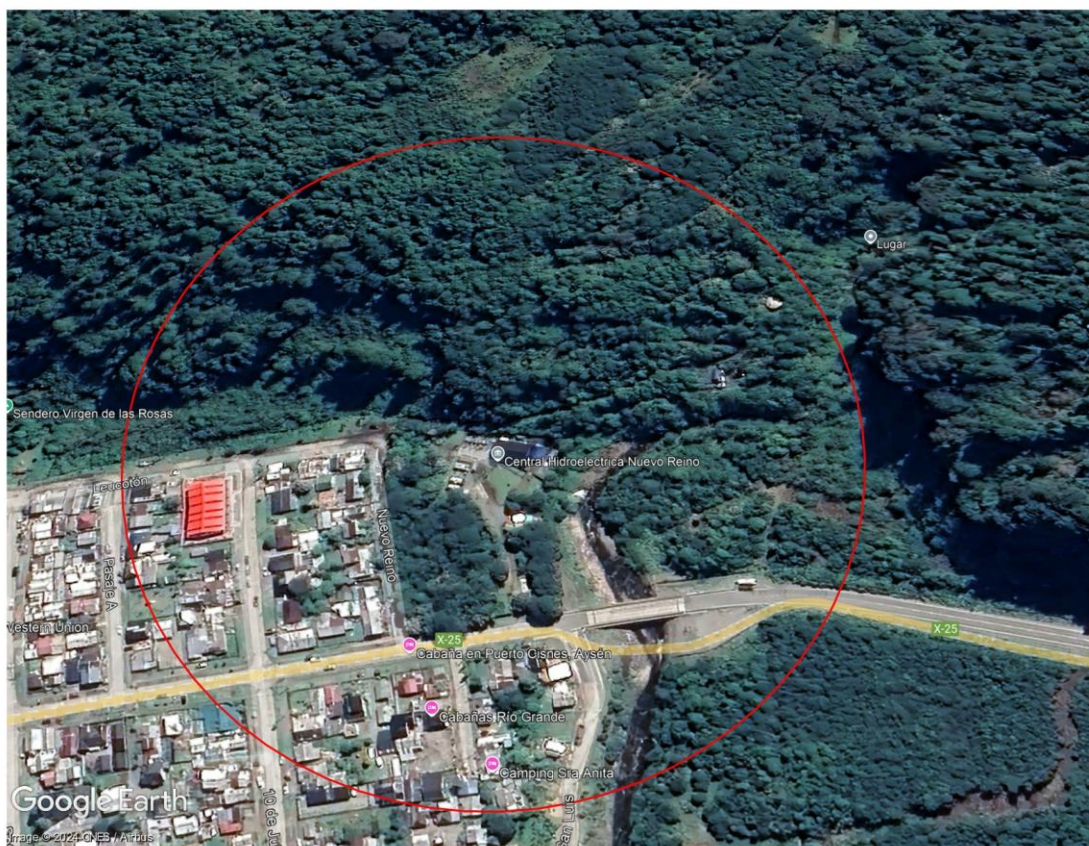


Figura 151: Sector emplazamiento Central y Subestación – Nuevo Reino (SSMM Puerto Cisnes)

5.6.6 Zona de la Subestación Hornopirén

5.6.6.1 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 Diesel Hornopirén dado que existe espacio suficiente para la instalación de la Unidad de Punta.

5.6.6.2 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.

5.6.6.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diesel:	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

5.6.6.4 Ubicación Subestación Hornopirén

La Subestación Hornopirén, que es parte de la Central Diesel 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.

5.6.6.5 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.

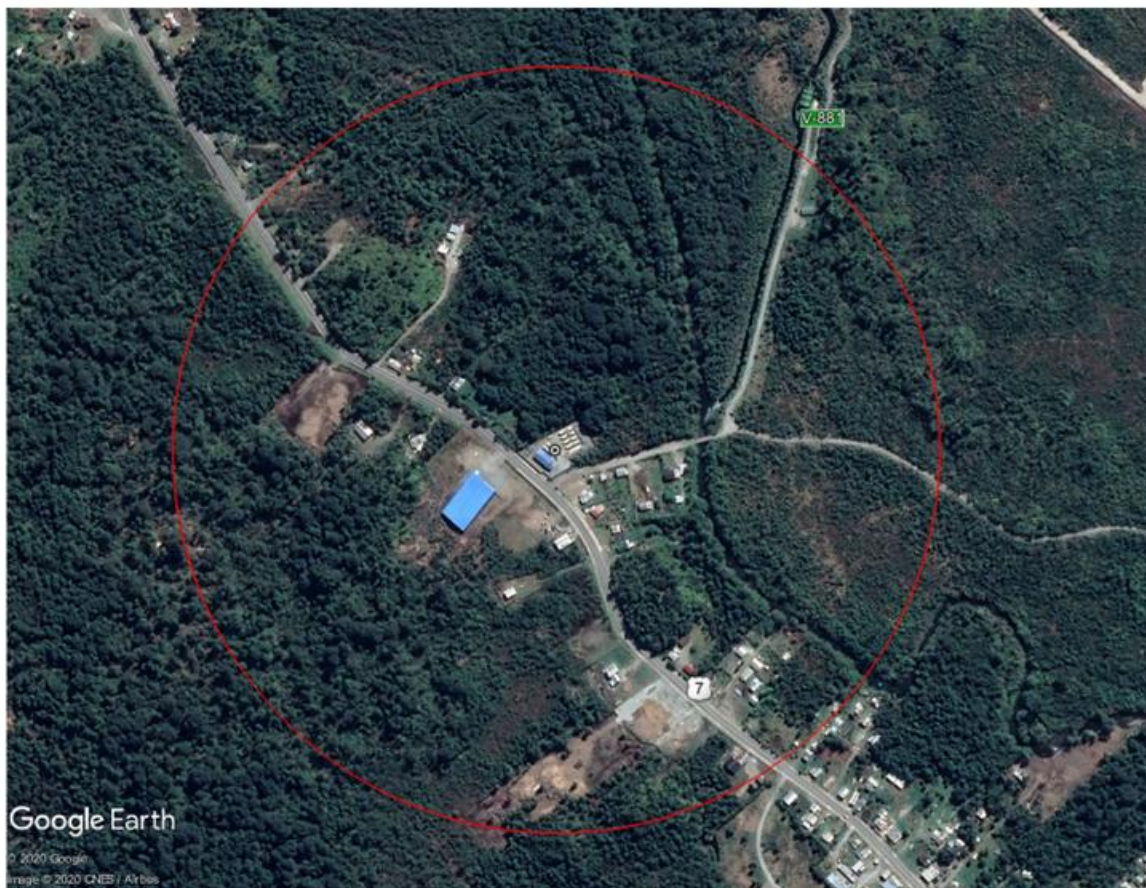


Figura 153: Sector emplazamiento Central y Subestación – Hornopirén



Figura 154: Subestación Hornopirén

5.6.7 Zona de la Subestación Cochamó

5.6.7.1 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 Diesel Cochamó dado que existe espacio suficiente para la instalación de la Unidad de Punta.

5.6.7.2 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.

5.6.7.3 Aspectos Logísticos

Petróleo Diesel: 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.

5.6.7.4 Ubicación Subestación Cochamó

La Subestación Cochamó, que es parte de la Central Diesel 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.

5.6.7.5 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 (6) 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.

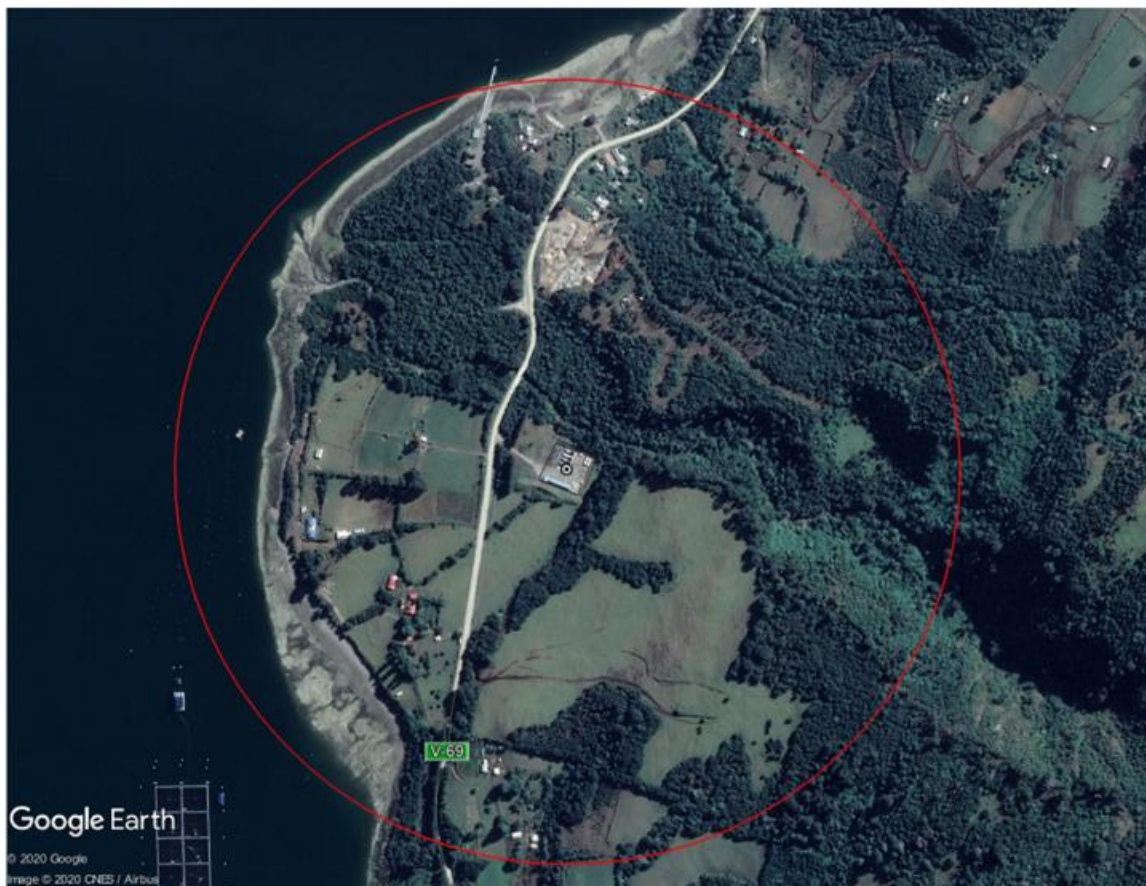


Figura 156: Sector emplazamiento Central y Subestación - Cochamó



Figura 157: Subestación Cochamó

6

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

DISEÑO DETALLADO DE LOS PROYECTOS A ANALIZAR, IDENTIFICANDO LOS REQUERIMIENTOS Y EQUIPOS PRINCIPALES

6 DISEÑO DETALLADO DE LOS PROYECTOS A ANALIZAR, IDENTIFICANDO LOS REQUERIMIENTOS Y EQUIPOS PRINCIPALES

6.1 Central Generadora del tipo Turbina a Gas en Ciclo Simple o Abierto (TG CA) de 70 MW, 120 MW Y 150 MW

6.1.1 Requerimientos de espacio y equipamiento

Los requerimientos de espacio físico (terrenos) necesarios 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 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. Este plano de disposición general considera entre otros, el equipamiento principal (Turbinas a Gas que incluye generador eléctrico), los sistemas (mecánicos y eléctricos) del Balance de Planta (BOP) y las Obras Civiles relacionadas con las instalaciones de operación y caminos interiores. Adicionalmente, esta disposición general considera también la conexión a la 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:

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

Tabla 21 Tamaño (MW), nivel de tensión, área requerida (terreno) Unidad de Punta – Tecnología del tipo TG CA

La disposición general (plano layout) 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 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 de la turbina a gas. El sistema de combustión será del tipo dual, de modo que permita la operación con gas natural y petróleo diésel.

- Generador Eléctrico 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 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, 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 de la chimenea dependerá del modelo, del fabricante y de las especificaciones particulares de cada proyecto. Las alturas estimadas para las turbinas a gas de las potencias seleccionadas serán del orden de 20 mt para 70 MW, 30 mt para 120 MW y 35 mt para 150 MW.
- Interruptor de generador para un nivel de tensión de 13,8 kV⁴⁸ (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.

⁴⁸Los 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.

- Transformador de servicios auxiliares para la transformación desde nivel de generación (15 kV típicamente) a la media tensión de distribución de la unidad de punta (6,6 kV típicamente). El Transformador auxiliar será trifásico sumergido en aceite mineral con refrigeración ONAN de una capacidad máxima aproximada de 2 MVA, 2,5 MVA y 2,5 MVA para los tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW respectivamente.
- Ductos de barras de fases segregadas, 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.

El BOP⁴⁹ 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 NOx, 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 NOx 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 NOx, 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 NOx 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

⁴⁹ 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.

- 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 NFPA⁵⁰ para este tipo de instalaciones. Como se menciona precedentemente, el estanque soporte de la red es el estanque de agua cruda.
- Tratamiento de RILes⁵¹. 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 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 estanque. 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).

⁵⁰ National Fire Protection Association

⁵¹ Residuos líquidos industriales

- 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 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 (plano Layout) 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

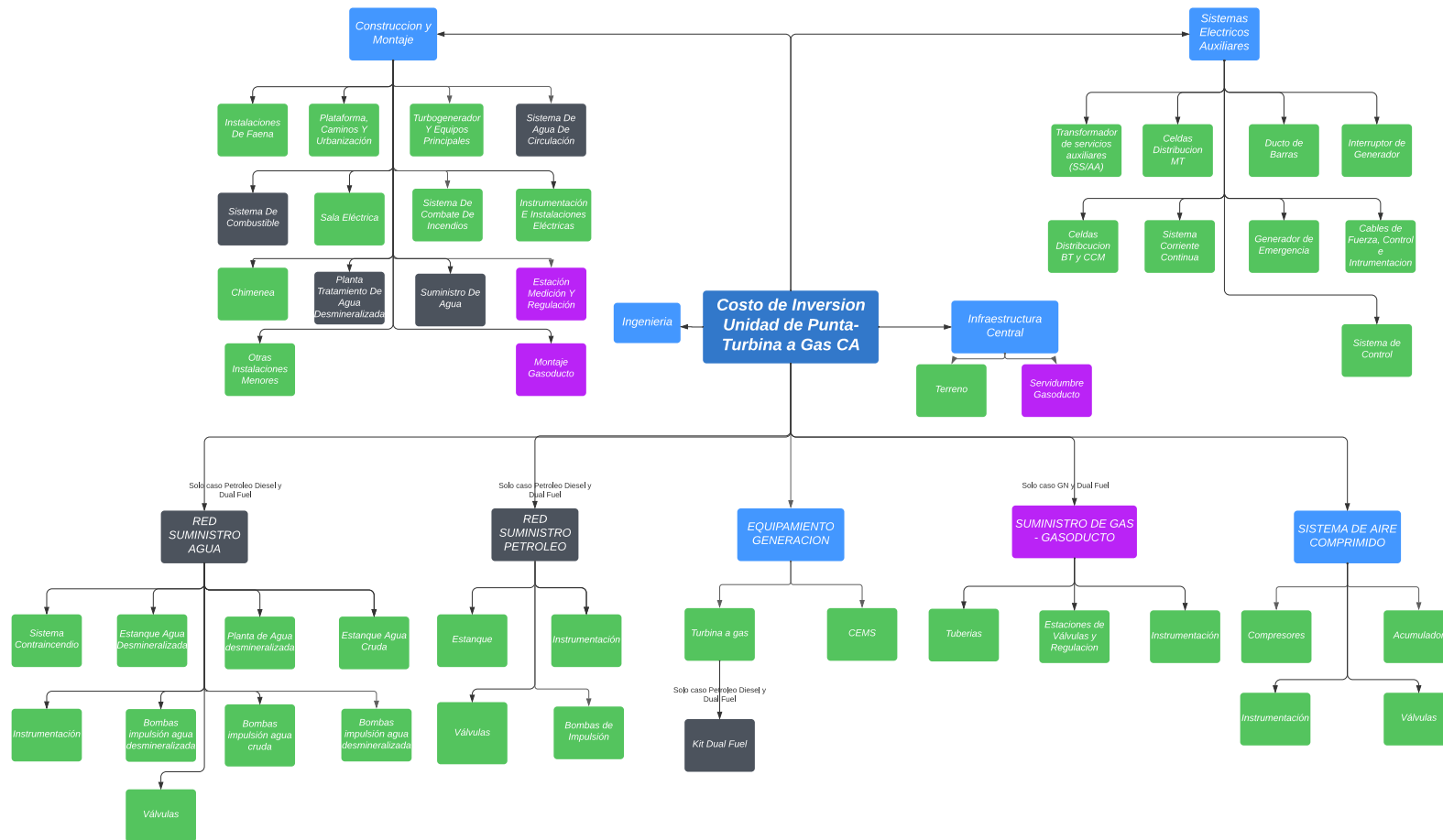


Figura 158 : Mapa Conceptual Estructura Partidas de Costos -Turbina a Gas

6.2 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

6.2.1 Requerimientos de espacio y Equipamiento principal

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:

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

Tabla 22 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

El plano de Disposición General (Layout) de la 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, 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 mt. 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, cómo 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 (BESS⁵²), 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.
- 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 (BESS) son los siguientes:

- Sistema de baterías, mediante baterías de ion litio (Li-Ion), con una capacidad de 4,472 MWh. Contenedor de baterías, incluye 6 racks de baterías, BMS, HVAC, distribución interna de energía 0,5C máx.
- 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.

⁵² Battery Energy Storage System

- Celdas MT para conexión de modulo 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.

El sistema de baterías generalmente comprende los siguientes componentes:

- Celdas, módulos de baterías, paquetes de baterías o baterías.
- BMS⁵³ (obligatorio para las baterías de ion de litio).
- Protecciones eléctricas.
- 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 y 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

⁵³ Battery Management System

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 20.476m³/19.453m³/0 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 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

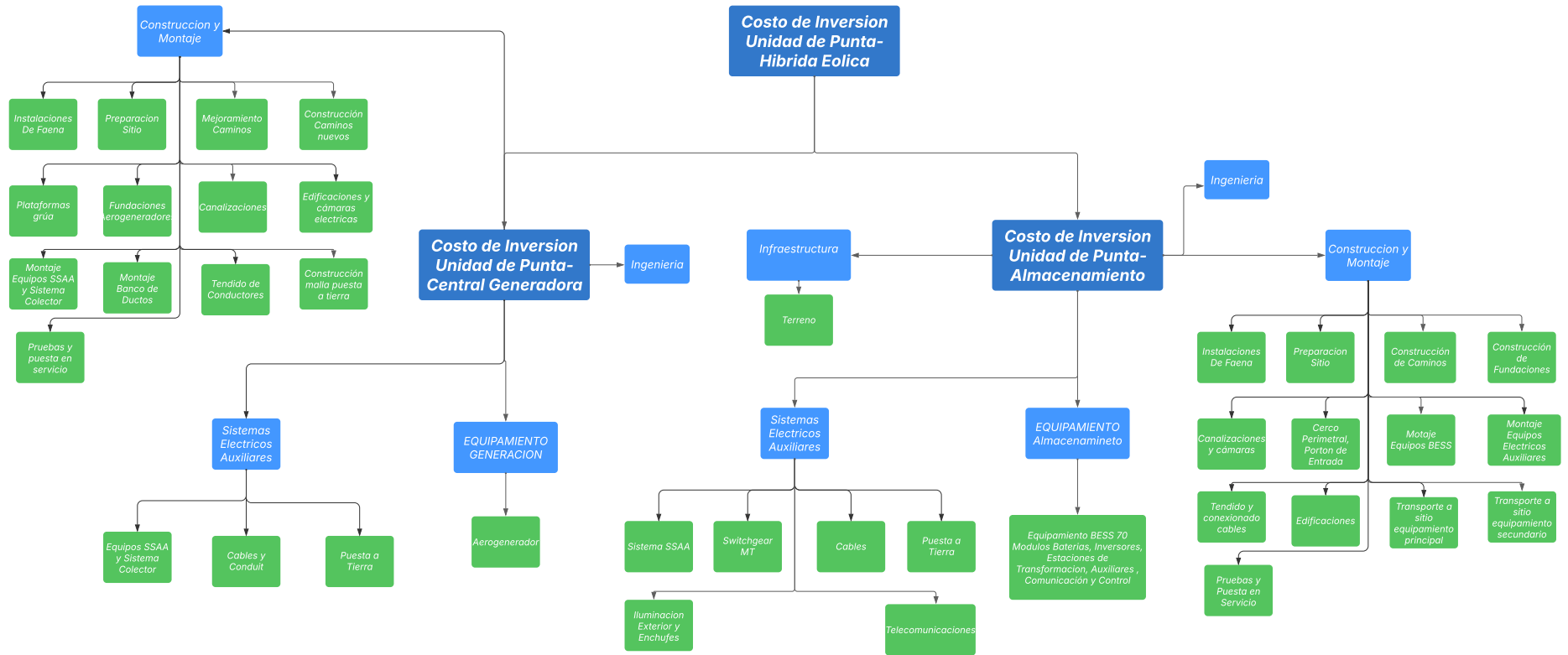


Figura 159 : Mapa Conceptual Estructura Partidas de Costos – Sistema Híbrido Parque Eólico + Sistema BESS

6.3 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

6.3.1 Requerimientos de espacio y Equipamiento principal

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:

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

Tabla 23 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

El plano de Disposición General (Layout) de la 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 bifacial⁵⁴ 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 HSAT⁵⁵, 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.

⁵⁴ 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.

⁵⁵ Horizontal Single Axis Tracking

- 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
- 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 colectara, Además se incluye sistemas auxiliares como alimentación eléctrica auxiliar, comunicaciones, alumbrado, etc .
- Sistemas de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS⁵⁶), corresponde a un conjunto de baterías de iones de Litio (batería Li-Ion), la infraestructura del sistema ESS corresponderá a contenedores normalmente de 40 pies⁵⁷, 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:

⁵⁶ Battery Energy Storage System

⁵⁷ 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.

- Sistema de baterías, mediante baterías de ion litio (Li-Ion), con una capacidad de 4,472 MWh. Contenedor de baterías, incluye 6 racks de baterías, BMS, HVAC, distribución interna de energía 0,5C máx.
- 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 modulo 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.

El sistema de baterías generalmente comprende los siguientes componentes:

- Celdas, módulos de baterías, paquetes de baterías o baterías.
- BMS (obligatorio para las baterías de ion de litio).
- Protecciones eléctricas.
- 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 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 | hormigón de aproximadamente 745 m³ | 501m³ | 244 m³ , 1289 m³ | 871 m³ | 419 m³ y 1585 m³ | 1066 m³ | 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.
- Adicionalmente, las canalizaciones y cámaras para el trazado de cables eléctricos requieren un volumen de excavaciones | rellenos | hormigón de aproximadamente 1247m³ | 1.025 m³ | 78 m³ para las cámaras y 10.800 m³ | 10.200 m³ para canalizaciones del tamaño 70 MW. Por su parte, el tamaño 120 MW requiere un volumen de excavaciones | rellenos | hormigón de aproximadamente 2.022 m³ | 1.662m³ | 127 m³ para las cámaras y 22.200 m³ | 21.200 m³ para canalizaciones. Para el caso del tamaño 150 MW requiere un volumen de excavaciones | rellenos | hormigón de aproximadamente 2.533 m³ | 2.081 m³ | 158 m³ para las cámaras y 22.200 m³ | 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

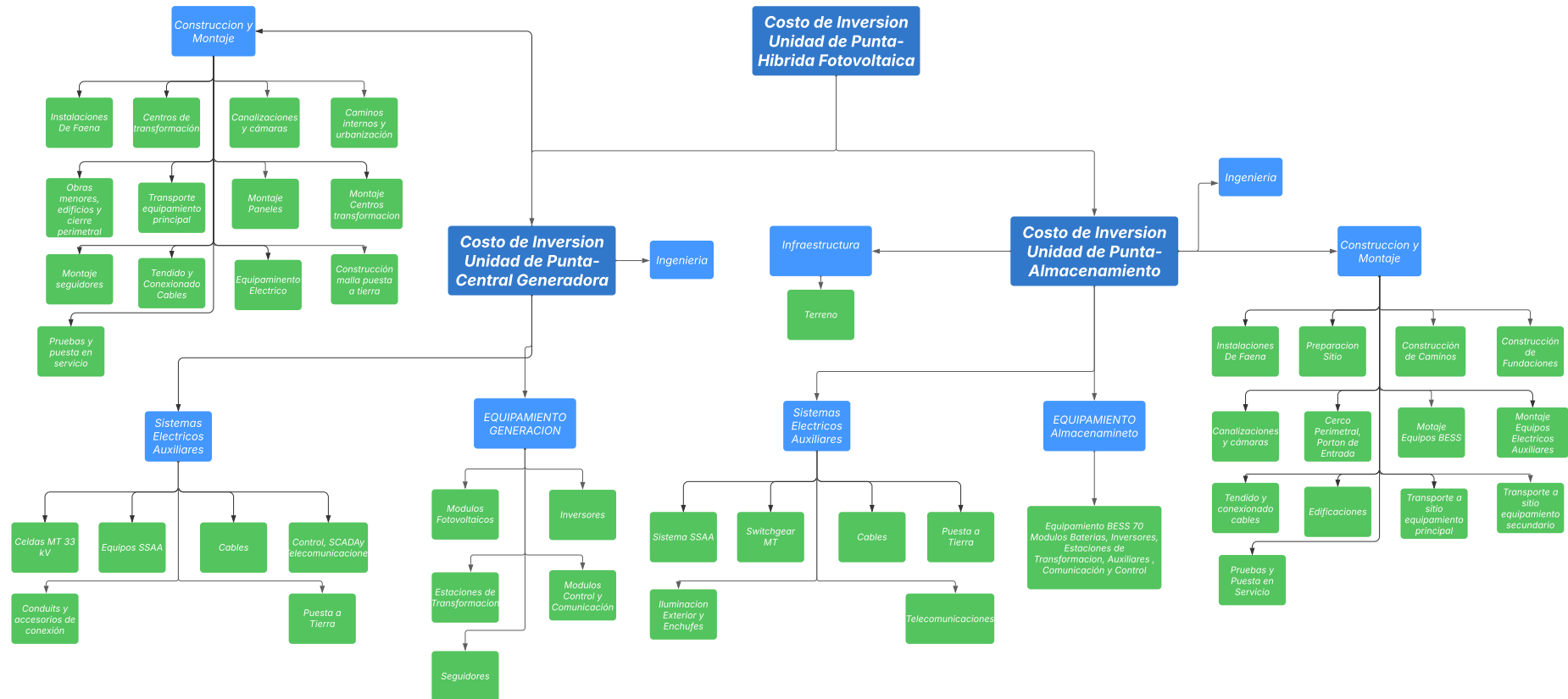


Figura 160 : Mapa Conceptual Estructura de Costos – Sistema Híbrido Central Solar Fotovoltaica + Sistema BESS

6.4 Sistema de Almacenamiento Stand Alone – Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS)

6.4.1 Requerimientos de Espacio y Equipamiento Principal

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 ion 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:

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

Tabla 24 Potencia (MW), energía (MWh), área requerida (terreno) y referencia de plano de disposición (layout) - Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) stand alone

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 ion-litio, los cuales se almacenarán en arreglos de cubos junto a cada inversor o al interior de un container. El sistema de baterías estará diseñado para almacenar la totalidad de su capacidad instalada, por un período aproximado de 4 horas, y

contará con equipos de ventilación y aire acondicionado, sistema contra incendios y equipos para comunicación y control.

El plano de Disposición General (Layout) del Sistema BESS se muestra en el Anexo 2, el cual se compone de:

- Sistemas BESS, corresponde a un conjunto de baterías del tipo ion – litio. La infraestructura del sistema BESS corresponderá a equipos modulares contenerizados preensamblados y probados en fabrica 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. Estos corresponden a los siguientes:

- Módulo Baterías. Módulo en el cual se incluye las baterías de ion litio para el almacenamiento de energía. En este módulo se aloja el sistema de baterías, y considera además la refrigeración (HVAC) y sistema contraincendios.
- Módulo Inversores. Estará compuesto por el conversor bidireccional y sistema de control asociado (PCS) y gabinete de control/comunicaciones.
- Módulos de Conexión/Transformación. Estará compuesto por 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.

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. Estos corresponden a los siguientes:

- Caminos interiores.
- 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.

Los componentes principales del Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) son los siguientes:

- Sistema de baterías, mediante baterías de ion litio (Li-Ion), con una capacidad de 4,472 MWh. Contenedor de baterías, incluye 6 racks de baterías, BMS, HVAC, distribución interna de energía 0,5C máx.
- 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 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.

El sistema de baterías generalmente comprende los siguientes componentes:

- Celdas, módulos de baterías, paquetes de baterías o baterías.

- BMS (obligatorio para las baterías de ion de litio).
- Protecciones eléctricas.

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.

Tamaño 70 MW@4 hr, 280 MWh: CNE-24-001-509

Tamaño 120 MW@4 hr, 480 MWh: CNE-24-001-510

Tamaño 150 MW@4 hr, 600 MWh: CNE-24-001-511

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

Diagrama Unilineal 120 MW@4 hr DU_BESS 120 MW@4 HR_CNE 24-001-209

Diagrama Unilineal 150 MW@4 hr DU_BESS 150 MW@4 HR_CNE 24-001-210

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

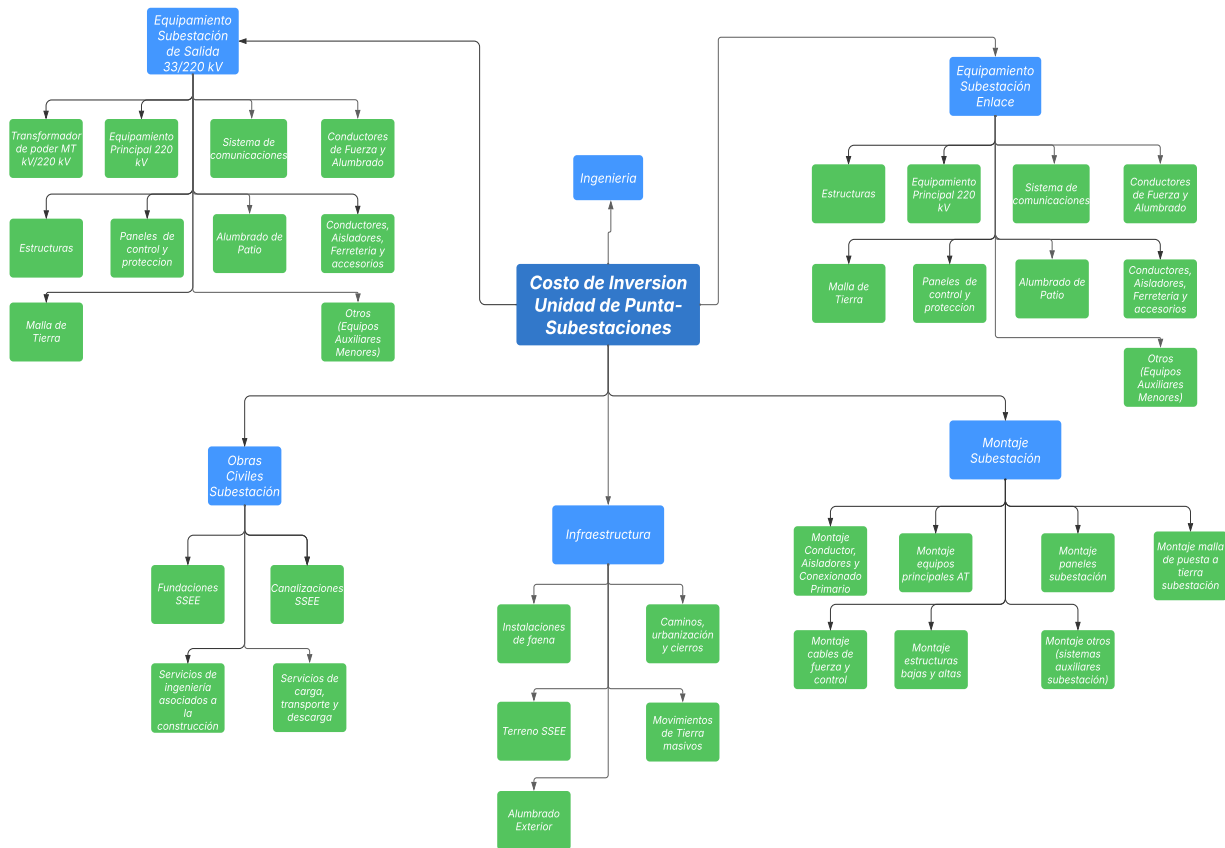


Figura 162 : Mapa Conceptual Estructura Partidas de Costos Subestaciones

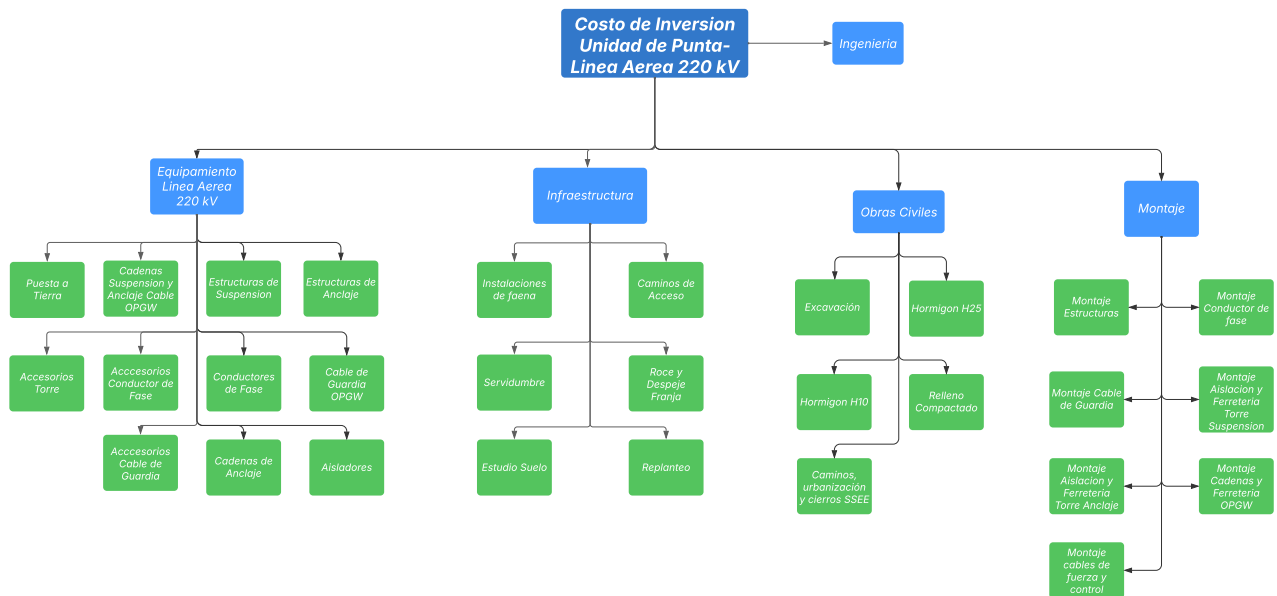


Figura 163 : Mapa Conceptual Estructura Partidas de Costos Línea de Transmisión

Una descripción de cada una de estas instalaciones que permitirán la evacuación de la energía y potencia eléctrica generada por la Unidad de Punta y su conexión al SEN, se describen a continuación.

6.5.1 Subestación Eléctrica

La Unidad de Punta para todas las 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 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.

6.5.2 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.

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.

- 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.

6.5.3 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.
- Desconectores Trifásico para 220 kV de 2.000 A, del tipo corte central, con puesta a tierra.
- Desconectores 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.

6.6 Central Generadora del tipo Turbina a Gas en Ciclo Simple o Abierto (TG CA) de tamaño 3 MW y 15 MW

6.6.1 Requerimientos de Espacio y Equipamiento Principal

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:

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

Tabla 25 Tamaño (MW), Área requerida (terreno) y Referencia de Plano Unidad de Punta del tipo Turbinas gas en Ciclo Simple o Abierto en los SSMM

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 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, 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 3MW 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.

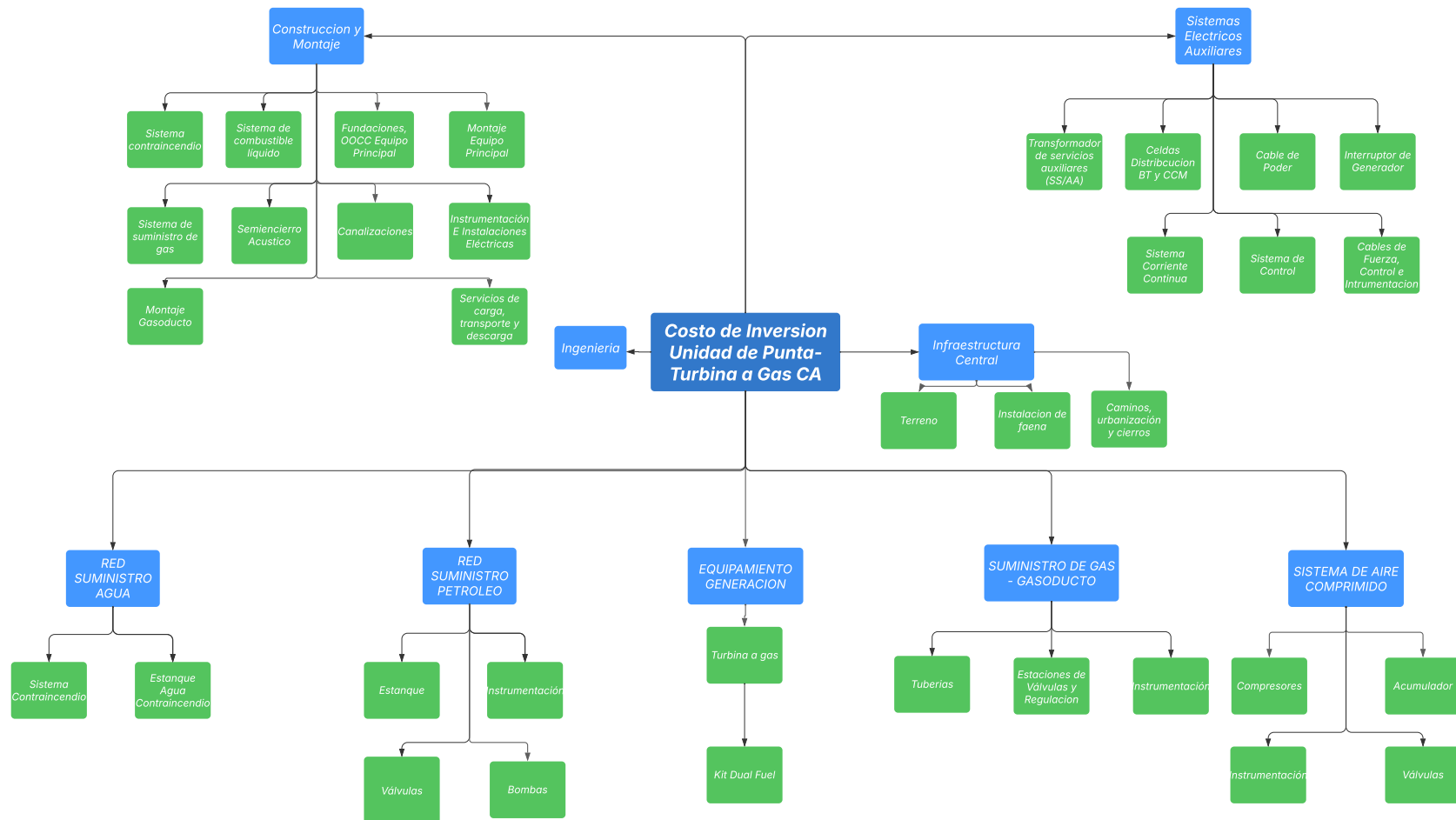


Figura 164 : Mapa Conceptual Estructura Partidas de Costos – TG SSMM

6.6.2 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.

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 (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 solida 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.

6.6.3 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.

Cabe destacar que en el caso de la subestación Tres Puentes perteneciente al SS.MM. de Punta Arenas, de acuerdo al 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 desconectador fusible, clase 15 kV, 400 A o 600 A para los tamaños de 3 MW y 15 MW respectivamente.

6.7 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

6.7.1 Requerimientos de Espacio y Equipamiento Principal

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:

Tamaño (MW)	Terreno m ² (hectareas)	Referencia Plano de Disposición (Layout)
0,3	506 (0,051)	Ver Plano CNE-20-001-514
0,4	506 (0,051)	Ver Plano CNE-20-001-515
0,8	580 (0,058)	Ver Plano CNE-20-001-516
0,9	580 (0,058)	Ver Plano CNE-20-001-517
1,0	580 (0,058)	Ver Plano CNE-20-001-518
1,8	600 (0,060)	Ver Plano CNE-20-001-519
3,0	600 (0,060)	Ver Plano CNE-20-001-520

Tabla 26 Tamaño (MW), Área requerida (terreno) y Referencia de Plano Unidad de Punta del tipo Grupo Motor - Generador en los SSMM

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 aereoenfriador, 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 Logísticos 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 mt, para tamaño de 0,8 MW, 0,9 MW y 1,0 MW de 4 mt, para 1,8 MW de 4 mt. Para 3 MW y 15 MW la chimenea se considera de entre 5 mt y 6 mt. 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 , 1.600A 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 1,0MW; 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

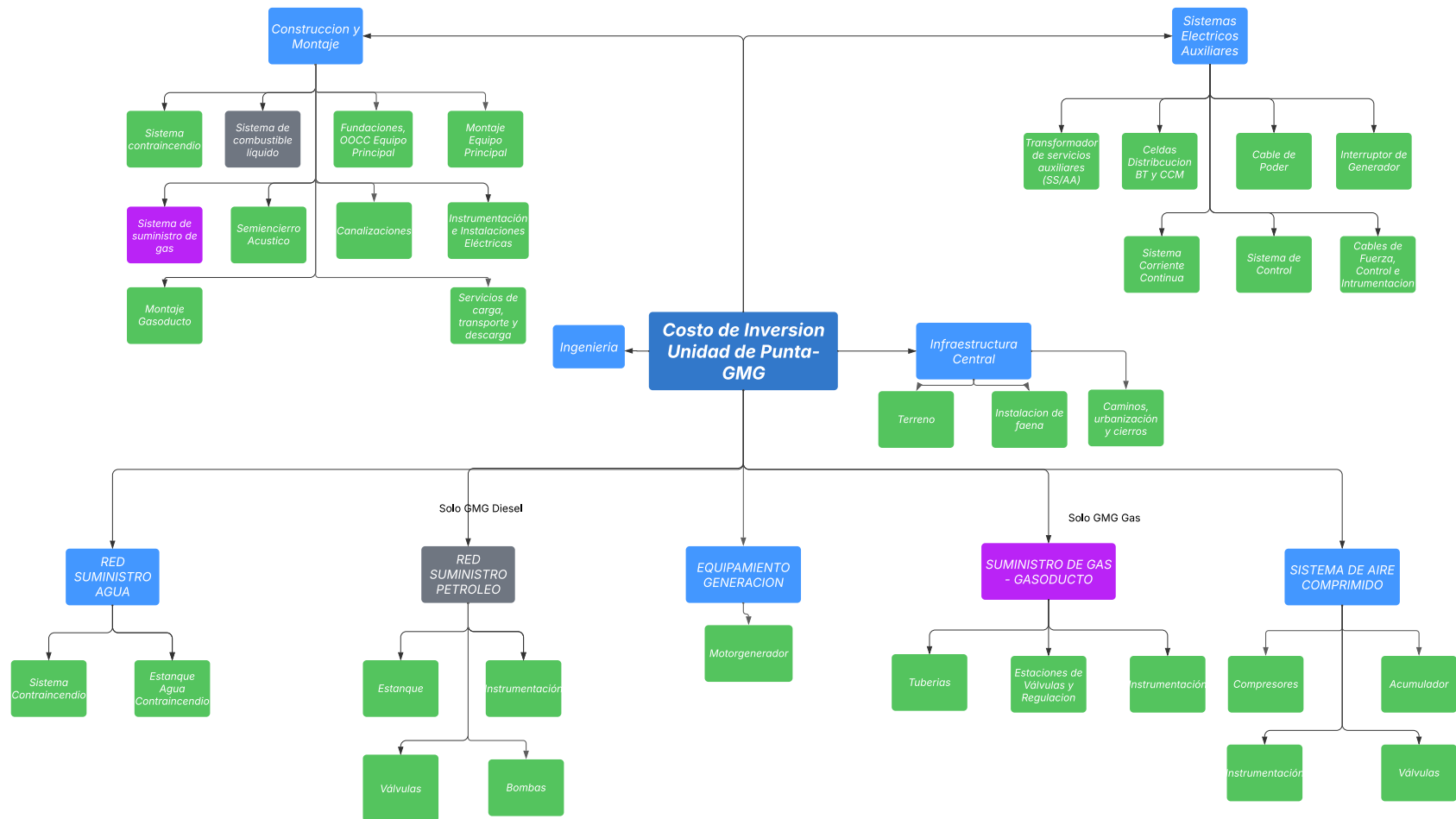


Figura 165 : Mapa Conceptual Estructura Partidas de Costos – GMG SSMM

6.7.2 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.

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, 23kV 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, 25kV o 35 kV según la tensión correspondiente del punto de conexión.

6.7.3 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 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 desconectador fusible, clase 15 kV, 25kV 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.

7

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

DETERMINACIÓN DE ÍTEMS INCLUIDOS EN LAS PARTIDAS DE COSTOS DE LOS DISTINTOS PROYECTOS ANALIZADOS

7 DETERMINACIÓN DE ÍTEMS INCLUIDOS EN LAS PARTIDAS DE COSTOS DE INVERSIÓN DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS ANALIZADAS

7.1 Determinación de ítems incluidos en las partidas de costos de inversión de las distintas tecnologías analizadas

7.1.1 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-generator (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).

7.1.2 Unidad de Generación Eléctrica y Sistema de Almacenamiento Stand Alone

7.1.2.1 Suministro de equipos principales - TG CA – GMG – Sistema HB CSF + BESS – Sistema HB PE + BESS y Sistema BESS Stand Alone

Equipamiento de la Unidad de Generación Eléctrica y Sistema de Almacenamiento Stand Alone

- 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).

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.

Suministro de Gas Natural (sólo aplica a las tecnologías de TG CA y GMG)

Esta partida de costo comprende al menos los items 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.

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 Contraincendio. 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.

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.

Plataforma y Fundaciones para Aerogeneradores Onshore

Esta partida de costo (valor en USD) comprende a lo siguiente:

- Obras Civiles principales para la instalación de los Aerogeneradores Onshore.

Sistema Eléctricos Auxiliares (Aplica a todas las tecnologías)

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.

7.1.2.2 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.

Infraestructura de la Unidad de Generación Eléctrica (aplica sólo TG CA y GMG)

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

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, monorrieles 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)

7.1.2.3 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.

Infraestructura de la Unidad de Generación Eléctrica y Sistema de Almacenamiento

- Instalaciones de faenas
- Caminos nuevos
- Mejoramiento de caminos existentes
- Plataformas y fundaciones Aerogeneradores

Construcción y Montaje

Este ítem corresponde a las obras de construcción y montaje propiamente tal de cada central. Incluye entre otros aspectos:

- Plataformas y fundaciones
- Canalizaciones y cámaras

7.1.2.4 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)

7.1.3 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.

Tal como se muestra en la Tabla 27, 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:

- **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
- **Obras Civiles y Montaje**
 - Infraestructura Central
 - Construcción y Montaje
- **Ingeniería**

Asimismo, en la tabla siguiente se destacan las distintas variables incorporadas en cada una de las respectivas columnas que permiten determinar el valor de la partida de costos respectiva.

Estas variables corresponden a las siguientes:

- Unidad (m², km, gl, etc.)
- Cantidad (valor numérico)
- Suministro Importado (Costo Unitario FOB, Fletes y Seguros, Aduana y Total en US\$)
- Suministro Nacional (Unitarios y Total en US\$)
- Costo Total US\$

		UNIDAD	CANTIDAD	SUMINISTRO IMPORTADO			NACIONAL		COSTO
				CO STO UNITARIO FOB	FLETES Y SEGUROS (3%)	ADUANA	TOTAL USD	UNITARIO USD	
1.0	CENTRAL GENERADORA								
1.1	SUMINISTRO DE EQUIPOS								
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION								
	Turbina a gas y Generador	g							
	Equipos de monitoreo de emisiones de contaminantes SO2, NOx, MP (CEMS: Continuous emission monitoring system)	g							
	SUBTOTAL SUMINISTRO EQUIPAMIENTO GENERACION								
1.1.2	RED SUMINISTRO PETROLEO								
	Estanque (600 m ³)	cu							
	Instrumentación	g							
	Válvulas	g							
	Bombas de inyección	cu							
	Bombas de recepción	cu							
	SUBTOTAL SUMINISTRO EQUIPOS PETROLEO								
1.1.3	SUMINISTRO DE GAS								
1.1.3.1	Densómetro								
	Tuberías	km							
	Estaciones de Válvulas y Compresor	cu							
	Instrumentación	g							
1.1.3.2	Planta Integral de Recepción (PIR)								
	Equipos principales								
	SUBTOTAL SUMINISTRO EQUIPOS GAS								
1.1.4	RED SUMINISTRO AGUA								
	Planta de Agua desmineralizada	cu							
	Estanque Agua Cruda	cu							
	Bombas impulsión agua cruda	cu							
	Estanque Agua Desmineralizada	cu							
	Bombas impulsión agua desmineralizada	cu							
	Sistema Controlando	cu							
	Instrumentación	g							
	Válvulas	g							
	SUBTOTAL SUMINISTRO EQUIPOS AGUA								
1.1.6	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO								
	Compresores	cu							
	Almacenamiento	cu							
	Instrumentación	g							
	Válvulas	g							
	SUBTOTAL SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO								
1.1.8	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES								
	Cable de Borneo	m							
	Transformadores SSIA	g							
	Interruptor de Generador	g							
	Cables Distribución MT	g							
	Cables Distribución BT y CCM	g							
	Sistema Controlando	g							
	Generador de Emergencia	g							
	Cables de Fuerza, Control e Instrumentación	g							
	Sistema de Control	g							
	SUBTOTAL SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES								
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE								
1.2.1	INFRAESTRUCTURA CENTRAL								
	Terrazo (82*160 m ²)	m ²							
	Servidumbre Gasoducto	m ²							
	Instalaciones de tierra	g							
	Caminos, urbanización y drenaje	g							
	Movimientos de Tierra masivos	g							
	Alumbrado Exterior	g							
	SUBTOTAL INFRAESTRUCTURA								
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE								
	Infraestructura y fundaciones turbinas	g							
	Planta Desmineralizadora	g							
	Sistema de combustible líquido	g							
	Edificio de administración, eléctrico, sala de control y edificios varios	g							
	Sala de compresores	g							
	Sistema controlando	g							
	Sistema de suministro de gas	g							
	Sistema abastecimiento emisiones	g							
	Instrumentación e instalaciones eléctricas	g							
	Protección eléctrica	g							
	Pinos	g							
	Montaje grúa portal, techos, monitores y elevador	g							
	Servicios de ingeniería asociados a la construcción	g							
	Servicios de carga, transporte y descarga	g							
	Tuberías, válvulas, fittings, soportes y colgadores	g							
	Montaje Gasoducto	km							
	SUBTOTAL CONSTRUCCION Y MONTAJE								
1.3	INGENIERIA								
	Cables de Ingeniería Central	g							
	SUBTOTAL INGENIERIA CENTRAL								
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL								
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL								
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL								

Tabla 27 Itemizado de partidas de costos – Unidad de generación eléctrica TG CA

Por su parte, como se muestra en la Tabla 28, para el caso de la unidad de generación eléctrica de la tecnología híbrida del tipo Central Solar Fotovoltaica más Sistema de almacenamiento BESS, los ítems principales de las partidas de costos son los siguientes:

- Suministros de Equipos
 - Equipamiento de la unidad de generación eléctrica
 - Sistemas eléctricos auxiliares
- Obras Civiles y Montaje
 - Infraestructura de la unidad de generación eléctrica
 - Construcción y Montaje
- Ingeniería
- Sistema de Almacenamiento BESS
 - Equipamiento Sistema de Almacenamiento BESS
 - Construcción y Montaje

Asimismo, en la tabla siguiente se destacan las distintas variables incorporadas en cada una de las respectivas columnas que permiten determinar el valor de la partida de costo respectiva.

Estas variables corresponden a las siguientes:

- Unidad (m2, km, gl, etc.)
- Cantidad (valor numérico)
- Suministro Importado (Costo Unitario FOB, Fletes y Seguros, Aduana y Total en US\$)
- Suministro Nacional (Unitarios y Total en US\$)
- Costo Total US\$

		UNIDAD	CANTIDAD	SUMINISTRO IMPORTADO				SUMINISTRO NACIONAL		COSTO TOTAL US\$
				COSTO UNITARIO FOB	FLETES Y SEGUROS (%)	ADUANA	TOTAL US\$	UNITARIO US\$	TOTAL US\$	
1.0	CENTRAL GENERADORA									
1.1	SUMINISTRO DE EQUIPOS									
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION									
	Modulos Fotovoltaicos	gl								
	Inversores	gl								
	Transformadores	gl								
	Reguladores	gl								
	SUBTOTAL SUMINISTRO EQUIPAMIENTO GENERACION									
1.1.6	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES									
	Cajas Agrupacion y Paneles DC	gl								
	Switchgear de 20kV	gl								
	Cableado de Comunicaciones/SCADA	gl								
	Transformador de 30kVA/30kVIA	gl								
	Tableros de SSAA	gl								
	Baterias y cargador	gl								
	Sistema de Iluminación	gl								
	Cables de Fuerza, control, Control Instrumentación	gl								
	Puesta a tierra	gl								
	Quipos eléctricos	gl								
	Sistema de Detección y extintores	gl								
	SUBTOTAL SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES									
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE									
1.2.1	INFRAESTRUCTURA CENTRAL									
	SUBTOTAL INFRAESTRUCTURA									
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE									
	Instalación de tierra	gl								
	Centros de transformación	gl								
	Conducciones y tuberías	gl								
	Caminos internos y urbanización	gl								
	Quipos menores, edificios y cierre perimetral	gl								
	Transporte equipamiento principal	gl								
	Montaje Paneles	gl								
	Montaje Centros transformación	gl								
	Montaje reguladores	gl								
	Refrigerio / Conduccion Cables	gl								
	Equipamiento Electrico	gl								
	Construcción malla puesta a tierra	gl								
	Pruebas y Puesta en Servicio	gl								
	SUBTOTAL CONSTRUCCION Y MONTAJE									
1.3	INGENIERIA									
	Cuentos de Ingeniería Central	gl								
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA									
2.0	SISTEMA DE ALMACENAMIENTO - BESS									
2.1	EQUIPAMIENTO ALMACENAMIENTO									
	Sistema BESS: Baterias, PCS, Sistema de Control, Transformador BTMT	gl								
	SUBTOTAL SUMINISTRO EQUIPAMIENTO BESS									
	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES									
	Cables Conexión	gl								
	Cables de Fuerza, control, Control Instrumentación	gl								
	Puesta a tierra	gl								
	Sistema de Iluminación	gl								
	Pruebas y puesta en servicio	gl								
	SUBTOTAL SUMINISTRO SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES									
	CONSTRUCCION Y MONTAJE									
	Escorpe	gl								
	Fundaciones	gl								
	Conducciones	gl								
	Montaje	gl								
	SUBTOTAL CONSTRUCCION Y MONTAJE									
	SUBTOTAL BESS									
	TOTAL CENTRAL DE PUNTA									

Tabla 28 Itemizado de partidas de costos – Sistema Híbrido Central Solar Fotovoltaica + Sistema BESS

Adicionalmente, como se muestra en la Tabla 29 para el caso de la unidad de generación eléctrica de la tecnología híbrida del tipo Parque Eólico más Sistema de almacenamiento BESS, los ítems principales de las partidas de costos son los siguientes:

- Suministros de Equipos
 - Equipamiento de la unidad de generación eléctrica
 - Sistemas Eléctrico Auxiliares
- Obras Civiles y Montaje
 - Infraestructura de la unidad de generación eléctrica
 - Construcción y Montaje
- Ingeniería
- Sistema de Almacenamiento BESS
 - Equipamiento Sistema de Almacenamiento BESS
 - Construcción y Montaje

Asimismo, en la tabla siguiente se destacan las distintas variables incorporadas en cada una de las respectivas columnas que permiten determinar el valor de la partida de costo respectiva.

Estas variables corresponden a las siguientes:

- Unidad (m2, km, gl, etc.)
- Cantidad (valor numérico)
- Suministro Importado (Costo Unitario FOB, Fletes y Seguros, Aduana y Total en US\$)
- Suministro Nacional (Unitarios y Total en US\$)
- Costo Total US\$

		UNIDAD	CANTIDAD	SUMINISTRO IMPORTADO				SUMINISTRO NACIONAL		COSTO TOTAL US\$
				COSTO UNITARIO FOB	FUENTES Y SEGUROS (3%)	ADUANA	TOTAL US\$	UNITARIO US\$	TOTAL US\$	
1.0	CENTRAL GENERADORA									
1.1	SUMINISTRO DE EQUIPOS									
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION									
	Aerogenerador (Suministro, transporte y montaje)	di								
	Redes	di								
	Set de repuestos	di								
	Transporte al Sitio-Chile	di								
	SUBTOTAL SUMINISTRO EQUIPAMIENTO GENERACION									
1.1.8	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES									
	Subestación de 20kV	di								
	Subestación de Comunicaciones/SCADA	di								
	Transformador de 550VA/300kVA	di								
	Tableros de 550VA	di								
	Baterías y cargador	di								
	Sistema de iluminación	di								
	Cables de Fuerza, conduct, Control e Instrumentación	di								
	Puentes a tierra	di								
	Grupo electrógeno	di								
	Sistema de Detención y advertencia	di								
	SUBTOTAL SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES									
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE									
1.2.1	INFRAESTRUCTURA CENTRAL									
	SUBTOTAL INFRAESTRUCTURA									
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE									
	Mejoramiento Caminos	di								
	Construcción Caminos nuevos	di								
	Plataformas guía	di								
	Construcción de zanjas	di								
	Fundaciones Aerogeneradores	di								
	Canalizaciones	di								
	Subestaciones eléctricas	di								
	Construcción malla puesta a tierra	di								
	Otros varios Montaje (topografía, inspección, borneo de medición, etc)	di								
	Pruebas y puesta en servicio	di								
	SUBTOTAL CONSTRUCCION Y MONTAJE									
1.3	INGENIERIA									
	Diseños de Ingeniería Central	di								
	SUBTOTAL INGENIERIA CENTRAL									
	COSTOS INDIRECTOS C&M									
	Costos indirectos construcción como % del costo directo	di								
	Gastos generales de construcción como % del costo directo	di								
	SUBTOTAL COSTOS INDIRECTOS C&M									
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA									
2.0	SISTEMA DE ALMACENAMIENTO - BESS									
2.1	EQUIPAMIENTO ALMACENAMIENTO									
	Sistema BESS- Baterías, PCS, Sistema de Control, Transformador BT/MT	di								
	SUBTOTAL SUMINISTRO EQUIPAMIENTO BESS									
	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES									
	Cables Conexión	di								
	Cables de Fuerza, conduct, Control e Instrumentación	di								
	Puentes a Tierra	di								
	Sistema de iluminación	di								
	Pruebas y puesta en servicio	di								
	SUBTOTAL SUMINISTRO SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES									
	CONSTRUCCION Y MONTAJE									
	Escarpes	di								
	Fundaciones	di								
	Canalizaciones	di								
	Montaje	di								
	SUBTOTAL CONSTRUCCION Y MONTAJE									
	SUBTOTAL BESS									
	TOTAL CENTRAL DE PUNTA									

Tabla 29 Itemizado de partidas de costos – Sistema Híbrido Parque Eólico + Sistema BESS

Por último, como se muestra en la Tabla 30, para el caso de la tecnología Sistema de almacenamiento BESS Stand Alone, los ítems principales de las partidas de costos son los siguientes:

- Sistema de Almacenamiento BESS
 - Equipamiento Sistema de Almacenamiento BESS
 - Sistemas Eléctrico Auxiliares
- Obras Civiles y Montaje
 - Infraestructura de la unidad de almacenamiento
 - Construcción y Montaje
- Ingeniería

Asimismo, en la tabla siguiente se destacan las distintas variables incorporadas en cada una de las respectivas columnas que permiten determinar el valor de la partida de costo respectiva.

Estas variables corresponden a las siguientes:

- Unidad (m², km, gl, etc.)
- Cantidad (valor numérico)
- Suministro Importado (Costo Unitario FOB, Fletes y Seguros, Aduana y Total en US\$)
- Suministro Nacional (Unitarios y Total en US\$)
- Costo Total US\$

		UNIDAD	CANTIDAD	SUMINISTRO IMPORTADO				SUMINISTRO NACIONAL		COSTO TOTAL US\$
				COSTO UNITARIO FOB	FLETES Y SEGUROS (3%)	ADUANA	TOTAL US\$	UNITARIO	TOTAL US\$	
1.0	CENTRAL ALMACENAMIENTO									
1.1	EQUIPAMIENTO PRINCIPAL									
	Equipamiento BESS 70 MW@280 MWH, inc. Modulos Baterias, Inversores, Estaciones de Transformacion, Auxiliares, Comunicación y Control	gl								
	SUBTOTAL SUMINISTRO EQUIPAMIENTO GENERACION/ALMACENAMIENTO									
1.2	SISTEMAS ELECTRICOS									
	Sistema SSAA	gl								
	Switchgear MT, incluye reles de control, proteccion y medida.	gl								
	Cables	gl								
	Puesta a Tierra	gl								
	Iluminacion Exterior y Enchufes	gl								
	Telecomunicaciones	gl								
	SUBTOTAL SISTEMAS ELECTRICOS									
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE									
1.2.1	INFRAESTRUCTURA CENTRAL									
	Terreno (82'x160 m2)	m2								
	SUBTOTAL INFRAESTRUCTURA									
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE									
	Instalacion de Faenas	gl								
	Obras Civiles									
	Movimiento de Tierra	gl								
	Construcción de Caminos	gl								
	Construcción de Fundaciones	gl								
	Canalizaciones y cámaras	gl								
	Cerco Perimetral, Porton de Entrada	gl								
	Montaje									
	Montaje Equipos BESS	gl								
	Montaje Equipos Electricos Auxiliares	gl								
	Tendido y conexionado cables	gl								
	Edificaciones	gl								
	Transporte a sitio BESS (carga, transporte y descarga)									
	Transporte a sitio equipamiento principal	gl								
	Transporte a sitio equipamiento secundario	gl								
	Pruebas y Puesta en Servicio	gl								
	SUBTOTAL CONSTRUCCION Y MONTAJE									
1.3	INGENIERIA									
	Diseños de Ingeniería Central	gl								
	SUBTOTAL INGENIERIA ALMACENAMIENTO									
	SUBTOTAL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO									

Tabla 30 Itemizado de partidas de costos – Sistema BESS Stand Alone

7.2 Determinación de los Items incluidos en la partidas de costos fijos de la operación de las distintas tecnologías analizadas

7.2.1 Antecedentes

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

7.2.2 Costos Fijos de Operación

Se consideran los costos de personal y gastos generales correspondientes a la operación de la Unidad de Punta

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.

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.

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.

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 (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.

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.

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 6.5.1. 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..

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.

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.

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.

8

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

DISPOSITIVOS DE MITIGACIÓN O ELIMINACIÓN DE CONTAMINACIÓN AMBIENTAL

8 DISPOSITIVOS DE MITIGACIÓN O ELIMINACIÓN DE CONTAMINACIÓN AMBIENTAL

8.1 Análisis de la 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.

8.1.1 Normativa aplicable

La normativa ambiental general aplicable a los proyectos para las unidades de punta debe considerar las siguientes regulaciones ambientales:

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. N° 12, de 2021, del Ministerio de Medio Ambiente Establece norma de calidad primaria para material particulado respirable MP10.
- D.S. N° 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. N° 104, de 2018, del Ministerio de Medio Ambiente. Establece norma primaria de calidad de aire para dióxido de azufre (SO₂).
- D.S. N° 40, de 2023, del Ministerio de Medio Ambiente a. Establece norma primaria de calidad de aire para dióxido de nitrógeno (NO₂).
- D.S. N° 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. N° 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. N° 12, de 2011, del Ministerio del Medio Ambiente. Establece norma primaria de calidad ambiental para material particulado fino respirable MP2.5.
- D.S. N° 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.

Normas de emisiones de contaminantes atmosféricos

La normativa ambiental de emisión de contaminantes atmosféricos de aire aplicable a las unidades de punta en estudio son las siguientes:

- D.S. N° 13, de 2011, del Ministerio del Medio Ambiente. Establece 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.

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

Tabla 31 D.S. 13 Límites de emisión para fuentes emisoras nuevas (mg/Nm³)

8.2 Cálculo de emisiones

8.2.1 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 (SO₂) en cantidades mínimas, en la práctica despreciable y no se determinan en los cálculos.

Las emisiones de material particulado (MP) serán también reducidas.

8.2.2 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 SO₂, 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 SO₂ 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 SO₂ del D.S. 13 y lo permitido por el EIA, según la línea base del sitio correspondiente. Para la modelación de las emisiones de SO₂ se consideró la combustión de petróleo diésel Grado B con contenido de azufre de 50 ppm, que es el de uso generalizado y diésel grado A1 con contenido de azufre de 15 ppm. Con la utilización de este combustible, las emisiones de SO₂ 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 SO₂.

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.

8.2.3 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.

8.2.4 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.

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
	120	72,62	38.343	86,07		
	150	90,92	48.006	86,07		
CO	70	14,72	7.772	30,07	N.A	N.A
	120	25,38	13.401	30,07		
	150	31,77	16.775	30,07		
TOC	70	3,08	1.626	6,3	N.A	N.A
	120	5,31	2.804	6,3		
	150	6,65	3.511	6,3		
MP	70	7,36	3.886	15,04	MP 2,5 : 2000 MP 10 : 2500	30
	120	12,69	6.700	15,04		
	150	15,88	8.385	15,04		
SO2	70	16,7	8.818	34,13	10000	100
	120	28,8	15.206	34,13		
	150	36,06	19.040	34,13		
Diesel 15 ppm, con inyeccion de agua						
NOX	70	42,13	22.245	86,07	8000	120
	120	72,64	38.354	86,07		
	150	90,94	48.016	86,07		
CO	70	14,72	7.772	30,07	N.A	N.A
	120	25,38	13.401	30,07		
	150	31,78	16.780	30,07		
TOC	70	3,08	1.626	6,3	N.A	N.A
	120	5,31	2.804	6,3		
	150	6,65	3.511	6,3		
MP	70	7,36	3.886	15,04	MP 2,5 : 2000 MP 10 : 2500	30
	120	12,69	6.700	15,04		
	150	15,89	8.390	15,04		
SO2	70	5,01	2.645	10,24	10000	100
	120	8,64	4.562	10,24		
	150	10,82	5.713	10,24		
Gas Natural, con quemadores Low Nox						
NOX	70	14,21	7.503	28,54	8000	120
	120	25,85	13.649	28,54		
	150	32,84	17.340	28,53		
CO	70	5,55	2.930	9,41	N.A	N.A
	120	9,58	5.058	9,41		
	150	11,99	6.331	9,41		
TOC	70	4,63	2.445	8,68	MP 2,5 : 2000 MP 10 : 2500	N.A
	120	7,98	4.213	8,68		
	150	9,99	5.275	8,68		
MP	70	4,3	2.270	8,06	N.A	30
	120	7,41	3.912	8,06		
	150	9,28	4.900	8,06		

Tabla 32 Emisiones estimadas Turbinas a Gas – Limite Emisión PPDA RM – Limite Emisión D.S. 13

8.3 Conclusiones

Las exigencias del D.S 13 son las más exigentes de las normas vigentes en el país. Luego de acuerdo a las emisiones estimadas indicadas en el cuadro precedente, se aprecia que las exigencias impuestas por el D.S. 13 se cumplen para SO₂, NO_x y MP en los casos que se utiliza combustible gas natural y diésel con contenido de azufre de 15 ppm. En el caso de utilizar combustible con 50 ppm de azufre no es posible cumplir la normativa referente al SO₂. Con la tecnología comercialmente disponible para turbinas a gas no es posible abatir dicha emisión. Ahora bien, de acuerdo a lo informado por ENAP, Diésel con un contenido de 15 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 si 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/Nm³ a 5 mg/Nm³ y límite de emisión de NO_x disminuiría desde 120 mg/Nm³ a 75 mg/Nm³, 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 SO₂, por lo que las conclusiones indicadas seguirían siendo válidas.
- 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 Diesel, 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 NOx y el MP en los tres niveles de potencia.

En el caso del NOx, 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 post-combustión, a pesar de que estas turbinas disponen de quemadores de baja emisión de NOx (DLN). La opción de abatir mayores cantidades de NOx 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 NOx, 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 NOx. 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 8.1 y 8.2 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.

9

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

EVOLUCIÓN COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX) PERIODO 2025-2028 DE DISTINTAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN

9 EVOLUCION COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX) PERIODO 2025-2028 DE DISTINTAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN

9.1 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:

- Annual Energy Outlook 2023 – U.S. Energy Information Administration (<https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>) – fecha de lanzamiento 16 de marzo de 2023
- Annual Technology Baseline 2024 (<https://atb.nrel.gov/electricity/2024/data>)
- GenCost 2024-25 Consultation Draft - Commonwealth Scientific and Industrial Research Organization (CSIRO) (<https://www.csiro.au/en/research/technology-space/energy/Electricity-transition/GenCost>)
- 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:

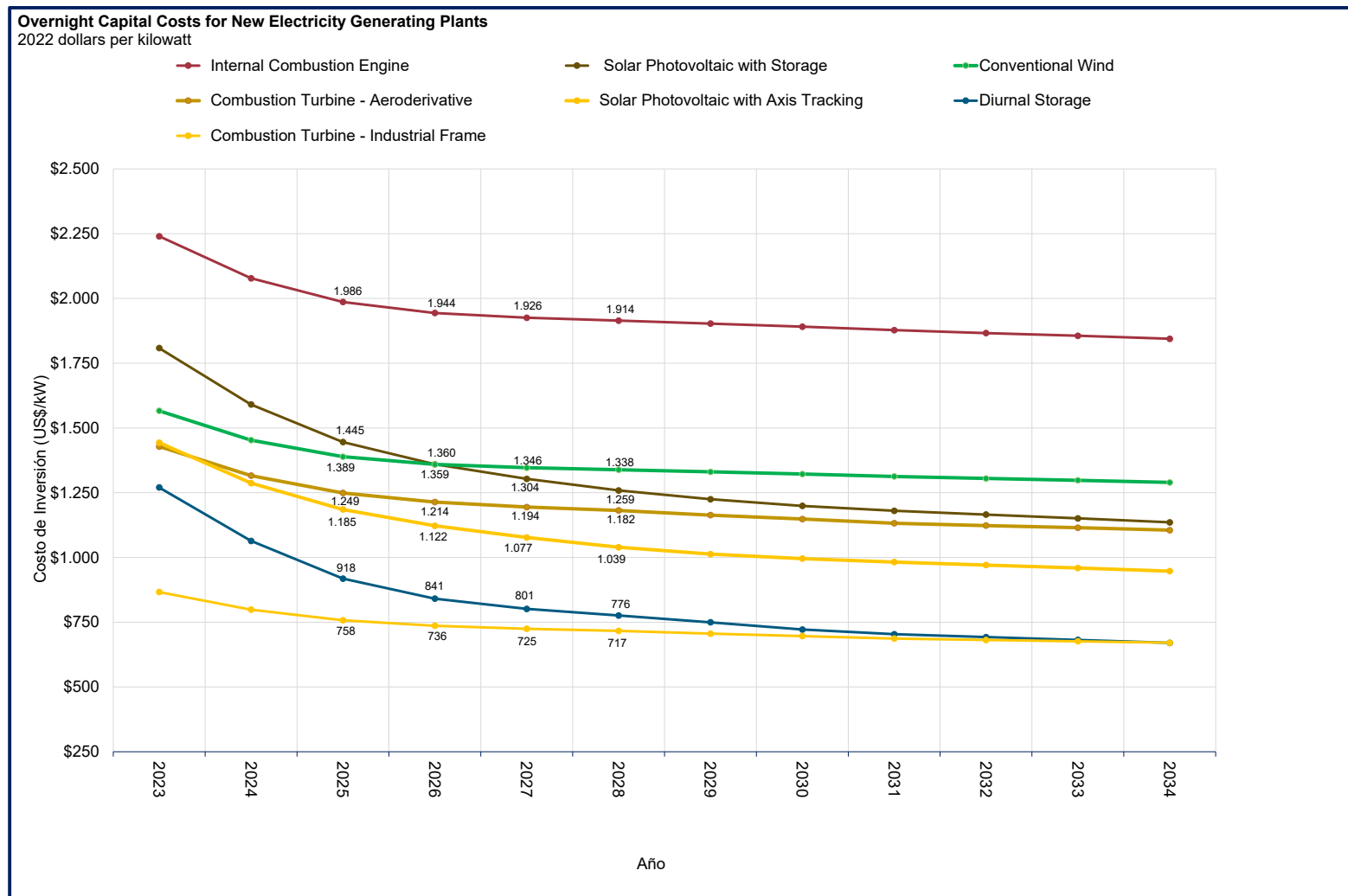


Figura 166 Evolución Costos de inversión (CAPEX) Tecnologías del tipo GMG – Solar Fotovoltaica con Sistema BESS - Eólica – TG CA Aeroderivative - Solar Fotovoltaica con seguimientos de ejes – Sistema BESS Diurno – TG CA Industrial Frame - Energy Information Administration Periodo 2025 - 2028

Respecto a la inserción actual y esperada de generación renovable solar y eólica la misma fuente anterior proyecta lo siguiente:

Solar and wind lead the growth in renewables generation in most regions across all cases in AEO2020

Total renewables generation (all sectors), 2018 and 2050
billion kilowatthours

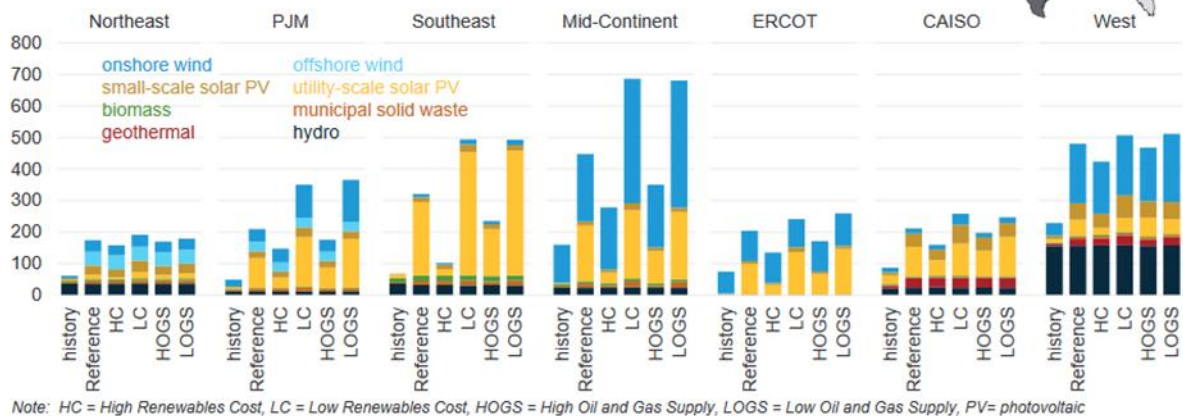


Figura 167: Inserción esperada tecnología renovables en Estados Unidos

Los valores de costos de inversión (US\$/kW) que se muestran en la Figura 166 anterior, corresponden a siete (7) 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 .

https://www.eia.gov/outlooks/archive/aeo23/supplement/excel/suptab_55.xlsx 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 ion 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)

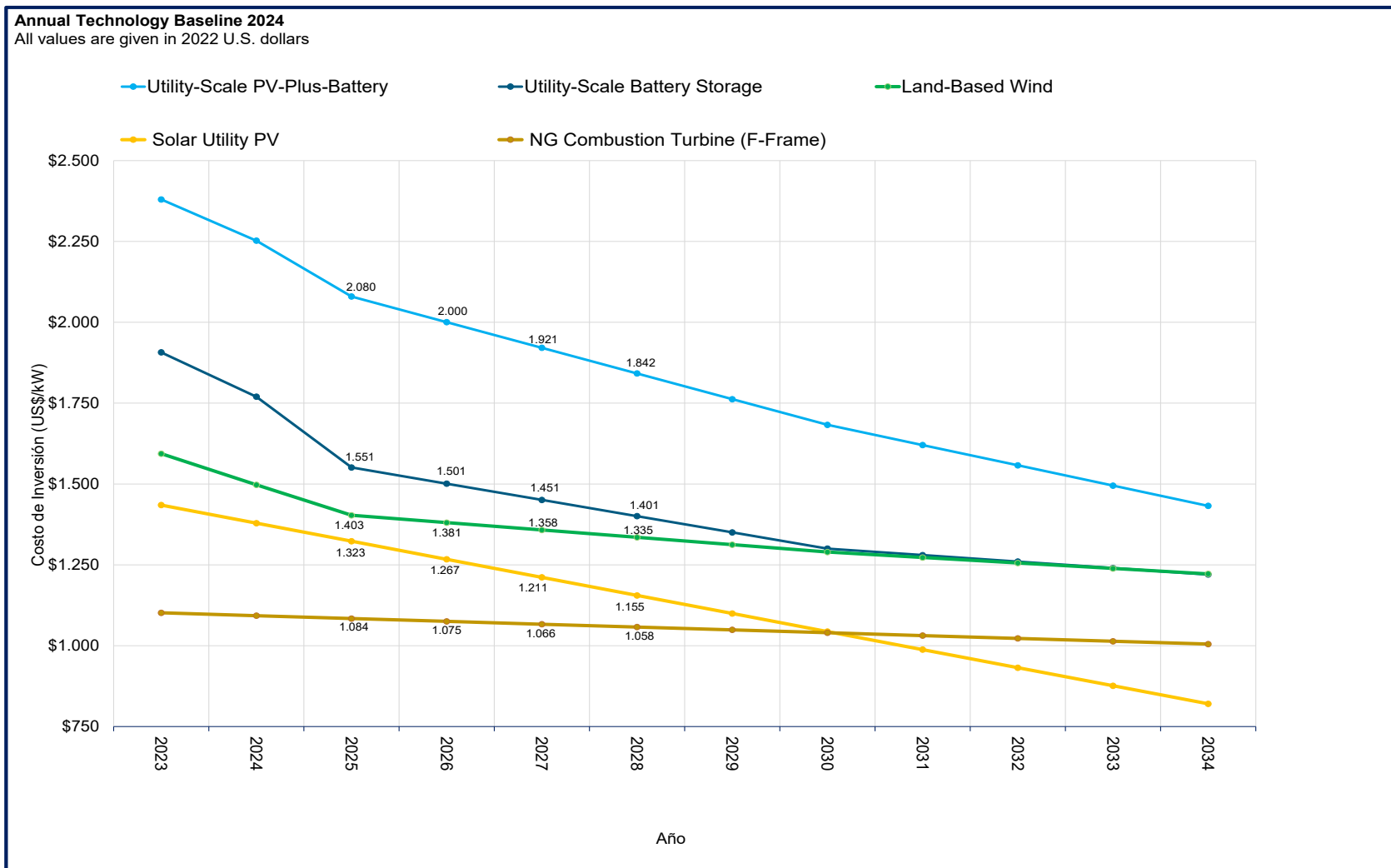


Figura 168 Evolución Costos de inversión (CAPEX) Solar Fotovoltaica con Sistema BESS – Sistema BESS - Eólica –Solar Fotovoltaica - TG CA Industrial Frame - National Renewable Energy Laboratory Periodo 2025 - 2028

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 que se muestran corresponden a cinco (5) 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

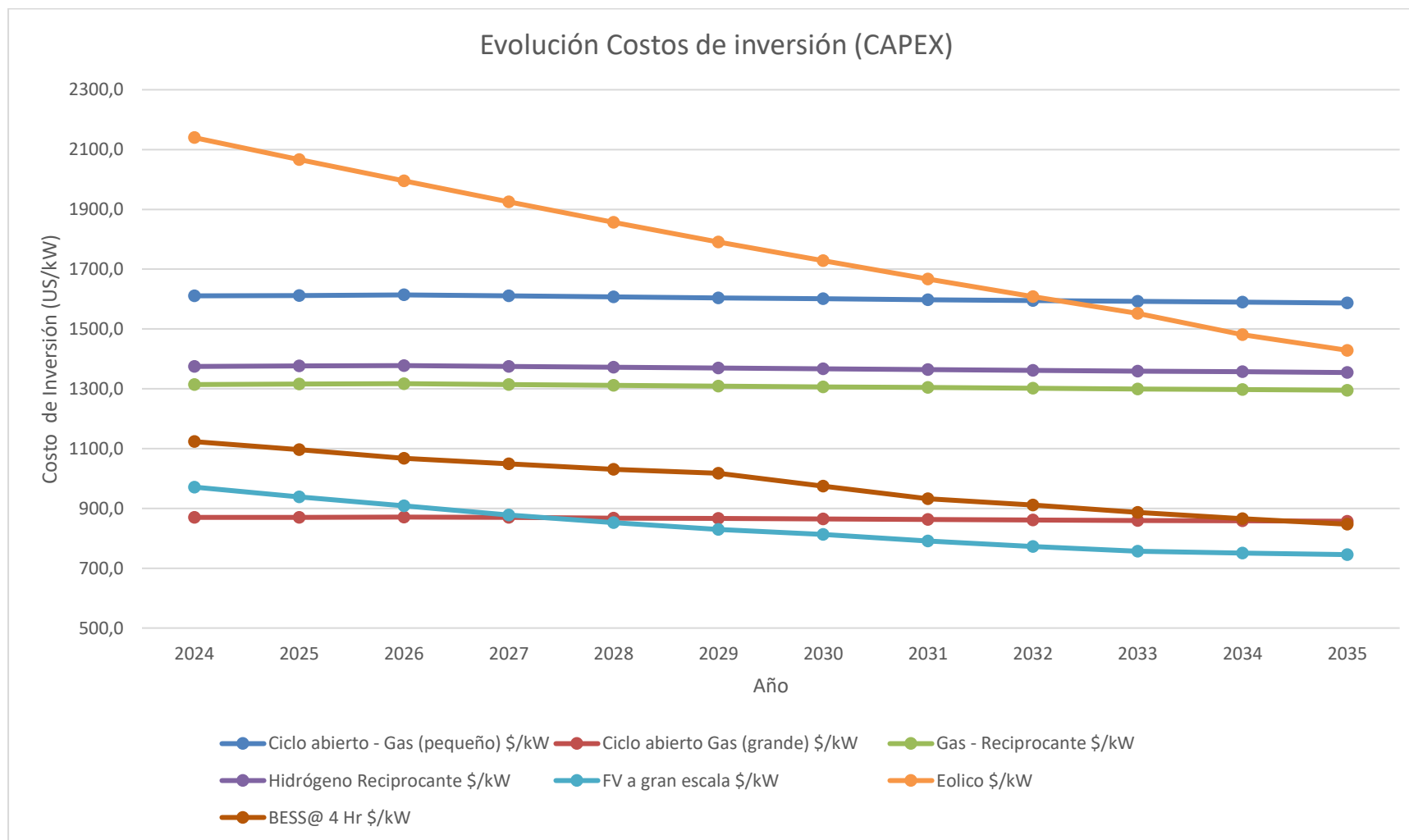


Figura 169 Evolución Costos de inversión (CAPEX) Solar Fotovoltaica– Sistema BESS - Eólica — TG CA (Tamaño Grande) - TG CA (Tamaño Pequeño)- Gas Reciprocante (GMG) – H2 Reciprocante (GMG) GenCost 2024-25 Consultation Draft

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*.

	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

Figura 170 Evolución Costos de inversión (CAPEX) Solar Fotovoltaica 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

Figura 171 Evolución Costos de inversión (CAPEX) Eólica Onshore 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

Figura 172 Evolución Costos de inversión (CAPEX) Turbinas a Gas en diferentes mercados – World Energy Outlook 2024

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.

	Stated Policies			
	2023	2030	2035	2050
Utility-scale stationary batteries				
(USD/kWh)	250	175	155	130

Figura 173 Evolución Costos de inversión (CAPEX) BESS– World Energy Outlook 2024

10

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

ESTUDIOS ELÉCTRICOS PARA LA CONEXIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA

10 ESTUDIOS ELÉCTRICOS PARA LA CONEXIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA AL SEN Y LOS SSMM

10.1 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. Este estudio se enmarca en el desarrollo 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”**.

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:

- Estudio de flujos de potencia
- Estudio de cortocircuito
- Estudio de estabilidad

Se ocuparon las bases de datos oficiales del SEN y los SSMM modelados en el software PowerFactory DlgSILENT 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 (3) escenarios de operación en demanda punta: dos (2) en horario sin recurso solar con hidrología húmeda y seca, y un tercer escenario con alto recurso solar.

En 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, 120 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.

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	-	-

Tabla 33 Resumen de los resultados de flujos de potencia para las distintas subestaciones del SEN propuestas para la instalación de la Unidad de Punta

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:

- Factor de amortiguamiento superior al 5% para todos los casos analizados.
- La tensión se establece dentro de la banda de operación exigida por la norma.
- La frecuencia se mantiene superior a los 48,3 Hz.
- 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 estudio el impacto de la operación de la central punta bajo escenario de operación y contingencias factibles.

La tabla a continuación 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.

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

Tabla 34 Resumen de los resultados de flujos de potencia para las distintas subestaciones de los SSMM propuestas para la instalación de la Unidad de Punta

10.2 Desarrollo de los Estudios Eléctricos (Sistémicos)

En el Anexo 7 adjunto al presente Informe, está disponible 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).

11

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

PARTIDAS DE COSTOS DE CONEXIÓN ELÉCTRICA AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL Y LOS SISTEMAS MEDIANOS

11 PARTIDAS DE COSTOS DE CONEXIÓN ELÉCTRICA AL SEN Y LOS SSMM

11.1 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:

- Costos de subestaciones (subestación de salida y paño de conexión en subestación de transmisión nacional).
- 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 la sección 12.1.2. más adelante.

A continuación, se procede a explicitar y explicar cada una de las partidas asociadas a los costos de conexión.

11.2 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:

- Un (1) 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.
- Un (1) Interruptor trifásico SF6 para 220 kV, de 2.000 A.
- Un (1) Desconectador trifásico para 220 kV de 2.000 A, del tipo corte central, con puesta a tierra.
- Un (1) Desconectador trifásico para 220 kV de 2.000 A, del tipo corte central, sin puesta a tierra.
- Tres (3) Transformadores de potencial monofásicos para 220 kV.
- Tres (3) Transformadores de corriente monofásicos para 220 kV.
- Tres (3) 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.
- Desconectadores trifásicos para 220 kV de 2.000 A, del tipo corte central, con puesta a tierra.
- Desconectadores 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 120 MW), ya que corresponden a tamaños mínimos de fabricación estándar.

A continuación, se explicitan las partidas de costos asociadas a los conceptos antes indicados.

11.2.1 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.

Equipamiento principal

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.

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

Tabla 35

Equipamiento Subestación SEN - Unidad de Punta

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.

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.

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.

Otros

Esta partida agrupa el suministro de elementos menores tales como HVAC⁵⁸ para la sala de gabinetes local de la subestación.

⁵⁸ Heating Ventilation Air Conditioning

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.

Conductores de fuerza y control

En esta partida se incluye el suministro de cables de fuerza, necesarios 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.

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.

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).

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 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 del 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).

11.2.2 Equipamiento subestación de conexión (Enlace)

Esta categoría agrupa a todas las partidas requeridas para la ampliación de la subestación del SEN según corresponda.

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.

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
Modulo GIS, 245 kV	0	0	0	0	0	1

Tabla 36 Equipamiento Subestación Enlace SEN

Conductores, aisladores, ferretería y accesorios

Corresponde al suministro de conductores desnudo, 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.

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.

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.

Otros

Esta partida agrupa el suministro de elementos menores tales como HVAC para la sala de gabinetes local de la subestación.

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.

Conductores de fuerza y control

En esta partida se incluye el suministro de cables de fuerza, necesarios 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.

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.

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).

11.2.3 Infraestructura

Terrenos de la subestación

Corresponde al costo del terreno asociado a la subestación de salida.

Instalaciones de faenas

Corresponde al costo incurrido por haber la instalación de faenas requerida para la construcción de la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

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 de la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

Movimientos de tierra masivos

Corresponde costo estimado del movimiento de tierra necesario de la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

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.

11.2.4 Construcción y montaje subestación

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.

Montaje estructuras

Corresponde al costo de montaje de los elementos incluidos en la partida estructuras de la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

Montaje conductor, aisladores y conexiónado primario

Corresponde al costo de montaje de los elementos incluidos en la partida conductores, aisladores, ferretería y accesorios, incluyendo las labores de conexiónado de alta tensión de la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

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.

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.

Montaje cables de fuerza y control

Corresponde al costo de montaje de los elementos incluidos en la partida cables de fuerza y control (tendido) de la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

Montaje paneles

Corresponde al costo de montaje de los elementos incluidos en la partida Paneles, incluido armado, montaje y ajuste de protecciones de la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

Montaje otros

Corresponde al costo de montaje de los elementos incluidos en la partida otros de la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

Montaje malla de puesta a tierra

Corresponde al costo de montaje de los elementos incluidos en la partida malla de tierra (tenido y ejecución de soldaduras) de la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

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.

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.

11.2.5 Ingeniería

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.

11.3 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 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, 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 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.

11.3.1 Suministro

Estructuras de suspensión

Corresponde costo de suministro de estructuras reticuladas autos portadas de acero galvanizado de suspensión de simple circuito con extensión para cable de guardia.

Estructuras de anclaje

Corresponde costo de suministro de estructuras reticuladas autos portadas de acero galvanizado de suspensión de simple circuito con extensión para cable de guardia.

En esta partida se agrupan tanto estructuras de anclaje liviano (deflexión de hasta 30° típicamente) y anclaje pesado (deflexión hasta 70° típicamente).

Conductores de fase

Corresponde 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

Cable de guardia OPGW

Corresponde costo de suministro del cable de guardia tipo OPGW. Este elemento se ha considerado como parte del diseño tipo 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.

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.

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.

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 mt
- Anclaje: 17 mt

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 aplica factores de ajuste por altitud.

Los tipos y cantidades de equipamiento se han definido en función de lo requerido para la configuración respectiva y considerado diseño típicos de subestación presentes en el SEN.

Cadenas de suspensión y anclaje cable OPGW

Corresponde costo de suministro de cadenas de suspensión y anclaje para cable OPGW, las que se requieren para la sujeción del cable de guardia OPGW a las estructuras de suspensión y anclaje.

Accesorios conductor de fase

Corresponde costo de suministro de los accesorios del conductor de fase. Dichos accesorios en este caso corresponden a amortiguadores stockbridge, preformadas y empalmes.

Accesorias cable de guardia

Corresponde costo de suministro de los accesorios del conductor de guardia. Dichos accesorios en este caso corresponden a amortiguadores stockbridge y cajas de empalme.

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.

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, peligro, dispositivo anti escalamiento y peinetas contra pájaros.

11.3.2 Infraestructura línea

Instalaciones de faena

Corresponde al costo incurrido por habilitar la instalación de faenas requerida para la construcción de la línea de conexión.

Caminos de acceso

Corresponde al costo incurrido por habilitar los caminos de acceso a las estructuras para construcción y/o labores de mantenimiento.

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.

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, según lo establecido en la norma de corrientes fuertes.

11.3.3 Construcción y Montaje línea de transmisión

Montaje estructuras

Corresponde al costo asociado a la actividad de montaje en terreno de todas las estructuras metálicas reticuladas auto soportadas que conforman la línea de conexión.

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.

Montaje cable de guardia

Corresponde al costo asociado a la actividad del montaje del cable OPGW de la línea de la línea de conexión. 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.

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.

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 conductor en las torres de anclaje. Dicha 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.

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.

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.

Hormigón H25

Corresponde al costo del hormigón tipo H25 (materiales y mano de obra) requerido por las fundaciones de las estructuras de línea.

Hormigón H10

Corresponde al costo del hormigón tipo H10 requerido (materiales y mano de obra) por las fundaciones de las estructuras de línea.

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.

Moldaje

Corresponde al costo de los moldajes (materiales y mano de obra) requeridos para la construcción de las fundaciones de las estructuras de línea.

Armadura

Corresponde al costo de las armaduras (materiales y mano de obra) requerido para construir las fundaciones de las estructuras de línea.

Puesta tierra

Corresponde al costo de montaje de la puesta a tierra de las distintas estructuras. Ello incluye la excavación, montaje y medición de resistividad.

Terminaciones

Corresponde al costo asociada las instalaciones de accesorios de las torres y ejecución de las terminaciones finales de las estructuras de línea.

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.

Servicios de carga, transporte y descarga

Corresponde al costo de transporte al sitio de los materiales requeridos por la línea de conexión.

11.3.4 Ingeniería

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.

11.4 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 SS.MM. de Punta Arenas, de acuerdo al 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, 23kV 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 sólida tipo XLPE, clase 15 kV, 25kV o 35 kV según la tensión correspondiente del punto de conexión.

11.4.1 Equipamiento subestación

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.

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.

Transformador de poder

Esta partida corresponde al suministro de un Transformador de poder elevador con 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.

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.

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.

Conductores de fuerza y control

En esta partida se incluye el suministro de cables de fuerza, necesarios 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 o para llevar a diferentes señales de los equipos de patio a los equipos de protección, control y medida respectivos. .

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.

Estructuras

Corresponde al suministro de acero galvanizado y postes de hormigón para estructuras de soporte de equipos.

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.)

11.4.2 Obras Civiles y montaje subestación

11.4.2.1 Infraestructura subestación

Instalaciones de faena

Corresponde al costo incurrido por la instalación de faenas requerida para la construcción de la subestación.

Caminos urbanización y cierros

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.

Movimientos de tierra masivos

Corresponde costo estimado del movimiento de tierra necesario de la subestación.

Montaje alumbrado exterior

Corresponde al costo de montaje de los equipos incluidos en la partida Alumbrado de patio de la subestación.

11.4.2.2 Construcción y montaje subestación***Montaje de malla de puesta a tierra***

Corresponde al costo de montaje de los elementos incluidos en la partida Malla de Tierra (tenido y ejecución de soldaduras) de la subestación.

Conexionado

Corresponde al costo de montaje de todos los accesorios y de las labores de conexionado de la subestación de salida.

Canalizaciones

Corresponde al costo de las canalizaciones eléctricas (canaletas y conduit) requeridas para canalizar los cables de la subestación.

Montaje equipos

Corresponde al costo de montaje de los todos los equipos eléctricos que conforman la subestación.

Fundaciones

Corresponde al costo asociado a la construcción de las fundaciones requeridas para los distintos equipos de la subestación.

Servicios de carga, transporte y descarga

Corresponde al costo de transporte al sitio de los materiales requeridos por la subestación.

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.

11.4.3 Ingeniería subestación

Diseños de 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.

11.4.4 Línea de conexión en media tensión

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.

Mufas para cable aislado media tensión

Corresponde al costo de suministro de las terminaciones requeridas por el cable aislado de media tensión.

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.).

11.4.5 Obras civiles y montaje línea de transmisión media tensión

11.4.5.1 Infraestructura línea

Instalaciones de faena

Corresponde al costo incurrido por habilitar la instalación de faenas requerida para la construcción de línea de conexión.

Movimientos de tierra

Corresponde al costo estimado del movimiento de tierra necesario para la instalación de la línea subterránea en media tensión.

11.4.5.2 Construcción y montaje línea de conexión media tensión

Tendido y montaje cable media tensión

Corresponde al costo asociado a la actividad de tendido y montaje del cable de media tensión.

Canalización

Corresponde al costo de las canalizaciones eléctricas (banco de ductos) requeridas para canalizar el cable de media tensión.

Servicios de carga, transporte y descarga

Corresponde al costo de transporte al sitio de los materiales requeridos por la línea de conexión.

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.

11.4.6 Ingeniería línea media tensión

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.

12

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

COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA

12 COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA

12.1 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.

12.2 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 a 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 NDA⁵⁹ 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.

⁵⁹ Non-Disclosure Agreement

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 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.

En 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 en el Capítulo 4

Sistema Eléctrico	Tecnología	Tamaño Unidad de Punta
SEN	Turbina a gas	70 MW 120 MW 150MW
SEN	Sistema híbrido compuesto por aerogeneradores onshore (parque eólico) más Sistema BESS	70 MW 120 MW 150MW
SEN	Sistema híbrido compuesto por paneles fotovoltaicos (central solar fotovoltaica) más Sistema BESS	70 MW 120 MW 150MW
SEN	Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) stand alone	70 MW 120 MW 150MW
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
SSSMM Cochamó	Grupo motor-generador	1,0 MW
SSSMM Hornopirén	Grupo motor-generador	0,9 MW

Tabla 37 Sistema eléctrico, tecnologías y tamaño Unidad de Punta en el SEN y los SSMM

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:

Fabricante	Destinatario
Ansaldo Energia	Italia
GE Power	Chile
Mitsubishi Hitachi Power Systems	Brasil
Pratt & Whitney Power Systems	USA
Siemens Energy	Chile

Tabla 38 . Fabricantes / Proveedores tecnología turbina a gas en ciclo simple o abierto (TG CA)

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:

Fabricantes	Destinatario
Mestranza Diésel (Baker Hughes)	Chile
Ingen Argentina (Kawasaki)	Argentina
F.H.Engel (Solar Turbines)	Chile

Tabla 39. Fabricantes / Proveedores tecnología turbina a gas en ciclo simple o abierto (TG CA)

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:

Fabricantes	Destinatario
Finning (Caterpillar)	Chile
Distribuidora Cummins	Chile
GTSA (Innio Jenbacher)	Chile
Detroit (MTU)	Chile
Mestranza Diesel (Innio Waukesa)	Chile

Tabla 40. Fabricantes / Proveedores tecnología grupo motor – generador (GMG)

Asimismo, los fabricantes de Aerogeneradores a los cuales se solicitó una cotización por el equipamiento principal de un parque eólico fueron los siguientes:

Fabricantes	Destinatario
Enercom Chile SpA	Chile
GE Renewable Energy	Chile
Vestas Chile	Chile

Tabla 41. Fabricantes / Proveedores tecnología aerogeneradores onshore (PE)

Por su parte, los fabricantes del equipamiento para un parque solar fotovoltaico a los cuales se solicitaron cotizaciones son los siguientes:

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

Tabla 42. Fabricantes / Proveedores tecnología solar fotovoltaica (SFV)

Finalmente, los fabricantes de sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías contactados para solicitar una cotización son los siguientes:

Fabricantes	Destinatario
HDT Energy	Chile
Hitachi Energy	Chile
Siemens Energy	Chile
EMAT	Chile
Tecloman	Chile

Tabla 43 Fabricantes / Proveedores tecnología sistema almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)

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.

12.3 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:

- 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.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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 a la información publicada por el Banco Central de Chile.
- 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 a los tratados pertinentes y los impuestos específicos de acuerdo a 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 14.2 y 14.3 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, podemos señalar lo siguiente:

- 1) 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.
- 2) 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 a su experiencia, conocimiento y participación en estudios similares de costos de inversión y costos fijos de operación de unidad de punta.
- 3) 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.

12.4 Determinación de ítems incluidos en las partidas de costos fijos de operación de las distintas tecnologías en estudio

12.4.1 Antecedentes

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.

12.4.2 Costos fijos de operación

Se consideran los costos de personal y gastos generales correspondientes a la operación de la Unidad de Punta.

12.4.2.1 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 12.4.2.4.

Se han distinguido seis (6) 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 considera 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 del 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 su costos están descritos en el punto 12.4.2.4

En el caso de los SSMM se ha considerado una estructura de costo de personal específica.

COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN			
Personal	Cantidad	Unitario	US\$
Gerente Planta	1	4.710	4.710
Administrativo técnico	1	1.614	1.614
Jefes de Turno	5	3.317	16.586
Operadores	5	2.510	12.550
Tecnico electromecánico mantenimiento	1	2.156	2.156
Total Costos Personal, US\$/mes			37.617

Gastos Generales (teléfono, papel, internet, movilización)	gl		896
Elementos de seguridad	gl		1.073
Arriendos (oficina, vehículo, etc.)	gl		3.140
Provisión de Servicios de planta (subcontratistas técnicos)	gl		7.165
Servicios Generales (aseo, seguridad, etc.) (4 guardias, 1 aseo)	gl		9.399
Total Gastos Generales, US\$/mes			21.673
Total costos fijos, US\$/mes			59.290

Tabla 44. Costos Fijos de Operación en TG de 70MW -120 MW- 150 MW

COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN		
Personal	Cantidad	US\$
Jefe Planta	0	0
Administrativo técnico	0	0
Operadores	1	2.079
Tecnico electromecánico mantenimiento	0	0
Total Costos Personal, US\$/mes	1	2.058
Gastos Generales (teléfono, papel, internet, movilización)	gl	0
Elementos de seguridad	gl	89
Arriendos (oficina, vehículo, etc.)	gl	0
Provisión de Servicios de planta (subcontratistas técnicos)	gl	1.782
Servicios Generales (aseo, seguridad, etc.) (4 guardias, 1 aseo)	gl	0
Total Gastos Generales, US\$/mes		1.871
Total costos fijos, US\$/mes		3.928

Tabla 45 Costos Fijos de Operación en TG de 3 MW- 15 MW

COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN		
Personal	Cantidad	US\$
Jefe Planta	0	0
Operadores/Mantenedores	1	1.760
Total Costos Personal, US\$/mes	1	1.760
Gastos Generales (teléfono, papel, internet, movilización)	gl	0
Elementos de seguridad	gl	50
Arriendos (oficina, vehículo, etc.)	gl	0
Provisión de Servicios de planta (subcontratistas técnicos)	gl	910
Servicios Generales (aseo, seguridad, etc.) (4 guardias, 1 aseador)	gl	0
Total Gastos Generales, US\$/mes		960
Total costos fijos, US\$/mes		2.720

Tabla 46. Costos Fijos de Operación en Grupos Motor – Generador

COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN			
Personal	Cantidad	Unitario	US\$
Gerente Planta	1	4.710	4.710
Administrativo técnico	1	1.614	1.614
Jefes de Turno	3	3.317	9.952
Operadores	3	2.510	7.530
Tecnico electromecánico mantenimiento	1	2.156	2.156
Total Costos Personal, US\$/mes			25.963
Gastos Generales (teléfono, papel, internet, movilización)	gl		896
Elementos de seguridad	gl		1.073
Arriendos (oficina, vehículo, etc.)	gl		3.140
Provisión de Servicios de planta (subcontratistas técnicos)	gl		7.165
Servicios Generales (aseo, seguridad, etc.) (4 guardias, 1 aseador)	gl		9.399
Total Gastos Generales, US\$/mes			21.673
Total costos fijos, US\$/mes			47.635

Tabla 47. Costos Fijos de Operación en Central Renovable con Almacenamiento BESS – SEN 70 MW, 120 MW y 150 MW

Costos Fijos de Operación BESS			
CASO	70 MW	120 MW	150 MW
Contrato Mantenimiento BESS	1.153.459	1.773.672	2.056.555
Mantenimiento BOP	43.074	58.039	68.509
Costo Fijo BESS US/año	1.196.533	1.831.711	2.125.064

Tabla 48. Costos Fijos de Operación de sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)

12.4.2.2 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:

Nº horas de operación = 4 horas diarias x 22 días hábiles x 6 meses = 528 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". Luego dichos costos, para el precio base, se indican en las siguientes tablas.

Costo de Capital Petroleo Almacenado				
		70 MW	120 MW	150 MW
Capacidad Estanque	m3	550	950	1200
Valor Unitario del petróleo	US\$/m3	742,4025	742,4025	742,4025
Valor total Acumulado	US\$	244.993	423.169	534.530
Costo Anual	US\$	13.040	22.524	28.452

Tabla 49.: Costo capital petróleo diésel TG 70 MW, 120 MW y 150 MW

Costo de Capital Petroleo Almacenado			
Potencia Unidad de Punta		3 MW	15 MW
Capacidad Estanque	m3	18	95
Valor Unitario del petróleo	US\$/m3	742,4	742,4
Valor total Acumulado	US\$	13.363	70.528
Costo Anual al 6%	US\$	802	4.232

Tabla 50: Costo capital petróleo diésel TG 3 MW y 15 MW

Costo de Capital Petróleo Almacenado							
Potencia Unidad de Punta	0,3 MW	0,4 MW	0,8 MW	0,9 MW	1,0 MW	1,8 MW	3,0 MW
Capacidad Estanque m3	3	4	6	6	6	10	18
Valor Unitario del petró US\$/m3	742,4	742,4	742,4	742,4	742,4	742,4	742,4
Valor total Acumulado US\$	2.227	2.970	4.454	4.454	4.454	7.424	13.363
Costo Anual al 6% US\$	134	178	267	267	267	445	802

Tabla 51.: Costo capital petróleo diésel Grupo Motor – Generador distintos tamaños

12.4.2.3 Costos de repuestos

Corresponde al costo de repuestos de partes calientes de las turbinas a gas y de repuestos menores para el caso de los motores-generadores. 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 punta del sistema eléctrico correspondiente.

En los casos de las centrales renovables, estos costos están cubiertos en los costos asociados a los contratos de mantenimiento, los cuales fueron estimados en base a la experiencia del Consultor y publicaciones internacionales como IRENA.

La fuente de información corresponde a la base de datos que tiene disponible el Consultor.

Costo repuestos menores en Central SEN		70 MW	120 MW	150 MW
Costo repuestos "partes calientes" para 8000 horas/ año	US\$	201.365	274.281	314.639
Proporción para 528 horas/año	US\$	13.290	18.103	20.766

Tabla 52: Costo repuestos TG 70 MW, 120 MW y 150 MW

Costo repuestos menores TG SSMM		3 MW	15 MW
Costo repuestos "partes calientes" para 8000 horas/ año	US\$	25.171	81.805
Proporción para 528 horas/año	US\$	1.661	5.399

Tabla 53: Costo repuestos TG 3 MW y 15 MW

		0,3 MW	0,4 MW	0,8 MW	0,9MW	1 MW	1,8MW	3 MW	15 MW
Costo repuestos menores GMG SSMM		0,3	0,4	0,8	0,9	1	1,8	3	15
Costo repuestos	US\$	3.889	4.278	5.185	5.834	7.130	8.658	11.408	42.001
Proporción para 528 horas/año	US\$	257	282	342	385	471	571	753	2.772

Tabla 54: Costo repuestos Grupo motor – generador distintos tamaños

12.4.2.4 Costos fijos contratos centrales renovables

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. Lo anterior se detalla en las siguientes tablas.

Costo Fijos Sistema híbrido Central Solar Fotovoltaica + BESS			
CASO	70 MW	120 MW	150 MW
Mantenimiento BOP	70.000	120.000	150.000
Lavado Paneles	423.000	720.000	900.000
Arriendo Terreno	210.000	360.000	450.000
CF CSF + BESS US/año	703.000	1.200.000	1.500.000

Tabla 55: Costos contratos central solar fotovoltaica con BESS

Costo Fijos Eólico + BESS			
CASO	70 MW	120 MW	150 MW
Mantenimiento BOP	43.074	58.039	68.509
Arriendo Terreno	210.000	360.000	450.000
CF Eólico + BESS US/año	253.074	418.039	518.509

Tabla 56: Costos contratos parque eólico con BESS

12.4.2.5 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 (3) días considerados para labores de mantención son por evento. Se considera una frecuencia de tres (3) eventos de mantención al año para las labores de la subestación en el SEN, con lo que se tiene un total de nueve (9) días de obra totales para efectos de estimación de costos

Costo de Cuadrilla de Mantención Subestaciones		Diario	X 9 días	Año
1 Técnico Electricista (Capataz)	\$	161	1.453	1.453
1 Electricista Mantenimiento	\$	102	916	916
1 Ayte. Electricista	\$	63	567	567
Alimentación personal	\$	63	567	567
Camioneta	\$	98	886	886
Equipamiento de pruebas y mediciones	\$	87	786	786
Insumos	\$	159	1.433	1.433
Total Valor Cuadrilla	\$	734	6.608	6.608
GG y Utilidad Contratista (20%)	\$	147	1.322	1.322
Costo Total	\$	786	7.930	7.930
Total US\$	US\$	786	7.930	7.930

Costo de Arriendo Terreno e Instalaciones Com. \$	Mensual	Año	Año US
	1.672.364	20.068.370	22.102

Tabla 57: Costo fijo mantención subestación alta tensión

Costo de Cuadrilla de Mantenimiento Subestaciones		Diario	X 3 días	Año
1 Técnico Electricista (Capataz)	US\$	161	483	483
1 Ayte. Electricista	US\$	102	305	305
Alimentación personal	US\$	63	190	190
Equipamiento de pruebas y mediciones	US\$	88	263	263
Insumos	US\$	159	476	476
Total Valor Cuadrilla	US\$	572	1.717	1.717
GG y Utilidad Contratista (20%)	US\$	114	343	343
Costo Total	US\$	687	2.061	2.061
Total US\$	US\$	687	2.061	2.061

Tabla 58: Costo Fijo mantención subestación media tensión

12.4.2.6 Costo fijo de inspección y mantenimiento de la línea de transmisión

Corresponde al costo del servicio de inspección y mantenimiento 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 ha considerado gastos generales y utilidad del contratista del 20 %. Dicho servicio incluye la cuadrilla, el equipamiento necesario y considera un recargo por concepto de gastos generales y 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 Tabla 59 muestra los costos fijos de mantención de una línea de Alta Tensión (220 kV) en el SEN.

Costo de Cuadrilla de Mantenimiento Línea		Diario	Año
1 Técnico Electricista (Capataz)	\$	161	807
1 Chofer	\$	102	509
1 Operador limpieza	\$	72	359
Alimentación personal	\$	63	315
Camión Lavador	\$	555	2.775
Camioneta	\$	98	492
Insumos	\$	143	713
Total Valor Cuadrilla		1.194	5.971
GG y Utilidad Contratista (20%)	\$	239	1.194
Costo Total	\$	1.433	7.165
Total US\$	US\$	1.433	7.165

Tabla 59: Costo fijo mantenimiento línea de transmisión AT

Por su parte, la Tabla 60 muestra los costos fijos de mantenimiento de una línea de media tensión en los SSMM.

Costo de Cuadrilla de Mantenimiento Línea		Diario	Mes	Año
1 Técnico Electricista (Capataz)	US\$	161	161	804
1 Ayte. Electricista	US\$	72	72	361
Alimentación personal	US\$	43	43	213
Equipamiento de pruebas y mediciones	US\$	88	88	438
Insumos	US\$	159	159	794
Total Valor Cuadrilla		522	522	2.610
Gastos Generales y Utilidad Contratista (20%)	US\$	104	104	522
Costo Total	US\$	627	627	3.133
Total US\$	US\$	627	627	3.133

Tabla 60: Costo Fijo mantenimiento línea de transmisión MT

12.4.2.7 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.

12.4.2.8 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".

12.4.2.9 Resumen de costos fijos

Los siguiente cuadros-resumen muestran de manera agregada las componentes de costos fijos de operación y los costos de inversión de cada tecnología.

Costos Fijos de Operacion Centrales SEN			
	Turbinas 70 MW	Turbinas 120 MW	Turbinas 150 MW
Costos de Personal y Servicios Generales US/año	711.479	711.479	711.479
Costo Capital Diesel US/año	13.040	22.524	28.452
Costos Fijo Respuestos Menores US/año	13.290	18.103	20.766
Costos Fijo Mantenimiento SSEE US/año	37.961	37.961	37.961
Costos Fijo Mantenimiento LAT US/km/año	7.165	7.165	7.165
Costos Fijo Consumos US/año	27.758	40.304	47.466
Total Costos Fijos de Operacion Central US/año	810.694	837.536	853.289

Tabla 61 Resumen costos fijos TG 70 MW, 120 MW y 150 MW

Costos Fijos de Operacion Centrales SSMM- TG		
Tamaño Unidad de Punta	3 MW	15 MW
Costos de Personal y Servicios Generales US/año	47.141	47.141
Costo Capital Diesel US/año	802	4.232
Costos Fijo Respuestos Menores US/año	1.661	5.399
Costos Fijo Operación SSEE US/año	2.061	2.061
Costos Fijo Operación LAT US/año	3.133	3.133
Total Costos Fijos de Operacion Central US/año	54.797	61.965

Tabla 62 : Resumen costos fijos TG 3 MW y 15 MW

Costos Fijos de Operacion Centrales SSMM- GMG							
Tamaño Unidad de Punta	0,3 MW	0,4 MW	0,8 MW	0,9MW	1 MW	1,8MW	3 MW
Costos de Personal y Servicios Generales US/año	32.640	32.640	32.640	32.640	32.640	32.640	32.640
Costo Capital Diesel US/año	134	178	267	267	267	445	802
Costos Fijo Respuestos Menores US/año	257	282	342	385	471	571	753
Costos Fijo Operación SSEE US/año	2.061	2.061	2.061	2.061	2.061	2.061	2.061
Costos Fijo Operación LAT US/año	3.133	3.133	3.133	3.133	3.133	3.133	3.133
Total Costos Fijos de Operacion Central US/año	38.224	38.294	38.443	38.486	38.571	38.850	39.388

Tabla 63: Resumen costos fijos GMG distintos tamaños

Costo Fijos Parque Eólico + BESS			
Tamaño Unidad de Punta	70 MW	120 MW	150 MW
CF Personal Parque Eólico + BESS	571.625	571.625	571.625
CF Operación + Terreno	253.074	418.039	518.509
CF - Consumos en Vacio Unidad	27.758	40.304	47.466
CF. OP SSEE	30.031	30.031	30.031
CF. OP LAT	7.165	7.165	7.165
Total	882.489	1.059.999	1.167.631

Tabla 64 : Resumen costos fijos Sistema híbrido Parque Eólico + BESS

Costo Fijos Central Solar Fotovoltaica + BESS			
Tamaño Unidad de Punta	70 MW	120 MW	150 MW
CF Personal CSF + BESS	571.625	571.625	571.625
CF Operación + Terreno + Lavado Paneles	703.000	1.200.000	1.500.000
CF - Consumos en Vacio Unidad	27.758	40.304	47.466
CF. OP SSEE	30.031	30.031	30.031
CF. OP LAT	7.165	7.165	7.165
Total	1.332.414	1.841.960	2.149.122

Tabla 65.: Resumen costos fijos Sistema híbrido Central Solar Fotovoltaica + BESS

Costo Fijos BESS Stand Alone			
Tamaño	70 MW	120 MW	150 MW
CF Personal	270.255	270.255	270.255
CF Operación	43.074	58.039	68.509
CF - Consumos en Vacio Unidad	27.758	40.304	47.466
CF. OP SSEE	30.031	30.031	30.031
CF. OP LAT	7.165	7.165	7.165
Total	371.118	398.629	416.261

Tabla 66: Resumen costos fijos BESS Stand Alone

13

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

**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**

13 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

13.1 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 Diesel 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:

13.2 Central Generadora y Sistema de Almacenamiento

13.2.1 Suministro equipamiento principal

Esta partida de costos engloba el suministro del equipamiento principal de la central generadora.

13.2.2 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.

13.2.3 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.

13.2.4 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.

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

Subestación	Nivel de Tensión	Distancia a gasoducto km	Gasoducto de conexión	Diámetro gasoducto conexión mm
Tineo 220 kV	220 kV	480	Lateral Charrúa	254
Puerto Montt 220 kV	220 kV	500	Lateral Charrúa	254

Tabla 67 Distancias a Gasoductos desde Subestaciones en el SEN

13.2.5 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.

13.2.6 Sistema aire comprimido

No presenta diferencias en las partidas de costos de inversión para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño.

13.3 Sistema eléctricos auxiliares

No presenta diferencias en las partidas de costos de inversión para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño.

13.3.1 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 (\$/m² o US\$/m²) 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.

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

Tabla 68 Costos Terrenos y Servidumbre Gasoducto de Unidades de Punta en el SEN

Los valores antes señalados para el costo de terreno (US\$/m²) y servidumbre de gasoducto (US\$/m²) de la Tabla 68 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.

13.3.2 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.

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

Tabla 69 Distancias a Puerto

13.3.3 Ingeniería

No presenta diferencias en las partidas de costos de inversión para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño.

13.4 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 un misma subestación para distintos combustibles debido al prorrateo de los gastos generales del proyecto.

13.4.1 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.

13.4.2 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 a la configuración de la subestación

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
Modulo GIS, 245 kV	0	0	0	0	0	1

Tabla 70 Cantidad de Equipos Principales en Subestaciones de Enlace 220 kV

Luego 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.

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

Subestación	Nivel Tensión	Estado	Configuración	Tecnología
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

Tabla 71 Configuración Subestaciones de Enlace en el SEN

En el caso de los SSMM, para la unidad de punta de mismo tamaño, la configuración considerada es la misma para todos los sitios.

13.4.3 Obras civiles y montaje

Esta partida engloba los costos asociados a las obras civiles requeridas por las subestaciones eléctricas y el montaje del equipamiento.

13.4.4 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.

13.4.5 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.

13.4.6 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.

13.5 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 un misma subestación para distintos combustibles, debido al prorrateo de los gastos generales del proyecto.

13.5.1 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 partida de costos de suministro según localización para una misma potencia que en función de dichas características.

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	0,5	19	10
Nueva Pozo Almonte 220 kV	220 kV	0,5	0	3
Nueva Lagunas 220 kV	220 kV	0,5	1	3
Kimal 220 kV	220 kV	0,5	1	3
Miraje 220 kV	220 kV	0,5	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	0,5	1	3
Nogales 220 kV	220 kV	0,5	1	3
Lo Aguirre 220 kV	220 kV	0,5	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	0,5	1	3

Subestación	Tensión	Longitud LAT km	Torres de suspensión	Torres de anclaje
Tineo 220 kV	220 kV	0,5	9	6
Puerto Montt 220 kV	220 kV	0,5	1	3

Tabla 72: Características Líneas de Transmisión en el SEN

En el caso de los SSSM 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 mt, de acuerdo a la experiencia del Consultor.

13.5.2 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

13.5.3 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 del 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.

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

Subestación	Nivel de Tensión	Servidumbre línea US\$/m ²	Servidumbre línea m ²
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
Puerto Montt 220 kV	220 kV	1,64	40.000

Tabla 73: Infraestructura Líneas SEN

Los valores antes señalados para el costo de la servidumbre (US\$/m²) de la Tabla 73 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.

13.5.4 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 partida 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.

13.5.5 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.

13.6 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.

13.7 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

13.7.1 Antecedentes

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:

13.7.2 Costos fijos operacionales

No presenta diferencias en las partidas de costos de operación para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño.

13.7.2.1 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.

13.7.2.2 Costos de repuestos

No presenta diferencias en las partidas de costos de operación para las distintas alternativas de localización, para proyectos de igual tamaño.

13.7.2.3 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.

13.7.2.4 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.

13.7.2.5 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 indudablemente 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 podría ser 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.

14

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

DESCRIPCIÓN DEL CÁLCULO Y RESUMEN DE LOS RESULTADOS DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA

14 DESCRIPCION DEL CALCULO Y RESUMEN DE LOS RESULTADOS DEL COSTO DE INVERSIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA

14.1 Descripción del cálculo del costo de inversión de la Unidad de Punta

Para cada uno de los 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 aéreas 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 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 sistema 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 PSR⁶⁰ 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.

⁶⁰ Planta Satelital de Regasificación

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.

Subestación del SEN	Gasoducto
RONCACHO	-
CONDORES	-
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° 377 del Ministerio de Hacienda de fecha 04 de diciembre de 2018. 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 de las distintas unidades de punta se prorratan en las tres (3) 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-dólar del mismo mes.

En el Anexo 6 se incluyen la 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.

14.1.1 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.

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							
1.1.3.1	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
1.2.1.1	SERVIDUMBRE GASODUCTO	0	0	0	0	8.035	1.071	4.018
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	8.129.862	8.641.948	8.624.181	8.658.956	9.358.605	9.359.098	9.350.223
1.3	INGENIERIA	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL	43.063.621	43.561.753	43.514.722	43.562.804	44.394.909	44.395.911	44.426.230
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL	0	0	0	0	42.598.659	42.444.015	42.530.790
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL	0	0	0	0	45.039.465	44.884.828	44.971.585
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	707.250	751.637	744.006	753.649	812.043	812.179	540.877
2.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO DIESEL)	5.050.667	4.997.184	5.126.698	5.136.065	5.295.110	5.296.877	5.205.356
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS NATURAL)	0	0	0	0	5.295.574	5.297.382	5.205.840
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS DUAL)	0	0	0	0	5.294.952	5.296.756	5.205.223
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)	738.730	2.138.886	773.374	1.488.778	875.790	894.474	821.200
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO GAS NATURAL)	0	0	0	0	875.867	894.560	821.276
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DUAL)	0	0	0	0	875.764	894.454	821.179
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL [US\$]	48.853.018	50.697.823	49.414.794	50.187.647	50.565.809	50.587.262	50.452.785
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL [US\$]	0	0	0	0	48.770.100	48.635.957	48.557.906
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL [US\$]	0	0	0	0	51.210.181	51.076.038	50.997.987

Tabla 74: 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
1.2.1	SERVIDUMBRE GASODUCTO	399.578	0	0	0	0	0	407.803
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	9.381.451	8.883.515	8.885.057	8.865.011	8.821.988	8.130.379	8.315.753
1.3	INGENIERIA	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL	44.435.196	43.722.843	43.714.094	43.634.857	43.634.052	43.239.410	43.160.441
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL	48.693.800	0	0	0	0	0	45.078.884
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL	51.134.465	0	0	0	0	0	47.390.507
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	818.377	790.472	790.900	528.518	518.725	468.394	721.221
2.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO DIESEL)	5.442.644	5.198.852	5.186.893	5.143.644	5.132.898	5.046.011	5.074.422
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS NATURAL)	5.441.645	0	0	0	0	0	5.073.956
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS DUAL)	5.441.139	0	0	0	0	0	5.073.439
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)	836.096	420.213	812.489	812.243	1.204.000	845.571	937.089
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO GAS NATURAL)	835.942	0	0	0	0	0	937.003
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DUAL)	835.864	0	0	0	0	0	936.908
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL [US\$]	50.713.936	49.341.909	49.713.476	49.590.744	49.970.950	49.130.992	49.171.952
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL [US\$]	54.971.387	0	0	0	0	0	51.089.843
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL [US\$]	57.411.468	0	0	0	0	0	53.400.853

Tabla 75: 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	9.156.433	8.118.506	8.389.834	8.494.646	8.334.544	8.334.544
1.3	INGENIERIA	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL	44.144.965	42.928.638	43.198.561	43.264.096	43.254.974	43.254.974
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL	43.204.429	41.172.726	42.879.879	0	0	0
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL	45.619.238	43.458.140	45.198.697	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	1.113.016
2.3	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE						
2.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	591.224	516.517	561.296	565.938	537.437	537.437
2.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	532.585	621.509	730.785	659.245	482.646	482.646
2.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO DIESEL)	5.178.627	4.702.014	5.088.055	4.769.977	5.066.644	5.066.644
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS NATURAL)	5.178.839	4.702.453	5.088.136	0	0	0
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS DUAL)	5.178.309	4.701.888	5.087.568	0	0	0
3	LINEA AEREA 220 kV						
3.1	SUMINISTRO	663.484	118.332	118.332	127.562	275.803	275.803
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	448.979
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	639.448	164.282	169.764	177.681	296.916	296.916
3.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DIESEL)	3.690.806	821.220	862.743	991.609	1.177.368	1.177.368
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO GAS NATURAL)	3.690.958	821.297	862.757	0	0	0
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DUAL)	3.690.580	821.198	862.661	0	0	0
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL [US\$]	53.014.399	48.451.872	49.149.359	49.025.682	49.498.986	49.498.986
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL [US\$]	52.074.226	46.696.476	48.830.772	0	0	0
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL [US\$]	54.488.127	48.981.227	51.148.926	0	0	0

Tabla 76: Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 70 MW

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).

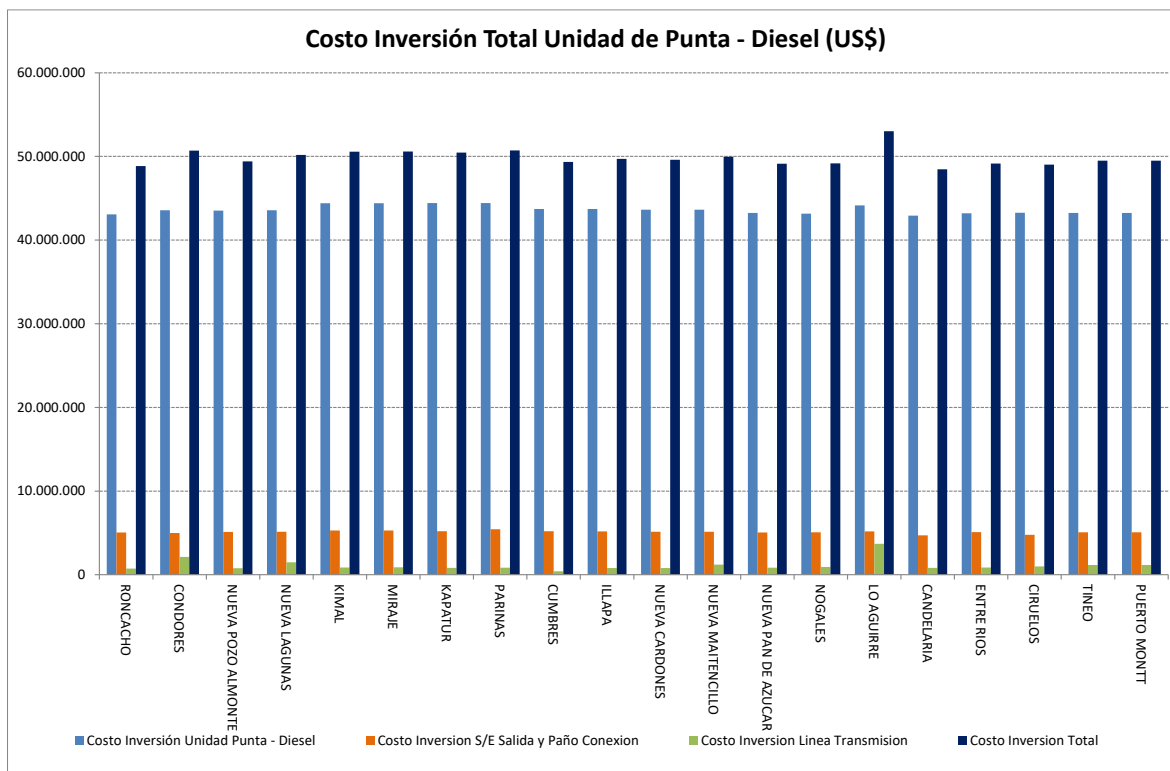


Figura 174: Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 70 MW - diésel

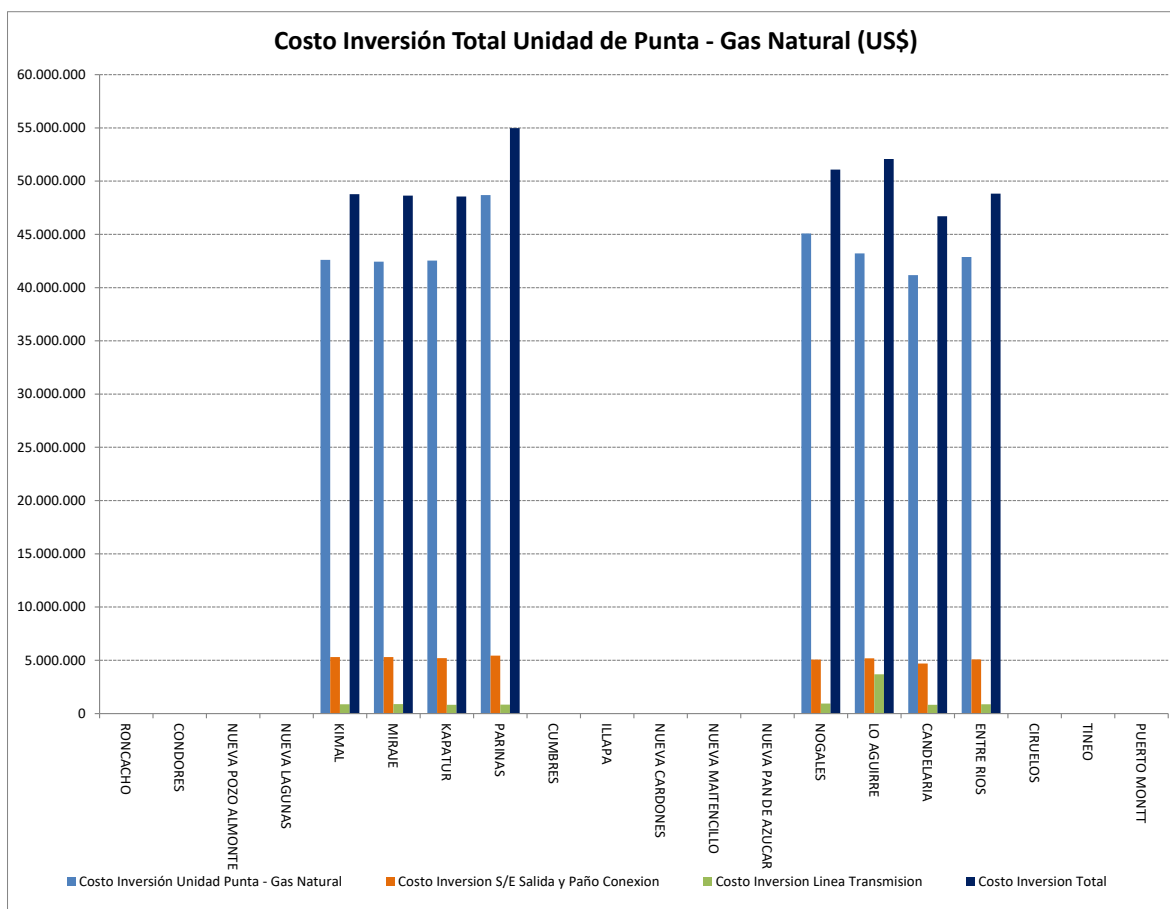


Figura 175: Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 70 MW - gas natural

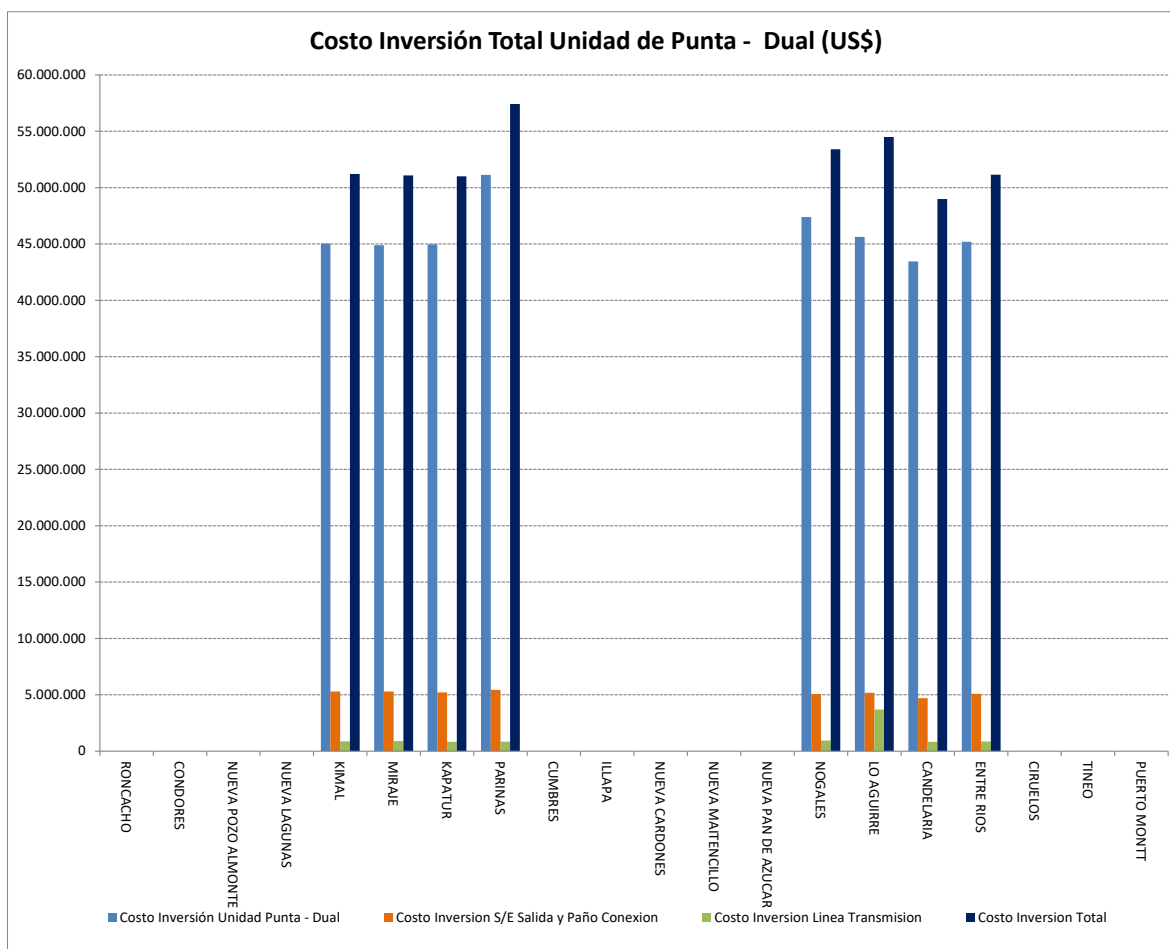


Figura 176: Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 70 MW – sistema dual

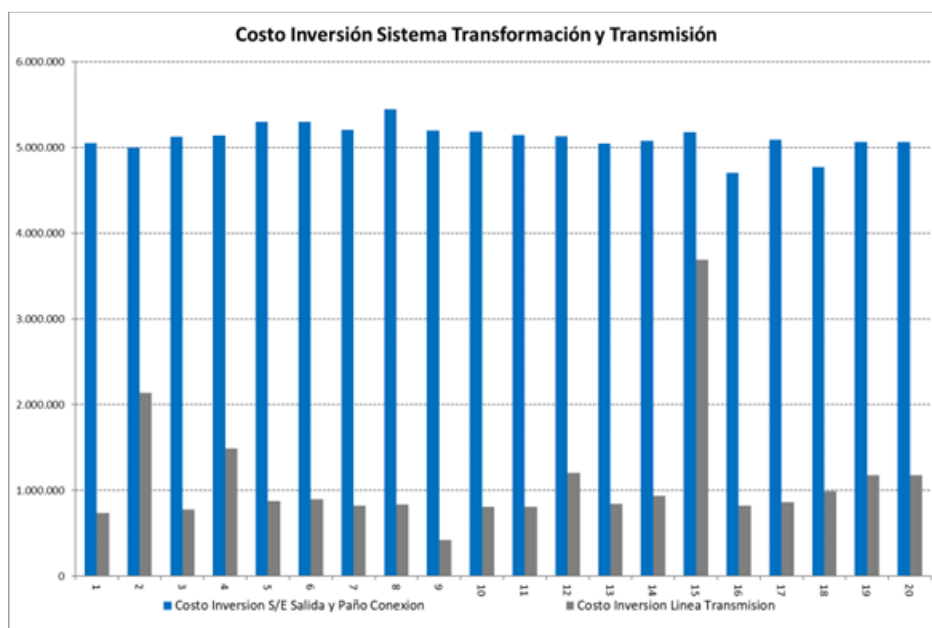


Figura 177: Costo de Inversión subestación, paño de conexión y línea de transmisión

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.

14.1.2 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.

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	10.570.742	11.201.362	11.170.191	11.231.201	12.132.676	12.133.541	12.117.970
1.3	INGENIERIA	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL	63.959.963	64.500.491	64.451.454	64.501.256	65.548.596	65.549.438	65.585.262
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL	0	0	0	0	63.404.725	63.115.599	63.257.610
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL	0	0	0	0	66.559.747	66.270.627	66.412.625
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	749.052	795.295	783.997	800.819	860.381	860.620	587.485
2.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO DIESEL)	5.706.674	5.645.704	5.771.727	5.788.248	5.957.822	5.960.070	5.856.876
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS NATURAL)	0	0	0	0	5.958.124	5.960.414	5.857.200
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS DUAL)	0	0	0	0	5.957.686	5.959.973	5.856.766
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)	739.523	2.136.761	772.771	1.481.666	874.759	893.431	820.408
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO GAS NATURAL)	0	0	0	0	874.804	893.483	820.453
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DUAL)	0	0	0	0	874.739	893.416	820.392
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL [US\$]	70.406.160	72.282.957	70.995.952	71.771.170	72.381.177	72.402.939	72.262.546
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL [US\$]	0	0	0	0	70.237.653	69.969.496	69.935.263
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL [US\$]	0	0	0	0	73.392.172	73.124.016	73.089.783

Tabla 77: 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	12.172.756	11.564.004	11.566.709	11.531.540	11.456.062	10.531.859	10.779.899
1.3	INGENIERIA	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL	65.572.797	64.700.579	64.693.370	64.612.644	64.612.080	64.028.069	63.996.231
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL	72.342.603	0	0	0	0	0	67.169.922
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL	75.497.528	0	0	0	0	0	70.168.150
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	871.433	857.123	857.869	591.348	572.673	506.643	763.820
2.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO DIESEL)	6.142.991	5.874.868	5.860.495	5.812.767	5.792.418	5.688.467	5.721.581
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS NATURAL)	6.142.122	0	0	0	0	0	5.721.163
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS DUAL)	6.141.766	0	0	0	0	0	5.720.799
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)	836.649	419.817	811.809	811.561	1.203.041	845.180	936.905
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO GAS NATURAL)	836.531	0	0	0	0	0	936.836
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DUAL)	836.482	0	0	0	0	0	936.777
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL [US\$]	72.552.436	70.995.265	71.365.675	71.236.971	71.607.540	70.561.716	70.654.717
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL [US\$]	79.321.256	0	0	0	0	0	73.827.921
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL [US\$]	82.475.776	0	0	0	0	0	76.825.726

Tabla 78: 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						
1.1.3.1	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
1.2.1.1	SERVIDUMBRE GASODUCTO	107.948	19.191	160.344	0	0	0
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	11.874.696	10.530.854	10.883.478	11.039.760	10.803.051	10.803.051
1.3	INGENIERIA	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL	65.239.627	63.698.817	64.051.602	64.135.565	64.098.836	64.049.626
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL	63.805.850	61.541.093	63.973.315	0	0	0
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL	66.929.219	64.507.474	66.980.253	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	1.113.016
2.3	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE						
2.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	591.224	516.517	561.296	565.938	537.437	537.437
2.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	581.691	666.022	777.080	715.050	524.811	524.811
2.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO DIESEL)	5.833.155	5.351.461	5.739.217	5.431.693	5.713.373	5.583.279
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS NATURAL)	5.833.338	5.351.755	5.739.227	0	0	0
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS DUAL)	5.832.947	5.351.356	5.738.828	0	0	0
3	LINEA AEREA 220 kV						
3.1	SUMINISTRO	663.484	118.332	118.332	127.562	275.803	275.803
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	449.691
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	639.448	164.282	169.764	177.681	296.916	296.916
3.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DIESEL)	3.672.469	821.120	862.720	991.589	1.177.276	610.619
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO GAS NATURAL)	3.672.585	821.165	862.722	0	0	0
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO GAS DUAL)	3.672.339	821.104	862.662	0	0	0
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL [US\$]	74.745.251	69.871.398	70.653.539	70.558.847	70.989.485	70.243.524
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL [US\$]	73.311.772	67.714.012	70.575.264	0	0	0
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL [US\$]	76.434.505	70.679.934	73.581.742	0	0	0

Tabla 79: Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 120 MW

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).

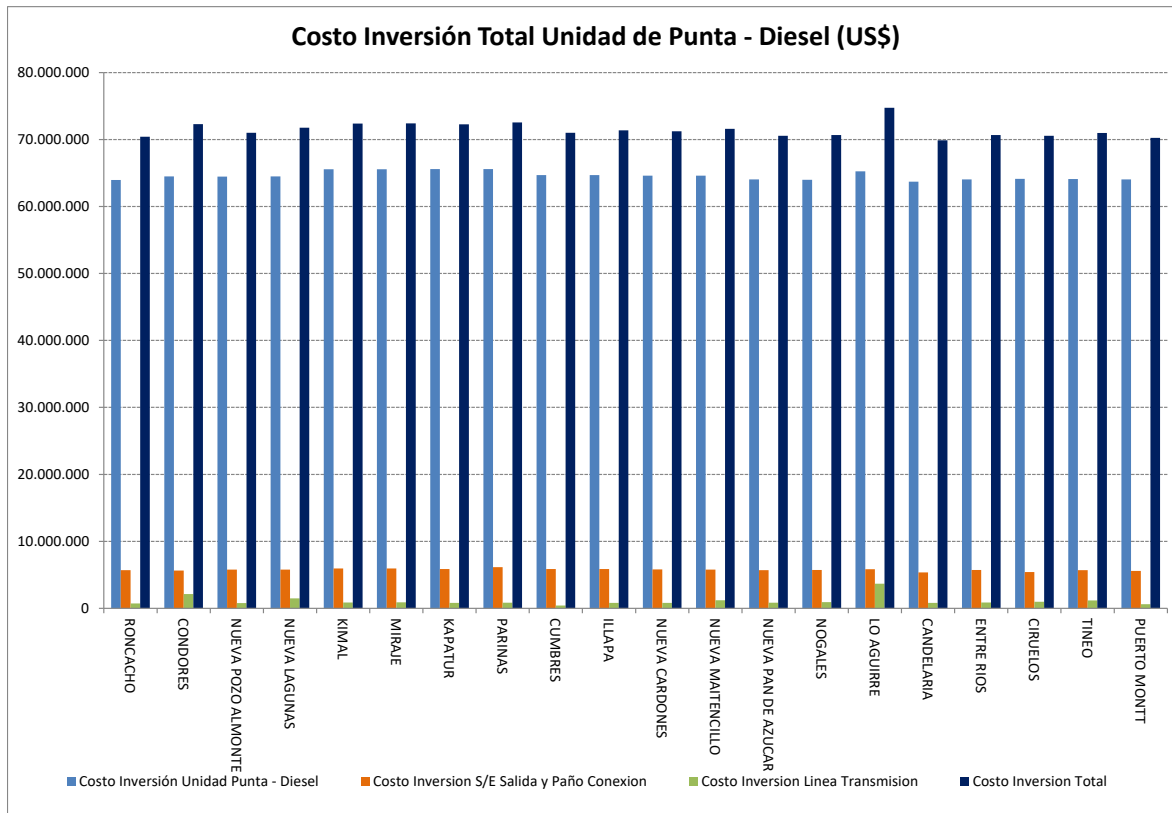


Figura 178: Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 120 MW - diésel

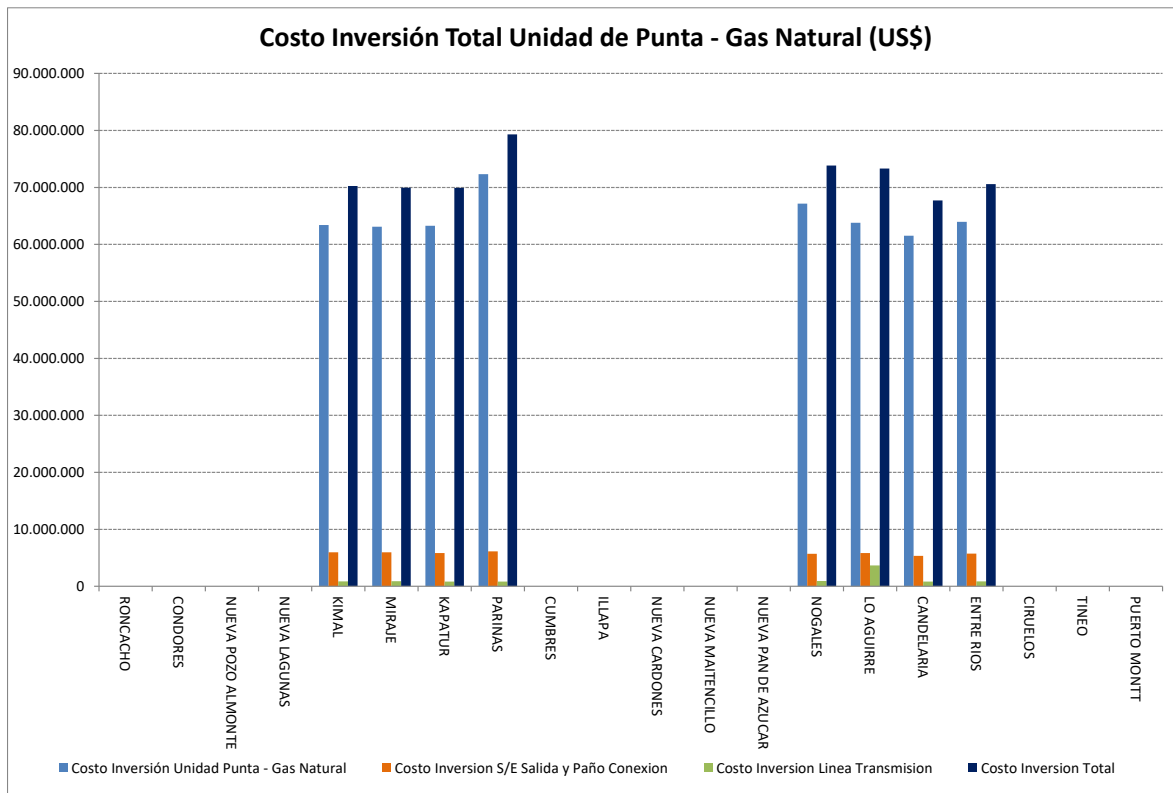


Figura 179: Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 120 MW - gas natural

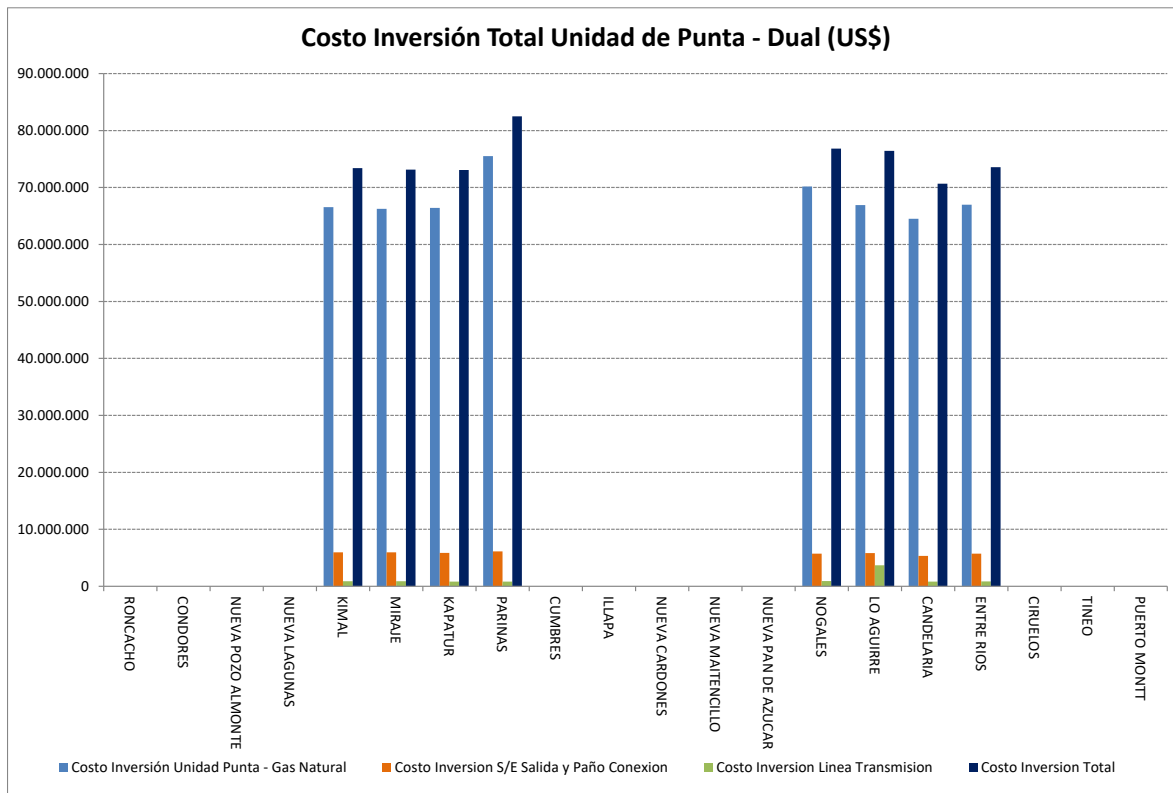


Figura 180: Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 120 MW – sistema dual

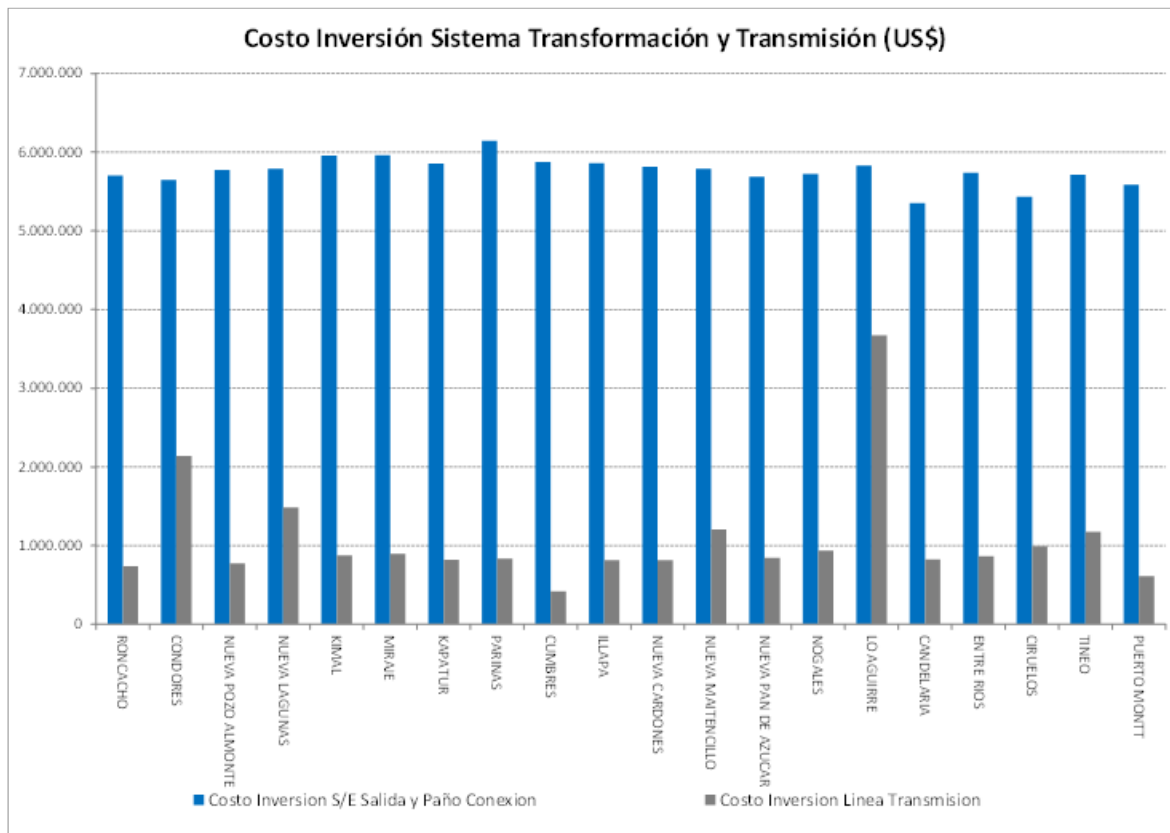


Figura 181: Costo de Inversión subestación, paño de conexión y línea de transmisión

De lo anterior se aprecia que los costos de inversión de las unidades de punta operando con diésel para las distintas subestaciones consideradas son bastante 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.

14.1.3 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.

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	11.104.612	11.782.816	11.683.005	11.897.410	12.849.412	12.852.453	12.797.732
1.3	INGENIERIA	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL	72.405.791	73.098.803	73.059.159	73.110.198	74.243.795	74.244.857	74.276.687
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL	0	0	0	0	63.404.725	63.115.599	63.257.610
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL	0	0	0	0	66.559.747	66.270.627	66.412.625
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	804.676	816.632	786.830	816.444	806.099	806.487	554.762
2.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO DIESEL)	6.102.870	5.987.941	6.084.961	6.115.001	6.161.819	6.164.428	6.082.064
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS NATURAL)	0	0	0	0	5.958.124	5.960.414	5.857.200
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS DUAL)	0	0	0	0	5.957.686	5.959.973	5.856.766
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)	781.215	2.276.152	783.025	1.524.098	840.115	858.990	783.173
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO GAS NATURAL)	0	0	0	0	874.804	893.483	820.453
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DUAL)	0	0	0	0	874.739	893.416	820.392
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL [US\$]	79.289.877	81.362.896	79.927.144	80.749.296	81.245.730	81.268.275	81.141.924
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL [US\$]	0	0	0	0	70.237.653	69.969.496	69.935.263
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL [US\$]	0	0	0	0	73.392.172	73.124.016	73.089.783

Tabla 80: 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
1.2.1	SERVIDUMBRE GASODUCTO	399.578	0	0	0	0	0	407.803
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	12.990.267	12.651.209	12.660.717	12.537.122	12.271.870	10.989.597	11.336.621
1.3	INGENIERIA	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL	74.285.598	73.326.123	73.317.336	73.234.123	73.233.657	72.587.898	72.566.771
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL	72.342.603	0	0	0	0	0	67.169.922
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL	75.497.528	0	0	0	0	0	70.168.150
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	824.074	892.613	893.906	627.896	593.888	545.132	804.547
2.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO DIESEL)	6.371.924	6.214.958	6.199.688	6.153.378	6.116.386	6.075.063	6.099.561
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS NATURAL)	6.142.122	0	0	0	0	0	5.721.163
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS DUAL)	6.141.766	0	0	0	0	0	5.720.799
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)	798.287	432.416	812.680	812.438	1.192.227	895.663	975.886
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO GAS NATURAL)	836.531	0	0	0	0	0	936.836
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DUAL)	836.482	0	0	0	0	0	936.777
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL [US\$]	81.455.809	79.973.497	80.329.703	80.199.940	80.542.270	79.558.624	79.642.218
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL [US\$]	79.321.256	0	0	0	0	0	73.827.921
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL [US\$]	82.475.776	0	0	0	0	0	76.825.726

Tabla 81: 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						
1.1.3.1	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
1.2.1.1	SERVIDUMBRE GASODUCTO	107.948	19.191	160.344	0	0	0
1.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE	12.600.228	11.120.840	11.521.240	11.882.845	11.351.260	11.351.260
1.3	INGENIERIA	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492	687.492
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL	73.906.308	72.245.449	72.627.821	72.718.469	72.674.037	72.674.037
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL	63.805.850	61.541.093	63.973.315	0	0	0
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL	66.929.219	64.507.474	66.980.253	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	1.113.016
2.3	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE						
2.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	551.083	542.856	570.976	571.588	548.994	548.994
2.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	567.804	728.006	819.030	767.815	557.321	557.321
2.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO DIESEL)	6.093.536	5.766.502	6.114.330	5.814.234	6.080.279	6.080.279
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS NATURAL)	5.833.338	5.351.755	5.739.227	0	0	0
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO GAS DUAL)	5.832.947	5.351.356	5.738.828	0	0	0
3	LINEA AEREA 220 kV						
3.1	SUMINISTRO	768.374	130.537	130.537	143.165	300.015	300.015
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	458.001
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	622.353	178.882	178.904	185.666	318.571	318.571
3.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DIESEL)	3.682.852	870.502	892.847	1.021.522	1.235.922	1.235.922
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO GAS NATURAL)	3.672.585	821.165	862.722	0	0	0
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO GAS DUAL)	3.672.339	821.104	862.662	0	0	0
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DIESEL [US\$]	83.682.696	78.882.452	79.634.998	79.554.224	79.990.238	79.990.238
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - GAS NATURAL [US\$]	73.311.772	67.714.012	70.575.264	0	0	0
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL [US\$]	76.434.505	70.679.934	73.581.742	0	0	0

Tabla 82: Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 150 MW

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).

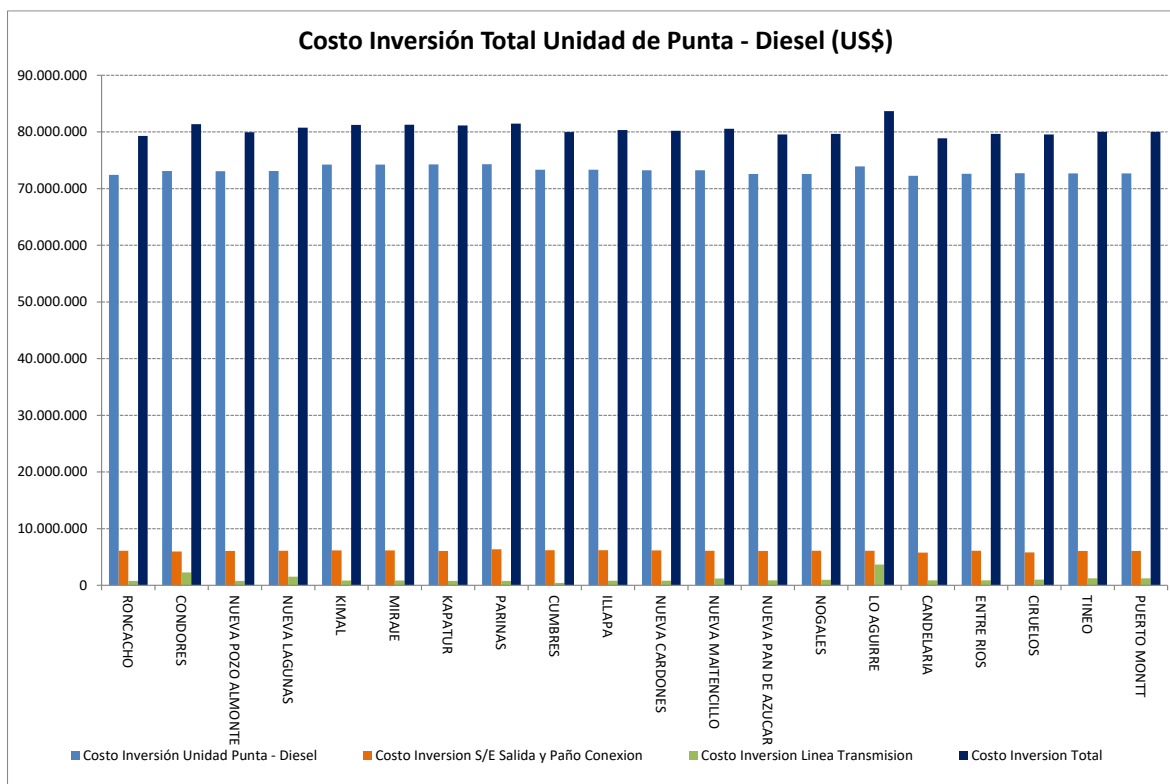


Figura 182: Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 150 MW - diésel

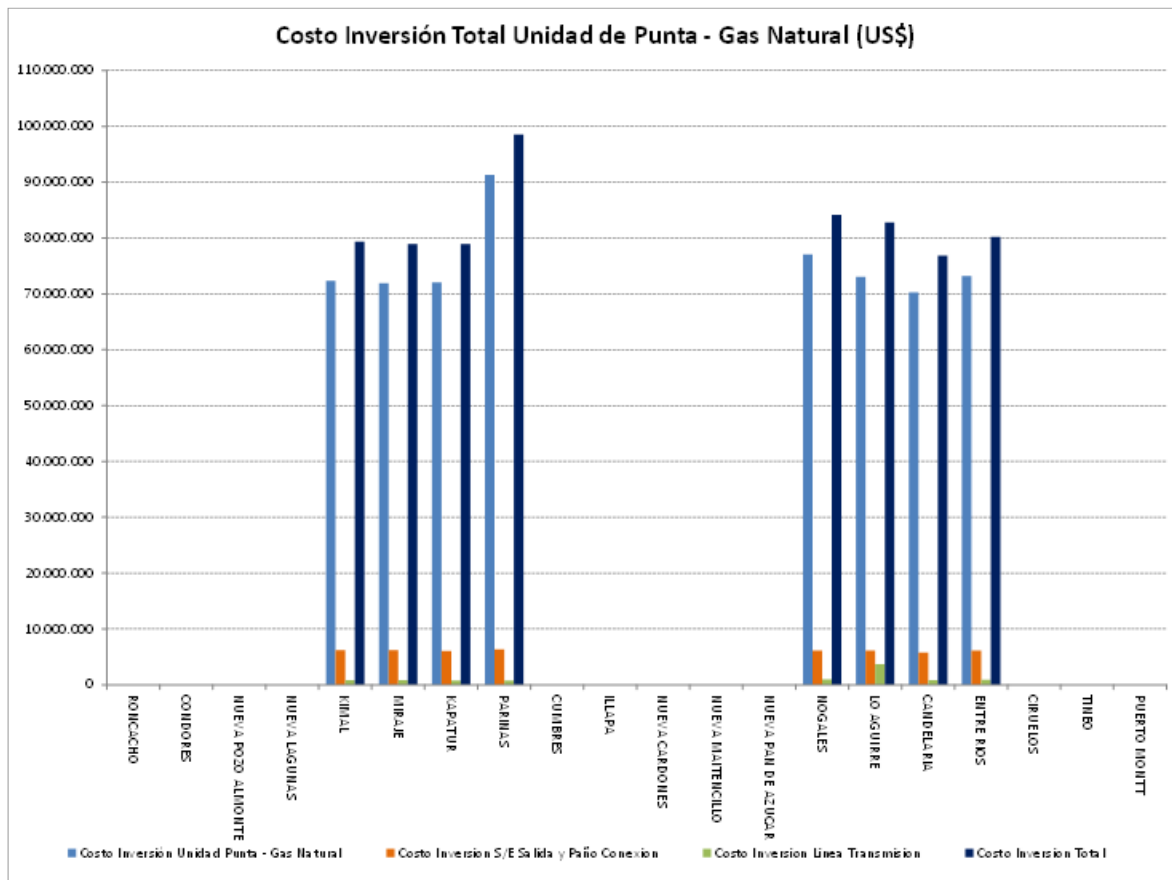


Figura 183: Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 150 MW - gas natural

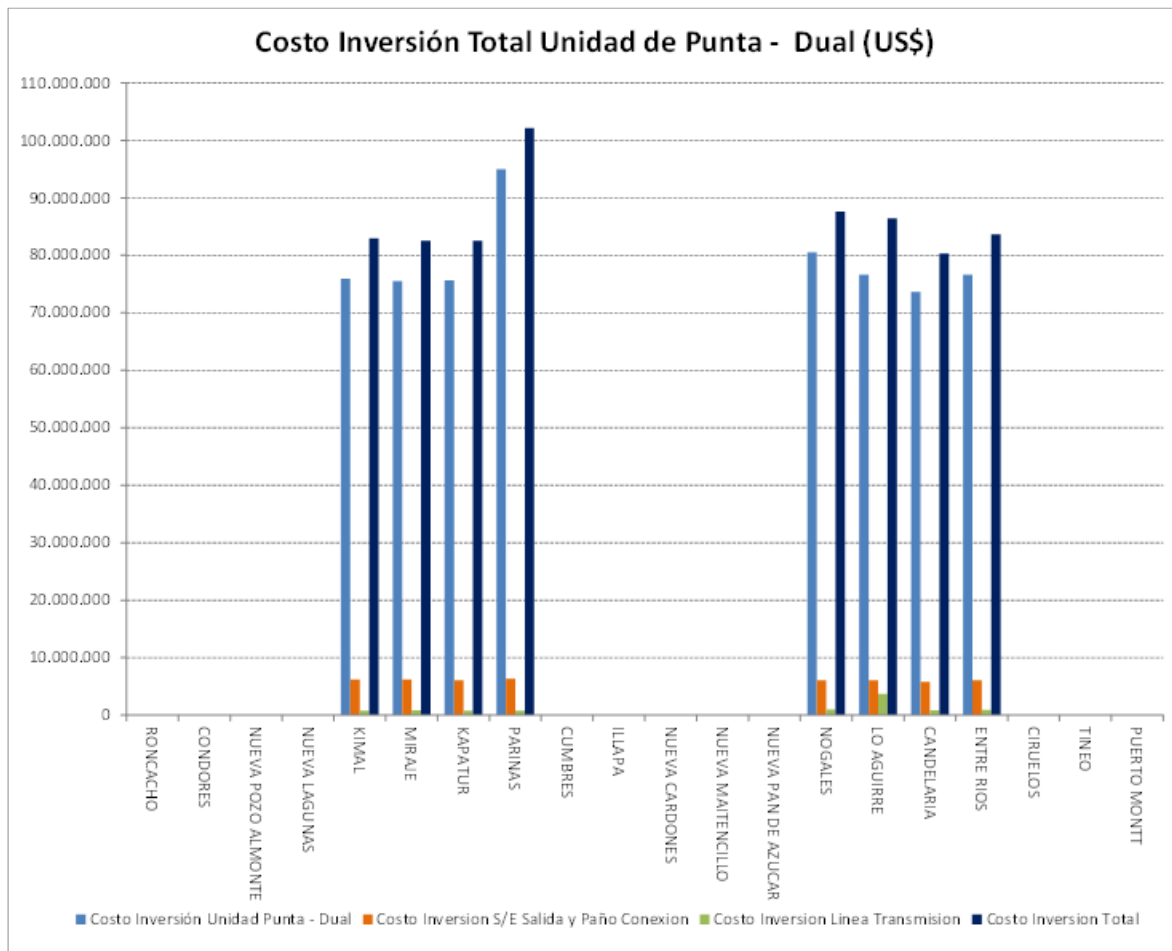


Figura 184: Costo de Inversión turbina a gas - subestaciones del SEN - 150 MW – sistema dual

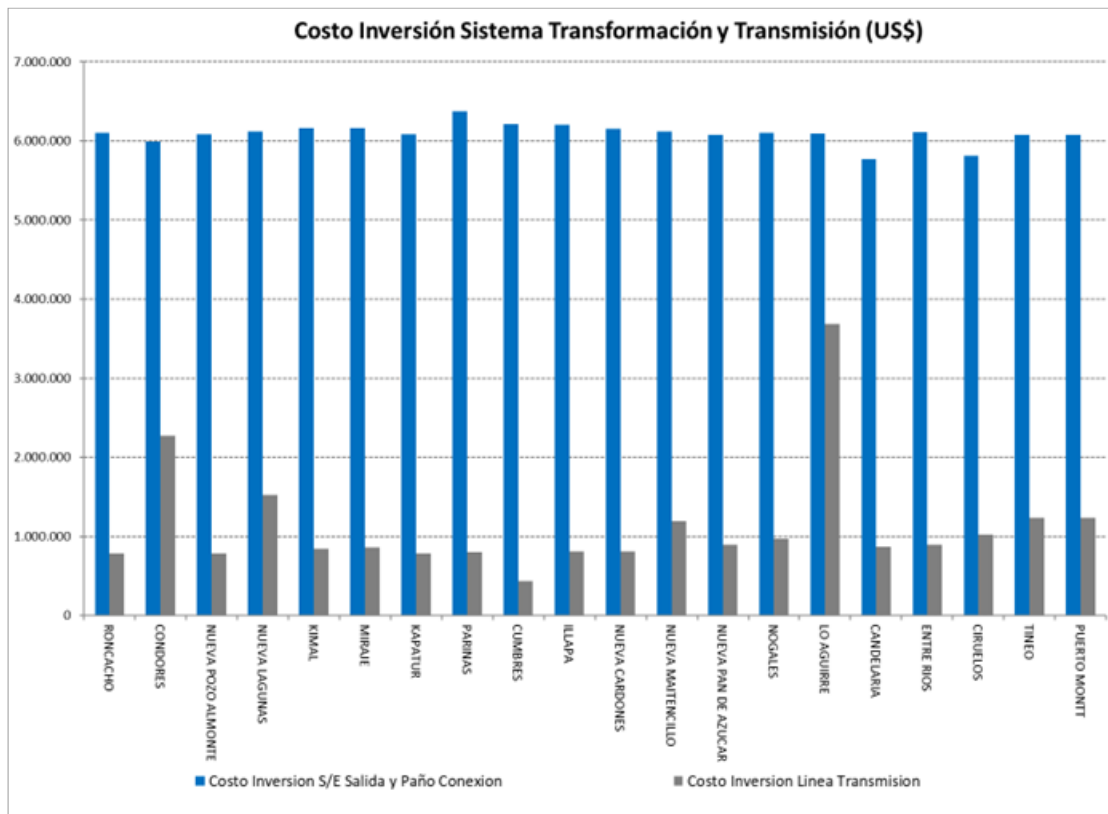


Figura 185: Costo de Inversión subestación, paño de conexión y línea de transmisión

De lo anterior se aprecia que los costos de inversión de las unidades de punta operando con diésel para las distintas subestaciones consideradas son bastante 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.

14.1.4 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)

La 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.

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 AUXILIARES	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	1.674.424	1.661.765	1.654.612	1.664.722	1.654.402	1.654.433
	SUBTOTAL SISTEMA BESS	42.562.735	42.819.170	43.224.780	42.822.127	43.267.886	43.267.917
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
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	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	2.155.531	2.193.472	2.259.867	2.197.375	2.257.229	2.257.270
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	54.792.167	56.519.808	59.036.360	56.523.710	59.033.721	59.033.763
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	707.250	751.637	818.377	753.649	812.043	812.179
3.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES	190.159	185.519	199.189	191.009	193.562	193.630
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	4.833.718	4.780.317	5.203.582	4.913.392	5.062.266	5.063.964
4	LINEA AEREA 220 kV						
4.1	SUMINISTRO	109.799	110.757	111.477	110.757	110.918	110.924
4.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION						
4.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	351.898	373.078	417.658	408.966	403.789	403.789
4.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	156.400	168.413	180.707	167.449	180.546	180.593
4.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION	27.802	28.790	30.674	30.254	30.058	30.061
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	706.702	741.841	801.319	778.228	786.114	786.171
5	GASTOS GENERALES PROPIETARIO -PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS						
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES	4.047.915	4.069.547	4.144.343	4.083.360	4.135.251	4.135.394
	TOTAL SISTEMA HIBRIDO [US\$]	102.895.322	104.861.136	108.266.041	105.037.457	108.149.988	108.151.814

Tabla 83: Costo de Inversión Sistema hibrido 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 AUXILIARES	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	1.655.696	1.654.612	1.656.598	1.662.967	1.658.340	1.664.680
	SUBTOTAL SISTEMA BESS	43.317.499	43.224.780	42.898.725	42.905.094	42.833.743	42.840.083
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 AUXILIARES	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	2.256.375	2.259.867	2.200.624	2.209.084	2.206.509	2.214.944
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	59.032.868	59.036.360	56.986.651	56.995.111	56.992.535	57.000.971
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	540.877	818.377	790.472	790.900	528.518	518.725
3.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES	190.208	199.189	191.998	192.296	190.469	190.801
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	4.976.360	5.203.582	4.971.914	4.961.303	4.919.684	4.910.223
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	30.034	30.674	15.541	30.144	30.100	44.779
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	785.762	801.319	402.447	777.728	777.460	1.152.367
5	GASTOS GENERALES PROPIETARIO -PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS						
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES	4.132.313	4.144.343	4.064.761	4.094.491	4.085.418	4.115.205
	TOTAL SISTEMA HIBRIDO [US\$]	108.112.489	108.266.041	105.259.736	105.639.237	105.523.422	105.903.644

Tabla 84: Costo de Inversión Sistema hibrido 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 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	1.646.005	1.646.005	1.646.005	1.646.005	1.646.005	1.646.005
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	5.913.406	5.913.406	5.913.406	5.913.406	5.913.406	5.913.406
1.3	INGENIERIA	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SISTEMA BESS	2.718.249	2.671.906	2.674.442	2.675.287	2.614.474	2.614.512
	SUBTOTAL SISTEMA BESS	69.928.891	69.882.548	69.885.083	69.885.929	69.825.115	69.825.154
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
1.1.2	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	3.375.218	3.419.457	3.422.702	3.423.784	3.490.375	3.490.427
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	86.829.879	89.434.431	89.437.676	89.438.757	93.217.943	93.217.994
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	629.403	616.251	623.678	633.179	629.860	629.984
3.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES	208.139	199.058	204.600	204.982	202.094	202.174
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	5.354.530	5.206.272	5.346.339	5.354.698	5.397.363	5.399.400
4	LINEA AEREA 220 kV						
4.1	SUMINISTRO	109.799	110.757	110.769	110.757	110.918	110.924
4.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION						
4.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	367.592	367.592	367.592	402.952	367.592	367.592
4.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	163.362	165.965	164.061	165.002	164.396	164.444
4.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION	28.374	28.031	27.983	29.436	27.374	27.377
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	729.930	733.149	731.208	768.950	731.083	731.140
5	GASTOS GENERALES PROPIETARIO -PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS						
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES	6.329.980	6.318.453	6.329.727	6.333.489	6.334.318	6.334.489
	TOTAL SISTEMA HIBRIDO [US\$]	162.843.230	165.256.400	165.400.306	165.448.334	169.171.505	169.173.687

Tabla 85: Costo de Inversión Sistema hibrido 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	1.646.005	1.646.005	1.646.005	1.646.005	1.646.005	1.646.005
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	5.913.406	5.913.406	5.913.406	5.913.406	5.913.406	5.913.406
1.3	INGENIERIA	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SISTEMA BESS	2.613.667	2.617.866	2.657.505	2.663.937	2.663.763	2.670.236
	SUBTOTAL SISTEMA BESS	69.824.309	69.828.507	69.868.147	69.874.579	69.874.404	69.880.878
2	CENTRAL GENERADORA						
2.1	SUMINISTRO EQUIPOS						
2.1.1	EQUIPAMINETO PRINCIPAL	32.318.900	32.318.900	32.318.900	32.318.900	32.318.900	32.318.900
1.1.2	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	3.489.299	3.494.904	3.428.569	3.436.867	3.436.642	3.444.993
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	93.216.866	93.222.471	90.140.088	90.148.386	90.148.161	90.156.512
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	405.281	635.627	657.615	658.030	425.717	416.214
3.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES	200.397	208.788	449.578	448.368	447.595	446.733
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	5.353.628	5.569.174	5.638.083	5.623.365	5.613.658	5.603.293
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	27.353	27.929	32.975	63.294	63.274	93.549
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	730.735	744.985	413.532	793.820	793.577	1.173.370
5	GASTOS GENERALES PROPIETARIO -PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS						
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES	6.330.717	6.349.487	6.306.275	6.334.874	6.334.096	6.362.997
	TOTAL SISTEMA HIBRIDO [US\$]	169.125.538	169.365.138	166.059.850	166.440.151	166.429.800	166.814.054

Tabla 86: Costo de Inversión Sistema hibrido 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	70.849.374	70.849.374	70.849.374	70.849.374	70.849.374	70.849.374
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	1.843.386	1.843.386	1.843.386	1.843.386	1.843.386	1.843.386
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	2.790.443	2.790.443	2.790.443	3.020.150	3.020.150
1.2.3	CONSTRUCCION Y MONTAIE	6.657.674	7.010.125	7.010.125	7.010.125	7.521.197	7.521.197
1.3	INGENIERIA	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000
	PRORRATA GASTOS GENERALES-SISTEMA BESS	3.298.327	3.272.607	3.274.693	3.275.930	3.244.120	3.244.167
	SUBTOTAL SISTEMA BESS	85.790.792	86.275.935	86.278.021	86.279.258	86.988.227	86.988.274
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	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	4.118.721	4.185.803	4.188.470	4.190.053	4.289.825	4.289.888
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	107.129.579	110.350.557	110.353.224	110.354.807	115.027.904	115.027.966
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	804.676	804.624	786.830	816.444	806.099	806.487
3.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES	224.557	216.463	220.928	222.106	219.675	219.771
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	5.840.809	5.706.639	5.820.767	5.849.676	5.890.382	5.892.882
4	LINEA AEREA 220 kV						
4.1	SUMINISTRO	121.481	122.439	122.455	122.439	122.653	122.661
4.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION						
4.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	367.592	367.592	367.592	402.952	367.592	367.592
4.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	169.048	171.652	169.748	170.688	170.083	170.131
4.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION	28.745	28.486	28.429	29.872	27.936	27.938
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	747.670	750.972	749.028	786.755	749.067	749.126
5	GASTOS GENERALES PROPIETARIO -PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS						
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES -	7.670.350	7.703.359	7.712.520	7.717.961	7.781.555	7.781.764
	TOTAL SISTEMA HIBRIDO [US\$]	199.508.849	203.084.103	203.201.039	203.270.496	208.655.580	208.658.248

Tabla 87: Costo de Inversión Sistema hibrido 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	1.843.386	1.843.386	1.843.386	1.843.386	1.843.386	1.843.386
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAIE						
1.2.1	INFRAESTRUCTURA SISTEMA BESS	0	0	0	0	0	0
1.2.2	TRANSPORTE A SITIO	3.020.150	3.020.150	2.833.540	2.833.540	2.833.540	2.833.540
1.2.3	CONSTRUCCION Y MONTAIE	7.521.197	7.521.197	7.106.011	7.106.011	7.106.011	7.106.011
1.3	INGENIERIA	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000
	PRORRATA GASTOS GENERALES-SISTEMA BESS	3.242.696	3.248.106	3.264.601	3.271.098	3.270.271	3.276.355
	SUBTOTAL SISTEMA BESS	86.986.803	86.992.214	86.406.912	86.413.409	86.412.582	86.418.666
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
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	4.287.943	4.295.097	4.202.274	4.210.637	4.209.571	4.217.403
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	115.026.021	115.033.175	111.225.061	111.233.424	111.232.359	111.240.191
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	554.762	824.074	892.613	893.906	627.896	593.888
3.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES	216.736	227.445	493.845	492.606	488.929	485.966
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	5.814.035	6.091.535	6.213.321	6.198.068	6.151.759	6.114.789
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	27.909	28.495	34.360	64.573	64.554	94.726
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	748.659	763.159	432.302	812.468	812.225	1.191.916
5	GASTOS GENERALES PROPIETARIO -PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS						
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES -	7.775.283	7.799.143	7.707.077	7.735.632	7.731.989	7.758.808
	TOTAL SISTEMA HIBRIDO [US\$]	208.575.519	208.880.083	204.277.597	204.657.369	204.608.925	204.965.562

Tabla 88: Costo de Inversión Sistema hibrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 150 MW

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.

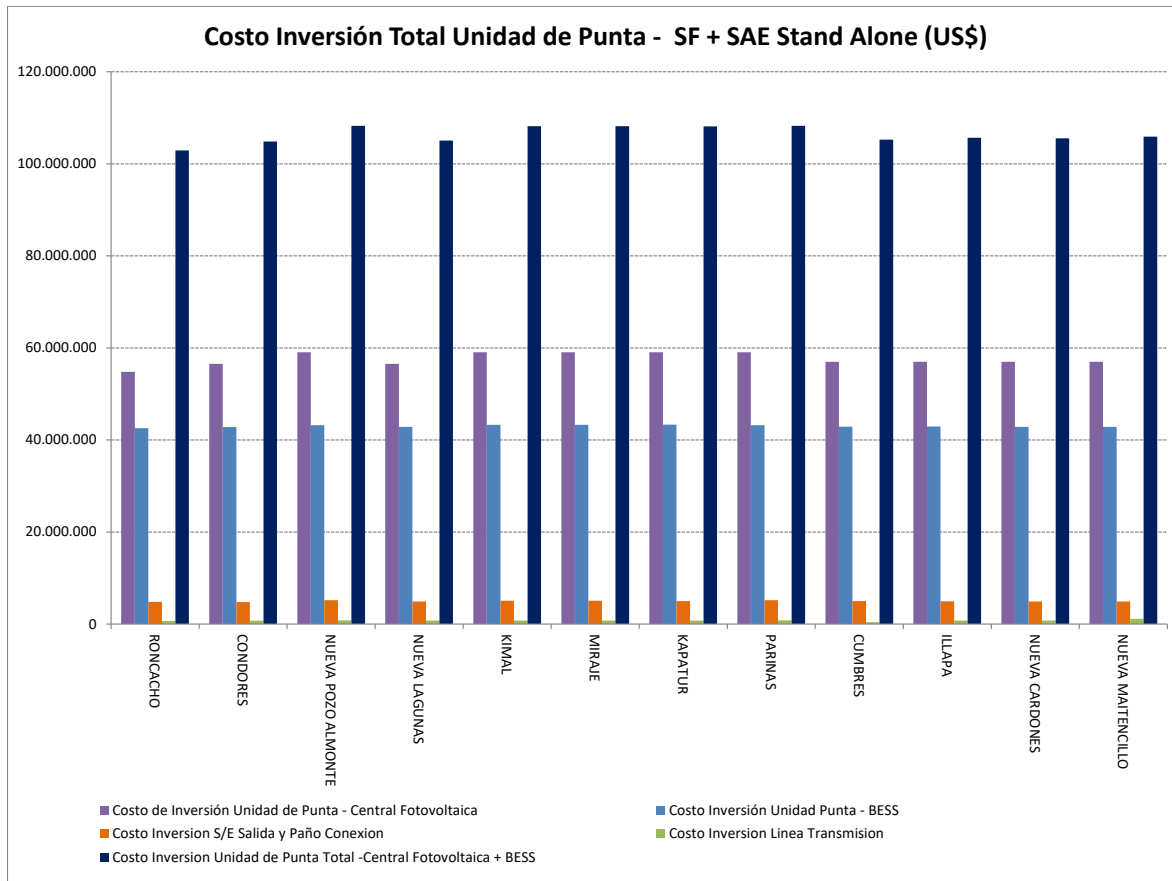


Figura 186: Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 70 MW

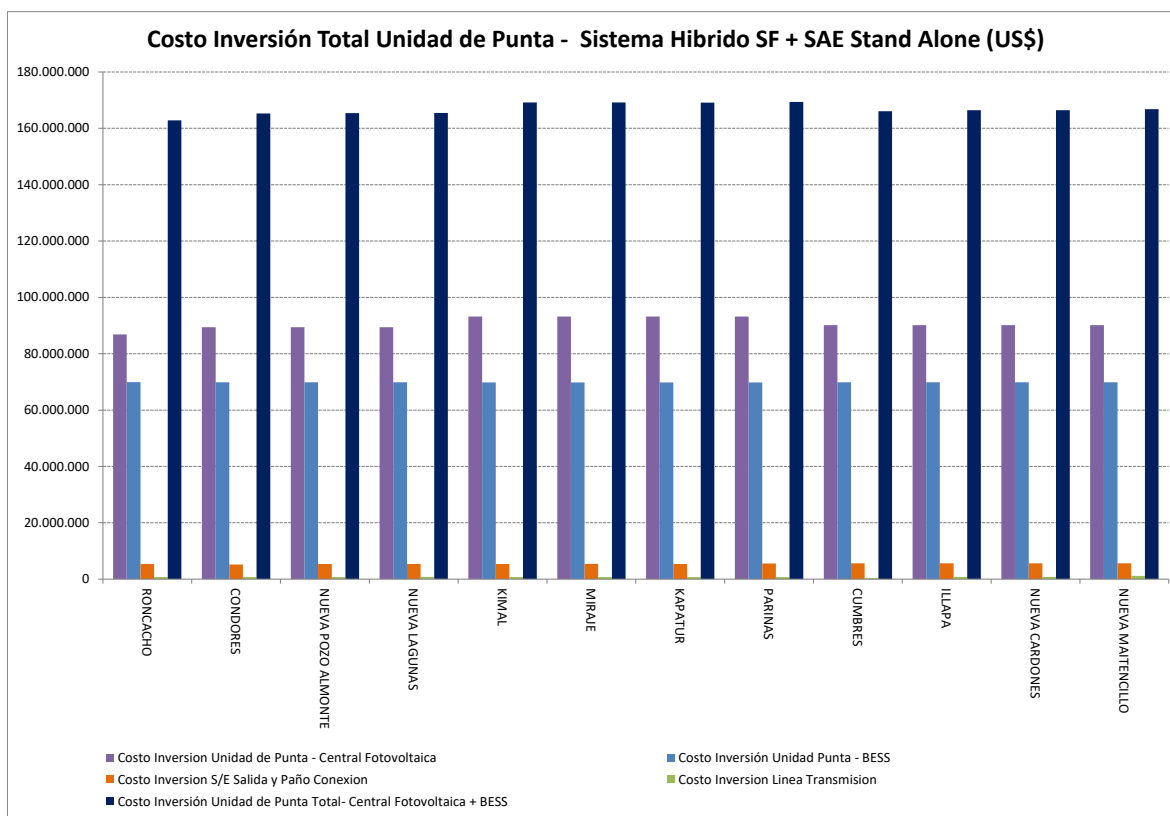


Figura 187: Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 120 MW

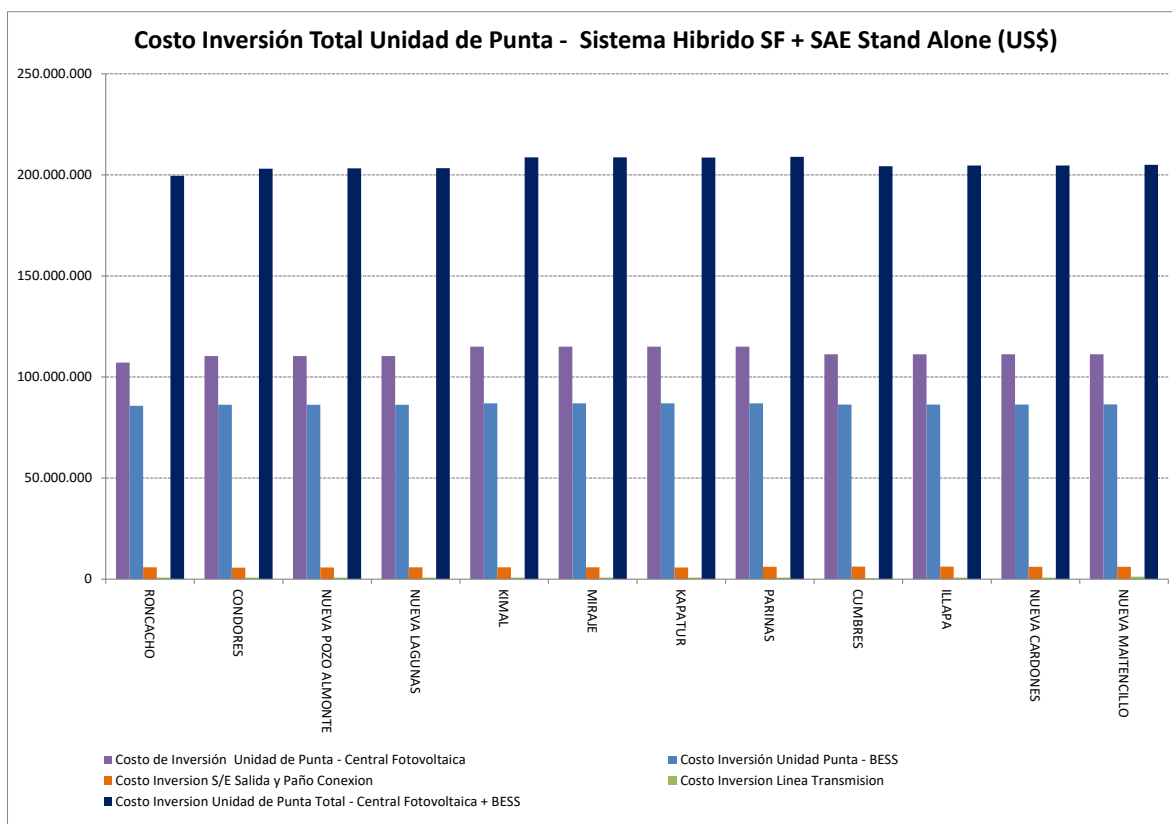


Figura 188: Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 150 MW

14.1.5 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)

La 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.

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 AUXLIARES	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	86.232	8.103	10.004	87.833	87.833
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	1.330.664	1.318.191	1.312.856	1.342.110	1.312.683
	SUBTOTAL SISTEMA BESS	42.900.832	42.252.304	42.283.057	42.335.425	42.305.998
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
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXLIARES	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	2.589.276	2.539.077	2.530.585	2.578.956	2.522.410
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	83.478.700	81.385.689	81.502.370	81.350.403	81.293.856
3	SUBESTACIONES					
3.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	1.755.463	1.661.244	1.661.244	1.661.244	1.661.244
3.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	883.160	855.297	582.737	1.116.846	680.849
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	818.377	730.785	659.245	482.646	719.680
3.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES	136.304	128.131	116.622	129.925	121.520
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	4.394.467	4.107.001	3.756.034	4.098.346	3.916.412
4	LINEA AEREA 220 kV					
4.1	SUMINISTRO	111.477	127.562	127.562	358.182	127.562
4.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION					
4.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	417.658	541.102	544.995	1.320.588	196.188
4.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	180.707	175.787	177.694	350.815	174.457
4.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION	24.668	29.152	29.194	68.439	17.901
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	795.314	934.405	940.247	2.158.827	576.910
5	GASTOS GENERALES PROPIETARIO -PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS					
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES	4.080.913	4.014.550	3.989.257	4.119.431	3.974.513
	TOTAL SISTEMA BESS [US\$]	131.569.313	128.679.399	128.481.708	129.943.000	128.093.176

Tabla 89: 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 SISTEMA BESS CIF	56.946.037	56.946.037	56.946.037	56.946.037	56.946.037
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	1.646.005	1.646.005	1.646.005	1.646.005	1.646.005
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAIE					
1.2.1	INFRAESTRUCTURA SISTEMA BESS	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
1.2.3	CONSTRUCCION Y MONTAIE	5.913.406	5.913.406	5.913.406	5.913.406	5.913.406
1.3	INGENIERIA	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SISTEMA BESS	2.073.798	2.104.204	2.095.923	2.127.186	2.095.460
	SUBTOTAL SISTEMA BESS	69.284.440	69.314.845	69.306.565	69.337.828	69.306.102
2	PARQUE EÓLICO					
2.1	SUMINISTRO EQUIPOS					
2.1.1	AEROGNERADORES	96.631.364	96.631.364	96.631.364	96.631.364	96.631.364
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	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
	PRORRATA GASTOS GENERALES - PARQUE EÓLICO	4.030.924	4.001.192	3.990.869	4.041.589	3.981.311
	SUBTOTAL PARQUE EÓLICO	134.670.929	131.803.776	131.967.315	131.739.770	131.679.492
3	SUBESTACIONES					
3.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	2.039.374	1.926.891	1.926.891	1.926.891	1.926.891
3.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	883.160	855.297	582.737	1.116.846	680.849
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	635.627	634.009	548.005	405.997	610.944
3.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES	132.774	360.282	329.294	361.169	343.563
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	4.435.911	4.517.704	4.128.762	4.530.145	4.307.474
4	LINEA AEREA 220 kV					
4.1	SUMINISTRO	111.477	127.562	127.562	358.182	127.562
4.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION					
4.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	380.218	550.440	550.440	1.349.209	200.440
4.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	164.557	178.810	179.457	358.395	178.237
4.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION	22.125	79.521	79.584	184.232	49.147
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	739.181	997.136	997.846	2.310.821	616.189
5	GASTOS GENERALES PROPIETARIO -PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS					
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES	6.259.621	6.264.283	6.233.912	6.368.028	6.218.036
	TOTAL PARQUE EOLICO + BESS [US\$]	209.130.460	206.633.461	206.400.489	207.918.564	205.909.258

Tabla 90: 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	70.849.374	70.849.374	70.849.374	70.849.374	70.849.374
1.1.2	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES	1.843.386	1.843.386	1.843.386	1.843.386	1.843.386
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAIE					
1.2.1	INFRAESTRUCTURA SISTEMA BESS	0	0	0	0	0
1.2.2	TRANSPORTE A SITIO	3.020.150	2.702.767	2.722.215	2.833.540	2.691.089
1.2.3	CONSTRUCCION Y MONTAIE	7.521.197	6.815.056	6.858.325	7.106.011	6.789.073
1.3	INGENIERIA	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000
	PRORRATA GASTOS GENERALES-SISTEMA BESS	2.563.519	2.553.485	2.548.280	2.555.310	2.543.020
	SUBTOTAL SISTEMA BESS	86.307.626	85.274.068	85.331.580	85.697.621	85.225.943
2	PARQUE EÓLICO					
2.1	SUMINISTRO EQUIPOS					
2.1.1	AEROGENRADORES	120.789.205	120.789.205	120.789.205	120.789.205	120.789.205
2.1.2	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	4.961.983	4.886.480	4.879.989	4.913.264	4.864.373
	SUBTOTAL PARQUE EÓLICO	167.058.231	163.184.861	163.411.084	164.776.497	163.023.011
3	SUBESTACIONES					
3.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	2.094.617	1.978.633	1.978.633	1.978.633	1.978.633
3.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	883.160	855.297	582.737	1.116.846	680.849
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	824.074	819.030	767.815	627.896	787.548
3.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES	139.184	379.494	351.601	383.375	362.094
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	4.686.011	4.773.679	4.422.622	4.822.711	4.554.351
4	LINEA AEREA 220 kV					
4.1	SUMINISTRO	123.399	143.165	143.165	122.439	143.165
4.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION					
4.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	380.218	550.440	550.440	393.478	200.440
4.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	170.244	185.020	185.666	170.951	184.447
4.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION	22.489	81.132	81.191	64.568	50.861
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	757.153	1.020.560	1.021.266	812.238	639.715
5	GASTOS GENERALES PROPIETARIO -PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS					
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES - DIESEL	7.687.176	7.604.607	7.582.524	7.627.992	7.554.443
	TOTAL SISTEMA BESS [US\$]	258.809.022	254.253.169	254.186.551	256.109.068	253.443.020

Tabla 91: Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología aerogenerador onshore (parque eólico) con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 150 MW

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.

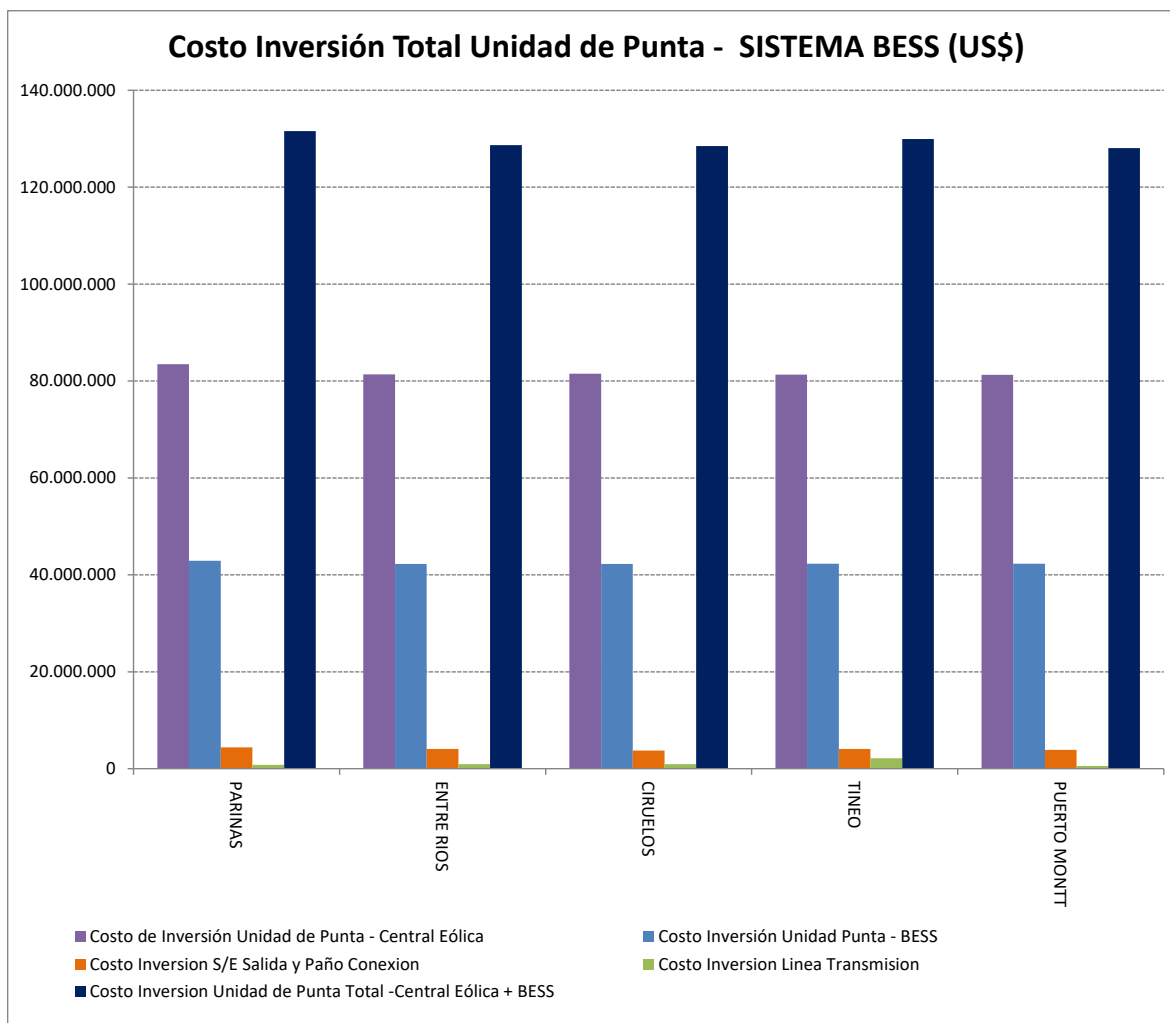


Figura 189: Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología aerogenerador onshore (parque eólico) con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 70 MW

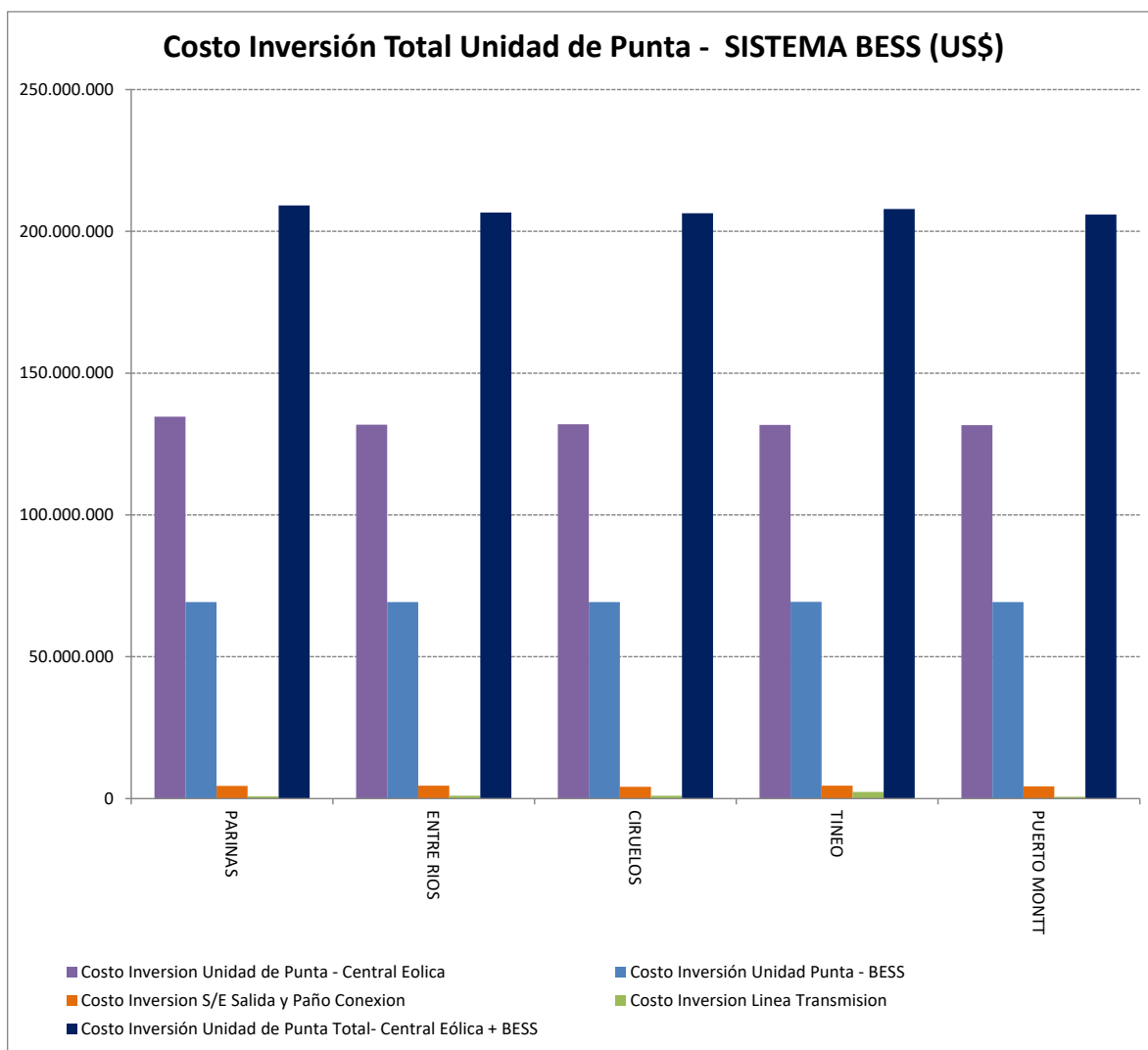


Figura 190: Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología aerogenerador onshore (parque eólico) con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 120 MW

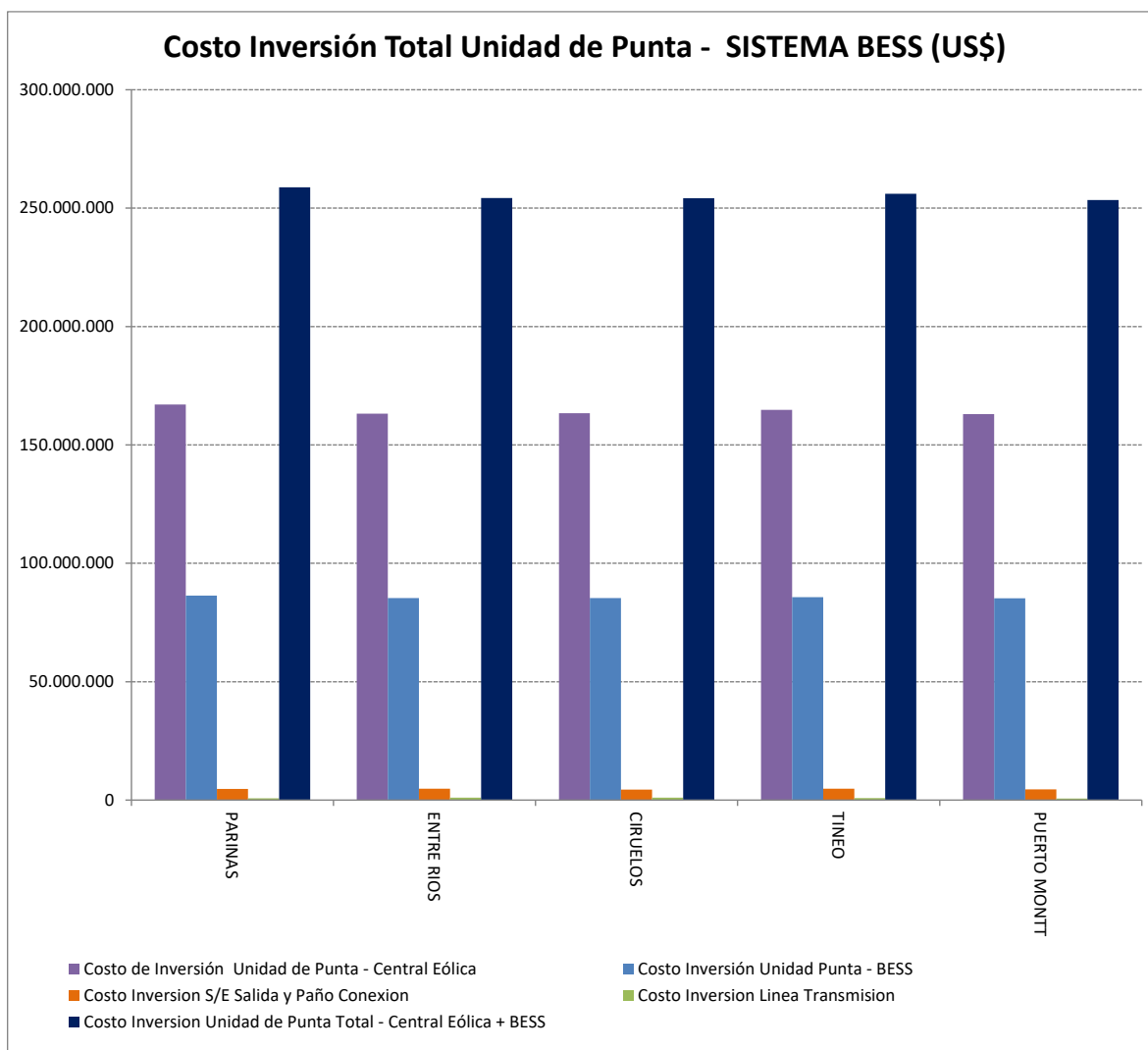


Figura 191: Costo de Inversión Sistema híbrido mediante tecnología aerogenerador onshore (parque eólico) con sistema de almacenamiento BESS - subestaciones del SEN - 150 MW

14.1.6 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.

ITEM	DESCRIPCION	NUEVA LAGUNAS	KIMAL	MIRAJE	PARINAS	CUMBRES	ILLAPA	NUEVA CARDONES
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	77.270	129.548	129.548	86.232	86.232	86.232	19.507
1.2.2	TRANSPORTE A SITIO	1.297.362	1.404.160	1.404.160	1.404.160	1.317.399	1.317.399	1.317.399
1.2.3	CONSTRUCCION Y MONTAJE	4.307.255	4.604.258	4.604.258	4.604.258	4.362.978	4.362.978	4.362.978
1.3	INGENIERIA	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SISTEMA BESS	3.604.477	3.644.430	3.644.388	3.640.514	3.613.859	3.613.030	3.607.412
	SUBTOTAL SISTEMA BESS	44.761.881	45.257.915	45.257.872	45.210.682	44.855.987	44.855.157	44.782.814
2	SUBESTACIONES							
2.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	1.661.244	1.682.266	1.683.097	1.755.463	1.667.557	1.661.244	1.661.244
2.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	855.297	861.514	861.760	883.160	857.164	855.297	1.116.846
2.3	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE							
2.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	582.812	632.993	632.993	630.913	592.186	592.186	562.382
2.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	753.649	812.043	812.179	818.377	790.472	790.900	528.518
2.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES	352.348	364.243	364.345	372.909	357.304	356.543	353.881
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	4.375.598	4.523.307	4.524.622	4.631.072	4.434.932	4.426.418	4.393.120
3	LINEA AEREA 220 kV							
3.1	SUMINISTRO	200.712	118.498	126.086	111.477	110.805	110.757	110.757
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION							
3.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	876.856	404.447	405.104	417.658	44.808	405.517	405.517
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	231.518	189.424	198.351	180.707	170.489	170.507	170.283
3.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION	119.972	67.713	69.216	67.489	33.903	65.492	65.477
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	1.489.860	840.885	859.560	838.135	420.809	813.076	812.837
4	GASTOS GENERALES PROPIETARIO - PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS							
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES	4.076.796	4.076.386	4.077.949	4.080.913	4.005.066	4.035.065	4.026.770
	TOTAL SISTEMA BESS [US\$]	50.627.339	50.622.107	50.642.055	50.679.889	49.711.727	50.094.651	49.988.771

Tabla 92: Costo de Inversión Sistema BESS - Subestaciones del SEN - 70 MW

ITEM	DESCRIPCION	NUEVA LAGUNAS	KIMAL	MIRAJE	PARINAS	CUMBRES	ILLAPA	NUEVA CARDONES
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	1.646.005	1.646.005	1.646.005	1.646.005	1.646.005	1.646.005	1.646.005
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE							
1.2.1	INFRAESTRUCTURA SISTEMA BESS	108.185	181.381	181.381	120.734	120.734	120.734	27.312
1.2.2	TRANSPORTE A SITIO	2.227.952	2.411.355	2.411.355	2.411.355	2.262.362	2.262.362	2.262.362
1.2.3	CONSTRUCCION Y MONTAJE	5.993.896	6.444.529	6.444.529	6.444.529	6.078.443	6.078.443	6.078.443
1.3	INGENIERIA	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SISTEMA BESS	5.842.656	5.903.775	5.903.748	5.898.445	5.855.294	5.854.766	5.846.814
	SUBTOTAL SISTEMA BESS	73.274.732	74.043.082	74.043.055	73.977.105	73.418.875	73.418.346	73.316.973
2	SUBESTACIONES							
2.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	1.926.891	1.951.988	1.952.980	2.039.374	1.934.428	1.926.891	1.926.891
2.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	855.297	861.514	861.760	883.160	857.164	855.297	1.116.846
2.3	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE							
2.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	574.297	576.807	576.807	574.727	574.727	574.727	545.713
2.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	633.179	629.860	629.984	635.627	657.615	658.030	425.717
2.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES	360.436	363.069	363.185	372.831	363.482	362.671	362.699
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	4.520.348	4.553.486	4.554.965	4.675.967	4.557.665	4.547.864	4.548.115
3	LINEA AEREA 220 kV							
3.1	SUMINISTRO	200.712	118.498	126.086	111.477	110.805	110.757	110.757
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION							
3.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	863.963	368.191	368.789	380.218	43.478	393.478	393.478
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	228.128	172.479	180.609	164.557	165.471	165.489	165.264
3.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION	117.283	62.380	63.794	62.127	32.980	63.304	63.286
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	1.470.889	782.351	800.081	779.183	413.538	793.831	793.589
4	GASTOS GENERALES PROPIETARIO - PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS							
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES	6.320.375	6.329.224	6.330.727	6.333.402	6.251.757	6.280.741	6.272.799
	TOTAL SISTEMA BESS [US\$]	79.265.969	79.378.919	79.398.101	79.432.255	78.390.077	78.760.041	78.658.676

Tabla 93: Costo de Inversión Sistema BESS - Subestaciones del SEN - 120 MW

ITEM	DESCRIPCION	NUEVA LAGUNAS	KIMAL	MIRAJE	PARINAS	CUMBRES	ILLAPA	NUEVA CARDONES
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	1.843.386	1.843.386	1.843.386	1.843.386	1.843.386	1.843.386	1.843.386
1.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE							
1.2.1	INFRAESTRUCTURA SISTEMA BESS	125.333	210.131	210.131	139.871	139.871	139.871	31.641
1.2.2	TRANSPORTE A SITIO	2.790.443	3.020.150	3.020.150	3.020.150	2.833.540	2.833.540	2.833.540
1.2.3	CONSTRUCCION Y MONTAJE	7.010.125	7.521.197	7.521.197	7.521.197	7.106.011	7.106.011	7.106.011
1.3	INGENIERIA	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000	510.000
	PRORRATA GASTOS GENERALES-SISTEMA BESS	7.178.113	7.249.165	7.249.141	7.243.030	7.192.344	7.191.907	7.182.742
	SUBTOTAL SISTEMA BESS	90.306.774	91.203.403	91.203.379	91.127.009	90.474.526	90.474.089	90.356.694
2	SUBESTACIONES							
2.1	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV	1.978.633	2.004.511	2.005.534	2.094.617	1.986.404	1.978.633	1.978.633
2.2	EQUIPAMIENTO SUBESTACION ENLACE	855.297	861.514	861.760	883.160	857.164	855.297	1.116.846
2.3	OBRAS CIVILES Y MONTAJE SSEE							
2.3.1	INFRAESTRUCTURA SSEE	574.297	576.807	576.807	574.727	574.727	574.727	545.713
2.3.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE SSEE	816.444	806.099	806.487	824.074	892.613	893.906	627.896
2.4	INGENIERIA	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249	170.249
	PRORRATA GASTOS GENERALES - SUBESTACIONES	379.499	381.581	381.723	392.599	386.998	386.254	383.373
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	4.774.418	4.800.760	4.802.559	4.939.426	4.868.155	4.859.065	4.822.709
3	LINEA AEREA 220 kV							
3.1	SUMINISTRO	243.507	130.756	138.868	123.399	122.503	122.439	122.439
3.2	OBRAS CIVILES Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION							
3.2.1	INFRAESTRUCTURA LINEA	863.963	368.191	368.789	380.218	43.478	393.478	393.478
3.2.2	CONSTRUCCION Y MONTAJE LINEA DE TRANSMISION	234.338	178.688	187.341	170.244	171.158	171.175	170.951
3.3	INGENIERIA	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803	60.803
	PRORRATA GASTOS GENERALES - LINEA DE TRANSMISION	121.115	63.762	65.261	63.435	34.367	64.585	64.567
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	1.523.725	802.200	821.063	798.100	432.309	812.480	812.238
4	GASTOS GENERALES PROPIETARIO - PARA CALCULO INTERNO DE PRORRATAS							
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES	7.678.726	7.694.508	7.696.124	7.699.065	7.613.709	7.642.746	7.630.682
	TOTAL SISTEMA BESS [US\$]	96.604.918	96.806.363	96.827.001	96.864.535	95.774.990	96.145.634	95.991.641

Tabla 94: Costo de Inversión Sistema BESS - Subestaciones del SEN - 150 MW

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 alones, instaladas en el SEN para tamaños de 70 MW, 120 MW y 150 MW.

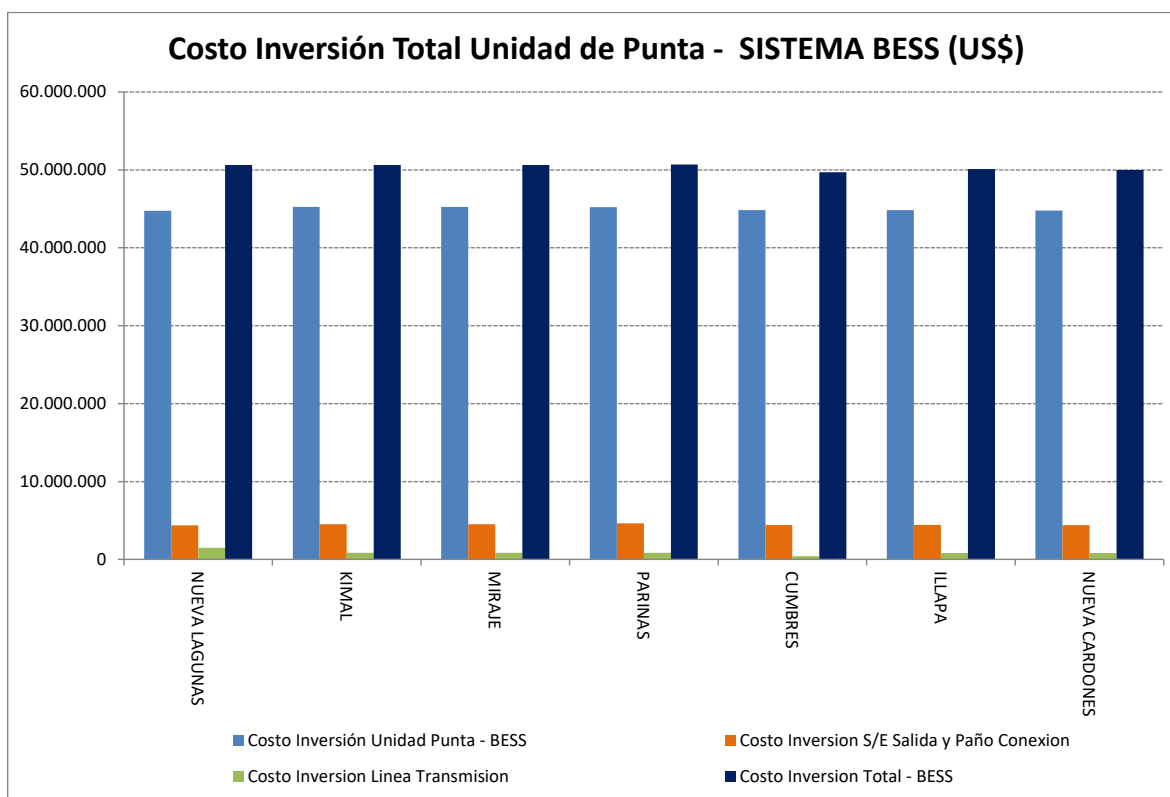


Figura 192: Costo de Inversión Sistema BESS - subestaciones del SEN - 70 MW

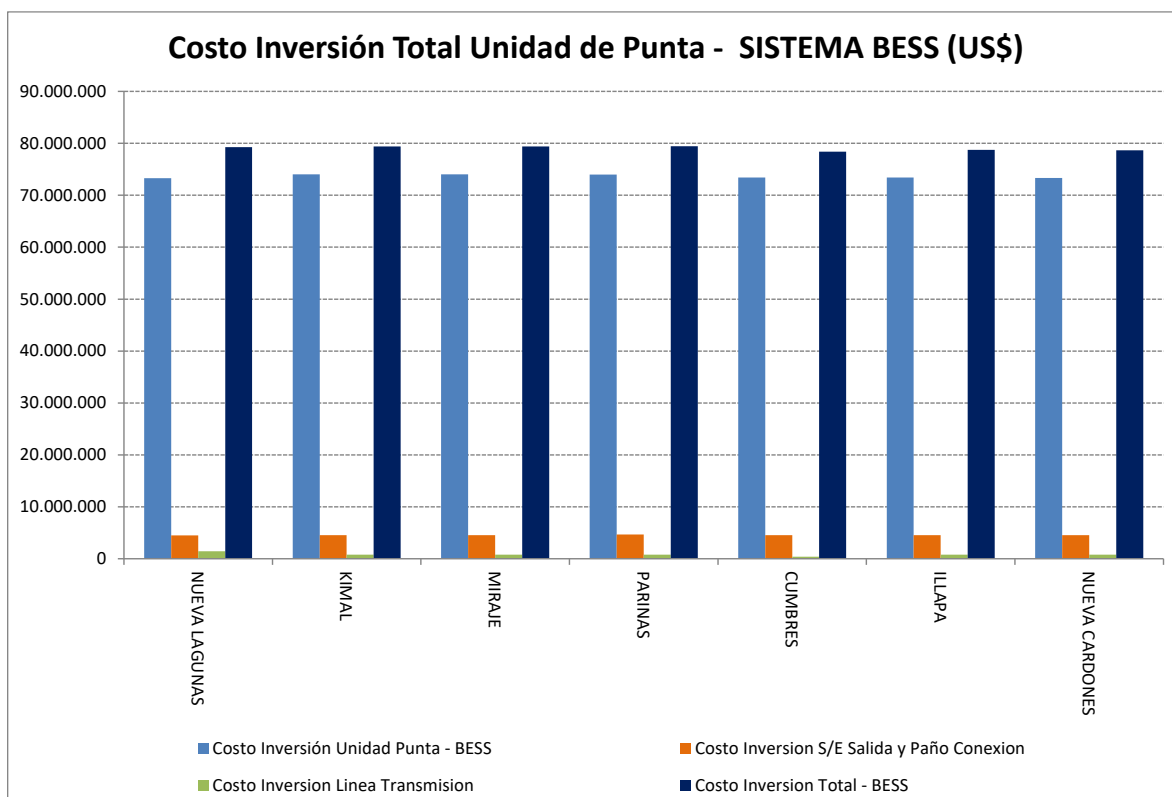


Figura 193: Costo de Inversión Sistema BESS - subestaciones del SEN - 120 MW

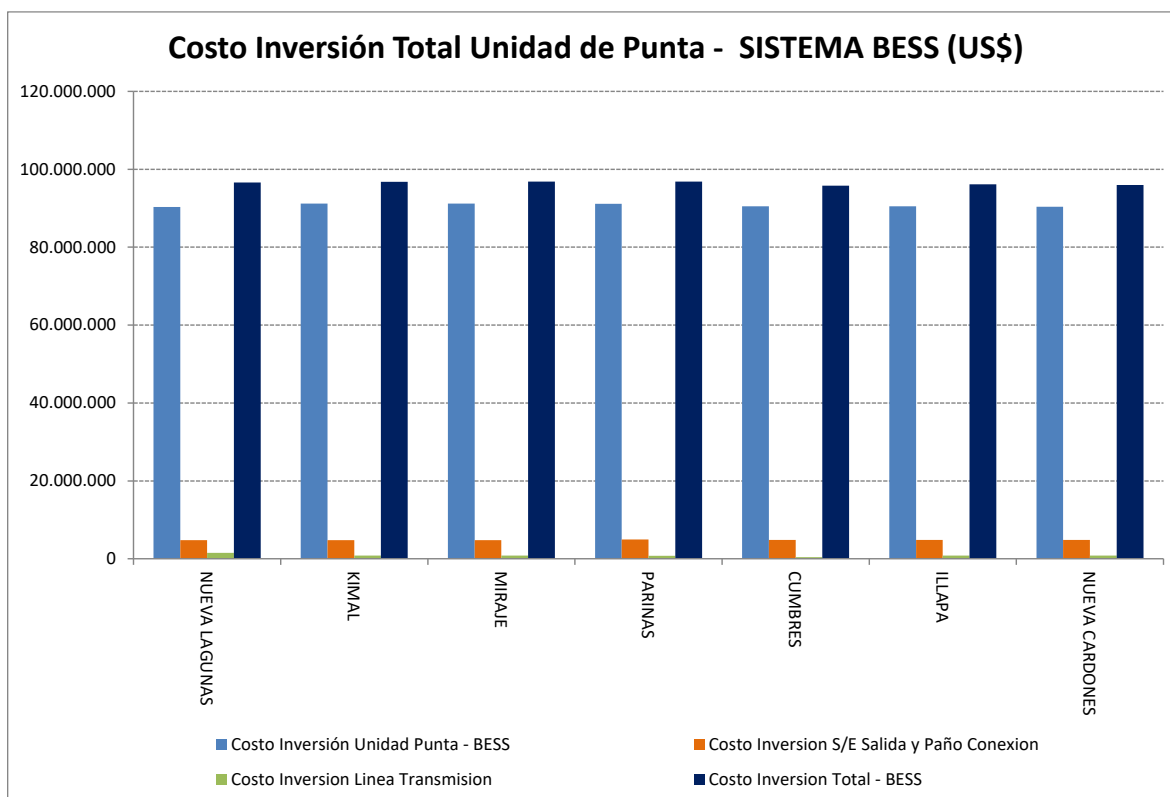


Figura 194: Costo de Inversión Sistema BESS - subestaciones del SEN - 150 MW

14.1.7 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 196y 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 la 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 183, Figura 184 y Figura 185 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(4) subestaciones que representan la zona norte, centro y centro-sur del SEN.

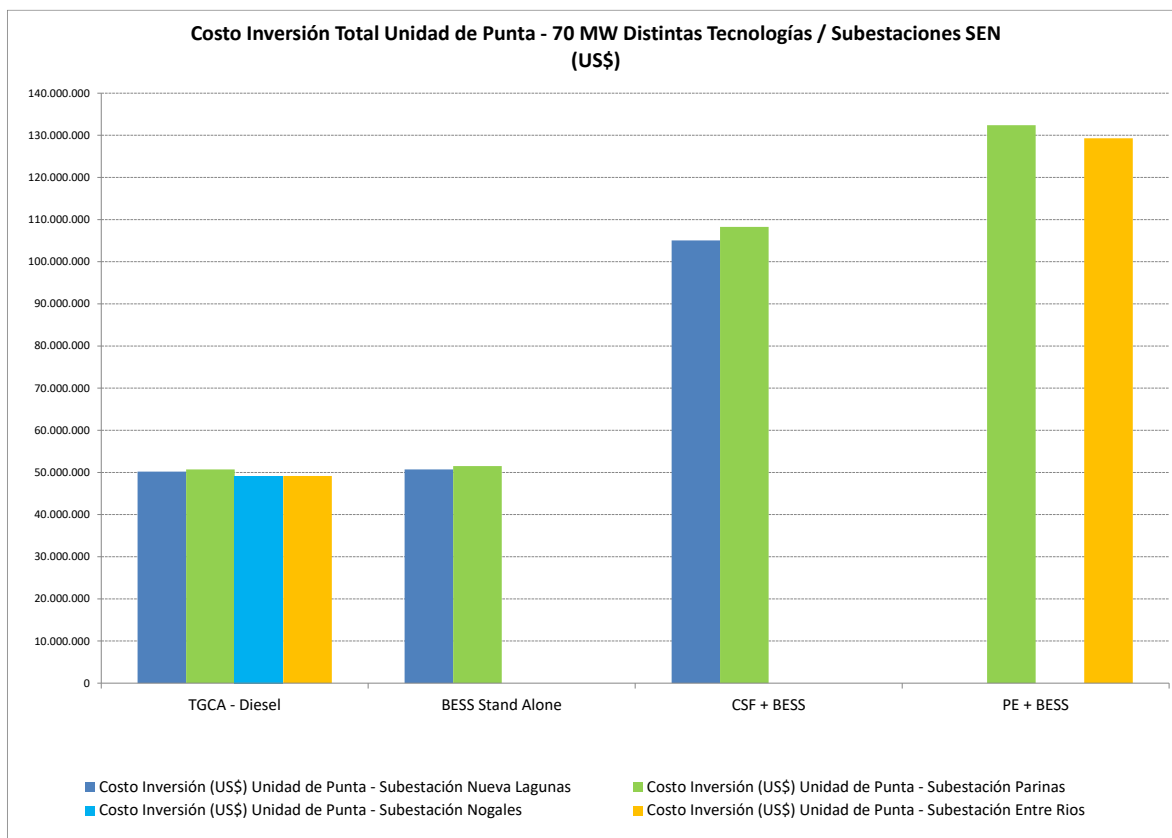


Figura 195: Costo de Inversión Unidad de Punta 70 MW – Distintas tecnologías y subestaciones del SEN

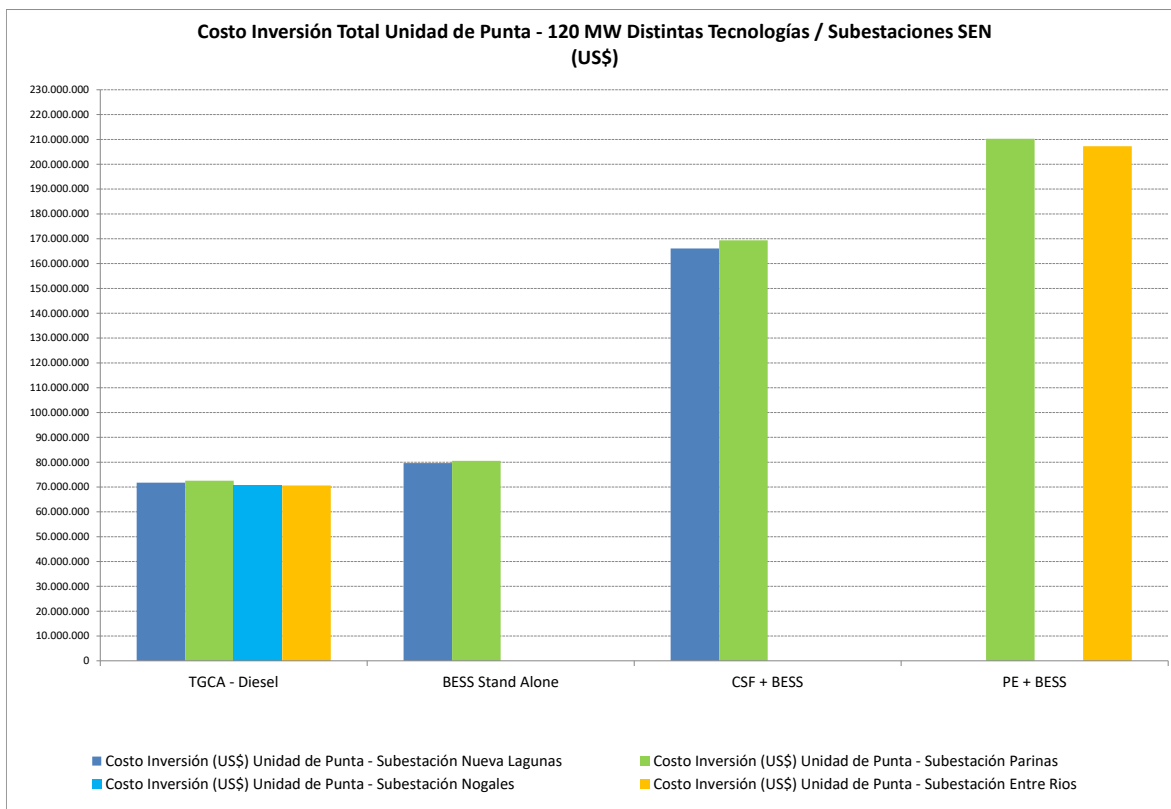


Figura 196: Costo de Inversión Unidad de Punta 120 MW – Distintas tecnologías y subestaciones del SEN

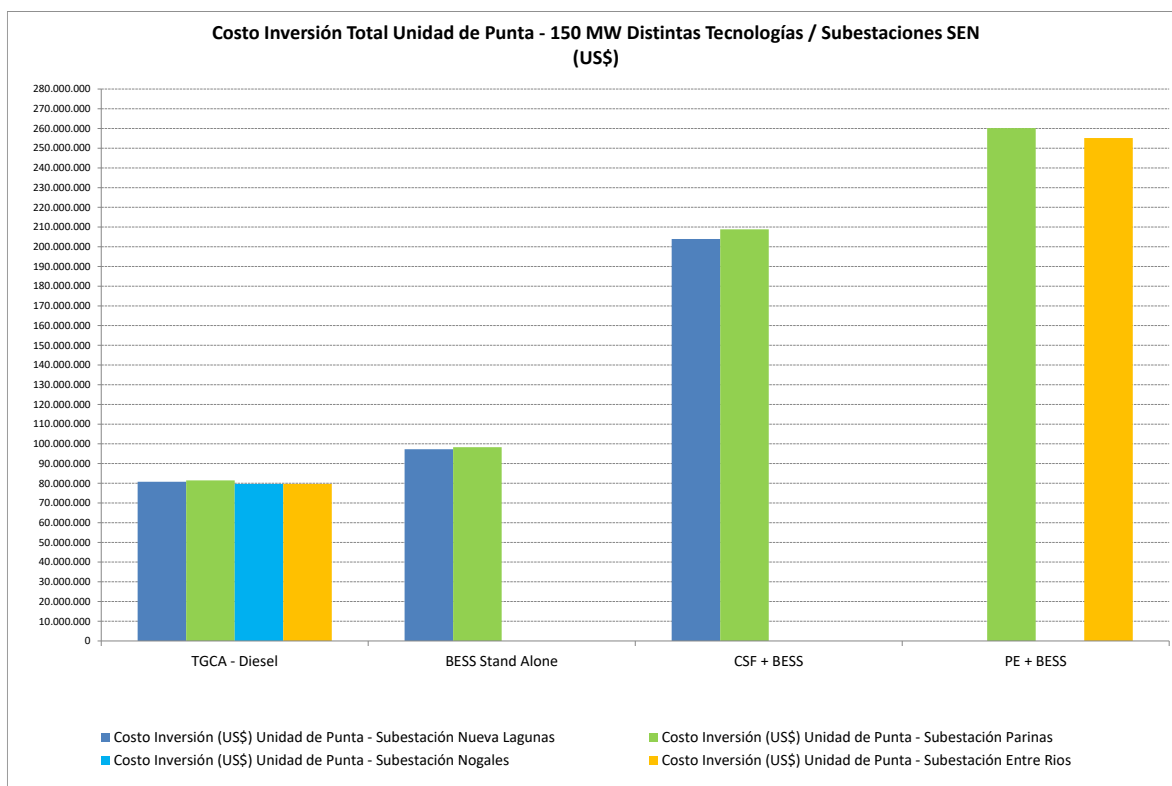


Figura 197: Costo de Inversión Unidad de Punta 150 MW – Distintas tecnologías y subestaciones del SEN

14.1.8 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.

ITEM	DESCRIPCION	PUERTO NATALES
1	CENTRAL GENERADORA	
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS	
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	2.095.826
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	285.898
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL	3.709.857
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	5.714
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO DUAL)	74.139
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	3.117
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DUAL)	40.452
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL [US\$]	3.824.448

Tabla 95 Costo de Inversión turbinas a gas - Sistema Mediano Puerto Natales – 3 MW

ITEM	DESCRIPCION	TRES PUENTES
1	CENTRAL GENERADORA	
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS	
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	10.464.800
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	1.020.981
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL	14.241.469
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	12.210
	SUBTOTAL SUBESTACIONES (CASO DUAL)	170.314
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	7.050
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION (CASO DUAL)	98.334
	TOTAL CENTRAL GENERADORA - DUAL [US\$]	14.510.117

Tabla 96 Costo de Inversión turbinas a gas - Sistema Mediano Punta Arenas – 15 MW

14.1.9 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.

ITEM	DESCRIPCION	PORVENIR
1	CENTRAL GENERADORA	
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS	
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	928.365
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 AUXILIARES	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	167.081
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	2.084.794
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	10.273
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	128.183
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	2.283
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	28.491
4	GASTOS GENERALES PROPIETARIO (CALCULO INTERNO PARA PRORRATAS)	
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES	179.637
	TOTAL CENTRAL GENERADORA [US\$]	2.241.468

Tabla 97 Costo de Inversión grupo motor – generador en base a gas natural- Sistema Mediano Porvenir – 1,8 MW

ITEM	DESCRIPCION	PUERTO NATALES
1	CENTRAL GENERADORA	
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS	
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	1.727.139
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 AUXILIARES	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	254.896
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	3.339.293
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	11.909
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	156.017
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	3.595
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	47.096
4	GASTOS GENERALES PROPIETARIO (CALCULO INTERNO PARA PRORRATAS)	
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES	270.400
	TOTAL CENTRAL GENERADORA [US\$]	3.542.405

Tabla 98 Costo de Inversión grupo motor – generador en base a gas natural- Sistema Mediano Puerto Natales – 3,0 MW

14.1.10 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.

ITEM	DESCRIPCION	PUERTO CISNES
1	CENTRAL GENERADORA	
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS	
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	133.702
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	53.260
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	505.745
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	9.798
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	93.043
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	5.846
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	55.516
	TOTAL CENTRAL GENERADORA [US\$]	654.305

Tabla 99 Costo de Inversión grupo motor – generador en base a petróleo diésel - Sistema Mediano Puerto Cisnes – 0,3 MW

ITEM	DESCRIPCION	PUERTO WILLIAMS
1	CENTRAL GENERADORA	
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS	
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	178.835
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	58.129
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	568.690
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	9.470
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	92.650
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	5.659
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	55.362
	TOTAL CENTRAL GENERADORA [US\$]	716.701

Tabla 100 Costo de Inversión grupo motor – generador en base a petróleo diésel - Sistema Mediano Puerto Williams – 0,4 MW

ITEM	DESCRIPCION	CHACABUCO	TEHUELCHE
1	CENTRAL GENERADORA		
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS		
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	426.088	426.088
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	85.579	86.559
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	937.469	953.007
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	8.290	8.657
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	90.814	95.312
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	4.784	5.080
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	52.410	55.933
	TOTAL CENTRAL GENERADORA [US\$]	1.080.693	1.104.253

Tabla 101 Costo de Inversión grupo motor – generador en base a petróleo diésel - Sistema Mediano Puerto Aysén – 0,8 MW

ITEM	DESCRIPCION	HORNOPIREN
1	CENTRAL GENERADORA	
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS	
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	599.758
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	98.244
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	1.114.247
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	8.530
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	96.740
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	4.645
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	52.680
	TOTAL CENTRAL GENERADORA [US\$]	1.263.667

Tabla 102 Costo de Inversión grupo motor – generador en base a petróleo diésel - Sistema Mediano Hornopirén – 0,9 MW

ITEM	DESCRIPCION	COCHAMO	CHILE CHICO	PALENA
1	CENTRAL GENERADORA			
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS			
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	776.639	776.639	776.639
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	113.703	117.747	114.765
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	1.329.748	1.387.993	1.340.691
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	8.160	8.470	8.170
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	95.431	99.838	95.441
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	4.474	4.735	2.788
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	52.322	55.821	32.568
	TOTAL CENTRAL GENERADORA [US\$]	1.477.501	1.543.652	1.468.700

Tabla 103 Costo de Inversión grupo motor – generador en base a petróleo diésel - Sistemas Medianos de Cochamó, Chile Chico y Palena – 1,0 MW

ITEM	DESCRIPCION	PORVENIR
1	CENTRAL GENERADORA	
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS	
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	1.114.437
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 AUXILIARES	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	151.004
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	1.861.302
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	10.462
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	128.958
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	4.605
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	56.761
	TOTAL CENTRAL GENERADORA [US\$]	2.047.020

Tabla 104

Costo de Inversión grupo motor – generador en base a petróleo diésel - Sistema Mediano Porvenir – 1,8 MW

ITEM	DESCRIPCION	PUERTO NATALES
1	CENTRAL GENERADORA	
1.1	SUMINISTRO EQUIPOS	
1.1.1	EQUIPAMIENTO GENERACION	2.267.763
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 AUXILIARES	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	291.611
	SUBTOTAL CENTRAL GENERADORA	3.865.441
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	11.881
	SUBTOTAL SUBESTACIONES	157.492
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	5.761
	SUBTOTAL LINEA DE TRANSMISION	76.368
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES	
	TOTAL CENTRAL GENERADORA [US\$]	4.099.300

Tabla 105 Costo de Inversión grupo motor – generador en base a petróleo diésel - Sistema Mediano Puerto Natales – 3,0 MW

14.1.11 Resumen de costos de inversión y costos fijos de operación por tecnología, tamaño y ubicación de la Unidad de Punta en el SEN y los SSMM

Finalmente, en las Tabla 106, Tabla 107 y Tabla 108 se muestra el resumen de los costos unitarios de inversión (US\$/kW) y costos fijos unitarios de operación (US\$/kW) por tecnología, tamaño y ubicación de la Unidad de Punta en el SEN

Asimismo, en la Tabla 109 y Tabla 110 se muestra el resumen de los costos unitarios de inversión (US\$/kW) y costos fijos unitarios de operación (US\$/kW) por tecnología, tamaño y ubicación de la Unidad de Punta en los Sistemas Medianos

TECNOLOGÍA	COMBUSTIBLE RECURSO PRIMARIO TECNOLOGÍA	SUBESTACIÓN →	RONCACHO 220 KV		CONDOR 220 KV		NUEVA POZO ALMONTE 220 KV		NUEVA LAGUNA 220 KV		KIMAL 220 KV		MIRAJE 220 KV		KAPATUR 220 KV	
		TAMAÑO ↓	CI (USD/KW)	CFO (USD/KW)	CI (USD/KW)	CFO (USD/KW)	CI (USD/KW)	CFO (USD/KW)	CI (USD/KW)	CFO (USD/KW)	CI (USD/KW)	CFO (USD/KW)	CI (USD/KW)	CFO (USD/KW)	CI (USD/KW)	CFO (USD/KW)
TG CA	DIESEL	70	704,01	1,21	692,76	1,39	726,62	1,36	726,65	1,41	773,35	1,62	775,47	1,62	669,99	1,39
		120	609,95	0,71	598,35	0,81	627,80	0,79	627,61	0,82	666,08	0,94	667,90	0,95	576,97	0,81
		150	552,39	0,57	542,49	0,65	569,31	0,64	569,10	0,66	603,55	0,75	605,20	0,76	522,75	0,65
	GAS NATURAL	70	-	-	-	-	-	-	-	-	717,39	1,54	729,86	1,54	620,08	1,32
		120	-	-	-	-	-	-	-	-	622,87	0,90	621,71	0,90	537,99	0,77
		150	-	-	-	-	-	-	-	-	568,42	0,72	566,55	0,72	490,23	0,62
	DUAL	70	-	-	-	-	-	-	-	-	758,50	1,57	771,07	1,57	655,67	1,35
		120	-	-	-	-	-	-	-	-	653,87	0,91	652,79	0,92	564,82	0,79
		150	-	-	-	-	-	-	-	-	596,81	0,73	595,01	0,73	514,80	0,63
SH CSF + BESS	RADIACIÓN SOLAR	70	1.390,78	1,90	1.419,13	1,98	1.460,87	2,00	1.419,23	1,98	1.461,45	2,10	1.461,45	2,10	1.462,15	2,10
		120	1.306,32	1,59	1.327,64	1,64	1.327,69	1,64	1.327,71	1,64	1.358,69	1,71	1.358,69	1,71	1.358,68	1,71
		150	1.286,14	1,50	1.310,84	1,54	1.310,87	1,54	1.310,89	1,54	1.346,77	1,60	1.346,77	1,60	1.346,75	1,60
SH PE + BESS	VIENTO	70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		120	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		150	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BESS STAND ALONE	CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICO VERTIMIENTO	70	-	-	-	-	-	-	639,45	0,64	646,52	0,70	646,52	0,70	-	-
		120	-	-	-	-	-	-	610,62	0,45	617,01	0,49	617,01	0,49	-	-
		150	-	-	-	-	-	-	602,04	0,40	608,01	0,43	608,01	0,43	-	-

CI (USD/kW) : Costo Unitario (USD/kW) Inversión

CFO (USD/kW) : Costo Fijo (USD/kW) Operación

TG CA: Turbina a gas en ciclo simple o abierto

DUAL: Diesel / Gas Natural

SH CSF + BESS: Sistema híbrido Central Solar Fotovoltaica más Sistema BESS

SH PE + BESS: Sistema Híbrido Parque Eólico más Sistema BESS

BESS STAND ALONE: Sistema de Almacenamiento de Energía Mediante Baterías (BESS) Stand Alone

Tabla 106 Resumen costos unitarios de inversión (US\$/kW) y costos fijos unitarios de operación (US\$/kW) por tecnología, tamaño y ubicación en el SEN

TECNOLOGÍA	COMBUSTIBLE RECURSO PRIMARIO TECNOLOGÍA	SUBESTACIÓN →	PARINÁS 220 KV		CUMBRES 220 KV		ILLAPA 220 KV		NUEVA CARDONES 220 KV		NUEVA MAITENCILLO 220 KV		NUEVA PAN DE AZÚCAR 220 KV		NOGALES 220 KV	
		TAMAÑO ↓	CI (USD/KW)	CFO (USD/KW)	CI (USD/KW)	CFO (USD/KW)	CI (USD/KW)	CFO (USD/KW)	CI (USD/KW)	CFO (USD/KW)	CI (USD/KW)	CFO (USD/KW)	CI (USD/KW)	CFO (USD/KW)	CI (USD/KW)	CFO (USD/KW)
TG CA	DIESEL	70	853,80	1,78	738,98	1,41	714,63	1,37	704,20	1,35	668,22	1,28	650,94	1,12	648,66	1,15
		120	734,97	1,04	637,89	0,82	616,93	0,80	608,27	0,79	577,19	0,75	562,28	0,65	561,05	0,67
		150	666,10	0,83	578,35	0,66	559,34	0,64	551,55	0,63	523,37	0,60	509,96	0,52	508,95	0,54
	GAS NATURAL	70	904,52	1,72	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	654,96	1,11
		120	783,89	1,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	569,29	0,65
		150	791,80	0,80	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	522,71	0,52
	DUAL	70	949,86	1,75	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	688,55	1,13
		120	818,08	1,02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	594,70	0,66
		150	823,11	0,82	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	546,03	0,53
SH CSF + BESS	RADIACIÓN SOLAR	70	1.460,87	2,10	1.426,93	2,00	1.427,15	2,01	1.426,09	2,01	1.426,30	2,01	-	-	-	-
		120	1.358,76	1,71	1.333,40	1,65	1.333,52	1,65	1.333,52	1,65	1.333,64	1,65	-	-	-	-
		150	1.346,84	1,60	1.317,55	1,55	1.317,65	1,55	1.317,63	1,55	1.317,73	1,23	-	-	-	-
SH PE + BESS	VIENTO	70	1.805,96	1,65	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		120	1.700,09	1,25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		150	1.689,57	1,14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BESS STAND ALONE	CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICO VERTIMIENTO	70	645,84	0,70	640,78	0,65	640,77	0,65	639,73	0,65	-	-	-	-	-	-
		120	616,46	0,49	611,81	0,46	611,81	0,46	610,96	0,46	-	-	-	-	-	-
		150	607,50	0,43	603,15	0,41	603,15	0,41	602,37	0,41	-	-	-	-	-	-

CI (USD/kW) : Costo Unitario (USD/kW) Inversión

CFO (USD/kW) : Costo Fijo (USD/kW) Operación

TG CA: Turbina a gas en ciclo simple o abierto

DUAL: Diesel / Gas Natural

SH CSF + BESS: Sistema híbrido Central Solar Fotovoltaica más Sistema BESS

SH PE + BESS: Sistema Híbrido Parque Eólico más Sistema BESS

BESS STAND ALONE: Sistema de Almacenamiento de Energía Mediante Baterías (BESS) Stand Alone

Tabla 107 Resumen costos unitarios de inversión (US\$/kW) y costos fijos unitarios de operación (US\$/kW) por tecnología, tamaño y ubicación en el SEN

TECNOLOGÍA	COMBUSTIBLE RECURSO PRIMARIO TECNOLOGÍA	SUBESTACIÓN →	LO AGUIRRE 220 KV		CANDELARIA 220 KV		ENTRE RÍOS 220 KV		CIRUELOS 220 KV		TINEO 220 KV		PUERTO MONTT 220 KV	
		TAMAÑO ↓	CI (USD/KW)	CFO (USD/KW)	CI (USD/KW)	CFO (USD/KW)	CI (USD/KW)	CFO (USD/KW)	CI (USD/KW)	CFO (USD/KW)	CI (USD/KW)	CFO (USD/KW)	CI (USD/KW)	CFO (USD/KW)
TG CA	DIESEL	70	688,31	1,50	685,61	1,17	647,12	1,16	634,77	1,15	639,47	1,14	639,04	1,14
		120	593,38	0,87	593,44	0,68	559,71	0,68	548,92	0,67	552,78	0,66	551,99	0,67
		150	537,76	0,70	538,45	0,55	507,72	0,54	497,90	0,54	501,39	0,53	501,05	0,53
	GAS NATURAL	70	651,25	1,43	635,70	1,11	620,98	1,10	-	-	-	-	-	-
		120	561,04	0,83	554,28	0,65	540,43	0,64	-	-	-	-	-	-
		150	513,72	0,67	506,17	0,52	494,68	0,52	-	-	-	-	-	-
	DUAL	70	687,65	1,45	670,99	1,13	654,57	1,13	-	-	-	-	-	-
		120	588,51	0,85	580,99	0,66	565,84	0,66	-	-	-	-	-	-
		150	538,88	0,68	530,68	0,53	517,98	0,53	-	-	-	-	-	-
SH CSF + BESS	RADIACIÓN SOLAR	70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		120	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		150	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SH PE + BESS	VIENTO	70	-	-	-	-	1.766,67	1,50	1.768,81	1,50	1.766,49	1,49	1.766,16	1,49
		120	-	-	-	-	1.676,36	1,16	1.677,68	1,16	1.675,49	1,15	1.675,28	1,15
		150	-	-	-	-	1.656,78	1,07	1.658,69	1,07	1.670,26	1,07	1.655,40	1,06
BESS STAND ALONE	CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICO VERTIMIENTO	70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		120	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		150	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

CI (USD/kW) : Costo Unitario (USD/kW) Inversión

CFO (USD/kW) : Costo Fijo (USD/kW) Operación

TG CA: Turbina a gas en ciclo simple o abierto

DUAL: Diesel / Gas Natural

SH CSF + BESS: Sistema híbrido Central Solar Fotovoltaica más Sistema BESS

SH PE + BESS: Sistema Híbrido Parque Eólico más Sistema BESS

BESS STAND ALONE: Sistema de Almacenamiento de Energía Mediante Baterías (BESS) Stand Alone

Tabla 108 Resumen costos unitarios de inversión (US\$/kW) y costos fijos unitarios de operación (US\$/kW) por tecnología, tamaño y ubicación en el SEN

COSTOS UNITARIOS INVERSIÓN (CUI) Y COSTOS FIJOS UNITARIOS DE OPERACIÓN (CFUO) (USD/KW) - SISTEMAS MEDIANOS

TECNOLOGÍA	COMBUSTIBLE RECURSO PRIMARIO	SISTEMA MEDIANO →	PUNTA ARENAS		PUERTO NATALES		PORVENIR		PUERTO WILLIAMS		AYSEN (TEHUELCHE)		AYSEN (CHACABUCO)	
		TAMAÑO (MW) ↓	CUI USD/KW	CFUO USD/KW	CUI USD/KW	CFUO USD/KW	CUI USD/KW	CFUO USD/KW	CUI USD/KW	CFUO USD/KW	CUI USD/KW	CFUO USD/KW	CUI USD/KW	CFUO USD/KW
TGCA	DUAL	3,0	-	-	1.213,46	1,49	-	-	-	-	-	-	-	-
		15,0	932,07	0,34	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GMG	DIESEL	0,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		0,4	-	-	-	-	-	-	1.425,23	8,00	-	-	-	-
		0,8	-	-	-	-	-	-	-	-	1.227,48	4,13	1.172,53	4,01
		0,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		1,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		1,8	-	-	-	-	1.036,61	1,80	-	-	-	-	-	-
		3,0	-	-	1.294,34	1,10	-	-	-	-	-	-	-	-
	GAS NATURAL	1,8	-	-	-	-	1.161,07	1,80	-	-	-	-	-	-
		3,0	-	-	1.118,16	1,10	-	-	-	-	-	-	-	-
ERNCP E + BESS	VIENTO	PE 12,4 MW 15 MW BESS	1.903,54	2,53	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

CUI (USD/kW) : Costo Unitario Inversión (USD/kW)

CFUO (USD/kW) : Costo Fijo Operación (USD/kW)

TG CA: Turbina a gas en ciclo simple o abierto

GMG: Grupo Motor - Generador

DUAL: Diesel / Gas Natural

ERNCP E + BESS: Sistema Híbrido conformado por un Parque Eólico con sistema de almacenamiento de energía, mediante baterías (BESS)

Tabla 109 Resumen costos unitarios de inversión (US\$/kW) y costos fijos unitarios de operación (US\$/kW) por tecnología, tamaño y ubicación en los Sistemas Medianos

COSTOS UNITARIOS INVERSIÓN (CUI) Y COSTOS FIJOS UNITARIOS DE OPERACIÓN (CFUO) (USD/KW) - SISTEMAS MEDIANOS

TECNOLOGÍA	COMBUSTIBLE RECURSO PRIMARIO	GENERAL CARRERA (CHILE CHICO)		PUERTO CISNES (NUEVO REINO)		PALENA		HORNOPIREN		COCHAMO	
		CUI USD/KW	CFUO USD/KW	CUI USD/KW	CFUO USD/KW	CUI USD/KW	CFUO USD/KW	CUI USD/KW	CFUO USD/KW	CUI USD/KW	CFUO USD/KW
TGCA	DUAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GMG	DIESEL	-	-	1.691,47	10,65	-	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-	1.242,1	3,58	-	-
		1.418,55	3,29	-	-	1.374,91	3,30	-	-	1.333,95	3,22
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	GAS NATURAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ERNC PE + BESS	VIENTO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

CUI (USD/kW) : Costo Unitario Inversión (USD/kW)

CFUO (USD/kW) : Costo Fijo Operación (USD/kW)

TG CA: Turbina a gas en ciclo simple o abierto

GMG: Grupo Motor - Generador

DUAL: Diesel / Gas Natural

ERNC PE + BESS: Sistema Híbrido conformado por un Parque Eólico con sistema de almacenamiento de energía, mediante baterías (BESS)

Tabla 110 Resumen costos unitarios de inversión (US\$/kW) y costos fijos unitarios de operación (US\$/kW) por tecnología, tamaño y ubicación en los Sistemas Medianos

15

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

MAYORES COSTOS DE LA UNIDAD DE PUNTA POR EFECTOS DE INCORPORAR REQUERIMIENTOS DE FLEXIBILIDAD

15 MAYORES COSTOS DE FLEXIBILIDAD DE LA UNIDAD DE PUNTA POR EFECTOS DE INCORPORAR REQUERIMIENTOS DE FLEXIBILIDAD

15.1 Antecedentes

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 ERV⁶¹ 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

⁶¹ Energía renovable variable

conlleva el riesgo de que los generadores no realicen los mantenimientos necesarios, reduciendo con ello la confiabilidad de la operación de estas centrales.

Según Kumar⁶² 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 Bergh⁶³ 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.

Lefton⁶⁴ 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.

Balevic⁶⁵ et al. (2010) muestran que en las turbinas a gas y en los ciclos combinados, un arranque rápido causa daños equivalentes varias partidas estándares.

⁶² Kumar, N., P. Besuner, S. Lefton, D. Agan, y D. Hilleman (2012). Power plant cycling costs, preparado para-NREL por Intertek APTECH, California.

⁶³ 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

⁶⁴ Lefton, S. A. y P. Besuner (2006). The cost of cycling coal fired power plants, Coal Power Mag., pp. 1-63.

⁶⁵ Balevic, D., S. Hartman, y R. Youmans, (2010). Heavy-duty gas turbine operating and maintenance considerations, GE Energy, GER-3620L.1

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 Flexibilidad⁶⁶ que lleva adelante el Ministerio de Energía, establece en el punto 6.2 del documento antes señalado que con el fin de 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 ciclados.

Lo anterior, permite establecer que existirán dos tipo 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 ciclados, 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.

⁶⁶<https://www.energia.gob.cl/panel/estrategia-de-flexibilidad>

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 sistema 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:

- Estrategias de mantención más desafiantes: la atomización de equipos de generación, lugar geográfico de emplazamiento y de acceso de servicios/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

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 Tabla 111. 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

Reference Period (Year Ending)	Guaranteed Capacity Curve (Energy as % of Baseline Usable Capacity) ¹					
	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%	75.40%
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%

Tabla 111. Curva de degradación de baterías en función de ciclos diarios de operación

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.

Grid – Forming, esto 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 a 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 mantención del Sistema AGC (Control Automático de Carga) para regulación terciaria de frecuencia

Concepto	Cantidad	Costo Unitario [USD]	Costo Total [USD]	Observaciones
Implementacion Sistema de control Reactivos (QNIGHT)	1	27.000	27.000	Pago solo implementacion
Extension de garantia por core para 5 anos (QNIGHT)	53	7.000	371.000	Pago solo implementacion
Implementacion Control automatico carga AGC	1	45.000	45.000	Pago solo implementacion
Pago enlace comunicaciones AGC	1	12.000	12.000	Pago annual
Mantencion sistema AGC	1	10.000	10.000	Pago annual

Costo Implementación y Extensión Garantía para Control Reactivos	USD	398.000
Costo Implementación AGC (CTF)	USD	45.000
Costo Enlace y Mantención Sistema AGC (CTF)	USD	22.000

Tabla 112 Mayores costos de flexibilidad de los SAE mediante baterías (BESS) Stand Alone

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 (MT/SEG)

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