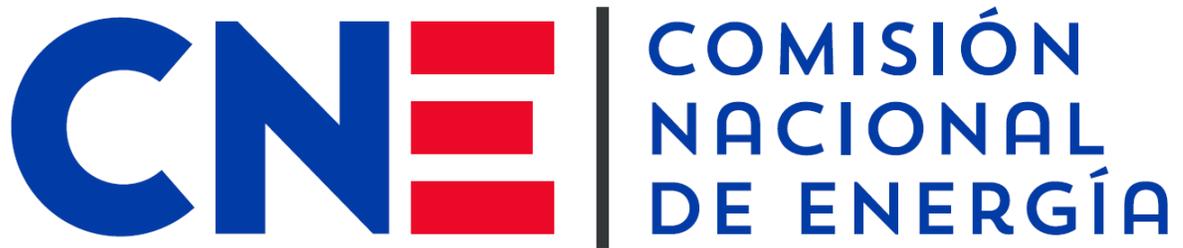


COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA



**“ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN,
MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE
INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA
DE CORTOCIRCUITO E INERCIA PARA EL
SISTEMA ELECTRICO NACIONAL”**

INFORME FINAL

CNE-23-001 Rev.03

01 de marzo de 2024

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE
INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E INERCI A
PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL**

INDICE

	Página
1	RESUMEN EJECUTIVO, INTRODUCCIÓN Y ANTECEDENTES..... 1
1.1	RESUMEN EJECUTIVO.....1
1.2	INTRODUCCIÓN7
1.3	ANTECEDENTES8
2	IDENTIFICACIÓN PRELIMINAR Y CARACTERIZACIÓN DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS QUE PUEDEN APORTAR POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E INERCI AL SEN 11
2.1	INTRODUCCIÓN11
2.2	CORTOCIRCUITO12
2.3	INERCI A16
2.4	IDENTIFICACIÓN PRELIMINAR DE TECNOLOGIAS QUE PUEDEN APORTAR POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E INERCI AL SEN19
2.4.1	Tecnologías basadas en reforzamiento de la red eléctrica.....19
2.4.2	Tecnologías en bases a generación conectada con convertidores de potencia 20
2.4.2.1	Tipo I - Generador de inducción de jaula de ardilla21
2.4.2.2	Tipo II - Generador de inducción con resistencia de rotor variable externa21
2.4.2.3	Tipo III - Generador de inducción doblemente alimentado.....23
2.4.2.4	Tipo IV - Generador conectado con convertidor de potencia.....24
2.4.2.5	Generación fotovoltaica.....26
2.4.2.6	Convertidores Grid Following29
2.4.2.7	Convertidores Grid Forming.....30
2.4.3	Tecnologías que no aportan significativamente cortocircuito, pero permiten mejorar la regulación de tensión y apoyar la estabilidad de tensión33
2.4.4	Tecnologías basadas en máquinas síncronas.....37
2.4.4.1	Cortocircuito del condensador síncrono37
2.4.4.2	Inercia del condensador síncrono38
2.4.5	Reconversión de centrales térmicas a Condensadores Síncronos41
2.4.5.1	Aspectos típicos de centrales térmicas en base a carbón pulverizado41
2.4.5.2	Impacto del retiro de las centrales térmicas en base a carbón pulverizado.44
2.4.5.3	Alternativas de Reconversión de centrales térmicas en base a carbón pulverizado48
2.5	PROPUESTA DE TECNOLOGÍAS52
2.5.1	Tecnologías propuestas para proveer potencia de cortocircuito e inercia52
2.6	MADUREZ TÉCNICA Y COMERCIAL DE LAS TECNOLOGÍAS PROPUESTAS56

2.7	CONCLUSIONES	61
3	DETERMINACIÓN Y ANÁLISIS DE OTROS MERCADOS EN LOS CUALES PODRÍAN PARTICIPAR LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS.....	64
3.1	OPCIONES DE MERCADO PARA TECNOLOGÍAS QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO	64
3.2	MERCADO ELÉCTRICO EN REINO UNIDO (UK).....	65
	3.2.1 El Mercado Mayorista de electricidad.....	66
	3.2.2 El Mercado Minorista de electricidad	66
	3.2.3 Mercado del Mecanismo de Balanceo	66
	3.2.4 Mercado de Servicios de Balanceo	67
	3.2.5 Servicios dinámicos para control de frecuencia (DC/DM/DR).....	68
3.3	MERCADO NACIONAL DE ELECTRICIDAD EN AUSTRALIA.....	70
	3.3.1 Operación del mercado físico.....	70
	3.3.2 Servicios Complementarios en el Mercado Nacional de Electricidad de Australia	71
	3.3.3 Mercado para el control de frecuencia en Australia.....	72
	3.3.4 Servicios Complementarios de Control y Soporte de Red (NSCAS).....	74
	3.3.5 Servicios complementarios para la restauración del servicio (SRAS)	75
3.4	MERCADO ELÉCTRICO EN CALIFORNIA	76
	3.4.1 El Mercado Diario (day-ahead).....	76
	3.4.2 El Mercado en Tiempo Real.....	77
	3.4.3 Servicios complementarios	77
	3.4.4 Ofertas de convergencia.....	78
3.5	MERCADOS DE POTENCIA	79
3.6	RESUMEN DE LAS OPCIONES DE MERCADO	83
4	ECONOMÍAS DE ESCALA PARA LA INSTALACIÓN DE PROYECTOS DE DIFERENTES TAMAÑOS DE DISTINTAS TECNOLOGÍAS.....	89
5	RESUMEN EJECUTIVO - BASES DE LICITACION SERVICIO COMPLEMENTARIO DE CONTROL DE TENSIÓN POR APORTES DE POTENCIA DE CORTOCIRCUITO.....	95
6	DISEÑO DETALLADO DE LOS PROYECTOS A ANALIZAR, IDENTIFICANDO LOS REQUERIMIENTOS Y EQUIPOS PRINCIPALES, PLAZOS DE DESARROLLO Y VIDA ÚTIL	107
6.1	TECNOLOGÍA DEL TIPO CONDENSADOR SÍNCRONO.....	107
	6.1.1 Requerimientos de Espacio Físico y Equipamiento Principal.....	107
6.2	TECNOLOGÍA DEL TIPO SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA MEDIANTE BATERÍAS (BESS)	111
	6.2.1 Requerimientos de Espacio y Equipamiento Principal	111
6.3	PROYECTO DE RECONVERSIÓN CENTRAL TÉRMICA DEL TIPO TURBINA A VAPOR EN BASE A CARBÓN PULVERIZADO A CONDENSADOR SÍNCRONO ..	115

6.3.1	Reconversión Central Térmica – Esquema de conexión eléctrica con interruptor de generador (GCB) en bornes del generador eléctrico	116
6.3.1.1	Descripción del proyecto de reconversión central térmica – Esquema de conexión eléctrica con interruptor de generador (GCB) con convertidor estático de frecuencia (SFC)	116
6.3.1.2	Descripción del proyecto de reconversión central térmica – Esquema de conexión eléctrica con interruptor de generador (GCB) con motor de inducción (arranque) y variador de velocidad (VSD)	119
6.3.2	Reconversión Central Térmica – Esquema de conexión eléctrica con transformador elevador sólidamente acoplado a bornes del generador eléctrico	121
6.3.2.1	Descripción del proyecto de reconversión central térmica – Esquema de conexión eléctrica con transformador elevador sólidamente acoplado a bornes de generador eléctrico con motor de inducción (arranque) y variador de velocidad (VSD)	121
6.4	SUBESTACIÓN ELÉCTRICA	123
6.4.1	Subestación Eléctrica	123
6.5	PLAZOS DE DESARROLLOS DE LOS PROYECTOS O TECNOLOGÍAS EN ESTUDIO Y SU VIDA UTIL	125
7	DETERMINACIÓN DE ÍTEMS INCLUIDOS EN LAS PARTIDAS DE COSTOS DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS ANALIZADAS	129
7.1	ANTECEDENTES	129
7.2	TECNOLOGÍA DE CONDENSADOR SINCRONO	129
7.2.1	Suministro de Equipos Principales – Tecnología de Condensador Síncrono	131
7.2.1.1	Equipamiento Principal de la Tecnología Condensador Síncrono	131
7.2.2	Sistemas Eléctricos Auxiliares	131
7.2.3	Equipamiento Subestación de Salida 13,8 kV /220 kV	132
7.2.4	Obras civiles Condensador Síncrono con volante de inercia	132
7.2.4.1	Fundaciones estructuras	132
7.2.4.2	Movimiento de tierras generales y caminos	133
7.2.4.3	Canalizaciones, cámaras y grava	133
7.2.4.4	Cerco perimetral y portón de entrada	133
7.2.5	Obras Civiles Subestación	133
7.2.6	Montaje Subestación	134
7.2.7	Transporte a sitio	134
7.2.8	Pruebas y puesta en servicio	134
7.2.9	Costos indirectos Construcción y Montaje	134
7.2.10	Gastos Generales del Propietario	135
7.3	TECNOLOGIA DE SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA MEDIANTE BATERIAS (BESS)	136
7.3.1	Suministro de Equipos Principales – Tecnología Sistema de Almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)	137
7.3.1.1	Equipamiento Principal de la Tecnología Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS)	137
7.3.2	Sistemas Eléctricos Auxiliares	137

7.3.3	Equipamiento Subestación de salida 33 kV/220 kV	137
7.3.4	Obras Civiles Sistema Almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) 138	
7.3.4.1	Fundaciones estructuras	138
7.3.4.2	Movimiento de tierras generales y caminos	138
7.3.4.3	Canalizaciones, cámaras y grava	139
7.3.4.4	Cerco perimetral y portón de entrada	139
7.3.5	Obras Civiles Subestación.....	139
7.3.6	Montaje Subestación	139
7.3.7	Transporte a sitio.....	140
7.3.8	Pruebas y puesta en servicio.....	140
7.3.9	Costos indirectos Construcción y Montaje.....	140
7.3.10	Gastos Generales del Propietario	140
7.4	RECONVERSIÓN DE CENTRAL TERMICA DEL TIPO TURBINA A VAPOR EN BASE A CARBON PULVERIZADO A CONDENSADOR SINCRONO	141
7.4.1	Suministro de Equipos Principales – Reconversión Central Térmica del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado a Condensador Síncrono	143
7.4.1.1	Equipamiento Principal Reconversión Central Térmica del tipo Turbina a Vapor en base a Carbón Pulverizado a Condensador Síncrono.....	143
7.4.2	Gastos Generales del Propietario	144
7.5	PARTIDAS DE COSTOS QUE RESULTAN DEPENDIENTES EN FORMA RELEVANTE RESPECTO DE LA UBICACIÓN DEL PROYECTO.....	145
7.6	DETERMINACIÓN DE ÍTEMS INCLUIDOS EN LAS PARTIDAS DE COSTOS FIJOS DE OPERACION LOS DISTINTOS PROYECTOS ANALIZADOS.....	147
7.6.1	Antecedentes	147
7.6.2	Costos Fijos de Operación.....	147
7.6.2.1	Costos fijos Operacionales	147
7.6.2.2	Costos de mantenimiento y atención de fallas.....	148
7.6.2.3	Costo fijo de operación y mantención de Subestación	148
7.6.2.4	Costo de las pérdidas	149
7.6.2.5	Costos de Seguros.....	150
7.6.2.6	Costos de Transporte (recargos de transporte)	150
7.6.2.7	Costo de almacenaje y Logística	150
7.6.3	Costos Variables de Operación	151
8	CUMPLIMIENTO NORMA TECNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO	153
8.1	CUMPLIMIENTO NORMA TECNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO 153	
9	PARTIDAS DE COSTOS DE CONEXIÓN AL SISTEMA ELÉCTRICO	157
9.1	ANTECEDENTES	157
9.2	COSTOS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.....	157
9.2.1	Estructura de costos del equipamiento subestación de salida MT/220 kV ...	159
9.2.1.1	Equipamiento Principal	159

9.2.1.2	Conductores, Aisladores, Ferretería y accesorios	160
9.2.1.3	Malla de Tierra	160
9.2.1.4	Paneles	161
9.2.1.5	Otros	161
9.2.1.6	Alumbrado de patio	161
9.2.1.7	Conductores de Fuerza y Control	161
9.2.1.8	Sistema de Comunicaciones	161
9.2.1.9	Estructuras	161
9.2.1.10	Transformador de poder MT/220 kV.....	161
9.2.2	Estructura de costos de la conexión a la subestación del SEN.....	162
9.2.2.1	Equipamiento Principal	162
9.2.2.2	Conductores, Aisladores, Ferretería y accesorios.....	163
9.2.2.3	Malla de Tierra	163
9.2.2.4	Paneles	163
9.2.2.5	Otros	164
9.2.2.6	Alumbrado de patio	164
9.2.2.7	Conductores de Fuerza y control	164
9.2.2.8	Sistema de Comunicaciones y SCADA.....	164
9.2.2.9	Estructuras	164
9.2.3	Construcción y Montaje Subestación.....	164
9.2.3.1	Movimientos de Tierra masivos	164
9.2.3.2	Montaje Alumbrado Exterior.....	165
9.2.3.3	Fundaciones	165
9.2.3.4	Canalizaciones	165
9.2.3.5	Caminos, urbanización y cierros.....	165
9.2.3.6	Montaje Equipos Principales AT.....	165
9.2.3.7	Montaje Estructuras bajas y altas	165
9.2.3.8	Montaje Conductor, Aisladores y Conexión Primario.....	165
9.2.3.9	Montaje Cables de Fuerza y Control	165
9.2.3.10	Montaje Paneles.....	166
9.2.3.11	Montaje Otros (Sistema auxiliares subestación).....	166
9.2.3.12	Montaje malla de puesta a Tierra.....	166
10	COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E INERCIAS AL SEN.....	168
10.1	ANTECEDENTES	168
10.1.1	Solicitud de Cotizaciones Informativas de las tecnologías del tipo Condensador Síncrono y Sistema de Almacenamiento de Energía mediante baterías (BESS) 169	
10.1.2	Descripción de Fuentes de Información.....	172
10.2	DETERMINACIÓN DE ÍTEMS INCLUIDOS EN LAS PARTIDAS DE COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS EN ESTUDIO 175	
10.2.1	Antecedentes	175
10.2.2	Costos fijos Operacionales.....	175
10.2.2.1	Costos de mantenimiento y atención de fallas.....	175
10.2.2.2	Costo fijo de operación y mantenimiento de Subestación.....	176

	10.2.2.3 Costo de las pérdidas	176
	10.2.2.4 Costos de Seguros.....	179
11	DESCRIPCIÓN DEL CÁLCULO Y RESUMEN DE LOS RESULTADOS DEL COSTO DE INVERSIÓN DE LA TECNOLOGÍA DEL TIPO CONDENSADOR SÍNCRONO Y SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA MEDIANTE BATERIAS (BESS).....	181
11.1	DESCRIPCIÓN DE CÁLCULO DEL COSTO DE INVERSIÓN DE LA TECNOLOGÍA DEL TIPO CONDENSADOR SÍNCRONO Y SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA MEDIANTE BATERIAS (BESS).....	181
	11.1.1 Resumen de los resultados del costo de inversión de la tecnología del tipo Condensador Síncrono	182
	11.1.2 Resumen de los resultados del costo de inversión de la tecnología del tipo Sistema de Almacenamiento de Energía mediante baterías (BESS).....	209
	11.1.3 Resumen de los resultados del costo de inversión del Proyecto de Reconversión de una central térmica del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado a Condensador Síncrono	222
12	EVOLUCIÓN DE COSTOS DE LAS DIFERENTES TECNOLOGÍAS DISPONIBLES EN MERCADOS INTERNACIONALES.....	230
12.1	EVOLUCIÓN COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX – US\$/KW) TECNOLOGÍA CONDENSADOR SÍNCRONO	230
12.2	EVOLUCIÓN COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX – US\$/KW) Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (O&M – US\$/KW-AÑO) TECNOLOGÍA SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA MEDIANTE BATERIAS (BESS) 239	239
12.3	EVOLUCIÓN COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX – US\$/KW) Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (O&M – US\$/KW-AÑO) PROYECTOS DE RECONVERSIÓN DE CENTRAL TÉRMICA DEL TIPO TURBINA A VAPOR EN BASE A CARBÓN PULVERIZADO A CONDENSADOR SÍNCRONO	244
13	DETERMINACIÓN DE LA FÓRMULA O POLINOMIO PARA INDEXACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN, COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO Y COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	246
13.1	DETERMINACIÓN DE LOS INDEXADORES	246
	13.1.1 Selección de indexadores para la tecnología de Condensador Síncrono y Proyecto Reconversión Central Térmica del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado a Condensador Síncrono.....	251
	13.1.2 Selección de indexadores para la tecnología de Almacenamiento de Energía mediante baterías (BESS).....	252
13.2	FORMULA DE INDEXACIÓN DEL COSTO DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LAS INSTALACIONES QUE ENTREGAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E INERCIAS	253
	13.2.1 Definición de la fórmula de indexación	253

13.2.2	Tecnología Condensador Síncrono	253
13.2.3	Sistema de Almacenamiento de Energía mediante baterías (BESS).....	256
13.2.4	Proyecto Reconversión Central Térmica del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado a Condensador Síncrono.....	259
13.2.5	Coefficientes.....	262
13.2.6	Rango de validez de fórmulas de indexación.....	263
13.3	HERRAMIENTA DE CÁLCULO PARA DETERMINAR EL COSTO DE INVERSIÓN Y SU ACTUALIZACIÓN	267
14	COMENTARIOS FINALES Y CONCLUSIONES.....	269
15	REFERENCIAS.....	271

ANEXOS

ANEXO 2	PLANOS DE DISPOSICIÓN (LAYOUT) DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS EN ESTUDIO
ANEXO 3	DIAGRAMAS UNILINEALES SIMPLIFICADOS DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS EN ESTUDIO
ANEXO 4	PLANILLAS DE CÁLCULO DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS EN ESTUDIO
ANEXO 5	PLAN DE MANTENIMIENTO TÍPICO CONDENSADOR SÍNCRONO
ANEXO 6	PROYECCIÓN DE COSTOS DE ALMACENAMIENTO EN BATERÍAS A ESCALA COMERCIAL - ACTUALIZACIÓN 2023
ANEXO 7	RESULTADOS PROCESO DE LICITACIÓN DEL SERVICIO DE DISEÑO DE MERCADO DE ESTABILIDAD DEL REINO UNIDO

FIGURAS Y TABLAS

- Figura 2.1: Generador Eólico Tipo I
- Figura 2.2: Generador Eólico Tipo II
- Figura 2.3: Circuito Equivalente del Generador Eólico Tipo II
- Figura 2.4: Corriente Cortocircuito para Generador Eólico Tipo II
- Figura 2.5: Generador Eólico Tipo III
- Figura 2.6: Corriente de Cortocircuito trifásico, fase-fase y monofásico a tierra para Generador Eólico Tipo III
- Figura 2.7: Generador Eólico Tipo IV
- Figura 2.8: Corriente de Cortocircuito trifásico, fase-fase y fase a tierra para Generador Eólico Tipo IV
- Figura 2.9: Esquema de control Convertidor con seguimiento de red (Grid Following)
- Figura 2.10: Esquema de control Convertidor formador de red (Grid Forming)
- Figura 2.11: SVC configurado como FC+TCR/TSR y STATCOM
- Figura 2.12: Circuito equivalente del condensador síncrono
- Figura 2.13: Modelo circuito de una máquina síncrona en los periodos estacionario, transitorio y subtransitorio
- Figura 2.14: Diagrama Unilineal con transformador de partida
- Figura 2.15: Diagrama Unilineal con interruptor de Generador (GCB)
- Figura 2.16: Turbogenerador a Vapor
- Figura 2.17: Corrientes de cortocircuitos subtransitoria, transitoria y de régimen permanente
- Figura 2.18: Niveles de potencia de cortocircuito trifásico en el SEN (en MVA)
- Figura 2.19 a: Diagrama Unilineal - Reconversión de CT a CCSS con motor de inducción – Interruptor de generador
- Figura 2.19 b: Diagrama Unilineal - Reconversión de CT a CCSS con motor de inducción – Transformador de partida
- Figura 2.20: Diagrama Unilineal - Reconversión de CT a CCSS con convertidor de frecuencia (SFC) – Interruptor de generador
- Figura 2.21: Volante de Inercia
- Figura 2.22: Almacenamiento de energía en BESS propuestos por TENNET en Holanda
- Figura 2.23: Condensador Síncrono en contenedor del fabricante AMSC [18]
-

Tabla 2.1:	Comparación de capacidad de prestar servicios de red de convertidores y generación sincrónica
Tabla 2.2:	Prestación de servicios de red de los SVC, STATCOM, BESS+VSM y Condensadores síncronos
Tabla 2.3:	Constante de inercia H en segundos de diversos tipos de generadores síncronos
Tabla 2.4:	Inercia en el SEN (en MVAs y en s)
Tabla 2.5:	Resumen de madurez técnica y comercial en base al TRL
<hr/>	
Figura 3.1:	Sistema de transmisión de UK
Figura 3.2:	Mercado Nacional de Electricidad en Australia
Figura 3.3:	Zona geográfica administrada por CAISO
Figura 3.4:	Factores de reducción para baterías
Figura 3.5:	Precios promedio mensual de energía en CAISO
Figura 3.6:	Requerimiento de SSCC por tipo en CAISO
Figura 3.7:	Costo de los SSCC por producto
Figura 3.8:	Potencia requerida por año de entrega por subasta
Figura 3.9:	Potencia licitada por tecnología, T-4 25/26, valores en [MW]
Figura 3.10:	Resultado de la licitación de potencia T-4 26/27
<hr/>	
Tabla 3.1:	Requisitos técnicos para brindar servicios dinámicos de regulación
Tabla 3.2:	Valores de casación y volumen requerido en licitaciones de capacidad en UK
<hr/>	
Figura 4.1:	Cuadro comparativo Costos de Inversión tecnologías CCSS, SVC, STATCOM
Figura 4.2:	Diagrama Unilineal Conexión Condensadores Síncronos Configuración en paralelo
Figura 4.3:	Costo Unitario de inversión SVC y STATCOM en USD/KVAr
Figura 4.4:	Comparación Costo Unitario Inversión de Condensador Síncrono
Tabla 4.1:	Cuadro comparativo Costos Inversión tecnologías Condensador Síncrono, SVC, STATCOM
Tabla 4.2:	Datos técnicos Condensador síncrono -- fabricante ABB
Figura 5.1:	Configuración típica de un condensador síncrono. Fuente: CIGRE Guide 885
<hr/>	
Tabla 5.1:	Barras de referencia para la conexión de Condensador Síncrono
Tabla 5.2:	Requerimientos técnicos principales de la Licitación del SSCC CT

Tabla 5.3:	Barras candidatas para la conexión de Condensador Síncrono
Tabla 6.1	Tamaño, potencia cortocircuito, inercia, área requerida y referencia de plano – Tecnología del tipo Condensador Síncrono en el SEN
Tabla 6.2	Potencia, energía, potencia cortocircuito, inercia, área requerida y referencia de plano - Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)
Tabla 6.3	Centrales térmicas del tipo turbinas a vapor en base a carbón pulverizado retiradas y en servicio en el SEN
Tabla 6.4	Plazo de desarrollo de los proyectos o tecnologías en estudio
Tabla 6.5	Vida útil de los proyectos o tecnologías en estudio
Figura 6.1	Turbogenerador a Vapor
Figura 6.2	Volante de inercia con su chasis instalado sobre la base de la etapa retirada de baja presión (LP) de la turbina de vapor
Figura 6.3	Gabinete con convertidor estático de frecuencia (SFC) y transformador incorporado
Figura 6.4	Gabinete con variador de velocidad (VSD) y transformador rectificador incorporado
Figura 7.1	Diagrama conceptual partidas de costos de inversión tecnología condensador síncrono
Figura 7.2	Diagrama conceptual partidas de costos de inversión tecnología sistema BESS
Figura 7.3	Diagrama conceptual partidas de costos de inversión proyecto reconversión de una central térmica del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado a condensador síncrono
Figura 7.4	Diagrama conceptual partidas de costos fijos de operación
Tabla 9.1	Equipamiento Principal Subestación de Salida
Tabla 9.2	Equipamiento Principal Paño de Conexión
Tabla 10.1	Requerimientos para la tecnología del tipo Condensador Síncrono
Tabla 10.2	Requerimientos para la tecnología del tipo Sistemas de Almacenamiento de Energía mediante baterías (BESS)
Tabla 10.3	Fabricantes de la tecnología Condensador Síncrono
Tabla 10.4	Fabricantes equipamiento principal Sistema de Almacenamiento de Energía mediante baterías (BESS)
Tabla 10.5	Costos Fijos de Operación Instalación tipo para proveer potencia cortocircuito e inercia
Tabla 10.6	Costo Contrato Mantenimiento Condensador Síncrono

Tabla 10.7	Costo Contrato Mantenimiento BESS
Tabla 10.8	Costo Fijo Mantenimiento SSEE AT
Tabla 10.9	Costo Pérdidas Condensador Síncrono
Tabla 10.10	Pérdidas Transformador
Tabla 10.11	Costo Perdidas Transformador
Tabla 10.12	Costo Pérdidas BESS

Tabla 11.1	Detalle partidas de Costos, Costo de Inversión (US\$) y Costos Unitario de Inversión– Tecnología Condensador Síncrono – 1 x 55 MVAR
Tabla 11.2	Detalle partidas de Costos, Costo de Inversión (US\$) y Costos Unitario de Inversión– Tecnología Condensador Síncrono – 2 x 55 MVAR
Tabla 11.3	Detalle partidas de Costos, Costo de Inversión (US\$) y Costos Unitario de Inversión– Tecnología Condensador Síncrono – 3 x 55 MVAR
Tabla 11.4	Detalle partidas de Costos, Costo de Inversión (US\$) y Costos Unitario de Inversión– Tecnología Condensador Síncrono – 90 MVAR
Tabla 11.5	Detalle partidas de Costos, Costo de Inversión (US\$) y Costos Unitario de Inversión– Tecnología Condensador Síncrono – 125 MVAR
Tabla 11.6	Detalle partidas de Costos, Costo de Inversión (US\$) y Costos Unitario de Inversión– Tecnología Condensador Síncrono – 150 MVAR
Tabla 11.7	Detalle partidas de Costos, Costo de Inversión (US\$) y Costos Unitario de Inversión– Tecnología Condensador Síncrono – 2 x 125 MVAR
Tabla 11.8	Costos de inversión y costos unitarios de inversión para la tecnología de condensador síncrono
Tabla 11.9	Detalle Partidas de Costos, Costo de Inversión (US\$) y Costos Unitario de Inversión– Tecnología Sistema BESS – 70 MW@1 Hr
Tabla 11.10	Detalle Partidas de Costos, Costo de Inversión (US\$) y Costos Unitario de Inversión– Tecnología Sistema BESS – 150 MW@1 Hr
Tabla 11.11	Detalle Partidas de Costos, Costo de Inversión (US\$) y Costos Unitario de Inversión– Tecnología Sistema BESS – 300 MW@1 Hr
Tabla 11.12	Costos de inversión y costos unitarios de inversión para la tecnología de sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)
Tabla 11.13	Detalle Partidas de Costos, Costo de Inversión (US\$) y Costos Unitario de Inversión– Reconversión Central Térmica Alternativa Conexión Eléctrica sin GCB – Sistema Arranque Pony Motor con Variador de Velocidad (VSD)

- Tabla 11.14 Detalle Partidas de Costos, Costo de Inversión (US\$) y Costos Unitario de Inversión– Reconversión Central Térmica Alternativa Conexión Eléctrica con GCB – Sistema Arranque Pony Motor con Variador de Velocidad (VSD)
- Tabla 11.15 Detalle Partidas de Costos, Costo de Inversión (US\$) y Costos Unitario de Inversión– Reconversión Central Térmica Alternativa Conexión Eléctrica con GCB – Sistema Arranque Partidor Suave (SFC)
-
- Figura 11.1 Costos de inversión (miles US\$) para distintos tamaños - tecnología de condensador síncrono
- Figura 11.2 Costos de inversión (miles US\$) para distintos tamaños - tecnología de condensador síncrono
- Figura 11.3 Costos unitarios de inversión (US\$/kVAr) en función de la potencia reactiva – fabricante N° 1 - tecnología de condensador síncrono
- Figura 11.4 Costos unitarios de inversión (US\$/kVAr) en función de la potencia cortocircuito – fabricante N° 1 - tecnología de condensador síncrono
- Figura 11.5 Costos unitarios de inversión (US\$/kVAr) en función de la inercia – fabricante N° 1 - tecnología de condensador síncrono
- Figura 11.6 Costos unitarios de inversión (US\$/kVAr) en función de la potencia reactiva – fabricante N° 2 - tecnología de condensador síncrono
- Figura 11.7 Costos unitarios de inversión (US\$/kVAr) en función de la potencia cortocircuito – fabricante N° 2 - tecnología de condensador síncrono
- Figura 11.8 Costos unitarios de inversión (US\$/kVAr) en función de la inercia – fabricante N° 2 - tecnología de condensador síncrono
- Figura 11.9 Costos unitarios de inversión (US\$/kVAr) en función de la potencia reactiva – fabricante N° 1 (azul) y fabricante N° 2 (verde) - tecnología de condensador síncrono
- Figura 11.10 Costos de inversión (Miles US\$) – tecnología sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)
- Figura 11.11 Costos unitarios de inversión (US\$/kVAr) en función de la potencia reactiva – tecnología de sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)
- Figura 11.12 Costos unitarios de inversión (US\$/kVAr) en función de la potencia cortocircuito – tecnología de sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)
- Figura 11.13 Costos unitarios de inversión (US\$/kVAr) en función de la inercia – tecnología de sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)
- Figura 11.14 Costos de inversión (Miles US\$) – Proyecto de reconversión de central térmica del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado a condensador síncrono

Figura 11-15	Costos Unitarios de Inversión (US\$/kW) en función de la potencia nominal de la central térmica – Proyecto reconversión central térmica
Figura 11.16	Costos Unitarios de Inversión (US\$/kW) en función de la potencia cortocircuito de la central térmica – Proyecto reconversión central térmica
Figura 11.17	Costos Unitarios de Inversión (US\$/kWs) en función de la inercia de la central térmica – Proyecto reconversión central térmica

Tabla 12.1	Listado de condensadores síncronos instalados – publicación CIGRE
Tabla 12.2	Variación anual de indexadores utilizados para evolución de costos de inversión de la tecnología de condensador sincrónico
Tabla 12.3	Evolución costos de inversión (US\$) tecnología condensador síncrono – 1 x 55 MVAR
Tabla 12.4	Evolución costos de inversión (US\$) tecnología condensador síncrono – 1 x 125 MVAR
Tabla 12.5	Evolución costos de inversión (US\$) tecnología condensador síncrono – 2 x 125 MVAR

Figura 12.1	Costo Unitario Inversión (US\$/kW) Sistema BESS – 2 Hr
Figura 12.2	Costo Unitario Inversión (US\$/kW) Sistema BESS – 4 Hr
Figura 12.3	Costo Unitario Inversión (US\$/kW) Sistema BESS – 6 Hr
Figura 12.4	Costo Unitario Inversión (US\$/kW) Sistema BESS – 8 Hr
Figura 12.5	Costo Unitario Inversión (US\$/kW) Sistema BESS – 10 Hr
Figura 12.6	Costo Unitario Fijo O&M (US\$/kW-año) Sistema BESS – 2 Hr
Figura 12.7	Costo Unitario Fijo O&M (US\$/kW-año) Sistema BESS – 4 Hr
Figura 12.8	Costo Unitario Fijo O&M (US\$/kW-año) Sistema BESS – 6 Hr
Figura 12.9	Costo Unitario Fijo O&M (US\$/kW-año) Sistema BESS – 8 Hr
Figura 12.10	Costo Unitario Fijo O&M (US\$/kW-año) Sistema BESS – 10 Hr

Tabla 13.1	Variaciones interanuales de los indexadores utilizados
Tabla 13.2	Ejemplo resultado indexación – Caso Variación Dólar -5%
Tabla 13.3	Ejemplo resultado indexación – Caso Variación Dólar 0%
Tabla 13.4	Ejemplo resultado indexación – Caso Variación Dólar +5%

SIGLAS Y ABREVIATURAS

AC:	Corriente Alterna, del inglés “Alternating Current”
AEMO:	Operador del Mercado Energético Australiano, del inglés: “Australian Energy Market Operator”
AGC:	Control Automático de Generación, del inglés: “Automatic Generation Control”
AMSC:	Corporación Americana de Superconductores, del inglés: “American Superconductors Corporation”
AT:	Alta Tensión
AWG	Calibre del Cable Americano, del inglés “American Wire Gauge”
BAG:	Bases Administrativas Generales
BESS:	Sistema de almacenamiento de energía en baterías, del inglés: “Battery Energy Storage System”
BESSCC:	Bases de Ejecución para nueva infraestructura de Servicios Complementarios
BMS	Sistema de gestión de baterías, del inglés “Battery Management System”
BOP	Balance de Planta, del inglés “Balance of Plant”
BTF:	Bases Técnicas y Funcionales
CAISO:	Operador Independiente del Sistema de California, del inglés: “California Independent System Operator”
CC:	Corriente Continua, del inglés: “Continuous Current”
CCSS:	Condensador Síncrono
CEN:	Coordinador Eléctrico Nacional
CIF	Costo, Seguro y Flete, del inglés “Cost, Insurance and Freight”
CIGRE:	Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas
CNE:	Comisión Nacional de Energía
COCHILCO:	Comisión Chilena del Cobre
CPI	Índice de precios al consumidor, del inglés “Consumer Prices Index”
DEE:	Diagrama de Disposición de Equipos
DFIG:	Generador de inducción de doble alimentación, del inglés: “Doubly Fed Induction Generator”
DIPRES	Dirección de Presupuesto
DUF:	Diagrama Unilineal Funcional
EETT:	Especificaciones Técnicas de Equipos Primarios y de Diseño

EMR:	Reforma del mercado eléctrico, del inglés: “Electricity Market Reform”
EMS	Sistema Gestión de Energía, del inglés “Energy Management System”
ENTSO-E:	Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad, del inglés: “European Network of Transmission System Operators for Electricity”
EPRI:	Instituto de Investigación de la Energía Eléctrica, del inglés: “Electric Power Research Institute”
ERNC:	Energía Renovable No Convencional
ERV:	Energía Renovable Variable
ESO:	Operador de la red eléctrica, del inglés: “Electricity System Operator”
FACTS:	Sistemas flexibles de transmisión de Corriente Alterna, del inglés: “Flexible AC Transmission Systems”
FC:	Condensador Fijo, del inglés; “Fixed Capacitor”
FE:	Factor de Efectividad
FFR:	Respuesta rápida de frecuencia, del inglés: “Fast Frequency Response”
FOB	Libre a bordo, del inglés “Free On Board”
FRT:	del inglés: “Fault Ride Through”
GCB:	Interruptor automático del generador, del inglés: “Generator Circuit Breaker”
GE:	General Electric
GS:	Generador Síncrono
H:	Constante de Inercia
HCTE:	Hojas de Características Técnicas de Equipos
HIL:	Hardware en el bucle, del inglés: “Hardware in the Loop”
HMI:	Interfaz hombre – máquina, del inglés: “Human-Machine Interface”
HP:	Alta presión, del inglés: “High Pressure”
HTS:	Superconductor de alta temperatura, del inglés: “High Temperature Superconductor”
HVAC	Calefacción, ventilación y aire acondicionado, del inglés “Heating, Ventilation and Air Conditioning”
HVDC LCC:	Corriente continua de alta tensión - Corriente conmutada de línea, del inglés: “High Voltage Direct Current - Line-Commutated Current”
HVDC VSC:	Convertidor de corriente continua de alta tensión - Fuente de tensión, del inglés: “High Voltage Direct Current - Voltage Source Converter”

IEC:	Comisión Electrotécnica Internacional, del inglés: “International Electrotechnical Commission”
IEEE:	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos, del inglés: “Institute of Electrical and Electronics Engineers”
IGBT:	Transistor bipolar de puerta aislada, del inglés: “Insulated Gate Bipolar Transistor”
IP:	Presión intermedia, del inglés: “Intermediate Pressure”
IPC	Índice de Precios al Consumidor
ISO:	Operador del Sistema Independiente, del inglés: “Independent System Operator”
kVA	kilovolt Amperio
kVAr	kilovolt Amperio reactivo
LGSE:	Ley General de Servicios Eléctricos
LLG:	Línea - Línea – Tierra, del inglés: “Line – Line – Ground”
LOLE:	Expectativa de pérdida de carga, del inglés: “Loss of Load Expectation”
LP:	Baja presión, del inglés: “Low Pressure”
LSE:	Entidad del servicio de carga, del inglés: “Load Serving Entity”
LTSA	Contrato de servicio a largo plazo, del inglés “Long Term Service Agreement”
LVRT:	Capacidad de soportar huecos de tensión, del inglés: “Low Voltage Ride Through”
MT:	Media Tensión
MVA	Mega Volt Ampere
MW:	MegaWatt
NEM:	Mercado nacional de la electricidad, del inglés: “National Electricity Market”
NTSyCS:	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
NTSSCC:	Norma Técnica de Servicios Complementarios
ONAF	Aceite natural aire forzado, del inglés “Oil Natural Air Forced”
ONAN	Aceite natural aire natural, del inglés “Oil Natural Air Natural”
O&M:	Operación y Mantenimiento
PCC:	Punto Común de Conexión
PCS	Sistema de acondicionamiento de energía, del inglés “Power Conditioning System
PLL:	Bucle de fase bloqueada, del inglés: “Phase Locked Loop”

PWM:	Modulación por ancho de impulsos, del inglés: “Pulse Width Modulation”
RA:	Suficiencia de recursos, del inglés: “Resource Adequacy”
RCM:	Mecanismo de capacidad de reserva, del inglés: “Reserve Capacity Mechanism”
RERT:	Trader de Reserva de Confiabilidad y Emergencia, del inglés: “Reliability and Emergency Reserve Trader”
RoCoF:	Tasa de cambio de frecuencia, del inglés: “Rate of Change of Frequency”
SCADA	Control, supervisión y adquisición de datos, del inglés “Supervisory Control and Data Acquisition”
SCR:	Relación de cortocircuito, del inglés: “Short Circuit Ratio”
SEN:	Sistema Eléctrico Nacional
SEP:	Sistema Eléctrico de Potencia
SFC:	Convertidor estático de frecuencia, del inglés: “Static Frequency Converter”
SS/AA	Servicios Auxiliares
SSCC CT:	Servicio Complementario Control de Tensión
STATCOM:	Compensador estático síncrono, del inglés: “Static Synchronous Compensator”
SVC:	Compensador Estático, del inglés: “Static Var Compensator”
TCR:	Reactor controlado por tiristores, del inglés: “Thyristor-Controlled Reactor”
TRL:	Niveles de preparación tecnológica, del inglés: “Technology Readiness Levels”
TSC:	Condensador conmutado por tiristor del inglés: “Thyristor-Switched Capacitor”
TSR:	Reactor conmutado por tiristor, del inglés: “Thyristor-Switched Reactor”
VAC	Voltios Corriente Alterna, del inglés “Volts Alternating Current”
VDC	Voltios Corriente Continua, del inglés “Volts Direct Current”
VDF:	Frecuencia de transmisión variable, del inglés: “Variable Drive Frequency”
VSD	Variador de velocidad, del inglés “Variable Speed Driver”
VSG:	Generador Virtual Síncrona, del inglés: “Virtual Synchronous Generator”
VSM:	Máquina Virtual Síncrona, del inglés: “Virtual Synchronous Machine”



1

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y
OPERACIÓN DE INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE
CORTOCIRCUITO E INERCI A PARA EL SISTEMA ELECTRICO
NACIONAL**

**RESUMEN EJECUTIVO, INTRODUCCIÓN Y
ANTECEDENTES**

1 RESUMEN EJECUTIVO, INTRODUCCIÓN Y ANTECEDENTES

1.1 RESUMEN EJECUTIVO

El presente Informe Final se desarrolla en cumplimiento del Objetivo Específico N° 1, Objetivo Específico N° 2 y Objetivo Específico N° 3 de las Especificaciones Técnicas que forman parte de la Licitación ID N° 610-5-LE23 de la Comisión Nacional de Energía.

En primer lugar, se realiza una investigación mediante distintas fuentes de información como son publicaciones especializadas de fabricantes y/o proveedores, organismos técnicos (CIGRE, EPRI, etc.), publicaciones académicas, etc. de las distintas tecnologías que puedan aportar potencia de cortocircuito e inercia al SEN. A continuación, una vez determinadas estas tecnologías se realiza una breve descripción de cada una de ellas, destacando las principales características técnicas, nivel de madurez técnica y comercial y su desarrollo en mercados eléctricos internacionales.

El análisis anterior incluye tecnologías basadas en reforzamiento de la red eléctrica, tecnologías en base a generación conectada con convertidores (electrónica de potencia) y tecnologías que aportan de manera significativa potencia de cortocircuito e inercia al SEN como son la generación síncrona o de inducción directamente conectada, condensadores síncronos con y sin volante de inercia, reconversión de centrales térmicas y sistemas BESS con prestaciones VSM.

Posteriormente, una vez presentadas y analizadas las distintas tecnologías que pueden aportar potencia de cortocircuito e inercia al SEN en distinto grado de madurez técnica y comercial, el Consultor sugiere continuar en las próximas etapas del Estudio en desarrollo, en concreto para la determinación de los costos de inversión y costos fijos y variables de operación y mantenimiento de las instalaciones que pueden aportar potencia de cortocircuito e inercia al SEN con las tecnologías del tipo Condensador Síncrono con y sin volante de inercia, Condensador Síncrono + STATCOM (sistema híbrido), Reconversión de centrales térmicas y Sistema BESS con prestaciones VSM.

Por su parte, en relación a los mercados mayoristas de electricidad en distintos países y sistemas eléctricos por lo general hacen diferencia entre la generación de energía y los servicios complementarios asociados a la calidad del producto y el servicio de potencia, cuya finalidad es brindar seguridad de que existe suficiente capacidad para suministrar la demanda máxima bajo cualquier condición. Ya sea mediante un despacho centralizado o un sistema basado en ofertas, el objetivo siempre es suministrar la demanda al menor costo, con períodos de transacción que pueden llegar a 5 minutos. Los servicios complementarios, por su parte, se dividen entre aquellos orientados a balancear el diferencial generación-demanda y aquellos dedicados a resolver problemas puntuales de naturaleza local, como es el caso de control de tensión o aumento de la capacidad de cortocircuito. Por tal motivo, tanto la generación para suministro normal o en condiciones de desbalance se puede obtener de manera global y su pago sigue las reglas del mercado, en tanto los servicios de soporte de

red, al ser locales, usualmente son pagados por contratos directos. Por su parte, la potencia, con periodo de transacción anuales, tienden a utilizar herramientas del tipo probabilísticas para la asignación de capacidad, existiendo mercados donde el precio es fijado de manera administrativa o bien como subastas. Cualquier instalación que desee participar tanto en los mercados de energía ya sea de manera programada o en tiempo real, debe contar con una cierta capacidad de entrega de energía durante un determinado tiempo. De las tecnologías analizadas para entregar potencia de cortocircuito, los BESS cumplen estos requisitos y podrían participar tanto en mercados de energía, incluyendo servicios complementarios y mercados de potencia.

Respecto de las economías de escala que podrían darse en este tipo de tecnologías, el Consultor logró determinar en base a distintas fuentes de información que para el caso de proyectos del tipo Condensadores Síncronos, las economías de escala se pueden lograr principalmente en los proyectos que utilizan infraestructura común, como podrían ser recintos o instalaciones para su emplazamiento, transformadores de poder, barras en MT, etc. Esta condición de infraestructura común está presente en proyectos de instalación de condensadores síncronos en la configuración eléctrica del tipo conexión en paralelo para efectos de aumentar el tamaño del proyecto. Esta condición de economías de escala también es posible de obtener en proyectos que consideren unidades adicionales en el tiempo, que utilicen servicios comunes como podrían ser adicionales a los antes señalados, los sistemas de enfriamiento, plataforma de emplazamiento, u otros.

Asimismo, en relación con las tecnologías del tipo FACTS como podrían ser SVC y STATCOM la información disponible muestra que la economía de escala presenta un rango de valores (US\$/kVAr) para un rango de potencia reactiva entre 100 MVar y 400 MVar.

Por su parte, para el caso de la reconversión de centrales térmicas a Condensador Síncrono no fue posible obtener información de costos de inversión para posibles economías de escala, producto principalmente que este proceso de reconversión se realiza caso a caso por parte del propietario de una unidad generadora lo cual normalmente no es información pública.

Por su parte, respecto de las Bases de Licitación del Servicio Complementario de Control de Tensión que lleva adelante el Coordinador Eléctrico Nacional, cuyo objetivo es la adjudicación de aportes de potencia de cortocircuito mediante tecnología del tipo Condensador Síncrono o Reconversión de centrales térmicas para la zona norte del SEN a partir del año 2025, estas contemplan el desarrollo de ingeniería, obtención de permisos públicos y privados, ejecución de la construcción y operación de las obras, de acuerdo con las propias condiciones establecidas en las Bases de Licitación.

Adicionalmente, aunque las Bases Técnicas y Funcionales establecen como referenciales cuatro (4) subestaciones del SEN como son: Ana Maria 220 kV, Nueva Chuquicamata 220 kV, Likantai 220 kV e Illapa 220 kV, se señalan además un total de quince (15) subestaciones adicionales donde sería posible conectar el proyecto de Condensador Síncrono o realizar el proyecto de reconversión de una unidad generadora existente (o

retirada) a un Condensador Síncrono, en las cuales se determinara el aporte o contribución efectiva a la potencia de cortocircuito de dichos proyectos en las cuatro (4) subestaciones de referencia, mediante un factor de efectividad.

Las Bases Técnicas y Funcionales además entregan los criterios generales a considerar por los proponentes tanto para el diseño de proyectos que consideren la instalación de Condensadores Síncronos, como también la Reconversión de Centrales Térmicas a Condensadores Síncronos.

Adicionalmente, aunque las Bases de Licitación del SSCC CT no establecen los valores de potencia de cortocircuito (en MVA) requeridos en las subestaciones de referencia indicadas, en la presentación realizada por el CEN (Roadshow de fecha 04.04.2023) se indicó que la potencia de cortocircuito requerida es de 6.818 MVA como valor total. Además, se establece un valor de inversión referencial de 255 MMUSD.

Como resultado de cumplimiento del Objetivo Específico N° 1 de la Licitación ID N° 610-5-LE23, el Consultor propuso para las etapas siguientes del desarrollo de este Estudio continuar con las tecnologías correspondientes a Condensador Síncrono con volante de inercia, reconversión de centrales térmicas y sistema de almacenamiento de energía (BESS) con prestaciones VSM.

Por su parte, para el diseño detallado de los proyectos a analizar correspondientes a las tecnologías del tipo Condensador Síncrono y Sistema BESS y además del Proyecto de Reconversión de una Central Térmica de tipo Turbina a Vapor en base a carbón pulverizado a Condensador Síncrono, se realiza una identificación de los requerimientos de espacio físico necesarios para cada uno de los tamaños de las tecnologías antes señaladas y además se realiza una breve descripción de los equipos principales que componen dichas tecnologías y el proyecto de reconversión de una central térmica.

El requerimiento del espacio físico necesario para los proyectos analizados de los tamaños identificados se realiza a partir de la información entregada por los fabricantes/proveedores de las tecnologías antes señaladas, consistente básicamente en planos de disposición general (layout) diseñados por el Consultor, donde en planta se muestra la disposición de los equipos principales como también de los distintos servicios asociados e instalaciones anexas al proyecto, proceso que realiza el Consultor mediante la integración de los equipos principales con el BOP (Balance de Planta) del proyecto respectivo. Por su parte, en el Anexo 2 de este Informe se presentan los Planos de Disposición (Layout) de los distintas tecnologías y tamaños en estudio.

Posteriormente, en el capítulo 7 del presente Informe se realiza la determinación y detalle de los ítems incluidos en las partidas de costos de las distintas tecnologías analizadas como son Condensador Síncrono y Sistema BESS. Por su parte, el detalle de las partidas de costos para el Proyecto de Reconversión de una Central Térmica del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado a Condensador Síncrono, resulta de una bastante menor cantidad de partidas de costos producto de la mínima intervención en las actuales instalaciones de una Central Térmica durante el proceso de reconversión.

El detalle de las partidas de costos de las tecnologías del tipo Condensador Síncrono y Sistema BESS incluye, entre otras, el suministro del equipamiento principal, sistemas eléctricos auxiliares, equipamiento de la subestación de salida, obras civiles de la respectiva tecnología, obras civiles y montajes de la subestación, transporte a sitio de los equipos principales, pruebas y puesta en servicio, costos indirectos de construcción y montaje y los gastos generales del propietario. Por su parte, el detalle de las partidas de costos del Proyecto de Reconversión de una Central Térmica del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado a Condensador Síncrono, incluye el itemizado del equipamiento principal por parte de un fabricante o proveedor y los gastos del propietario que son básicamente los estudios e ingeniería, seguros, contingencias y la preparación de las instalaciones. Adicionalmente, este capítulo incluye las partidas de costos de la subestación de salida donde se destaca el equipamiento principal, obras civiles, construcción y montaje de este tipo de instalaciones. Finalmente, el Capítulo 7 incluye los ítems incluidos en las partidas de costos fijos de operación y mantenimiento de las tecnologías en estudio. Respecto de los costos variables de operación y mantenimiento de las tecnologías del tipo condensador síncrono y Sistemas BESS, como también del proyecto de reconversión de una central térmica, tal como se describen e identifican más adelante, estos resultan bastante menores como es el caso de la tecnología de condensador síncrono y del proyecto de reconversión de una central térmica y nulo o cero para el caso de la tecnología de los Sistemas BESS.

A continuación, el Capítulo 8 hace referencia respecto de la inclusión de equipos, dispositivos o elementos para el cumplimiento de la NTS&CS. En dicho capítulo se señala que dada la especificidad de la gran mayoría de los requisitos indicados en el Capítulo 6 del presente Informe y del Anexo Técnico “Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión” aplicables a instalaciones que pueden proveer potencia cortocircuito e inercia de dicha norma, no es posible evaluarlos en detalle en este estudio, dado que para esto se requiere etapas avanzadas del desarrollo del proyecto. Asimismo, se indica que para las estimaciones de costos se considerará que todos los sistemas de protección para puntos de conexión en alta tensión sean redundantes y la presencia de un canal de comunicaciones vía fibra óptica para el envío en tiempo real de las señales requeridas al centro de control respectivo, en concordancia con los requisitos de la NTS&CS.

Posteriormente, en el Capítulo 9 se realiza una descripción detallada de las distintas partidas de costos de la conexión eléctrica de las tecnologías en estudio que pueden aportar potencia de cortocircuito e inercia al SEN. Así se detallan las partidas de costos del equipamiento de la subestación de salida en nivel de MT a 220 kV, estructura de costos de la conexión a la subestación del SEN y partidas de costos de construcción y montaje, entre otras.

En el Capítulo siguiente del presente Informe se indican las fuentes de información (solicitudes de cotizaciones informativas, publicaciones especializadas, etc.) mediante las cuales el Consultor pudo preparar y elaborar las planillas de cálculo para la determinación de los costos de inversión (US\$) y costos unitarios de inversión en función de la potencia reactiva (US\$/kVAr), potencia instalada (US\$/kW), potencia de cortocircuito (US\$/kVA) e inercia (US\$/kWs) dependiendo de la tecnología. También se describen los requerimientos

técnicos específicos como lo son el rango de potencia de cortocircuito (MVA), potencias reactivas capacitiva e inductiva (MVar), tipo de máquina (rotor) y nivel de tensión para la tecnología del tipo condensador síncrono y la potencia de cortocircuito, potencia activa (MW), energía (MWh) y tasa de carga/descarga (C-rate) para la tecnología del tipo Sistema BESS. Este capítulo incluye, además, el listado de fabricantes o proveedores de las tecnologías antes señaladas a los cuales el Consultor solicitó cotizaciones informativas.

Por su parte, el Capítulo 11 da cuenta de la descripción del cálculo y resumen de los resultados del costo de inversión de las tecnologías del tipo condensador síncrono y sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS). Asimismo, se incluye la descripción del cálculo y resumen de los resultados del costo de inversión del proyecto de reconversión de central térmica del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado a condensador síncrono.

El resumen de los resultados del costo de inversión de las tecnologías antes señaladas incluye el detalle de las partidas de costos del suministro importado y nacional, ambos valorizados en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica. El resumen incluye además gráficos con costos de inversión en Miles de US\$ para los tamaños y tecnologías correspondientes. Además, se incluyen tablas con costos de inversión (Miles US\$) y costos unitarios de inversión en función de la potencia reactiva (US\$/kVar), potencia activa del sistema BESS (US\$/kW), potencia cortocircuito (US\$/kVA) e inercia (US\$/kWs).

El Capítulo 12 muestra en distintos mercados internacionales la instalación de condensadores síncronos. La evolución de costos de inversión de estas tecnologías no ha sido posible obtener respecto de las distintas fuentes de información consultadas. Sin embargo, a partir de las fórmulas de indexación propuestas en el Capítulo 13 del presente Informe y utilizando los costos de inversión (US\$) determinados por el Consultor de la tecnología de condensador síncrono se ha determinado la evolución de estos costos de inversión (US\$) utilizando valores de indexadores propuestos (PPI y PPI MyG) de valores históricos obtenidos desde la fuente de información correspondiente. Por su parte para el indexador nacional IPC se ha utilizado el valor de la meta establecida por el Banco Central que corresponde a un 3% anual. Asimismo, para el tipo de cambio (dólar) se ha utilizado el valor determinado por la DIPRES del Ministerio de Hacienda cuyo valor es de 800 \$/ dólar para el largo plazo.

Adicionalmente, se ha incluido en el Anexo 7, información de los resultados del Proceso de Licitación del Servicio de diseño de Mercado de Estabilidad en el Reino Unido, información que puede ser relevante y de utilidad para el Proceso de Licitación del SSCC CT que lleva adelante el CEN.

Por su parte, la evolución de los costos futuros de inversión (US\$/kW) y costos fijos de operación y mantenimiento (US\$/kW-año) de la tecnología de Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) se muestra en este Capítulo a partir de la información disponible en la publicación NREL.

Por su parte, en el Capítulo 13 se procedió a definir las fórmulas para indexación de los costos de inversión y costos fijos de operación y mantenimiento de las tecnologías estudiadas. Para estos efectos se analizaron indexadores de libre acceso que representan adecuadamente la variación en el tiempo de las partidas de costos y se seleccionaron un máximo de cuatro indexadores en total, para cada tecnología analizada. Además, ante la falta de un indexador específico para el caso de baterías estacionarias para sistemas de almacenamiento de energía que recoja las mejoras tecnológicas que se están observando en ellas, se definió que para la indexación de los sistemas BESS se utilizaría información de la proyección de costos de la NREL.

Luego en base a estos índices se definieron fórmulas de indexación para cada tecnología en las cuales se pondera el costo base por la sumatoria de la variación de cada indexador multiplicado por su peso relativo, ajustando por tipo de cambio inverso a la componente nacional. Los pesos relativos corresponden a la proporción de dicho indexador en el costo de inversión y costo fijo de operación y mantenimiento. Además, se procedió a verificar el adecuado funcionamiento de las fórmulas de indexación mediante algunos ejemplos y se analizó el rango de validez de las fórmulas propuestas. Por último, se procedió a implementar las fórmulas para cada caso en una planilla de cálculo, usando el programa Excel de Microsoft.

Finalmente, en el Capítulo 14 se realizan los comentarios finales y conclusiones de las distintas actividades efectuadas para, en primer lugar, determinar las tecnologías que pueden proveer de potencia de cortocircuito e inercia al SEN, y además el establecimiento de las distintas partidas de costos que conforman el costo de inversión de dichas tecnologías, así como también, de los costos fijos y variables de operación y mantenimiento de estas mismas. Asimismo, se comenta acerca de la determinación de los coeficientes y fórmulas de indexación para la actualización de los costos de inversión y costos fijos de operación y mantenimiento de las distintas tecnologías estudiadas.

1.2 INTRODUCCIÓN

La Comisión Nacional de Energía mediante licitación pública N° 610-5-LE23 ha contratado los servicios profesionales de Krea Energía Ltda. para que realice el Estudio denominado “Estudio de Costos de Inversión, Mantenimiento y Operación de instalaciones que aportan potencia de cortocircuito e inercia para el Sistema Eléctrico Nacional”, cuyo objetivo general es el siguiente:

- Identificación de las tecnologías que puedan aportar potencia de cortocircuito e inercia para mitigar los déficits previstos por el CEN en la zona norte del SEN y en la determinación de los costos de inversión, de los costos fijos de operación y mantenimiento, de los costos variables de operación y mantenimiento y de la vida útil de dichas alternativas, junto con proponer sus respectivos esquemas de actualización de costos, identificando las principales variables que inciden en su evolución. Lo anterior, en el contexto de las Bases de Licitación SSCC CT que lleva adelante el Coordinador Eléctrico Nacional.

Por su parte, los objetivos específicos se describen a continuación:

- Realizar un levantamiento, en distintos mercados internacionales, la academia, agencias u organismos reconocidos internacionalmente, según corresponda, de las tecnologías que puedan aportar potencia de cortocircuito e inercia en la zona norte del SEN. Lo anterior, considerando lo establecido en las Bases de Licitación SSCC CT.
- Determinar detalladamente los costos de inversión, los costos fijos de operación y mantenimiento y los costos variables de operación y mantenimiento, desagregados por partidas de costos, y la vida útil para las tecnologías seleccionadas en el Objetivo Específico anterior, identificando aquellos costos que resultan dependientes, en forma relevante, respecto de la ubicación del proyecto.
- Proponer una metodología de indexación de los costos de inversión unitarios, de los costos fijos y de los costos variables de operación y mantenimiento, para las tecnologías analizadas en el Objetivo Específico anterior, identificando para cada uno de ellos las principales variables que inciden en su evolución.

El presente Informe Final se establece de acuerdo con lo indicado en la cláusula Cuarta del Convenio de Prestación de Servicios entre la Comisión Nacional de Energía y Krea Energía Limitada de fecha 25 de mayo de 2023, el cual dice relación con las actividades mínimas a realizar por parte de Krea Energía Ltda. de los Objetivos Específicos N°1, N° 2 y N° 3.

1.3 ANTECEDENTES

El Coordinador Eléctrico Nacional, en su Informe de Servicios Complementarios de 2023 (en adelante, “Informe SSCC 2023”), ha estudiado los requerimientos de prestación de servicios para el Sistema Eléctrico Nacional (en adelante, “SEN”), junto con su calendarización y los mecanismos para su materialización y/o prestación.

En particular, el CEN ha determinado que a partir del año 2025 se presentará un déficit de niveles de potencia de cortocircuito en la zona norte del SEN. Por ende, ha definido la necesidad de contar con nueva infraestructura que preste los servicios de control de tensión, permitiendo mitigar dicho déficit.

El Reglamento SSCC establece en su Artículo 38, que, cuando el requerimiento de un Servicio Complementario no sea de cortísimo plazo o cuando implique la instalación de nueva infraestructura, la asignación del prestador de dicho servicio se definirá a partir de una licitación efectuada por el CEN, siempre que no se cumplan las condiciones señaladas en el Artículo 48 de dicho reglamento, hecho que se descarta por parte del Coordinador Eléctrico Nacional.

Así, la materialización del servicio de control de tensión identificado por el CEN será a través de una licitación pública, la que se llevará a cabo durante el año 2023. Las bases técnicas y administrativas de dicho proceso (en adelante, “Bases Licitación CT”) fueron presentadas el 4 de abril de 2023, de modo que la adjudicación sería el 7 de diciembre de 2023, de acuerdo con lo señalado en dichas bases.

Por otra parte, el Artículo 45 del Reglamento SSCC, replicando lo establecido en el inciso séptimo del Artículo 72°-7 de la Ley, indica que la Comisión mediante Resolución Exenta, podrá fijar el valor máximo de las ofertas de dicha licitación, el que podrá tener carácter de reservado y permanecerá oculto hasta el momento de la apertura de ofertas económicas.

En virtud de lo anterior, la Comisión lleva adelante la contratación de estudio en que se analicen las tecnologías que pueden aportar potencia de cortocircuito e inercia al SEN y, una vez definido dicho conjunto, determinar las partidas de costo relevante desde el punto de vista del valor de inversión y el costo de operación y mantención, haciendo estimaciones fundadas de sus respectivos valores.

Asimismo, el estudio a contratar por la Comisión corresponde a un antecedente, requerido por esta para cumplir con el mandato establecido en los ya señalados Artículo 45 del Reglamento de SSCC y Artículo 72°-7 de la Ley, a saber, determinar el precio máximo de las ofertas de las licitaciones o subastas.

Finalmente, el estudio deberá desarrollarse conforme a los objetivos y alcances establecidos en las respectivas bases administrativas y técnicas de licitación. Asimismo, se deberá desarrollar las actividades que se definen en el presente documento con la profundidad y alcance señalados, debiendo abordar las actividades y tareas que se consideren necesarias para el adecuado logro de los objetivos propuestos.

El estudio señalado deberá identificar, al menos, tres (3) diferentes tecnologías que aporten potencia de cortocircuito e inercia para el SEN, distintos tamaños de dichas tecnologías, ubicación en el Sistema Eléctrico Nacional e infraestructura existente o nueva infraestructura necesaria para la conexión al sistema eléctrico.

2

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y
OPERACIÓN DE INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE
CORTOCIRCUITO E INERCIAS PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO
NACIONAL**

**IDENTIFICACIÓN PRELIMINAR Y
CARACTERIZACIÓN DE LAS DISTINTAS
TECNOLOGÍAS QUE PUEDAN APORTAR
POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E INERCIAS
AL SEN**

2 IDENTIFICACIÓN PRELIMINAR Y CARACTERIZACIÓN DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS QUE PUEDEN APORTAR POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E INERCI AL SEN

2.1 INTRODUCCIÓN

Esta capitulo aborda una parte del Objetivo Específico N°1 de nuestra propuesta de servicios, esto es, provee la identificación preliminar de tecnologías que pueden aportar potencia de cortocircuito e inercia, en forma conjunta o por separado, para mitigar los déficits proyectados en la zona norte del SEN.

Adicionalmente, teniendo a la vista el estudio denominado “Estudio de levantamiento de metodologías, exigencias regulatorias y métricas para evaluar los niveles de inercia y potencia de cortocircuito eficientes para el Sistema Eléctrico Nacional” y referencias adicionales debidamente documentadas, en este capítulo se propone el listado definitivo de tecnologías que pueden aportar potencia de cortocircuito e inercia al SEN. Se incluye además las características fundamentales de las tecnologías seleccionadas, analizando además su grado de madurez técnica y comercial al objeto de que sea factible que participen de un proceso de licitación pública de nueva infraestructura para la prestación de servicios complementarios.

Para lograr el objetivo señalado, en primer lugar, se analiza y describe conceptualmente el nivel de cortocircuito y de inercia, relacionándolos con la fortaleza del sistema, en particular estabilidad de la tensión y frecuencia. Una vez analizados ambos conceptos, se presenta un listado preliminar de tecnologías que pueden aportar cortocircuito e inercia, ya sea en forma separada o conjunta. Estas tecnologías son agrupadas en los siguientes conjuntos.

- Tecnologías basadas en reforzamiento de la red eléctrica y que pueden ser incluidas en el plan anual de expansión de la transmisión.
- Tecnologías en base a generación conectada con convertidores y que corresponde al parque generador ERNC y eventualmente a su evolución futura conforme se incluyan nuevos requerimientos de conexión o se torne atractivo el desarrollo de generación con capacidad de proveer servicios de red.
- Tecnologías que no aportan significativamente cortocircuito, pero permiten mejorar la regulación de tensión y apoyar la estabilidad de tensión y que podrían ser incorporadas tanto en procesos de expansión de la transmisión como en licitaciones por servicios complementarios.
- Tecnologías que pueden aportar inercia y cortocircuito y que podrían participar en procesos de licitación de servicios complementarios.

Las características fundamentales de cada tecnología son luego analizadas para determinar su capacidad de aportar cortocircuito e inercia. Del análisis de las tecnologías, se selecciona aquellas que poseen la capacidad de aportar cortocircuito e inercia, ya sea en forma separada o conjunta. Finalmente, las tecnologías seleccionadas son analizadas respecto de su madurez técnica y comercial.

2.2 CORTOCIRCUITO

El cortocircuito es una condición anormal, de corta duración, en un punto del sistema de potencia, que provoca la circulación de corrientes elevadas por líneas, transformadores y otros equipos del sistema de potencia. Si bien el cortocircuito es una condición anormal, el sistema de potencia debe estar preparado para soportar la corriente de cortocircuito por un lapso cuya duración es limitada por la rápida acción de las protecciones eléctricas.

Las protecciones eléctricas tienen por objetivo proteger tanto a las personas como a los equipos. Con relación a la protección de los equipos, el principio de diseño es evitar el potencial daño, envejecimiento acelerado o la destrucción del equipo o dispositivo protegido. Esta protección del equipo se logra limitando tanto la magnitud como la duración de la corriente de cortocircuito. En general, la corriente de cortocircuito AC tiene un comportamiento distinto en cada fase, asimétrico y amortiguado debido al componente de corriente continua que decae con mayor o menor rapidez dependiendo de la amortiguación provista por la resistencia del circuito y las acciones de control de tensión de las fuentes de corriente de cortocircuito.

Los equipos eléctricos de potencia como transformadores, líneas de transmisión y máquinas eléctricas rotativas pueden soportar valores significativos de corriente de sobrecarga o cortocircuito debido a su naturaleza constructiva electromecánica y en particular debido a su inercia térmica. La inercia térmica determina la rapidez con que el equipo eleva su temperatura debido al aporte de calor producido por la circulación de corriente de cortocircuito. Máquinas eléctricas rotativas pueden aportar valores de corriente de cortocircuito de entre 6 a 8 veces el valor nominal. La corriente de cortocircuito en punto del sistema de transmisión está limitada por la impedancia equivalente entre el punto de falla y la tensión inducida del generador. La corriente de cortocircuito circulará por todas las líneas y equipos con una duración de aproximadamente 120 ms o 200 ms hasta que las protecciones e interruptores de potencia despejen la falla.

Por otra parte, los equipos y dispositivos de naturaleza electrónica basados en semiconductores (diodos, tiristores, IGBTs, etc.), como los convertidores estáticos de potencia, no pueden soportar corriente de cortocircuito debido a su baja inercia térmica. En las aplicaciones de convertidores estáticos al sistema de potencia, ya sea como interfase de plantas de generación renovable o como parte de sistemas FACTS y BESS, se utiliza mayormente IGBTs debido a su capacidad de control forzado de encendido y apagado a altas frecuencias. En aplicaciones de potencia, las pérdidas del convertidor son relevantes y por lo tanto se busca minimizar las pérdidas en el diseño. Para mejorar la eficiencia de los convertidores de potencia, se busca reducir las pérdidas de conducción y de conmutación. Las pérdidas de conducción y conmutación del convertidor de potencia pueden reducirse con IGBTs de voltaje colector-emisor reducido o alternativamente de voltaje del gate de disparo alto (~20v). Sin embargo, ambas soluciones reducen la capacidad de cortocircuito del IGBT [1] Por lo tanto, en aplicaciones de potencia de convertidores estáticos, es necesario limitar la sobrecarga o

corriente de cortocircuito mediante rápidos y precisos esquemas de protecciones contra sobrecorrientes y cortocircuito lo que en definitiva no permite que estas tecnologías aporten significativamente al cortocircuito de la red.

Por otra parte, el nivel de cortocircuito es un indicador de la fortaleza de la red, asociado principalmente a la sensibilidad de la tensión en un punto determinado del sistema y por lo tanto es deseable contar con niveles de cortocircuito apropiados en todo punto de suministro para asegurar la estabilidad de la tensión. Un punto de conexión a la red con bajo nivel de cortocircuito se caracteriza por una impedancia de Thévenin grande la que a su vez causa que la magnitud de la tensión varíe ante cambios en la magnitud de la corriente, ya sea de carga o generación. De este modo una zona con bajo nivel de cortocircuito en una red de transmisión es susceptible a inestabilidades de tensión.

Sin embargo, es importante destacar que existen soluciones que permiten estabilizar la tensión sin necesariamente aportar niveles significativos de corriente de cortocircuito, en particular la compensación dinámica de reactivos provista por soluciones tipo SVC y STATCOMs. La sensibilidad de la tensión a cambios de corriente en redes AT débiles se explica principalmente por la importante reactancia inductiva del sistema de transmisión que se traduce en una impedancia de Thévenin con un ángulo del orden de 80 grados. En otras palabras, la principal causa de la variación de la tensión es la reactancia inductiva de la impedancia de Thévenin en el punto de conexión. La compensación mediante SVC o STATCOMs compensa la demanda de potencia reactiva en forma dinámica reduciendo de este modo las fluctuaciones de tensión en el punto común de conexión.

Resulta pertinente cuestionarse si la solución a los desafíos asociados a un sistema con bajos niveles de cortocircuito debe ir por el lado de soluciones que aporten cortocircuito o soluciones que estabilicen la tensión. En efecto, hoy es evidente que el sistema de potencia migrará hacia un sistema dominado por tecnologías de generación conectadas con inversores, en particular solar y eólica, que se conectan mediante inversores y que no aportan significativamente cortocircuito. Por otra parte, los sistemas con bajos niveles de cortocircuito son susceptibles a problemas de estabilidad de la tensión cuya solución puede ser provista con compensación dinámica de reactivos en la red y por reajuste de controladores de las plantas de generación. Por lo tanto, la solución óptima a los desafíos de operación de un sistema débil requiere estudios detallados que combinen las opciones disponibles al objeto de seleccionar la combinación apropiada de soluciones que incrementen el cortocircuito y soluciones que estabilicen la tensión.

El nivel de cortocircuito o corriente de cortocircuito disponible en un punto de la red es inversamente proporcional a la impedancia de Thévenin vista desde ese punto de la red. Si llamamos a este punto, Punto Común de Conexión (en adelante “PCC”), entonces la impedancia de Thévenin representa la impedancia equivalente del conjunto de impedancias de la red y fuentes de tensión entre el PCC y las fuentes.

La teoría fundamental de cálculo de cortocircuito de redes eléctricas se basa en determinar la impedancia de Thévenin en el PCC y asumir un voltaje pre-falla igual al voltaje nominal en el punto de falla. De este modo, la corriente de corto circuito en el PCC está dado por la siguiente expresión en por unidad:

$$I_{cc}(pu) = \frac{1}{Z_{th_{pcc}}(pu)}$$

Donde, $Z_{th_{pcc}}$ (pu) es la impedancia de Thévenin en el PCC en por unidad y 1 es la tensión en por unidad. Si bien la tensión pre-falla puede variar en distintos puntos de la red y momentos, es la impedancia de Thévenin la que determina la corriente de cortocircuito y con ello la fortaleza de la red.

La teoría clásica utilizada para determinar la impedancia de Thévenin y el nivel de cortocircuito considera corrientes de pre-falla despreciable y tensiones inducidas al interior de las máquinas de generación iguales (1 en por unidad). Estos supuestos permiten considerar que todas las tensiones inducidas detrás de las impedancias de las fuentes están efectivamente en paralelo alimentando la red.

Por lo tanto, las siguientes tecnologías permiten incrementar la corriente de cortocircuito y consecuentemente el nivel de cortocircuito en un punto o zona del sistema de potencia:

- a) Generación sincrónica: la generación sincrónica es la principal fuente de corriente de cortocircuito. El aporte está limitado por la propia impedancia de la máquina y constituye una impedancia en paralelo con las fuentes existentes lo que reduce la impedancia de Thévenin en todo punto de la red incrementando el nivel de cortocircuito.
- b) Condensadores sincrónicos: el condensador sincrónico aporta corriente de cortocircuito limitada por su propia impedancia y reduce la impedancia de Thévenin en el PCC al agregar una impedancia en paralelo con la impedancia de Thévenin de la red. A diferencia de la generación sincrónica no posee una turbina movida por energía primaria que aporte el torque motriz, sino que un motor eléctrico que impulsa la máquina hasta la velocidad sincrónica. Una vez a velocidad sincrónica, el condensador sincrónico requiere poca energía para mantener la rotación y mediante control de la excitación el condensador sincrónico opera sub o sobrecitado contribuyendo al control de potencia reactiva y de tensión en el PCC. Adicionalmente aporta inercia.
- c) Fortalecimiento de la capacidad de transmisión: la adición de capacidad de transmisión a la zona del PCC reduce la impedancia de Thévenin del PCC y en consecuencia aumenta el nivel de cortocircuito.
- d) Fortalecimiento de la capacidad de transformación: la adición de capacidad de transformación al área del PCC reduce la impedancia de Thévenin y en consecuencia incrementa la capacidad de cortocircuito.

- e) Compensación capacitiva paralela del PCC: la compensación paralela del PCC reduce levemente la magnitud de la impedancia de Thévenin. La compensación capacitiva paralela permite mejorar la regulación de tensión, pero no contribuye significativamente al nivel de cortocircuito.
- f) Compensación capacitiva serie: la compensación capacitiva serie de líneas alimentando la zona del PCC reduce la impedancia serie de la línea e incrementa el nivel de cortocircuito. Sin embargo, en caso de cortocircuito, la protección de la compensación serie introduce rápidamente un bypass del condensador serie lo que limita rápidamente la corriente de cortocircuito.
- g) Generación conectada con inversores: en principio la generación conectada con inversores no es capaz de proveer corriente de cortocircuito por el simple hecho que los dispositivos semiconductores utilizados (IGBTs, Diodos, Tiristores, etc.) no poseen capacidad de sobrecarga y por lo tanto su diseño considera límites ajustados del orden de 10%-15% y protecciones rápidas que desconectan la unidad en caso de que las corrientes superen dichos rangos. Sin embargo, es técnicamente posible considerar márgenes mayores para posibilitar que estas tecnologías aporten corriente de cortocircuito. Esto también es válido para otras tecnologías conectadas con inversores como son los equipos BESS.

2.3 INERCIAS

Por su parte, la inercia del sistema está asociada principalmente a las masas en giro del conjunto rotor turbina y generador síncrono de las plantas de generación convencionales. Por convencionales, nos referimos aquí a generadores síncronos directamente conectados al sistema de potencia. Los condensadores síncronos, motores síncronos y de inducción también proveen inercia si están directamente conectados al sistema de potencia.

Desde el punto de vista de desempeño dinámico y estabilidad de la frecuencia, la inercia es un recurso natural que ayuda a mantener la frecuencia del sistema constante y recuperarla en caso de contingencia.

El sistema de potencia es una máquina de gran tamaño que posee la característica particular de sincronismo. El sincronismo es la característica física que le permite al sistema eléctrico mantener la frecuencia eléctrica constante mediante la respuesta de todo el parque generador a una contingencia. En efecto, las máquinas síncronas del sistema de potencia están electromecánicamente acopladas y responden, en conjunto e instantáneamente, a cualquier desequilibrio entre generación y carga. Este acoplamiento electromecánico es una manifestación del proceso de conversión electromecánica de la generación convencional mediante el cual una energía primaria en forma de flujo (agua, gas, vapor) es utilizada para aplicar torque controlable a una turbina la que a su vez aplica torque al generador síncrono. Una vez en rotación, las masas en giro del conjunto turbina generador constituyen energía almacenada proporcional al momento de inercia y al cuadrado de la velocidad angular. Esta energía almacenada en las masas en rotación constituye un mecanismo natural de estabilización del sistema. Por ejemplo, ante una baja repentina de la carga, el consecuente aumento de velocidad de rotación de las máquinas y frecuencia de la red es resistido por la inercia del sistema retardando el cambio de velocidad de rotación y manteniendo la estabilidad de la frecuencia. Similarmente, ante una pérdida repentina de generación, la inercia retarda la desaceleración de la máquina síncrona y consecuentemente la caída de frecuencia en la red manteniendo de esta forma la estabilidad de frecuencia. Es importante destacar que la inercia por sí sola no puede restablecer la frecuencia del sistema, solo retarda los cambios de frecuencia al oponerse al cambio de velocidad de las máquinas en rotación. En otras palabras, la inercia reduce el RoCoF.

El desacople entre la dinámica mecánica y dinámica eléctrica presente en la generación conectada con convertidores de potencia afecta el desempeño dinámico y potencialmente la estabilidad de frecuencia. En efecto, si consideramos un sistema alimentado únicamente con plantas fotovoltaicas, es fácil entender que no existe inercia (o energía almacenada) y que cualquier desequilibrio generación carga, afectara rápidamente la frecuencia hasta que las plantas de generación compensen el desequilibrio. Por un lado, si la carga crece repentinamente, las plantas deben responder con un aumento de producción para restablecer la frecuencia. Si tal producción está disponible, la frecuencia podrá ser restablecida, si por el contrario no existe tal capacidad disponible, la frecuencia caerá hasta un nuevo punto de

equilibrio. Por otro lado, si la carga cae repentinamente, las plantas deben responder reduciendo la producción para restaurar la frecuencia.

Como la inercia del sistema es esencialmente la respuesta de la energía almacenada, las soluciones técnicas para emular la inercia en el sistema están basadas en modular la absorción e inyección de energía al sistema. Esto puede ser efectuado mediante soluciones de generación, cargas o soluciones de almacenamiento de energía que deben tener la capacidad de actuar en ambos sentidos, esto es absorber o inyectar potencia al sistema eléctrico.

En materia de gestión de la inercia del sistema, algunos conceptos en discusión en la literatura e industria incluyen:

- a) Monitoreo de la inercia en tiempo real: monitorear la inercia real total del sistema es el primer paso. Hasta hoy, la inercia es estimada en base a las características del despacho. Sin embargo, las cargas también aportan inercia y por lo tanto es necesario determinar la inercia en tiempo para efectos de gestionarla adecuadamente.
- b) Energía almacenada en las masas en giro: es posible aportar inercia al sistema mediante maquinas en giro que aporten inercia. Este tipo de soluciones incluyen la generación sincrónica convencional, los condensadores sincrónicos, almacenamiento de energía en estaciones de bombeo, volantes de inercia y reconversión de centrales, etc.
- c) Almacenamiento de energía y convertidores de potencia: la inercia mecánica del sistema eléctrico se manifiesta en la clásica ecuación de onda que da cuenta de la estabilidad del sistema eléctrico y que como se ha discutido es una manifestación de la energía almacenada en las masas en giro. Este comportamiento puede ser emulado mediante controladores en sistemas de almacenamiento de energía. Para ello el sistema de almacenamiento debe contar con la capacidad de inyectar y absorber energía de forma análoga a una máquina sincrónica. Esto se conoce como inercia virtual o VSM¹.

En efecto, durante los primeros segundos después de un desbalance, la frecuencia de un sistema disminuirá (o aumentará) a una tasa (RoCoF² por sus siglas en inglés) determinada principalmente por su inercia total H_{sys} : mientras menor sea la inercia del SEP, más rápido disminuirá (o aumentará) la frecuencia del mismo.

La ecuación siguiente muestra la dinámica de la frecuencia f de un SEP frente a un desbalance intempestivo de carga ΔPL . Para la obtención de la ecuación, se asume un comportamiento uninodal de la frecuencia a lo largo de toda la red y se desprecia el efecto amortiguador de las cargas. La ecuación (1) solo es válida durante los primeros segundos después de ocurrida la perturbación, i.e., antes que comience la acción de los reguladores de velocidad de los GS ($\Rightarrow \Delta P_m = 0$).

¹ Virtual Synchronous Machine

² Rate of Change of Frequency

$$\Delta f = -\frac{f_0}{2H_{sys}} \Delta P_L$$

De la ecuación se concluye que: (i) mientras mayor sea el desbalance entre carga y generación ΔP_L , mayor será la desviación de la frecuencia del sistema de su valor nominal f_0 , y (ii) mientras menor sea la inercia total del sistema H_{sys} , más rápida será la tasa de cambio de la frecuencia (RoCoF) durante los primeros segundos después de un desbalance. De esta forma, la inercia de un SEP limita la tasa de cambio de la frecuencia (df/dt) durante los primeros segundos después de un desbalance de potencia, ralentizando su dinámica y facilitando así el control de la frecuencia del sistema.

En base a los antecedentes conceptuales aportados, se analizan a continuación las siguientes tecnologías con relación a su capacidad para aportar potencia de cortocircuito e inercia por separado o de forma conjunta. Dada la creciente integración de recursos de generación y transmisión conectados con convertidores de potencia, se pone especial atención en describir dichas soluciones y su capacidad de aportar cortocircuito o inercia.

2.4 IDENTIFICACIÓN PRELIMINAR DE TECNOLOGÍAS QUE PUEDEN APORTAR POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E INERCIA AL SEN

En base a los antecedentes conceptuales aportados, se identifican, de forma preliminar tecnologías, que pueden aportar potencia de cortocircuito e inercia para mitigar los déficits proyectados en la zona norte del SEN. Dada la creciente integración de recursos de generación, y también transmisión, conectados con convertidores de potencia, se pone especial atención en describir las tecnologías de convertidores y su capacidad de aportar cortocircuito e inercia.

Tecnologías para aportar cortocircuito:

- Tecnologías basadas en reforzamiento de la red eléctrica
 - Enmallamiento del sistema de transmisión
 - Interconexiones sincrónicas con sistemas vecinos
 - Adición de capacidad de transporte mediante cambio de conductor o nuevas líneas
 - Adicionar de capacidad de transformación
 - Compensación capacitiva serie fija o controlada
- Tecnologías en base a generación conectada con convertidores
 - Convertidores tipo fuente de tensión grid following
 - Convertidores tipo fuente de tensión grid forming
- Tecnologías que no aportan significativamente cortocircuito, pero permiten estabilizar la tensión
 - Compensación capacitiva paralela fija o controlada
 - STATCOM, también HVDC VSC
 - SVC

Tecnologías para aportar inercia y cortocircuito:

- Generadores síncronos o de inducción directamente conectados
- Condensadores síncronos con y sin volantes de inercia
- Reconversión de centrales térmicas
- BESS – Almacenamiento de energía mediante baterías, en modalidad VSM

2.4.1 Tecnologías basadas en reforzamiento de la red eléctrica

Este conjunto de soluciones busca reducir la impedancia de Thévenin e incluye enmallamiento del sistema de transmisión, adición de capacidad de transporte mediante cambio de conductor o nuevas líneas, adición de capacidad de transformación con nuevos transformadores eventualmente de impedancia reducida, compensación serie fija o controlada por tiristores e interconexiones sincrónicas con sistemas vecinos. Todas estas soluciones son refuerzos clásicos de la red de transmisión que modifican la matriz impedancia de barras y en particular la impedancia de Thévenin vista desde el PCC. En el caso de las interconexiones HVAC internacionales, la solución puede aportar cortocircuito e inercia, ambos atributos sujetos al tipo de despacho del sistema vecino. Las interconexiones mediante tecnología HVDC no aportan cortocircuito o inercia, pero requerimientos sistémicos recientes, motivados en la necesidad de

robustecer el sistema mediante aporte de cortocircuito e inercia, están cambiando esta característica de las interconexiones HVDC. En particular la tecnología HVDC VSC está respondiendo a requerimientos impuestos por la creciente integración de recurso eólico marino y ya ofrece varios servicios de red, tales como partida autónoma, cortocircuito e inercia virtual entre otros.

Respecto de la compensación capacitiva serie, si bien esta solución incrementaría el nivel de cortocircuito al reducir la impedancia total de la línea compensada, el esquema de protección del condensador serie introduce un bypass del condensador serie cada vez que la corriente supera un determinado valor para proteger el equipamiento de la sobretensión producto de la corriente de falla.

Respecto de la compensación capacitiva paralela, si bien es capaz de aportar potencia reactiva su aporte a la corriente de cortocircuito es marginal.

Si bien estas tecnologías contribuyen a mejorar la estabilidad de la tensión al reducir la impedancia de Thévenin, su contribución a la corriente de cortocircuito está limitada por el aporte de corriente de cortocircuito de las fuentes síncronas. En un escenario de continua reducción de generación convencional, como es el caso del norte de Chile, las soluciones basadas en tecnologías de redes no pueden contribuir significativamente al cortocircuito. En efecto, como se verá en el desarrollo de este capítulo, las únicas fuentes significativas de corriente de cortocircuito son las máquinas síncronas directamente conectadas. Adicionalmente puede considerarse tecnologías emergentes basadas en convertidores específicamente diseñados para proveer servicios de red, incluyendo aporte al cortocircuito.

2.4.2 Tecnologías en bases a generación conectada con convertidores de potencia

En este grupo vale la pena revisar, en primer lugar, la potencial contribución de plantas de generación de energía renovable, en particular de la energía eólica y solar fotovoltaica. La revisión de estas tecnologías permite entender las características de los convertidores de potencia respecto del potencial aporte de corriente de cortocircuito e inercia.

Los generadores eólicos se clasifican en 4 tipos. El generador eólico tipo I considera el generador de inducción directamente conectado al sistema de potencia, el generador eólico tipo II considera generador de inducción con resistencia de rotor variable, el tercer tipo incluye el generador de inducción doblemente alimentado, y el generador eólico tipo IV considera generador de inducción conectado al sistema con un convertidor de potencia nominal igual al generador.

Las diferentes soluciones de generadores buscan fundamentalmente acomodar la velocidad variable del rotor a la frecuencia de la red. A continuación, se revisa la potencial contribución al cortocircuito de cada una de estas tecnologías [2].

2.4.2.1 Tipo I - Generador de inducción de jaula de ardilla

El generador eólico tipo I corresponde a la primera generación de turbinas eólicas que se basó en una turbina de velocidad fija con un generador de inducción de jaula de ardilla. El generador de inducción genera electricidad cuando se impulsa a una velocidad de rotación por encima de la velocidad síncrona. La diferencia entre la velocidad síncrona y la velocidad de rotación del generador de inducción se mide por su deslizamiento³ (en por unidad o en porcentaje). Un deslizamiento negativo indica que la turbina eólica funciona en modo de generación. Un deslizamiento de operación normal para un generador inducción está entre 0% y -1%.

Dada la conexión directa de los generadores de inducción en turbinas eólicas del tipo I, estas plantas pueden contribuir con una corriente de cortocircuito significativa. Dependiendo de la duración del cortocircuito, la contribución durante el ciclo inicial de la falla (corriente asimétrica) puede llegar a seis veces la corriente nominal. A medida que la falla persiste, la contribución disminuye rápidamente en magnitud. En la actualidad, este tipo de generador suele no cumplir con requisitos de conexión en redes de transmisión y solo se aplica en redes de distribución. Una de las desventajas de este tipo de generador es su limitada capacidad de superar huecos de tensión en sus terminales o LVRT. Por tratarse de un generador de inducción jaula de ardilla, requiere aporte de potencia reactiva externa la que es provista por la red y un banco de condensadores. La Figura 2.1 ilustra este tipo de generador eólico.

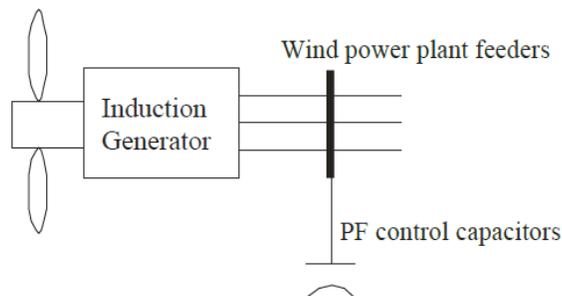


Figura 2.1 Generador Eólico Tipo I

2.4.2.2 Tipo II - Generador de inducción con resistencia de rotor variable externa

El generador eólico tipo II es una turbina eólica con generador de inducción de rotor bobinado y deslizamiento variable. En este tipo de generador, el devanado del rotor trifásico está conectado a una interfase de electrónica de potencia y una resistencia externa trifásica. Un controlador de la resistencia externa del rotor permite variar rápidamente la resistencia efectiva

³ El deslizamiento en una máquina síncrona es la diferencia relativa entre la velocidad del campo magnético (velocidad de sincronismo) y la velocidad del rotor.

del rotor, por lo que la característica velocidad torque del generador de inducción se puede variar continuamente dentro de un rango establecido. La conexión de un generador tipo II se ilustra en la Figura 2.2.

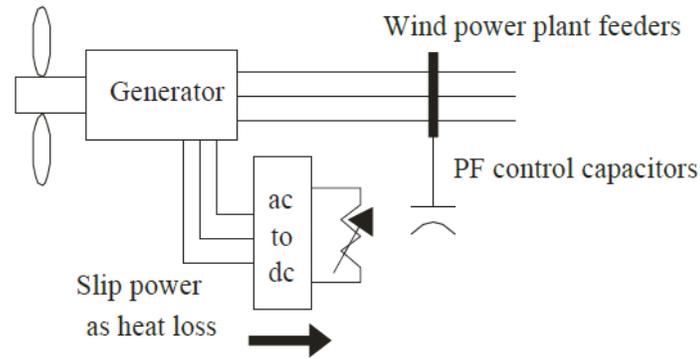


Figura 2.2 Generador Eólico Tipo II

El circuito equivalente de un generador eólico tipo II se muestra en la Figura 2.3.

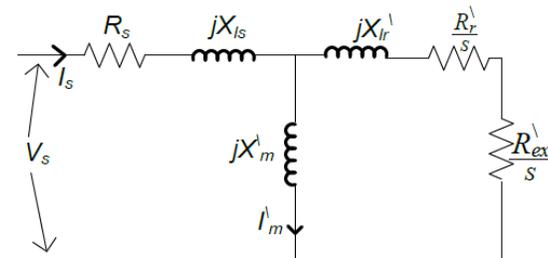


Figura 2.3 Circuito Equivalente del Generador Eólico Tipo II

La contribución a la corriente de cortocircuito de un generador eólico tipo II es similar a la de generador tipo I. Cuando la resistencia del rotor externo se cortocircuita (es decir, para operación por debajo del deslizamiento nominal), la corriente de cortocircuito es similar al generador de inducción jaula de ardilla. La operación con deslizamiento más alto que el deslizamiento nominal requiere que la resistencia del rotor externo se ajuste por encima de cero. El funcionamiento a una resistencia de rotor mayor reduce la corriente de cortocircuito y por lo tanto la contribución de corriente de cortocircuito es menor que la de un generador de inducción jaula de ardilla (generador eólico Tipo I). La corriente de cortocircuito para tres tamaños diferentes de valores de resistencia total del rotor se muestra en la Figura 2.4. En la figura la resistencia total se escala como múltiplo de la resistencia del rotor. La mayor resistencia del rotor genera la corriente de cortocircuito menor y el mayor amortiguamiento. La línea azul es la corriente de cortocircuito prevista para cero resistencia externa de rotor.

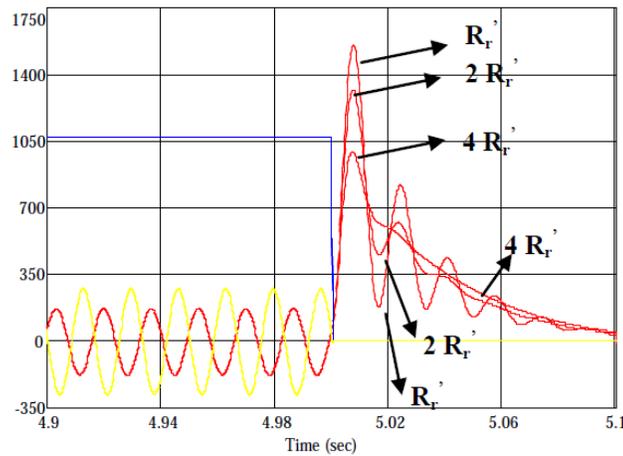


Figura 2.4 Corriente Cortocircuito trifásico para Generador Eólico Tipo II

2.4.2.3 Tipo III - Generador de inducción doblemente alimentado

Un generador eólico tipo III es un generador de inducción doblemente alimentado (DFIG) como se muestra en la Figura 2.5. El generador eólico tipo III es un generador de velocidad variable ya que permite que la velocidad del rotor varíe +/- 0.3 deslizamiento. El convertidor de potencia se dimensiona para aproximadamente el 30% de la potencia nominal. El máximo rendimiento energético se logra para velocidades de viento bajas a medias. Por encima de las velocidades nominales de viento, la potencia aerodinámica se controla mediante el control de pitch o paso para limitar la velocidad del rotor y minimizar las cargas mecánicas.

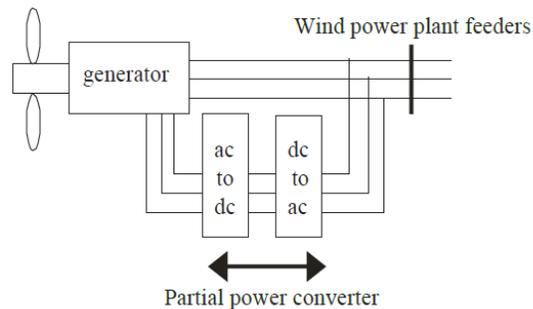


Figura 2.5 Generador Eólico Tipo III

Un ejemplo de corriente de cortocircuito típica de generador eólico tipo III para diferentes de falla se muestra en la Figura 2.6. Se puede observar que la contribución de corriente de cortocircuito para fallas trifásicas tiene el tiempo de decaimiento más corto y la máxima corriente de alrededor de 3 por unidad. La falla fase-fase-tierra (LLG) da aproximadamente el

mismo valor máximo que las fallas trifásicas, pero con un tiempo de decaimiento más extenso. La falla monofásica a tierra produce la corriente menor, aproximadamente 2 por unidad.

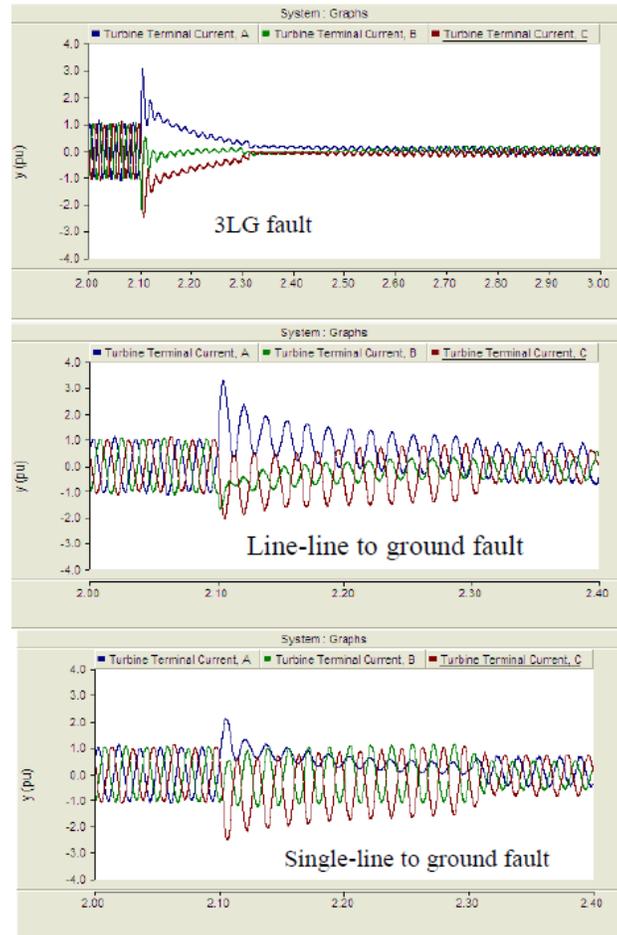


Figura 2.6 Corriente de Cortocircuito trifásico, fase-fase y monofásico a tierra para Generador Eólico Tipo III

2.4.2.4 Tipo IV - Generador conectado con convertidor de potencia

Un generador eólico tipo IV es la cuarta generación de generadores eólicos. La Figura 2.7 muestra su representación. Este es un generador de turbina eólica de velocidad variable implementado con una interfase de convertidor de potencia de igual potencia nominal que el generador. Los avances recientes y el menor costo de la electrónica de potencia hacen posible la construcción de turbinas eólicas de velocidad variable con convertidores de potencia con la misma potencia del generador.

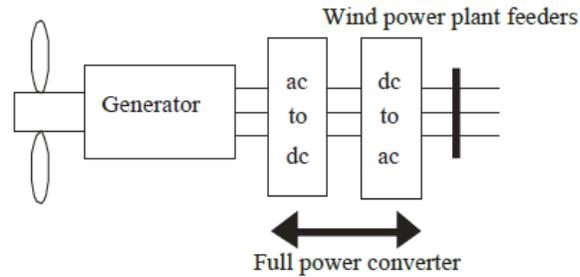


Figura 2.7 Generador Eólico Tipo IV

Un ejemplo de corriente cortocircuito típica para un generador eólico tipo IV se muestra en la Figura 2.8. Por tratarse de convertidores basados en semiconductores, la contribución de corriente se limita a su corriente nominal o levemente por encima de esta. Es común una capacidad de sobrecarga del 10% por encima de la potencia nominal convertidor de potencia. En caso de una falla en la red, el generador permanece conectado al convertidor de potencia y aislado de la de falla en la red. Por lo tanto, aunque hay una falla en la red, el generador funciona normalmente, aislado por el convertidor.

Durante una falla en la red, la turbina eólica debe controlarse para reducir la potencia de salida mediante el control de paso y del convertidor. Cualquier diferencia entre la potencia de salida a la red y la potencia de entrada al generador aumentará o disminuirá el voltaje de la barra de corriente continua del convertidor. En el convertidor de potencia, la corriente de salida a la red puede ser equilibrada y simétrica independientemente del tipo de falla.

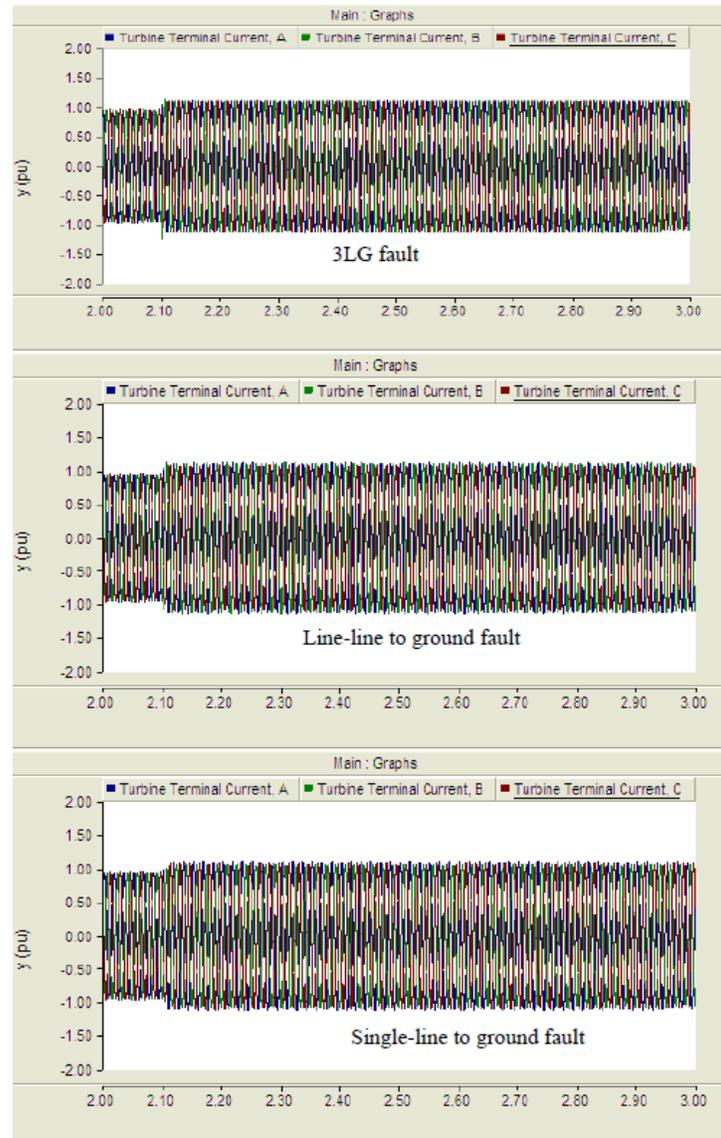


Figura 2.8 Corriente de Cortocircuito trifásico, fase-fase y fase a tierra para Generador Eólico Tipo IV

2.4.2.5 Generación fotovoltaica

El comportamiento eléctrico de una planta fotovoltaica depende básicamente del sistema de control del inversor. Las plantas de energía fotovoltaica a gran escala están equipadas con una cierta cantidad de inversores y transformadores de conexión al sistema AC. Debido a la conexión de la planta mediante convertidores de potencia, la capacidad de aportar corriente de cortocircuito es similar al generador eólico tipo IV.

En principio, los inversores fotovoltaicos pueden suministrar corriente de cortocircuito superior al 1 en por unidad de corriente reactiva, pero requieren diseños específicos. Típicamente la corriente de sobrecarga está limitada a 15% o 20% del valor nominal [3] El control del

convertidor es capaz de limitar la inyección de corriente durante fallas a la nominal. En cuanto a la corriente máxima durante los períodos transitorios de las fallas, los máximos son pequeños y tienen una duración de solo algunos ms [4].

El documento técnico [5] del fabricante alemán de convertidores SMA describe el comportamiento de sus inversores para planta solares y de baterías durante huecos de tensión. Conforme se describe en el documento, el hueco de tensión provoca una respuesta inmediata del inversor con un pico de corriente de muy corta duración (~40 us), causado por su filtro ac de red. Posteriormente, el inversor limita la corriente a su valor nominal lo más rápido posible para evitar una sobrecarga térmica de la electrónica de potencia. El comportamiento de la corriente aportada por el inversor durante el evento puede ser caracterizado por un período de transitorio electromagnético asociado a la tensión previa al evento y filtro ac, seguido de un período de corriente de estado estable controlada y finalmente de un nuevo transitorio electromagnético al despeje de la falla. Tal comportamiento no es comparable al de una maquina síncrona.

Discusión

Conforme se ha documentado en las secciones anteriores, la generación renovable conectada con convertidores de potencia ya sea eólica o solar, se diseña de tal modo que las protecciones del convertidor limiten la potencial contribución de la planta a la corriente de cortocircuito. Sin embargo, es técnicamente factible diseñar convertidores de potencia para aportar una corriente levemente por sobre el valor nominal de la planta de generación. En la siguiente sección revisamos el convertidor VSC comúnmente utilizado en soluciones de potencia y las estrategias de control disponibles distinguiendo entre convertidores Grid Following y convertidores Grid Forming. Esta última estrategia ha emergido como potencial solución para la creciente integración de recursos conectados con inversor y si bien posee el potencial de proveer servicios de red, el potencial aporte al cortocircuito continua en valores menores al 2 pu.

Revisión de convertidores VSC

Los convertidores VSC tienen múltiples aplicaciones en los sistemas de potencia. En su operación en modo inversor el convertidor VSC crea una señal de tensión a partir de una tensión CC obtenida de capacitores, baterías o un enlace HVDC. En términos de topología, se distinguen múltiples variantes, siendo la más simple el convertidor monofásico de dos niveles. En el convertidor VSC monofásico de dos niveles, un par de IGBTs conmuta una tensión DC entre un valor positivo y negativo creando una tensión alterna rectangular. Mediante el uso de filtros y aplicando modulación por ancho de pulso PWM es posible mejorar la calidad de la onda senoidal de tensión ac para reducir contenido armónico. En aplicaciones de alta tensión del convertidor VSC se requieren convertidores de topologías trifásica y de mayor eficiencia que se logran con convertidores multiniveles. Convertidores de 3 niveles han sido utilizados en aplicaciones de STATCOMs [6] y HVDC VSC. Para aplicaciones de alta tensión y gran

potencia, el convertidor multinivel basado en celdas ha resultado la tecnología dominante. En esta topología, la tensión ac es sintetizada sumando escalones de tensión de celdas convertidoras conectadas en serie y conmutadas de modo de producir una tensión senoidal escalonada. Las celdas son puentes convertidores, usualmente de dos niveles. El número de celdas determina la calidad de la onda senoidal. Siemens desarrolla sus SVC Plus (STATCOM) y HVDC Plus con esta topología de convertidor. El STATCOM en subestación Diego de Almagro es un convertidor VSC multinivel de 100 MVA [7].

Los convertidores VSC son utilizados en las plantas de generación renovables como interfase entre la fuente de tensión y el sistema de potencia, esto ocurre en plantas fotovoltaicas y plantas eólicas. Los VSC también son utilizados en soluciones FACTS, en particular en HVDC VSC, STATCOMs y BESS. Si bien en todas estas aplicaciones se trata de convertidores VSC, la topología del convertidor y su estrategia de control es diferente.

Para efectos de discutir potencial aporte a servicios de red, es conveniente distinguir dos grupos principales de convertidores VSC. La separación en estos grupos obedece a la estrategia de control y no necesariamente a la topología del convertidor [8].

Grupo 1: Este primer grupo incluye los convertidores que dependen de la tensión externa de la red AC para implementar sus controles. Estos convertidores utilizan un sistema de bucle de bloqueo de fase conocido en inglés como PLL para identificar la fase de la tensión del sistema AC. Actualmente la mayoría de los recursos de generación renovable son conectados con este grupo de convertidores que esencialmente funcionan como fuente de corriente. Este grupo de convertidores es clasificado como ‘Grid following’ o seguidores de la red.

Grupo 2: En este grupo están aquellos convertidores que no dependen de la tensión externa AC para implementar sus respectivos controladores. Estos convertidores son capaces de imponer magnitud y fase de la tensión. En general, este grupo de convertidores se conoce como “Grid Forming” pero no existe aún un consenso generalizado sobre las características de este tipo de convertidores.

Adicionalmente existen variaciones de estos dos conceptos de control, que fundamentalmente son variaciones de implementaciones de los dos conceptos anteriores. A continuación, se entregan detalles adicionales de estas dos tecnologías. Se destaca sin embargo que, tratándose de convertidores de potencia, la capacidad de sobrecarga y consecuentemente la contribución al cortocircuito está limitada por diseño a valores ajustados que buscan proteger los dispositivos semiconductores. Por otra parte, la capacidad de aportar inercia está determinada por la capacidad del control de modular la potencia y de la fuente de energía primaria de absorber o inyectar dicha potencia.

2.4.2.6 Convertidores Grid Following

Esta estrategia de control se basa en identificar la tensión de la red AC existente para implementar sus diversos controles. Aspectos claves de este enfoque se enumeran a continuación:

Requieren un sistema o bucle de bloqueo de fase o sistema de orientación de red, típicamente llamada PLL, que mide el voltaje de la red, extrayendo el voltaje y el ángulo (y la frecuencia) de la tensión AC. Hay diversas implementaciones de PLL disponibles, especialmente cuando se consideran aspectos como desequilibrios de la tensión AC en la red.

El control del convertidor opera utilizando el voltaje y ángulo obtenidos del PLL para implementar otros bucles de control. Por ello cualquier distorsión de la tensión o frecuencia afecta el desempeño del convertidor. Esto explica la importancia de especificar la capacidad del convertidor de superar huecos de tensión (voltage dips) en sus terminales. Entre los bucles de control implementados con la tensión estimada por el PLL se encuentran los siguiente:

- Bucle interior controlador de corriente. Necesario y capaz de regular la corriente activa y reactiva intercambiada con la red. Hay diferentes controladores disponibles.
- Bucles exteriores de control: Generalmente destinados a establecer el "modo de control" del convertidor que en general, se pueden dividir en términos de potencia activa y reactiva:
 - Potencia activa
 - Control P (potencia activa)
 - Control Vdc
 - Control de energía
 - Potencia reactiva
 - Control Q
 - Control de Vac

Los convertidores con control Grid Following no puede funcionar sin una red de CA existente, ya que se basan en la estimación de ángulo y voltaje (PLL) para implementar los bucles internos y externos.

Además, es posible implementar bucles de control adicionales o especiales, tales como: control para redes de CA débiles, esquemas de amortiguación de oscilación de potencia, etc.

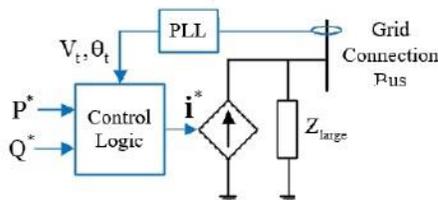


Figura 2.9 Esquema de control Convertidor con seguimiento de red (Grid Following)

2.4.2.7 Convertidores Grid Forming

Los convertidores con control Grid Forming no basan sus controladores en la determinación de una tensión AC externa. Por el contrario, son capaces de imponer voltaje y ángulo. Los puntos clave de esta estructura de control se enumeran a continuación:

- Son capaces de imponer / controlar el voltaje en el PCC, actuando como una fuente de voltaje de CA.
- No requieren una estructura de orientación (PLL) para funcionar.
- Diferentes implementaciones son posibles, incluyendo
 - Control de voltaje directo: no se implementa un bucle de corriente en funcionamiento normal.
 - Limitación de corriente activa durante falla (activación de una impedancia virtual o un controlador de corriente)
 - Limitación de corriente inactiva durante fallos (permitiendo una sobrecorriente durante las fallas, si el convertidor puede soportarla)
 - Se pueden incluir posibles bucles adicionales, como la potencia activa y reactiva (como bucles exteriores adicionales).
 - Pueden implementarse sistemas de sincronización como droop control (similar a la interconexión de máquinas síncronas).

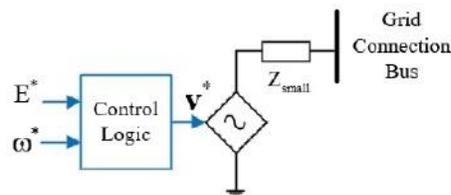


Figura 2.10 Esquema de control Convertidor formador de red (Grid Forming)

Un grupo especial de controladores es conocido como convertidores VSM o Virtual Synchronous Machine. Esto porque, aunque los convertidores Grid Forming pueden crear y mantener un voltaje y frecuencia de red, no pueden imitar completamente el comportamiento dinámico del generador síncrono ante cambios inesperados del sistema o contingencias que hacen que el voltaje y la frecuencia de la red se desvíen repentinamente de sus niveles normales de operación. En redes débiles este cambio rápido en el voltaje y frecuencia son eventos de ocurrencia regular. Un convertidor Grid Forming genérico tiene una capacidad limitada para aumentar la robustez de la red debido a la falta de inercia.

El convertidor VSM también conocido como VSG o Virtual Synchronous Generator responde al cambio de frecuencia de la red, similar a la respuesta causada por la acción de control automático del gobernador de la máquina síncrona. Adicionalmente, el convertidor VSM reacciona al cambio de voltaje de la red de la misma manera que lo hace el controlador de

voltaje de un generador síncrono convencional. Sin embargo, se debe considerar que la implementación de inversores con prestaciones de VSM requiere la disponibilidad de energía, por ejemplo, en baterías, en el lado de CC del inversor para proporcionar un suministro de energía ininterrumpido al convertidor VSM.

El concepto de control VSM se basa en la implementación de las ecuaciones de una máquina síncrona dentro del control del convertidor. De este modo, el convertidor VSM responderá como una máquina síncrona, dentro de sus limitaciones de diseño dadas por la energía de almacenamiento que disponga (BESS o STATCOM) o la energía que pueda extraer de la fuente primaria (eólica, o solar) o de la que pueda transportar desde el otro extremo del enlace (HVDC). Los parámetros de la máquina síncrona pueden ser “programados” por el fabricante del convertidor.

Durante fallas en el sistema AC, el convertidor VSM debe responder como una máquina síncrona, respetando las limitaciones de diseño (corriente máxima, energía disponible).

Comparación de prestaciones de los convertidores de potencia

Un estudio reciente [9] para la Comisión Nacional de Energía y la experiencia internacional permite concluir que el incremento de recursos conectados con inversores en los sistemas de potencia y la salida de generación sincrónica convencional trae consigo una serie de fenómenos relacionados con la estabilidad de tensión, estabilidad de frecuencia y respuesta ante contingencias. La generación convencional conformada por grandes unidades sincrónicas provee estos aspectos claves de la seguridad y calidad de servicio del suministro eléctrico. Surge entonces la necesidad de implementar soluciones alternativas para mantener la estabilidad de tensión, estabilidad de frecuencia y respuesta ante contingencias.

La evolución reciente de las tecnologías basadas en electrónica de potencia y control digital junto con la necesidad de proveer servicios de red tradicionalmente provistos por generación sincrónica ha motivado el desarrollo de nuevos tipos de convertidores para aplicaciones en sistemas de potencia. Estos nuevos convertidores, son altamente flexibles pudiendo prestar un conjunto de servicios de red, pero están limitados por la optimización de su diseño. Por ello, optimizar la incorporación de convertidores Grid Forming requiere estudios de optimización económica y operación de la red. Dichos estudios deben basarse con proyecciones de largo plazo de desarrollo y ubicación de recursos renovables para identificar las zonas con excedentes y déficit. A partir de dicha identificación y de estudios de simulación de la operación es posible desarrollar estrategias de incorporación de recursos basados en convertidores que proveen flexibilidad a la red.

La Tabla 2.1 [8] resume las capacidades de servicios de red, en particular cortocircuito e inercia de las tecnologías basadas en los dos grupos principales de convertidores y máquinas sincrónicas. Los convertidores Grid Forming pueden aportar cortocircuito e inercia limitados por su diseño, esto es, por la selección de los componentes de hardware (IGBTs, protecciones), sistemas auxiliares (transformador de acoplamiento, refrigeración) flexibilidad (reglas del

mercado) de la fuente primaria (solar, eólica, baterías, etc.) necesarios para proveer los servicios requeridos en cantidad y calidad. De todos modos, la propia naturaleza constructiva de los convertidores limita ciertas prestaciones, como son el potencial aporte al cortocircuito. Mientras las máquinas sincrónicas son intrínsecamente capaces de proveer entre 6 y 8 veces la corriente nominal, los convertidores están limitados a valores bastante menores de entre 1,2 a 1,5. El nivel de cortocircuito está directamente relacionado con la estabilidad de tensión y por tanto sería deseable un nivel razonable de cortocircuito que asegure estabilidad de tensión, sin embargo, los convertidores Grid Forming pueden aportar a la estabilidad de tensión mediante control de la potencia reactiva.

Tecnologías de convertidores y generador sincrónico – comparación de desempeño			
Servicio de red	Grid Following	Grid Forming	Generador sincrónico
Inercia sistémica	-	Virtual	Física
Corriente de cortocircuito	-	1,2 a 1,5 pu	6 a 8 pu
Respuesta rápida de frecuencia FFR	Sí	Sí	-
Contribución a la robustez del sistema	-	Sí	Sí
Provee torque sincronizante	-	Sí	Sí
Provee potencia de amortiguamiento	Limitada	Sí	Sí
Partida autónoma	-	Sí	Sí
Contribución a respuesta de frecuencia	Sí	Sí	Sí
Soporte de tensión o potencia reactiva	Sí	Sí	Sí

Tabla 2.1 Comparación de capacidad de prestar servicios de red de convertidores y generación sincrónica

2.4.3 Tecnologías que no aportan significativamente cortocircuito, pero permiten mejorar la regulación de tensión y apoyar la estabilidad de tensión

En este grupo se encuentran tecnologías que no aportan significativamente al nivel de cortocircuito, pero son especialmente diseñadas para estabilizar la tensión mediante el control de potencia reactiva. Este grupo incluye la compensación capacitiva paralela fija o controlada con interruptores de poder, los compensadores estáticos de reactivos SVC, los STATCOMs y los enlaces HVDC VSC.

La compensación fija con condensadores es una solución conocida y frecuentemente utilizada para proveer compensación de reactivos. La razón fundamental de la compensación de reactivos es evitar el transporte de potencia reactiva por las líneas y mejorar así la regulación de tensión. La naturaleza eminentemente inductiva de las líneas de transmisión y transformadores provoca que la circulación de corriente cause pérdidas y consecuentemente demanda de potencia reactiva en las subestaciones terminales de líneas de transmisión aéreas. Por otro lado, las cargas también demandan potencia reactiva. Líneas de gran longitud requieren compensación tanto inductiva como capacitiva. La compensación inductiva se materializa con reactores de línea que controlan la tensión de los terminales de la línea durante condiciones de baja carga. La compensación capacitiva se logra con bancos de condensadores que proveen potencia reactiva a la línea y resto del sistema para condiciones de alta carga. Los bancos de condensadores pueden contar con sub-bancos los que proveen compensación discreta, en montos de potencia reactiva mediante la conexión o desconexión de sub-bancos. El aporte de potencia reactiva del banco es proporcional al cuadrado de la tensión y su susceptancia capacitiva B_c . Por esta razón, los bancos de condensadores pierden significativamente la capacidad de aportar potencia reactiva durante huecos de tensión producidos por fallas remotas, energización de transformadores o grandes cargas. Por ejemplo, si la potencia nominal del banco de condensadores es 100MVAR a tensión nominal, durante un hueco de tensión de 0.7pu, su aporte se ve reducido a 49 MVAR.

$$Q_c = V_c \cdot I_c = V_c \cdot \frac{V_c}{X_c} = V_c^2 \cdot B_c$$

Otra desventaja de los bancos de condensadores es el cambio de tensión ΔV que provoca la conexión y desconexión en pasos discretos. Para atender esta desventaja y proveer un control dinámico continuo de potencia reactiva, la tecnología de compensación ha evolucionado hacia los SVC o compensadores estáticos de reactivos.

El SVC pertenece a la familia de FACTS y corresponde a un compensador paralelo dinámico de reactivos. La idea fundamental del SVC es proveer potencia reactiva controlable mediante una susceptancia paralela variable. La susceptancia variable se logra combinando un reactor controlado por tiristores y un banco de condensadores fijo o conmutado (on/off) ya sea por interruptores de poder o dispositivos de estado sólido. La Figura 2.11a ilustra un SVC con capacitor conmutado TSC y reactor controlado por tiristores TCR o conmutado por tiristores TSR.

Mediante el control de disparo de las válvulas de tiristores del reactor, la susceptancia del conjunto FC+TCR es controlada. Con ello se controla la potencia reactiva inyectada o absorbida al sistema de potencia y consecuentemente la tensión AC de la barra.

El SVC puede proveer compensación dinámica de reactivos y con ello controlar la tensión de la barra local o eventualmente una barra remota. Sin embargo, por tratarse de una susceptancia variable, el aporte de potencia reactiva depende del cuadrado de la tensión en la barra de conexión y por lo tanto durante contingencias que depriman la tensión de la barra del SVC, el aporte de potencia reactiva disminuye. Por otra parte, el SVC usa válvulas de tiristores cuya conmutación depende de la tensión AC. Por esta razón los SVC son susceptibles a fallas de conmutación. El STATCOM ha sido desarrollado para subsanar estas desventajas y ofrecer otras prestaciones. La Figura 2.11 b muestra un esquema básico de STATCOM. Obsérvese que el STATCOM es un convertidor dc-ac y no una susceptancia variable como en el caso del SVC.

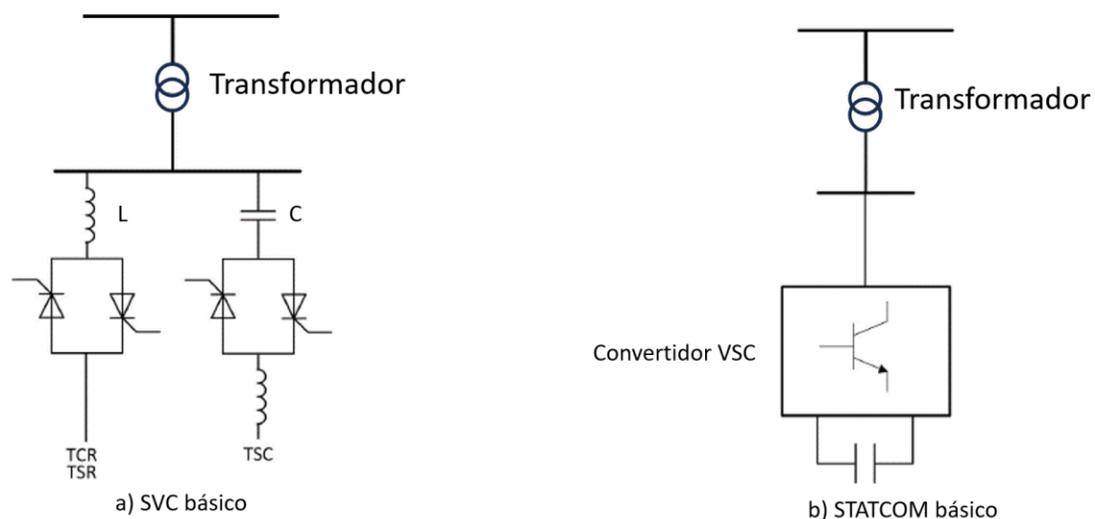


Figura 2.11 SVC configurado como FC + TCR/TSR y STATCOM

El STATCOM o Static Synchronous Compensator (condensador) fue desarrollado considerando los principios fundamentales de control de potencia reactiva de la máquina síncrona. En efecto, en la máquina síncrona, la potencia reactiva es controlada a través de la corriente de excitación de campo la que a su vez controla la tensión inducida E detrás de la impedancia de armadura de la máquina. En otras palabras, la potencia reactiva de la máquina síncrona depende de la magnitud de la tensión inducida E . Este principio está replicado en el STATCOM que sintetiza una tensión ac controlable en magnitud detrás de un reactor o transformador de acoplamiento.

El STATCOM es un convertidor dc-ac que sintetiza una tensión alterna a partir de una tensión dc. El convertidor se conecta al sistema de potencia a través de un reactor y transformador. Por

medio del control de la magnitud de la tensión en los terminales del convertidor, es posible controlar el aporte de potencia reactiva al sistema ac.

Existen varias implementaciones del STATCOM, pero en aplicaciones al sistema potencia en alta tensión, suelen utilizarse convertidores VSC multiniveles. Los convertidores VSC utilizan dispositivos semiconductores de conmutación forzada como IGBTs y por lo tanto no poseen inherentemente capacidad de sobrecarga o de aportar corriente de cortocircuito en sus diseños estándares. Algunos STATCOMs poseen la capacidad de ser convertidos en BESS o Battery Energy Storage System mediante la adición de baterías que aporten potencia activa.

Un BESS es un sistema de almacenamiento de energía basado en baterías. Existe una gran variedad de BESS, que se distinguen fundamentalmente por el tipo de baterías, convertidor y prestaciones del control. Un aspecto común a todos los BESS es la necesidad de especificar el uso esperado del sistema. Un BESS diseñado para arbitraje de energía solar, requiere carga y descarga diaria lo que requiere la selección óptima del tamaño y tipo de baterías toda vez que la vida útil de las mismas está determinada por los ciclos de carga/descarga y la profundidad de estas. Por otra parte, un BESS para control primario de frecuencia tendrá un uso menos intensivo en términos de profundidad y ciclos de carga/descarga por lo que otro tipo de baterías sería más apropiado.

En materia de topología de convertidores para BESS, el convertidor VSC es el más utilizado. En aplicaciones de baja tensión, convertidores dos niveles con PWM pueden ser suficientes [10] pero en aplicaciones de alta potencia y tensión, se requiere minimizar las pérdidas y por lo tanto suele optarse por convertidores VSC multiniveles. En cualquier caso, todos los convertidores de potencia utilizan semiconductores y por lo tanto la capacidad de sobrecarga y de aporte al cortocircuito de los BESS está limitada a los parámetros de diseño de la solución.

Respecto del control, los BESS pueden ser diseñados para proveer un conjunto de servicios Grid Forming incluyendo inercia virtual y aporte al cortocircuito. En efecto, con la combinación correcta de automatización digital, controles inteligentes y electrónica de potencia, los sistemas de almacenamiento de energía en batería BESS pueden proporcionar una amplia gama de servicios para mejorar la robustez del sistema y aceptar cantidades crecientes de generación renovable.

Por ejemplo, el BESS en Dalrymple de ElectraNet es un BESS de 30MW/8MWh en la subestación Dalrymple en Australia del Sur y una implementación a nivel de distribución eléctrica con prestaciones Grid Forming llevada a cabo por Hitachi ABB Power Grids [11][12]. El BESS está conectado al Mercado Nacional de Electricidad de Australia (NEM) y se basa en la tecnología Virtual Synchronous Generator, que fortalece la red al replicar el comportamiento de una máquina síncrona, proporcionando inercia sintética y corriente de falla.

El sistema también proporciona servicios de fiabilidad y flexibilidad, como inyección rápida de potencia activa, operación en isla y partida autónoma la red de distribución local. Cuando se producen fallas en el alimentador aguas arriba, el sistema se coordina con el parque eólico

cercano, Wattle Point, de 91 MW para continuar operando un sistema de energía local aislado y garantizar la continuidad del suministro a los clientes locales. El BESS Dalrymple es una de las microrredes autónomas más grandes del mundo durante su operación en isla. Los resultados y la operación del proyecto han demostrado el papel crítico que los convertidores Grid Forming pueden desempeñar en el fortalecimiento de la red y permitir la integración creciente de recursos renovables conectados con inversores.

Otro ejemplo de las potenciales prestaciones de los BESS es el proyecto Tesla Hornsdale BESS. Se trata de un BESS de 150 MW/193.5 MWh ubicado en Jamestown, South Australia, en la cercanía de la planta eólica Hornsdale de 315 MW. El BESS ya ha demostrado su valor para la red de varias maneras, en gran parte a través de servicios de estabilización de la red y reducción de vertimiento de generación renovable. Un aspecto relevante de este proyecto es que el control del BESS, originalmente tipo Grid Following, se ha actualizado recientemente al control de Grid Forming a través de una actualización de software.

La tabla 2.2 [11] siguiente muestra una comparación entre prestaciones basadas en compensación de potencia activa y reactiva de un BESS equipado con control VSM y otras tecnologías.

Tecnología	compensación de potencia		C. cortocircuito	Inercia
	Reactiva	Activa	pu	MWs/MVA
SVC	Sí	No	Limitada	No
STATCOM	Sí	No	Muy limitada	No
BESS+VSM	Sí	Sí	2 - 3	Programable
Condensador S.	Sí	Limitada	4 - 6	1 – 10 con volante

Tabla 2.2 Prestación de servicios de red de los SVC, STATCOM, BESS+VSM y Condensadores sincrónicos

2.4.4 Tecnologías basadas en máquinas síncronas

Este grupo considera la generación convencional mediante máquinas síncronas directamente conectadas al sistema de potencia, los condensadores síncronos eventualmente con volante de inercia y la reconversión de plantas de generación síncrona.

Un condensador síncrono es una máquina síncrona sin una turbina en su entrada mecánica, por lo que solo puede intercambiar potencia reactiva con la red. Un motor de potencia menor llamado pony (~1%) es utilizado para girar la máquina hasta la velocidad síncrona y sincronizarlo con la red. Una vez sincronizado, el motor pony puede ser desconectado de la alimentación y el condensador síncrono que continúa en giro en modo motor. La Figura 2.12 muestra un circuito simplificado del devanado del estator, donde E es la fuerza electromotriz inducida (e.m.f.) en el devanado del estator; I_s es la corriente del estator; X_s es la reactancia síncrona y V_s es el voltaje en terminales del estator.

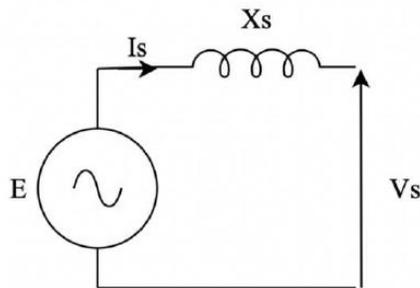


Figura 2.12 Circuito equivalente del condensador síncrono

Regulando la tensión inducida E mediante la corriente de excitación de campo en el devanado del rotor, es posible modificar la dirección del flujo de potencia reactiva. Dependiendo de la corriente de excitación del campo, la máquina síncrona puede actuar como un condensador o reactor.

2.4.4.1 Cortocircuito del condensador síncrono

El modelo de la Figura 2.12 muestra una única reactancia sincrónica X_s . En la práctica, la dinámica electromagnética durante un cortocircuito hace necesario considerar tres reactancias que dan cuenta de la corriente de cortocircuito en tres etapas del fenómeno, X_d'' para el periodo subtransitorio, X_d' para el periodo transitorio y X_d para el periodo estacionario.

Desde el punto de vista de diseño del condensador síncrono, minimizar la impedancia subtransitoria (o la reactancia si se ignora el componente resistivo) tiene mayor significado para la regulación del nivel de cortocircuito del sistema y fuerte impacto en la estabilidad y el control transitorio del voltaje del sistema. Es decir, bajo una condición de operación idéntica, con una perturbación de potencia reactiva fija, un sistema más fuerte conduciría a una desviación de voltaje más pequeña y viceversa.

Los circuitos equivalentes de la máquina síncrona en los periodos estado estacionario, transitorio y subtransitorio se ilustran en la Figura 2.13 donde se han incluido además las reactancias del campo, de armadura y de los enrollados amortiguadores.

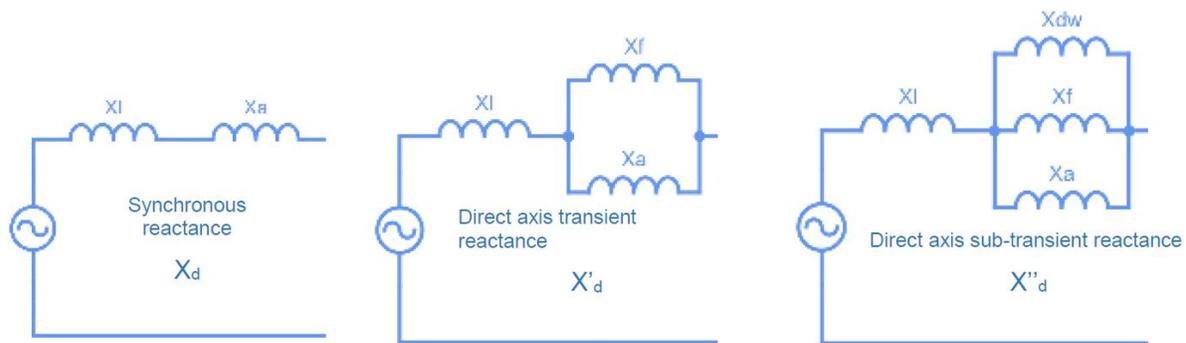


Figura 2.13 Modelo circuito de una máquina síncrona en los periodos estacionario, transitorio y subtransitorio

En la Figura 2.13, X_a es la reactancia de la armadura, X_l es la reactancia de fuga, X_f es la reactancia del enrollado de campo, X_{dw} es la reactancia del enrollado de amortiguación.

De la Figura 2.13 podemos ver que, en diferentes etapas, se adopta una reactancia equivalente específica para aproximarse a fenómeno electromagnético-mecánico del cortocircuito. Debido a que las reactancias adicionales introducidas, en particular la reactancia del enrollado de campo y del enrollado de amortiguación, están en paralelo con las demás, su existencia siempre tiende a reducir la reactancia general de la máquina para las condiciones transitoria y subtransitoria[13].

Por ejemplo, en el periodo subtransitorio, se introduce una reactancia X_{dw} para modelar la inductancia de fuga del enrollado amortiguador en el eje directo. El tamaño de esta reactancia está directamente relacionado con el lazo de magnetización, el espacio de aire (air-gap) y la presencia de enrollados amortiguadores.

Como resultado, la reactancia de fuga del devanado del amortiguador reduce significativamente la impedancia total del condensador síncrono en los primeros cientos de milisegundos después de una perturbación. Por lo tanto, la corriente de falla subtransitoria puede ser de 5 a 8 veces mayor que la corriente de estado estacionario y es uno de los atributos clave de un condensador síncrono para la estabilidad transitoria de voltaje del sistema, apoyando los recursos conectados con inversores para satisfacer requerimiento de FRT. En contraste, la contribución del nivel de falla de recursos conectados con inversores se especifica típicamente en valores cercanos a 1,2 por unidad de su corriente nominal debido a razones económicas.

2.4.4.2 Inercia del condensador síncrono

Las máquinas síncronas, debido al acoplamiento electromagnético entre el rotor y el estator y el acoplamiento electromecánico entre la planta y el sistema de potencia, la masa en rotación contribuye a la respuesta inercial del sistema. Las cargas están dominadas por motores de inducción que, a diferencia de las máquinas síncronas, no contribuyen significativamente a la

respuesta inercial, sino solo al alivio de la carga. La inercia del sistema refleja la energía almacenada en la masa en rotación de las máquinas síncronas.

De la teoría de estabilidad de sistemas de potencia, sabemos que cualquier desequilibrio entre la potencia eléctrica y mecánica (ΔP) causa un cambio de frecuencia del sistema. La tasa de cambio de frecuencia (RoCoF) se puede especificar como:

$$RoCoF = \frac{\Delta P \cdot f_n}{2 \cdot \sum H_s}$$

Donde $\sum H_s$ es la energía inercial total almacenada en el sistema, típicamente medida en MW.s, y f_n es la frecuencia nominal.

Dado que, la inercia del sistema es inversamente proporcional al RoCoF del sistema y tiene una fuerte relación con el control de frecuencia del sistema, la inercia sistémica es uno de los pocos mecanismos para retardar el cambio de frecuencia antes que el control de velocidad de la planta actúe para restaurar la frecuencia.

Desde la perspectiva del diseño del condensador síncrono individual, la energía almacenada inercial está determinada por dos factores, estos son velocidad angular (rpm) y masa. En efecto, la energía almacenada en una masa en rotación está dada por la siguiente ecuación:

$$E = \frac{1}{2} \cdot J \cdot \omega^2$$

Donde E es la energía almacenada en Joules (o Ws), J es el momento de inercia en kg.m² y ω es la velocidad de rotación en rad/s.

La velocidad de rotación de la máquina queda fija una vez que se especifica el número de polos de la máquina, y por lo tanto suele ser un factor controlable en el diseño de inercia del condensador síncrono de máquinas existentes. Sin embargo, debe considerarse junto con la masa rotacional y su distribución al diseñar y optimizar una nueva máquina específicamente para aplicaciones de condensadores síncronos o al reutilizar unidades existentes. La ecuación anterior muestra que la energía almacenada varía con el cuadrado de la velocidad de rotación, en comparación con una relación lineal para el momento de inercia.

La masa en rotación síncrona del generador síncrono está formada en gran parte por la turbina y el alternador. En algunos casos, se agrega un volante de inercia adicional para aumentar aún más la masa de rotación. También es posible distribuir la masa lo más cerca posible del borde exterior para aumentar la energía almacenada inercial. El momento de inercia J medido en kg m² es usado para cuantificar la masa de rotación y su distribución.

En la práctica, para comparar la contribución de inercia entre unidades individuales, se utiliza ampliamente una medida relativa llamada constante de inercia (H), que refleja la relación entre

la energía inercial almacenada (MW.s) y la potencia eléctrica de la máquina en MVA. La Tabla 2.3 resume las constantes de inercia típicas de diferentes tipos de máquinas síncronas.

Tipo de máquina síncrona	Velocidad rpm	Constante de inercia H (seg)
Generador térmico con condensador de vapor	1800 rpm	6 a 9
Generador térmico con condensador de vapor	3000/3600 rpm	4 a 7
Generador térmico sin condensador de vapor	3000/3600 rpm	3 a 4
Generador para plantas hidráulicas baja velocidad	< 200 rpm	2 a 3
Generador para plantas hidráulicas alta velocidad	> 200 rpm	2 a 4
Condensador síncrono rotor cilíndrico		1 a 2
Condensador síncrono rotor polos salientes		3 a 5
Condensador síncrono rotor con volante de inercia		5 a 9

Tabla 2.3 Constante de inercia H en segundos de diversos tipos de generadores síncronos

Cabe señalar que mediante la respuesta rápida de inversores provistos con energía también es posible restaurar la frecuencia o incluso implementar el concepto de inercia virtual o sintética. En tal caso, a pesar de que no hay acoplamiento síncrono entre el rotor y el estator, el inversor puede ajustar rápida y continuamente su salida en función del RoCoF, para lograr efecto similar a la respuesta de inercia física de una máquina síncrona.

2.4.5 Reconversión de centrales térmicas a Condensadores Síncronos

Actualmente producto del proceso de descarbonización de la matriz eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional, las empresas generadoras propietarias de unidades generadoras en base a carbón pulverizado han estado prescindiendo de estas.

Lo anterior se debe a los esfuerzos realizados para descontaminar la matriz energética y así dar espacio a tecnologías en base a energías renovables. Sin embargo, el retiro de unidades generadoras en base a carbón pulverizado trae como consecuencia el retiro de inercia, capacidad de cortocircuito y capacidad de regulación de voltaje del sistema eléctrico, poniendo en peligro la estabilidad, confiabilidad y calidad del servicio.

Una posible alternativa para la recuperación de la inercia, capacidad de cortocircuito y regulación de voltaje, es la reconversión de las centrales térmicas en base a carbón pulverizado que se están retirando, toda vez que se aprovecha gran parte de las instalaciones existentes.

En base a diversas fuentes de información[14][15][16], antecedentes e información obtenidas por el Consultor de las empresas generadoras propietarias de unidades generadoras en base a carbón pulverizado que se han retirado o están en proceso de retiro del Sistema Eléctrico Nacional, es posible realizar una descripción y caracterización preliminar de las posibles alternativas de reconversión de unidades generadoras del tipo turbina vapor – generador, denominadas también centrales térmicas en base a carbón pulverizado.

2.4.5.1 Aspectos típicos de centrales térmicas en base a carbón pulverizado

Diagramas Unilineales

Desde un punto de vista de los esquemas de conexión eléctricos, la mayoría de las centrales térmicas en base a carbón pulverizado que se encuentran actualmente en servicio, o que han sido retiradas, obedecen a alguno de los dos esquemas de conexión eléctrico al Sistema Eléctrico Nacional, que se describen a continuación:

Alternativa 1: Configuración de conexión eléctrica con transformador de partida

Es este esquema y durante un proceso de arranque, los interruptores GCB y 52 Aux., se encuentran abiertos. Los interruptores 52 Partida AT y 52 partida MT se encuentran cerrados. En estas condiciones la barra de servicios auxiliares de media tensión alimenta a las bombas, ventiladores y en general a todos los equipos necesarios para el arranque de una unidad a carbón.

Cuando se ha logrado vapor a temperatura y presión suficientes, se procede a sincronizar a la unidad cerrando el interruptor GCB. Después que el generador ha alcanzado a lo menos un 30 % de la potencia de plena carga, se cierra el interruptor 52 Auxiliar y se abre el interruptor 52 partida MT. Así la unidad auto alimenta a sus propios servicios auxiliares.

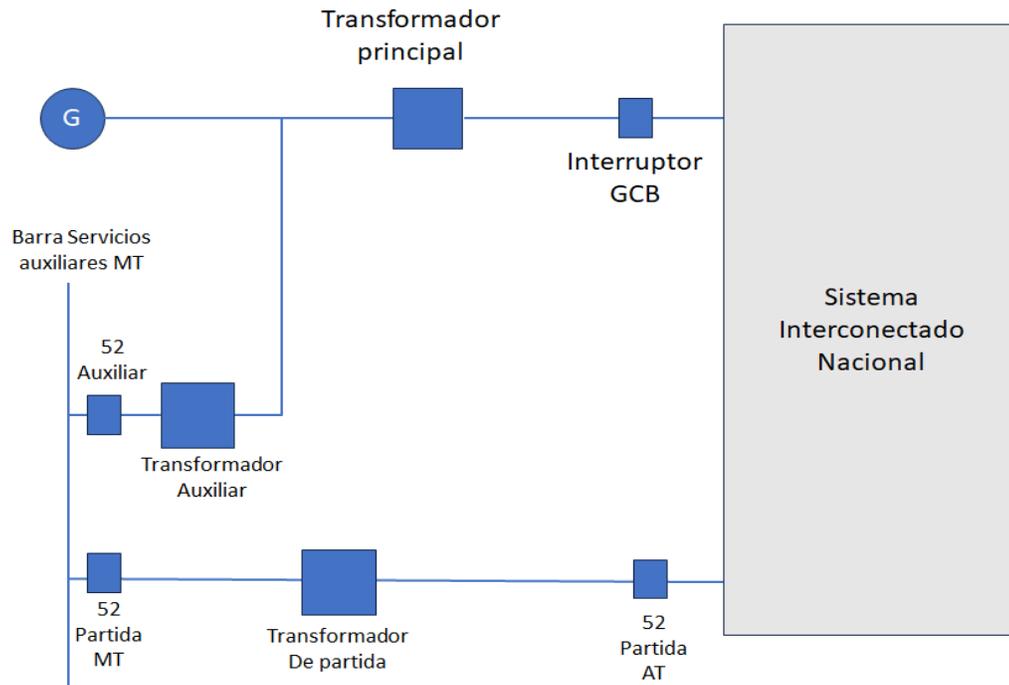


Figura 2.14 Diagrama Unilineal con transformador de partida

Alternativa 2: Configuración de conexión eléctrica con Interruptor de Generador (GCB)

En este esquema el interruptor de generador (GCB) se encuentra en media tensión (MT) y a la salida del generador.

En un proceso de arranque se encuentran cerrados los interruptores 52 AT y 52 Auxiliar. Con esto, la barra de servicios auxiliares MT alimenta a los equipos necesarios para el arranque y operación del generador. Luego de alcanzadas las temperaturas y presión de vapor, se procede a sincronizar a la unidad cerrando al interruptor GCB. Se observa que aquí no se requiere transformador de partida, pero si se requiere de un interruptor a la salida del generador.

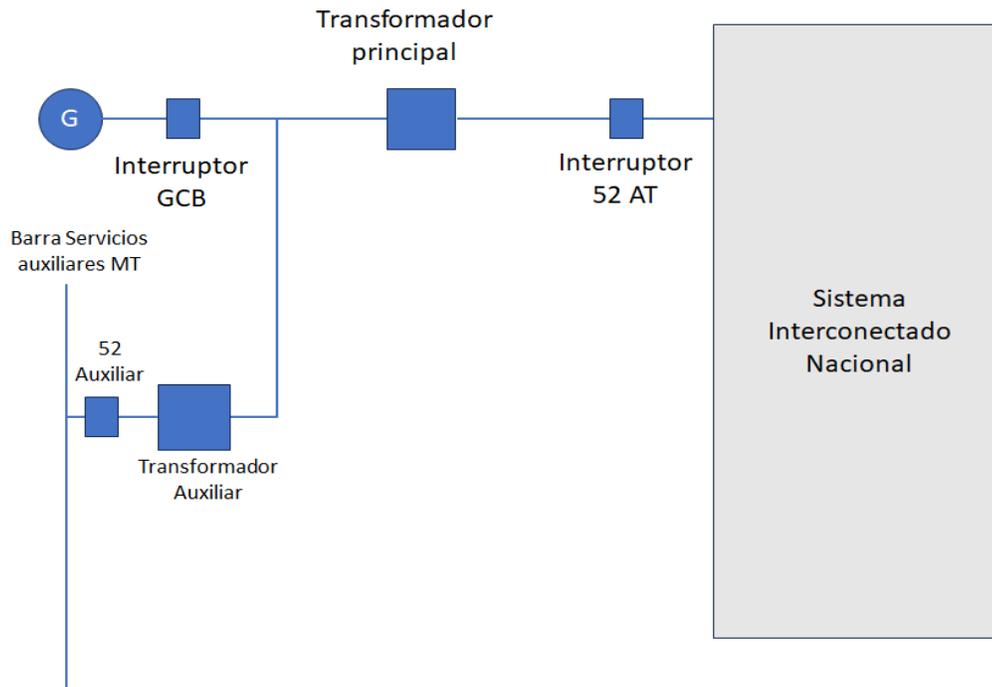


Figura 2.15 Diagrama Unilineal con interruptor de Generador (GCB)

Estructura típica del conjunto Turbina Vapor - Generador

La figura 2.16 siguiente muestra una Turbina a Vapor que mueve a un generador eléctrico. Se observa que la turbina a vapor está formada por tres etapas: alta presión (HP), presión intermedia (IP) y baja presión (LP)

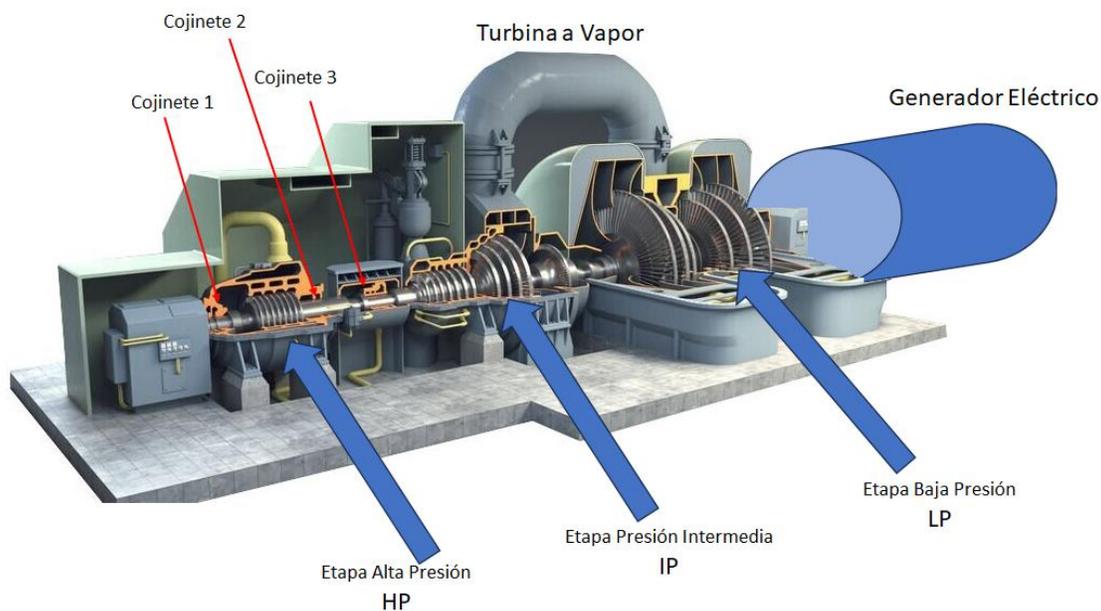


Figura 2.16 Turbogenerador a Vapor

El vapor a alta presión y temperatura, proveniente desde la caldera, ingresa a la etapa de alta presión (HP). La descarga de vapor de la etapa HP retorna a la caldera con el fin de recuperar temperatura. El retorno desde la caldera ingresa a la etapa de presión intermedia (IP). La descarga de la etapa IP ingresa directamente a la etapa de baja presión (LP). Así el conjunto produce el torque motriz para mover el generador eléctrico, generando la electricidad.

Cada una de las etapas tienen su propio eje, los cuales se unen entre sí y también con el eje del generador, formando un eje común. Cada eje se soporta en un par de cojinetes con lo que normalmente se cuenta con seis de estos, considerando los dos del generador.

En la partida, y más específicamente al iniciar un primer giro, se requiere en forma previa levantar el eje y separarlo de las superficies internas de los cojinetes. Lo anterior se logra inyectando aceite a alta presión en la parte inferior de los cojinetes. También se requiere inyectar aceite de lubricación de los cojinetes durante la operación normal.

2.4.5.2 Impacto del retiro de las centrales térmicas en base a carbón pulverizado

El retiro de las unidades generadoras a carbón debido a la incorporación de la generación renovable ha traído como consecuencia el debilitamiento de la estabilidad transitoria producto de la pérdida de inercia rotatoria, la pérdida de capacidad de cortocircuito y problemas con la regulación de voltaje. Cada uno de estos temas se tratan a continuación:

i. Inercia Rotatoria

Sabemos que la velocidad de giro de los rotores de los turbogeneradores está asociada con la frecuencia del sistema a través de la expresión:

$$n_r = \frac{120f}{P} \text{ (rpm)}$$

Donde

n_r = velocidad de rotor común de turbogenerador

f = frecuencia del sistema eléctrico

P = número de polos del generador eléctrico

Por otra parte, también sabemos que un cambio en la carga del sistema producirá un cambio en la frecuencia. La magnitud del cambio en frecuencia, producto del cambio en la carga, dependerá de las masas rotatorias que se encuentren girando mientras ocurre el cambio de carga o perturbación. Mientras mayor sea la masa rotatoria o Inercia, menor será el impacto sobre la velocidad de giro de los rotores y por tanto de la frecuencia. Por el contrario, si la Inercia es menor, el impacto de una perturbación en la frecuencia será importante y posiblemente la perturbación nos lleve a un colapso.

Cuando se desconecta una unidad a carbón, se retira con ello toda su conformación y por tanto toda su masa rotatoria. Tal como muestra a Figura 2.16, esa masa rotatoria está formada por los rotores de alta presión, presión intermedia, baja presión y rotor del generador, cuyo peso total supera largamente las 100 toneladas, por unidad generadora.

La incorporación de energías renovables y con ello el retiro de las centrales a carbón hace que el sistema se torne vulnerable a las perturbaciones en frecuencia. Es necesario recuperar la inercia a objeto de hacer más estable al sistema frente a perturbaciones en frecuencia.

Adicionalmente, en el Estudio [16] del CEN se establece que el retiro total de centrales a carbón el año 2025 presenta una reducción significativa de los niveles de inercia en distintos puntos de conexión del SEN, tal como se muestra en la tabla siguiente.

ZONA	Año 2025 Con carbón	Año 2026 Case Base Día Sin Carbón	Año 2026 Case Base Noche Sin Carbón
Norte Grande	12600 MVAs (4.76 s)	3210 MVAs (5.32 s)	6766 MVAs (5.59 s)
Norte Chico	4150 MVAs (4.54 s)	43 MVAs (1.65 s)	43 MVAs (1.8 s)
Centro-Sur	25510 MVAs (3.54 s)	21221 MVAs (3.11 s)	39640 MVAs (3.73 s)
Total SEN	42260 MVAs (3.93 s)	24474 MVAs (3.28 s)	46223 MVAs (3.88 s)

Tabla N° 2.4 Inercia en el SEN (en MVAs y en s)

De la tabla anterior puede constatarse cómo la disminución de la inercia sistémica, respecto del caso con carbón, es mayor para el escenario de día y para las zonas del Norte Grande y del Norte Chico (expresado en MVAs). Para el escenario de noche la inercia total del SEN tiene niveles comparables al caso con carbón, pero puede verse que la mayor parte de ella está concentrada en la zona Centro-Sur del SEN, repartida entre los ciclos combinados de la V Región y las centrales hidráulicas del sur

ii.Capacidad de Cortocircuito

Frente a un cortocircuito intempestivo, los flujos enlazados al interior de los generadores sincrónicos deben permanecer constantes (principio de conservación de los flujos enlazados). Durante el proceso transitorio del cortocircuito, las líneas de flujo adoptan caminos específicos y transitorios que se traducen en una disminución de las inductancias y por tanto de las reactancias. Así se identifica la reactancia subtransitoria, para los primeros milisegundos (con rotor de generador con devanado de amortiguamiento), reactancia transitoria, para los cientos de milisegundos y finalmente la reactancia de estado estable de eje directo, una vez que la corriente de cortocircuito ha logrado estabilidad. Con estas reactancias se tiene las corrientes de cortocircuitos subtransitoria, transitoria y de régimen permanente.

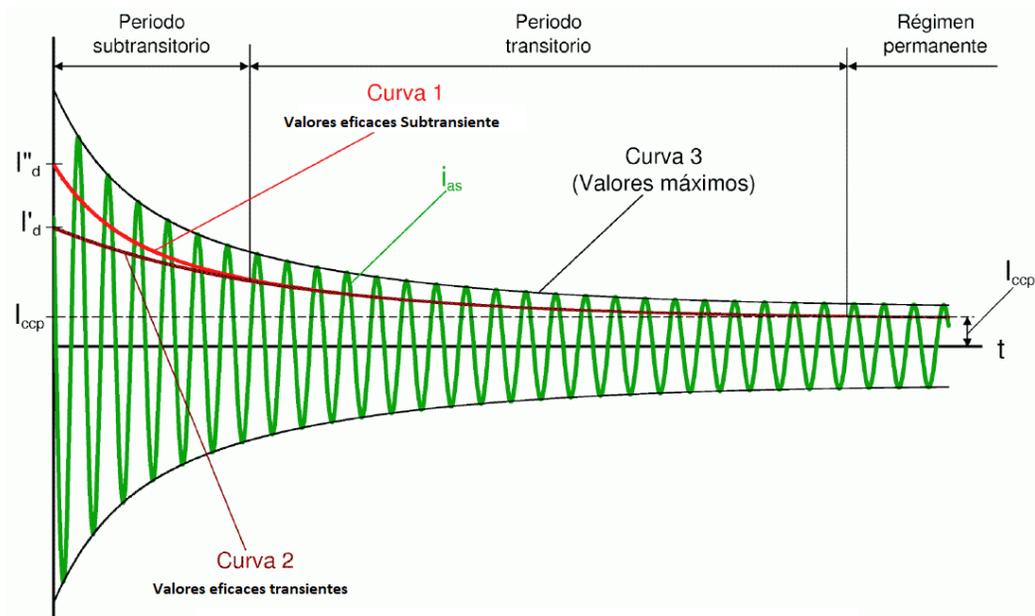


Figura 2.17 Corrientes de cortocircuitos subtransitoria, transitoria y de régimen permanente

Las corrientes de cortocircuito subtransitoria y transitoria, suelen ser varias veces la corriente nominal. Por lo que, al ocurrir una falla, las corrientes en juego son lo suficientemente altas para que los sistemas de protección operen coordinadamente y aseguren selectividad y tiempos de operación lo suficientemente pequeños para asegurar la confiabilidad y estabilidad de los sistemas interconectados.

Las plantas de energía renovables no tienen la capacidad de producir corrientes de cortocircuito que puedan asegurar la correcta operación de las protecciones.

De igual forma que en caso de la Inercia, en el Estudio [16] del CEN se establece que el retiro total de centrales a carbón el año 2025 presenta una reducción significativa de los niveles de potencia de cortocircuito trifásico en distintos puntos de conexión del SEN, tal como se muestra en la Figura siguiente.

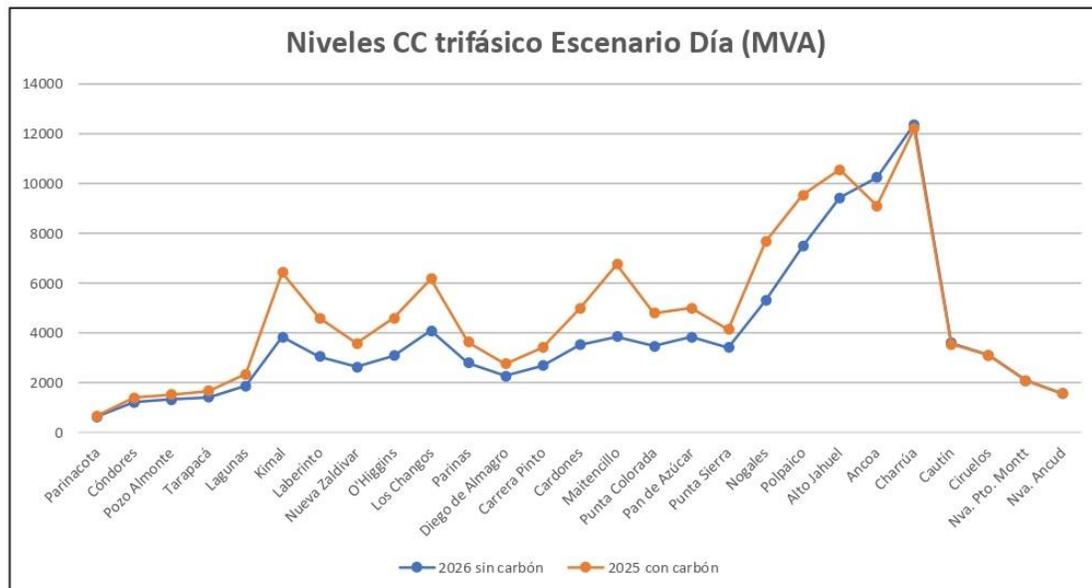


Figura 2.18 Niveles de potencia de cortocircuito trifásico en el SEN (en MVA)

De la figura anterior, puede apreciarse que el impacto en el nivel de cortocircuito comienza a evidenciarse a partir de la subestación Lagunas en la zona del Norte Grande y hasta Alto Jahuel en el Centro-Sur del SEN, que es la zona donde se ubica la mayoría de las centrales a carbón que serían desplazadas el año 2026. El efecto se ve más acentuado en las subestaciones Kimal, Los Changos y Maitencillo, donde el nivel de cortocircuito desciende un 35% aproximadamente respecto del caso con las centrales a carbón aún en servicio.

iii.Regulación de Voltaje

El retiro de las unidades a carbón hace que en los puntos donde se sitúan, se pierde la inyección o retiro de reactivos producto de los requerimientos de regulación de voltaje que son satisfechos por los generadores.

Los generadores, atendiendo a su curva de capacidad, pueden inyectar o retirar grandes cantidades de potencia reactiva en los puntos del sistema donde se encuentran instalados. El retiro de las unidades a carbón hace que se pierdan esos puntos de inyección y retiro. Lo anterior se puede superar con la instalación, en aquellos puntos, de equipos dedicados como los equipos STATCOM o equivalentes. Estas instalaciones deberán ser nuevas y con el costo de inversión correspondiente y generan armónicos en la red.

La reconversión de centrales a carbón permitirá que, en aquellos puntos, donde están instaladas estas centrales, se mantendrá vigente la capacidad de inyección y retiro de reactivos como parte de la regulación de voltaje, aprovechando el equipamiento existente y sin generar armónicos.

Específicamente, la reconversión consiste en hacer operar a los generadores como condensadores sincrónicos.

2.4.5.3 Alternativas de Reconversión de centrales térmicas en base a carbón pulverizado

La alternativa de reconvertir unidades generadoras en base a carbón pulverizado a condensador sincrónico permite satisfacer la necesidad de suplir capacidad de cortocircuito, inercia y regulación de voltaje en los sistemas eléctricos. Para estos efectos se retiran todas las etapas que conforman la turbina a vapor y al mismo tiempo se aprovecha gran parte de los equipos primarios de una central, con lo que se optimiza la inversión.

Esta conversión se puede dar en a lo menos cuatro (4) alternativas dependiendo de la configuración o diagrama unilineal de la unidad generadora.

Una breve descripción de cada una de las cuatro (4) alternativas y su correspondiente diagrama unilineal simplificado para las tres (3) primeras se presenta a continuación:

Alternativa A: Condensador Sincrónico Con Motor de Inducción – Interruptor de generador

Una primera alternativa es introducir un motor, acoplado al eje del generador y controlado por un variador de velocidad. Se considera un transformador alimentado en la barra de servicios auxiliares de MT existente. En un esquema unifilar con Interruptor de generador (Figura 2.15), la alternativa es:

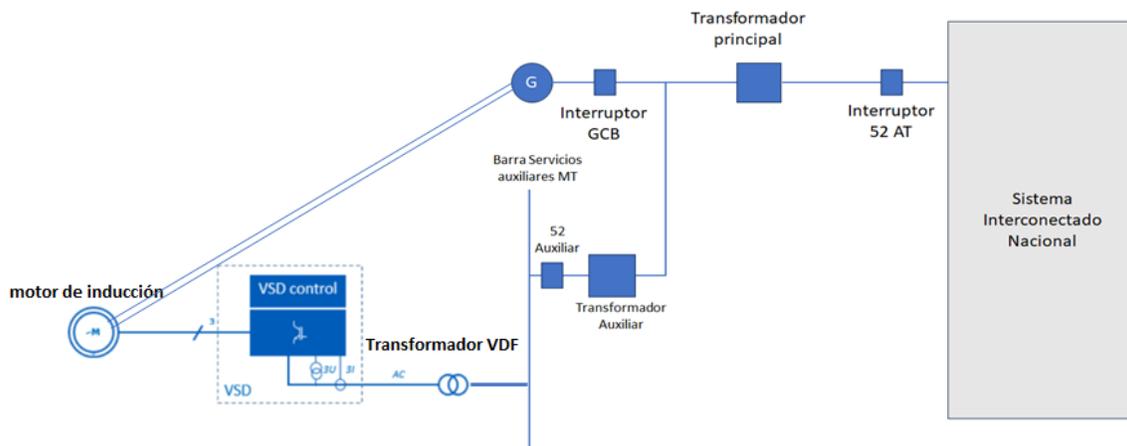


Figura 2.19 a Diagrama Unilineal - Reconversión de CT a CCSS con motor de inducción – Interruptor de generador

Según este esquema, se inicia el proceso con el arranque del motor de inducción y con el variador de velocidad (VDF). Con esto se mueve el generador y se alcanza la velocidad de

sincronización. Con el sistema de excitación existente y con el VDF se manipulan las variables para sincronizar al generador con el interruptor GCB. Una vez sincronizado el generador, puede servir los requerimientos de regulación de voltaje y capacidad de cortocircuito actuando como condensador sincrónico. La inyección o retiro de reactivos desde la red, con el propósito de regular voltaje, se logra actuando sobre el sistema de excitación al subir o bajar la corriente de campo. Este control de la corriente de excitación puede hacerse actuando en forma manual o automática desde un control remoto, sobre el sistema de excitación. Esta alternativa no da respaldo suficiente de inercia, por cuanto se retiran los rotores de todas las etapas de la turbina a vapor.

Alternativa B: Condensador Sincrónico Con Motor de Inducción – Transformador de partida

En la segunda alternativa, el motor acoplado al eje del generador y controlado por un variador de velocidad también se conecta a la barra de servicios auxiliares de MT a través de transformador. En un esquema unifilar con Interruptor de generador (Figura 2.15), la alternativa es:

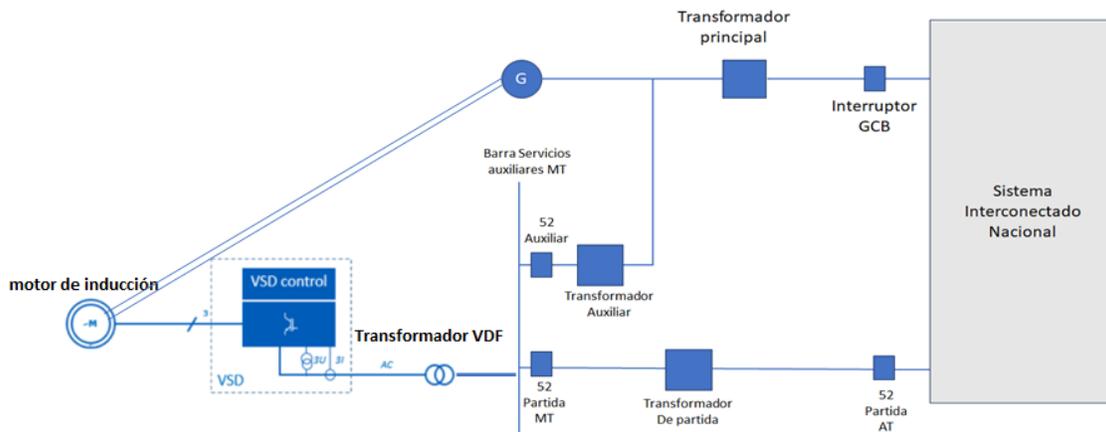


Figura 2.19 b Diagrama Unifilar - Reconversión de CT a CCSS con motor de inducción – Transformador de partida

En esta alternativa, la situación es muy similar a la alternativa A. Se usa todo el equipamiento primario existente y el sistema de excitación. Se introduce motor de inducción, variador de velocidad y transformador VDF. También no agrega Inercia rotatoria

Alternativa C: Condensador Sincrónico con Convertidor de Frecuencia (SFC)

Se considera arrancar desde un principio al generador como motor con la ayuda de un partidor suave o convertidor de frecuencia (SFC). Aquí es necesario revisar el diseño del rotor del generador, específicamente la jaula de ardilla formada por las cuñas y los anillos de retención.,

esto, para verificar si el diseño es el adecuado para soportar las corrientes de arranque y producir torque de arranque.

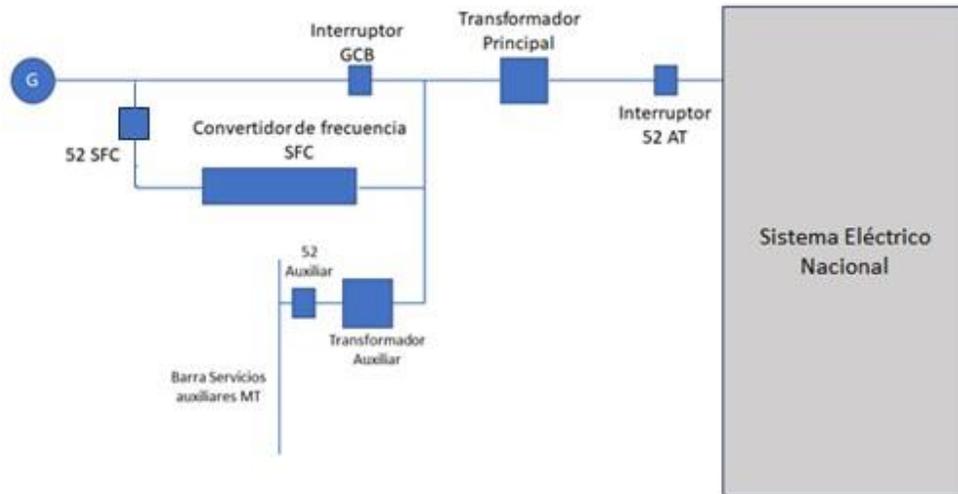


Figura 2.20 Diagrama Unilineal - Re conversión de CT a CCSS con convertidor de frecuencia (SFC) – Interruptor de generador

El sistema SFC se instala de modo que queda sometido al nivel de voltaje de generador, es decir MT (13.2 kV, 12 kV, otro según fabricante).

El proceso se inicia dando orden de cierre al interruptor 52SFC con el interruptor GCB abierto. En estas condiciones el convertidor aumenta progresivamente la frecuencia hasta que la máquina alcanza velocidad de sincronismo. En estas condiciones, se produce la sincronización y el equipo comienza a trabajar como condensador sincrónico. Una vez logrados los parámetros de tensión y desfase deseados, se produce la sincronización y el equipo comienza a trabajar como condensador sincrónico. Tal como en los casos anteriores, la inyección o retiros de reactivos se logra actuando sobre la corriente de excitación.

Este sistema no es aplicable a instalaciones donde el interruptor de generador se encuentra en alta tensión, como en el diagrama de la Figura 2.14 de este documento. Lo anterior es que el equipo existente en el mercado es para trabajar en media tensión solamente.

Alternativa D: Condensador Sincrónico con Volante de Inercia

Para dar robustez al sistema interconectado frente a perturbaciones de frecuencia, es necesario recuperar las masas rotatorias de los generadores y las de los rotores de las distintas etapas de

2.5 PROPUESTA DE TECNOLOGÍAS

El consultor ha tenido a la vista el Estudio de Levantamiento de Metodologías, Exigencias Regulatorias y Métricas para evaluar los niveles de inercia y potencia de cortocircuito eficientes para el Sistema Eléctrico Nacional [9] y ha consultado la bibliografía en las referencias. En virtud de lo anterior, creemos que razonable proponer las siguientes tecnologías y tamaños para proveer potencia de cortocircuito e inercia.

2.5.1 Tecnologías propuestas para proveer potencia de cortocircuito e inercia

Con relación a este requerimiento, el Consultor estima que las únicas tecnologías que pueden aportar niveles significativos de cortocircuito son las maquinas sincrónicas directamente conectadas, ya sea como parte del parque generador, a través de la reconversión a compensador sincrónico de centrales de generación convencionales o como adiciones al sistema de transmisión en calidad de condensadores síncronos (con y sin volantes de inercia). Estas tecnologías adicionalmente aportan inercia. También se sugiere establecer un plan de incorporación progresiva de tecnologías Grid Forming tanto en generación, así como en transmisión en calidad de almacenamiento de energía BESS puesto que esta tecnología puede aportar al cortocircuito e inercia virtual con un adecuado diseño. Por tratarse de soluciones basadas en electrónica de potencia, el aporte al cortocircuito estará limitado al propio dimensionamiento de la solución.

Las soluciones FACTS de conexión paralela como STATCOMs y SVC pueden estabilizar la tensión, pero no poseen inherentemente la capacidad de aportar niveles significativos de corriente de cortocircuito, tampoco aportan inercia.

Los sistemas BESS por poseer interfase basada en convertidores estáticos de potencia, tienen una limitada potencial contribución al cortocircuito.

La continua integración de recursos conectados con inversores obligará a considerar y regular a través del código de red (NTSyCS) la contribución al cortocircuito e inercia (y otros servicios) de tecnologías emergentes como convertidores Grid Forming tanto en generación como en aplicaciones de red ya sea como compensadores de potencia reactiva o sistemas BESS. Por ello junto con recomendar la incorporación de condensadores síncronos, recomendamos avanzar en la incorporación de tecnología Grid Forming tanto en sistemas BESS como en recursos de generación. Como se ha señalado, la tecnología Grid Forming tiene el potencial de aportar diversos servicios de red, incluyendo cortocircuito e inercia. Más aun, la experiencia internacional muestra que es posible, mediante upgrade del software de control, modificar la lógica del control de convertidor para proveer servicios Grid Following.

La ubicación y tamaños óptimos de las tecnologías para fortalecer los niveles de cortocircuito requiere estudios detallados de optimización económica y simulación de la operación. Sin embargo, en base a la experiencia internacional, se estima que la ubicación de estos recursos debe ser distribuida a lo largo del sistema, incluir nodos de generación, transmisión y

distribución, y basarse en zonas de control de voltaje y frecuencia. De este modo, cada zona dispondrá de los recursos óptimos necesarios para:

- 1.- asegurar la estabilidad de tensión mediante tecnologías que aporten al cortocircuito y que estabilicen la tensión (SVC, STATCOMs); y,
- 2.- asegurar la estabilidad frecuencia mediante tecnologías que aporten inercia ya sea física o virtual mediante almacenamiento de energía.

Como ejemplo de ubicación y dimensionamiento, hacemos referencia a la Figura 2.22 que corresponde a la visión del operador de las redes de Alemania - Holanda Tennet. Tennet recientemente han hecho pública su posición respecto al uso de almacenamiento en baterías [10]. De acuerdo con el reporte, Tennet planea la instalación de 9GW en sistemas BESS al 2030 para cumplir con los niveles exigidos de probabilidad de pérdida de carga o LOLE (Loss of Load Expectation). La necesidad de baterías por provincia se distribuye sobre la base del excedente esperado de generación renovable. Provincias con una gran cantidad esperada de excedentes renovable y tienen mayor necesidad de baterías, provincias con una baja cantidad esperada de excedentes de generación renovable tienen baja necesidad de baterías. Tennet ha manifestado las siguientes preferencias para ubicación de baterías.

- Cerca de parques eólicos y solares porque hay mucha producción y la electricidad se puede almacenar de inmediato.
- Donde se requiera menos infraestructura y costos más bajos, lo más cerca posible de las subestaciones de alto voltaje existentes.
- No debajo de líneas de alta tensión o sobre cables de alta tensión, por razones de seguridad.
- No donde Tennet (posiblemente) quiera expandirse o construir una nueva estación en el futuro.

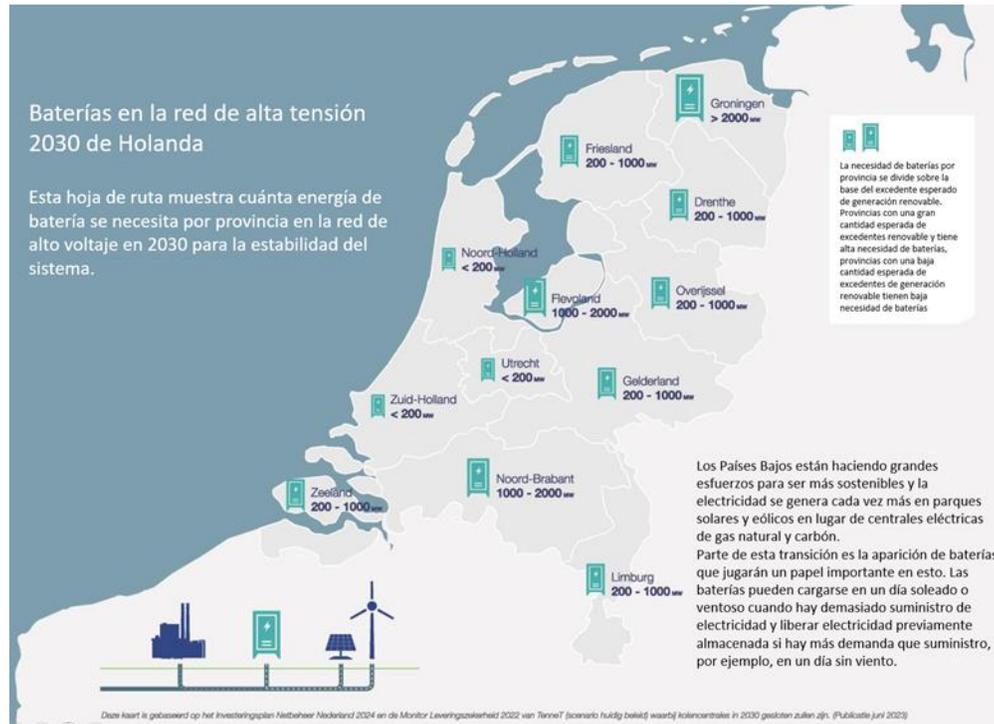


Figura 2.22 Almacenamiento de energía en BESS propuestos por TENNET en Holanda – traducción del autor

Respecto del tamaño de las tecnologías necesarias para aporte de cortocircuito, al igual que la ubicación, la recomendación requiere un estudio técnico económico que incluya la simulación de la operación de diversos despachos para identificar la necesidad mínima de cortocircuito y alternativas de solución. Resulta esperable que los aportes de cortocircuito estén en torno a los 1 kA a 3 kA en 220 kV (380 MVA a 1150 MVA) lo que podría ser provisto por condensadores síncronos del orden de 70 MVar a 190 MVar. Como referencia, el Coordinador Eléctrico Nacional ha concluido la necesidad de incorporar 4600 MVA en barra Kimal 220kV. Esta decisión estaría fuertemente influenciada por la necesidad de mantener la razón efectiva de cortocircuito para el proyecto HVDC LCC Kimal Lo Aguirre. En efecto la tecnología HVDC LCC requiere una Razón Efectiva de cortocircuito mínima de 2,5 para asegurar la conmutación de las válvulas de tiristores. De acuerdo con las especificaciones funcionales del proyecto[17], el nivel mínimo de cortocircuito en barra 220kV de subestación Kimal sería de 7506 MVA valor que el Coordinador debe asegurar para el adecuado funcionamiento de la convertidora.

Por lo anterior, El Consultor considera pertinente avanzar con las siguientes tecnologías, todas las cuales podrían participar en una licitación de prestación de servicios complementarios:

- Condensador Síncrono sin volante de inercia
- Condensador Síncrono con volante de inercia
- Condensador Síncrono + STATCOM
- Reconversión de centrales térmicas

- Sistemas BESS con prestaciones VSM

2.6 MADUREZ TÉCNICA Y COMERCIAL DE LAS TECNOLOGÍAS PROPUESTAS

ENTSO-E es la Red Europea de Operadores de Redes de Transporte de Electricidad, una asociación de operadores de redes de transporte europeos. Los 39 miembros de ENTSO-E representan a 35 países y son las empresas responsables de la operación coordinada del sistema eléctrico de Europa, la red eléctrica interconectada más grande del mundo. ENTSO-E ha sido muy activo en materia de modernización de la red de transmisión, conexión recursos renovables variables como eólica off-shore e interconexiones internacionales submarinas con HVDC VSC. En búsqueda de nuevas soluciones para para el transporte de potencia y operación segura del sistema, ENTSO-E mantiene un sitio web con el estado de madurez de diversas tecnologías. ENTSO-E usa el indicador del nivel de preparación de la tecnología TRL.

Los niveles de preparación tecnológica (TRL) son un método para estimar la madurez técnica y comercial de tecnologías. El nivel de preparación de una tecnología se determina durante una evaluación que examina los requisitos y las capacidades tecnológicos demostradas. Los TRL se basan en una escala del 1 al 9, siendo 9 la tecnología más madura.

- TRL 1 - Investigación básica: se observan y reportan los principios básicos
- TRL 2 – Investigación aplicada: concepto y/o aplicación tecnológica formulada
- TRL 3 – Prueba de concepto y función crítica, establecida
- TRL 4 – Pruebas de laboratorio de un prototipo de componente o proceso
- TRL 5 – Pruebas de laboratorio del sistema integrado
- TRL 6 – Sistema prototipo verificado
- TRL 7 – Sistema piloto integrado demostrado
- TRL 8 – Sistema incorporado en el diseño comercial
- TRL 9 – Sistema listo para la implementación a gran escala

En las próximas secciones se presenta la madurez técnica y comercial de las tecnologías del tipo condensador síncrono, reconversión de centrales térmicas a condensador síncrono y BESS utilizando el indicador TRL.

Condensador Síncrono

El condensador síncrono es una solución convencional que se ha utilizado durante décadas para regular la potencia reactiva antes de que existieran sistemas de compensación estática basados en electrónica de potencia como los SVC y más recientemente los STATCOMs.

Por otra parte, el desarrollo de la superconductividad ha permitido el desarrollo de una nueva generación de máquinas basadas en superconductores en alta temperatura o HTS. Las máquinas con HTS son más pequeñas, más ligeras, más eficientes y menos costosas de fabricar y operar que las máquinas convencionales. La tecnología de conductores HTS ha dado como resultado

electroimanes superconductores que pueden operar a temperaturas más altas que los fabricados de materiales convencionales o con superconductores de baja temperatura que requieren de sofisticados sistemas de enfriamiento. En consecuencia, HTS utilizan sistemas de refrigeración más simples, menos costosos y más eficientes. Esto hace que los conductores HTS sean factibles y económicamente viables para aplicaciones de condensadores sincrónicos con potencias más bajas que las que se pueden lograr con el cable superconductor de baja temperatura. El fabricante norteamericano AMSC, ha desarrollado máquinas sincronas con enrollados HTS [18].



Figura 2.23 Condensador Síncrono en contenedor del fabricante AMSC[18]

Por otra parte, los condensadores sincrónicos pueden incluir un volante de inercia adicional para incrementar su momento de inercia. El volante de inercia dedicado se diseña específicamente para complementar el condensador síncrono si así lo requieren los requisitos de inercia del sistema de potencia.

Nivel de preparación de la tecnología TRL

Respecto del nivel de preparación de la tecnología TRL, los condensadores sincrónicos convencionales tienen una clasificación TRL 9 esto es, sistema listo para la implementación a gran escala. Por su parte, los condensadores sincrónicos basados en HTS están en un TRL más bajo fundamentalmente por no existir un gran número de proveedores.

La madurez de los condensadores sincrónicos de alta inercia con volante de inercia alcanza niveles de entre TRL 7 – Sistema piloto integrado demostrado – y TRL 8 – Sistema incorporado en el diseño comercial.

Por otra parte, también es posible combinar condensadores sincrónicos y compensadores estático de reactivos (SVC o STATCOM), solución conocida como Hybrid Synchronous Condenser. En tal solución el condensador síncrono se optimiza para inercia y cortocircuito, mientras el

SVC aporta el control dinámico de reactivos[19] . Debido a la limitada oferta de esta solución, el Consultor la clasifica con un TRL de 7.

El rango típico de potencia reactiva nominal para condensadores síncronos conectados a la red está en el rango de 20 a 200 MVar, pero los fabricantes pueden adaptar condensadores síncronos para una estabilidad de la red eléctrica de hasta 350 MVar. Un aspecto importante de los condensadores síncronos es que deben ser debidamente especificados distinguiendo entre potencia reactiva MVar, capacidad de sobrecarga (y duración), cortocircuito y energía inercial.

Proyectos de referencia

- **Brindisi, Italy (GE)[20]**

Se proporcionarán dos condensadores síncronos y volante de inercia a Terna para la subestación de Brindisi, en el sur de Italia. Cada unidad condensadora síncrona suministrará potencia reactiva de hasta +250/-125 MVar y 1750 MWs de inercia para apoyar la estabilidad de la red italiana.

Se espera que ambos equipos suministren una potencia reactiva combinada de 500 MVar y una inercia de 3500 MW para ayudar a estabilizar la red y apoyar la integración de más energía renovable.

- **Subestaciones de Bjæverskov, Fraugde y Herslev (Dinamarca)**

Dinamarca incluye una gran proporción de energía eólica en su matriz energética, por lo que el país necesita soluciones de condensadores síncronos para ayudar a estabilizar su sistema de transmisión de electricidad y para apoyar una mayor generación de energía eólica.

Los tres condensadores síncronos fueron instalados por Siemens en 2014 y 2015 en las subestaciones Bjæverskov, Fraugde y Herslev. Cada condensador síncrono puede entregar 900 MVA de potencia de cortocircuito y +215/-150 MVar de potencia reactiva. Los generadores puedan alcanzar las 3.000 rpm en 10 minutos y sincronizarse con la red de transmisión.

Reconversión de centrales térmicas

Utilizar generadores antiguos como condensadores síncronos puede ser una medida efectiva para proveer soporte de voltaje y estabilidad de frecuencia en la misma medida que la generación síncrona convencional. La conversión de una planta de generación a condensador síncrono es un proyecto específico, complejo y multidisciplinario difícil de evaluar en términos de madurez técnica y comercial. Sin embargo, existen experiencias que dan cuenta de la factibilidad técnica y comercial de estas soluciones.

La conversión de un generador síncrono existente en un condensador síncrono implica la reutilización de equipos e instalaciones existentes, potencialmente con un ahorro de costos en comparación con otras tecnologías. Para adaptar un generador síncrono existente, se requieren varios análisis y modificaciones.

Primero, se debe evaluar la condición actual del generador para determinar la vida útil esperada en prestaciones como condensador síncrono. A continuación, se debe seleccionar un sistema de arranque para el condensador síncrono, generalmente un motor de inducción o síncrono acoplado al eje del generador y accionado por un variador de velocidad. Esto además puede requerir modificaciones del eje, incluida la adición de cojinetes, engranajes de giro y un motor de arranque con acoplamiento. Algunas obras civiles, como fundaciones o edificios, también son necesarias.

El sistema de excitación debe evaluarse para garantizar que pueda suministrar de manera confiable la corriente de campo necesaria para la potencia reactiva nominal del condensador síncrono. Finalmente, el sistema de control y los servicios auxiliares (protección, bombas, controles de enfriamiento, interfaz hombre-máquina (HMI) generalmente deben reemplazarse o rediseñarse por completo para controlar el nuevo sistema de excitación, proteger la unidad y sincronizarse con el sistema eléctrico principal.

Nivel de preparación de la tecnología TRL

Existen diversas experiencias de reconversión de generadores a condensadores sincrónicos por lo que se podría decir que esta solución tiene un TRL 8 – Sistema incorporado en el diseño comercial. Sin embargo, se trata de proyectos de reconversión que requieren de diversos estudios para evaluar la condición de la máquina y sus sistemas por lo que no es posible asignar un TRL 8 dado que no se trata de una solución estándar y replicable.

Proyectos de referencia

- **Planta Nuclear Biblis Alemania**

Con el acelerado incremento de generación variable en el sur de Alemania, Amprion, la operadora regional de la transmisión acordó la conversión de la planta nuclear Biblis de RWE. La unidad A fue capaz de proveer -450 a +850 MVar de potencia reactiva y comenzó su operación durante 2012.

- **Central térmica Eastlake Ohio USA**

La central a carbón Eastlake cerca de Cleveland in Ohio fue convertida a condensador síncrono y opero en dicho modo entre 2013 y 2016 para proveer soporte de voltaje ante el retiro de plantas a carbón.

Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías BESS

Un BESS es un sistema de almacenamiento de energía electroquímica compuesto por un banco de baterías, sistema convertidor de potencia, sistema de control y servicios auxiliares.

En un BESS, la energía se almacena en forma electroquímica en las baterías. El convertidor de potencia convierte y acondiciona la potencia eléctrica dc en potencia eléctrica ac y viceversa permitiendo la carga y descarga de las baterías. El control digital asegura el cumplimiento del

código de red y la adecuada carga y descarga de las baterías. Los sistemas auxiliares, también conocidos como balance de planta, incluyen el equipamiento de potencia para conectar a la red tales como transformador, interruptor, protecciones y los sistemas para refrigeración, monitoreo y protección contra incendios.

Existe una variedad de alternativas en baterías y prestaciones posibles que determinan la selección óptima del tipo de baterías, convertidor y su sistema de control.

Con relación al nivel de preparación de la tecnología BESS, la variedad de soluciones hace difícil establecer un TRL único para todas las opciones siendo necesario distinguir tipo de baterías y topologías de convertidor y su control.

El proyecto OSMOSE de la Unión Europea, desarrollado entre 2018 y 2022, tuvo como objetivo identificar y desarrollar la combinación óptima de tecnologías para dotar de flexibilidad del sistema eléctrico europeo para permitir la transición energética. El paquete de trabajo 3 (WP3) tenía entre sus objetivos, incrementar el TRL de la tecnología BESS [21] para lo cual se desarrollaron dos prototipos de BESS a escala de MWs con prestaciones de control avanzado incluyendo inercia virtual.

Por otra parte, un equipo de investigadores del Departamento de Energía de Estados Unidos recientemente ha publicado un artículo que evalúa diversas opciones de almacenamiento de energía reportando un nivel de preparación de la tecnología BESS con baterías de Ion Litio en TRL 8 – Sistema incorporado en el diseño comercial, proyectando su nivel a TRL 9 sistema listo para la implementación a gran escala en 2025 [22].

Tecnología	TRL	Observación
Condensador síncrono	9	Disponible con varios proveedores en diversos tamaños
Condensador síncrono HTS	6	Muy pocas referencias
Condensador síncrono con volante de inercia	7 a 8	Disponible con número limitado de proveedores
Condensador síncrono híbrido	7	Disponible con número limitado de proveedores
BESS – Ion Litio	8 a 9	Prestaciones VSM tienen clasificación TRL 6 a 7 debido al número limitado de implementaciones

Tabla 2.5 Resumen de madurez técnica y comercial en base al TRL

2.7 CONCLUSIONES

El continuo reemplazo de generación convencional por generación renovable conectada con inversores está modificando la dinámica electromecánica del Sistema Eléctrico Nacional y disminuyendo recursos necesarios para la estabilidad del sistema. La inercia sistémica y el nivel de cortocircuito son recursos claves para la estabilidad de tensión y frecuencia que han sido históricamente provistos por generación síncrona convencional.

Este capítulo revisa las tecnologías disponibles y en desarrollo que pueden proveer cortocircuito e inercia, ya sea de forma separada o conjunta y que pueden participar en procesos de licitación para proveer servicios complementarios. Las tecnologías disponibles se han clasificado en tres grupos, esto es tecnologías de reforzamiento de la red eléctrica, tecnologías de generación basadas en convertidores y tecnologías de compensación de reactivos y tecnologías que pueden aportar inercia y cortocircuito.

Respecto de las tecnologías de reforzamiento de la red eléctrica, se concluye que estas tecnologías si bien pueden disminuir la impedancia de Thévenin y consecuentemente afectar el nivel de cortocircuito, no pueden contribuir significativamente a mejorar los niveles de cortocircuito toda vez que se trata de elementos pasivos. Además, tampoco pueden proveer inercia.

Respecto de las tecnologías de generación conectadas con inversores, se concluye que, la tecnología de convertidores actualmente dispuesta en el parque generador es del tipo Grid Following y por lo tanto no es capaz de aportar niveles significativos de cortocircuito o inercia. Sin embargo, es factible y necesario adecuar los controladores de las plantas del sistema para que estas respondan a contingencias del sistema sin degradar la seguridad y estabilidad de este. También es factible que, mediante cambios en el control, algunas plantas sean transformadas a plantas Grid Forming y contribuyan con servicios de red. Estos cambios requieren estudios detallados de las limitaciones de los convertidores, sus controles y del PPC o controlador de planta que corresponde al control centralizado (maestro) que coordina la respuesta de los convertidores (esclavos) para proveer una respuesta conforme al código de red. Tales estudios deben incluir simulación en dominio EMT, con modelos del proveedor y validación de la respuesta en simulador digital de tiempo real en modalidad hardware in the loop, HIL.

Las tecnologías de compensación de reactivos como SVC y STATCOMs tampoco aportan de manera importante al cortocircuito y no proveen inercia. El SVC basa su funcionamiento en el control de una susceptancia paralela y consecuentemente afecta el nivel de cortocircuito de la barra de conexión, sin embargo, su aporte no es significativo. Por otra parte, tratándose de una susceptancia, el aporte de potencia reactiva del SVC disminuye con el cuadrado de la tensión. En el caso de la corriente, esta disminuye proporcionalmente con la tensión y por lo tanto su potencial aporte se ve disminuido durante huecos de tensión. Por otro lado, el STATCOM es un convertidor VSC, con mejores prestaciones dinámicas que el SVC, pero cuyo nivel de

sobrecarga y consecuentemente de cortocircuito está limitado. Ninguna de estas tecnologías aporta inercia.

Las tecnologías que pueden aportar cortocircuito y al mismo tiempo inercia son las maquinas síncronas directamente conectadas a la red, ya sea como unidad de generación, como condensador síncrono con o sin volante de inercia o como condensador síncrono en la reconversión de plantas de generación. Adicionalmente, el almacenamiento de energía en baterías BESS dotado de controladores apropiados puede proveer prestaciones similares a la inercia, conocida como inercia virtual.

En conclusión, El Consultor considera pertinente avanzar con las siguientes tecnologías, todas las cuales podrían participar en una licitación de prestación de servicios complementarios:

- Condensador Síncrono sin volante de inercia
- Condensador Síncrono con volante de inercia
- Condensador Síncrono + STATCOM
- Reconversión de centrales térmicas
- Sistemas BESS con prestaciones VSM

3

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y
OPERACIÓN DE INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE
CORTOCIRCUITO E INERCIAS PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO
NACIONAL**

**DETERMINACIÓN Y ANÁLISIS DE OTROS
MERCADOS COMO EL MERCADO DE
ENERGÍA Y EL MERCADO DE POTENCIA EN
LOS CUALES PODRÍAN PARTICIPAR LAS
DISTINTAS TECNOLOGÍAS QUE PUEDAN
APORTAR POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E
INERCIAS AL SEN**

3 DETERMINACIÓN Y ANALISIS DE OTROS MERCADOS EN LOS CUALES PODRIAN PARTICIPAR LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS

3.1 OPCIONES DE MERCADO PARA TECNOLOGIAS QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO

Como se ha descrito y analizado, el reemplazo paulatino de generación térmica por generación especialmente renovable variable (ERV), produce una pérdida de la habilidad natural de los sistemas dominados por generación sincrónica para volver a un estado de equilibrio una vez sometido a una perturbación. La inercia de las masas rotatorias permite superar en una primera instancia los desequilibrios entre generación y demanda, mientras que la capacidad de entregar una elevada corriente permite soportar perturbaciones con pequeñas variaciones de voltaje, lo que ayuda a mantener la estabilidad del sistema eléctrico.

De acuerdo con los criterios establecidos en la evaluación de equipos que prestan servicios de inercia y capacidad de cortocircuito, los más eficientes resultan ser: (a) condensadores sincrónicos; (b) reconversión de centrales térmicas; (c) sistemas BESS con prestaciones VSM.

En general se identifican dos grandes grupos de mercados: el mercado de la energía y los mercados de servicios complementarios. Los mercados de energía tienden a ser del tipo ofertas, con intervalos de transacción de 5 minutos. Por su parte los servicios complementarios se separan en aquellos orientados a mantener el equilibrio generación/demanda y aquellos servicios orientados a mantener la calidad del servicio, tal como regulación de voltaje, incorporando un grupo especial dedicado a recuperar el servicio ante la ocurrencia de un apagón total o parcial.

Los servicios de energía (entrega o consumo) se pagan en función de las ofertas realizadas y la activación queda en manos del operador de la red (ISO) a través de un sistema de control automático de generación (AGC). Los servicios lentos de control de frecuencia siguen un esquema similar, siendo activados mediante el sistema AGC, en tanto que los servicios de respuesta rápida quedan permanente habilitados y se pagan en función de la activación y del aporte realizado.

Los equipos dedicados a funciones muy específicas para soporte de red, tales como control de voltaje y recuperación de servicio son elementos cuya necesidad es determinada por el operador del sistema y pagado como contratos especiales, de manera similar a como se define actualmente en la normativa chilena.

Adicionalmente a la disminución de la inercia y capacidad de cortocircuito, el aumento de generación renovable variable sin generadores sincrónicos aumenta la volatilidad de la oferta y como consecuencia afecta la confiabilidad del servicio. Por esta razón, diversos sistemas han mirado hacia los mercados de potencia o capacidad, como una forma de asegurar la disponibilidad de suficiente capacidad como para enfrentar la mayor parte de los escenarios de operación con niveles de confiabilidad adecuados a los requerimientos normativos.

En primera instancia el único equipo que tendría opciones de participar en más de un mercado (dependiendo del nivel de almacenamiento de energía) son los BESS. En los mercados de energía, por ejemplo, a través de una estrategia de operación adecuada, los equipos BESS serían capaces de entregar/absorber energía tanto para control de frecuencia como para un mercado en tiempo real, aparte de dar respuesta rápida y mantenerla de acuerdo con las exigencias propias del mercado (por ejemplo, 15 minutos). Además, los equipos BESS también pueden participar del mercado de potencia, para lo cual deben cumplir los requisitos que imponga la normativa sobre este servicio.

En los puntos que siguen se muestra una revisión de los mercados de Reino Unido (UK), Australia y California, describiendo los productos administrados, así como los requisitos de entrega de cada servicio.

3.2 MERCADO ELÉCTRICO EN REINO UNIDO (UK)

El Mercado de Electricidad en el Reino Unido (UK) se compone de varios segmentos:

- El **mercado mayorista** de electricidad, que incluye la compraventa de electricidad entre proveedores y generadores.
- El **mercado minorista** de electricidad, que involucra a proveedores que venden electricidad directamente a los consumidores.
- El **mercado del mecanismo de equilibrio**, que se refiere a cómo el ESO equilibra la oferta y la demanda en tiempo real a través del mecanismo de equilibrio.
- El **mercado de servicios de equilibrio**, que incluye la gama de servicios en todo el ESO que garantizan la seguridad y la calidad del suministro de electricidad en todo el sistema de transmisión de UK.

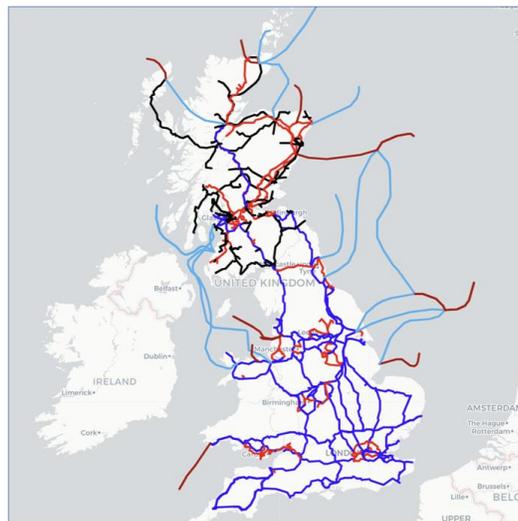


Figura 3.1 Sistema de transmisión de UK

Respecto a quienes participan del mercado de electricidad, en UK se reconocen cuatro elementos principales, cada una de los cuales juega un papel diferente según el tipo de mercado de la electricidad en cuestión:

- Los **generadores**, productores de electricidad
- Los **consumidores** o clientes de uso final
- Los **suministradores**, que median entre los generadores y los consumidores. Estas empresas compran electricidad a los generadores, que luego venden a sus clientes.

Los **proveedores de flexibilidad**, que garantizan la flexibilidad del sistema eléctrico, que es la capacidad de ajustar la oferta y la demanda para lograr el balance necesario para la operación real del sistema.

3.2.1 El Mercado Mayorista de electricidad

El mercado mayorista de electricidad es donde se compra y vende la electricidad antes de entregarla a los consumidores. Sus dos principales participantes son los generadores y los suministradores.

En UK, los suministradores compran electricidad a los generadores a un precio mayorista, que refleja el costo de generación de electricidad para satisfacer la demanda de los consumidores en un momento dado.

En el mercado mayorista, existen tres modelos principales que determinan cómo se fija el precio de la electricidad mayorista. En UK, actualmente se utiliza un sistema llamado precios nacionales. Esto significa que, en un momento dado, hay un precio para la electricidad mayorista en todo el país.

El precio mayorista de la electricidad depende de una variedad de factores, incluido el nivel de demanda, los impuestos al carbono, el costo del combustible y la disponibilidad de recursos como el viento y el sol. Por lo tanto, este precio fluctúa a lo largo del día, lo que puede afectar qué generadores son más competitivos en el mercado mayorista.

3.2.2 El Mercado Minorista de electricidad

Este mercado implica la venta de electricidad de los suministradores a sus clientes. Sus principales participantes son, por tanto, suministradores y consumidores. El mercado minorista de electricidad es el más familiar para los consumidores cotidianos, ya que los clientes pueden elegir qué compañía les suministra energía. Las interacciones del mercado minorista tienen lugar después de que los suministradores adquieren electricidad a los generadores en el mercado mayorista de electricidad. Una vez que han comprado electricidad para satisfacer la demanda de sus clientes, los suministradores proporcionan esta electricidad a sus clientes contratados

3.2.3 Mercado del Mecanismo de Balanceo

El mercado del mecanismo de balanceo centra la herramienta principal de ESO para equilibrar el suministro y la demanda de electricidad de UK en tiempo real: el mecanismo de balanceo

(BM). Este mercado involucra principalmente a participantes generadores y suministradores y está dirigido a través del operador ESO.

Los generadores ingresan al mercado de electricidad del mecanismo de balance al enviar datos de "bid" u "offer" al mecanismo de balance (BM), que describe la cantidad de electricidad que pueden ofrecer al mejor precio. Una "offer" (oferta) es una propuesta para reducir la demanda o aumentar la generación, mientras que una "bid" (demanda) es una propuesta para aumentar la demanda o reducir la generación. Luego compiten con otros participantes para proporcionar electricidad.

El operador ESO recibe datos de oferta y demanda de BM de los generadores las 24 horas del día, los 7 días de la semana, divididos en ventanas de media hora llamadas períodos de liquidación. Usando la demanda pronosticada, ESO revisa estas presentaciones y toma el precio más bajo ofrecido hasta satisfacer la demanda, sistema conocido como "lista de mérito". El orden o lista de mérito determina qué fuentes de generación se incorporarán al sistema, comenzando con las opciones que pueden generar la mayor cantidad de electricidad al precio más bajo. Descendiendo en esta lista, se instruye a los generadores para que se conecten.

El orden de mérito puede variar a corto plazo, y los generadores preferidos cambian cada hora. También sigue un patrón estacional, con el comportamiento del consumidor (como el uso de calor) y la disponibilidad de recursos (como la cantidad de luz solar necesaria para generar energía solar) que fluctúan a lo largo del año.

Con tantos factores que dictan el precio y la disponibilidad en el mercado de mecanismos de equilibrio, es esencial que el operador ESO facilite y evalúe la participación en el mercado en tiempo real. Esto asegura que podamos mantener un suministro confiable de electricidad mientras operamos la red de la manera más eficiente y rentable para los consumidores.

3.2.4 Mercado de Servicios de Balanceo

Junto con el BM, también se adquiere una amplia gama de servicios para equilibrar la oferta y la demanda al tiempo que se garantiza la seguridad y la calidad del suministro de electricidad en todo el sistema de transmisión de UK. Estos servicios de equilibrio garantizan que el sistema de UK se mantenga estable, seguro y eficiente.

El operador ESO diseña, ofrece y opera mercados de servicios de equilibrio para satisfacer las necesidades del sistema y minimizar los costos para los consumidores. Los servicios de balance, que opera ESO son los siguientes:

Respuesta de frecuencia: La frecuencia del sistema se debe mantener en 50 Hz +/- 1 %. El operador ESO compra servicios de respuesta de frecuencia para asegurarse de que haya suficiente generación y demanda preparada para manejar todas las circunstancias creíbles que puedan resultar en variaciones de frecuencia. Los servicios de respuesta de frecuencia incluyen contención dinámica, moderación dinámica y regulación dinámica, así como servicios de respuesta obligatorios.

Reserva: Los servicios de reserva son las fuentes de energía adicionales disponibles para el ESO. Permiten gestionar los picos de demanda de electricidad mediante el aumento de la generación o la reducción de la demanda. El ESO opera varios servicios de balance únicos para cumplir con los diferentes requisitos de reserva en el sistema. Por ejemplo, el servicio de reserva rápida proporciona una entrega de energía activa rápida y confiable en el momento en que los servicios de reserva se necesitan rápidamente, mientras que la reserva operativa a corto plazo (STOR) funciona con anticipación para obtener fuentes de energía adicional.

Energía reactiva: los servicios de energía reactiva son la forma de asegurar de que los niveles de voltaje en el sistema permanezcan dentro de un rango determinado, por encima o por debajo de los niveles de voltaje nominal. Se instruye a los generadores u otros propietarios de activos para que absorban o generen energía reactiva.

Restauración del Sistema: Restauración (también conocida como Black Start) es el proceso utilizado para restaurar la energía en caso de una desconexión total o parcial del sistema de transmisión de electricidad nacional (black-out).

3.2.5 Servicios dinámicos para control de frecuencia (DC/DM/DR)

Contención Dinámica (DC), Moderación Dinámica (DM) y Regulación Dinámica (DR) conforman el nuevo conjunto de Servicios de Respuesta Dinámica diseñados por National Grid para ayudar a manejar la frecuencia del sistema eléctrico en condiciones de baja inercia asociadas con grandes cantidades de generación renovable. Juntos trabajan para controlar la frecuencia del sistema eléctrico y mantenerla dentro del rango normativo de 50 Hz más o menos el 1 % (49,5 a 50,5 Hz).

DM proporciona una entrega previa a la falla de acción rápida para períodos particularmente volátiles, y DR es un servicio básico previo a la falla más lento. DC es el servicio post-falla.

Se debe tener en cuenta que este el servicio de respuesta dinámica de frecuencia firme (FFR), se reemplazará completamente por estos nuevos servicios dinámicos y se eliminará gradualmente para el año fiscal 2023/24.

A continuación, se resumen los requisitos técnicos para que una unidad brinde cada uno de los servicios:

Especificación del servicio	Descripción	DC	DM	DR
Tiempo de iniciación	El tiempo máximo entre un cambio en la frecuencia y el cambio en la entrega de la respuesta	0,5s	0,5s	2s
Tiempo máximo para entrega plena	El tiempo máximo entre que ocurre la desviación de frecuencia y la entrega de la cantidad de saturación	1s	1s	10s
Duración de la entrega	Tiempo que un proveedor de energía limitada debe ser capaz de brindar una entrega sostenida	15 minutos	30 minutos	60 minutos

Tabla 3.1. Requisitos técnicos para brindar servicios dinámicos de regulación

La Contención Dinámica (DC) es un servicio que en principio puede ser entregado fácilmente por baterías. Si bien las baterías son generadores no síncronos y no pueden proporcionar inercia (real) para desacelerar un cambio de frecuencia, igualmente pueden ayudar al control de frecuencia del sistema, ya que esto a fin de cuentas es sólo un equilibrio entre generación y demanda. Como pueden generar o absorber energía rápidamente, las baterías pueden intervenir rápidamente para ayudar a administrar este equilibrio cuando la frecuencia se desvía del objetivo de 50 [Hz]. Se espera que también puedan surgir otras tecnologías para proporcionar este servicio, en la medida que evolucionan con el tiempo.

3.3 MERCADO NACIONAL DE ELECTRICIDAD EN AUSTRALIA

El Mercado Nacional de Electricidad (NEM) es un acuerdo en el sector eléctrico de Australia para la conexión de las redes de transmisión de electricidad sincrónica de los estados y territorios del este y sur de Australia para crear un mercado de electricidad mayorista entre estados. La Comisión del Mercado de Energía de Australia desarrolla y mantiene las Reglas de Electricidad Nacional de Australia (NER), que tienen fuerza de ley en los estados y territorios que participan en NEM. Las Reglas son aplicadas por el Regulador de Energía de Australia. La gestión diaria del NEM es realizada por el Operador del Mercado de Energía de Australia (AEMO).

3.3.1 Operación del mercado físico

El intercambio entre productores y consumidores de electricidad se facilita a través de un mercado spot, donde la producción de todos los generadores se agrega y se programa instantáneamente para satisfacer la demanda a través de un proceso de despacho coordinado centralmente. Este proceso es administrado por el Operador del Mercado de Energía de Australia (AEMO) de acuerdo con las disposiciones de la Ley Nacional de Electricidad de Australia y las Reglas de Electricidad Nacional de Australia.

Los generadores programados envían ofertas cada cinco minutos todos los días. De todas las ofertas presentadas, los sistemas de apoyo a la operación de AEMO determinan los generadores necesarios para producir electricidad según el principio de satisfacer la demanda predominante de la manera más económica. AEMO luego despacha estos generadores a producción enviando señales objetivo de control automático de generación (AGC) a cada unidad generadora.

Se determina un precio de despacho cada cinco minutos. Se promedian seis precios de despacho cada media hora para determinar el precio spot para cada intervalo de negociación. Hay 5 regiones comerciales para cada una de las regiones de la NEM. AEMO utiliza el precio spot como base para la liquidación de transacciones financieras para toda la energía comercializada en el NEM.

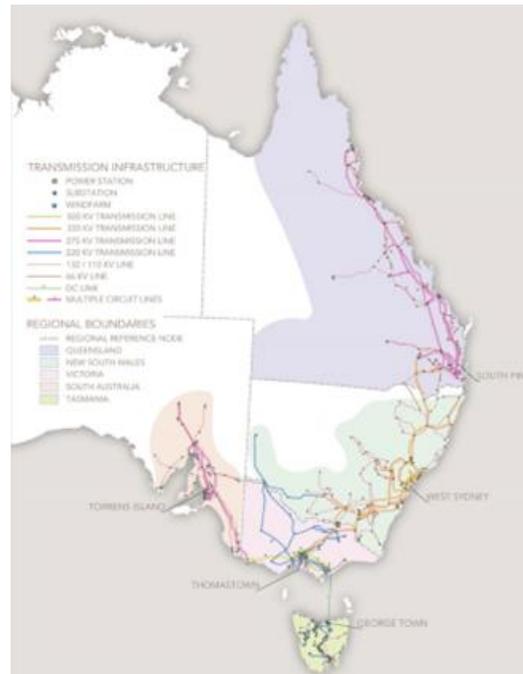


Figura 3.2 Mercado Nacional de Electricidad en Australia

3.3.2 Servicios Complementarios en el Mercado Nacional de Electricidad de Australia

El Operador del Mercado de Energía de Australia (*Australian Energy Market Operator: AEMO*) es responsable bajo las Reglas Nacionales de Electricidad (*National Electricity Rules: NER*) de garantizar que el sistema eléctrico sea operado de manera segura y confiable.

Para operar el sistema eléctrico de manera segura y confiable AEMO utiliza diversos servicios complementarios. Estos servicios permiten controlar las variables técnicas clave del sistema, incluidos los estándares de frecuencia, voltaje, carga de la red y procesos de reinicio del sistema (*black start* o recuperación de servicio).

Los servicios complementarios requeridos por AEMO se agrupan en las siguientes tres categorías:

1. *Frequency Control Ancillary Services (FCAS)*: servicios complementarios para el control de la frecuencia.
2. *Network Support & Control Ancillary Services (NSCAS)*: servicios complementarios para soporte y control de la red.
3. *System Restart Ancillary Services (SRAS)*: servicios complementarios para el reinicio del sistema eléctrico.

FCAS o servicios complementarios para el control de la frecuencia son utilizados por AEMO para mantener la frecuencia del sistema eléctrico en el valor establecido por el estándar del NEM (*National Electricity Market*). Al igual que en Chile, la frecuencia de Australia es de 50 [Hz].

NSCAS o servicios complementarios para soporte y control de la red son utilizados para:

- Controlar el voltaje en diversos puntos de la red eléctrica, manteniéndolos dentro de los estándares normativos.

- Controlar los flujos de potencia en los elementos de la red dentro de las limitaciones físicas de estos equipos.
 - Mantener la estabilidad del sistema eléctrico luego de ocurrida una perturbación mayor.
- SRAS** son servicios complementarios reservados para situaciones de contingencia en la cual se ha producido un black-out completo o parcial del sistema y por tanto el sistema debe reiniciarse.

3.3.3 Mercado para el control de frecuencia en Australia

Control de Frecuencia

El control de frecuencia se refiere a los ajustes necesarios que debe realizar el sistema eléctrico para mantener el balance entre demanda y generación, de manera que la frecuencia opere en el rango definido por el estándar. Dependiendo de la magnitud de los desequilibrios generación/demanda, el control de frecuencia puede ser de regulación o de contingencia.

El control de frecuencia de regulación corresponde a la corrección del balance generación/demanda en respuesta a desviaciones menores de la carga o la generación. Por su parte el control de frecuencia de contingencia se refiere a la corrección del balance generación/demanda posterior a la ocurrencia de una contingencia mayor, como puede ser la pérdida de una unidad de generación de gran tamaño, la salida de una carga industrial importante o la pérdida de un elemento relevante de la red de transmisión.

Mientras el servicio de regulación se utiliza de manera continua para corregir pequeñas desviaciones del balance generación/demanda, el servicio de contingencia está siempre activado, operando ocasionalmente ante la ocurrencia de una contingencia.

Control de frecuencia de regulación

El servicio de regulación de frecuencia es proporcionado por los generadores supervisados por el sistema de Control Automático de Generación (Automatic Generation Control: AGC). El sistema AGC permite al operador AEMO monitorear continuamente la frecuencia del sistema eléctrico y enviar señales de control a los generadores, de manera que la frecuencia se mantenga en el rango normal de operación establecido en la norma: 49,85 a 50,15 [Hz]. Las señales de control del AGC modifican la potencia de salida de los generadores, permitiendo así realizar el balance generación/demanda.

Control de frecuencia de contingencia

Bajo los estándares del Mercado Nacional de Electricidad (NEM) para la frecuencia, el operador AEMO debe asegurar que, posterior a la ocurrencia de una contingencia probable, la desviación de frecuencia permanezca dentro de la banda de contingencia y retorne a la banda normal de operación dentro de 5 minutos de ocurrida la contingencia.

Los servicios de control de frecuencia de contingencia son provistos por tecnologías que pueden detectar localmente una desviación de frecuencia y responder de modo de corregir tal desviación. Entre estas tecnologías se cuenta:

- Respuesta del gobernador del generador: el gobernador de un generador reacciona a la desviación de frecuencia abriendo o cerrando la válvula principal y, por tanto, modificando la potencia de salida del generador.
- Desprendimiento de carga: una carga que puede desconectarse rápidamente del sistema eléctrico, limitado a operar solo en casos de baja frecuencia (por ejemplo, caso de desconexión intempestiva de un generador).
- Generación rápida: donde un relé de frecuencia detecta una baja frecuencia y como consecuencia ordena la partida de un generador rápido.
- Disminución rápida de generación: en este caso un relé de frecuencia detecta una alta frecuencia y gatilla la reducción de la potencia de salida de un generador (sólo para casos en que se produce una alta frecuencia).

El Mercado Nacional de Electricidad de Australia presenta ocho (8) mercados para procurar servicios complementarios para el control de frecuencia (FCAS) en cualquier instante de tiempo. Los siguientes son los mercados, agrupados como servicios de regulación y contingencia:

Control de frecuencia para regulación:

- Regulación subir: servicio de regulación para corregir una caída menor de frecuencia
- Regulación bajar: servicio de regulación para corregir un aumento menor de frecuencia

Control de frecuencia de contingencia:

- Subida rápida (subida en 6 segundos): respuesta en 6 segundos para detener una caída mayor de frecuencia después de ocurrida una contingencia.
- Bajada rápida (bajada en 6 segundos): respuesta en 6 segundos para detener un aumento mayor en frecuencia después de ocurrida una contingencia.
- Subida lenta (subida en 60 segundos): respuesta en 60 segundos para estabilizar la frecuencia después de ocurrida una caída mayor de frecuencia.
- Bajada lenta (bajada en 60 segundos): respuesta en 60 segundos para estabilizar la frecuencia después de ocurrida una subida mayor de frecuencia.
- Subida retardada (subida en 5 minutos): respuesta en 5 minutos para recuperar la frecuencia a la banda de operación normal, después de una caída mayor en frecuencia.
- Bajada retardada (baja en 5 minutos): respuesta en 5 minutos para recuperar la frecuencia a la banda de operación normal, después de una subida mayor en frecuencia.

AEMO mantiene un Sistema de ofertas (de compra y venta) que los participantes previamente habilitados pueden utilizar para dar a conocer sus propuestas.

Una oferta para el servicio complementario de control de frecuencia de subir representa la cantidad de potencia (en MW) que un participante puede agregar al sistema, en un marco de tiempo dado, para subir la frecuencia.

Una oferta para el servicio complementario de control de frecuencia de bajar representa la cantidad de potencia (en MW) que un participante puede consumir del sistema, en un marco de tiempo dado, para disminuir la frecuencia.

En cada intervalo de transacción del mercado, el Motor de Despacho del Mercado Nacional de Electricidad (National Electricity Market Dispatch Engine: NEMDE) debe habilitar una cantidad suficiente de cada uno de los ocho productos FCAS, a partir de las ofertas emitidas, para satisfacer la potencia requerida en MW.

3.3.4 Servicios Complementarios de Control y Soporte de Red (NSCAS)

Los Servicios Complementarios de Control de Red pueden dividirse en las siguientes categorías:

- Servicio complementario para control de voltaje (VCAS).
- Servicio complementario para control de carga de la red (NLCAS)
- Servicio complementario para control de oscilaciones (TOSAS)

Servicio complementario para control de voltaje

Bajo los estándares establecidos por el Panel de Confiabilidad, el operador AEMO debe controlar el voltaje de la red eléctrica dentro de las tolerancias especificadas. Un método para controlar los voltajes en el sistema es mediante el despacho de servicios complementarios para control de voltaje. Así, los generadores absorben o generan potencia reactiva desde o hacia la red y, en consecuencia, controlar localmente los voltajes.

Los servicios complementarios para control de voltaje pueden clasificarse como:

- Condensadores sincrónicos: una unidad de generación que puede producir o absorber potencia reactiva, sin generar potencia activa para el mercado de energía.
- Planta estática de potencia reactiva: equipos tales como condensadores o reactores que pueden suministrar o absorber potencia reactiva.

Servicios complementarios para control de carga de la red

Estos servicios complementarios le permiten al operador AEMO manejar los flujos de interconectores regionales dentro de sus límites de corto plazo. Por ejemplo, si una interconexión desde la región A hacia la región B excede el límite de corto plazo, el operador puede reducir el flujo incrementando los niveles de generadores en la región B, o bien desprendiendo carga en la región B. De esta manera, los flujos de potencia en elementos de

red pueden controlarse mediante el Control Automático de Generación (mismas tecnologías que en el caso de control de frecuencia), o bien mediante el desprendimiento de carga.

Servicios complementarios para el control de estabilidad transitoria y oscilatoria (TOSAS)

Cuando ocurren fallas tales como cortocircuitos o malfuncionamiento de equipos, se pueden producir peaks de potencia, pudiendo ocasionar daño a los equipos de la red.

Servicios complementarios para control de estabilidad transitoria y oscilatoria y la regulación rápida del voltaje de red incrementan la inercia de las masas rotantes conectadas al sistema o bien incrementan / disminuyen muy rápidamente la carga conectada a un sistema eléctrico.

Algunos servicios TOSAS son: estabilizadores de sistemas de potencia (PSS), servicios de regulación de voltaje rápidos (condensadores sincrónicos, SVCs, generadores), servicios de soporte de inercia y otros.

3.3.5 Servicios complementarios para la restauración del servicio (SRAS)

Los servicios complementarios para la restauración del servicio de electricidad son requeridos para rearmar el sistema eléctrico posterior a la ocurrencia de una pérdida completa o parcial de la red (black-out). Esto puede ser provisto por dos tecnologías separadas:

- Fuente general de restablecimiento: un generador que es capaz de partir y suministrar energía a la red de transmisión sin una fuente externa de suministro.
- Trip hasta servicios auxiliares: un generador que puede, una vez diagnosticada una falla en el sistema, desconectarse de la red y permanecer en servicio alimentando solamente su carga interna (servicios auxiliares o consumos propios), hasta que el operador del sistema es capaz de utilizar esta máquina para restablecer el sistema.

3.4 MERCADO ELECTRICO EN CALIFORNIA

El Mercado Eléctrico de California es administrado por el operador CAISO (California Independent System Operator), una corporación de beneficio público sin fines de lucro, que opera el flujo de electricidad en el 80 por ciento de líneas de transmisión de alta tensión y de larga distancia de California y una pequeña porción de la red del Estado de Nevada. CAISO se encarga de garantizar el transporte óptimo, seguro y confiable de electricidad en la red de transporte eléctrico. En la siguiente figura se puede apreciar la zona operada por CAISO.

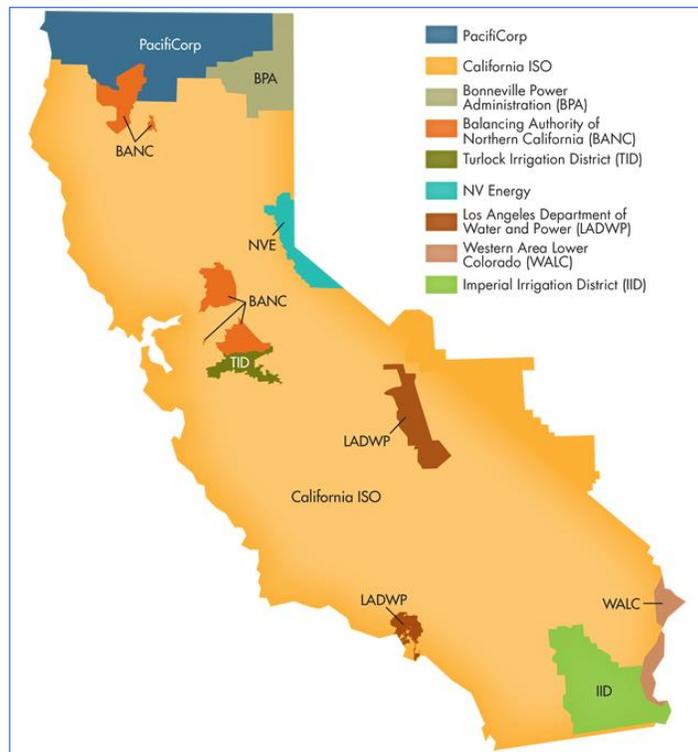


Figura 3.3 Zona geográfica administrada por CAISO

El mercado mayorista de energía administrado por CAISO se compone de dos procesos diferentes: el mercado day-ahead (“mercado diario” o “mercado del día siguiente”) y el mercado en tiempo real. Los productos y servicios energéticos comercializados en estos mercados permiten a CAISO satisfacer las necesidades de confiabilidad y suministro de la demanda. El mercado también ofrece servicios en los que las entidades calificadas pueden comprar y vender derechos de ingresos por congestión y participar en actividades de licitación de convergencia.

3.4.1 El Mercado Diario (day-ahead)

El mercado diario se compone de tres procesos que se ejecutan secuencialmente. Primero, el operador ISO realiza una prueba de mitigación del poder de mercado. Las ofertas que no pasan la prueba se revisan hasta límites predeterminados. Luego, el mercado de futuros integrado establece la generación necesaria para satisfacer la demanda prevista. Y, por último, el proceso

de predespacho residual de unidades designa plantas de energía adicionales que se necesitarán para el día siguiente y que deben estar listas para generar electricidad, a una orden del ISO. Los precios de mercado se determinan mediante ofertas.

Un componente importante del mercado es el modelo de red completa, que analiza los recursos activos de transmisión y generación para determinar la energía de menor costo para satisfacer la demanda. El modelo produce precios que muestran el costo de producir y entregar energía desde nodos individuales o ubicaciones en la red donde se interconectan las líneas de transmisión y la generación.

Los coordinadores de programación (scheduling coordinators: SCs) son entidades precalificadas, autorizadas para operar en el mercado ISO. El mercado diario abre para ofertas y programa siete días antes y cierra el día anterior a la fecha de operación. Los resultados se publican a las 13:00 horas del día anterior.

3.4.2 El Mercado en Tiempo Real

El mercado en tiempo real es un mercado spot (despacho online) en el que las empresas de servicios (utilities) pueden comprar energía para satisfacer los últimos incrementos de demanda que no estén cubiertos en sus programas diarios. También es este mercado el que asegura las reservas de energía, listas y disponibles para el uso de ISO en caso de ser necesario, así como la energía necesaria para regular la estabilidad del sistema de transmisión.

El mercado en tiempo real abre a las 13:00 horas, antes del día de operación y cierra 75 minutos antes del inicio de la hora de operación. Los resultados se publican unos 45 minutos antes del inicio de la hora de operación. El sistema que maneja el mercado en tiempo real despacha plantas generadoras cada 15 y 5 minutos, aunque bajo ciertas condiciones de la red, el ISO puede despachar por un solo intervalo de 1 minuto.

3.4.3 Servicios complementarios

Los servicios complementarios son productos energéticos que se utilizan para ayudar a mantener la estabilidad y confiabilidad de la red. Hay cuatro tipos de productos de servicios complementarios: regulación subir, regulación bajar, reserva rotante y reserva no rotante.

La energía de regulación se utiliza para controlar la frecuencia del sistema, que se debe mantener muy estrechamente alrededor de 60 [Hz], y varía a medida que los generadores cambian su producción de energía. Los recursos que brindan regulación están certificados por el operador ISO y deben responder a señales de control automático (AGC) para aumentar o disminuir sus niveles de operación según la necesidad.

La reserva en giro (o rotante) es la capacidad de reserva de las unidades de generación ya conectadas o sincronizadas a la red y que pueden entregar su energía en 10 minutos cuando se despachan. La reserva no rotante es la capacidad que se puede sincronizar con la red y aumentar a una carga específica en 10 minutos.

Los requisitos de reserva operativa en el mercado day-ahead generalmente se define como el máximo entre:

- 6.3 % de la demanda pronosticada,
- Requerimiento para sostener la contingencia simple más severa,
- 15 % de la producción solar pronosticada.

Los requisitos de reserva operativa en tiempo real se calculan de manera similar al del mercado day-ahead, excepto que en lugar del 6,3% del pronóstico de demanda se usa el 3 % del pronóstico de demanda más el 3 % de la generación.

3.4.4 Ofertas de convergencia

Los participantes del mercado pueden comprar o vender energía en el mercado diario con el requisito explícito de volver a comprarla o venderla en el mercado en tiempo real mediante ofertas de convergencia. No existe ningún requisito para que dichas ofertas estén respaldadas por activos físicos. Este tipo de licitación, también denominada licitación virtual, presiona los precios en los mercados del día siguiente y en tiempo real para que se acerquen o converjan, lo que reduce los incentivos para que los compradores y vendedores esperen para ofertar programas físicos en el mercado en tiempo real.

3.5 MERCADOS DE POTENCIA

En general los mercados de potencia son mecanismos que tratan de asegurar el suministro de energía eléctrica de manera confiable y segura para todas las condiciones de operación posibles. Los diseños de estos mecanismos toman diferentes formas, siendo el objetivo común garantizar la disponibilidad de suficiente capacidad de generación para satisfacer la demanda esperada a largo plazo.

Junto al aumento de medios de generación de ERV, cuyos niveles de penetración crecen continuamente, no solamente disminuye la inercia rotacional y la capacidad de cortocircuito de las redes, sino que además aumenta la volatilidad de la generación, lo cual ha hecho que algunos mercados del tipo “solo-energía” cambien o se encuentren en proceso de análisis de incorporar mercados de capacidad que incentiven nuevas inversiones o bien mantener ciertos activos disponibles.

Mercado de potencia en UK

El Mercado de Potencia en el Reino Unido es un mecanismo diseñado para asegurar la disponibilidad de capacidad de generación eléctrica suficiente para satisfacer la demanda proyectada. Este mercado se implementó tanto para enfrentar las preocupaciones sobre la posible escasez de energía como para incentivar inversión en nuevas fuentes de generación.

La Reforma del Mercado de Electricidad (EMR) fue un proceso que partió en 2010, con los objetivos de garantizar la seguridad del suministro eléctrico y promover inversión en medios de generación bajos en carbono. Como resultado, se implementó el Mercado de Potencia, cuya primera subasta tuvo lugar en diciembre de 2014 para el año de entrega 2018/2019.

El mercado de potencia tiene como objetivo proporcionar un suministro de electricidad confiable y seguro al garantizar que haya suficiente capacidad disponible para satisfacer la demanda, incluso durante períodos de punta o eventos imprevistos. Fomenta la inversión en nueva capacidad de generación y apoya la transición a un sistema energético bajo en carbono mediante la inclusión de proyectos de energía renovable.

El mercado de potencia opera a través de un proceso competitivo de subastas, que se lleva a cabo anualmente. La subasta está abierta a los diversos medios de generación, incluidas centrales térmicas tradicionales, proyectos de energía renovable y proveedores de respuesta de la demanda. La subasta principal (T-4) considera un tiempo de entrega a 4 años y el precio se establece como un mecanismo de casación para el valor de potencia licitada (el valor de potencia objetivo). A través de este mecanismo los generadores pueden lograr contratos hasta por 15 años, periodo durante el cual se obligan a proporcionar una cantidad específica de potencia. Esto significa que los requerimientos de potencia proyectados deben tener en cuenta el crecimiento de la demanda y también los contratos de largo plazo existentes.

El precio de la potencia se carga directamente a los suministradores, los que traspasan dicho costo a sus clientes finales.

Para tener en cuenta la disponibilidad y confiabilidad de cada tecnología, para el proceso de subasta se aplican ciertos factores de reducción. Estos factores reflejan la capacidad real o esperada con que se puede contar con dicha tecnología para el requisito general de capacidad. Es importante tener en cuenta que estos factores de reducción están sujetos a cambios con el tiempo a medida que evolucionan las políticas y las condiciones del mercado.

Para el caso especial de los sistemas de almacenamiento con baterías, estos factores también dependen de la duración del almacenamiento, como se muestra en la siguiente figura. Se puede observar una reducción mayor aplicada en los procesos de subasta a partir de 22/23 respecto de los aplicados en el proceso 21/22.

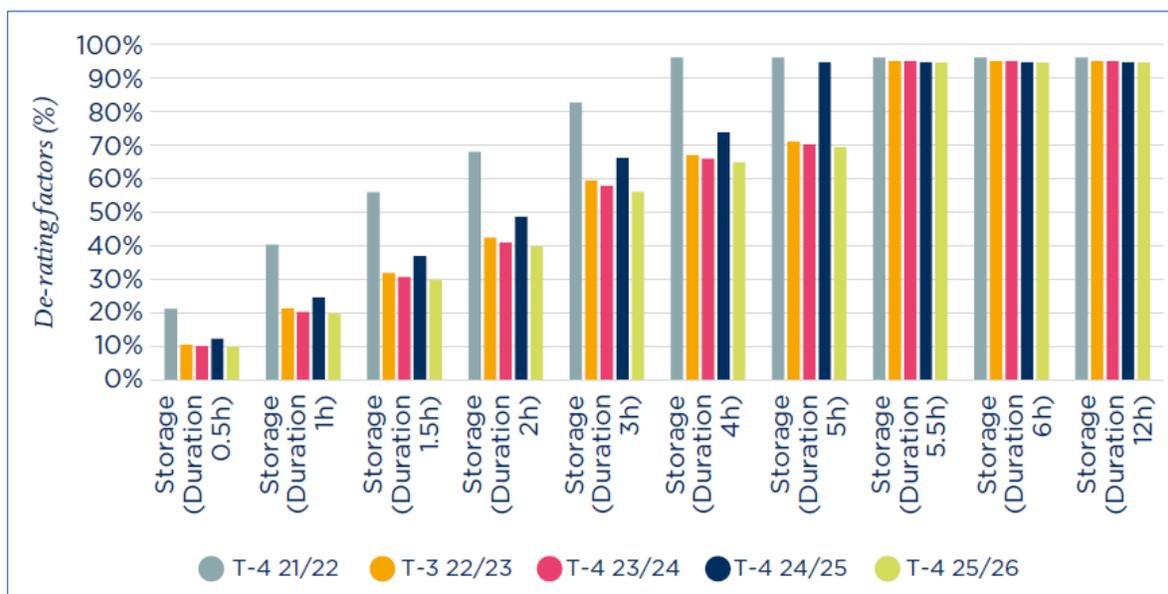


Figura 3.4 Factores de reducción para baterías

El Mecanismo de Suficiencia de Recursos en CAISO

El Operador Independiente del Sistema de California (CAISO) no tiene un mercado de potencia formal, similar a los que se encuentran en otras regiones o mercados de electricidad. Sin embargo, CAISO dispone de un programa de adecuación de recursos (RA) que funciona de manera parecida a un mecanismo de capacidad, para garantizar la confiabilidad de la red.

Si bien este programa de suficiencia de recursos de CAISO incorpora algunos elementos de un mercado de potencia, difiere de la estructura de un mercado de potencia clásico en donde la potencia se comercializa como un producto básico separado. En CAISO, la atención se centra en garantizar la adecuación de los recursos a través de obligaciones contractuales y sanciones por incumplimiento, en lugar de un mercado separado para la potencia. El mecanismo tiene como objetivo incentivar a los proveedores de recursos para que inviertan y mantengan recursos suficientes para garantizar un suministro confiable de electricidad.

El mecanismo de adecuación o suficiencia opera de la siguiente forma:

Pronóstico: CAISO pronostica la demanda esperada y evalúa la capacidad necesaria para satisfacerla.

Requisitos de suficiencia de recursos (RA): CAISO establece los requisitos de adecuación o suficiencia de recursos, que especifican el nivel mínimo de capacidad de generación necesario para garantizar la confiabilidad de la red. Estos requisitos se establecen en función de factores tales como la demanda prevista, los márgenes de reserva y las contingencias probables en el sistema.

Contratos: Los proveedores de recursos, tales como generadores de energía y entidades de servicio de carga (LSE), deben establecer contratos para asegurar la capacidad de generación necesaria para cumplir con los requisitos de suficiencia. Estos contratos pueden ser de largo plazo o transacciones de corto plazo.

Créditos de capacidad: CAISO asigna créditos de capacidad a los recursos que se han adquirido o contratado para cumplir con los requisitos de suficiencia. Los créditos de capacidad representan la contribución de un recurso a la capacidad general necesaria calculada por CAISO.

Cumplimiento y Verificación: Los proveedores de recursos deben demostrar el cumplimiento de los requisitos de suficiencia. Deben presentar la información sobre la capacidad que tienen disponible, la cual es verificada por CAISO. Este proceso garantiza que los recursos sean capaces de entregar su capacidad cuando sea requerido.

Evaluación del desempeño y sanciones: CAISO evalúa periódicamente el desempeño de los proveedores de recursos. Si un proveedor no entrega la capacidad contratada durante los períodos de estrés del sistema, son sujeto de sanciones.

Con la implementación de este Mecanismo de Suficiencia, CAISO garantiza que la red tiene la capacidad suficiente para satisfacer la demanda de manera confiable. El mecanismo alienta a los proveedores de recursos a invertir y mantener la generación, la respuesta a la demanda y otros recursos necesarios para respaldar la confiabilidad del sistema eléctrico de California.

El Mecanismo de Capacidad de Reserva en Australia (RCM)

AEMO, el Operador del Mercado Eléctrico de Australia, se encuentra operando el recientemente reformado Mecanismo de Capacidad de Reserva (RCM). Su objetivo es garantizar que el sistema interconectado sur- oeste disponga de suficiente capacidad de generación y respuesta de la demanda para evitar periodos de racionamiento. Para ello, la reforma que introdujo el Mecanismo de Capacidad de Reserva busca evaluar la contribución en potencia de las diversas instalaciones en un contexto de mercado restringido y permitir que nuevas tecnologías, incluyendo el almacenamiento, participen plenamente en este mercado. El mecanismo RCM es un proceso completamente separado del mercado de energía, con una periodicidad anual que se inicia el 1 de octubre de cada año, teniendo en cuenta que el periodo de máxima demanda ocurre desde octubre a marzo del año siguiente.

El procedimiento que lleva a cabo AEMO se compone de los siguientes pasos:

- Fijación del Requerimiento de Capacidad de Reserva a dos años vista.
- Asignación de Capacidad de Reserva Certificada y Créditos de Capacidad con base en la capacidad técnica de una Instalación.
- AEMO puede adquirir capacidad de reserva suplementaria si, en cualquier momento seis meses antes del inicio de un año de capacidad (periodo que inicia el 1 de octubre), determina que no hay suficiente capacidad disponible para satisfacer la demanda.
- Probar las Instalaciones para asegurarse de que están cumpliendo con sus Obligaciones de Capacidad de Reserva.
- Asignar un Requerimiento de Capacidad de Reserva Individual a cada Cliente del Mercado, con base en las contribuciones al pico del sistema, para distribuir equitativamente el costo de los Créditos de Capacidad entre los Clientes del Mercado.

Adicionalmente, dentro del Mercado Eléctrico Nacional (NEM), existe un mecanismo llamado Trader de Reserva de Confiabilidad y Emergencia (RERT). El RERT no es un mercado de capacidad tradicional, sino un mecanismo para abordar situaciones de disminución de la confiabilidad a corto plazo. Está diseñado para garantizar la disponibilidad de recursos adicionales cuando hay un déficit en el suministro o la posibilidad de interrupciones en el suministro.

Bajo el RERT, AEMO puede celebrar acuerdos con los participantes del mercado para adquirir capacidad de reserva o recursos de respuesta de la demanda, siempre que no estén comprometidos en el mercado tradicional. Estos recursos se activan cuando se pronostica un déficit en el suministro de electricidad, condiciones climáticas extremas u otras situaciones de emergencia que podrían amenazar la confiabilidad de la red.

El RERT es un mecanismo específico y temporal que opera fuera del mercado eléctrico mayorista regular. Permite a AEMO obtener recursos adicionales a corto plazo para abordar problemas de confiabilidad. Los participantes del mercado que ofrecen sus recursos a través del RERT reciben una compensación por su disponibilidad y participación en situaciones de emergencia.

3.6 RESUMEN DE LAS OPCIONES DE MERCADO

Como se puede apreciar de esta revisión de mercados, de manera natural hay una búsqueda de soluciones para mitigar la pérdida de capacidad de regulación asociada a los sistemas inerciales. En general se aprecia el requerimiento de dos tipos de servicios complementarios:

- un grupo de servicios asociados a la regulación de frecuencia: balance generación/demanda
- un grupo orientados a servicios de red: control de tensión y potencia reactiva.

Para el caso de equipamiento asociado a la entrega de potencia de cortocircuito, su objetivo principal es mantener el voltaje con la menor variación posible, siendo un servicio del tipo “local”, realizado a través de la entrega/absorción de potencia reactiva.

Por su parte, los servicios asociados al control de frecuencia requieren entrega/absorción de potencia activa, siendo un servicio del tipo “global”. En consecuencia, si un equipo para entrega de potencia de cortocircuito (PCC) desea participar entregando servicios de control de frecuencia, o en el mercado de suministro de energía, necesariamente debe disponer de alguna forma de almacenamiento de energía.

Participación en mercados de energía

En los tres países analizados los mercados de energía son del tipo oferta, con intervalos de transacción de 5 minutos, siendo los mercados “en tiempo real” (requerimientos de muy corto plazo) una opción para participar. En este caso, lo usual es que el precio corresponda al costo marginal o spot, el cual depende de la disponibilidad de energía en el sistema, siendo valores de una amplia variabilidad. En el siguiente gráfico se aprecia los precios promedio mensual para la energía en el mercado de California, donde se aprecia que en promedio los precios del mercado de 5 minutos siguen la misma tendencia que el precio del mercado day-ahead y el de 15 minutos. Los altos precios observados para diciembre de 2022 se deben a aumentos en el precio del gas natural.

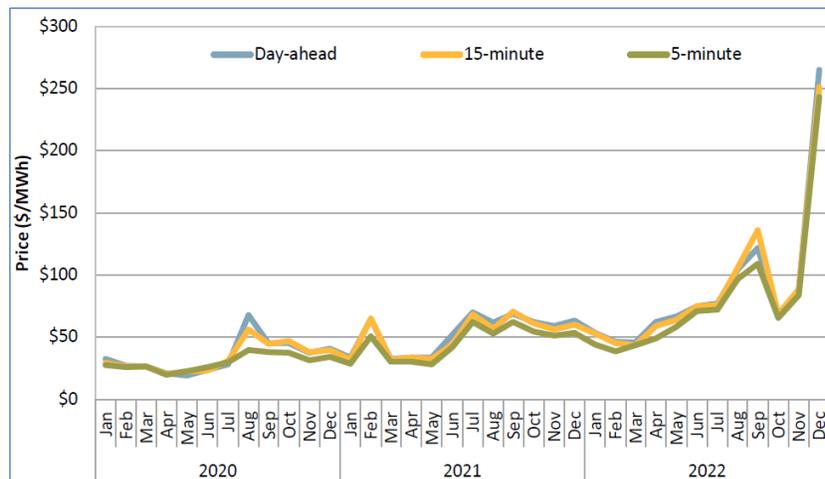


Figura 3.5. Precios promedio mensual de energía en CAISO

Participación en mercados de SSCC de regulación de frecuencia

Para el caso de participación en mercados de servicios complementarios de regulación de frecuencia, las posibilidades son más amplias. En caso de que el equipo en cuestión tenga algún sistema de almacenamiento de energía, es posible establecer estrategias de carga/descarga para los servicios de subir/bajar generación y también a la velocidad en que se debe entregar el servicio.

Los nuevos servicios definidos en UK, que se obtienen mediante subastas diarias, requieren respuestas entre 2 s y 60 minutos para Regulación Dinámica (DR), entre 0,5 s y 30 minutos para Moderación Dinámica (DM) y entre 0,5 s y 15 minutos para el servicio de Contención Dinámica (DC). Es decir, la potencia ofertada debe tener una duración mínima de 15 minutos (similar a algunos BESS instalados en el SEN en Chile). Reportes de la operación del mercado de DC en UK muestran precios ofertados de 17 libras/MW/h, considerándose un precio alto debido a la poca oferta disponible para este mercado, el cual requerirá del orden de 1 GW sólo para Contención Dinámica. Se supone que un precio de equilibrio para este servicio debería estar en un rango de 7 a 10 libras/MW/h.

En el mercado de California, el reporte de marzo de 2023, que muestra los resultados del trimestre octubre – diciembre de 2022, incluye los siguientes volúmenes de servicios complementarios requeridos, reflejados como valores medios mensuales:

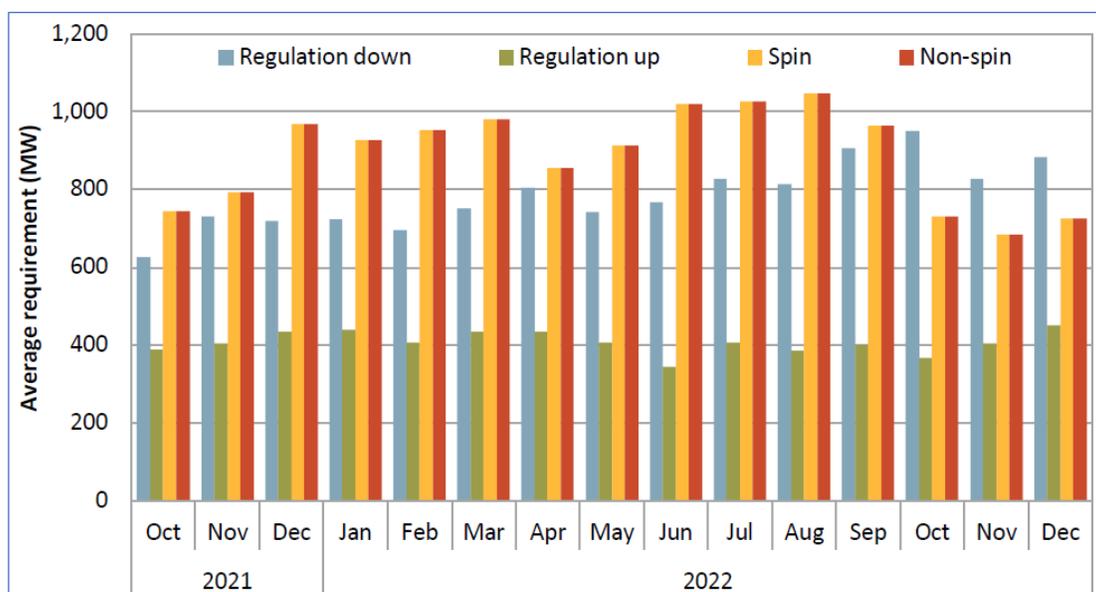


Figura 3.6. Requerimiento de SSCC por tipo en CAISO

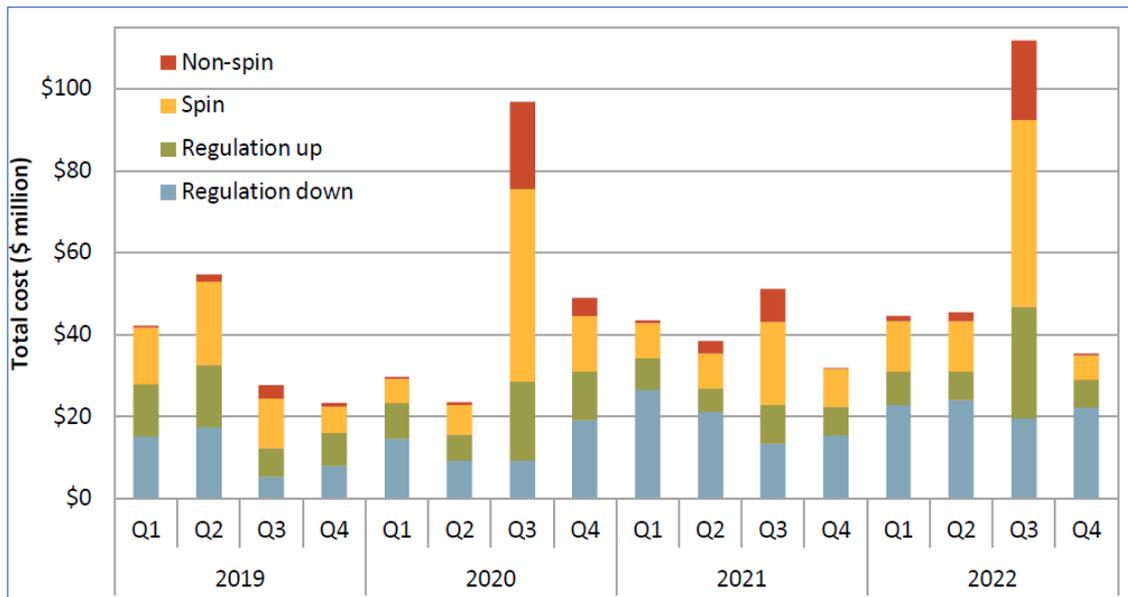


Figura 3.7. Costo de los SSCC por producto

De estos gráficos se puede observar que, para el trimestre octubre-diciembre de 2022 el servicio complementario que más recauda en CAISO es el de “regulación bajar”, con un precio alrededor de 10 USD/MW/h.

Se debe destacar que todos estos mercados han ido evolucionando en la medida que la necesidad de ciertos servicios se hace más evidente, aun cuando el nivel de penetración de ERV en ciertos sistemas es menor que en el caso chileno, en el cual en horas de sol puede existir un despacho de más de 70% de ERV (eólica y solar). Adicionalmente, se puede señalar que en términos de valor el mercado más relevante es el de energía, ya que los servicios complementarios tienden a ser solo una fracción de éste.

Participación en mercados de potencia

Licitaciones de potencia en el Mercado de UK

En el gráfico siguiente se muestra la potencia que ha sido subastada en los distintos procesos en el mercado de UK desde 2016 (TR 16/17), cuyo valor oscila alrededor de los 50.000 MW. Cabe señalar que el año 2023 se licitó 43000 [MW].

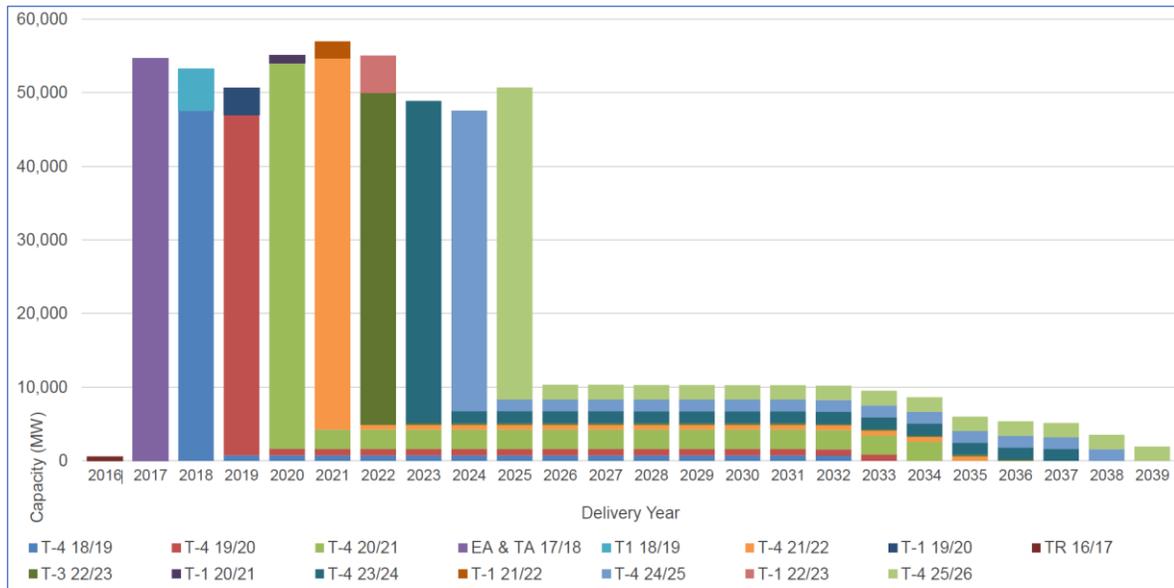


Figura 3.8 Potencia requerida por año de entrega por subasta

El resultado de la licitación T-4 25/26, por tecnología se muestran en la siguiente figura. Para el caso de las baterías, el valor licitado alcanzó los 1093,57 MW, que corresponde al valor de potencia una vez aplicado los factores de reducción (como se muestran en la Figura 4), el valor nominal de estos equipos alcanza los 3556 MW.

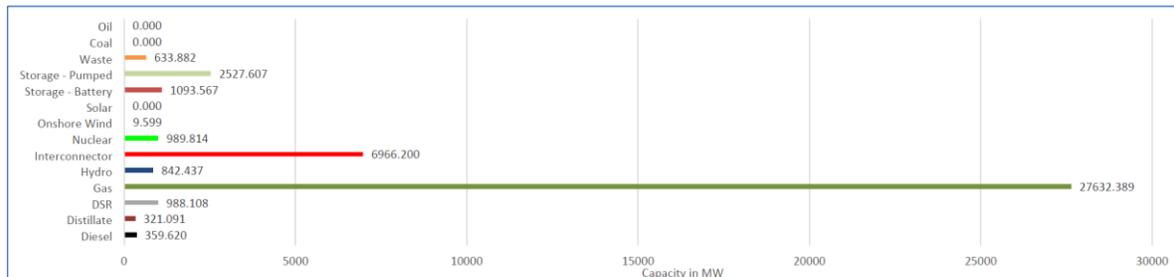


Figura 3.9 Potencia licitada por tecnología, T-4 25/26, valores en [MW]

Finalmente, en la siguiente tabla se muestra los precios de casación de cada licitación efectuada en el mercado de potencia de UK. Se puede apreciar el aumento significativo que han tenido estos precios en los últimos años, acercándose al valor que actualmente existe en Chile para el precio de nudo de la potencia (101,94 USD/kW/año)

Licitación	2014 T-4	2015 T-4	2016 T-4	2017 EA	2018 T-4	2020 T-3	2020 T-4	2021 T-4	2022 T-4	2023 T-4
GBP/kW/año	19,40	18,00	22,50	6,95	8,40	6,44	15,97	18,00	30,59	63,00
USD/kW/año ⁴	25,22	23,40	29,25	9,04	10,92	8,38	20,76	23,40	39,77	81,90
[GW]	49,26	46,35	51,98	54,43	50,50	45,06	43,75	40,10	42,4	43,00

Tabla 3.2 Valores de casación y volumen requerido en licitaciones de capacidad en UK

En la última licitación T-4, para entrega en el periodo 26/27 las baterías colocaron 1247 MW (correspondiente a la capacidad reducida). En la siguiente figura se muestra la composición del resultado de esta licitación por tipo de oferta.

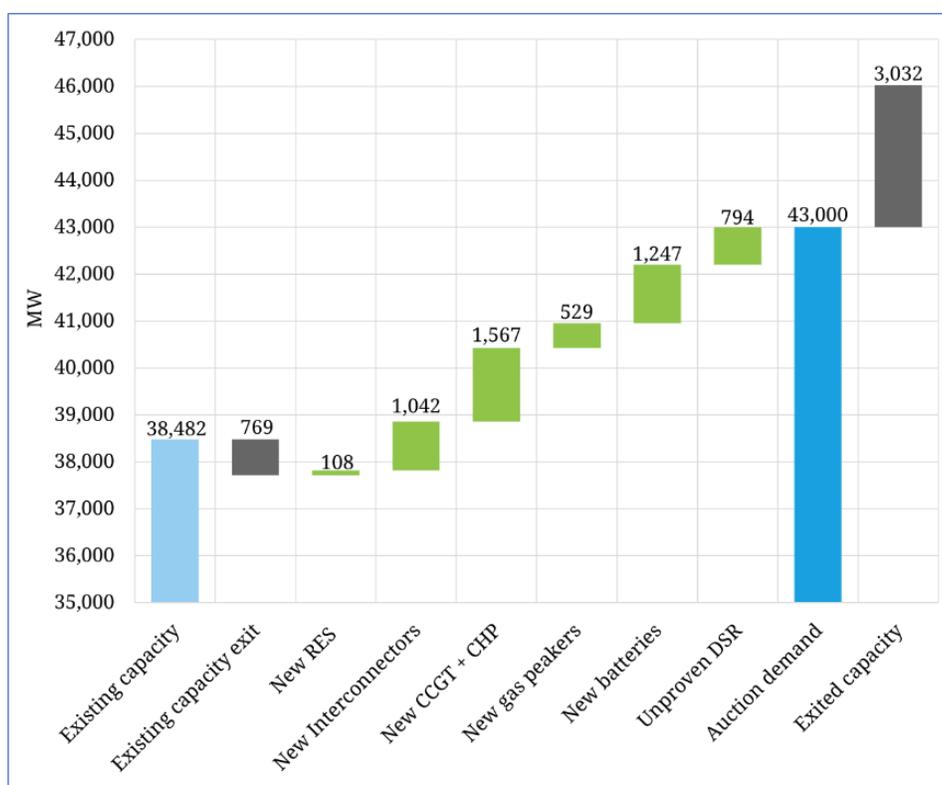


Figura 3.10 Resultado de la licitación de potencia T-4 26/27

Precio en el Mercado de Reserva de Capacidad de Australia

El Precio de la Reserva de Capacidad en el mercado australiano es calculado por el operador AEMO basado en una fórmula establecida en las Reglas del Mercado Mayorista. Un elemento relevante en la fijación de este precio es el Benchmark de Precio de Capacidad de Reserva, que se calcula cada año. Este valor para el proceso 2021 (año de potencia 2023-24) alcanza los 105.949,27 dólares australianos por MW/año, equivalentes a 72.045,5 USD/MW/año⁵ (6 USD/kW/mes).

⁴ Tasa de cambio a julio de 2023, GBP/USD = 1,3

⁵ Tasa de cambio a julio de 2023, AusD/USD = 0,68

4

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y
OPERACIÓN DE INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE
CORTOCIRCUITO E INERCIAS PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO
NACIONAL**

**DETERMINACIÓN DE POSIBLES ECONOMÍAS
DE ESCALA PARA LA INSTALACIÓN DE
PROYECTOS DE DIFERENTES TAMAÑOS DE
LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS QUE PUEDAN
APORTAR POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E
INERCIAS AL SEN**

4 ECONOMIAS DE ESCALA PARA LA INSTALACIÓN DE PROYECTOS DE DIFERENTES TAMAÑOS DE DISTINTAS TECNOLOGÍAS

Mediante un proceso de investigación y recopilación de distintas fuentes de información [15], relacionadas con costos de inversión para las distintas tecnologías que pueden aportar potencia de cortocircuito e inercia para el SEN, el Consultor ha preparado un análisis preliminar de estimaciones de economías de escala para la instalación de proyectos de diferentes tamaños de las distintas tecnologías que aportan potencia de cortocircuito e inercia al SEN.

El primer caso corresponde a una instalación de Condensadores Síncronos sin volante de inercia mediante dos etapas. Además de la fuente de información obtenida, se muestran valores de costos de inversión para la tecnología de SVC y STATCOM también en dos etapas.

	Etapa 1			Etapa 2			Etapa 1 + Etapa 2		
	Tamaño ---> 150 MVar			Tamaño ---> 150 MVar			Tamaño ---> 300 MVar		
	CCSS	SVC	STATCOM	CCSS	SVC	STATCOM	CCSS	SVC	STATCOM
Costo Inversión (MUSD)	10.942	14.122	13.575	7.633	6.487	12.519	18.575	20.609	26.094
CUI (USD/MVAr)	72.947	94.147	90.500	25.443	21.623	41.730	61.917	68.697	86.980
CUI (USD/kVAr)	72,9	94,1	90,5	25,4	21,6	41,7	61,9	68,7	87,0

CUI: Costo Unitario Inversión

Tabla 4.1 Cuadro comparativo Costos de Inversión tecnologías CCSS, SVC, STATCOM

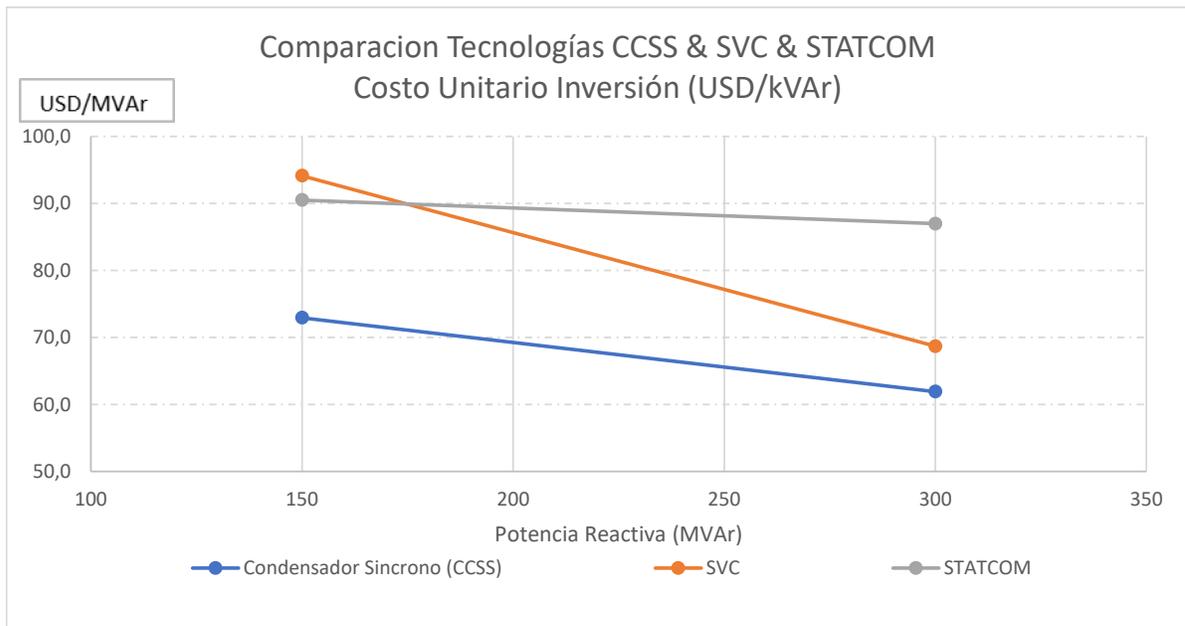


Figura 4.1 Comparación Costos Unitarios Inversión (USD/MVAR) SSCC & SVC & STATCOM

De la información recopilada se puede concluir que las economías de escala dado principalmente para la tecnología del tipo SVC y Condensador Síncrono se debe a lo siguiente:

1. Para el caso de la instalación del Condensador Síncrono, las economías de escala se dan principalmente en el equipamiento de sistema de conmutación y reactores de arranque de MT, Barra MT, Transformador e Edificio que alberga Condensador Síncrono. Es decir, existen algunas instalaciones como las indicadas anteriormente que para la etapa 2 de la instalación del segundo Condensador Síncrono, reducen sustancialmente el costo de inversión ya que resultan ser instalaciones comunes.
2. Asimismo, para la instalación de las tecnologías del tipo SVC y STATCOM, aunque el primero presenta una economía de escala importante producto de la reducción del costo de inversión del segundo equipo (etapa 2), las otras instalaciones que reducen el costo de inversión corresponden a las piezas de repuestos, Barra MT, Transformador y Contingencias.

Así, por ejemplo, para el caso de la tecnología del tipo Condensador Síncrono el fabricante ABB en la hoja de datos técnicos (ver Tabla 4.2) este tipo de instalaciones señala que la potencia reactiva puede ser hasta 80 MVAR y por lo tanto mayor capacidad es posible mediante unidades en paralelo como se muestra en la Figura 4.2.

Datos Técnicos	
Potencia Reactiva	Hasta 80 MVAR (mayor potencia con unidades paralelas)
Voltaje	Hasta 15 kV
Frecuencia	50/60 Hz
Velocidad	1000/1200/1500/1800 rpm, 4 o 6 polos
Potencia de Cortocircuito	A medida (mayor potencia de cortocircuito con unidades en paralelo)
Capacidad de Sobrecarga	A medida
Inercia	Hasta 450 MW con Volante de Inercia (mayor inercia con unidades paralelas)
Tensión máxima	15 kV
Soportabilidad	(+10% continuos)
Excitación	Sin escobillas, suministro de excitación PMG
Clase Aislamiento/ Aumento Temperatura	<ul style="list-style-type: none"> • Condensador: Clase F/B (estator), Clase H/B (rotor) • Pony motor: Clase F/B
Montaje	Horizontal
Enfriamiento	• Condensador: IC81W or IC616
	• Volante de Inercia: IC86W or IC36
	• Pony motor: IC 411
Clase IP	Hasta IP56
Standards	IEC o NEMA

Tabla 4.2 Datos técnicos Condensador síncrono – fabricante ABB

<p>Descripción general del paquete modular</p> <p>Este ejemplo muestra dos sistemas de conversión en paralelo, enfriados por agua o aire, y volantes de inercia con interruptores del condensador síncrono (CCB, por sus siglas en inglés) en el lado secundario de un transformador elevador de tres enrollados. La implementación de unidades en paralelo con volantes de inercia proporciona una mayor potencia reactiva, potencia de cortocircuito e inercia</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Un motor pequeño de arranque, denominado pony, lleva el condensador síncrono a la velocidad sincrónica de la red eléctrica con la ayuda de un variador de velocidad (VSD, por sus siglas en inglés). 2. La excitación se conecta por completo. Los reguladores de voltaje y factor de potencia comienzan a funcionar, basándose en el voltaje y factor de potencia de referencia. 3. Cuando se alcanza la sincronización entre la red y el condensador síncrono, se cierra el interruptor hacia el sistema eléctrico. El condensador síncrono ahora está en funcionamiento en línea. 4. Después de una sincronización exitosa, el motor pony se desenergiza y funciona en vacío junto con el condensador síncrono
---	---

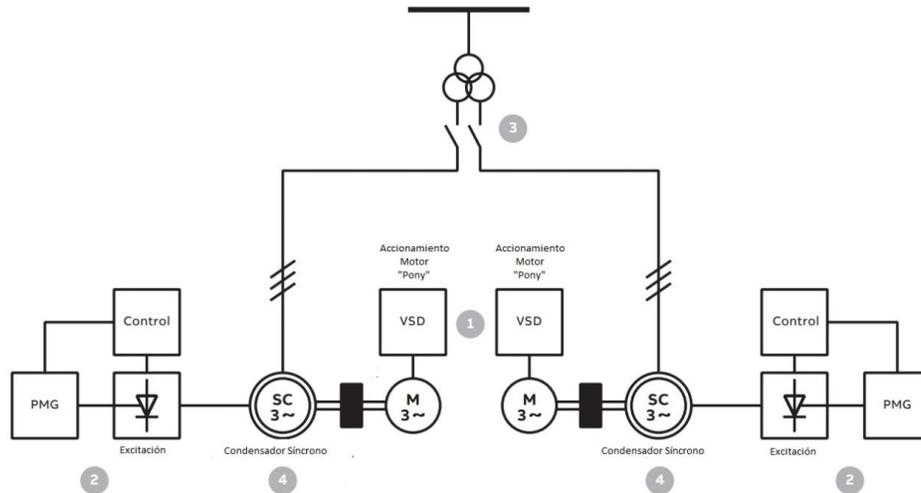


Figura 4.2 Diagrama Unilínea Conexión Condensadores Síncronos Configuración en paralelo

Producto de lo anterior, para este caso particular las economías de escala se obtienen de las instalaciones comunes (barra MT, Transformador elevador, etc.) y no necesariamente de los equipos principales que conforman las instalaciones de los Condensadores Síncronos.

En una segunda publicación [23] de la Figura 4.3 se muestra la disminución del costo de inversión (economías de escala) que presentan tanto la tecnología del tipo SVC y STATCOM, para un rango de operación entre 100 MVar y 400 MVar, donde el costo unitario (USD/kVar) para la tecnología del tipo STATCOM decrece entre un rango aproximado de 130 USD/kVar y 100 USD/kVar para 100 MVar a entre un rango aproximado de 100 USD/kVar y 60 USD/kVar para 400 MVar.

Esta segunda publicación indica que los costos unitarios de inversión (USD/kVar) de los principales dispositivos FACTS han sido obtenidos en su mayor parte de la base de datos de SIEMENS y de la Electric Power Research Institute (EPRI).

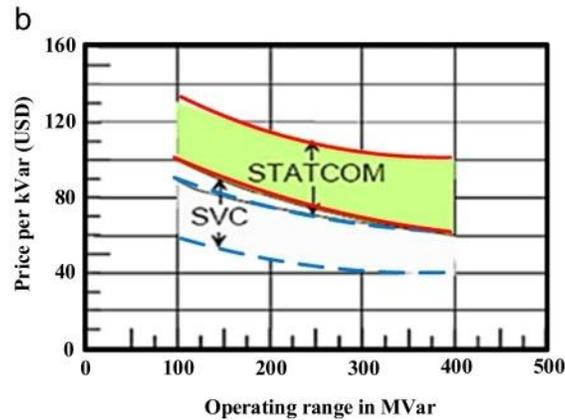


Figura 4.3 Costo Unitario de inversión SVC y STATCOM en USD/KVar

Una tercera fuente de información[24][25][26] en relación a una posible economía de escala por la instalación de Condensadores Síncronos se presenta en base a lo siguiente:

1. El Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) está llevando adelante la Licitación de Servicios Complementarios Control de Tensión (SSCC CT) mediante la cual se requiere una potencia de cortocircuito de aproximadamente 6.818 MVA en cuatro (4) subestaciones de la zona Norte del SEN. El valor referencial de esta Licitación SSCC CT es de 255 MMUSD.
2. Por su parte, la Comisión Nacional de Energía (CNE) en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2022 de mayo 2023, establece como Obra Nueva un nuevo sistema de compensación reactiva mediante condensadores sincrónicos, cuyo objetivo es aportar un monto equivalente de al menos, 4.600 MVA de potencia de cortocircuito en las barras de 220 kV de la S/E Kimal, con el objetivo de mejorar los niveles de fortaleza de la red en dicha barra del sistema. Sin embargo, se indica que la licitación de esta obra quedará condicionada al resultado de la licitación del SSCC CT realizada por el Coordinador, para lo cual deberá reevaluarse el dimensionamiento de este proyecto en función del remanente de potencia de cortocircuito en la barra de la S/E Kimal de forma tal de obtener, al menos, los 4.600 MVA de potencia de cortocircuito requeridos. El valor referencial de esta obra nueva es de 284,9 MMUSD aproximadamente.

Producto de lo anterior, en la Figura 4.4 siguiente se muestra la curva de regresión lineal obtenida a partir de los valores de costos de inversión (USD) referenciales y la potencia de cortocircuito (MVA).

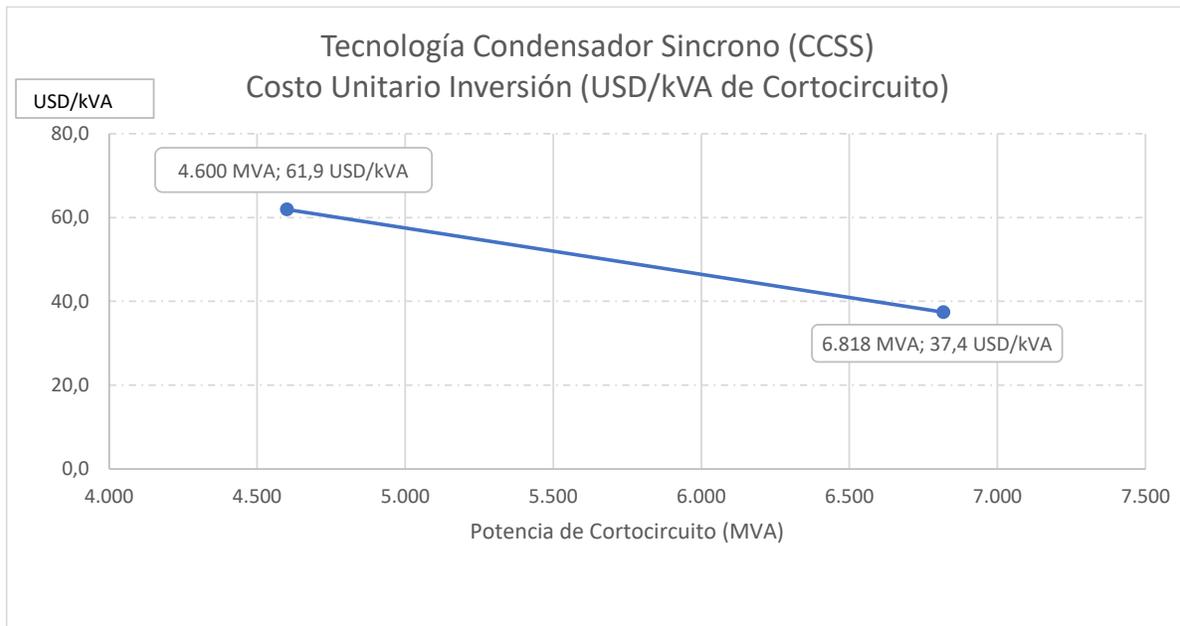


Figura 4.4 Comparación Costo Unitario Inversión de Condensador Síncrono

A partir de los costos de inversión (USD/kVA) obtenidos de las referencias señaladas para las tecnologías del tipo condensadores síncronos, SVC y STATCOM, es posible confirmar las economías de escala que se obtienen y se muestran en las Figuras 4.1, 4.3 y 4.4. Para el caso de Condensadores Síncronos, si bien las referencias disponibles y utilizadas corresponden a proyectos de distintas fechas, la tendencia a una reducción de los costos de inversión (USD/kVA) que corresponde a lo que denominados “economías de escala” se muestra tanto en la Figura 4.1 y 4.4.

Asimismo, para la tecnología del tipo SVC y STATCOM, esta tendencia a la baja en los costos de inversión a medida que el tamaño del equipo aumenta, también queda demostrado a través de la Figura 4.3, donde la economía de escala para un tamaño cualquiera se muestra a través de un rango en el costo de inversión /USD/kVA)

Respecto de la tecnología del tipo reconversión de centrales térmicas, dado que corresponde en definitiva a un proyecto caso a caso que solo es cuantificable por el propietario de la unidad generadora, no fue posible obtener fuentes de información al respecto.

5

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y
OPERACIÓN DE INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE
CORTOCIRCUITO E INERCIAS PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO
NACIONAL**

**RESUMEN EJECUTIVO - BASES DE
LICITACION SERVICIO COMPLEMENTARIO
DE CONTROL DE TENSIÓN POR APORTES DE
POTENCIA DE CORTOCIRCUITO**

5 RESUMEN EJECUTIVO - BASES DE LICITACION SERVICIO COMPLEMENTARIO DE CONTROL DE TENSIÓN POR APORTES DE POTENCIA DE CORTOCIRCUITO

De acuerdo a lo establecido en el Objetivo N° 1 de las Especificaciones Técnicas de la Licitación Pública ID 610-5-LE23 denominada “Estudio de Costos de Inversión, Mantenimiento y Operación de instalaciones que aportan potencia de cortocircuito e inercia para el Sistema Eléctrico Nacional”, el Consultor realizará el Resumen Ejecutivo de las Bases de Licitación del Servicio Complementario de Control de Tensión (en adelante “SSCC CT”) que lleva adelante el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional (en adelante “Coordinador Eléctrico Nacional”), en el contexto de su aplicación en el desarrollo del presente Estudio

Según lo señalado en la normativa eléctrica vigente, corresponde al Coordinador Eléctrico Nacional, elaborar las Bases de Licitación y efectuar la Licitación Pública Internacional para adjudicar el Servicio Complementario de Control de Tensión por Aportes de Potencia de Corto Circuito, indicado en el Informe de Servicios Complementarios Año 2023^{6,7}.

El SSCC CT es imprescindible para mantener operando el sistema dentro de los estándares exigidos por la NTSyCS. Debido al carácter local del Control de Tensión y con el fin de identificar los recursos que tienen mayor influencia en el control sobre las barras del sistema, dentro del Informe de Servicios Complementarios Año 2023, se definieron distintas Áreas de Control de Tensión, entre las cuales se destaca la del Norte Grande, esta abarca desde el extremo norte del SEN hasta la Subestación Los Changos.

En el Área de Control de Tensión Norte Grande se identificó un déficit de aportes a la potencia de corto circuito trifásico (que se traduce en disminución de la fortaleza de la red) al menos a partir del año 2025 será necesario contar con nuevas instalaciones para la provisión de potencia de cortocircuito trifásico por barra. Lo anterior con el objetivo de mantener niveles mínimos que garanticen una operación segura del SEN en aquellas zonas más afectadas por la disminución de los niveles de corto circuito, producto del proceso de descarbonización acelerada y los altos niveles de penetración de generación renovable variable basada en inversores seguidores de red.

De las tecnologías existentes en el mercado la única que cumple con las condiciones para proveer el requerimiento de potencia de cortocircuito son los condensadores sincrónicos, ya sea nuevas instalaciones o proveniente de unidades reconvertidas. No se considerará en el proceso licitatorio equipos en base a electrónica de potencia con tecnología del tipo Grid-forming.

⁶ <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/servicios-complementarios/isscc/ano-2023/informe-de-sscc-2023-version-diciembre-2022/>

⁷ <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/10/Consideraciones-Generales-Licitacion-de-Recursos-para-el-Control-de-Tension.pdf>

Tal como se señala en párrafos anteriores, se ha definido que partir del año 2025 es necesario contar con nuevas instalaciones para la provisión del servicio complementario de control de tensión y de esta manera aumentar la potencia de cortocircuito trifásico en determinadas barras del sistema, según se informa en el Informe de Servicios Complementarios 2023 publicado el día 21 de diciembre de 2022. Lo anterior con el objetivo de garantizar una operación segura del SEN en aquellas zonas más afectadas por la disminución de los niveles de cortocircuito, producto de la descarbonización acelerada y los altos niveles de penetración de generación renovable basada en inversores seguidores de red.

Para cumplir con el requerimiento indicado, y de acuerdo con lo establecido en el artículo 42 del DS113⁸, el Coordinador Eléctrico Nacional ha elaborado las Bases de Licitación, donde se establecen entre otros, las condiciones objetivas que serán consideradas para determinar la licitación, la información técnica y comercial que deberán entregar las empresas participantes, los requisitos técnicos y financieros que deberán cumplir los Proponentes, los plazos, las Garantías exigidas durante el proceso de licitación, la descripción del desarrollo del proceso y de las condiciones de adjudicación. Asimismo, establecerán los requisitos necesarios, los plazos de entrega y modalidad de presentación de las ofertas administrativas, técnicas y económicas correspondientes.

Adicionalmente, las Bases de Licitación y sus respectivos Anexos, contienen los términos, alcances del Servicio Complementario a prestar y la administración de la construcción que el adjudicatario y el Coordinador deben utilizar.

Asimismo, las Bases de Licitación consideran dos alternativas técnicas de solución, la primera corresponde a la conexión de Condensadores Sincrónicos al SEN, y la segunda, corresponde a la Reconversión de Instalaciones de Generación existentes a efectos de cumplir con los requerimientos de control tensión indicados con mayor detalle en las Bases Técnicas y Funcionales (en adelante “BTF”).

La Adjudicación contempla además el desarrollo de ingeniería, obtención de permisos públicos y privados, ejecución de la construcción y operación de las Obras, de acuerdo con las condiciones establecidas en las Bases de Licitación, en los términos que se indican en el Instrumento de Aceptación de la Adjudicación, y según lo dispuesto en la normativa vigente aplicable al proceso licitatorio y a la prestación del Servicio Complementario.

Por su parte, las Bases de Licitación comprenden entre otros documentos las Bases Administrativas Generales (BAG), Bases de Ejecución para nueva infraestructura de Servicios Complementarios (BESSCC), Documentos de la Oferta Administrativa, Oferta Técnica y Oferta Económica, Bases Técnicas y Funcionales (BTF), Planos, Diagramas, Especificaciones Técnicas, Hojas de Características Técnicas de Equipos, Planillas de cálculo (Excel) de factores de efectividad y niveles de cortocircuito para modelación, las cuales se estructuran de la siguiente manera:

⁸ Aprueba Reglamento de Servicios Complementarios a los que se refiere el Artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos

01 Bases de Licitación Administrativas

- 22_SSCC_Bases Administrativas Generales (BAG)_Rev.0.pdf
 - 22_BAG-SSCC – Anexo 2
- 22_SSCC_Bases de Ejecución (BESSCC)_Rev.0.pdf

02 Bases Técnicas

- 22_SSCC_Bases Técnicas Funcionales (BTF)Rev.0.pdf
- Anexos BTF
 - Anexo 1
 - DEE (Diagrama de Disposición de Equipos)
 - DUF (Diagrama Unilineal Funcional)
 - EETT (Especificaciones Técnicas de Equipos Primarios y de Diseño)
 - HCTE (Hojas de Características Técnicas de Equipos)
 - Anexo 2
 - Factores de Efectividad.xlsx
 - Niveles de Cortocircuito para modelación.xlsx

Las Bases Técnicas y Funcionales cubren los requisitos técnicos de diseño y desempeño del Servicio Complementario de Control de Tensión (SSCC CT) por Aportes de Potencia de Corto Circuito a través de Condensadores Síncronos.

Adicionalmente, se establece que de las tecnologías existentes en el mercado la única que cumple con las condiciones para proveer el requerimiento de potencia de cortocircuito son los condensadores sincrónicos, ya sea mediante nuevas instalaciones o proveniente de unidades generadoras reconvertidas. Asimismo, se señala que no se considerará en el proceso licitatorio equipos en base a electrónica de potencia con tecnología del tipo Grid-forming.

Respecto del contenido de las Bases Técnicas y Funcionales (en adelante “BTF”), estas comprenden once (11) Capítulos y dos (2) Anexos, según el siguiente detalle:

- Capítulo 1: Introducción
- Capítulo 2: Definiciones y Abreviaturas
- Capítulo 3: Estándares
- Capítulo 4: Alcance del Proyecto
- Capítulo 5: Subestaciones de Referencia y Zona de Influencia
- Capítulo 6: Requerimientos Normativos y Datos del Sistema
- Capítulo 7: Criterios Generales de Diseño para un Condensador Síncrono
- Capítulo 8: Solución de Conexión
- Capítulo 9: Criterios Generales de Diseño de Reconversión de Unidades Generadoras

Capítulo 10: Especificaciones y Particularidades Técnicas

Capítulo 11: Ciberseguridad

Anexo 1: DEE - Diagrama de Disposición de Equipos

DUF - Diagrama Unilineal Funcional

EETT - Especificaciones Técnicas de Equipos Primarios y de Diseño

HCTE - Hojas de Características Técnicas de Equipos

Anexo 2: Factores de Efectividad.xlsx

Niveles de Cortocircuito para modelación.xlsx

En primer lugar, El Capítulo 1 realiza una Introducción donde se señala que el Proceso de Licitación a que se refiere las Bases de Licitación, corresponderá al Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, efectuar una Licitación pública internacional para adjudicar el Servicio Complementario de Control de Tensión por Aportes de Potencia de Corto Circuito, indicado en el Informe de Servicios Complementarios Año 2023. Además, se establece que las Bases Técnicas y Funcionales cubren los requisitos técnicos de diseño y desempeño del Servicio Complementario de Control de Tensión por Aportes de Potencia de Corto Circuito a través de condensadores síncronos.

A continuación, el Capítulo 2 las BTF establece una serie de Definiciones y Abreviaturas de la Terminología utilizada en dicho documento. Posteriormente, el Capítulo 3 hace referencia a los Estándares utilizados en las BTF destacando en particular la NTSSCC, NTSyCS, Anexos Técnicos y Normas y Estándares Internacionales, tales como IEC, IEEE y CIGRE. Se incluye además un listado no exhaustivo de estándares internacionales aplicables al Proyecto que deberán ser considerados por los Proponentes.

Por su parte, el Capítulo 4 de las BTF establece el Alcance General del Proyecto destacando que el Proponente que resulte favorecido con la Adjudicación (Adjudicatario), deberá cumplir con todos los requerimientos establecidos en las Bases de Licitación, su Propuesta y el Contrato. Asimismo, este Capítulo incluye una descripción del Alcance del Proyecto de Condensador Síncrono y del Proyecto de Reconversión de una unidad generadora existente (o retirada) a un Condensador Síncrono, según lo siguiente.

Alcance del Proyecto de Condensador Síncrono

Se establece que en el caso que el Proponente presente una oferta vinculada a un nuevo condensador síncrono, esta debe comprender la máquina síncrona, así como todo el equipamiento secundario y auxiliar que habilite su operación, tal como sistema de arranque, sistema refrigeración, interruptor, transformador elevador, entre otros.

Adicionalmente, la Propuesta debe contener la solución de conexión al sistema eléctrico que conecte el nuevo condensador síncrono al SEN. Para el punto de conexión al SEN se identifican al menos las siguientes opciones:

1. En el caso que la subestación donde se conecta el proyecto sea Servicio Público y cuente con posiciones disponibles: el titular del proyecto adjudicado deberá solicitar la conexión mediante el Régimen de Acceso Abierto que establece el artículo 79° de la LGSE⁹.
2. En el caso que la subestación donde se conecta el proyecto sea de Servicio Público y no cuente con posiciones disponibles, se identifican las siguientes alternativas:
 - A. Ampliación de la Subestación: el titular del proyecto adjudicado podrá solicitar a través del propietario de dicha subestación, su ampliación mediante el uso del artículo 102° de la LGSE.
 - B. Nueva subestación Seccionadora: de manera alternativa a lo descrito anteriormente, el titular adjudicatario del proyecto podrá gestionar mediante la aplicación del artículo 102°, la construcción de una nueva subestación seccionadora, para lo cual no requiere de la intermediación del propietario de la línea de transmisión que secciona.
3. En el caso que la subestación no sea de Servicio Público, el titular adjudicatario podrá solicitar la conexión mediante el Régimen de Acceso Abierto que establece el artículo 80° de la LGSE. En caso se requiera una ampliación de dicha subestación, el titular del proyecto adjudicado deberá solicitarla al propietario de dicha subestación.

Alcance del Proyecto de reconversión de una unidad generadora existente (o retirada) a un Condensador Síncrono

Se establece que en el caso que el Proponente presente una oferta de reconversión de una unidad generadora existente (o retirada) a un condensador síncrono, el Proyecto debe contener todas las adecuaciones a la máquina síncrona, así como al equipamiento secundario y auxiliar existente necesario para su operación como condensador síncrono. Entre las adecuaciones necesarias se distingue el desacople de la turbina, la incorporación de un sistema de partida, modificaciones al sistema de control, instalación de un volante de inercia, obras civiles, entre otras.

Asimismo, en relación a la vida útil de los componentes existentes debe verificarse y realizar las modificaciones o reemplazo de aquellos componentes que no cumplan con el desempeño de la máquina o sistema. Además, se establece una vida útil de al menos 25 años para los componentes existentes y modificados o reemplazados producto de la reconversión.

A continuación, en el Capítulo 5 se indica que en el Informe de Servicios Complementarios (ISSCC) 2023 y en base a estudios técnicos específicos realizados por el Coordinador Eléctrico Nacional, se ha determinado la necesidad de incrementar el nivel de potencia de cortocircuito en cuatro (4) barras del Sistema Eléctrico Nacional, con el fin de contribuir a la estabilidad y control de tensión. Las barras consideradas de referencia y donde se requiere mejorar el cortocircuito son las indicadas en la Tabla 5.1 siguiente:

⁹ Ley General de Servicios Eléctricos

N°	Subestación Candidata	Propietario
SE1	Ana María 220 kV	TSGF SpA
SE2	Nueva Chuquicamata 220 kV	TSGF SpA
SE3	Likanantai 220 kV	Engie Energía Chile S.A.
SE4	Illapa 220 kV	Diego de Almagro Transmisora de Energía S.A.

Tabla 5.1: Barras de referencia para la conexión de Condensador Síncrono

Lo anterior, hace necesario calcular el aporte o contribución efectiva a la potencia de cortocircuito de dichos proyectos en las cuatro (4) Barras de referencia, lo que se realiza a través de factores de efectividad, que entregan una aproximación del posible aporte efectivo de la potencia de cortocircuito de su proyecto a las barras donde se define el requerimiento, y es una forma de caracterizar la distancia eléctrica del proyecto a dichas barras.

Adicionalmente, aunque la Bases Técnicas y Funcionales no establecen los requerimientos técnicos principales de la Licitación del SSCC CT, mediante la información disponible en el Informe de Servicios Complementarios 2023, diciembre 2022, se muestra mediante la Tabla 5.2 siguiente la información técnica de la Licitación antes señalada.

Barra	Corriente de Cortocircuito ⁽¹⁾ (kA)	Impedancia ⁽²⁾ (p.u.)	Potencia de Cortocircuito ⁽³⁾ (MVA)
Ana Maria 220 kV	7,3	0,15	2.774
Nueva Chuquicamata 220 kV	1,4	0,15	543
Likanantai 220 kV	4,7	0,15	1.773
Illapa 220 kV	4,5	0,15	1.728

⁽¹⁾ Corresponde a la corriente de cortocircuito en nivel 220 kV

⁽²⁾ Corresponde a la impedancia de vinculación (p.u.), determinada y utilizada por el CEN en el Informe de SSCC 2023.

⁽³⁾ Corresponde a la potencia de cortocircuito aportada en la barra por un equipo estándar (condensador síncrono)

Tabla 5.2 Requerimientos técnicos principales de la Licitación del SSCC CT

De este análisis se evaluaron un número de total de 15 barras candidatas adicionales donde sería posible conectar el proyecto de Condensador Síncrono o realizar el proyecto de reconversión de una unidad generadora existente (o retirada) a un Condensador Síncrono. El listado de barras se muestra en la Tabla 5.2 siguiente.

N°	Subestación Candidata	Propietario
SE5	San Simón 220 kV	Austriansolar Chile Cuatro Spa
SE6	Cóndores 220 kV	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.
SE7	Cóndores 110 kV	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.
SE8	Parinacota 220 kV	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.
SE9 ¹⁰	Central Tocopilla 110 kV	Engie Energía Chile S.A.

¹⁰ Estas subestaciones están pensadas para reconversión de centrales generadoras existentes (o retiradas del SEN)

SE10 ¹¹	Central Tocopilla 220 kV	Engie Energía Chile S.A.
SE11 ¹¹	Tarapacá 220 kV	Enel Generación Chile S.A.
SE12	Centinela 220 kV	Red Eléctrica del Norte 2 S.A.
SE13	Nueva Pozo Almonte 220 kV	Red Eléctrica del Norte S.A.
SE14	María Elena 220 kV	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.
SE15	Frontera 220 kV	Transelec S.A.
SE16	Carrera Pinto 220 kV	Transelec S.A.
SE17	El Salado 110 kV	Transelec S.A.
SE18	Encuentro 220 kV	Transelec S.A.
SE19	Miraje 220 kV	Transelec S.A.

Tabla 5.3: Barras candidatas para la conexión de Condensador Síncrono

Por su parte, tal y como se señala en la sección 4.2 de las Bases Administrativas Generales, los Proponentes podrán presentar ofertas con puntos de conexión distintos a los informados en la Tabla 1 y Tabla 2, siempre que este punto de conexión cumpla con los siguientes requerimientos:

- La Tensión del punto de conexión al sistema eléctrico debe ser igual o superior a 110 kV.
- Durante la etapa “Periodo para consultas de los Participantes” definida en la sección 5.1 de las Bases Administrativas Generales el Proponente deberá solicitar al Coordinador al cálculo del factor de efectividad del punto de conexión del Proyecto.
- El factor de efectividad determinado por el Coordinador Eléctrico Nacional e informado al Proponente en la etapa “Período para respuestas a las consultas” debe ser mayor o igual a 40% en alguna de las cuatro (4) barras de referencia donde se define el requerimiento (Tabla 6.1) para un aporte de cortocircuito de 500 MVA.

Adicionalmente, respecto de los requerimientos sísmicos se establece que el Proponente deberá cumplir con lo señalado en la edición vigente de la NTSyCS y su Anexo Técnico “Exigencias Mínimas para el Diseño de Instalaciones de Transmisión”, Título V, artículo 13 de la NTSyCS se establece que, para asegurar la calidad asísmica de las instalaciones de transmisión, en su diseño se aplicarán las normas chilenas vigentes. En los casos en que no exista norma chilena aplicable, se deberá usar la especificación técnica ETG-1020 de ENDESA o la IEEE Std 693-2005, en la condición de “High Seismic Level” con “Projected performance” factor mayor o igual a 2,0. Asimismo, para las obras civiles que no correspondan a estructuras de soportes ni a fundaciones para equipos, el Adjudicatario deberá cumplir con las normas chilenas NCH 433 diseño sísmico de edificios y NCH 2369 Diseño Sísmico de instalaciones industriales.

¹¹ Estas subestaciones están pensadas para reconversión de centrales generadoras existentes (o retiradas del SEN)

El Capítulo 6 resume la información del sistema mediante una breve descripción del sistema eléctrico y específicamente del área de influencia donde se deberá emplazar el Proyecto. Se incluyen además los requerimientos mínimos para el Proyecto. Contempla además requerimientos definidos en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) y requerimientos adicionales necesarios para el correcto diseño del Proyecto.

Se establece además que los requerimientos técnicos mínimos establecidos en este Capítulo corresponden a los elementos principales a considerar en el diseño del Proyecto, no obstante, los Proponentes deberán cumplir todos los requerimientos adicionales establecidos en la NTSyCS y sus Anexos, que no se mencionan explícitamente en estas BTF.

Especial atención en este Capítulo se deberá tener respecto de denominado Factor de Efectividad (FE) que para un proyecto conectado en una determinada barra del SEN se define como la relación entre su contribución a la potencia de cortocircuito en las barras donde se define el requerimiento, ante un cortocircuito trifásico en dichas barras y la potencia de cortocircuito aportada por el proyecto en su propia barra de conexión al SEN ante un cortocircuito trifásico en la dicha barra (lado de alta tensión del transformador elevador). Este Factor de Efectividad (FE) tiene relevancia dado que el mecanismo de Adjudicación considera la aplicación de un algoritmo técnico – económico que incluye el FE mediante combinaciones de proyectos que permitan cubrir el requerimiento a mínimo costo.

El Capítulo 7 de la BTF presenta los criterios generales a considerar, por parte de los Proponentes, en el diseño de proyectos que consideren la instalación de nuevos condensadores síncronos, tal y como indica la sección 7.3 de las BAG¹².

La instalación del condensador síncrono constará, y no limitándose solo a esto, de los siguientes componentes principales: (1) máquina síncrona; (2) transformador elevador; (3) sistema de excitación; (4) sistema de arranque; (5) ductos de barras de fase aislada; (6) Sistema de control y protección; (7) Transformador y equipos auxiliares; (8) Interruptor del generador GCB; (9) Sistema de refrigeración; (10) Obras Civiles y (11) Volante de Inercia. Dependiendo del emplazamiento, este puede ser construido dentro de un edificio o al aire libre. La Figura 5.1 muestra la configuración de una instalación típica de condensador síncrono.

¹² Bases Administrativas Generales

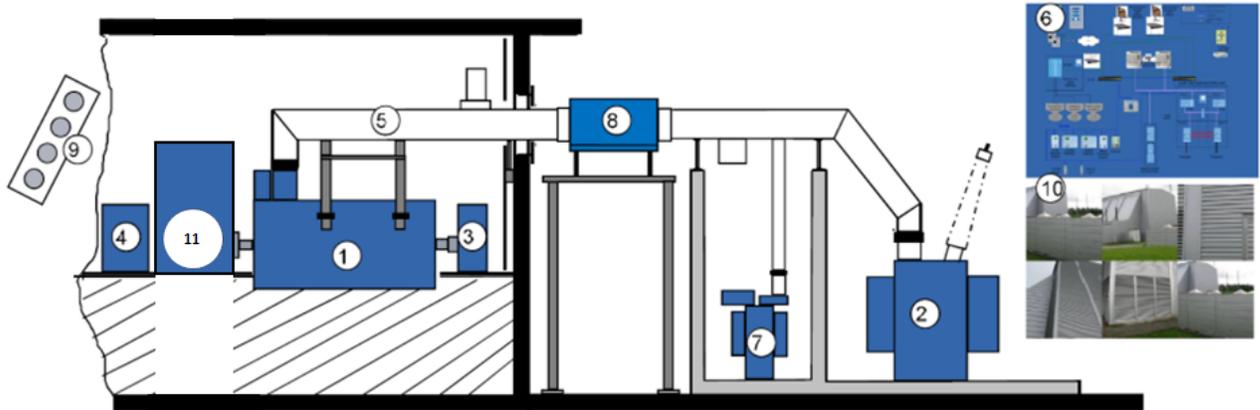


Figura 5.1: Configuración típica de un condensador síncrono. Fuente: CIGRE Guide 885

A continuación, las BTF realiza una breve descripción de cada uno de los componentes principales, antes señalados, de un Condensador Síncrono.

Asimismo, en las siguientes subsecciones de la BTF se presentan en mayor detalle los criterios de diseño a considerar para la máquina síncrona, junto al equipamiento auxiliar que habilita su operación como condensador síncrono. Entre los criterios de diseño que se deberán tener presentes se señalan: Características nominales de diseño Máquina Síncrona (potencia nominal, tensión nominal, frecuencia nominal, factor de potencia, velocidad nominal sentido de giro, inercia y nivel de aislamiento térmico); Requisitos de Sobrecorriente (corriente de estator, corriente de rotor y corrientes desbalanceada); Diseño Mecánico (rotor, estator, rodamientos y sistema de lubricación con aceite); Sistema de Excitación (requisitos generales del diseño, excitador estático y excitador brushless); Sistema de Arranque (convertidor de frecuencia de arranque estático – SFC, pony motor – VSD); Sistema de Refrigeración; Volante de Inercia (Flywheel); Ducto Barra Aislado (IPB); Interruptor (GCB); Transformador Elevador; Pérdidas; Sistema Control y Protección (estación de control, panel de control del CCSS, concepto de control general y protecciones); Equipos Auxiliares (transformadores auxiliares y otros equipos auxiliares); Sincronización; Short Circuit Ratio (SCR); Reactancias de Eje Directo y Ruido Audible.

El Capítulo 8 de las BTF se refiere a la Solución de Conexión Eléctrica al SEN, se establece que en el caso de proponer una oferta que involucre la puesta en servicio de un nuevo condensador síncrono, se deberá incluir la solución de conexión al sistema eléctrico que conecte el nuevo condensador al sistema eléctrico. Asimismo, se señala que es prerrogativa del Proponente la elección del punto de conexión del Proyecto al sistema eléctrico, dentro de la zona de influencia definida, y sujeto al cumplimiento de la normativa técnica, el acceso abierto a las instalaciones y acuerdos con el propietario de las instalaciones de transmisión.

En términos generales existen dos alternativas reglamentarias disponibles para el inicio del proceso de conexión de un Proyecto de condensador síncrono para el proceso Licitatorio, estos son tramitar la conexión a través del artículo 102º de la LGSE o la tramitación mediante el

régimen de Acceso Abierto, artículo 79° (Sistema Público) o 80° de la LGSE (Sistema Dedicado).

A continuación, se describe la normativa eléctrica con relación al proceso de conexión eléctrica del proyecto de condensador síncrono mediante el Artículo 102° de la LGSE indicando que tendrán que ser autorizados por la Comisión Nacional de Energía (CNE), previo informe fundado que justifique la necesidad y urgencia de la obra y su exclusión del proceso de planificación de la transmisión, aprobado por el Coordinador. Producto de lo anterior, existen dos situaciones en la que el proyecto necesitará tramitar la conexión a través del artículo 102°, estos son la ampliación de una Subestación Pública que no disponga de posiciones disponibles, o bien, realizando un seccionamiento a una línea Pública.

Por su parte, el régimen de acceso abierto se encuentra establecido en los artículos 79° y 80° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) y comprende el derecho de cualquier interesado a conectarse y transportar servicios eléctricos en las instalaciones de transmisión que conforman el Sistema Eléctrico Nacional. Producto de lo anterior, el régimen de acceso abierto se presentan dos situaciones en la que el proyecto necesitará tramitar la conexión a través de los artículos 79° y 80°, estos son la conexión al sistema público (Sistemas de Transmisión Nacional, Zonal, de Interconexión Internacional de servicio público o para instalaciones de transmisión para Polos de Desarrollo), o bien, solicitando una conexión al Sistema Dedicado.

Por su parte, en el Capítulo 9 de las BTF se presentan los criterios generales a considerar, por parte de los Proponentes, en el diseño de proyectos que consideren la reconversión de unidades de generación instaladas dentro de la zona de influencia, tal y como indica la sección 7.3 de las BAG.

En lo relacionado con la Factibilidad Técnica se establece que el Proponente será responsable de realizar los estudios de factibilidad técnica, según se indica en la sección 7.3.3 de las Bases Administrativas Generales. Además, el estudio de factibilidad técnica deberá identificar los trabajos y modificaciones mecánicas, eléctricas y civiles que serán parte del proyecto de reconversión de la máquina síncrona o sistema.

Respecto de las Modificaciones Mecánicas, se indica que el Proyecto debe considerar la reconfiguración de los componentes mecánicos para hacer factible la reconversión de la máquina síncrona. Además, se señala que entre los trabajos que deberán ser evaluados por el Proponente se identifican y describen cinco (5) de ellos.

Asimismo, en relación con las Modificaciones Eléctricas, se establece que el Proyecto debe considerar la reconfiguración, implementación o reemplazo completo de los componentes dependiendo de la obsolescencia de los componentes existentes o nuevos componentes para hacer factible la reconversión de la máquina síncrona. Además, se señala que entre los trabajos que deberán ser evaluados por el Proponente se identifican y describen seis (6) de ellos.

Por su parte, respecto de las Obras Civiles, se establece que el Proyecto debe considerar la reconfiguración de las obras civiles de los nuevos componentes, obras civiles producto del

nuevo equipamiento para hacer factible la reconversión de la máquina síncrona. Además, se señala que entre los trabajos que deberán ser evaluados por el Proponente se identifican y describen siete (7) de ellos.

Finalmente, con relación al Volante de Inercia se señala que el Proyecto debe considerar las modificaciones necesarias para la instalación de un volante de inercia para la máquina síncrona reconvertida que garantice una inercia al menos de $H=5 \text{ MW}\cdot\text{s/MVA}$. El valor de inercia H considera la máquina síncrona, volante de inercia y otros componentes rotativos.

El Capítulo 10 de las BTF se refiere a las Especificaciones y Particularidades Técnicas en estas se establece que, para el desarrollo de la ingeniería asociada a la obra, el Proponente deberá considerar los documentos técnicos genéricos listados en el Capítulo antes señalado, los cuales se encuentran en el Anexo 1 y forman parte de las Bases de Licitación. A continuación, se entrega un detalle de los planos y especificaciones técnicas correspondientes a Diagramas Unilineales Funcionales Genéricos (DUF's), Disposición de Equipos Eléctricos Planta/Secciones Genéricos (DEE), Especificaciones Técnicas de Equipos Primarios y de Diseño (EETT) y Hojas de Características Técnicas de Equipos (HCTE's). Finalmente, el Capítulo 11 se refiere a la seguridad cibernética o ciberseguridad la cual se deberá incorporar en el diseño general de los sistemas de controles, protección, comunicación, HMI y SCADA. Además, se señala que el Adjudicatario deberá proponer un diseño seguro y robusto en los sistemas de control y redes LAN, utilizando como mínimo, firewalls de última generación, diseños de comunicación de firewalls duales, routers, gateways, diodos de datos, etc., que tienen incorporadas medidas de seguridad cibernética.

6

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y
OPERACIÓN DE INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE
CORTOCIRCUITO E INERCIA PARA EL SISTEMA ELECTRICO
NACIONAL**

**DISEÑO DETALLADO DE LOS PROYECTOS A
ANALIZAR, IDENTIFICANDO LOS
REQUERIMIENTOS Y EQUIPOS
PRINCIPALES, PLAZOS DE DESARROLLO Y
VIDA ÚTIL**

6 DISEÑO DETALLADO DE LOS PROYECTOS A ANALIZAR, IDENTIFICANDO LOS REQUERIMIENTOS Y EQUIPOS PRINCIPALES, PLAZOS DE DESARROLLO Y VIDA ÚTIL

6.1 TECNOLOGÍA DEL TIPO CONDENSADOR SÍNCRONO

6.1.1 Requerimientos de Espacio Físico y Equipamiento Principal

Los requerimientos de espacio físico necesarios para la instalación de la tecnología del tipo condensador síncrono de tamaños de 1 x [55.000 kVA], 2 x [55.000 kVA] y 3 x [55.000 kVA] 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 conformado por el condensador síncrono, volante de inercia y pony motor (sistema de arranque), además se incluyen los sistemas varios (mecánicos y eléctricos) del Balance de Planta (BOP) y las obras civiles relacionadas con el sistema de lubricación, sistema de refrigeración, sala de control 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 tecnología del tipo Condensador Síncrono de los tamaños antes indicados, son las siguientes:

Tamaño Condensador Síncrono					
Potencia Reactiva Capacitiva (kVAr)	Potencia Reactiva Inductiva (kVAr)	Potencia Cortocircuito (MVA)	Inercia (MWs)	Terreno m ² (hectareas)	Referencia Disposición General (Layout)
1 x [55.000]	1 x [34.100]	370	470	1.196 (0,120)	Ver plano CNE-23-001-500
2 x [55.000]	2 x [34.100]	740	940	2.392 (0,239)	Ver plano CNE-23-001-501
3 x [55.000]	3 x [34.100]	1.110	1.410	3.588 (0,359)	Ver plano CNE-23-001-502

Tabla 6.1 Tamaño, potencia cortocircuito, inercia, área requerida y referencia de plano – Tecnología del tipo Condensador Síncrono

La Disposición General (Layout) de la tecnología del tipo Condensador Síncrono se muestra en el Anexo 2, el cual se compone de:

- Condensador Síncrono de rotor cilíndrico, [55.000 kVA, 55.000 kVAr (capacitivo), 34.100 kVAr (inductivo)], 13,8 kV, 2.301 A, 50 Hz, 1.500 rpm, para una unidad. Adicionalmente, para los tamaños de 2 x [55.000 kVA] y 3 x [55.000 kVA], correspondiente a la configuración eléctrica de dos (2) unidades y tres (3) unidades en paralelo respectivamente, el condensador síncrono utilizado será el mismo al de tamaño 1 x [55.000 kVA], duplicado o triplicado para cada tamaño, según sea el caso. El tamaño base, es decir 55.000 kVA para el condensador síncrono antes descrito fue entregado por medio de una cotización informativa del proveedor identificado como el Fabricante 1. Por su parte, el diseño se realiza de acuerdo con norma IEC 60034-1.

Adicionalmente, para la determinación de los costos de inversión de esta tecnología se consideran además tres (3) unidades de condensador síncrono de tamaños [90.000 kVA, 90.000 KVA (capacitivo), 45.000 KVA (inductivo)], [125.000 kVA, 125.000 kVA (capacitivo), 62.500 kVA inductivo] y [150.000 kVA, 150.000 kVA (capacitivo), 75.000 kVA (inductivo)]. Además, se ha considerado un tamaño adicional mediante la configuración eléctrica de dos (2) unidades en paralelo de tamaño 1 x [125.000 kVA]. Para los tres (3) condensadores síncronos antes señalados se recibió una cotización informativa por parte del proveedor identificado como el Fabricante 2.

Por su parte, no fue posible tener disponible un plano de disposición general (layout) para estos cuatro (4) últimos tamaños de condensador síncrono, dado que el fabricante que presento una cotización referencial para estos tamaños, no entregó dicha información.

- Volante de Inercia (Flywheel), 1.500 rpm, con inercia nominal de rotor de 30.000 kgm² equivalente a 6,72 s / 370 MWs de inercia, diseño de acuerdo con norma IEC 60034-1 con su correspondiente sistema de refrigeración, cojinetes y tuberías, suministro de aceite de emergencia, accesorios de supervisión y protección. Además, incluye el sistema de acoplamiento condensador síncrono – volante de inercia y el sistema de acoplamiento volante de inercia – pony motor.

Por su parte, desde el punto de vista operacional el volante de inercia siempre debe estar conectado al eje del condensador síncrono, producto de lo cual se logra el giro de este (volante de inercia), lo que permite aumentar la masa en giro del conjunto condensador síncrono más volante de inercia, logrando el resultado esperado como es el aumento de la inercia sistémica que se aporta al conjunto condensador síncrono más volante de inercia al Sistema Eléctrico correspondiente.

- Pony Motor (sistema de arranque, Pony motor o motor de arranque suave, mediante un variador de velocidad (VSD). El pony motor es utilizado para arrancar el condensador síncrono. Debe tener un tamaño adecuado basado en el par de arranque necesario para impulsar la pesada masa del condensador síncrono y aumentar su velocidad por encima de la velocidad síncrona.
- Sistema de Refrigeración. Circuito interior de aire auto circulado refrigerado por intercambiador de calor agua-aire incorporado. Sistema de refrigeración por agua con patín de bomba, unidades de soplado de aire y armario de control montado en la pared. Diseñado

para el agua de refrigeración necesaria para una unidad de condensador síncrono con volante de inercia y unidad de aceite lubricante.

- Excitación. Excitador principal sin escobillas para excitación de corriente continua completo con puente de diodos, tiristores, circuitos de resistencia y condensador y caja de control. PMG (generador de imanes permanentes). Mini disyuntor - Protección contra sobreintensidad.
- Cajas de bornes principales y accesorios. Incluye caja de bornes principal estándar de gran tamaño aislada por aire, entrada del cable de alimentación de la caja de terminales principal desde abajo, caja de terminales principal situada en el lado derecho del condensador síncrono y calefactores en la caja de terminales principal, zona segura, alimentación monofásica de 400 V.

El BOP se compone principalmente de las siguientes instalaciones:

- 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, 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 (CMM) y los tableros de fuerza y alumbrado de la sala de control. 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.
- Sala de control

Para los distintos ítems del BOP y obras civiles 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 tecnología del tipo Condensador Síncrono para los tamaños 1 x [55.000 kVA], 2 x [55.000 kVA] y 3 x [55.000 kVA], considerando que el paño de conexión al sistema eléctrico correspondiente será en nivel de 220 kV. Estos planos de disposición general (layout) corresponden a los siguientes:

Tamaño 1 x [55.000 kVA]:	Plano Layout CCSS 55 MVar_CNE-23-001-500
Tamaño 2 x [55.000 kVA]:	Plano Layout CCSS 2 X 55 MVar_CNE-23-001-501
Tamaño 3 x [55.000 kVA]:	Plano Layout CCSS 3 X 55 MVar_CNE-23-001-502

Por su parte, en el Anexo 3 están disponibles los Diagramas Unilineales de la tecnología del tipo Condensador Síncrono, para los tamaños 1 x [55.000 kVA], 2 x [55.000 kVA], 3 x [55.000 kVA], [90.000 kVA], [125.000 kVA], [150.000 kVA] y 2 x [125.000 kVA]. Estos diagramas unilineales corresponden a los siguientes:

Diagrama Unilineal	1 x [55.000 kVA]	DU_CCSS	55 MVar_CNE	23-001-400
Diagrama Unilineal	2 x [55.000 kVA]	DU_CCSS	2 X 55 MVar_CNE	23-001-401
Diagrama Unilineal	3 x [55.000 kVA]	DU_CCSS	3 X 55 MVar_CNE	23-001-402
Diagrama Unilineal	[90.000 kVA]	DU_CCSS	90 MVar_CNE	23-001-403
Diagrama Unilineal	[125.000 kVA]	DU_CCSS	125 MVar_CNE	23-001-404
Diagrama Unilineal	[150.000 kVA]	DU_CCSS	150 MVar_CNE	23-001-405
Diagrama Unilineal	2 x [125.000 kVA]	DU_CCSS	2 X 125 MVar_CNE	23-001-406

6.2 TECNOLOGÍA DEL TIPO SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA MEDIANTE BATERÍAS (BESS)

6.2.1 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@1 hr equivalente a 70 MWh, 150 MW@1 hr equivalente a 150 MWh y 300 MW@1 hr equivalente a 300 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, módulos de inversores, módulos de conexión/transformación, transformadores de poder y celdas de media tensión), las obras civiles como son las plataformas de los contenedores de los módulos de baterías, y obras civiles relacionadas con 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@1 hr equivalente a 70 MWh, 150 MW@1 hr equivalente a 150 MWh y 300 MW@1 hr equivalente a 300 MWh, son las siguientes:

Tamaño BESS		Potencia Cortocircuito (MW)	Inercia (MWs)	Terreno m ² (hectareas)	Referencia Disposición General (Layout)
Potencia Nominal (MW)	Energía (MWh)				
70@1 hr	70	91	70	8.296 (0,896)	Ver plano CNE-23-001-503
150@1 hr	150	195	150	12.648 (1,265)	Ver plano CNE-23-001-504
300@1 hr	300	390	300	20.094 (2,009)	Ver plano CNE-23-001-505

Tabla 6.2 Potencia, energía, potencia cortocircuito, inercia, área requerida y Referencia de Plano - Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)

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 1 hora, 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 fábrica aptos para instalación a la intemperie, típicamente instalados sobre fundaciones de concreto tipo losa rectangulares.

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 contra incendios.
- Módulo Inversores. Estará compuesto por el convertidor bidireccional y sistema de control asociado (PCS) y gabinete de control/Comunicaciones.
- Módulos Conexión / Transformación. Estará compuesto por diferentes equipos como celdas de media tensión, transformador de baja (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 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.

Los componentes principales del sistema de almacenamiento de energía mediante baterías son los siguientes:

- Convertidor y sistema de control asociado (PCS) Para estos efectos se ha considerado una potencia de 3500 kW a 3750 kW por módulo. Sobre esta potencia se ha considerado una sobredimensión de 30% para efectos de entrega potencia de cortocircuito. Además, en el sistema de control asociado se considera un aumento de complejidad producto de la necesidad de aportar potencia cortocircuito e inercia.
- Sistema de baterías, mediante baterías de ion litio (Li-Ion), con una capacidad de entre 3.500 kWh a 3.750 kWh. Conexión e interfaz de la batería (protección, accesorios, etc.).

- Transformadores de BT a MT, típicamente 0.69/33 kV con capacidad de 4.000 kVA
- Celdas MT para conexión de módulo BESS a sistema colector.
- Cableado de MT.
- Celdas MT para conexión de circuitos provenientes de sistema colector.
- Sistema de comunicaciones y fibra óptica.
- Sistema contraincendios basado en agente gaseoso no tóxico, como FM-200, Novec o similar.
- Sistema de refrigeración y ventilación HVAC.
- Sistema Control BESS denominado Sistema de Gestión de Energía (EMS). Además, en este sistema se considera un aumento de complejidad producto de la necesidad de aportar potencia cortocircuito e inercia.
- 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@1 hr, equivalente a 70 MWh, 150 MW@1 hr, equivalente a 150 MWh y 300 MW@1 hr, equivalente a 300 MWh, considerando que la tensión para conexión al sistema eléctrico será en nivel de 220 kV.

Tamaño 70 MW@1 hr, 70 MWh: CNE-23-001-503

Tamaño 150 MW@1 hr, 150 MWh: CNE-23-001-504

Tamaño 300 MW@1 hr, 300 MWh: CNE-23-001-505

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@1 hr, equivalente a 70 MWh, 150 MW@1 hr, equivalente a 150 MWh y 300 MW@1 hr, equivalente a 300 MWh. Estos diagramas unilineales corresponden a los siguientes:

Diagrama Unilineal 70 MW@1 hr DU_BESS 70 MW@1 HR_CNE 23-001-407

Diagrama Unilineal 150 MW@1 hr DU_BEES 150 MW@1 HR_CNE 23-001-408

Diagrama Unilineal 300 MW@1 hr DU_BEES 300 MW@1 HR_CNE 23-001-409

6.3 PROYECTO DE RECONVERSIÓN CENTRAL TÉRMICA DEL TIPO TURBINA A VAPOR EN BASE A CARBÓN PULVERIZADO A CONDENSADOR SÍNCRONO

Producto de la necesidad de asegurar la estabilidad de la operación del Sistema Eléctrico Nacional, se considera como alternativa para proveer el servicio de potencia cortocircuito e inercia para el Sistema Eléctrico Nacional, la reconversión de las unidades generadoras que han sido retiradas o están en proceso de retiro de operación, producto del proceso de descarbonización de la matriz de generación eléctrica, a la tecnología del tipo condensador síncrono.

Los esquemas de conexión eléctrica (ver diagramas unilineales simplificados que se indican más adelante) que utilizan la mayor parte de las centrales térmicas del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado, se pueden identificar principalmente en dos tipos. Estos dos tipos de esquemas de conexión eléctrica corresponden a los siguientes:

- Esquema de Conexión Eléctrica con interruptor de generador (GCB) en bornes de generador eléctrico
- Esquema de Conexión Eléctrica sin interruptor de generador (GCB), pero con transformador elevador sólidamente acoplado a los bornes del generador eléctrico

A continuación, se realiza una breve descripción técnica de la reconversión de la central térmica a condensador síncrono, para cada uno de los esquemas de conexión eléctrica antes señalados

6.3.1 Reconversión Central Térmica – Esquema de conexión eléctrica con interruptor de generador (GCB) en bornes del generador eléctrico

El proyecto de reconversión de una central térmica del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado cuyo esquema de conexión eléctrica es mediante un interruptor (GCB) en bornes del generador eléctrico considera dos posibles alternativas para el arranque del generador eléctrico.

La primera alternativa de arranque del generador eléctrico considera la instalación de un convertidor estático de frecuencia (SFC) o también denominado partidador lento. La descripción técnica del proceso de reconversión se describe a continuación.

6.3.1.1 Descripción del proyecto de reconversión central térmica – Esquema de conexión eléctrica con interruptor de generador (GCB) con convertidor estático de frecuencia (SFC)

El diagrama unilineal simplificado de esta alternativa de reconversión de una central térmica del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado se muestra en el Anexo 3 del presente Informe. El diagrama unilineal simplificado se identifica con el nombre de DU_Reconversion CT_CE con GCB_SFC_CNE-23-001-411.

En términos de suministros de equipos, esta alternativa de reconversión considera un sistema de arranque del generador eléctrico conformado por el convertidor estático de frecuencia (o SFC por su sigla en inglés) o también denominado partidador suave y su correspondiente transformador y el interruptor de media tensión 52 SFC. A lo anterior, se agrega el volante de inercia que se acopla al eje del generador eléctrico.

En estas condiciones, el proceso de funcionamiento se inicia con el arranque de la máquina síncrona (generador eléctrico) como motor a través del transformador del SFC, el convertidor estático de frecuencia (SFC) o partidador suave y el cierre del interruptor de media tensión 52 SFC. Cuando se alcanza una velocidad próxima a la de sincronismo, se activa el sistema de excitación para alcanzar voltaje y frecuencia adecuada para la sincronización de la máquina síncrona. Una vez sincronizada la máquina síncrona, y en caso de falla, se activa el aporte de potencia de cortocircuito de la unidad síncrona al sistema eléctrico correspondiente. También aporta la capacidad de inyectar o absorber reactivos según la curva de capacidad de la máquina síncrona. Una vez sincronizada la máquina, el sistema de arranque se desconecta.

En términos generales, esta solución implicará realizar lo siguiente:

- Desconexión de la turbina de vapor con el generador eléctrico.
- Desmontaje del cuerpo de la etapa de baja presión (LP) de la turbina a vapor.
- Instalación del volante de inercia.
- Instalación del convertidor estático de frecuencia (SFC) o partidador suave y su correspondiente transformador.

- Instalación del interruptor en media tensión 52 SFC.
- Instalación de un nuevo cojinete de empuje para reemplazar el de la turbina de vapor.
- Modificación de los auxiliares para permitir operar los descansos o cojinetes del generador eléctrico independientemente de la turbina a vapor.
- Modificación del sistema eléctrico para conectar el convertidor estático de frecuencia (SFC) y su correspondiente transformador, el interruptor de media tensión 52 SFC y las modificaciones en el ducto de fase aislada.

Las figuras siguientes nos muestran una secuencia de instalación:

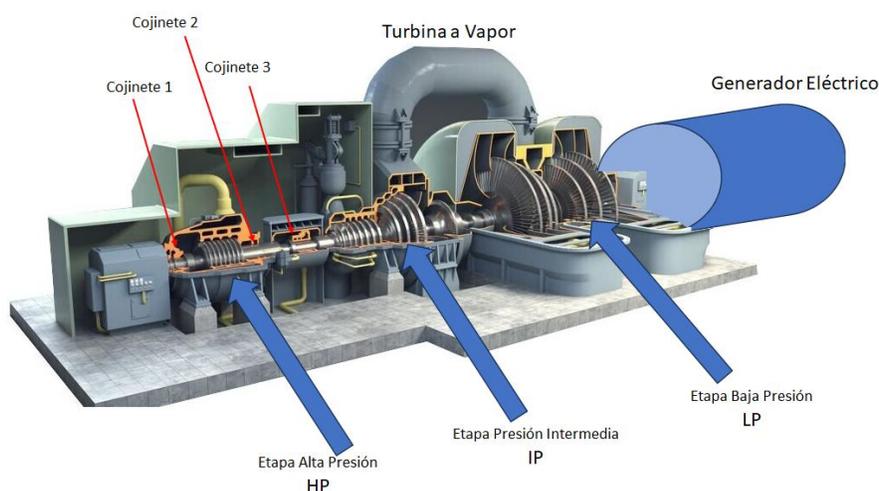


Figura 6.1 Turbogenerador a vapor

En el turbo generador a vapor se desconecta el eje del generador eléctrico con el eje de la etapa de baja presión de la turbina de vapor. Se retira en chasis y turbina o etapa de baja presión, manteniendo sus bases. Sobre las mismas bases se instala volante de inercia con su propio chasis.

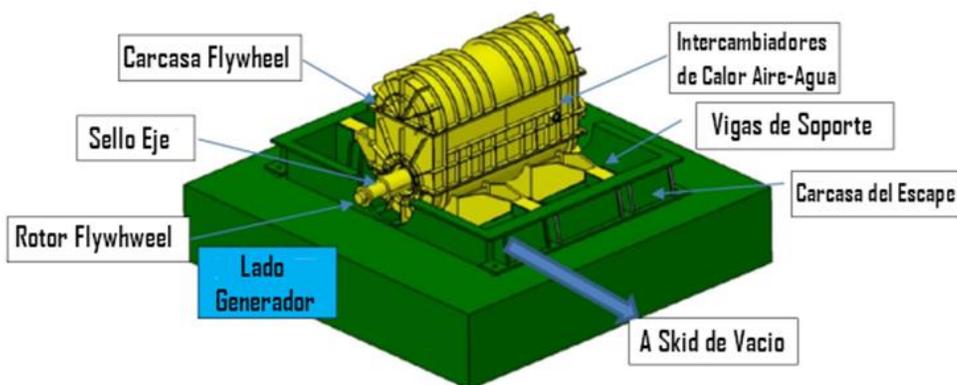


Figura 6.2 Volante de inercia con su chasis instalado sobre la base de la etapa retirada de baja presión (LP) de la turbina de vapor.

Al interior del chasis que contiene al volante de inercia se hace vacío para que en rotación no ocurra fricción con el aire y se disminuyan las pérdidas de rotación. Se deben modificar las cañerías de aceite para lubricar los descansos del volante de inercia más los descansos del generador eléctrico.

Por otra parte, se deben instalar el convertidor estático de frecuencia (SFC), también denominado partidor suave y su correspondiente transformador. Ambos equipos se alojan en un mismo gabinete. En la Figura 6.3 siguiente se muestra un gabinete tipo donde se ubica el convertidor estático de frecuencia (SFC) y su correspondiente transformador.



SFC cubicle

Figura 6.3 Gabinete con convertidor estático de frecuencia (SFC) y transformador incorporado

Asimismo, la segunda alternativa de arranque el generador eléctrico considera la instalación de un motor de inducción y un variador de velocidad (VSD). La descripción técnica del proceso de reconversión se realiza a continuación.

6.3.1.2 Descripción del proyecto de reconversión central térmica – Esquema de conexión eléctrica con interruptor de generador (GCB) con motor de inducción (arranque) y variador de velocidad (VSD)

El diagrama unilineal simplificado de esta alternativa de reconversión de una central térmica del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado se muestra en el Anexo 3 del presente Informe. El diagrama unilineal simplificado se identifica con el nombre de DU_Reconversion CT_CE con GCB_PM_CNE-23-001-410.

En términos de suministros, esta solución considera un sistema de arranque formado por el motor de inducción alimentado a través de un VSD y un volante de inercia. El VSD es un conjunto compacto que trae incorporado un transformador para rectificación de seis pulsos, etapa de corriente continua e inversor formado por electrónica de potencia en base a IGBTs. En la figura siguiente se muestra un variador de frecuencia (VSD) incluido el transformador rectificador correspondiente.

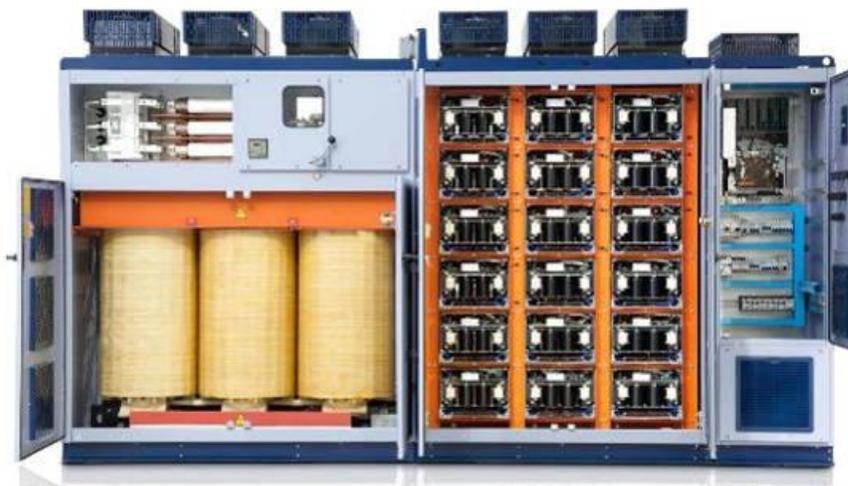


Figura 6.4 Gabinete con VSD y transformador rectificador incorporado

El volante de inercia podría instalarse sobre la base que queda despejada al retirar la etapa de baja presión de la turbina a vapor. El motor de arranque puede instalarse en el extremo opuesto, es decir, lado excitatriz.

En estas condiciones, el proceso de funcionamiento se inicia con la partida del motor de arranque y cuando la velocidad sea próxima a las 3.000 rpm, el generador se excita y se procede a la sincronización.

Para estos efectos, previo a la partida el GCB existente se encuentra abierto. Por su parte, se procede energizar desde la red eléctrica el transformador de servicios auxiliares y la barra de

servicios auxiliares mediante el cierre de los interruptores respectivos en el patio de alta tensión y en el switchgear de media tensión de los servicios auxiliares.

Posteriormente, desde la barra de servicios auxiliares antes indicada se alimentan los servicios auxiliares necesarios para el proceso de partida. En particular, se alimenta el VSD, mediante el cual se controla la partida del motor de arranque (pony motor). Dicho motor está acoplado mecánicamente al generador sincrónico, haciéndolo girar en vacío controladamente hasta alcanzar una velocidad cercana a la sincrónica, la que típicamente en centrales térmicas del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado corresponde a 3.000 rpm.

Una vez lograda la condición antes indicada, se procede a excitar el generador sincrónico con lo cual se genera la tensión en vacío en bornes del generador sincrónico. Luego con el generador girando a velocidad sincrónica y con la tensión generada en un nivel concordante con el de la red, se procede al proceso de sincronización, utilizando el sistema de sincronización automático del generador, el cual procede a cerrar el GCB en el momento que se realiza el sincronismo con la red eléctrica.

Una vez sincronizada la máquina, ésta queda aportando inercia de amortiguamiento al sistema eléctrico. También aporta la capacidad de absorber o inyectar reactivos según la curva de capacidad de la máquina.

En términos generales, esta solución implicará realizar lo siguiente:

- Desconexión de la turbina de vapor con el generador eléctrico
- Desmontaje del cuerpo de la etapa de baja presión (LP) de la turbina a vapor
- Instalación del volante de inercia
- Instalación de motor de inducción (arranque)
- Instalación del VSD
- Instalación del interruptor en media tensión 52 VSD
- Instalación de un nuevo cojinete de empuje para reemplazar el de la turbina de vapor
- Modificación de los auxiliares para permitir operar los descansos o cojinetes del generador eléctrico independientemente de la turbina a vapor
- Modificación del sistema eléctrico para conectar el motor de inducción (arranque).

6.3.2 Reconversión Central Térmica – Esquema de conexión eléctrica con transformador elevador sólidamente acoplado a bornes del generador eléctrico

El proyecto de reconversión de una central térmica del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado cuyo esquema de conexión eléctrica es mediante transformador elevador sólidamente acoplado a bornes del generador eléctrico considera solo una posible alternativa para el arranque del generador eléctrico.

La alternativa de arranque del generador eléctrico considera la instalación de un motor de inducción y un VSD con su correspondiente transformador rectificador, además de un interruptor 52 VSD. La descripción técnica del proceso de reconversión se describe a continuación.

6.3.2.1 Descripción del proyecto de reconversión central térmica – Esquema de conexión eléctrica con transformador elevador sólidamente acoplado a bornes de generador eléctrico con motor de inducción (arranque) y variador de velocidad (VSD)

El diagrama unilineal simplificado de esta alternativa de reconversión de una central térmica del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado se muestra en el Anexo 3 del presente Informe. El diagrama unilineal simplificado se identifica con el nombre de DU_Reconversion CT_CE sin GCB_PM_CNE-23-001-412.

En términos de suministros, esta solución es similar a la descrita en la sección 6.3.1.2 anterior, donde el sistema de arranque está conformado por un motor de inducción alimentado a través de un VSD con su correspondiente transformador rectificador y además de considera la instalación de un volante de inercia.

Luego de analizadas las alternativas de conexión para un proyecto de reconversión, en la tabla siguiente, de manera adicional, se muestra un cuadro que identifica a cada una de las centrales térmicas del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado ubicadas en el SEN, que tiene en consideración el actual estado de avance del proceso de cierre de dichas centrales. Asimismo, la tabla también muestra el tipo de conexión eléctrica al SEN de cada una de las centrales térmicas ahí identificadas. Finalmente, la referida tabla muestra la alternativa de conexión del proyecto de reconversión a la tecnología de condensador síncrono para cada una de las centrales identificadas, pudiendo tratarse de las siguientes:

- Motor de inducción (pony motor) + variador de velocidad o VSD en su sigla en inglés
- Partidor suave o SFC en su sigla en inglés

CENTRALES TÉRMICAS DEL TIPO TURBINAS A VAPOR EN BASE A CARBÓN PULVERIZADO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

N°	Nombre	Central	Tipo combustible	Estado actual	Tipo de conexión de la Central Térmica al SEN		Alternativa del Proyecto de Reversión Central Térmica a Condensador Síncrono
					Con Interruptor de Generador (GCB)	Con Transformador de Partida	
1	Unidad 12	Tocopilla	Carbón	R		X	[Motor de Inducción + VSD]
2	Unidad 13	Tocopilla	Carbón	R		X	[Motor de Inducción + VSD]
3	Tarapacá (CCTAR)	Tarapacá	Carbón	R	X		[SFC o Motor de Inducción + VSD]
4	Bocamina 1	Bocamina	Carbón	R		X	[Motor de Inducción + VSD]
5	Unidad 14	Tocopilla	Carbón	R		X	[Motor de Inducción + VSD]
6	Unidad 15	Tocopilla	Carbón	R		X	[Motor de Inducción + VSD]
7	Bocamina 2	Bocamina	Carbón	R	X		[SFC o Motor de Inducción + VSD]
8	Ventanas 1	Ventanas	Carbón	R		X	[Motor de Inducción + VSD]
9	Ventanas 2	Ventanas	Carbón	ES		X	[Motor de Inducción + VSD]
10	Santa María 1	Santa María	Carbón	ES		X	[Motor de Inducción + VSD]
11	Nueva Ventanas	Nueva Ventanas	Carbón	ES		X	[Motor de Inducción + VSD]
12	Guacolda 1	Guacolda	Carbón	ES		X	[Motor de Inducción + VSD]
13	Guacolda 2	Guacolda	Carbón	ES		X	[Motor de Inducción + VSD]
14	Guacolda 3	Guacolda	Carbón	ES		X	[Motor de Inducción + VSD]
15	Guacolda 4	Guacolda	Carbón	ES		X	[Motor de Inducción + VSD]
16	Guacolda 5	Guacolda	Carbón	ES	X		[SFC o Motor de Inducción + VSD]
17	Campiche	Guacolda	Carbón	ES		X	[Motor de Inducción + VSD]
18	Norgener 1	Norgener	Carbón	ES		X	[Motor de Inducción + VSD]
19	Norgener 2	Norgener	Carbón	ES		X	[Motor de Inducción + VSD]
20	Andina	Andina	Carbón	ES	X		[SFC o Motor de Inducción + VSD]
21	Hornitos	Hornitos	Carbón	ES	X		[SFC o Motor de Inducción + VSD]
22	Angamos 1	Angamos	Carbón	ES	X		[SFC o Motor de Inducción + VSD]
23	Angamos 2	Angamos	Carbón	ES	X		[SFC o Motor de Inducción + VSD]
24	Cochrane 1	Cochrane	Carbón	ES		X	[Motor de Inducción + VSD]
25	Cochrane 2	Cochrane	Carbón	ES		X	[Motor de Inducción + VSD]
26	Mejillones 1	Mejillones	Carbón	ES		X	[Motor de Inducción + VSD]
27	Mejillones 2	Mejillones	Carbón	ES		X	[Motor de Inducción + VSD]
28	IEM	IEM	Carbón	ES	X		[SFC o Motor de Inducción + VSD]

Nota

[Motor de inducción + VSD]

Pony motor + Variador de velocidad

[SFC o Motor de inducción + VSD]

del Inglés "Static Frequency Converters" Partidor suave o

Pony motor + Variador de velocidad

GCB

del inglés Generator Circuit Breaker

R

Retirada

ES

En Servicio

Tabla 6.3: Centrales térmicas del tipo turbinas a vapor en base a carbón pulverizado retiradas y en servicio en el SEN

6.4 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

La subestación eléctrica, será diseñada de igual forma para la conexión eléctrica de las distintas tecnologías en estudio como son del tipo Condensador Síncrono y Sistema BESS.

Una descripción de cada una de estas instalaciones que permitirán la evacuación de la energía y potencia eléctrica generada por las dos tecnologías ante señaladas, en estudio y su conexión al SEN se describen a continuación.

6.4.1 Subestación Eléctrica

El Condensador Síncrono con volante de inercia como también el Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías, también denominado BESS en estudio contemplan una Subestación Eléctrica de Salida¹³, la cual permitirá evacuar el aporte de potencia de cortocircuito e inercia 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 sala de control), alumbrado, y sistema de protección redundante, medida y control (SCADA).

El diseño de la subestación y el equipamiento considerado cumple con la norma técnica de seguridad y calidad de servicio y sus anexos técnicos. Las consideraciones asociadas al cumplimiento normativo se indican en el capítulo 8 y su impacto en el diseño se aborda en el capítulo 9, tanto para el caso de un proyecto dentro de una subestación existente como para el caso de un proyecto alejado de la subestación de conexión del SEN.

Para el caso de un nivel de tensión de 220 kV, la subestación tendrá el siguiente equipamiento principal:

- Un Transformador de poder elevador o dos transformadores de poder elevador para transformación desde nivel de media tensión (33 kV típicamente para tecnología del tipo BESS y 13,8 kV típicamente para la tecnología del tipo condensador síncrono) a 220 kV dependiendo del tamaño de la tecnología del tipo condensador síncrono, 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 46/62/77 MVA y 83/110/138 MVA para los tamaños 1 x [55 MVA] y 2 x [55 MVA], respectivamente de la tecnología de condensador síncrono. Por su parte, serán dos transformadores de poder, el primero de tamaño 46/62/77 MVA y el segundo de tamaño 83/110/138 MVA para el tamaño de 3 x [55 MVA] para la tecnología del tipo condensador síncrono.

¹³ Ver Anexo 2

Asimismo, para los tamaños de condensador síncrono 90 MVar, 125 MVar, 150 MVar y 250 MVar los transformadores de poder elevador serán de una capacidad instalada de aproximadamente 98 MVA, 138 MVA, 164 MVA y 272 MVA respectivamente.

Por su parte, el transformador de poder elevador será trifásico sumergido en aceite mineral con refrigeración ONAN/ONAF/ONAF de una capacidad de aproximadamente 48/64/80 MVA, 102/136/170 MVA y dos transformadores de 102/136/170 cada uno para los tamaños de 70 MWh, 150 MWh y 300 MWh del sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS), respectivamente.

Asimismo, respecto de la impedancia de vinculación se recomienda que esta sea de un valor no superior al 5% o 0,05 p.u., para que así la potencia de cortocircuito, en el lado de AT (220 kV) del transformador de poder elevador resultante, sea de mayor valor posible.

- 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 todos los casos estudiados, ya que corresponden a tamaños mínimos de fabricación estándar y mínimos exigidos por la normativa eléctrica.

6.5 PLAZOS DE DESARROLLOS DE LOS PROYECTOS O TECNOLOGÍAS EN ESTUDIO Y SU VIDA ÚTIL

Respecto de los plazos de desarrollo de los proyectos o tecnologías que aportan potencia de cortocircuito e inercia al SEN, como son los condensadores síncronos y los sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) estos dependen principalmente de los plazos de entrega del equipamiento principal como es el caso de la tecnología del tipo condensador síncrono. Por su parte, para el caso de los sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) la ruta crítica para los plazos de desarrollo está dada principalmente por la disponibilidad de las baterías de Ion Litio, en el mercado de los principales fabricantes o proveedores de esta tecnología.

En el caso del proyecto o tecnología de condensador síncrono el diseño, la fabricación, la instalación y la puesta en servicio puede completarse entre dieciséis (16) a veinte (20) meses, dependiendo del número de unidades que considere el proyecto respectivo.

Por su parte, los plazos del desarrollo del proyecto o tecnología del tipo sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) varían entre los siete (7) a catorce (14) meses dependiendo del tamaño de la instalación, para proyectos en desarrollo en el SEN. Esta información fue obtenida de la Plataforma Gestión de Proyectos (<https://pgp.coordinador.cl/irequests>) del CEN.

En relación a los plazos del proyecto de reconversión de central térmica del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado a Condensador Síncrono, se ha estimado un plazo total de aproximadamente 72 semanas (16,5 meses aprox.) considerando un plazo de 46 semanas (11 meses aprox.) para la entrega de los equipos principales por parte del fabricante y 26 semanas adicionales hasta la puesta en servicio del proyecto de reconversión.

En la tabla 6.4 siguiente se muestra la información obtenida de las distintas fuentes de información, las cuales están debidamente referenciadas.

Tecnología /Proyecto	Plazo Desarrollo	Fuente de información
Condensador síncrono	16 meses	[27]
	20 meses	[28]
Sistema de Almacenamiento de Energía mediante baterías (BESS)	7 meses	Proyecto BESS Coya – Engie Energía Chile S.A.
	8 meses	Proyecto BESS Parque Fotovoltaico El Manzano – Enel Green Power Chile S.A.
	10 meses	Proyecto BESS San Andrés - San Andres SpA.
	14 meses	Proyecto BESS Alfalfal – AES Andes S.A.
	14 meses	Proyecto Andes Solar IIA Baterías – Andes Solar II SpA
Proyecto de reconversión de central térmica del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado a condensador síncrono	16,5 meses	Elaboración propia Consultor

Tabla 6.4: Plazo de desarrollo de los proyectos o tecnologías en estudio

Respecto de la vida útil de las distintas tecnologías en estudio como son los condensadores síncronos, sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) y proyecto de reconversión de una central térmica del tipo turbinas a vapor en base a carbón pulverizado a condensador síncrono, en la Tabla 6.5 siguiente se muestra la información obtenida de las distintas fuentes de información, las cuales están debidamente referenciadas.

Tecnología /Proyecto	Vida útil	Fuente de información
Condensador síncrono	40 años	[13]
		[29]
		[30]
Sistema de Almacenamiento de Energía mediante baterías (BESS)	15 / 20 años	[31]
	12 - 15 años, baterías Ion-Litio	[32]
	15 años	[33]
Reconversión Central Térmica del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado a Condensador Síncrono	Ver comentario siguiente	N.A.

Tabla 6.5: vida útil de los proyectos o tecnologías en estudio

Para el caso particular del Proyecto de Reconversión de una central térmica del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado a condensador síncrono, dado que se trata de un proyecto que utiliza una unidad generadora que ha salido de servicio producto del proceso de descarbonización en el Sistema Eléctrico Nacional, su vida útil efectiva estará dado en la medida que sea posible extender su período de operación especialmente lo relacionado con la vida útil del generador eléctrico, que corresponde al equipamiento principal a utilizar para el proceso de reconversión de la central térmica a condensador síncrono.

Además, la vida útil del generador eléctrico está directamente relacionada con el tipo de refrigeración que este tenga. Así es el caso de las unidades generadoras del tipo turbinas a vapor en base a carbón pulverizado en el Sistema Eléctrico Nacional que son refrigeradas ya sea por Hidrógeno o Aire.

En el caso de los generadores eléctricos refrigerados por hidrógeno, al estar en un ambiente hermético totalmente sellado, sus devanados (estator y rotor) no presentan o experimentan descargas parciales por lo que la degradación es muy baja. Así, la vida útil de un generador eléctrico con refrigeración en base a hidrógeno podría extenderse por entre 50/60 años.

Por su parte, los generadores eléctricos refrigerados por aire presentan descargas parciales producto del deterioro del aislamiento lo cual queda reflejado en la exposición a polución, humedad y oxígeno, entre otros. Además, un hecho importante que se presenta en este tipo de generadores refrigerados por aire corresponde al efecto corona. Así, la vida útil de un generador eléctrico con refrigeración por aire podría extenderse por entre 20/30 años. Una vez cumplido el plazo antes señalado, es posible extender su vida útil mediante un rebobinado del generador eléctrico con lo cual esta vida útil podría extenderse por otros 20/30 años adicionales. Producto de lo anterior, un costo estimado del rebobinado de un generador eléctrico podría estar cercano a los 2,5 MMUS\$, en un plazo estimado de cuatro a seis meses de trabajo.

7

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y
OPERACIÓN DE INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE
CORTOCIRCUITO E INERCIA PARA EL SISTEMA ELECTRICO
NACIONAL**

**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 LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS ANALIZADAS

7.1 ANTECEDENTES

Con el propósito de poder determinar los costos de inversión de las distintas tecnologías analizadas, para los distintos tamaños considerados se procedió a determinar las partidas de costos que forman parte del presupuesto, 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.

7.2 TECNOLOGÍA DE CONDENSADOR SINCRONO

En la presente sección se indican las partidas de costos y se detallan los componentes de cada una de ellas para la tecnología del tipo condensador síncrono. La siguiente figura muestra dichas partidas y su desglose. En las siguientes subsecciones se detallan cada una de ellas.

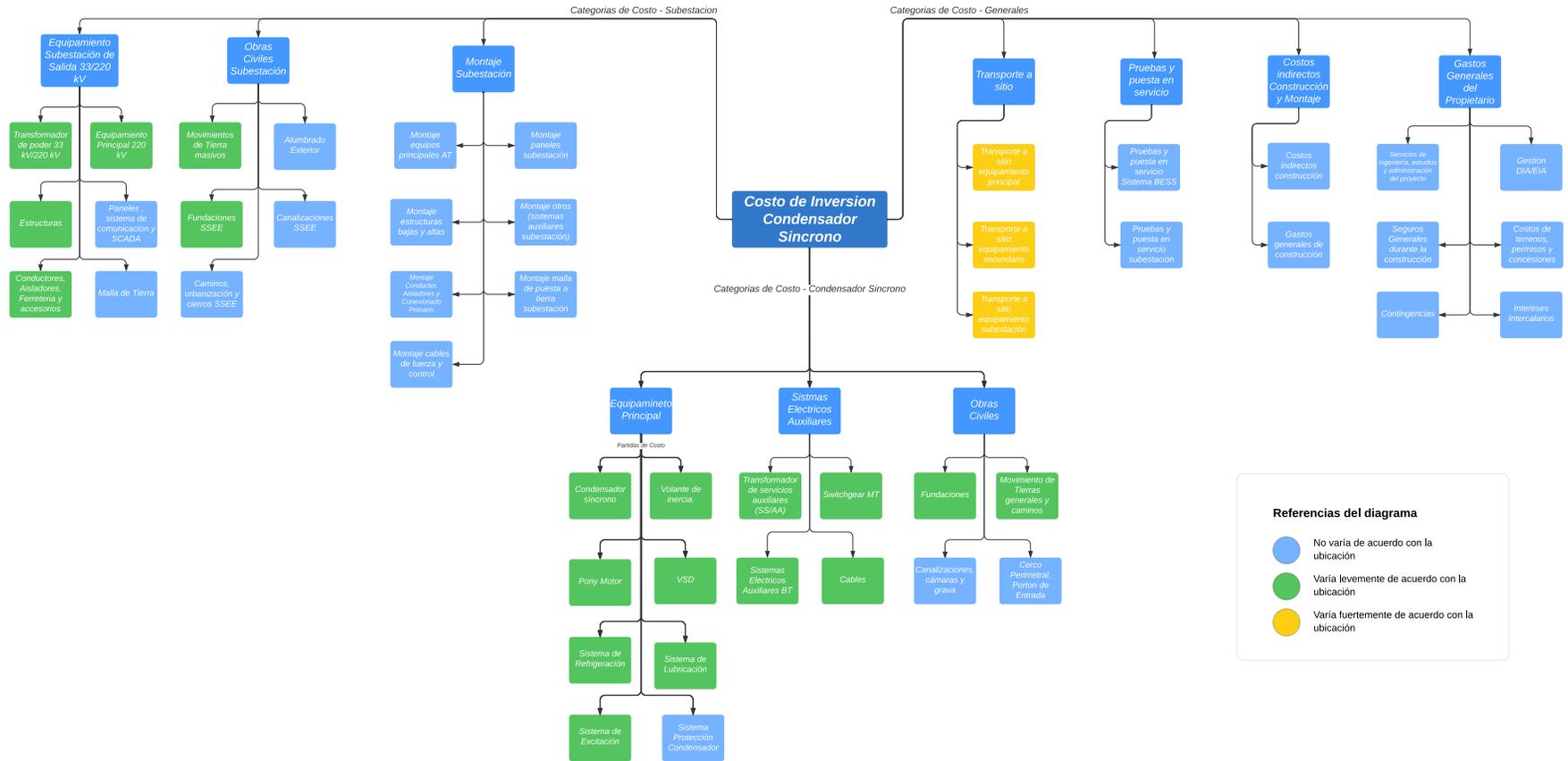


Figura 7.1 Diagrama conceptual partidas de costos de inversión tecnología condensador síncrono.

7.2.1 Suministro de Equipos Principales – Tecnología de Condensador Síncrono

Esta partida de costos considera el suministro del equipamiento principal de la tecnología de Condensador síncrono con volante de inercia. A continuación, se detalla cada uno de los ítems contenidos en ella.

7.2.1.1 Equipamiento Principal de la Tecnología Condensador Síncrono

El equipamiento principal de la tecnología del tipo Condensador Síncrono se compone principalmente de los equipos siguientes:

Condensador síncrono. Corresponde a una parte del valor del equipamiento principal del sistema condensador síncrono.

Volante de inercia. Corresponde a una parte del valor del equipamiento principal del sistema condensador síncrono.

Pony Motor. Incluido en el valor del equipamiento principal del sistema condensador síncrono.

Variador de Velocidad (VSD). Incluido en el valor del equipamiento principal del sistema condensador síncrono.

Sistema de Refrigeración Incluido en el valor del equipamiento principal del sistema condensador síncrono. Incluye skid de bombas, aerofriadores y panel de control.

Sistema de Lubricación Incluido en el valor del equipamiento principal del sistema condensador síncrono. Incluye estanque, unidad de lubricación y piping sistema de lubricación.

Sistema de Excitación Incluido en el valor del equipamiento principal del sistema condensador síncrono. Incluye excitador principal sin escobillas para excitación corriente continua completo con puente de diodos, tiristores, circuitos RC y caja de control, generador de imán permanente (PMG), mini interruptor – protección contra sobre corriente del PMG.

Sistema Protección Condensador. Incluido en el valor del equipamiento principal del sistema condensador síncrono.

7.2.2 Sistemas Eléctricos Auxiliares

Esta partida de costos incluye equipos, dispositivos y sistemas varios correspondiente a los sistemas eléctricos auxiliares. A continuación, se detalla cada uno de los ítems contenidos en ella.

Esta partida comprende:

- Sistema de distribución de BT y MT, sistema de corriente continua, sistema de I&C, sistema de control, sistema contra incendios sistema de Iluminación y sistema puesta a tierra
- Transformador de servicios auxiliares (SS/AA)
- Cables de fuerza y cableado de instrumentación y control

7.2.3 Equipamiento Subestación de Salida 13,8 kV /220 kV

Esta partida de costos incluye al equipamiento principal de la Subestación de salida 13,8 kV/220 kV

Esta partida comprende:

- Transformador de Poder 13,8 kV/220 kV
- Equipamiento Principal lado 220 kV
- Estructuras
- Conductores, aisladores, ferretería y accesorios.
- Malla de Tierra
- Alumbrado de patio
- Paneles

Dichas partidas consideran el costo del cumplimiento de la NTSyCS y sus anexos técnicos. Las consideraciones asociadas al cumplimiento normativo se indican en el capítulo 8 y su impacto en el diseño se aborda en el capítulo 9, tanto para el caso de un proyecto dentro de una subestación existente como para el caso en que el proyecto este alejado de la subestación de conexión del SEN.

7.2.4 Obras civiles Condensador Síncrono con volante de inercia

Esta partida de costos incluye las obras civiles del equipamiento principal, sistemas varios (lubricación, refrigeración, otros). A continuación, se detalla cada uno de los ítems contenidos en ella.

7.2.4.1 Fundaciones estructuras

Esta partida de costos incluye a los ítems siguientes:

- Excavaciones.
- Relleno Estructural.
- Hormigón G25 y G20.
- Armadura
- Insertos de pernos y anclaje

- Grout

7.2.4.2 Movimiento de tierras generales y caminos

Esta partida de costos incluye a los ítems siguientes:

- Escarpe y limpieza terreno
- Excavaciones
- Rellenos
- Caminos interiores

7.2.4.3 Canalizaciones, cámaras y grava

Esta partida de costos incluye los ítems siguientes:

- Excavación
- Rellenos
- Hormigón
- Suministro y montaje conduit PVC 110 mm
- Cámaras
- Relleno con grava

7.2.4.4 Cerco perimetral y portón de entrada

Esta partida de costos incluye los ítems siguientes:

- Excavaciones
- Relleno estructural
- Hormigón fundaciones
- Cerco Perimetral incl. postes
- Portón de Entrada/Salida

7.2.5 Obras Civiles Subestación

Estas partidas de costos corresponden a las Obras Civiles de la Subestación de salida. A continuación, se detalla cada uno de los ítems contenidos en ella.

- Movimientos de Tierra masivos
- Alumbrado Exterior
- Fundaciones Subestación

- Canalizaciones Subestación
- Caminos, urbanización y cierros SSEE

7.2.6 Montaje Subestación

Estas partidas de costos corresponden al Montaje de la Subestación de salida. A continuación, se detalla cada uno de los ítems contenidos en ella.

- Montajes Equipos Principales AT
- Montajes Estructuras bajas y altas
- Montaje Cables de Fuerza y Control
- Montaje Conductor, Aisladores y Conexión Primario
- Montaje Paneles Subestación
- Montaje otros (sistemas auxiliares subestación)
- Montaje malla de puesta a Tierra SSEE

7.2.7 Transporte a sitio

Estas partidas de costos corresponden a la carga, transporte y descarga desde puerto al sitio de emplazamiento del proyecto. A continuación, se detalla cada uno de los ítems contenidos en este caso.

- Transporte a sitio equipamiento principal
- Transporte a sitio equipamiento secundario
- Transporte a sitio equipamiento subestación

7.2.8 Pruebas y puesta en servicio

Estas partidas de costos corresponden a las pruebas y puesta en servicio del equipamiento principal como es el condensador síncrono, volante de inercia y pony motor, equipamiento secundario como pueden ser transformador de servicios auxiliares, gabinetes de salas de control, etc. y equipamiento de la Subestación. A continuación, se detalla cada uno de los ítems contenidos en este caso.

- Pruebas y puesta en servicio Condensador
- Pruebas y puesta en servicio subestación

7.2.9 Costos indirectos Construcción y Montaje

Estas partidas de costos corresponden a los costos indirectos de construcción y montaje. A continuación, se detalla cada uno de los ítems contenidos en estas partidas de costos.

- Costos indirectos construcción como porcentaje (%) del costo directo
- Gastos generales de construcción como porcentaje (%) del costo directo

7.2.10 Gastos Generales del Propietario

Se consideran las partidas de costos correspondientes a gastos generales habituales en este tipo de proyectos, los cuales son de cargo del propietario de la instalación, y corresponden a los siguientes:

Servicios de ingeniería, estudios y administración del proyecto: Corresponde a las partidas de costos correspondientes a los servicios de ingeniería y administración del proyecto que requiere el propietario desde los estudios básicos hasta el término del proyecto. Se incluyen los estudios de terreno específicos de cada localización.

Gestión DIA/EIA: Corresponde a la partida de costos de los servicios de consultoría y gastos de gestión de la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) o Estudio de Impacto Ambiental (EIA), desde los inicios del proyecto hasta su término. Se han considerado valores de mercado para cada tipo de proyecto.

Seguros Generales durante la construcción: Corresponde al costo de los seguros requeridos durante el periodo de construcción. Se ha estimado como un recargo del 1% del costo total de suministro y construcción. La estimación anterior tiene su origen en valores de proyectos reales disponibles en la base de datos del Consultor.

Costos de terrenos, permisos y concesiones: Contempla la partida de costos por adquisición de terrenos, permisos y concesiones.

Contingencias: Se ha considerado una partida de costos para los imprevistos que puedan surgir durante el desarrollo del proyecto y que no están cubiertos por las partidas de costos del ítemizado principal. Se ha estimado en un 10% del costo total del proyecto, en concordancia con el nivel de la estimación realizada. En esta estimación se han considerado precios referenciales de fabricantes para el equipo principal y estimaciones de obras en base a diseños conceptuales por parte del Consultor.

Intereses Intercalarios: Los intereses intercalarios consideran el costo financiero incurrido en el período de construcción de las obras, provocado por destinar fondos al desarrollo del proyecto y la pérdida de intereses por este concepto. Para estos efectos se ha considerado una tasa real anual de 10% que representa el valor del capital invertido en el proyecto, con lo que se tiene una tasa diaria de 0,026%.

Para determinar el costo financiero de los dineros invertidos se ha utilizado el promedio redondeado de los plazos constructivos de las distintas referencias mostradas en la tabla 6.4, que para el caso de la tecnología de condensador síncrono corresponde a 18 meses.

Adicionalmente, para calcular los intereses intercalarios se realizaron supuestos respecto a las condiciones de pago. En base a lo anterior se obtuvo un interés intercalario del 10,31% para la tecnología de condensador síncrono.

7.3 TECNOLOGIA DE SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA MEDIANTE BATERIAS (BESS)

En la presente sección se indican las partidas de costos y se detallan los componentes de cada una de ellas para la tecnología BESS. La siguiente figura muestra dichas partidas y su desglose. En las siguientes subsecciones se detallan cada una de ellas.

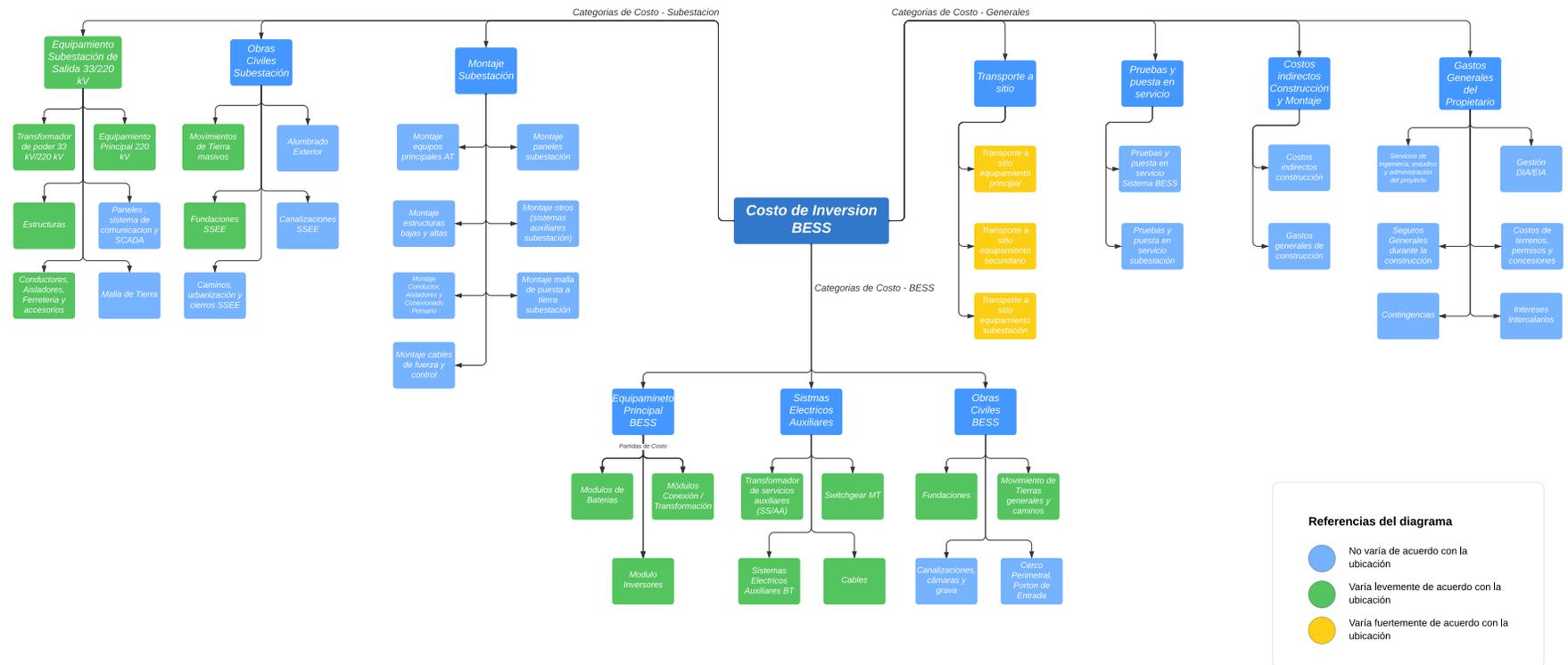


Figura 7.2 Diagrama conceptual partidas de costos de inversión tecnología sistema BESS

7.3.1 Suministro de Equipos Principales – Tecnología Sistema de Almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)

Esta partida de costos considera el suministro del equipamiento principal de la tecnología del tipo sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS). A continuación, se detalla cada uno de los ítems contenidos en ella.

7.3.1.1 Equipamiento Principal de la Tecnología Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS)

El equipamiento principal de la tecnología del tipo Sistema de Almacenamiento de Energía mediante baterías (BESS) se compone principalmente de los equipos siguientes:

Módulo Baterías. Corresponde a una parte del valor total del equipamiento principal del sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS).

Módulo Inversores. Corresponde a una parte del valor total del equipamiento principal del sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS).

Módulos Conexión / Transformación. Corresponde a una parte del valor total del equipamiento principal del sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS).

7.3.2 Sistemas Eléctricos Auxiliares

Esta partida de costos incluye equipos, dispositivos y sistemas varios correspondiente a los sistemas eléctricos auxiliares. A continuación, se detalla cada uno de los ítems contenidos en esta partida de costos.

El detalle de esta partida de costos comprende lo siguiente:

- Transformador de servicios auxiliares (SS/AA)
- Switchgear MT, incluye relés de control, protección y medida.
- Sistema distribución BT, sistema corriente continua, sistema de control, sistema conrainscendios, sistema de iluminación y sistema puesta a tierra.
- Cables de fuerza y cableado de instrumentación y control.

7.3.3 Equipamiento Subestación de salida 33 kV/220 kV

Esta partida de costos incluye al equipamiento principal de la subestación de salida 33 kV/220 kV.

Esta partida comprende:

- Transformador de poder 33 kV/220 kV
- Equipamiento principal 220 kV

- Estructuras
- Conductores de fuerza y alumbrado.
- Malla de tierra
- Alumbrado de patio
- Paneles y otros

Dichas partidas consideran el costo del cumplimiento de la NTSyCS y sus anexos técnicos. Las consideraciones asociadas al cumplimiento normativo se indican en el capítulo 8 y su impacto en el diseño se aborda en el capítulo 9, tanto para el caso de un proyecto dentro de una subestación existente como para el caso en que el proyecto este alejado de la subestación de conexión del SEN.

7.3.4 Obras Civiles Sistema Almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)

Esta partida de costos incluye las obras civiles del equipamiento principal, tales como fundaciones para container de baterías, módulos inversores, módulos conexión/transformación, transformadores de servicios auxiliares, etc. A continuación, se detalla cada uno de los ítems contenidos en estas partidas de costos.

7.3.4.1 Fundaciones estructuras

Esta partida corresponde a los siguientes ítems:

- Excavaciones.
- Relleno estructural.
- Hormigón G25 y G20.
- Armadura
- Insertos de pernos y anclaje
- Grout

7.3.4.2 Movimiento de tierras generales y caminos

Esta partida corresponde a los siguientes ítems:

- Escarpe y limpieza terreno
- Excavaciones
- Rellenos
- Caminos interiores

7.3.4.3 Canalizaciones, cámaras y grava

Esta partida de costos incluye los ítems siguientes:

- Excavación
- Rellenos
- Hormigón
- Suministro y montaje conduit PVC 110 mm
- Cámaras
- Relleno con grava

7.3.4.4 Cerco perimetral y portón de entrada

Esta partida de costos incluye los ítems siguientes:

- Excavaciones
- Relleno estructural
- Hormigón fundaciones
- Cerco perimetral incl. postes
- Portón de entrada/salida

7.3.5 Obras Civiles Subestación

Estas partidas de costos corresponden a las Obras Civiles de la Subestación de salida. A continuación, se detalla cada uno de los ítems contenidos en ella.

- Movimientos de tierra masivos
- Alumbrado exterior
- Fundaciones subestación
- Canalizaciones subestación
- Caminos, urbanización y cierros SSEE

7.3.6 Montaje Subestación

Estas partidas de costos corresponden al Montaje de la Subestación de salida. A continuación, se detalla cada uno de los ítems contenidos en ella.

- Montaje equipos principales AT
- Montaje estructuras bajas y altas
- Montaje Conductor, Aisladores y Conexionado Primario
- Montaje cables de fuerza y control

- Montaje paneles subestación
- Montaje otros (sistemas auxiliares subestación)
- Montaje malla de puesta a tierra subestación

7.3.7 Transporte a sitio

Estas partidas de costos corresponden a la carga, transporte y descarga desde puerto al sitio de emplazamiento del proyecto. A continuación, se detalla cada uno de los ítems contenidos en este caso.

- Transporte a sitio equipamiento principal
- Transporte a sitio equipamiento secundario
- Transporte a sitio equipamiento subestación

7.3.8 Pruebas y puesta en servicio

Estas partidas de costos corresponden a las pruebas y puesta en servicio del equipamiento principal como es el sistema de baterías, inversores y sistema de conexión/transformación, equipamiento secundario como pueden ser transformador de servicios auxiliares, gabinetes de salas de control, etc. y equipamiento de la subestación. A continuación, se detalla cada uno de los ítems contenidos en este caso.

- Pruebas y puesta en servicio Sistema BESS
- Pruebas y puesta en servicio subestación

7.3.9 Costos indirectos Construcción y Montaje

Estas partidas de costos corresponden a los costos indirectos de construcción y montaje. A continuación, se detalla cada uno de los ítems contenidos en estas partidas de costos.

- Costos indirectos construcción como % del costo directo
- Gastos generales de construcción como % del costo directo

7.3.10 Gastos Generales del Propietario

Se consideran las partidas de costos correspondientes a gastos generales habituales en este tipo de proyectos, los cuales son de cargo del propietario de la instalación, y corresponden a los siguientes:

Servicios de ingeniería, estudios y administración del proyecto: Corresponde a las partidas de costos correspondientes a los servicios de ingeniería y administración del proyecto que requiere el propietario desde los estudios básicos hasta el término del proyecto. Se incluyen los estudios de terreno específicos de cada localización.

Gestión DIA/EIA: Corresponde a la partida de costos de los servicios de consultoría y gastos de gestión de la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) o Estudio de Impacto Ambiental

(EIA), desde los inicios del proyecto hasta su término. Se han considerado valores de mercado para cada tipo de proyecto.

Seguros Generales durante la construcción: Corresponde al costo de los seguros requeridos durante el periodo de construcción-. Se ha estimado como un recargo del 1% del costo total de suministro y construcción. La estimación anterior tiene su origen en valores de proyectos reales disponibles en la base de datos del Consultor.

Costos de terrenos, permisos y concesiones: Contempla la partida de costos por adquisición de terrenos, permisos y concesiones.

Contingencias: Se ha considerado una partida de costos para los imprevistos que puedan surgir durante el desarrollo del proyecto y que no están cubiertos por las partidas de costos del itemizado principal. Se ha estimado en un 10% del costo total del proyecto, en concordancia con el nivel de la estimación realizada. En esta estimación se han considerado precios referenciales de fabricantes para el equipo principal y estimaciones de obras en base a diseños conceptuales por parte del Consultor.

Intereses Intercalarios: Los intereses intercalarios consideran el costo financiero incurrido en el período de construcción de las obras, provocado por destinar fondos al desarrollo del proyecto y la pérdida de intereses por este concepto. Para estos efectos se ha considerado una tasa real anual de 10% que representa el valor del capital invertido en el proyecto, con lo que se tiene una tasa diaria de 0,026%.

Para determinar el costo financiero de los dineros invertidos se ha utilizado el promedio redondeado de los plazos constructivos de las distintas referencias mostradas en la tabla 6.4, que para el caso de la tecnología Sistema BESS corresponde a 11 meses.

Adicionalmente, para calcular los intereses intercalarios se realizaron supuestos respecto a las condiciones de pago. En base a lo anterior se obtuvo un interés intercalario del 5,46% para la tecnología Sistema BESS.

7.4 RECONVERSIÓN DE CENTRAL TÉRMICA DEL TIPO TURBINA A VAPOR EN BASE A CARBÓN PULVERIZADO A CONDENSADOR SÍNCRONO

En la presente sección se indican las partidas de costos y se detallan los componentes de cada una de ellas para la reconversión de una central térmica del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado a condensador síncrono. La siguiente figura muestra dichas partidas y su desglose. En las siguientes subsecciones se detallan cada una de ellas.

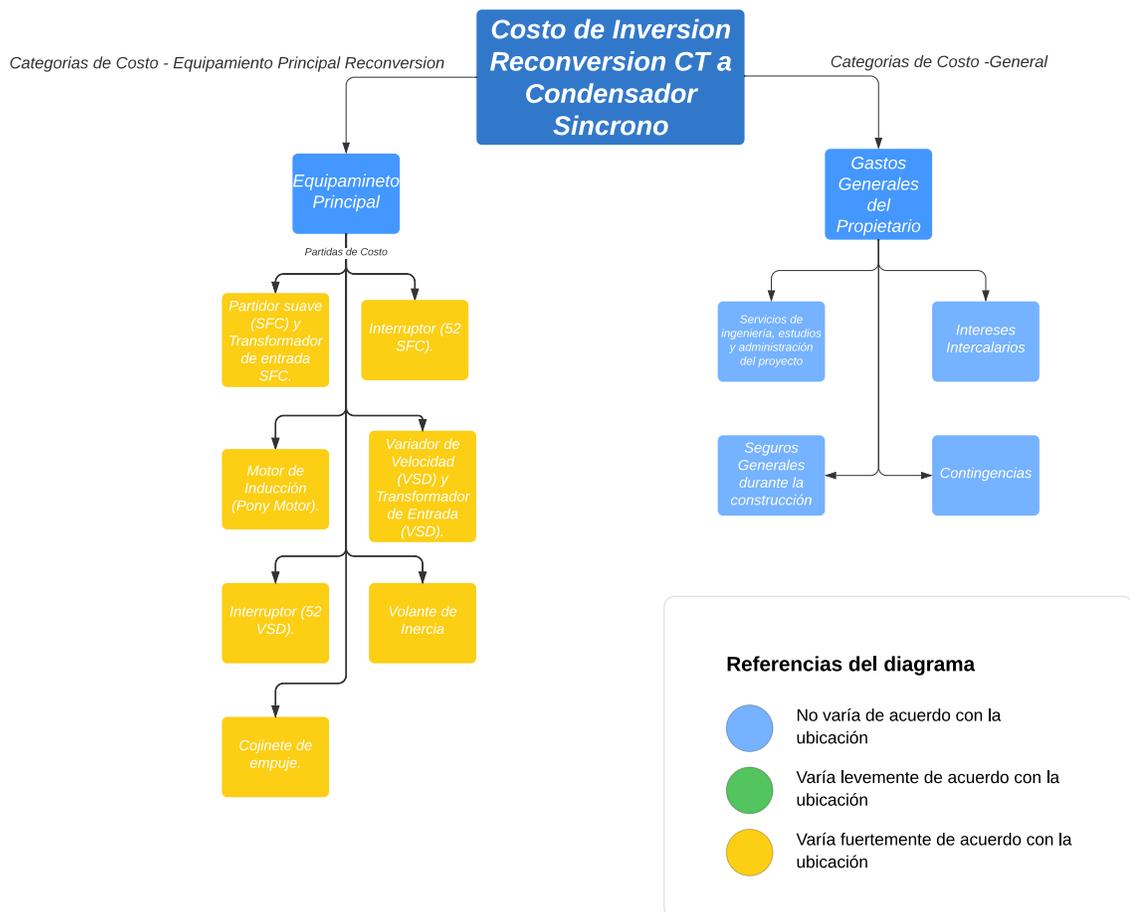


Figura 7.3 Diagrama conceptual partidas de costos de inversión proyecto reversión de una central térmica del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado a condensador síncrono

7.4.1 Suministro de Equipos Principales – Reconversión Central Térmica del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado a Condensador Síncrono

Esta partida de costos considera el suministro del equipamiento principal del proyecto de reconversión de una central térmica del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado a condensador síncrono. A continuación, se detalla cada uno de los ítems contenidos en ella.

7.4.1.1 Equipamiento Principal Reconversión Central Térmica del tipo Turbina a Vapor en base a Carbón Pulverizado a Condensador Síncrono

El equipamiento principal de un Proyecto de Reconversión Central Térmica del tipo Turbina a Vapor en base a Carbón Pulverizado a Condensador Síncrono se compone principalmente de los equipos siguientes:

Partidor suave (SFC) y Transformador de entrada SFC. Corresponde a una parte del valor del equipamiento principal del proyecto de reconversión de una central térmica del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado a condensador síncrono.

Interruptor (52 SFC). Corresponde a una parte del valor del equipamiento principal del proyecto de reconversión de una central térmica del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado a condensador síncrono.

Motor de Inducción (Pony Motor). Corresponde a una parte del valor del equipamiento principal del proyecto de reconversión de una central térmica del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado a condensador síncrono.

Variador de Velocidad (VSD) y Transformador de Entrada (VSD). Corresponde a una parte del valor del equipamiento principal del proyecto de reconversión de una central térmica del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado a condensador síncrono.

Interruptor (52 VSD). Corresponde a una parte del valor del equipamiento principal del proyecto de reconversión de una central térmica del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado a condensador síncrono.

Volante de Inercia. Corresponde a una parte del valor del equipamiento principal del proyecto de reconversión de una central térmica del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado a condensador síncrono.

Cojinete de empuje. Corresponde a una parte del valor del equipamiento principal del proyecto de reconversión de una central térmica del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado a condensador síncrono.

7.4.2 Gastos Generales del Propietario

Se consideran las partidas de costos correspondientes a gastos generales habituales en este tipo de proyectos, los cuales son de cargo del propietario de la instalación, y corresponden a los siguientes:

Servicios de ingeniería, estudios y administración del proyecto: Corresponde a las partidas de costos correspondientes a los servicios de ingeniería y administración del proyecto que requiere el propietario desde los estudios básicos hasta el término del proyecto. Se incluyen los estudios de terreno específicos de cada localización.

Seguros Generales durante la construcción: Corresponde al costo de los seguros requeridos durante el periodo de construcción-. Se ha estimado como un recargo del 1% del costo total de suministro y construcción.

Contingencias: Se ha considerado una partida de costos para los imprevistos que puedan surgir durante el desarrollo del proyecto y que no están cubiertos por las partidas de costos del ítemizado principal. Se ha estimado en un 10% del costo total del proyecto, en concordancia con el nivel de la estimación realizada. En esta estimación se han considerado precios referenciales de fabricantes para el equipo principal y estimaciones de obras en base a diseños conceptuales por parte del Consultor.

Intereses Intercalarios: Los intereses intercalarios consideran el costo financiero incurrido en el período de construcción de las obras, provocado por destinar fondos al desarrollo del proyecto y la pérdida de intereses por este concepto. Para estos efectos se ha considerado una tasa real anual de 10% que representa el valor del capital invertido en el proyecto, con lo que se tiene una tasa diaria de 0,026%.

Para determinar el costo financiero de los dineros invertidos se ha utilizado el promedio redondeado de los plazos constructivos de las distintas referencias mostradas en la tabla 6.4, que para el caso de la reconversión de una central térmica del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado a condensador síncrono corresponde a 17 meses.

Adicionalmente, para calcular los intereses intercalarios se realizaron supuestos respecto a las condiciones de pago. En base a lo anterior se obtuvo un interés intercalario del 9,57% para la reconversión de una central térmica del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado a condensador síncrono.

7.5 PARTIDAS DE COSTOS QUE RESULTAN DEPENDIENTES EN FORMA RELEVANTE RESPECTO DE LA UBICACIÓN DEL PROYECTO.

Primero que todo, se destaca que, en general, las partidas de costo de los proyectos estudiados no presentan variaciones sustanciales en relación con la ubicación del proyecto y el diseño presentando es aplicable a distintas zonas geográficas.

No obstante lo anterior, como en todo proyecto, hay una variación del diseño y, en consecuencia, los costos de las partidas antes detalladas producto de las condiciones específicas de sitio tales como tipos de suelo, altura geográfica, nivel cerámico temperatura, humedad, viento, nieve, contaminación, salinidad, entre otras.

Un punto relevante, tanto para el equipamiento principal del condensador sincrónico como para el BESS, es la altura geográfica, temperatura y humedad por su impacto en el sistema de refrigeración considerando.

Como se vio en la Capítulo 6, todo condensador sincrónico necesita de un sistema de refrigeración cuyo diseño se ve afectado fuertemente por las condiciones antes indicadas. Por ello es esperable un sobre costo de este ítem especialmente por la disminución de la densidad del aire al aumentar la altura geográfica.

En el caso del BESS se da un fenómeno similar, ya que las baterías requieren de condiciones ambientales controladas, por lo que el sistema de climatización debe ser sobredimensionado para dar cuenta de condiciones ambientales fuera de los rangos estándares. Típicamente los equipos BESS son aptos hasta 1000 m.s.n.m. y deben ser derrateados sobre esta altura, aunque existen fabricantes que ofrecen de fábrica módulos aptos para alturas mayores.

Ahora bien, este ítem, es decir, el sistema de refrigeración y/o sistema de climatización para la tecnología del tipo condensador sincrónico y sistema de climatización para el sistema BESS, no es posible de cuantificar en esta etapa, ya que dicho sobre costo es evaluado por el proveedor del equipo al momento de realizar una cotización para un proyecto en específico donde estas condiciones son conocidas.

Los costos de transporte a sitio por su naturaleza son dependientes de la ubicación del proyecto, pero dada su magnitud en el global del proyecto no implican mayor variación del costo total de la instalación. Los costos de mano de obra también tienen una dependencia de la ubicación por las variaciones salariales dentro del país lo cual afecta todas las partidas nacionales de obras civiles y montaje. Si bien es posible cuantificar en cierto grado esta variación asociándola a índices de mano de obra públicos disponibles, esto tiene ciertas limitaciones ya que solo una fracción de la mano de obra es local, al ser práctica usual utilizar mano de obra especializada que se instale en sitio por el proyecto durante el periodo de construcción.

Una fuente de variación adicional corresponde a la disponibilidad de espacio, la cual, dependiendo del emplazamiento, puede ser limitada.

En el caso del condensador sincrónico, si existen limitaciones de espacio, existen opciones relativas al sistema de refrigeración que disminuyen las dimensiones de los espacios requeridos. Esta alternativa consistente en un sistema de refrigeración mediante el montaje de aereoenfriadores instalados en la misma estructura del condensador sincrónico, se muestra en la figura siguiente.

Installation from site Darlington Point, North South Wales, synchronous condensers with CACA cooling



En el caso de la subestación esto implica sobrecostos por uso de equipos compactos o GIS. Esto podría ser más probable en el caso de emplazarse el proyecto dentro de la subestación de conexión o contigua a ella, pero para cuantificarlo debe evaluarse un proyecto en específico, por lo que no es evaluable en esta etapa.

En el caso de la reconversión de centrales térmicas a condensadores sincrónicos, dada la naturaleza de estos proyectos, su costo varía caso a caso dependiendo de las particularidades de la central térmica a reconvertir. Para evaluar estas diferencias se debe estudiar en detalle cada caso.

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

7.6.1 Antecedentes

Para obtener los costos fijos de operación de las instalaciones que pueden proveer potencia de cortocircuito e inercia se determinarán en el presente estudio las partidas de costos que forman parte del presupuesto. En el presente capítulo se indican dichas partidas de costo y se detallan los componentes de cada una de ellas.

7.6.2 Costos Fijos de Operación

En la presente sección se detallan las diferentes componentes de los costos fijos de operación y mantenimiento de las distintas tecnologías en estudio. En general se estima que los costos fijos de operación aplican de forma homogénea y/o sin mayor dependencia con respecto de los distintos puntos de conexión o subestaciones principales del SEN.

La siguiente figura muestra dichas partidas y su desglose, la cual es común para todas las tecnologías. En las siguientes subsecciones se detallan cada una de ellas.

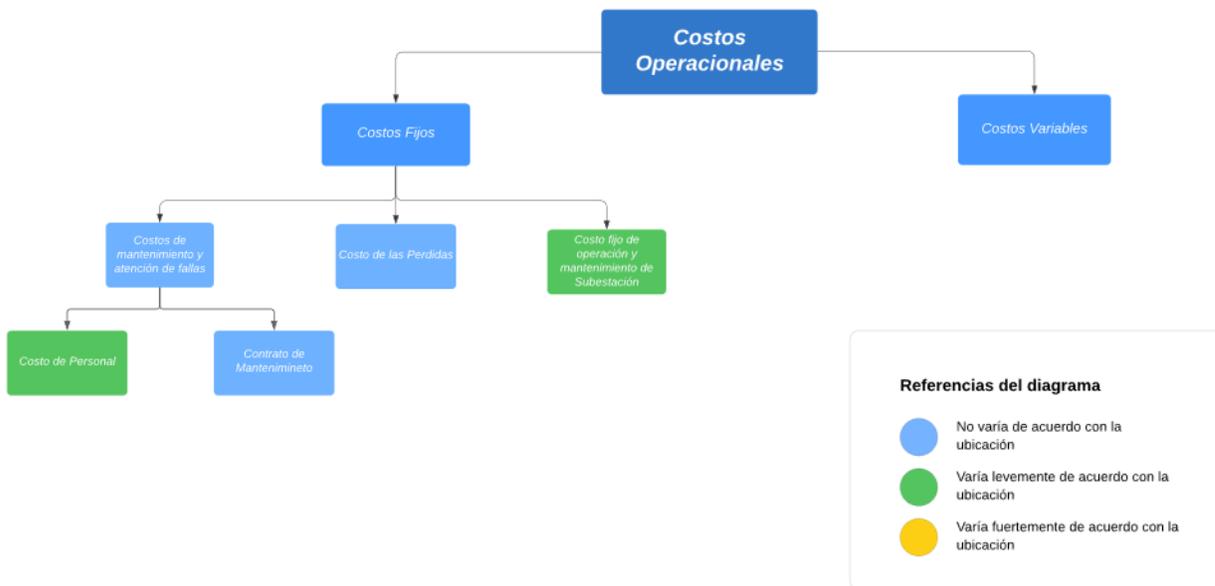


Figura 7.4 Diagrama conceptual partidas de costos fijos de operación

7.6.2.1 Costos fijos Operacionales

Se consideran los costos de personal y gastos generales correspondientes a la operación de las instalaciones para proveer potencia cortocircuito e inercia. Dada la naturaleza de los proyectos en estudio se considera que esta estimación es independiente del tamaño y tecnología. Adicionalmente se asumen que el proyecto esta inserto en una subestación existente.

Estas instalaciones típicamente operan desatendidas desde un centro de control local que cubre una zona geográfica extensa (i.e. norte, centro, sur) con visitas periódicas de personal de operación. Dado que este costo corresponde esencialmente a costo de personal de operación el cual puede variar por zona geográfica, pero dentro de una misma zona es homogéneo y las variaciones entre zonas no son de gran magnitud. Luego estos costos no presentan variaciones relevantes con respecto al punto de conexión.

7.6.2.2 Costos de mantenimiento y atención de fallas

El mantenimiento rutinario y atención de fallas está considerado en estos costos y estará cubierto por el personal de operación y un especialista electromecánico de apoyo diario. Dichos costos están cubiertos por lo indicado en el punto 7.5.2.1.

Los mantenimientos e inspecciones mayores programadas y no programadas se han considerado que esté cubierto por un LTSA (Long Term Service Agreement) contratado con el fabricante o representante autorizado de la marca.

Para el caso del condensador sincrónico en el Anexo 5 se incluye un programa de mantenimiento programado típico asociado a un LTSA. Este programa de mantenimiento programado típico muestra para un período de 30 años, el Nivel (L) del mantenimiento cuyo detalle se explica para los niveles L1, L1+, L2, L3 y L4, así como también el número de días que la instalación (condensador síncrono) se mantiene fuera de servicio según el Nivel de mantenimiento correspondiente. Por último, se indican las horas de operación anual efectivas del condensador síncrono una vez descontadas las horas de mantenimiento según el Nivel de mantenimiento anual. En el resumen de la duración media anual del mantenimiento para este tipo de tecnología se establece un período de 3,7 días anuales y 8.671 horas de operación anual efectiva, de acuerdo con lo indicado en el referido Anexo 5.

Para el caso del BESS, también se considera un modelo con un contrato de mantenimiento que cubra los mantenimientos e inspecciones mayores programadas y no programadas.

Estos costos no presentan variaciones relevantes con respecto a la ubicación ya que el contrato depende esencialmente del equipamiento principal y su plan de mantenimiento y la mano de obra utilizada no es local.

7.6.2.3 Costo fijo de operación y mantención de Subestación

Corresponde al costo fijo en relación con el servicio de mantención de la subestación de salida de las instalaciones para proveer potencia de cortocircuito e inercia. 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 conexión.

Dado que este costo corresponde típicamente a un contrato con una empresa especializada que prestan servicios en áreas extensas, podrían presentarse variaciones por zona geográfica

(norte, centro, sur), pero dentro de una misma zona es homogéneo y las variaciones entre zonas no son de gran magnitud. Luego estos costos no presentan variaciones relevantes con respecto al punto de conexión.

7.6.2.4 Costo de las pérdidas

Corresponde al costo de las pérdidas eléctricas valorizadas, producto de mantener operando estas instalaciones.

Las pérdidas consideradas en el modelo de costos son las correspondientes a la operación del equipamiento principal y del transformador elevador.

Para su cálculo se han considerado la información técnica relativa a las pérdidas para cada tamaño de las instalaciones para proveer potencia cortocircuito e inercia.

En este punto se consideran las pérdidas asociadas a la unidad estando disponible y conectada al sistema para la provisión de potencia cortocircuito e inercia.

Estas pérdidas corresponden a las siguientes:

- Condensador sincrónico: Pérdidas electromecánicas en condensador sincrónico y Flywheel.
- BESS: Pérdidas de energía por autodescarga de baterías.
- Proyecto de reconversión de centrales térmicas: Se estima que no existen pérdidas relevantes, dado que éstas en el generador eléctrico son muy menores o despreciables.
- Transformador elevador: Pérdidas en vacío y pérdidas bajo carga.

Para efectos de las pérdidas en vacío de los transformadores se han considerado tres rangos típicos que corresponden a 56,2 kW para el caso de 70 MW, 92,1 kW para el caso de 150 MW y 157,5 kW para el caso de 300 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.

Se destaca que este costo se calcula para el todo el período de operación y se valorizan a un costo aproximado considerando un valor monómico de 100 US\$/MWh. El valor de 100 US\$/MWh se ha estimado en base a un precio monómico como cliente libre, el cual comprende un precio de energía del orden de 60/70 US\$/MWh, precio de potencia del orden de 8 US\$/kW-mes y 20 US\$/MWh por costos de transporte y sistémicos.

En el caso de que el proyecto este alejado de la subestación de conexión debe considerarse el costo de las pérdidas en vacío y bajo carga de la línea de transmisión. Respecto a las pérdidas en vacío es razonable asumir que la línea será corta (no más allá de 20 km) por lo que estas son despreciables. Respecto a las pérdidas bajo carga de la línea de transmisión, estas se pueden modelar en función de las características de la línea de transmisión (longitud, tipo de

conductor, etc.) y se consideran como una disminución del atributo que entrega el proyecto (inerencia o potencia de cortocircuito) en la subestación de conexión.

7.6.2.5 Costos de Seguros

Los costos de seguros están incorporados en el costo de inversión de las instalaciones para proveer potencia cortocircuito e inerencia, 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).

Adicionalmente se considera un recargo dentro de los costos del propietario para efectos de estimar el costo de los seguros durante la construcción.

7.6.2.6 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 instalación para proveer potencia cortocircuito e inerencia.

7.6.2.7 Costo de almacenaje y Logística

No se considera ningún costo de almacenaje y logística, dado que ellos se asumen están incluidos en el precio unitario de cada equipo o insumo. Adicionalmente se considera que cualquier necesidad de almacenaje durante la etapa de construcción se manejará con el espacio dentro de la instalación de faenas y una adecuada programación de tareas en la etapa de construcción.

7.6.3 Costos Variables de Operación

En relación con los costos variables de la tecnología de condensador síncrono dado que esta tecnología está permanentemente en operación con periodos de mantenimiento anual en promedio de no más de 3,5 días anuales se ha estimado que estos son bastantes reducidos como podrían ser lubricantes (aceites) y por lo tanto sus costos de operación y mantenimiento corresponden mayoritariamente a costos fijos.

En la publicación [32], los costos de operación de un condensador síncrono se modelan como un porcentaje de la inversión, de lo cual es razonable asumir que el costo de operación es esencialmente fijo.

De igual forma, respecto de los costos variables para el caso de la tecnología de sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) tal como se señala en la Base de Datos de la publicación referida al almacenamiento en baterías a escala comercial de la NREL, el costo variable de operación y mantenimiento es nulo o cero [31][34].

Por su parte, para el caso del proyecto de reconversión de la central térmica del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado a condensador síncrono, dado que el equipamiento principal que se utiliza para el proyecto de reconversión corresponde al generador eléctrico, los costos variables no representan un costo significativo respecto de los costos de inversión (CAPEX). Lo anterior significa que el costo variable del proyecto de reconversión es bastante menor, lo cual podría representar un costo nulo o despreciable.

8

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y
OPERACIÓN DE INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE
CORTOCIRCUITO E INERCIAS PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO
NACIONAL**

**CUMPLIMIENTO NORMA TÉCNICA DE
SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO**

8 CUMPLIMIENTO NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO

8.1 CUMPLIMIENTO NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO

Respecto a la inclusión de equipos, dispositivos o elementos para el cumplimiento de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTS&CS), cabe destacar que considerando la especificidad de la gran mayoría de los requisitos indicados en el Capítulo 6 del presente Informe y del Anexo Técnico “Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión” aplicables a instalaciones de generación de dicha norma, no es posible evaluarlos en detalle en este estudio, dado que para esto se requiere etapas avanzadas del desarrollo del proyecto.

Para estos efectos se asume que el equipamiento principal y el diseño de la instalación para proveer potencia cortocircuito e inercia cumplen con dichos requisitos. Dicho supuesto es razonable, dado que en general su cumplimiento no representa un sobre costo relevante respecto al equipamiento estándar de las tecnologías en estudio, y puede ser asumido por los imprevistos del proyecto.

Diversos de esos requisitos de diseño, tales como los sísmicos o exigencias generales y diversos criterios de diseño que se indica van en línea con buenas prácticas de ingeniería, comúnmente utilizadas, por lo cual es razonable asumirlas, hasta cierto punto, como ya considerados dentro de los precios unitarios utilizados.

Ahora bien, existe algunos temas puntuales que es posible modelar su impacto en el costo a este nivel de desarrollo de ingeniería y que tienen un impacto en el costo de la obra.

Se destaca que las consideraciones acá indicadas son aplicables tanto para el caso en el que el proyecto se encuentra dentro o contiguo a la subestación de conexión del SEN, como también para el caso que se encuentre alejada del SEN.

Un primer punto para considerar es que tomando en cuenta las exigencias de corriente de ruptura (Art. 70 Anexo Técnico “Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión”), considerando que la tensión de conexión es de 220 kV, la capacidad de ruptura de todos los equipos de alta tensión considerados en la valorización será de al menos 50 kA.

También se considerará en las estimaciones de costos que todos los sistemas de protección para puntos de conexión en alta tensión sean redundantes y la presencia de un canal de comunicaciones vía fibra óptica para el envío en tiempo real de las señales requeridas al centro de control respectivo, en concordancia con los requisitos de la NTS&CS.

La NTS&CS no contiene exigencias específicas sobre el equipamiento de tipo condensadores síncronos y/o volantes de inercia, tampoco para los sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías del tipo BESS.

También se incluirán todos los elementos de control y protección exigidos, de acuerdo con el Título XV del Anexo Técnico “Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión” lo que típicamente corresponden a:

- Barra
 - protecciones diferenciales de barra por sección o barra
- Paño de línea
 - controlador de paño
 - relé de distancia o diferencial de línea
 - relé de falla de interruptor
- Paño de transformador o autotransformador
 - controlador de paño.
 - relé diferencial de transformador
 - relé de sobrecorriente
 - Relé de falla de interruptor

Respecto a la subestación, considerando que la tensión de conexión es de 220 kV, se consideraran los requisitos de confiabilidad indicados en el Art. 47 Anexo Técnico “Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión”. En específico para efectos de asegurar la posibilidad de realizar mantenimiento a un interruptor y no desenergizar el paño y además el poder ejecutar el mantenimiento a la sección de barra sin desconectar las instalaciones asociadas, es que se considera como mínimo una configuración de barra principal y transferencia.

Cabe destacar que en la estimación de costos del sistema de comunicación y de los elementos de la instalación para proveer potencia cortocircuito e inercia se consideran las exigencias del Capítulo 4 NTS&CS en relación con la necesidad de contar con un sistema de medida con interrogación remota y un sistema de comunicaciones que envíe los datos requeridos por el sistema de monitoreo.

Respecto al cumplimiento de los estándares de calidad y seguridad de servicio indicados en el capítulo 5 de la NTS&CS, se destaca que ellos sirven como criterios para evaluar la factibilidad técnica de la instalación para proveer potencia cortocircuito e inercia conectada a una barra en específico.

Respecto a la variación de los costos asociados al cumplimiento de los requerimientos normativos en relación con la zona de emplazamiento, en general se estima que no dependen fuertemente de la ubicación. Esto dado que dichos requerimientos son típicamente independientes de las condiciones de sitio y principalmente afectan la configuración de la solución de conexión y las especificaciones de los equipos.

No obstante lo anterior, como en todo proyecto hay una variación del diseño y, en consecuencia, de los costos de cumplimiento de las exigencias normativas producto de las condiciones específicas de sitio tales como tipos de suelo, altura geográfica, nivel cerámico temperatura, humedad, viento, nieve, contaminación, salinidad, entre otras.

No es directo caracterizar el SEN por zonas respecto a las condiciones de sitio ya que en algunas de estas condiciones, como por ejemplo el tipo de suelo, pueden existir variaciones relevantes en zonas cercanas.

Ahora bien, en el caso de líneas de transmisión y estructuras altas de subestación en los pliegos técnicos RPTD 11, en el punto 5.8 se establecen 4 zonas geográficas y meteorológicas con características comunes, para efectos de definir condiciones de diseño por zona, las cuales pueden tener impacto en el costo de la instalación. No obstante, de todas maneras, la norma indicada exige la revisión y el estudio detallado de estas condiciones para un proyecto definitivo.

Luego, como se indicó previamente, no es posible evaluar en detalle estas variaciones de costo en este estudio, dado que para esto se requiere etapas avanzadas del desarrollo del proyecto y ubicaciones concretas. Dado lo anterior, es razonable asumirlas como ya consideradas dentro de las contingencias del proyecto y dentro del margen de precisión de la estimación realizada.

9

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y
OPERACIÓN DE INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE
CORTOCIRCUITO E INERCIAS PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO
NACIONAL**

**PARTIDAS DE COSTOS DE CONEXIÓN AL
SISTEMA ELÉCTRICO**

9 PARTIDAS DE COSTOS DE CONEXIÓN AL SISTEMA ELÉCTRICO

9.1 ANTECEDENTES

Con el propósito de poder determinar los costos de inversión de las instalaciones para proveer potencia de cortocircuito e inercia se requiere estimar los costos asociados a la conexión al sistema eléctrico.

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.

Las fuentes de información de precios unitarios y su forma de uso se indica en la sección 10.1.2.

Cabe recordar que, los posibles proyectos de las tecnologías del tipo condensador síncrono y sistema BESS y además el Proyecto de reconversión de una central térmica se emplazarían en la zona norte del SEN, de conformidad a lo que definió el Coordinador Eléctrico Nacional en la Licitación del SSCC CT que lleva adelante. Luego en concordancia con lo indicado en las secciones 7.2, 7.3, 7.4 y 7.5, al estar los puntos de conexión en una zona geográfica común, las variaciones de las partidas del costo de conexión al Sistema Eléctrico Nacional son nulas o despreciables.

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

9.2 COSTOS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Los proyectos en estudio para entregar potencia cortocircuito e inercia en todas las tecnologías estudiadas contemplan la conexión eléctrica de esta instalación al SEN. El nivel de tensión de la subestación de salida será en 220 kV.

La subestación de salida será del tipo convencional, y estará compuesta por un marco de salida para la acometida de la 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, alumbrado, y sistema de protección redundante, medida y control (SCADA).

Por la naturaleza de los proyectos en estudio cuyo fin es proveer servicios de red a nivel de transmisión se hace el supuesto que ellos están ubicados dentro de la misma subestación de conexión al SEN, ya que típicamente ese es el caso para este tipo de instalaciones.

Por ello no se considera una línea de transmisión dado que la conexión es entre estructuras altas del paño de conexión y el marco del patio de AT de la instalación para proveer potencia de cortocircuito e inercia.

Lo anterior se considera como la configuración normal de conexión al SEN, sin embargo, en el Anexo 4, se incluye el presupuesto para la tecnología del tipo condensador síncrono y sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) instaladas fuera de la subestación de conexión. En este caso se debe considerar en la subestación de salida una configuración del tipo barra principal y barra de transferencia, según se explica en el Capítulo 8.

En este caso además se requiere de una línea de transmisión en 220 kV, simple circuito. El costo unitario de inversión de esta línea depende de diversos factores como su longitud, ubicación, topografía del terreno, entre otros. Un valor típico actual para esta instalación corresponda 380 kUS\$/km.

La subestación o patio de AT de la instalación para proveer potencia cortocircuito e inercia tendrá como mínimo el siguiente equipamiento principal:

- Uno (1) o dos (2) Transformadores de poder elevador para transformación según de indicado en la sección 6.4.1.
- 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 todos los casos estudiados ya que corresponden a tamaños mínimos de fabricación estándar y mínimos según exigencias normativas.

Además de la subestación de salida, 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.). En el punto 9.2.2.1 se entrega el detalle del equipamiento asociado a cada configuración.

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.

Para el caso de un nivel de tensión de 220 kV, el paño de conexión tendrá como mínimo el siguiente equipamiento principal:

- Interruptores SF6 para 220 kV, de 2.000 A.
- Desconectores trifásicos para 220 kV de 2.000 A, del tipo corte central, con puesta a tierra.
- Desconectores trifásicos para 220 kV de 2.000 A, del tipo corte central, sin puesta a tierra.
- Transformadores de potencial monofásicos para 220 kV.
- Transformadores de corriente monofásicos para 220 kV.
- Pararrayos monofásico del tipo OZn para 220 kV.

Al igual que en caso de la subestación de salida el equipamiento de maniobra del paño de conexión al SEN es similar en capacidad de corriente en todos los casos estudiados.

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

9.2.1 Estructura de costos del equipamiento subestación de salida MT/220 kV

Esta categoría agrupa a todas las partidas de costos de la subestación de salida de la instalación para aportar potencia cortocircuito e inercia. Se destaca que en esta categoría está incluido el transformador de poder elevador del condensador síncrono y los elementos de conexión de él hasta el patio de alta tensión.

9.2.1.1 Equipamiento Principal

En esta partida se incluye el suministro del equipamiento eléctrico principal que constituye la subestación eléctrica de la instalación de las características antes indicadas. En el siguiente cuadro se muestra el tipo y la cantidad de equipos incluidos. Se distinguen dos casos en función de la cantidad de transformadores elevadores requeridos. La cantidad de transformadores elevadores se estimó en función de la capacidad de corriente máxima típica en equipos estándares en el lado de media tensión.

Equipo Eléctrico	Caso A 1 Transformador	Caso B 2 Transformadores
-------------------------	-----------------------------------	-------------------------------------

	Cantidad	Cantidad
Desconectador trifásico c/puesta tierra, 2000 A, clase 245 kV	1	3
Desconectador trifásico s/puesta tierra, 2000 A, clase 245 kV	1	3
Interruptor de poder trifásico, 2000 A, clase 245 kV; monopolar; tanque vivo	1	3
Transformador de corriente clase 245 kV, 4 Núcleos	3	9
Transformador de potencial clase 245 kV	3	6
Pararrayo monofásico, clase 245 kV	3	9
Aisladores De Pedestal	1	6
Transformador de poder 13,8/220 kV; ONAN/ONAF/ONAF CTBC	1	2

Tabla 9.1 A Equipamiento Principal Subestación de Salida - Escenario Base Barra Simple

Equipo Eléctrico	Caso A 1 Transformador	Caso B 2 Transformadores
	Cantidad	Cantidad
Desconectador trifásico c/puesta tierra, 2000 A, clase 245 kV	2	3
Desconectador trifásico s/puesta tierra, 2000 A, clase 245 kV	4	6
Interruptor de poder trifásico, 2000 A, clase 245 kV; monopolar; tanque vivo	2	3
Transformador de corriente clase 245 kV, 4 Núcleos	6	9
Transformador de potencial clase 245 kV	6	6
Pararrayo monofásico, clase 245 kV	6	9
Aisladores De Pedestal	12	18
Transformador de poder 13,8/220 kV; ONAN/ONAF/ONAF CTBC	1	2

Tabla 9.1 B Equipamiento Principal Subestación de Salida - Escenario Variante Barra Principal y Transferencia

9.2.1.2 Conductores, Aisladores, Ferrería y accesorios

Corresponde al suministro de conductores desnudo, conjuntos de anclaje, suspensión junto con los aisladores (cerámicos o vidrio) tipo B&S, ferrería 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.

9.2.1.3 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.

9.2.1.4 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 de la instalación para aportar potencia cortocircuito e inercia al SEN.

9.2.1.5 Otros

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

9.2.1.6 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.

9.2.1.7 Conductores de Fuerza y Control

En esta partida se incluye el suministro de cables de fuerza, necesarias para la alimentación en baja tensión requeridos para la alimentación auxiliar de los distintos equipos de la subestación, junto con el cableado de control requerido para llevar las distintas señales de los equipos de patio a los respectivos paneles o entre paneles.

9.2.1.8 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 instalación para proveer potencia cortocircuito e inercia. Dichos equipos típicamente corresponden a una RTU, equipos de fibra óptica, switches etc.

9.2.1.9 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).

9.2.1.10 Transformador de poder MT/220 kV

En esta partida se incluye el suministro de un transformador de poder elevador para transformación desde nivel de media tensión a 220 kV.

Las centrales del tipo turbinas a vapor en base a carbón pulverizado (carboneras), consideradas en los proyectos de reconversión, utilizan normalmente un nivel de tensión en bornes del generador de 13,2 kV, 13,8 kV y 18 kV. Por su parte para el caso de la tecnología del tipo condensador síncrono el nivel de tensión normalmente es de 13,2 kV o 18 kV. Para el caso de sistemas de almacenamiento del tipo BESS la media tensión corresponde típicamente a 23 o 33 kV.

El transformador de poder elevador considera cambiador de taps bajo carga y será trifásico sumergido en aceite mineral con refrigeración ONAN/ONAF/ONAF, con una potencia dependiendo de cada caso según se indica en la sección 6.4.1.

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).

9.2.2 Estructura de costos de la conexión a la subestación del SEN

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

En este punto se detalla las particularidades de la solución de conexión de los proyectos estudiados, para cada tipo de tecnología evaluada, indicando la infraestructura y equipos requeridos para la conexión al SEN.

No obstante, según se indica en las bases técnicas, no se valorizará los elementos de conexión. El punto límite entre instalaciones de conexión y el proyecto se considera en la subestación de salida del proyecto (incluida en el costo de inversión), es decir, en la conexión aérea al marco de la subestación de salida.

Dicha infraestructura típicamente corresponde a lo siguiente:

- Paño de conexión en Subestación de conexión al SEN (equipamiento de patio AT, servicio auxiliares subestación, sistemas de protección control y medida según requerimientos normativos, sistema de comunicación, etc.).
- Se destaca que esta estructura no considera ampliaciones a la barra existente y se asume que existe espacio suficiente para un nuevo paño en la subestación del SEN. Esto dado, porque para la aprobación de una Solicitud de Autorización de Conexión (SAC) lo anterior es condición necesaria. De no existir el espacio y barras, dicha ampliación pasa a la inclusión de esta obra en un plan de expansión del sistema de transmisión, y por ende no imputable a los costos de conexión del proyecto.

9.2.2.1 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 considerado diseño 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
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 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 9.2 Equipamiento Principal Paño de Conexión

En relación con las configuraciones Barra Principal Seccionada (BPS) y Barra Principal Seccionada + Barra Transferencia (BPS+BT), para efectos del equipamiento principal de maniobra del paño de conexión estas son equivalentes a las configuraciones de Barra Simple y Barra Simple y Transferencia.

9.2.2.2 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.

9.2.2.3 Malla de Tierra

Esta partida incluye los materiales de la malla de tierra requerida para un adecuado aterramiento de la ampliación de 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.

En general en este punto se asume que la malla de tierra es existente y no requiere de modificaciones mayores y basta con la conexión a ella en el espacio disponible en la subestación del SEN.

9.2.2.4 Paneles

Esta partida agrupa el suministro de los distintos paneles y tableros requeridos en la subestación de salida.

Típicamente 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.

Adicionalmente deben considerarse la integración del nuevo paño al esquema de 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 es necesario considerar la protección diferencial de barra.

9.2.2.5 Otros

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

9.2.2.6 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.

9.2.2.7 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.

9.2.2.8 Sistema de Comunicaciones y SCADA

En esta partida se incluye el suministro del equipamiento necesario para transmitir y recibir la información requerida para la operación hacia el sistema de comunicaciones de la subestación existente. Dichos equipos típicamente corresponden a equipos de fibra óptica, switches, etc.

9.2.2.9 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).

9.2.3 Construcción y Montaje Subestación

9.2.3.1 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.

9.2.3.2 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.

9.2.3.3 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.

9.2.3.4 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.

9.2.3.5 Caminos, urbanización y cierros

Corresponde al costo incurrido por la construcción de los caminos interiores, los cierres de los patios, la castea 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.

9.2.3.6 Montaje Equipos Principales AT

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.

9.2.3.7 Montaje Estructuras bajas y altas

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.

9.2.3.8 Montaje Conductor, Aisladores y Conexionado Primario

Corresponde al costo de montaje de los elementos incluidos en la partida Conductores, Aisladores, Ferrería y accesorios, incluyendo las labores de conexionado de alta tensión de la subestación de salida y la ampliación de la subestación de conexión.

9.2.3.9 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.

9.2.3.10 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.

9.2.3.11 Montaje Otros (Sistema auxiliares subestación)

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.

9.2.3.12 Montaje malla de puesta a Tierra

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

10

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y
OPERACIÓN DE INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE
CORTOCIRCUITO E INERCIA PARA EL SISTEMA ELECTRICO
NACIONAL**

**COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE
INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA
DE CORTOCIRCUITO E INERCIA**

10 COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E INERCIAS AL SEN

10.1 ANTECEDENTES

Con el propósito de poder determinar los costos de inversión y costos fijos de operación de las distintas tecnologías que pueden aportar potencia de cortocircuito e inercia al SEN, se requiere contar con información actualizada respecto a los costos unitarios para los distintos componentes de las distintas tecnologías en estudio.

Para cumplir con lo anterior, se ha considerado pertinente solicitar cotizaciones informativas (a nivel de budgetary prices) de los equipos principales de la tecnología del tipo Condensador Síncrono y Sistema de Almacenamiento de Energía mediante baterías (BESS), a los principales fabricantes y proveedores.

Por su parte, para los proyectos de reconversión de centrales térmicas del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado el Consultor ha utilizado información y antecedentes disponibles producto de reuniones y consultas con especialistas térmicos y su propia experiencia en el desarrollo de ingeniería conceptual, estudios de prefactibilidad, factibilidad e ingeniería básica de proyectos de centrales térmicas del tipo turbinas a vapor en base a carbón pulverizado.

Por su parte, además del equipamiento principal de las tecnologías del tipo Condensador Síncrono y Sistema de Almacenamiento de Energía mediante baterías (BESS), se requieren una serie de equipos menores, materiales y servicios adicionales para tener un proyecto con todas sus partidas de costos debidamente representadas. Dichos equipos menores, materiales y servicios corresponden, entre otros, al terreno para instalación de la tecnología correspondiente, equipos menores y materiales del Balance de Planta – BOP, Subestación elevadora, Paño de conexión eléctrica al sistema eléctrico, 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.

10.1.1 Solicitud de Cotizaciones Informativas de las tecnologías del tipo Condensador Síncrono y Sistema de Almacenamiento de Energía mediante baterías (BESS)

Con el objetivo de disponer de información actualizada respecto de los costos de inversión y costos fijos de operación de las tecnologías del tipo Condensador Síncrono y Sistemas de Almacenamiento de Energía mediante baterías (BESS) se procedió a solicitar cotizaciones informativas (a nivel budgetary prices) a los distintos fabricantes y proveedores de las tecnologías antes señaladas.

El primer paso ejecutado para proceder a cotizar los equipos de principales de las tecnologías antes señaladas fue identificar los modelos y fabricantes disponibles para los tamaños requeridos en el presente estudio.

Para identificar los distintos fabricantes y proveedores y los tamaños disponibles en el mercado de condensadores síncronos se utilizó como fuente principal de información las publicaciones disponibles en el sitio web de los fabricantes y proveedores de la tecnología del tipo condensador síncrono.

Asimismo, se solicitaron cotizaciones a los fabricantes de Sistemas de Almacenamiento de Energía mediante baterías (BESS) al igual que la tecnología del tipo condensador síncrono, utilizando como fuente principal de información las publicaciones disponibles en el sitio web de los fabricantes de esta tecnología.

Para mantener la uniformidad/homogeneidad respecto a la información que se recibiera de las cotizaciones informativas requeridas se solicitaron precios de lista (a nivel Budgetary Price) por el alcance del equipamiento principal de la respectiva tecnología en estudio. Adicionalmente se solicitó que se informara tanto el precio FOB (en US\$ o €) del equipamiento principal como también el precio CIF puesto en puerto de Valparaíso, junto con el servicio de supervisión de montaje y commissioning.

Para el caso de la tecnología del tipo condensador síncrono, los requerimientos técnicos específicos del rango de potencia de cortocircuito (MVA), potencias reactivas capacitiva e inductiva (MVAr), tipo de máquina (rotor) y nivel de tensión solicitado mediante carta personalizada a fabricantes y proveedores, se muestran en la tabla 10.1 siguiente:

Potencia de Cortocircuito (MVA) equivalente en barras 220 kV	Potencia Reactiva (capacitiva) MVAr en barras 220 kV	Potencia Reactiva (inductiva) MVAr en barras 220 kV	Tipo Máquina (Rotor)	Voltaje Punto de Conexión kV
Rango entre 350 MVA y 1200 MVA o según estándar del fabricante	Rango entre +100 MVAr y +250 MVAr o según estándar del fabricante	Rango entre -50 MVAr y -150 MVAr o según estándar del fabricante	Polo Cilíndrico o Polo Saliente	23 kV, 13,8 kV o según estándar del fabricante

Tabla 10.1: Requerimientos para la tecnología del tipo Condensador Síncrono

Asimismo, para la tecnología del tipo Sistema de Almacenamiento de Energía mediante baterías (BESS) los requerimientos técnicos de la potencia de cortocircuito, potencia activa (MW), energía (MWh) y tasa de carga/descarga (C-rate) solicitado mediante carta personalizada a fabricantes y proveedores, se muestran en la Tabla 15.1.1 siguiente:

Requerimiento Principal	Requerimiento Secundario	Tamaño
Potencia Cortocircuito	Inercia	70 MW@1 hora equivalente a 70 MWh con una tasa de carga/descarga (C-rate) de al menos 2
	Respuesta Rápida de Frecuencia (FFR)	150 MW@1 hora equivalente a 150 MWh con una tasa de carga/descarga (C-rate) de al menos 2
	Partida Autónoma	300 MW@1 hora equivalente a 300 MWh con una tasa de carga/descarga (C-rate) de al menos 2

Tabla 10.2: Requerimientos para la tecnología del tipo Sistemas de Almacenamiento de Energía mediante baterías (BESS)

Por su parte, los fabricantes y proveedores de la tecnología del tipo Condensador Síncrono a los cuales se solicitó una cotización informativa (costos de inversión y costos fijos de operación y mantenimiento), fueron los siguientes:

Fabricante	País Destinatario
Ansaldo Energia	Italia
GE Power	Colombia
ABB	Suecia
Mitsubishi Electric Power Product, Inc.	USA
Hitachi Energy Chile	Chile
Andritz Chile Ltda.	Chile
Siemens Energy SpA	Chile
WEG Chile S.A.	Chile

Tabla 10.3: Fabricantes de la tecnología Condensador Síncrono

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

Fabricantes	País Destinatario
ABB Chile	Chile
Wartsila Chile Ltda.	Chile
ByD Chile	Chile
Fluence	USA
Sungrow Chile	Chile
Huawei Chile	Chile
CATL	China
Sundown Energy	China
Merus Power	Finlandia

Tabla 10.4: Fabricantes equipamiento principal Sistema de Almacenamiento de Energía mediante baterías (BESS)

10.1.2 Descripción de Fuentes de Información

Para la determinación de los costos de inversión de las distintas tecnologías en estudio, además del equipamiento principal se requieren una serie de equipos, sistemas y dispositivos adicionales los cuales permiten representar adecuadamente las distintas partidas de costos que conforman la estructura final del costo de inversión de las tecnologías del tipo Condensador Síncrono y Sistemas de Almacenamiento de Energía mediante baterías (BESS), tal como se ha detallado en las secciones precedentes.

Luego para poder estimar el costo de inversión de las tecnologías antes señaladas, es necesario contar con información actualizada respecto a 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 informativas 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 [34], [35], [36] con información de costos de equipamiento principal de las distintas tecnologías en estudio.
- Estimaciones fundadas del consultor
 - Para efectos de algunas partidas de costos 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 de características similares.
- 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 de USA, respectivamente.
- Factores de conversión de moneda.
 - Se utiliza la información de conversión de distintas monedas, tales como pesos (\$), euros (€), etc. al dólar americano (US\$) para efectos de establecer una moneda única, de acuerdo con la información de tipo de cambio publicada por el Banco Central de Chile. Se utiliza el tipo de cambio para las distintas monedas, correspondiente al valor promedio del mes de agosto 2023, para efectos de la conversión entre las distintas partidas de costos, y no guarda relación con los indexadores propiamente tal.
- 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).
- Porcentajes a aplicar de diferentes ítems necesarios para realizar un cálculo de costos (imprevistos, ingeniería, etc.): Se utilizarán porcentajes según la experiencia del consultor y de los valores usuales para este tipo de proyectos.
- Impuestos de diverso tipo (internación, impuestos específicos): Se utilizarán los porcentajes de internación según el país de origen de acuerdo con los tratados pertinentes y los impuestos específicos de acuerdo con las leyes chilenas.
- 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) 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 de Valorización Sistemas Transmisión del Proceso Cuadrienal 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 agosto de 2023 haciendo uso de indexadores de precio aplicables a cada elemento.

La fuente de información corresponde a la contenida en el Informe Técnico Definitivo rectificado (v3) del Proceso Cuadrienal 2020-2023 de Valorización Sistemas Transmisión disponible en <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/valorizacion-sistemas-transmision/>.

Para definir los valores unitarios de cada equipo se utilizaron valores específicos de los equipos con las características listadas en las secciones 7.2.3 y 7.3.3 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 2023” de las planillas de cálculo (Excel) del Anexo 4 del Informe.

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 agosto de 2023.

Respecto de la forma como se utiliza la información antes descrita para la determinación de los costos de inversión y costos fijos de instalaciones que aportan potencia cortocircuito e inercia, podemos señalar lo siguiente:

1.- Para el caso de las cotizaciones recibidas del equipamiento principal de las distintas tecnologías en estudio, en caso de disponer de dos o más cotizaciones de distintos fabricantes o proveedores se determina un valor promedio, verificando la desviación respecto del valor

promedio. Por su parte, en el caso que las cotizaciones recibidas por distintos fabricantes o proveedores resulte con valores muy distintos, el Consultor utilizara aquella cotización recibida que resulte con valores más representativos respecto de valores de mercado (publicaciones especializadas, referencias de proyectos de igual tecnología, etc.) 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 las distintas tecnologías en estudio.

2.- Para aquellas tecnologías que no fue posible obtener cotizaciones informativas a nivel de “budgetary prices”, se utiliza directamente información de las bases de datos del Consultor disponible de acuerdo con su experiencia, conocimiento y participación en estudios similares.

El cálculo de los costos de inversión y costos fijos de operación para las instalaciones que pueden proveer potencia cortocircuito e inercia 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 4 del presente informe.

10.2 DETERMINACIÓN DE ÍTEMS INCLUIDOS EN LAS PARTIDAS DE COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS EN ESTUDIO

10.2.1 Antecedentes

Para determinar los costos fijos de operación y mantenimiento de las distintas tecnologías en estudio, se determinarán las partidas de costos que forman parte del presupuesto, en base a la información entregada por los fabricantes y el conocimiento y experiencia del Consultor en este tipo de tecnologías. En el presente capítulo se indican dichas partidas de costo, su valorización y se detallan los componentes de cada una de ellas.

10.2.2 Costos fijos Operacionales

Se consideran los costos de personal y gastos generales correspondientes a la operación de las distintas tecnologías en estudio.

10.2.2.1 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).

COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN			
Personal	Cantidad	Unitario	US\$
Gerente Planta	0	5.236	0
Administrativo técnico	0	1.795	0
Jefes de Turno	0	3.688	0
Operadores	3	2.790	8.371
Técnico electromecánico mantenimiento	1	2.397	2.397
Total Costos Personal, US\$/mes			10.768
Gastos Generales (teléfono, papel, internet, movilización)	gl		0
Elementos de seguridad	gl		1.192
Arriendos (oficina, vehículo, etc.)	gl		0
Provisión de Servicios de planta (subcontratistas técnicos)	gl		7.965
Servicios Generales (aseo, seguridad, etc.) (4 guardias, 1 aseo)	gl		2.090
Total Gastos Generales, US\$/mes			11.247
Total costos fijos, US\$/mes			22.015

Tabla 10.5 Costos Fijos de Operación Instalación tipo para proveer potencia de cortocircuito e inercia

CASO	55 MVA _r	2 X55 MVA _r	3 X55 MVA _r	90 MVA _r	125 MVA _r	150 MVA _r	250 MVA _r
Costo Contrato Mantenimiento CCSS	41.250	82.500	123.750	67.500	93.750	112.500	187.500

Tabla 10.6. Costo Contrato Mantenimiento Condensador Síncrono

Para el caso del BESS se ha considerado un costo equivalente al 2,5% del costo de inversión (CAPEX) por el contrato de mantenimiento en función de información en la última publicación disponible de NREL [31].

CASO	70 MW	150 MW	300 MW
Costo Contrato Mantenimiento BESS	843.142	1.685.897	3.243.413

Tabla 10.7. Costo Contrato Mantenimiento BESS

10.2.2.2 Costo fijo de operación y mantenimiento de Subestación

Corresponde al costo fijo en relación con el servicio de mantenimiento de la subestación de salida de las instalaciones para proveer potencia de cortocircuito e inercia 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 30 %. Dicho servicio incluye la cuadrilla, el equipamiento necesario y considera una utilidad del contratista. Se han considerado 3 días para las labores de mantenimiento.

Los tres (3) días considerados para labores de mantenimiento son por evento. Se considera una frecuencia de tres (3) eventos de mantenimiento 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 Mantenimiento Subestaciones	Diario	X 9 días	Año
1 Técnico Electricista (Capataz)	\$ 179	1.615	1.615
1 Electricista Mantenimiento	\$ 113	1.018	1.018
1 Ayte. Electricista	\$ 70	631	631
Alimentación personal	\$ 70	631	631
Camioneta	\$ 109	985	985
Equipamiento de pruebas y mediciones	\$ 97	874	874
Insumos	\$ 177	1.593	1.593
Total Valor Cuadrilla	\$ 816	7.346	7.346
GG y Utilidad Contratista (30%)	\$ 245	1.469	1.469
Costo Total	\$ 1.061	8.815	8.815
Total US\$	US\$ 1.061	8.815	8.815

Costo de Arriendo Terreno e Instalaciones Com. \$	Mensual	Año	Año US
	1.719.882	20638581,2	24.570

Tabla 10.8 Costo Fijo Mantenimiento SSEE AT

10.2.2.3 Costo de las pérdidas

Corresponde al costo de las pérdidas eléctricas, según lo indicado en el punto 7.6.2.4. A continuación se muestran el detalle de ella en los siguientes cuadros. El valor de 100 US\$/MWh se ha estimado en base a un precio monómico como cliente libre, el cual

comprende un precio de energía del orden de 60/70 US\$/MWh, precio de potencia del orden de 8 US\$/kW-mes y 20 US\$/MWh por costos de transporte y sistémicos.

PERDIDAS CONDENSADOR SINCRONO

Perdidas (kW)	Nivel de Carga Condensador Sincrono				
	100%	75%	50%	25%	0%
Condensador Sincrono	851	744	664	629	602
Volante de Inercia	185	185	185	185	185
Caja de Bornes (MTB)	-	-	-	-	-
Pony Motot (PM) + Variador de Velocidad (VSD)	-	-	-	-	-
Sistema Lubricación (LOU)	-	-	-	-	-
Sistema Refrigeración (CWS)	-	-	-	-	-
Panel de control del Condensador (CCP)	-	-	-	-	-
Total (KW)	1.036	929	849	814	787

Operación Anual Promedio (hr)	8.671	8.671	8.671	8.671	8.671
Energía Anual (MWh)	8.983	8.055	7.362	7.058	6.824

Precio Monomico (US\$/MWh)	100	100	100	100	100
Costo Energia Anual (US\$)	898.316	805.536	736.168	705.819	682.408

COSTOS FIJOS UNITARIOS DE OPERACIÓN - UNIDAD 55 MVAR

Costo Fijo Unitario Operación (US\$/kVar)	16,33	14,65	13,38	12,83	12,41
Costo Fijo Unitario Operación (US\$/kVA)	2,43	2,18	1,99	1,91	1,84
Costo Fijo Unitario Operación (US\$/kWs)	1,91	1,71	1,57	1,50	1,45

Tabla 10.9 Costo Pérdidas Condensador Síncrono

Para el caso de las pérdidas del transformador de poder elevador se asumen una operación de 8.671 hrs, en concordancia con las horas de operación del Condensador Síncrono y Sistema BESS. Se muestran las pérdidas asociadas a los transformadores de cada una de las instalaciones proyectadas.

Adicionalmente se muestra la valorización de las pérdidas al precio monómico antes indicado para cada una de las instalaciones estudiadas, considerando el número y potencia de sus transformadores de poder indicados en la sección 6.4.

Se destaca que en la siguiente figura se muestran tanto las pérdidas en vacío como las bajo carga, aunque para efectos de los costos fijos de operación y mantenimiento solo son relevantes las pérdidas en vacío. Esto dado que las pérdidas bajo carga dependen del nivel de carga, por lo que su naturaleza es variable y no fija. Además, el nivel de carga típico en estas instalaciones es bajo o muy menor, por lo que su valor es menor o despreciable respecto de las pérdidas en vacío.

Tamaño Transformador MVA	Perdidas Vacío Transformador kW	Horas	Perdidas MWh
77	60	8.671	520,3
80	62	8.671	537,6
98	71	8.671	615,6
138	91	8.671	789,1
164	103	8.671	893,1
170	105	8.671	910,5
272	147	8.671	1274,6

Tamaño Transformador MVA	Perdidas Resistivas Transformador kW				
	Nivel de Carga				
	100%	75%	50%	25%	0%
77	160,0	90	40	10	0
80	164,0	92	41	10	0
98	189,0	106	47	12	0
138	243,0	137	61	15	0
164	278,0	156	70	17	0
170	286,0	161	72	18	0
272	414,0	233	104	26	0

Operación Anual Promedio (hr)	8.671	8.671	8.671	8.671	8.671
-------------------------------	-------	-------	-------	-------	-------

Tamaño Transformador MVA	Perdidas Resistivas MWh				
	Nivel de Carga				
	100%	75%	50%	25%	0%
77	1.387,4	780,4	346,8	86,7	-
80	1.422,0	797,7	355,5	86,7	-
98	1.638,8	919,1	407,5	104,1	-
138	2.107,1	1.187,9	528,9	130,1	-
164	2.410,5	1.352,7	607,0	147,4	-
170	2.479,9	1.396,0	624,3	156,1	-
272	3.589,8	2.020,3	901,8	225,4	-

Tamaño Transformador MVA	Perdidas Totales Transformador MWh				
	Nivel de Carga				
	100%	75%	50%	25%	0%
77	1.907,6	1.300,7	867,1	607,0	520,3
80	1.959,6	1.335,3	893,1	624,3	537,6
98	2.254,5	1.534,8	1.023,2	719,7	615,6
138	2.896,1	1.977,0	1.318,0	919,1	789,1
164	3.303,7	2.245,8	1.500,1	1.040,5	893,1
170	3.390,4	2.306,5	1.534,8	1.066,5	910,5
272	4.864,4	3.295,0	2.176,4	1.500,1	1.274,6

Tabla 10.10 Pérdidas Transformador

Precio Monomico (US\$/MWh)	100	100	100	100	100
-----------------------------------	-----	-----	-----	-----	-----

Instalación	Cost Perdidas Totales Transformador US\$				
	Nivel de Carga				
	100%	75%	50%	25%	0%
CCSS 1 x 55 MVAR	190.762	130.065	86.710	60.697	52.026
CCSS 2 x 55 MVAR	289.611	197.699	131.799	91.913	78.906
CCSS 3 x 55 MVAR	480.373	327.764	218.509	152.610	130.932
CCSS 90 MVAR	225.446	153.477	102.318	71.969	61.564
CCSS 125 MVAR	330.365	224.579	150.008	104.052	89.311
CCSS 150 MVAR	330.365	224.579	150.008	104.052	89.311
CCSS 250 MVAR	486.443	329.498	217.642	150.008	127.464
BESS 70 MW@ 1 Hr	195.965	133.533	89.311	62.431	53.760
BESS 150 MW@ 1 Hr	339.036	230.649	153.477	106.653	91.046
BESS 300 MW@ 1 Hr	678.072	461.297	306.953	213.307	182.091

Costo Unitario Perdidas Totales Transformador (US\$/kVAr)					Costo Unitario Perdidas Totales Transformador (US\$/kVA)					Costo Unitario Perdidas Totales Transformador (US\$/kWs)				
Nivel de Carga					Nivel de Carga					Nivel de Carga				
100%	75%	50%	25%	0%	100%	75%	50%	25%	0%	100%	75%	50%	25%	0%
3,47	2,36	1,58	1,10	0,95	0,52	0,35	0,23	0,16	0,14	0,41	0,28	0,18	0,13	0,11
2,63	1,80	1,20	0,84	0,72	0,39	0,27	0,18	0,12	0,11	0,31	0,21	0,14	0,10	0,08
2,91	1,99	1,32	0,92	0,79	0,43	0,30	0,20	0,14	0,12	0,34	0,23	0,15	0,11	0,09
2,50	1,71	1,14	0,80	0,68	0,45	0,31	0,20	0,14	0,12	0,25	0,17	0,11	0,08	0,07
2,64	1,80	1,20	0,83	0,71	0,44	0,30	0,20	0,14	0,12	0,26	0,18	0,12	0,08	0,07
2,20	1,50	1,00	0,69	0,60	0,33	0,22	0,15	0,10	0,09	0,22	0,15	0,10	0,07	0,06
1,95	1,32	0,87	0,60	0,51	0,32	0,22	0,15	0,10	0,08	0,19	0,13	0,09	0,06	0,05
2,80	1,91	1,28	0,89	0,77	2,15	1,47	0,98	0,69	0,59	2,80	1,91	1,28	0,89	0,77
2,26	1,54	1,02	0,71	0,61	1,74	1,18	0,79	0,55	0,47	2,26	1,54	1,02	0,71	0,61
2,26	1,54	1,02	0,71	0,61	1,74	1,18	0,79	0,55	0,47	2,26	1,54	1,02	0,71	0,61

Tabla 10.11 Costo Pérdidas Transformador

Caso MWh	70	150	300
Energia Perdida Auto Descarga	84	180	360
Costo Monomico US/MWh	100	100	100
Costo Perdidas US\$	8.400	18.000	36.000

Tabla 10.12 Costo Pérdidas BESS

10.2.2.4 Costos de Seguros

Los costos de seguros están incorporados en el costo de inversión de las tecnologías del tipo condensador síncrono y sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS), dado que el valor CIF se obtiene a partir del valor FOB más los costos de Seguros (Insurance) y Fletes (Freight).

11

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y
OPERACIÓN DE INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE
CORTOCIRCUITO E INERCIAS PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO
NACIONAL**

**DESCRIPCIÓN DEL CÁLCULO Y
RESUMEN DE LOS RESULTADOS DEL
COSTO DE INVERSIÓN DE LA
TECNOLOGÍA DEL TIPO CONDENSADOR
SÍNCRONO Y SISTEMA DE
ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA
MEDIANTE BATERÍAS (BESS)**

11 DESCRIPCIÓN DEL CÁLCULO Y RESUMEN DE LOS RESULTADOS DEL COSTO DE INVERSIÓN DE LA TECNOLOGÍA DEL TIPO CONDENSADOR SINCRONO Y SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA MEDIANTE BATERÍAS (BESS)

11.1 DESCRIPCIÓN DE CÁLCULO DEL COSTO DE INVERSIÓN DE LA TECNOLOGÍA DEL TIPO CONDENSADOR SINCRONO Y SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA MEDIANTE BATERÍAS (BESS)

Para dos de las tecnologías en estudio, las cuales corresponden a las del tipo condensador síncrono y sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS), definidas en el Informe de Avance N° 1 como aquellas a las cuales se determinaron los costos de inversión, mantenimiento y operación, se elaboró un presupuesto de costos de inversión, con valores a enero de agosto 2023, distinguiendo en el itemizado de las partidas de costos al menos lo siguiente:

- Equipamiento principal
- Sistemas eléctricos auxiliares
- Equipamiento subestación
- Obras civiles equipamiento principal
- Obras civiles subestación
- Montaje equipamiento principal
- Montaje Subestación
- Costos directos construcción y montaje
- Gastos del propietario
- Imprevistos

Por su parte, para el Proyecto del tipo Reconversión de Centrales Térmicas de tipo Turbina a Vapor en base a carbón pulverizado a condensador síncrono, se ha preparado un presupuesto del costo de inversión que incluye principalmente los equipos y las adecuaciones necesarias en la unidad generadora que permiten poder desarrollar el proceso de reconversión.

Las fuentes de información para los costos de inversión de los equipos principales son las indicadas en el Capítulo 10 anterior, del presente Informe. Las partidas de costo consideradas corresponden a las descritas en el Capítulos 7 y 9 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.

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. No se consideran derechos de aduana ya que se asumen que todas las partidas en moneda extranjera corresponden a bienes de capital no incluidos en el listado de bienes de capital publicado en el Decreto Exento N° 637 del Ministerio de Hacienda de fecha 07 de enero de 2022 y sus modificaciones posteriores (D.E.194 de 30 de junio de 2023 y D.E. 437 de 21 enero de 2023).

La tasa de cambio considerada corresponde al promedio del dólar observado del Banco Central durante la primera quincena del mes de agosto de 2023 y la conversión euro-dólar del mismo periodo antes señalado.

En el Anexo 4 se incluyen las planillas de cálculo en formato Excel, las cuales contienen el detalle del cálculo del costo de inversión y costos fijos de operación de los proyectos en estudio.

11.1.1 Resumen de los resultados del costo de inversión de la tecnología del tipo Condensador Síncrono

Las tablas siguientes muestran el resumen del cálculo del costo de inversión de la tecnología del tipo condensador síncrono para tres (3) tamaños que corresponden a 1 x [55.000 kVAr], 2 x [55.000 kVAr] y 3 x [55.000 KVAr] en nivel de tensión de 220 kV. Asimismo, se muestran también el resumen del cálculo del costo de inversión de la tecnología del tipo condensador síncrono para tres (3) tamaños adicionales que corresponden a 90.000 kVAr, 125.000 kVAr y 150.000 KVAr] en nivel de tensión de 220 kV.

En las tablas siguientes, también se incluye la potencia reactiva (capacitiva) en MVA, potencia de cortocircuito en MVA e Inercia en MWs, que aporta cada uno de los tamaños antes identificados. Adicionalmente, además se determinan y se muestran los valores de costos unitarios de inversión en función de la potencia reactiva (US\$/kVAr), potencia cortocircuito (US\$/kVA) e inercia (US\$/kW).

La determinación de los costos de inversión para los distintos tamaños de la tecnología de condensados síncrono se realizó a partir de la información del equipamiento principal entregada mediante cotizaciones informativas de dos (2) fabricante de esta tecnología.

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE
INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E
INERCIA PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL**

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E INERCIA PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL
PRESUPUESTO DE INVERSION SISTEMA CONDENSADOR SINCRONO CON VOLANTE DE INERCIA**

TECNOLOGIA		CONDENSADOR SINCRONO										Fuente de Informacion	
CAPACIDAD		1 x 55.000 kVAr											
POTENCIA CORTOCIRCUITO		370 MVA											
INERCIA		470 MWs											
UBICACIÓN		GENERIC											
PUNTO DE CONEXIÓN		GENERIC											
		UNIDAD	CANTIDAD	SUMINISTRO IMPORTADO				Factor de Indexac.	SUMINISTRO NACIONAL			COSTO TOTAL US\$	
				COSTO UNITARIO FOB	FLETES Y SEGUROS (3%)	ADUANA	TOTAL US\$		COSTO UNITARIO	TOTAL US\$	Factor de Indexac.		
100	EQUIPAMIENTO PRINCIPAL CONDENSADOR SINCRONICO						6.291.081			13.200		6.304.281	
101	Condensador Sincrono + 55 MVA / - 34,1 MVA	c/u	1	4.365.706	130.971		4.496.677	PPI MyG				4.496.677	Cotización Fabricante
102	Sistema de Excitacion	gl	Incluido en 101					PPI					
103	Sistema de Protección Generador/Condensador	gl	Incluido en 101					PPI					
104	Ducto de Barras de fase segregada/ Cable Aislado de Media Tension	mt	165					PPI	80	13.200	PPI	13.200	Estimaciones Consultor
105	Interruptor de Generador (GCB)	c/u	1	105.000	3.150		108.150	PPI				108.150	Estimaciones Consultor
106	SFC / Pony Motor - VSD	gl	Incluido en 101					PPI MyG					
107	Volante de Inercia (Flywheel)	gl	1	1.637.140	49.114		1.686.254	PPI MyG				1.686.254	Cotización Fabricante
200	SISTEMA DE REFRIGERACION	gl	Inc en 101							10.000		10.000	Estimaciones Consultor
201	Skid de Bombas		Incluido en 101					PPI MyG			IPC	0	
202	Aeroenfriadores		Incluido en 101					PPI MyG			IPC	0	
203	Panel de Control		Incluido en 101					PPI			IPC	0	
204	Piping Sistema de Refrigeración	gl	1					PPI	10.000	10.000	IPC	10.000	
210	SISTEMA DE LUBRICACION									7.500		7.500	Estimaciones Consultor
211	Estanque y unidad de lubricación	gl	Inc en 101					PPI			IPC		
212	Piping sistema de lubricacion	gl	1					PPI	7.500	7.500	IPC	7.500	
220	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES									560.860		560.860	Estimaciones Consultor
221	Transformador SS/AA	cu	1						50.000	50.000	PPI	50.000	
222	Sistema de Distribucion MT	gl	1						0	0	PPI		
223	Sistema de Distribucion BT	gl	1						111.730	111.730	PPI	111.730	
224	Sistema Corriente Continua	gl	1						35.000	35.000	PPI	35.000	
225	Cables de Fuerza	gl	1						50.000	50.000	PPI	50.000	
226	Puesta a Tierra	gl	1						100.000	100.000	PPI	100.000	
227	Sistema de Iluminacion	gl	1						20.000	20.000	PPI	20.000	
230	Sistema de I&C	gl	1						150.000	150.000	PPI	150.000	
231	Cableado de Control e Instrumentacion	gl	1						14.130	14.130	PPI	14.130	
240	Sistema contraincendios	gl	1						30.000	30.000	PPI	30.000	
250	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV						1.381.602			191.651		1.573.253	Estimaciones Consultor
251	Equipamiento Principal 220 kV	gl	1	111.162	3.335		114.497	PPI			IPC	114.497	
252	Conductores, Aisladores, Ferreteria y accesorios	gl	1	12.032	361		12.393	PPI			IPC	12.393	
253	Malla de Tierra	gl	1					PPI	134.531	134.531	IPC	134.531	
254	Paneles	gl	1	52.066	1.562		53.628	PPI			IPC	53.628	
255	Otros	gl	1					PPI	4.675	4.675	IPC	4.675	
256	Alumbrado de patio	gl	1					PPI	2.192	2.192	IPC	2.192	
257	Conductores de Fuerza y Alumbrado	gl	1					PPI	50.254	50.254	IPC	50.254	
259	Estructuras	gl	1	10.681	320		11.001	PPI			IPC	11.001	
260	Transformador de poder 13,8/220 kV	c/u	1	1.155.421	34.663		1.190.083	PPI			IPC	1.190.083	

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE
INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E
INERCI A PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL**

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E INERCI A PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL
PRESUPUESTO DE INVERSIÓN SISTEMA CONDENSADOR SINCRONO CON VOLANTE DE INERCI A**

TECNOLOGIA		CONDENSADOR SINCRONO																	
CAPACIDAD		1 x 55.000 kVAr																	
POTENCIA CORTOCIRCUITO		370 MVA																	
INERCI A		470 MWs																	
UBICACIÓN		GENERICO																	
PUNTO DE CONEXIÓN		GENERICO																	
		UNIDAD	CANTIDAD	SUMINISTRO IMPORTADO				SUMINISTRO NACIONAL				Fuente de Informacion							
				COSTO UNITARIO FOB	FLETES Y SEGUROS (3%)	ADUANA	TOTAL US\$	Factor de Indexac.	COSTO UNITARIO	TOTAL US\$	Factor de Indexac.		COSTO TOTAL US\$						
300	OBRAS CIVILES CONDENSADOR SINCRONO																		Estimaciones Consultor
301	Fundaciones Estructuras																		
301-1	Excavaciones	m3	346							61	20.992	IPC							20.992
301-2	Relleno estructural	m3	97,8							37	3.653	IPC							3.653
301-3	Hormigón G25	m3	184							469	86.283	IPC							86.283
301-4	Hormigón G10	m3	18,4							336	6.187	IPC							6.187
301-5	Armadura	kg	18400							4	76.544	IPC							76.544
301-6	Insertos y pernos de anclaje	kg	1840							18	33.230	IPC							33.230
301-7	Grout	m3	0,7							14.703	10.292	IPC							10.292
302	Movimiento de Tierras generales y caminos																		
302-1	Escarpe y limpieza terreno	m2	2100							5	10.311	IPC							10.311
302-2	Excavaciones	m3	12							61	728	IPC							728
302-3	Rellenos	m3	10							37	374	IPC							374
302-4	Caminos interiores	m2	675							42	28.519	IPC							28.519
303	Canalizaciones, cámaras y grava																		
303-1	Excavación	m3	30							61	1.820	IPC							1.820
303-2	Rellenos	m3	6,9							37	258	IPC							258
303-3	Hormigón	m3	23,1							469	10.832	IPC							10.832
303-4	Suministro y montaje conduit PVC 110 mm	ml	420							63	26.515	IPC							26.515
303-5	Cámaras	cu	10							7.478	74.783	IPC							74.783
303-6	Relleno con grava	m3	280							86	24.212	IPC							24.212
304	Cerco Perimetral, Porton de Entrada																		
304-1	Excavaciones	m3	6,65							61	403	IPC							403
304-2	Relleno estructural	m3	1,9							37	71	IPC							71
304-3	Hormigón fundaciones	m3	4,75							338	1.603	IPC							1.603
304-4	Cerco Perimetral incl. postes	ml	190							319	60.606	IPC							60.606
304-5	Porton de Entrada/Salida	cu	1							3.704	3.704	IPC							3.704
310	OBRAS CIVILES SUBESTACION																		Estimaciones Consultor
311	Movimientos de Tierra masivos	gl	1							40.000	40.000	IPC							40.000
312	Alumbrado Exterior	gl	1							1.286	1.286	IPC							1.286
313	Fundaciones SSEE	gl	1							45.470	45.470	IPC							45.470
314	Canalizaciones SSEE	gl	1							4.680	4.680	IPC							4.680
315	Caminos, urbanización y cierros SSEE	gl	1							55.088	55.088	IPC							55.088
320	MONTAJE EQUIPAMIENTO PRINCIPAL CONDENSADOR SINCRONO																		Estimaciones Consultor
321	Condensador Sincrono con volante de inercia	cu	1							40.012	40.012	IPC							40.012
322	Sistema de refrigeracion (aerofriadores)	cu	3							1.647	4.940	IPC							4.940
323	Sistema de refrigeracion (unidad de bombeo)	cu	1							1.317	1.317	IPC							1.317
324	Sistema de lubricacion (unidad de aceite)	cu	1							1.317	1.317	IPC							1.317
325	Sala Eléctrica	cu	1							32.415	32.415	IPC							32.415
326	Sistemas de distribucion electrica auxiliar	gl	1							66.692	66.692	IPC							66.692
327	Cables de Fuerza , Instrumentacion y control	gl	1							45.652	45.652	IPC							45.652
328	Sistema I&C	gl	1							72.000	72.000	IPC							72.000
329	Malla de Tierra	gl	1							40.000	40.000	IPC							40.000

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE
INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E
INERCIA PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL**

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E INERCIA PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL
PRESUPUESTO DE INVERSION SISTEMA CONDENSADOR SINCRONO CON VOLANTE DE INERCIA**

TECNOLOGIA		CONDENSADOR SINCRONO											
CAPACIDAD		2 x 55.000 kVAr											
POTENCIA CORTOCIRCUITO		740 MVA											
INERCIA		940 MWs											
UBICACIÓN		GENÉRICO											
PUNTO DE CONEXIÓN		GENÉRICO											
		UNIDAD	CANTIDAD	SUMINISTRO IMPORTADO			Factor de Indexac.	SUMINISTRO NACIONAL			COSTO TOTAL US\$	Fuente de Informacion	
				COSTO UNITARIO FOB	FLETES Y SEGUROS (3%)	ADUANA		TOTAL US\$	COSTO UNITARIO US\$	TOTAL US\$			Factor de Indexac.
100	EQUIPAMIENTO PRINCIPAL CONDENSADOR SINCRONICO												
101	Condensador Sincrono + 55 MVA / - 34,1 MVA	c/u	2	4.365.706	130.971		12.582.162				26.400	12.608.562	
102	Sistema de Excitacion	gl	Inc en 101				8.993.354	PPI MyG				8.993.354	Cotización Fabricante
103	Sistema de Proteccion Generador/Condensador	gl	Inc en 101					PPI					
104	Ducto de Barras de fase segregada/ Cable Aislado de Media Tension	mt	330					PPI	80	26.400	PPI	26.400	Estimaciones Consultor
105	Interruptor de Generador (GCB)	c/u	2	105.000	3.150		216.300	PPI				216.300	Estimaciones Consultor
106	SFC / Pony Motor - VSD	gl	Inc en 101					PPI MyG					
107	Volante de Inercia (Flywheel)	gl	2	1.637.140	49.114		3.372.508	PPI MyG				3.372.508	Cotización Fabricante
200	SISTEMA DE REFRIGERACION		Inc en 101									20.000	Estimaciones Consultor
201	Skid de Bombas		Inc en 101					PPI MyG					IPC
202	Aeroenfriadores		Inc en 101					PPI MyG					IPC
203	Panel de Control		Inc en 101					PPI					IPC
204	Piping Sistema de Refirgeracion	gl	1					PPI	20.000	20.000	IPC	20.000	
210	SISTEMA DE LUBRICACION											15.000	Estimaciones Consultor
211	Estanque y Unidad de Lubriacion	gl	Inc en 101					PPI					IPC
212	Piping Sistema de Lubricacion	gl	1					PPI	15.000	15.000	IPC	15.000	
220	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES											949.220	Estimaciones Consultor
221	Transformador SS/AA	cu	1						50.000	50.000	PPI	50.000	
222	Sistema de Distribucion MT	gl	1										PPI
223	Sistema de Distribucion BT	gl	1						223.460	223.460	PPI	223.460	
224	Sistema Corriente Continua	gl	1						52.500	52.500	PPI	52.500	
225	Cables de Fuerza	gl	1						100.000	100.000	PPI	100.000	
226	Puesta a Tierra	gl	1						200.000	200.000	PPI	200.000	
227	Sistema de Iluminacion	gl	1						40.000	40.000	PPI	40.000	
230	Sistema de I&C	gl	1						195.000	195.000	PPI	195.000	
231	Cableado de Control e Intrumentacion	gl	1						28.260	28.260	PPI	28.260	
240	Sistema contraincendios	gl	1						60.000	60.000	PPI	60.000	
250	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV						1.689.591					191.651	Estimaciones Consultor
251	Equipamiento Principal 220 kV	gl	1	111.162	3.335		114.497	PPI				114.497	IPC
252	Conductores, Aisladores, Ferrreteria y accesorios	gl	1	12.032	361		12.393	PPI				12.393	IPC
253	Malla de Tierra	gl	1					PPI	134.531	134.531	IPC	134.531	
254	Paneles	gl	1	52.066	1.562		53.628	PPI				53.628	IPC
255	Otros	gl	1					PPI	4.675	4.675	IPC	4.675	
256	Alumbrado de patio	gl	1					PPI	2.192	2.192	IPC	2.192	
257	Conductores de Fuerza y Alumbrado	gl	1					PPI	50.254	50.254	IPC	50.254	
259	Estructuras	gl	1	10.681	320		11.001	PPI				11.001	IPC
260	Transformador de poder 13,8/220 kV	c/u	1	1.454.439	43.633		1.498.072	PPI				1.498.072	IPC

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE
INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E
INERCIA PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL**

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E INERCIA PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL
PRESUPUESTO DE INVERSION SISTEMA CONDENSADOR SINCRONO CON VOLANTE DE INERCIA**

TECNOLOGIA		CONDENSADOR SINCRONO													
CAPACIDAD		2 x 55.000 kVAr													
POTENCIA CORTOCIRCUITO		740 MVA													
INERCIA		940 MWs													
UBICACIÓN		GENÉRICO													
PUNTO DE CONEXIÓN		GENÉRICO													
		UNIDAD	CANTIDAD	SUMINISTRO IMPORTADO				Factor de Indexac.	SUMINISTRO NACIONAL		Factor de Indexac.	COSTO TOTAL US\$	Fuente de Información		
				COSTO UNITARIO FOB	FLETES Y SEGUROS (3%)	ADUANA	TOTAL US\$		COSTO UNITARIO US\$	TOTAL US\$					
300	OBRAS CIVILES CONDENSADOR SINCRONO											960.136	960.136	Estimaciones Consultor	
301	Fundaciones Estructuras														
301-1	Excavaciones	m3	692					61	41.984	IPC			41.984		
301-2	Relleno estructural	m3	195,6					37	7.306	IPC			7.306		
301-3	Hormigón G25	m3	368					469	172.566	IPC			172.566		
301-4	Hormigón G10	m3	36,8					336	12.374	IPC			12.374		
301-5	Armadura	kg	36800					4	153.088	IPC			153.088		
301-6	Insertos y pernos de anclaje	kg	3680					18	66.461	IPC			66.461		
301-7	Grout	m3	1,4					14.703	20.585	IPC			20.585		
302	Movimiento de Tierras generales y caminos														
302-1	Escarpe y limpieza terreno	m2	4200					5	20.622	IPC			20.622		
302-2	Excavaciones	m3	24					61	1.456	IPC			1.456		
302-3	Rellenos	m3	20					37	747	IPC			747		
302-4	Caminos interiores	m2	1350					42	57.038	IPC			57.038		
303	Canalizaciones, cámaras y grava														
303-1	Excavación	m3	60					61	3.640	IPC			3.640		
303-2	Rellenos	m3	13,8					37	515	IPC			515		
303-3	Hormigón	m3	46,2					469	21.665	IPC			21.665		
303-4	Suministro y montaje conduit PVC 110 mm	ml	840					63	53.029	IPC			53.029		
303-5	Cámaras	cu	20					7.478	149.566	IPC			149.566		
303-6	Relleno con grava	m3	560					86	48.423	IPC			48.423		
304	Cerco Perimetral, Porton de Entrada														
304-1	Excavaciones	m3	13,3					61	807	IPC			807		
304-2	Relleno estructural	m3	3,8					37	142	IPC			142		
304-3	Hormigón fundaciones	m3	9,5					338	3.206	IPC			3.206		
304-4	Cerco Perimetral incl. postes	ml	380					319	121.212	IPC			121.212		
304-5	Porton de Entrada/Salida	cu	1					3.704	3.704	IPC			3.704		
310	OBRAS CIVILES SUBESTACION												161.564	161.564	Estimaciones Consultor
311	Movimientos de Tierra masivos	gl	1					40.000	40.000	IPC			40.000		
312	Alumbrado Exterior	gl	1					1.286	1.286	IPC			1.286		
313	Fundaciones SSEE	gl	1					60.510	60.510	IPC			60.510		
314	Canalizaciones SSEE	gl	1					4.680	4.680	IPC			4.680		
315	Caminos, urbanización y cierros SSEE	gl	1					55.088	55.088	IPC			55.088		
320	MONTAJE CONDENSADOR SINCRONO												527.277	527.277	Estimaciones Consultor
321	Condensador Sincrono con volante de inercia	cu	2					40.012	80.025	IPC			80.025		
322	Sistema de refrigeracion (aeroenfriadores)	cu	6					1.647	9.880	IPC			9.880		
323	Sistema de refrigeracion (unidad de bombeo)	cu	2					1.317	2.635	IPC			2.635		
324	Sistema de lubricacion (unidad de aceite)	cu	2					1.317	2.635	IPC			2.635		
325	Sala Eléctrica	cu	1					32.415	32.415	IPC			32.415		
326	Sistemas de distribucion electrica auxiliar	gl	1					126.384	126.384	IPC			126.384		
327	Cables de Fuerza , Instrumentacion y control	gl	1					91.304	91.304	IPC			91.304		
328	Sistema I&C	gl	1					102.000	102.000	IPC			102.000		
329	Malla de Tierra	gl	1					80.000	80.000	IPC			80.000		

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE
INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E
INERCIA PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL**

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E INERCIA PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL
PRESUPUESTO DE INVERSIÓN SISTEMA CONDENSADOR SINCRONO CON VOLANTE DE INERCIA**

TECNOLOGIA		CONDENSADOR SINCRONO													
CAPACIDAD		2 x 55.000 kVAr													
POTENCIA CORTOCIRCUITO		740 MVA													
INERCIA		940 MWs													
UBICACIÓN		GENÉRICO													
PUNTO DE CONEXIÓN		GENÉRICO													
		UNIDAD	CANTIDAD	SUMINISTRO IMPORTADO				Factor de Indexac.	SUMINISTRO NACIONAL		Factor de Indexac.	COSTO TOTAL US\$	Fuente de Información		
				COSTO UNITARIO FOB	FLETES Y SEGUROS (3%)	ADUANA	TOTAL US\$		COSTO UNITARIO US\$	TOTAL US\$					
340	MONTAJE SUBESTACION											188.094	188.094	Estimaciones Consultor	
341	Montaje Equipos Principales AT	gl	1						74.368	74.368	IPC		74.368		
342	Montaje Estructuras bajas y altas	gl	1						17.552	17.552	IPC		17.552		
343	Montaje Conductor, Aisladores y Conexionado Primario	gl	1						17.465	17.465	IPC		17.465		
344	Montaje Cables de Fuerza y Control	gl	1						5.142	5.142	IPC		5.142		
345	Montaje Paneles SSEE	gl	1						25.728	25.728	IPC		25.728		
346	Montaje SSEE	gl	1						2.052	2.052	IPC		2.052		
347	Montaje malla de puesta a Tierra SSEE	gl	1						45.787	45.787	IPC		45.787		
350	Transporte a sitio (carga, transporte y descarga)												120.452	120.452	Estimaciones Consultor
351	Transporte a sitio equipamiento principal	gl	1						63.043	63.043	IPC		63.043		
352	Transporte a sitio equipamiento secundario	gl	1						19.784	19.784	IPC		19.784		
353	Transporte a sitio equipamiento subestacion	gl	1						37.625	37.625	IPC		37.625		
360	Pruebas y Puesta en Servicio												928.441	928.441	Estimaciones Consultor
361	Pruebas y puesta en servicio condensador	gl	1						815.567	815.567	IPC		815.567		
362	Pruebas y puesta en servicio subestacion	gl	1						112.874	112.874	IPC		112.874		
370	TOTAL COSTO DIRECTO CONSTRUCCION Y MONTAJE												2.885.965	2.885.965	
400	COSTOS INDIRECTOS C&M												865.789	865.789	Estimaciones Consultor
401	Costos indirectos construcción como % del costo directo	20%	1					PPI	577.193	577.193	IPC		577.193		
401	Gastos generales de construcción como % del costo directo	10%	1					PPI	288.596	288.596	IPC		288.596		
410	COSTO TOTAL DE SUMINISTRO Y CONSTRUCCION								14.271.753				4.954.025	19.225.778	
500	GASTOS DEL PROPIETARIO								3.045.182				2.547.547	5.592.729	Estimaciones Consultor
501	Servicios de ingeniería, estudios y administración del proyecto										IPC		0		
502	- Ingeniería para EIA/DIA	gl	1						33.780	33.780	IPC		33.780		
503	- Ingeniería básica para licitación	gl	1						63.338	63.338	IPC		63.338		
504	- Servicios Owner's engineer y puesta en marcha	gl	1						383.458	383.458	IPC		383.458		
505	Gestión EIA										IPC		0		
506	- Estudio Impacto ambiental	gl	1						84.450	84.450	IPC		84.450		
507	- Estudios de terreno para EIA (arqueología, medio físico, aire)	gl	1						21.113	21.113	IPC		21.113		
508	Derechos de internación										IPC		0		
509	Seguros Generales durante la construcción	1,0%	1						192.258	192.258	IPC		192.258		
510	Costos de terrenos, permisos y concesiones										IPC		0		
511	- Costo terreno	m2	75000						6	450.000	IPC		450.000		
512	- Servidumbres	gl									IPC		0		
530	IMPREVISTOS								1.427.175				618.242	2.045.417	Estimaciones Consultor
531	Intereses Intercalarios	10,3%							1.618.006		PPI		700.909	2.318.915	Estimaciones Consultor
600	TOTAL INVERSIONES								17.316.935				7.501.572	24.818.507	
601	COSTO UNITARIO INVERSIÓN (US\$ / Potencia Reactiva)	US\$/kVAr												225,6	
602	COSTO UNITARIO INVERSIÓN (US\$ / Potencia Cortocircuito)	US\$/kVA												33,5	
603	COSTO UNITARIO INVERSIÓN (US\$ / Inercia)	US\$/kW/s												26,4	

Tabla 11.2 Detalle partidas de Costos, Costo de Inversión (US\$) y Costos Unitarios de Inversión– Tecnología Condensador Síncrono – 2 x 55 MVAR

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE
INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E
INERCIA PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL**

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E INERCIA PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL
PRESUPUESTO DE INVERSIÓN SISTEMA CONDENSADOR SINCRONO CON VOLANTE DE INERCIA**

TECNOLOGIA		CONDENSADOR SINCRONO												
CAPACIDAD		3 x 55.000 kVAr												
POTENCIA CORTOCIRCUITO		1.110 MVA												
INERCIA		1.410 MWs												
UBICACIÓN		GENÉRICO												
PUNTO DE CONEXIÓN		GENÉRICO												
		UNIDAD	CANTIDAD	SUMINISTRO IMPORTADO				Factor de Indexac.	SUMINISTRO NACIONAL			COSTO TOTAL US\$	Fuente de Información	
				COSTO UNITARIO FOB	FLETES Y SEGUROS (3%)	ADUANA	TOTAL US\$		COSTO UNITARIO	TOTAL US\$	Factor de Indexac.			
100	EQUIPAMIENTO PRINCIPAL CONDENSADOR SINCRONICO						18.873.243				39.600		18.912.843	
101	Condensador Sincrono + 55 MVA / - 34,1 MVA	c/u	3	4.365.706	130.971		13.490.032	PPI MyG					13.490.032	Cotización Fabricante
102	Sistema de Excitación	gl	Inc en 101					PPI						
103	Sistema de Protección Generador/Condensador	gl	Inc en 101					PPI						
104	Ducto de Barras de fase segregada/ Cable Aislado de Media Tension	mt	495					PPI	80	39.600	PPI		39.600	Estimaciones Consultor
105	Interruptor de Generador (GCB)	c/u	3	105.000	3.150		324.450	PPI					324.450	Estimaciones Consultor
106	SFC / Pony Motor - VSD	gl	Inc en 101					PPI MyG						
107	Volante de Inercia (Flywheel)	gl	3	1.637.140	49.114		5.058.762	PPI MyG					5.058.762	Cotización Fabricante
200	SISTEMA DE REFRIGERACION										30.000		30.000	Estimaciones Consultor
201	Skid de Bombas		Inc en 101					PPI MyG				IPC		
202	Aeroenfriadores		Inc en 101					PPI MyG				IPC		
203	Panel de Control		Inc en 101					PPI				IPC		
204	Piping Sistema de Refrigeracion	gl	1					PPI	30.000	30.000	IPC		30.000	
210	SISTEMA DE LUBRICACION												22.500	Estimaciones Consultor
211	Estanque y Unidad de Lubricacion	gl	Inc en 101					PH				IPC		
212	Piping Sistema de Lubricacion	gl	1					PH	22.500	22.500	IPC		22.500	
220	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES										1.337.580		1.337.580	Estimaciones Consultor
221	Transformador SS/AA	cu	1						50.000	50.000	PPI		50.000	
222	Sistema de Distribucion MT	gl	1									PPI		
223	Sistema de Distribucion BT	gl	1						335.190	335.190	PPI		335.190	
224	Sistema Corriente Continua	gl	1						70.000	70.000	PPI		70.000	
225	Cables de Fuerza	gl	1						150.000	150.000	PPI		150.000	
226	Puesta a Tierra	gl	1						300.000	300.000	PPI		300.000	
227	Sistema de Iluminacion	gl	1						60.000	60.000	PPI		60.000	
230	Sistema de I&C	gl	1						240.000	240.000	PPI		240.000	
231	Cableado de Control e Instrumentacion	gl	1						42.390	42.390	PPI		42.390	
240	Sistema contraincendios	gl	1						90.000	90.000	PPI		90.000	
250	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV						2.879.674				191.651		3.071.325	Estimaciones Consultor
251	Equipamiento Principal 220 kV	gl	1	111.162	3.335		114.497	PPI				IPC	114.497	
252	Conductores, Aisladores, Ferrería y accesorios	gl	1	12.032	361		12.393	PPI				IPC	12.393	
253	Malla de Tierra	gl	1					PPI	134.531	134.531	IPC		134.531	
254	Paneles	gl	1	52.066	1.562		53.628	PPI				IPC	53.628	
255	Otros	gl	1					PPI	4.675	4.675	IPC		4.675	
256	Alumbrado de patio	gl	1					PPI	2.192	2.192	IPC		2.192	
257	Conductores de Fuerza y Alumbrado	gl	1					PPI	50.254	50.254	IPC		50.254	
259	Estructuras	gl	1	10.681	320		11.001	PPI				IPC	11.001	
260	Transformador de poder 13,8/220 kV	c/u	1	2.609.860	78.296		2.688.155	PPI				IPC	2.688.155	

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE
INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E
INERCIA PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL**

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E INERCIA PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL
PRESUPUESTO DE INVERSION SISTEMA CONDENSADOR SINCRONO CON VOLANTE DE INERCIA**

TECNOLOGIA		CONDENSADOR SINCRONO													
CAPACIDAD		3 x 55.000 kVAr													
POTENCIA CORTOCIRCUITO		1.110 MVA													
INERCIA		1.410 MWs													
UBICACIÓN		GENÉRICO													
PUNTO DE CONEXIÓN		GENÉRICO													
	UNIDAD	CANTIDAD	SUMINISTRO IMPORTADO				Factor de Indexac.	SUMINISTRO NACIONAL		Factor de Indexac.	COSTO		Fuente de Información		
			COSTO UNITARIO FOB	FLETES Y SEGUROS (3%)	ADUANA	TOTAL US\$		COSTO UNITARIO US\$	TOTAL US\$		TOTAL US\$	TOTAL US\$			
300	OBRAS CIVILES CONDENSADOR SINCRONO										1.438.352	1.438.352	Estimaciones Consultor		
301	Fundaciones Estructuras														
301-1	Excavaciones	m3	1038					61	62.975	IPC		62.975			
301-2	Relleno estructural	m3	293,4					37	10.958	IPC		10.958			
301-3	Hormigón G25	m3	552					469	258.849	IPC		258.849			
301-4	Hormigón G10	m3	55,2					336	18.561	IPC		18.561			
301-5	Armadura	kg	55200					4	229.632	IPC		229.632			
301-6	Insertos y pernos de anclaje	kg	5520					18	99.691	IPC		99.691			
301-7	Grout	m3	2,1					14.703	30.877	IPC		30.877			
302	Movimiento de Tierras generales y caminos														
302-1	Escarpe y limpieza terreno	m2	6300					5	30.933	IPC		30.933			
302-2	Excavaciones	m3	36					61	2.184	IPC		2.184			
302-3	Rellenos	m3	30					37	1.121	IPC		1.121			
302-4	Caminos interiores	m2	2025					42	85.556	IPC		85.556			
303	Canalizaciones, cámaras y grava														
303-1	Excavación	m3	90					61	5.460	IPC		5.460			
303-2	Rellenos	m3	20,7					37	773	IPC		773			
303-3	Hormigon	m3	69,3					469	32.497	IPC		32.497			
303-4	Suministro y montaje conduit PVC 110 mm	m	1260					63	79.544	IPC		79.544			
303-5	Cámaras	cu	30					7.478	224.350	IPC		224.350			
303-6	Relleno con grava	m3	840					86	72.635	IPC		72.635			
304	Cerco Perimetral, Porton de Entrada														
304-1	Excavaciones	m3	19,95					61	1.210	IPC		1.210			
304-2	Relleno estructural	m3	5,7					37	213	IPC		213			
304-3	Hormigón fundaciones	m3	14,25					338	4.810	IPC		4.810			
304-4	Cerco Perimetral incl. postes	m	570					319	181.819	IPC		181.819			
304-5	Porton de Entrada/Salida	cu	1					3.704	3.704	IPC		3.704			
310	OBRAS CIVILES SUBESTACION											174.875	174.875	Estimaciones Consultor	
311	Movimientos de Tierra masivos	gl	1					40.000	40.000	IPC		40.000			
312	Alumbrado Exterior	gl	1					1.286	1.286	IPC		1.286			
313	Fundaciones SSEE	gl	1					73.821	73.821	IPC		73.821			
314	Canalizaciones SSEE	gl	1					4.680	4.680	IPC		4.680			
315	Caminos, urbanización y cierros SSEE	gl	1					55.088	55.088	IPC		55.088			
320	MONTAJE CONDENSADOR SINCRONO											750.208	750.208	Estimaciones Consultor	
321	Condensador Sincrono con volante de inercia	cu	3					40.012	120.037	IPC		120.037			
322	Sistema de refrigeracion (aerofriadores)	cu	9					1.647	14.820	IPC		14.820			
323	Sistema de refrigeracion (unidad de bombeo)	cu	3					1.317	3.952	IPC		3.952			
324	Sistema de lubricacion (unidad de aceite)	cu	3					1.317	3.952	IPC		3.952			
325	Sala Eléctrica	cu	1					32.415	32.415	IPC		32.415			
326	Sistemas de distribucion electrica auxiliar	gl	1					186.076	186.076	IPC		186.076			
327	Cables de Fuerza , Instrumentacion y control	gl	1					136.956	136.956	IPC		136.956			
328	Sistema I&C	gl	1					132.000	132.000	IPC		132.000			
329	Malla de Tierra	gl	1					120.000	120.000	IPC		120.000			

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE
INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E
INERCIA PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL**

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E INERCIA PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL
PRESUPUESTO DE INVERSION SISTEMA CONDENSADOR SINCRONO CON VOLANTE DE INERCIA**

TECNOLOGIA		CONDENSADOR SINCRONO												
CAPACIDAD		3 x 55.000 kVAr												
POTENCIA CORTOCIRCUITO		1.110 MVA												
INERCIA		1.410 MWs												
UBICACION		GENERICO												
PUNTO DE CONEXION		GENERICO												
		UNIDAD	CANTIDAD	SUMINISTRO IMPORTADO				Factor de Indexac.	SUMINISTRO NACIONAL			COSTO TOTAL US\$	Fuente de Informacion	
				COSTO UNITARIO FOB	FLETES Y SEGUROS (3%)	ADUANA	TOTAL US\$		COSTO UNITARIO US\$	TOTAL US\$	Factor de Indexac.			
340	MONTAJE SUBESTACION											232.599	232.599	Estimaciones Consultor
341	Montaje Equipos Principales AT	gl	1						116.713			116.713	116.713	IPC
342	Montaje Estructuras bajas y altas	gl	1						18.543			18.543	18.543	IPC
343	Montaje Conductor, Aisladores y Conexionado Primario	gl	1						18.634			18.634	18.634	IPC
344	Montaje Cables de Fuerza y Control	gl	1						5.142			5.142	5.142	IPC
345	Montaje Paneles SSEE	gl	1						25.728			25.728	25.728	IPC
346	Montaje SSEE	gl	1						2.052			2.052	2.052	IPC
347	Montaje mallá de puesta a Tierra SSEE	gl	1						45.787			45.787	45.787	IPC
350	Transporte a sitio (carga , transporte y descarga)											183.942	183.942	Estimaciones Consultor
351	Transporte a sitio equipamiento principal	gl	1						94.564			94.564	94.564	IPC
352	Transporte a sitio equipamiento secundario	gl	1						27.952			27.952	27.952	IPC
353	Transporte a sitio equipamiento subestacion	gl	1						61.426			61.426	61.426	IPC
360	Pruebas y Puesta en Servicio											1.402.455	1.402.455	Estimaciones Consultor
361	Pruebas y puesta en servicio condensador	gl	1						1.218.175			1.218.175	1.218.175	IPC
362	Pruebas y puesta en servicio subestacion	gl	1						184.279			184.279	184.279	IPC
370	TOTAL COSTO DIRECTO CONSTRUCCION Y MONTAJE											4.182.432	4.182.432	
400	COSTOS INDIRECTOS C&M											1.254.730	1.254.730	Estimaciones Consultor
401	Costos indirectos construcción como % del costo directo	20%	1					PPI	836.486			836.486	836.486	IPC
401	Gastos generales de construcción como % del costo directo	10%	1					PPI	418.243			418.243	418.243	IPC
410	COSTO TOTAL DE SUMINISTRO Y CONSTRUCCION								21.752.918			7.058.492	28.811.409	
500	GASTOS DEL PROPIETARIO								4.641.447			3.424.671	8.066.118	Estimaciones Consultor
501	Servicios de ingeniería, estudios y administración del proyecto													IPC
502	- Ingeniería para EIA/DIA	gl	1						33.780			33.780	33.780	IPC
503	- Ingeniería básica para licitación	gl	1						63.338			63.338	63.338	IPC
504	- Servicios Owner's engineer y puesta en marcha	gl	1						415.413			415.413	415.413	IPC
505	Gestión EIA													IPC
506	- Estudio Impacto ambiental	gl	1						84.450			84.450	84.450	IPC
507	- Estudios de terreno para EIA (arqueología, medio físico, aire)	gl	1						21.113			21.113	21.113	IPC
508	Derechos de internación	0												IPC
509	Seguros Generales durante la construcción	1,0%	1						288.114			288.114	288.114	IPC
510	Costos de terrenos, permisos y concesiones													IPC
511	- Costo terreno	m2	112500							6		675.000	675.000	IPC
512	- Servidumbres	gl	0											IPC
530	IMPREVISTOS								2.175.292			863.970	3.039.262	Estimaciones Consultor
531	Intereses Intercalarios	10,3%							2.466.155			979.493	3.445.649	Estimaciones Consultor
600	TOTAL INVERSIONES								26.394.364			10.483.163	36.877.527	
601	COSTO UNITARIO INVERSIÓN (US\$ / Potencia Reactiva)	US\$/kVAr												223,5
602	COSTO UNITARIO INVERSIÓN (US\$ / Potencia Cortocircuito)	US\$/kVA												33,2
603	COSTO UNITARIO INVERSIÓN (US\$ / Inercia)	US\$/kW												26,2

Tabla 11.3 Detalle partidas de Costos, Costo de Inversión (US\$) y Costos Unitarios de Inversión– Tecnología Condensador Síncrono – 3 x 55 MVAR

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE
INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E
INERCIA PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL**

ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E INERCIA PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL														
PRESUPUESTO DE INVERSION SISTEMA CONDENSADOR SINCRONO CON VOLANTE DE INERCIA														
TECNOLOGIA		CONDENSADOR SINCRONO												
CAPACIDAD		90.000 kVAr												
POTENCIA CORTOCIRCUITO		500 MVA												
INERCIA		900 MWs												
UBICACIÓN		GENERICO												
PUNTO DE CONEXIÓN		GENERICO												
		UNIDAD	CANTIDAD	SUMINISTRO IMPORTADO				Factor de Indexac.	SUMINISTRO NACIONAL			COSTO TOTAL US\$	Fuente de Informacion	
				COSTO UNITARIO FOB	FLETES Y SEGUROS (3%)	ADUANA	TOTAL US\$		COSTO UNITARIO	US\$	Factor de Indexac.			
100	EQUIPAMIENTO PRINCIPAL CONDENSADOR SINCRONO												31.761.031	
101	Condensador Sincrono + 90 MVA / - 45 MVA	c/u	1	30.208.740	934.291		31.143.031	PPI MyG					31.143.031	Cotización Fabricante
102	Sistema de Excitacion	gl	Incluido en 101					PPI						
103	Sistema de Proteccion Generador/Condensador	gl	Incluido en 101					PPI						
104	Ducto de Barras de fase segregada	mt	30	20.000	600		618.000	PPI		PPI			618.000	Estimaciones Consultor
105	Interruptor de Generador (GCB)	c/u	Incluido en 101					PPI						
106	SFC / Pony Motor - VSD	gl	Incluido en 101					PPI MyG						
107	Volante de Inercia (Flywheel)	gl	Incluido en 101					PPI MyG						
200	SISTEMA DE REFRIGERACION	gl								10.000			10.000	Estimaciones Consultor
201	Skid de Bombas		Incluido en 101					PPI MyG			IPC			
202	Aeroenfriadores		Incluido en 101					PPI MyG			IPC			
203	Panel de Control		Incluido en 101					PPI			IPC			
204	Piping Sistema de Refrigeración	gl	1					PPI	10.000	10.000	IPC		10.000	
210	SISTEMA DE LUBRICACION									7.500			7.500	Estimaciones Consultor
211	Estanque y unidad de lubricación	gl	Incluido en 101					PP			IPC			
212	Piping sistema de lubricacion	gl	1					PP	7.500	7.500	IPC		7.500	
220	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES									1.004.220			1.004.220	Estimaciones Consultor
221	Transformador SS/AA	cu	Incluido en 101								PPI			
222	Sistema de Distribucion MT	gl	1						105.000	105.000	PPI			
223	Sistema de Distribucion BT	gl	1						223.460	223.460	PPI		223.460	
224	Sistema Corriente Continua	gl	1						52.500	52.500	PPI		52.500	
225	Cables de Fuerza	gl	1						100.000	100.000	PPI		100.000	
226	Puesta a Tierra	gl	1						200.000	200.000	PPI		200.000	
227	Sistema de Iluminacion	gl	1						40.000	40.000	PPI		40.000	
230	Sistema de I&C	gl	1						195.000	195.000	PPI		195.000	
231	Cableado de Control e Instrumentacion	gl	1						28.260	28.260	PPI		28.260	
240	Sistema contraincendios	gl	1						60.000	60.000	PPI		60.000	
250	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV									191.519			191.651	Estimaciones Consultor
251	Equipamiento Principal 220 kV	gl	1	111.162	3.335		114.497	PPI			IPC		114.497	
252	Conductores, Aisladores, Ferrreteria y accesorios	gl	1	12.032	361		12.393	PPI			IPC		12.393	
253	Malla de Tierra	gl	1					PPI	134.531	134.531	IPC		134.531	
254	Paneles	gl	1	52.066	1.562		53.628	PPI			IPC		53.628	
255	Otros	gl	1					PPI	4.675	4.675	IPC		4.675	
256	Alumbrado de patio	gl	1					PPI	2.192	2.192	IPC		2.192	
257	Conductores de Fuerza y Alumbrado	gl	1					PPI	50.254	50.254	IPC		50.254	
259	Estructuras	gl	1	10.681	320		11.001	PPI			IPC		11.001	
260	Transformador de poder 13,8/220 kV	c/u	Incluido en 101					PPI			IPC			

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE
INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E
INERCI A PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL**

ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E INERCI A PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL														
PRESUPUESTO DE INVERSION SISTEMA CONDENSADOR SINCRONO CON VOLANTE DE INERCI A														
TECNOLOGIA		CONDENSADOR SINCRONO												
CAPACIDAD		90.000 KVAr												
POTENCIA CORTOCIRCUITO		500 MVA												
INERCI A		900 MWs												
UBICACIÓN		GENERICO												
PUNTO DE CONEXIÓN		GENERICO												
	UNIDAD	CANTIDAD	SUMINISTRO IMPORTADO				SUMINISTRO NACIONAL			COSTO	Fuente de Informacion			
			COSTO UNITARIO FOB	FLETES Y SEGUROS (3%)	ADUANA	TOTAL US\$	Factor de Indexac.	COSTO UNITARIO	TOTAL US\$			Factor de Indexac.	TOTAL US\$	
300	OBRAS CIVILES CONDENSADOR SINCRONO											713.156	713.156	Estimaciones Consultor
	Fundaciones Estructuras													
301-1	Excavaciones	m3	353						61	21.417	IPC	21.417		
301-2	Relleno estructural	m3	134						37	5.005	IPC	5.005		
301-3	Hormigón G25	m3	219						469	102.696	IPC	102.696		
301-4	Hormigón G10	m3	21,9						336	7.364	IPC	7.364		
301-5	Armadura	kg	21900						4	91.104	IPC	91.104		
301-6	Insertos y pernos de anclaje	kg	2190						18	39.551	IPC	39.551		
301-7	Grout	m3	0,9						14.703	13.233	IPC	13.233		
302	Movimiento de Tierras generales y caminos													
302-1	Escarpe y limpieza terreno	m2	476						5	2.337	IPC	2.337		
302-2	Excavaciones	m3	12						61	728	IPC	728		
302-3	Rellenos	m3	10						37	374	IPC	374		
302-4	Caminos interiores	m2	0						42	0	IPC	0		
303	Canalizaciones, cámaras y grava													
301-1	Excavación	m3	30						61	1.820	IPC	1.820		
301-2	Rellenos	m3	6,9						37	258	IPC	258		
301-3	Hormigón	m3	23,1						469	10.832	IPC	10.832		
301-4	Suministro y montaje conduit PVC 110 mm	ml	420						63	26.515	IPC	26.515		
301-5	Cámaras	cu	10						7.478	74.783	IPC	74.783		
301-6	Relleno con grava	m3	280						86	24.212	IPC	24.212		
304	Galpon													
304-1	Suministro y montaje galpon	m2	476						370	176.301	IPC	176.301		
304-2	Radier	m2	349,5						118	41.161	IPC	41.161		
304-3	Hormigón fundaciones	m3	10						338	3.375	IPC	3.375		
304-4	Porton de Entrada/Salida	cu	1						3.704	3.704	IPC	3.704		
304	Cerco Perimetral, Porton de Entrada													
304-1	Excavaciones	m3	6,65						61	403	IPC	403		
304-2	Relleno estructural	m3	1,9						37	71	IPC	71		
304-3	Hormigón fundaciones	m3	4,75						338	1.603	IPC	1.603		
304-4	Cerco Perimetral incl. postes	ml	190						319	60.606	IPC	60.606		
304-5	Porton de Entrada/Salida	cu	1						3.704	3.704	IPC	3.704		
310	OBRAS CIVILES SUBESTACION											146.524	146.524	Estimaciones Consultor
311	Movimientos de Tierra masivos	gl	1						40.000	40.000	IPC	40.000		
312	Alumbrado Exterior	gl	1						1.286	1.286	IPC	1.286		
313	Fundaciones SSEE	gl	1						45.470	45.470	IPC	45.470		
314	Canalizaciones SSEE	gl	1						4.680	4.680	IPC	4.680		
315	Caminos, urbanización y cierras SSEE	gl	1						55.088	55.088	IPC	55.088		
320	MONTAJE EQUIPAMIENTO PRINCIPAL CONDENSADOR SINCRONO											478.043	478.043	
321	Condensador Sincrono con volante de inercia	cu	1						40.012	40.012	IPC	40.012		
322	Sistema de refrigeracion (aeroenfriadores)	cu	2						1.647	3.293	IPC	3.293		
323	Sistema de refrigeracion (unidad de bombeo)	cu	1						1.317	1.317	IPC	1.317		
324	Sistema de lubricacion (unidad de aceite)	cu	1						1.317	1.317	IPC	1.317		
325	Sala Eléctrica	cu	1						32.415	32.415	IPC	32.415		
326	Sistemas de distribucion electrica auxiliar	gl	1						126.384	126.384	IPC	126.384		
327	Cables de Fuerza . Instrumentacion y control	gl	1						91.304	91.304	IPC	91.304		
328	Sistema I&C	gl	1						102.000	102.000	IPC	102.000		
329	Malla de Tierra	gl	1						80.000	80.000	IPC	80.000		

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE
INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E
INERCIAS PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL**

ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E INERCIAS PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL															
PRESUPUESTO DE INVERSION SISTEMA CONDENSADOR SINCRONO CON VOLANTE DE INERCIAS															
TECNOLOGIA		CONDENSADOR SINCRONO													
CAPACIDAD		90.000 kVAr													
POTENCIA CORTOCIRCUITO		500 MVA													
INERCIAS		900 MWs													
UBICACIÓN		GENERIC													
PUNTO DE CONEXIÓN		GENERIC													
		UNIDAD	CANTIDAD	SUMINISTRO IMPORTADO				SUMINISTRO NACIONAL				COSTO TOTAL US\$	Fuente de Informacion		
				COSTO UNITARIO FOB	FLETES Y SEGUROS (3%)	ADUANA	TOTAL US\$	Factor de Indexac.	COSTO UNITARIO US\$	TOTAL US\$	Factor de Indexac.				
340	MONTAJE SUBESTACION												174.270	174.270	Estimaciones Consultor
341	Montaje Equipos Principales AT	gl	1							61.664		IPC	61.664	61.664	
342	Montaje Estructuras bajas y altas	gl	1							16.433		IPC	16.433	16.433	
343	Montaje Conductor, Aisladores y Conexionado Primario	gl	1							17.465		IPC	17.465	17.465	
344	Montaje Cables de Fuerza y Control	gl	1							5.142		IPC	5.142	5.142	
345	Montaje Paneles SSEE	gl	1							25.728		IPC	25.728	25.728	
346	Montaje Otros SSEE	gl	1							2.052		IPC	2.052	2.052	
347	Montaje malla de puesta a Tierra SSEE	gl	1							45.787		IPC	45.787	45.787	
350	Transporte a sitio (carga , transporte y descarga)												186.953	186.953	Estimaciones Consultor
351	Transporte a sitio equipamiento principal	gl	1							158.805		IPC	158.805	158.805	
352	Transporte a sitio equipamiento secundario	gl	1							20.484		IPC	20.484	20.484	
353	Transporte a sitio equipamiento subestacion	gl	1							7.663		IPC	7.663	7.663	
360	Pruebas y Puesta en Servicio												1.989.955	1.989.955	Estimaciones Consultor
361	Pruebas y puesta en servicio condensador	gl	1							1.966.965		IPC	1.966.965	1.966.965	
362	Pruebas y puesta en servicio subestacion	gl	1							22.990		IPC	22.990	22.990	
370	TOTAL COSTO DIRECTO CONSTRUCCION Y MONTAJE												3.688.902	3.688.902	
400	COSTOS INDIRECTOS C&M												1.106.671	1.106.671	Estimaciones Consultor
401	Costos indirectos construcción como % del costo directo	20%	1							737.780		IPC	737.780	737.780	
401	Gastos generales de construcción como % del costo directo	10%	1							368.890		IPC	368.890	368.890	
410	COSTO TOTAL DE SUMINISTRO Y CONSTRUCCION									31.952.550			6.008.943	37.961.493	
500	GASTOS DEL PROPIETARIO									6.817.755			3.643.526	10.461.281	Estimaciones Consultor
501	Servicios de ingeniería, estudios y administración del proyecto														
502	- Ingeniería para EIA/DIA	gl	1							33.780		IPC	33.780	33.780	
503	- Ingeniería básica para licitación	gl	1							63.338		IPC	63.338	63.338	
504	- Servicios Owner's engineer y puesta en marcha	1%	1							1.138.845		IPC	1.138.845	1.138.845	
505	Gestión EIA														
506	- Estudio Impacto ambiental	gl	1							84.450		IPC	84.450	84.450	
507	- Estudios de terreno para EIA (arqueología, medio físico, aire)	gl	1							21.113		IPC	21.113	21.113	
508	Derechos de internación	10%										IPC			
509	Seguros Generales durante la construcción	1.0%	1							379.615		IPC	379.615	379.615	
510	Costos de terrenos, permisos y concesiones											IPC			
511	- Costo terreno	m2	37500									IPC			
512	- Servidumbres	gl	0								6	IPC	225.000	225.000	
530	IMPREVISTOS												795.508	3.990.763	Estimaciones Consultor
531	Intereses Intercalarios	10,3%								3.195.255	PPI		795.508	3.990.763	
600	TOTAL INVERSIONES									38.770.305			9.652.469	48.422.774	Estimaciones Consultor
601	COSTO UNITARIO INVERSIÓN (US\$ / Potencia Reactiva)	US\$/kVAr												538,0	
602	COSTO UNITARIO INVERSIÓN (US\$ / Potencia Cortocircuito)	US\$/kVA												96,8	
603	COSTO UNITARIO INVERSIÓN (US\$ / Inercia)	US\$/kW												53,8	

Tabla 11.4 Detalle partidas de Costos, Costo de Inversión (US\$) y Costos Unitarios de Inversión– Tecnología Condensador Síncrono – 90 MVA

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE
INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E
INERCI A PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL**

ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E INERCI A PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL													
PRESUPUESTO DE INVERSION SISTEMA CONDENSADOR SINCRONO CON VOLANTE DE INERCI A													
TECNOLOGIA		CONDENSADOR SINCRONO											
CAPACIDAD		125.000 kVAr											
POTENCIA CORTOCIRCUITO		750 MVA											
INERCI A		1.250 MWs											
UBICACIÓN		GENERICO											
PUNTO DE CONEXIÓN		GENERICO											
		UNIDAD	CANTIDAD	SUMINISTRO IMPORTADO				Factor de Indexac.	SUMINISTRO NACIONAL		Factor de Indexac.	COSTO TOTAL US\$	Fuente de Informacion
				COSTO UNITARIO FOB	FLETES Y SEGUROS (3%)	ADUANA	TOTAL US\$		COSTO UNITARIO	US\$			
100	EQUIPAMIENTO PRINCIPAL CONDENSADOR SINCRONO											33.966.246	
101	Condensador Sincrono + 125MVA / - 62,5 MVA	c/u	1	32.277.959	998.287		33.276.246	PPI MyG				33.276.246	Cotización Fabricante
102	Sistema de Excitacion	gl	Incluido en 101					PPI					
103	Sistema de Proteccion Generador/Condensador	gl	Incluido en 101					PPI					
104	Ducto de Barras de fase segregada	mt	30	23.000			690.000	PPI		PPI		690.000	Estimaciones Consultor
105	Interruptor de Generador (GCB)	c/u	Incluido en 101					PPI					
106	SFC / Pony Motor - VSD	gl	Incluido en 101					PPI MyG					
107	Volante de Inercia (Flywheel)	gl	Incluido en 101					PPI MyG					
200	SISTEMA DE REFRIGERACION										30.000	30.000	Estimaciones Consultor
201	Skid de Bombas		Incluido en 101					PPI MyG					IPC
202	Aeroenfriadores		Incluido en 101					PPI MyG					IPC
203	Panel de Control		Incluido en 101					PPI					IPC
204	Piping Sistema de Refrigeracion	gl	1					PPI	30.000	30.000	IPC	30.000	
210	SISTEMA DE LUBRICACION											22.500	Estimaciones Consultor
211	Estanque y Unidad de Lubricacion	gl	Incluido en 101					PPI					IPC
212	Piping Sistema de Lubricacion	gl	1					PPI	22.500	22.500	IPC	22.500	
220	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES										1.037.739	1.037.739	Estimaciones Consultor
221	Transformador SS/AA	cu	Incluido en 101								PPI		
222	Sistema de Distribucion MT	gl	1						105.000	105.000	PPI	105.000	
223	Sistema de Distribucion BT	gl	1						256.979	256.979	PPI	256.979	
224	Sistema Corriente Continua	gl	1						52.500	52.500	PPI	52.500	
225	Cables de Fuerza	gl	1						100.000	100.000	PPI	100.000	
226	Puesta a Tierra	gl	1						200.000	200.000	PPI	200.000	
227	Sistema de Iluminacion	gl	1						40.000	40.000	PPI	40.000	
230	Sistema de I&C	gl	1						195.000	195.000	PPI	195.000	
231	Cableado de Control e Instrumentacion	gl	1						28.260	28.260	PPI	28.260	
240	Sistema contraincendios	gl	1						60.000	60.000	PPI	60.000	
250	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV						191.519				191.651	383.169	Estimaciones Consultor
251	Equipamiento Principal 220 kV	gl	1	111.162	3.335		114.497	PPI			IPC	114.497	
252	Conductores, Aisladores, Ferrería y accesorios	gl	1	12.032	361		12.393	PPI			IPC	12.393	
253	Malla de Tierra	gl	1					PPI	134.531	134.531	IPC	134.531	
254	Paneles	gl	1	52.066	1.562		53.628	PPI			IPC	53.628	
255	Otros	gl	1					PPI	4.675	4.675	IPC	4.675	
256	Alumbrado de patio	gl	1					PPI	2.192	2.192	IPC	2.192	
257	Conductores de Fuerza y Alumbrado	gl	1					PPI	50.254	50.254	IPC	50.254	
259	Estructuras	gl	1	10.681	320		11.001	PPI			IPC	11.001	
260	Transformador de poder 13,8/220 kV	c/u	Incluido en 101					PPI			IPC		

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE
INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E
INERCIA PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL**

ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E INERCIA PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL															
PRESUPUESTO DE INVERSION SISTEMA CONDENSADOR SINCRONO CON VOLANTE DE INERCIA															
TECNOLOGIA		CONDENSADOR SINCRONO													
CAPACIDAD		125.000 kVAr													
POTENCIA CORTOCIRCUITO		750 MVA													
INERCIA		1.250 MWs													
UBICACIÓN		GENERICICO													
PUNTO DE CONEXIÓN		GENERICICO													
		UNIDAD	CANTIDAD	SUMINISTRO IMPORTADO					SUMINISTRO NACIONAL			COSTO	Fuente de Informacion		
				COSTO UNITARIO FOB	FLETES Y SEGUROS (3%)	ADUANA	TOTAL US\$	Factor de Indexac.	COSTO UNITARIO	US\$	Factor de Indexac.			TOTAL US\$	
300	OBRAS CIVILES CONDENSADOR SINCRONO												887.713	887.713	Estimaciones Consultor
301	Fundaciones Estructuras														
301-1	Excavaciones	m3	432							61	26.209	IPC		26.209	
301-2	Relleno estructural	m3	153							37	5.715	IPC		5.715	
301-3	Hormigón G25	m3	279							469	130.831	IPC		130.831	
301-4	Hormigón G10	m3	27,9							336	9.381	IPC		9.381	
301-5	Armadura	kg	27900							4	116.064	IPC		116.064	
301-6	Insertos y pernos de anclaje	kg	2790							18	50.387	IPC		50.387	
301-7	Grout	m3	1,1							14.703	16.174	IPC		16.174	
302	Movimiento de Tierras generales y caminos														
302-1	Escarpe y limpieza terreno	m2	476							5	2.337	IPC		2.337	
302-2	Excavaciones	m3	12							61	728	IPC		728	
302-3	Rellenos	m3	10							37	374	IPC		374	
302-4	Caminos interiores	m2	0							42	0	IPC		0	
303	Canalizaciones, cámaras y grava														
301-1	Excavación	m3	11,5							61	698	IPC		698	
301-2	Rellenos	m3	2,7							37	101	IPC		101	
301-3	Hormigon	m3	8,8							469	4.127	IPC		4.127	
301-4	Suministro y montaje conduit PVC 110 mm	ml	160							63	10.101	IPC		10.101	
301-5	Cámaras	cu	4							7.478	29.913	IPC		29.913	
301-6	Relleno con grava	m3	840							86	72.635	IPC		72.635	
304	Galpon														
304-1	Suministro y montaje galpon	m2	476							370	176.301	IPC		176.301	
304-2	Radier	m2	312,5							118	36.803	IPC		36.803	
304-3	Hormigón fundaciones	m3	10							338	3.375	IPC		3.375	
304-4	Porton de Entrada/Salida	cu	1							3.704	3.704	IPC		3.704	
304	Cerco Perimetral, Porton de Entrada														
304-1	Excavaciones	m3	19,95							61	1.210	IPC		1.210	
304-2	Relleno estructural	m3	5,7							37	213	IPC		213	
304-3	Hormigón fundaciones	m3	14,25							338	4.810	IPC		4.810	
304-4	Cerco Perimetral incl. postes	ml	570							319	181.819	IPC		181.819	
304-5	Porton de Entrada/Salida	cu	1							3.704	3.704	IPC		3.704	
310	OBRAS CIVILES SUBESTACION										174.875		174.875	Estimaciones Consultor	
311	Movimientos de Tierra masivos	gl	1							40.000	40.000	IPC		40.000	
312	Akumbrado Exterior	gl	1							1.286	1.286	IPC		1.286	
313	Fundaciones SSEE	gl	1							73.821	73.821	IPC		73.821	
314	Canalizaciones SSEE	gl	1							4.680	4.680	IPC		4.680	
315	Caminos, urbanización y cierros SSEE	gl	1							55.088	55.088	IPC		55.088	
320	MONTAJE CONDENSADOR SINCRONO										491.451		491.451		
321	Condensador Sincrono con volante de inercia	cu	1							40.012	40.012	IPC		40.012	
322	Sistema de refrigeracion (aeroenfriadores)	cu	2							1.647	3.293	IPC		3.293	
323	Sistema de refrigeracion (unidad de bombeo)	cu	1							1.317	1.317	IPC		1.317	
324	Sistema de lubricacion (unidad de aceite)	cu	1							1.317	1.317	IPC		1.317	
325	Sala Eléctrica	cu	1							32.415	32.415	IPC		32.415	
326	Sistemas de distribución eléctrica auxiliar	gl	1							139.792	139.792	IPC		139.792	
327	Cables de Fuerza , Instrumentacion y control	gl	1							91.304	91.304	IPC		91.304	
328	Sistema I&C	gl	1							102.000	102.000	IPC		102.000	
329	Malla de Tierra	gl	1							80.000	80.000	IPC		80.000	

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE
INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E
INERCIA PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL**

ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E INERCIA PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL														
PRESUPUESTO DE INVERSION SISTEMA CONDENSADOR SINCRONO CON VOLANTE DE INERCIA														
TECNOLOGIA		CONDENSADOR SINCRONO												
CAPACIDAD		125.000 kVAr												
POTENCIA CORTOCIRCUITO		750 MVA												
INERCIA		1.250 MWs												
UBICACIÓN		GENERICICO												
PUNTO DE CONEXIÓN		GENERICICO												
		UNIDAD	CANTIDAD	SUMINISTRO IMPORTADO				Factor de Indexac.	SUMINISTRO NACIONAL			COSTO TOTAL US\$	Fuente de Informacion	
				COSTO UNITARIO FOB	FLETES Y SEGUROS (3%)	ADUANA	TOTAL US\$		COSTO UNITARIO	US\$	Factor de Indexac.			
340	MONTAJE SUBESTACION													
341	Montaje Equipos Principales AT	gl	1						116.713	116.713	IPC	116.713	Estimaciones Consultor	
342	Montaje Estructuras bajas y altas	gl	1						18.543	18.543	IPC	18.543		
343	Montaje Conductor, Aisladores y Conexionado Primario	gl	1						18.634	18.634	IPC	18.634		
344	Montaje Cables de Fuerza y Control	gl	1						5.142	5.142	IPC	5.142		
345	Montaje Paneles SSEE	gl	1						25.728	25.728	IPC	25.728		
346	Montaje SSEE	gl	1						2.052	2.052	IPC	2.052		
347	Montaje malla de puesta a Tierra SSEE	gl	1						45.787	45.787	IPC	45.787		
350	Transporte a sitio (carga , transporte y descarga)									199.449		199.449	Estimaciones Consultor	
351	Transporte a sitio equipamiento principal	gl	1						169.831	169.831	IPC	169.831		
352	Transporte a sitio equipamiento secundario	gl	1						21.955	21.955	IPC	21.955		
353	Transporte a sitio equipamiento subestacion	gl	1						7.663	7.663	IPC	7.663		
360	Pruebas y Puesta en Servicio									2.126.379		2.126.379	Estimaciones Consultor	
361	Pruebas y puesta en servicio condensador	gl	1						2.103.389	2.103.389	IPC	2.103.389		
362	Pruebas y puesta en servicio subestacion	gl	1						22.990	22.990	IPC	22.990		
370	TOTAL COSTO DIRECTO CONSTRUCCION Y MONTAJE									4.112.466		4.112.466		
400	COSTOS INDIRECTOS C&M									1.233.740		1.233.740	Estimaciones Consultor	
401	Costos indirectos construcción como % del costo directo	20%	1						822.493	822.493	IPC	822.493		
401	Gastos generales de construcción como % del costo directo	10%	1						411.247	411.247	IPC	411.247		
410	COSTO TOTAL DE SUMINISTRO Y CONSTRUCCION									34.157.765		6.628.096	40.785.861	
500	GASTOS DEL PROPIETARIO									7.288.284		3.912.716	11.201.000	Estimaciones Consultor
501	Servicios de ingeniería, estudios y administración del proyecto										IPC			
502	- Ingeniería para EIA/DIA	gl	1						33.780	33.780	IPC	33.780		
503	- Ingeniería básica para licitación	gl	1						63.338	63.338	IPC	63.338		
504	- Servicios Owner's engineer y puesta en marcha	1%	1						1.223.576	1.223.576	IPC	1.223.576		
505	Gestión EIA										IPC			
506	- Estudio Impacto ambiental	gl	1						84.450	84.450	IPC	84.450		
507	- Estudios de terreno para EIA (arqueología, medio físico, aire)	gl	1						21.113	21.113	IPC	21.113		
508	Derechos de internación	10%									IPC			
509	Seguros Generales durante la construcción	1,0%	1						407.859	407.859	IPC	407.859		
510	Costos de terrenos, permisos y concesiones										IPC			
511	- Costo terreno	m2	37500						6	225.000	IPC	225.000		
512	- Servidumbres	gl	0								IPC			
530	IMPREVISTOS									3.415.776	PPI	868.721	4.284.498	Estimaciones Consultor
531	Intereses Intercalarios	10,3%								3.872.508	PPI	984.880	4.857.388	Estimaciones Consultor
600	TOTAL INVERSIONES									41.446.049		10.540.812	51.986.861	
601	COSTO UNITARIO INVERSIÓN (US\$ / Potencia Reactiva)	US\$/kVAr											415,9	
602	COSTO UNITARIO INVERSIÓN (US\$ / Potencia Cortocircuito)	US\$/kVA											69,3	
603	COSTO UNITARIO INVERSIÓN (US\$ / Inercia)	US\$/kW											41,6	

Tabla 11.5 Detalle partidas de Costos, Costo de Inversión (US\$) y Costos Unitarios de Inversión– Tecnología Condensador Síncrono – 125 MVA

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE
INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E
INERCI A PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL**

ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E INERCI A PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL													
PRESUPUESTO DE INVERSION SISTEMA CONDENSADOR SINCRONO CON VOLANTE DE INERCI A													
TECNOLOGIA		CONDENSADOR SINCRONO											
CAPACIDAD		150.000 kVAr											
POTENCIA CORTOCIRCUITO		1.000 MVA											
INERCI A		1.500 MWs											
UBICACIÓN		GENERICO											
PUNTO DE CONEXIÓN		GENERICO											
		UNIDAD	CANTIDAD	SUMINISTRO IMPORTADO				Factor de Indexac.	SUMINISTRO NACIONAL			COSTO TOTAL US\$	Fuente de Informacion
				COSTO UNITARIO FOB	FLETES Y SEGUROS (3%)	ADUANA	TOTAL US\$		COSTO UNITARIO	US\$	Factor de Indexac.		
100	EQUIPAMIENTO PRINCIPAL CONDENSADOR SINCRONO						37.797.674					37.797.674	
101	Condensador Sincrono + 150 MVA / - 75 MVA	c/u	1	35.936.244	1.111.430		37.047.674	PPI MyG				37.047.674	Cotización Fabricante
102	Sistema de Excitacion	gl	Incluido en 101					PPI					
103	Sistema de Proteccion Generador/Condensador	gl	Incluido en 101					PPI					
104	Ducto de Barras de fase segregada	mt	30	25.000			750.000	PPI			PPI	750.000	Estimaciones Consultor
105	Interruptor de Generador (GCB)	c/u	Incluido en 101					PPI					
106	SFC / Pony Motor - VSD	gl	Incluido en 101					PPI MyG				0	
107	Volante de Inercia (Flywheel)	gl	Incluido en 101					PPI MyG				0	
200	SISTEMA DE REFRIGERACION										20.000	20.000	Estimaciones Consultor
201	Skid de Bombas		Incluido en 101					PPI MyG					
202	Aeroenfriadores		Incluido en 101					PPI MyG					
203	Panel de Control		Incluido en 101					PPI					
204	Piping Sistema de Refrigeracion	gl	1					PPI	20.000		20.000	20.000	IPC
210	SISTEMA DE LUBRICACION										15.000	15.000	Estimaciones Consultor
211	Estanque y Unidad de Lubricacion	gl	Inc en 101					PPI					
212	Piping Sistema de Lubricacion	gl	1					PPI	15.000		15.000	15.000	IPC
220	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES										1.037.739	1.037.739	Estimaciones Consultor
221	Transformador SS/AA	cu	Incluido en 101										
222	Sistema de Distribucion MT	gl	1						105.000		105.000	105.000	PPI
223	Sistema de Distribucion BT	gl	1						256.979		256.979	256.979	PPI
224	Sistema Corriente Continua	gl	1						52.500		52.500	52.500	PPI
225	Cables de Fuerza	gl	1						100.000		100.000	100.000	PPI
226	Puesta a Tierra	gl	1						200.000		200.000	200.000	PPI
227	Sistema de Iluminacion	gl	1						40.000		40.000	40.000	PPI
230	Sistema de I&C	gl	1						195.000		195.000	195.000	PPI
231	Cableado de Control e Instrumentacion	gl	1						28.260		28.260	28.260	PPI
240	Sistema contraincendios	gl	1						60.000		60.000	60.000	PPI
250	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 KV						191.519				191.651	383.169	Estimaciones Consultor
251	Equipamiento Principal 220 kV	gl	1	111.162	3.335		114.497	PPI			0	114.497	IPC
252	Conductores, Aisladores, Ferrreteria y accesorios	gl	1	12.032	361		12.393	PPI			0	12.393	IPC
253	Malla de Tierra	gl	1					PPI	134.531		134.531	134.531	IPC
254	Paneles	gl	1	52.066	1.562		53.628	PPI				53.628	IPC
255	Otros	gl	1					PPI	4.675		4.675	4.675	IPC
256	Alumbrado de patio	gl	1					PPI	2.192		2.192	2.192	IPC
257	Conductores de Fuerza y Alumbrado	gl	1					PPI	50.254		50.254	50.254	IPC
259	Estructuras	gl	1	10.681	320		11.001	PPI				11.001	IPC
260	Transformador de poder 13,8/220 KV	c/u	Incluido en 101					PPI					IPC

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE
INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E
INERCIA PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL**

ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E INERCIA PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL														
PRESUPUESTO DE INVERSION SISTEMA CONDENSADOR SINCRONO CON VOLANTE DE INERCIA														
TECNOLOGIA		CONDENSADOR SINCRONO												
CAPACIDAD		150.000 kVAr												
POTENCIA CORTOCIRCUITO		1.000 MVA												
INERCIA		1.500 MWs												
UBICACIÓN		GENÉRICO												
PUNTO DE CONEXIÓN		GENÉRICO												
		UNIDAD	CANTIDAD	SUMINISTRO IMPORTADO				Factor de Indexac.	SUMINISTRO NACIONAL		Factor de Indexac.	COSTO	Fuente de Informacion	
				COSTO UNITARIO FOB	FLETES Y SEGUROS (3%)	ADUANA	TOTAL US\$		COSTO UNITARIO	US\$				TOTAL US\$
300	OBRAS CIVILES CONDENSADOR SINCRONO											887.713	887.713	Estimaciones Consultor
301	Fundaciones Estructuras													
301-1	Excavaciones	m3	432						61	26.209	IPC		26.209	
301-2	Relleno estructural	m3	153						37	5.715	IPC		5.715	
301-3	Hormigón G25	m3	279						469	130.831	IPC		130.831	
301-4	Hormigón G10	m3	27,9						336	9.381	IPC		9.381	
301-5	Armadura	kg	27900						4	116.064	IPC		116.064	
301-6	Insertos y pernos de anclaje	kg	2790						18	50.387	IPC		50.387	
301-7	Grout	m3	1,1						14.703	16.174	IPC		16.174	
302	Movimiento de Tierras generales y caminos													
302-1	Escarpe y limpieza terreno	m2	476						5	2.337	IPC		2.337	
302-2	Excavaciones	m3	12						61	728	IPC		728	
302-3	Rellenos	m3	10						37	374	IPC		374	
302-4	Caminos interiores	m2	0						42	0	IPC		0	
303	Canalizaciones, cámaras y grava													
303-1	Excavación	m3	11,5						61	698	IPC		698	
303-2	Rellenos	m3	2,7						37	101	IPC		101	
303-3	Hormigon	m3	8,8						469	4.127	IPC		4.127	
303-4	Suministro y montaje conduit PVC 110 mm	ml	160						63	10.101	IPC		10.101	
303-5	Cámaras	cu	4						7.478	29.913	IPC		29.913	
303-6	Relleno con grava	m3	840						86	72.635	IPC		72.635	
304	Galpon													
304-1	Suministro y montaje galpon	m2	476						370	176.301	IPC		176.301	
304-2	Radier	m2	312,5						118	36.803	IPC		36.803	
304-3	Hormigón fundaciones	m3	10						338	3.375	IPC		3.375	
304-4	Porton de Entrada/Salida	cu	1						3.704	3.704	IPC		3.704	
304	Cerco Perimetral, Porton de Entrada													
304-1	Excavaciones	m3	19,95						61	1.210	IPC		1.210	
304-2	Relleno estructural	m3	5,7						37	213	IPC		213	
304-3	Hormigón fundaciones	m3	14,25						338	4.810	IPC		4.810	
304-4	Cerco Perimetral incl. postes	ml	570						319	181.819	IPC		181.819	
304-5	Porton de Entrada/Salida	cu	1						3.704	3.704	IPC		3.704	
310	OBRAS CIVILES SUBESTACION											161.564	161.564	Estimaciones Consultor
311	Movimientos de Tierra masivos	gl	1						40.000	40.000	IPC		40.000	
312	Alumbrado Exterior	gl	1						1.286	1.286	IPC		1.286	
313	Fundaciones SSEE	gl	1						60.510	60.510	IPC		60.510	
314	Canalizaciones SSEE	gl	1						4.680	4.680	IPC		4.680	
315	Caminos, urbanización y cierros SSEE	gl	1						55.088	55.088	IPC		55.088	
320	MONTAJE CONDENSADOR SINCRONO											491.451	491.451	
321	Condensador Sincrono con volante de inercia	cu	1						40.012	40.012	IPC		40.012	
322	Sistema de refrigeracion (aeroenfriadores)	cu	2						1.647	3.293	IPC		3.293	
323	Sistema de refrigeracion (unidad de bombeo)	cu	1						1.317	1.317	IPC		1.317	
324	Sistema de lubricacion (unidad de aceite)	cu	1						1.317	1.317	IPC		1.317	
325	Sala Eléctrica	cu	1						32.415	32.415	IPC		32.415	
326	Sistemas de distribucion electrica auxiliar	gl	1						139.792	139.792	IPC		139.792	
327	Cables de Fuerza , Instrumentacion y control	gl	1						91.304	91.304	IPC		91.304	
328	Sistema I&C	gl	1						102.000	102.000	IPC		102.000	
329	Malla de Tierra	gl	1						80.000	80.000	IPC		80.000	

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE
INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E
INERCI A PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL**

ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E INERCI A PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL														
PRESUPUESTO DE INVERSION SISTEMA CONDENSADOR SINCRONO CON VOLANTE DE INERCI A														
TECNOLOGIA		CONDENSADOR SINCRONO												
CAPACIDAD		150.000 kVAr												
POTENCIA CORTOCIRCUITO		1.000 MVA												
INERCI A		1.500 MWs												
UBICACIÓN		GENERICO												
PUNTO DE CONEXIÓN		GENERICO												
		UNIDAD	CANTIDAD	SUMINISTRO IMPORTADO				Factor de Indexac.	SUMINISTRO NACIONAL		Factor de Indexac.	COSTO TOTAL US\$	Fuente de Informacion	
				COSTO UNITARIO FOB	FLETES Y SEGUROS (3%)	ADUANA	TOTAL US\$		COSTO UNITARIO	US\$				
340	MONTAJE SUBESTACION											188.094	188.094	Estimaciones Consultor
341	Montaje Equipos Principales AT	gl	1						74.368		IPC	74.368	74.368	
342	Montaje Estructuras bajas y altas	gl	1						17.552		IPC	17.552	17.552	
343	Montaje Conductor, Aisadores y Conexionado Primario	gl	1						17.465		IPC	17.465	17.465	
344	Montaje Cables de Fuerza y Control	gl	1						5.142		IPC	5.142	5.142	
345	Montaje Paneles SSEE	gl	1						25.728		IPC	25.728	25.728	
346	Montaje SSEE	gl	1						2.052		IPC	2.052	2.052	
347	Montaje malla de puesta a Tierra SSEE	gl	1						45.787		IPC	45.787	45.787	
350	Transporte a sitio (carga , transporte y descarga)											218.207	218.207	Estimaciones Consultor
351	Transporte a sitio equipamiento principal	gl	1						188.988		IPC	188.988	188.988	
352	Transporte a sitio equipamiento secundario	gl	1						21.555		IPC	21.555	21.555	
353	Transporte a sitio equipamiento subestacion	gl	1						7.663		IPC	7.663	7.663	
360	Pruebas y Puesta en Servicio											2.355.215	2.355.215	Estimaciones Consultor
361	Pruebas y puesta en servicio condensador	gl	1						2.332.225		IPC	2.332.225	2.332.225	
362	Pruebas y puesta en servicio subestacion	gl	1						22.990		IPC	22.990	22.990	
370	TOTAL COSTO DIRECTO CONSTRUCCION Y MONTAJE											4.302.243	4.302.243	
400	COSTOS INDIRECTOS C&M											1.290.673	1.290.673	Estimaciones Consultor
401	Costos indirectos construcción como % del costo directo	20%	1						860.449		IPC	860.449	860.449	
401	Gastos generales de construcción como % del costo directo	10%	1						430.224		IPC	430.224	430.224	
410	COSTO TOTAL DE SUMINISTRO Y CONSTRUCCION								37.989.193			6.857.306	44.846.498	
500	GASTOS DEL PROPIETARIO								8.105.801			4.158.705	12.264.506	Estimaciones Consultor
501	Servicios de ingeniería, estudios y administración del proyecto										IPC			
502	- Ingeniería para EIA/DIA	gl	1						33.780		IPC	33.780	33.780	
503	- Ingeniería básica para licitación	gl	1						63.338		IPC	63.338	63.338	
504	- Servicios Owner's engineer y puesta en marcha	1%	1						1.345.395		IPC	1.345.395	1.345.395	
505	Gestión EIA										IPC			
506	- Estudio Impacto ambiental	gl	1						84.450		IPC	84.450	84.450	
507	- Estudios de terreno para EIA (arqueología, medio físico, aire)	gl	1						21.113		IPC	21.113	21.113	
508	Derechos de internación	10%							0		IPC	0	0	
509	Seguros Generales durante la construcción	1,0%	1						448.465		IPC	448.465	448.465	
510	Costos de terrenos, permisos y concesiones										IPC			
511	- Costo terreno	m2	37500							6	IPC	225.000	225.000	
512	- Servidumbres	gl	0								IPC			
530	IMPREVISTOS								3.798.919	PP1		907.885	4.706.804	Estimaciones Consultor
531	Intereses Intercalarios								4.306.882	PP1		1.029.280	5.336.162	Estimaciones Consultor
600	TOTAL INVERSIONES								46.094.994			11.016.011	57.111.004	
601	COSTO UNITARIO INVERSIÓN (US\$ / Potencia Reactiva)	US\$/kVAr											380,7	
602	COSTO UNITARIO INVERSIÓN (US\$ / Potencia Cortocircuito)	US\$/kVA											57,1	
603	COSTO UNITARIO INVERSIÓN (US\$ / Inercia)	US\$/kW/s											38,1	

Tabla 11.6 Detalle partidas de Costos, Costo de Inversión (US\$) y Costos Unitarios de Inversión– Tecnología Condensador Síncrono – 150 MVA

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE
INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E
INERCIA PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL**

ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E INERCIA PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL													
PRESUPUESTO DE INVERSION SISTEMA CONDENSADOR SINCRONO CON VOLANTE DE INERCIA													
TECNOLOGIA		CONDENSADOR SINCRONO											
CAPACIDAD		250.000 kVAr											
POTENCIA CORTOCIRCUITO		1.500 MVA											
INERCIA		2.500 MWs											
UBICACIÓN		GENERICO											
PUNTO DE CONEXIÓN		GENERICO											
		UNIDAD	CANTIDAD	SUMINISTRO IMPORTADO				Factor de Indexac.	SUMINISTRO NACIONAL			COSTO TOTAL US\$	Fuente de Informacion
				COSTO UNITARIO FOB	FLETES Y SEGUROS (3%)	ADUANA	TOTAL US\$		COSTO UNITARIO	TOTAL US\$	Factor de Indexac.		
100	EQUIPAMIENTO PRINCIPAL CONDENSADOR SINCRONO						67.932.492					67.932.492	
101	Condensador Sincrono + 125 MVA / - 62.5 MVA	c/u	2				66.552.492	PPI MyG				66.552.492	Cotización Fabricante
102	Sistema de Excitación	gl	Incluido en 101					PPI					
103	Sistema de Protección Generador/Condensador	gl	Incluido en 101					PPI					
104	Ducto de Barras de fase segregada	mt	60				1.380.000	PPI		PPI		1.380.000	Estimaciones Consultor
105	Interruptor de Generador (GCB)	c/u	Incluido en 101					PPI					
106	SFC / Pony Motor - VSD	gl	Incluido en 101					PPI MyG					
107	Volante de Inercia (Flywheel)	gl	Incluido en 101					PPI MyG					
200	SISTEMA DE REFRIGERACION									30.000		30.000	Estimaciones Consultor
201	Skid de Bombas		Incluido en 101					PPI MyG			IPC		
202	Aerofriadores		Incluido en 101					PPI MyG			IPC		
203	Panel de Control		Incluido en 101					PPI			IPC		
204	Piping Sistema de Refrigeracion	gl	1					PPI	30.000	30.000	IPC	30.000	
210	SISTEMA DE LUBRICACION									22.500		22.500	Estimaciones Consultor
211	Estanque y Unidad de Lubricacion	gl	Incluido en 101					PH			IPC		
212	Piping Sistema de Lubricacion	gl	1					PH	22.500	22.500	IPC	22.500	
220	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES									2.075.478		2.075.478	Estimaciones Consultor
221	Transformador SS/AA	cu	Incluido en 101								PPI		
222	Sistema de Distribucion MT	gl	1						210.000	210.000	PPI	210.000	
223	Sistema de Distribucion BT	gl	1						513.958	513.958	PPI	513.958	
224	Sistema Corriente Continua	gl	1						105.000	105.000	PPI	105.000	
225	Cables de Fuerza	gl	1						200.000	200.000	PPI	200.000	
226	Puesta a Tierra	gl	1						400.000	400.000	PPI	400.000	
227	Sistema de Iluminacion	gl	1						80.000	80.000	PPI	80.000	
230	Sistema de I&C	gl	1						390.000	390.000	PPI	390.000	
231	Cableado de Control e Instrumentacion	gl	1						56.520	56.520	PPI	56.520	
240	Sistema contraincendios	gl	1						120.000	120.000	PPI	120.000	
250	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 13,8/220 kV						191.519			191.651		383.169	Estimaciones Consultor
251	Equipamiento Principal 220 kV	gl	1				111.162		3.335	114.497	IPC	114.497	
252	Conductores, Aisladores, Ferrería y accesorios	gl	1				12.032		361	12.393	IPC	12.393	
253	Malla de Tierra	gl	1							134.531	IPC	134.531	
254	Paneles	gl	1				52.066		1.562	53.628	IPC	53.628	
255	Otros	gl	1							4.675	IPC	4.675	
256	Alumbrado de patio	gl	1							2.192	IPC	2.192	
257	Conductores de Fuerza y Alumbrado	gl	1							50.254	IPC	50.254	
259	Estructuras	gl	1				10.681		320	11.001	IPC	11.001	
260	Transformador de poder 13,8/220 kV	c/u	Incluido en 101								IPC		

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE
INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E
INERCIA PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL**

ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E INERCIA PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL																
PRESUPUESTO DE INVERSION SISTEMA CONDENSADOR SINCRONO CON VOLANTE DE INERCIA																
TECNOLOGIA		CONDENSADOR SINCRONO														
CAPACIDAD		250.000 kVAr														
POTENCIA CORTOCIRCUITO		1.500 MVA														
INERCIA		2.500 MWs														
UBICACIÓN		GENERICO														
PUNTO DE CONEXIÓN		GENERICO														
	UNIDAD	CANTIDAD	SUMINISTRO IMPORTADO				SUMINISTRO NACIONAL				COSTO TOTAL US\$	Fuente de Información				
			COSTO UNITARIO FOB	FLETES Y SEGUROS (3%)	ADUANA	TOTAL US\$	Factor de Indexac.	COSTO UNITARIO	US\$	Factor de Indexac.						
300	OBRAS CIVILES CONDENSADOR SINCRONO													1.775.426	1.775.426	Estimaciones Consultor
Fundaciones Estructurales																
301-1	Excavaciones	m3	864							61	52.419	IPC	52.419			
301-2	Relleno estructural	m3	306							37	11.429	IPC	11.429			
301-3	Hormigón G25	m3	558							469	261.663	IPC	261.663			
301-4	Hormigón G10	m3	55,8							336	18.763	IPC	18.763			
301-5	Armadura	kg	55800							4	232.128	IPC	232.128			
301-6	Insertos y pernos de anclaje	kg	5580							18	100.775	IPC	100.775			
301-7	Grout	m3	2,2							14.703	32.347	IPC	32.347			
302	Movimiento de Tierras generales y caminos															
302-1	Escarpe y limpieza terreno	m2	952							5	4.674	IPC	4.674			
302-2	Excavaciones	m3	24							61	1.456	IPC	1.456			
302-3	Rellenos	m3	20							37	747	IPC	747			
302-4	Caminos interiores	m2	0							42	0	IPC	0			
303	Canalizaciones, cámaras y grava															
303-1	Excavación	m3	23							61	1.395	IPC	1.395			
303-2	Rellenos	m3	5,4							37	202	IPC	202			
303-3	Hormigón	m3	17,6							469	8.253	IPC	8.253			
303-4	Suministro y montaje conduit PVC 110 mm	ml	320							63	20.202	IPC	20.202			
303-5	Cámaras	cu	8							7.478	59.827	IPC	59.827			
303-6	Relleno con grava	m3	1680							86	145.270	IPC	145.270			
304	Galpon															
304-1	Suministro y montaje galpon	m2	952							370	352.602	IPC	352.602			
304-2	Radier	m2	625							118	73.606	IPC	73.606			
304-3	Hormigón fundaciones	m3	20							338	6.750	IPC	6.750			
304-4	Porton de Entrada/Salida	cu	2							3.704	7.408	IPC	7.408			
304	Cerco Perimetral, Porton de Entrada															
304-1	Excavaciones	m3	39,9							61	2.421	IPC	2.421			
304-2	Relleno estructural	m3	11,4							37	426	IPC	426			
304-3	Hormigón fundaciones	m3	28,5							338	9.619	IPC	9.619			
304-4	Cerco Perimetral incl. postes	ml	1140							319	363.637	IPC	363.637			
304-5	Porton de Entrada/Salida	cu	2							3.704	7.408	IPC	7.408			
310	OBRAS CIVILES SUBESTACION													174.875	174.875	Estimaciones Consultor
311	Movimientos de Tierra masivos	gl	1							40.000	40.000	IPC	40.000			
312	Alumbrado Exterior	gl	1							1.286	1.286	IPC	1.286			
313	Fundaciones SSEE	gl	1							73.821	73.821	IPC	73.821			
314	Canalizaciones SSEE	gl	1							4.680	4.680	IPC	4.680			
315	Caminos, urbanización y cierros SSEE	gl	1							55.088	55.088	IPC	55.088			
320	MONTAJE CONDENSADOR SINCRONO													982.902	982.902	
321	Condensador Sincrono con volante de inercia	cu	2							40.012	80.025	IPC	80.025			
322	Sistema de refrigeracion (aeroenfriadores)	cu	4							1.647	6.587	IPC	6.587			
323	Sistema de refrigeracion (unidad de bombeo)	cu	2							1.317	2.635	IPC	2.635			
324	Sistema de lubricacion (unidad de aceite)	cu	2							1.317	2.635	IPC	2.635			
325	Sala Eléctrica	cu	2							32.415	64.830	IPC	64.830			
326	Sistemas de distribucion electrica auxiliar	gl	1						0	279.583	279.583	IPC	279.583			
327	Cables de Fuerza , Instrumentacion y control	gl	1						0	182.608	182.608	IPC	182.608			
328	Sistema I&C	gl	1						0	204.000	204.000	IPC	204.000			
329	Malla de Tierra	gl	1						0	160.000	160.000	IPC	160.000			

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE
INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E
INERCIA PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL**

ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E INERCIA PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL													
PRESUPUESTO DE INVERSION SISTEMA CONDENSADOR SINCRONO CON VOLANTE DE INERCIA													
TECNOLOGIA		CONDENSADOR SINCRONO											
CAPACIDAD		250.000 kVAr											
POTENCIA CORTOCIRCUITO		1.500 MVA											
INERCIA		2.500 MWs											
UBICACIÓN		GENERICICO											
PUNTO DE CONEXIÓN		GENERICICO											
		UNIDAD	CANTIDAD	SUMINISTRO IMPORTADO				Factor de Indexac.	SUMINISTRO NACIONAL		Factor de Indexac.	COSTO TOTAL US\$	Fuente de Información
				COSTO UNITARIO FOB	FLETES Y SEGUROS (3%)	ADUANA	TOTAL US\$		COSTO UNITARIO	US\$			
340	MONTAJE SUBESTACION												
341	Montaje Equipos Principales AT	gl	1						116.713	116.713	IPC	116.713	Estimaciones Consultor
342	Montaje Estructuras bajas y altas	gl	1						18.543	18.543	IPC	18.543	
343	Montaje Conductor, Aisadores y Conexionado Primario	gl	1						18.634	18.634	IPC	18.634	
344	Montaje Cables de Fuerza y Control	gl	1						5.142	5.142	IPC	5.142	
345	Montaje Paneles SSEE	gl	1						25.728	25.728	IPC	25.728	
346	Montaje SSEE	gl	1						2.052	2.052	IPC	2.052	
347	Montaje malla de puesta a Tierra SSEE	gl	1						45.787	45.787	IPC	45.787	
350	Transporte a sitio (carga, transporte y descarga)									390.035		390.035	Estimaciones Consultor
351	Transporte a sitio equipamiento principal	gl	1						339.662	339.662	IPC	339.662	
352	Transporte a sitio equipamiento secundario	gl	1						42.710	42.710	IPC	42.710	
353	Transporte a sitio equipamiento subestacion	gl	1						7.663	7.663	IPC	7.663	
360	Pruebas y Puesta en Servicio									4.226.618		4.226.618	Estimaciones Consultor
361	Pruebas y puesta en servicio condensador	gl	1						4.203.628	4.203.628	IPC	4.203.628	
362	Pruebas y puesta en servicio subestacion	gl	1						22.990	22.990	IPC	22.990	
370	TOTAL COSTO DIRECTO CONSTRUCCION Y MONTAJE									7.782.455		7.782.455	
400	COSTOS INDIRECTOS C&M									2.334.737		2.334.737	Estimaciones Consultor
401	Costos indirectos construcción como % del costo directo	20%	1						1.556.491	1.556.491	IPC	1.556.491	
401	Gastos generales de construcción como % del costo directo	10%	1						778.246	778.246	IPC	778.246	
410	COSTO TOTAL DE SUMINISTRO Y CONSTRUCCION								68.124.011	12.436.821		80.560.831	
500	GASTOS DEL PROPIETARIO								14.535.704	7.082.603		21.618.307	Estimaciones Consultor
501	Servicios de ingeniería, estudios y administración del proyecto										IPC		
502	- Ingeniería para EIA/DIA	gl	1						33.780	33.780	IPC	33.780	
503	- Ingeniería básica para licitación	gl	1						63.338	63.338	IPC	63.338	
504	- Servicios Owner's engineer y puesta en marcha	1%	1						2.416.825	2.416.825	IPC	2.416.825	
505	Gestión EIA										IPC		
506	- Estudio Impacto ambiental	gl	1						84.450	84.450	IPC	84.450	
507	- Estudios de terreno para EIA (arqueología, medio físico, aire)	gl	1						21.113	21.113	IPC	21.113	
508	Derechos de internación	10%									IPC		
509	Seguros Generales durante la construcción	1.0%	1						805.608	805.608	IPC	805.608	
510	Costos de terrenos, permisos y concesiones										IPC		
511	- Costo terreno	m2	37500							6	225.000	225.000	
512	- Servidumbres	gl	0								IPC		
530	IMPREVISTOS								6.812.401	1.608.693	IPC	8.421.095	Estimaciones Consultor
531	Intereses Intercalarios	10,3%							7.723.303	1.823.796	IPC	9.547.099	Estimaciones Consultor
600	TOTAL INVERSIONES								82.659.715	19.519.423		102.179.138	
601	COSTO UNITARIO INVERSIÓN (US\$ / Potencia Reactiva)	US\$/kVar										408,7	
602	COSTO UNITARIO INVERSIÓN (US\$ / Potencia Cortocircuito)	US\$/kVA										68,1	
603	COSTO UNITARIO INVERSIÓN (US\$ / Inercia)	US\$/kW/s										40,9	

Tabla 11.7 Detalle partidas de Costos, Costo de INVERSIÓN (US\$) y Costos Unitarios de Inversión– Tecnología Condensador Síncrono – 2 x 125 MVA

La tabla siguiente muestra un resumen de los costos de inversión (Miles US\$) y costos unitarios de inversión en función de la potencia reactiva (US\$/kVAr), potencia de cortocircuito (US\$/kVA) e inercia (US\$/kWs) de los distintos tamaños de la tecnología de condensador síncrono estudiados.

	Tamaño Unidad (MVAR)	N° Unidades	Tamaño Proyecto (MVAR)	Aporte Potencia Cortocircuito (MVA)	Aporte Inercia (MWs)	Costo Inversión (Miles US\$)	Costo Unitario de Inversión		
							Potencia Reactiva (US\$/kVAr)	Potencia Cortocircuito (US\$/KVA)	Inercia (US\$/kWs)
Fabricante N° 1	55	1	55	370	470	13.960	254	38	30
		2	110	740	940	24.819	226	34	26
		3	165	1.110	1.410	36.878	224	33	26
Fabricante N° 2	90	1	90	500	900	48.423	538	97	54
	125	1	125	750	1.250	51.987	416	69	42
	150	1	150	1.000	1.500	57.111	381	57	38
	250	1	250	1.500	2.500	102.179	409	68	41

Tabla 11.8 costos de inversión y costos unitarios de inversión para la tecnología de condensador síncrono

Las figuras siguientes muestran los valores de costos de inversión (US\$) de las tablas precedentes de la tecnología de Condensador Síncrono para los siete (7) tamaños analizados.

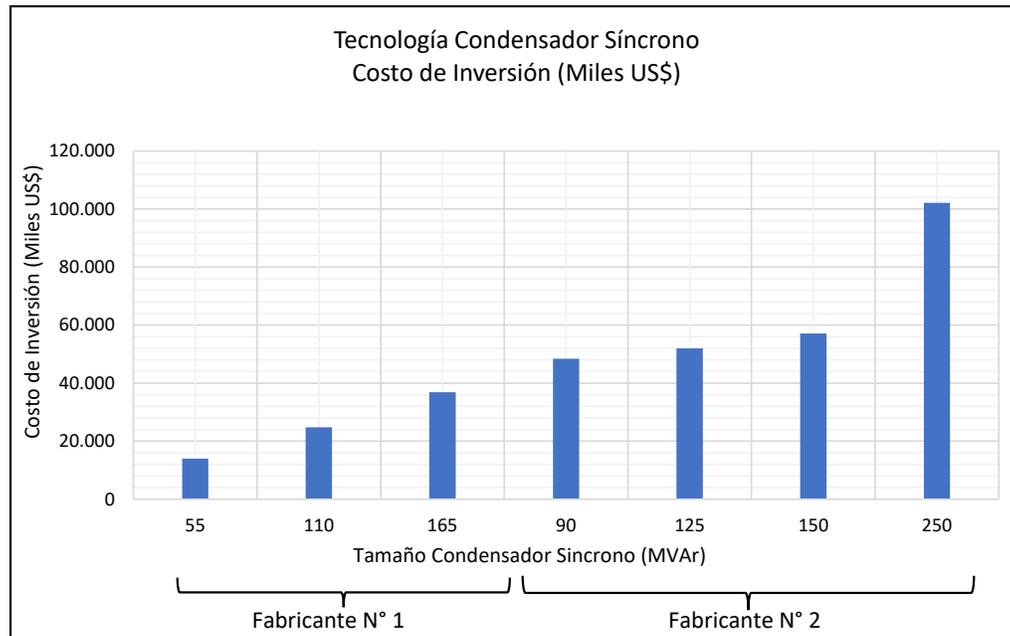


Figura 11.1 costos de inversión (miles US\$) para distintos tamaños - tecnología de condensador síncrono

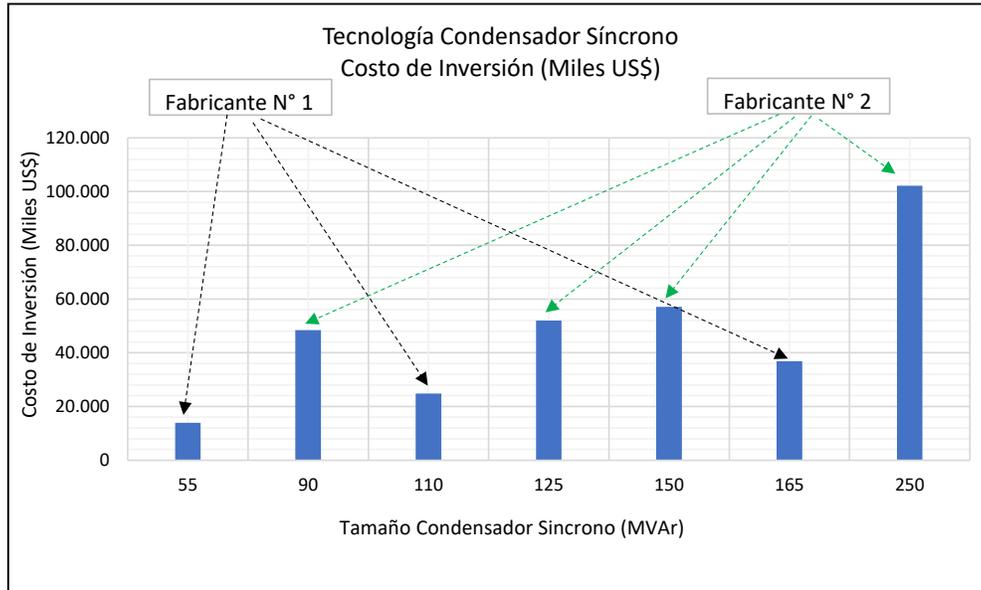


Figura 11.2 costos de inversión (miles US\$) para distintos tamaños - tecnología de condensador síncrono

Adicionalmente, en las figuras siguientes se muestran los costos unitarios de inversión en función de la potencia reactiva (US\$/kVAr), potencia de cortocircuito (US\$/kVA) e Inercia (US\$/kW) de la tecnología Condensador Síncrono. Estas figuras se muestran para siete (7) tamaños de condensadores síncronos analizados, correspondiendo a los tres primeros a la cotización informativa entregada por el fabricante N° 1 y los cuatro restantes a la cotización informativa entregada por el fabricante N° 2.

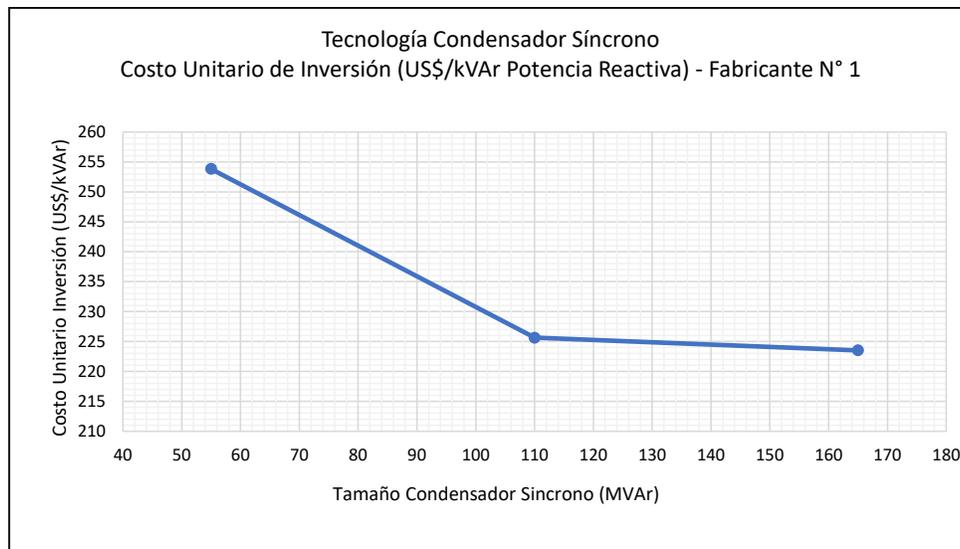


Figura 11.3 costos unitarios de inversión (US\$/kVAr) en función de la potencia reactiva – fabricante N° 1 - tecnología de condensador síncrono

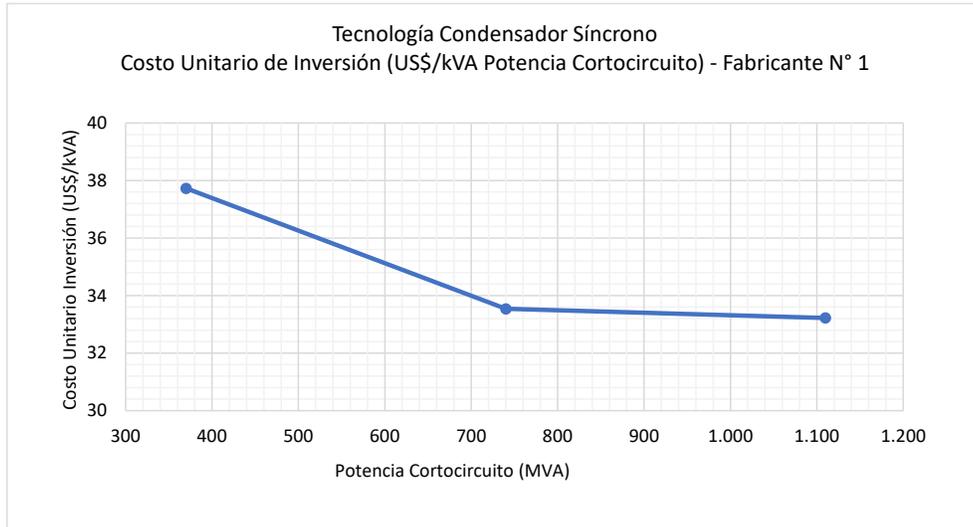


Figura 11.4 costos unitarios de inversión (US\$/kVA) en función de la potencia de cortocircuito – fabricante N° 1 - tecnología de condensador síncrono

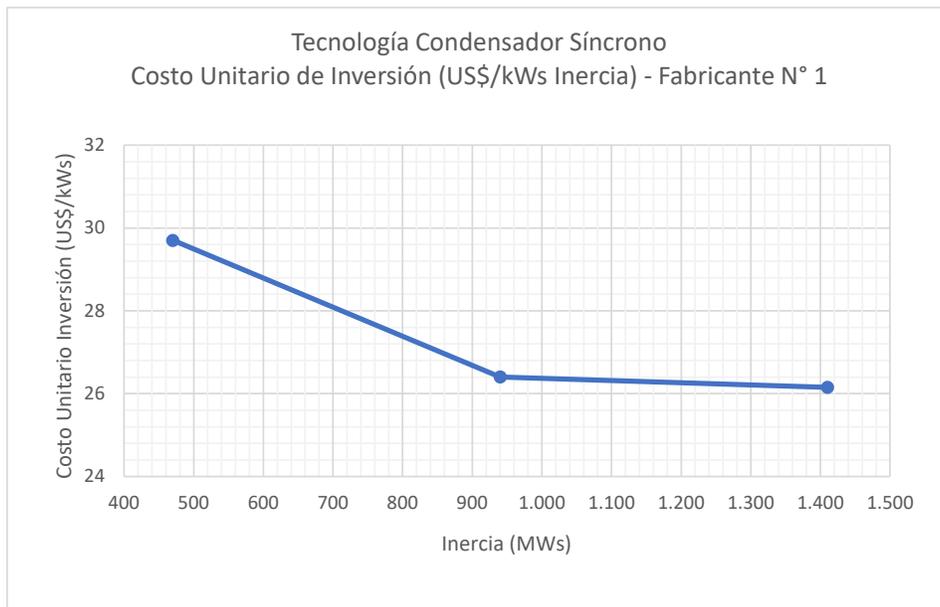


Figura 11.5 costos unitarios de inversión (US\$/kWs) en función de la inercia – fabricante N° 1 - tecnología de condensador síncrono

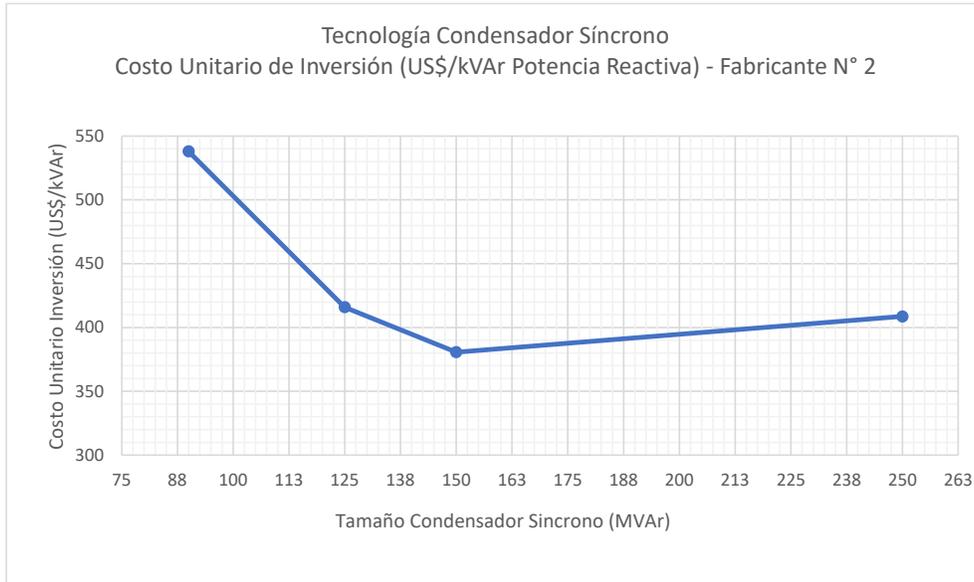


Figura 11.6 costos unitarios de inversión (US\$/kVAr) en función de la potencia reactiva – fabricante N° 2 - tecnología de condensador síncrono

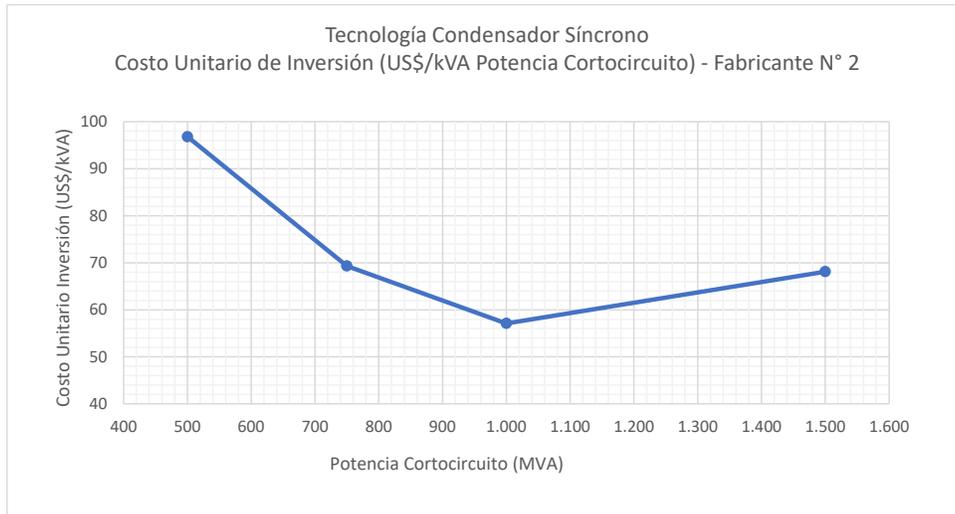


Figura 11.7 costos unitarios de inversión (US\$/kVA) en función de la potencia de cortocircuito – fabricante N° 2 - tecnología de condensador síncrono

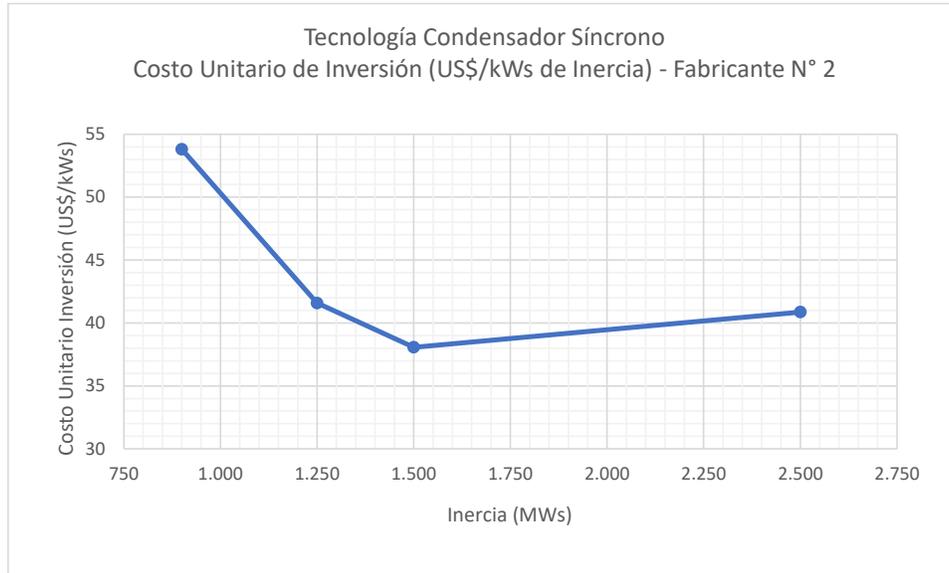


Figura 11.8 costos unitarios de inversión (US\$/kW) en función de la inercia – fabricante N° 2 - tecnología de condensador síncrono

En la figura siguiente se muestra el gráfico del costo unitario de inversión (US\$/kVAr) en función de la potencia reactiva de la tecnología de condensador síncrono. Se muestran dos curvas representativas, la primera de color azul corresponde a los valores del fabricante N° 1 y la curva de color verde al fabricante N° 2.

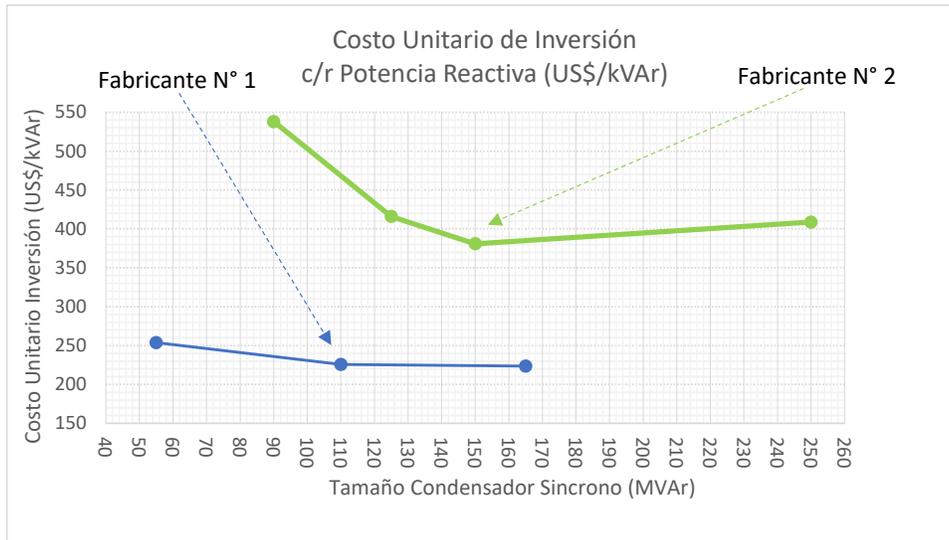


Figura 11.9 costos unitarios de inversión (US\$/kVAr) en función de la potencia reactiva – fabricante N° 1 (azul) y fabricante N° 2 (verde) - tecnología condensador síncrono

11.1.2 Resumen de los resultados del costo de inversión de la tecnología del tipo Sistema de Almacenamiento de Energía mediante baterías (BESS)

Las tablas siguientes muestran el resumen del cálculo del costo de inversión de la tecnología sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) para tres (3) tamaños que corresponden a 70MW@1 hr equivalente a 70 MWh, 150 MW@1 hr equivalente a 150 MWh y 300 MW@1 hr equivalente a 300 MWh en nivel de tensión de 220 kV. En la tabla siguiente, también se incluye la potencia de cortocircuito en MVA e Inercia en MWs que aporta cada uno de los tamaños antes identificados.

Adicionalmente, en la tabla siguiente se muestran los valores de costos unitarios de inversión en función de la capacidad instalada (US\$/kW), potencia cortocircuito (US\$/kVA) e Inercia (US\$/kW).



**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE
INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E
INERCIAS PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL**

ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E INERCIAS PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL														
PRESUPUESTO DE INVERSIÓN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA MEDIANTE BATERÍAS (BESS)														
TECNOLOGÍA		BESS												
POTENCIA CORTOCIRCUITO (kW)		91.000												
POTENCIA NOMINAL (kW)		70.000												
INERCIAS (kWh)		70.000												
UBICACIÓN		GENÉRICO												
PUNTO DE CONEXIÓN		GENÉRICO												
	UNIDAD	CANTIDAD	SUMINISTRO IMPORTADO				Factor de Indexac.	SUMINISTRO NACIONAL			COSTO TOTAL US\$	Fuente de Información		
			COSTO UNITARIO FOB	FLETES Y SEGUROS (3%)	ADUANA	TOTAL US\$		COSTO UNITARIO	US\$	Factor de Indexac.				
100	EQUIPAMIENTO PRINCIPAL SISTEMA BESS													
101	Modulo Baterias 3.5 MWh	c/u	20	840.000			22.342.130	16.800.000	NRELB					Cotización Fabricante
102	Modulo Inversores 3500 kW, con factor de sobredimension del 30%	c/u	20	101.107				2.022.130	PPI					
103	Modulos Conexión/Transformacion	c/u	20	176.000				3.520.000	PPI					
200	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES													
201	Transformador SS/AA	cu	1						PPI	50.000		50.000	50.000	Estimaciones Consultor
202	Switchgear MT, incluye reles de control, portecion y medida.	gl	1						PPI	245.000		245.000	245.000	
203	Sistema de Distribucion BT	gl	1						PPI	10.000		10.000	10.000	
204	Sistema Corriente Continua	gl	1						PPI	35.000		35.000	35.000	
205	Cables de Fuerza	gl	1						PPI	76.410		76.410	76.410	
206	Puesta a Tierra	gl	1						PPI	75.000		75.000	75.000	
207	Sistema de Iluminacion	gl	1						PPI	20.000		20.000	20.000	
230	Sistema de Control	gl	1						PPI	348.000		348.000	348.000	
231	Cableado de Control e Instrumentacion	gl	1						PPI	3.889		3.889	3.889	
240	Sistema contraincendios	gl	Incluido 101						PPI					
250	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 33/220 kV													
251	Equipamiento Principal 220 kV	gl	1	111.162	3.335		1.442.887	114.497	PPI			191.651	1.634.538	Estimaciones Consultor
252	Conductores, Aisladores, Ferrreteria y accesorios	gl	1	12.032	361			12.393	PPI				12.393	
253	Malla de Tierra	gl	1						PPI	134.531		134.531	134.531	
254	Paneles	gl	1	111.566	3.347			114.913	PPI				114.913	
255	Otros	gl	1						PPI	4.675		4.675	4.675	
256	Alumbrado de patio	gl	1						PPI	2.192		2.192	2.192	
257	Conductores de Fuerza y Alumbrado	gl	1						PPI	50.254		50.254	50.254	
258	Sistema de Comunicaciones y SCADA	gl	1						PPI					
259	Estructuras	gl	1	10.681	320			11.001	PPI				11.001	
260	Transformador de poder 33/220 kV	c/u	1	1.155.421	34.663			1.190.083	PPI				1.190.083	
300	OBRAS CIVILES SISTEMA BESS													
301	Fundaciones Estructuras													
301-1	Excavaciones	m3	891							61		54.057	54.057	IPC
301-2	Relleno estructural	m3	294							37		10.981	10.981	IPC
301-3	Hormigón G25	m3	597							469		279.951	279.951	IPC
301-4	Hormigón G10	m3	59,7							336		20.074	20.074	IPC
301-5	Armadura	kg	59700							4		248.352	248.352	IPC
301-6	Insertos y pernos de anclaje	kg	1791							18		32.345	32.345	IPC
301-7	Grout	m3	2,4							14.703		35.288	35.288	IPC

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE
INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E
INERCIAS PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL**

ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E INERCIAS PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL														
PRESUPUESTO DE INVERSION SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGIA MEDIANTE BATERIAS (BESS)														
TECNOLOGIA		BESS												
POTENCIA CORTOCIRCUITO (kW)		91.000												
POTENCIA NOMINAL (kW)		70.000												
INERCIAS (kWs)		70.000												
UBICACIÓN		GENÉRICO												
PUNTO DE CONEXIÓN		GENÉRICO												
		UNIDAD	CANTIDAD	SUMINISTRO IMPORTADO				Factor de Indexac.	SUMINISTRO NACIONAL			COSTO TOTAL US\$	Fuente de Informacion	
				COSTO UNITARIO FOB	FLETES Y SEGUROS (3%)	ADUANA	TOTAL US\$		COSTO UNITARIO	US\$	Factor de Indexac.			
302	Movimiento de Tierras generales y caminos													
302-1	Escarpe y limpieza terreno	m2	8487						5	41.671	IPC	41.671		
302-2	Excavaciones	m3	12						61	728	IPC	728		
302-3	Rellenos	m3	10						37	374	IPC	374		
302-4	Caminos interiores	m2	600						42	25.350	IPC	25.350		
302-5	Estacionamientos	m3	260						42	10.985	IPC	10.985		
303	Canalizaciones, cámaras y grava													
301-1	Excavación	m3	86,6						61	5.254	IPC	5.254		
301-2	Rellenos	m3	20						37	747	IPC	747		
301-3	Hormigon	m3	66,6						469	31.231	IPC	31.231		
301-4	Suministro y montaje conduit PVC 110 mm	ml	1208						63	76.261	IPC	76.261		
301-5	Cámaras	cu	8						7.478	59.827	IPC	59.827		
304	Cerco Perimetral, Porton de Entrada													
304-1	Excavaciones	m3	13,44						61	815	IPC	815		
304-2	Relleno estructural	m3	3,84						37	143	IPC	143		
304-3	Hormigón fundaciones	m3	9,6						338	3.240	IPC	3.240		
304-4	Cerco Perimetral incl. postes	ml	384						319	122.488	IPC	122.488		
304-5	Porton de Entrada/Salida	cu	1						3.704	3.704	IPC	3.704		
310	OBRAS CIVILES SUBESTACION									146.524		146.524	Estimaciones Consultor	
311	Movimientos de Tierra masivos	gl	1						40.000	40.000	IPC	40.000		
312	Alumbrado Exterior	gl	1						1.286	1.286	IPC	1.286		
313	Fundaciones SSEE	gl	1						45.470	45.470	IPC	45.470		
314	Canalizaciones SSEE	gl	1						4.680	4.680	IPC	4.680		
315	Caminos, urbanización y cierros SSEE	gl	1						55.088	55.088	IPC	55.088		
320	MONTAJE EQUIPAMIENTO PRINCIPAL SISTEMA BESS									402.832		402.832	Estimaciones Consultor	
321	Modulo Baterias	cu	20						1.647	32.934	IPC	32.934		
322	Modulo Inversores Conexión/Transformacion	cu	20						1.647	32.934	IPC	32.934		
323	Sala servicios generales	cu	2						32.415	64.830	IPC	64.830		
324	Sala Eléctrica Central	cu	1						32.415	32.415	IPC	32.415		
325	Sistemas de distribución electrica auxiliar	gl	1						108.000	108.000	IPC	108.000		
326	Cables de Fuerza , Instrumentacion y control	gl	1						32.119	32.119	IPC	32.119		
327	Sistema I&C	gl	1						69.600	69.600	IPC	69.600		
328	Malla de Tierra	gl	1						30.000	30.000	IPC	30.000		

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE
INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E
INERCIA PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL**

ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E INERCIA PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL														
PRESUPUESTO DE INVERSION SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGIA MEDIANTE BATERIAS (BESS)														
TECNOLOGIA		BESS												
POTENCIA CORTOCIRCUITO (kW)		91.000												
POTENCIA NOMINAL (kW)		70.000												
INERCIA (kWs)		70.000												
UBICACIÓN		GENERICO												
PUNTO DE CONEXIÓN		GENERICO												
		UNIDAD	CANTIDAD	SUMINISTRO IMPORTADO				Factor de Indexac.	SUMINISTRO NACIONAL			COSTO TOTAL US\$	Fuente de Informacion	
				COSTO UNITARIO FOB	FLETES Y SEGUROS (3%)	ADUANA	TOTAL US\$		COSTO UNITARIO	US\$	Factor de Indexac.			
340	MONTAJE SUBESTACION													
341	Montaje Equipos Principales AT	gl	1							61.664	61.664	IPC	61.664	Estimaciones Consultor
342	Montaje Estructuras bajas y altas	gl	1							16.433	16.433	IPC	16.433	
343	Montaje Conductor, Aisladores y Conexionado Primario	gl	1							17.465	17.465	IPC	17.465	
344	Montaje Cables de Fuerza y Control	gl	1							5.142	5.142	IPC	5.142	
345	Montaje Paneles SSEE	gl	1							25.728	25.728	IPC	25.728	
346	Montaje Otros SSEE	gl	1							2.052	2.052	IPC	2.052	
347	Montaje malla de puesta a Tierra SSEE	gl	1							45.787	45.787	IPC	45.787	
350	Transporte a sitio (carga , transporte y descarga)													
351	Transporte a sitio equipamiento principal	gl	1							111.711	111.711	IPC	111.711	Estimaciones Consultor
352	Transporte a sitio equipamiento secundario	gl	1							17.266	17.266	IPC	17.266	
353	Transporte a sitio equipamiento subestacion	gl	1							32.691	32.691	IPC	32.691	
360	Pruebas y Puesta en Servicio													
361	Pruebas y puesta en servicio BESS	gl	1							928.217	928.217	IPC	928.217	Estimaciones Consultor
362	Pruebas y puesta en servicio subestacion	gl	1							65.382	65.382	IPC	65.382	
370	TOTAL COSTO DIRECTO CONSTRUCCION Y MONTAJE													
400	COSTOS INDIRECTOS C&M													
401	Costos indirectos construcción como % del costo directo	20%	1							588.552	588.552	IPC	588.552	Estimaciones Consultor
401	Gastos generales de construcción como % del costo directo	10%	1							294.276	294.276	IPC	294.276	
410	COSTO TOTAL DE SUMINISTRO Y CONSTRUCCION													
500	GASTOS DEL PROPIETARIO													
501	Servicios de Ingeniería, estudios y administración del proyecto													Estimaciones Consultor
502	- Ingeniería para EIA/DIA	gl	1							33.780	33.780	IPC	33.780	
503	- Ingeniería básica para licitación	gl	1							63.338	63.338	IPC	63.338	
504	- Servicios Owner's engineer y puesta en marcha	gl	1							859.967	859.967	IPC	859.967	
505	Gestión EIA											IPC		
506	- Estudio Impacto ambiental	gl	1							84.450	84.450	IPC	84.450	
507	- Estudios de terreno para EIA (arqueología, medio físico, aire)	gl	1							21.113	21.113	IPC	21.113	
509	Seguros Generales durante la construcción	1,0%	1							286.656	286.656	IPC	286.656	
511	- Costo terreno	m2	37500							6	225.000	IPC	225.000	
530	IMPREVISTOS													
531	Intereses Intercalarios	10%								2.378.502	2.378.502	PPI	2.378.502	Estimaciones Consultor
600	TOTAL INVERSIONES	5,5%								1.428.619	1.428.619	PPI	1.428.619	Estimaciones Consultor
601	COSTO UNITARIO INVERSIÓN (US\$ / Potencia Activa)	US\$/kW												501,1
602	COSTO UNITARIO INVERSIÓN (US\$ / Potencia Cortocircuito)	US\$/kVA												385,5
603	COSTO UNITARIO INVERSIÓN (US\$ / Inercia)	US\$/kWs												501,1

Tabla 11.9 Detalle Partidas de Costos, Costo de Inversión (US\$) y Costos Unitarios de Inversión– Tecnología Sistema BESS – 70 MW@1 Hr

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE
INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E
INERCIA PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL**

ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E INERCIA PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL													
PRESUPUESTO DE INVERSIÓN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGIA MEDIANTE BATERIAS (BESS)													
TECNOLOGIA		BESS											
POTENCIA CORTOCIRCUITO (kW)		195.000											
POTENCIA NOMINAL (kW)		150.000											
INERCIA (kWs)		150.000											
UBICACIÓN		GENERICO											
PUNTO DE CONEXIÓN		GENERICO											
		UNIDAD	CANTIDAD	SUMINISTRO IMPORTADO				SUMINISTRO NACIONAL			COSTO	Fuente de Informacion	
				COSTO UNITARIO FOB	FLETES Y SEGUROS (3%)	ADUANA	TOTAL US\$	Factor de Indexac.	COSTO UNITARIO	TOTAL US\$			Factor de Indexac.
100	EQUIPAMIENTO PRINCIPAL SISTEMA BESS						47.373.136					47.373.136	Cotización Fabricante
101	Modulo Baterias 3,75 MWh	c/u	40	900.000			36.000.000	NRELB					
102	Modulo Inversores 3750 kW, con factor de sobredimension del 30%	C/U	40	108.328			4.333.136	PPI					
103	Modulos Conexión/Transformacion	c/u	40	176.000			7.040.000	PPI					
200	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES									1.421.568		1.421.568	Estimaciones Consultor
201	Transformador SS/AA	cu	1					PPI		PPI			
202	Switchgear MT, incluye relés de control, protección y medida.	gl	1					PPI	385.000	385.000	PPI	385.000	
203	Sistema de Distribucion BT	gl	1					PPI	10.000	10.000	PPI	10.000	
204	Sistema Corriente Continua	gl	1					PPI	52.500	52.500	PPI	52.500	
205	Cables de Fuerza	gl	1					PPI	163.735	163.735	PPI	163.735	
206	Puesta a Tierra	gl	1					PPI	150.000	150.000	PPI	150.000	
207	Sistema de Iluminacion	gl	1					PPI	40.000	40.000	PPI	40.000	
230	Sistema de Control	gl	1					PPI	612.000	612.000	PPI	612.000	
231	Cableado de Control e Instrumentacion	gl	1					PPI	8.333	8.333	PPI	8.333	
240	Sistema contraincendios	gl	Incluido 101					PPI			PPI		
250	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 33/220 kV						1.750.876			191.651		1.942.527	Estimaciones Consultor
251	Equipamiento Principal 220 kV	gl	1	111.162	3.335		114.497	PPI			PPI	114.497	
252	Conductores, Aisladores, Ferrería y accesorios	gl	1	12.032	361		12.393	PPI			PPI	12.393	
253	Malla de Tierra	gl	1					PPI	134.531	134.531	PPI	134.531	
254	Paneles	gl	1	111.566	3.347		114.913	PPI			PPI	114.913	
255	Otros	gl	1					PPI	4.675	4.675	PPI	4.675	
256	Alumbrado de patio	gl	1					PPI	2.192	2.192	PPI	2.192	
257	Conductores de Fuerza y Alumbrado	gl	1					PPI	50.254	50.254	PPI	50.254	
258	Sistema de Comunicaciones y SCADA	gl	1					PPI			PPI		
259	Estructuras	gl	1	10.681	320		11.001	PPI			PPI	11.001	
260	Transformador de poder 33/220 kV	c/u	1	1.454.439	43.633		1.498.072	PPI			PPI	1.498.072	
11,25	OBRAS CIVILES SISTEMA BESS									1.889.127		1.889.127	Estimaciones Consultor
450	Fundaciones Estructuras										IPC		
1	Excavaciones	m3	1618						61	98.164	IPC	98.164	
301-2	Relleno estructural	m3	459						37	17.144	IPC	17.144	
301-3	Hormigón G25	m3	1159						469	543.490	IPC	543.490	
301-4	Hormigón G10	m3	115,9						336	38.971	IPC	38.971	
301-5	Armadura	kg	115900						4	482.144	IPC	482.144	
301-6	Insertos y pernos de anclaje	kg	3477						18	62.795	IPC	62.795	
301-7	Grout	m3	4,6						14.703	67.636	IPC	67.636	

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE
INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E
INERCIA PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL**

ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E INERCIA PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL														
PRESUPUESTO DE INVERSIÓN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGIA MEDIANTE BATERIAS (BESS)														
TECNOLOGIA		BESS												
POTENCIA CORTOCIRCUITO (kW)		195.000												
POTENCIA NOMINAL (kW)		150.000												
INERCIA (kWs)		150.000												
UBICACIÓN		GENÉRICO												
PUNTO DE CONEXIÓN		GENÉRICO												
		UNIDAD	CANTIDAD	SUMINISTRO IMPORTADO					SUMINISTRO NACIONAL			Fuente de Informacion		
				COSTO UNITARIO FOB	FLETES Y SEGUROS (3%)	ADUANA	TOTAL US\$	Factor de Indexac.	COSTO UNITARIO	TOTAL US\$	Factor de Indexac.		COSTO TOTAL US\$	
302	Movimiento de Tierras generales y caminos													
302-1	Escarpe y limpieza terreno	m2	12546							5	61.601	IPC	61.601	
302-2	Excavaciones	m3	12							61	728	IPC	728	
302-3	Rellenos	m3	10							37	374	IPC	374	
302-4	Caminos interiores	m2	1320							42	55.770	IPC	55.770	
302-5	Estacionamientos	m3	260							42	10.985	IPC	10.985	
303	Canalizaciones, cámaras y grava													
301-1	Excavación	m3	158,2							61	9.598	IPC	9.598	
301-2	Rellenos	m3	36,5							37	1.363	IPC	1.363	
301-3	Hormigon	m3	121,7							469	57.069	IPC	57.069	
301-4	Suministro y montaje conduit PVC 110 mm	ml	2208							63	139.391	IPC	139.391	
301-5	Cámaras	cu	12							7.478	89.740	IPC	89.740	
304	Cerco Perimetral, Porton de Entrada													
304-1	Excavaciones	m3	15,75							61	956	IPC	956	
304-2	Relleno estructural	m3	4,5							37	168	IPC	168	
304-3	Hormigón fundaciones	m3	11,25							338	3.797	IPC	3.797	
304-4	Cerco Perimetral incl. postes	ml	450							319	143.541	IPC	143.541	
304-5	Porton de Entrada/Salida	cu	1							3.704	3.704	IPC	3.704	
310	OBRAS CIVILES SUBESTACION										161.564		161.564	Estimaciones Consultor
311	Movimientos de Tierra masivos	gl	1							40.000	40.000	IPC	40.000	
312	Alumbrado Exterior	gl	1							1.286	1.286	IPC	1.286	
313	Fundaciones SSEE	gl	1							60.510	60.510	IPC	60.510	
314	Canalizaciones SSEE	gl	1							4.680	4.680	IPC	4.680	
315	Caminos, urbanización y cierros SSEE	gl	1							55.088	55.088	IPC	55.088	
320	MONTAJE EQUIPAMIENTO PRINCIPAL SISTEMA BESS										658.872		658.872	Estimaciones Consultor
321	Modulo Baterias	cu	40							1.647	65.867	IPC	65.867	
322	Modulo Inversores Conexión/Transformacion	cu	40							1.647	65.867	IPC	65.867	
323	Sala servicios generales	cu	3							32.415	97.245	IPC	97.245	
324	Sala Eléctrica Central	cu	1							32.415	32.415	IPC	32.415	
325	Sistemas de distribución electrica auxiliar	gl	1							146.250	146.250	IPC	146.250	
326	Cables de Fuerza , Instrumentacion y control	gl	1							68.827	68.827	IPC	68.827	
327	Sistema I&C	gl	1							122.400	122.400	IPC	122.400	
328	Malla de Tierra	gl	1							60.000	60.000	IPC	60.000	

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE
INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E
INERCIA PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL**

ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E INERCIA PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL														
PRESUPUESTO DE INVERSIÓN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGIA MEDIANTE BATERIAS (BESS)														
TECNOLOGIA		BESS												
POTENCIA CORTOCIRCUITO (kW)		195.000												
POTENCIA NOMINAL (kW)		150.000												
INERCIA (kWs)		150.000												
UBICACIÓN		GENÉRICO												
PUNTO DE CONEXIÓN		GENÉRICO												
		UNIDAD	CANTIDAD	SUMINISTRO IMPORTADO				Factor de Indexac.	SUMINISTRO NACIONAL			Fuente de Informacion		
				COSTO UNITARIO FOB	FLETES Y SEGUROS (3%)	ADUANA	TOTAL US\$		COSTO UNITARIO	TOTAL US\$	Factor de Indexac.		COSTO TOTAL US\$	
340	MONTAJE SUBESTACION													
341	Montaje Equipos Principales AT	gl	1						61.664	61.664	IPC	61.664	Estimaciones Consultor	
342	Montaje Estructuras bajas y altas	gl	1						17.552	17.552	IPC	17.552		
343	Montaje Conductor, Aisladores y Conexión Primario	gl	1						17.465	17.465	IPC	17.465		
344	Montaje Cables de Fuerza y Control	gl	1						5.142	5.142	IPC	5.142		
345	Montaje Paneles SSEE	gl	1						25.728	25.728	IPC	25.728		
346	Montaje Otros SSEE	gl	1						2.052	2.052	IPC	2.052		
347	Montaje malla de puesta a Tierra SSEE	gl	1						45.787	45.787	IPC	45.787		
350	Transporte a sitio (carga, transporte y descarga)									304.148		304.148	Estimaciones Consultor	
351	Transporte a sitio equipamiento principal	gl	1						236.866	236.866	IPC	236.866		
352	Transporte a sitio equipamiento secundario	gl	1						28.431	28.431	IPC	28.431		
353	Transporte a sitio equipamiento subestacion	gl	1						38.851	38.851	IPC	38.851		
360	Pruebas y Puesta en Servicio									2.029.489		2.029.489	Estimaciones Consultor	
361	Pruebas y puesta en servicio BESS	gl	1						1.951.788	1.951.788	IPC	1.951.788		
362	Pruebas y puesta en servicio subestacion	gl	1						77.701	77.701	IPC	77.701		
370	TOTAL COSTO DIRECTO CONSTRUCCION Y MONTAJE									5.218.590		5.218.590		
400	COSTOS INDIRECTOS C&M									1.565.577		1.565.577	Estimaciones Consultor	
401	Costos indirectos construcción como % del costo directo	20%	1						1.043.718	1.043.718	IPC	1.043.718		
401	Gastos generales de construcción como % del costo directo	10%	1						521.859	521.859	IPC	521.859		
410	COSTO TOTAL DE SUMINISTRO Y CONSTRUCCION								49.124.012	8.397.385		57.521.398		
500	GASTOS DEL PROPIETARIO								7.862.977	4.770.408		12.633.385	Estimaciones Consultor	
501	Servicios de ingeniería, estudios y administración del proyecto										IPC			
502	- Ingeniería para EIA/DIA	gl	1						33.780	33.780	IPC	33.780		
503	- Ingeniería básica para licitación	gl	1						63.338	63.338	IPC	63.338		
504	- Servicios Owner's engineer y puesta en marcha	gl	1						1.725.642	1.725.642	IPC	1.725.642		
505	Gestión EIA										IPC			
506	- Estudio Impacto ambiental	gl	1						84.450	84.450	IPC	84.450		
507	- Estudios de terreno para EIA (arqueología, medio físico, aire)	gl	1						21.113	21.113	IPC	21.113		
509	Seguros Generales durante la construcción	1,0%	1						575.214	575.214	IPC	575.214		
511	- Costo terreno	m2	75000						6	450.000	IPC	450.000		
530	IMPREVISTOS								4.912.401	1.135.092		6.047.493	Estimaciones Consultor	
531	Intereses Intercalarios	5,5%							2.950.575	681.780	IPC	3.632.355	Estimaciones Consultor	
600	TOTAL INVERSIONES								56.986.989	13.167.793		70.154.782		
601	COSTO UNITARIO INVERSIÓN (US\$ / Potencia Activa)	US\$/kW										467,7		
602	COSTO UNITARIO INVERSIÓN (US\$ / Potencia Cortocircuito)	US\$/kVA										359,8		
603	COSTO UNITARIO INVERSIÓN (US\$ / Inercia)	US\$/kWs										467,7		

Tabla 11.10 Detalle Partidas de Costos, Costo de Inversión (US\$) y Costos Unitarios de Inversión– Tecnología Sistema BESS – 150 MW@1 Hr

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE
INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E
INERCIA PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL**

ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E INERCIA PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL														
PRESUPUESTO DE INVERSION SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGIA MEDIANTE BATERIAS (BESS)														
TECNOLOGIA		BESS												
POTENCIA CORTOCIRCUITO (kW)		390.000												
POTENCIA NOMINAL (kW)		300.000												
INERCIA (kWs)		300.000												
UBICACIÓN		GENERICO												
PUNTO DE CONEXIÓN		GENERICO												
		UNIDAD	CANTIDAD	SUMINISTRO IMPORTADO				Factor de Indexac.	SUMINISTRO NACIONAL		Factor de Indexac.	COSTO TOTAL US\$	Fuente de Informacion	
				COSTO UNITARIO FOB	FLETES Y SEGUROS (3%)	ADUANA	TOTAL US\$		COSTO UNITARIO	US\$				
100	EQUIPAMIENTO PRINCIPAL SISTEMA BESS						94.746.273					94.746.273	Cotización Fabricante	
101	Modulo Baterias 3,75 MWh	c/u	80	900.000			72.000.000	NRELB						
102	Modulo Inversores 3750 kW , con factor de sobredimension del 30%	C/U	80	108.328			8.666.273	PPI						
103	Modulos Conexión/Transformacion	c/u	80	176.000			14.080.000	PPI						
200	SISTEMAS ELECTRICOS AUXILIARES										1.439.068	1.439.068	Estimaciones Consultor	
201	Transformador SS/AA	cu	1					PPI			PPI			
202	Switchgear MT, incluye reles de control , proteccion y medida.	gl	1					PPI	385.000	385.000	PPI	385.000		
203	Sistema de Distribucion BT	gl	1					PPI	10.000	10.000	PPI	10.000		
204	Sistema Corriente Continua	gl	1					PPI	70.000	70.000	PPI	70.000		
205	Cables de Fuerza	gl	1					PPI	163.735	163.735	PPI	163.735		
206	Puesta a Tierra	gl	1					PPI	150.000	150.000	PPI	150.000		
207	Sistema de Iluminacion	gl	1					PPI	40.000	40.000	PPI	40.000		
230	Sistema de Control	gl	1					PPI	612.000	612.000	PPI	612.000		
231	Cableado de Control e Instrumentacion	gl	1					PPI	8.333	8.333	PPI	8.333		
240	Sistema contraincendios	gl	Incluido 101					PPI			PPI			
250	EQUIPAMIENTO SUB-ESTACION DE SALIDA 33/220 kV						2.940.959				191.651	3.132.610	Estimaciones Consultor	
251	Equipamiento Principal 220 kV	gl	1	111.162	3.335		114.497	PPI			PPI	114.497		
252	Conductores, Aisladores, Ferrreteria y accesorios	gl	1	12.032	361		12.393	PPI			PPI	12.393		
253	Malla de Tierra	gl	1					PPI	134.531	134.531	PPI	134.531		
254	Paneles	gl	1	111.566	3.347		114.913	PPI			PPI	114.913		
255	Otros	gl	1					PPI	4.675	4.675	PPI	4.675		
256	Alumbrado de patio	gl	1					PPI	2.192	2.192	PPI	2.192		
257	Conductores de Fuerza y Alumbrado	gl	1					PPI	50.254	50.254	PPI	50.254		
258	Sistema de Comunicaciones y SCADA	gl	1					PPI			PPI			
259	Estructuras	gl	1	10.681	320		11.001	PPI			PPI	11.001		
260	Transformador de poder 33/220 kV	c/u	1	2.609.860	78.296		2.688.155	PPI			PPI	2.688.155		
300	OBRAS CIVILES SISTEMA BESS										3.423.465	3.423.465	Estimaciones Consultor	
301	Fundaciones Estructuras												IPC	
301-1	Excavaciones	m3	3037								61	184.255	184.255	IPC
301-2	Relleno estructural	m3	805								37	30.067	30.067	IPC
301-3	Hormigón G25	m3	2232								469	1.046.652	1.046.652	IPC
301-4	Hormigón G10	m3	223								336	74.984	74.984	IPC
301-5	Armadura	kg	223200								4	928.512	928.512	IPC
301-6	Insertos y pernos de anclaje	kg	6696								18	120.930	120.930	IPC
301-7	Grout	m3	9								14.703	132.331	132.331	IPC

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE
INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E
INERCIAS PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL**

ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E INERCIAS PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL														
PRESUPUESTO DE INVERSION SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGIA MEDIANTE BATERIAS (BESS)														
TECNOLOGIA		BESS												
POTENCIA CORTOCIRCUITO (kW)		390.000												
POTENCIA NOMINAL (kW)		300.000												
INERCIAS (kWs)		300.000												
UBICACIÓN		GENERICO												
PUNTO DE CONEXIÓN		GENERICO												
		UNIDAD	CANTIDAD	SUMINISTRO IMPORTADO				Factor de Indexac.	SUMINISTRO NACIONAL			COSTO TOTAL US\$	Fuente de Informacion	
				COSTO UNITARIO FOB	FLETES Y SEGUROS (3%)	ADUANA	TOTAL US\$		COSTO UNITARIO	US\$	Factor de Indexac.			
302	Movimiento de Tierras generales y caminos													
302-1	Escarpe y limpieza terreno	m2	20400						5	100.164	IPC	100.164		
302-2	Excavaciones	m3	12						61	728	IPC	728		
302-3	Rellenos	m3	10						37	374	IPC	374		
302-4	Caminos interiores	m2	2075						42	87.669	IPC	87.669		
302-5	Estacionamientos	m3	260						42	10.985	IPC	10.985		
303	Canalizaciones, cámaras y grava													
301-1	Excavación	m3	281						61	17.048	IPC	17.048		
301-2	Rellenos	m3	65						37	2.428	IPC	2.428		
301-3	Hormigon	m3	216						469	101.289	IPC	101.289		
301-4	Suministro y montaje conduit PVC 110 mm	ml	3920						63	247.470	IPC	247.470		
301-5	Cámaras	cu	18						7.478	134.610	IPC	134.610		
304	Cerco Perimetral, Porton de Entrada													
304-1	Excavaciones	m3	21,14						61	1.283	IPC	1.283		
304-2	Relleno estructural	m3	6,04						37	226	IPC	226		
304-3	Hormigón fundaciones	m3	15,1						338	5.096	IPC	5.096		
304-4	Cerco Perimetral incl. postes	ml	604						319	192.664	IPC	192.664		
304-5	Porton de Entrada/Salida	cu	1						3.704	3.704	IPC	3.704		
310	OBRAS CIVILES SUBESTACION									174.875		174.875	Estimaciones Consultor	
311	Movimientos de Tierra masivos	gl	1						40.000	40.000	IPC	40.000		
312	Alumbrado Exterior	gl	1						1.286	1.286	IPC	1.286		
313	Fundaciones SSEE	gl	1						73.821	73.821	IPC	73.821		
314	Canalizaciones SSEE	gl	1						4.680	4.680	IPC	4.680		
315	Caminos, urbanización y cierros SSEE	gl	1						55.088	55.088	IPC	55.088		
320	MONTAJE EQUIPAMIENTO PRINCIPAL SISTEMA BESS									828.271		828.271	Estimaciones Consultor	
321	Modulo Baterias	cu	80						1.647	131.734	IPC	131.734		
322	Modulo Inversores Conexión/Transformacion	cu	80						1.647	131.734	IPC	131.734		
323	Sala servicios generales	cu	4						32.415	129.660	IPC	129.660		
324	Sala Eléctrica Central	cu	1						32.415	32.415	IPC	32.415		
325	Sistemas de distribución electrica auxiliar	gl	1						151.500	151.500	IPC	151.500		
326	Cables de Fuerza , Instrumentacion y control	gl	1						68.827	68.827	IPC	68.827		
327	Sistema I&C	gl	1						122.400	122.400	IPC	122.400		
328	Malla de Tierra	gl	1						60.000	60.000	IPC	60.000		

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE
INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E
INERCIA PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL**

ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E INERCIA PARA EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL														
PRESUPUESTO DE INVERSION SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGIA MEDIANTE BATERIAS (BESS)														
TECNOLOGIA		BESS												
POTENCIA CORTOCIRCUITO (kW)		390.000												
POTENCIA NOMINAL (kW)		300.000												
INERCIA (kWs)		300.000												
UBICACIÓN		GENERICO												
PUNTO DE CONEXIÓN		GENERICO												
		UNIDAD	CANTIDAD	SUMINISTRO IMPORTADO				Factor de Indexac.	SUMINISTRO NACIONAL		Factor de Indexac.	COSTO TOTAL US\$	Fuente de Informacion	
				COSTO UNITARIO FOB	FLETES Y SEGUROS (3%)	ADUANA	TOTAL US\$		COSTO UNITARIO	US\$				
340	MONTAJE SUBESTACION										232.599	232.599	Estimaciones Consultor	
341	Montaje Equipos Principales AT	gl	1						116.713	116.713	IPC	116.713		
342	Montaje Estructuras bajas y altas	gl	1						18.543	18.543	IPC	18.543		
343	Montaje Conductor, Aisladores y Conexionado Primario	gl	1						18.634	18.634	IPC	18.634		
344	Montaje Cables de Fuerza y Control	gl	1						5.142	5.142	IPC	5.142		
345	Montaje Paneles SSEE	gl	1						25.728	25.728	IPC	25.728		
346	Montaje Otros SSEE	gl	1						2.052	2.052	IPC	2.052		
347	Montaje malla de puesta a Tierra SSEE	gl	1						45.787	45.787	IPC	45.787		
350	Transporte a sitio (carga , transporte y descarga)											565.165	Estimaciones Consultor	
351	Transporte a sitio equipamiento principal	gl	1						473.731	473.731	IPC	473.731		
352	Transporte a sitio equipamiento secundario	gl	1						28.781	28.781	IPC	28.781		
353	Transporte a sitio equipamiento subestacion	gl	1						62.652	62.652	IPC	62.652		
360	Pruebas y Puesta en Servicio											3.972.718	Estimaciones Consultor	
361	Pruebas y puesta en servicio BESS	gl	1						3.847.414	3.847.414	IPC	3.847.414		
362	Pruebas y puesta en servicio subestacion	gl	1						125.304	125.304	IPC	125.304		
370	TOTAL COSTO DIRECTO CONSTRUCCION Y MONTAJE											9.197.093		
400	COSTOS INDIRECTOS C&M											2.759.128	Estimaciones Consultor	
401	Costos indirectos construcción como % del costo directo	20%	1						1.839.419	1.839.419	IPC	1.839.419		
401	Gastos generales de construcción como % del costo directo	10%	1						919.709	919.709	IPC	919.709		
410	COSTO TOTAL DE SUMINISTRO Y CONSTRUCCION								97.687.232			13.586.940	111.274.172	
500	GASTOS DEL PROPIETARIO											15.636.191	8.617.363	Estimaciones Consultor
501	Servicios de ingeniería, estudios y administración del proyecto										IPC			
502	- Ingeniería para EIA/DIA	gl	1						33.780	33.780	IPC	33.780		
503	- Ingeniería básica para licitación	gl	1						63.338	63.338	IPC	63.338		
504	- Servicios Owner's engineer y puesta en marcha	gl	1						3.338.225	3.338.225	IPC	3.338.225		
505	Gestión EIA										IPC			
506	- Estudio Impacto ambiental	gl	1						84.450	84.450	IPC	84.450		
507	- Estudios de terreno para EIA (arqueología, medio físico, aire)	gl	1						21.113	21.113	IPC	21.113		
509	Seguros Generales durante la construcción	1,0%	1						1.112.742	1.112.742	IPC	1.112.742		
511	- Costo terreno	m2	150000							6		900.000	900.000	
530	IMPREVISTOS								9.768.723	1.914.059	IPC	11.682.782	Estimaciones Consultor	
531	Intereses Intercalarios								5.867.468	1.149.657	IPC	7.017.124	Estimaciones Consultor	
600	TOTAL INVERSIONES								113.323.423	22.204.303		135.527.725		
601	COSTO UNITARIO INVERSIÓN (US\$ / Potencia Activa)	US\$/kW										451,8		
602	COSTO UNITARIO INVERSIÓN (US\$ / Potencia Cortocircuito)	US\$/kVA										347,5		
603	COSTO UNITARIO INVERSIÓN (US\$ / Inercia)	US\$/kWs										451,8		

Tabla 11.11 Detalle Partidas de Costos, Costo de Inversión (US\$) y Costos Unitarios de Inversión– Tecnología Sistema BESS – 300 MW@1 Hr

La tabla siguiente muestra un resumen de los costos de inversión (Miles US\$) y costos unitarios de inversión en función de la potencia activa (US\$/kW), potencia de cortocircuito (US\$/kVA) e inercia (US\$/kWs) de los distintos tamaños de la tecnología sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS).

Tamaño Unidad BESS (MW)	N° Unidades BESS	Tamaño Sistema BESS (MW)	Energía Sistema BESS (MWh)	Aporte Potencia Cortocircuito (MVA)	Aporte Inercia (MWs)	Costo de Inversión (Miles US\$)	Costo Unitario de Inversión		
							Potencia Activa (US\$/kW)	Potencia Cortocircuito (US\$/kVA)	Inercia (US\$/kWs)
70	1	70	70	91	70	35.080	501	385	501
150	1	150	150	195	150	70.155	468	360	468
300	1	300	300	390	300	135.528	452	348	452

Tabla 11.12 Costos de inversión y costos unitarios de inversión para la tecnología de sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)

Las figuras siguientes muestran los valores de costos de inversión (US\$) de las tablas precedentes de la tecnología de sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) para los tres (3) tamaños analizados.

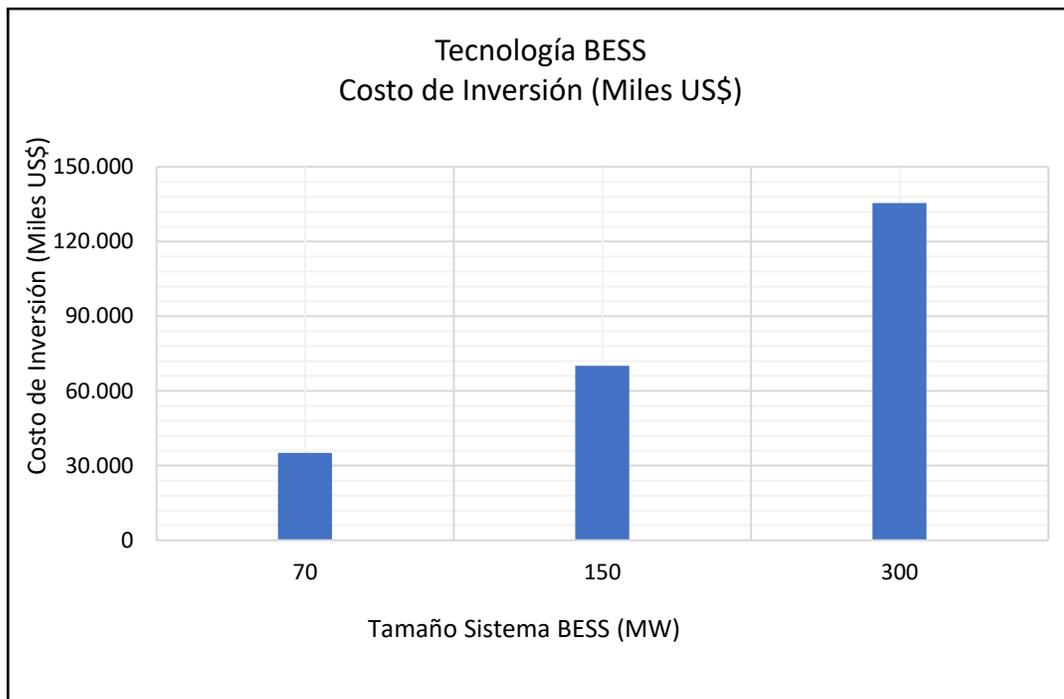


Figura 11.10 Costos de inversión (Miles US\$) – tecnología sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)

Asimismo, en las figuras siguientes se muestran los costos unitarios de inversión en función del tamaño del BESS (US\$/kW), potencia de cortocircuito del BESS (US\$/kVA) e inercia del BESS (US\$/kWs).

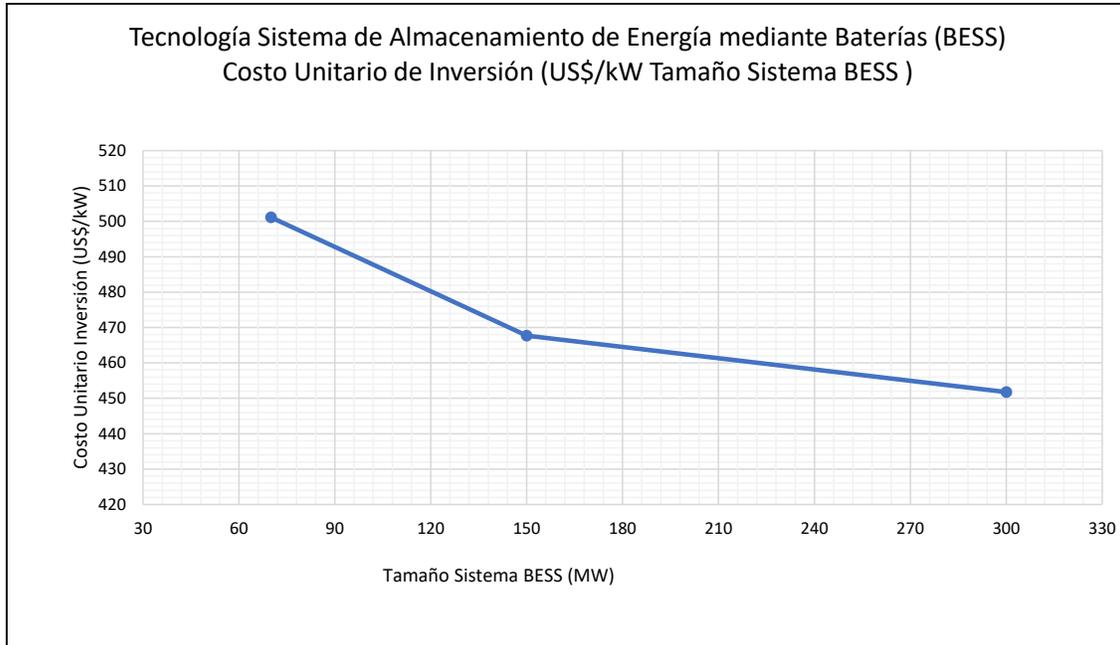


Figura 11.11 costos unitarios de inversión (US\$/kW) en función del tamaño del BESS – tecnología de sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)

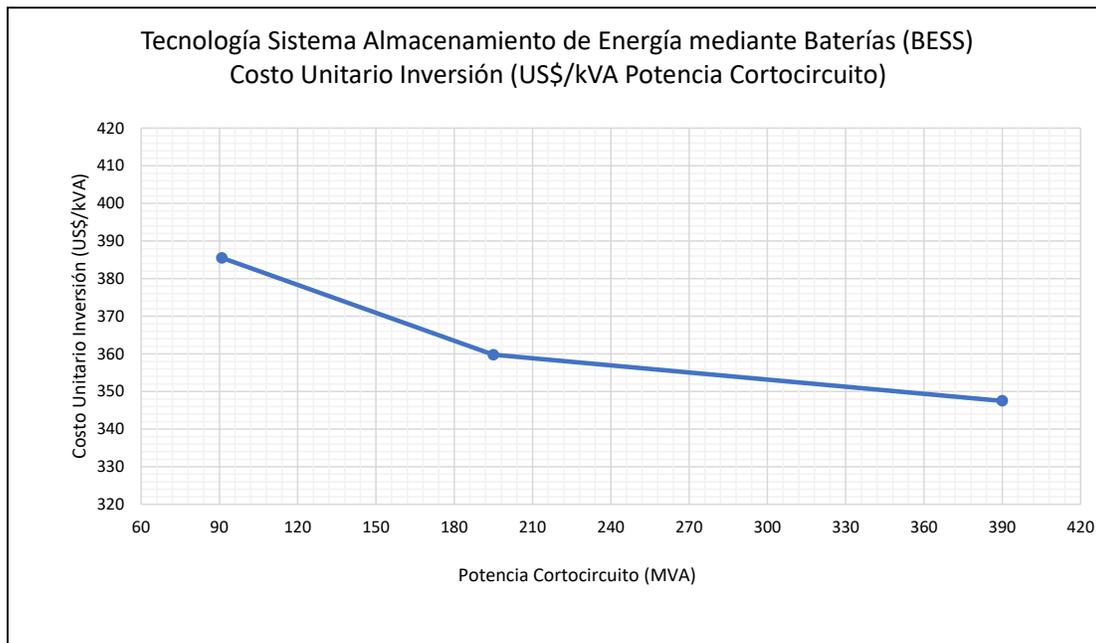


Figura 11.12 costos unitarios de inversión (US\$/kVA) en función de la potencia cortocircuito – tecnología de sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)

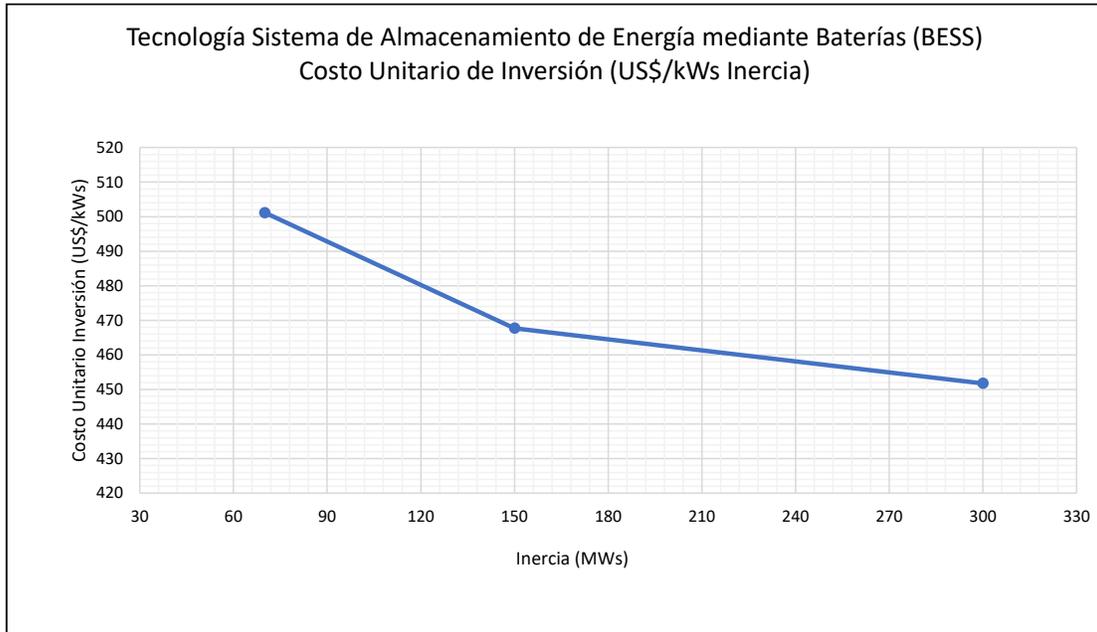


Figura 11.13 Costos unitarios de inversión (US\$/kWs) en función de la inercia – tecnología de sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)

11.1.3 Resumen de los resultados del costo de inversión del Proyecto de Reconversión de una central térmica del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado a Condensador Síncrono

Las tablas siguientes muestran el resumen del cálculo del costo de inversión del proyecto de reconversión de una central térmica del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado a condensador síncrono, para dos (2) configuraciones de conexión al sistema eléctrico respectivo. La primera configuración corresponde al esquema de conexión eléctrica de la central térmica sin Interruptor de Generador (GCB), pero con Transformador Elevador sólidamente acoplado al Generador Eléctrico. Asimismo, la segunda configuración corresponde al esquema de conexión eléctrica de la central térmica con Interruptor de Generador (GCB).

Por su parte, el proyecto de reconversión de la central térmica del tipo turbina a vapor con esquema de conexión eléctrica sin Interruptor de Generador (GCB) pero con Transformador Elevador sólidamente acoplado al Generador Eléctrico, presenta solo una alternativa de reconversión. Esta única alternativa de reconversión considera utilizar un motor de inducción con su respectivo variador de velocidad (VSD) e Interruptor (52 VSD).

Adicionalmente, el proyecto de reconversión de la central térmica del tipo turbina a vapor con esquema de conexión eléctrica de Interruptor de Generador (GCB) a condensador síncrono, presenta dos (2) alternativas de reconversión. El primer proyecto de reconversión considera utilizar un variador de frecuencia (SFC) con su respectivo transformador e Interruptor (52 SFC). Por su parte, el segundo proyecto de reconversión considera utilizar un motor de inducción con su respectivo variador de velocidad (VSD) e Interruptor (52 VSD).

Adicionalmente, en la tabla siguiente se muestran los valores de costo unitario de inversión en relación con la potencia instalada (US\$/kW), potencia cortocircuito (US\$/kVA) e inercia (US\$/kWs).

ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E INERCIA PARA EL PRESUPUESTO DE INVERSION RECONVERSION CENTRAL TERMICA DEL TIPO TURBINA VAPOR A CONDENSADOR SINCRONO													
TECNOLOGIA		RECONVERSIÓN CENTRAL TERMICA TIPO TURBINA A VAPOR A CONDENSADOR SINCRONO UTILIZANDO MOTOR DE INDUCCIÓN (PONY MOTOR)											
CAPACIDAD INSTALADA		156.500 MVA											
POTENCIA INSTALADA		140.600 kW											
POTENCIA CORTOCIRCUITO		447,6 MVA											
INERCIA		135,7 MWs											
UBICACIÓN		GENERICO											
PUNTO DE CONEXIÓN		GENERICO											
		UNIDAD	CANTIDAD	SUMINISTRO IMPORTADO				Factor de Indexac.	SUMINISTRO NACIONAL			COSTO TOTAL US\$	Fuente de Informacion
				COSTO UNITARIO FOB	FLETES Y SEGUROS (3%)	ADUANA	TOTAL US\$		COSTO UNITARIO	TOTAL US\$	Factor de Indexac.		
100	EQUIPAMIENTO PRINCIPAL						3.848.994				0	3.848.994	
101	Motor de Inducción (Pony Motor)	gl	Incluido en 100				3.848.994	PPIE				3.848.994	Cotización Integrador
102	Variador de Velocidad (VSD) y Transformador de Entrada (VSD)	gl	Incluido en 100					PPIE				0	
103	Interruptor (52 VSD)	gl						PPIE					
104	Volante de Inercia (Flywheel)	gl	Incluido en 100					PPIE				0	
105	Cojinete de empuje (Reemplazo)	gl	Incluido en 100					PPIE				0	
200	GASTOS DEL PROPIETARIO						790.253				1.251.707	2.041.959	
201	Servicios de ingeniería, estudios y administración del proyecto										IPC		
202	- Estudios e Ingeniería	gl	1							200.000	IPC	200.000	Estimaciones Consultor
203	- Preparación de Instalaciones	gl	1							800.000	IPC	800.000	Estimaciones Consultor
204	Seguros durante la construcción	%	1%							38.490	IPC	38.490	Estimaciones Consultor
205	Contingencias	%	10%				384.899	PPIE		103.849	IPC	488.748	Estimaciones Consultor
206	Intereses Intercalarios	%	9,6%				405.353	PPIE		109.368	IPC	514.721	Estimaciones Consultor
300	TOTAL INVERSIONES						4.639.247				1.251.707	5.890.953	
301	COSTO UNITARIO INVERSIÓN (US\$ / Potencia Instalada)	US\$/kW										41,9	
302	COSTO UNITARIO INVERSIÓN (US\$ / Potencia Cortocircuito)	US\$/kVA										13,2	
303	COSTO UNITARIO INVERSIÓN (US\$ / Inercia)	US\$/kW										43,4	

Tabla 11.13 Detalle Partidas de Costos, Costo de Inversión (US\$) y Costos Unitarios de Inversión– Reconversión Central Térmica Alternativa Conexión Eléctrica sin GCB – Sistema Arranque Pony Motor con Variador de Velocidad (VSD)

ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E INERCIA PARA EL SISTEMA PRESUPUESTO DE INVERSION RECONVERSION CENTRAL TERMICA DEL TIPO TURBINA VAPOR A CONDENSADOR SINCRONO														
TECNOLOGIA		RECONVERSIÓN CENTRAL TERMICA TIPO TURBINA A VAPOR A CONDENSADOR SINCRONO UTILIZANDO MOTOR DE INDUCCIÓN (PONY MOTOR)												
CAPACIDAD INSTALADA		330.000 kVA												
POTENCIA INSTALADA		276.900 kW												
POTENCIA CORTOCIRCUITO		1.127.9 MVA												
INERCIA		332,3 MWs												
UBICACIÓN		GENERICO												
PUNTO DE CONEXIÓN		GENERICO												
		UNIDAD	CANTIDAD	SUMINISTRO IMPORTADO				Factor de Indexac.	SUMINISTRO NACIONAL			Fuente de Informacion		
				COSTO UNITARIO FOB	FLETES Y SEGUROS (3%)	ADUANA	TOTAL US\$		COSTO UNITARIO	TOTAL US\$	Factor de Indexac.		COSTO TOTAL US\$	
100	EQUIPAMIENTO PRINCIPAL						4.194.520				0		4.194.520	
101	Motor de Inducción (Pony Motor)	gl	ncluido en 100				4.194.520	PPIE					4.194.520	Cotización Integrador
102	Variador de Velocidad (VSD) y Transformador de Entrada (VSD)	gl	ncluido en 100					PPIE					0	
103	Interruptor (52 VSD)	gl						PPIE					0	
104	Volante de Inercia (Flywheel)	gl	ncluido en 100					PPIE					0	
105	Cojinete de empuje (Reemplazo)	gl	ncluido en 100					PPIE					0	
200	GASTOS DEL PROPIETARIO						861.194				1.255.871		2.117.065	
201	Servicios de ingeniería, estudios y administración del proyecto										IPC			
202	- Estudios e Ingeniería	gl	1								IPC	200.000	200.000	Estimaciones Consultor
203	- Preparación de Instalaciones	gl	1								IPC	800.000	800.000	Estimaciones Consultor
204	Seguros durante la construcción	%	1%								IPC	41.945	41.945	Estimaciones Consultor
205	Contingencias	%	10%				419.452	PPIE			IPC	104.195	523.647	Estimaciones Consultor
206	Intereses Intercalarios	%	9,6%				441.742	PPIE			IPC	109.731	551.473	Estimaciones Consultor
300	TOTAL INVERSIONES						5.055.714				1.255.871		6.311.585	
301	COSTO UNITARIO INVERSIÓN (US\$ / Potencia Instalada)	US\$/kW											22,8	
302	COSTO UNITARIO INVERSIÓN (US\$ / Potencia Cortocircuito)	US\$/kVA											5,6	
303	COSTO UNITARIO INVERSIÓN (US\$ / Inercia)	US\$/kW s											19,0	

Tabla 11.14 Detalle Partidas de Costos, Costo de Inversión (US\$) y Costos Unitarios de Inversión– Reconversión Central Térmica Alternativa Conexión Eléctrica con GCB – Sistema Arranque Pony Motor con Variador de Velocidad (VSD)

ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E INERCIA PARA EL PRESUPUESTO DE INVERSION RECONVERSION CENTRAL TERMICA DEL TIPO TURBINA VAPOR A CONDENSADOR SINCRONO												
TECNOLOGIA		RECONVERSIÓN CENTRAL TERMICA TIPO TURBINA A VAPOR A CONDENSADOR SINCRONO UTILIZANDO PARTIDOR SUAVE (SFC)										
CAPACIDAD INSTALADA		330.000 kVA										
POTENCIA INSTALADA		276.900 kW										
POTENCIA CORTOCIRCUITO		1.127,9 MVA										
INERCIA		332,3 MWs										
UBICACIÓN		GENERICO										
PUNTO DE CONEXIÓN		GENERICO										
	UNIDAD	CANTIDAD	SUMINISTRO IMPORTADO				Factor de Indexac.	SUMINISTRO NACIONAL			COSTO TOTAL US\$	Fuente de Informacion
			COSTO UNITARIO FOB	FLETES Y SEGUROS (3%)	ADUANA	TOTAL US\$		COSTO UNITARIO	TOTAL US\$	Factor de Indexac.		
100	EQUIPAMIENTO PRINCIPAL					4.064.660				0	4.064.660	
101	Partidor Suave (SFC) y Transformador de Entrada SFC	gl	Incluido en 100			4.064.660	PPIE				4.064.660	Cotización Integrador
102	Interruptor (52 SFC)	gl	Incluido en 100				PPIE				0	
103	Volante de Inercia (Flywheel)	gl	Incluido en 100				PPIE				0	
104	Cojinete de empuje (Reemplazo)	gl	Incluido en 100				PPIE				0	
200	GASTOS DEL PROPIETARIO					834.532				772.180	1.606.712	
201	Servicios de ingeniería, estudios y administración del proyecto											
202	- Estudios e Ingeniería	gl	1						200.000	IPC	200.000	Estimaciones Consultor
203	- Preparación de Instalaciones	gl	1						400.000	IPC	400.000	Estimaciones Consultor
204	Seguros durante la construcción	%	1%						40.647	IPC	40.647	Estimaciones Consultor
205	Contingencias	%	10%			406.466	PPIE		64.065	IPC	470.531	Estimaciones Consultor
206	Intereses Intercalarios	%	9,6%			428.066	PPIE		67.469	IPC	495.535	
300	TOTAL INVERSIONES					4.899.192	PPIE		772.180		5.671.372	
301	COSTO UNITARIO INVERSIÓN (US\$ / Potencia Instalada)	US\$/kW									20,5	
302	COSTO UNITARIO INVERSIÓN (US\$ / Potencia Cortocircuito)	US\$/kVA									5,0	
303	COSTO UNITARIO INVERSIÓN (US\$ / Inercia)	US\$/kW s									17,1	

Tabla 11.15 Detalle Partidas de Costos, Costo de Inversión (US\$) y Costos Unitario de Inversión– Reconversión Central Térmica Alternativa Conexión Eléctrica con GCB – Sistema Arranque Partidor Suave (SFC)

La tabla siguiente muestra un resumen de los costos de inversión (Miles US\$) y costos unitarios de inversión en función de la potencia nominal (US\$/kW), potencia cortocircuito (US\$/kVA) e inercia (US\$/kWs) de las distintas alternativas de reconversión de una central térmica del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado a Condensador Síncrono.

	Potencia Aparente (MVA)	Potencia Nominal (MW)	Aporte Potencia Cortocircuito (MVA)	Aporte Inercia (MWs)	Costos de Inversión (Miles US\$)	Costo Unitario de Inversión		
						Potencia Nominal (US\$/kW)	Potencia Cortocircuito (US\$/kVA)	Inercia (US\$/kWs)
Alternativa reconversión CT sin GCB mediante variador de velocidad (VSD)	156,5	140,6	447,6	135,7	5.891	41,9	13,2	43,4
Alternativa reconversión CT con GCB mediante variador de velocidad (VSD)	330,0	276,9	1127,9	332,3	6.312	22,8	5,6	19,0
Alternativa reconversión CT con GCB mediante partidor suave (SFC)	330,0	276,9	1127,9	332,3	5.671	20,5	5,0	17,1

Tabla 11.16 Costo de inversión y costo unitario de inversión – Proyecto de reconversión de central térmica del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado a condensador síncrono

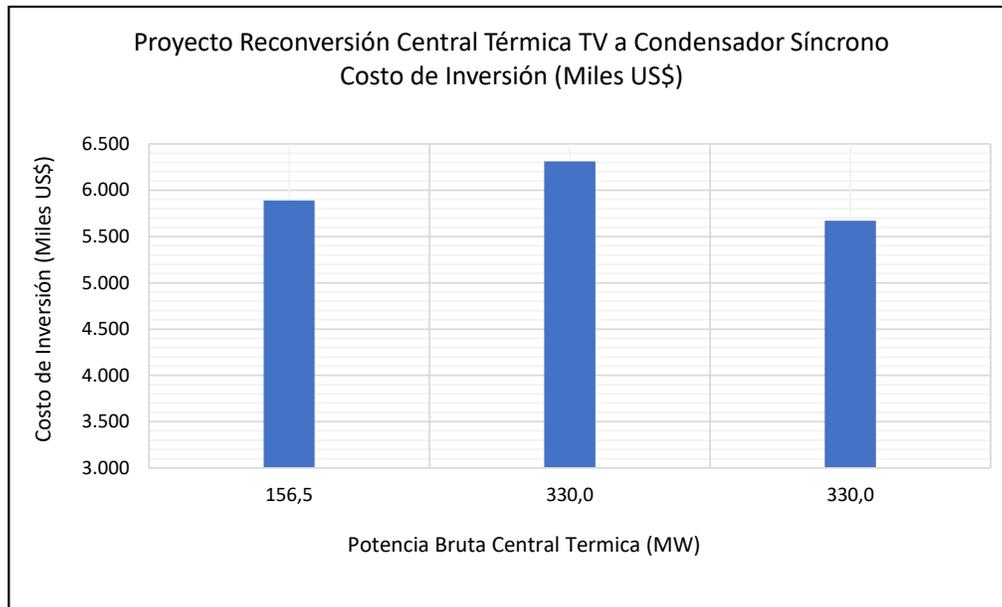


Figura 11.14 Costos de inversión (Miles US\$) – Proyecto de reconversión de central térmica del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado a condensador síncrono

Asimismo, en las figuras siguientes se muestran los costos unitarios de inversión en función de la potencia nominal de la central térmica (US\$/kW), potencia cortocircuito de la central térmica (US\$/kVA) e inercia de la central térmica (US\$/kWs). Para la central térmica 1 solo aplica la alternativa de reconversión utilizando motor de arranque (pony motor) con un variador de velocidad. Por su parte, para la central térmica 2 aplican dos alternativas de reconversión, la primera utilizando un motor de arranque (pony motor) y variador de velocidad (VSD) y la segunda utilizando como motor de arranque un partidor suave (SFC).

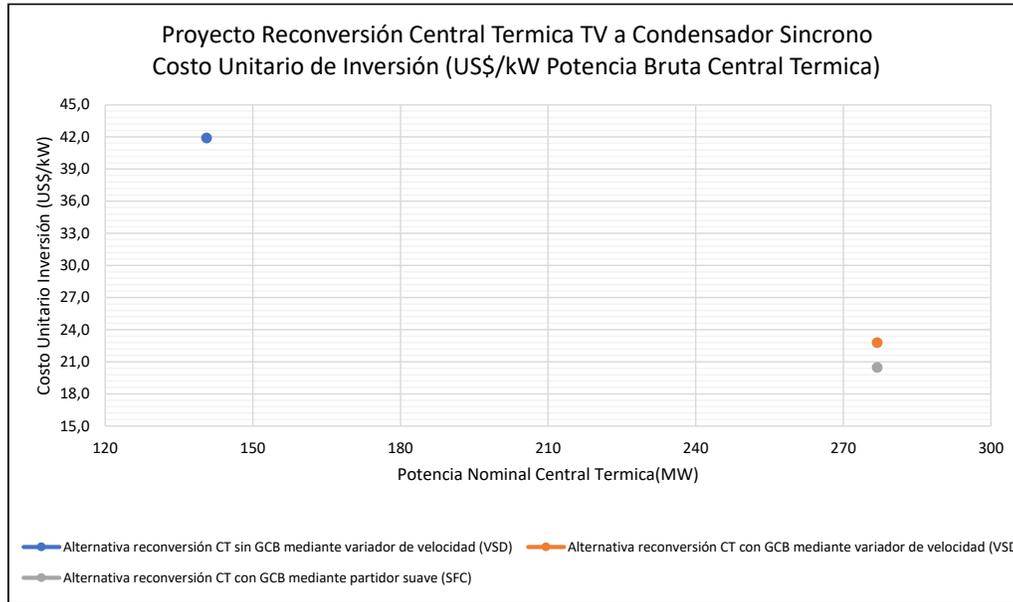


Figura 11.15 Costos Unitarios de Inversión (US\$/kW) en función de la potencia nominal de la central térmica – Proyecto reconversión central térmica

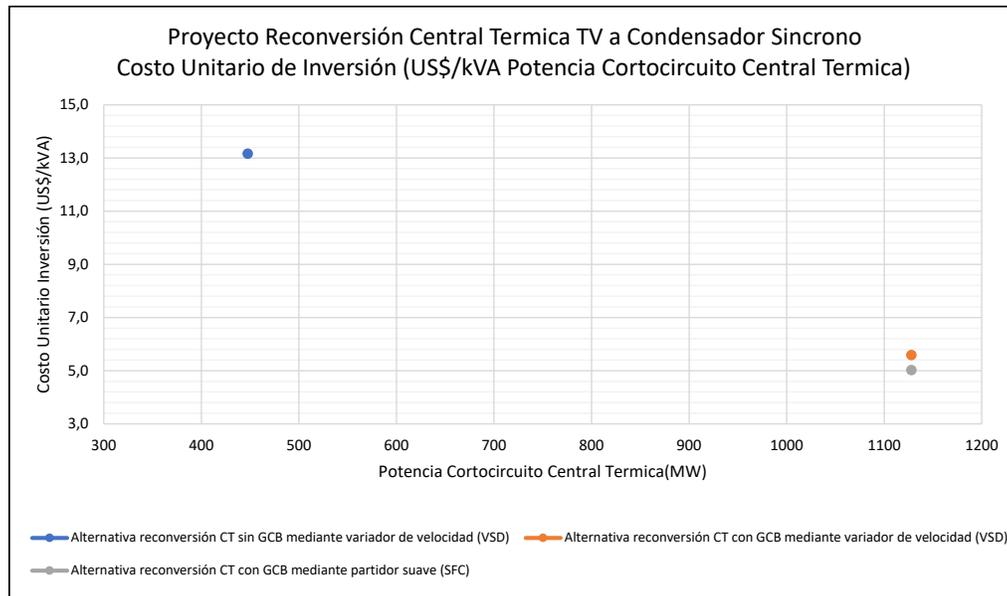


Figura 11.16 Costos Unitarios de Inversión (US\$/kVA) en función de la potencia cortocircuito de la central térmica – Proyecto reconversión central térmica

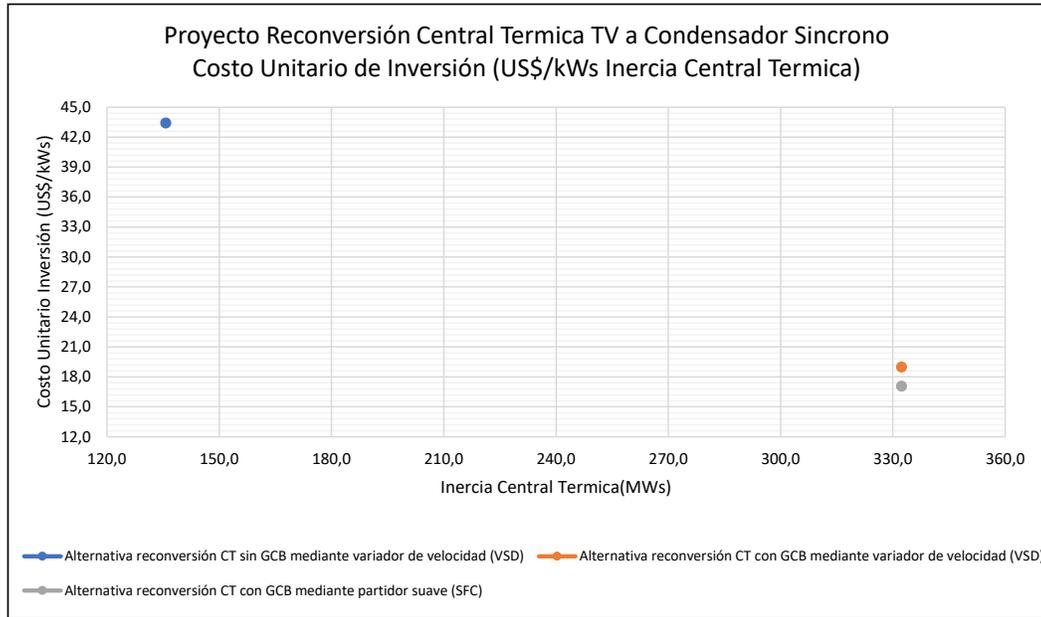


Figura 11.17 Costos Unitarios de Inversión (US\$/kWs) en función de la inercia de la central térmica – Proyecto reconversión central térmica

12

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y
OPERACIÓN DE INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE
CORTOCIRCUITO E INERCIAS PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO
NACIONAL**

**EVOLUCIÓN DE COSTOS DE LAS
DIFERENTES TECNOLOGÍAS
DISPONIBLES EN MERCADOS
INTERNACIONALES**

12 EVOLUCIÓN DE COSTOS DE LAS DIFERENTES TECNOLOGÍAS DISPONIBLES EN MERCADOS INTERNACIONALES

12.1 EVOLUCIÓN COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX – US\$/kW) TECNOLOGÍA CONDENSADOR SÍNCRONO

Para poder determinar la evolución futura de los costos de inversión (CAPEX – US\$/kW) de la tecnología del tipo Condensador Síncrono se han revisado y explorado distintas fuentes de información pública, de libre disponibilidad entre las cuales podemos señalar las siguientes:

- CIGRE TB 885, Guide on the assessment, specification and design of synchronous condenser for power system with predominance of low or zero inertia generators, 2022
- Publicación de la EPRI. Synchronous Condenser Cost and Performance Study: 2021 Update, <https://www.epri.com/research/products/000000003002020357>

La primera publicación correspondiente a la “Guía para la evaluación, especificación y diseño de condensadores síncronos para sistemas de potencia con predominio de generadores de baja o nula inercia, 2022”, muestra un listado de Condensadores Síncronos instalados en distintos mercados internacionales (Estados Unidos, Australia, Italia, Reino Unido, Canadá, otros) indicando el lugar o nombre del proyecto, características técnicas del condensador síncrono como es la constante de inercia (MWs/MVA), energía cinética (MWs) y tipo de máquina (cilíndrica o de polo saliente) y niveles de entrega/absorción de potencia reactiva (MVar) y potencia de cortocircuito (MVA).

En las figuras siguientes se muestra el listado de condensadores síncronos instalados en distintos mercados internacionales. Sin embargo, esta publicación carece de información de costos de inversión (US\$) actuales o futuros de esta tecnología. Tampoco se indica el nombre de fabricante o proveedor del equipamiento principal y además no se señala el año de instalación del respectivo condensador síncrono.

El objetivo de incluir esta información es mostrar que la tecnología del tipo condensador síncrono está ampliamente desarrollada e instalada en varios sistemas eléctricos de varios países de Europa, Oceanía y Norteamérica. Lo anterior, además permite confirmar que esta tecnología es bastante madura en su desarrollo, lo que resulta fundamental desde el punto de vista de la Licitación de SSCC de CT que lleva adelante el CEN, en la cual es esperable que los potenciales proveedores y desarrolladores de este tipo de tecnología presenten propuestas técnicas – económicas según lo solicitado en las bases de licitación.

6.11 List of Synchronous Condenser Installations

Country	Location/Project Name	Inertia Constant MWs/MVA	Kinetic Energy MWs	Type of Machine cylindrical/salient pole (r.p.m.)	Rating		S.C. Support
					MVA delivery	MVA absorption	
Australia	Darlington Point	1.27	53	salient pole	42	-20	328
Australia	Darlington Point	1.27	53	salient pole	42	-20	328
Australia	Darlington Point	1.27	53	salient pole	42	-20	328
Australia	Darlington Point	1.27	53	salient pole	42	-20	328
Australia	Davenport	8.53	2x1100	cylindrical (3000)	2x129	2x-77	2x642
Australia	Finley	1.53	91.8	salient pole	60	-35	469
Australia	Finley	1.53	91.8	salient pole	60	-35	469
Australia	Haughton	1.57	102	salient pole	65	-27.3	492
Australia	Haughton	1.57	102	salient pole	65	-27.3	492
Australia	Kennedy Energy Park	2.1	10.5	salient pole	5	-5	48
Australia	Kennedy Energy Park	2.1	10.5	salient pole	5	-5	48
Australia	Kennedy Energy Park	2.1	10.5	salient pole	5	-5	48
Australia	Kiamal Solar Farm		340	cylindrical	190	-70	730
Australia	Robertstown		1100	cylindrical	125	-70	580
Australia	Silverton	1.33	53	salient pole	40	-20	325
Australia	Silverton	1.33	53	salient pole	40	-20	325
Australia	Tasmania	4.1	656	salient pole (273)	70	-72	
Australia	Tasmania	3.57	571	salient pole (273)	70	-61	
Australia	Tasmania	3.65	496	salient pole (167)	72	-74	
Australia	Tasmania	3.15	356	salient pole (200)	49	-44	
Australia	Tasmania	3.72	350	salient pole (167)	50	-42	
Australia	Tasmania	3.7	348	salient pole (167)	40	-46	
Australia	Tasmania	4.2	282	salient pole (600)	40	-20	
Australia	Tasmania	3.1	149	salient pole (500)	21	-17	
Canada	Cote Gold	1.0	7.5	salient pole	7.5	3.75	36
Canada	Cote Gold	1.0	7.5	salient pole	7.5	3.75	36
Canada	Cote Gold	1.0	7.5	salient pole	7.5	3.75	36
Canada	Hydro Quebec Cadillac	3x2.9	3x72.5	salient pole	3x25	3x-12.5	3x471
Canada	Hydro Quebec Copper Mountain	2x2.9	2x72.5	salient pole	2x25	2x-12.5	2x471
Canada	Rainbow Lake	1.43	71.5	salient pole	50	-30	467
Canada	Rainbow Lake	1.43	71.5	salient pole	50	30	467
Canada	Winnipeg, Dorsey Inverter station of BPI HVDC Bipole	1.41	226.4	salient pole	160	-80	0.653 (SCR)
Canada	Winnipeg, Dorsey Inverter station of BPI HVDC Bipole	1.99	318.09	salient pole	160	-80	0.653 (SCR)
Canada	Winnipeg, Dorsey Inverter station of BPII HVDC Bipole	2.2	660.0	salient pole	300	-165	0.653 (SCR)
Canada	Winnipeg, Riel Inverter station of BPIII HVDC Bipole	2.5	625.0	salient pole	4x250	4x-125	0.653 (SCR)
China	Guquan 2					-150	
China	Huaian 2					-150	
China	Jiuquan 2					-150	
China	Other locations 8					-150	
China	Taizhou 2					-150	
China	Ximeng 2					-150	
China	Xuming Substation (5 SynCons)					-150	
China	Zhalute 2				27x300	-150	
China	Ziangtan 2					-150	
Denmark	Bjaeverskov		450	cylindrical	270	-140	900
Denmark	Faero Island /Soderoy	2.3	18.4	salient pole	8	-7.5	127
Denmark	Fraugde		450	cylindrical	200	-120	1000
Denmark	Herslev		450	cylindrical	200	-120	1000
Estonia	Kiisa		1750	cylindrical	50	-50	900
Estonia	Püssi		1750	cylindrical	50	-50	900
Estonia	Viru		1750	cylindrical	50	-50	900
Georgia	Black Sea		80	cylindrical	60	-39	250
Germany	Ampirion GmbH				330		
Germany	Hoheneck		610	cylindrical	430	-260	1200
Germany	Oberottmarshausen		610	cylindrical	300	-200	1200
Germany	Tenne TSO				250		
Ireland	Moneypoint		4000	cylindrical	245	-111	830
Italy	Brindisi				2x250		
Italy	Brindisi Nord	7.08	1770	cylindrical	250	-125	Retrofit
Italy	Brindisi Nord	7.08	1770	cylindrical	250	-125	Retrofit

TB 885 - Guide on the Assessment, Specification and Design of Synchronous Condenser for Power System with Predominance of Low or Zero Inertia Generators

Country	Location/Project Name	Inertia Constant MWs/MVA	Kinetic Energy MWs	Type of Machine cylindrical/salient pole (r.p.m.)	Rating		
					MVar delivery	MVar absorption	S.C. Support
Italy	Fano		1780	cylindrical	250	-125	1100
Italy	Favara				170		
Italy	ICS Candia	7.08	1770	cylindrical	250	-125	1198
Italy	ICS Codrongianos	1.69	423	cylindrical	250	-125	1277
Italy	ICS Codrongianos	1.69	423	cylindrical	250	-125	1277
Italy	ICS Codrongianos	7.08	1770	cylindrical	250	-125	1198
Italy	ICS Foggia	7.08	1770	cylindrical	250	-125	1198
Italy	ICS Gagliano	7.08	1770	cylindrical	250	-125	1198
Italy	ICS Matera	7.08	1770	cylindrical	250	-125	1198
Italy	ICS Matera	7.08	1770	cylindrical	250	-125	1198
Italy	ICS Villanova	7.08	1770	cylindrical	250	-125	1198
Italy	Maida				2x250		
Italy	Partinico				170		
Italy	Rosara		1780	cylindrical	250	-125	1100
Italy	Selargius				2x250		
Korea	Jeju Island	1.93	2 x 97	salient pole / 1800	2 x 50	2 x -25	2 x 224
Netherlands	Rotterdam/Maasvlakte MPP2	10.5	500/625	cylindrical	280*	-280	
Norway	Feda		340	cylindrical	170	-90	740
Tasmania	Mussleroe	2x0.98	2x13.7	salient pole	2x14	2x-11	2x127
UK	Grain		2 x 1700	cylindrical	2 x 115	-90	570
UK	Keith		450	salient pole	2*65	-57	
UK	Lister Drive	6.92	450	salient pole	65	-27	492
UK	Lister Drive	6.92	450	salient pole	65	-27	492
UK	Neilston	1.34	93.8	salient pole	70	-33	503
UK	Rassau		1100	cylindrical	60	-60	420
UK	Rassau		750	salient pole	60	-60	420
UK	Scottish Power				70		
UK	STATKRAFT				67		
USA	Alibates		470	cylindrical	160	-70	950
USA	Blackwater		470	cylindrical	158	-114	960
USA	California	1.46	3x118	salient pole / 1200	3X81	3X-35	3X324
USA	Connecticut	1.49	37	salient pole / 1800	25	-12.5	98
USA	Finlay solar park				60		
USA	Huckins Hill	2.2	121	salient pole	55	-32.2	539
USA	Maine - 1	1.95	117	salient pole / 1800	60	-27	350
USA	Maine - 2	1.95	117	salient pole / 1800	60	-27	350
USA	Midwest				560	-310	
USA	Miguel		2x470	cylindrical	450	-225	970
USA	New Hampshire - 1	1.49	2x37	salient pole / 1800	2X25	2X-12.5	2X97
USA	New Hampshire - 2	1.49	2x37	salient pole / 1800	2X25	2X-12.5	2X97
USA	North Keene	2.2	121	salient pole	55	-32.2	539
USA	Panhandle Texas				2x175	2x-125	
USA	San Luis Rey		470	cylindrical	225	-120	970
USA	Shunoch	2.2	121	salient pole	55	-32.2	539
USA	Songs Mesa		470	cylindrical	225	-120	970
USA	Talega		470	cylindrical	225	-120	970
USA	Tule Canyon		470	cylindrical	160	-70	950
USA	Vermont	1.73	4x43	salient pole / 1800	4x25	4x-12.5	4x131
USA	Virginia - 1	1.39	2x139	salient pole / 1200	2X100	2X-50	2X342
USA	Virginia - 2	1.39	2x139	salient pole / 1200	2X100	2X-50	2X342
USA	Wyoming	1.84	120	salient pole / 1200	65	-40	310

Tabla 12.1 Listado de condensadores síncronos instalados – publicación CIGRE

Adicionalmente, la segunda publicación del Instituto de Investigación de la Energía Eléctrica (EPRI), establece que en dicha investigación se proporciona una visión detallada del mercado y estimaciones de costos de capital (CAPEX) y mantenimiento (O&M) para varias opciones de condensador sincrónico. Además, esta publicación, analiza capacidades técnicas clave y desarrolla una discusión de algunas de las opciones más comunes o relevantes para modificaciones de proyectos de esta tecnología. Sin embargo, esta publicación, que contiene información relevante del mercado de condensadores síncronos, no está disponible de forma pública, estableciendo este Instituto que su valor es de 50.000 US\$ para aquellos no-miembros de dicha institución de Estados Unidos.

Asimismo, en el Anexo 7 se han incluido los resultados del Proceso de Licitación del Servicio de diseño de Mercado de Estabilidad en el Reino Unido, información que puede ser relevante y de utilidad para el análisis del Proceso de Licitación del SSCC CT que lleva adelante el CEN.

Con el fin de obtener una estimación de la evolución de los costos de inversión (US\$) de los condensadores síncronos, se procedió a utilizar los costos de inversión determinados en este estudio y proyectarlos hacia el futuro por un período de quince (15) años mediante la fórmula de indexación desarrollada en el capítulo 13. Asimismo, se ha incluido una estimación de la evolución de sus costos históricos, mediante la utilización de la misma fórmula de indexación.

Para estos fines, y con base en el análisis realizado en el punto 13.2.6, se consideraron los valores máximos y mínimos de los indexadores internacionales, que corresponden al PPI y PPI MyG.

Para definir un rango de variación futuro de los costos de inversión de la tecnología de condensador síncrono, se asumió que, en el extremo superior de cada año dentro de la proyección, habría un aumento de estos dos indexadores equivalente al máximo registrado del periodo 2011 a 2020. Por otro lado, en el extremo inferior, de manera análoga, se asumió una variación anual equivalente al mínimo indicado.

Además, se calculó la proyección de los costos de inversión utilizando la fórmula de indexación basada en la variación promedio de estos índices:

	Indexador PPI	Indexador PPI MyG
Máximo	4,4%	4,8%
Mínimo	-5,8%	-1,4%
Promedio	0,7%	1,2%

Tabla 12.2 Variación anual de indexadores utilizados para evolución de costos de inversión de la tecnología de condensador sincrónico

Para el caso del indexador nacional IPC, se consideró una variación anual equivalente a la meta de la inflación del Banco Central de Chile, la cual corresponde al 3% anual.

Por su parte, en cuanto al tipo de cambio (dólar), se utilizó un valor fijo para la proyección para no introducir ruido adicional en la proyección derivado de la volatilidad natural del tipo

de cambio. Dicho valor corresponde a 800 pesos por dólar y corresponde al tipo de cambio proyectado para el año 2027 según el informe de Finanzas Públicas del segundo trimestre de 2023 de la DIPRES del Ministerio de Hacienda.

Para caracterizar esto en distintos escenarios, se aplicó esta proyección del costo de inversión a tres casos, que corresponden a los siguientes:

- Tamaño CCSS 1 x 55 MVar
- Tamaño CCSS 1 x 125MVar
- Tamaño CCSS 2 x 125MVar

Los siguientes gráficos se muestran la proyección de los costos de inversión (US\$), para los tres casos indicados. Como se ve el rango de variación a medida que pasan los años es más amplio, pero de todas maneras da una idea del comportamiento futuro de los costos de inversión (US\$) de esta tecnología.

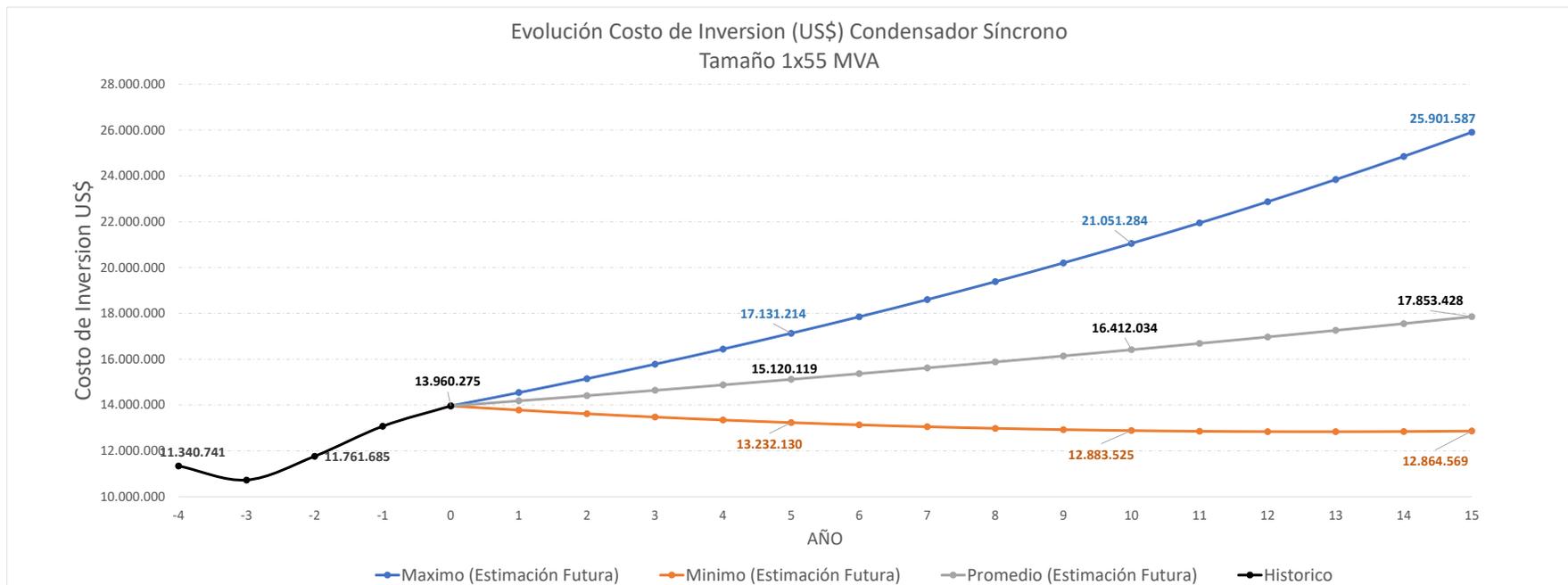


Figura 12.3 Evolución histórica y estimación futura costos de inversión (US\$) tecnología condensador síncrono – 1 x 55 MVAR – Fabricante 1

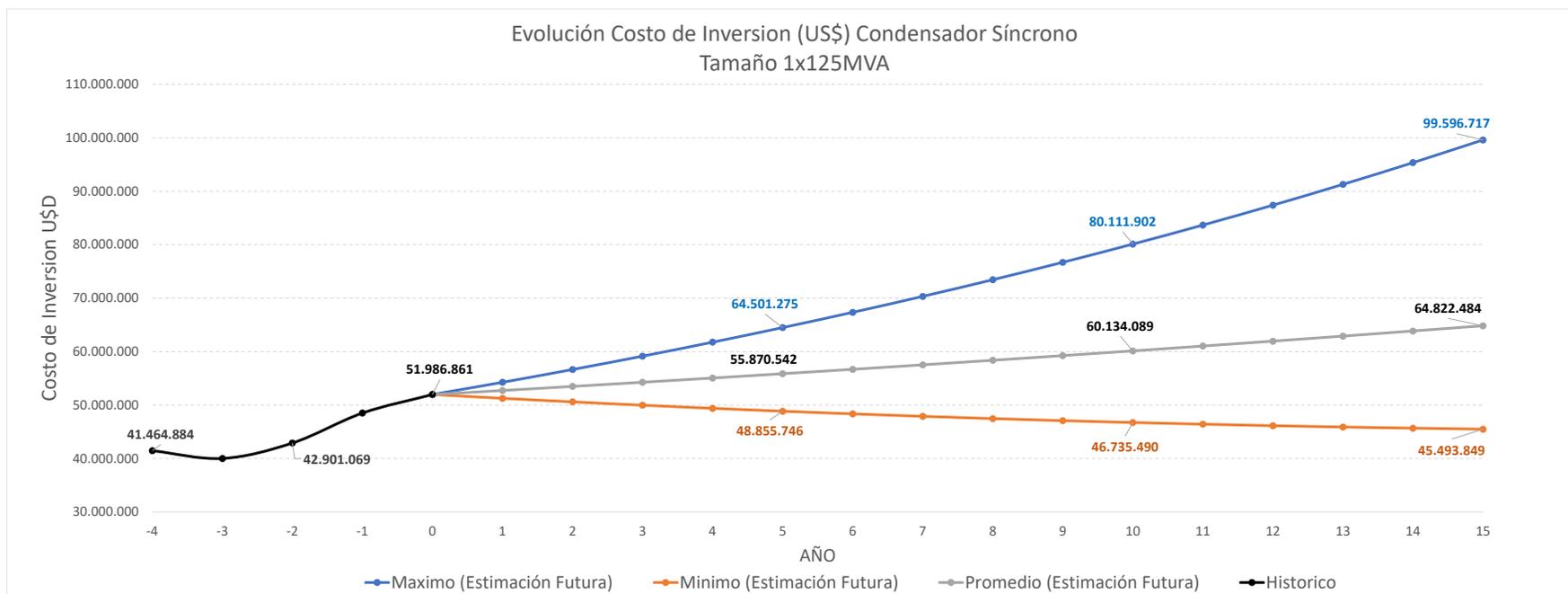


Figura 12.4 Evolución histórica y estimación futura costos de inversión (US\$) tecnología condensador síncrono – 1 x 125 MVAR – Fabricante 2

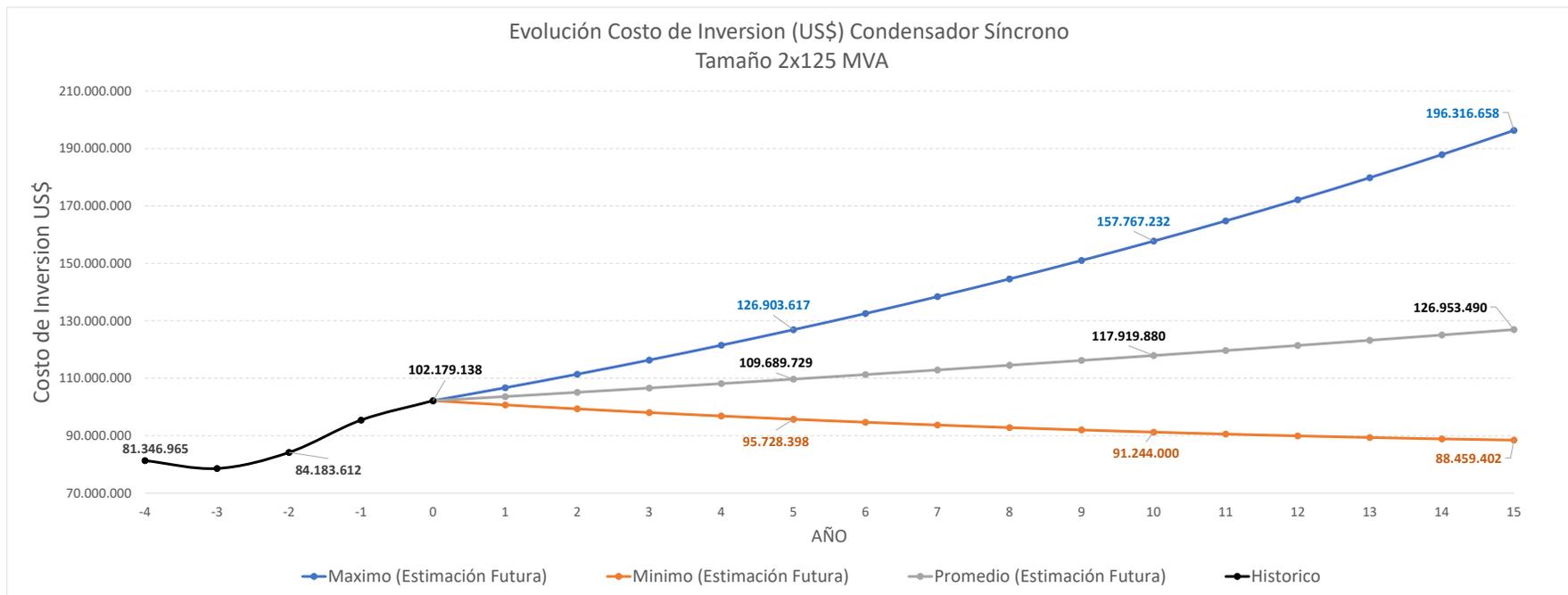


Figura 12.5 Evolución histórica y estimación futura costos de inversión (US\$) tecnología condensador síncrono – 2 x 125 MVAR – Fabricante 2

Con este análisis, más allá de las limitaciones de la fórmula de indexación, es posible obtener una envolvente para el costo de inversión (US\$) futuro proyectado, sujeto a que no haya cambios relevantes tecnológicos de los condensadores sincrónicos.

Como en todo elemento tecnológico y su proceso de fabricación, en los condensadores sincrónicos hay espacio para mejoras que lleven a menores costos y mayores eficiencias como lo son mejoras en los materiales utilizados, diseño y técnicas de fabricación las que pueden llevar a dispositivos más eficientes, compactos y fiables. Ahora bien, en este caso, al ser los condensadores sincrónicos una tecnología madura y establecida que se aplica desde hace muchos años, es razonable asumir que dichas mejoras serán marginales.

Cabe destacar que existen condiciones de mercado que podrían impulsar al alza estos costos, siendo la principal un aumento de la demanda proyectado por la integración de energías renovables en las redes eléctricas en distintos mercados y países. Este aumento de demanda es difícil de proyectar y no se ha encontrado información al respecto, aunque se estima que el indexador PPI MyG es capaz de reflejar esta alza en cierto grado.

De todas maneras, este punto enfatiza la necesidad de estar periódicamente actualizados sobre los costos de inversión (US\$), basándose en nuevas cotizaciones presupuestarias o información de proyectos que se vayan concretando.

12.2 EVOLUCIÓN COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX – US\$/KW) Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (O&M – US\$/KW-AÑO) TECNOLOGÍA SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA MEDIANTE BATERIAS (BESS)

Para poder determinar la evolución futura de los costos de inversión (CAPEX – US\$/kW) de la tecnología denominada Sistema de Almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) se ha utilizado una fuente de información [34] pública disponible. Esta información pública disponible muestra la evolución de los costos de inversión de la tecnología antes señalada para el periodo 2023 – 2050, considerando cinco (5) periodos de almacenamiento. Estos periodos de almacenamiento corresponden a 2 horas, 4 horas, 6 horas, 8 horas y 10 horas.

La referida fuente de información contiene una Base de Datos con valores de costos de inversión (CAPEX – US\$/kW) y valores de costos fijos de operación y mantenimiento (O&M – US\$/kW-año) actualizada al año 2023 (2023 ATB Data) en formato MS Excel, que puede ser descargada del link siguiente:

https://data.openei.org/files/5865/2023_v2_Workbook_07_20_23.xlsx.

Es preciso indicar que en dicha Base de Datos se ha considerado como representativo un sistema BESS mediante baterías de Li-Ion, tamaño 60 MW, 240 MWh de almacenamiento (4 horas).

En los gráficos 12.1 al 12.5 que se muestran a continuación es posible visualizar la evolución futura para el periodo 2022 – 2050 del costo de inversión (CAPEX – US\$/kW) de la tecnología Sistema de Almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) para tres niveles de costos esperados. Estos niveles de costos esperados son: caso optimista, caso moderado y caso conservador.

Asimismo, la evolución de los costos fijos de operación y mantenimiento (O&M – US\$/kW-año) para el mismo periodo antes señalado, para esta misma tecnología se muestra más adelante en los gráficos 12.6 al 12.10, para los tres niveles de costos esperados y cinco (5) periodos de almacenamiento.

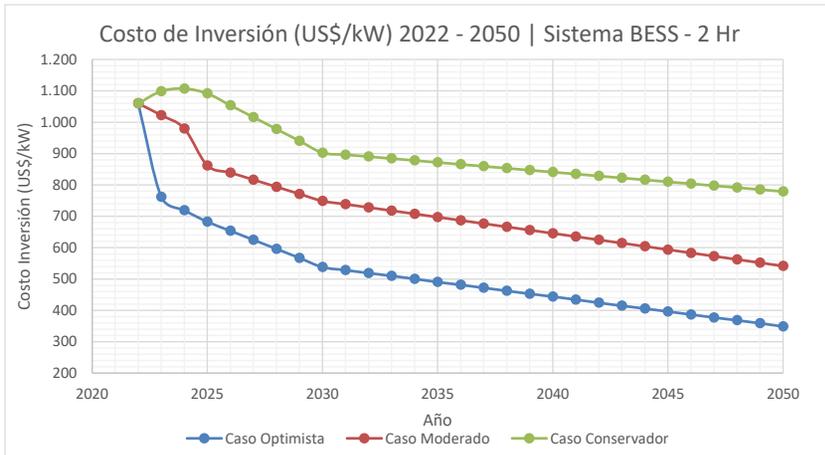


Figura 12.1 Costo Unitario Inversión (US\$/kW) Sistema BESS – 2 Hr



Figura 12.2 Costo Unitario Inversión (US\$/kW) Sistema BESS – 4 Hr

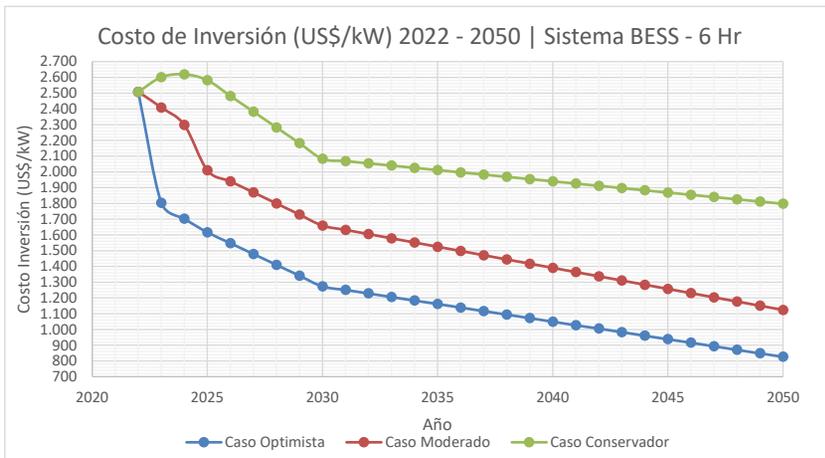


Figura 12.3 Costo Unitario Inversión (US\$/kW) Sistema BESS – 6 Hr

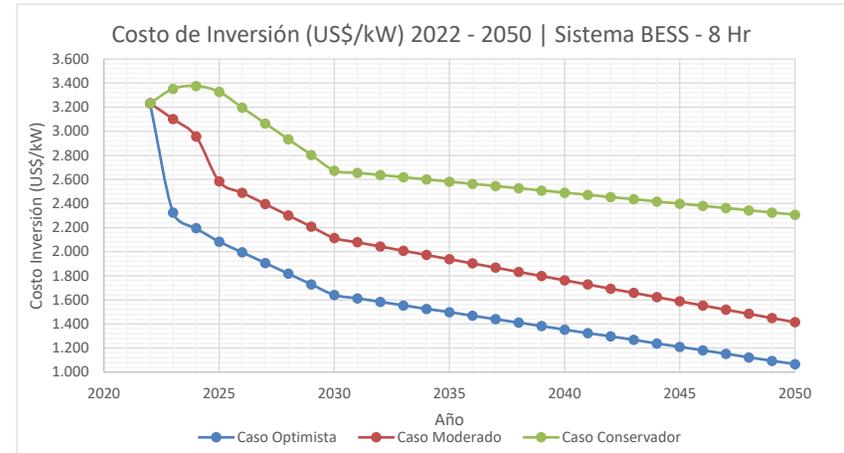


Figura 12.4 Costo Unitario Inversión (US\$/kW) Sistema BESS – 8 Hr

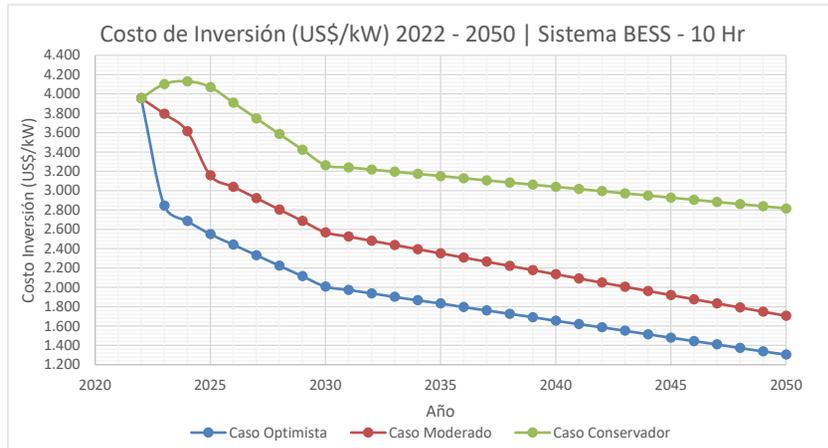


Figura 12.5 Costo Inversión (US\$/kW) Sistema BESS – 10 Hr

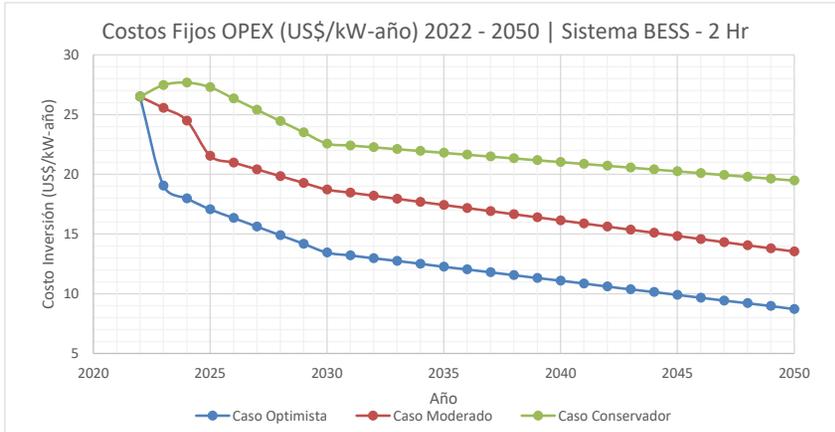


Figura 12.6 Costo Unitario Fijo O&M (US\$/kW-año) Sistema BESS – 2 Hr

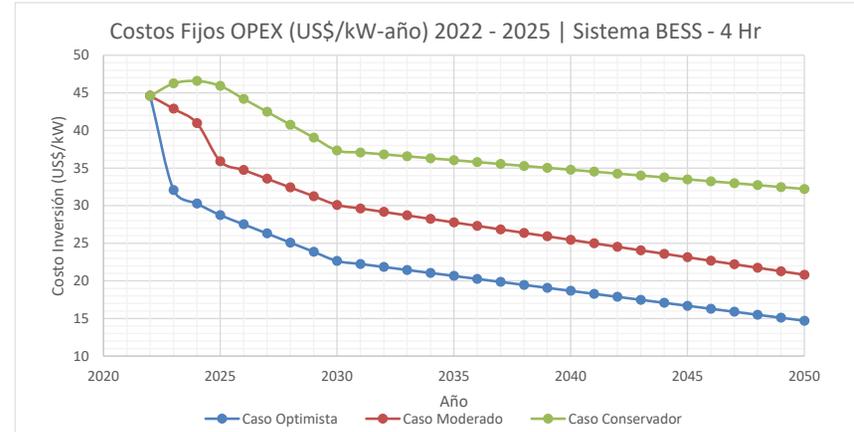


Figura 12.8 Costo Unitario Fijo O&M (US\$/kW-año) Sistema BESS – 4 Hr

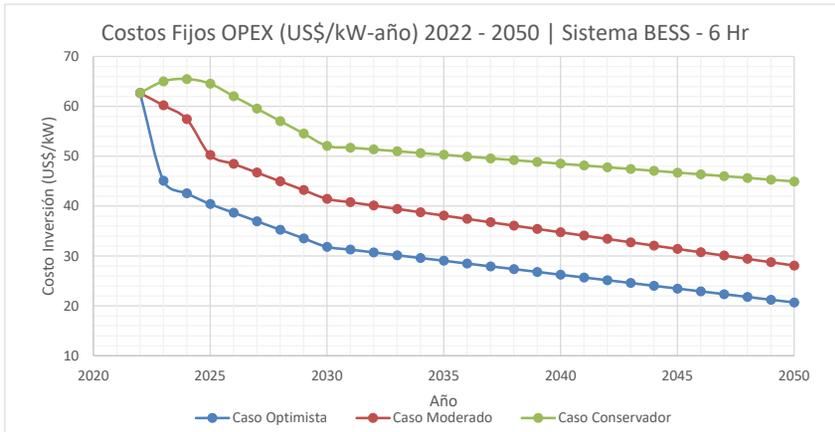


Figura 12.7 Costo Unitario Fijo O&M (US\$/kW-año) Sistema BESS – 6 Hr

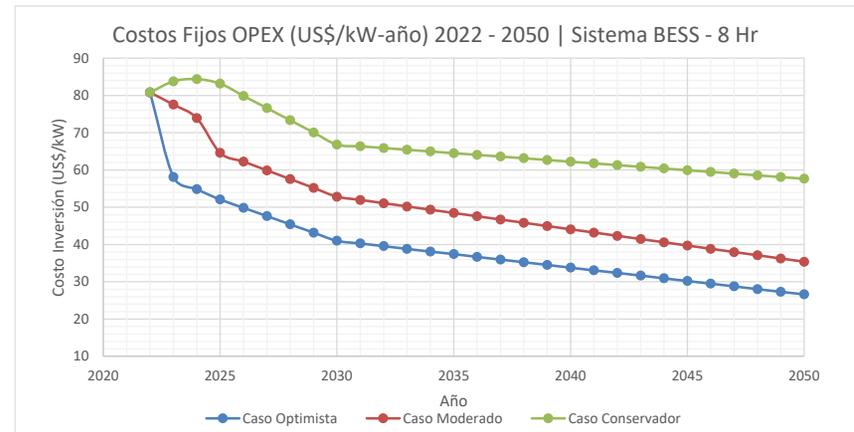


Figura 12.9 Costo Unitario Fijo O&M (US\$/kW-año) Sistema BESS – 8 Hr

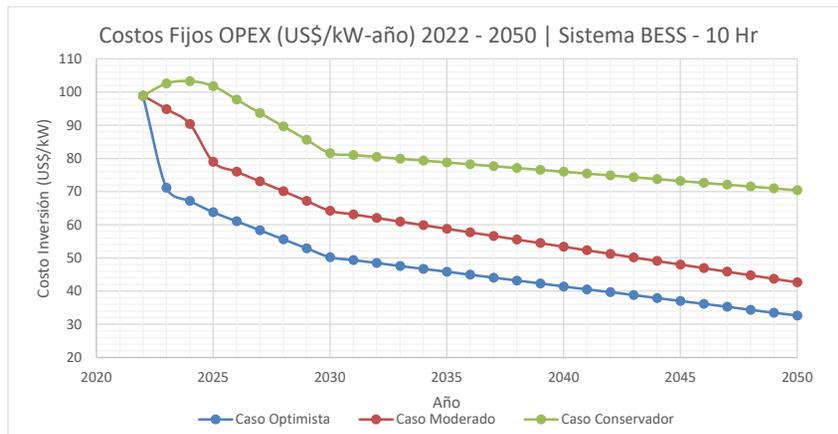


Figura 12.9 Costo Unitario Fijo O&M (US\$/kW-año) Sistema BESS – 10 Hr

12.3 EVOLUCIÓN COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX – US\$/KW) Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (O&M – US\$/KW-AÑO) PROYECTOS DE RECONVERSIÓN DE CENTRAL TÉRMICA DEL TIPO TURBINA A VAPOR EN BASE A CARBÓN PULVERIZADO A CONDENSADOR SÍNCRONO

Respecto de la evolución de los costos de inversión de los proyectos de reconversión de centrales térmicas, cabe señalar que, dadas las múltiples particularidades de cada proyecto de reconversión y la escasa bibliografía internacional al respecto que sea extrapolable a la realidad de centrales térmicas en Chile, no es posible establecer una fórmula general para el valor de dichos costos. Lo anterior se explica principalmente en que el valor de cada proyecto de reconversión es estrictamente dependiente del equipamiento existente en las instalaciones.

13

**ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y
OPERACIÓN DE INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE
CORTOCIRCUITO E INERCIAS PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO
NACIONAL**

**DETERMINACIÓN DE LA FÓRMULA O
POLINOMIO PARA INDEXACIÓN DE LOS
COSTOS DE INVERSIÓN, COSTOS FIJOS DE
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO Y
COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO**

13 DETERMINACION DE LA FORMULA O POLINOMIO PARA INDEXACION DE LOS COSTO DE INVERSIÓN, COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO Y COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

13.1 DETERMINACIÓN DE LOS INDEXADORES

Según se establece en las bases técnicas de la licitación, uno de los objetivos del presente estudio es la determinación de la fórmula o polinomio para la indexación del costo de inversión, costos fijos de operación y mantenimiento y costos variables de operación y mantenimiento de instalaciones que aportan potencia de cortocircuito e inercia. A partir de lo anterior, es necesario determinar en primer lugar los índices o parámetros de indexación que se utilizarán y que permitan actualizar los costos de inversión y costos de operación y mantenimiento de las instalaciones que entregan potencia de cortocircuito e inercia.

Los índices o parámetros de indexación a utilizar deberán cumplir con los criterios siguientes:

- Deben ser de libre acceso, sin costo para su obtención, de fuentes confiables y permanentes en el tiempo.
- Que permitan representar adecuadamente la variación en el tiempo de los costos de instalaciones que entregan potencia de cortocircuito e inercia

En este punto se estudiará la definición de una fórmula o polinomio, con la definición de sus respectivos parámetros, que permita indexar el costo de inversión, costos fijos de operación y mantenimiento y costos variables de operación y mantenimiento de las distintas tecnologías que pueden aportar potencia de cortocircuito e inercia al SEN.

Para estos efectos, se propone un esquema de actualización de estos costos con índices de dominio público mediante un polinomio representativo de los componentes del proyecto específico, entregándose los coeficientes correspondientes a cada componente de costo.

Respecto a la periodicidad de actualización esta puede aplicarse de manera mensual, aunque se recomienda aplicarla cada 6 meses o 1 año dependiendo de retraso de los índices (indexadores) indicados en las secciones 13.2. Lo anterior para efectos de que se tenga nuevos valores válidos para cada índice (indexadores) en la nueva indexación.

Para reflejar el comportamiento de los componentes de costos nacionales (\$) o UF) se pretende utilizar los siguientes índices o parámetros de indexación, dependiendo de su relevancia en la estructura de costo correspondiente.

- Índice de Precios al Consumidor (IPC)
- Índice de Remuneraciones (IR)

- Índice de Costo de Mano de Obra (ICMO)
- Índice de Costos de Transporte (ICT)

Estos índices o parámetros de indexación están disponibles en forma libre a través del Instituto Nacional de Estadísticas (www.ine.cl)

Asimismo, para reflejar el comportamiento de los componentes de costos internacionales (US\$ o Euro u otra moneda) se utilizarán los índices o parámetros de indexación que se indican a continuación, atendiendo el equipamiento específico de cada tecnología.

- CPI for All Urban Consumers (CPI-U), Serie CUUR0000SA0 (CPI)
- Producer Price Index – Commodity Data, Serie WPU00000000 (PPI)
- Producer Price Index – PPI Industry Data correspondientes a:
 - Electric power and specialty transformer mfg, Serie PCU335311335311
 - Capacitor, resistor, coil, transformer mfg, Serie PCU33441K33441K
 - PPI Commodity data for All commodities, Serie WPU00000000
 - PPI industry data for Switchgear & switchboard apparatus mfg, Serie PCU335313335313
 - PPI industry data for Motor and generator mfg, Serie PCU335312335312
 - PPI industry data for Iron and steel mills and ferroalloy mfg, Serie PCU331110331110
 - PPI industry data for Aluminum sheet, plate, and foil mfg, Serie PCU331315331315
 - PPI industry data for Electrical equipment mfg, Serie PCU33531-33531-
- Cobre: Precio referencia del Cobre, obtenido de COCHILCO, <https://www.cochilco.cl/Paginas/Estadisticas/Bases%20de%20Datos/Precio-de-los-Metales.aspx>

Para la selección de los indexadores más representativos dentro de la fórmula de indexación se toma como primer criterio mantener una cantidad acotada de indexadores por simplicidad de la fórmula. Tomando como referencia las fórmulas de indexación que se usan en procesos tarifarios en el sector eléctrico estas suelen no tener más allá de 5 indicadores.

El incorporar gran cantidad de indexadores solo agrega complejidad innecesaria ya que muchos de estos tienen usualmente baja incidencia en la fórmula ya que buena parte de la variación (entre un 40% a 70% dependiendo de la tecnología) se explica por el equipamiento principal, el cual está asociado normalmente a solo un índice. En efecto, con una cantidad de

entre 3 a 5 indexadores se evita tener índices con pesos bajos (bajo el 5%), los cuales naturalmente explican solo un bajo porcentaje de la variación de la fórmula.

Considerando la naturaleza de los elementos presentes en este tipo de instalaciones, como lo son los condensadores síncronos y sistemas BESS, los cuales son equipamientos industriales de alto valor agregado no es directo asociarlas con los insumos principales de ellos como podrían ser cobre, aluminio, mano de obra, etc., más aún sin contar con data histórica para correlacionar la variación de estos insumos a la variación de costos.

Por ello, se prefiere usar indicadores de precios agregados como el PPI, IPC, CPI, etc. en conjunto con indicadores específicos del equipamiento principal en cuestión si es que existieran. Con lo anterior se obtiene una fórmula sencilla ya que estos indicadores agregados por construcción siguen la variación general de precios.

Adicionalmente, el utilizar un índice específico (único indexador) asociado al equipamiento principal permite una adecuada actualización de una parte relevante del costo de inversión de la instalación. Esto pues permite que una gran parte del costo de inversión de un proyecto esté asociado a un único indexador, con lo cual se obtiene una mejor correlación con la variación futura de costos de la tecnología correspondiente.

Para el caso de los condensadores síncronos no se encontró un índice específico (indexador) de costo dentro de las bases de datos públicas conocidas. Adicionalmente los costos de referencia recibidos no son solo por la máquina síncrona, sino por un conjunto de equipos. Por ello se privilegia para los componentes eléctricos de las tecnologías en estudio, un PPI general asociado a equipamiento eléctrico.

Luego los criterios generales para asignación de índices son los siguientes.

- Equipamiento principal en general:
PPI industry data for Motor and generator mfg, Serie PCU335312335312
PPI industry data for Electrical equipment mfg, Serie PCU33531-33531-
- Suministro mano de obra y servicios locales importados, distintos a equipos eléctricos:
PPI Commodity Data for All commodities, Serie WPU00000000
- Suministro nacional, mano de obra y servicios locales:
IPC Índice de Precios al Consumidor

Lo anterior, dada la naturaleza de los equipos en cuestión, es aplicable también a los proyectos de reconversión a condensadores síncronos de centrales térmicas, con la salvedad que en este caso se cuenta con valores agregados referenciales, por lo que se opta por solo considerar el PPI Eléctrico (Serie PCU33531-33531-), ya que el paquete de equipos es principalmente equipamiento eléctrico, VFD, Motores, etc.

En la Figura 13.1 siguiente, se muestra un gráfico con la evolución de los cuatro (4) Indexadores propuestos, para los últimos 152 meses (12 años y 8 meses), tomando como base

para cada uno de ellos el valor del índice al mes de enero de 2011 (equivalente al 100 %). Este gráfico se incluye con el objeto de ilustrar la evolución histórica de dichos índices. Se destaca que la tendencia en el tiempo de dichos índices es creciente y que los mismos tuvieron un crecimiento sobre lo usual desde fines de 2021, relacionado con los fenómenos globales inflacionarios asociadas a la pandemia COVID-19.

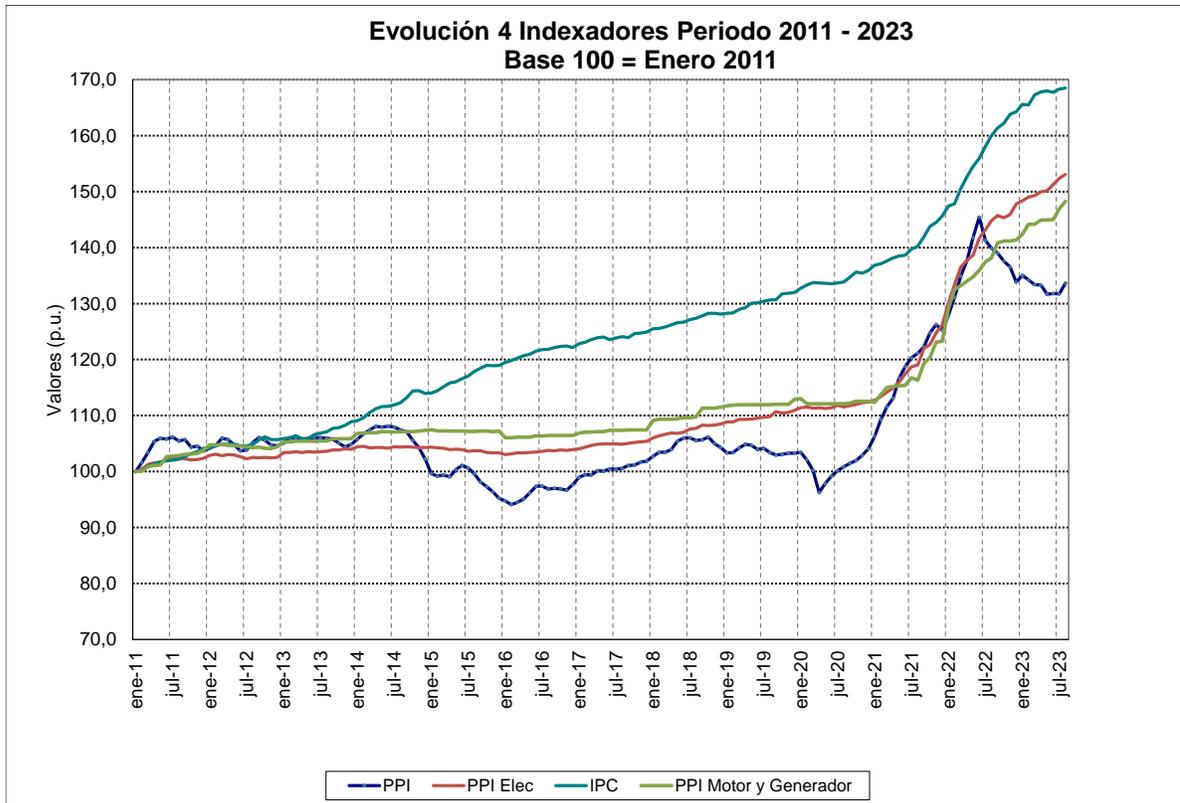


Figura N° 13.1 Evolución de cuatro (4) Indexadores utilizado en el análisis (p.u., base Enero 2011)

Respecto de la utilización de un índice de precios para los sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) de ion-litio para aplicación a gran escala, dado que esta tecnología es bastante nueva en el mercado, no hay información histórica que permita disponer de una serie de datos y además está en proceso de maduración y disminución de costos.

Ahora bien, dado este último punto es relevante contar con alguna manera de ajustar el costo del sistema BESS, ya que se esperan disminuciones importantes en su costo de inversión.

Para estos efectos, se considera que la National Renewable Energy Laboratory (NREL) ha publicado durante el año 2019, 2020, 2021 y 2023 el documento denominado “Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage” el cual está disponible en el buscador del sitio web mediante el link (<https://search4.nrel.gov/texis/search/?pr=metanrel&query=>) [31] utilizando el nombre antes señalado. Esta publicación permite disponer de un índice mediante

valores de reducción de costos normalizados de sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías y de información de costos para distintos escenarios (Ver Anexo 6).

Luego, a falta de un índice específico, es posible utilizar la información contenida en la publicación indicada anteriormente para actualizar el costo de inversión de los sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías. Ahora bien, considerando que el costo normalizado de dicha publicación utiliza como referencia el año anterior a la publicación, y por lo tanto cambia año a año el valor base, se opta por utilizar directamente el costo estimado del sistema de almacenamiento de energía mediante baterías, por lo que se utiliza el valor correspondiente a 4-hour Storage Costs \$/kWh Mid considerando como base el año 2022 del estudio indicado (versión 2023), el cual corresponde al valor de 482 US\$/kWh. Se utiliza como nombre del índice o indexador el de “NREL Battery”.

Para las otras componentes del Sistema BESS, aplican los mismos criterios de asignación de indexadores antes indicados para la tecnología de Condensador Síncrono y Proyecto de Reconversión a Condensador Síncrono de centrales térmicas del tipo turbinas a vapor en base a carbón pulverizado, los cuales corresponden a los siguientes:

- Suministro mano de obra y servicios locales importados:
PPI Commodity Data for All commodities, Serie WPU00000000
- Suministro nacional, mano de obra y servicios locales:
IPC Índice de Precios al Consumidor

13.1.1 Selección de indexadores para la tecnología de Condensador Síncrono y Proyecto Reconversión Central Térmica del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado a Condensador Síncrono.

En base a los criterios descritos en la sección 13.1 anterior, se han seleccionado cuatro (4) indexadores representativos que impactan directamente en las partidas de costos que forman parte de la tecnología del tipo condensador sincrónico y del proyecto reconversión central térmica del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado a condensador síncrono, según se detalla a continuación:

- PPI : Serie WPU00000000
PPI Commodity data for All commodities
- PPI Motor & Generator : Serie PCU335312335312
PPI industry data for Motor and generator mfg
- PPI Electrical : Serie PCU33531-33531-
PPI industry data for Electrical equipment mfg
- IPC : Índice de Precios al Consumidor

Los dos (2) primeros índices están disponibles en el sitio <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, correspondiente a Bureau of Labor Statistics (BLS) dependiente del U.S. Department of Labor, del gobierno de Estados Unidos de Norteamérica.

El Índice de Precios al Consumidor (IPC) está disponible en forma libre a través del Instituto Nacional de Estadísticas (www.ine.cl) -INE-, en específico en el siguiente enlace: <https://www.ine.cl/estadisticas/economia/indices-de-precio-e-inflacion/indice-de-precios-al-consumidor>.

Se destaca que la selección de los indexadores para esta tecnología es independiente del tamaño de la unidad y su ubicación. Esto dado que la selección de indicadores se basa en criterios generales que son independientes de estas dos variables. Además, un cambio de tamaño, dentro de los rangos estudiados y diferentes ubicaciones en el SEN, no implican un cambio tecnológico o de diseño en los proyectos en estudio.

13.1.2 Selección de indexadores para la tecnología de Almacenamiento de Energía mediante baterías (BESS)

En base a los criterios descritos en la sección 13.1 anterior, se han seleccionado cuatro (4) indexadores representativos que impactan directamente en las partidas de costos que forman parte del costo de inversión y operación de la tecnología del tipo Sistema BESS, según se detalla a continuación:

- PPI : Producer Price Index All Commodities
Serie WPU00000000
- PPI Electrical : PPI Electrical equipment mfg
Serie PCU33531-33531-
- IPC : Índice de Precios al Consumidor
- NREL Battery : Índice de costos de baterías

Los tres (3) primeros índices están disponibles en el sitio <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, correspondiente a Bureau of Labor Statistics (BLS) dependiente del U.S. Department of Labor, del gobierno de Estados Unidos de Norteamérica.

El Índice de Precios al Consumidor está disponible en forma libre a través del Instituto Nacional de Estadísticas (www.ine.cl) -INE-, en específico en el siguiente enlace: <https://www.ine.cl/estadisticas/economia/indices-de-precio-e-inflacion/indice-de-precios-al-consumidor>

Se destaca que la selección de los indexadores para la tecnología del Sistema BESS es independiente del tamaño de la unidad y su ubicación. Esto dado que la selección de indicadores se basa en criterios generales que son independientes de estas dos variables. Además, un cambio de tamaño, dentro de los rangos estudiados, y diferentes ubicaciones en el SEN, no implican un cambio tecnológico o de diseño en los proyectos en estudio.

13.2 FORMULA DE INDEXACION DEL COSTO DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LAS INSTALACIONES QUE ENTREGAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E INERCIAS

13.2.1 Definición de la fórmula de indexación

Para la definición de la fórmula de indexación del costo de inversión de las instalaciones o tecnologías que entregan potencia de cortocircuito e inercia al SEN, se consideran los indexadores definidos en los puntos anteriores. Adicionalmente, para las componentes de costos de moneda internacional se ha considerado corregirlos por la variación del tipo de cambio (dólar observado).

La información del tipo de cambio (dólar observado) corresponde a la publicada por el Banco Central en su base de datos estadística pública (<https://si3.bcentral.cl/siete/>).

Se destaca que las componentes de costos están referenciadas a agosto de 2023. Los indexadores iniciales corresponden al mes indicado (agosto 2023) menos el rezago que corresponde a cada indexador, con el fin de asegurar la disponibilidad del indicador al mes de actualización.

13.2.2 Tecnología Condensador Síncrono

Para el costo de inversión de la tecnología del tipo Condensador Síncrono (CCSS) instalada en el SEN, se considera la fórmula de actualización siguiente:

Tecnología Condensador Síncrono

$$C_{CCSS-i} = C_{CCSS-0} * \left[\left(Coef_1 * \frac{PPIMG_i}{PPIMG_0} + Coef_2 * \frac{PPI_i}{PPI_0} \right) + Coef_3 * \frac{IPC_i}{IPC_0} * \frac{Dol_0}{Dol_i} \right]$$

Donde:

- C_{CCSS-i} : Costo de inversión (US\$) actualizado de la tecnología del tipo condensador sincrónico, calculado para el período i .
- C_{CCSS-0} : Costo de inversión (US\$) inicial de la tecnología del tipo condensador sincrónico, calculado a agosto 2023.
- Dol_i : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente al segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.

- **Dol_0 :** Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central correspondiente a junio de 2023 cuyo valor es 799,87. Este índice base considera un rezago de dos meses respecto a la fecha de referenciación de los costos (agosto 2023).
- **$PPIMG_i$:** Producer Price Index Industry Data: PPI industry data for Motor and generator mfg, (Serie PCU335312335312) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente al cuarto mes anterior al cual se aplique la indexación.
- **$PPIMG_0$:** Producer Price Index Industry Data: PPI industry data for Motor and generator mfg, (Serie PCU335312335312) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a abril de 2023 cuyo valor es 278,971.
- **PPI_i :** Producer Price Index- Commodities data for All commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente al cuarto mes anterior al cual se aplique la indexación.
- **PPI_0 :** Producer Price Index- Commodities data for All commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a abril de 2023 cuyo valor es 256,908.
- **IPC_i :** Índice de precios del consumidor publicados por el INE, correspondiente al segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.
- **IPC_0 :** Índice de precios del consumidor publicados por el INE (base 2018=100), para el mes de junio de 2023, cuyo valor es 131,74.
- **$Coef_n$:** Peso de cada indexador en la componente del costo de inversión de la tecnología del tipo condensador síncrono. Su método de cálculo se indica en la sección 13.2.5, y sus valores se encuentran en el Anexo 4.

Luego, para los costos fijos de operación y mantenimiento de la tecnología de condensador síncrono, se tiene la fórmula siguiente:

$$C_{fijo-i} = C_{fijo-0} * \left[\left(Coef_1 * \frac{PPI_i}{PPI_0} \right) + Coef_2 * \frac{IPC_i}{IPC_0} * \frac{Dol_0}{Dol_i} \right]$$

Donde:

- C_{fijo-i} : Costo fijo (US\$) actualizado de operación y mantenimiento de la tecnología del tipo Condensador Síncrono, calculado para el período i .
- C_{fijo-0} : Costo fijo (US\$) inicial de operación y mantenimiento de la tecnología del tipo Condensador Síncrono, correspondiente a agosto de 2023.
- Dol_i : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, al promedio mensual, correspondiente al segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.
- Dol_0 : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central correspondiente a junio de 2023 cuyo valor es 799,87. Este índice base considera un rezago de dos meses respecto a la fecha de referenciación de los costos (agosto 2023).
- PPI_i : Producer Price Index- Commodities data for All commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente al cuarto mes anterior al cual se aplique la indexación.
- PPI_0 : Producer Price Index- Commodities data for All commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a abril de 2023 cuyo valor es 256,908.
- IPC_i : Índice de precios del consumidor publicados por el INE, correspondiente al segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.
- IPC_0 : Índice de precios del consumidor publicados por el INE (base 2018=100), para el mes de junio de 2023 cuyo valor es 131,74.
- $Coef_n$: Peso de cada indexador en la componente del costo de operación y mantenimiento de la tecnología del tipo condensador síncrono. Su método de cálculo se indica en la sección 13.2.5, y sus valores se encuentran en el Anexo 4.

Para los costos variables, no se considera indexación, ya que estos son nulos como se indicó en la sección 7.5.3.

13.2.3 Sistema de Almacenamiento de Energía mediante baterías (BESS)

Para el costo de inversión del sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS), instaladas en el SEN, se considera la siguiente fórmula de actualización.

Sistema de Almacenamiento de Energía mediante baterías (BESS)

$$C_{BESS-i} = C_{BESS-0} * \left[\left(Coef_1 * \frac{NREL\ Battery_i}{NREL\ Battery_0} + Coef_2 * \frac{PPI_i}{PPI_0} \right) + Coef_3 * \frac{IPC_i}{IPC_0} * \frac{Dol_0}{Dol_i} \right]$$

Donde:

- C_{BESS-i} : Costo de inversión (US\$) actualizado de la tecnología del tipo Sistema BESS, calculado para el período i.
- C_{BESS-0} : Costo de inversión (US\$) actualizado de la tecnología del tipo Sistema BESS, calculado para agosto de 2023.
- Dol_i : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, al promedio mensual, correspondiente al segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.
- Dol_0 : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente a junio de 2023 cuyo valor es 799,87. Este índice base considera un rezago de dos meses respecto a la fecha de referenciación de los costos (agosto 2023).
- $NREL\ Battery_i$: Costo unitario estimado de sistema de almacenamiento de energía mediante baterías según publicación NREL “Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage” correspondiente al año anterior al de la indexación.
- $NREL\ Battery_0$: Costo unitario estimado de sistema de almacenamiento de energía mediante baterías según publicación NREL “Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage”, correspondiente al año 2022 cuyo valor es 482 US\$.
- PPI_i : Producer Price Index- Commodities data for All commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente al cuarto mes anterior al cual se aplique la indexación.

- **PPI_0 :** Producer Producer Price Index- Commodities data for All commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a abril de 2023 cuyo valor es 256,908.
- **IPC_i :** Índice de precios del consumidor publicados por el INE, correspondiente al segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.
- **IPC_0 :** Índice de precios del consumidor publicados por el INE (base 2018=100), para el mes de junio de 2023 cuyo valor es 131,74.
- **$Coef_n$:** Peso de cada indexador en la componente del costo de inversión del sistema del sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS). Su método de cálculo se indica en la sección 13.2.5, y sus valores se encuentran en el Anexo 4.

Luego, para los Costos Fijos de Operación y Mantenimiento, la fórmula de actualización es la siguiente:

$$C_{fijoBESS-i} = C_{fijoBESS-0} * \left[\left(Coef_1 * \frac{PPI_i}{PPI_0} \right) + Coef_2 * \frac{IPC_i}{IPC_0} * \frac{Dol_0}{Dol_i} \right]$$

Donde:

- **$C_{fijoBESS-i}$:** Costo fijo (US\$) actualizado de operación y mantenimiento de la tecnología del tipo Sistema BESS, calculado para el período i.
- **$C_{fijoBESS-0}$:** Costo fijo (US\$) actualizado de operación y mantenimiento de la tecnología del tipo Sistema BESS, correspondiente a agosto de 2023.
- **Dol_i :** Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, al promedio mensual, correspondiente al segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.
- **Dol_0 :** Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central correspondiente a junio de 2023 cuyo valor es 799,87. Este índice base considera un rezago de dos meses respecto a la fecha de referenciación de los costos (agosto 2023).

- **PPI_i :** Producer Price Index- Commodities data for All commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente al cuarto mes anterior al cual se aplique la indexación.
- **PPI_0 :** Producer Price Index- Commodities data for All commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a abril de 2023 cuyo valor es 256,908.
- **IPC_i :** Índice de precios del consumidor publicados por el INE, correspondiente al segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.
- **IPC_0 :** Índice de precios del consumidor publicados por el INE (base 2018=100), para el mes de junio de 2023 cuyo valor es 131,74.
- **$Coef_n$:** Peso de cada indexador en la componente del costo fijo de operación y mantenimiento del sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS). Su método de cálculo se indica en la sección 13.2.5, y sus valores se encuentran en el Anexo 4.

Para los costos variables, no se considera una fórmula de actualización ya que estos no aplican en esta tecnología, es decir, su valor es nulo como se indicó en la sección 7.5.3.

13.2.4 Proyecto Reconversión Central Térmica del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado a Condensador Síncrono

Para el costo de inversión del proyecto de reconversión central térmica del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado a condensador síncrono instalada en el SEN, se considera la fórmula de actualización siguiente:

Proyecto de reconversión central térmica del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado a condensador síncrono

$$C_{PRCTCS-i} = C_{PRCTCS-0} * \left[\left(Coef_1 * \frac{PPIE_i}{PPIE_0} \right) + Coef_2 * \frac{IPC_i}{IPC_0} * \frac{Dol_0}{Dol_i} \right]$$

Donde:

- **$C_{PRCTCS-i}$:** Costo de inversión (US\$) actualizado del proyecto de reconversión de la central térmica del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado a Condensador Síncrono, calculado para el período i .
- **$C_{PRCTCS-0}$:** Costo de inversión (US\$) inicial del proyecto de reconversión de la central térmica del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado a Condensador Síncrono, calculado para agosto de 2023.
- **Dol_i :** Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, al promedio mensual, correspondiente al segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.
- **Dol_0 :** Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central correspondiente a junio de 2023 cuyo valor es 799,87. Este índice base considera un rezago de dos meses respecto a la fecha de referenciación de los costos (agosto 2023).
- **$PPIE_i$:** PPI Electrical equipment mfg, (Serie PCU33531-33531-) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente al cuarto mes anterior al cual se aplique la indexación.
- **$PPIE_0$:** PPI Electrical equipment mfg, (Serie PCU33531-33531-) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a abril de 2023 cuyo valor es 202,750.

- IPC_i : Índice de precios del consumidor publicados por el INE, correspondiente al segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.
- IPC_0 : Índice de precios del consumidor publicados por el INE (base 2018=100), para el mes de junio de 2023 cuyo valor es 131,74.
- $Coef_n$: Peso de cada indexador en la componente del costo fijo de operación y mantenimiento del sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS). Su método de cálculo se indica en la sección 13.2.5, y sus valores se encuentran en el Anexo 4.

Luego, para los Costos Fijos de Operación y Mantenimiento, la fórmula de actualización es la siguiente:

$$C_{fijoPRCTCS-i} = C_{fijoPRCTCS-0} * \left[\left(Coef_1 * \frac{PPI_i}{PPI_0} \right) + Coef_2 * \frac{IPC_i}{IPC_0} * \frac{Dol_0}{Dol_i} \right]$$

Donde:

- $C_{fijoPRCTCS-i}$: Costo fijo (US\$) actualizado de operación y mantenimiento del proyecto de reconversión de la central térmica del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado a Condensador Síncrono, calculado para el período i .
- $C_{fijoPRCTCS-0}$: Costo fijo (US\$) actualizado de operación y mantenimiento del proyecto de reconversión de la central térmica del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado a Condensador Síncrono, correspondiente a agosto de 2023.
- Dol_i : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, al promedio mensual, correspondiente al segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.
- Dol_0 : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central correspondiente a junio de 2023 cuyo valor es 799,87. Este índice base considera un rezago de dos meses respecto a la fecha de referenciación de los costos (agosto 2023).

- **PPI_i** : Producer Price Index- Commodities data for All commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente al cuarto mes anterior al cual se aplique la indexación.
- **PPI_0** : Producer Price Index- Commodities data for All commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a abril de 2023 cuyo valor es 256,908.
- **IPC_i** : Índice de precios del consumidor publicados por el INE, correspondiente al segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.
- **IPC_0** : Índice de precios del consumidor publicados por el INE (base 2018=100), para el mes de junio de 2023 cuyo valor es 131,74.
- **$Coef_n$** : Peso de cada indexador en la componente del costo fijo de operación y mantenimiento del sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS). Su método de cálculo se indica en la sección 13.2.5, y sus valores se encuentran en el Anexo 4.

Para los costos variables, no se considera una fórmula de actualización ya que estos no aplican en esta tecnología, es decir, su valor es nulo como se indicó en la sección 7.5.3.

13.2.5 Coeficientes

Tal como se indicó en la sección 13.1, se definió un conjunto de indexadores y luego a cada una de las partidas del costo de inversión y costos fijos de operación de las instalaciones que entregan potencia de cortocircuito e inercia se le asignó uno de los Indexadores del conjunto analizado (PPI Eléctrico, PPI Motor y Generador, PPI, IPC, etc.), los cuales, según la experiencia del Consultor, reflejan en mejor forma su comportamiento en el tiempo. Luego, a partir de esta asignación se calculan los pesos relativos para cada componente ($Coef_n$), con lo que queda definida la fórmula de indexación del costo de inversión y costo fijo de operación y mantenimiento para cada caso estudiado.

Los pesos relativos de cada indexador para las componentes del costo de inversión y costo fijo de operación y mantenimiento de las instalaciones que entregan potencia de cortocircuito e inercia se muestran en la misma hoja que el presupuesto de inversión de cada alternativa estudiada.

13.2.6 Rango de validez de fórmulas de indexación

Para efectos de verificar la validez y correcto desempeño de las fórmulas de indexación propuestas de los costos de inversión de las tecnologías del tipo condensador síncrono, sistemas BESS y proyectos de reconversión de una central térmica, se procede a desarrollar y mostrar un ejemplo sencillo por cada una de las tecnologías antes señaladas. Los casos analizados de las tecnologías antes señaladas y proyectos de reconversión son los siguientes, todos considerados para el escenario base (barra simple) para la subestación de salida:

- CCSS : Caso CCSS_1 x 55 MVar
- Sistema BESS: Caso BESS 150 MW@1 Hr
- Reconversión : Caso CTermica 1_CCSS+FW+PM

Para estos efectos, se ha definido un nivel de variación para cada indexador utilizado, para lo cual se ha analizado la variación interanual de ellos desde 2011 a la fecha, dejando fuera del análisis los periodos excepcionales como lo fue el intervalo 2021-2022 posterior a la pandemia COVID-19. Por lo anterior, en el siguiente cuadro se muestran las variaciones interanuales de cada indexador utilizado en las fórmulas de indexación, las cuales se calcularon como el cociente entre el valor del indexador a enero de un año dado y el valor del indexador a enero del año anterior menos 1, todo lo anterior multiplicado por 100, según se muestra a continuación. Por ejemplo, para la variación interanual del indexador PPI se tiene la fórmula siguiente:

$$\text{Variación Interanual PPI (\%)} = \left(\frac{PPI_{\text{año } i}}{PPI_{\text{año } i-1}} - 1 \right) * 100$$

	PPI	PPI EL	PPI MyG	IPC	Dólar
Máximo	4,4%	2,9%	4,8%	4,8%	16,3%
Mínimo	-5,8%	-1,3%	-1,4%	1,6%	-8,4%
Promedio	0,7%	1,2%	1,2%	3,2%	4,5%

Tabla 13.1: Variaciones interanuales de los indexadores utilizados

Luego, una vez determinada la magnitud de las variaciones interanuales históricas máximas, mínimas y promedio, se utilizarán valores próximos a los valores históricos promedios, los cuales para efectos del ejemplo serán los siguientes:

- PPI: +1,00%
- PPI El: +2,00%
- PPI MyG: +2,00%
- NrelBAT: - 3,94%
- IPC: +3,00%
- Dólar: -5,00%, 0,00% y +5,00%

Se destaca que para el caso del Sistema BESS se usa la variación que correspondería para el próximo año según la proyección utilizada y para el caso de IPC se considera la meta del Banco

Central en el mediano y largo plazo, la cual por lo demás es muy cercana a la variación promedio indicada la tabla precedente.

En el caso de tipo de cambio se muestra un caso sin variación, un caso con una variación positiva del +5% y un caso con una variación negativa del -5%, con el objeto de mostrar el efecto del tipo de cambio en la fórmula de indexación. Lo anterior, dado que en la fórmula, este indexador opera en forma inversa y su efecto se espera que sea en sentido contrario a la variación, es decir, un aumento del valor del dólar implicaría una baja de costos y viceversa.

Luego los valores actualizados del ejemplo en cuestión para los casos indicados se muestran en las siguientes tablas.

Proyecto	Costo Base Agosto 2023 (US\$)	Costo Actualizado Agosto 2024 (US\$)	Variación Porcentual (%)
CCSS_1 x 55 MVar	13.960.275	14.464.219	+3,61%
BESS 150 MW@ 1 Hr	70.154.782	69.934.714	-0,31%
CTermica 1_CCSS+FW+PM	5.890.953	6.089.145	+3,36%

Tabla 13.2: Ejemplo resultado indexación – Caso Variación Dólar -5%

Proyecto	Costo Base (US\$)	Costo Actualizado (US\$)	Variación Porcentual (%)
CCSS_1 x 55 MVar	13.960.275	14.243.236	+2,03%
BESS 150 MW@ 1 Hr	70.154.782	69.308.334	-1,21%
CTermica 1_CCSS+FW+PM	5.890.953	6.021.289	+2,21%

Tabla 13.3: Ejemplo resultado indexación – Caso Variación Dólar 0%

Proyecto	Costo Base (US\$)	Costo Actualizado (US\$)	Variación Porcentual (%)
CCSS_1 x 55 MVar	13.960.275	14.043.298	+0,59%
BESS 150 MW@ 1 Hr	70.154.782	68.741.610	-2,01%
CTermica 1_CCSS+FW+PM	5.890.953	5.959.896	+1,17%

Tabla 13.4: Ejemplo resultado indexación – Caso Variación Dólar +5%

De las tablas anteriores se ve que el comportamiento de las fórmulas indexación es correcto y acorde a las variaciones de los indicadores utilizados. Se destaca además que según se ve en el segundo y tercer caso, una variación del tipo de cambio opera en sentido inverso a las variaciones de los indexadores, tal como era esperado.

Adicionalmente en las planillas de cálculo de cada tecnología incluidas en el Anexo 4 se agregó una hoja denominada “*Rango Variación Indexación*” donde se muestra el rango de variación de la fórmula para cada indexador, manteniendo los otros indexadores constantes. Dicho rango no va más allá del 10% para variaciones del 30% en el índice en todos los casos estudiados.

En relación con el rango de validez y las limitaciones de las fórmulas de indexación, se comenta lo siguiente:

- En primer lugar, las fórmulas de indexación no son capaces de recoger del todo cambios tecnológicos en el equipamiento principal. Dichas variaciones tecnológicas pueden llevar a cambios relevantes en los costos reales de los proyectos.
- En el caso de los CCSS si bien esta es una tecnología madura la cual debiese tener costos razonablemente estables, de existir alguna mejora técnica no previsible a la fecha, esta podría afectar los costos calculados e invalidar la fórmula de indexación propuesta.
- En el caso de los sistemas BESS, el índice construido (NrelBAT), se basa en una estimación de costos en un escenario promedio (Ver sección 13.1 y publicación [31]), por lo que imprecisiones de esta proyección de costos o bien de concretarse una evolución marcadamente alejada del promedio, como sería una evolución futura de costos de los BESS cercana a los escenarios extremos (optimista y pesimista), podría implicar que la validez de esta fórmula podría verse rápidamente limitada. Lo anterior teniendo en consideración la evolución real de los costos de los BESS a futuro, ya fuese por mejoras tecnológicas o por condiciones de mercado.
- Se destaca que la publicación en la cual se basa el índice NrelBAT se ha publicado desde 2019, al menos cada dos años. Si bien no hay certeza de que se siga publicando, es altamente probable que así sea dada el foco en sistemas de almacenamiento que muestra NREL. Cabe recordar que se usa esta información ya que no hay índices específicos de mercado para sistemas BESS pese al proceso de maduración de ellos, por lo que se deben usar proyecciones como se indicó en la sección 13.1. Ahora bien, en caso de discontinuarse la publicación es posible reemplazarla por otra proyección de costos de los sistemas BESS como por ejemplo las disponibles de Bloomberg y Lazard, entre otros.
- Un punto general que también puede afectar la validez y precisión de las fórmulas de indexación son las variaciones de costos del equipamiento principal producto de razones de mercado asociadas a dicho equipo en específico, que la fórmula de indexación no es capaz de recoger. Estas razones de mercado pueden ser desajustes temporales de oferta y demanda, sobrecostos logísticos, estrategias comerciales de alguno de los fabricantes, etc.
- En relación al punto anterior, se destaca como un antecedente preponderante que los costos de los equipamientos pueden variar en atención a la oferta y la demanda, dado que se tratan de tecnologías que están siendo requeridas de manera exhaustiva en los mercados eléctricos producto de la mayor integración de energías renovables no convencionales a las redes eléctricas en el mundo, factor que podrían no recoger adecuadamente los indexadores.
- Además, hay que considerar que los indexadores utilizados para el equipamiento de origen extranjero provienen en su mayoría del *US Bureau of Labor Statistics* o BLS por sus siglas en inglés, por lo que dichos indexadores recogen las condiciones del mercado estadounidense. Luego si bien estos indexadores están relacionadas a variaciones de costo globales podrían no recoger efectos locales.

- Otro punto relevante que limita la validez de la fórmula de indexación es la correlación entre el índice elegido y la evolución real de los costos. Si bien se seleccionó índices que se estima representan de mejor manera un conjunto de partidas de costos, la correlación de la evolución del índice y los costos reales naturalmente no es perfecta, dado que todos los indexadores se basan en la información de la evolución de un conjunto de bienes. Por ejemplo, en el caso de los costos nacionales, estos están indexados por el IPC. Luego, aunque la evolución de los costos nacionales está bien representada por este indicador, la relación no es perfecta, ya que la canasta con la cual se calcula el IPC incluye diversos elementos ajenos a la obra estudiada.
- Otro punto relevante que limita la validez de las fórmulas es el hecho de que para efectos de la indexación los pesos (coeficientes) se mantienen constantes. Como se indicó en la sección 13.2.5, cada coeficiente representa el peso relativo de cada indexador en el costo total de inversión. Por lo tanto, el rango en el cual es válido suponer que estos pesos se mantengan constantes es solo cuando se tienen variaciones acotadas de los indexadores utilizados en torno a su valor base.
- Como se indicó previamente las variaciones interanuales de los índices son pequeñas, no más allá del 5%, por lo que normalmente este punto no condiciona la validez de la fórmula en periodos razonables (inferiores a 4 años). Además, para mantener válida la fórmula, se debe tener en cuenta que las diferencias relativas entre los índices asociados a las diferentes partidas de costo asociadas no deben ser significativas. Por ejemplo, el aumento porcentual del índice asociado al equipamiento principal no debería ser muy diferente al aumento porcentual de los índices de las otras partidas.
- Todo lo anterior hace que sea razonable acotar en el tiempo la validez de la fórmula y luego de transcurrido este, hacer una revisión de los costos calculados al menos volviendo a cotizar el equipamiento principal y recalculando los pesos (coeficientes) de las fórmulas de indexación. La duración de este periodo no es directa de definir, pero se estima que no es mayor a 3 o 4 años.

13.3 HERRAMIENTA DE CÁLCULO PARA DETERMINAR EL COSTO DE INVERSIÓN Y SU ACTUALIZACIÓN

Las planillas de cálculo mediante las cuales se obtienen los costos de inversión y los costos fijos de operación y mantenimiento de las instalaciones que entregan potencia de cortocircuito e inercia de los distintos tamaños y tecnologías en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se adjuntan como Anexo N° 4.

En el caso de los costos variables de operación y mantenimiento, éstos no se incluyen en dichas planillas de cálculo ya que como se explicó previamente estos se han considerados nulos o bien despreciables.

Por su parte, los indexadores propuestos y elegidos, y sus respectivas fórmulas de indexación del costo de inversión, costos fijos de operación y mantenimiento y costos variables de operación y mantenimiento de las instalaciones para entregar potencia de cortocircuito e inercia al SEN de las distintas tecnologías y tamaños estudiados se muestran en las mismas planillas de cálculo (formato Excel) del Anexo N°4, en las hojas INDEXACION.

14

ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES QUE APORTAN POTENCIA DE CORTOCIRCUITO E INERCIAS PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

COMENTARIOS FINALES Y CONCLUSIONES

14 COMENTARIOS FINALES Y CONCLUSIONES

La determinación de los costos de inversión y costos fijos y variables de operación y mantenimiento de instalaciones que aportan potencia de cortocircuito e inercia en el Sistema Eléctrico Nacional, consideró en primer lugar una revisión de varias fuentes de información tales como publicaciones especializadas de fabricantes o proveedores de distintas tecnologías, publicaciones de organismos técnicos especializados (CIGRE, EPRI, NREL, etc.) y publicaciones académicas mediante las cuales finalmente se pudo establecer las tecnologías con mayor grado de madurez técnica y comercial que resultan adecuadas para las necesidades de estabilidad de la red eléctrica, como es el caso particular de aportes de potencia de cortocircuito e inercia para el SEN.

Asimismo, producto de las recomendaciones del Consultor y la selección en definitiva de las tecnologías del tipo condensador síncrono, sistemas BESS y del proyecto de reconversión de una central térmica del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado a condensador síncrono, fue posible determinar de forma detallada las distintas partidas de costos que componen los costos de inversión y los costos fijos de operación y mantenimiento de las tecnologías y proyectos de reconversión antes señalado.

Respecto de las bases de licitación del SSCC de control de tensión que lleva adelante el CEN, en la cual se establecen como tecnologías requeridas para el aporte de potencia de cortocircuito las del tipo condensador síncrono y proyectos de reconversión de centrales térmicas, se consideran requerimientos de dichos atributos en (4) subestaciones de la zona Norte del SEN. Destaca en esta licitación el hecho de establecer requerimientos de una constante de inercia inicial de 5 MWs/MVA para el proyecto de Condensadores Síncronos, además de relevar la necesidad de que el diseño civil y mecánico de las instalaciones este preparado para futuros valores de una constante de inercia de 10 MWs/MVA. Esto último resulta bastante particular y observable por parte del Consultor, dado que tal como se establece tanto en las bases administrativas, bases técnicas y toda la documentación disponible en el sitio web del CEN relacionada con este proceso licitatorio, el requerimiento principal es el aporte de potencia de cortocircuito lo cual puede ser proveído solo mediante proyectos de la tecnología del tipo condensador síncrono o proyectos de reconversión de centrales térmicas, sin necesidad de incorporar volantes de inercia. Esto último solo aporta mayor cantidad de inercia al SEN. Es decir, este requerimiento adicional de constante de inercia inicial y futura se entiende que no corresponde al objetivo principal establecido en la licitación del SSCC de control de tensión, lo cual indudablemente tiende a que las posibles ofertas que puedan presentar los potenciales proveedores del SSCC solicitado, resulten de un mayor costo de inversión.

Por su parte, en la determinación de los costos de inversión (US\$) y costos unitarios de inversión (US\$/kVA) de la tecnología de condensador síncrono se evidencia que estos presentan economías de escala para el caso de las cotizaciones o presupuestos presentados por el fabricante 1, el cual presentó un tamaño estándar (55 MVA_r) e indicó que, para tamaños mayores, dichos

costos se pueden obtener mediante la configuración de unidades en paralelo. Asimismo, los costos unitarios de inversión (US\$/kVA) del fabricante 2 también presentan economías de escala con la excepción de un quiebre en la tendencia de disminución del costo unitario de inversión a medida que crece el tamaño (MVA) de la unidad del condensador síncrono para el tamaño de 250 MVA de capacidad instalada. En lo que concierne a la tecnología del tipo sistemas BESS, también fue posible verificar que esta presenta economías de escala en los costos de inversión (US\$) y costos unitarios de inversión (US\$/kW) para los tamaños analizados. Además, producto de la continua baja en las partidas de costos de su principal equipamiento como son las baterías, se espera que estas economías de escala en los próximos años sean aún mayores, es decir menores costos de inversión (US\$) y costos unitarios de inversión (US\$/kW) dado principalmente por las perspectivas de crecimiento de los sistemas de almacenamiento para acelerar el proceso de transición energética a nivel nacional y global.

Adicionalmente, es relevante mencionar que los costos unitarios obtenidos son cercanos a las referencias nacionales que se tienen del CEN y la CNE indicadas en el capítulo 4. En el caso particular del fabricante 1, los costos obtenidos son menores a dichas referencias, lo cual podría explicarse por diferencias tecnológicas. Finalmente, se definió la estructura de las fórmulas de actualización, se analizaron los indexadores adecuados y se procedió al cálculo de los coeficientes de las fórmulas de actualización de los costos de inversión y costos fijos de operación y mantenimiento de las tecnologías del tipo condensador síncrono, sistemas BESS y proyecto de reconversión de una central térmica del tipo turbina a vapor en base a carbón pulverizado a condensador síncrono. Dichas fórmulas permiten actualizar los costos de inversión y costos fijos de operación y mantenimiento calculados en este estudio mediante el uso de indexadores de libre disponibilidad.

Al analizar el rango de validez de dichas fórmulas se pudo constatar su adecuado funcionamiento vía ejemplos, constatando que el rango de variación de la fórmula es consistente con los rangos de variación de los indexadores y que el comportamiento frente a variaciones del tipo de cambio (dólar) es inverso, según lo esperado. Asimismo, se analizó el rango de validez de la fórmula de indexación indicando los rangos probables de variaciones de los indexadores y las mayores limitaciones cualitativas que tiene dicha fórmula. Se destaca de estas limitaciones el no ser capaz de recoger cambios tecnológicos y desajustes puntuales de mercado.

Dado lo anterior, se concluye la necesidad de actualizar periódicamente esta estimación de costos de inversión, al menos cotizando periódicamente el equipamiento principal, considerando que este explica del orden de 40% a 70% del total del costo de inversión en las tecnologías estudiadas. Esta actualización debiese hacerse típicamente cada 3 o 4 años y con ello actualizar la estimación de costos y las respectivas fórmulas de indexación.

15 REFERENCIAS

- [1] J. Fuhrmann, R. Werner, J. da Cunha and H. Eckel, "Enhancing short-circuit capability of high-performance IGBTs by gate-drive unit," PCIM Europe 2019; International Exhibition and Conference for Power Electronics, Intelligent Motion, Renewable Energy and Energy Management, Nuremberg, Germany, 2019, pp. 1-7.
- [2] E. Muljadi, N. Samaan, V. Gevorgian, Jun Li and S. Pasupulati, "Short circuit current contribution for different wind turbine generator types," IEEE PES General Meeting, Minneapolis, MN, USA, 2010, pp. 1-8, doi: 10.1109/PES.2010.5589677.
- [3] Singh, M., & Patil, D. (2022). Short Circuit Modelling and Analysis of PV Inverters in Large Solar Farms. Power Research - A Journal of CPRI, 17(2), 67–74. <https://doi.org/10.33686/pwj.v17i2.1064>
- [4] Tobias Neumann, István Erlich, Short Circuit Current Contribution of a Photovoltaic Power Plant, IFAC Proceedings Volumes, Volume 45, Issue 21, 2012, Pages 343-348.
- [5] SMA, Short-Circuit Currents - Information on short-circuit currents in SMA PV inverters - Sunny Tripower, Sunny Highpower, Sunny Tripower Storage, Iscpv-TI-en-21 | Version 2.1
- [6] J. Aho, A. Syomushkin and R. Jessler, "Description and evaluation of 3-level VSC topology based statcom for fast compensation applications," 9th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2010), London, 2010, pp. 1-3, doi: 10.1049/cp.2010.0969.
- [7] Siemens, Basic Design SVC Plus Doc P-011033 Portal Infotécnica Coordinador Eléctrico Nacional <https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/compensadores-estaticos-reactivos>
- [8] Grid-Forming Power Inverters Control and Applications 1st Edition Edited By Nabil Mohammed, Hassan Haes Alhelou, Behrooz Bahrani 2023
- [9] energiE, "Estudio de levantamiento de metodologías, exigencias regulatorias y métricas para evaluar los niveles de inercia y potencia de cortocircuito eficientes para el Sistema Eléctrico Nacional", 2023.
- [10] TENNET <https://www.tennet.eu/battery-energy-storage-systems-bess>
- [11] Vairavasundaram, I.; Varadarajan, V.; Pavankumar, P.J.; Kanagavel, R.K.; Ravi, L.; Vairavasundaram, S. A Review on Small Power Rating PV Inverter Topologies and Smart PV Inverters. Electronics 2021, 10, 1296. <https://doi.org/10.3390/electronics10111296>

- [12] Webinar “Grid Forming Energy Storage: Provides Virtual Inertia, Interconnects Renewables and Unlocks Revenue” by Stephen Sproul, Stanislav Cherevatskiy – Hitachi ABB Power Grids, Hugo Klingenberg – ElectraNet.
- [13] CIGRE TB 885, Guide on the assessment, specification and design of synchronous condenser for power system with predominance of low or zero inertia generators, 2022.
- [14] GIZ, Ministerio de Energía, Inodú, Estudio de análisis de dos opciones tecnológicas de reconversión de las termoeléctricas y su integración al Sistema Eléctrico Nacional, Santiago de Chile, 2021
- [15] EPRI, Turbine-Generator Topics for Power Plant Engineers: Converting a Synchronous Generator for Operation as a Synchronous Condenser, Product ID 3002002902, March 2014
- [16] Coordinador Eléctrico Nacional, Análisis de la Operación y Abastecimiento del Sistema Eléctrico Nacional de Chile en un escenario de retiro total de centrales a carbón al año 2025.
- [17] Coordinador Eléctrico Nacional, Bases De Licitación Para La Adjudicación De Los Derechos De Ejecución Y Explotación Del Proyecto Línea HvdC Kimal – Lo Aguirre; Anexo 5 ETF, mayo 2021.
- [18] Alexis P. Malosemoff, Progress in HTS Power Applications in the United States, Journal of Cryogenics, Sociedad Japonesa de, Vol.41, No4, 2006.
- [19] Stiger, R. A. Rivas and M. Halonen, "Synchronous Condensers Contribution to Inertia and Short Circuit Current in Cooperation with STATCOM," 2019 IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia (GTD Asia), Bangkok, Thailand, 2019, pp. 955-959, doi: 10.1109/GTDAsia.2019.8715893.
- [20] <https://www.nsenergybusiness.com/news/ge-synchronous-condensers-italy/>
- [21] Cardozo, Carmen & Denis, Guillaume & Prevost, Thibault & Zubiaga, Markel & Valera, Juan & Sanchez-Ruiz, Alain & Vernay, Yannick. (2020). OSMOSE WP3: Factory Acceptance Test of the grid forming demonstrator.
- [22] Mongird, Kendall, Vilayanur Viswanathan, Patrick Balducci, Jan Alam, Vanshika Fotedar, Vladimir Koritarov, and Boualem Hadjerioua. 2020. "An Evaluation of Energy Storage Cost and Performance Characteristics" Energies 13, no. 13: 3307. <https://doi.org/10.3390/en13133307>
- [23] Amirhasan Moghadasi, Arif Sarwat, Josep M. Guerrero, “A comprehensive review of low-voltage-ride-through methods for fixed-speed wind power generators”, Renewable and Sustainable Energy Reviews 55 (2016) 823–839
- [24] CNE, Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2022, mayo 2023

- [25] Coordinador Eléctrico Nacional, Informe de Servicios Complementarios Año 2023, versión diciembre 2022.
- [26] Coordinador Eléctrico Nacional, Roadshow, Licitación SSCC CT. 04.05.2023
- [27] Synchronous Condenser Systems, GE, https://www.gegridsolutions.com/products/brochures/powerd_vtf/Synch_Cond_web.pdf
- [28] Synchronous Condenser, Ansaldo Energía, <https://www.ansaldoenergia.com/fileadmin/Brochure/AnsaldoEnergia-SYNCHRONOUSCONDENSERS-20220622.pdf>
- [29] The benefits of implementing Synchronous Compensators in grids with high penetration of Renewables, H. Biellmann (GE), M. Buquet (GE), P. Chay (GE) and A. Schwery (GE), V. Costan (EDF), JI. Drommi (EDF) y G. Prime (EDF), CIGRE Session 48, Paris 2020
- [30] M. Caldora et al., "Synchronous condensers with flywheel for power systems with high penetration of RES: the case of Italian transmission grid," 2022 AEIT International Annual Conference (AEIT), Rome, Italy, 2022, pp. 1-5, doi: 10.23919/AEIT56783.2022.9951735.
- [31] Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update, NREL, <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/85332.pdf>
- [32] Estudio de Almacenamiento de Energía en el SEN, Coordinador Eléctrico Nacional. Agosto 2023, <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/09/2308-Estudio-de-Almacenamiento-2023.pdf>
- [33] Estudio Hacia un Sistema 100% Renovable: Almacenamiento de Larga Duración, Carlos Suazo-Martínez, SPEC – Rodrigo Moreno, ISCI – Eduardo Pereira, SPEC – Alex Villamarín, ISCI – 2023, <https://lnkd.in/eKTpnfuG>
- [34] Annual Technology Baseline, NREL, https://atb.nrel.gov/electricity/2023/utility-scale_battery_storage
- [35] International Practices for Reactive Power, Short Circuit Power and Synchronous Inertia Compensation And Tariff Model Proposal for Pilot Synchronous Condenser Implementation, Study Committee SC-C5 | PS 3, Session 2022, CIGRE
- [36] The benefits of implementing Synchronous Compensators in grids with high penetration of Renewables, Session 48, A1-102, Paris 2020, CIGRE
- [37] Synchronous Condenser, GE Steam Power, <https://www.ge.com/steam-power/products/synchronous-condenser>
- [38] J. Glassmire, H. Bitaraf, S. Cherevatskiy and D. Cicio, "Using energy storage to stabilise grids and increase revenues," CIRED 2020 Berlin Workshop (CIRED 2020), Online Conference, 2020, pp. 484-486, doi: 10.1049/oap-cired.2021.0096.

[39] Alexander DEECKE, Rafael KAWECKI, Siemens AG, Power and Gas, Instrumentation and Electrical, Usage of existing power plants as synchronous condenser.

[40] Press Release,
https://www.ansaldoenergia.com/fileadmin/press_release/2020/2/PressRelease_Terna_26feb.pdf

ANEXOS

ANEXO 2

PLANOS DE DISPOSICIÓN (LAYOUT) DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS EN ESTUDIO

ANEXO 3

DIAGRAMAS UNILINEALES SIMPLIFICADOS DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS EN ESTUDIO

ANEXO 4
PLANILLAS DE CÁLCULO DE LOS COSTOS DE
INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN DE LAS
DISTINTAS TECNOLOGÍAS EN ESTUDIO

ANEXO 5

PLAN DE MANTENIMIENTO TÍPICO CONDENSADOR SÍNCRONO

ANEXO 6
PROYECCIÓN DE COSTOS DE ALMACENAMIENTO
EN BATERÍAS A ESCALA COMERCIAL -
ACTUALIZACIÓN 2023

ANEXO 7
RESULTADOS PROCESO DE LICITACIÓN DEL
SERVICIO DE DISEÑO DE MERCADO DE
ESTABILIDAD DEL REINO UNIDO