COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Ministerio de Energía

REF: Aprueba Informe Final de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria.

SANTIAGO, 22 de junio de 2017

RESOLUCION EXENTA Nº 320

VISTOS

a) Lo dispuesto en el artículo 7° y 9° letra h) del D.L. N° 2.224 de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante, la Comisión;

b) Lo dispuesto en el Decreto con Fuerza de Ley N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1 del Ministerio de Minería, de 1982, en adelante, "Ley General de Servicios Eléctricos" o la "Ley";

c) La Ley N° 20.936, que Establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y Crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante, "Ley N° 20.936", en particular su artículo decimotercero transitorio;

d) Lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 668, de fecha 14 de septiembre de 2016, modificada por Resolución Exenta CNE N° 734, de 26 de octubre de 2016, en adelante e indistintamente "Resolución N° 668";

e) Las presentaciones efectuadas por las empresas Colbún S.A., AES GENER S.A., Transelec S.A., Sistema de Transmisión del Sur. S.A., Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Sociedad Austral de Electricidad S.A., Enel Distribución Chile S.A., Engie Energía Chile S.A., Chilquinta Energía S.A., Transnet S.A. (actual CGE S.A.), Empresa Eléctrica de Arica S.A., Empresa Eléctrica de Iquique S.A., Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A., Transemel S.A., Cooperativa Eléctrica de Llanquihue Ltda.,

Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda. y Luz Parral S.A.;

f) Lo informado por el ex Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande, CDEC-SING, (actual Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional), a través de su carta CDEC-SING N° 2116/2016, de fecha 29 de diciembre de 2016;

g) Lo informado por el ex Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central, CDEC-SIC, (actual Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional), a través de su carta D.P.D. N° 00170/2016, de fecha 30 de diciembre de 2016;

h) Lo solicitado por la Comisión mediante cartas CNE N°s 779, 780, 781, 782, 783, 784, 785, 786 y 787, todas de fecha 15 de diciembre de 2016, y mediante carta CNE N° 805, de fecha 23 de diciembre de 2016;

i) Lo informado por las empresas Transelec S.A., Sistema de Transmisión del Sur. S.A., Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Sociedad Austral de Electricidad S.A., Enel Distribución Chile S.A., Engie Energía Chile S.A., Chilquinta Energía S.A., CGE S.A., Cooperativa Eléctrica de Llanquihue Ltda., Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda. y Luz Parral S.A., en respuesta a los requerimientos efectuados por esta Comisión en virtud de las cartas individualizadas en el Visto h) precedente;

j) Lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 211, de fecha 26 de abril de 2017, que Aprueba Informe Preliminar de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria;

k) Las observaciones presentadas por las empresas Compañía General de Electricidad S.A.; Enel Distribución S.A.; Grupo SAESA; Transelec S.A.; Chilquinta Energía S.A.; Engie Energía S.A.; y Colbún S.A.; y

l) La Resolución Nº 1.600 de 2008, de la Contraloría General de la República.

CONSIDERANDO:

a) Que, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo decimotercero transitorio de la Ley N° 20.936, el Ministerio de Energía, previa resolución exenta de la Comisión, fijará mediante decreto supremo expedido bajo la fórmula por orden del Presidente de la República, el listado de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria;

b) Que, mediante Resolución N° 668 se estableció un procedimiento especial para la adecuada implementación del proceso ad-hoc de determinación de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria, a que se refiere el artículo decimotercero transitorio de la Ley N° 20.936;

c) Que, con arreglo a lo dispuesto en el artículo decimotercero transitorio de la Ley N° 20.936 y conforme a las condiciones y plazo establecidos en la Resolución N° 668, las empresas Colbún S.A., AES GENER S.A., Transelec S.A., Sistema de Transmisión del Sur. S.A., Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Sociedad Austral de Electricidad S.A., Enel Distribución Chile S.A., Engie Energía Chile S.A., Chilquinta Energía S.A., Transnet S.A. (actual CGE S.A.), Empresa Eléctrica de Arica S.A., Empresa Eléctrica de Iquique S.A., Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A., Transemel S.A., Cooperativa Eléctrica de Llanquihue Ltda., Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda. y Luz Parral S.A., presentaron ante esta Comisión sus respectivas nóminas de obras en construcción al 31 de octubre de 2016 y sus propuestas de expansión de transmisión zonal;

d) Que mediante cartas CNE Nºs 779, 780, 781, 782, 783, 784, 785, 786 y 787, todas de fecha 15 de diciembre de 2016, y mediante carta CNE N° 805, de fecha 23 de diciembre de 2016, la Comisión solicitó las aclaraciones que en cada caso se indica, a las empresas Transelec S.A., Sistema de

Transmisión del Sur. S.A., Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Sociedad Austral de Electricidad S.A., Enel Distribución Chile S.A., Engie Energía Chile S.A., Chilquinta Energía S.A., Transnet S.A. (actual CGE S.A.), Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A., Cooperativa Eléctrica de Llanquihue Ltda., Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda. y Luz Parral S.A.;

e) Que mediante cartas CDEC-SING N° 2116/2016, de fecha 29 de diciembre de 2016 y D.P.D. N° 00170/2016, de fecha 30 de diciembre de 2016, los ex Centros de Despacho Económico de Carga de los Sistemas Interconectados del Norte Grande y Central, respectivamente, (actual Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional), informaron su parecer respecto de las propuestas de expansión presentadas por las empresas de transmisión zonal;

f) Que mediante Resolución Exenta N° 211, de 26 de abril de 2017, la Comisión aprobó el Informe Preliminar de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria;

g) Que presentaron observaciones al informe indicado en el considerando precedente las empresas Compañía General de Electricidad S.A.; Enel Distribución Chile S.A.; Grupo SAESA; Transelec S.A.; Chilquinta Energía S.A.; Engie Energía Chile S.A.; y Colbún S.A.; y

h) Que de esta manera, habiéndose dado cumplimiento a las respectivas etapas e hitos indicados en el artículo decimotercero transitorio de la Ley 20.936, corresponde definir mediante el presente acto administrativo el listado final de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria.

RESUELVO:

ARTÍCULO PRIMERO: Apruébase el "Informe Final de Instalaciones de Transmisión Zonal de Ejecución Obligatoria", cuyo texto se transcribe a continuación:

INFORME FINAL DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN ZONAL DE EJECUCIÓN OBLIGATORIA

SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL Y SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE

Junio de 2017

Santiago de Chile

ÍNDICE

1 INTRODUCCIÓN 11

2 RESUMEN EJECUTIVO 16

3 LISTADO DE OBRAS DE EJECUCIÓN OBLIGATORIA, EN CONSTRUCCIÓN AL 31 DE OCTUBRE DE 2016 17

3.1 CHILQUINTA ENERGÍA S.A. 17

3.1.1 Nueva línea 2x110 kV Tap Off Mayaca - Mayaca 18

3.1.2 Nueva línea 2x110 kV Tap Off Peñablanca – Peñablanca 18

3.1.3 Nueva S/E Mayaca 110/12 kV 30 MVA 18

3.1.4 Nueva S/E Peñablanca 110/12 kV 30 MVA 18

3.1.5 Nueva S/E Tap Off Mayaca 110 kV 18

3.1.6 Aumento de capacidad en S/E La Calera 18

3.1.7 Nuevo Transformador en S/E Las Vegas 19

3.1.8 Aumento de capacidad en S/E Reñaca 19

3.1.9 Aumento de capacidad en S/E San Antonio 19

3.1.10 Aumento de capacidad en S/E San Felipe 19

3.1.11 Nuevo Transformador en S/E Valparaíso 19

3.2 COOPERATIVA DE CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CHILLÁN LTDA. 19

3.2.1 Aumento de capacidad en S/E Cocharcas 20

3.2.2 Aumento de capacidad en S/E Tres Esquinas Bulnes 20

3.2.3 Nueva S/E Los Tilos Bulnes 66/13,8 kV 12 MVA 20

3.2.4 Nueva S/E Quilmo II 66/33 kV 12 MVA 20

3.2.5 Nueva línea 1x33 kV Santa Elisa – Confluencia 21

3.3 ENEL DISTRIBUCIÓN S.A. 21

3.3.1 Aumento de capacidad tramo de línea 2x110 kV Tap Santa Elena – Tap Macul 22

3.3.2 Aumento de capacidad tramo de línea 2x110 kV Lo Espejo – Tap Cisterna 22

3.3.3 Aumento de capacidad tramo de línea 2x110 kV Los Almendros – Tap Los Dominicos 22

3.3.4 Aumento de capacidad en S/E Alonso de Córdova 22

3.3.5 Nuevo Transformador en S/E Bicentenario 22

3.3.6 Nuevo Transformador en S/E Brasil 22

3.3.7 Nuevo Transformador en S/E Chacabuco 23

3.3.8 Nuevo Transformador en S/E Chicureo 23

3.3.9 Aumento de capacidad en S/E Club Hípico 23

3.3.10 Nuevo Transformador en S/E La Cisterna 23
3.3.11 Nuevo Transformador en S/E Lo Boza 23
3.3.12 Aumento de capacidad en S/E Los Dominicos 23
3.3.13 Nuevo Transformador en S/E Panamericana 23
3.3.14 Aumento de capacidad en S/E Quilicura 24
3.3.15 Nuevo Transformador en S/E San Bernardo 24
3.3.16 Aumento de capacidad en S/E San Joaquín 24
3.3.17 Aumento de capacidad en S/E San José 24
3.3.18 Nuevo Transformador en S/E San Pablo 24
3.3.19 Nuevo Transformador en S/E Santa Rosa Sur 24
3.4 ENGIE ENERGÍA CHILE S.A. 24
3.4.1 Seccionamiento de barra en S/E Antofagasta 110 kV 25
3.4.2 Ampliación en S/E Mejillones 25
3.5 GRUPO CGE 25
3.5.1 Nueva línea 2x66 kV Pan de Azúcar – Guayacán 27
3.5.2 Nueva S/E Padre Hurtado 110/23 kV y Línea 1x110 kV Santa Marta – Padre Hurtado 27
3.5.3 Nueva línea 1x66 kV Fátima – Isla de Maipo 27
3.5.4 Proyecto Apoyo Maule 28
3.5.5 Nueva S/E Curanilahue Norte 66 kV y Nueva línea 1x66 kV Horcones – Tres Pinos 28
3.5.6 Proyecto El Peñón – Pan de Azúcar 28
3.5.7 Aumento de capacidad tramo de línea 1x66 kV Teno – Rauquén 28
3.5.8 Aumento de capacidad tramo de línea 1x110 kV Choapa – Illapel 28
3.5.9 Aumento de capacidad línea 1x66 kV Rancagua - Indura 29
3.5.10 Aumento de capacidad línea 1x66 kV Tap Graneros – Graneros 29
3.5.11 Aumento de capacidad línea 1x66 kV San Fernando – Placilla 29
3.5.12 Aumento de capacidad línea 1x66 kV Placilla - Nancagua 29
3.5.13 Aumento de capacidad línea 2x66 kV Rancagua - Alameda 29
3.5.14 Aumento de capacidad línea 1x154 kV Empalme Teno – Teno 29
3.5.15 Aumento de capacidad línea 1x66 kV Chivilcán – Las Encinas - Padre Las Casas 30
3.5.16 Aumento de capacidad línea 1x110 kV Pan de Azúcar – San Joaquín 30
3.5.17 Nueva S/E Los Peumos 220/66 kV 30
3.5.18 Nueva S/E Lota 66 kV 30
3.5.19 Aumento de capacidad en S/E Bollenar 30
3.5.20 Aumento de capacidad en S/E La Manga 31
3.5.21 Aumento de capacidad en S/E Portezuelo 31

3.5.22 Nuevo Transformador en S/E Chillán 31
3.5.23 Nuevo Transformador en S/E Los Maquis 31
3.5.24 Aumento de capacidad en S/E Angol....31
3.5.25 Aumento de capacidad en S/E Pillanlelbún 31
3.5.26 Nuevo Transformador en S/E Mariscal....32
3.5.27 Aumento de capacidad en S/E Nueva Malloa 32
3.5.28 Nuevo Transformador en S/E Punta Cortés....32
3.5.29 Nuevo Transformador en S/E Curicó 32
3.5.30 Nuevo Transformador en S/E Talca 32
3.5.31 Aumento de capacidad en S/E Punta de Cortés 32
3.5.32 Aumento de capacidad en S/E Villa Alegre....33
3.5.33 Aumento de capacidad en S/E Curanilahue 33
3.5.34 Nuevo Transformador en S/E Talcahuano....33
3.5.35 Aumento de capacidad en S/E San Juan....33
3.5.36 Nuevo Transformador en S/E Malloa 33
3.5.37 Aumento de capacidad en S/E Quinta de Tilcoco....33
3.5.38 Nuevo Transformador en S/E Loncoche 34
3.5.39 Aumento de capacidad en S/E Lebu 34
3.5.1 Aumento de capacidad en S/E Chinchorro....34
3.5.1 Aumento de capacidad en S/E Alto Hospicio 35
3.5.1 Nuevo Transformador en S/E La Negra 35
3.6 GRUPO SAESA....35
3.6.1 Proyecto Chiloé – Gamboa 36
3.6.2 Nueva S/E Llollelhue 220/66 kV 2x90 MVA 36
3.6.3 Nueva línea 2x66 kV Llollelhue – La Unión 37
3.6.4 Nueva S/E Llanquihue 220 kV....37
3.6.5 Proyecto Paranal – Armazones....37
3.6.6 Nueva S/E Río Negro 66/23 kV 10 MVA 37
3.6.7 Nuevo Transformador en S/E Osorno 66/23 kV 30 MVA 38
3.6.8 Aumento de capacidad en S/E Frutillar 38
3.6.9 Nueva S/E Pargua 110/23 kV 30 MVA 38
3.6.10 Nueva S/E Pargua 220/110 kV 60 MVA 38
3.6.11 Nuevo Transformador en S/E Puerto Montt 220/23 kV 60 MVA 39
3.6.12 Proyecto La Misión 39
3.6.13 Nueva S/E Sangra 66/23 kV 30 MVA 39

3.6.14 Nueva S/E Chirre 110/23 kV 16 MVA 39
3.6.1 Nueva S/E Santa Bárbara 66/13,2 kV 5 MVA 40
3.6.2 Nueva S/E Cunco 110/23 kV 16 MVA 40
3.6.3 Nueva S/E Deuco 66/13,2 kV 16 MVA 40
3.6.4 Aumento de capacidad en S/E Lota 66/13,8 kV 30 MVA 41
3.6.5 Proyecto Larqui 41
3.7 LUZ PARRAL S.A. 41
3.7.1 Nueva S/E Paso Hondo 66/13,2 kV 12,5 MVA 41
3.8 TRANSELEC S.A. 42
3.8.1 S/E Castilla 42
3.8.2 Nuevos Transformadores en S/E Pan de Azúcar 42
3.8.3 Nuevo Transformador en S/E Quillota 42
3.8.4 Nuevo Transformador en S/E Cerro Navia 43
3.8.5 Nuevo Transformador en S/E Itahue 43
4 LISTADO DE OBRAS DE EJECUCIÓN OBLIGATORIA DE EXPANSIÓN ZONAL 44
4.1 OBRAS DE AMPLIACIÓN 44
4.1.1 Ampliación en S/E Capricornio 44
4.1.2 Ampliación en S/E Parinacota 45
4.1.3 Ampliación en S/E Cóndores 45
4.1.4 Ampliación en S/E Calama 46
4.1.5 Ampliación en S/E Quiani 46
4.1.1 Ampliación en S/E Copayapu 47
4.1.2 Ampliación en S/E San Joaquín 47
4.1.3 Ampliación en S/E Combarbalá 48
4.1.4 Aumento de capacidad de línea 1x110 kV Maitencillo – Algarrobo 48
4.1.1 Doble barra Tap Algarrobo 49
4.1.2 Ampliación en S/E Agua Santa 50
4.1.3 Ampliación en S/E Catemu 50
4.1.4 Ampliación en S/E Bosquemar 51
4.1.5 Ampliación en S/E Placilla 51
4.1.6 Ampliación en S/E Río Blanco 51
4.1.7 Ampliación en S/E San Antonio 52
4.1.8 Ampliación en S/E San Felipe 52
4.1.1 Ampliación en S/E Altamirano 53
4.1.2 Ampliación en S/E Macul 54

4.1.3 Ampliación en S/E Pudahuel 54
4.1.4 Ampliación en S/E La Dehesa 54
4.1.5 Ampliación en S/E Cerro Navia 55
4.1.6 Modificación de paños de conexión de línea 2x110 kV Las Vegas – Cerro Navia en nuevo patio GIS 110 kV S/E Cerro Navia 110 kV 55
4.1.7 Modificación de conexión de paños de transformación TR5 y nuevo banco en nuevo patio GIS 110 kV S/E Cerro Navia 110 kV 56
4.1.8 Seccionamiento en S/E Pirque 56
4.1.9 Ampliación en S/E Pirque 57
4.1.1 Ampliación en S/E Alto Melipilla 59
4.1.2 Ampliación en S/E La Esperanza 59
4.1.3 Ampliación en S/E Alcones 60
4.1.4 Aumento de capacidad de transmisión en Línea 1x66 kV El Maitén – El Paico – El Monte 60
4.1.5 Ampliación en S/E Nancagua 61
4.1.6 Ampliación en S/E Paniahue 61
4.1.7 Ampliación en S/E Alameda 61
4.1.8 Ampliación en S/E Graneros 62
4.1.9 Ampliación en S/E Constitución 62
4.1.10 Ampliación en S/E Cauquenes 63
4.1.11 Ampliación en S/E San Carlos 64
4.1.12 Ampliación en S/E La Palma 64
4.1.13 Ampliación en S/E Maule 65
4.1.14 Ampliación en S/E San Javier 65
4.1.15 Aumento de capacidad en S/E San Pedro 65
4.1.16 Ampliación en S/E Mahns 66
4.1.17 Ampliación en S/E Curacautín 66
4.1.18 Ampliación en S/E El Avellano 67
4.1.19 Ampliación en S/E Collipulli 67
4.1.20 Ampliación en S/E Lautaro 68
4.1.21 Ampliación de S/E Punta de Cortés 68
4.1.22 Seccionamiento en línea 2x154 kV Alto Jahuel – Tinguiririca en S/E Punta de Cortés 68
4.1.23 Ampliación en S/E Tomé 69
4.1.24 Ampliación en S/E Itahue 69
4.1.25 Ampliación en S/E Chiguayante 70
4.1.26 Ampliación en S/E Parral 70
4.1.27 Seccionamiento en Tap Linares Norte 70

4.1.28 Ampliación en S/E Linares Norte 71
4.1.29 Aumento de capacidad de transformación en S/E Longaví 71
4.1.30 Seccionamiento en S/E San Gregorio 72
4.1.31 Ampliación en S/E San Gregorio 72
4.1.32 Seccionamiento en S/E Panimávida 73
4.1.33 Ampliación en S/E Panimávida 73
4.1.34 Cambio circuitos 1x154 kV Charrúa - Tap Chillán y 1x154 kV Charrúa – Monterrico 73
4.1.35 Ampliación en S/E Monterrico 74
4.1.36 Ampliación en S/E Ejército 74
4.1.37 Ampliación en S/E Pitrufquén 75
4.1.38 Ampliación en S/E Padre Las Casas 75
4.1.39 Ampliación en S/E San Vicente de Tagua Tagua 76
4.1.40 Aumento de capacidad de transmisión en Línea 2x66 kV Maule – Talca 76
4.1.1 Ampliación en S/E Nueva Valdivia 77
4.2 OBRAS NUEVAS 79
4.2.1 Nueva Subestación Guardiamarina 110/23-13 kV 79
4.2.1 Nueva Subestación Río Aconcagua 220/110 kV 80
4.2.2 Subestación Nueva Casablanca 220/66 kV 80
4.2.3 Nueva Subestación La Pólvora 220/110 kV 81
4.2.4 Nueva Línea 2x220 kV Nueva Alto Melipilla – Nueva Casablanca – La Pólvora – Agua Santa 82
4.2.5 Subestación Nueva Panquehue 110/ 13,8 kV 82
4.2.6 Subestación Seccionadora Nueva San Rafael 110 kV. 83
4.2.7 Construcción Bypass 2x110 kV San Rafael 83
4.2.1 Nueva Subestación Pueblo Seco 154 kV 84
4.2.2 Nueva Línea 2x220 kV Mataquito – Nueva Nirivilo – Nueva Cauquenes – Dichato - Hualqui 85
4.2.3 Nueva Línea 2x220 kV Itahue - Mataquito 85
4.2.4 Nueva Subestación Seccionadora Hualqui 220 /66 kV 86
4.2.5 Subestación Nueva Nirivilo 220/66 kV 86
4.2.6 Subestación Nueva Cauquenes 220/66 kV 87
4.2.7 Subestación Dichato 220/66 kV 88
4.2.8 Nueva Subestación Mataquito 220/66 kV 89
4.2.9 Nueva Línea 2x66 kV Nueva Cauquenes – Parral 89
4.2.10 Nueva línea 2x66 kV Nueva Cauquenes – Cauquenes 90
4.2.11 Nueva Línea 2x66 kV Dichato – Tomé 90
4.2.12 Nueva Línea 2x66 kV Hualqui – Chiguayante 91

4.2.13 Nueva Subestación Trébol 220/66 kV 91
4.2.14 Nueva Subestación Guindo 220/66 kV 92
4.2.15 Nueva Línea 2x66 kV Trébol – Ejército 92
4.2.16 Nueva Subestación Los Varones 220/66 kV 93
4.2.17 Nueva Línea 2x66 kV Los Varones – El Avellano 94
4.2.18 Nueva Subestación Lastarria 220/66 kV 94
4.2.19 Subestación Nueva Metrenco 220/66 kV 95
4.2.20 Nueva Subestación Enlace Imperial 66/23 kV 95
4.2.21 Línea 2x66 kV Nueva Metrenco – Enlace Imperial 96
4.2.1 Nueva Línea 2x66 kV Nueva Valdivia – Picarte, tendido del primer circuito 96
4.2.2 Nueva Línea 2x220 kV Gamboa – Chonchi energizada en 110 kV, tendido del primer circuito 97
5 ANTECEDENTES 98
5.1 PROYECCIÓN DE DEMANDA UTILIZADA 98
5.1.1 Demanda en Sistema Interconectado Central 98
5.1.2 Demanda en Sistema Interconectado del Norte Grande 99
5.1.3 Precio de Combustibles 99
5.1.4 Costo de Falla 100
5.1.5 Costos Unitarios de Inversión 100
5.1.6 Tasa de Actualización 101
5.1.7 Ley 20.698 101
5.1.8 Modelamiento de la demanda y de las Unidades Solares y Eólicas 101
5.2 ESCENARIOS DE PLANES DE OBRA EN GENERACIÓN DEL SIC Y SING 102
5.2.1 Escenario 1 (ERNC Norte) 103
5.2.2 Escenario 2 (ERNC Sur) 103
5.2.3 Escenario 3 (Licitación) 103
5.2.4 Escenario 4 (Licitación++) 104
5.2.5 Planes de Obra de Generación 104
5.3 PROYECTOS DE GENERACIÓN COMPROMETIDOS 108
5.4 PLANES DE OBRA DE TRANSMISIÓN 109
6 ANÁLISIS NECESIDADES DE EXPANSIÓN 110
6.1 MARCO METODOLÓGICO 110
6.2 PROCEDIMIENTO DE ADAPTACIÓN 110
6.2.1 Aspectos Generales de la Metodología 110
6.2.2 Adecuación del Plan de Obras de Generación 111
6.2.3 Adecuación y Definición del Sistema de Transmisión 111

6.2.4 Procedimiento de Sensibilización 111
6.2.5 Reducción de Sistemas de Transmisión en Software OSE2000 112
7 EVALUACIÓN DE LOS PROYECTOS 114
7.1 NECESIDADES DE EXPANSIÓN ZONAL SISTEMA A 114
7.1.1 Proyecto en S/E Capricornio 220/110 kV 114
7.1.2 Nueva S/E Seccionadora GuadiaMarina 110 kV 115
7.2 NECESIDADES DE EXPANSIÓN ZONAL SISTEMA B 116
7.2.1 Proyecto Cardones – Caldera 110 kV 116
7.3 NECESIDADES DE EXPANSIÓN ZONAL SISTEMA C 117
7.3.1 Nueva S/E Seccionadora Río Aconcagua 220/110 kV 117
7.3.2 Nuevo Transformador en S/E Agua Santa 220/110 kV 119
7.4 NECESIDADES DE EXPANSIÓN ZONAL SISTEMA E 119
7.4.1 Proyecto de Expansión Zonal Concepción 119
7.4.2 Proyecto de Expansión Los Ángeles 122
7.4.3 Proyecto de Expansión Monterrico 123
7.5 NECESIDADES DE EXPANSIÓN ZONAL SISTEMA F 125
7.5.1 Proyecto Metrenco – Lastarria 125
7.6 NECESIDADES DE EXPANSIÓN ZONAL POR SEGURIDAD 126
7.6.1 Nueva S/E Nueva Casablanca 220/066 1x150 MVA, nueva S/E La Pólvora 220/110 1x150 MVA y nueva línea 2x220 Alto Melipilla – Nueva Casablanca – La Pólvora – Agua Santa 127
7.6.2 Aumento de Capacidad en S/E Alameda 128
7.6.3 Nueva Seccionadora Punta de Cortés 154 kV 129
7.6.4 Seccionamiento en línea 2x154 kV Alto Jahuel – Tinguiririca en S/E Punta de Cortés 131
7.6.5 Seccionamiento línea Maipo – Puente Alto CMPC en S/E Pirque 131
7.6.6 Proyecto de Expansión Costero Zona Sur 131
7.6.7 Nueva S/E Pueblo Seco 133
7.7 NECESIDADES DE EXPANSIÓN ZONAL POR SUFICIENCIA 133
7.7.1 Ampliación en S/E Cerro Navia 134
8 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS DE EXPANSIÓN 135
8.1 PRESUPUESTOS DE LAS OBRAS DE AMPLIACIÓN 135
8.1.1 Valorizaciones de Obras de Ampliación Sistema A 135
8.1.2 Valorizaciones de Obras de Ampliación Sistema B 137
8.1.3 Valorizaciones de Obras de Ampliación Sistema C 138
8.1.4 Valorizaciones de Obras de Ampliación Sistema D 139
8.1.5 Valorizaciones de Obras de Ampliación Sistema E 140

8.1.6 Valorizaciones de Obras de Ampliación Sistema F 146
8.2 PRESUPUESTOS DE LAS OBRAS NUEVAS 147
8.2.1 Valorización de las Obras Nuevas del Sistema A 147
8.2.2 Valorización de las Obras Nuevas del Sistema C 148
8.2.3 Valorización de las Obras Nuevas del Sistema E 149
8.2.4 Valorización de las Obras Nuevas del Sistema F 152
9 LISTADO DE OBRAS MENORES A QUE HACE REFERENCIA EL ARTÍCULO 92° DE LA LEY 153
10 ANEXO 1: ANTECEDENTES EVALUACIÓN DE OTROS PROYECTOS 155
10.1 PROYECTOS POSTERGADOS 155
10.2 OBRAS NO CONSIDERADAS EN EL PROCESO DE EXPANSIÓN 159
11 ANEXO 2: VALORIZACIÓN DE PROYECTOS 161
11.1 METODOLOGÍA DE LA VALORIZACIÓN DE PROYECTOS 161
11.1.1 Descripción general 161
11.1.2 Estructura general del modelo de valorización 161
11.1.3 Criterios y Consideraciones Utilizadas 168
11.1.4 Dimensionamiento de Instalaciones 170
11.1.5 Precios Unitarios 170
11.1.6 Cálculo de los Intereses Intercalarios. 171
11.1.7 Estimación de los Costos de Operación, Mantención y Administración (COMA) 171
12 ANEXO 3: GRÁFICOS 172
12.1 GRÁFICOS DE TRANSFORMADORES DE RETIRO 172
12.1.1 Sistema A 172
12.1.2 Sistema B 173
12.1.3 Sistema E 174
12.2 GRÁFICOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 181
12.2.1 Sistema B 181
12.2.2 Sistema F 182

1 INTRODUCCIÓN

Con fecha 20 de julio de 2016, entró en vigencia la Ley N° 20.936, que Establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y Crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante e indistintamente, la "Ley N° 20.936".

El artículo décimotercero transitorio de la Ley N° 20.936 establece y regula un proceso ad-hoc de determinación de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria. Adicionalmente, mediante Resolución Exenta CNE N° 668 de 14 de septiembre de 2016, modificada por Resolución Exenta CNE N° 734 de 26 de octubre de 2016, en adelante e indistintamente "Resolución N° 668", se fijó el procedimiento especial para la adecuada implementación de dicho proceso ad-hoc, y en particular, los plazos, etapas y requisitos que se deben cumplir durante su ejecución.

De acuerdo a lo dispuesto en el artículo decimotercero transitorio de la Ley N° 20.936, a más tardar el 31 de octubre del 2016[1], las empresas de transmisión zonal debían presentar a la Comisión una nómina de las obras en construcción a dicha fecha y una propuesta de expansión, la cual debía contener las obras consideradas necesarias para el abastecimiento de la demanda y cuyo inicio de construcción se encuentre previsto hasta el 31 de diciembre del 2018.

La Comisión, previo informe de los antiguos CDEC[2], revisó todas las propuestas presentadas por las empresas, las cuales no tienen el carácter de vinculantes. En dicha revisión y en la definición de las instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria, la Comisión consideró los criterios señalados en las letras a), b) c) y d) del inciso segundo del artículo 87° del DFL N° 4, de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del DFL N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente, la "Ley", salvo lo referido a los distintos escenarios energéticos que

[1] Habida consideración que el plazo establecido en el artículo decimotercero transitorio de la Ley 20.936 para la presentación de la nómina y propuesta de expansión expiró el día 31 de octubre de 2016, y atendido que dicha fecha es feriado nacional, el plazo para la presentación de las nóminas y propuestas de expansión expiró el día miércoles 2 de noviembre de 2016, de acuerdo a lo dispuesto en la Resolución N° 668.

[2] Reemplazados por el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional a partir del 1° de enero de 2017.

defina el Ministerio de Energía. Asimismo, contempló las holguras o redundancias necesarias para incorporar los criterios mencionados en los literales señalados precedentemente del artículo 87° de la Ley, todo ello en conformidad a lo señalado en el artículo decimotercero de la Ley N°20.936.

Además, para la determinación de las obras de ejecución obligatoria, la Comisión revisó que las propuestas de las empresas de transmisión zonal hubiesen cumplido con los requisitos y exigencias establecidas en la Resolución N° 668. En especial, tratándose de obras en construcción al 31 de octubre de 2016, se verificó que dichas obras hubiesen cumplido los siguientes requisitos[3:]

a) Contar con un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, según corresponda, presentado por la empresa de transmisión zonal responsable de la obra indicada en la nómina, tratándose de proyectos susceptibles de causar impacto ambiental y que deban someterse al sistema de evaluación de impacto ambiental, conforme a lo dispuesto en el artículo 10 de la Ley Nº 19.300 y en el artículo 3° del decreto supremo Nº 40, de 2012, del Ministerio del Medio Ambiente, que aprueba el reglamento del sistema de evaluación de impacto ambiental.
b) Contar con órdenes de compra del correspondiente equipamiento eléctrico o electromagnético para el transporte o transformación de electricidad y los documentos de recepción y aceptación de cada orden de compra por el respectivo proveedor;
c) Tratándose de subestaciones que requieran compra de terreno, contar con un título habilitante para usar el o los terrenos en el cual se ubicarán o construirán las instalaciones del proyecto, sea en calidad de propietario, usufructuario, arrendatario, concesionario o como titular de servidumbres sobre los terrenos, o en su defecto, el contrato de promesa relativo a la tenencia, uso, goce o disposición del terreno que lo habilite para desarrollar el proyecto;
d) Declaración jurada sobre la veracidad y autenticidad de los antecedentes que respaldan la solicitud de antecedentes del respectivo proyecto de transmisión, según el formato que se contiene en el Anexo N° 2 de la Resolución N° 668.

[3] En especial los establecidos en el artículo 3° de la Resolución N° 668.

Estos requisitos debían ser cumplidos en forma copulativa respecto a todos los proyectos presentados, salvo el indicado en la letra c), el cual debía ser acreditado sólo en aquellos casos en que por la naturaleza del proyecto se requiriera.

No obstante lo anterior, y de acuerdo a lo establecido en el inciso final del artículo 3° de la Resolución N° 668, excepcionalmente las empresas de transmisión zonal podían dar posterior cumplimiento al requisito establecido en la letra a) anterior, en cuyo caso la incorporación de la obra en el listado preliminar de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria se encontraría condicionado a que se cumpliese con el mencionado requisito a más tardar el 31 de enero de 2017

De esta forma, en cumplimiento de lo establecido en la Ley y en la Resolución N° 668, una vez recibidas las nóminas de obras en construcción al 31 de octubre de 2016 y las propuestas de expansión presentadas por las empresas de transmisión zonal, la Comisión puso dichos antecedentes en conocimiento de los respectivos CDEC, los cuales presentaron su informe a esta Comisión el 30 de diciembre de 2016.

Por otra parte, y en conformidad a lo dispuesto en el artículo 9° de la Resolución N° 668, para la definición del listado de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria no se consideraron las obras menores a que se refiere el inciso final del artículo 92° de la Ley, las cuales podrán ser ejecutadas por las empresas sujetándose a lo dispuesto en el citado artículo. Para el solo efecto del proceso ad-hoc de determinación de obras de transmisión zonal obligatoria regulado en el artículo decimotercero de la Ley N° 20.936, se consideraron como obras menores a las modificaciones, reemplazos o adecuaciones necesarias, cuando[4]:

a) Se requieran en las subestaciones primarias de distribución y sólo involucren instalaciones de media tensión;
b) Se reutilicen equipamientos existentes;
c) Se realicen con el propósito principal de aumentar el nivel de eficiencia de la operación de las instalaciones zonales;
d) Se realicen en equipamientos serie asociados a los paños de líneas de transmisión o en un vano de línea;
e) Se realicen con el propósito principal de aumentar la seguridad y/o la protección del medio ambiente en subestaciones, tales como la construcción

[4] Artículo 9° Resolución N° 668.

de fosas de contención de aceites en subestaciones existentes, adecuación de la malla de tierra ante crecimientos urbanos próximos a subestaciones o la construcción de pantallas acústicas en subestaciones; y

f) Se realicen como parte de normalizaciones de paños de conexión a subestaciones, normalización de altura de las líneas de transmisión, normalización de conexiones en derivación, entre otras normalizaciones necesarias para el cumplimiento de las exigencias normativas, en tanto dichas normalizaciones correspondan a exigencias vigentes con anterioridad a la aprobación de la Resolución Exenta CNE N° 321, de 21 de julio de 2014, que Dicta Norma Técnica con Exigencias de Seguridad y Calidad de Servicio para el Sistema Interconectado del Norte Grande y para el Sistema Interconectado Central, publicada en el Diario Oficial con fecha 25 de julio de 2014, y modificada por las Resoluciones Exentas CNE N° 586, N° 297, N° 494, N° 679 y N° 375 de 17 de noviembre de 2014, 08 de junio de 2015, 16 de septiembre de 2015, 21 de diciembre de 2015 y 22 de abril de 2016 respectivamente.

Cabe señalar que, de acuerdo a lo dispuesto en la Resolución N° 668, a los proyectos presentados por las empresas de transmisión zonal que se encuentren en alguna de las hipótesis a que se refieren los literales indicados en el inciso precedente, se les aplicará lo dispuesto en el inciso final del artículo 92° de la Ley, y se identificarán como obras menores en el presente Informe.

No se consideraron como proyectos susceptibles de ser incluidos en el listado de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria, todas aquellas obras que permitan garantizar la seguridad y calidad de servicio, tales como, sistemas de control y comunicaciones, adecuaciones a las protecciones, todos aquellos reemplazos de instalaciones de transmisión por cumplimiento de vida útil o por obsolescencia técnica, tales como reemplazos de protecciones, reemplazo de medidores y reemplazos de sistema de control y comunicaciones, entre otros. Por último, no se consideraron en el listado de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria, proyectos destinados a prestar servicios complementarios al sistema[5].

Por otra parte, se debe tener presente que, de conformidad al artículo 10° de la Resolución N° 668, aquellas obras presentadas por las empresas de transmisión zonal en

[5] Artículo 9° Resolución Exenta N° 668.

sus propuestas de expansión, que requieran para su ejecución la intervención de instalaciones de transmisión dedicada, pueden ser incorporadas en el listado preliminar de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria, sólo en tanto acrediten ante la Comisión la respectiva autorización del propietario de la instalación de transmisión dedicada que será objeto de intervención. Para estos efectos, el plazo para acreditar el referido acuerdo venció el día 31 de enero de 2017.

De acuerdo a la Ley y a la Resolución N° 668, la Comisión, dentro del plazo de noventa días contados desde la entrega del informe de los respectivos CDEC, debía definir, mediante resolución exenta, el listado preliminar de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria, necesarias para el abastecimiento de la demanda para cada sistema eléctrico, lo que se concretó mediante Resolución Exenta CNE N° 211, de 26 de abril de 2017, que aprobó el Informe Preliminar de Instalaciones de Transmisión Zonal de Ejecución Obligatoria, la cual fue publicada y comunicada en conformidad a lo establecido en el inciso cuarto del artículo decimotercero de la Ley N° 20.936, a fin de que las empresas que habían presentado nóminas de obras en construcción y propuestas de expansión efectuaran observaciones al referido informe, dentro del plazo de diez días. Por su parte, de acuerdo a lo señalado en el inciso quinto del artículo decimotercero transitorio de la Ley N° 20.936, una vez recibidas las observaciones, la Comisión, en el plazo de treinta días deberá emitir la resolución que aprueba el listado final de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria.

Para estos efectos, el presente Informe distingue el listado final de obras de transmisión zonal de ejecución obligatoria en construcción al 31 de octubre de 2016, del listado de obras de expansión zonal obligatoria.

Finalmente, se debe tener presente que, de acuerdo al artículo décimo tercero transitorio de la Ley N° 20.936, las instalaciones del sistema de transmisión troncal, de subtransmisión y adicional existentes a la fecha de publicación de dicha ley pasarán a conformar parte del sistema de transmisión nacional, zonal y dedicado, respectivamente, sin perjuicio de las referencias que existan en la normativa eléctrica vigente al sistema troncal, de subtransmisión y adicional.

2 RESUMEN EJECUTIVO

El objetivo principal de este informe consiste en presentar el listado preliminar de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria para el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), dando así cumplimiento a lo establecido en el artículo 13° transitorio de la Ley N° 20.936.

Para la elaboración del presente informe se consideraron las nóminas de obras en construcción y propuestas de expansión enviadas por las empresas de transmisión zonal dentro del plazo establecido al efecto, y el informe de los respectivos CDEC, organismos que fueron reemplazados a partir del 1° de enero de 2017 por el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional en conformidad a lo dispuesto por la Ley N° 20.936, con sus observaciones respecto a las expansiones propuestas por las empresas de transmisión zonal.

Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión ha realizado asimismo sus propios análisis, con el apoyo de un consultor externo para la realización de los análisis estocásticos, eléctricos y la valorización de los proyectos cuyo inicio de construcción se encuentre previsto hasta el 31 de diciembre del 2018, basados en la metodología, antecedentes y criterios presentados durante el desarrollo del presente documento, que permiten dar cumplimiento a lo establecido en cuanto al abastecimiento de la demanda.

El listado preliminar de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria contiene un listado de obras en construcción al 31 de octubre de 2016 y un listado de obras de expansión de transmisión. Dentro de estas últimas, se distinguen las obras nuevas y las obras de ampliación.

En el caso de las obras en construcción, se han considerado 5 obras para el SING y 99 obras para el SIC, cuyo valor de inversión referencial aproximado asciende USD 486 millones.

Respecto de las obras de expansión, para el SING se presenta un total de 6 obras, cuya inversión asciende a un total aproximado de USD 32,4 millones, de las cuales 5 son ampliaciones de instalaciones existentes, por un monto de USD 21,8 millones aproximadamente, y 1 corresponde obra nueva, por un total de USD 10,6 millones aproximadamente.

En cuanto al SIC, se presentan un total de 92 obras de expansión, cuya inversión asciende a un total aproximado de USD 728,9 millones, de las cuales 62 son ampliaciones de instalaciones existentes, por un monto de USD 175,3 millones aproximadamente, y 30 corresponden a obras nuevas, por un total de USD 553,6 millones aproximadamente.

Se estima que las obras contenidas en el presente informe iniciarán su construcción durante el primer semestre de 2018.

3 LISTADO DE OBRAS DE EJECUCIÓN OBLIGATORIA, EN CONSTRUCCIÓN AL 31 DE OCTUBRE DE 2016

De acuerdo a lo establecido en el artículo 13° transitorio de la Ley N° 20.936 y la Resolución Exenta N° 668, que establece procedimiento especial para la adecuada implementación del proceso de transmisión zonal ad-hoc, se presenta a continuación el listado de obras de ejecución obligatoria consideradas en construcción al 31 de octubre de 2016 correspondiente a cada empresa responsable de su ejecución.

Cabe señalar que, para efectos de la valorización de las obras de ejecución obligatoria, en construcción al 31 de octubre de 2016, debe aplicarse lo establecido en el inciso noveno del artículo decimotercero transitorio de la Ley N° 20.936. En atención a lo anterior, los valores A.V.I. y C.O.M.A incluidos en las tablas que detallan las obras en construcción de cada empresa sólo tienen un carácter referencial.

3.1 CHILQUINTA ENERGÍA S.A.

El siguiente cuadro presenta las obras de ejecución obligatoria de responsabilidad de la empresa de transmisión zonal Chilquinta Energía S.A.

Tabla 1: Obras de ejecución obligatoria en construcción de Chilquinta Energía S.A.

N°	Proyecto	Fecha estimada o efectiva de entrada en operación, según corresponda	A.V.I. Referencial miles de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD
1	Nueva línea 2x110 kV Tap Off Mayaca – Mayaca	Dic-18	476,5	75,6
2	Nueva línea 2x110 kV Tap Off Peñablanca - Peñablanca	Dic-16	566,0	89,8
3	Nueva S/E Mayaca 110/12 kV 30 MVA	Dic-18	337,0	53,5
4	Nueva S/E Peñablanca 110/12 kV 30 MVA	Dic-16	526,0	83,4
5	Nueva S/E Tap Off Mayaca 110 kV	Dic-18	226,7	36,0
6	Aumento de capacidad en S/E La Calera	Ene-17	147,2	23,3
7	Nuevo Transformador en S/E Las Vegas	Ago-18	305,2	48,4
8	Aumento de capacidad en S/E Reñaca	Feb-17	96,1	15,2
9	Aumento de capacidad en S/E San Antonio	Sep-18	223,7	35,5
10	Aumento de capacidad en S/E San Felipe	Sep-18	358,3	56,8
11	Nuevo Transformador en S/E Valparaíso	Ene-17	408,5	64,8

Las descripciones de las obras de ejecución obligatoria en construcción al 31 de octubre de 2016, son las que a continuación se indican.

3.1.1 NUEVA LÍNEA 2X110 KV TAP OFF MAYACA - MAYACA

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión en 110 kV de doble circuito de aproximadamente 6 km de longitud. La nueva línea se conectará en derivación a la actual línea 2x110 kV San Pedro – Las Vegas con la nueva subestación Mayaca, actualmente en construcción. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.1.2 NUEVA LÍNEA 2X110 KV TAP OFF PEÑABLANCA – PEÑABLANCA

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión en 110 kV de doble circuito de aproximadamente 8 km de longitud. La nueva línea se utilizará para empalmar un circuito de la actual línea 2x110 kV Miraflores – San Pedro con la nueva subestación Peñablanca, actualmente en construcción. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.1.3 NUEVA S/E MAYACA 110/12 KV 30 MVA

El proyecto considera la construcción de una nueva subestación denominada Mayaca, que incorpore un patio en 110 kV en configuración barra simple y un patio en 12 kV en configuración barra simple más transferencia. Además, incorpora un nuevo transformador de 110/12 kV de capacidad máxima de 30 MVA. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.1.4 NUEVA S/E PEÑABLANCA 110/12 KV 30 MVA

El proyecto considera la construcción de una nueva subestación denominada Peñablanca, que incorpore un patio en 110 kV en configuración barra simple seccionada y un patio en 12 kV en configuración barra simple más transferencia. Además, incorpora un nuevo transformador de 110/12 kV de capacidad máxima de 30 MVA. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.1.5 NUEVA S/E TAP OFF MAYACA 110 KV

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación en conexión en derivación en 110 kV para la conexión del proyecto “Nueva línea 2x110 kV Tap off Mayaca – Mayaca”. La configuración de la subestación será de barra simple seccionada para la conexión de ambos circuitos de la línea 2x110 kV San Pedro – Las Vegas. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.1.6 AUMENTO DE CAPACIDAD EN S/E LA CALERA

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Calera, mediante el reemplazo de la unidad de transformación actual 110/44 kV por una nueva de 30 MVA.

Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.1.7 NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E LAS VEGAS

El proyecto consiste en la instalación de un nuevo equipo de transformación 110/12 kV de 30 MVA en la S/E las Vegas. Además, incluye la construcción de una nueva barra en 12 kV para la conexión de alimentadores existentes y nuevos que están proyectados. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.1.8 AUMENTO DE CAPACIDAD EN S/E REÑACA

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Reñaca, mediante el reemplazo de una de las unidades de transformación actual 110/12 kV por una nueva de 30 MVA. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.1.9 AUMENTO DE CAPACIDAD EN S/E SAN ANTONIO

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E San Antonio, mediante el reemplazo de la unidad de transformación actual 110/23 kV por una nueva de 50 MVA. Además, incluye la construcción de una nueva posición en 110 kV y la ampliación de la sala de celdas en media tensión. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.1.10 AUMENTO DE CAPACIDAD EN S/E SAN FELIPE

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E San Felipe, mediante el reemplazo de una de las unidades de transformación actual 110/12 kV por una nueva de 50 MVA. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.1.11 NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E VALPARAÍSO

El proyecto consiste en la instalación de un nuevo equipo de transformación 110/12 kV de 30 MVA en la S/E Valparaíso. Además, incluye la construcción de una nueva posición en 110 kV y la ampliación de la sala de celdas en media tensión. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.2 COOPERATIVA DE CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CHILLÁN LTDA.

El siguiente cuadro presenta las obras consideradas de ejecución obligatoria de responsabilidad de la empresa de transmisión zonal Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda.

Tabla 2: Obras de ejecución obligatoria en construcción de Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda.

N°	Proyecto	Fecha estimada o efectiva de entrada en operación, según corresponda	A.V.I. Referencial miles de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD
1	Aumento de capacidad en S/E Cocharcas	Nov-16	59,3	9,4
2	Aumento de capacidad en S/E Tres Esquinas Bulnes	Nov-16	39,1	6,2
3	Nueva S/E Los Tilos Bulnes 66/13,8 kV 12 MVA	Ago-17	70,1	11,1
4	Nueva S/E Quilmo II 66/33 kV 12 MVA	Ago-18	69,6	11,0
5	Nueva línea 1x33 KV Santa Elisa – Confluencia	Dic-18	68,0	10,8

Las descripciones de las obras de ejecución obligatoria en construcción al 31 de octubre de 2016, son las que a continuación se indican.

3.2.1 AUMENTO DE CAPACIDAD EN S/E COCHARCAS

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Cocharcas, mediante el reemplazo de la unidad de transformación actual 66/13,8 kV por una nueva de 12 MVA. Además, incluye la instalación de un nuevo interruptor en el lado de alta tensión del transformador. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.2.2 AUMENTO DE CAPACIDAD EN S/E TRES ESQUINAS BULNES

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Tres Esquinas Bulnes, mediante el reemplazo de la unidad de transformación actual 66/13,8 kV de 5,2 MVA por una nueva de 8 MVA. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.2.3 NUEVA S/E LOS TILOS BULNES 66/13,8 KV 12 MVA

El proyecto consiste en la construcción de una subestación Los Tilos Bulnes y la incorporación de un nuevo equipo de transformación 66/13,8 kV, con una capacidad máxima de 12 MVA. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.2.4 NUEVA S/E QUILMO II 66/33 KV 12 MVA

El proyecto consiste en la construcción de una subestación Quilmo II y la incorporación de un nuevo equipo de transformación 66/33 kV, con una capacidad máxima de 12 MVA. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.2.5 NUEVA LÍNEA 1X33 KV SANTA ELISA – CONFLUENCIA

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión en 33 kV de simple circuito, de aproximadamente 30 km de longitud, entre la subestación Santa Elisa y la nueva S/E Confluencia. Incluye la habilitación de esta nueva subestación ubicada en el sector de Confluencia, comuna de Chillán. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.3 ENEL DISTRIBUCIÓN S.A.

El siguiente cuadro presenta las obras consideradas de ejecución obligatoria de responsabilidad de la empresa que opera en el sistema de transmisión zonal Enel Distribución S.A.

Tabla 3: Obras de ejecución obligatoria en construcción de Enel Distribución S.A.

N°	Proyecto	Fecha estimada o efectiva de entrada en operación, según corresponda	A.V.I. Referencial miles de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD
1	Aumento de capacidad tramo de línea 2x110 kV Tap Santa Elena -Tap Macul	Dic-17	257,2	40,8
2	Aumento de capacidad tramo de línea 2x110 kV Lo Espejo - Tap Cisterna	Dic-16	230,5	36,6
3	Aumento de capacidad tramo de línea 2x110 kV Los Almendros - Tap Los Dominicos	Mar-19	89,8	14,2
4	Aumento de capacidad en S/E Alonso de Córdova	Dic-18	222,8	35,4
5	Nuevo Transformador en S/E Bicentenario	Sept-19	295,8	46,9
6	Nuevo Transformador en S/E Brasil	Sept-19	154,7	24,5
7	Nuevo Transformador en S/E Chacabuco	Sept-19	256,6	40,7
8	Nuevo Transformador en S/E Chicureo	Dic-18	193,0	30,6
9	Aumento de capacidad en S/E Club Hípico	Nov-17	323,3	51,3
10	Nuevo Transformador en S/E La Cisterna	Dic-16	241,8	38,4
11	Nuevo Transformador en S/E Lo Boza	Dic-16	180,8	28,7
12	Aumento de capacidad en S/E Los Dominicos	Sept-19	203,4	32,3
13	Nuevo Transformador en S/E Panamericana	Sept-18	257,4	40,8
14	Aumento de capacidad en S/E Quilicura	Dic-18	180,8	28,7
15	Nuevo Transformador en S/E San Bernardo	Ago-18	257,4	40,8
16	Aumento de capacidad en S/E San Joaquín	Sept-19	223,7	35,5
17	Aumento de capacidad en S/E San José	Dic-18	251,2	39,8
18	Nuevo Transformador en S/E San Pablo	Jul-18	237,2	37,6
19	Nuevo Transformador en S/E Santa Rosa Sur	Dic-18	313,3	49,7

Las descripciones de las obras de ejecución obligatoria en construcción al 31 de octubre de 2016, son las que a continuación se indican.

3.3.1 AUMENTO DE CAPACIDAD TRAMO DE LÍNEA 2X110 KV TAP SANTA ELENA – TAP MACUL

El proyecto consiste en el aumento de la capacidad de transporte del tramo de línea 2x110 kV Tap Santa Elena – Tap Macul, de una longitud aproximada de 4,5 km, por un nuevo conductor de alta temperatura de una capacidad nominal de 276 MVA por circuito. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.3.2 AUMENTO DE CAPACIDAD TRAMO DE LÍNEA 2X110 KV LO ESPEJO – TAP CISTERNA

El proyecto consiste en el aumento de la capacidad de transporte del tramo de línea 2x110 kV Lo Espejo – Tap Cisterna, de una longitud aproximada de 2,9 km, por un nuevo conductor de alta temperatura de una capacidad nominal de 447 MVA por circuito. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.3.3 AUMENTO DE CAPACIDAD TRAMO DE LÍNEA 2X110 KV LOS ALMENDROS – TAP LOS DOMINICOS

El proyecto consiste en el aumento de la capacidad de transporte del tramo de línea 2x110 kV Los Almendros – Tap Los Dominicos, de una longitud aproximada de 1,5 km, por un nuevo conductor de alta temperatura de una capacidad nominal de 552 MVA. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.3.4 AUMENTO DE CAPACIDAD EN S/E ALONSO DE CÓRDOVA

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Alonso de Córdova, mediante el reemplazo de la unidad de transformación actual 110/12 kV de 20 MVA por una nueva de 50 MVA. Además, incluye la construcción de una nueva celda en media tensión de 12 kV. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.3.5 NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E BICENTENARIO

El proyecto consiste en la instalación de un nuevo equipo de transformación 110/12 kV de 50 MVA en la S/E Bicentenario. Además, incluye la construcción de una nueva celda en media tensión de 12 kV. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.3.6 NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E BRASIL

El proyecto consiste en la instalación de un nuevo equipo de transformación 110/12 kV de 50 MVA en la S/E Brasil. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.3.7 NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E CHACABUCO

El proyecto consiste en la instalación de un nuevo equipo de transformación 110/12 kV de 50 MVA en la S/E Chacabuco. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.3.8 NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E CHICUREO

El proyecto consiste en la instalación de un nuevo equipo de transformación 220/23 kV de 25 MVA en la S/E Chicureo. Además, incluye la construcción de nuevas celdas en media tensión de 23 kV. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.3.9 AUMENTO DE CAPACIDAD EN S/E CLUB HÍPICO

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Club Hípico, mediante el reemplazo de la unidad de transformación actual 110/12 kV de 22,4 MVA por una nueva de 50 MVA. Además, incluye la construcción de nuevas celdas en media tensión de 12 kV. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.3.10 NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E LA CISTERNA

El proyecto consiste en la instalación de un nuevo equipo de transformación 110/12 kV de 50 MVA en la S/E La Cisterna. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.3.11 NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E LO BOZA

El proyecto consiste en la instalación de un nuevo equipo de transformación 110/23 kV de 50 MVA en la S/E Lo Boza. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.3.12 AUMENTO DE CAPACIDAD EN S/E LOS DOMINICOS

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Los Dominicos, mediante el reemplazo de la unidad de transformación actual 110/12 kV de 22,4 MVA por una nueva de 50 MVA. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.3.13 NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E PANAMERICANA

El proyecto consiste en la instalación de un nuevo equipo de transformación 110/12 kV de 50 MVA en la S/E Panamericana. Además, incluye la construcción de un nuevo patio en media tensión de 12 kV. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.3.14 AUMENTO DE CAPACIDAD EN S/E QUILICURA

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Quilicura, mediante el reemplazo de la unidad de transformación actual 110/12 kV de 22,4 MVA por una nueva de 50 MVA. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.3.15 NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E SAN BERNARDO

El proyecto consiste en la instalación de un nuevo equipo de transformación 110/12 kV de 50 MVA en la S/E San Bernardo. Además, incluye la construcción de un nuevo patio en media tensión de 12 kV. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.3.16 AUMENTO DE CAPACIDAD EN S/E SAN JOAQUÍN

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E San Joaquín, mediante el reemplazo de la unidad de transformación actual 110/12 kV de 22,4 MVA por una nueva de 50 MVA. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.3.17 AUMENTO DE CAPACIDAD EN S/E SAN JOSÉ

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E San José, mediante el reemplazo de la unidad de transformación actual 110/12 kV de 22,4 MVA por una nueva de 50 MVA. Además, incluye la construcción de una nueva celda en media tensión de 12 kV. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.3.18 NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E SAN PABLO

El proyecto consiste en la instalación de un nuevo equipo de transformación 110/23 kV de 50 MVA en la S/E San Pablo. Además, incluye la construcción de un nuevo patio en media tensión de 23 kV. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.3.19 NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E SANTA ROSA SUR

El proyecto consiste en la instalación de un nuevo equipo de transformación 110/12 kV de 50 MVA en la S/E Santa Rosa Sur. Además, incluye la construcción de una nueva celda en media tensión de 12 kV la cual se conectará al nuevo equipo de transformación. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.4 ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.

El siguiente cuadro presenta las obras consideradas de ejecución obligatoria de responsabilidad de la empresa de transmisión zonal Engie Energía Chile S.A.

Tabla 4: Obras de ejecución obligatoria en construcción de Engie Energía Chile S.A.

N°	Proyecto	Fecha estimada o efectiva de entrada en operación, según corresponda	A.V.I. Referencial miles de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD
1	Seccionamiento de barra en S/E Antofagasta 110 kV	Dic-17	232,9	36,9
2	Ampliación en S/E Mejillones	May-17	514,4	81,6

Las descripciones de las obras de ejecución obligatoria en construcción al 31 de octubre de 2016, son las que a continuación se indican.

3.4.1 SECCIONAMIENTO DE BARRA EN S/E ANTOFAGASTA 110 KV

El proyecto consiste en el seccionamiento de la barra principal de 110 kV de la S/E Antofagasta, a través de un interruptor de poder y sus respectivos equipamientos de medida. Además, incluye la instalación de una protección diferencial de barras. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.4.2 AMPLIACIÓN EN S/E MEJILLONES

El proyecto consiste en la ampliación de la S/E Mejillones y la instalación de un nuevo equipo de transformación 220/23 kV de 40 MVA. Incluye el desplazamiento del muro perimetral de la subestación, la ampliación en plataforma, la construcción de un nuevo paño en 220 kV, y todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.5 GRUPO CGE

En el presente numeral se presentan las obras consideradas de ejecución obligatoria de responsabilidad de las empresas que participan en el sistema de transmisión zonal, Compañía General de Electricidad S.A. (CGE), Empresa Eléctrica de Arica S.A. (EMELARI), Empresa Eléctrica de Iquique S.A. (ELIQSA) y Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. (ELECDA).

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.

El siguiente cuadro presenta las obras de ejecución obligatoria de responsabilidad de la empresa de transmisión zonal Compañía General de Electricidad S.A.

Tabla 5: Obras de ejecución obligatoria en construcción de Compañía General de Electricidad S.A.

N°	Proyecto	Fecha estimada o efectiva de entrada en operación, según corresponda	A.V.I. Referencial miles de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD
1	Nueva línea 2x66 kV Pan de Azúcar – Guayacán	Jul-17	49,5	7,9
2	Nueva S/E Padre Hurtado 110/23 kV y Línea 1x110 kV Santa Marta - Padre Hurtado	Dic-17	902,3	143,1
3	Nueva línea 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	Nov-17	882,8	140,0
4	Proyecto Apoyo Maule	Mar-18	2.398,1	380,4
5	Nueva S/E Curanilahue Norte 66 kV y Nueva línea 1x66 kV Horcones - Tres Pinos	Dic-17	2.122,6	336,7
6	Proyecto El Peñón - Pan de Azúcar	Mar-17	406,5	64,5
7	Aumento de capacidad tramo de línea 1x66 kV Teno – Rauquén	Jul-18	31,0	4,9
8	Aumento de capacidad tramo de línea 1x110 kV Choapa – Illapel	Sept-17	34,2	5,4
9	Aumento de capacidad línea 1x66 kV Rancagua – Indura	Nov-16	70,5	11,2
10	Aumento de capacidad línea 1x66 kV Tap Graneros – Graneros	Dic-17	21,8	3,5
11	Aumento de capacidad línea 1x66 kV San Fernando – Placilla	Feb-18	403,9	64,1
12	Aumento de capacidad línea 1x66 kV Placilla – Nancagua	Sep-17	127,7	20,3
13	Aumento de capacidad línea 2x66 kV Rancagua – Alameda	Sept-17	9,1	1,4
14	Aumento de capacidad línea 1x154 kV Empalme Teno – Teno	Nov-17	185,1	29,4
15	Aumento de capacidad línea 1x66 kV Chivilcán - Las Encinas - Padre Las Casas	Dic-17	238,4	37,8
16	Aumento de capacidad línea 1x110 kV Pan de Azúcar - San Joaquín	Nov-16	43,0	6,8
17	Nueva S/E Los Peumos 220/66 kV	Ene-17	1.023,9	162,4
18	Nueva S/E Lota 66 kV	Abr-17	230,8	36,6
19	Aumento de capacidad en S/E Bollenar	May-17	96,0	15,2
20	Aumento de capacidad en S/E La Manga	Abr-17	48,9	7,8
21	Aumento de capacidad en S/E Portezuelo	Sept-17	151,0	24,0
22	Nuevo Transformador en S/E Chillán	Abr-17	209,3	33,2
23	Nuevo Transformador en S/E Los Maquis	Sept-17	39,4	6,3
24	Aumento de capacidad en S/E Angol	Jul-17	123,0	19,5
25	Aumento de capacidad en S/E Pillanlelbún	Dic-16	36,8	5,8
26	Nuevo Transformador en S/E Mariscal	Nov-17	387,2	61,4
27	Aumento de capacidad en S/E Nueva Malloa	Abr-17	178,8	28,4
28	Nuevo Transformador en S/E Punta Cortés	Ene-18	350,5	55,6
29	Nuevo Transformador en S/E Curicó	Ago-17	186,4	29,6
30	Nuevo Transformador en S/E Talca	Jul-17	180,5	28,6

N°	Proyecto	Fecha estimada o efectiva de entrada en operación, según corresponda	A.V.I. Referencial miles de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD
31	Aumento de capacidad en S/E Punta Cortés	Dic-17	278,1	44,1
32	Aumento de capacidad en S/E Villa Alegre	Jun-17	14,1	2,2
33	Aumento de capacidad en S/E Curanilahue	Jul-17	28,2	4,5
34	Nuevo Transformador en S/E Talcahuano	May-17	22,8	3,6
35	Aumento de capacidad en S/E San Juan	Oct-17	13,7	2,2
36	Nuevo Transformador en S/E Malloa	Jun-17	20,4	3,2
37	Aumento de capacidad en S/E Quinta de Tilcoco	Dic-16	21,7	3,4
38	Nuevo Transformador en S/E Loncoche	Oct-17	20,1	3,2
39	Aumento de capacidad en S/E Lebu	Nov-17	13,2	2,1

Las descripciones de las obras de ejecución obligatoria en construcción al 31 de octubre de 2016, son las que a continuación se indican.

3.5.1 NUEVA LÍNEA 2X66 KV PAN DE AZÚCAR – GUAYACÁN

El proyecto consiste en la construcción de una nueva acometida en la S/E Pan de Azúcar para la llegada del circuito n° 2 de la línea 2x66 kV Pan de Azúcar – Guayacán, de aproximadamente 0,2 km de longitud. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del proyecto.

3.5.2 NUEVA S/E PADRE HURTADO 110/23 KV Y LÍNEA 1X110 KV SANTA MARTA – PADRE HURTADO

El proyecto consiste en la construcción de una nueva S/E denominada Padre Hurtado, que incluye un equipo de transformación 110/23 kV de 30 MVA de capacidad máxima, con sus respectivas barras y paños de conexión, un banco de CCEE de 5 MVAr total, en dos etapas de 2,5 MVAr, y un patio de celdas de media tensión. Además, incluye la construcción de una nueva línea de 1x110 kV, de aproximadamente 6 km de longitud, entre las subestaciones Santa Marta y Padre Hurtado, con sus respectivos paños de conexión. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del proyecto.

3.5.3 NUEVA LÍNEA 1X66 KV FÁTIMA – ISLA DE MAIPO

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de 1x66 kV, de aproximadamente 24 km de longitud, entre las subestaciones Fátima e Isla de Maipo. Además, el proyecto incluye los paños de línea en las respectivas subestaciones para su conexión. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del proyecto.

3.5.4 PROYECTO APOYO MAULE

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de 1x220 kV, de aproximadamente 21 km de longitud, y una nueva subestación denominada Santa Isabel, cuya conexión será en derivación a la línea 2x220 kV Itahue – Ancoa. La futura línea conectará la S/E Santa Isabel con la actual S/E Maule. Además, el proyecto incluye la ampliación de la S/E Maule para la instalación de un nuevo equipo de transformación 220/154 kV de 300 MVA, la construcción de los respectivos paños de conexión a las barras existentes y el seccionamiento de la línea 1x154 kV Itahue – Parral, con sus respectivos paños de conexión a las barras de 154 kV de la S/E Maule. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.5.5 NUEVA S/E CURANILAHUE NORTE 66 KV Y NUEVA LÍNEA 1X66 KV HORCONES – TRES PINOS

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea 1x66 kV, de aproximadamente 56 km de longitud, entre las subestaciones Horcones y Tres Pinos. Además, el proyecto incluye el seccionamiento de la actual línea 1x66 kV Horcones – Tres Pinos y la futura propuesta en una nueva subestación denominada Curanilahue Norte 66 kV, con sus respectivas barras y paños de conexión. También incluye la conexión en derivación de la actual S/E Carampangue a la nueva línea 1x66 kV Horcones – Tres Pinos. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.5.6 PROYECTO EL PEÑÓN – PAN DE AZÚCAR

El proyecto consiste en el cambio de nivel de tensión de 66 kV a 110 kV del circuito número 1 de la línea El Peñón – Pan de Azúcar. Para esto, el proyecto considera la ampliación de la barra 110 kV de la S/E Pan de Azúcar, la extensión de la líneas para la conexión al nuevo paño de 110 kV y la instalación de un nuevo equipo de transformación 110/66 kV de 30 MVA en la S/E El Peñón. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.5.7 AUMENTO DE CAPACIDAD TRAMO DE LÍNEA 1X66 KV TENO – RAUQUÉN

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de un tramo de la línea 1x66 kV Teno – Rauquén, de aproximadamente 1,56 km de longitud, entre las estructuras E205-E213, utilizando un conductor de aluminio Cairo de una capacidad de 69 MVA. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.5.8 AUMENTO DE CAPACIDAD TRAMO DE LÍNEA 1X110 KV CHOAPA – ILLAPEL

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de un tramo de la línea 1x110 kV Choapa – Illapel, de aproximadamente 1,1 km de longitud, entre las estructuras E617- E618,

utilizando un conductor de aluminio AAAC Cairo. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.5.9 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X66 KV RANCAGUA - INDURA

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de un tramo de la línea 1x66 kV Rancagua – Indura, de aproximadamente 6,6 km de longitud, utilizando un conductor de aluminio AAAC Cairo de 73 MVA de capacidad. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.5.10 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X66 KV TAP GRANEROS – GRANEROS

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la línea 1x66 kV Tap Graneros – Graneros, utilizando un conductor de aluminio AAAC Cairo. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.5.11 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X66 KV SAN FERNANDO – PLACILLA

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la línea 1x66 kV San Fernando – Placilla, de aproximadamente 15 km de longitud, utilizando un conductor de aluminio AAAC Cairo. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.5.12 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X66 KV PLACILLA - NANCAGUA

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la línea 1x66 kV Placilla – Nancagua, de aproximadamente 6,6 km de longitud, utilizando un conductor de aluminio AAAC Cairo. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.5.13 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X66 KV RANCAGUA - ALAMEDA

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la línea 2x66 kV Rancagua – Alameda, de aproximadamente 0,2 km de longitud, utilizando un conductor de aluminio AAAC Butte. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.5.14 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X154 KV EMPALME TENO – TENO

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la línea 1x154 kV Tap Teno – Teno, de aproximadamente 3 km de longitud, utilizando un conductor de aluminio AAAC Helsinki. Además, incluye el cambio de 11 estructuras por otras tipo torres. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.5.15 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X66 KV CHIVILCÁN – LAS ENCINAS - PADRE LAS CASAS

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de las líneas 1x66 kV Chivilcán – Las Encinas – Padre Las Casas, de aproximadamente 9,4 km de longitud total, utilizando un conductor de aluminio AAAC Helsinki. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.5.16 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X110 KV PAN DE AZÚCAR – SAN JOAQUÍN

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la línea 1x110 kV Pan de Azúcar – San Joaquín, de aproximadamente 7,45 km de longitud, utilizando un conductor de aluminio AAAC Butte. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.5.17 NUEVA S/E LOS PEUMOS 220/66 KV

El proyecto considera la construcción de una nueva subestación denominada Los Peumos, que incorpore un patio en 220 kV en configuración barra principal más barra de transferencia, y un patio en 66 kV en la misma configuración de barra anterior. Además, incorpora un nuevo transformador de 220/66 kV de capacidad máxima de 75 MVA, la construcción de una nueva línea 2x220 kV de aproximadamente 0,3 km de longitud, el seccionamiento de la línea 1x220 kV Charrúa – Temuco y la modificación de la conexión de la línea 1x66 kV Victoria – Curacautín a la nueva barra 66 kV en S/E Los Peumos. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.5.18 NUEVA S/E LOTA 66 KV

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación denominada Lota en 66 kV, que permita el seccionamiento de la línea 2x66 kV Coronel – Horcones, que incorpore un patio en 66 kV en configuración barra principal más barra de transferencia. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.5.19 AUMENTO DE CAPACIDAD EN S/E BOLLENAR

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Bollenar, mediante el reemplazo de la unidad de transformación actual 110/13,8 kV de 20 MVA por una nueva de capacidad máxima de 30 MVA. Además, incluye las adecuaciones de equipamientos serie de conexión a la barra de 110 kV y las conexiones a la barra de media tensión. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.5.20 AUMENTO DE CAPACIDAD EN S/E LA MANGA

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E La Manga, mediante el reemplazo de la unidad de transformación actual 66/13,8 kV de 10 MVA por una nueva de capacidad máxima de 20 MVA. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.5.21 AUMENTO DE CAPACIDAD EN S/E PORTEZUELO

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Portezuelo, mediante el reemplazo de la unidad de transformación 110/66/13,8 kV de 50 MVA por una nueva de capacidad máxima de 75 MVA. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.5.22 NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E CHILLÁN

El proyecto consiste en la instalación de un nuevo equipo de transformación 66/15 kV de 30 MVA en la S/E Chillán. Además, incluye la construcción de un nuevo patio en media tensión de 15 kV con sus respectivos paños de conexión a las respectivas barras. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.5.23 NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E LOS MAQUIS

El proyecto consiste en la instalación de un equipo de transformación 66/13,8 kV de 10 MVA en la S/E Los Maquis proveniente de la S/E San Carlos. Además, incluye la construcción de un nuevo patio en media tensión de 13,8 kV con sus respectivos paños de conexión a las respectivas barras y el traslado del equipo de transformación. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.5.24 AUMENTO DE CAPACIDAD EN S/E ANGOL

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Angol, mediante el reemplazo de la unidad de transformación 66/13,2 kV de 16 MVA por una nueva de capacidad máxima de 30 MVA. Además, incluye el reforzamiento de la barra de media tensión y la habilitación de un nuevo paño de 13,2 kV con sus respectivos equipamientos serie. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del proyecto.

3.5.25 AUMENTO DE CAPACIDAD EN S/E PILLANLELBÚN

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Pillanlelbún, mediante el reemplazo de la unidad de transformación T3 de 66/15 kV de 5 MVA por una nueva de capacidad máxima de 10 MVA. Además, incluye la construcción de un nuevo paño de media tensión. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.5.26 NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E MARISCAL

El proyecto consiste en la instalación de un nuevo equipo de transformación 110/23 kV de 30 MVA en la S/E Mariscal. Además, incluye la ampliación de la barra de 110 kV, la construcción de los paños de conexión del transformador a las respectivas barras y la construcción de celdas de media tensión para los nuevos alimentadores. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.5.27 AUMENTO DE CAPACIDAD EN S/E NUEVA MALLOA

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Nueva Malloa, mediante el reemplazo de la unidad de transformación 154/66 kV de 25 MVA por una nueva de capacidad máxima de 75 MVA. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.5.28 NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E PUNTA CORTÉS

El proyecto consiste en la instalación de un tercer equipo de transformación 154/66 kV de 75 MVA en la S/E Punta de Cortés. El proyecto incluye la ampliación del patio de 154 kV que permita la construcción de una barra transversal de 154 kV. Además, incluye la ampliación de la subestación para la construcción de una nueva barra en 66 kV y las conexiones de los paños existentes a la misma. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.5.29 NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E CURICÓ

El proyecto consiste en la instalación de un nuevo equipo de transformación 66/13,2 kV de 30 MVA en la S/E Curicó. Además, incluye la ampliación de la barra en 66 kV con los respectivos paños de conexión del transformador y la habilitación del patio de media tensión con 3 salidas de alimentadores. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.5.30 NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E TALCA

El proyecto consiste en la instalación de un nuevo equipo de transformación 66/15 kV de 30 MVA en la S/E Talca. Además, incluye la ampliación de la barra principal de 66 kV con sus respectivos paños de conexión del transformador y la habilitación de un patio de media tensión para dos salidas de alimentadores. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.5.31 AUMENTO DE CAPACIDAD EN S/E PUNTA DE CORTÉS

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Punta de Cortés, mediante la instalación de una nueva unidad de transformación 66/15 kV de 30 MVA. Además, incluye la construcción de una nueva barra de 66 kV, los paños de conexión a la barra actual de 66 kV de la subestación, un nuevo paño de línea en la actual barra de 66 kV, el tendido de 0,3 km de conexión en 66 kV para conectar la actual barra de 66 kV al paño del nuevo

transformador, los paños de conexión del transformador en alta y media tensión, y la construcción de una barra de media tensión de 15 kV que permita la conexión de 3 alimentadores. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.5.32 AUMENTO DE CAPACIDAD EN S/E VILLA ALEGRE

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Villa Alegre, mediante el reemplazo de la unidad de transformación de 66/13,2 kV de 5 MVA por una nueva de capacidad máxima de 10 MVA más reguladores de voltaje de media tensión. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.5.33 AUMENTO DE CAPACIDAD EN S/E CURANILAHUE

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Curanilahue, mediante el reemplazo de la unidad de transformación 66/13,2 kV de 5 MVA por una nueva de capacidad máxima de 10 MVA. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.5.34 NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E TALCAHUANO

El proyecto consiste en la habilitación de un nuevo paño en 66kV para la conexión de un equipo de transformación 154/66 kV de 56 MVA en la S/E Talcahuano. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.5.35 AUMENTO DE CAPACIDAD EN S/E SAN JUAN

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E San Juan, mediante el reemplazo de la unidad de transformación 66/13,2 kV de 5,2 MVA por una nueva de capacidad máxima de 12,5 MVA. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.5.36 NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E MALLOA

El proyecto consiste en la instalación de un nuevo equipo de transformación 66/15 kV de 5 MVA en la S/E Malloa. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.5.37 AUMENTO DE CAPACIDAD EN S/E QUINTA DE TILCOCO

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Quinta de Tilcoco, mediante el reemplazo de la unidad de transformación T2 66/15 kV de 5,2 MVA por una nueva de capacidad máxima de 18 MVA. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.5.38 NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E LONCOCHE

El proyecto consiste en la habilitación de un nuevo paño en 66 kV para la conexión de un equipo de transformación 66/15 kV de 5 MVA en la S/E Loncoche. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.5.39 AUMENTO DE CAPACIDAD EN S/E LEBU

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Lebu, mediante el reemplazo de la unidad de transformación 66/13,2 kV de 5,2 MVA por una nueva de capacidad máxima de 10 MVA. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

EMPRESA ELÉCTRICA DE ARICA S.A.

El siguiente cuadro presenta la obra de ejecución obligatoria de responsabilidad de la Empresa Eléctrica de Arica S.A.

Tabla 6: Obra de ejecución obligatoria en construcción de Empresa Eléctrica de Arica S.A.

N°	Proyecto	Fecha estimada o efectiva de entrada en operación, según corresponda	A.V.I. Referencial miles de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD
1	Aumento de capacidad en S/E Chinchorro	Oct-17	21,7	3,4

La descripción de la obra de ejecución obligatoria en construcción al 31 de octubre de 2016, es la que a continuación se indica.

3.5.1 AUMENTO DE CAPACIDAD EN S/E CHINCHORRO

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Chinchorro, mediante el reemplazo de la unidad de transformación actual 66/13,8 kV de 21 MVA por una nueva de capacidad máxima de 30 MVA. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

EMPRESA ELÉCTRICA DE IQUIQUE S.A.

El siguiente cuadro presenta la obra de ejecución obligatoria de responsabilidad de la Empresa Eléctrica de Iquique S.A.

Tabla 7: Obra de ejecución obligatoria en construcción de Empresa Eléctrica de Iquique S.A.

N°	Proyecto	Fecha estimada o efectiva de entrada en operación, según corresponda	A.V.I. Referencial miles de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD
1	Aumento de capacidad en S/E Alto Hospicio	Jun-17	103,7	16,5

La descripción de la obra de ejecución obligatoria en construcción al 31 de octubre de 2016, es la que a continuación se indica.

3.5.2 AUMENTO DE CAPACIDAD EN S/E ALTO HOSPICIO

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Alto Hospicio, mediante el reemplazo de la unidad de transformación actual 110/13,8 kV de 15 MVA por una nueva de capacidad máxima de 30 MVA. El proyecto incluye las adecuaciones de los equipos para las nuevas capacidades y las adecuaciones a las respectivas barras. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

EMPRESA ELÉCTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.

El siguiente cuadro presenta la obra de ejecución obligatoria de responsabilidad de la Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.

Tabla 8: Obra de ejecución obligatoria en construcción de Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.

N°	Proyecto	Fecha estimada o efectiva de entrada en operación, según corresponda	A.V.I. Referencial miles de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD
1	Nuevo Transformador en S/E La Negra	Abr-17	93,4	14,8

La descripción de la obra de ejecución obligatoria en construcción al 31 de octubre de 2016, es la que a continuación se indica.

3.5.3 NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E LA NEGRA

El proyecto consiste en la instalación de un nuevo equipo de transformación 110/23 kV de capacidad máxima de 10 MVA en la S/E La Negra. El proyecto incluye la construcción del paño de conexión a la barra de alta tensión. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo, tales como adecuación de las protecciones y control, adecuación de las conexiones, entre otros.

3.6 GRUPO SAESA

Los siguientes cuadros presentan las obras de ejecución obligatoria de responsabilidad de las empresas de transmisión zonales Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS) y Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (Frontel).

SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL SUR S.A.

El siguiente cuadro presenta las obras de ejecución obligatoria de responsabilidad de la empresa de transmisión zonal Sistema de Transmisión del Sur S.A.

Tabla 9: Obras de ejecución obligatoria en construcción de Sistema de Transmisión del Sur S.A.

N°	Proyecto	Fecha estimada o efectiva de entrada en operación, según corresponda	A.V.I. Referencial miles de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD
1	Proyecto Chiloé – Gamboa	Abr-19	6.166,3	978,2
2	Nueva S/E Llollelhue 220/66 kV 2x90 MVA	Feb-19	2.425,0	384,7
3	Nueva línea 2x66 kV Llollelhue - La Unión	Jun-20	1.375,0	218,1
4	Nueva S/E Llanquihue 220 kV	Dic-19	1.348,2	213,9
5	Proyecto Paranal – Armazones	Jun-17	1.796,1	284,9
6	Nueva S/E Río Negro 66/23 kV 10 MVA	Ene-19	420,6	66,7
7	Nuevo Transformador en S/E Osorno 66/23 kV 30 MVA	Jul-17	211,6	33,6
8	Aumento de capacidad en S/E Frutillar	Ago-18	443,9	70,4
9	Nueva S/E Pargua 110/23 kV 30 MVA	Abr-19	375,0	59,0
10	Nueva S/E Pargua 220/110 kV 60 MVA	Abr-19	1.936	307,0
11	Nuevo Transformador en S/E Puerto Montt 220/23 kV 60 MVA	Dic-19	689,2	109,3
12	Proyecto La Misión	Mar-20	1.946,5	308,8
13	Nueva S/E Sangra 66/23 kV 30 MVA	Jun-19	673,4	106,8
14	Nueva S/E Chirre 110/23 kV 16 MVA	Feb-19	390,3	61,9

Las descripciones de las obras de ejecución obligatoria en construcción al 31 de octubre de 2016 son las que a continuación se indican.

3.6.1 PROYECTO CHILOÉ – GAMBOA

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de 2x220 kV, de aproximadamente 46 km de longitud, y una nueva S/E denominada Gamboa ubicada en las cercanías de la S/E Castro. El proyecto incluye la instalación de dos nuevos equipos de transformación 220/110 kV, 90 MVA, en la S/E Gamboa y los patios respectivos para su conexión. Además, el proyecto incluye el seccionamiento de la línea 1x110 kV Pid Pid – Castro para su conexión a la nueva subestación, y las adecuaciones necesarias para habilitar un patio de 220 kV en la S/E Chiloé con espacios disponibles para futuros proyectos de transmisión. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.6.2 NUEVA S/E LLOLLELHUE 220/66 KV 2X90 MVA

El proyecto consiste en la construcción de una nueva S/E denominada Llollelhue, cuya conexión en 220 kV se realizará a la S/E Nueva Pichirropulli, actualmente en construcción.

El proyecto incluye la instalación de dos nuevos equipos de transformación 220/66 kV de 90 MVA y el seccionamiento de la línea 1x66 kV Pichirropulli – La Unión. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo, tales como adecuación de las protecciones y control, adecuación de las conexiones, entre otros.

3.6.3 NUEVA LÍNEA 2X66 KV LLOLLELHUE – LA UNIÓN

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión 2x66 kV Llollelhue – La Unión de aproximadamente 24 km de longitud y una capacidad máxima de 2x70 MVA. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo, tales como adecuación de las protecciones y control, adecuación de las conexiones, entre otros.

3.6.4 NUEVA S/E LLANQUIHUE 220 KV

El proyecto consiste en la construcción de una nueva S/E denominada Llanquihue en 220 kV ubicada al norte de Puerto Varas cuya conexión será en derivación al circuito n°2 de la línea Rahue – Puerto Montt. El proyecto incluye la instalación de un nuevo equipo de transformación 220/66 kV, 90 MVA, en la S/E Llanquihue y una barra de 66 kV en configuración interruptor y medio, junto con el seccionamiento de las líneas 2x66 kV Puerto Varas - Frutillar. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo, tales como adecuación de las protecciones y control, adecuación de las conexiones, entre otros.

3.6.5 PROYECTO PARANAL – ARMAZONES

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación denominada Paranal, ubicada al norte de la localidad de Paposo, y la construcción de una nueva línea 1x66 kV Paposo – Paranal, de aproximadamente 49 km de longitud. El proyecto incluye las adecuaciones en la S/E Paposo para la conexión de la línea de transmisión. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo, tales como adecuación de las protecciones y control, adecuación de las conexiones, entre otros.

3.6.6 NUEVA S/E RÍO NEGRO 66/23 KV 10 MVA

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación denominada Río Negro, ubicada al nororiente de la localidad de Río Negro, con el respectivo seccionamiento de la línea 2x66 kV Barro Blanco – Purranque. El proyecto incluye la instalación de un nuevo equipamiento de transformación 66/23 kV, con una capacidad máxima de 10 MVA, y la construcción de los patios respectivos para la conexión del transformador. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo, tales como adecuación de las protecciones y control, adecuación de las conexiones, entre otros.

3.6.7 NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E OSORNO 66/23 KV 30 MVA

El proyecto consiste en la instalación de un nuevo equipo de transformación 66/23 kV, de capacidad máxima de 30 MVA en la S/E Osorno. El proyecto incluye la construcción de una nueva barra en 23 kV, modificando un tramo de la actual barra de 13,2 kV, y la construcción de los paños de conexión a las barras respectivas en configuración doble barra en alta tensión y barra simple en media tensión. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo, tales como adecuación de las protecciones y control, adecuación de las conexiones, entre otros.

3.6.8 AUMENTO DE CAPACIDAD EN S/E FRUTILLAR

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Frutillar, mediante el reemplazo de las unidades de transformación actuales T1 66/23 kV y T2 66/23 kV de 5 MVA por una única nueva unidad 66/23 kV de capacidad máxima de 16 MVA. Además, incluye el seccionamiento de la línea 2x66 kV Purranque – Puerto Varas y la construcción de una nueva barra en 23 kV, con capacidad de conectar los alimentadores en media tensión actuales y los proyectados por los crecimientos en la zona. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.6.9 NUEVA S/E PARGUA 110/23 KV 30 MVA

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación denominada Pargua, ubicada al sur de la ciudad de Puerto Montt, en configuración barra principal más barra de transferencia y cuya conexión en 110 kV será mediante la conexión en derivación a la línea 1x110 kV Colaco – Punta Barranco. El proyecto incluye la instalación de un nuevo equipamiento de transformación 110/23 kV, con una capacidad máxima de 30 MVA, y la construcción de los patios de alta y media tensión respectivos para la conexión del transformador. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo, tales como adecuación de las protecciones y control, adecuación de las conexiones, entre otros.

3.6.10 NUEVA S/E PARGUA 220/110 KV 60 MVA

El proyecto consiste en la construcción de un nuevo patio en 220 kV, como segunda etapa del proyecto denominado “Nueva S/E Pargua 110/23 kV 30 MVA”, en configuración interruptor y medio, cuya conexión en 220 kV será mediante el seccionamiento de la línea 1x220 kV Melipulli – Chiloé. El proyecto incluye la instalación de un nuevo equipamiento de transformación 220/110 kV, con una capacidad máxima de 60 MVA y la construcción de los patios respectivos para la conexión del transformador. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo, tales como adecuación de las protecciones y control, adecuación de las conexiones, entre otros.

3.6.11 NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E PUERTO MONTT 220/23 KV 60 MVA

El proyecto consiste en la instalación de un nuevo equipo de transformación 220/23 kV de capacidad máxima de 60 MVA en la S/E Puerto Montt. El proyecto incluye la construcción de los paños de conexión a la barra existente en configuración barra seccionada más transferencia en alta tensión y a una nueva barra en configuración barra seccionada en media tensión. Adicionalmente, incluye la normalización de los paños de transmisión nacional J5 y J6 correspondientes a la línea 2x220 kV Puerto Montt – Melipulli, para permitir la conexión a la barra de transferencia, aprovechando las sinergias asociadas a la construcción del proyecto zonal mencionado. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo, tales como adecuación de las protecciones y control, adecuación de las conexiones, entre otros.

3.6.12 PROYECTO LA MISIÓN

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación denominada Remehue, en 66 kV, que seccione la línea 2x66 kV Osorno – La Unión en la zona norponiente de Rahue, en configuración barra principal más transferencia, la construcción de una nueva subestación denominada La Misión, ubicada en la ciudad de Osorno en configuración interruptor y medio, y la construcción de una nueva línea 2x66 kV Remehue – La Misión, de aproximadamente 7,5 km de longitud. El proyecto incluye la instalación de un nuevo equipo de transformación 66/23 kV de capacidad máxima 30 MVA en la S/E La Misión. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo, tales como adecuación de las protecciones y control, adecuación de las conexiones, entre otros.

3.6.13 NUEVA S/E SANGRA 66/23 KV 30 MVA

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación denominada Sangra, ubicada a un costado de Ruta 5, frente a localidad de Alerce, en configuración barra simple en A.T. y barra simple más transferencia en M.T., con el respectivo seccionamiento de la línea 2x66 kV Puerto Montt – Puerto Varas. El proyecto incluye la instalación de un nuevo equipamiento de transformación 66/23 kV, con una capacidad máxima de 30 MVA, y la construcción de los patios de alta y media tensión respectivos para la conexión del transformador. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo, tales como adecuación de las protecciones y control, adecuación de las conexiones, entre otros.

3.6.14 NUEVA S/E CHIRRE 110/23 KV 16 MVA

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación denominada Chirre, ubicada al nororiente de la central Pilmaiquén, en configuración barra simple en A.T. y barra simple con celda de respaldo en M.T., cuya conexión en 110 kV será mediante el seccionamiento de la línea 1x110 kV Antillanca – Central Licán. El proyecto incluye la instalación de un nuevo equipamiento de transformación 110/23 kV, con una capacidad máxima de 16 MVA, y la construcción de los patios de alta y media tensión respectivos

para la conexión del transformador. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo, tales como adecuación de las protecciones y control, adecuación de las conexiones, entre otros.

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.

El siguiente cuadro presenta las obras de ejecución obligatoria de responsabilidad de la empresa de transmisión zonal Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.

Tabla 10: Obras de ejecución obligatoria en construcción de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.

N°	Proyecto	Fecha estimada o efectiva de entrada en operación, según corresponda	A.V.I. Referencial miles de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD
1	Nueva S/E Santa Bárbara 66/13,2 kV 5 MVA	Jun-17	230,6	36,6
2	Nueva S/E Cunco 110/23 kV 16 MVA	Abr-18	461,5	73,2
3	Nueva S/E Deuco 66/13,2 kV 16 MVA	Jul-18	434,0	68,9
4	Aumento de capacidad en S/E Lota 66/13,8 kV 30 MVA	Nov-16	475,6	75,4
5	Proyecto Larqui	Sep-20	1.249,3	198,2

Las descripciones de las obras de ejecución obligatoria en construcción al 31 de octubre de 2016, son las que a continuación se indican.

3.6.1 NUEVA S/E SANTA BÁRBARA 66/13,2 KV 5 MVA

El proyecto considera la construcción de una nueva subestación denominada Santa Bárbara, la cual se conectará en derivación a la línea 1x66 kV Duqueco – Faenas Pangue. El proyecto incluye la instalación de un nuevo equipo de transformación 66/13,2 kV de 5 MVA, la construcción de los respectivos patios y la construcción de los paños A.T. y M.T. para la conexión del transformador. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.6.2 NUEVA S/E CUNCO 110/23 KV 16 MVA

El proyecto considera la construcción de una nueva subestación tipo GIS denominada Cunco, la cual se conectará mediante el seccionamiento de la línea 1x110 kV Pitrufquén – Melipeuco. En proyecto incluye la instalación de un nuevo equipo de transformación 110/23 kV de 16 MVA, la construcción de los respectivos patios y la construcción de los paños A.T. y M.T. para la conexión del transformador. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.6.3 NUEVA S/E DEUCO 66/13,2 KV 16 MVA

El proyecto considera la construcción de una nueva subestación denominada Deuco, la cual se conectará mediante el seccionamiento de la línea 1x66 kV Angol – Picoiquén. En proyecto incluye la instalación de un nuevo equipo de transformación 66/13,2 kV de 16

MVA, la construcción de los respectivos patios y la construcción de los paños A.T. y M.T. para la conexión del transformador. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.6.4 AUMENTO DE CAPACIDAD EN S/E LOTA 66/13,8 KV 30 MVA

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Lota, mediante el reemplazo de la unidad de transformación actual 66/13,2 kV de 12 MVA por una nueva de 30 MVA. Además, incluye la construcción de los paños de A.T. y M.T. y las adecuaciones en las respectivas barras. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.6.5 PROYECTO LARQUI

El proyecto considera el seccionamiento de la línea 1x66 kV Charrúa – Chillán en la nueva S/E Tres Esquinas Frontel, la construcción de una nueva S/E denominada Larqui, cercana a la localidad de Bulnes, y la construcción de una nueva línea 1x66 kV entre las subestaciones Tres Esquinas Frontel y la S/E Larqui, de aproximadamente 11,4 km de longitud. Además, el proyecto incluye la instalación de un nuevo equipo de transformación 66/23 kV de 16 MVA, la construcción de los respectivos patios y la construcción de los paños AT y MT para la conexión del transformador. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.7 LUZ PARRAL S.A.

El siguiente cuadro presenta la obra de ejecución obligatoria de responsabilidad de la empresa transmisión zonal Luz Parral S.A.

Tabla 11: Obra de ejecución obligatoria en construcción de Luz Parral S.A.

N°	Proyecto	Fecha Estimada o efectiva de entrada en operación, según corresponda	A.V.I. Referencial miles de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD
1	Nueva S/E Paso Hondo 66/13,2 kV 12,5 MVA	Feb 2017	626,3	99,4

La descripción de la obra de ejecución obligatoria en construcción al 31 de octubre de 2016, es la que a continuación se indica.

3.7.1 NUEVA S/E PASO HONDO 66/13,2 KV 12,5 MVA

El proyecto considera la construcción de una nueva subestación denominada Paso Hondo, que incorpore un patio en 66 kV en configuración barra simple. Además, incorpora un nuevo transformador de 66/13,2 kV de capacidad máxima de 12,5 MVA. El proyecto además considera una nueva línea de transmisión entre la subestación Paso Hondo y la conexión en derivación a la línea 1x66 kV Cauquenes – Parral. Adicionalmente, el proyecto

incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.8 TRANSELEC S.A.

El siguiente cuadro presenta las obras de ejecución obligatoria de responsabilidad de la empresa de transmisión zonal Transelec S.A.

Tabla 12: Obras de ejecución obligatoria en construcción de Transelec S.A.

N°	Proyecto	Fecha estimada o efectiva de entrada en operación, según corresponda	A.V.I. Referencial miles de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD
1	S/E Castilla	Abr 2017	125,2	19,9
2	Nuevo Transformador en S/E Pan de Azúcar	Dic 2017	1.291,0	204,8
3	Nuevo Transformador en S/E Quillota	Ago 2017	867,4	137,6
4	Nuevo Transformador en S/E Cerro Navia	Oct 2017	1.301,1	206,4
5	Nuevo Transformador en S/E Itahue	Mar 2017	801,8	127,2

Las descripciones de las obras de ejecución obligatoria en construcción al 31 de octubre de 2016, son las que a continuación se indican.

3.8.1 S/E CASTILLA

El proyecto consiste en la habilitación de la S/E Castilla, mediante la instalación de un nuevo equipo de transformación 110/23 kV de 5 MVA y el reacondicionamiento del patio de media tensión en 23 kV. El proyecto incluye el suministro de todos los equipamientos necesarios para la conexión del transformador en las barras de 110 kV y 23 kV. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.8.2 NUEVOS TRANSFORMADORES EN S/E PAN DE AZÚCAR

El proyecto consiste en la instalación de un nuevo equipo de transformación 220/110 kV de 150 MVA en la S/E Pan de Azúcar, y el aumento de capacidad mediante el reemplazo de la unidad de transformación actual 220/110 kV de 75 MVA por una nueva de 150 MVA. El nuevo equipo de transformación quedará conectado mediante doble vinculación a las barras de 220 kV, en tanto que el equipo que aumentará la capacidad de existente utilizará las actuales conexiones. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.8.3 NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E QUILLOTA

El proyecto consiste en la instalación de un nuevo equipo de transformación 220/110 kV de 150 MVA en la S/E Quillota. El proyecto incluye la construcción de un nuevo paño en 110 kV y un nuevo paño en 220 kV, para la conexión del nuevo equipo, cuya conexión

quedará mediante doble vinculación a las barras de 220 kV. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.8.4 NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E CERRO NAVIA

El proyecto consiste en la instalación de un nuevo equipo de transformación 220/110 kV de 400 MVA en la S/E Cerro Navia. El proyecto incluye la construcción de una nueva posición para conectar el equipo mediante nuevos paños en 110 kV y en 220 kV y la doble vinculación del actual transformador T5 220/110 kV a ambas barras de 220 kV. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

3.8.5 NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E ITAHUE

El proyecto consiste en la instalación de un nuevo equipo de transformación 154/66 kV de 100 MVA en la S/E Itahue con vinculación a la barra 2, tanto en 154 kV como en la barra de 66 kV. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

4 LISTADO DE OBRAS DE EJECUCIÓN OBLIGATORIA DE EXPANSIÓN ZONAL

De acuerdo a lo establecido en el artículo 13° transitorio de la Ley N° 20.936 y la Resolución N° 668, se presentan las obras de expansión zonal de ejecución obligatoria.

Las obras de expansión zonal que se muestran a continuación se han dividido por los sistemas definidos en el Decreto Exento N° 163, de fecha 14 de mayo de 2014, del Ministerio de Energía, que "Determina Líneas y Subestaciones Eléctricas de Subtransmisión del Sistema Interconectado del Norte Grande y del Sistema Interconectado Central".

4.1 OBRAS DE AMPLIACIÓN

SISTEMA A

La identificación de las instalaciones de transmisión zonal del Sistema A comprende aquellas que se encuentran interconectadas en su totalidad en el Sistema Interconectado del Norte Grande.

El siguiente cuadro presenta las obras de ampliación necesarias para el Sistema A de Transmisión Zonal.

Tabla 13: Obras de Ampliación del Sistema A

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	Fecha Estimada de Entrada en Operación	A.V.I. Referencial miles de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD	Propietario
1	Ampliación en S/E Capricornio	28	Abr 2020	1.058,6	167,9	Engie Energía S.A.
2	Ampliación en S/E Parinacota	18	Jun 2019	177,6	28,2	CGE S.A.
3	Ampliación en S/E Cóndores	18	Jun 2019	202,4	32,1	CGE S.A.
4	Ampliación en S/E Calama	18	Jun 2019	534,8	84,8	CGE S.A.
5	Ampliación en S/E Quiani	18	Jun 2019	227,0	36,0	CGE S.A.

Las descripciones de las obras de ampliación son las que a continuación se indican.

4.1.1 AMPLIACIÓN EN S/E CAPRICORNIO

El proyecto consiste en el seccionamiento de la línea 1x220 Chacaya – Mantos Blancos, donde actualmente se ubica el Tap off Capricornio. Para ello deberá ampliarse el patio de 220 kV en configuración doble interruptor con la instalación de equipamiento híbrido. Además, se incluye la ampliación de la barra principal del patio 110 kV, la construcción de una barra de transferencia en dicho patio y la instalación de un nuevo autotransformador trifásico 220/110 kV 80 MVA, con sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en el patio de media tensión, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 28 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 1.058,6 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.2 AMPLIACIÓN EN S/E PARINACOTA

El proyecto consiste en la conexión del banco de autotransformadores 220/66 kV a las barras principal N° 2 y transferencia del patio de 220 kV, a través de la incorporación de nuevo equipamiento de maniobra, uno para cada una de las barras. Además, se automatizará la conexión de la unidad monofásica de reserva, se construirá una barra de transferencia en el patio de 66 kV, con la respectiva conexión de los paños a ésta, la construcción de un paño acoplador y se instalarán los desconectadores faltantes en los paños existentes del transformador en 220 kV y 66 kV.

El proyecto incluye todas las obras civiles y adecuaciones necesarias para su realización como ajuste de protecciones, control, puesta a tierra, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 177,6 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.3 AMPLIACIÓN EN S/E CÓNDORES

El proyecto consiste en la conexión del banco de autotransformadores 220/110 kV a las barras principal N°2 y transferencia del patio de 220 kV a través de la incorporación de dos nuevos desconectadores trifásicos, uno para cada barra. Además, se automatizará la conexión de la unidad monofásica de reserva, se construirá una barra de transferencia en el patio de 110 kV, con la respectiva conexión de los paños a ésta, la construcción de un paño acoplador y se instalarán los desconectadores faltantes en los paños existentes del transformador en 220 kV y 110 kV.

El proyecto incluye todas las obras civiles y adecuaciones necesarias para su realización como ajuste de protecciones, control, puesta a tierra, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 202,4 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.4 AMPLIACIÓN EN S/E CALAMA

El proyecto consiste en la ampliación de la barra de 110 kV de la S/E Calama, la instalación de un tercer transformador 110/23 kV de 30 MVA con sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión, y la instalación de una nueva celda de 23 kV en configuración barra simple, con dos paños seccionadores para conectarse a la barra existente y dos paños alimentadores disponibles. El proyecto en la S/E Calama también incluye normalizar la conexión del transformador 220/110 kV existente para dejarlo en la misma configuración que tendrá el patio de 220 kV en el futuro, la que corresponde a doble interruptor, utilizando equipamiento híbrido para los respectivos paños. Finalmente, se debe automatizar la conexión de la unidad de reserva del banco de transformadores 220/110 kV y se debe ampliar el patio de 110 kV a través de la construcción de una barra de transferencia. Es parte del proyecto también la construcción de un muro cortafuego, foso de aceite y fundación con canaleta recolectora.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en el patio de media tensión, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 534,8 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.5 AMPLIACIÓN EN S/E QUIANI

El proyecto consiste en la instalación de un transformador 66/13,8 kV de 20 MVA proveniente de S/E Chinchorro. Además, se debe incluir la construcción de sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión y la instalación de una nueva celda de 13,8 kV, con 6 salidas. La obra también considera la construcción de un foso recolector de aceite para este nuevo transformador, la construcción de una barra de transferencia para el patio de 66 kV, con la respectiva conexión de los paños a ésta, la construcción de un paño acoplador y la construcción de los paños de línea y de transformación en el patio de 66 kV.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuación en el patio de media tensión, adecuaciones de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, traslado del equipo de transformación, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 227,0 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

SISTEMA B

La identificación de las instalaciones de transmisión zonal del Sistema B comprende aquellas que se encuentran interconectadas entre las subestaciones Diego de Almagro y Quillota del Sistema Interconectado Central.

El siguiente cuadro presenta las obras de ampliación necesarias para el Sistema B de Transmisión Zonal.

Tabla 14: Obras de Ampliación del Sistema B

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	Fecha Estimada de Entrada en Operación	A.V.I. Referencial miles de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD	Propietario
1	Ampliación en S/E Copayapu	24	Dic 2019	433,1	68,7	CGE S.A.
2	Ampliación en S/E San Joaquín	24	Dic 2019	430,1	68,2	CGE S.A.
3	Ampliación en S/E Combarbalá	18	Jun 2019	130,1	20,6	CGE S.A.
4	Aumento de capacidad de línea 1x110 kV Maitencillo - Algarrobo	24	Dic 2019	162,2	25,7	Transelec S.A.

Las descripciones de las obras de ampliación son las que a continuación se indican.

4.1.1 AMPLIACIÓN EN S/E COPAYAPU

El proyecto consiste en la ampliación de la barra de 110 kV de la S/E Copayapu y el seccionamiento de la línea Cardones - Copiapó 1x110 kV en dicha barra. Para la realización del seccionamiento se contempla un arranque de 800 metros en torres de doble circuito con conductor con capacidad de, al menos, 121 MVA a 25°C con sol desde la posición actual de la línea hasta la barra de 110 kV de la S/E Copayapu, donde se instalarán los paños de línea correspondientes y se dejará espacio para al menos dos futuros paños. Además, se trasladará la acometida de la línea Copayapu – Galleguillos 1x110 kV al extremo poniente de la barra ya extendida y se construirá una barra de transferencia con su respectivo paño acoplador en la barra de 110 kV.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en el patio de media tensión, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 433,1 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.2 AMPLIACIÓN EN S/E SAN JOAQUÍN

El proyecto consiste en la construcción de un patio de 110 kV en la S/E San Joaquín, en configuración barra principal más barra de transferencia incluido el paño acoplador, la

adecuación a la nueva configuración de dicho patio de la línea proveniente desde Pan de Azúcar incluyendo los equipos necesarios para completar el paño, y la instalación de un nuevo transformador de poder 110/13,2 kV de 30 MVA con sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión. Formará parte del proyecto la construcción de un foso de aceite con canaleta contenedora para el nuevo transformador y la inclusión de equipos de maniobra en los actuales paños de 110 kV, con el objetivo de adecuarlos a la nueva configuración del patio.

El proyecto incluye una nueva celda en configuración barra simple dimensionada para al menos 6 alimentadores adicionales, servicios auxiliares y conexión a la barra existente.

El proyecto incluye todas las adecuaciones necesarias en la subestación como protecciones, control, puesta a tierra, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 430,1 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.3 AMPLIACIÓN EN S/E COMBARBALÁ

El proyecto consiste en la instalación de un tercer transformador 66/13,2 kV de 5 MVA en la S/E Combarbalá. Para esto se requiere la ampliación de la barra de 66 kV, la instalación de los paños correspondientes al nuevo equipo de transformación, tanto en el patio de 66 kV como en el de 13,2 kV, y ampliar el patio de 13,2 kV con un paño acoplador, una nueva sección de barra y un nuevo paño alimentador 13,2 kV disponible.

El proyecto incluye todas las obras civiles necesarias para la instalación del transformador y todas las adecuaciones necesarias en la subestación como protecciones, control, puesta a tierra, adecuaciones en el patio de media tensión, traslado del equipo de transformación, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 130,1 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.4 AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA 1X110 KV MAITENCILLO – ALGARROBO

El proyecto consiste en el cambio de conductor de la línea 1x110 kV Maitencillo - Pan de Azúcar en su tramo Maitencillo - Algarrobo, que actualmente posee un conductor CU 2/0, para cambiarlo por un conductor tal que permita una capacidad de transporte de al menos 79 MVA a 25 °C con sol.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles,

montaje, malla de puesta a tierra, pruebas de los nuevos equipos y modificaciones estructurales y de ferretería si estas son necesarias, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 162,2 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

SISTEMA C

La identificación de las instalaciones de transmisión zonal del Sistema C comprende aquellas que se encuentran interconectadas entre las subestaciones Quillota y Cerro Navia del Sistema Interconectado Central.

El siguiente cuadro presenta las obras de ampliación necesarias para el Sistema C de Transmisión Zonal.

Tabla 15: Obras de Ampliación del Sistema C

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	Fecha Estimada de Entrada en Operación	A.V.I. Referencial miles de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD	Propietario
1	Doble Barra Tap Algarrobo	24	Dic 2019	605,8	96,1	Chilquinta Energía S.A.
2	Ampliación en S/E Agua Santa	24	Dic 2019	971,5	154,1	Chilquinta Energía S.A.
3	Ampliación en S/E Catemu	18	Jun 2019	92,2	14,6	Chilquinta Energía S.A.
4	Ampliación en S/E Bosquemar	18	Jun 2019	201,8	32,0	Chilquinta Energía S.A.
5	Ampliación en S/E Placilla	18	Jun 2019	183,0	29,0	Chilquinta Energía S.A.
6	Ampliación en S/E Río Blanco	18	Jun 2019	25,5	4,0	Chilquinta Energía S.A.
7	Ampliación en S/E San Antonio	18	Jun 2019	251,9	40,0	Chilquinta Energía S.A.
8	Ampliación en S/E San Felipe	18	Jun 2019	189,5	30,1	Chilquinta Energía S.A.

Las descripciones de las obras de ampliación son las que a continuación se indican.

4.1.1 DOBLE BARRA TAP ALGARROBO

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación de 66 kV en configuración doble barra más transferencia, donde actualmente se ubica el Tap Algarrobo, que permita el seccionamiento de los circuitos hacia Casablanca y San Jerónimo, junto con el seccionamiento de la línea 2x66 kV San Antonio – Laguna Verde. El proyecto considera un paño acoplador de barras, un paño seccionador de barras y espacio para, al menos, dos futuros paños, reutilizando el equipamiento de la actual subestación Tap Algarrobo.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra, pruebas de los nuevos equipos, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 605,8 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.2 AMPLIACIÓN EN S/E AGUA SANTA

El proyecto consiste en la ampliación de las barras existentes en el patio de 220 kV en al menos cuatro posiciones, 2 de los cuales serán utilizados por la Nueva línea 2x220 kV Nueva Alto Melipilla – Agua Santa la construcción de una barra de transferencia, pasando dicho patio a configuración doble barra más transferencia, con la correspondiente construcción de un paño acoplador conectado a través de equipos de maniobra a ambas barras principales. Se incluye también un nuevo banco de autotransformadores monofásicos 220/110 kV, 300 MVA, con sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión, que compartirá el autotransformador monofásico de reserva existente en la subestación, debiéndose automatizar la conexión a este último a ambos bancos. Finalmente, es parte del proyecto la modificación de la topología de la actual barra 110 kV pasando de una configuración de barra simple a una configuración doble barra con doble interruptor a través de la incorporación de equipamiento hibrido aire-gas SF6 para cada uno de los circuitos de este patio.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra, pruebas de los nuevos equipos, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 971,5 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.3 AMPLIACIÓN EN S/E CATEMU

El proyecto consiste en la ampliación de la barra de 44 kV, la instalación de un nuevo transformador 44/12 kV, 16 MVA, con sus respectivos paños en ambos niveles de tensión y la instalación de equipos de maniobra para el paño de 44 kV asociado al transformador existente.

El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en el patio de media tensión, adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 92,2 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.4 AMPLIACIÓN EN S/E BOSQUEMAR

El proyecto consiste en la instalación de un nuevo transformador 110/12 kV, 30 MVA, con sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión, y la instalación de una nueva barra principal en el patio de 12 kV, que contará con un paño para la conexión con la barra actual y cuatro posiciones para alimentadores.

El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 201,8 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.5 AMPLIACIÓN EN S/E PLACILLA

El proyecto consiste en la instalación de un nuevo transformador 110/12 kV, 30 MVA, con sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión, la construcción de una barra simple en el patio 110 kV y la instalación de una nueva barra principal en el patio de 12 kV, que contará con un paño para la conexión con la barra actual y dos posiciones para alimentadores.

El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 183,0 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.6 AMPLIACIÓN EN S/E RÍO BLANCO

El proyecto consiste en la instalación de un nuevo transformador 44/12 kV, 3,5 MVA, y la instalación de un reconectador en el patio de 12 kV para un futuro alimentador.

El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en el patio de media tensión, adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 25,5 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.7 AMPLIACIÓN EN S/E SAN ANTONIO

El proyecto consiste en el reemplazo del actual transformador 110/66 kV, 34,5 MVA, de la subestación San Antonio, por un banco de autotransformador 110/66 kV, 60 MVA de capacidad, más la unidad de reserva, reutilizando el paño de 110 kV existente y la construcción del respectivo paño en 66 kV. La conexión a la unidad de reserva de este banco debe ser automatizada.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra, pruebas de los nuevos equipos, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 251,9 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.8 AMPLIACIÓN EN S/E SAN FELIPE

El proyecto consiste en la instalación de un nuevo transformador 110/23 kV, 30 MVA, con sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión, y la instalación de un nuevo patio de 23 kV en configuración barra principal más barra de transferencia con posiciones para el transformador, para medidas y para al menos tres posiciones de alimentadores.

El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 189,5 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

SISTEMA D

La identificación de las instalaciones de transmisión zonal del Sistema D comprende aquellas que se encuentran interconectadas entre las subestaciones Cerro Navia y Alto Jahuel del Sistema Interconectado Central.

El siguiente cuadro presenta las obras de ampliación necesarias para el Sistema D de Transmisión Zonal.

Tabla 16: Obras de Ampliación del Sistema D

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	Fecha Estimada de Entrada en Operación	A.V.I. Referencial miles de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD	Propietario
1	Ampliación en S/E Altamirano	18	Jun 2019	269,6	42,8	Enel Distribución S.A.
2	Ampliación en S/E Macul	18	Jun 2019	201,2	31,9	Enel Distribución S.A.
3	Ampliación en S/E Pudahuel	18	Jun 2019	412,7	65,5	Enel Distribución S.A.
4	Ampliación en S/E La Dehesa	18	Jun 2019	273,0	43,3	Enel Distribución S.A.
5	Ampliación en S/E Cerro Navia	36	Dic 2020	1.347,5	213,8	Enel Distribución S.A.
6	Modificación de paños de conexión de línea 2x110 kV Las Vegas – Cerro Navia en nueva Sala GIS 110 kV S/E Cerro Navia 110 kV	36	Dic 2020	273,9	43,5	AES Gener S.A.
7	Modificación de conexión de paños de transformación TR5 y nuevo banco en nuevo patio GIS 110 kV S/E Cerro Navia 110 kV	36	Dic 2020	273,9	43,5	Transelec S.A.
8	Seccionamiento en S/E Pirque	18	Jun 2019	152,6	24,2	CMPC Papeles Cordillera
9	Ampliación en S/E Pirque	18	Jun 2019	208,4	33,1	CGE S.A.

Las descripciones de las obras de ampliación son las que a continuación se indican.

4.1.1 AMPLIACIÓN EN S/E ALTAMIRANO

El proyecto consiste en la ampliación del patio 110 kV, instalación de un nuevo transformador 110/12 kV, 50 MVA, en la S/E Altamirano, con su respectivo paño en el patio de 110 kV y una nueva celda de 12 kV con barra principal más barra de transferencia, que cuente con una posición para el acople a una de las celdas existentes, una posición para la conexión del nuevo transformador y al menos 8 posiciones disponibles para futuros paños.

El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en el patio de media tensión, adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 269,6 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.2 AMPLIACIÓN EN S/E MACUL

El proyecto consiste en el reemplazo del transformador 110/12 kV, 20 MVA, de la S/E Macul por un nuevo transformador 110/12 kV, 50 MVA, y la instalación de una nueva celda de 12 kV con barra principal más barra de transferencia, que cuente con posiciones para el acople a dos de las celdas existentes, posición para la conexión del nuevo transformador y al menos 8 posiciones disponibles para futuros paños.

El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en el patio de media tensión, adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 201,2 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.3 AMPLIACIÓN EN S/E PUDAHUEL

El proyecto consiste en la ampliación de la barra de 110 kV existente, la incorporación de dos paños de línea para la conexión con el Tap Pudahuel, instalación de un nuevo transformador 110/12 kV, 50 MVA, en la S/E Pudahuel con su respectivo paño en el patio de 110 kV y una nueva celda de 12 kV con barra principal más barra de transferencia, que cuente con posiciones para el acople a dos de las celdas existentes, posición para la conexión del nuevo transformador y al menos 9 posiciones disponibles para futuros paños.

El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en el patio de media tensión, adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 412,7 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.4 AMPLIACIÓN EN S/E LA DEHESA

El proyecto consiste en la ampliación del patio 110 kV, la instalación de un nuevo transformador 110/12 kV, 50 MVA, en la S/E La Dehesa con su respectivo paño de conexión en el patio de 110 kV, y una nueva celda de 12 kV con barra principal más barra de transferencia que cuente con una posición para el acople a una de las celdas

existentes, posición para la conexión del nuevo transformador y al menos 8 posiciones disponibles para futuros paños.

El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en el patio de media tensión, adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 273,0 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.5 AMPLIACIÓN EN S/E CERRO NAVIA

El proyecto consiste en la construcción de un nuevo patio de 110 kV en tecnología GIS en el emplazamiento del actual patio de 110 kV de la S/E Cerro Navia. El nuevo patio considera la construcción de tres barras principales más barra de transferencia, la conexión de tres transformadores 220/110 kV a dichas barras, los dos existentes y uno futuro, 3 paños seccionadores de barra, 3 paños acopladores a la barra de transferencia, 10 posiciones para cada uno de los circuitos existentes y la conexión de estos a cada una de las tres barras principales a través de equipos de maniobra.

El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en el patio de media tensión, adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 36 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 1.347,5 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El proyecto deberá ser licitado y adjudicado para su construcción, coordinadamente y en conjunto con la obra descrita en el numeral 4.1.6 y 4.1.7 del Sistema D del presente documento, en una misma licitación, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

4.1.6 MODIFICACIÓN DE PAÑOS DE CONEXIÓN DE LÍNEA 2X110 KV LAS VEGAS – CERRO NAVIA EN NUEVO PATIO GIS 110 KV S/E CERRO NAVIA 110 KV

El proyecto consiste en la conexión de la línea 2x110 kV Las Vegas – Cerro Navia en el patio de 110 kV de esta última para adecuarse al cambio de configuración señalado en el numeral 4.1.5 del Sistema D a través de la incorporación de 2 bahías GIS.

El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 36 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva. El A.V.I. referencial del proyecto es de 273,9 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El proyecto deberá ser licitado y adjudicado para su construcción, coordinadamente y en conjunto con la obra descrita en el numeral 4.1.5 y 4.1.7 del Sistema D del presente documento, en una misma licitación, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

4.1.7 MODIFICACIÓN DE CONEXIÓN DE PAÑOS DE TRANSFORMACIÓN TR5 Y NUEVO BANCO EN NUEVO PATIO GIS 110 KV S/E CERRO NAVIA 110 KV

El proyecto consiste en la conexión del equipo de transformación TR5 220/110 kV de la S/E Cerro Navia y del transformador 220/110 kV actualmente en construcción en el patio de 110 kV de esta subestación para adecuarse al cambio de configuración señalado en el numeral 4.1.5 del Sistema D a través de la incorporación de 2 bahías GIS.

El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 36 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva. El A.V.I. referencial del proyecto es de 273,9 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El proyecto deberá ser licitado y adjudicado para su construcción, coordinadamente y en conjunto con la obra descrita en el numeral 4.1.5 y 4.1.6 del Sistema D del presente documento, en una misma licitación, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

4.1.8 SECCIONAMIENTO EN S/E PIRQUE

El proyecto consiste en el seccionamiento de la línea 1x110 kV Maipo – Puente Alto CMPC en la actual S/E Pirque con sus respectivos paños de línea en la barra de 110 kV.

El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en el patio de media tensión, adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 152,6 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El proyecto deberá ser licitado y adjudicado para su construcción, coordinadamente y en conjunto con la obra descrita en el numeral 4.1.9 del Sistema D del presente documento, en una misma licitación, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

4.1.9 AMPLIACIÓN EN S/E PIRQUE

El proyecto consiste en la modificación de las instalaciones comunes de plataforma y barras, para permitir la conexión de los paños de línea asociados al seccionamiento en la S/E Pique de la línea 1x110 kV Maipo – Puente Alto CMPC. Además, incluye la instalación de un nuevo paño para que cada transformador de la subestación posea su paño en la barra de 110 kV.

El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en el patio de media tensión, adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otros.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 208,4 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El proyecto deberá ser licitado y adjudicado para su construcción, coordinadamente y en conjunto con la obra descrita en el numeral 4.1.8 del Sistema D del presente documento, en una misma licitación, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

SISTEMA E

La identificación de las instalaciones de transmisión zonal del Sistema E comprende aquellas que se encuentran interconectadas entre las subestaciones Alto Jahuel y Temuco del Sistema Interconectado Central.

El siguiente cuadro presenta las obras de ampliación necesarias para el Sistema E de Transmisión Zonal.

Tabla 17: Obras de Ampliación del Sistema E.

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	Fecha Estimada de Entrada en Operación	A.V.I. Referencial miles de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD	Propietario
1	Ampliación en S/E Alto Melipilla	36	Dic 2020	1.010,6	160,3	Chilquinta Energía S.A.
2	Ampliación en S/E La Esperanza	18	Jun 2019	228,4	36,2	CGE S.A.
3	Ampliación en S/E Alcones	18	Jun 2019	195,6	31,0	CGE S.A.
4	Aumento de capacidad de transmisión en Línea 1x66 kV El Maitén – El Paico – El Monte	24	Dic 2019	341,7	54,2	CGE S.A.
5	Ampliación en S/E Nancagua	18	Jun 2019	202,7	32,2	CGE S.A.
6	Ampliación en S/E Paniahue	18	Jun 2019	251,6	39,9	CGE S.A.
7	Ampliación en S/E Alameda	18	Jun 2019	280,6	44,5	CGE S.A.
8	Ampliación en S/E Graneros	18	Jun 2019	260,3	41,3	CGE S.A.
9	Ampliación en S/E Constitución	18	Jun 2019	264,9	42,0	CGE S.A.
10	Ampliación en S/E Cauquenes	18	Jun 2019	149,7	23,7	CGE S.A.
11	Ampliación en S/E San Carlos	18	Jun 2019	232,7	36,9	CGE S.A.

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	Fecha Estimada de Entrada en Operación	A.V.I. Referencial miles de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD	Propietario
12	Ampliación en S/E La Palma	24	Dic 2019	262,7	41,7	CGE S.A.
13	Ampliación en S/E Maule	18	Jun 2019	71,6	11,4	CGE S.A.
14	Ampliación en S/E San Javier	18	Jun 2019	205,2	32,6	CGE S.A.
15	Aumento de capacidad en S/E San Pedro	18	Jun 2019	125,4	19,9	CGE S.A.
16	Ampliación en S/E Mahns	18	Jun 2019	110,1	17,5	CGE S.A.
17	Ampliación en S/E Curacautín	18	Jun 2019	197,5	31,3	CGE S.A.
18	Ampliación en S/E El Avellano	18	Jun 2019	306,6	48,7	CGE S.A.
19	Ampliación en S/E Collipulli	18	Jun 2019	148,8	23,6	CGE S.A.
20	Ampliación en S/E Lautaro	18	Jun 2019	173,2	27,5	CGE S.A.
21	Ampliación en S/E Punta de Cortés	24	Dic 2019	968,9	153,7	CGE S.A.
22	Seccionamiento en línea 2x154 kV Alto Jahuel - Tinguiririca en S/E Punta de Cortés	24	Dic 2019	452,3	71,8	Transelec S.A.
23	Ampliación en S/E Tomé	24	Dic 2019	46,2	7,3	CGE S.A.
24	Ampliación en S/E Itahue	48	Dic 2021	305,9	48,5	Transelec S.A.
25	Ampliación en S/E Chiguayante	24	Dic 2019	46,2	7,3	CGE S.A.
26	Ampliación en S/E Parral	24	Dic 2019	48,6	7,7	CGE S.A.
27	Seccionamiento en S/E Tap Linares Norte	18	Jun 2019	183,5	29,1	CGE S.A.
28	Ampliación en S/E Linares Norte	18	Jun 2019	176,0	27,9	Luz Linares
29	Aumento de capacidad de transformación en S/E Longaví	18	Jun 2019	75,6	12,0	Luz Parral
30	Seccionamiento en S/E San Gregorio	18	Jun 2019	60,7	9,6	CGE S.A.
31	Ampliación en S/E San Gregorio	18	Jun 2019	118,9	18,9	Luz Parral
32	Seccionamiento en S/E Panimávida	18	Jun 2019	60,7	9,6	Transelec S.A.
33	Ampliación en S/E Panimávida	18	Jun 2019	86,9	13,8	Luz Linares
34	Cambio circuitos 1x154 kV Charrua - Tap Chillan y 1x154 kV Charrúa - Monterrico	24	Dic 2019	245,1	38,9	Transelec S.A.
35	Ampliación en S/E Monterrico	24	Dic 2019	20,3	3,2	CGE S.A.
36	Ampliación en S/E Ejercito	18	Jun 2019	524,8	83,3	CGE S.A.
37	Ampliación en S/E Pitrufquén	24	Dic 2019	477,8	75,8	CGE S.A.
38	Ampliación en S/E Padre Las Casas	24	Dic 2019	532,6	84,5	CGE S.A.
39	Ampliación en S/E San Vicente de Tagua Tagua	18	Jun 2019	141,4	22,4	CGE S.A.
40	Aumento de capacidad de transmisión en Línea 2x66 kV Maule - Talca	24	Dic 2019	280,7	44,5	CGE S.A.

Las descripciones de las obras de ampliación son las que a continuación se indican.

4.1.1 AMPLIACIÓN EN S/E ALTO MELIPILLA

El proyecto consiste en el cambio de configuración del patio de 220 kV a interruptor y medio y la instalación de un nuevo banco de autotransformadores monofásicos 220/110 kV, 150 MVA, con sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión, que compartirá la unidad de reserva con el equipo existente de la subestación, para lo cual es también necesaria la ampliación de la barra de 110 kV y la instalación de un paño seccionador de barra en esta última. El proyecto considera la automatización de la conexión de la unidad de reserva ya mencionada y espacio para al menos una diagonal futura en el patio de 220 kV y para al menos dos paños en la barra de 110 kV.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra, pruebas de los nuevos equipos, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 36 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 1.010,6 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.2 AMPLIACIÓN EN S/E LA ESPERANZA

El proyecto consiste en la instalación de un segundo transformador 66/13,2 kV, 15 MVA, con sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión, para lo cual se requiere la construcción de una barra de 66 kV y la construcción y montaje de un nuevo paño de línea hacia S/E Portezuelo. En cuanto a la barra de 13,2 kV, se instalará una celda en configuración barra simple con posiciones para el transformador, paño general, tres salidas de alimentadores y seccionador de barra que permita conectarse con la barra existente. La obra también considera la construcción de un muro cortafuego, fundación con canaleta recolectora y foso de aceite para nuevo transformador.

Adicionalmente, el proyecto considera la reubicación del transformador existente hacia una nueva posición en la zona de ampliación aledaña de la nueva barra de 66 kV, para la cual se considera la habilitación de todas las instalaciones comunes necesarias, así como su interconexión con el patio de media tensión existente.

El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en el patio de media tensión, adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 228,4 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.3 AMPLIACIÓN EN S/E ALCONES

El proyecto consiste en la instalación de un segundo transformador 66/23 kV, 15 MVA, con sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión, para lo cual se requiere la ampliación de la barra de 66 kV. En cuanto a la barra de 23 kV, se instalará una celda en configuración barra simple con posiciones para el transformador, SS.AA., medida, al menos dos salidas de alimentadores y seccionador de barra que permita conectarse con la barra existente. La obra también considera la construcción de un muro cortafuego, fundación con canaleta recolectora y foso de aceite para nuevo transformador, un desconectador cuchillo motorizado trifásico que reemplace el desconectador existente y completar el paño de 66 kV del transformador existente.

El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en el patio de media tensión, adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 195,6 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.4 AUMENTO DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN LÍNEA 1X66 KV EL MAITÉN – EL PAICO – EL MONTE

El proyecto consiste en el cambio de conductor de la línea 1x66 kV El Maitén – El Paico – El Monte por un conductor de, al menos, 52 MVA de capacidad. Es parte del proyecto la verificación de las estructuras existentes con tal de reemplazar o reforzar aquellas que sean necesarias. Asimismo, se considera el reemplazo de los herrajes de la línea para ambos tramos y el cambio de la aislación actual para el tramo comprendido entre las subestaciones El Paico y El Monte. El proyecto contempla completar los 6 paños de línea en las subestaciones El Maitén, El Paico y El Monte con interruptor, transformadores de medida, seccionador cuchillo, pararrayos y sus equipos de control, protección y medida.

El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en el patio de media tensión, adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 341,7 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.5 AMPLIACIÓN EN S/E NANCAGUA

El proyecto consiste en la instalación de un segundo transformador 66/13,2 kV, 15 MVA, con sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión, para lo cual se requiere la ampliación de la barra de 66 kV. En cuanto a la barra de 13,2 kV, se instalará una celda en configuración barra simple con posiciones para el transformador, tres salidas de alimentadores y seccionador de barra que permita conectarse con la barra existente. La obra también considera la construcción de un muro cortafuego, fundación con canaleta recolectora y foso de aceite para nuevo transformador y completar el paño de línea correspondiente a la línea 1x66 kV Nancagua - Paniahue.

El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en el patio de media tensión, adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 202,7 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.6 AMPLIACIÓN EN S/E PANIAHUE

El proyecto consiste en la instalación de un segundo transformador 66/13,2 kV, 30 MVA, con sus respectivos paños en ambos niveles de tensión, para lo cual se requiere la ampliación de la barra de 66 kV. En cuanto a la barra de 13,2 kV, se instalará una celda en configuración barra simple con posiciones para el transformador, banco de condensadores, al menos seis salidas de alimentadores y seccionador de barra que permita conectarse con la barra existente. La obra también considera la construcción de un muro cortafuego, fundación con canaleta recolectora y foso de aceite para nuevo transformador y completar los paños de línea de las líneas 1x66 kV Nancagua - Paniahue y 1x66 kV Paniahue - Lihueimo.

El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en el patio de media tensión, adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 251,6 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.7 AMPLIACIÓN EN S/E ALAMEDA

El proyecto consiste en la instalación de un tercer transformador 66/15 kV, 40 MVA, con sus respectivos paños en ambos niveles de tensión, para lo cual se requiere la ampliación

de la barra de 66 kV. En cuanto a la barra de 15 kV, se instalará una celda en configuración barra simple con posiciones para el transformador, banco de condensadores, al menos seis salidas de alimentadores y dos seccionadores de barra que permitan conectarse con las barras existentes. Adicionalmente, el proyecto incluye el cambio de configuración en Tap Alameda separando la llegada de la línea Cachapoal-Tap Alameda 66 kV de la línea Tap Alameda-Rancagua 66 kV, para los cuales se necesitan dos paños de línea en 66 kV, y la habilitación de un tercer paño de línea de 66 kV en el actual circuito que une las subestaciones Alameda y Rancagua. La obra también considera la construcción de un muro cortafuego, fundación con canaleta recolectora y foso de aceite para nuevo transformador. El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en el patio de media tensión, adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otros.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 280,6 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.8 AMPLIACIÓN EN S/E GRANEROS

El proyecto consiste en la instalación de un nuevo transformador 66/15 kV, 30 MVA, para lo cual se requiere la ampliación de la barra de 66 kV y la instalación de paños en este patio para los dos equipos de transformación, reutilizando el paño existente en la subestación y completándolo con el interruptor y equipos de medida faltantes. En cuanto al patio de 15 kV, se realizarán las ampliaciones necesarias para tener al menos 6 nuevos alimentadores. La obra también considera la construcción de un muro cortafuego, fundación con canaleta recolectora y foso de aceite para nuevo transformador.

El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en el patio de media tensión, adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 260,3 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.9 AMPLIACIÓN EN S/E CONSTITUCIÓN

El proyecto consiste en la instalación de un nuevo transformador 66/23 kV, de 30 MVA, con sus paños de 66 y 23 kV. Además, incluye la ampliación de la barra de 66 kV para construir el nuevo paño de transformación y completar el paño de 66 kV asociado al transformador de 10 MVA existente. En el patio de 23 kV se instalará una nueva celda en configuración de barra simple con posiciones para el transformador, para medida, para

conexión con la barra 23 kV existente N°1 y para al menos 6 salidas de alimentadores. La obra también considera la construcción de un muro cortafuego, foso de aceite y fundación con canaleta recolectora para nuevo transformador.

El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en el patio de media tensión, adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 264,9 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.10 AMPLIACIÓN EN S/E CAUQUENES

El proyecto consiste en el reemplazo del transformador de reserva 66/13,8kV, 10,35 MVA, por un equipo de 20 MVA. Además, incluye la ampliación de barra, plataforma e instalaciones de la subestación Cauquenes dejando, al menos, espacio para dos paños de línea en el patio de 66 kV para la conexión de la futura línea 2x66 kV Nueva Cauquenes – Cauquenes.

Las obras asociadas al reemplazo del transformador de reserva incluyen sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión, y las obras necesarias para que el equipo quede operando en forma permanente. Además en la barra de 13,2 kV, se instalará una celda en configuración barra simple con las siguientes posiciones: celda de entrada, celda para banco de condensadores, al menos tres salidas y seccionador de barra que permita conectarse con la barra existente. La obra también considera la construcción de un muro cortafuego, fundación con canaleta recolectora y foso de aceite para nuevo transformador.

El proyecto además incluye las obras de ampliación de barra de 66 kV y ampliación de plataforma para dejar las instalaciones preparadas para recibir los nuevos circuitos, de 66 kV, provenientes de la subestación Nueva Cauquenes.

La obra incluye, además, la ampliación del patio de 66 kV dejando, al menos, dos espacios disponibles para el enlace con la futura S/E Nueva Cauquenes.

El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en el patio de media tensión, adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 149,7 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.11 AMPLIACIÓN EN S/E SAN CARLOS

El proyecto consiste en la instalación de un segundo transformador 66/13,8kV, 30 MVA, con sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión, para lo cual se requiere la ampliación de la barra de 66 kV. En cuanto a la barra de 13,2 kV, se instalará una celda en configuración barra simple con posiciones para el transformador, banco de condensadores, al menos seis salidas de alimentadores y seccionador de barra que permita conectarse con la barra existente. La obra también considera la construcción de un muro cortafuego, fundación con canaleta recolectora y foso de aceite para nuevo transformador.

Para ejecutar la obra descrita anteriormente, se debe realizar una ampliación de la plataforma, equipos de control e instalaciones comunes, además de construir un nuevo paño B1 que soporte los nuevos niveles de transferencia.El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en el patio de media tensión, adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 232,7 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.12 AMPLIACIÓN EN S/E LA PALMA

El proyecto consiste en el seccionamiento de la línea 1x66 kV Talca – Linares en el actual Tap La Palma, instalando los respectivos paños de línea, y en el reemplazo del transformador 66/15 kV, 6,25 MVA por un equipo de 30 MVA con sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión y se construirá el paño de transformación en 66 kV para el transformador de 10 MVA existente. Además, se instalará una nueva celda en configuración barra simple con posiciones para el transformador, banco de condensadores, conexión a la barra de 15 kV existente y al menos 6 paños de salida de alimentadores. La obra también considera la construcción de un muro cortafuego, foso de aceite y fundación con canaleta recolectora para el nuevo transformador.

El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en el patio de media tensión, adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 262,7 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.13 AMPLIACIÓN EN S/E MAULE

El proyecto consiste en el reemplazo del transformador 66/13,8kV, 4,8 MVA, por el equipo de reserva de 10,35 MVA proveniente de S/E Cauquenes, reutilizando el equipamiento existente e instalando transformadores de corriente en el paño de 66 kV. La barra de 13,8 kV será ampliada en al menos dos posiciones para futuros alimentadores y se instalará el respectivo interruptor de media tensión para el alimentador existente. Además, se realizará una ampliación del patio de 15 kV que incluirá la ampliación de la barra para realizar una reubicación de los servicios auxiliares y la instalación de TTPP.

El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en el patio de media tensión, adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, traslado del equipo de transformación, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 71,6 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.14 AMPLIACIÓN EN S/E SAN JAVIER

El proyecto consiste en el reemplazo del transformador 66/23 kV, 5 MVA, por un equipo de 15 MVA, con sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión. En el patio de 66 kV se ampliará la barra, mientras que en el patio de 23 kV se construirá una barra aérea incorporando posición de servicios auxiliares, de medida y al menos tres salidas de alimentadores, donde una de ellas será utilizada por el actual alimentador en servicio. La obra también considera la construcción de un foso de aceite y fundación con canaleta recolectora para el nuevo transformador.

El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en el patio de media tensión, adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 205,2 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.15 AUMENTO DE CAPACIDAD EN S/E SAN PEDRO

El proyecto consiste en el reemplazo del transformador 66/15 kV, 10 MVA, por un equipo de 30 MVA, construyendo el paño de transformación de 66 kV para este nuevo equipos y reemplazando todos los equipos del paño CT2 que no soporten el nivel de transferencia del nuevo equipo. Adicionalmente se debe construir el paño de transformación de 66 kV del transformador de 13,3 MVA existente. Finalmente, la obra también considera la

construcción de un muro cortafuego, fundación con canaleta recolectora y foso de aceite para nuevo transformador.

El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en el patio de media tensión, adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 125,4 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.16 AMPLIACIÓN EN S/E MAHNS

El proyecto consiste en el reemplazo del transformador 66/15 kV, 6,25 MVA, por un equipo de 15 MVA, con sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión. En el patio de 15 kV se debe extender la barra para quedar con dos posiciones para alimentadores y se deben retirar los reguladores de tensión. La obra también considera la construcción de un muro cortafuego, fundación con canaleta recolectora y foso de aceite para el nuevo transformador.

El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en el patio de media tensión, adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 110,1 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.17 AMPLIACIÓN EN S/E CURACAUTÍN

El proyecto consiste en el reemplazo de los dos transformadores 66/13,2 kV, 2,6 MVA, por un nuevo equipo de 15 MVA. Además, el proyecto incluye la reutilización del equipamiento existente, la extensión de la barra de 66, una ampliación de la barra de 13,2 kV en al menos dos posiciones para futuros alimentares, las obras civiles, la construcción de la correspondiente fundación para el nuevo transformador y un foso de aceite.

El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 197,5 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.18 AMPLIACIÓN EN S/E EL AVELLANO

El proyecto consiste en el reemplazo del transformador 66/13,2 kV, 10 MVA, por un equipo de 30 MVA, con sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión. Se debe construir un nuevo paño de línea en 66 kV que soporte los nuevos niveles de transferencia de la subestación y un paño de transformación en 66 kV para el actual equipo de transformación de 12.5 MVA. Adicionalmente, se debe extender la barra de 66 kV con espacio para al menos 2 nuevos paños de línea, los que serán utilizados para la conexión de la línea 2x66 kV El Avellano – Los Varones. Para la barra de 23 kV se debe incorporar una nueva sección de barra, extender la barra de transferencia, construir un interruptor seccionador de barra y al menos seis nuevos paños de alimentadores en patio abierto. La obra considera dentro de las obras civiles la construcción de la correspondiente fundación para el nuevo transformador, muro corta fuego y un foso de aceite.El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en el patio de media tensión, adecuación en el patio de media tensión, adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 306,6 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.19 AMPLIACIÓN EN S/E COLLIPULLI

El proyecto consiste en el reemplazo de los tres transformadores 66/13,2 kV, 2,6 MVA, por el equipo de 16 MVA proveniente de la S/E Angol, con sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión. Además, se considera la ampliación de la barra de 66 kV y 13,2 kV y la plataforma correspondiente. La obra considera dentro de las obras civiles la construcción de la correspondiente fundación para el nuevo transformador y un foso de aceite. Finalmente, el proyecto considera la reutilización de los equipos existentes en la subestación.

El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en el patio de media tensión, adecuación en el patio de media tensión, adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, traslado del equipo de transformación, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 148,8 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.20 AMPLIACIÓN EN S/E LAUTARO

El proyecto consiste en el reemplazo del transformador 66/13,2 kV, 10 MVA, por un equipo de 30 MVA, con sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión. Además, se debe realizar una ampliación a La barra de 13.2 kV, para construir al menos cuatro nuevos paños de alimentadores en el patio de 13.2 kV. El proyecto considera dentro de las obras civiles la construcción de la correspondiente fundación para el nuevo transformador, muro corta fuego, canaleta recolectora y un foso de aceite.

El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuación en el patio de media tensión, adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 173,2 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.21 AMPLIACIÓN DE S/E PUNTA DE CORTÉS

El proyecto consiste en la ampliación de la S/E Punta de Cortés de forma tal que permita el seccionamiento de la línea 2x154 kV Alto Jahuel - Tinguiririca y eliminar la actual conexión en derivación en dicha subestación. El proyecto considera la construcción de un patio de 220 kV en configuración interruptor y medio energizado en 154 kV, con tres medias diagonales para los transformadores de la subestación y dos interruptores centrales. Estas diagonales serán completadas por el seccionamiento señalado y nuevas conexiones de proyectos de transmisión. Además, se considera espacio para tres diagonales futuras.

El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en el patio de media tensión, adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 968,9 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El proyecto deberá ser licitado y adjudicado para su construcción, coordinadamente y en conjunto con la obra descrita en el numeral 4.1.22 del Sistema E del presente documento, en una misma licitación, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

4.1.22 SECCIONAMIENTO EN LÍNEA 2X154 KV ALTO JAHUEL – TINGUIRIRICA EN S/E PUNTA DE CORTÉS

El proyecto consiste en la conexión de los circuitos 2x154 kV Alto Jahuel – Tap Punta Cortés y 2x154 kV Tap Punta Cortés – Tinguiririca en el nuevo patio de 220 kV energizado

en 154 kV de la S/E Punta Cortés. El proyecto incluye los respectivos paños de línea en estándar 220 kV con la reutilización del equipamiento existente en los paños de línea del Tap off Punta Cortés. El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en el patio de media tensión, adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 452,3 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El proyecto deberá ser licitado y adjudicado para su construcción, coordinadamente y en conjunto con la obra descrita en el numeral 4.1.21 del Sistema E del presente documento, en una misma licitación, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

4.1.23 AMPLIACIÓN EN S/E TOMÉ

El proyecto consiste en la ampliación de la subestación Tomé, dejando al menos espacio para la conexión de dos paños de línea en el patio de 66 kV para la conexión de la futura línea 2x66 kV Dichato - Tomé. Dicho proyecto considera la ampliación de la barra de 66 kV, plataforma, obras civiles entre otros.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra, pruebas de los nuevos equipos, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 46,2 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.24 AMPLIACIÓN EN S/E ITAHUE

El proyecto consiste en la ampliación del patio de 220 kV de la S/E Itahue, agregando 2 paños al anillo existente en dicho patio y generando dos posiciones para la llegada de la nueva línea 2x220 kV Mataquito – Itahue. La obra considera además el cambio de conexión en el anillo del circuito 2 de la línea 2x220 kV Ancoa – Itahue en una posición hacia el oeste, de forma tal que los circuitos de esta línea y de la línea 2x220 kV Mataquito – Itahue no queden en posiciones adyacentes.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra, pruebas de los nuevos equipos, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 48 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 305,9 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.25 AMPLIACIÓN EN S/E CHIGUAYANTE

El proyecto consiste en la ampliación de la subestación Chiguayante, dejando al menos espacio para la conexión de dos paños de línea en el patio de 66 kV para la conexión de la futura línea 2x66 kV Hualqui - Chiguayante. Dicho proyecto considera la ampliación de la barra de 66 kV, plataforma, obras civiles entre otros.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra, pruebas de los nuevos equipos, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 46,2 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.26 AMPLIACIÓN EN S/E PARRAL

El proyecto consiste en la ampliación de la subestación Parral, dejando al menos espacio para la conexión de dos paños de línea en el patio de 66 kV para la conexión de la futura línea 2x66 kV Nueva Cauquenes - Parral. Dicho proyecto considera la ampliación de la barra de 66 kV, plataforma, obras civiles entre otros.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra, pruebas de los nuevos equipos, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 48,6 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.27 SECCIONAMIENTO EN TAP LINARES NORTE

El proyecto consiste en seccionamiento de la línea 1x66 kV Linares – Villa Alegre en el actual Tap Linares Norte con sus respectivos paños de línea en la barra de 66 kV. El proyecto considera la reutilización de los actuales interruptores y equipos existentes.

El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en el patio de media tensión, adecuación de las

protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 183,5 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El proyecto deberá ser licitado y adjudicado para su construcción, coordinadamente y en conjunto con la obra descrita en el numeral 4.1.28 del Sistema E del presente documento, en una misma licitación, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

4.1.28 AMPLIACIÓN EN S/E LINARES NORTE

El proyecto consiste en el reemplazo de los dos transformadores 66/13,2 kV, 10 MVA, de la S/E Linares Norte por dos equipos de 25 MVA. Además, esta obra incluye la construcción de los paños en el patio de 66 kV para cada uno de los transformadores, reutilizando el equipamiento existente y las obras necesarias para permitir la conexión de los paños de línea asociados al seccionamiento en la S/E Linares Norte de la línea 1x66 kV Linares – Villa Alegre.

El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuación en el patio de media tensión, adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 176,0 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El proyecto deberá ser licitado y adjudicado para su construcción, coordinadamente y en conjunto con la obra descrita en el numeral 4.1.27 del Sistema E del presente documento, en una misma licitación, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

4.1.29 AUMENTO DE CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN EN S/E LONGAVÍ

El proyecto consiste en el reemplazo del transformador 66/13,2 kV, 12,5 MVA, de la subestación Longaví por un equipo de 30 MVA, reutilizando los paños existentes en la subestación.

El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 75,5 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.30 SECCIONAMIENTO EN S/E SAN GREGORIO

La obra consiste en seccionamiento de la línea 1x66 kV Cocharcas – Parral en la actual S/E San Gregorio con sus respectivos paños de línea en la barra de 66 kV. El proyecto considera la reutilización de los actuales interruptores y equipos existentes.

El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en el patio de media tensión, adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 60,7 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El proyecto deberá ser licitado y adjudicado para su construcción, coordinadamente y en conjunto con la obra descrita en el numeral 4.1.31 del Sistema E del presente documento, en una misma licitación, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

4.1.31 AMPLIACIÓN EN S/E SAN GREGORIO

El proyecto consiste en el reemplazo del transformador 66/13,2 kV, 5 MVA, de la S/E San Gregorio por un equipo de 20 MVA. Además, esta obra incluye la construcción de los paños en 66 kV y 13,2 kV para cada uno de los transformadores, reutilizando el equipamiento existente. Adicionalmente incluye las obras necesarias para permitir la conexión de los paños de línea asociados al seccionamiento en la S/E San Gregorio de la línea 1x66 kV Cocharcas – Parral.

El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en el patio de media tensión, adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 118,9 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El proyecto deberá ser licitado y adjudicado para su construcción, coordinadamente y en conjunto con la obra descrita en el numeral 4.1.30 del Sistema E del presente documento, en una misma licitación, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

4.1.32 SECCIONAMIENTO EN S/E PANIMÁVIDA

La obra consiste en el seccionamiento de la línea 1x66 kV Chacahuín – Ancoa en la actual S/E Panimávida con sus respectivos paños de línea en la barra de 66 kV. El proyecto considera la reutilización de los actuales interruptores y equipos existentes.

El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 60,7 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El proyecto deberá ser licitado y adjudicado para su construcción, coordinadamente y en conjunto con la obra descrita en el numeral 4.1.33 del Sistema E del presente documento, en una misma licitación, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

4.1.33 AMPLIACIÓN EN S/E PANIMÁVIDA

El proyecto consiste en el reemplazo de los dos transformadores 66/13,2 kV, 5 MVA, por los equipos de 10 MVA proveniente de S/E Linares, con la construcción de sus respectivos paños en el patio 66 kV, reutilizando equipamiento existente en la subestación, la ampliación de la barra de 13,2 kV al menos en dos posiciones para futuros alimentadores y las obras necesarias para permitir la conexión de los paños de línea asociados al seccionamiento en la S/E Panimávida de la línea 1x66 kV Chacahuín – Ancoa.

El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, traslado de los equipos de transformación, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 86,9 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El proyecto deberá ser licitado y adjudicado para su construcción, coordinadamente y en conjunto con la obra descrita en el numeral 4.1.32 del Sistema E del presente documento, en una misma licitación, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

4.1.34 CAMBIO CIRCUITOS 1X154 KV CHARRÚA - TAP CHILLÁN Y 1X154 KV CHARRÚA – MONTERRICO

El proyecto consiste en la modificación del uso de los actuales circuitos de la línea Charrúa - Parral y Charrúa - Chillán a la altura del Tap Chillán. De esta forma, el circuito con conductor CU 300 MCM se utilizará para abastecer la S/E Chillán y el circuito con

conductor ACAR 750 MCM se utilizará para abastecer al Tap Monterrico. Además, se realizará el cambio de conductor entre el punto de enroque y Tap Monterrico, de una longitud aproximada de 3,5 km., el cual deberá tener una capacidad, de al menos, 205 MVA a 35 °C con sol. Finalmente, se debe realizar el cambio de los desconectadores del paño A6 de S/E Charrúa 154 kV por equipos de corriente nominal superior a 900 A.

El proyecto también incluye realizar el seccionamiento en la S/E Monterrico de la línea Charrúa – Parral, eliminando la conexión en derivación actualmente en uso.

El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en el patio de media tensión, adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 245,1 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El proyecto deberá ser licitado y adjudicado para su construcción, coordinadamente y en conjunto con la obra descrita en el numeral 4.1.35 del Sistema E del presente documento, en una misma licitación, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

4.1.35 AMPLIACIÓN EN S/E MONTERRICO

El proyecto consiste en la modificación de las instalaciones comunes de plataforma, barras entre otras, para permitir la conexión de los paños de línea asociados al seccionamiento en la S/E Monterrico de la línea 1x154 kV Charrúa – Parral.

El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuación en el patio de media tensión, adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 20,3 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El proyecto deberá ser licitado y adjudicado para su construcción, coordinadamente y en conjunto con la obra descrita en el numeral 4.1.34 del Sistema E del presente documento, en una misma licitación, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

4.1.36 AMPLIACIÓN EN S/E EJÉRCITO

El proyecto consiste la construcción de un nuevo patio de 66 kV con un estándar mínimo de doble barra principal que incluya, al menos, la construcción de los 4 paños de línea para el seccionamiento de la línea 2x66 kV Concepción – Cerro Chepe, un paño para la

interconexión con la barra de 66 kV existente, dos paños para los equipos de transformación de la subestación, paño acoplador de barras principales y espacio para 3 paños futuros, 2 de los cuales serán utilizados por la futura línea 2x66 kV El Trébol – Ejército. En cuanto a la barra existente de 66 kV, se completarán los paños de las líneas 1x66 kV Alonso de Ribera – Ejército y 1x66 kV Colo Colo – Ejército, reutilizando el equipamiento primario existente en el patio actual.

El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en el patio de media tensión, adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 524,8 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.37 AMPLIACIÓN EN S/E PITRUFQUÉN

El proyecto consiste en el seccionamiento de la línea 2x66 kV Temuco – Loncoche en la actual subestación Pitrufquén, cuyo patio de 66 kV deberá pasar a configuración doble barra más transferencia. Para lo anterior se contemplan nueve paños en 66 kV, los cuales se encuentran asociados a paños para el seccionamiento, acoplador, seccionador de barras, y paños de transformación. Junto a lo anterior se debe considerar espacio para, a lo menos, dos paños futuros.

El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en el patio de media tensión, adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 477,8 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.38 AMPLIACIÓN EN S/E PADRE LAS CASAS

El proyecto consiste en la construcción de un patio de 66 kV en configuración doble barra más transferencia con la incorporación de un paño acoplador, seccionador de barras, el seccionamiento de la línea 2x66 kV Temuco – Loncoche y las conexiones de la línea 1x66 kV Las Encinas - Padre Las Casas y del transformador existente a dicho patio. Además, el proyecto considera espacio para nuevo equipo de transformación y, al menos, espacio para dos paños adicionales.

Forma parte del alcance del proyecto las modificaciones de líneas al interior de la subestación, como también todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta

en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en el patio de media tensión, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 532,6 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.39 AMPLIACIÓN EN S/E SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA

El proyecto consiste en el reemplazo del transformador Nº1 de la S/E, de 66/15 kV, 18,7 MVA por uno nuevo de 30 MVA, complementando los paños AT y MT con equipos que permitan transferir toda la potencia del nuevo transformador. En cuanto al patio de 15 kV se debe ampliar la barra seccionada N°1 y la barra de transferencia, con tres nuevos alimentadores e incorporar paño seccionador de barra de 15 kV. La obra también considera la construcción de muro cortafuego y foso de aceite para el nuevo transformador.
El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en el patio de media tensión, adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 141,4 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.40 AUMENTO DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN LÍNEA 2X66 KV MAULE – TALCA

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la línea 2x66 kV Maule – Talca, de unos 15 km de longitud aproximada, pasando de un conductor AAAC Butte a un conductor con capacidad de, al menos, 83 MVA a 25° C con sol. Es parte del proyecto la verificación de las estructuras existentes con tal de reemplazar o reforzar aquellas que sean necesarias. El proyecto incluye además, el reemplazo de todo el equipamiento primario que sea necesario en las subestaciones terminales producto de este cambio de capacidad.

El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en el patio de media tensión, adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 280,7 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

SISTEMA F

La identificación de las instalaciones de transmisión zonal del Sistema F comprende aquellas que se encuentran interconectadas entre las subestaciones Temuco y Chiloé del Sistema Interconectado Central.

El siguiente cuadro presenta las obras de ampliación necesarias para el Sistema F de Transmisión Zonal.

Tabla 18: Obras de Ampliación del Sistema F

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	Fecha Estimada de Entrada en Operación	A.V.I. Referencial miles de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD	Propietario
1	Ampliación en S/E Nueva Valdivia	36	Dic 2020	715,7	113,5	Transelec S.A.

Las descripciones de las obras de ampliación son las que a continuación se indican.

4.1.1 AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA VALDIVIA

El proyecto se desarrollará en dos etapas. La primera consiste en la instalación de un transformador 220/23 kV, 60 MVA, con sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión, y la construcción de un patio de 23 kV con barra dimensionada para al menos 8 paños y la canalización para salida subterránea de los alimentadores de 23 kV. Esta etapa incluye dejar el espacio para una futura segunda barra de 23 kV de iguales características.

La segunda etapa consiste en la construcción de un patio de 66 kV en configuración barra principal más barra de transferencia, con espacio para al menos 5 paños adicionales, la instalación de un transformador 220/66 kV, 60 MVA con sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión, y la canalización para salida subterránea de una línea en 66 kV. Los nuevos equipos de transformación no podrán compartir la misma diagonal en el patio de 220 kV, conectándose así mediante la incorporación de dos medias diagonales adicionales.

El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en el patio de media tensión, adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

Las obras correspondientes a la primera etapa del proyecto, asociadas al equipo de transformación 220/23 kV y patio de 23 kV, deberán ser construidas y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

Por su parte, las obras de la segunda etapa del proyecto, asociadas al equipo de transformación 220/66 kV y patio de 66 kV deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 36 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva, o ingresar en operación en conjunto con la fecha de puesta en servicio del proyecto Nueva Línea 2x66 kV Nueva Valdivia – Picarte, tendido del primer circuito, si esta fuese posterior al plazo señalado.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 715,7 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.2 OBRAS NUEVAS

SISTEMA A

El siguiente cuadro presenta las obras nuevas de expansión necesarias para el Sistema A de Transmisión Zonal.

Tabla 19: Obras Nuevas del Sistema A

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	Fecha Estimada de Entrada en Operación	A.V.I. Referencial miles de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD
1	Nueva Subestación Guardiamarina 110/23-13 kV	28	Sept 2020	1.071,5	170,0

La descripción de la obra de ampliación es la que a continuación se indica.

4.2.1 NUEVA SUBESTACIÓN GUARDIAMARINA 110/23-13 KV

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, en configuración doble barra más transferencia en su patio de 110 kV, conformada por cuatro paños para seccionar las líneas 1x110 kV Mejillones – Antofagasta y 1x110 kV Esmeralda – La Portada, un paño acoplador de barra, dos paños de transformación y al menos tres paños disponibles. El proyecto considera la instalación de dos transformadores de poder, uno de ellos, el de 30 MVA, estará destinado a alimentar una barra 23 kV en celda con configuración barra simple seccionada conformada por las siguientes posiciones: transformador, acoplador de barra, seis salidas de 23 kV, servicios auxiliares y banco de condensadores. El otro transformador, de 50 MVA, estará destinado a alimentar una barra 13,8 kV en celda con configuración barra simple seccionada conformada por las siguientes posiciones: transformador, acoplador de barras, seis salidas de 13,8 kV y banco de condensadores. El proyecto considera además dejar espacio disponible para futuras ampliaciones de las edificaciones y patios de la subestación.

El proyecto incluye todas las obras civiles y adecuaciones necesarias para su realización como ajuste de protecciones, control, puesta a tierra, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir los requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones tales como, tecnología y ubicación de la subestación seccionadora, seccionamientos, capacidad de barras, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos, entre otros.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 28 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 1.071,5 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

SISTEMA C

El siguiente cuadro presenta las obras nuevas de expansión necesarias para el Sistema C de Transmisión Zonal.

Tabla 20: Obras Nuevas del Sistema C

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	Fecha Estimada de Entrada en Operación	A.V.I. Referencial miles de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD
1	Nueva Subestación Río Aconcagua 220/110 kV	36	May 2021	2.421,5	384,1
2	Subestación Nueva Casablanca 220/66 kV	60	May 2023	1.121,3	177,9
3	Nueva Subestación La Pólvora 220/110 kV	36	May 2021	1.861,0	295,2
4	Nueva Línea 2x220 kV Nueva Alto Melipilla – Nueva Casablanca – La Pólvora – Agua Santa	60	May 2023	4.008,4	635,9
5	Subestación Nueva Panquehue 110/13,8 kV	28	Sep 2020	888,3	140,9
6	Subestación Seccionadora Nueva San Rafael 110 kV	36	May 2021	624,9	99,1
7	Construcción Bypass 2x110 kV San Rafael	48	May 2022	468,4	74,3

Las descripciones de las obras de ampliación son las que a continuación se indican.

4.2.1 NUEVA SUBESTACIÓN RÍO ACONCAGUA 220/110 KV

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación en torno a la intersección de las líneas 2x220 kV Polpaico – Nogales y 2x110 kV Esperanza – Aconcagua, que seccione ambas líneas señaladas. La configuración del patio de 220 kV será interruptor y medio, con dos diagonales construidas para el seccionamiento más media diagonal para el banco de transformadores, dejando espacio para al menos dos diagonales futuras, mientras que la del patio de 110 kV será doble barra más transferencia, con 4 paños para el seccionamiento, un paño para el transformador y espacio para al menos 3 paños futuros. Ambos patios serán conectados a través de un banco de autotransformadores monofásicos, con conexión automática a la unidad de reserva y una capacidad trifásica de 350 MVA.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra, pruebas de los nuevos equipos, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 36 meses

El A.V.I. referencial del proyecto es de 2.421,5 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.2 SUBESTACIÓN NUEVA CASABLANCA 220/66 KV

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación en torno a la actual S/E Casablanca. Además, incluye la instalación de un nuevo banco de autotransformadores

monofásicos 220/66 kV de capacidad de 150 MVA con su respectiva unidad de reserva, la cual deberá contar con conexión automática. El patio de 220 kV de la nueva subestación será en configuración interruptor y medio, con media diagonal construida para la conexión del equipo de transformación, y espacio para al menos 4 diagonales completas, de las cuales dos serán utilizadas por la Nueva Línea Nueva Alto Melipilla – Nueva Casablanca – La Pólvora – Agua Santa. Adicionalmente, incluye la construcción del enlace 2x66 kV a la actual S/E Casablanca. El patio de 66 kV será en configuración doble barra más transferencia con sus respectivos paños de conexión, uno para el transformador y dos para el enlace con la actual S/E Casablanca, más espacio para al menos dos paños futuros.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra, pruebas de los nuevos equipos, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 60 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 1.121,3 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El proyecto deberá ser licitado y adjudicado para su construcción, coordinadamente y en conjunto con las obras descritas en los numerales 4.2.3 y 4.2.4 del Sistema C del presente documento, en una misma licitación, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

4.2.3 NUEVA SUBESTACIÓN LA PÓLVORA 220/110 KV

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación en torno al sector de La Pólvora, en la Región de Valparaíso. Además, incluye la instalación de un nuevo banco de autotransformadores 220/110 kV de capacidad máxima de 150 MVA con su respectiva unidad de reserva, la cual deberá contar con conexión automática. El patio de 220 kV será en configuración interruptor y medio con media diagonal construida para la conexión del equipo de transformación y espacio para al menos 5 diagonales completas, de las cuales dos serán utilizadas por la Nueva Línea Nueva Alto Melipilla – Nueva Casablanca – La Pólvora – Agua Santa. Adicionalmente incluye la construcción de los enlaces en 110 kV a la nueva subestación La Pólvora de las actuales líneas 2x110 Tap Playa Ancha – Playa Ancha y 2x110 kV Tap Valparaíso – Valparaíso. El patio de 110 kV será en configuración doble barra más transferencia con un paño para el transformador, 4 paños para el seccionamiento de la línea 2x110 kV Agua Santa – Laguna Verde, y espacio para al menos 8 paños, de los cuales 2 serán para la conexión de los circuitos provenientes desde S/E Playa Ancha y 2 para los circuitos provenientes desde S/E Valparaíso.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra, pruebas de los nuevos equipos, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 36 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 1.861,0 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El proyecto deberá ser licitado y adjudicado para su construcción, coordinadamente y en conjunto con las obras descritas en los numerales 4.2.2 y 4.2.4 del Sistema C del presente documento, en una misma licitación, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

4.2.4 NUEVA LÍNEA 2X220 KV NUEVA ALTO MELIPILLA – NUEVA CASABLANCA – LA PÓLVORA – AGUA SANTA

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión 2x220 kV desde la S/E Nueva Alto Melipilla hasta la S/E Agua Santa, pasando por las nuevas subestaciones Nueva Casablanca y La Pólvora, con una capacidad de al menos 500 MVA por circuito y una longitud total aproximada de 93 km con sus respectivos paños de conexión a las respectivas subestaciones.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra, pruebas de los nuevos equipos, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 60 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 4.008,4 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El proyecto deberá ser licitado y adjudicado para su construcción, coordinadamente y en conjunto con las obras descritas en los numerales 4.2.2 y 4.2.3 del Sistema C del presente documento, en una misma licitación, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

4.2.5 SUBESTACIÓN NUEVA PANQUEHUE 110/ 13,8 KV

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación en configuración doble barra más barra de transferencia que seccione la línea 2x110 kV Aconcagua - Esperanza más la instalación de un nuevo transformador 110/13,8 kV, 30 MVA, con sus respectivos paños en ambos niveles de tensión y un nuevo patio de 13,8 kV en configuración barra simple que contará con al menos 3 paños para alimentadores que tomarán carga de las actuales subestaciones Panquehue 44 kV y Catemu 44 kV.

El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, etc.

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 28 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 888,3 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.6 SUBESTACIÓN SECCIONADORA NUEVA SAN RAFAEL 110 KV.

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación ubicada en el entorno del actual Tap San Rafael y que seccione la línea 2x110 kV Aconcagua – Esperanza. El patio de 110 kV será en configuración doble barra más barra de transferencia, con 4 paños para el seccionamiento, 2 espacios en plataforma y barra extendida para el futuro Bypass de la línea 2x110 kV Aconcagua – Esperanza en la ciudad de Los Andes, paño seccionador, paño acoplador y espacio para al menos 2 paños futuros. El terreno de la subestación deberá contar con espacio disponible para al menos dos equipos de transformación AT/MT y patios de media tensión correspondientes.

El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 36 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva. El A.V.I. referencial del proyecto es de 624,9 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El proyecto deberá ser licitado y adjudicado para su construcción, coordinadamente y en conjunto con la obra descrita en el numeral 4.2.7 del Sistema C del presente documento, en una misma licitación, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

4.2.7 CONSTRUCCIÓN BYPASS 2X110 KV SAN RAFAEL

El proyecto consiste en una línea 2x110 kV de aproximadamente 7 km de longitud y con una capacidad de al menos 100 MVA por circuito a 35° C con sol entre la futura S/E Seccionadora San Rafael y un punto de la línea 2x110 kV Aconcagua - Esperanza ubicado hacia el oriente del Tap San Rafael 110 kV, en el tramo Tap San Rafael – Tap Los Maquis. El proyecto incluye los paños de conexión en la nueva subestación San Rafael 110 kV.

El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 48 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva. El A.V.I. referencial del proyecto es de 468,4 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El proyecto deberá ser licitado y adjudicado para su construcción, coordinadamente y en conjunto con la obra descrita en el numeral 4.2.6 del Sistema C del presente documento, en una misma licitación, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

SISTEMA E

El siguiente cuadro presenta las obras nuevas de expansión necesarias para el Sistema E de Transmisión Zonal.

Tabla 21: Obras Nuevas del Sistema E

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	Fecha Estimada de Entrada en Operación	A.V.I. Referencial miles de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD
1	Nueva Subestación Pueblo Seco 154 kV	24	May 2020	633,3	100,5
2	Nueva Línea 2x220 kV Mataquito – Nueva Nirivilo – Nueva Cauquenes – Dichato - Hualqui	60	May 2023	19.979,1	3.169,4
3	Nueva Línea 2x220 kV Itahue - Mataquito	48	May 2022	3.304,5	524,2
4	Nueva Subestación Seccionadora Hualqui 220/66 kV	48	May 2022	1.497,7	237,6
5	Subestación Nueva Nirivilo 220/66 kV	60	May 2023	1.484,0	235,4
6	Subestación Nueva Cauquenes 220/66 kV	60	May 2023	1.529,0	242,6
7	Subestación Dichato 220/66 kV	60	May 2023	1.484,0	235,4
8	Nueva Subestación Mataquito 220/66 kV	48	May 2022	1.529,0	242,6
9	Nueva Línea 2x66 kV Nueva Cauquenes - Parral	60	May 2023	1.214,4	192,6
10	Nueva Línea 2x66 kV Nueva Cauquenes - Cauquenes	60	May 2023	77,6	12,3
11	Nueva Línea 2x66 kV Dichato - Tomé	60	May 2023	194,5	30,9
12	Nueva Línea 2x66 kV Hualqui - Chiguayante	60	May 2023	622,7	98,8
13	Nueva Subestación Trébol 220/66 kV	28	Sept 2020	1.142,2	181,2
14	Nueva Subestación Guindo 220/66 kV	28	Sept 2020	1.364,0	216,4
15	Nueva Línea 2x66 kV Trébol - Ejercito	36	May 2021	277,1	44,0
16	Nueva Subestación Los Varones 220/66 kV	36	May 2021	1.222,8	194,0
17	Nueva Línea 2x66 kV Los Varones – El Avellano	36	May 2021	267,1	42,4
18	Nueva Subestación Lastarria 220/66 kV	28	Sept 2020	1.487,5	236,0
19	Subestación Nueva Metrenco 220/66 kV	28	Sept 2020	1.832,1	290,6
20	Nueva Subestación Enlace Imperial 66/23 kV	28	Sept 2020	489,3	77,6
21	Línea 2x66 kV Nueva Metrenco – Enlace Imperial	48	May 2022	1.462,9	232,1

Las descripciones de las obras de ampliación son las que a continuación se indican.

4.2.1 NUEVA SUBESTACIÓN PUEBLO SECO 154 KV

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación que seccione la línea 1x154 kV Charrúa – Monterrico (línea compuesta por conductor ACAR 750 MCM), aproximadamente 29 km al norte de la S/E Charrúa. Además, incluye la instalación de un nuevo transformador 154/23 kV, de capacidad 20 MVA.

El patio de 154 kV será en configuración barra principal más transferencia, con los respectivos paños para el seccionamiento de línea señalada, más el paño para la conexión del equipo de transformación, dejando espacio para al menos dos paños futuros. El patio de 23 kV será en configuración barra principal más transferencia, con un paño para el

transformador, paño de medida, paño de servicios auxiliares, paño acoplador y al menos dos paños para alimentadores. El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra, pruebas de los nuevos equipos, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 633,3 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.2 NUEVA LÍNEA 2X220 KV MATAQUITO – NUEVA NIRIVILO – NUEVA CAUQUENES – DICHATO - HUALQUI

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión 2x220 kV entre las futuras subestaciones Hualqui y Mataquito, con una longitud aproximada de 250 km y una capacidad de al menos 485 MVA por circuito a 25 °C con sol. El proyecto considera los paños de línea en las subestaciones señaladas.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra, pruebas de los nuevos equipos, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 60 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 19.979,1 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

Las obras descritas entre los numerales 4.2.2 al 4.2.12 inclusive del Sistema E del presente documento, deberán ser licitadas y adjudicadas para su construcción coordinadamente y en conjunto en una misma licitación, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

4.2.3 NUEVA LÍNEA 2X220 KV ITAHUE - MATAQUITO

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión 2x220 kV entre la futura Subestación Mataquito y la existente Subestación Itahue, con una longitud aproximada de 48 km y una capacidad de al menos 485 MVA por circuito a 25 °C con sol. El proyecto considera los paños de línea en la subestación Mataquito y la conexión en la configuración de barras de la subestación Itahue 220 kV.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra, pruebas de los nuevos equipos, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 48 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 3.304,5 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

Las obras descritas entre los numerales 4.2.2 al 4.2.12 inclusive del Sistema E del presente documento, deberán ser licitadas y adjudicadas para su construcción coordinadamente y en conjunto en una misma licitación, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

4.2.4 NUEVA SUBESTACIÓN SECCIONADORA HUALQUI 220 /66 KV

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación que seccione la línea 1x220 kV Charrúa – Lagunillas, aproximadamente a 20 km de esta última subestación. Además, incluye la instalación de un transformador 220/66 kV, de capacidad 90 MVA. El patio de 220 kV será en configuración interruptor y medio, con tres medias diagonales construidas para el seccionamiento de la línea mencionada y la conexión del equipo de transformación, dejando espacio para al menos dos diagonales completas. Las medias diagonales serán completadas con la futura línea 2x220 kV entre Hualqui e Itahue. El patio de 66 kV será en configuración doble barra más transferencia, con la construcción de un paño para el transformador y la extensión de las barras para la conexión de los paños de la línea 2x66 Hualqui – Chiguayante y espacio para al menos 2 paños futuros.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra, pruebas de los nuevos equipos, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir los requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones tales como, ubicación de la subestación seccionadora, seccionamientos, capacidad de barras, espacios para equipos de compensación proyectados, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos, entre otros.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 48 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 1.497,7 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

Las obras descritas entre los numerales 4.2.2 al 4.2.12 inclusive del Sistema E del presente documento, deberán ser licitadas y adjudicadas para su construcción coordinadamente y en conjunto en una misma licitación, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

4.2.5 SUBESTACIÓN NUEVA NIRIVILO 220/66 KV

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación y la instalación de un transformador 220/66 kV, de capacidad 90 MVA. Además, incluye la construcción de un

patio de 220 kV en configuración interruptor y medio, con media diagonal construida para la conexión del equipo de transformación, dejando espacio para al menos 4 diagonales completas, dos de las cuales serán utilizadas por la futura línea 2x220 kV entre Hualqui e Itahue. El patio de 66 kV será en configuración doble barra más transferencia, con la construcción de un paño para el transformador y la extensión de las barras para la conexión de los empalmes a la S/E Nirivilo y espacio para al menos 2 paños futuros.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra, pruebas de los nuevos equipos, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir los requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones tales como, ubicación de la subestación, capacidad de barras, espacios para la instalación de equipos de compensación proyectados, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos, entre otros.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 60 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 1.484,0 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

Las obras descritas entre los numerales 4.2.2 al 4.2.12 inclusive del Sistema E del presente documento, deberán ser licitadas y adjudicadas para su construcción coordinadamente y en conjunto en una misma licitación, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

4.2.6 SUBESTACIÓN NUEVA CAUQUENES 220/66 KV

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación y la instalación de un nuevo transformador 220/66 kV, de capacidad de 90 MVA. Además, incluye la construcción de un patio de 220 kV en configuración interruptor y medio, con media diagonal construida para la conexión del equipo de transformación, dejando espacio para al menos 4 diagonales completas, dos de las cuales serán utilizadas por la futura línea 2x220 kV Hualqui e Itahue. El proyecto incluye además la construcción de una nueva línea 2x66 kV Nueva Cauquenes – Cauquenes con una longitud aproximada de 500 metros y una capacidad de, al menos, 90 MVA a 25 °C con sol. El patio de 66 kV será en configuración doble barra más transferencia, con la construcción de un paño para el transformador y la extensión de las barras para la conexión de los empalmes a la S/E Cauquenes, los paños para la línea 2x66 Nueva Cauquenes – Parral y espacio para al menos 2 paños futuros.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra, pruebas de los nuevos equipos, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir los requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones tales como, ubicación de la subestación, capacidad de barras, espacios para la instalación de equipos de compensación proyectados, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos, entre otros.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 60 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 1.529,0 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

Las obras descritas entre los numerales 4.2.2 al 4.2.12 inclusive del Sistema E del presente documento, deberán ser licitadas y adjudicadas para su construcción coordinadamente y en conjunto en una misma licitación, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

4.2.7 SUBESTACIÓN DICHATO 220/66 KV

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación y la instalación de un nuevo transformador 220/66 kV, de capacidad de 90 MVA. Además, incluye la construcción de un patio de 220 kV en configuración interruptor y medio, con media diagonal construida para la conexión del equipo de transformación, dejando espacio para 4 diagonales completas, dos de las cuales serán utilizadas por la futura línea 2x220 kV entre Hualqui e Itahue. El patio de 66 kV será en configuración doble barra más transferencia, con la construcción de un paño para el transformador, y la extensión de las barras para la conexión de la línea 2x66 Dichato – Tomé y espacio para al menos 2 paños futuros.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra, pruebas de los nuevos equipos, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir los requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones tales como, ubicación de la subestación, capacidad de barras, espacios para la instalación de equipos de compensación proyectados, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos, entre otros.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 60 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 1.484,0 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

Las obras descritas entre los numerales 4.2.2 al 4.2.12 inclusive del Sistema E del presente documento, deberán ser licitadas y adjudicadas para su construcción coordinadamente y en conjunto en una misma licitación, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

4.2.8 NUEVA SUBESTACIÓN MATAQUITO 220/66 KV

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación y la instalación de un nuevo transformador 220/66 kV, de capacidad de 90 MVA. Además, incluye la construcción de un patio de 220 kV en configuración interruptor y medio, con media diagonal construida para la conexión del equipo de transformación, dejando espacio para al menos 4 diagonales completas, dos de las cuales serán utilizadas por la futura línea 2x220 kV entre Hualqui e Itahue. El patio de 66 kV será en configuración doble barra más transferencia, con la construcción de un paño para el transformador y espacio para al menos 6 paños futuros.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra, pruebas de los nuevos equipos, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir los requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones tales como, ubicación de la subestación, capacidad de barras, espacios para la instalación de equipos de compensación proyectados, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos, entre otros.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 48 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 1.529,0 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

Las obras descritas entre los numerales 4.2.2 al 4.2.12 inclusive del Sistema E del presente documento, deberán ser licitadas y adjudicadas para su construcción coordinadamente y en conjunto en una misma licitación, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

4.2.9 NUEVA LÍNEA 2X66 KV NUEVA CAUQUENES – PARRAL

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión 2x66 kV entre la futura S/E Nueva Cauquenes y la existente S/E Parral, con una longitud aproximada de 51 km y una capacidad de al menos 90 MVA por circuito a 25 °C con sol. El proyecto considera los paños de línea en las subestaciones señaladas.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra, pruebas de los nuevos equipos, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 60 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 1.214,3 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

Las obras descritas entre los numerales 4.2.2 al 4.2.12 inclusive del Sistema E del presente documento, deberán ser licitadas y adjudicadas para su construcción coordinadamente y en conjunto en una misma licitación, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

4.2.10 NUEVA LÍNEA 2X66 KV NUEVA CAUQUENES – CAUQUENES

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión 2x66 kV entre la futura S/E Nueva Cauquenes y la existente S/E Cauquenes, con una longitud aproximada de 500 metros y una capacidad de al menos 90 MVA por circuito a 25 °C con sol. El proyecto considera los paños de línea en las subestaciones señaladas.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra, pruebas de los nuevos equipos, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 60 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 77,6 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

Las obras descritas entre los numerales 4.2.2 al 4.2.12 inclusive del Sistema E del presente documento, deberán ser licitadas y adjudicadas para su construcción coordinadamente y en conjunto en una misma licitación, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

4.2.11 NUEVA LÍNEA 2X66 KV DICHATO – TOMÉ

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión 2x66 kV entre la futura S/E Dichato y la existente S/E Tomé, con una longitud aproximada de 5 km y una capacidad de al menos 90 MVA por circuito a 25 °C con sol. El proyecto considera los paños de línea en las subestaciones señaladas.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra, pruebas de los nuevos equipos, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 60 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 194,5 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

Las obras descritas entre los numerales 4.2.2 al 4.2.12 inclusive del Sistema E del presente documento, deberán ser licitadas y adjudicadas para su construcción coordinadamente y en conjunto en una misma licitación, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

4.2.12 NUEVA LÍNEA 2X66 KV HUALQUI – CHIGUAYANTE

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión 2x66 kV entre la futura S/E Hualqui y la existente S/E Chiguayante, con una longitud aproximada de 18 km y una capacidad de al menos 90 MVA por circuito a 25 °C con sol. El proyecto considera los paños de línea en las subestaciones señaladas.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra, pruebas de los nuevos equipos, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 60 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 622,7 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

Las obras descritas entre los numerales 4.2.2 al 4.2.12 inclusive del Sistema E del presente documento, deberán ser licitadas y adjudicadas para su construcción coordinadamente y en conjunto en una misma licitación, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

4.2.13 NUEVA SUBESTACIÓN TRÉBOL 220/66 KV

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación que seccione la línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, aproximadamente 6,5 km desde esta última subestación. Además, incluye la instalación de un nuevo transformador 220/66 kV, de capacidad de 90 MVA y un equipo 66/15 kV de 30 MVA. El patio de 220 kV será en configuración interruptor y medio, con una diagonal construida para el seccionamiento de la línea, media diagonal para la conexión del equipo de transformación, dejando espacio para al menos una diagonal completa. El patio de 66 kV será en configuración doble barra más transferencia con dos paños para la conexión de los transformadores, y la extensión de las barras para la conexión de los paños del enlace con la S/E Ejército, dos paños de línea para el seccionamiento de la línea Alonso de Ribera – Perales y espacio para al menos 3 paños futuros. El patio de 15 kV deberá contar con una barra de 15 kV en configuración barra simple seccionada, sala de comando, sala de celdas con seis paños de salida 15 kV y una salida para banco de condensadores.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra, pruebas de los nuevos equipos, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir los requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones tales como, ubicación de la subestación seccionadora, seccionamientos, capacidad de barras, espacios para equipos de compensación proyectados, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos, entre otros.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 28 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 1.142,2 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El proyecto deberá ser licitado y adjudicado para su construcción, coordinadamente y en conjunto con la obra descrita en el numeral 4.2.15del Sistema E del presente documento, en una misma licitación, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

4.2.14 NUEVA SUBESTACIÓN GUINDO 220/66 KV

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación que seccione la línea 1x220 kV Lagunillas – Hualpén, aproximadamente 9,8 km al sur de esta última subestación. Esta subestación incluye la instalación de un nuevo transformador 220/66 kV, de capacidad 90 MVA. El patio de 220 kV será en configuración interruptor y medio, con una diagonal construida para el seccionamiento de la línea, media diagonal para la conexión del equipo de transformación, dejando espacio para al menos una diagonal completa. El patio de 66 kV será en configuración doble barra más transferencia con un paño para la conexión del transformador, 4 paños de línea para realizar el seccionamiento de la línea 2x66 kV Concepción – Coronel en las cercanías del tap Loma Colorada y espacio para al menos 4 paños futuros. Adicionalmente, para poder realizar el seccionamiento en 66 kV de los circuitos de la línea 2x66 kV Concepción – Coronel en las cercanías del tap Loma Colorada, se deberán construir cuatro arranques de una longitud de 1 km. aproximadamente entre el futuro patio de 66 kV de la subestación El Guindo y la línea 2x66 kV Concepción – Coronel, el cual deberá tener una capacidad por circuito de, al menos, 35 MVA a 25 °C con sol.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra, pruebas de los nuevos equipos, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir los requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones tales como, ubicación de la subestación seccionadora, seccionamientos, capacidad de barras, espacios para equipos de compensación proyectados, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos, entre otros.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 28 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 1.364,0 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.15 NUEVA LÍNEA 2X66 KV TRÉBOL – EJÉRCITO

El proyecto consiste en la construcción de la línea 2x66 kV El Trébol – Ejército, la que tendrá una longitud aproximada de 2 km y una capacidad por circuito de, al menos, 90

MVA a 25 °C con sol. El proyecto considera los paños de línea en las subestaciones señaladas.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra, pruebas de los nuevos equipos, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 36 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 277,1 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El proyecto deberá ser licitado y adjudicado para su construcción, coordinadamente y en conjunto con la obra descrita en el numeral 4.2.13 del Sistema E del presente documento, en una misma licitación, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

4.2.16 NUEVA SUBESTACIÓN LOS VARONES 220/66 KV

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación que seccione la línea 1x220 kV Charrúa – Duqueco, aproximadamente 9 km al norte de esta última subestación. Además, incluye la instalación de un nuevo transformador 220/66 kV, de capacidad de 90 MVA. El patio de 220 kV será en configuración interruptor y medio, con una diagonal construida para el seccionamiento de la línea, media diagonal para la conexión del equipo de transformación, dejando espacio para una diagonal completa. El patio de 66 kV será en configuración doble barra más transferencia, con un paño para el transformador, y extensión de las barras para la conexión de los paños del enlace con la Subestación El Avellano y espacio para al menos 3 paños futuros.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra, pruebas de los nuevos equipos, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir los requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones tales como, ubicación de la subestación seccionadora, seccionamientos, capacidad de barras, espacios para equipos de compensación proyectados, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos, entre otros.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 36 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 1.222,8 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El proyecto deberá ser licitado y adjudicado para su construcción, coordinadamente y en conjunto con la obra descrita en el numeral 4.2.17 del Sistema E del presente documento, en una misma licitación, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

4.2.17 NUEVA LÍNEA 2X66 KV LOS VARONES – EL AVELLANO

El proyecto consiste en la construcción de la línea 2x66 kV Los Varones - El Avellano la cual tendrá una longitud aproximada de 1 km. y una capacidad por circuito de, al menos, 90 MVA a 25 °C con sol. El proyecto incluye los respectivos paños de conexión en la futura subestación Los Varones y la actual subestación El Avellano.

El proyecto incluye los respectivos paños de conexión en la futura subestación Los Varones y la actual subestación El Avellano.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra, pruebas de los nuevos equipos, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 36 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 267,1 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El proyecto deberá ser licitado y adjudicado para su construcción, coordinadamente y en conjunto con la obra descrita en el numeral 4.2.16del Sistema E del presente documento, en una misma licitación, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

4.2.18 NUEVA SUBESTACIÓN LASTARRIA 220/66 KV

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación en configuración interruptor y medio en 220 kV, que permita seccionar la línea 2x220 kV Cautín – Ciruelos a la altura geográfica de Loncoche, mientras que para la barra de 66 kV será en configuración doble barra más transferencia, de manera que permita seccionar la línea 2x66 kV Temuco - Loncoche. Ambos patios serán conectados a través de la instalación de un nuevo transformador 220/66 kV de capacidad de 75 MVA. En el patio de 220 kV se deberá dejar espacio para al menos 2 diagonales completas y en el patio de 66 kV se deberá dejar espacio para al menos dos paños adicionales.

El proyecto incluye compra de terreno, como también todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra, pruebas de los nuevos equipos, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 28 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 1.487,5 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.19 SUBESTACIÓN NUEVA METRENCO 220/66 KV

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación en un radio de 1,5 km desde el actual Tap Metrenco 66 kV, con un patio de 220 kV en configuración interruptor y medio, que permita seccionar la línea 2x220 kV Cautín – Ciruelos, y un patio de 66 kV en configuración doble barra más transferencia que seccione la línea 2x66 kV Temuco – Loncoche. Ambos patios serán conectados a través de la instalación de dos nuevos transformadores 220/66 kV de capacidad de 60 MVA, los que no podrán compartir la misma diagonal. En el patio de 220 kV se deberá dejar espacio para al menos dos diagonales completas y en el patio de 66 kV se deberá dejar espacio para al menos 5 paños.

El proyecto incluye compra de terreno como también todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra, pruebas de los nuevos equipos, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 28 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 1.832,1 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El proyecto deberá ser licitado y adjudicado para su construcción, coordinadamente y en conjunto con las obras descritas en los numerales 4.2.20 y 4.2.21 del Sistema E del presente documento, en una misma licitación, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

4.2.20 NUEVA SUBESTACIÓN ENLACE IMPERIAL 66/23 KV

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación de 66 kV en configuración doble barra más transferencia, que se ubicará en torno a la actual S/E Nueva Imperial, dejando espacio para al menos cuatro paños futuros. La conexión entre esta nueva subestación y la existente S/E Nueva Imperial se realizará reutilizando la infraestructura de la actual línea 1x66 kV Licanco – Nueva Imperial. Además, el proyecto considera un nuevo transformador 66/23 kV de 16 MVA y su respectivo patio de 23 kV que contará con espacio para al menos 4 paños de alimentadores.

El proyecto incluye todas las obras y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en el patio de media tensión, adecuación de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otros.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 28 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 489,3 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El proyecto deberá ser licitado y adjudicado para su construcción, coordinadamente y en conjunto con las obras descritas en los numerales 4.2.19 y 4.2.21 del Sistema E del presente documento, en una misma licitación, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

4.2.21 LÍNEA 2X66 KV NUEVA METRENCO – ENLACE IMPERIAL

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea 2x66 kV de aproximadamente 30 km de extensión entre la nueva S/E Metrenco y la nueva S/E Enlace Imperial con una capacidad de, al menos, 52 MVA por circuito a 25 °C con sol.

El proyecto incluye los respectivos paños de línea en las subestaciones mencionadas, como también todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, pruebas de los nuevos equipos, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 48 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 1.462,9 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El proyecto deberá ser licitado y adjudicado para su construcción, coordinadamente y en conjunto con las obras descritas en los numerales 4.2.19 y 4.2.20 del Sistema E del presente documento, en una misma licitación, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

SISTEMA F

El siguiente cuadro presenta las obras nuevas de expansión necesarias para el Sistema F de Transmisión Zonal.

Tabla 22: Obras Nuevas del Sistema F

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	Fecha Estimada de Entrada en Operación	A.V.I. Referencial miles de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD
1	Nueva línea 2x66 kV Nueva Valdivia - Picarte, tendido del primer circuito	36	May 2021	628,9	99,8
2	Nueva Línea 2x220 kV Gamboa – Chonchi energizada en 110 kV, tendido del primer circuito	60	May 2023	721,2	114,4

Las descripciones de las obras de ampliación son las que a continuación se indican.

4.2.1 NUEVA LÍNEA 2X66 KV NUEVA VALDIVIA – PICARTE, TENDIDO DEL PRIMER CIRCUITO

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea soterrada 2x66 kV con 1 circuito instalado de aproximadamente 3,7 km de extensión entre la nueva S/E Nueva

Valdivia y S/E Picarte, con una capacidad de 60 MVA por circuito. La línea deberá contar con un cable de reserva común para los dos circuitos proyectados y el proyecto considera los respectivos paño de línea en las subestaciones Picarte y Nueva Valdivia.

El proyecto incluye los respectivos paños de línea en las subestaciones mencionadas y como también todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, pruebas de los nuevos equipos, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 36 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 628,9 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América

4.2.2 NUEVA LÍNEA 2X220 KV GAMBOA – CHONCHI ENERGIZADA EN 110 KV, TENDIDO DEL PRIMER CIRCUITO

El proyecto consiste en la construcción de una nueva 2x220 kV entre las subestaciones Gamboa y Chonchi energizada en 110 kV, con el tendido del primer circuito. La capacidad de la línea deberá ser de al menos 90 MVA por circuito.

El proyecto incluye los respectivos paños de línea en las subestaciones mencionadas y como también todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, pruebas de los nuevos equipos, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 60 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El A.V.I. referencial del proyecto es de 721,2 miles de dólares, moneda de los Estados Unidos de América

5 ANTECEDENTES

5.1 PROYECCIÓN DE DEMANDA UTILIZADA

Para la proyección de la demanda de energía en el SIC y en el SING, se ha utilizado como base la demanda definida por la Comisión en el Informe Técnico Anual del Programa de Obras de Generación y Transmisión del Sistema Interconectado Central y del Sistema Interconectado del Norte Grande de agosto de 2016, y las consideraciones e información recopilada de los proyectos en construcción y en estudio informados.

5.1.1 DEMANDA EN SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL

La demanda utilizada en los análisis se muestra a continuación:

Tabla 23: Demanda de energía del SIC

Año	Clientes Regulados (GWh)	Clientes Libres (GWh)	Total (GWh)
2016	32.512	18.189	50.701
2017	33.708	19.095	52.803
2018	35.112	19.879	54.991
2019	36.742	20.522	57.264
2020	38.337	21.283	59.620
2021	40.066	21.989	62.055
2022	41.715	22.837	64.552
2023	43.303	23.798	67.101
2024	44.686	25.005	69.691
2025	46.089	26.223	72.312
2026	47.540	27.413	74.953
2027	49.035	28.573	77.608
2028	50.575	29.693	80.268
2029	52.162	30.898	83.06
2030	53.797	32.176	85.973
2031	55.482	33.455	88.937
2032	57.219	34.646	91.865
2033	59.010	35.810	94.820
2034	60.855	36.947	97.802
2035	62.758	38.058	100.816

5.1.2 DEMANDA EN SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE

Para el caso de la demanda del SING, se muestra en el siguiente cuadro:

Tabla 24: Demanda de energía del SING

Año	Clientes Regulados (GWh)	Clientes Libres (GWh)	Total (GWh)
2016	1.888	15.607	17.495
2017	1.954	16.164	18.118
2018	2.021	16.724	18.745
2019	2.090	17.261	19.351
2020	2.165	17.812	19.977
2021	2.244	18.378	20.622
2022	2.326	18.959	21.285
2023	2.402	19.563	21.965
2024	2.473	20.193	22.666
2025	2.542	20.843	23.385
2026	2.612	21.511	24.123
2027	2.684	22.197	24.881
2028	2.757	22.903	25.660
2029	2.832	23.627	26.459
2030	2.909	24.374	27.283
2031	2.988	25.141	28.129
2032	3.069	25.927	28.996
2033	3.152	26.736	29.888
2034	3.238	27.566	30.804
2035	3.325	28.418	31.743

5.1.3 PRECIO DE COMBUSTIBLES

El siguiente cuadro muestra el costo del GNL, Carbón y Crudo WTI utilizado en la modelación de la operación de ambos sistemas eléctricos, el cual se basó en las hipótesis del Informe Técnico Definitivo de abril de 2016.

Tabla 25: Costo del GNL, Carbón y Crudo WTI usado en la modelación del SIC y del SING.

Año	GNL (USD/Mbtu)	Carbón (USD/Ton)	Crudo WTI (USD/BBL)
2016	9,29	85,99	72,13
2017	9,98	87,77	77,49
2018	9,41	88,36	77,38
2019	9,93	89,16	78,85
2020	10,32	90,09	80,31
2021	10,48	90,95	82,50
2022	10,56	91,51	84,88
2023	10,74	92,02	87,37
2024	10,86	92,38	89,92

Año	GNL (USD/Mbtu)	Carbón (USD/Ton)	Crudo WTI (USD/BBL)
2025	10,99	93,00	92,49
2026	11,23	93,54	95,26
2027	11,23	94,02	98,12
2028	11,24	94,20	101,06
2029	11,29	94,87	104,10
2030	11,26	95,48	107,22
2031	11,52	96,02	110,44
2032	11,52	96,02	110,44
2033	11,52	96,02	110,44
2034	11,52	96,02	110,44
2035	11,52	96,02	110,44

5.1.4 COSTO DE FALLA

El costo de falla utilizado para cada sistema interconectado en la presente revisión se detalla en la siguiente tabla:

Tabla 26: Costo de falla de larga duración.

Porcentaje Racionamiento	Costo Falla por Sistema [USD/MWh]	
	SING	SIC
0-5%	271,64	334,43
5-10%	285,67	428,25
10-20%	413,81	575,44
Sobre 20%	528,57	668,56

5.1.5 COSTOS UNITARIOS DE INVERSIÓN

Las inversiones unitarias estimadas para cada tecnología utilizada para valorizar las obras de generación en los diferentes planes contemplados en el análisis del presente informe se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 27: Valores de inversión SING-SIC en [US$/kW]

Tecnología	US$/kW
Carbón	3.000
GNL (CC)	1.300
Hidroeléctrica de Pasada	3.400
Mini-Hidráulica	3.200
Eólico	2.300
Geotérmica	6.500
Biomasa	2.700
Solar	2.100

5.1.6 TASA DE ACTUALIZACIÓN

Según lo establecido en el artículo 13° transitorio de la Ley N° 20.936, el proceso de revisión y definición de las instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria debe contemplar una serie de criterios como holguras, redundancias, abastecimiento de la demanda, entre otros. Adicionalmente, para el caso de la evaluación económica de los proyectos, el mismo artículo establece que para este proceso se debe considerar la tasa de actualización, según lo dispuesto en el inciso quinto del artículo 87° de la Ley General de Servicio Eléctricos. En este sentido, se debe considerar como tasa de actualización la tasa social de descuento establecida por el Ministerio de Desarrollo Social para la evaluación de proyectos de inversión, de acuerdo a lo dispuesto en la Ley N° 20.530, que Crea el Ministerio de Desarrollo Social y Modifica Cuerpos Legales que indica. En el caso que dicho Ministerio no fije la tasa mencionada, esta deberá ser calculada por la Comisión, en conformidad a lo que señale el reglamento.

De acuerdo al Informe “Precios Sociales 2017” de febrero de 2017, emitido por la División de Evaluación Social de Inversiones de la Subsecretaría de Evaluación Social, la tasa social de descuento es del 6%.

5.1.7 LEY 20.698

La Ley N° 20.698, que Propicia la Ampliación de la Matriz Energética, mediante Fuentes Renovables no Convencionales, que modificó la Ley N° 20.257, que Introduce Modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos Respecto de la Generación de Energía Eléctrica con Fuentes de Energías Renovables no Convencionales, modifica los porcentajes de la obligación de suministro mediante Energías Renovables no Convencionales (ERNC) para los contratos de suministro firmados con fecha posterior a octubre de 2013. Asimismo, el porcentaje de esta obligación aumenta de forma tal que se llegará a 20% el año 2025 para los referidos contratos.

5.1.8 MODELAMIENTO DE LA DEMANDA Y DE LAS UNIDADES SOLARES Y EÓLICAS

Con el propósito de obtener una mejor representación de la utilización de las redes de transmisión, se procedió a simular la inyección de las unidades solares y eólicas como aportes diferenciados, según los diferentes bloques de demanda horarios utilizados. Dichos aportes fueron construidos a partir de las curvas de generación típica para las centrales solares y de los registros de viento por zona del país, considerando la siguiente metodología.

a) La demanda mensual se representó mediante 8 bloques de horas consecutivas para los días hábiles y 8 bloques para los días no hábiles. Se consideró la misma definición de los bloques para ambos tipos de días en cuanto a las horas del día asignadas a cada bloque y en cada mes, siendo la definición de bloques propia de cada mes.

b) La duración total de los bloques correspondientes a día hábil es mayor que la duración de los bloques correspondientes a día no hábil, debido a que en cada mes la cantidad de días laborales es mayor que la de días no hábil.

c) La asignación de las horas del día a cada bloque se realizó siguiendo la curva de demanda horaria del sistema y el perfil de generación de las centrales solares y eólicas, en todos los meses del año. De esta forma, se dejó al interior de cada bloque la generación solar en forma horaria. Por otro lado, se separaron los bloques para los niveles de mayor demanda del sistema.

d) Para determinar los perfiles de demanda por bloque para cada barra se utilizó la información de retiros horarios en cada mes de los años 2011 al 2015, obteniendo así los promedios de demanda por bloque en cada nudo. Estos valores se dividen por la demanda promedio en el mes y se obtiene el factor correspondiente a cada bloque y mes, para todas las barras del sistema.

e) Para los datos de radiación solar, se utilizaron perfiles de generación tipo, obtenidos del Explorador de Energía Solar de la Universidad de Chile, desarrollado para el Ministerio de Energía. Además, se consideraron perfiles de generación de centrales existentes.

f) Los datos de viento se obtuvieron a partir del Explorador de Energía Eólica, desarrollado por la Universidad de Chile para el Ministerio de Energía. Además, se consideraron perfiles de generación de centrales existentes.

5.2 ESCENARIOS DE PLANES DE OBRA EN GENERACIÓN DEL SIC Y SING

Los planes de obras de generación utilizados en el presente informe de expansión de la transmisión zonal se desarrollan según cuatro escenarios. En cada uno de estos, se considera que a partir de enero de 2018 los sistemas del SIC y del SING se interconectan mediante una línea de transmisión 2x220 kV 1.500 MW entre la S/E Los Changos y S/E Kapatur, bajo las consideraciones expuestas en el Decreto Exento N° 158, de 2015, del Ministerio de Energía, que fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los Doce Meses Siguientes.

En el caso de los escenarios 3 y 4, se consideraron los nuevos proyectos de generación comprometidos en las ofertas de suministro para clientes regulados adjudicados en el proceso licitatorio 2015/01, cuyos resultados de adjudicación se comunicaron el 17 de agosto de 2016. Lo anterior en atención a que, de acuerdo a las Bases de Licitación que

rigen dicho proceso[6], la ejecución de dichos proyectos de generación están garantizados a través de seguros de ejecución inmediata o boleta de garantía de fiel cumplimiento del contrato, uno de cuyos principales objetivos es caucionar, en caso de que la oferta se sustente en base a proyectos nuevos de generación, el adecuado cumplimiento del desarrollo del mismo respecto a la carta Gantt entregada por el propio oferente en su propuesta. Junto con el cobro de estas garantías se da término anticipado al contrato. Asimismo, de acuerdo a dichas Bases, se contemplan multas asociadas al atraso o no cumplimento de los hitos constructivos de estos nuevos proyectos de generación comprometidos, cuyo cumplimiento son objeto de una auditoría técnica.

Los escenarios mencionados anteriormente se describen a continuación:

5.2.1 ESCENARIO 1 (ERNC NORTE)

El plan de obra denominado "Escenario 1" considera que las tecnologías ERNC continuarán experimentando una disminución en sus costos de inversión, lo que se traduce en un desarrollo importante de estas tecnologías, principalmente en la zona norte del SIC, en base a centrales fotovoltaicas, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley N° 20.698, según lo indicado en el numeral 5.1.7, y todas las consideraciones y criterios antes mencionados.

5.2.2 ESCENARIO 2 (ERNC SUR)

El plan de obra denominado "Escenario 2" considera que las tecnologías ERNC continuarán experimentando una disminución en sus costos de inversión, lo que se traduce en un desarrollo importante de estas tecnologías, principalmente en la zona sur del SIC, en base a centrales eólicas, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley N° 20.698, según lo indicado en el numeral 5.1.7, y todas las consideraciones y criterios antes mencionados.

5.2.3 ESCENARIO 3 (LICITACIÓN)

El plan de obra denominado "Escenario 3" considera el ingreso de proyectos de generación asociado a las ofertas que se adjudicaron las licitaciones de suministro eléctrico para empresas distribuidoras, y que a la fecha dichos proyectos no se encuentran

[6] Aprobadas mediante Resolución Exenta Nº 268, de fecha 19 de mayo de 2015, modificadas por Resolución Exenta N° 652, de 2015, y, por Resoluciones Exentas N° 286, N° 459, N° 527 y N° 536, todas de 2016, de la Comisión.

en construcción, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley N° 20.698, según lo indicado en el numeral 5.1.7, y todas las consideraciones y criterios antes mencionados.

5.2.4 ESCENARIO 4 (LICITACIÓN++)

El plan de obra denominado "Escenario 4" considera el ingreso de proyectos de generación comprometidos asociado a contratos de las empresas adjudicatarias del proceso licitatorio 2015/01, y que a la fecha dichos proyectos no se encuentran en construcción, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley N° 20.698, según lo indicado en el numeral 5.1.7, y todas las consideraciones y criterios antes mencionados.

5.2.5 PLANES DE OBRA DE GENERACIÓN

Se ha considerado en el análisis de la expansión de transmisión zonal todos los proyectos de generación que se encuentran en construcción de acuerdo a la Resolución Exenta N° 97 de 21 de febrero de 2017.

Los planes de Obras de Generación resultantes se presentan en las siguientes tablas:

Tabla 28: Planes de Obra SIC Generación por escenario, periodo 2018 a 2035.

Tipo	Nombre	Fecha de Ingreso			
		Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4
Eólica	Eólica Charrúa 01	Ene-30	Ene-30	-	-
Eólica	Eólica Charrúa 04	Ene-32	Ene-32	-	-
Eólica	Eólica Chiloé 01	Ene-33	Ene-33	-	-
Eólica	Eólica Concepción 02	Ene-31	Ene-31	-	-
Eólica	Eólica Concepción 03	Mar-31	Mar-31	-	-
Eólica	Eólica Concepción 06	Jul-34	Jul-34	-	-
Eólica	Eólica Chiloé 02	-	Ene-25	-	-
Eólica	Eólica Chiloé 03	-	Ene-27	-	-
Eólica	Eólica Chiloé 04	-	Sept-29	-	-
Eólica	Eólica Chiloé 05	-	Ene-32	-	-
Eólica	Eólica Chiloé 06	-	Abr-32	-	-
Eólica	Eólica Chiloé 07	-	Ene-34	-	-
Eólica	Eólica Esperanza 01	-	Ene-26	-	-
Eólica	Eólica Esperanza 02	-	Jul-28	-	-
Eólica	Eólica Esperanza 03	-	Jul-33	-	-
Eólica	Eólica Los Ángeles 01	-	Nov-25	-	-
Eólica	Eólica Los Ángeles 02	-	May-26	-	-
Eólica	Eólica Los Ángeles 03	-	Mar-27	-	-
Eólica	Eólica Los Ángeles 04	-	Ene-31	-	-
Eólica	Eólica Los Ángeles 05	-	Ene-34	-	-
Eólica	Eólica Los Ángeles 06	-	Jul-34	-	-

Tipo	Nombre	Fecha de Ingreso			
		Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4
Eólica	Eólica Los Ángeles 07	-	Ene-36	-	-
Eólica	Eólica Los Ángeles 08	-	Jul-35	-	-
Eólica	Eólica Mulchén 01	-	Ene-26	-	-
Eólica	Eólica Mulchén 02	-	Jul-27	-	-
Eólica	Eólica Mulchén 03	-	Jul-31	-	-
Eólica	Eólica Mulchén 04	-	Ene-33	-	-
Eólica	Eólica Mulchén 05	-	Ene-35	-	-
Eólica	Eólica Puerto Montt 01	-	Ene-25	-	-
Eólica	Eólica Puerto Montt 02	-	Ene-27	-	-
Eólica	Eólica Puerto Montt 03	-	Sept-29	-	-
Eólica	Eólica Puerto Montt 04	-	Ene-31	-	-
Eólica	Eólica Puerto Montt 05	-	Ene-33	-	-
Eólica	Alena	-	-	Dic-18	Dic-18
Eólica	Cabo Los Leones I Ampliación	-	-	Dic-18	Ene-21
Eólica	Camán	-	-	Ene-21	Ene-21
Eólica	Coihue	-	-	Ene-21	Ene-21
Eólica	Esperanza	-	-	Ene-21	Ene-21
Eólica	Parque Eólico Cabo Leones II	-	-	Ene-21	Ene-21
Eólica	Parque Eólico Cabo Leones III	-	-	Ene-21	Ene-21
Eólica	Parque Eólico Lomas de Duqueco	-	-	Ene-21	Ene-21
Eólica	Parque Eólico Malleco	-	-	Ene-21	Ene-21
Eólica	Parque Eólico Malleco II	-	-	Ene-21	Ene-21
Eólica	Parque Eólico Negrete	-	-	Ene-21	Ene-21
Eólica	Puelche Sur	-	-	Ene-22	Ene-21
Eólica	Sarco	-	-	Dic-18	Ene-21
GNL	Cardones CC I	Abr-36	-	-	-
GNL	Charrúa CC I	Jun-32	Abr-33	Ene-36	Ene-36
GNL	Charrúa CC II	May-35	Ene-36	-	-
GNL	Maitencillo CC I	Ene-36	-	-	-
GNL	El Campesino	-	-	Dic-18	Dic-18
GNL Disponibilidad	Nehuenco 01 FA GNL	Ene-29	Mar-29	Ene-31	Ene-31
GNL Disponibilidad	Nehuenco 01 GNL	Ene-29	Mar-29	Ene-31	Ene-31
GNL Disponibilidad	Nehuenco 02 GNL	Ene-30	May-30	Jul-31	Jul-31
GNL Disponibilidad	Nueva Renca GNL	Abr-30	May-30	Ene-32	Ene-32
GNL Disponibilidad	Nueva Renca Int GNL	Abr-30	May-30	Ene-32	Ene-32
GNL Disponibilidad	Candelaria CC GNL	-	-	Ene-34	Ene-34

Tipo	Nombre	Fecha de Ingreso			
		Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4
GNL Disponibilidad	Quintero CC FA GNL	-	-	Feb-33	Feb-33
GNL Disponibilidad	Quintero CC GNL	-	-	Feb-33	Feb-33
GNL Disponibilidad	Taltal CC GNL	-	-	Oct-34	Oct-34
Pasada	Grupo MH X Región 01	Ene-29	Ene-29	-	-
Pasada	Hidroeléctrica VII Región 02	Ene-27	Ene-27	-	-
Pasada	Hidroeléctrica VII Región 03	Ene-28	Ene-28	-	-
Pasada	Hidroeléctrica VIII Región 02	Ene-32	Ene-32	-	-
Pasada	Hidroeléctrica VIII Región 03	Ene-30	Ene-30	-	-
Pasada	Hidroeléctrica VIII Región 05	Ene-33	Ene-33	-	-
Pasada	Hidroeléctrica VIII Región 06	Ene-34	Ene-34	-	-
Pasada	Callaqui I	-	-	Ene-21	-
Pasada	Callaqui II	-	-	Ene-21	-
Pasada	Sierra Velludo	-	-	Ene-21	-
Solar	Solar Cardones 01	Ago-33	Ago-33	-	-
Solar	Solar Carrera Pinto 02	Jun-29	Jun-29	-	-
Solar	Solar Ovalle 01	Sept-34	Sept-34	-	-
Solar	Solar Pan de Azúcar 01	Ene-28	Ene-28	-	-
Solar	Solar Polpaico 03	Nov-30	Nov-30	-	-
Solar	Solar Punta Colorada 02	-	Ene-30	-	-
Solar	Solar Cardones 02	Jun-31	-	-	-
Solar	Solar Cardones 03	Ene-25	-	-	-
Solar	Solar Cardones 04	Ene-27	-	-	-
Solar	Solar Carrera Pinto 01	Ene-26	-	-	-
Solar	Solar Carrera Pinto 03	Ene-32	-	-	-
Solar	Solar Diego de Almagro 01	Ene-33	-	-	-
Solar	Solar Diego de Almagro 02	Ene-29	-	-	-
Solar	Solar Diego de Almagro 03	Ene-35	-	-	-
Solar	Solar Ovalle 02	Jul-29	-	-	-
Solar	Solar Ovalle 03	Feb-32	-	-	-
Solar	Solar Ovalle 04	Ene-26	-	-	-
Solar	Solar Pan de Azúcar 02	Ene-34	-	-	-
Solar	Solar Pan de Azúcar 03	Ene-25	-	-	-
Solar	Solar Polpaico 01	Ene-30	-	-	-
Solar	Alcones	-	-	Ene-21	Ene-21
Solar	Ariztía	-	-	Ene-21	Ene-21
Solar	Bunster	-	-	Ene-21	Ene-21

Tipo	Nombre	Fecha de Ingreso			
		Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4
Solar	Constitución	-	-	Dic-18	Dic-18
Solar	El Sol de Vallenar	-	-	Ene-22	Ene-21
Solar	Fundación Solar	-	-	Ene-21	Ene-21
Solar	Inca de Varas I	-	-	Ene-21	Ene-21
Solar	Inca de Varas II	-	-	Ene-21	Ene-21
Solar	Jerez El Prado	-	-	Ene-21	Ene-21
Solar	Las Arañas	-	-	Ene-21	Ene-21
Solar	Llay Llay	-	-	Ene-21	Ene-21
Solar	Los Libertadores	-	-	Dic-18	Dic-18
Solar	Peumio	-	-	Ene-21	Ene-21
Solar	Quebrada Seca	-	-	Ene-21	Ene-21
Solar	Talquilla	-	-	Ene-21	Ene-21

Tabla 29: Planes de Obra SING Generación por escenario, periodo 2018 a 2035.

Tipo	Nombre	Fecha de Ingreso			
		Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4
Eólica	EOLICO SING I	Ene-28	Nov-28	-	-
Eólica	EOLICO SING III	Ene-35	Ene-35	-	-
Eólica	EOLICO SING IV	Nov-32	Jul-32	-	-
Eolica	Cerro Tigre	-	-	Ene-21	-
Eolica	Ckani	-	-	Ene-21	-
Eolica	Tchamma	-	-	Ene-21	-
GNL	MEJILLONES I GNL	Ene-31	May-31	Nov-34	Nov-34
GNL	MEJILLONES II GNL	Ene-34	Ago-34	-	-
GNL	MEJILLONES III GNL	Ene-36	Ene-36	-	-
GNL	MEJILLONES IV GNL	Ene-36	Ene-36	-	-
GNL	CC1 GNL	Sept-29	Mar-30	Jun-32	Jun-32
GNL	CC2 GNL	Sept-29	Mar-30	Jun-32	Jun-32
Solar	Solar SING III	Jun-34	Sept-34	-	-
Solar	Solar SING IV	Ene-29	Sept-28	-	-
Solar	Solar SING Aguas Blancas II	May-31	-	-	-
Solar	Solar SING Andes	Oct-26	-	-	-
Solar	Solar SING Arica I	Ene-29	-	-	-
Solar	Solar SING Arica II	Ene-32	-	-	-
Solar	Solar SING Capricornio	Oct-29	-	-	-

Tipo	Nombre	Fecha de Ingreso			
		Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4
Solar	Solar SING Encuentro I	Ene-26	-	-	-
Solar	Solar SING Lagunas I	Oct-34	-	-	-
Solar	Solar SING Palestina	Ene-31	-	-	-
Solar	Solar SING Parinacota I	Mar-33	-	-	-
Solar	Solar SING Parinacota II	Sept-29	-	-	-
Solar	Solar SING Pozo Almonte	Jun-29	-	-	-
Solar	Solar SING I	-	Ene-35	-	-
Solar	Granja Solar	-	-	Ene-21	Dic-19

5.3 PROYECTOS DE GENERACIÓN COMPROMETIDOS

A continuación se presentan los proyectos de generación comprometidos en la reciente licitación de suministro del 2016.

Tabla 30: Proyectos de generación comprometidos del SIC.

Tipo	Nombre	Fecha de Ingreso
Eólica	Cabo Los Leones I Ampliación	ene-21
Eólica	Esperanza	ene-21
Eólica	Parque Eólico Cabo Leones II	ene-21
Eólica	Parque Eólico Cabo Leones III	ene-21
Eólica	Parque Eólico Lomas de Duqueco	ene-21
Eólica	Parque Eólico Malleco	ene-21
Eólica	Parque Eólico Malleco II	ene-21
Eólica	Parque Eólico Negrete	ene-21
Eólica	Puelche Sur	ene-21
Eólica	Sarco	ene-21
Solar	Alcones	ene-21
Solar	El Sol de Vallenar	ene-21
Solar	Inca de Varas I	ene-21
Solar	Inca de Varas II	ene-21
Eólica	San Gabriel	ene-21
Eólica	Parque Eólico los Guindos	ene-21
Eólica	Caman	ene-21
Eólica	Coihue	ene-21

Tabla 31: Proyectos de generación comprometidos del SING.

Tipo	Nombre	Fecha de Ingreso
Eólica	Cerro Tigre	ene-21
Eólica	Tchamma	ene-21
Eólica	Ckani	ene-21
Solar	Granja Solar	dic-19

5.4 PLANES DE OBRA DE TRANSMISIÓN

En relación a las obras de transmisión nacional, se consideraron los proyectos señalados en el Decreto Exento N° 115, del Ministerio de Energía, de fecha 2 de mayo de 2011, y sus modificaciones respectivas, que Fija el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los Doce Meses Siguientes.

Además, se incluyen las obras contempladas en el Decreto Exento N° 82, del Ministerio de Energía, de fecha 29 de febrero de 2012, el cual Fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los Doce Meses Siguientes.

Adicionalmente, también fueron consideradas las obras incluidas en el Decreto Exento N° 310, del Ministerio de Energía, de fecha 29 de julio de 2013, y en el Decreto Exento N° 201, del Ministerio de Energía, de fecha 4 de junio del 2014, modificado por el Decreto Exento N° 134, de fecha 1 de abril del 2015, que Fijan el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal, correspondiente a los periodos 2012-2013 y 2013-2014, respectivamente.

Asimismo, también fueron consideradas las obras de expansión incluidas en el Decreto Exento N° 158, del Ministerio de Energía, de fecha 16 de abril de 2015, que Fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los Doce Meses Siguientes, periodo 2014-2015. Cabe destacar que en dicho decreto se ha incorporado el proyecto de interconexión entre el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) a partir de enero de 2018.

Por último, fueron consideradas las obras de expansión incluidas en el Decreto Exento N° 373 del Ministerio de Energía, de fecha 16 de mayo de 2016, que Fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los Doce Meses Siguientes, periodo 2015-2016.

6 ANÁLISIS NECESIDADES DE EXPANSIÓN

6.1 MARCO METODOLÓGICO

La metodología utilizada para la planificación del sistema de transmisión zonal se divide básicamente en las etapas de procedimiento de adaptación y procedimiento de sensibilización.

6.2 PROCEDIMIENTO DE ADAPTACIÓN

6.2.1 ASPECTOS GENERALES DE LA METODOLOGÍA

La determinación de un plan de expansión de generación-transmisión es un proceso iterativo, en el cual se deben tomar una serie de decisiones en paralelo que, si bien se pueden establecer como procedimiento general, en muchos casos requieren para su concreción final del conocimiento del sistema sobre el cual se está actuando.

En este sentido, resulta relevante la definición del escenario de expansión del segmento de generación sobre el cual se trabajará, entendiendo como "escenario" al conjunto de tecnologías factibles de ser incorporadas al sistema eléctrico, considerando sus plazos de construcción, y respecto del cual se construirá el plan óptimo de obras de generación-transmisión.

Entre la información y antecedentes que se utilizan para obtener una operación esperada del sistema, que represente adecuadamente las condiciones futuras de abastecimiento en función de la demanda esperada, se encuentran:

- Parque generador del SIC y SING.
- Topología del sistema eléctrico y nivel de tensión de las instalaciones representadas.
- Estadística hidrológica y convenios de riego.
- Barras de demanda e inyección.
- Desagregación de demanda por tipo: industrial y vegetativa.
- Característica de la demanda por barra, según su curva de carga.
- Precios de combustibles y restricciones de gas.
- Horizonte de planificación.

Para el presente análisis se ha utilizado un horizonte de planificación de 18 años, más 2 años de relleno hidrológico, además de la representación de la curva de duración en 16 bloques de demanda para cada etapa de simulación.

6.2.2 ADECUACIÓN DEL PLAN DE OBRAS DE GENERACIÓN

La metodología empleada considera como punto de partida para la elaboración de un plan óptimo de generación, a partir del cual se deberá formular en forma armónica un desarrollo para el Sistema de Transmisión, con una adecuada seguridad y calidad de servicio, que dicho plan se encuentre adaptado a la demanda.

Para obtener el plan de obras definitivo, se formula un plan de obras inicial de generación, sobre la base de las centrales generadoras disponibles en la fecha y ubicación geográfica, que satisfagan la demanda distribuida a lo largo del sistema.

Se realiza una simulación de la operación con el software OSE2000, para revisar su nivel de adaptación a la demanda. Si el plan de obras simulado no se encuentra adaptado, se adecuan las fechas de ingreso de las unidades. Este proceso se repite iterativamente hasta obtener el plan adaptado de generación.

6.2.3 ADECUACIÓN Y DEFINICIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Una vez definido el plan de obras de generación adaptado a la demanda, se inicia el proceso de adecuación y definición del Sistema de Transmisión Zonal. Para este proceso se utiliza el software OSE2000 para determinar las necesidades de expansión inicial.

Para cada plan de obras de generación adaptado, determinado conforme lo indicado anteriormente, se diseña y se adapta un sistema de transmisión mediante obras nuevas o de ampliación, considerando las eventuales restricciones de transmisión de los diferentes tramos del sistema, verificando los niveles de transmisión, niveles económicos de congestión y la distribución de probabilidad de las variables más relevantes asociadas a los flujos por las líneas, tales como potencia, pérdidas, entre otras. Este proceso se realiza de forma iterativa hasta encontrar el plan adaptado a cada plan de obras de generación.

A continuación, para cada plan de obras de transmisión resultante (preliminar) se verifica el cumplimiento de exigencias preestablecidas, tanto de suficiencia, seguridad y calidad de servicio, mediante análisis estáticos y dinámicos. En el caso de no cumplir dichas exigencias, se realiza un nuevo ajuste en las obras de transmisión.

Finalmente, se calcula económicamente el plan de expansión desarrollado para determinar el nivel de inversión requerido.

6.2.4 PROCEDIMIENTO DE SENSIBILIZACIÓN

A partir de la operación esperada del sistema para un horizonte de 18+2 años se realiza una sensibilización, centrando el análisis en el adelanto o atraso de obras relevantes en las cuales se deba tomar la decisión de inversión en forma inmediata.

Para la sensibilización se considera el horizonte de análisis. Para ello, se toman los mismos valores estratégicos determinados para el año considerado como límite superior o de frontera para el período a analizar. Estos valores estratégicos son previamente determinados para todo el período completo de análisis.

Con los datos y el período acotado, se analiza el plan de obras de generación y transmisión para los casos base y para los distintos casos que se requiera sensibilizar.

Para discriminar entre una situación u otra, se analizan las series de costos de operación, inversión y falla, determinando la conveniencia de postergar o mantener la fecha de entrada en servicio de la o las obras sensibilizadas.

6.2.5 REDUCCIÓN DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN EN SOFTWARE OSE2000

El software de planificación OSE2000, en sus últimas versiones, cuenta con un módulo que permite dividir el sistema de transmisión modelado en función de los sistemas definidos en este y la jerarquía de cómo interactúan estos. Cabe señalar que la definición de sistemas y de jerarquías depende exclusivamente del usuario que trabaje la base de datos, sin embargo, en el caso de las definiciones utilizadas para efectos de este estudio, estas presentan cierta coherencia con la realidad del sistema. Por ejemplo, se encuentran dos grandes sistemas definidos, a saber, el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), y una jerarquía aguas abajo donde se encuentra el Sistema de Transmisión Nacional, el cual se encuentra dividido, para el caso del SIC, en SIC en TxT Norte, TxT Común y TxT Sur.

Para efectos del presente estudio se utilizó la reducción de sistemas, de modo tal de poder contar con el detalle hasta las subestaciones primarias de distribución de cada área del sistema de transmisión zonal. Debido a que se puede realizar la aproximación de que la utilización de las instalaciones de estas áreas es independiente de lo que ocurra en las otras áreas, es posible aplicar una simplificación de las áreas que no se encuentran bajo análisis. Así por ejemplo, en caso de querer modelar con detalle el área A, asociada al SING, la operación de sus instalaciones no se encuentra influenciada mayormente respecto a lo que ocurre en las áreas B, C, D, E y F, por lo tanto, estas pueden ser simplificadas. Respecto a esta simplificación, el usuario manualmente puede indicar hasta qué nivel quiere llevar a cabo la reducción, lo cual se encuentra asociado a los sistemas definidos en el software. Lo señalado previamente, para este estudio, generalmente implicó llevar las áreas simplificadas a la subestación de transmisión nacional más cercana, de acuerdo a las políticas de operación vigentes a la fecha, es decir, en acercar la generación y la demanda del área de la transmisión zonal reducida hasta la transmisión nacional. Es necesario destacar que al realizar la reducción, para el caso de la demanda, el modelo posibilita la aplicación de un factor que permite aumentar la demanda, debido a las pérdidas que se generan por encontrarse “aguas abajo”. Sin embargo esto no fue utilizado para los análisis del presente estudio.

En el caso particular de algunas áreas, por ejemplo, el área B y C, en las cuales la S/E Quillota 110 kV es compartida entre ambas áreas, es posible manejar la reducción para que en ambas áreas se encuentre presente, o por ejemplo, en el caso de uniones entre sistemas, se define previamente si es necesario que los dos sistemas cuenten con la unión, o si es posible realizar una reducción tal que esa unión sólo se encuentre modelada en un sistema, dado que no afecta la operación del otro. El caso señalado precedentemente, puede ser retratado en la unión de los sistemas E-F, en donde se definen los sistemas de

tal forma que la S/E Temuco 66 kV se encuentre presente en ambos sistemas. Sin embargo, las instalaciones presentes desde Temuco 66 kV hasta la S/E Loncoche 66 kV sólo se encuentran modeladas en el área F, dado que es posible desacoplarlo de la operación del área E.

En conclusión, el módulo de reducción de sistemas del software OSE2000 permite contar con la modelación del sistema de transmisión en todos sus segmentos en caso de desearlo, y trabajar directamente sobre una zona de estudio específico reduciendo el resto del sistema. Lo anterior indudablemente repercute en disminuir los tiempos de simulación en alrededor de un 83% para los casos realizados en este estudio.

7 EVALUACIÓN DE LOS PROYECTOS

De acuerdo a las necesidades de transmisión zonal detectadas, en base a la adaptación de la transmisión para los diferentes escenarios de generación y el cumplimiento de la actual normativa, se procedió a evaluar la conveniencia de la ejecución de los proyectos, en base a sensibilidades realizadas en torno a la ejecución de una u otra alternativa, o el atraso de algún proyecto en particular.

La evaluación económica consiste, en primer lugar, en calcular el valor de inversión de todas las alternativas de proyectos, estudiado en el presente informe, de tal manera de obtener la anualidad del valor de inversión (A.V.I.) que se adiciona a los costos de operación y falla del sistema como resultado del proceso de simulación por cada uno de los escenarios definidos en el punto 5.2. De esta manera, se comparan las diferentes alternativas de proyectos.

Para obtener el valor anual de transmisión por tramos (V.A.T.T.) se utilizó una vida útil estimada de 50 años para los proyectos de líneas y subestaciones, y una tasa de descuento del 10% anual. Con lo anterior, se calcula un pago anual que incluye la inversión y los costos de operación y falla. Estos costos se llevan a valor presente utilizando la tasa de actualización indicada en el punto 5.1.6, obteniéndose los costos totales en millones de dólares durante el periodo de análisis.

Finalmente, cada proyecto propuesto se compara con un escenario base que no considera obras de expansión, cuyos costos de operación y falla se muestran por cada sistema analizado.

A continuación se describen las evaluaciones realizadas a las obras propuestas.

7.1 NECESIDADES DE EXPANSIÓN ZONAL SISTEMA A

7.1.1 PROYECTO EN S/E CAPRICORNIO 220/110 KV

La presente obra surge como parte de los análisis efectuados por esta Comisión en la zona de la ciudad de Antofagasta, comprendida entre las SS/EE Antofagasta, Alto Norte y Capricornio en 110 kV. Estas instalaciones abastecen tanto a clientes regulados como a clientes industriales de Alto Norte, SQM Salar, Inacesa y Desalant.

En el presente informe se incluye la modificación de la topología de la S/E Capricornio y un nuevo autotransformador 220/110 kV con capacidad de 80 MVA. Esta última obra nace a partir de la verificación del comportamiento de la zona en términos de operación económica esperada, desacoples económicos esperados, demandas proyectadas, pérdidas eléctricas y excedencias en la zona.

A continuación se presentan los costos de operación y falla en valor presente para cada escenario de plan de obra de generación, para los casos con y sin el proyecto bajo estudio. Además, se realiza una comparación considerando los costos totales del proyecto respecto al escenario base.

Tabla 32: Evaluación económica del proyecto analizado

VP Costo Total Millones de US$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4
Costo Operacional Sin Proyecto	20.516	20.572	19.313	18.751
Costo Operacional Con Proyecto	20.502	20.558	19.291	18.728
Costo Operacional Con Proyecto + VAN	20.511	20.567	19.300	18.738
Beneficio Proyecto	5	5	13	14
Proyecto Seleccionado	**Ampliación en S/E Capricornio**			

De los resultados anteriores, se puede observar que el proyecto analizado presenta beneficios económicos en todos los escenarios, por tanto, esta Comisión incorpora en el presente informe su ejecución obligatoria.

7.1.2 NUEVA S/E SECCIONADORA GUADIAMARINA 110 KV

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación seccionadora en la comuna de Antofagasta, cercana a las líneas: (i) de Transmisión Zonal 1x110 kV Esmeralda – La Portada, a unos 10 km al nororiente de la S/E Esmeralda, y (ii) 1x110 Mejillones – Antofagasta, a unos 5 km al nororiente de la S/E Antofagasta. Para esto, se propone un seccionamiento de las líneas de Transmisión Zonal mencionadas en una nueva subestación denominada S/E Guardiamarina 110 kV, junto con la incorporación de un transformador de 110/23 kV de 30 MVA y un transformador 110/13,8 kV de 50 MVA, que darán apoyo al suministro de clientes regulados de la zona de Antofagasta.

El objetivo de esta obra es atender los incrementos de demanda de la comuna de Antofagasta mediante el traspaso de consumos existentes en las subestaciones Centro 110 kV, La Portada 110 kV y Antofagasta 110 kV, lo que beneficiará a más de 36 mil clientes.

A continuación se presentan los costos de operación y falla en valor presente para cada escenario de plan de obra de generación, para los casos con y sin el proyecto bajo estudio. Además, se realiza una comparación considerando los costos totales del proyecto respecto al escenario base.

Tabla 33: Evaluación económica del proyecto analizado

VP Costo Total Millones de US$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4
Costo Operacional Sin Proyecto	20.516	20.572	19.313	18.751
Costo Operacional Con Proyecto	20.485	20.542	19.286	18.726
Costo Operacional Con Proyecto + VAN	20.493	20.550	19.294	18.734
Beneficio Proyecto	23	21	19	17
Proyecto Seleccionado	**Nueva S/E Seccionadora Guardiamarina 110 kV**			

De los resultados anteriores, se puede observar que el proyecto analizado presenta beneficios económicos en todos los escenarios, por tanto, esta Comisión incorpora en el presente informe su ejecución obligatoria.

7.2 NECESIDADES DE EXPANSIÓN ZONAL SISTEMA B

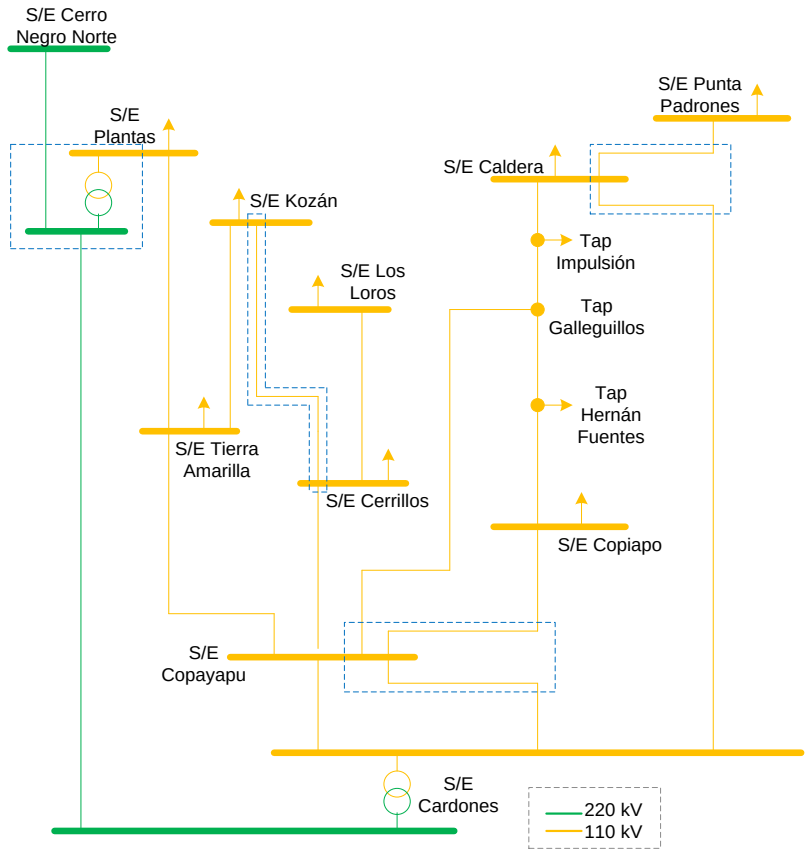
7.2.1 PROYECTO CARDONES – CALDERA 110 KV

El proyecto Ampliación en S/E Copayapu consiste en la ampliación de la barra de 110 kV y el seccionamiento de la línea Cardones – Copiapó 1x110 kV en dicha subestación, además del traslado de la acometida de la línea Copayapu – Galleguillos 1x110 kV al extremo poniente de la barra. Este proyecto tiene como objetivo mejorar los niveles de seguridad que presentan actualmente estas instalaciones.

Dicha propuesta es la primera etapa de un conjunto de obras que dan solución de largo plazo a la zona de Cardones, que complementan la propuesta de esta Comisión y que serán revisadas en futuros procesos de expansión de transmisión. Las obras complementarias a las que se hace referencia son las siguientes:

- Nueva línea 2x110 kV desde S/E Caldera a línea 1x110 kV Cardones – Punta Padrones
- S/E Seccionadora en línea 1x220 Cardones – Cerro Negro Norte en S/E Plantas, incluyendo transformador 220/110 kV de 150 MVA
- Nueva línea 1x110 kV Cerrillos – Kozán

Figura 1: Conjunto de Obras para Zona de Cardones



A continuación se presentan los costos de operación y falla en valor presente para cada escenario de plan de obra de generación, para los casos con y sin el conjunto de obras descrito. Además, se realiza una comparación considerando los costos totales de los proyectos respecto al escenario base.

Tabla 34: Evaluación económica del proyecto analizado

VP Costo Total Millones de US$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4
Costo Operacional Sin Proyecto	20.547	20.546	19.335	19.346
Costo Operacional Con Proyecto	20.459	20.460	19.252	19.328
Costo Operacional Con Proyecto + VAN	20.462	20.463	19.255	19.332
Beneficio Proyecto	85	83	80	15
Proyecto Seleccionado	**Proyecto Cardones - Caldera 110 kV**			

De los resultados anteriores, se puede observar que el proyecto analizado presenta beneficios económicos en todos los escenarios, por tanto, esta Comisión incorpora en el presente informe su ejecución obligatoria.

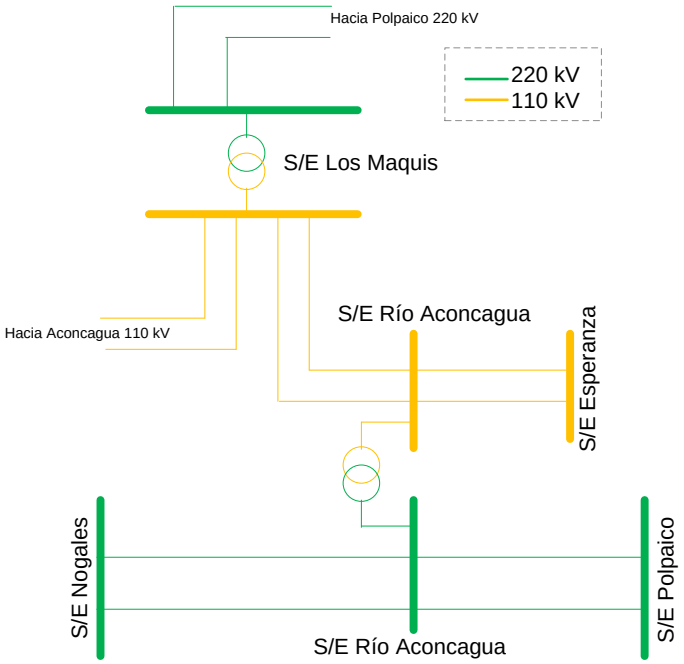
7.3 NECESIDADES DE EXPANSIÓN ZONAL SISTEMA C

7.3.1 NUEVA S/E SECCIONADORA RÍO ACONCAGUA 220/110 KV

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación seccionadora en la zona del Valle del Aconcagua, donde se encuentran las líneas: (i) de Transmisión Nacional Nogales – Polpaico 2x220 kV, a unos 53 km desde la S/E Polpaico, y (ii) de Transmisión Zonal Esperanza –Aconcagua 2x110, a unos 4,5 km desde la S/E Esperanza. Para esto, se propone un seccionamiento a ambas líneas en una nueva subestación denominada S/E Río Aconcagua 220 kV, junto con la inclusión de un banco de transformadores de 220/110 kV que dé apoyo al suministro en 110 kV de la zona de San Felipe y los Andes. El objetivo de esta obra es aliviar el tramo Polpaico – Los Maquis, redirigiendo los flujos de potencia que alimentan el sistema zonal actualmente por S/E Los Maquis a través de S/E Esperanza. Junto a todo lo anterior, esta obra permite reducir la inyección de potencia hacia el sistema desde las subestaciones Cerro Navia y San Pedro.

Adicionalmente, se adjunta un diagrama referencial con el desarrollo del proyecto antes mencionado.

Figura 2: Diagrama referencial desarrollo de la S/E Río Aconcagua 220/110 kV



A continuación se presentan los costos de operación y falla en valor presente para cada escenario de plan de obras de generación en los casos con y sin el proyecto bajo estudio. Además, se realiza una comparación considerando los costos totales del proyecto respecto al escenario base.

Tabla 35: Evaluación económica del proyecto analizado

VP Costo Total Millones de US$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4
Costo Operacional Sin Proyecto	22.212	22.152	20.948	20.363
Costo Operacional Con Proyecto	21.918	21.861	20.668	20.094
Costo Operacional Con Proyecto + VAN	21.938	21.881	20.688	20.114
Beneficio Proyecto	274	271	260	249
Proyecto Seleccionado	**Nueva S/E Seccionadora Río Aconcagua 220/110 kV**			

De los resultados anteriores, se puede observar que el proyecto analizado presenta beneficios económicos en todos los escenarios, por tanto, esta Comisión incorpora en el presente informe su ejecución obligatoria.

Finalmente, se debe señalar que producto de este proyecto, se reemplazan las siguientes propuestas de proyectos presentadas por las empresas:

- Nuevo transformador en S/E Los Maquis 220/110 kV
- Aumento de capacidad del tramo San Pedro – Tap Pachacama 2x110 kV
- Aumento de capacidad del tramo Tap Pachacama – Las Vegas 2x110 kV

7.3.2 NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E AGUA SANTA 220/110 KV

La subestación Agua Santa se encuentra emplazada en la comuna de Valparaíso, que es la principal fuente de suministro para el sistema de 110 kV que alimenta la ciudad de Valparaíso y al sistema 66 kV del Litoral Central. La misma subestación permite en la actualidad abastecer la demanda de más de 150 mil clientes.

El proyecto propuesto por esta Comisión consiste en la incorporación de un nuevo banco de autotransformadores 220/115/066 kV con capacidad de 300 MVA, y el cambio de configuración de la subestación. El aumento de capacidad nace a partir de la verificación del comportamiento de la zona en términos de operación económica esperada, desacoples económicos esperados, pérdidas eléctricas y excedencias en la zona.

Cabe consignar que para la evaluación de este proyecto se considera la situación sin el proyecto del nuevo punto de abastecimiento en S/E Río Aconcagua. Por otra parte, se debe destacar que este proceso gatillará obras en procesos de expansión de transmisión posteriores.

A continuación se presentan los costos de operación y falla en valor presente para cada escenario de plan de obras de generación en los casos con y sin el proyecto bajo estudio. Además, se realiza una comparación considerando los costos totales del proyecto respecto al escenario base.

Tabla 36: Evaluación económica del proyecto analizado

VP Costo Total Millones de US$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4
Costo Operacional Sin Proyecto	21.937	21.880	20.687	20.113
Costo Operacional Con Proyecto	21.886	21.831	20.641	20.074
Costo Operacional Con Proyecto + VAN	21.893	21.839	20.649	20.082
Beneficio Proyecto	45	42	39	32
Proyecto Seleccionado	**Nuevo Transformador en S/E Agua Santa 220/110 kV**			

De los resultados anteriores, se puede observar que el proyecto analizado presenta beneficios económicos en todos los escenarios, por tanto, esta Comisión incorpora en el presente informe su ejecución obligatoria.

7.4 NECESIDADES DE EXPANSIÓN ZONAL SISTEMA E

7.4.1 PROYECTO DE EXPANSIÓN ZONAL CONCEPCIÓN

El proyecto de expansión zonal Concepción tiene como objetivo otorgarle suficiencia y seguridad al sistema, en el período de análisis, para abastecer la demanda y el crecimiento de la provincia de Concepción, beneficiando alrededor de 217 mil clientes.

La expansión propuesta consiste en la construcción de dos nuevas subestaciones en 220 kV. La primera seccionará la línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén al interior de la comuna de Concepción, mientras que la segunda seccionará la línea 1x220 kV Hualpén – Lagunillas en los alrededores de la comuna de San Pedro de la Paz. Para efectos de la presente

descripción, se les denominará subestación El Trébol al primer seccionamiento mencionado y subestación El Guindo para el segundo. Ambas subestaciones deberán contar con un equipo de transformación 220/66 kV de al menos 90 MVA de capacidad instalada.

Además el proyecto zonal Concepción contempla las siguientes obras en 66 kV:

- Subestación El Trébol

a. Seccionamiento completo de las líneas entre la subestación Alonso de Ribera y la subestación Perales.

b. Construcción de una nueva línea 2x66 kV entre la subestación El Trébol y la subestación Ejército. Cada circuito debe contar con al menos 90 MVA de capacidad.

c. Instalación de un equipo de transformación 66/15 kV de 30 MVA

- Subestación Los Guindos

a. Seccionamiento completo de la línea 2x66 kV Concepción – Coronel en las cercanías del tap Loma Colorada, para esto se deberán construir una extensión de los circuitos desde el punto de desviación y el patio de 66 kV de la subestación El Guindo.

El proyecto también contempla las siguientes obras asociadas a líneas de transmisión de 66 kV existentes en la zona:

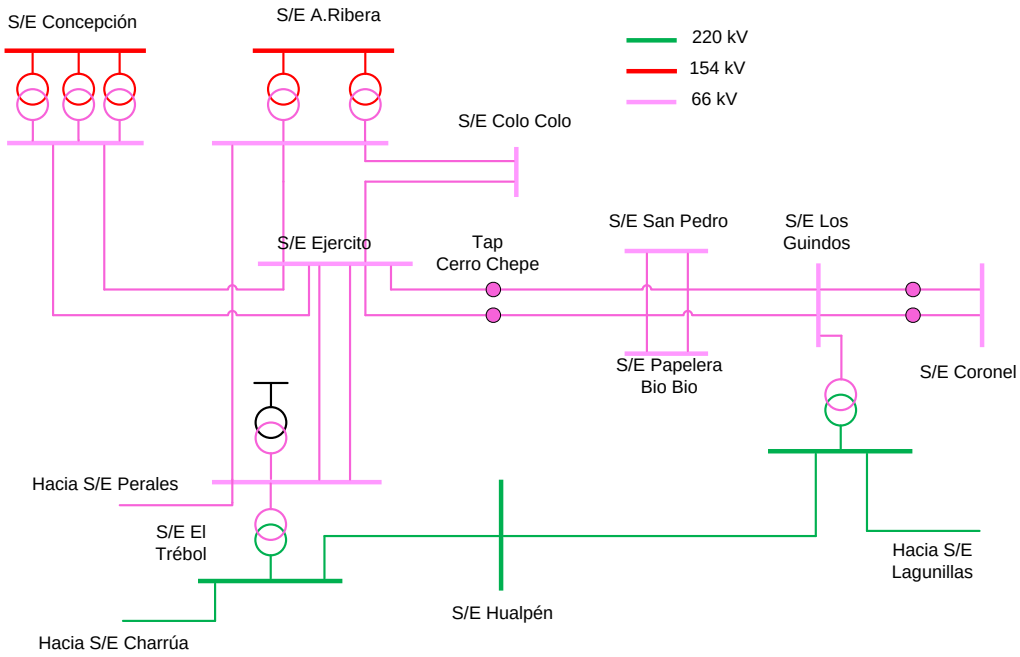
- Subestación Ejército

a. Ampliación de la subestación Ejército para recibir los nuevos circuitos desde la subestación El Trébol y realizar el seccionamiento de la línea 2x66 kV Concepción – Coronel en la subestación Ejército.

b. Seccionamiento completo de la línea 2x66 kV Concepción – Coronel en la subestación Ejército.

A continuación se presenta el esquema referencial del proyecto de expansión antes mencionado.

Figura 3: Diagrama referencial del Proyecto de Expansión Concepción



Adicionalmente se debe mencionar que el proyecto reemplaza algunas obras propuestas por las empresas zonales. En particular, evita la necesidad de realizar un cambio de conductor de la línea 1x66 kV entre las subestaciones Alonso de Ribera y Colo Colo y, la instalación de un nuevo transformador de 75 MVA en la subestación Alonso de Ribera, enfocado en los crecimientos de la demanda de las subestaciones Ejército y Colo Colo.

La siguiente tabla muestra los costos de operación y falla del sistema en valor presente para cada escenario de simulación. Además, se realiza una comparación considerando los costos totales del proyecto zonal Concepción (Proyecto A) respecto del escenario base y de las propuestas de expansión de las empresas (Proyecto B).

Tabla 37: Evaluación económica del proyecto analizado

VP Costo Total Millones de US$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4
Costo Operacional Sin Proyecto	21.410	21.367	20.160	19.555
Costo Operacional Con Proyecto A	21.347	21.298	20.098	19.491
Costo Operacional Con Proyecto B	21.555	21.513	20.304	19.701
Costo Operacional Con Proyecto A + VAN	21.376	21.327	20.127	19.520
Costo Operacional Con Proyecto B + VAN	21.560	21.518	20.308	19.705
Beneficio Proyecto A	34	40	33	35
Beneficio Proyecto B	-150	-151	-149	-150
Diferencia Beneficios (Proy A - Proy B)	184	191	182	185
Proyecto Seleccionado	**Proyecto A**			

De los resultados anteriores, se puede observar que el proyecto A presenta mayores beneficios que la condición base y el proyecto B, esto último, debido a que las ampliaciones propuestas por las empresas requieren adicionalmente de la expansión de otras instalaciones, con el fin de ser capaces de abastecer los crecimientos en el largo plazo a través de los actuales puntos de suministro. Por tanto, esta Comisión incorpora en el presente informe la ejecución obligatoria del proyecto A.

7.4.2 PROYECTO DE EXPANSIÓN LOS ÁNGELES

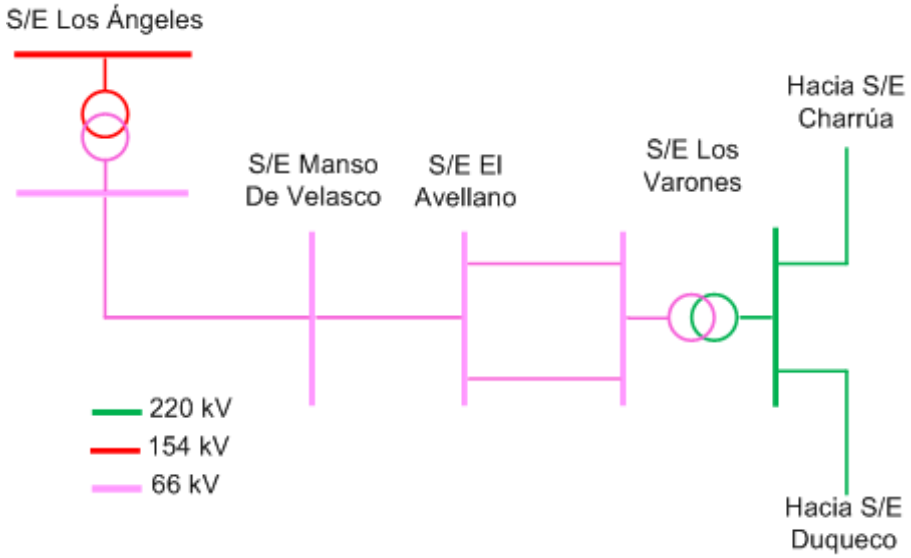
El proyecto de expansión de transmisión zonal Los Ángeles tiene como objetivo otorgarle suficiencia y seguridad al sistema, en el período de análisis, para abastecer la demanda y el crecimiento de la comuna de Los Ángeles, beneficiando alrededor de 187 mil clientes.

La expansión propuesta consiste en la construcción de una nueva subestación que seccionará la línea 1x220 kV Charrúa – Temuco en la comuna de Los Ángeles. Para efectos de este documento a esta subestación se le denominará Los Varones.

La subestación Los Varones deberá contar con un equipo de transformación 220/66 kV de al menos 90 MVA de capacidad instalada. Además, se contempla la construcción de una nueva línea de doble circuito en 66 kV entre la subestación Los Varones y la subestación El Avellano, de aproximadamente 1 km. de longitud con una capacidad de al menos 90 MVA por circuito.

A continuación se presenta el esquema referencial del proyecto de expansión antes mencionado.

Figura 4: Diagrama referencial del Proyecto de Expansión Los Ángeles



Por otra parte, las empresas zonales presentaron una propuesta de expansión para abastecer la demanda y el crecimiento de la comuna de Los Ángeles, la que se indica a continuación:

- Nueva línea de simple circuito en 66 kV entre la subestaciones Duqueco y El Avellano. Se estima una longitud de 10 kilómetros y una capacidad de al menos 67 MVA.
- Nuevo transformador 220/66 kV en la subestación Duqueco de al menos 75 MVA.

La siguiente tabla muestra los costos de operación y falla del sistema en valor presente para cada escenario de simulación. Además, se realiza una comparación considerando los costos totales del proyecto zonal Los Ángeles (Proyecto A) respecto del escenario base y de las propuestas de expansión de las empresas (Proyecto B).

Tabla 38: Evaluación económica del proyecto analizado

VP Costo Total Millones de US$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4
Costo Operacional Sin Proyecto	21.410	21.367	20.160	19.555
Costo Operacional Con Proyecto A	21.273	21.228	20.026	19.417
Costo Operacional Con Proyecto B	21.321	21.276	20.061	19.462
Costo Operacional Con Proyecto A + VAN	21.287	21.242	20.039	19.430
Costo Operacional Con Proyecto B + VAN	21.329	21.285	20.070	19.471
Beneficio Proyecto A	123	125	121	126
Beneficio Proyecto B	81	82	90	85
Diferencia Beneficios (Proy A - Proy B)	43	43	31	41
Proyecto Seleccionado	**Proyecto A**			

De los resultados anteriores, se puede observar que el proyecto A, que contiene la nueva subestación propuesta por esta Comisión, presenta mayores beneficios económicos que la propuesta de las empresas para todos los escenarios analizados, razón por la cual esta Comisión incorpora en el presente informe su ejecución obligatoria.

7.4.3 PROYECTO DE EXPANSIÓN MONTERRICO

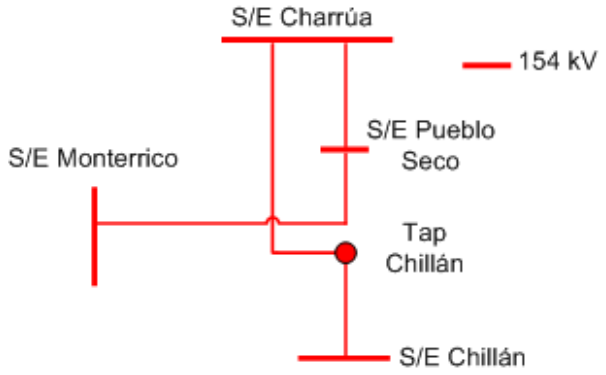
El proyecto de expansión zonal Monterrico tiene como objetivo otorgarle suficiencia al sistema, en el período de análisis, para abastecer la demanda y el crecimiento de la comuna de Chillán, beneficiando alrededor de 176.000 clientes.

La expansión propuesta consiste en realizar un cambio de uso de los circuitos de 154 kV en las cercanías del Tap Off Chillán, transfiriendo el actual circuito 1x154 kV Charrúa – Monterrico al actual Tap Off Chillán, y el circuito 1x154 kV Charrúa – Tap Chillán a la subestación Monterrico. Adicionalmente, el proyecto requiere el aumento de capacidad del actual circuito que quedará entre el punto de cambio de los circuitos y la subestación Monterrico, cuya longitud aproximada es de 3,2 km, y deberá poseer al menos una capacidad de transporte de 205 MVA (35°C con Sol).

Adicionalmente, la propuesta contempla realizar el seccionamiento de la línea 1x154 kV Charrúa – Monterrico en la subestación Monterrico, y el reemplazo de los equipamientos necesarios para poder hacer uso de la capacidad nominal del circuito.

A continuación se presenta el esquema referencial del proyecto de expansión antes mencionado.

Figura 5: Diagrama referencial del Proyecto de Expansión Monterrico



Por su parte, las empresas zonales realizaron la siguiente propuesta de expansión para abastecer la demanda y el crecimiento de la comuna de Chillán:

- Nueva línea simple circuito de 154 kV entre la subestación Monterrico y el Tap Chillán, cuya longitud se estima en 3,1 km. y su capacidad en al menos 205 MVA (35°C con Sol).

La siguiente tabla muestra los costos de operación y falla del sistema en valor presente para cada escenario de simulación. Además, se realiza una comparación considerando los costos totales del proyecto zonal Monterrico (Proyecto A) respecto del escenario base y de las propuestas de expansión de las empresas (Proyecto B).

Tabla 39: Evaluación económica del proyecto analizado

VP Costo Total Millones de US$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4
Costo Operacional Sin Proyecto	21.410	21.367	20.160	19.555
Costo Operacional Con Proyecto A	21.407	21.363	20.155	19.554
Costo Operacional Con Proyecto B	21.405	21.361	20.154	19.552
Costo Operacional Con Proyecto A + VAN	21.409	21.365	20.157	19.556
Costo Operacional Con Proyecto B + VAN	21.409	21.365	20.158	19.556
Beneficio Proyecto A	1	2	2	-1
Beneficio Proyecto B	1	2	2	-1
Diferencia Beneficios (Proy A - Proy B)	0	0	0	0
Proyecto Seleccionado	**Proyecto A**			

De los resultados anteriores, se puede observar que ambas propuestas presentan beneficios en tres de los cuatro escenarios mientras que en el escenario 4 es prácticamente indiferente desde el punto de vista económico. Sin perjuicio de lo anterior, y teniendo en consideración que ambas propuestas permiten abastecer la demanda y

crecimientos de la comuna de Chillán, esta Comisión incorpora en el presente informe la ejecución inmediata del proyecto A por presentar mayores beneficios económicos.

7.5 NECESIDADES DE EXPANSIÓN ZONAL SISTEMA F

7.5.1 PROYECTO METRENCO – LASTARRIA

Considerando el proyecto Metrenco, se evalúa la necesidad de expansión del sistema de transmisión en la zona a partir de un nuevo enlace nacional al circuito 2x66 kV Temuco – Loncoche desde: (i) S/E Pitrufquén, o (ii) S/E Lastarria.

En el caso de Pitrufquén, el proyecto presenta dos etapas. La primera consiste en la ampliación de la barra de 66 kV y el seccionamiento de la línea 2x66 kV Temuco – Loncoche. La segunda etapa tiene como objetivo aumentar la capacidad de transmisión de la zona, para lo cual se desea instalar una nueva transformación 110/66 kV, con capacidad de 60 MVA en la S/E Pitrufquén, y conectar la barra de 110 a la S/E Río Toltén a través de una línea subterránea de alrededor de 1 km. Cabe destacar que el proyecto beneficiaria a 9 mil clientes.

Por otra parte, en el caso de Lastarria, el proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación seccionadora en la zona de la Araucanía, donde se encuentran las líneas: (i) de Transmisión Nacional 2x220 kV Cautín –Valdivia, a unos 60 km desde la S/E Cautín, y (ii) de Transmisión Zonal 2x66 kV Temuco – Loncoche, a unos 7 km desde la S/E Loncoche. Para esto, se propone un seccionamiento a ambas líneas en una nueva subestación denominada S/E Lastarria 220 kV, junto con la inclusión de un banco de transformadores de 220/066 kV de 75 MVA, que dé apoyo al suministro en 066 kV de las zonas de Pucón, Villarrica, Loncoche y Pullinque. Es necesario señalar que las SS/EE nombradas precedentemente se abastecen principalmente desde la S/E Temuco, a través de la línea de transmisión Temuco – Loncoche 2x066 kV, la cual está alcanzando el 100% de su capacidad de transporte en la actualidad. Cabe destacar que este proyecto beneficiaría a más de 35 mil clientes de la zona.

A continuación se presenta el valor presente de los costos de operación y falla a abril de 2016 para cada escenario de plan de obras de generación en los casos con y sin el proyecto bajo estudio. Además, se realiza una comparación considerando los costos totales del proyecto respecto al escenario base.

Tabla 40: Evaluación económica del proyecto analizado

VP Costo Total Millones de US$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4
Costo Operacional Sin Proyecto	20.384	20.382	19.184	18.539
Costo Operacional Con Proyecto A	20.353	20.352	19.155	18.511
Costo Operacional Con Proyecto B	20.361	20.360	19.162	18.517
Costo Operacional Con Proyecto A + VAN	20.379	20.379	19.182	18.537
Costo Operacional Con Proyecto B + VAN	20.382	20.382	19.184	18.539
Beneficio Proyecto A	5	4	2	2
Beneficio Proyecto B	2	1	1	1
Diferencia Beneficios (Proy A - Proy B)	3	3	2	1
Proyecto Seleccionado	**Proyecto A**			

Dados los resultados obtenidos, el proyecto Lastarria se incorpora en el presente informe para su ejecución obligatoria.

7.6 NECESIDADES DE EXPANSIÓN ZONAL POR SEGURIDAD

La Seguridad de un Sistema Interconectado se define como la capacidad que posee el sistema de transmisión de resistir la ausencia de una de sus instalaciones, ya sea por la salida intempestiva, una contingencia o el mantenimiento de alguna de estas. En la actual normativa vigente, Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Suministro, esta característica se conoce como Criterio de Seguridad N-1. Esta característica se obtiene a través de los respaldos de instalaciones, utilización de reservas, entre otros.

Para llevar a cabo el análisis de seguridad, de acuerdo a la Ley N° 20.936, se consideró un horizonte de análisis de veinte años y de distintos escenarios de desarrollo futuro de generación en el país.

En esta sección se listan las expansiones de líneas que necesita el sistema para evitar perder el nivel de seguridad de sus instalaciones a lo menos hasta el año 2023.

Tabla 41: Proyectos de expansión de transmisión zonal por seguridad

N°	Proyecto	Nivel de tensión en kV	Capacidad en MVA	Sistema
1	Ampliación en S/E Parinacota	220/66	-	Sistema A
2	Ampliación en S/E Cóndores	220/110	-	Sistema A
3	Subestación Nueva Casablanca	220/66	150	Sistema C
4	Nueva Subestación La Pólvora	220/110	150	Sistema C
5	Nueva Línea Alto Melipilla – Nueva Casablanca – La Pólvora – Agua Santa	220	2x500	Sistema C-E
6	Doble Barra TAP Algarrobo	66	-	Sistema C
7	Ampliación en S/E Bosquemar	110/12	30	Sistema C
8	Ampliación en S/E Catemu	44/12	16	Sistema C
9	Ampliación en S/E Placilla	110/12	30	Sistema C
10	Ampliación en S/E Río Blanco	44/12	3,5	Sistema C
11	Ampliación en S/E San Felipe	110/23	30	Sistema C
12	Ampliación en S/E San Antonio	110/66	60	Sistema C-E
13	Ampliación en S/E Altamirano	110/12	50	Sistema D
14	Ampliación en S/E Macul	110/12	50	Sistema D
15	Ampliación en S/E Pudahuel	110/12	50	Sistema D
16	Ampliación en S/E La Dehesa	110/12	50	Sistema D
17	Seccionamiento en S/E Pirque	110	-	Sistema D
18	Ampliación en S/E Pirque	110	-	Sistema D
19	Ampliación en S/E Alto Melipilla	220/110	150	Sistema E
20	Nueva Subestación Pueblo Seco	154/23	20	Sistema E
21	Ampliación en S/E La Palma	66/15	30	Sistema E
22	Ampliación en S/E San Carlos	66/13,8	30	Sistema E

N°	Proyecto	Nivel de tensión en kV	Capacidad en MVA	Sistema
23	Ampliación en S/E Mahns	66/15	15	Sistema E
24	Ampliación en S/E Constitución	66/23	30	Sistema E
25	Ampliación en S/E El Avellano	66/13,2	30	Sistema E
26	Ampliación en S/E Cauquenes	66/13,8	20	Sistema E
27	Ampliación en S/E Alcones	66/23	15	Sistema E
28	Aumento de capacidad de transmisión en Línea 1x66 kV El Maitén – El Paico – El Monte	66	52	Sistema E
29	Ampliación en S/E Punta de Cortés	154	-	Sistema E
30	Seccionamiento en línea 2x154 kV Alto Jahuel - Tinguiririca en S/E Punta de Cortés	154	-	Sistema E
31	Seccionamiento en S/E Panimávida	66	-	Sistema E
32	Ampliación en S/E Panimávida	66/13,2	2x10	Sistema E
33	Ampliación en S/E Monterrico	154	-	Sistema E
34	Subestación Nueva Metrenco	220/66	2x60	Sistema E
35	Ampliación en S/E Pitrufquén	66	-	Sistema E
36	Ampliación en S/E Padre Las Casas	66	-	Sistema E
37	Ampliación en S/E Tomé	66	-	Sistema E
38	Ampliación en S/E Itahue	220	-	Sistema E
39	Ampliación en S/E Chiguayante	66	-	Sistema E
40	Ampliación en S/E Parral	66	-	Sistema E
41	Nueva Línea 2x220 kV Mataquito – Nueva Nirivilo – Nueva Cauquenes – Dichato - Hualqui	220	2x485	Sistema E
42	Nueva Línea 2x220 kV Itahue - Mataquito	220	2x485	Sistema E
43	Nueva Subestación Seccionadora Hualqui 220 /66 kV	220/66	2x90	Sistema E
44	Subestación Seccionadora Nueva Nirivilo 220/66 kV	220/66	2x90	Sistema E
45	Subestación Seccionadora Nueva Cauquenes 220/66 kV	220/66	2x90	Sistema E
46	Subestación Dichato 220/66 kV	220/66	2x90	Sistema E
47	Nueva Subestación Mataquito 220/66 kV	220/66	2x90	Sistema E
48	Nueva Línea 2x66 kV Nueva Cauquenes – Parral	66	2x90	Sistema E
49	Nueva línea 2x66 kV Nueva Cauquenes – Cauquenes	66	2x90	Sistema E
50	Nueva Línea 2x66 kV Dichato – Tomé	66	2x90	Sistema E
51	Nueva Línea 2x66 kV Hualqui – Chiguayante	66	2x90	Sistema E
52	Ampliación en S/E Nueva Valdivia	220/23	60	Sistema F
53	Nueva línea Nueva Valdivia - Picarte, tendido del primer circuito	66	1x60	Sistema F

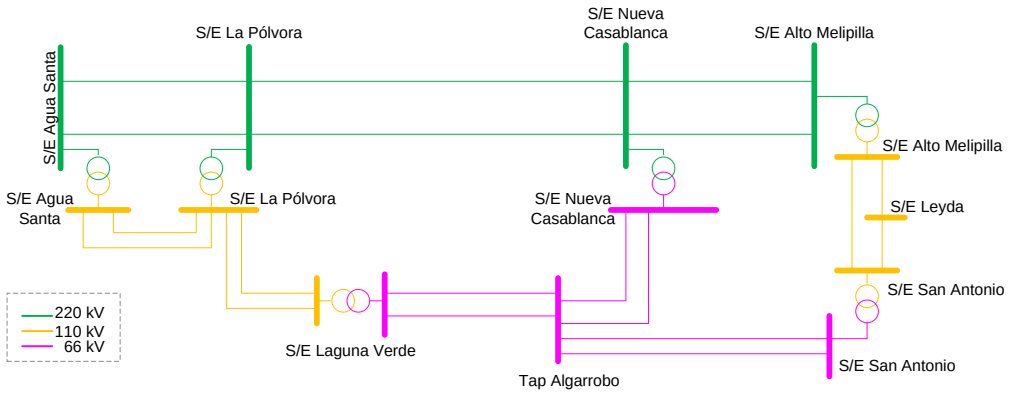
7.6.1 NUEVA S/E NUEVA CASABLANCA 220/066 1X150 MVA, NUEVA S/E LA PÓLVORA 220/110 1X150 MVA Y NUEVA LÍNEA 2X220 ALTO MELIPILLA – NUEVA CASABLANCA – LA PÓLVORA – AGUA SANTA

Este proyecto, que permite unir en 220 kV la Región Metropolitana y la Región de Valparaíso, es una expansión estructural en la zona que abarca, por cuanto entrega seguridad a la zona y cambia la operación y uso de los tramos involucrados. Desde el

punto de vista de la seguridad, contar con este proyecto, por ejemplo, permite abastecer los consumos del Gran Valparaíso y del Litoral Central, en caso de que la S/E Agua Santa (o las líneas que la unen con el circuito Placeres – Laguna Verde) se encuentre indisponible. Por otra parte, al inyectar energía en zonas que, previo a esta expansión, representaban consumos, cambia el paradigma de operación de la zona, descongestionando el sistema y aplazando otras obras de expansión que se podrían haber gatillado en la zona de emplazamiento en caso de que no se hubiese realizado este proyecto. Cabe señalar que con este proyecto se beneficiarían más de 150 mil clientes.

Adicionalmente, se adjunta un diagrama referencial con el desarrollo del proyecto antes mencionado.

Figura 6: Diagrama referencial desarrollo de la S/E Río Aconcagua 220/110 kV



Se debe señalar que producto de este proyecto, se reemplazan las siguientes propuestas de proyectos presentadas por las empresas:

- Aumento de capacidad de tramo Tap Placeres – Placeres 2x110 kV.
- Aumento de capacidad de tramo entre S/E Laguna Verde y S/E Tap Algarrobo 2x66 kV.
- Aumento de capacidad de tramo entre S/E San Antonio y S/E Tap Algarrobo 2x66 kV.

Por otra parte, este proyecto, sumado a otros que vendrán en planes posteriores, permitirá reemplazar, en su conjunto, las siguientes propuestas de proyectos presentadas por las empresas:

- Aumento de capacidad de tramo Tap Valparaíso – Valparaíso 2x110 kV.
- Aumento de capacidad de tramo Tap Playa Ancha – Playa Ancha 2x110 kV

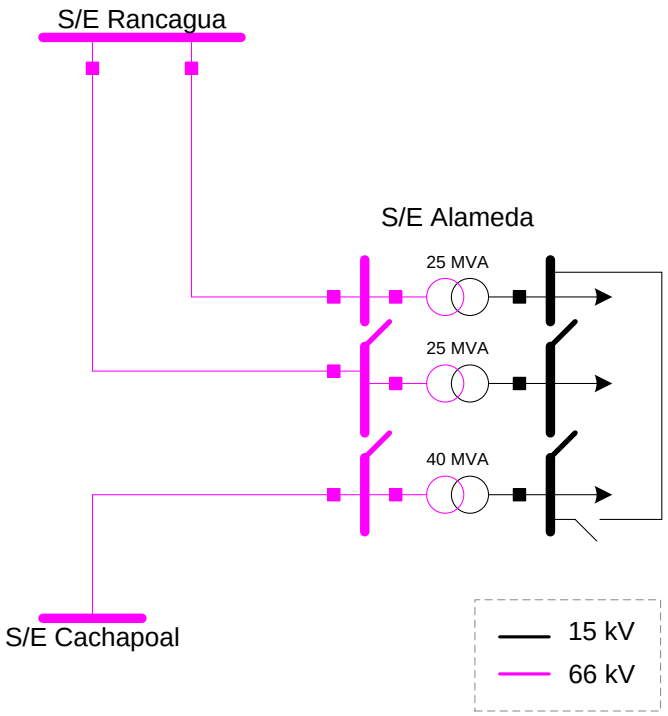
7.6.2 AUMENTO DE CAPACIDAD EN S/E ALAMEDA

La S/E Alameda se encuentra emplazada en la comuna de Rancagua, que es la principal fuente de suministro de la ciudad a través del sistema de 66 kV. La S/E Alameda permite en la actualidad abastecer la demanda de más de 52.000 clientes.

En el presente plan de expansión se incluye la modificación de la topológica de la S/E Alameda e instalar un nuevo transformador 66/15kV de 40 MVA en la posición N° 3, con sus paños de 66 y 15 kV. Para esto, se propone ampliar la barra de 66 kV e instalar interruptores en cada paño de línea de la subestación, además de construir un nuevo paño de línea para cambiar la configuración del Tap Alameda, separando la llegada de la línea Cachapoal-Tap Alameda 66 kV de la línea Tap Alameda-Rancagua 66 kV. En cuanto a la nueva barra de 15 kV del transformador N° 3, se considera instalar dos seccionadores de barra longitudinal en cada extremo de la barra N° 3 que permitan interconectarse con la barra N° 1 y N° 2, las que también requieren de un seccionador de barra. Este proyecto reemplaza al proyecto propuesto por Transnet que consistía en la instalación de un tercer transformador de 30 MVA de capacidad.

En la siguiente figura se muestra un diagrama unilineal de la solución antes presentada.

Figura 7: Diagrama referencial S/E Alameda

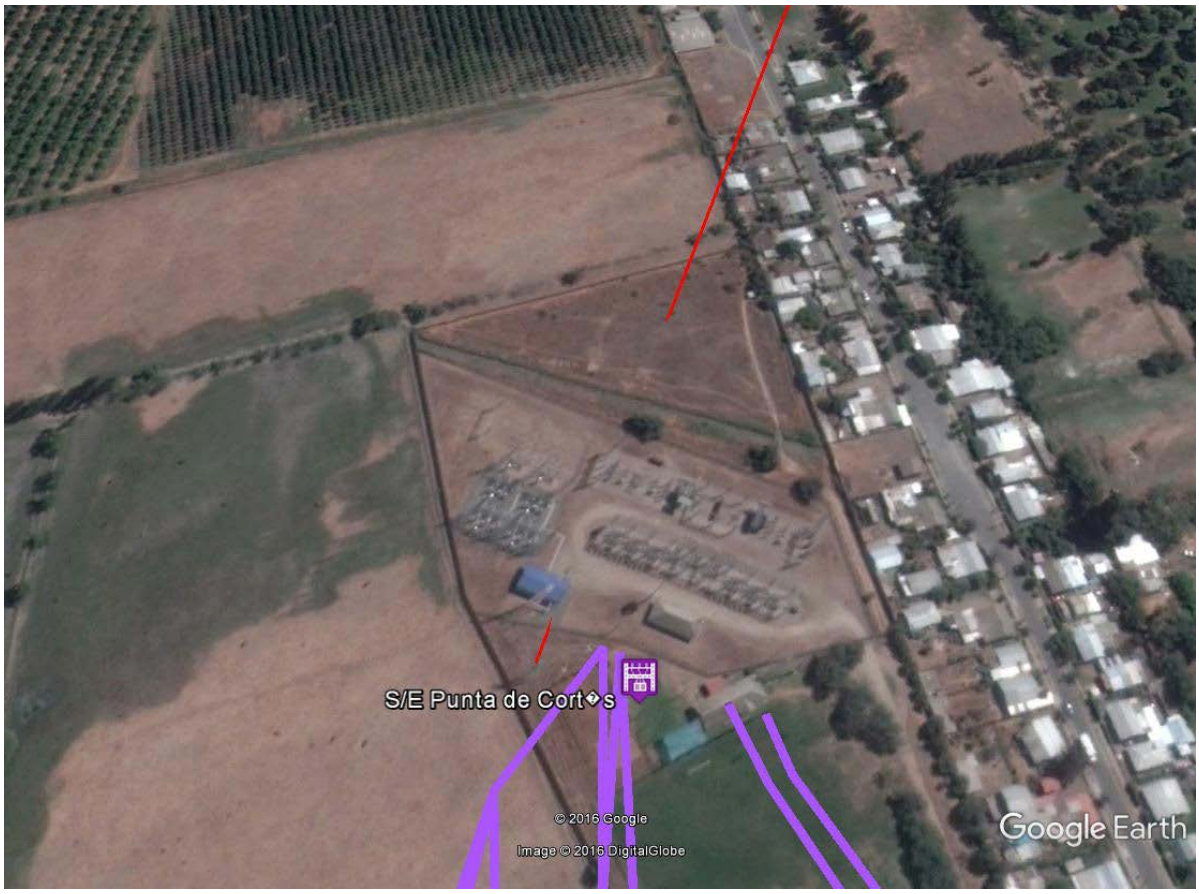


7.6.3 NUEVA SECCIONADORA PUNTA DE CORTÉS 154 KV

Este proyecto consiste en ampliar la subestación Punta de Cortés para seccionar ambos circuitos de la línea Alto Jahuel – Tinguiririca en 154 kV. Desde el punto de la seguridad, el contar con este proyecto, por ejemplo, permite mantener el abastecimiento de Punta de Cortés ante la caída de cualquiera de los circuitos, independiente de la condición operacional de sistema.

El lugar donde se dispondrá la S/E seccionadora se muestra a continuación:

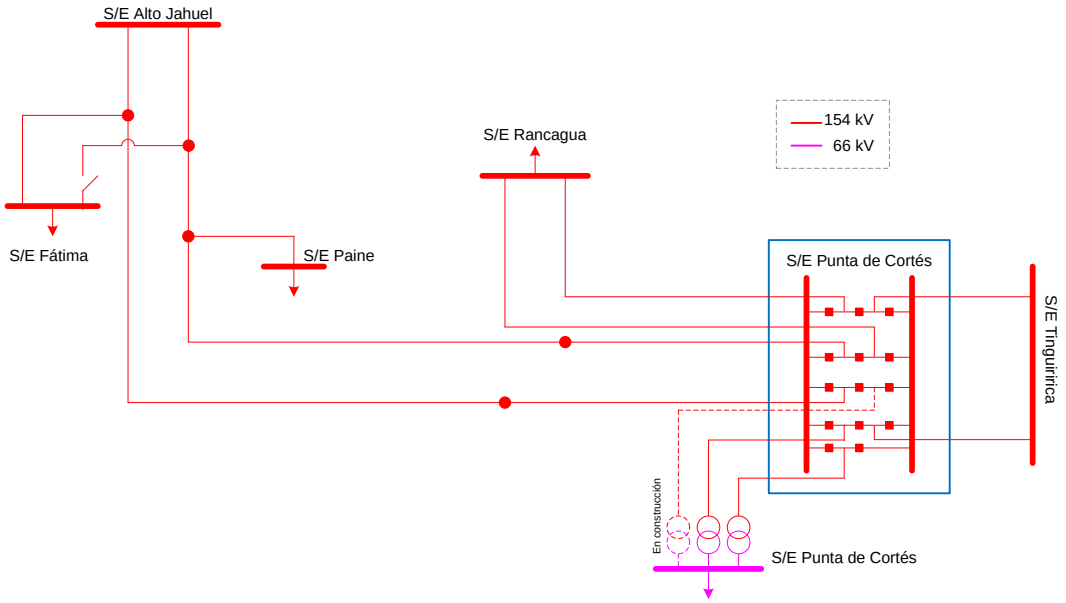
Figura 8: Ubicación referencial S/E Punta de Cortés



Se considera contar con una configuración de interruptor y medio que seccione ambos circuitos de la línea Alto Jahuel-Tinguiririca, conecte los actuales transformadores T1 y T2 de la S/E Punta Cortés y el tercer transformador que se encuentra en construcción, y conecte –futuras conexiones de transmisión. Este proyecto contempla un total de cuatro y media diagonales para conectar los equipos e instalaciones antes mencionados, dejando espacio para un total de tres diagonales. Este proyecto remplazará al proyecto promovido por Transelec, Nueva S/E Seccionadora Tuniche. Cabe señalar que con este proyecto se beneficiarían más de 95.000 clientes.

El diagrama unilineal de la zona que cubre este proyecto se muestra a continuación:

Figura 9: Diagrama referencial S/E Punta de Cortés



7.6.4 SECCIONAMIENTO EN LÍNEA 2X154 KV ALTO JAHUEL – TINGUIRIRICA EN S/E PUNTA DE CORTÉS

Este proyecto consiste en el seccionamiento de la línea de transmisión existente entre las subestaciones Tinguiririca y Alto Jahuel en 154 kV. Esta línea posee aproximadamente 108 km de longitud, donde se conectan en derivación las subestaciones de Fátima, Paine, Rancagua, Punta de Cortés y Malloa Nueva. El proyecto considera la construcción de cuatro medias diagonales en configuración interruptor y medio, y la reutilización de los actuales interruptores A2 y A3.

7.6.5 SECCIONAMIENTO LÍNEA MAIPO – PUENTE ALTO CMPC EN S/E PIRQUE

Con el propósito de mejorar la seguridad de abastecimiento de la demanda de la comuna de Pirque, se propone el seccionamiento de la línea 1x110 kV entre las subestaciones Maipo y Puente Alto, en la subestación Pirque. La obra beneficiará alrededor de 21 mil clientes de la zona.

7.6.6 PROYECTO DE EXPANSIÓN COSTERO ZONA SUR

El proyecto de expansión de transmisión zonal Costero Sur tiene como objetivo otorgarle suficiencia y seguridad al sistema, en el período de análisis, para abastecer la demanda y el crecimiento de las comunas costeras entre las regiones VII y VIII. Dicha expansión beneficiará alrededor de 1 millón de clientes.

El proyecto consiste en la construcción de una línea de doble circuito en 220 kV de capacidad de al menos 485 MVA, entre la subestación Itahue y las nuevas subestaciones Mataquito, Nueva Nirivilo, Nueva Cauquenes, Dichato y Hualqui. Para el caso de esta última subestación, se contempla el seccionamiento a la línea 1x220 kV Charrúa – Lagunillas.

Adicionalmente, el proyecto deberá incluir en cada una de las nuevas subestaciones antes mencionadas, equipos de transformación 220/66 kV de al menos 90 MVA, con los respectivos patios de 220 kV y 66 kV. En el caso de la conexión a las subestaciones existentes, estas se realizarán con las siguientes obras:

- Línea 2x66 kV Nueva Cauquenes – Parral
- Línea 2x66 Nueva Cauquenes – Cauquenes
- Línea 2 x66 kV Dichato – Tomé
- Línea 2x66 kV Hualqui – Chiguayante

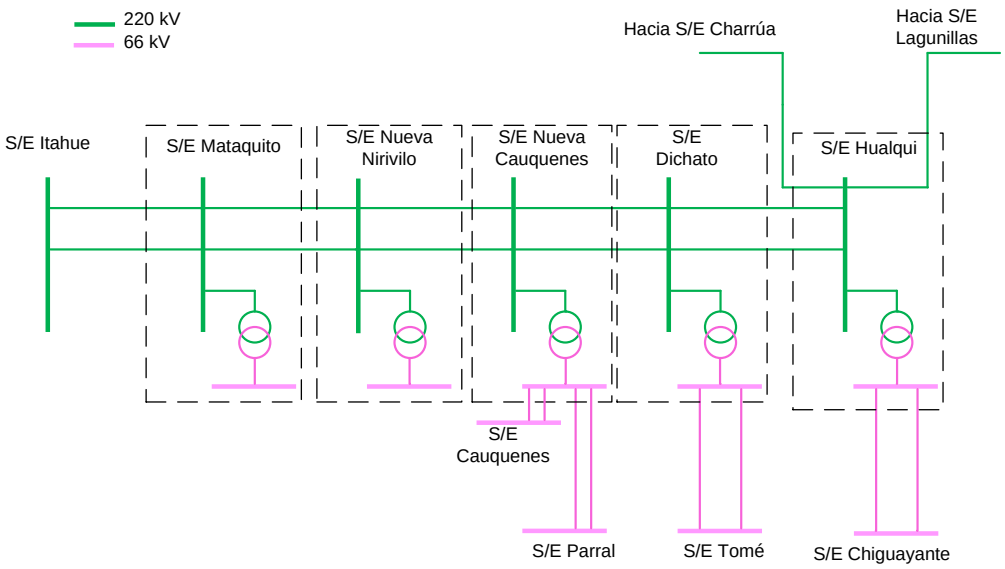
Para la conexión de estas nuevas líneas se requieren las ampliaciones en las respectivas subestaciones de llegada en 66 kV, Cauquenes, Parral, Tomé y Chiguayante, las que han sido consideradas en la evaluación económica global del proyecto.

La puesta en servicio de este proyecto de transmisión zonal Costero Sur se estima en dos etapas:

- Etapa 1: las obras de construcción de la nueva subestación Mataquito yla nueva línea 2x220 kV Itahue – Mataquito.
- Etapa 2: las restantes obras entre la S/E Mataquito y S/E Hualqui.

A continuación se presenta el esquema referencial del proyecto de expansión antes mencionado.

Figura 10: Diagrama referencial del Proyecto de Expansión Zonal Costero Sur



7.6.7 NUEVA S/E PUEBLO SECO

El sistema presenta la necesidad de tener un nuevo punto de abastecimiento cercano a las comunas de Pemuco, El Carmen y San Ignacio, con el fin de mejorar la seguridad de abastecimiento y flexibilidad operacional de la zona. Frente a lo anterior, esta Comisión recomienda la nueva subestación seccionadora Pueblo Seco 154 kV, ubicada aproximadamente a unos 30 kilómetros de Charrúa. Este nuevo punto de abastecimiento beneficiará alrededor de 11 mil clientes de la zona. Cabe destacar que la construcción de esta obra debe tener coordinación con la expansión zonal Monterrico antes presentada.

7.7 NECESIDADES DE EXPANSIÓN ZONAL POR SUFICIENCIA

El término Suficiencia se define como la capacidad que debe presentar el sistema interconectado de abastecer el total de su demanda con las instalaciones que posee. En particular, para el sistema de transmisión, tanto las líneas como los transformadores existentes deben presentar el atributo de suficiencia. De no ser así, se dará pie a un refuerzo de las instalaciones, ya sea como obra nueva o ampliación.

Para llevar a cabo el análisis de requerimiento de suficiencia, de acuerdo a la Ley N° 20.936, se consideró un horizonte de análisis de veinte años y de distintos escenarios de desarrollo futuro de generación en el país. En esta sección se listan las expansiones de líneas y transformación que necesita el sistema para ser capaz de abastecer los crecimientos de demanda en el período de análisis.

Tabla 42: Proyectos de expansión de transmisión zonal por suficiencia

N°	Proyecto	Nivel de tensión en kV	Capacidad en MVA	Sistema
1	Nuevo transformador en S/E Quiani	66/13,8	20	Sistema A
2	Ampliación en S/E Calama	110/23	30	Sistema A
3	Aumento de capacidad línea 1x110 kV Maitencillo - Algarrobo	110	79	Sistema B
4	Ampliación en S/E Combarbalá	66/13,2	5	Sistema B
5	Ampliación en S/E San Joaquín	110/13,2	30	Sistema B
6	Ampliación en S/E Cerro Navia	110	-	Sistema D
7	Ampliación en S/E La Esperanza	66/13,8	15	Sistema E
8	Ampliación en S/E Paniahue	66/13,2	30	Sistema E
9	Ampliación en S/E Alameda	66/15	40	Sistema E
10	Ampliación en S/E Graneros	66/15	30	Sistema E
11	Ampliación en S/E Alcones	66/23	15	Sistema E
12	Ampliación en S/E Nancagua	66/13,2	15	Sistema E
13	Ampliación en S/E Maule	66/13,8	10,35	Sistema E
14	Ampliación en S/E Tomé	66	-	Sistema E
15	Cambio circuitos 1x154 kV Charrua - Tap Chillan y 1x154 kV Tap Chillán - Monterrico	154	205	Sistema E
16	Nueva Subestación Enlace Imperial*	66/23	16	Sistema E
17	Nueva línea Metrenco – Enlace Imperial*	66	52	Sistema E

N°	Proyecto	Nivel de tensión en kV	Capacidad en MVA	Sistema
18	Ampliación en S/E San Javier	66/23	15	Sistema E
19	Ampliación en S/E Curacautín	66/13,2	15	Sistema E
20	Ampliación en S/E Collipulli	66/13,2	16	Sistema E
21	Aumento de capacidad en S/E San Pedro	66/15	30	Sistema E
22	Ampliación en S/E Lautaro	66/13,2	30	Sistema E
23	Seccionamiento en S/E Linares Norte	66	-	Sistema E
24	Ampliación en S/E Linares Norte	66/13,2	2x25	Sistema E
25	Aumento de capacidad en S/E Longaví	66/13,2	30	Sistema E
26	Seccionamiento en S/E San Gregorio	66	-	Sistema E
27	Ampliación en S/E San Gregorio	66/13,2	20	Sistema E
28	Ampliación en S/E Nueva Valdivia	220/66	60	Sistema F
29	Nueva Línea 2x220 kV Gamboa – Chonchi energizada en 110 kV, tendido del primer circuito	110	90	Sistema F

*Estos proyectos reemplazan a los proyectos presentados por las empresas: (i) Nueva línea de transmisión Padre Las Casas – Enlace Imperial 1x066 kV, y (ii) Nueva S/E Carahue 066/023 kV.

7.7.1 AMPLIACIÓN EN S/E CERRO NAVIA

El sistema presenta la necesidad de un incremento de la capacidad de la barra de 110 kV de la S/E Cerro Navia, como consecuencia de la instalación de un tercer transformador de 400 MVA 220/110 kV en dicha subestación. Producto de la instalación de este equipo, no será posible abastecer las líneas que salen de la subestación Cerro Navia en 110 kV sin provocar un desbalance de las cargas en los transformadores. En consecuencia, se propone la construcción de tres barras en 110 kV en tecnología GIS (una barra para cada transformador), a las cuales se pueda conectar cada una de las líneas en 110 kV que posee la subestación, con la finalidad de poder equilibrar el uso de cada equipo. La obra beneficiará alrededor de 4.977.637 habitantes en la provincia de Santiago y se estima que la entrada en operación considere un máximo de 36 meses para la ejecución de las obras.

8 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS DE EXPANSIÓN

La valorización de las instalaciones que se estudiaron como factibles de construir se realizó de acuerdo a la metodología de valorización descrita en el Anexo 2 del presente documento.

A continuación se presentan las valorizaciones de las obras de expansión, de acuerdo a la aplicación metodológica usada en el presente estudio.

8.1 PRESUPUESTOS DE LAS OBRAS DE AMPLIACIÓN

8.1.1 VALORIZACIONES DE OBRAS DE AMPLIACIÓN SISTEMA A

		Ampliación en S/E Capricornio	*Ampliación en S/E Parinacota*	*Ampliación en S/E Cóndores*	*Ampliación en S/E Calama*	*Ampliación en S/E Quiani*
1	***Costos Directos***	***9.133***	***1.522***	***1.739***	***4.588***	***1.890***
1.1	Ingeniería	517	177	186	349	112
1.2	Instalación de faenas	269	185	185	173	71
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	8.347	1.160	1.368	4.066	1.707
2	***Costos Indirectos***	***895***	***155***	***172***	***462***	***253***
2.1	Gastos generales y Seguros	310	56	65	152	80
2.2	Inspección técnica de obra	266	43	43	177	94
2.3	Utilidades del contratista	239	39	44	94	56
2.4	Contingencias	80	17	20	38	23
2.5	Servidumbre	0	0	0	0	0
3	***Monto Contrato***	***10.028***	***1.677***	***1.911***	***5.050***	***2.143***
4	***Intereses Intercalarios***	***467***	***84***	***96***	***252***	***107***
	COSTO TOTAL DEL PROYECTO	***10.496***	***1.761***	***2.006***	***5.302***	***2.250***

8.1.2 VALORIZACIONES DE OBRAS DE AMPLIACIÓN SISTEMA B

		Ampliación en S/E Copayapu	*Ampliación en S/E San Joaquín*	*Ampliación en S/E Combarbalá*	*Aumento de capacidad de línea 1x110 kV Maitencillo - Algarrobo*
1	***Costos Directos***	***3.699***	***3.683***	***1.065***	***1.317***
1.1	Ingeniería	184	173	74	62
1.2	Instalación de faenas	302	228	46	270
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	3.212	3.282	945	985
2	***Costos Indirectos***	***391***	***378***	***164***	***214***
2.1	Gastos generales y Seguros	135	128	46	79
2.2	Inspección técnica de obra	124	136	72	34
2.3	Utilidades del contratista	89	81	33	60
2.4	Contingencias	43	34	13	41
2.5	Servidumbre	0	0	0	0
3	***Monto Contrato***	***4.090***	***4.061***	***1.229***	***1.531***
4	***Intereses Intercalarios***	***204***	***203***	***61***	***77***
	COSTO TOTAL DEL PROYECTO	***4.294***	***4.264***	***1.290***	***1.608***

8.1.3 VALORIZACIONES DE OBRAS DE AMPLIACIÓN SISTEMA C

		Doble Barra TAP Algarrobo	*Ampliación en S/E Agua Santa*	*Ampliación en S/E Catemu*	*Ampliación en S/E Bosquemar*	*Ampliación en S/E Placilla*	*Ampliación en S/E Río Blanco*	*Ampliación en S/E San Antonio*	*Ampliación en S/E San Felipe*
1	***Costos Directos***	***5.065***	***8.599***	***772***	***1.713***	***1.555***	***221***	***2.255***	***1.604***
1.1	Ingeniería	309	699	47	73	65	22	134	68
1.2	Instalación de faenas	566	157	46	59	59	50	189	59
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	4.190	7.743	679	1.582	1.431	149	1.932	1.477
2	***Costos Indirectos***	***655***	***752***	***98***	***193***	***173***	***19***	***123***	***186***
2.1	Gastos generales y Seguros	221	274	25	59	51	4	57	52
2.2	Inspección técnica de obra	205	246	52	83	78	13	24	90
2.3	Utilidades del contratista	159	163	16	37	32	2	28	32
2.4	Contingencias	69	69	5	14	12	0	13	11
2.5	Servidumbre	0	0	0	0	0	0	0	0
3	***Monto Contrato***	***5.720***	***9.351***	***871***	***1.906***	***1.728***	***240***	***2.379***	***1.789***
4	***Intereses Intercalarios***	***286***	***281***	***44***	***95***	***86***	***12***	***119***	***89***
	COSTO TOTAL DEL PROYECTO	***6.006***	***9.632***	***914***	***2.001***	***1.815***	***253***	***2.497***	***1.879***

8.1.4 VALORIZACIONES DE OBRAS DE AMPLIACIÓN SISTEMA D

		Ampliación en S/E Altamirano	*Ampliación en S/E Macul*	*Ampliación en S/E Pudahuel*	*Ampliación en S/E La Dehesa*	*Ampliación en S/E Cerro Navia*	*Modificación de paños de conexión de línea 2x110 kV Las Vegas – Cerro Navia en nueva Sala GIS 110 kV S/E Cerro Navia 110 kV*	*Modificación de conexión de paños de transformación TR5 y nuevo banco (en construcción) en nuevo patio GIS 110 kV S/E Cerro Navia 110 kV.*	*Seccionamiento en S/E Pirque*	*Ampliación en S/E Pirque*
1	***Costos Directos***	***2.380***	***1.834***	***3.580***	***2.408***	***12.416***	***2.543***	***2.543***	***1.302***	***1.712***
1.1	Ingeniería	137	84	194	137	561	120	120	73	107
1.2	Instalación de faenas	157	157	157	157	139	23	23	78	157
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	2.087	1.593	3.229	2.114	11.716	2.400	2.400	1.151	1.527
2	***Costos Indirectos***	***166***	***66***	***317***	***170***	***555***	***94***	***94***	***139***	***256***
2.1	Gastos generales y Seguros	56	36	105	58	250	40	40	49	79
2.2	Inspección técnica de obra	74	13	130	74	218	47	47	42	97
2.3	Utilidades del contratista	26	12	59	28	65	6	6	33	57
2.4	Contingencias	9	5	23	10	22	1	1	14	23
2.5	Servidumbre	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	***Monto Contrato***	***2.545***	***1.900***	***3.897***	***2.578***	***12.971***	***2.637***	***2.637***	***1.441***	***1.968***
4	***Intereses Intercalarios***	***127***	***95***	***195***	***129***	***389***	***79***	***79***	***72***	***98***
	COSTO TOTAL DEL PROYECTO	***2.673***	***1.995***	***4.092***	***2.707***	***13.361***	***2.716***	***2.716***	***1.513***	***2.066***

8.1.5 VALORIZACIONES DE OBRAS DE AMPLIACIÓN SISTEMA E

		Ampliación en S/E Alto Melipilla	*Ampliación en S/E La Esperanza*	*Ampliación en S/E Alcones*	*Aumento de capacidad de transmisión en Línea 1x66 kV El Maitén – El Paico – El Monte*	*Ampliación en S/E Nancagua*	*Ampliación en S/E Paniahue*	*Ampliación en S/E Alameda*	*Ampliación en S/E Graneros*
1	***Costos Directos***	***8.784***	***1.953***	***1.669***	***2.851***	***1.707***	***2.142***	***2.380***	***2.203***
1.1	Ingeniería	565	150	122	147	122	161	174	116
1.2	Instalación de faenas	157	128	157	470	157	157	157	157
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	8.062	1.675	1.390	2.235	1.428	1.824	2.049	1.931
2	***Costos Indirectos***	***759***	***246***	***179***	***375***	***207***	***234***	***269***	***255***
2.1	Gastos generales y Seguros	301	70	52	123	56	68	77	83
2.2	Inspección técnica de obra	189	111	82	119	103	109	127	93
2.3	Utilidades del contratista	185	47	32	88	35	42	48	56
2.4	Contingencias	83	18	12	45	13	15	18	23
2.5	Servidumbre	0	0	0	0	0	0	0	0
3	***Monto Contrato***	***9.543***	***2.199***	***1.847***	***3.226***	***1.914***	***2.376***	***2.649***	***2.458***
4	***Intereses Intercalarios***	***477***	***66***	***92***	***161***	***96***	***119***	***132***	***123***
	COSTO TOTAL DEL PROYECTO	***10.020***	***2.265***	***1.940***	***3.388***	***2.010***	***2.495***	***2.782***	***2.581***

		Aumento de capacidad de transformación en S/E Constitución	*Ampliación en S/E Cauquenes*	*Ampliación en S/E San Carlos*	*Ampliación en S/E La Palma*	*Ampliación en S/E Maule*	*Ampliación en S/E San Javier*	*Aumento de capacidad en S/E San Pedro*	*Ampliación en S/E Mahns*
1	***Costos Directos***	***2.217***	***1.306***	***1.992***	***2.149***	***560***	***1.687***	***1.077***	***912***
1.1	Ingeniería	84	78	150	202	48	147	56	53
1.2	Instalación de faenas	227	157	157	157	157	157	157	157
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	1.905	1.072	1.685	1.790	355	1.383	864	702
2	***Costos Indirectos***	***285***	***107***	***205***	***331***	***117***	***251***	***107***	***128***
2.1	Gastos generales y Seguros	82	34	61	87	25	64	33	33
2.2	Inspección técnica de obra	127	49	93	160	66	130	47	65
2.3	Utilidades del contratista	55	18	37	61	19	43	20	22
2.4	Contingencias	21	6	14	23	6	15	7	8
2.5	Servidumbre	0	0	0	0	0	0	0	0
3	***Monto Contrato***	***2.502***	***1.413***	***2.197***	***2.480***	***676***	***1.938***	***1.184***	***1.039***
4	***Intereses Intercalarios***	***125***	***71***	***92***	***124***	***34***	***97***	***59***	***52***
	COSTO TOTAL DEL PROYECTO	***2.627***	***1.484***	***2.307***	***2.605***	***710***	***2.035***	***1.243***	***1.091***

		Ampliación en S/E Curacautín	Ampliación en S/E El Avellano	Ampliación en S/E Collipulli	Ampliación en S/E Lautaro	Ampliación en S/E Punta de Cortés	Seccionamiento en línea 2x154 kV Alto Jahuel - Tinguiririca en S/E Punta de Cortés	Ampliación en S/E Tomé
1	***Costos Directos***	***1.610***	***2.552***	***1.170***	***1.450***	***8.278***	***3.865***	***365***
1.1	Ingeniería	152	97	145	67	450	191	64
1.2	Instalación de faenas	157	157	157	157	269	157	59
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	1.301	2.298	869	1.226	7.559	3.517	243
2	***Costos Indirectos***	***255***	***344***	***234***	***185***	***872***	***406***	***71***
2.1	Gastos generales y Seguros	63	100	55	52	346	160	15
2.2	Inspección técnica de obra	133	151	123	86	181	85	42
2.3	Utilidades del contratista	44	67	42	34	236	111	11
2.4	Contingencias	15	26	15	13	109	51	3
2.5	Servidumbre	0	0	0	0	0	0	0
3	***Monto Contrato***	***1.865***	***2.895***	***1.405***	***1.635***	***9.149***	***4.271***	***436***
4	***Intereses Intercalarios***	***93***	***145***	***70***	***82***	***457***	***214***	***22***
	COSTO TOTAL DEL PROYECTO	***1.958***	***3.040***	***1.475***	***1.717***	***9.607***	***4.484***	***458***

		Ampliación en S/E Itahue	*Ampliación en S/E Chiguayante*	*Ampliación en S/E Parral*	*Seccionamiento en S/E Linares Norte*	*Ampliación en S/E Linares Norte*	*Aumento de capacidad en S/E Longaví*	*Seccionamiento en S/E San Gregorio*	*Ampliación en S/E San Gregorio*
1	***Costos Directos***	***2.589***	***365***	***385***	***1.492***	***1.512***	***680***	***494***	***938***
1.1	Ingeniería	183	64	64	117	106	53	20	124
1.2	Instalación de faenas	157	59	59	78	78	157	78	78
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	2.250	243	263	1.296	1.328	470	395	735
2	***Costos Indirectos***	***299***	***71***	***74***	***241***	***146***	***34***	***79***	***182***
2.1	Gastos generales y Seguros	101	15	16	66	45	13	22	43
2.2	Inspección técnica de obra	94	42	42	109	67	14	34	96
2.3	Utilidades del contratista	69	11	12	47	25	5	17	32
2.4	Contingencias	35	3	4	18	9	2	7	11
2.5	Servidumbre	0	0	0	0	0	0	0	0
3	***Monto Contrato***	***2.888***	***436***	***459***	***1.733***	***1.658***	***714***	***573***	***1.119***
4	***Intereses Intercalarios***	***144***	***22***	***23***	***87***	***87***	***36***	***29***	***60***
	COSTO TOTAL DEL PROYECTO	***3.033***	***458***	***482***	***1.820***	***1.745***	***749***	***602***	***1.179***

		Seccionamiento en S/E Panimávida	Ampliación en S/E Panimávida	Cambio circuitos 1x154 kV Charrua - Tap Chillan y 1x154 kV Charrúa - Monterrico	Ampliación en S/E Monterrico	Ampliación en S/E Ejercito	Ampliación en S/E Pitrufquén	Ampliación en S/E Padre Las Casas
1	***Costos Directos***	***494***	***691***	***2.096***	***156***	***4.771***	***3.932***	***4.392***
1.1	Ingeniería	20	71	159	12	199	240	262
1.2	Instalación de faenas	78	78	329	21	128	157	269
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	395	541	1.607	123	4.443	3.535	3.860
2	***Costos Indirectos***	***79***	***130***	***219***	***35***	***281***	***551***	***637***
2.1	Gastos generales y Seguros	22	33	73	7	98	190	205
2.2	Inspección técnica de obra	34	64	72	20	134	161	219
2.3	Utilidades del contratista	17	24	51	6	37	139	149
2.4	Contingencias	7	9	23	2	12	61	64
2.5	Servidumbre	0	0	0	0	0	0	0
3	***Monto Contrato***	***573***	***821***	***2.314***	***191***	***5.052***	***4.483***	***5.029***
4	***Intereses Intercalarios***	***29***	***41***	***116***	***10***	***152***	***226***	***251***
	COSTO TOTAL DEL PROYECTO	***602***	***862***	***2.430***	***201***	***5.203***	***4.737***	***5.281***

		Ampliación en S/E San Vicente de Tagua Tagua	*Aumento de capacidad de transmisión en Línea 2x66 kV Maule - Talca*
1	***Costos Directos***	***1.178***	***2.388***
1.1	Ingeniería	52	59
1.2	Instalación de faenas	157	339
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	969	1.990
2	***Costos Indirectos***	***157***	***270***
2.1	Gastos generales y Seguros	48	97
2.2	Inspección técnica de obra	67	64
2.3	Utilidades del contratista	30	67
2.4	Contingencias	12	42
2.5	Servidumbre	0	0
3	***Monto Contrato***	***1.335***	***2.658***
4	***Intereses Intercalarios***	***67***	***125***
	COSTO TOTAL DEL PROYECTO	***1.402***	***2.783***

8.1.6 VALORIZACIONES DE OBRAS DE AMPLIACIÓN SISTEMA F

		Ampliación en S/E Nueva Valdivia
1	***Costos Directos***	***6.140***
1.1	Ingeniería	357
1.2	Instalación de faenas	228
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	5.554
2	***Costos Indirectos***	***618***
2.1	Gastos generales y Seguros	179
2.2	Inspección técnica de obra	304
2.3	Utilidades del contratista	100
2.4	Contingencias	35
2.5	Servidumbre	0
3	***Monto Contrato***	***6.758***
4	***Intereses Intercalarios***	***338***
	COSTO TOTAL DEL PROYECTO	***7.096***

8.2 PRESUPUESTOS DE LAS OBRAS NUEVAS

8.2.1 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS NUEVAS DEL SISTEMA A

		Nueva Subestación Guardiamarina 110/23-13 kV
1	***Costos Directos***	***9.503***
1.1	Ingeniería	498
1.2	Instalación de faenas	491
1.3	Suministros. Obras Civiles. Montaje	8.514
2	***Costos Indirectos***	***615***
2.1	Gastos generales y Seguros	196
2.2	Inspección técnica de obra	197
2.3	Utilidades del contratista	73
2.4	Contingencias	27
2.5	Terrenos	122
3	***Monto Contrato***	***10.118***
4	***Intereses Intercalarios***	***506***
	COSTO TOTAL DEL PROYECTO	***10.623***

8.2.2 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS NUEVAS DEL SISTEMA C

		Nueva Subestación Río Aconcagua 220/110 kV	*Subestación Nueva Casablanca 220/66 kV*	*Nueva Subestación La Pólvora 220/110 kV*	*Nueva Línea 2x220 kV Nueva Alto Melipilla – Nueva Casablanca – La Pólvora – Agua Santa*	*Nueva S/E Panquehue*	*Nueva S/E Seccionadora San Rafael 110 kV*	*Construcción Bypass 2x110 kV San Rafael*
1	***Costos Directos***	***19.298***	***8.879***	***15.471***	***27.238***	***7.318***	***5.196***	***3.457***
1,1	Ingeniería	944	527	742	1.493	422	317	237
1,2	Instalación de faenas	416	170	566	446	491	339	339
1,3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	17.938	8.182	14.163	25.299	6.405	4.541	2.881
2	***Costos Indirectos***	***3.641***	***1.759***	***2.186***	***11.917***	***1070***	***819***	***994***
2,1	Gastos generales y Seguros	797	352	535	1.441	307	212	159
2,2	Inspección técnica de obra	504	176	169	843	288	197	126
2,3	Utilidades del contratista	536	234	327	1.141	214	146	123
2,4	Contingencias	264	108	155	1.057	93	63	95
2,5	Servidumbre	1.539	889	1.000	7.436	168	202	490
3	***Monto Contrato***	***22.939***	***10.638***	***17.657***	***39.155***	***8.388***	***6.015***	***4.451***
4	***Intereses Intercalarios***	***1.070***	***479***	***795***	***587***	***419***	***180***	***194***
	COSTO TOTAL DEL PROYECTO	***24.008***	***11.117***	***18.452***	***39.743***	***8.807***	***6.196***	***4.644***

8.2.3 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS NUEVAS DEL SISTEMA E

		Nueva Subestación Pueblo Seco 154 kV	*Nueva Línea 2x220 kV Mataquito – Nueva Nirivilo – Nueva Cauquenes – Dichato - Hualqui*	*Nueva Línea 2x220 kV Itahue - Mataquito*	*Nueva Subestación Seccionadora Hualqui 220/66 kV*	*Subestación Seccionadora Nueva Nirivilo 220/66 kV*	*Subestación Seccionadora Nueva Cauquenes 220/66 kV*	*Subestación Dichato 220/66 kV*	*Nueva Subestación Mataquito 220/66 kV*
1	***Costos Directos***	***5.330***	***124.454***	***21.509***	***12.406***	***12.406***	***12.782***	***12.406***	***12.782***
1.1	Ingeniería	431	6.582	919	588	588	603	588	603
1.2	Instalación de faenas	491	1.457	675	390	390	390	390	390
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	4.408	116.415	19.915	11.428	11.428	11.789	11.428	11.789
2	***Costos Indirectos***	***651***	***70.707***	***10.770***	***1.736***	***1.606***	***1.656***	***1.606***	***1.656***
2.1	Gastos generales y Seguros	200	6.482	1.137	529	529	545	529	545
2.2	Inspección técnica de obra	196	2.003	613	322	322	339	322	339
2.3	Utilidades del contratista	136	5.095	901	361	361	372	361	372
2.4	Contingencias	58	4.895	839	164	164	169	164	169
2.5	Servidumbre	61	52.231	7.280	360	230	230	230	230
3	***Monto Contrato***	***5.980***	***195.162***	***32.279***	***14.142***	***14.013***	***14.438***	***14.013***	***14.438***
4	***Intereses Intercalarios***	***299***	***2.927***	***484***	***707***	***701***	***722***	***701***	***722***
	COSTO TOTAL DEL PROYECTO	***6.279***	***198.089***	***32.764***	***14.849***	***14.713***	***15.160***	***14.713***	***15.160***

		Nueva Línea 2x66 kV Nueva Cauquenes - Parral	Nueva Línea 2x66 kV Nueva Cauquenes - Cauquenes	Nueva Línea 2x66 kV Dichato - Tomé	Nueva Línea 2x66 kV Hualqui - Chiguayante	Nueva Subestación Trébol 220/66 kV	Nueva Subestación Guindo 220/66 kV	Nueva Línea 2x66 kV Trébol - Ejercito
1	***Costos Directos***	***11.686***	***592***	***1.751***	***5.819***	***9.430***	***11.141***	***2.214***
1.1	Ingeniería	29	15	15	29	487	509	163
1.2	Instalación de faenas	575	288	288	575	491	793	302
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	11.081	290	1.449	5.215	8.452	9.839	1.749
2	***Costos Indirectos***	***281***	***141***	***141***	***281***	***1.356***	***1.740***	***403***
2.1	Gastos generales y Seguros	34	17	17	34	366	438	80
2.2	Inspección técnica de obra	60	30	30	60	279	350	96
2.3	Utilidades del contratista	27	13	13	27	243	297	58
2.4	Contingencias	21	10	10	21	108	140	29
2.5	Servidumbre	140	70	70	140	360	515	140
3	***Monto Contrato***	***11.967***	***733***	***1.891***	***6.101***	***10.786***	***12.880***	***2.616***
4	***Intereses Intercalarios***	***73***	***37***	***37***	***73***	***539***	***644***	***131***
	COSTO TOTAL DEL PROYECTO	***12.040***	***769***	***1.928***	***6.174***	***11.325***	***13.524***	***2.747***

		Nueva Subestación Los Varones 220/66 kV	*Nueva Línea 2x66 kV Los Varones – El Avellano*	*Nueva Subestación Lastarria 220/66 kV*	*Subestación Nueva Metrenco 220/66 kV*	*Nueva Subestación Enlace Imperial 66/23 kV*	*Línea 2x66 kV Nueva Metrenco – Enlace Imperial*
1	***Costos Directos***	***10.152***	***2.184***	***12.290***	***15.066***	***3.959***	***9.881***
1.1	Ingeniería	487	164	487	581	347	542
1.2	Instalación de faenas	491	288	491	491	491	491
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	9.174	1.733	11.312	13.994	3.121	8.847
2	***Costos Indirectos***	***1.395***	***338***	***1.756***	***2.234***	***661***	***3.933***
2.1	Gastos generales y Seguros	399	81	524	642	165	508
2.2	Inspección técnica de obra	312	97	342	419	237	263
2.3	Utilidades del contratista	266	59	360	441	118	401
2.4	Contingencias	117	30	163	221	47	360
2.5	Servidumbre	300	70	368	510	94	2.400
3	***Monto Contrato***	***11.547***	***2.522***	***14.046***	***17.300***	***4.621***	***13.814***
4	***Intereses Intercalarios***	***577***	***126***	***702***	***865***	***231***	***691***
	COSTO TOTAL DEL PROYECTO	***12.124***	***2.648***	***14.749***	***18.165***	***4.852***	***14.504***

8.2.4 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS NUEVAS DEL SISTEMA F

		Nueva línea 2x66 kV Nueva Valdivia - Picarte, tendido del primer circuito	*Nueva Línea 2x220 kV Gamboa – Chonchi energizada en 110 kV, tendido del primer circuito*
1	***Costos Directos***	***5.241***	***4.518***
1.1	Ingeniería	321	266
1.2	Instalación de faenas	491	288
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	4.429	3.964
2	***Costos Indirectos***	***697***	***2.292***
2.1	Gastos generales y Seguros	132	246
2.2	Inspección técnica de obra	216	200
2.3	Utilidades del contratista	79	198
2.4	Contingencias	48	168
2.5	Servidumbre	222	1.480
3	***Monto Contrato***	***5.938***	***6.810***
4	***Intereses Intercalarios***	***297***	***341***
	COSTO TOTAL DEL PROYECTO	***6.235***	***7.151***

9 LISTADO DE OBRAS MENORES A QUE HACE REFERENCIA EL ARTÍCULO 92° DE LA LEY

Como ya se señaló en la Introducción del presente Informe, para la definición del listado de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria, no se consideraron las obras menores a que se refiere el inciso final del artículo 92°, las cuales podrán ser ejecutadas por las empresas sujetándose a lo dispuesto en el citado artículo.

Para estos efectos, el artículo 9° de la Resolución N°668 definió "obras menores", definición que es aplicable para el sólo efecto del proceso ad-hoc regulado en dicha resolución.

De acuerdo a lo establecido en la ya citada Resolución N° 668, a los proyectos presentados por las empresas de transmisión zonal que califiquen como "obras menores" de conformidad a lo señalado en el artículo 9° de la misma, se les aplicará lo dispuesto en el inciso final del artículo 92° de la Ley, y se identificarán como obras menores en el presente informe.

En consecuencia, a continuación se presenta la lista de obras menores a que hace referencia el inciso final del artículo 92° de la Ley presentadas por las empresas de transmisión zonal dentro de la nómina de obras que se refiere el artículo decimotercero transitorio de la Ley N° 20.936.

Tabla 43: Obras Menores

N°	Proyecto	Clasificación de obra menor	Propietario	Sistema
1	SE Chañaral: Reemplazo seccionador cuchillo paño general ET1 por equipo motorizado	Instalación de seccionador de cuchillo motorizado: Obra de transmisión zonal que aumenten el nivel de eficiencia en la operación	CGE S.A.	Sistema B
2	SE El Maitén: Instalación de seccionador cuchillo motorizado en paño BT1	Instalación de seccionador de cuchillo motorizado: Obra de transmisión zonal que aumenten el nivel de eficiencia en la operación	CGE S.A.	Sistema E
3	SE Los Maquis: Reemplazo seccionador cuchillo manual por motorizado en paño 89B2-1 y 89B2-2	Instalación de seccionador de cuchillo motorizado: Obra de transmisión zonal que aumenten el nivel de eficiencia en la operación	CGE S.A.	Sistema E
4	SE Molina: Instalar seccionador cuchillo motorizado en paño B1-2 y B2-2	Instalación de seccionador de cuchillo motorizado: Obra de transmisión zonal que aumenten el nivel de eficiencia en la operación	CGE S.A.	Sistema E
5	SE Las Arañas: Instalación de seccionadores cuchillo motorizados en paños B4 y B5	Instalación de seccionador de cuchillo motorizado: Obra de transmisión zonal que aumenten el nivel de eficiencia en la operación	CGE S.A.	Sistema E
6	SE Hospital: Instalación seccionador cuchillo motorizado en paño B1	Instalación de seccionador de cuchillo motorizado: Obra de transmisión zonal que aumenten el nivel de eficiencia en la operación	CGE S.A.	Sistema E
7	S/E San Miguel: Instalar seccionador cuchillo motorizado en paño B2	Instalación de seccionador de cuchillo motorizado: Obra de transmisión zonal que aumenten el nivel de eficiencia en la operación	CGE S.A.	Sistema E
8	S/E Tome: Instalación seccionador cuchillo motorizado en paño B1	Instalación de seccionador de cuchillo motorizado: Obra de transmisión zonal que aumenten el nivel de eficiencia en la operación	CGE S.A.	Sistema E
9	S/E Santa Elvira: Reemplazar seccionadores cuchillo en paños	Reemplazo de seccionador de cuchillo en paños: Aumento de capacidad de un equipamiento serie	CGE S.A.	Sistema E

N°	Proyecto	Clasificación de obra menor	Propietario	Sistema
	89CT1 y 89CT2			
10	S/E Perales: Instalación seccionadores cuchillo motorizados en paños B1 y B2	Instalación de seccionador de cuchillo motorizado: Obra de transmisión zonal que aumenten el nivel de eficiencia en la operación	CGE S.A.	Sistema E
11	S/E Traiguén: Instalación seccionador cuchillo motorizado en paño B1	Instalación de seccionador de cuchillo motorizado: Obra de transmisión zonal que aumenten el nivel de eficiencia en la operación	CGE S.A.	Sistema E
12	S/E Pillanlelbún: Instalación seccionador cuchillo motorizado para paño BT1	Instalación de seccionador de cuchillo motorizado: Obra de transmisión zonal que aumenten el nivel de eficiencia en la operación	CGE S.A.	Sistema E
13	SE Panguilemo: Instalar seccionador cuchillo motorizado en paños B1-1 y B2-1	Instalación de seccionador de cuchillo motorizado: Obra de transmisión zonal que aumenten el nivel de eficiencia en la operación	CGE S.A.	Sistema E

10 ANEXO 1: ANTECEDENTES EVALUACIÓN DE OTROS PROYECTOS

Conforme lo establecido en la Resolución Exenta N° 668, de 2016, no se consideran como proyectos susceptibles a ser incluidos en el listado de instalaciones de transmisión de ejecución obligatoria las siguientes obras:

1 Obras Menores a que se refiere el inciso final del artículo 92° de la Ley
2 Todas aquellas obras que permitan garantizar la seguridad y calidad de servicio (sistemas de control y protecciones, adecuación de protecciones, normalización de paños, normalización de altura de líneas, normalización de conexiones en derivación, entre otras normalizaciones necesarias para el cumplimiento de las exigencias normativas)
3 Reemplazo de instalaciones de transmisión por cumplimiento de vida útil o por obsolescencia técnica (reemplazo de protecciones, medidores, sistema de control y comunicaciones, entre otros)
4 Proyectos destinados a prestar servicios complementarios al sistema.

10.1 PROYECTOS POSTERGADOS

Los proyectos que a continuación se indican son aquellos que, como primer requisito, han cumplido con las definiciones establecidas en el artículo 9° de la Resolución Exenta N° 668 para ser consideradas instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria. Por otro lado, estos proyectos han sido analizados por parte de esta Comisión y han resultado no ser necesarios como propuesta en el actual proceso de expansión, de acuerdo a las necesidades de las zonas y respecto a los plazos constructivos que requieren dichas obras. Para esto, se han tenido a la vista los antecedentes proporcionados por las propias empresas de transmisión zonal, de acuerdo a la presentación de sus propuestas.

Tabla 44: Proyectos postergados

N°	Proyecto	Motivo de postergación	Sistema
1	Ampliación S/E Dolores	No se detectan problemas de suficiencia en la S/E existente	Sistema A
2	Línea 1x110 kV Pozo Almonte-Cóndores	Búsqueda de solución global en la zona	Sistema A
3	LT Cóndores-Alto Hospicio 110 kV, C1.	Búsqueda de solución global en la zona	Sistema A
4	Ampliación S/E Alto Hospicio	Búsqueda de solución global en la zona	Sistema A
5	By pass línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda	Búsqueda de solución global en la zona	Sistema A
6	SE Alto del Carmen 110/13,8kV: Instalación nuevo transformador de 15MVA	No se detectan problemas de suficiencia en la S/E existente	Sistema A
7	SE Damascal 110/66kV: Nueva subestación de 30MVA, con seccionamientos a LT Pan de Azúcar-Vicuña 110kV y LT Pan de Azúcar Marquesa 66kV	En la actualidad no se detectan necesidades de este proyecto en la zona	Sistema B
8	SE Damascal 110/23kV: Nueva subestación de 30MVA	En la actualidad no se detectan necesidades de este proyecto en la zona	Sistema B

N°	Proyecto	Motivo de postergación	Sistema
9	SE Vicuña 110/23kV: Instalación nuevo transformador de 15MVA	No se detectan problemas de suficiencia en la S/E existente	Sistema B
10	SE Illapel 110/23kV: Reemplazo de transformador de 13 por nuevo de 30MVA	No se detectan problemas de suficiencia en la S/E existente	Sistema B
11	SE La Ligua 110/23 kV: Nueva subestación de 30 MVA, incluyendo construcción de LT 1x110 kV de 15,0 km.	En la actualidad no se detectan necesidades de este proyecto en la zona	Sistema B
12	LT Copayapu-Tierra Amarilla 1x110kV: Aumento de capacidad de transmisión con cambio de conductor de AAAC Alliance a AAAC Flint	En la actualidad no se detectan necesidades de este proyecto en la zona	Sistema B
13	Nueva S/E Ritoque Alternativa 1 220/110 kV	Búsqueda de solución global en la zona	Sistema C
14	Nueva S/E Ritoque Alternativa 2 220/110 kV	Búsqueda de solución global en la zona	Sistema C
15	Nueva línea Bosquemar – Reñaca 1x110 kV	Búsqueda de solución global en la zona	Sistema C
16	Nueva S/E seccionadora Chagres 044 kV	Búsqueda de solución global en la zona	Sistema C
17	Nuevo transformador en S/E El Melón 044/012 kV, 16MVA	No se detectan problemas de suficiencia en la S/E	Sistema C
18	Nuevo transformador en S/E La Calera 110/012 kV, 30MVA	No se detectan problemas de suficiencia en la S/E	Sistema C
19	Nuevo transformador en S/E Placeres 110/012 kV, 30MVA	No se detectan problemas de suficiencia en la S/E	Sistema C
20	Nuevo transformador en S/E Playa Ancha 110/012 kV, 30MVA	No se detectan problemas de suficiencia en la S/E	Sistema C
21	Nuevo transformador en S/E Quintay 066/012 kV, 6MVA	No se detectan problemas de suficiencia en la S/E	Sistema C
22	Nuevo transformador en S/E San Felipe 110/044 kV, 30MVA	No se detectan problemas de suficiencia en la S/E	Sistema C
23	Nuevo transformador en S/E San Sebastian 066/012 kV, 18.5MVA	No se detectan problemas de suficiencia en la S/E	Sistema C
24	Nuevo transformador en S/E San Pedro 110/012 kV, 18.5MVA	No se detectan problemas de suficiencia en la S/E	Sistema C
25	Aumento de capacidad del tramo Tap Placeres – Placeres 2x110 kV	No se detectan problemas de suficiencia en la S/E	Sistema C
26	Nuevo circuito Chagres – Catemu 1x044 kV	Búsqueda de solución global en la zona	Sistema C
27	Nuevo circuito Agua Santa – Placilla 1x110 kV	Búsqueda de solución global en la zona	Sistema C
28	Nuevo circuito Calera – Melón 1x044 kV	Búsqueda de solución global en la zona	Sistema C
29	Nuevo circuito Tap Quintay – Quintay 1x066 kV	No se detectan problemas de suficiencia en la instalación existente	Sistema C
30	Aumento de capacidad de tramo Aconcagua – Esperanza 2x110 kV	Búsqueda de solución global en la zona	Sistema C
31	Aumento de capacidad del tramo Tap Pachacama – La Calera 2x110 kV	No se detectan problemas de suficiencia en el tramo existente	Sistema C
32	Aumento de capacidad del tramo Ventanas – Torquemada 2x110 kV	Búsqueda de solución global en la zona	Sistema C
33	Ampliación S/E Tap Pachacama 110 kV	Búsqueda de solución global en la zona	Sistema C
34	Aumento de capacidad del tramo Punta Peuco – Batuco 2x110 kV	No se detectan problemas de suficiencia en el tramo existente	Sistema D
35	Nuevo seccionamiento S/E Punta Peuco 110 kV	En la actualidad no se detectan problemas y/o necesidades de este proyecto en la zona	Sistema D
36	S/E Padre Hurtado 110/23/12kV: Instalar nuevo transformador de 30MVA.	La S/E Malloco presenta problemas de suficiencia hacia el 2022, por lo que considerando los tiempos de construcción de esta obras se posterga	Sistema D
37	S/E El Peral 110/12 kV: Nueva subestación de 2x30 MVA	Considerando la obra de expansión en la S/E Santa Rosa Sur, esta obra no se justifica ni por suficiencia o por seguridad de abastecimiento de la demanda asociado a las S/E Santa Rosa Sur o La Florida	Sistema D
38	S/E Nos 110/23 110/12: Nueva subestación 1x30 y 1x50 MVA respectivamente.	Considerando la obra de expansión en la S/E San Bernardo, esta obra no se justifica ni por suficiencia	Sistema D

N°	Proyecto	Motivo de postergación	Sistema
		o por seguridad de abastecimiento de la demanda asociado a las S/E de San Bernardo o Las Acacias	
39	S/E Mariscal 110/12kV: Instalación nuevo transformador de 50MVA.	Considerando la obra de expansión en la S/E San Bernardo, las demandas proyectadas para la S/E La Pintana y la S/E Mariscal y teniendo en consideración el actual nivel de seguridad de la S/E Mariscal, se concluye que esta obra no se justifica por suficiencia y es postergable por seguridad	Sistema D
40	Ampliación de S/E La Ermita: Instalación de Nuevo transformador de 25 MVA	No se presenta acuerdo con terceros para hacer uso de las instalaciones de transmisión dedicada	Sistema D
41	Ampliación S/E Lampa: Instalación de Nuevo Transformador de 50 MVA + Celdas	Considerando la demanda histórica y proyectada de la S/E Quilicura en su barra de 23 kV, esta obra no se justifica por suficiencia y no se considera urgente por seguridad teniendo en consideración el nivel actual de seguridad de la subestación	Sistema D
42	Nueva Línea Subterránea 110 kV: S/E Vitacura - Nueva S/E Providencia	Considerando la demanda histórica y crecimiento de la S/E Vitacura, S/E Apoquindo y S/E Alonso de Córdova, se concluye que la obra se necesita para el año 2025. Teniendo en consideración los tiempos de ejecución de la obra, esta se posterga	Sistema D
43	Nueva S/E Providencia: Capacidad Inicial 50 MVA	Considerando la demanda histórica y crecimiento de la S/E Vitacura, S/E Apoquindo y S/E Alonso de Córdova, se concluye que la obra se necesita para el año 2025. Teniendo en consideración los tiempos de ejecución de la obra, esta se posterga	Sistema D
44	Paño en 110 kV de respaldo para el transformador 220/110 kV de S/E Maipo	Considerando el actual nivel de seguridad de la zona y la eficiencia del proyecto presentado por la empresa, se posterga su análisis	Sistema D
45	LT Fátima-Buin N°1: Aumento de capacidad de transmisión a través de conectar tramo LT Buin-estructura 103, con cable aislado 66kV 1x630mm2 (67MVA) de aprox. 2 km	En nivel de seguridad que ofrece la ampliación no justifica la obra, se buscará una solución global para zona	Sistema E
46	SE Chocalán 66/13,2kV: Instalación nuevo transformador de 15MVA	No se detectan problemas de suficiencia en la S/E	Sistema E
47	SE Ranguilí 66/13,8 kV: Reemplazo Transformador N°1 por nuevo de 15 MVA.	No se detectan problemas de suficiencia en la S/E	Sistema E
48	LT Portezuelo-Marchigüe 1x66kV: Aumento de capacidad de transmisión con cambio de conductor AAAC Cairo a ACCC Helsinki	Considerando el actual nivel de seguridad de la zona y la eficiencia del proyecto presentado por la empresa, se posterga su análisis, ya que se requiere el refuerzo de líneas aguas abajo	Sistema E
49	LT San Fernando - La Ronda 1x66 kV: Aumento de Capacidad de transmisión con cambio de conductor Cu 2/0 a ACCC Helsinki	Considerando el actual nivel de seguridad de la zona y la eficiencia del proyecto presentado por la empresa, se posterga su análisis pues se dará prioridad a generar un refuerzo por otra zona del sistema	Sistema E
50	LT Punta de Cortés - Lo Miranda 1 - 66 kV : Aumento de capacidad de transmisión con cambio de conductor Cu N°2 a AAAC Butte	Considerando el actual nivel de seguridad de la zona (operación sin n-1 de líneas), se posterga el análisis del proyecto	Sistema E
51	SE El Monte 66/13,2 kV reemplazo de Transformador 10 por 15 MVA	No se detectan problemas de suficiencia en la S/E	Sistema E
52	SE Mandinga 66/13,2kV: Reemplazo transformador de 8 por nuevo de 15 MVA	No se detectan problemas de suficiencia en la S/E	Sistema E
53	SE Cachapoal 66/15kV,Intalación nuevo transformador de 30MVA	No se detectan problemas de suficiencia en la S/E	Sistema E
54	SE Chimbarongo 66/15kV, reemplazo transformador N°1 de 9,4 por nuevo 30MVA	No se detectan problemas de suficiencia en la S/E	Sistema E
55	Tendido del segundo circuito línea 1x154 kV Tinguiririca – San Fernando	El proyecto no contempla la adecuación de la barra en 154 kV y los paños de línea de la S/E San Fernando	Sistema E
56	S/E Galvarino 66/13.2 kV; 16 MVA	El proyecto no se justifica por suficiencia o seguridad de la demanda de Traiguén.	Sistema E

N°	Proyecto	Motivo de postergación	Sistema
57	S/E Yumbel 66/23 kV; 16 MVA	El proyecto no se justifica por suficiencia o seguridad de la demanda de Cabrero.	Sistema E
58	S/E Hualte 66/33/13,2 kV: Instalación nuevo transformador de 15MVA.	Los crecimientos de demanda de la zona no justifican la instalación de un nuevo transformador	Sistema E
59	LT Coronel - Arenas Blancas 66 kV: Aumento de capacidad de Transmisión con cambio de conductor de aluminio AAAC Butte a ACCC Helsinki	Considerando los tiempos de ejecución de la obra, esta se puede postergar pues no se necesita por suficiencia hasta el año 2026	Sistema E
60	S/E Lautaro 66/23-13,2kV: Instalación nuevo transformador de 15 MVA	Tomando en consideración las demandas de la zona, la suficiencia del sistema, la seguridad con la que opera la subestación actualmente y las obras de expansión indicadas en este documento, se concluye que esta obra es postergable	Sistema E
61	LT Victoria - Collipulli 66kV: Aumento de la capacidad de transmisión con cambio de conductor Cu 1/0 a AAAC Cairo	La obra no se necesita por seguridad del sistema al menos hasta el 2023, por lo que considerando los tiempos de ejecución de la obra esta se posterga	Sistema E
62	Apoyo Laja	La obra solo se posterga por el uso de instalaciones dedicadas y no presentar el acuerdo entre la empresa propietaria de la instalación dedicada	Sistema E
63	Nueva S/E Alto del Río	Considerando las obras de ampliación a la S/E linares Norte, la S/E San Javier y la obra en construcción de la S/E Villa Alegre descritas en este documento, esta obra no se justifica por suficiencia o seguridad	Sistema E
64	Tap Off Alto del Río	Considerando las obras de ampliación a la S/E linares Norte, la S/E San Javier y la obra en construcción de la S/E Villa Alegre descritas en este documento, esta obra no se justifica por suficiencia o seguridad	Sistema E
65	Línea de transmisión en 33 KV en sector Pinto-Coihueco	El proyecto no se justifica por suficiencia o seguridad de la demanda de Chillán, teniendo en consideración la obra en construcción en la S/E Chillán.	Sistema E
66	S/E Móvil 110-66/23-15-13,2 (12)kV - 30 MVA zona Maule	Considerando la seguridad con la operan actualmente las S/E de la zona, su demanda histórica y proyección, además de los tiempos de ejecución de la obra propuesta, el proyecto no se justifica por seguridad de abastecimiento de la demanda	Sistema E
67	S/E Móvil 110-66/23-15-13,2 (12)kV - 30 MVA zona Biobío Araucanía	Considerando la seguridad con la operan actualmente las S/E de la zona, su demanda histórica y proyección, además de los tiempos de ejecución de la obra propuesta, el proyecto no se justifica por seguridad de abastecimiento de la demanda	Sistema E
68	Nueva S/E Barros Arana	En la actualidad no se detectan necesidades de este proyecto en la zona	Sistema E
69	Nuevo transformador S/E Gorbea 066/13.2 15 MVA	No se detectan problemas de suficiencia en la S/E existente	Sistema E
70	Nuevo transformador S/E Chivilcan 066/015 30 MVA	No se detectan problemas de suficiencia en la S/E existente	Sistema E
71	Aumento de capacidad tramo Barro Blanco – Caipulli 2x066 kV	No se detectan problemas de suficiencia en el tramo existente	Sistema F
72	Nueva S/E Cardonal 220/023 kV	En la actualidad no se detectan necesidades de este proyecto en la zona	Sistema F
73	Nueva S/E Los Muermos	En la actualidad no se detectan necesidades de este proyecto en la zona	Sistema F
74	Nueva S/E Puente Arenas 066/023 kV	Con los proyectos declarados en construcción para efectos de esta expansión ad-hoc, no se detectan necesidades de este proyecto en la zona	Sistema F

10.2 OBRAS NO CONSIDERADAS EN EL PROCESO DE EXPANSIÓN

Los proyectos que a continuación se indican, son aquellos que de acuerdo a las definiciones establecidas en el artículo 13° transitorio de la Ley N°20.936 y en la Resolución Exenta N°668 no son consideradas como instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria.

Tabla 45: Obras no consideradas en el proceso de expansión

N°	Proyecto	Clasificación de obra no considerada en el proceso de expansión	Propietario	Sistema
1	SE Punitaqui: Completar paño B2 con interruptor y protecciones	El proyecto incluye obras de normalización de paños	CGE S.A.	Sistema B
2	SE Monte Patria: Instalación interruptor de maniobra en paño B1 y B2	El proyecto incluye obras de normalización de paños	CGE S.A.	Sistema B
3	SE El Peñón: Instalación de interruptor en paños E3 y E4	El proyecto incluye obras de normalización de paños	CGE S.A.	Sistema B
4	S/E Móvil	normalización necesaria para el cumplimiento de las exigencias normativas	CGE S.A.	Sistema C
5	Tap Hospital: Instalación interruptor de maniobras en paño B2	El proyecto incluye obras de normalización de paños	CGE S.A.	Sistema E
6	SE Chumaquito: Completar paños B1 y B2 con interruptor y protecciones	El proyecto incluye obras de normalización de paños	CGE S.A.	Sistema E
7	SE Hospital: Completar paño B1 con interruptor de maniobras	El proyecto incluye obras de normalización de paños	CGE S.A.	Sistema E
8	SE Punta de Cortes: Completar paños A1-1 y A1-2 con interruptor de maniobras	El proyecto incluye obras de normalización de paños	CGE S.A.	Sistema E
9	SE Chimbarongo: Completar paño B2 con interruptor y protecciones	El proyecto incluye obras de normalización de paños	CGE S.A.	Sistema E
10	SE Teno: Instalación interruptor seccionador barra MT 89CS	El proyecto incluye obras de normalización de paños	CGE S.A.	Sistema E
11	SE Parronal: Completar paño B3 hacia Hualañé con interruptor y protecciones	El proyecto incluye obras de normalización de paños	CGE S.A.	Sistema E
12	SE Marchigue: Completar paño B2 hacia Lihueimo, con interruptor y protecciones	El proyecto incluye obras de normalización de paños	CGE S.A.	Sistema E
13	SE Buin: Instalación acoplador de barras en MT 52CS	El proyecto incluye obras de normalización de paños	CGE S.A.	Sistema E
14	SE Fátima: Instalación acoplador de barras en MT 52CS	El proyecto incluye obras de normalización de paños	CGE S.A.	Sistema E
15	S/E Santa Elvira: Instalar acoplador con interruptor en paño 89CS	El proyecto incluye obras de normalización de paños	CGE S.A.	Sistema E
16	S/E Ñiquén: Completar los paños B1 y B2 con interruptores y protecciones	El proyecto incluye obras de normalización de paños	CGE S.A.	Sistema E
17	S/E Retiro: Completar paño B1 hacia Linares con interruptor y protecciones	El proyecto incluye obras de normalización de paños	CGE S.A.	Sistema E
18	S/E Latorre: Instalación seccionadores cuchillo motorizados en paño B1 e instalación interruptor acoplador de barra de 66KV	El proyecto incluye obras de normalización de paños	CGE S.A.	Sistema E
19	S/E Alonso de Ribera: Completar paño B1 con interruptor y protecciones	El proyecto incluye obras de normalización de paños	CGE S.A.	Sistema E
20	S/E Perales: Completar paño BS y CS interruptor	El proyecto incluye obras de normalización de paños	CGE S.A.	Sistema E
21	S/E Andalién: Instalación interruptor acoplador de barra MT 52CS	El proyecto incluye obras de normalización de paños	CGE S.A.	Sistema E
22	S/E Chiguayante: Instalación de interruptor acoplador de barras MT 52CS	El proyecto incluye obras de normalización de paños	CGE S.A.	Sistema E
23	SE San Rafael: Completar paño general MT con interruptor	El proyecto incluye obras de normalización de paños	CGE S.A.	Sistema E
24	S/E Móvil 110-66/23-15-13,2 (12)kV - 30 MVA zona Maule	Normalización necesaria para el cumplimiento de las exigencias normativas	CGE S.A.	Sistema E

N°	Proyecto	Clasificación de obra no considerada en el proceso de expansión	Propietario	Sistema
25	S/E Móvil 110-66/23-15-13,2 (12)kV - 30 MVA zona Biobío Araucanía	Normalización necesaria para el cumplimiento de las exigencias normativas	CGE S.A.	Sistema E
26	Aumento de capacidad de transmisión en Línea 1x110 kV Castro - Chonchi	Se reemplaza por obra que da solución global en la zona	STS S.A.	Sistema F

11 ANEXO 2: VALORIZACIÓN DE PROYECTOS

11.1 METODOLOGÍA DE LA VALORIZACIÓN DE PROYECTOS

11.1.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

La metodología para la estimación de los Valores de Inversión (V.I.) de cada uno de los proyectos individualizados en el presente informe, se realizó por medio del cálculo de módulos de inversión contenidos en un conjunto de planillas interrelacionadas y alimentadas con precios unitarios de elementos y mano de obra, cantidad de materiales, rendimientos de montaje y desmontaje, entre otros, tanto para proyectos de subestaciones de alta tensión como para líneas de transmisión.

El procedimiento general de cálculo está diseñado de modo que, en un primer lugar, se selecciona el tipo de proyecto a valorizar, eligiendo subestación o línea de transmisión. A continuación, se seleccionan los componentes del proyecto, definidos como módulos, lo cuales están previamente definidos, cubicados y valorizados en el modelo.

11.1.2 ESTRUCTURA GENERAL DEL MODELO DE VALORIZACIÓN

11.1.2.1 Listas de equipos, materiales y elementos constructivos base

El primer grupo contiene las siguientes categorías:

1. Lista de Materiales Base

Contiene el listado base de equipos y materiales con precio unitario, identificados con un código y una descripción, para cada uno de los cuales se indica la unidad y el costo unitarios. Están agrupados en las siguientes familias:

1. Accesorios de Líneas
2. Aisladores
3. Alumbrado Exterior
4. Armarios Protección, Control y Comunicaciones
5. Cables de Control
6. Cables de Guardia
7. Cables de Poder
8. Conductores Desnudos
9. Conectores
10. Desconectadores
11. Dispositivos Protección, Control y Medida
12. Equipos Compensación Reactiva
13. Herrajes y Ferretería
14. Interruptores de Poder
15. Malla de Tierra

16. Materiales Obras Civiles
17. Materiales Eléctricos Varios
18. Pararrayos
19. Servicios Auxiliares Unitarios
20. Transformadores de Corriente
21. Transformadores de Poder
22. Transformadores de Potencial
23. Materiales Rellenos
24. Materiales Cierros
25. Materiales Varios
26. Estructuras Altas Subestaciones
27. Estructuras Líneas de Transmisión
28. Equipos y Materiales Varios
29. Cadenas Aisladores
30. Malla de Puesta a Tierra Subterránea SSEE
31. Servicios auxiliares SSEE
32. Canalizaciones Comunes SSEE
33. Movimiento de Tierras y Camino Interiores SSEE
34. Cierros SSEE
35. Caminos de Acceso Líneas Transmisión
36. Malla de Puesta a Tierra Aérea SSEE

2. Listado de Estructuras

Contiene el código, descripción, unidad (kg), peso unitario y costo de cada estructura, clasificadas de la siguiente forma:

- Estructuras soporte equipos subestaciones
- Estructuras altas subestaciones
- Estructuras líneas de transmisión

3. Parámetros del Modelo

Contiene el valor unitario de parámetros utilizados en todas las valorizaciones, como los siguientes:

- Valor Dólar, horas laborables, precio combustible.
- Costos unitarios de mano de obra (sueldo mensual y costo HH de cada categoría de trabajador).
- Máquinas, vehículos y equipos especiales. Valor arriendo hora.
- Costos mensuales arriendos e insumos para instalaciones de faenas.

4. Listado de Fundaciones

Contiene el dimensionamiento y costo unitario de los materiales de las fundaciones correspondientes a las estructuras definidas previamente.

Los elementos componentes considerados en las fundaciones son los siguientes:

- Armadura
- Hormigón H10
- Hormigón H25
- Moldaje
- Pernos de Anclaje
- Excavación a Máquina
- Relleno

5. **Lista de Cables de Control.**

Contiene la definición, dimensionamiento y costo unitario de los materiales de cables de control, que se utilizan para el conexionado de los equipos de patio con los armarios de protección y control que se instalan en el interior de la casa de control.

Se consideran los tipos de cables de control habitualmente utilizados en el conexionado de los equipos de subestaciones. Para determinar la cantidad, se considera una distancia media entre el equipo y la casa de control.

6. **Control y Protecciones**

Contiene la definición, dimensionamiento y costo unitario de los dispositivos y materiales de control y protecciones, utilizados para los equipos primarios de una subestación.

7. **Conexiones de Potencia y Puesta a tierra.**

Contiene la definición, dimensionamiento y costo unitario de los materiales de conexiones de potencia y de conexión de puesta a tierra de los equipos primarios de una subestación.

Los materiales considerados son los conductores y conectores para las conexiones de potencia, y los conductores y soldaduras de termofusión para las conexiones de puesta a tierra.

8. **Materiales del Módulo Eléctrico.**

Contiene la definición, dimensionamiento y costo unitario de los materiales de los siguientes módulos eléctricos básicos:

- Cadenas de aisladores
- Malla de puesta a tierra subterránea
- Servicios auxiliares

Para las cadenas de aisladores se dimensiona para todos los tipos y voltajes utilizados en las subestaciones y líneas de transmisión.

La malla de puesta a tierra subterránea se parametriza por metro cuadrado de la subestación para tres casos diferentes de dimensionamiento.

Los servicios auxiliares se dimensionan para diferentes tipos y tamaños de subestaciones.

9. **Materiales del Módulo Civil.**

Contiene la definición, dimensionamiento y costo unitario de los materiales de los siguientes módulos civiles básicos:

- Canalizaciones de equipos
- Canalizaciones de instalaciones comunes.
- Movimiento de tierras y caminos interiores.
- Cierros.
- Caminos de acceso líneas de transmisión.

Las canalizaciones de equipos consideran los materiales desde el equipo hasta la canaleta de control del paño.

Las canalizaciones de instalaciones comunes consideran separadamente las de paño y las comunes de subestación, en que estas últimas corresponden a las canalizaciones que unen las de paño con la casa de control.

El movimiento de tierras y caminos interiores se parametriza por metro cuadrado de la subestación, para tres tipos diferentes de pendiente del terreno original.

Los caminos de acceso de líneas de transmisión se parametrizan por metro lineal para diferentes tipos de terreno.

11.1.2.2 Cuadrillas de Montaje

El segundo grupo contiene las categorías que se indican a continuación, en las cuales se dimensionan las cuadrillas de montaje y se calcula el costo de la HH de cuadrilla, para la instalación de los equipos y materiales definidos en las categorías del primer grupo.

De este modo, las hojas en este grupo, son las siguientes:

a. Cuadrillas de Montaje Materiales Base
b. Cuadrillas de Conexionado Potencia y Puesta Tierra
c. Cuadrillas de Módulo Eléctrico
d. Cuadrillas de Módulo Civil.

11.1.2.3 Costos de Montaje

El tercer grupo corresponde a las hojas en que se calcula el costo unitario de montaje o construcción, según el caso, de los equipos, materiales y módulos básicos eléctricos y civiles, definidos en el primer grupo, con el costo unitario de la HH de montaje correspondiente y el tiempo de ejecución del montaje.

De este modo, las hojas en este grupo, son las siguientes:

a. Costo de Montaje de Materiales Base.
b. Costo de Montaje de Estructuras
c. Costo Montaje de Fundaciones
d. Costo Montaje Cables de Control
e. Costo Montaje Control y Protecciones.

f. Costo Montaje Conexiones de potencia y Puesta Tierra.
g. Costo Montaje Módulo Eléctrico
h. Costo Montaje Civil

11.1.2.4 Módulos de Costos Equipos e Instalaciones

En el cuarto grupo se encuentran las hojas en que se calcula el costo unitario de módulos de equipos e instalaciones, entendiendo por módulo todos los equipos y materiales asociados al equipo o instalación, incluyendo el costo de los materiales y el costo del montaje, desglosados en eléctricos y civiles.

Las hojas de este grupo son las siguientes:

1. **Costos de Módulos Equipos de Subestación**

Costo de los materiales y montaje de las obras eléctricas y civiles de los equipos de la lista base.

A modo de ejemplo, en el caso de un desconectador, se incluye el costo del equipo, su montaje, la estructura soporte, la fundación, las conexiones potencia y de puesta a tierra, los cables de control y las canalizaciones hasta la canaleta del paño en que se instala. En el caso de transformadores de poder y equipos de compensación, se incluye además los armarios de control y protección y los dispositivos de protección y medida.

2. **Costo de Módulos Estructuras Subestación.**

Costo de materiales y mano de obra civil de estructuras con sus fundaciones para subestaciones, las cuales incluyen las estructuras soporte de equipos y las estructuras altas (marcos de barra, marcos de línea y estructuras auxiliares).

3. **Costo de Módulos Instalaciones Comunes.**

a) Módulos Instalaciones Comunes de SE

Se definen y calculan módulos de instalaciones comunes de subestaciones que contienen los siguientes componentes de costos:

- Malla de tierra subterránea
- Movimiento de tierras y plataforma
- Servicios auxiliares
- Canalizaciones
- Cierros
- Edificaciones

b) Módulos Instalaciones Comunes de Patio

Se definen y calculan módulos de instalaciones comunes de patios subestaciones que contienen los siguientes componentes de costos, en que la cantidad varía según el caso:

- Marcos de barras, aisladores y conductores
- Paños de acoplador de barras
- Paños de seccionador de barras
- Transformadores de potencial
- Cables de control
- Dispositivos protección, control y medida
- Canalizaciones

4. **Costo de Módulos de Estructuras de Líneas de Transmisión**

Costo de materiales y mano de obra civil de estructuras con sus fundaciones de líneas de transmisión, para todos los tipos definidos.

11.1.2.5 Módulos Integrados

En el quinto grupo se calcula el costo unitario de módulos integrados de subestaciones, además de otros costos asociados a los proyectos, pero que no incluyen equipos y materiales.

Las hojas de este grupo son las siguientes:

1. **Módulos integrados de paños subestación**

Costo de materiales y mano de obra eléctrica y civil de:

- Paños de línea
- Paños de instalaciones comunes de subestación
- Paños de equipos

2. **Módulos integrados módulo ingeniería.**

Se define y calcula el costo de ingeniería para los módulos integrados definidos y se consideran los siguientes elementos:

- Instalaciones comunes de S/E.
- Instalaciones comunes de patio
- Paños de línea
- Paños instalaciones comunes de patio
- Módulos de compensación
- Módulos de transformadores

Los componentes de costos de ingeniería que se considera son los siguientes:

- Ingeniería Básica
    - Especificaciones técnicas de equipos
    - Proyecto ingeniería básica eléctrica
    - Proyecto ingeniería básica civil

- Ingeniería de Detalles
    - Ing Detalle Eléctrica. Planos
    - Ing Detalle Eléctrica. Memorias cálculo y documentos
    - Ing Detalle Civil. Planos
    - Ing Detalle Civil. Memorias cálculo y documentos
    - Ing Detalle Prot y Cont. Planos
    - Ing Detalle Prot y Cont. Memorias cálculo y documentos

- Revisión Ingeniería

Para cada uno de los componentes de costos, se estima la cantidad de HH por categoría profesional, las que multiplicadas por el precio unitario de la HH, determina el costo de ingeniería correspondiente.

3. Módulo Integrado de Instalación de Faenas.

Cálculo de los costos de instalación de faenas, considerando un costo fijo inicial más un costo operacional mensual, por lo cual el costo total de este último se obtiene con el plazo de construcción, valor que debe definirse para cada proyecto a valorizar.

4. Módulo Integrado de Pruebas y Puesta en Servicio.

Cálculo de los costos de pruebas y puesta en servicio, considerando un costo de arriendo del equipamiento e instrumentos, más los costos del personal especializado que realiza esta actividad.

Los costos de pruebas y puesta en servicio se dimensionan y calculan para los diferentes tipos de paños y de instalaciones comunes definidos anteriormente.

5. Módulo Integrado de Inspección Técnica de Obras.

En forma análoga al caso anterior, en este módulo se calculan los costos de la inspección técnica de obra, considerando los costos del personal especializado que realiza esta actividad, más los costos de transporte.

6. Módulo Integrado de Instalaciones Comunes.

Es un módulo cuyo contenido es generado por el procesamiento de un proyecto, por lo tanto, no corresponde a una definición y cálculo previo.

7. Módulo Integrado de Equipos Mayores.

Costo de materiales y mano de obra eléctrica y civil de:

- Módulos de compensación reactiva
- Módulos de transformadores

Corresponde a los equipos propiamente tal, junto con todos los equipos y materiales asociados, que no están incluidos en el paño correspondiente que lo conecta a las barras de la subestación.

11.1.2.6 Visualización de Resultados

Por cada proyecto valorizado se entrega el siguiente cuadro resumen:

TÍTULO DEL PROYECTO		***Miles de USD***
1	***Costos Directos***	***(1.1+1.2+1.3)***
1.1	Ingeniería	$
1.2	Instalación de Faenas	$
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	$
2	***Costos Indirectos***	***(2.1+2.2+2.3+2.4)***
2.1	Gastos Generales y Seguros	$
2.2	Inspección Técnica de Obra	$
2.3	Utilidades del Contratista	$
2.4	Contingencias	$
3	***Monto Contrato***	***(1+2)***
4	***Intereses Intercalarios***	***$***
	COSTO TOTAL DEL PROYECTO	***(3+4)***

11.1.3 CRITERIOS Y CONSIDERACIONES UTILIZADAS

En la elaboración del modelo de valorización se han utilizado algunos criterios de dimensionamiento y ciertas consideraciones opcionales, con la finalidad de tomar en cuenta las particularidades de cada proyecto específico. De esta forma, se estima que el resultado obtenido proporciona una aproximación razonable al valor de inversión.

A continuación se describen los criterios y consideraciones de mayor relevancia.

a) Estructuras

Se utiliza el peso de estructuras estándares y de mayor frecuencia de uso en subestaciones y líneas de transmisión. Los valores se han obtenido de planos de fabricación.

b) Fundaciones

Para el dimensionamiento de fundaciones se consideran tres tipos de suelo opcionales, los clasificados tipo 2, tipo 4 y tipo 6 por criterios usados en la industria.

La cubicación de cada módulo de fundación se ha realizado sobre la base de planos a nivel de ingeniería de detalles.

c) Cables de Control

Se utilizan los tipos de cable de mayor uso y la cantidad de cable se dimensiona a partir de planos típicos de ingeniería de detalles. Para determinar la longitud de cables, se realiza una estimación de la distancia media de recorrido a través de ductos y canaletas entre el equipo y el punto de llegada en la casa de control.

d) Control y Protecciones

Se utilizan los tipos y cantidades de protecciones estandarizados para cada tipo de instalación actualmente en uso, y que permiten dar cumplimiento a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

e) Cuadrillas de Montaje

Para cada elemento base de obras eléctricas y de obras civiles, se dimensiona una cuadrilla (equipo de trabajo) para el montaje o construcción, de acuerdo con las prácticas usuales y actuales de las empresas contratistas.

f) Rendimientos de Montaje y Construcción

Se considera un rendimiento diario de montaje, de acuerdo a las prácticas actuales.

g) Características del Terreno

El modelo de cálculo se ha elaborado con tres opciones de pendiente del terreno para el dimensionamiento del volumen del movimiento de tierras en subestaciones, considerando que esta variable incide significativamente.

h) Malla de Tierra

Para el dimensionamiento de malla de tierra en subestaciones se han definido tres opciones de reticulado, que conducen a diferentes cantidades de materiales, con el propósito de considerar la diferente resistividad del terreno que se presenta, según la ubicación de la instalación.

i) Ingeniería

La ingeniería se ha dimensionado a partir de una estimación de las horas de trabajo por categoría profesional (HH), agrupadas en tres etapas: Ingeniería Básica, Ingeniería de Detalles y Revisión Ingeniería.

Las tres etapas se basan en la consideración de que las dos primeras son subcontratadas a una empresa del rubro y que el mandante o propietario realiza una revisión del trabajo previo a su aprobación.

La cantidad de HH por etapa y subetapa de ingeniería se dimensionan según estándares usuales de las empresas del rubro.

j) Instalación de Faenas

El costo de la instalación de faenas se calcula con tres componentes: costo inicial, costo mensual y costo de desmovilización. El primero y el tercero son fijos y el segundo depende del tiempo de construcción.

En el modelo de cálculo se consideran tres tipos de faenas que difieren en la cantidad y magnitud de la instalación inicial y, como consecuencia, en el costo asociado. El dimensionamiento se realiza según la práctica usual.

La aplicación en la valorización de proyectos de subestaciones se realiza según la magnitud de la obra y la cantidad de trabajadores requeridos para la construcción.

En el caso de las líneas de transmisión, solo se considera la instalación de faenas de menor tamaño, pero con una cantidad variable según la longitud de la línea, por cuanto en la práctica se utilizan instalaciones de faenas móviles que se van trasladando de ubicación, según el avance de la construcción.

k) Pruebas y Puesta en Servicio

Se considera que son realizadas por una empresa externa especializada. El dimensionamiento se realiza con el tipo y cantidad de los equipos utilizados y la cantidad de profesionales que realizan la actividad.

Para determinar el costo, además del precio unitario, se considera el tiempo que dura la actividad, el cual depende de la instalación a la cual se le realizan las pruebas.

l) Inspección Técnica de Obras

Se considera que la inspección es realizada por profesionales especialmente contratados para tal efecto. El dimensionamiento se realiza con la estimación de horas de trabajo utilizadas, las cuales dependen de la magnitud de la obra y del plazo de construcción. El dimensionamiento se realiza para cada módulo definido.

11.1.4 DIMENSIONAMIENTO DE INSTALACIONES

El dimensionamiento de las instalaciones correspondientes a un proyecto específico de subestación se realiza fundamentalmente con los módulos previamente dimensionados y valorizados que contiene el modelo de valorización. Además, se dispone de la opción de adicionar equipos individuales en caso de requerirse.

Para el dimensionamiento de las instalaciones de una línea de transmisión, dadas sus características, se dimensiona directamente en el formulario, introduciendo la cantidad que corresponda para cada uno de sus componentes de costos.

11.1.5 PRECIOS UNITARIOS

Los precios unitarios utilizados en el modelo de valorización se han obtenido principalmente del “Informe Técnico para la Determinación del Valor Anual y Expansión del Sistema de Transmisión Troncal Cuadrienio 2016 – 2019” y, en aquellos elementos para los cuales no hay precio en el estudio mencionado, se han utilizado preferentemente precios del Estudio de Subtransmisión 2014.

11.1.6 CÁLCULO DE LOS INTERESES INTERCALARIOS.

Para determinar un valor para los intereses intercalarios, para cada proyecto se elabora en una planilla de cálculo el flujo de inversiones, sobre la base de los costos por grupo de actividades o actividades individuales y el cronograma del proyecto.

El Valor de Inversión obtenido con la valorización se desglosa en sus componentes principales, incluyendo los costos indirectos que se reparten a prorrata. Cada componente de costo principal se distribuye en sus elementos de costos, mediante una estimación porcentual de cada uno de ellos.

Con la distribución de costos anterior y utilizando el cronograma para establecer los meses en que se realizan los desembolsos, se determina el flujo de inversión mes a mes durante el período, desde el inicio hasta la puesta en servicio del proyecto.

Con el flujo de inversión descrito en el punto anterior, se calcula el valor actualizado al mes de puesta en servicio del costo de inversión de cada mes, considerando como tasa de actualización anual un 7%, y como tasa de actualización mensual la raíz doceava de la tasa anual. La tasa de intereses intercalarios se obtiene con el cuociente entre el valor total actualizado de los flujos mensuales al mes de puesta en servicio sobre el valor total de inversión del proyecto.

Los intereses intercalarios por cada proyecto se determinan como la sumatoria de valores futuros de la inversión en los periodos correspondientes a través de la tasa de interés compuesto.

$$\sum_{i=1}^{T} VF_i = I_i * (1+r)^{T-t_i}$$

Donde:

- VF=Valor Futuro
- I=Inversión total del periodo “i”
- T=total de periodos
- r=tasa de interés

11.1.7 ESTIMACIÓN DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENCIÓN Y ADMINISTRACIÓN (COMA).

Para la estimación del COMA se han utilizado valores porcentuales respecto del valor total de inversión, de instalaciones similares valorizadas en el “Informe Técnico para la Determinación del Valor Anual y Expansión del Sistema de Transmisión Troncal Cuadrienio 2016 – 2019”.

12 ANEXO 3: GRÁFICOS

12.1 GRÁFICOS DE TRANSFORMADORES DE RETIRO

A continuación se muestran gráficos que muestran los flujos máximos anuales durante el periodo de análisis y la capacidad máxima actual de los equipos de transformación de la subestación que justifican la necesidad de la expansión de las instalaciones para el cumplimiento de abastecimiento de la demanda.

12.1.1 SISTEMA A

Gráfico 1: Ampliación en S/E San Quiani

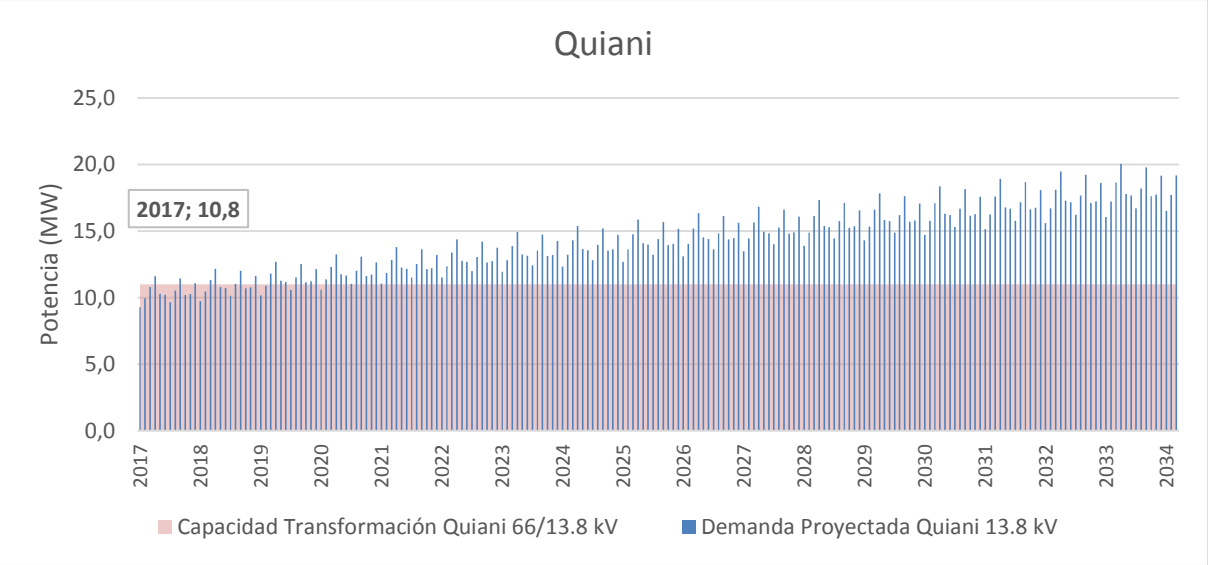
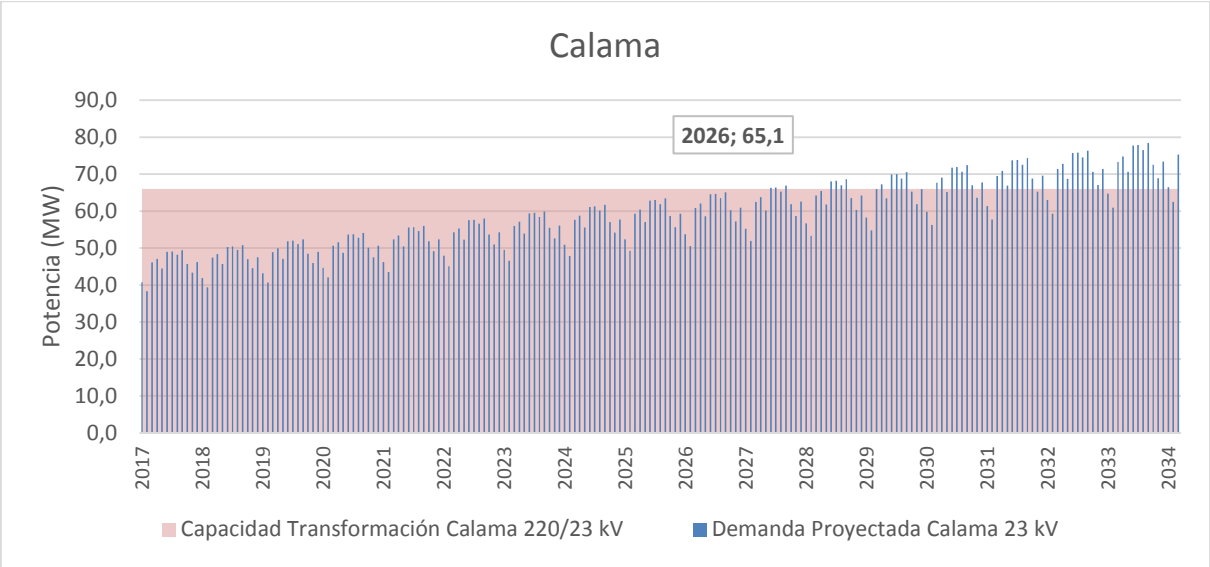
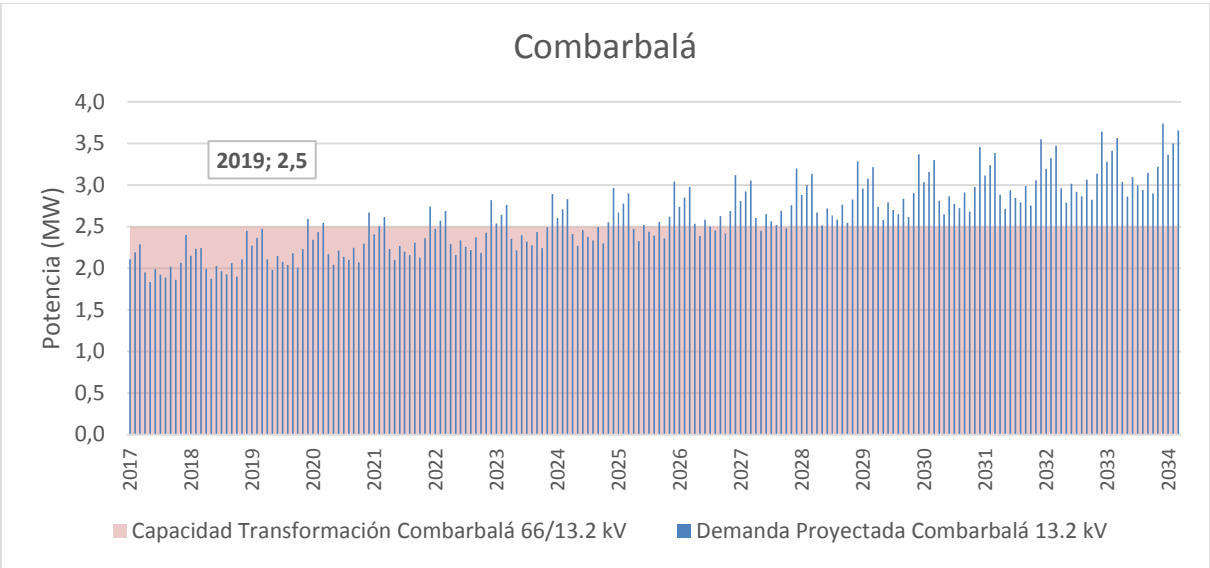


Gráfico 2: Ampliación en S/E Calama



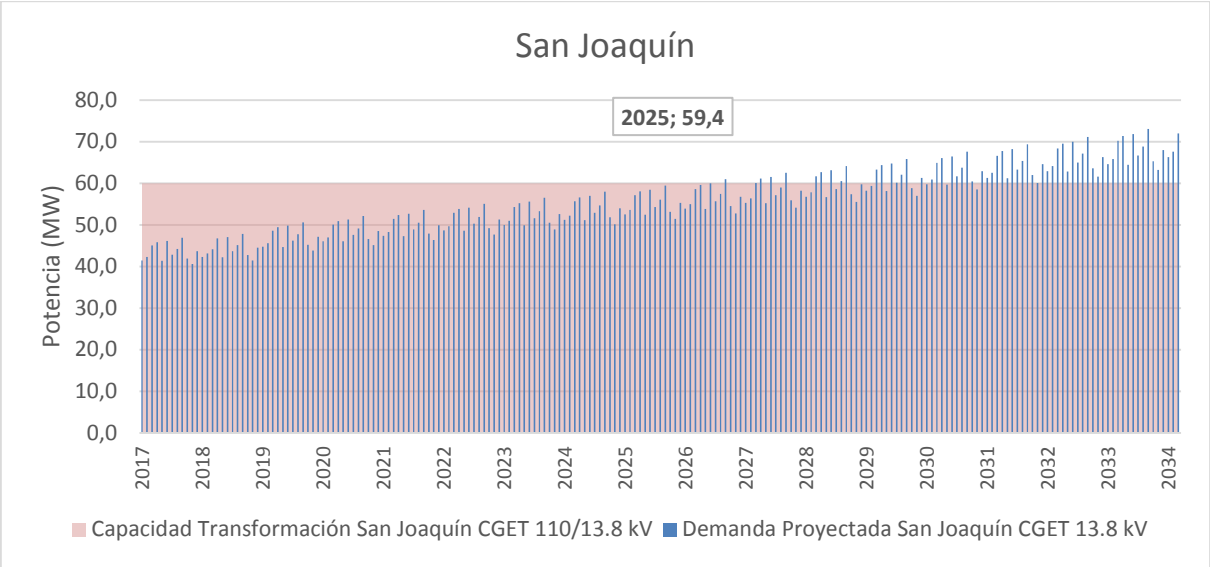
12.1.2 SISTEMA B

Gráfico 3: Ampliación en S/E Combarbalá



(*) Valor considerado como capacidad de transformación corresponde a una unidad de transformación, es decir, considerando criterio N-1 en transformadores

Gráfico 4: Ampliación en S/E San Joaquín



12.1.3 SISTEMA E

Gráfico 5: Ampliación en S/E Alameda

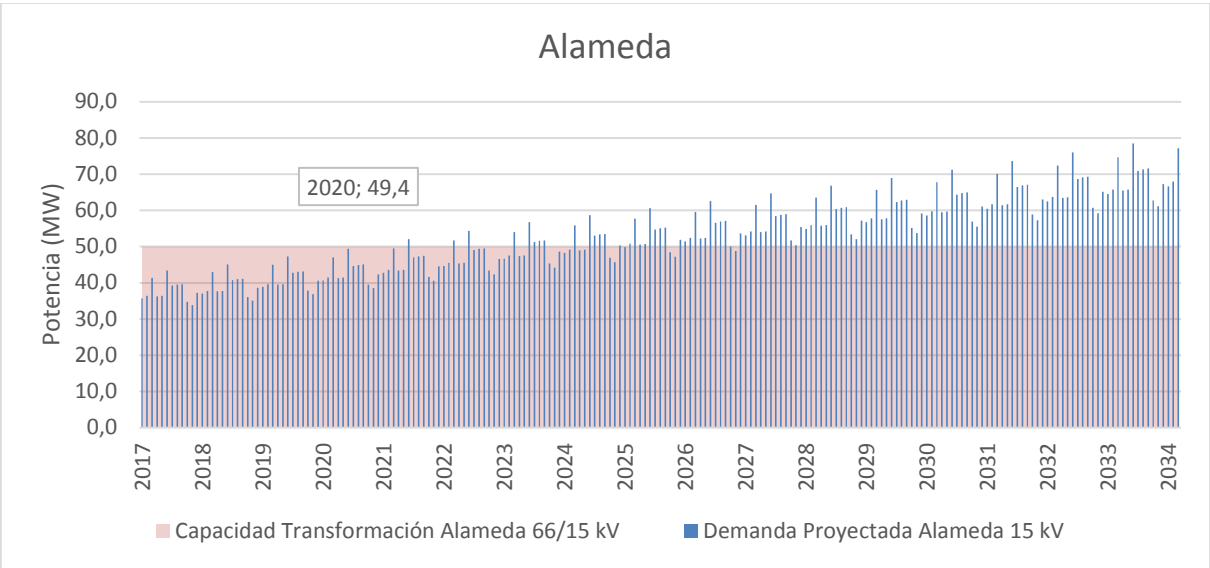


Gráfico 6: Ampliación en S/E Graneros

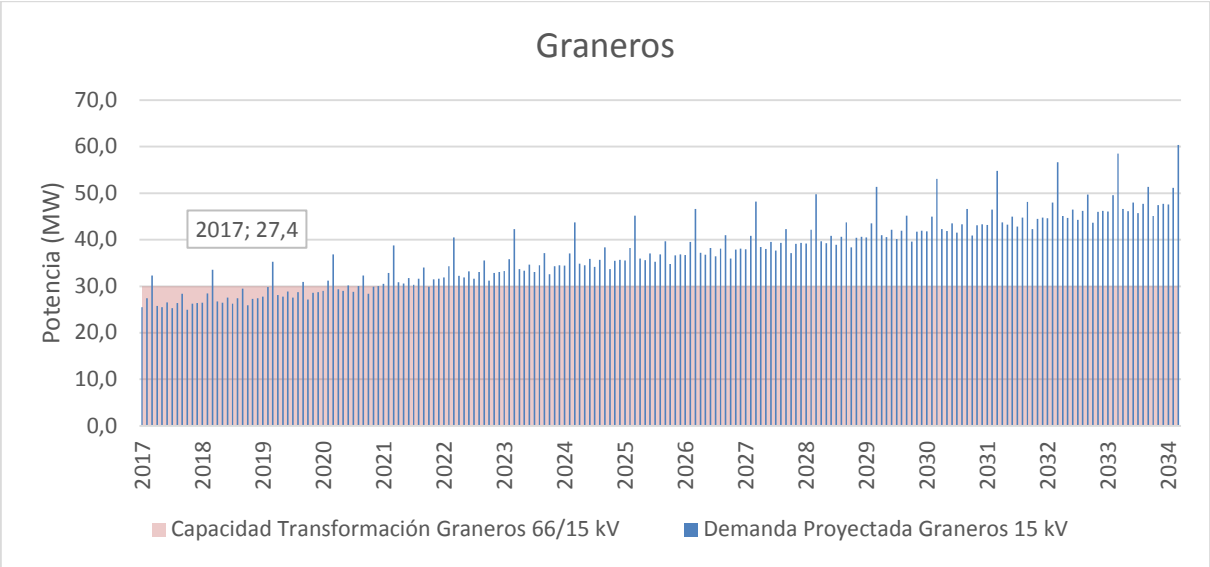


Gráfico 7: Ampliación en S/E Alcones

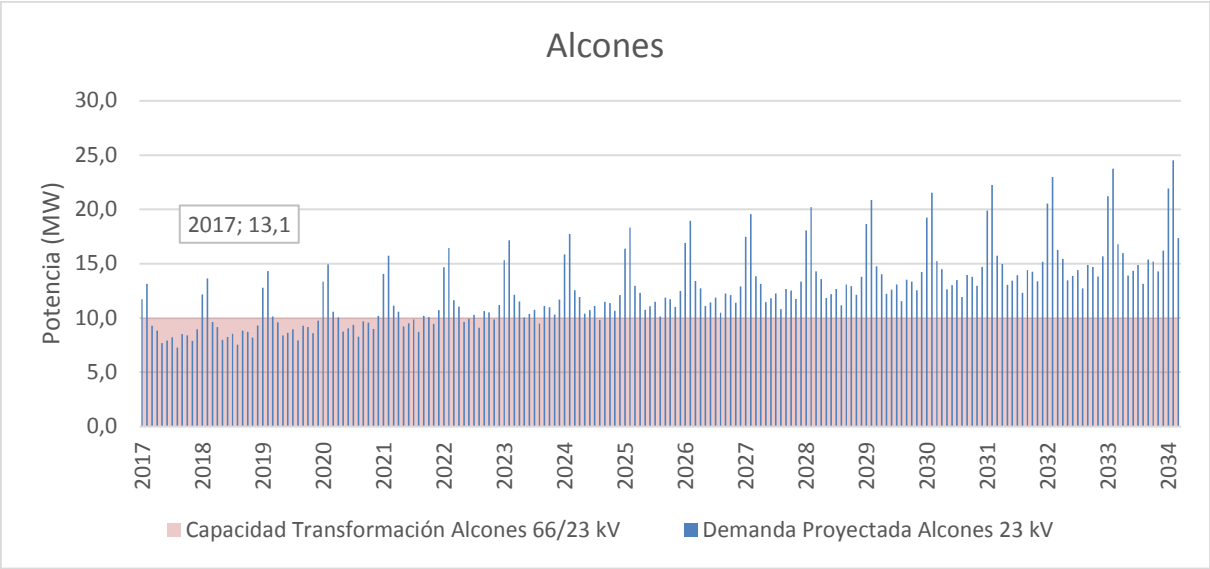


Gráfico 8: Ampliación en S/E La Esperanza

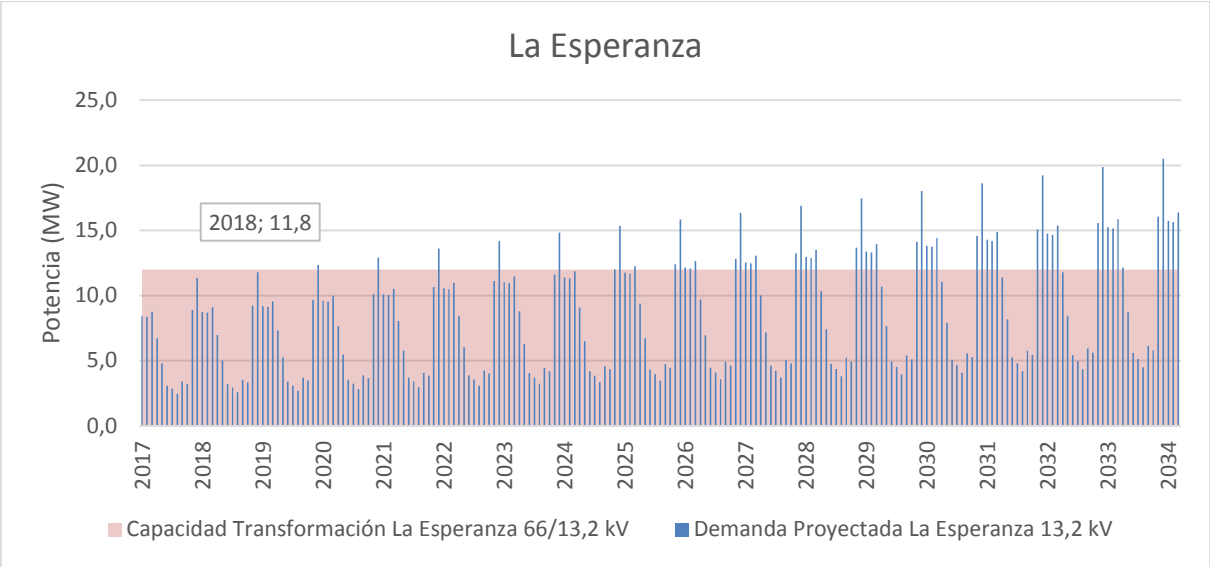


Gráfico 9: Ampliación en S/E Nancagua

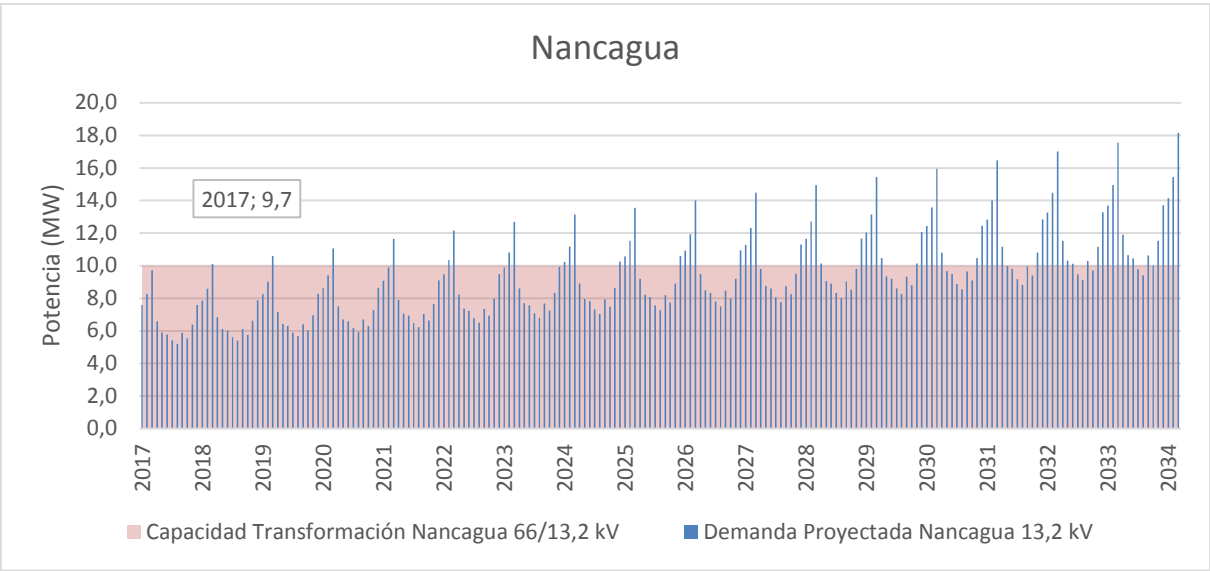


Gráfico 10: Ampliación en S/E Paniahue

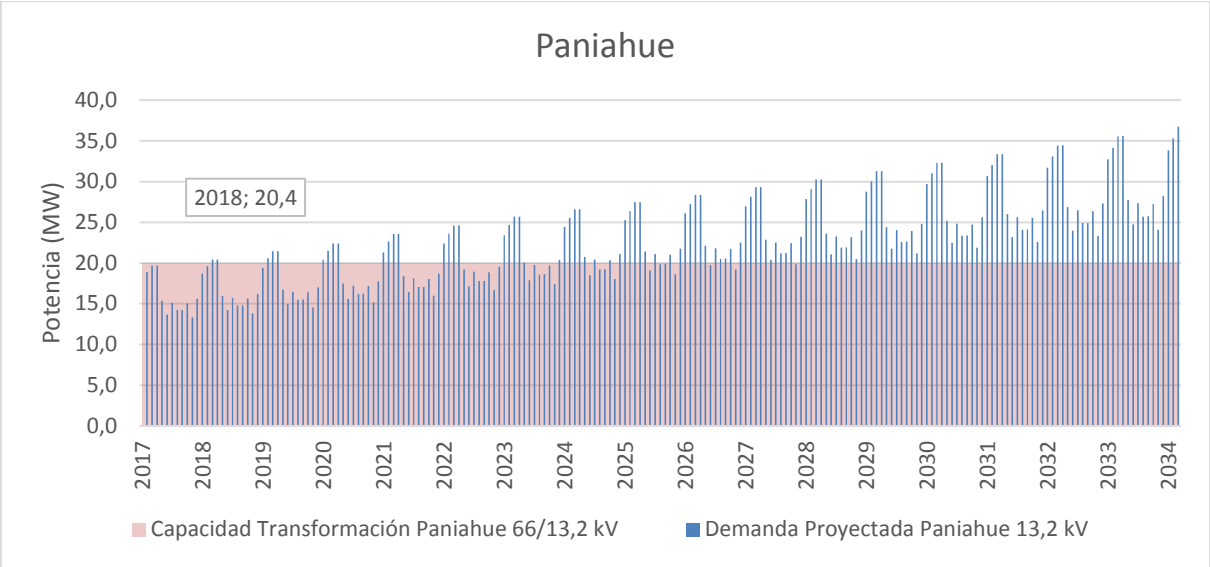


Gráfico 11: Ampliación en S/E San Javier

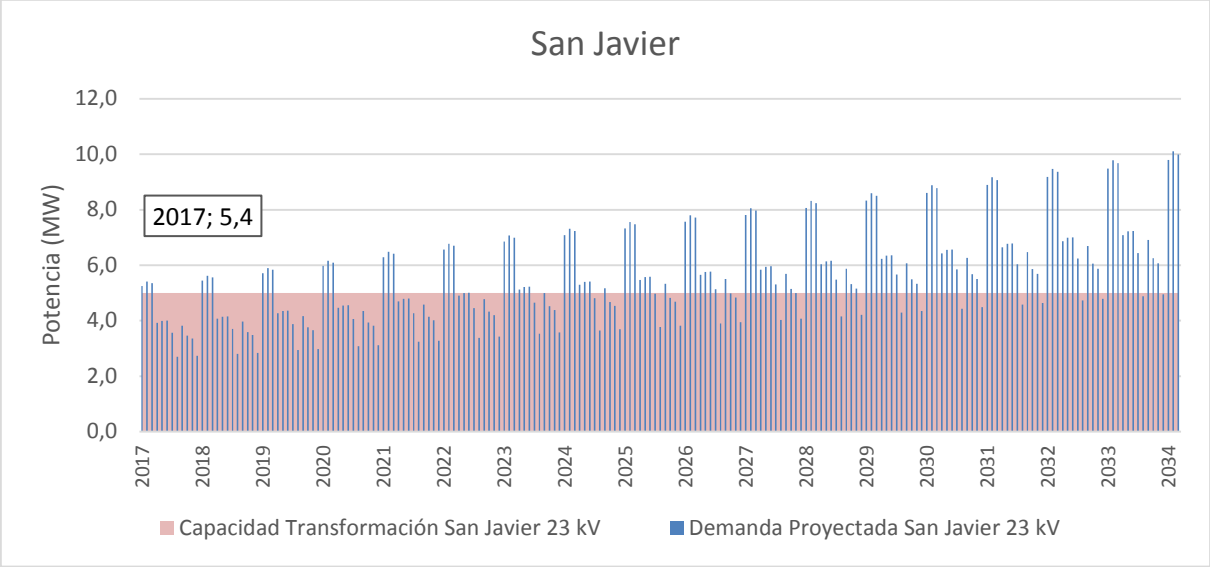


Gráfico 12: Ampliación en S/E Curacautín

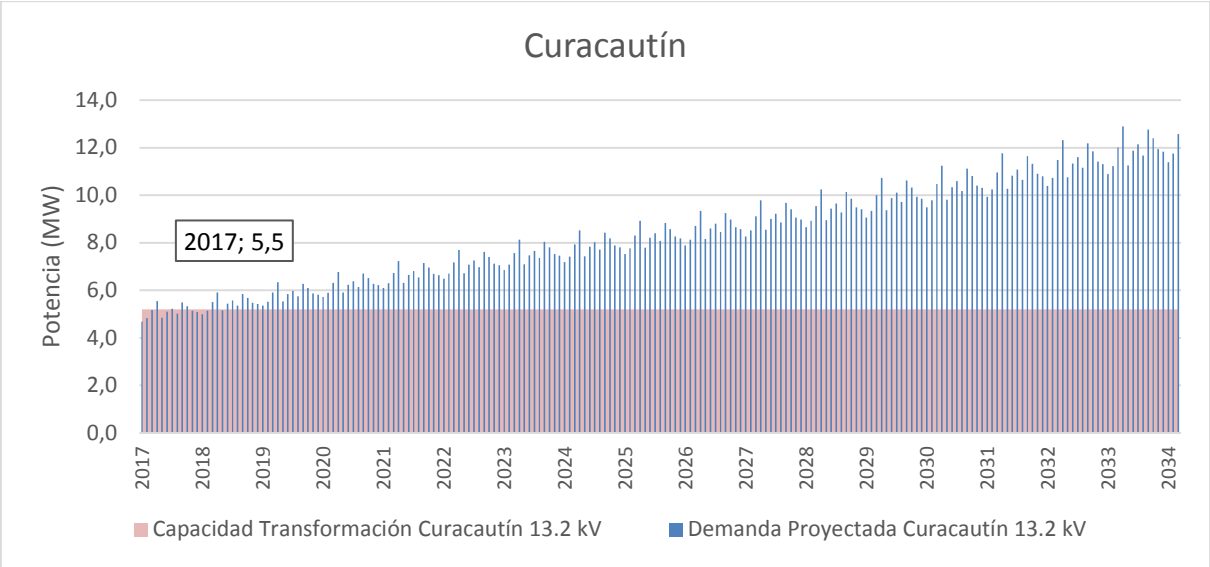


Gráfico 13: Ampliación en S/E Collipulli

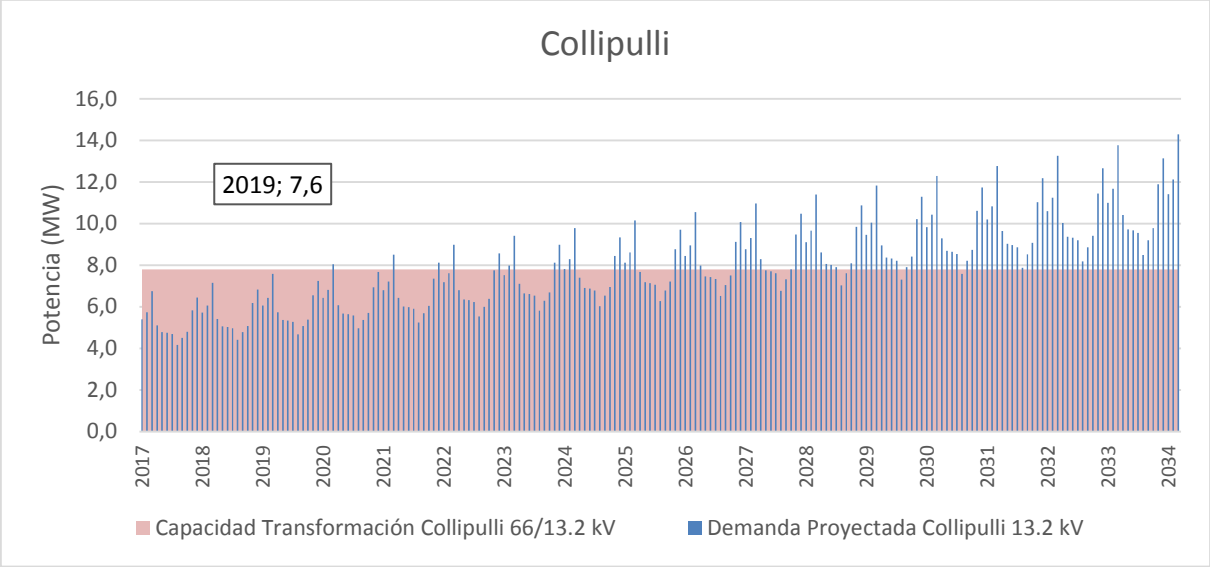


Gráfico 14: Aumento de capacidad en S/E San Pedro

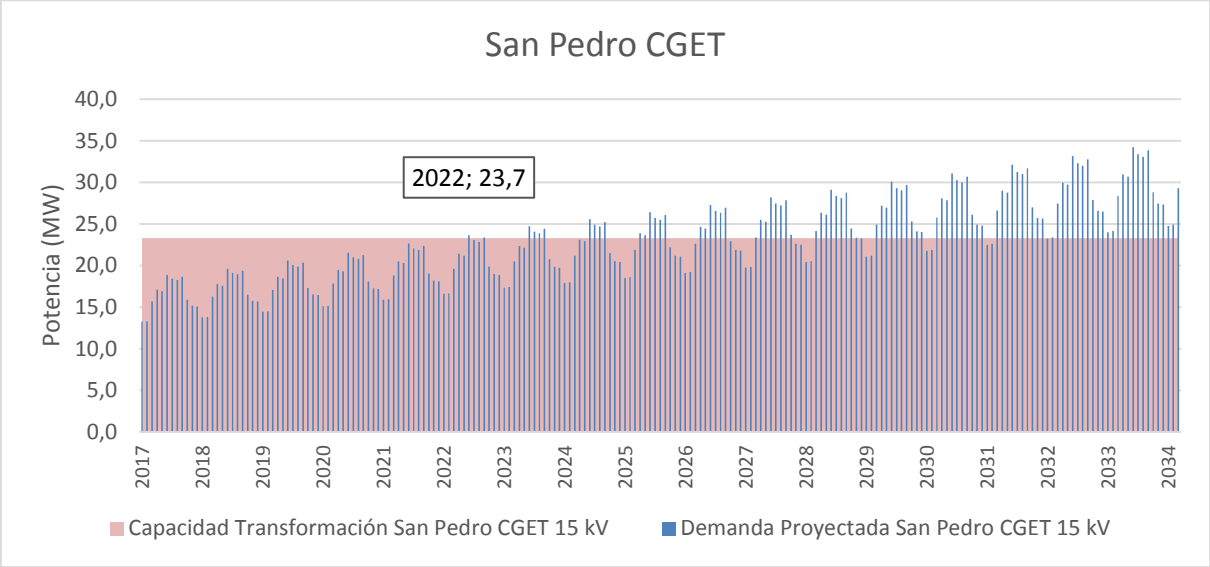


Gráfico 15: Ampliación en S/E Lautaro

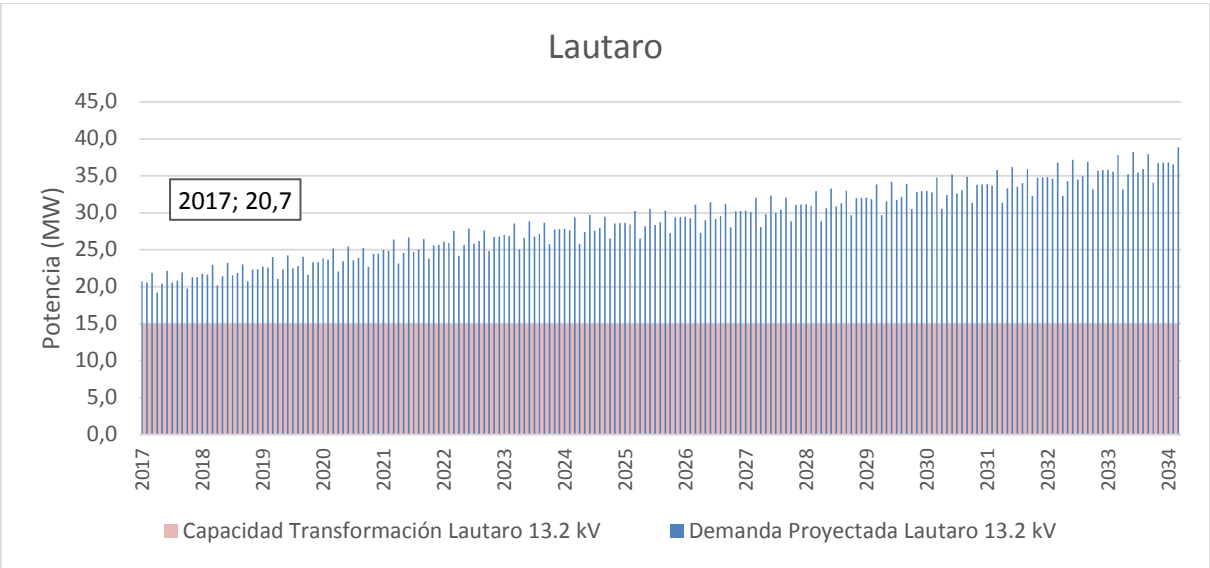


Gráfico 16: Aumento de capacidad en S/E Linares Norte

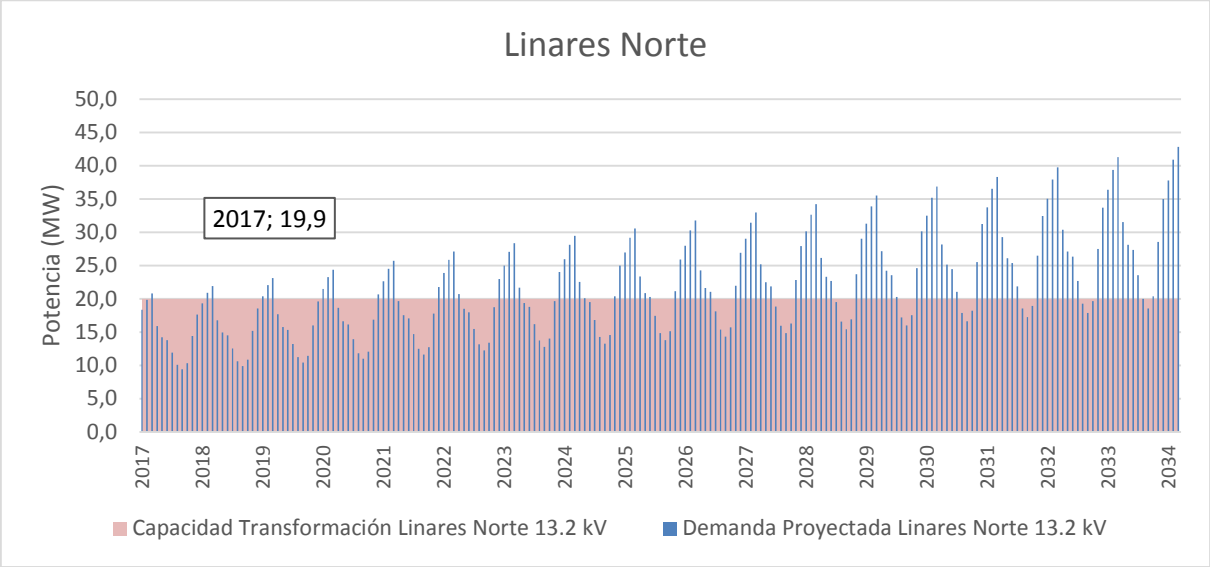


Gráfico 17: Aumento de capacidad en S/E Longaví

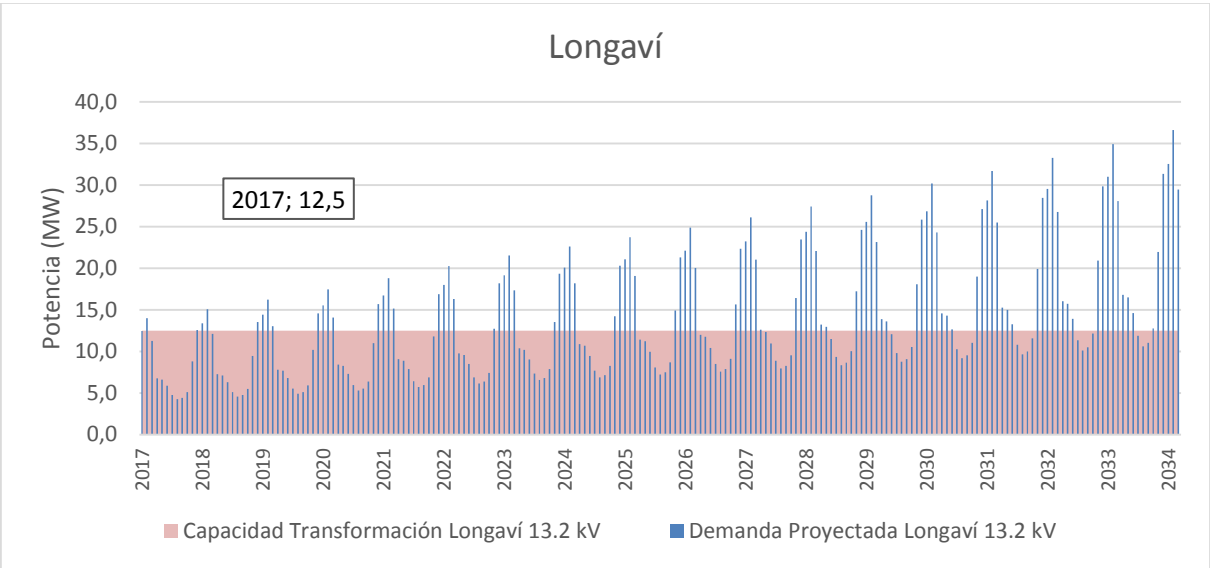
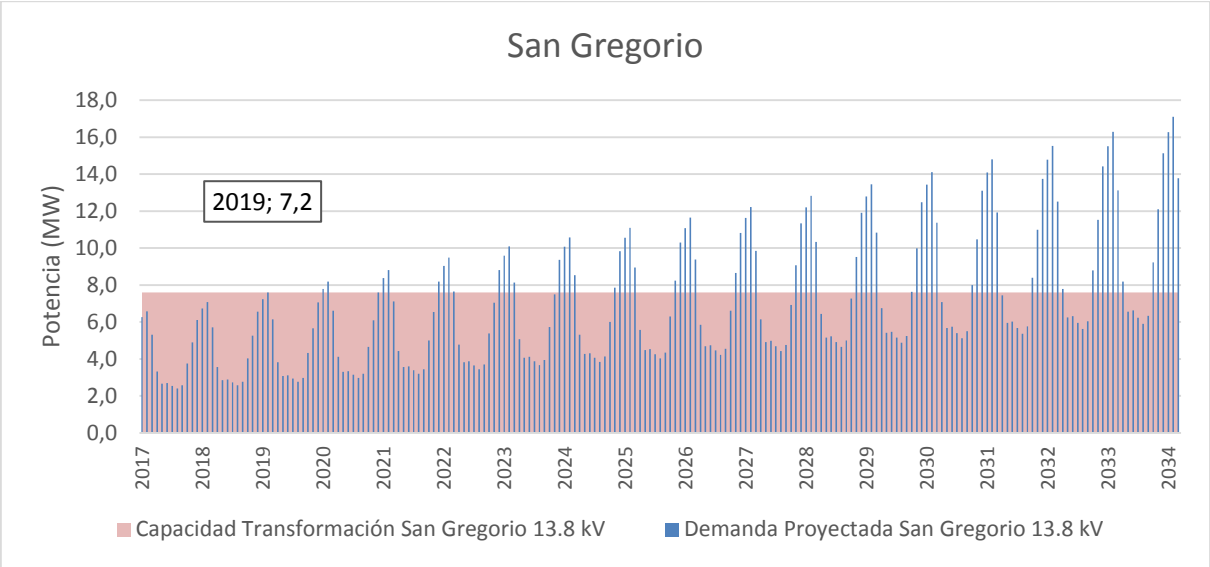


Gráfico 18: Aumento de capacidad en S/E San Gregorio

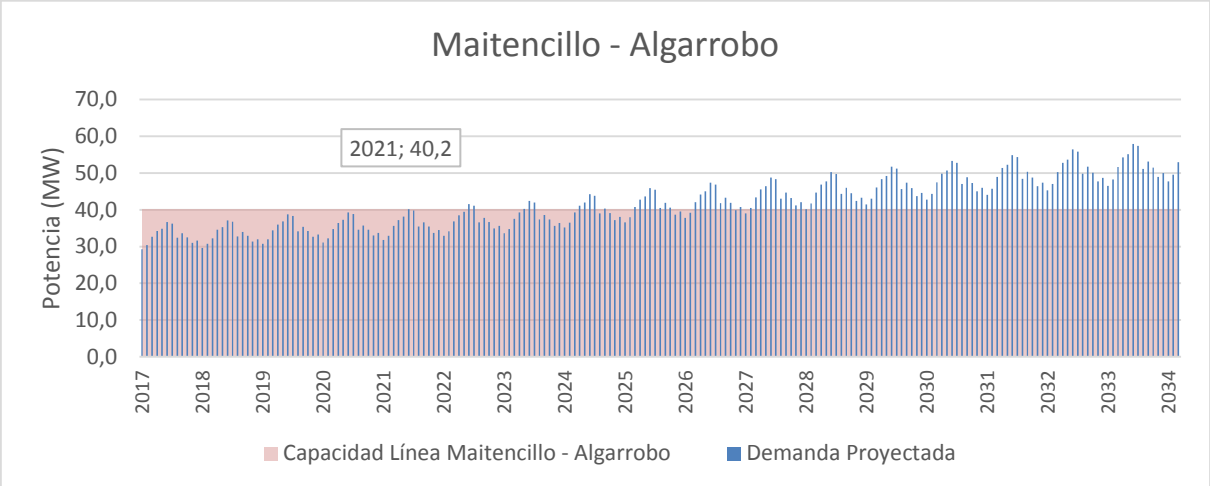


12.2 GRÁFICOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

A continuación se muestran gráficos que muestran los flujos máximos anuales durante el periodo de análisis y la capacidad máxima actual de líneas de transmisión que justifican la necesidad de la expansión de las instalaciones para el cumplimiento de abastecimiento de la demanda.

12.2.1 SISTEMA B

Gráfico 19: Aumento de capacidad en SS/EE Picarte y Corral



(*) La demanda utilizada corresponde la demanda proyectada para los consumos en Algarrobo 110 kV, Dos Amigos 110 kV, Pajonales 110 kV, Incahuasi 110 kV, Romeral 110 kV y Las Compañías 110 kV.

(**) La capacidad de la línea Maitencillo – Algarrobo 110 kV utilizada corresponde a la capacidad a 30 °C, es decir, 211 A/40.2 MVA.

12.2.2 SISTEMA F

Gráfico 20: Aumento de capacidad en SS/EE Picarte y Corral

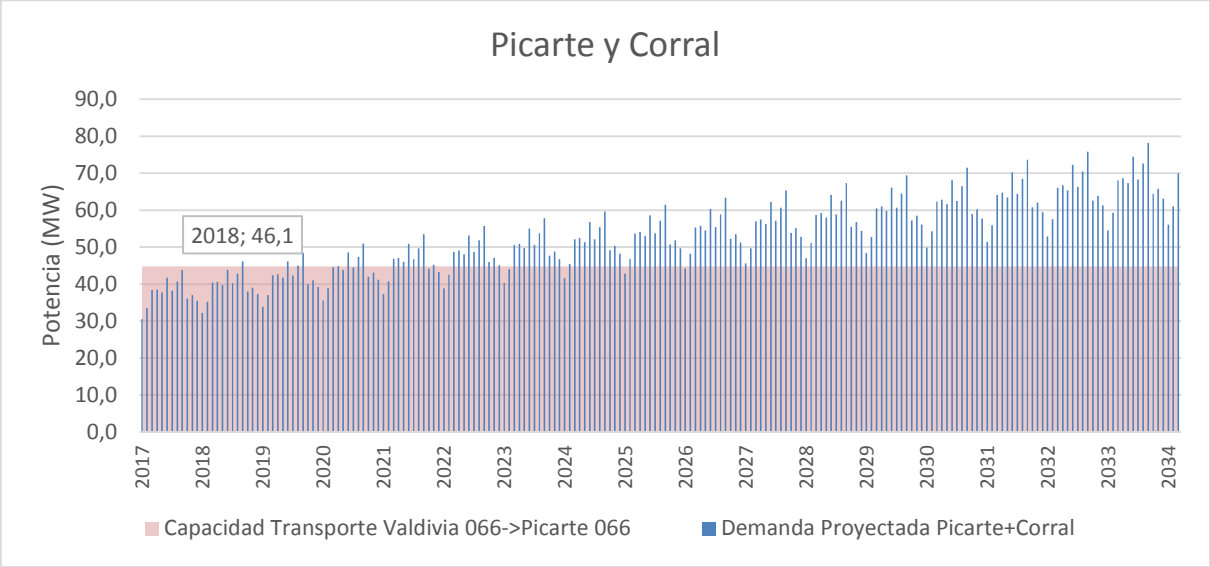
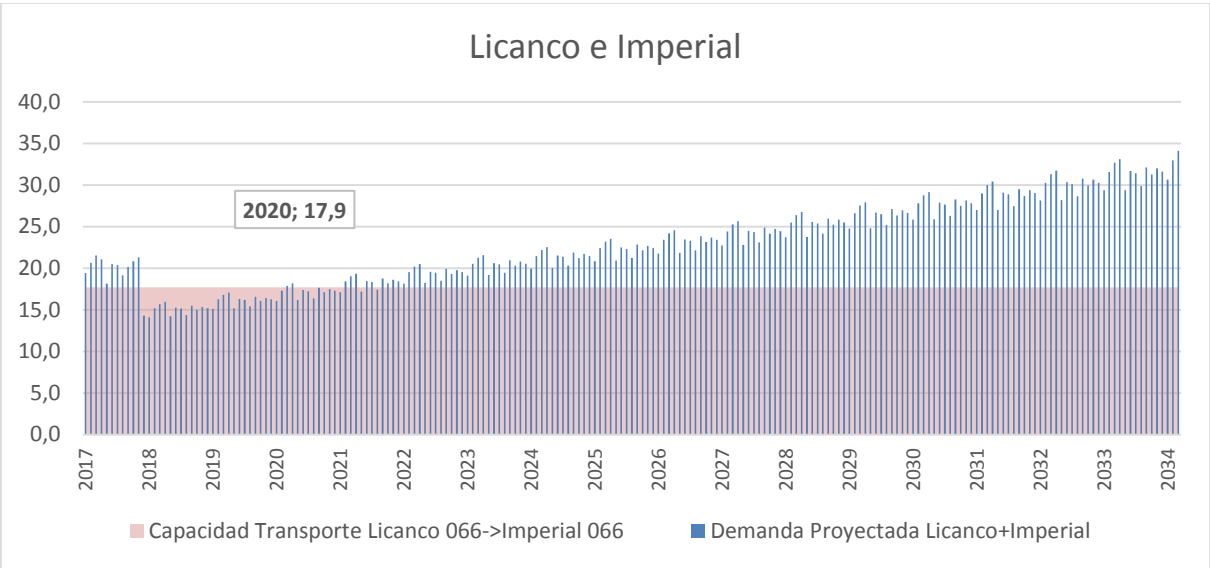


Gráfico 21: Aumento de capacidad en SS/EE Licanco e Imperial



COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Ministerio de Energía

ARTÍCULO SEGUNDO: Publíquese el Informe que se aprueba conforme al artículo precedente, junto con todos sus antecedentes, bases de datos de respaldo y anexo con respuestas fundadas a las observaciones planteadas por las empresas, todos los cuales forman parte integrante del mismo para todos los efectos legales, en la página web de la Comisión.

ARTÍCULO TERCERO: Comuníquese la presente Resolución a través de su envío por correo electrónico a las empresas que presentaron nóminas y propuestas de expansión, quienes dispondrán de un plazo de quince días hábiles contados desde la referida notificación para presentar sus discrepancias ante el Panel de Expertos.

Anótese y Comuníquese.

REPUBLICA DE CHILE
SECRETARIO EJECUTIVO
Comisión Nacional de Energía

ANDRÉS ROMERO CELEDÓN
SECRETARIO EJECUTIVO
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

CZR/PMM/JMA/EFG/MFH/MFB/LZG/MBM/gav

DISTRIBUCIÓN:
- Colbún S.A.; AES GENER S.A.; Transelec S.A.; Grupo SAESA (Sistema de Transmisión del Sur. S.A., Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Sociedad Austral de Electricidad S.A.); Enel Distribución Chile S.A.; Engie Energía Chile S.A.; Chilquinta Energía S.A.; CGE S.A.; Cooperativa Eléctrica de Llanquihue Ltda., Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda. y Luz Parral S.A.
- Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional
- Ministerio de Energía
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles
- Departamento Jurídico CNE
- Departamento Eléctrico CNE
- Oficina de Partes CNE
-