

Apéndice II - Obras Recomendadas para el Desarrollo Coherente del Sistema

Complemento a la propuesta de expansión de la
transmisión 2022

20 de junio de 2022

GERENCIA PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO DE LA RED

www.coordinador.cl

CONTROL DEL DOCUMENTO

APROBACIÓN

Versión	Aprobado por
Definitiva	Juan Carlos Araneda T. – Subgerente de Planificación

REVISORES

Nombre	Cargo
Roger Mellado Z.	Jefe de Departamento de Planificación Eléctrica

AUTORES

Nombre	Cargo
Francisco Becerra Y.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Miguel Flores R.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Cesar Guerrero S.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Patricio Lagos R.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Rodrigo Torres I.	Ingeniero de Planificación Eléctrica

DISTRIBUCIÓN

Copia	Destinatario
Definitivo	Enviado a la Comisión Nacional de Energía
	Publicado en el sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional

1 ANÁLISIS DE OBRAS RECOMENDADAS PARA EL DESARROLLO COHERENTE DEL SISTEMA

1.1 AMPLIACIÓN EN S/E SAN JOAQUÍN (CGE) Y SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 1X110 KV PAN DE AZÚCAR – LAS COMPAÑÍAS

La obra se propone con motivo de aumentar el estándar de seguridad mínimo de S/E San Joaquín.

La Figura 1-1 muestra una representación esquemática de la zona de emplazamiento de S/E San Joaquín y parte del sistema que continúa en dirección al norte del país. A mayor detalle, en la subestación y su entorno se desarrollaron las obras “Ampliación en S/E San Joaquín” y “Aumento de Capacidad de línea 1x110 kV Pan de Azúcar – San Joaquín”, con lo cual se garantizó un diseño con holgura y potencia firme a nivel de transformación, además de añadir holgura a nivel de líneas de transmisión.

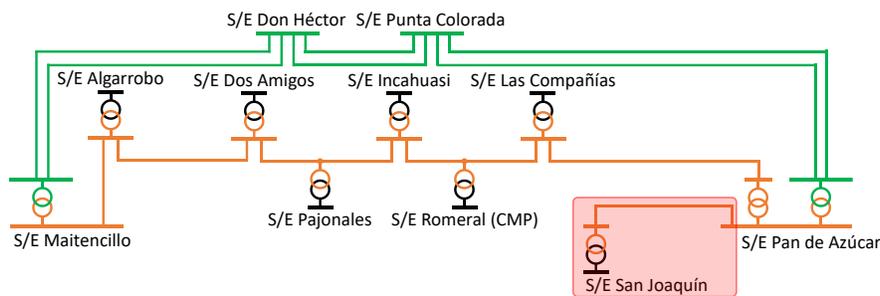


Figura 1-1. Sistemas de transmisión en el entorno y al norte de S/E San Joaquín.

No obstante, en aplicación de los criterios de planificación zonal del Coordinador, la subestación S/E San Joaquín requiere criterio de seguridad N-1 en su conexión al sistema de transmisión nacional.

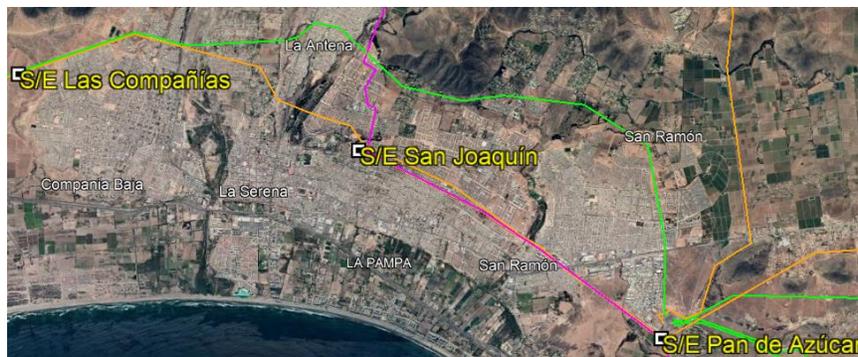


Figura 1-2. Emplazamiento de S/E San Joaquín y líneas de transmisión en su entorno.

Debido a que la subestación y la línea de transmisión que la conectan a S/E Pan de Azúcar se encuentran al interior del área urbana de las comunas de La Serena y Coquimbo, se propone una solución de menor impacto, mediante la cual se secciona la línea 1x110 kV Pan de Azúcar – Las Compañías. No obstante, la solución debe hacerse cargo de dos temas:

- i. Actualmente el transformador Pan de Azúcar 110/110 kV 48 MVA 1, conectado en serie a la línea 1x110 kV Pan de Azúcar – Las Compañías, se encuentra en uso regulando tensión. Por lo que debe ser contemplado en la solución, de tal forma que no se degrade el estándar de diseño existente.
- ii. La operación de ambos circuitos en paralelo no es factible, dado que:
 - a. Bajo contingencia en el actual circuito 1x110 kV Pan de Azúcar – Las Compañías el transformador Pan de Azúcar 110/110 kV 48 MVA 1 se encuentra expuesto a una sobrecarga de hasta 24% al año 2027.
 - b. La operación reduce el ajuste del tap y genera un desbalance en la distribución del flujo de la nueva línea en paralelo.
- iii. De acuerdo a Infotécnica, el transformador Pan de Azúcar 110/110 kV 48 MVA 1 se encuentra en operación desde agosto de 1977, habiendo superado la máxima vida útil estimada para transformadores de poder en el contexto del Art. 104° de la LGSE.

Conforme a lo anterior, se propone eliminar el transformador Pan de Azúcar 110/110 kV 48 MVA, la ampliación de S/E San Joaquín (CGE) en 2 posiciones, el seccionamiento de la línea 1x110 kV Pan de Azúcar – Las Compañías y la incorporación de un transformador regulador de similares características al antes mencionado en el extremo de S/E San Joaquín del nuevo tramo 1x110 kV San Joaquín – Las Compañías.

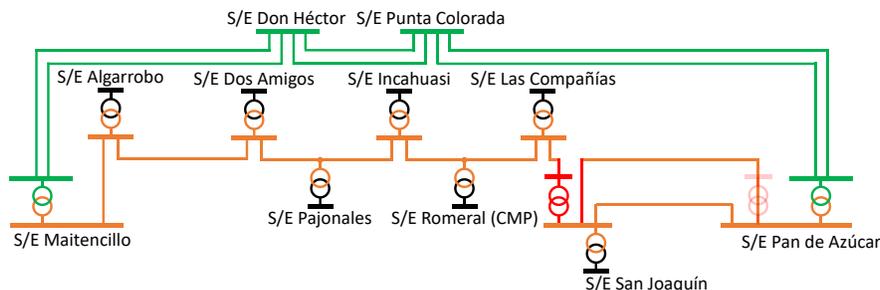


Figura 1-3. Sistemas de transmisión en el entorno y al norte de S/E San Joaquín, incluyendo solución propuesta.

En la Tabla 1-1 se presenta la valorización del conjunto de obras recomendadas.

Tabla 1-1. Valorización del proyecto Ampliación en S/E San Joaquín (CGE) y seccionamiento de línea 1x110 kV Pan de Azúcar – Las Compañías.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	3.934
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	944,2
3	SUB TOTAL CONTRATO	4.878,2
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	472,1
5	COSTO TOTAL PROYECTO	5.350,3

1.2 ADECUACIÓN PATIO 110 KV Y 66 KV EN S/E PAN DE AZÚCAR

La obra nace de la necesidad de mantener el criterio de holgura del análisis de suficiencia para el tramo de transformación Pan de Azúcar 110/66 kV.

Tal como se muestra en la figura, el sistema de transmisión analizado se compone de tres subestaciones alimentadas desde S/E Pan de Azúcar 66 kV. Esta posee un tramo de transformación 110/66 kV compuesto por dos transformadores que comparten paño: Pan de Azúcar 110/69/13,8 kV 60MVA T10 y Pan de Azúcar 110/69/13.8KV 60MVA 2, con estados “en servicio” y “reserva conectada”, respectivamente.

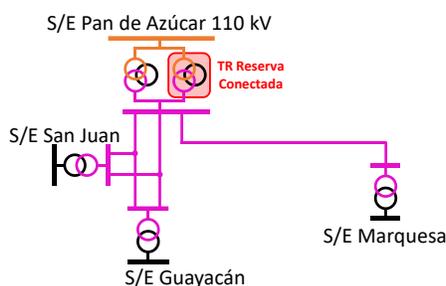


Figura 1-4. Sistema de transmisión zonal analizado aguas debajo de S/E Pan de Azúcar 110 kV.

Al realizar el análisis de suficiencia de la figura XX se desprende que al año 2027 el transformador Pan de Azúcar 110/69/13,8 kV 60MVA T10 alcanza el 82% de su cargabilidad, con una característica de crecimiento vegetativo cercano al 2% anual.

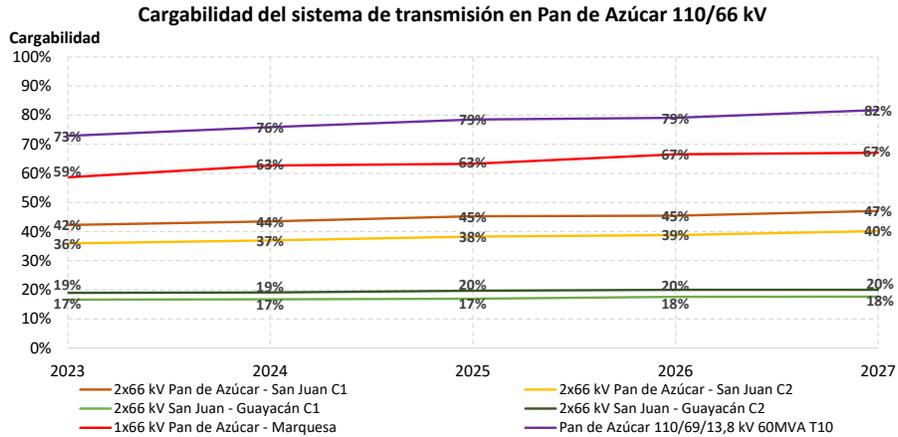


Figura 1-5. Evolución estimada de cargabilidad de instalaciones aguas debajo de Pan de Azúcar 110/66 kV.

Al evaluar una solución en el largo plazo, se identifica que la alternativa de solución más adecuada corresponde a arreglar el patio de 110 kV y 66 V de la S/E Pan de Azúcar para que el transformador 110/69/13,8 kV 60 MVA 2, pase de Reserva Conectada a en Servicio.

En la Tabla 1-2 se presenta la valorización del conjunto de obras recomendadas.

Tabla 1-2. Valorización del proyecto Ampliación en S/E Pan de Azúcar.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	1.414,7
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	339,5
3	SUB TOTAL CONTRATO	1754,2
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	169,7
5	COSTO TOTAL PROYECTO	1.923,9

1.3 NUEVA S/E CHILLÁN 220/66 KV – 90 MVA MÁS NUEVA LTX 1X220 KV ENTRE RÍOS -CHILLÁN

Tal como se estableció en la propuesta de expansión de enero 2022, el proyecto consiste en otorgar un nuevo punto de abastecimiento a la ciudad de Chillán, tal que ofrezca robustez y seguridad en el largo plazo, no dependiendo exclusivamente de la conexión con S/E Charrúa. Para lograr lo anterior, se propone la construcción de una nueva subestación al norte de la ciudad de Chillán (subestación 220/66 kV junto con espacio para un futuro desarrollo 66/MT kV), junto a lo anterior se propone la

construcción de una línea de transmisión 220 kV, 150 MVA a 35 °C con una extensión de 50 km aproximadamente (Figura 1-6).

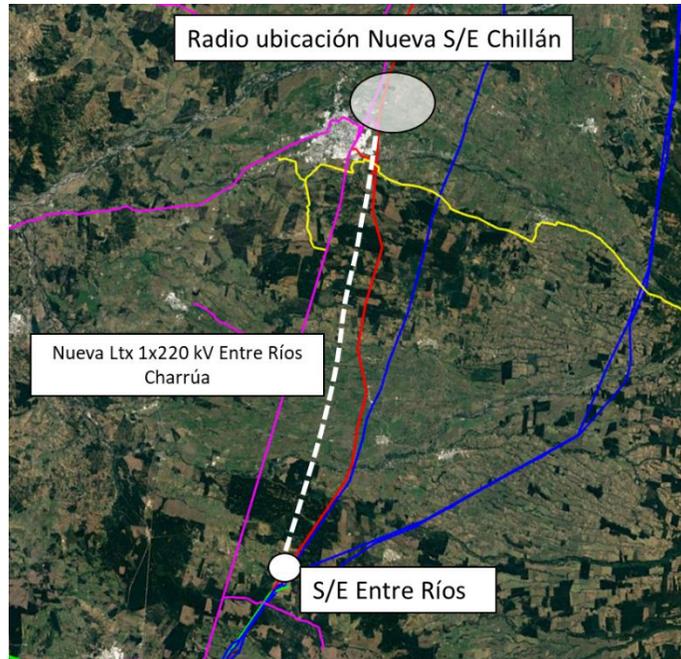


Figura 1-6. Ubicación referencial proyecto nuevo punto de apoyo a S/E Chillán

El proyecto consiste en incorporar la nueva Subestación Nueva Chillán a ubicarse 1 km al norte de la actual subestación Monterrico. Esta subestación debe contar con un patio de 220 kV configuración a doble barra principal y barra de transferencia, con capacidad de barras de, al menos, 400 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol; y deberá considerar espacio en barras y plataforma para seis posiciones.

A su vez, el proyecto considera la instalación de un transformador de 220/66 kV de 100 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), con sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión. Por su parte, la configuración en el patio de 66 kV corresponderá a barra principal y barra de transferencia, con capacidad de barras de, al menos, 300 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol; y deberá considerar espacio en barras y plataformas para seis posiciones. A su vez el proyecto considera espacio con terreno nivelado para un futuro patio de transformación AT/MT.

En la Tabla 1-3 se presenta la valorización del conjunto de obras recomendadas.

Tabla 1-3. Valorización del proyecto Nuevo punto de suministro Chillán.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	18.021,6
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	4.325,2
3	SUB TOTAL CONTRATO	22.346,8
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	2.162,6
5	COSTO TOTAL PROYECTO	24.509,4

1.4 ANÁLISIS NUEVO APOYO A OSORNO

Conforme a los criterios de seguridad elaborado por el Coordinador toda subestación clasificada como demanda media debe contar con seguridad, al menos n-1, para el abastecimiento de sus consumos. La subestación Osorno está catalogada como zona media ya que abastece una demanda máxima superior a los 55 MW y cuenta con alrededor de 68000 clientes, característica por la cual debiese contar con n-1 tanto a nivel de transformación AT/MT como del sistema zonal que la abastece, condición que no se cumple debido a que ante la desconexión del transformador de la S/E Pilauco no es posible asegurar la continuidad de suministro para toda la demanda de la zona.

En vista de que el abastecimiento de la subestación Osorno se pone en riesgo ante la contingencia del transformador de la S/E Pilauco, el Coordinador en su propuesta de expansión de la transmisión 2021 propuso la obra “Ampliación en S/E Pilauco”, la cual no fue acogida debido a que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el Plan de Expansión 2021, sin embargo, la Comisión recalca que existen escenarios en los cuales puede haber energía no suministrada por lo que evaluará posibles soluciones alternativas a la propuesta por el Coordinador, ya que no visualiza dicha obra como la más eficiente para solucionar de manera íntegra todos los problemas detectados en la zona. En este sentido es que el Coordinador evalúa nuevas alternativas de solución para asegurar el abastecimiento de la demanda de Osorno.

1.4.1 DIAGNÓSTICO SEGURIDAD SISTEMA OSORNO

La ciudad de Osorno es abastecida por las subestaciones Osorno y La Misión las cuales son abastecidas principalmente desde la Subestación Pilauco y de la generación producida en la Central Pilmaiquén. En la Figura 1-7 se presenta un diagrama simplificado del sistema 66 kV desde Llollehue

a Sangra, el cual se estima que opere abierto entre las subestaciones Purranque y Frutillar una vez esté en operación la S/E Llanquihue.

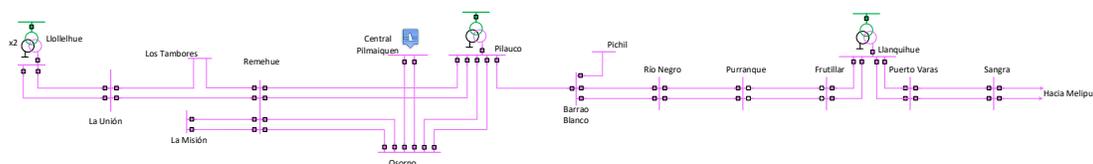


Figura 1-7. Diagrama unilineal simplificado del sistema 66 kV desde Llolelhue a Sangra.

En el informe Propuesta de Expansión de la Transmisión 2022 se diagnóstica que el sistema de transmisión que abastece la ciudad de Osorno no es capaz de asegurar la continuidad de suministro de la demanda ante la contingencia del transformador de la S/E Pilauco. Considerando la operación definida en la Figura 1-7 no es posible hacer converger el sistema ante dicha contingencia, para la convergencia de éste se requiere enmallar el sistema entre las subestaciones Purranque y Frutillar, enmallamiento que no se emplea para evitar degradar el n-1 al sur de Frutillar.

Un resumen de los resultados de la contingencia del transformador de la S/E Pilauco, para el escenario de demanda máxima coincidente de verano día y operando el sistema de 66 kV enmallado desde Llanquihue a Melipulli, se presentan en las Tabla 1-4 y Tabla 1-5.

Tabla 1-4. Subestaciones con niveles de tensión fuera de estado de alerta ante contingencia TR AT/AT Pilauco.

Subestación	Tensión [pu]
Remehue	0,78
Osorno	0,77
Pilauco	0,77
Barro Blanco	0,77
Pichil	0,76
Río Negro	0,81
Purranque	0,83

Tabla 1-5. Líneas congestionadas ante contingencia TR AT/AT Pilauco.

Línea	Cargabilidad [%]
1x66 kV La Unión – Remehue	182
1x66 kV La Unión – Los Tambores	274
1x66 kV Los Tambores – Remehue	164
2x66 kV Frutillar – Purranque	147
2x66 kV Llanquihue – Frutillar	120

De los resultados obtenidos se concluye que no es factible asegurar la continuidad de suministro ante una contingencia en el transformador AT/AT de la Subestación Pilauco debido a que se sobrecargan instalaciones y se incumplen los límites de estado de alerta establecidos en la norma técnica de seguridad y calidad de servicio. Cabe consignar que este escenario se vuelve más crítico en caso de disminuir la generación de la central Pilmaiquen, la cual se encuentra inyectando 32 MW en el escenario simulado.

1.4.2 ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN

En vista del diagnóstico obtenido se procede a evaluar dos alternativas de solución para mejorar las condiciones operacionales del sistema de transmisión zonal que abastece la ciudad de Osorno ante la contingencia del transformador 220/66 kV de la S/E Pilauco. Las opciones analizadas consisten en incorporar un nuevo apoyo al sistema de 66 kV a través de la línea existente 2x220 kV Nueva Pichirroulli – Tineo.

Las alternativas de solución se desarrollan en base al escenario de demanda máxima coincidente de verano día, operando el sistema de 66 kV abierto entre Frutillar y Purranque, y considerando la central Pilmaiquen inyectando 10.5 MW en Osorno.

La decisión de operar la central pilmaiquen en 10,5 MW se debe a que dicha generación corresponde al percentil 0,2 de la generación inyectada entre las horas 12 y 16 en Osorno durante los meses de enero y febrero del 2022, lo cual corresponde a una condición de borde conservadora para los análisis. En la Figura 1-8 se muestra la curva de duración de la generación inyectada por la Central Pilmaiquen en Osorno para el periodo enero – febrero (12-16 horas).

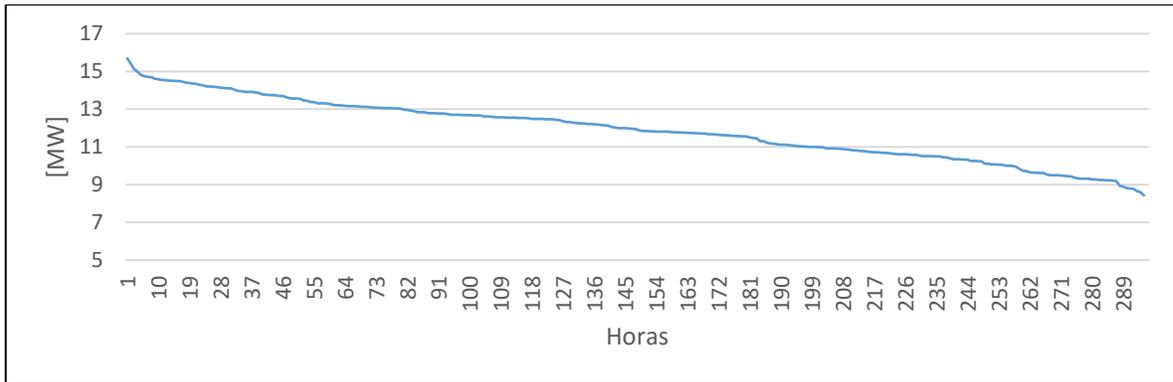


Figura 1-8: Curva de duración generación inyectada por Central Pilmaiquén en Osorno, Enero – Febrero (12-16 horas)

El operar el sistema de 66 kV abierto entre las subestaciones Frutillar y Purranque, se debe a que ante una contingencia de la línea 1x66 kV Pilauco – Barro Blanco no es posible abastecer la demanda del sistema debido a un colapso de tensión y además no se recomienda abrir el sistema más al norte ya que en ese caso se pierde el n-1 del tramo 2x66 kV Llollehue – Frutillar. En vista de lo anterior, se opta por la apertura del sistema en dicho punto para así no degradar el abastecimiento de la S/E Frutillar.

1.4.2.1 Alternativa 1 Apoyo Osorno Norte

El proyecto consiste en incorporar una nueva subestación a cinco kilómetros al sur de la S/E Los Tambores en el cruce entre las líneas 2x66 kV La Unión – Remehue y 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Rahue, tal que seccione ambas líneas e incorpore un equipo de transformación 220/66 kV. La ubicación de esta subestación se presenta en la Figura 1-9.

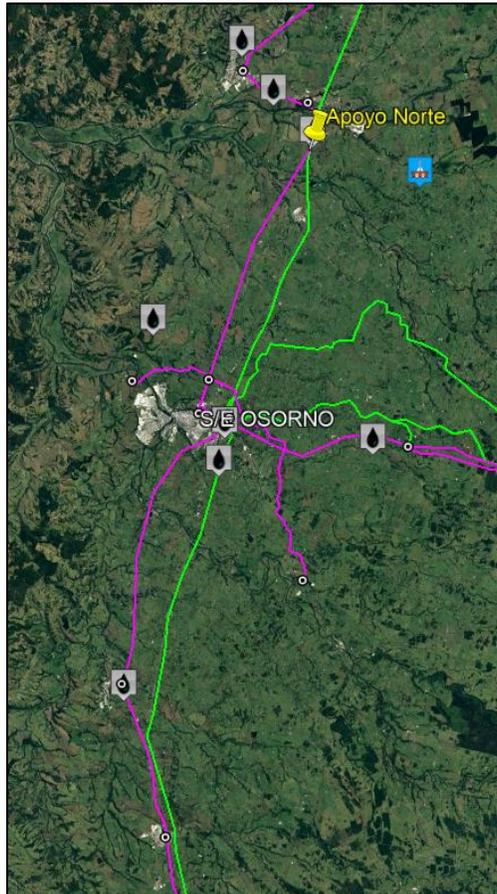


Figura 1-9. Ubicación subestación de apoyo al sistema de 66 kV al norte de Osorno.

Considerando en servicio la nueva subestación se realiza la contingencia del transformador de la S/E Pilauco obteniéndose los resultados presentados en la Tabla 1-6 y Tabla 1-7.

Tabla 1-6. Subestaciones con niveles de tensión fuera de estado de alerta ante contingencia TR AT/AT Pilauco – Apoyo Norte.

Subestación	Tensión [pu]
Remehue	0,75
Osorno	0,74
Pilauco	0,74
Barro Blanco	0,74

Subestación	Tensión [pu]
Pichil	0,72
Río Negro	0,69
Purranque	0,66

Tabla 1-7. Líneas congestionadas ante contingencia TR AT/AT Pilauco – Apoyo Norte.

Línea	Cargabilidad [%]
1x66 kV La Unión – Apoyo Norte	110
2x66 kV Apoyo Norte – Remehue	314
1x66 kV La Unión – Los Tambores	146
1x66 kV Los Tambores – Apoyo Norte	40

Los resultados muestran que la incorporación de una nueva S/E en la zona norte de Osorno no es una solución para hacer frente ante la contingencia del transformador de la S/E Pilauco, ya que los niveles de tensión se encuentran fuera de norma y además no mejoran al repotenciar los tramos sobrecargados. Igualmente, cabe notificar que los resultados presentados en estas tablas son peores a los indicados en el diagnóstico porque no se considera el sistema enmallado de 66 kV enmallado entre Purranque y Frutillar Norte y además el escenario cuenta con menor generación en Pilmaquien.

1.4.2.2 Alternativa 2 Apoyo Osorno Sur

El proyecto consiste en incorporar una nueva subestación a catorce kilómetros al sur de la S/E Río Negro en el cruce entre las líneas 2x66 kV Río Negro – Purranque y 2x220 kV Rahue – Frutillar Norte, tal que seccione ambas líneas e incorpore un equipo de transformación 220/66 kV. La ubicación de esta subestación se presenta en la Figura 1-10.

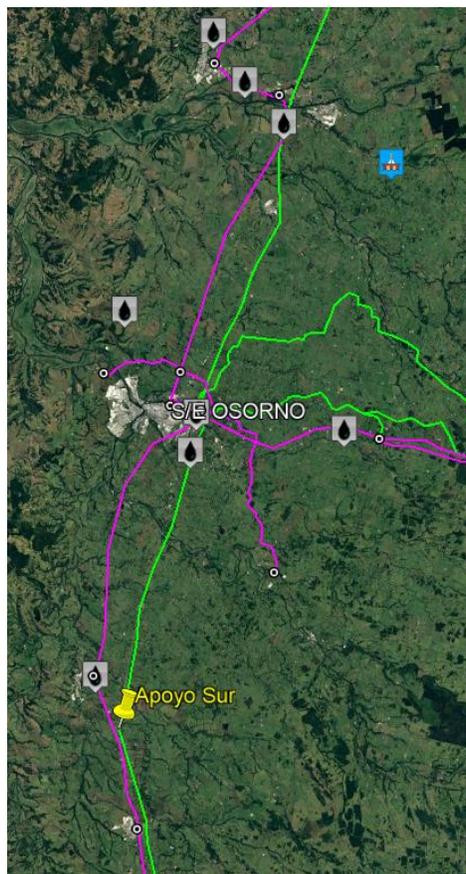


Figura 1-10. Ubicación subestación de apoyo al sistema de 66 kV al sur de Osorno.

Considerando en servicio la nueva subestación se realiza la contingencia del transformador de la S/E Pilauco obteniéndose los resultados presentados en la Tabla 1-8 y Tabla 1-10 Tabla 1-9.

Tabla 1-8. Subestaciones con niveles de tensión fuera de estado de alerta ante contingencia TR AT/AT Pilauco – Apoyo Sur.

Subestación	Tensión [pu]
Remehue	0,87
Osorno	0,87
Pilauco	0,87
Barro Blanco	0,87
Pichil	0,86
Río Negro	0,94
Purranque	0,98

Tabla 1-9. Líneas congestionadas ante contingencia TR AT/AT Pilauco – Apoyo Sur.

Línea	Cargabilidad [%]
1x66 kV La Unión – Remehue	148
1x66 kV La Unión – Los Tambores	235
1x66 kV Los Tambores – Remehue	131
2x66 kV Apoyo Sur – Río Negro	170
2x66 kV Río Negro – Barro Blanco	151

De los resultados obtenidos se aprecia que el proyecto por sí solo no es una solución factible para el sistema, sin embargo incorporando los repotenciamientos de las líneas con sobrecargas, el sistema es capaz de hacer frente ante la contingencia del transformador de la S/E Pilauco respetando los rangos de tensión establecidos en la norma técnica de seguridad y calidad de servicio. En la Tabla 1-10 y

Tabla 1-11 se presentan los resultados considerando el repotenciamiento de las líneas afectadas con un conductor de alta capacidad y baja flecha.

Tabla 1-10. Subestaciones con niveles de tensión fuera de estado de alerta ante contingencia TR AT/AT Pilauco – Apoyo Sur más repotenciamiento de líneas.

Subestación	Tensión [pu]
Remehue	0,95
Osorno	0,94
Pilauco	0,94
Barro Blanco	0,94
Pichil	0,93
Río Negro	0,97
Purranque	0,98

Tabla 1-11. Líneas congestionadas ante contingencia TR AT/AT Pilauco – Apoyo Sur más repotenciamiento de líneas.

Línea	Cargabilidad [%]
1x66 kV La Unión – Remehue	23
1x66 kV La Unión – Los Tambores	37
1x66 kV Los Tambores – Remehue	17
2x66 kV Apoyo Sur – Río Negro	24
2x66 kV Río Negro – Barro Blanco	21

1.4.3 RECOMENDACIÓN

En base a los resultados se recomienda para mejorar la seguridad de suministro de la ciudad de Osorno el siguiente conjunto de proyectos:

1. Nueva subestación seccionadora Forrahue, que seccione las líneas 2x220 kV Rahue – Frutillar Norte y 2x66 kV Río Negro – Purranque, con sus respectivos paños de línea y patios en 220kV y 66 kV. La obra considera un transformador de 220/66 kV de 90 MVA de capacidad, con Cambiador de Derivación Bajo Carga y sus respectivos paños de conexión. El patio de 220 kV es en configuración interruptor y medio, mientras que el patio de 66 kV es en configuración doble barra más transferencia. Además, la obra considera los arranques necesarios para seccionar la línea 2x66 kV Río Negro – Purranque de aproximadamente 100 metros de largo, que cuenten con el mismo conductor empleado en el proyecto Repotenciamiento línea 2x66 kV Apoyo Sur – Río Negro.
2. Repotenciamiento de la línea 1x66 kV La Unión – Remehue con un conductor de 60 MVA a 35°C.
3. Repotenciamiento de la línea 1x66 kV La Unión – Los Tambores con un conductor de 60 MVA a 35°C.
4. Repotenciamiento de la línea 1x66 kV Los Tambores – Remehue con un conductor de 60 MVA a 35°C. Repotenciamiento de la línea 2x66 kV Apoyo Sur – Río Negro c con un conductor de 60 MVA a 35°C.
5. Repotenciamiento de la línea 2x66 kV Río Negro – Barro Blanco con un conductor de 60 MVA a 35°C.

En la Tabla 1-12 se presenta la valorización del conjunto de obras recomendadas.

Tabla 1-12. Valorización del proyecto Apoyo Osorno Sur.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	27.768,7
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	6.664,5
3	SUB TOTAL CONTRATO	34.433,2
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	3.332,2
5	COSTO TOTAL PROYECTO	37.765,4

1.5 ANÁLISIS SEGURIDAD VILLARRICA - PUCÓN

En base a los criterios de desarrollo armónico del sistema zonal elaborados por el Coordinador se procede a ahondar los análisis en el abastecimiento de las ciudades de Villarrica y Pucón. Acorde al levantamiento de información y la aplicación de los criterios las subestaciones Villarrica y Pucón son catalogadas como instalaciones que abastecen zonas de baja densidad, no obstante si se evalúan en conjunto se cumple con que las instalaciones necesarias para el abastecimiento de ambas subestaciones deben ser clasificadas como estructuras que abastecen zonas de densidad media, por lo que corresponde atender la necesidad de evaluar la seguridad acorde al criterio n-1.

Las líneas de transmisión que van desde Loncoche a Villarrica abastecen aproximadamente 33.702 clientes, lo que se traduce en una demanda máxima de 33.7 MW al año 2020, por lo que dichas instalaciones cumplen con las características para ser evaluadas según los criterios determinados para zonas de demanda media. En la Figura 1-11 se presenta la configuración de este sistema y la condición operacional actual de ésta.

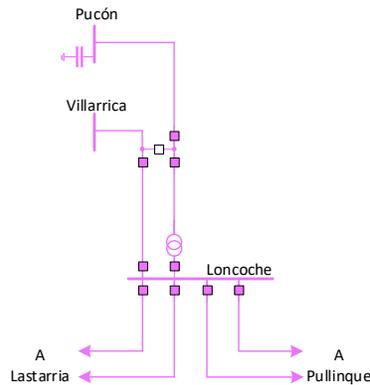


Figura 1-11. Diagrama simplificado del sistema que abastece Pucón y Villarrica.

Conforme a las instalaciones que abastecen zonas de demanda media, se requiere que el sistema sea capaz de soportar una contingencia simple, es decir cumplir con el criterio n-1. En este sentido, es que se evalúa la seguridad del sistema realizando análisis de contingencia en escenarios de demanda máxima coincidente entre las subestaciones Villarrica y Pucón al año 2027. La Tabla 1-13 presenta los escenarios de demanda máxima coincidente evaluados y la Tabla 1-14 presenta las temperaturas consideradas para cada escenario.

Tabla 1-13. Demanda máxima coincidente por periodos, medidas año 2020.

Subestación	Verano Día [MW]	Verano Noche [MW]	Invierno Día [MW]	Invierno Noche [MW]
Villarrica	14,8	15,2	13,8	13,7
Pucón	16,3	18,3	12,9	12,9
Total	31,1	33,5	26,7	26,6

Tabla 1-14. Temperaturas empleadas en los análisis para la zona Temuco.

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Temuco	35 °C	25 °C	20 °C	15 °C

Los resultados del diagnóstico así como el análisis de las contingencias de las líneas que van a Villarrica se presentan en la Tabla 1-15, Tabla 1-16 y Tabla 1-17 respectivamente.

Tabla 1-15. Resultados para condición normal, demanda máxima coincidente año 2027.

Caso Base	Verano día	Verano noche	Invierno día	Invierno noche
-----------	------------	--------------	--------------	----------------

1x66 kV Loncoche – Villarrica C1	70%	65%	51%	46%
1x66 kV Loncoche – Villarrica C2	34%	28%	27%	23%
1x66 kV Villarrica - Pucón	48%	43%	34%	31%
Villarrica	0.964 [pu]	0.98 [pu]	0.971 [pu]	0.98 [pu]
Pucón	0.935 [pu]	0.944 [pu]	0.968 [pu]	0.978 [pu]

Tabla 1-16: Resultados para contingencia el tramo 1x66 kV Loncoche – Villarrica C1, demanda máxima coincidente año 2027.

Contingencia C1	Verano día	Verano noche	Invierno día	Invierno noche
1x66 kV Loncoche – Villarrica C1	0%	0%	0%	0%
1x66 kV Loncoche – Villarrica C2	72%	64%	52%	46%
1x66 kV Villarrica - Pucón	49%	45%	35%	31%
Villarrica	0.829 [pu]	0.871 [pu]	0.837 [pu]	0.851 [pu]
Pucón	0.773 [pu]	0.813 [pu]	0.819 [pu]	0.835 [pu]

Tabla 1-17. Resultados para contingencia el tramo 1x66 kV Loncoche – Villarrica C2, demanda máxima coincidente año 2027.

Contingencia C2	Verano día	Verano noche	Invierno día	Invierno noche
1x66 kV Loncoche – Villarrica C1	159%	135%	111%	99%
1x66 kV Loncoche – Villarrica C2	0%	0%	0%	0%
1x66 kV Villarrica - Pucón	58%	50%	37%	33%
Villarrica	0.943 [pu]	0.941 [pu]	0.95 [pu]	0.96 [pu]
Pucón	0.911 [pu]	0.898 [pu]	0.945 [pu]	0.956 [pu]

Los resultados evidencian que el tramo Loncoche – Villarrica no cumple con el criterio de seguridad N-1, debido a que ante la contingencia de la línea 1x66 kV Loncoche – Villarrica C2 el circuito 1 no es capaz de abastecer la demanda debido a sobrecargas y además los niveles de tensión tanto en Villarrica como en Pucón se encuentran fuera de norma. Por otro lado, ante la contingencia de la línea 1x66 kV Loncoche – Villarrica C1 en el escenario de verano noche los niveles de tensión en la subestación Pucón se encuentran bajo los 0.9 pu que establece la NTSyCS para estado de alerta.

1.5.1 ALTERNATIVA DE SOLUCIÓN

En base a los resultados, se identifica que por problemas de regulación de tensión y capacidad de uno de la línea 1x66 kV Loncoche - Villarrica C1 se requiere una solución estructural para otorgar n-1 en el largo plazo a la zona.

1.5.1.1 Alternativa 1 Reforzamiento Línea 2x66 kV Loncoche – Villarrica

Una alternativa de solución que surge consiste en repotenciar la línea 1x66 kV Loncoche – Villarrica C2, para así evitar los problemas asociados a la salida del circuito 1, y adicionalmente incorporar equipos de regulación de tensión en el extremo de la subestación Loncoche para que así no existan problemas de tensión en la subestación Pucón ante la contingencia de uno de los circuitos.

El correcto funcionamiento de esta alternativa de solución que se sugiere para otorgar seguridad N-1 al sistema bajo estudio, se evalúa verificando que el sistema sea capaz de ser abastecido durante el horizonte de estudio mediante tan solo el circuito 1x66 kV Loncoche – Villarrica C2, tal como se muestra en la Figura 1-12. El análisis se desarrolla sobre el escenario de demanda máxima coincidente de verano noche y considera el repotenciamiento de dicha línea más la adaptación del sistema a la demanda del año 2041, para lo cual se duplican las instalaciones congestionadas.

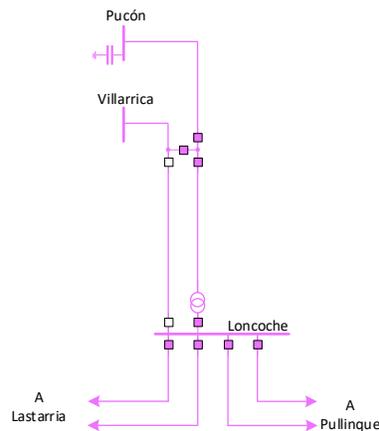


Figura 1-12. Representación del sistema que abastece Villarrica y Pucón, empleando solo el tramo repotenciado.

La Figura 1-13 presenta el perfil de tensión en Pucón al abastecer esta subestación y la S/E Villarrica mediante el circuito 1x66 kV Loncoche – Villarrica C2 (repotenciado).

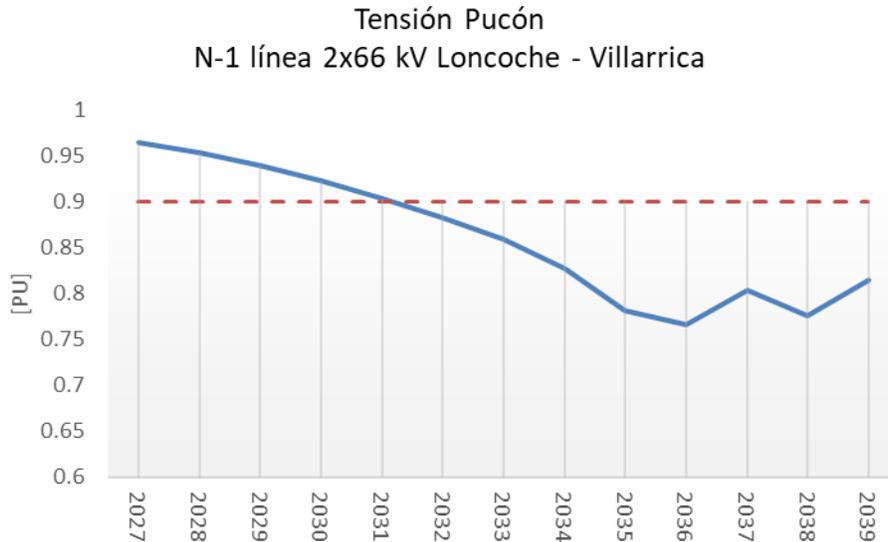


Figura 1-13. Tensión en Pucón

La Figura 1-13 evidencia que no es posible abastecer el sistema de pucón mediante un circuito de la línea 2x66 kV Loncoche – Villarrica, ya que los niveles de tensión en la subestación pucón se encuentran fuera de norma a partir del año 2032, si bien estos podrían ser mejorados incrementando el tap del transformador regulador de Loncoche, dicha solución no es factible a partir del año 2038, incluso a partir del año 2040 no es posible lograr la convergencia del flujo de potencia empleando el máximo tap.

En consecuencia de los análisis desarrollados, se descarta esta alternativa, ya que los problemas de regulación de tensión son cada vez más severos al aumentar la demanda por lo que esta solución no es sostenible en el largo plazo.

1.5.1.2 Alternativa 2 Apoyo en subestación Villarrica

Conforme a lo anterior, se evalúa la alternativa de incluir un apoyo en 220 kV en el entorno de la S/E Villarrica desde la S/E Lastarria, mediante una nueva subestación seccionadora que es alimentada desde la línea 2x220 kV Lastarria – Nueva S/E Seccionadora Voipire. La Figura 1-14 se muestra un diagrama simplificado del proyecto.

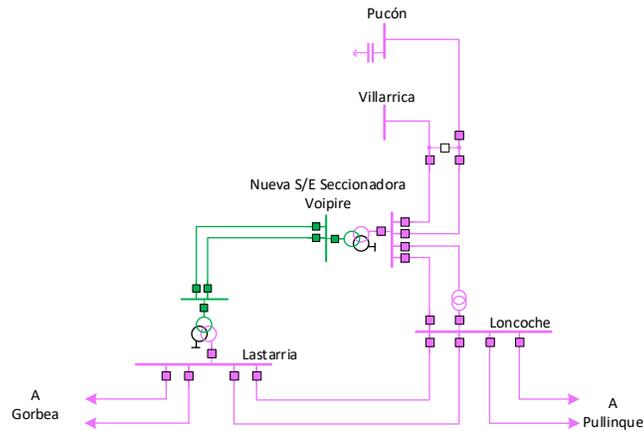


Figura 1-14. Apoyo 220 kV Villarrica.

La Figura 1-15 muestra el flujo máximo esperado para la zona al año 2027 en verano día, de la cual se concluye que con este proyecto el sistema queda con la holgura suficiente para asegurar el cumplimiento del criterio N-1 para el sistema que abastece las ciudades de Villarrica y Pucón.

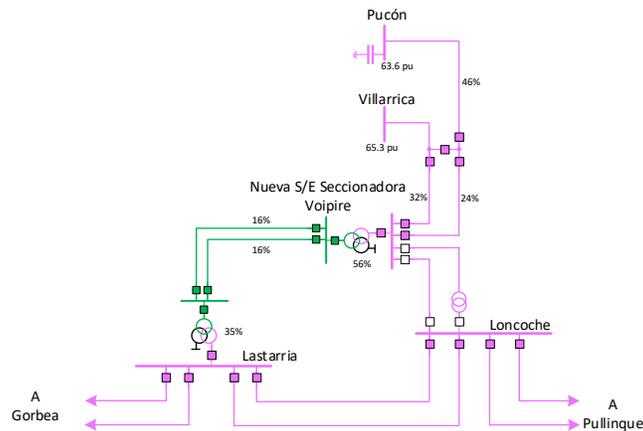


Figura 1-15: Flujo esperado por el sistema que apoya a Villarrica – verano día 2027.

Adicionalmente cabe consignar que en caso de desarrollarse esta obra ya no es necesario el repotenciamiento de la línea 2x66 kV Lastarria – Loncoche que fue promovido en la propuesta de expansión de la transmisión 2022.

Por otro lado, cabe indicar que la nueva subestación Voipire debe ser emplazada fuera del área de peligro volcánico destacada en color rojo en la Figura 1-16.



Figura 1-16. Zona de peligro volcánico.

1.5.2 RECOMENDACIÓN

En base a los resultados se recomienda para mejorar la seguridad de suministro de la ciudad de Villarrica y Pucón el siguiente conjunto de proyectos:

1. Nueva subestación seccionadora Voipire, que seccione las líneas 2x66 kV Loncoche – Villarrica a una distancia aproximada de 4 kms de la subestación Villarrica, con sus respectivos paños de línea y patios en 220kV y 66 kV. La obra considera un transformador de 220/66 kV de 90 MVA de capacidad, con Cambiador de Derivación Bajo Carga y sus respectivos paños de conexión. El patio de 220 kV es en configuración interruptor y medio, mientras que el patio de 66 kV es en configuración doble barra más transferencia. Además, la obra considera los paños necesarios para la conexión de la línea 2x220 kV Lastarria – Nueva S/E Seccionadora Voipire y terreno suficiente para la incorporación futura de al menos 2 transformadores AT/MT.
2. Nueva línea 2x220 kV Lastarria – Nueva S/E Seccionadora Voipire, con capacidad de al menos 100 MVA por circuito a 35°C.
3. Ampliación de barra de la S/E Lastarria tal que permita dejar dos posiciones disponibles para la conexión de la nueva línea 2x220 kV Lastarria – Nueva S/E Seccionadora Voipire.

4. Repotenciamiento del tramo 1x66 kV Nueva S/E Seccionadora Voipire – Villarrica C2 por un conductor de alta capacidad y baja flecha.

En la Tabla 1-18 se presenta la valorización del conjunto de obras recomendadas.

Tabla 1-18. Valorización del Proyecto Apoyo a S/E Villarrica

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	21.637,4
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	5.192,9
3	SUB TOTAL CONTRATO	26.830,3
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	2.596,5
5	COSTO TOTAL PROYECTO	29.426,8