

1 ANEXO 1: INGENIERÍA CONCEPTUAL DE LOS PROYECTOS

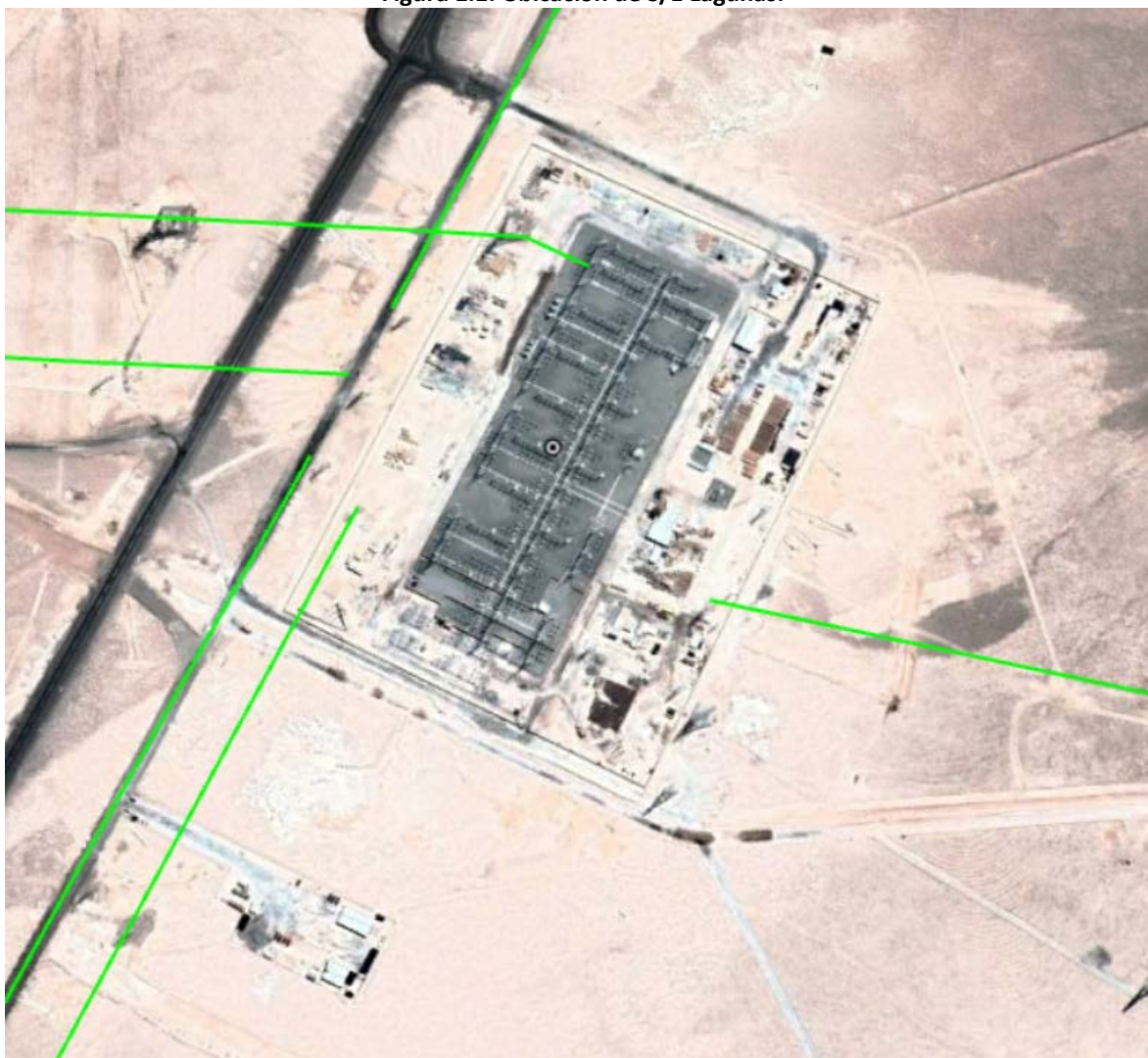
1.1 OBRAS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

1.1.1 REEMPLAZO EQUIPO DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN S/E LAGUNAS (RCER AT)

1.1.1.1 Situación existente

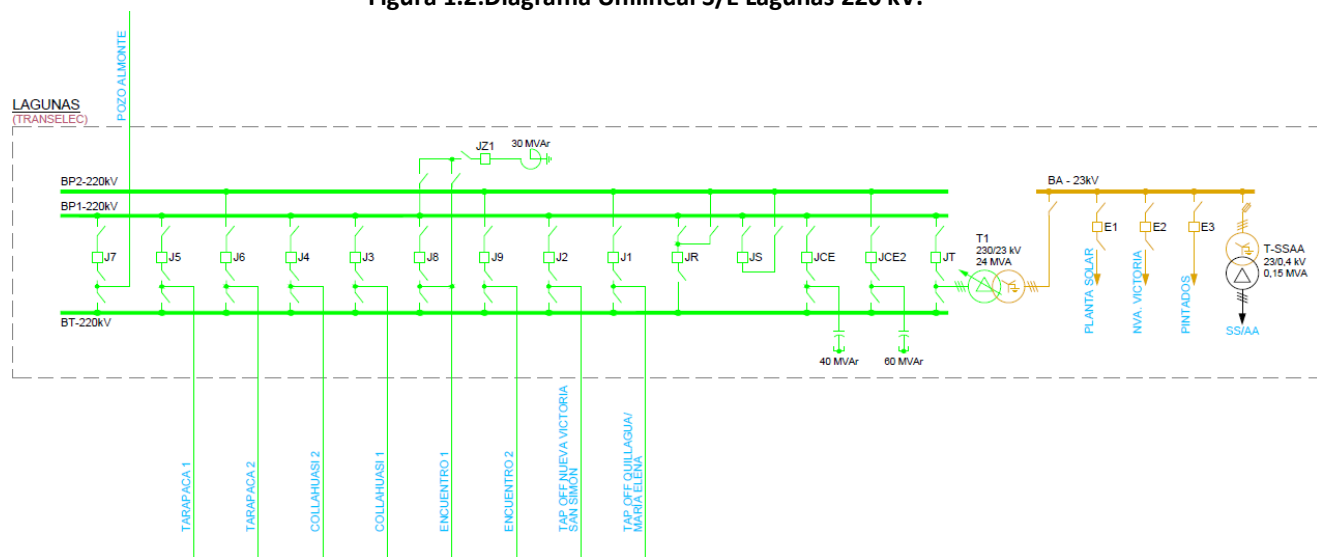
Actualmente la subestación Lagunas, de propiedad de la empresa Transelec S.A., se ubica aproximadamente a 948 m.s.n.m, en la región de Tarapacá, comuna de Pozo Almonte y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19K: 427.798,80 m Este, 7.698.114,68 m Norte.

Figura 1.1: Ubicación de S/E Lagunas.



La subestación Lagunas cuenta con un patio de 220 kV en tecnología AIS o Air Insulated Switchgear y con una configuración de barras en doble barra principal y barra de transferencia. Dicha subestación posee actualmente un banco de condensadores de 60 MVar conectado en el paño JCE2.

Figura 1.2: Diagrama Unilineal S/E Lagunas 220 kV.



1.1.1.2 Instalaciones a realizar

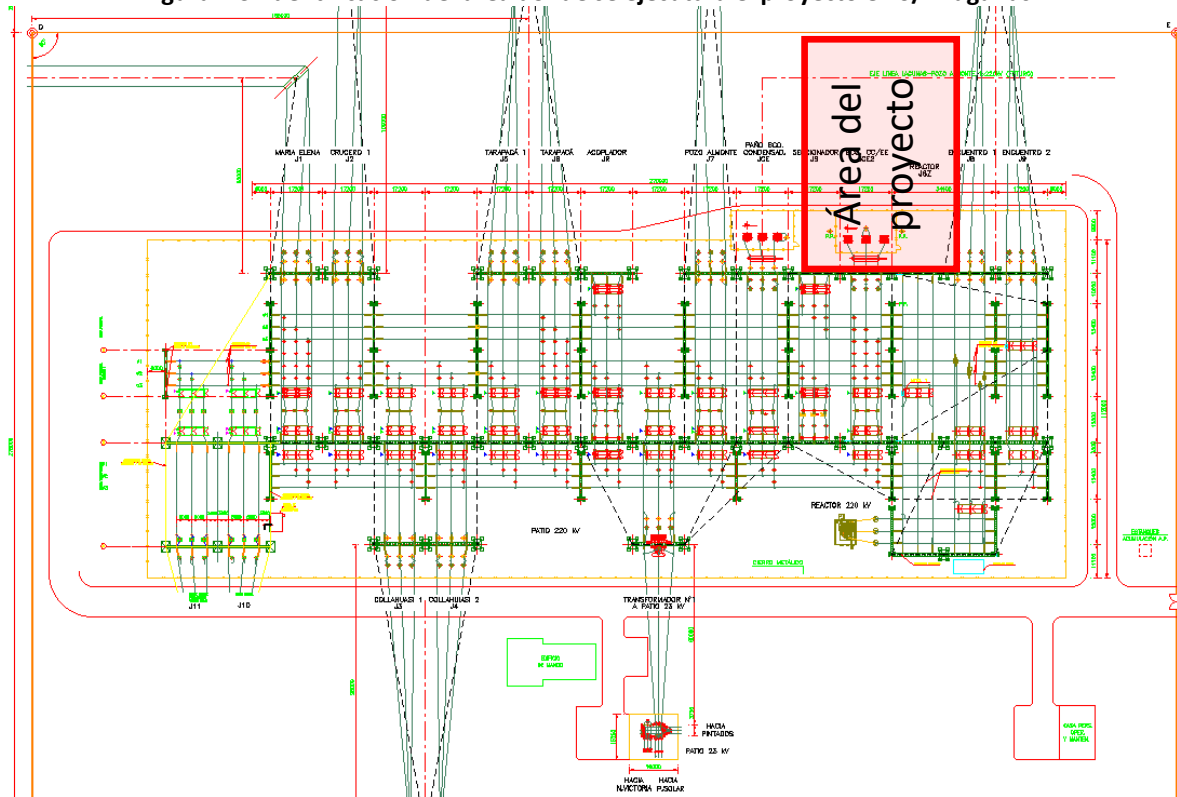
La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Retiro del actual banco de condensadores de 60 MVar conectado en el paño JCE2.
- Instalación de un nuevo equipo de compensación estática de reactivos CER en 220 kV de ± 100 MVar, el cual se deberá conectar en configuración doble barra principal más barra de transferencia.

Para efectos de lo anterior, resulta factible utilizar el espacio disponible dentro del terreno de la subestación, sin la necesidad de realizar desconexiones de suministro eléctrico o de construir instalaciones provisionales durante el período de construcción.

En consecuencia, se propone la instalación de los nuevos equipamientos en la zona identificada en la siguiente imagen.

Figura 1.3: Identificación del área donde se ejecutará el proyecto en S/E Lagunas.



A partir de lo dispuesto anteriormente, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Instalación de un equipo de transformación elevador a 500 kV para la conexión del CER.
- Refuerzo o demolición de fundaciones existentes, de manera de permitir la instalación del nuevo equipo con su respectiva fundación.
- Construcción de las fundaciones de los equipos y estructuras nuevas a instalar.
- Construcción de foso recolector de aceite y foso separador agua-aceite, y su conexión.
- Construcción de canalizaciones para equipos y paños a instalar.
- Instalación de equipos de protección, control y medición para paños y equipos junto con todas sus funciones correspondientes.
- Repotenciamiento de equipos asociados a servicios auxiliares e instalaciones comunes en caso de ser requerido.
- Extensión y/o reposición de la plataforma en el sector intervenido por el proyecto.
- Extensión y/o reubicación de los caminos existentes de la subestación.
- Construcción de cierros perimetrales interiores para el nuevo equipamiento.
- Movimientos de tierra y nivelación de terrenos, según corresponda

- Extensión, modificación y/o refuerzo de la malla de puesta a tierra subterránea y aérea existentes en el sector intervenido por el proyecto.
- Adecuaciones en sala de control en caso de ser requerido.

1.1.1.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir. Asimismo, no se observan interferencias para la ejecución de las obras, teniendo presente que la instalación de los nuevos equipamientos cumpliría con las distancias mínimas entre los distintos elementos de la subestación exigidas por la normativa técnica vigente.

En cuanto a los impactos medio ambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

1.1.1.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Lagunas se consideró lo siguiente.

Tabla 1 1: Suministro y montaje de equipos principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador 3F 220/19 kV, 100 MVA	1
2	Transformador de Potencial 23 kV, inductivo, 30 VA	3
3	Transformador de Potencial 220 kV, inductivo, 30 VA	3
4	Transformador de Corriente 220 kV, 4 Núcleos	3
5	Pararrayos 220 kV	3
6	Interruptor 220 kV, 4000 A, 63 KA, Comando Monopolar	1
7	Desconectador 3F 220 kV s/cpt 4000 A	3
8	Equipo Compensación Reactiva CER (-100/+100 MVAR)	1

1.1.2 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV TARAPACÁ – LAGUNAS, TRAMO NUEVA LAGUNAS – LAGUNAS

1.1.2.1 Situación existente

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de transmisión de la línea 2x220 kV Tarapacá – Lagunas, en el tramo Nueva Lagunas – Lagunas, de aproximadamente 5 km de longitud, que resulta de la obra “Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas y Nueva Línea 2x500 kV Nueva Lagunas – Kimal”. El aumento de capacidad se realizará mediante el cambio del actual conductor ACAR 1200 MCM, de 608 mm², con capacidad de transmisión de 160 MVA por circuito, por un conductor con capacidad de transmisión de, al menos, 1.000 MVA por circuito a 35°C temperatura ambiente con sol.

En la siguiente figura se presenta la ubicación referencial de la nueva subestación Nueva Lagunas y el trazado del tramo de línea de 2x220 kV Tarapacá – Lagunas, para la que se considera un aumento de capacidad

Figura 1.4: Ubicación general y referencial de la S/E Nueva Lagunas.



La línea 2x220 kV Tarapacá – Lagunas a seccionar actualmente cuenta con un conductor por fase, el cual corresponde al tipo ACAR 1200 MCM de 608 mm², siendo el tramo a repotenciar de una longitud aproximada y referencial de 5 km, con 18 estructuras de doble circuito, 2 de ellas del tipo anclaje entre la subestación Lagunas y el punto de seccionamiento de la línea 2x220 kV Tarapacá – Lagunas, el cual se determinará una vez se establezca el lugar de emplazamiento de la subestación Nueva Lagunas.

1.1.2.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Aumento de capacidad del tramo de línea 2x220 kV Tarapacá – Lagunas entre el punto de seccionamiento de la subestación Nueva Lagunas y la subestación Lagunas. Se debe aumentar la capacidad a 1.000 MVA por circuito a 35° temperatura ambiente con sol.

Para efectos de esta ingeniería conceptual, se considera el cambio del actual conductor ACAR 1200 MCM por un conductor de alta temperatura, que permita mantener las actuales faja de seguridad y franja de servidumbre, y que, además, permita un aumento de capacidad de a lo menos 1.000 MVA, en este caso y para efectos de su valorización se utiliza conductor del tipo ACCC GROSBEAK, considerando dos conductores por fase, que cumple con dichas características. En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Suministro e instalación de nuevas cadenas de aisladores.
- Suministro e instalación de nuevos herrajes y ferretería asociada que permitan la correcta instalación del nuevo conductor.
- Desmontaje y retiro del conductor ACAR 1200 MCM de la línea a intervenir, junto con todas las cadenas de aisladores, herrajes, ferretería y otros accesorios que no puedan ser reutilizados en el proyecto.
- Refuerzo de las estructuras existentes que lo requieran producto de la ejecución del proyecto.

Considerando lo anterior, no se observan interferencias ni la necesidad de reubicar estructuras o equipos para la realización del proyecto. Adicionalmente, no se vislumbran requerimientos de desconexiones prolongadas de suministro eléctrico u obras provisionales para la ejecución del proyecto ya que, a partir de la información con la que se cuenta, sería posible desarrollar la obra manteniendo en servicio las instalaciones existentes.

1.1.2.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir y no se observan interferencias para la ejecución de las obras.

Respecto del aumento de capacidad de la línea de transmisión 2x220 kV Tarapacá – Lagunas entre el punto de seccionamiento de la subestación Nueva Lagunas y la subestación Lagunas, al mantener las fajas de seguridad y la franja de servidumbre, se considera que los mayores impactos las zonas aledañas tendrían relación con las instalaciones de faenas y el movimiento de equipos y materiales.

1.1.2.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización del proyecto se consideró lo siguiente.

Tabla 2: Suministro y montaje de equipos principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Ferretería Suspensión 2 conductores ACCR (HTLS)	144
2	Ferretería Anclaje 2 conductores ACCR (HTLS)	54
3	Conductor Aluminio ACCC Grosbeak 385 mm ² (HTLS) [m]	63.000
4	Aislador de Disco 10" Porcelana, Carga Rotura 165 KN	36
5	Aislador de Disco 10" Porcelana, Carga Rotura 120 KN	18
6	Aislador de Disco 10" Porcelana, Carga Rotura 70 KN	144
7	Espaciador Amortiguador para 2 Conductores	210
8	Torre de suspensión 220 kV doble circuito, 2 cond por fase	8
9	Torre de anclaje 220 kV doble circuito, 2 cond por fase (90°)	1

1.1.3 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV ENCUESTRO – KIMAL

1.1.3.1 Situación existente

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de transmisión de la línea 2x220 kV Encuentro – Kimal, de aproximadamente 10 km de longitud. El aumento de capacidad se realizará mediante el cambio del actual conductor ACAR 900, de 456 mm², con capacidad de transmisión de 633,16 MVA, por un conductor con capacidad de transmisión de, al menos, 1.000 MVA por circuito a 35°C temperatura ambiente con sol.

En la siguiente figura se presenta el trazado del tramo de línea de 2x220 kV Encuentro – Kimal, para la que se considera un aumento de capacidad

Figura 1.5: Vista trazado de la línea 2x220 kV Encuentro – Kimal.



Esta línea tiene una longitud aproximada de 10,08 km, con 44 estructuras de doble circuito, 10 de ellas del tipo anclaje. La línea cuenta con dos conductores, uno corresponde al tipo ACAR 900 y dos conductores por fase entre la estructura 40 y la subestación Kimal, de aproximadamente 9,86 km, y el otro conductor corresponde al tipo AAAC DOVE y dos conductores por fase entre la estructura 40 y la subestación Encuentro, de aproximadamente 0,21464 km.

1.1.3.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Aumento de capacidad del tramo de línea 2x220 kV Encuentro – Kimal. Se debe aumentar la capacidad a 1.000 MVA por circuito a 35° temperatura ambiente con sol.

Para efectos de esta ingeniería conceptual, se considera el cambio del actual conductor ACAR 900 por un conductor de alta temperatura, que permita mantener las actuales faja de seguridad y franja de servidumbre, y que, además, permita un aumento de capacidad de a lo menos 1.000 MVA, en este caso y para efectos de su valorización se utiliza conductor del tipo ACCC DOVE, que cumple con dichas características. En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Cambio de conductor en ambos circuitos de la línea.

Considerando lo anterior, no se observan interferencias ni la necesidad de reubicar estructuras o equipos para la realización del proyecto. Adicionalmente, no se vislumbran requerimientos de desconexiones prolongadas de suministro eléctrico u obras provisionales

para la ejecución del proyecto ya que, a partir de la información con la que se cuenta, sería posible desarrollar la obra manteniendo en servicio las instalaciones existentes.

1.1.3.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir y no se observan interferencias para la ejecución de las obras.

Respecto del aumento de capacidad de la línea de transmisión 2x220 kV Encuentro – Kimal, al mantener las fajas de seguridad y la franja de servidumbre, se considera que los mayores impactos las zonas aledañas tendrían relación con las instalaciones de faenas y el movimiento de equipos y materiales.

1.1.3.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización del proyecto se consideró lo siguiente.

Tabla 3: Suministro y montaje de equipos principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Ferretería Suspensión 2 conductores ACCR (HTLS)	204
2	Ferretería Anclaje 2 conductores ACCR (HTLS)	180
3	Conductor Aluminio ACCC DOVE 361,5 mm ² alta temperatura [m]	126.000
4	Aislador de Disco 10" Porcelana, Carga Rotura 165 KN	90
5	Aislador de Disco 10" Porcelana, Carga Rotura 120 KN	90
6	Aislador de Disco 10" Porcelana, Carga Rotura 70 KN	204

1.1.4 AMPLIACIÓN EN S/E KIMAL 500 (IM)

1.1.4.1 Situación existente

Actualmente la subestación Kimal, de propiedad de la empresa Sociedad Austral De Transmisión Troncal S.A., se ubica aproximadamente a 1.255 m.s.n.m, en la región de Antofagasta, comuna de María Elena y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19K: 450.371 Este, 7.533.829 Sur.

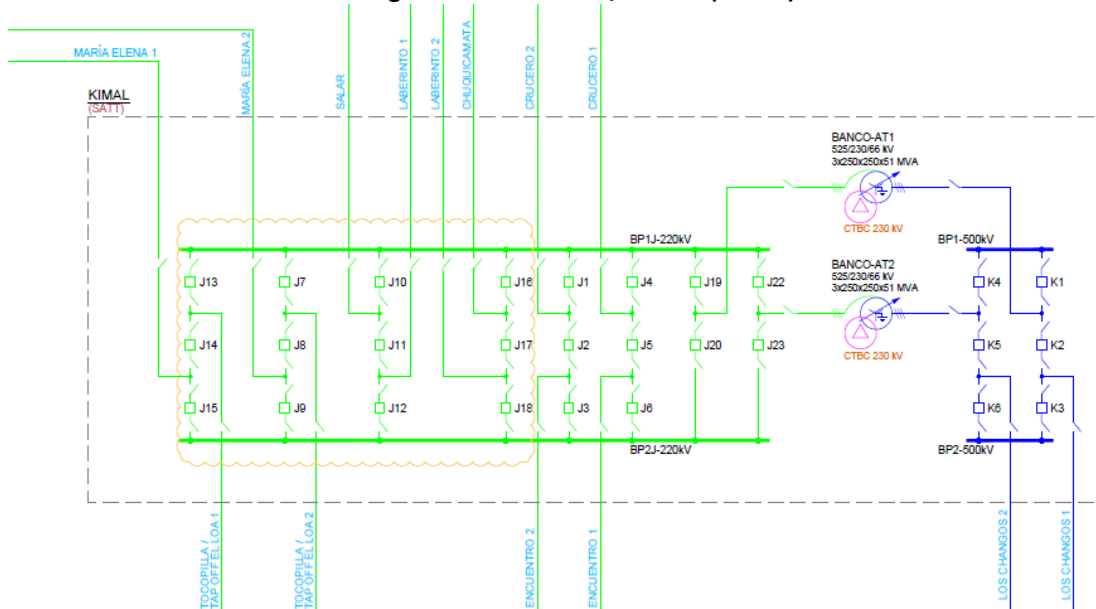
Figura 1.6: Ubicación de S/E Kimal.



La subestación Kimal actualmente cuenta con un patio de 500 kV y 220 kV, ambos en configuración interruptor y medio y tecnología AIS o Air Insulated Substation, con dos transformadores de poder 500/220 kV de 750 MVA de capacidad máxima más una unidad de reserva.

A continuación, se presenta el diagrama unilineal de la situación existente de la S/E Kimal.

Figura 1.7: Unilineal S/E Kimal (Actual).



1.1.4.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 500 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para dos nuevas medias diagonales.
- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

Dada la situación actual en S/E Kimal, se observa que es posible desarrollar la obra dentro del terreno de la subestación, ampliando hacia la cordillera las barras principales.

Considerando lo anterior, no se observan interferencias ni la necesidad de reubicar estructuras o equipos para la realización del proyecto. Adicionalmente, no se vislumbran requerimientos de desconexiones prolongadas de suministro eléctrico u obras provisionarias para la ejecución del proyecto ya que, a partir de la información con la que se cuenta, sería posible desarrollar la obra manteniendo en servicio las instalaciones existentes.

En consecuencia, el sector propuesto para el desarrollo de la obra de ampliación en subestación Kimal se muestra en la siguiente imagen.

Figura 1.8: Identificación del área referencial para ejecutar el proyecto en S/E Kimal.



A partir de lo dispuesto anteriormente, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Construcción de las fundaciones de los equipos y estructuras nuevas a instalar.
- Construcción de canalizaciones para equipos y paños a instalar.
- Instalación de equipos de protección y medición para paños y equipos junto con todas sus funciones correspondientes.
- Repotenciamiento de equipos de asociados a servicios auxiliares e instalaciones comunes en caso de ser requerido.
- Extensión y/o reposición de la plataforma en el sector intervenido por el proyecto.
- Extensión y/o reubicación de los caminos existentes de la subestación.
- Extensión, modificación y/o refuerzo de la malla de puesta a tierra subterránea y aérea existentes en el sector intervenido por el proyecto.
- Adecuaciones en sala de control en caso de ser requerido.
- Modificación de cercos perimetrales en caso de ser requerido.

1.1.4.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir y no se observan interferencias para la ejecución de las obras.

En cuanto a los impactos medioambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

1.1.4.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Kimal se consideró lo siguiente.

Tabla 4: Suministro y montaje de equipos principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Cámara Hormigón 600 X 600	2
2	Ferretería Anclaje 3 conductores AAC	12
3	Marco Barra 500 kV, 2 pilares 1 viga	6
4	Conductor de Cobre 126,7 mm ² (250 MCM) [m]	6.480

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
5	Conductor Aluminio AAC Coreopsis 806 mm ² [m]	1.080

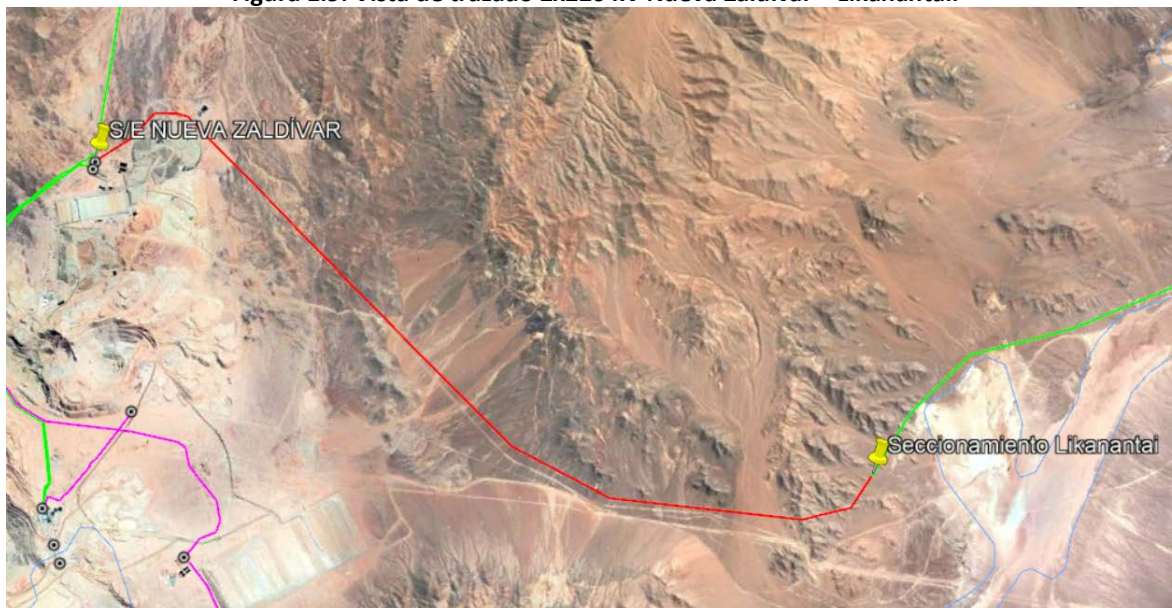
1.1.5 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV NUEVA ZALDÍVAR – LIKANANTAI

1.1.5.1 Situación existente

El trazado que se debe intervenir se encuentra ubicado en la región de Antofagasta, a una altura promedio de 3.200 m.s.n.m, y se conforma por el tramo que se extiende desde la actual subestación Nueva Zaldívar, propiedad de AES Gener, hasta la subestación Likanantai, la cual fue adjudicada a la empresa Transelec S.A. en el marco del proceso de licitación de obras nuevas del Decreto Exento N° 4, de 2019, del Ministerio de Energía. A la fecha, la subestación Likanantai se encuentra en etapa de construcción.

A partir de lo anterior, se presenta en la siguiente imagen en color rojo la línea que se debe intervenir, utilizando como referencia el punto de seccionamiento indicado en el Decreto Exento N° 4 para la nueva subestación Likanantai.

Figura 1.9: Vista de trazado 2x220 kV Nueva Zaldívar – Likanantai.



La línea tiene una longitud aproximada de 30 km, con alrededor de 83 estructuras de doble circuito y posee un conductor ACAR 1100 MCM.

1.1.5.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Aumento de capacidad del tramo de línea 2x220 kV Nueva Zaldívar – Likanantai, utilizando un conductor que permita la transmisión de una capacidad de, a lo menos, 660 MVA por circuito a 35°C con sol.

Cabe destacar que, tanto los paños de línea en el extremo de S/E Likanantai como las estructuras de los enlaces de conexión desde la S/E Likanantai hasta el punto de seccionamiento, de propiedad de Transelec, no deben ser ampliados, ya que cuentan con la capacidad necesaria para su operación, los que corresponden a 4 km aproximadamente. El segmento restante de la línea, aproximadamente 30 km, corresponde a AES Gener S.A.

Para realizar lo anterior, se ha considerado el cambio del o los conductores que componen la línea por un conductor de alta temperatura y baja flecha, que permita mantener las actuales faja de seguridad y franja de servidumbre y que, además, permita el aumento de capacidad del tramo hasta a lo menos 660 MVA.

Considerando lo previamente expuesto, para efectos de la valorización se ha considerado la utilización de un conductor de aluminio ACCC 570 mm².

Junto con el cambio de conductor, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Suministro e instalación de nuevas cadenas de aisladores.
- Suministro e instalación de nuevos herrajes y ferretería asociada que permitan la correcta instalación del nuevo conductor.
- Desmontaje y retiro del o los conductores de ambos circuitos de la línea a intervenir, junto con todas las cadenas de aisladores, herrajes, ferretería y otros accesorios que no puedan ser reutilizados en el proyecto.

1.1.5.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir, debiendo adecuarse algunos caminos de acceso en caso de ser necesario.

Debe tenerse en cuenta que la longitud definitiva de la línea que se debe ampliar dependerá de la ubicación de la subestación seccionadora Likanantai, por lo tanto, para efectos de la obra deben considerarse los enlaces de seccionamiento que utilizará dicha subestación.

En cuanto a los impactos medioambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de estructuras para el tramo a intervenir.

1.1.5.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización del proyecto se consideró lo siguiente:

Tabla 5: Suministro y montaje de equipos principales.

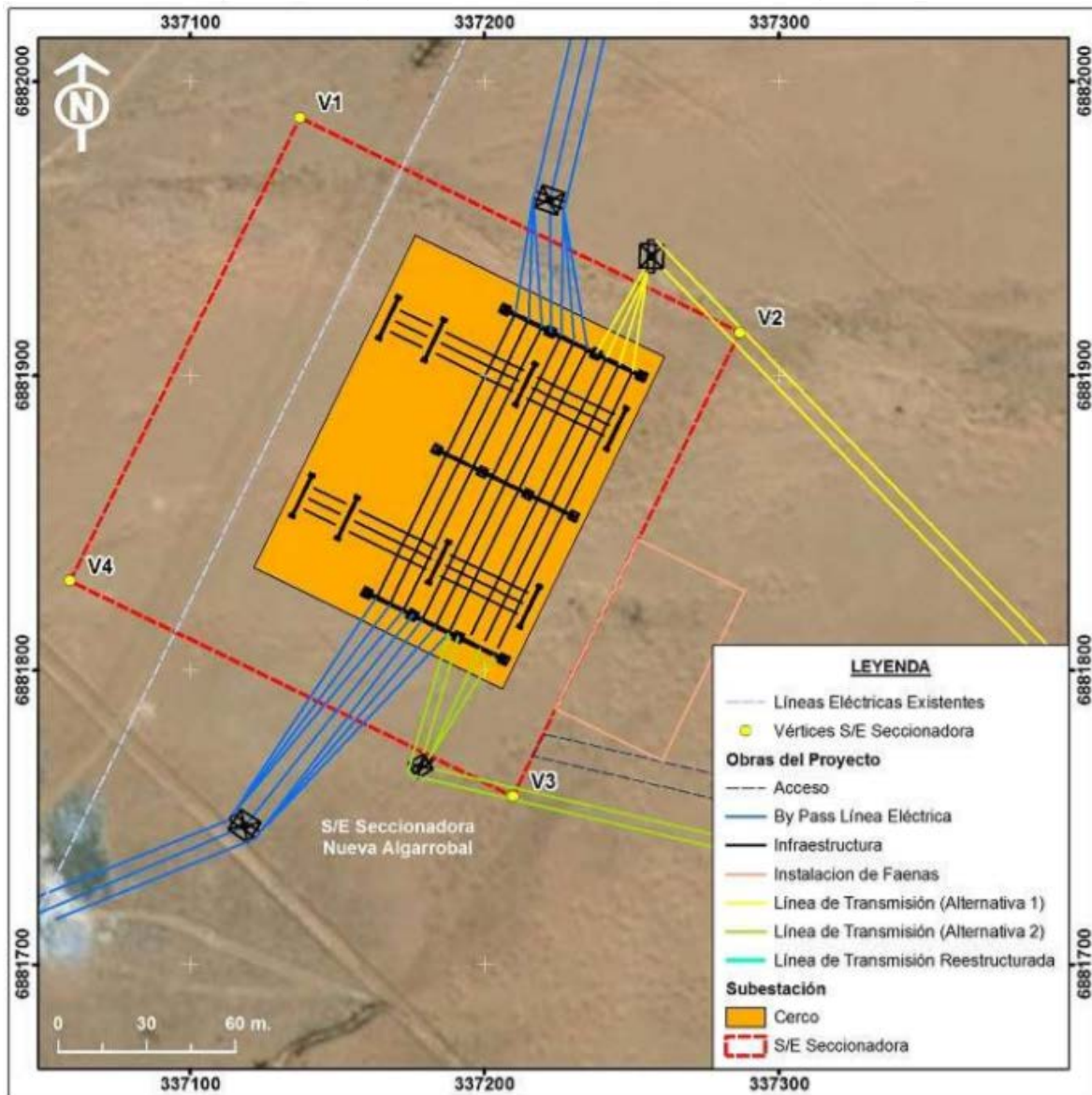
ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Conductor de aluminio ACCC 570 mm ² (metros)	225.500
2	Grampa y ferretería de anclaje	414
3	Grampa y ferretería de suspensión	360

1.1.6 AMPLIACIÓN EN SE ALGARROBAL 220 KV (IM)

1.1.6.1 Situación existente

La subestación Algarrobal, actualmente en construcción, es de propiedad de la empresa Engie Energía Chile S.A. y se ubicará aproximadamente a 458 m.s.n.m, en la región de Atacama, Comuna de Vallenar. A continuación, se presenta una proyección de la ubicación y la disposición de equipos del patio de 220 kV de la S/E Algarrobal.

Figura 1.10: Proyección de la ubicación de la Subestación Algarrobal.



Área del proyecto

DISPOSICIÓN EQUIPOS PATIO 220 kV - PLANTA
EXC. SIN ESORA

EMITIDO PARA LICITACIÓN
DECRETO EXENTO N°422

17

patio de 220 kV deberá considerar espacio adicional para dos diagonales con barras y plataforma construidas, que permitan la conexión de proyectos de generación de la zona y espacio para otras dos diagonales con terreno nivelado para futuros proyectos. Cabe mencionar que mediante el proceso de Acceso Abierto que lleva a cabo el Coordinador, las posiciones disponibles en barra ya cuentan con solicitudes en curso, por lo que no hay posibilidad de contar con nuevas posiciones para la conexión de futuros proyectos de la zona. En cuanto a la ubicación, de acuerdo a lo establecido en el Decreto respectivo, la subestación se deberá emplazar aproximadamente a 50 km al norte de la actual subestación Maitencillo 220 kV y dentro de un radio 3 km respecto a este punto.

Por último, de acuerdo a lo establecido por Decreto y bases de licitación de la obra en S/E Algarrobal, se cuenta con espacio en terreno nivelado hacia el noroeste de la subestación que permitiría extender las barras de 220 kV en dos diagonales completas, tal como se observa de la figura 2 anterior.

1.1.6.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Ampliación de las barras en 220 kV en la misma configuración de barras que se encuentra en construcción, considerando la extensión de plataforma e instalaciones comunes del patio de 220 kV.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Extensión de la plataforma.
- Construcción de fundación para los marcos de barra.
- Instalación de marcos de barra para la ampliación de las barras con sus correspondientes cadenas de aisladores y ferreterías.
- Construcción y adecuación de malla a tierra subterránea.
- Ampliación de los Servicios auxiliares si las obras así lo requiriesen.

Debe considerarse además la extensión de los caminos laterales, ampliación del cerco interior del patio de alta tensión y muro exterior de la subestación en caso de ser necesario.

1.1.6.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en este anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las instalaciones proyectadas afectando un mínimo la operación de las instalaciones en servicio.

El espacio que se ha considerado para la ubicación de la obra de expansión no contiene instalaciones eléctricas en operación.

Cabe mencionar que actualmente la subestación se encuentra en construcción, obra que fue fijada mediante Plan de Expansión Nacional 2016-2017 mediante Decreto Exento N° 422 de 2017 del Ministerio de Energía, y cuya fecha de entrada en operación se estima para

finis del año 2020, por lo que no se visualizan problemas de factibilidad en el desarrollo de la obra propuesta en el presente plan de expansión.

El análisis realizado permite concluir que no existen interferencias de importancia, como tampoco se visualizan requerimientos especiales. Por lo tanto, la obra de expansión tiene factibilidad técnica para su construcción.

1.1.6.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Algarrobal se consideró lo siguiente.

Tabla 6: Suministro y montaje de materiales eléctricos.

N°	Suministro	Cantidad
1	Conductor Aluminio AAC 1192,5 mm ² (metros)	641
2	Marco de barra 220 kV (2 pilar, 1 viga)	2

1.1.7 AMPLIACIÓN EN S/E DON HÉCTOR 220 KV (IM) Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 2X220 KV NUEVA MAITENCILLO – PUNTA COLORADA

1.1.7.1 Situación existente

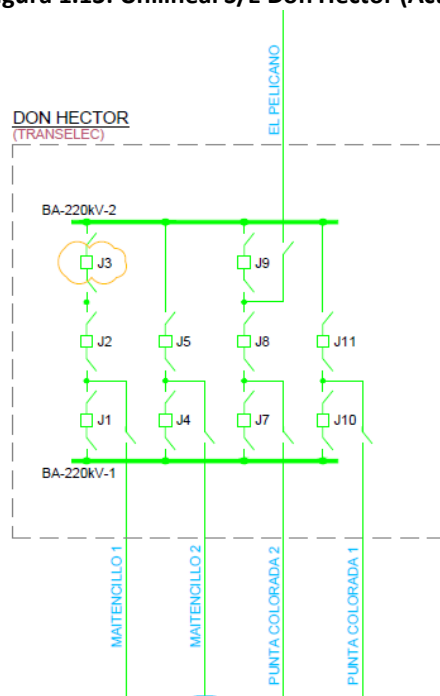
La subestación Don Héctor, de propiedad de Transelec S.A., se ubica aproximadamente a 1.165 m.s.n.m, en la región de Atacama, comuna de Vallenar y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19 J: 311954.92 m Este, 6776445.49 m Sur.

Figura 1.12: Ubicación de S/E Don Héctor



La subestación Don Héctor actualmente cuenta con un patio de 220 kV en configuración interruptor y medio, con diagonales que utilizan equipamiento híbrido o HIS (Hybrid Insulated Substation), y se encuentra conectada en el Sistema Eléctrico Nacional a través de las líneas 2x220 kV Don Héctor – Maitencillo, 2x220 kV Punta Colorada – Don Héctor y 1x220 kV Don Héctor – El Pelicano.

Figura 1.13: Unilineal S/E Don Héctor (Actual)



1.1.7.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Seccionamiento de la línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada en subestación Don Héctor, incluyendo los enlaces hacia esta última subestación y la construcción de dos diagonales utilizando equipamiento híbrido para el seccionamiento de la línea.
- Ampliación de las barras principales de la S/E Don Héctor en 4 diagonales, 2 de las cuales serán utilizadas por el seccionamiento de línea mencionada anteriormente.

En virtud de las obras que se deben ejecutar y dada la situación actual en S/E Don Héctor, se observa que puede ser necesaria la compra de terreno aledaño a la subestación para realizar la extensión de barras y plataforma requeridas por el proyecto.

En particular, para el desarrollo de la presente ingeniería conceptual, se consideró la extensión de barras, plataformas e instalaciones comunes hacia el sector sur de la subestación Don Héctor, proyectándose en esta ampliación la construcción de las dos nuevas diagonales necesarias para el seccionamiento y el espacio en barra y plataforma para las dos diagonales futuras requeridas por el proyecto.

En cuanto a los enlaces de seccionamiento, se consideraron dos tramos en estructuras de doble circuito, de aproximadamente 2,5 km cada uno, utilizando el mismo conductor proyectado para la línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada, correspondiente a un ACAR 900 MCM, dos conductores por fase.

Además de lo considerado anteriormente, no se observan interferencias ni la necesidad de reubicar estructuras o equipos para la realización del proyecto dentro de la subestación.

Finalmente, no se vislumbran requerimientos de desconexiones prolongadas de suministro eléctrico u obras provisorias para la ejecución del proyecto ya que, a partir de la información con la que se cuenta, sería posible desarrollar la obra manteniendo en servicio las instalaciones existentes.

En consecuencia, el sector propuesto para el desarrollo de la obra de ampliación en subestación Rosario se muestra en la siguiente imagen.

Figura 1.14: Identificación del área referencial para ejecutar el proyecto en S/E Don Héctor.



A partir de lo dispuesto anteriormente, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Extensión de la plataforma del patio de 220 kV de la subestación, y adecuación de plataforma existente en caso de ser requerido.
- Extensión de la malla de puesta a tierra existente, y su adecuación en caso de ser requerido.
- Construcción de fundaciones asociadas a estructuras y equipos requeridos en el proyecto.
- Suministro y montaje de estructuras asociadas a barras, líneas y equipos.
- Extensión y/o readecuación de las canalizaciones existentes en la subestación.
- Extensión y/o readecuación de los caminos interiores existentes en la subestación, así como los cercos interiores, exteriores y otras instalaciones comunes.
- Construcción de dos nuevas casetas de control asociadas a las nuevas diagonales que se instalarán.

-
- Ampliación de los servicios auxiliares de la subestación en caso de ser necesario para el desarrollo de las obras.
 - Desmontaje del tramo seccionado de la línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada, en caso de ser necesario.

1.1.7.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

Como fue mencionado anteriormente, el proyecto ha considerado la posibilidad de compra de terreno para ejecutar las obras necesarias, sin embargo, aparte de este punto no se observan interferencias adicionales para la ejecución del proyecto en la subestación.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

Por parte del seccionamiento, se debe considerar que la línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada se encuentra actualmente en construcción, por lo que se deben establecer las coordinaciones pertinentes para la intervención de dicha línea. A su vez, la construcción de los enlaces debe realizarse de forma tal que no impida la llegada de nuevos circuitos a la subestación Don Héctor, aspecto que fue considerado en el desarrollo de la presente ingeniería conceptual. Asimismo, deben tomarse en cuenta los cruces de los nuevos enlaces de seccionamiento con líneas existentes, generando las condiciones que permitan estos cruces de manera segura, contemplando el uso de estructuras especiales u otras labores que cumplan con este fin.

En cuanto a los impactos medioambientales y sociales de este proyecto, se debe tomar en cuenta que la construcción de los enlaces de seccionamiento y la ampliación de la subestación Don Héctor requerirán compra de terreno y obtención de franjas de servidumbre, por cuanto se debe verificar que estas obras se ejecuten de acuerdo con la normativa ambiental vigente.

1.1.7.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Don Héctor se consideró lo siguiente.

Tabla 7: Suministro y montaje de estructuras principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Equipo híbrido 220 kV (interruptor con dos desconectores y TTCC)	6
2	Transformador de potencial 220 kV	12
3	Pararrayos 220 kV	12
4	Desconector trifásico 220 kV c/conexión de puesta a tierra	4
5	Trampa de onda	8
6	Condensador de acoplamiento 220 kV	8

1.1.8 AMPLIACIÓN EN S/E DON GOYO 220 KV (BPS+BT)

1.1.8.1 Situación existente

La subestación Don Goyo de propiedad de la empresa Don Goyo Transmisión S.A. se encuentra ubicada en la comuna de Ovalle, Región de Coquimbo, con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19J: 260806 Este, 6618077 Sur, en el lado poniente de la Ruta 5 Norte.

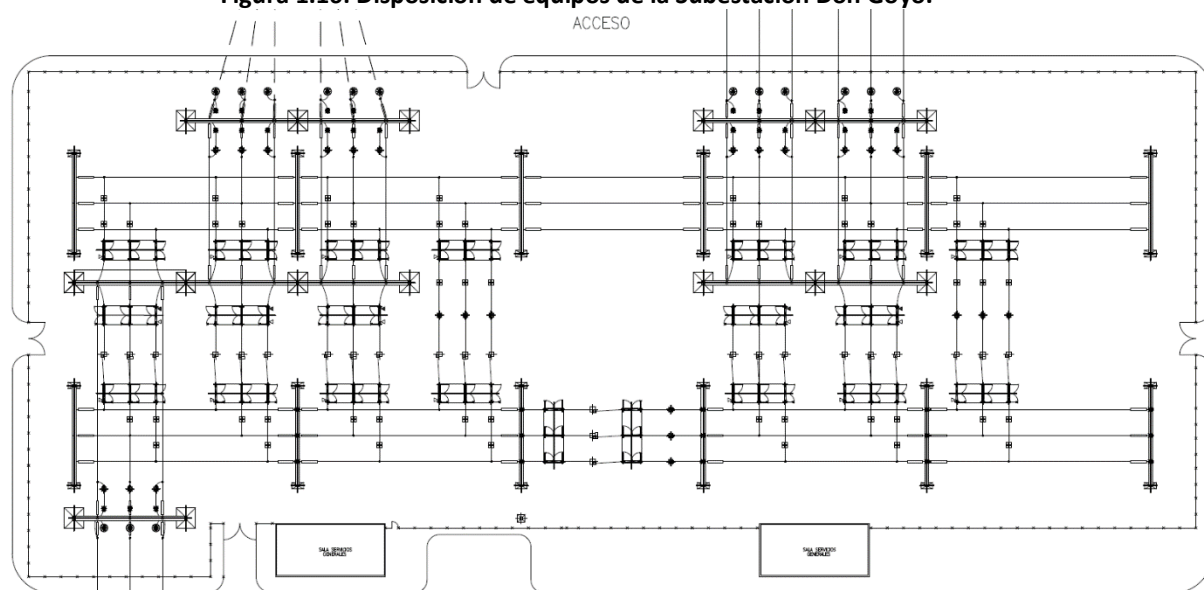
Figura 1.15: Vista de la Subestación Don Goyo con proyección de instalaciones existentes.



La subestación Don Goyo cuenta con una configuración de barra principal seccionada con barra de transferencia; ambas compuestas por conductores 1xAAAC Flint 740,8 MCM. Las barras actuales poseen ocho (8) paños en total, donde cuatro (4) de ellos (J2, J3, J4 y J5) corresponden a las posiciones que actualmente seccionan el doble circuito (2x220 kV) de la Línea Pan de Azúcar – La Cebada y los cuatro (4) paños restantes corresponden a dos (2) paños de transferencia (JR1 y JR2), un paño seccionador (JS) de barras y un (1) paño de línea (J1) asociado a la Subestación Elevadora (El Arrayán) conectada a la central eólica El Arrayán.

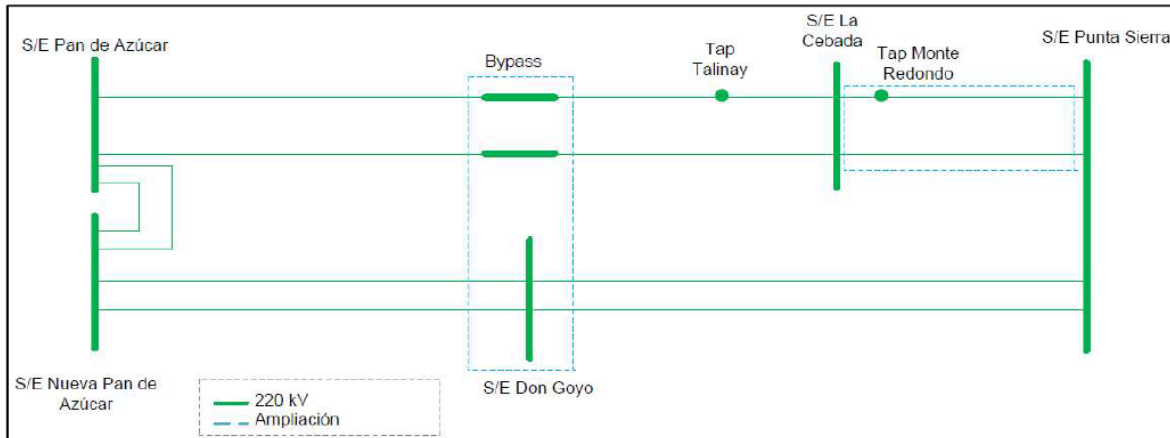
La disposición de equipos actual de la subestación Don Goyo es la siguiente:

Figura 1.16: Disposición de equipos de la Subestación Don Goyo.



Adicionalmente, de acuerdo a lo fijado mediante Decreto Exento N° 171 de 2020 del Ministerio de Energía, en particular en el numeral 1.7, actualmente se encuentra en proceso de licitación la Obra “Ampliación en S/E Don Goyo, Seccionamiento Línea 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra y Bypass Línea 2x220 kV Pan de Azúcar – La Cebada”, obra de expansión que en su condición final modificará el actual seccionamiento en esta subestación de la línea Pan de Azúcar – La Cebada por el seccionamiento de la línea 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra, tal como se representa en el esquema simplificado de la siguiente Figura.

Figura 1.17: Esquema simplificado de la futura condición de la Subestación Don Goyo y las líneas 220 kV de la zona.

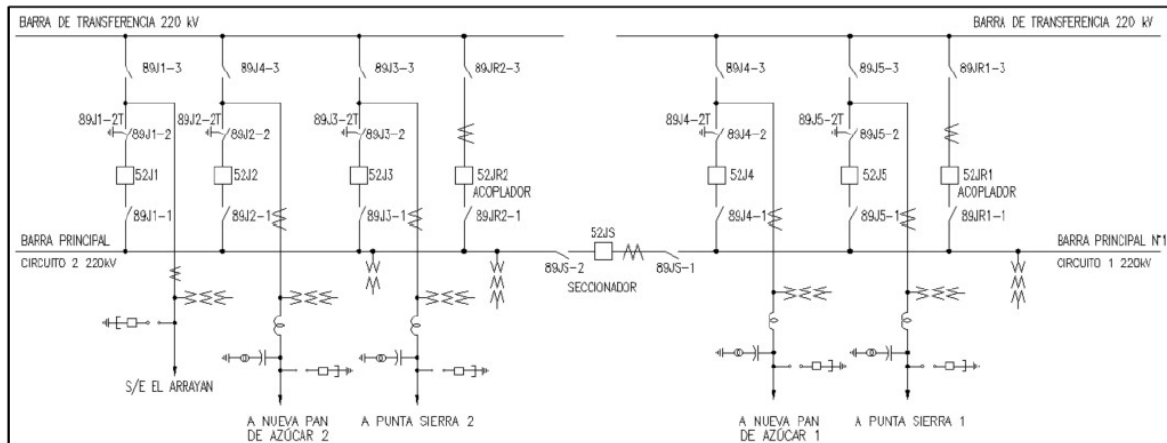


A modo de referencia, a continuación, se presentan diagramas e imágenes que muestran la condición final en la subestación con la obra de ampliación fijada en el Decreto Exento N° 171 una vez ejecutada.

Figura 1.18: Imagen de la Subestación Don Goyo con la zona donde se ejecutará la obra del Decreto Exento N°171.



Figura 1.19: Diagrama unilineal futuro de la Subestación Don Goyo incluyendo la obra del Decreto Exento N°171.



Además, cabe mencionar que, de acuerdo a lo establecido en las bases de licitación de la obra "Ampliación en S/E Don Goyo, Seccionamiento Línea 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra y Bypass Línea 2x220 kV Pan de Azúcar – La Cebada", se deberán reemplazar los conductores Flint ACSR 740,8 MCM de todas las barras (principales y de transferencia) por conductores del mismo tipo que el instalado en la línea 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra, es decir, con conductores ACAR 900 MCM en configuración de dos (2) conductores por fase. Por lo que, la ampliación de barras propuesta en el presente proyecto deberá realizarse utilizando el mismo conductor proyectado.

La presente obra de expansión en la subestación Don Goyo consiste en la ampliación de ambas secciones de barras principales y de las barras de transferencias, e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la misma subestación para cuatro nuevas posiciones, de manera de permitir la conexión de la nueva línea 2x220 kV Don Goyo – La Ruca y nuevos proyectos de la zona. Para efectos de lo anterior, se debe considerar 2 nuevas posiciones por cada sección de barra de manera tal que cada circuito de la nueva línea quede conectada a distintas secciones de barra. Para llevar a cabo lo anterior, es necesario la compra de terreno suficiente para el sector norte y sur de la actual subestación, de manera de permitir la construcción e instalación de los elementos requeridos. A continuación, se muestra una imagen de las eventuales zonas (en color rojo) donde se podría emplazarse la ampliación de la subestación, tanto hacia el norte como hacia al sur.

Figura 1.20: Imagen de la Subestación Don Goyo y las zonas referenciales donde podría ejecutarse la presente obra de expansión.



1.1.8.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Ampliación de las dos secciones de barra y de las barras de transferencia del patio de 220 kV en 4 nuevas posiciones, dos por cada sección de barra, considerando para ello la extensión de plataforma e instalaciones comunes del mismo patio.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Extensión de la plataforma del patio de 220 kV.
- Construcción de fundación para los marcos de barra.
- Instalación de marcos de barra para la ampliación de las barras con sus correspondientes cadenas de aisladores y ferreterías.
- Construcción y adecuación de malla a tierra subterránea.
- Ampliación de los Servicios Auxiliares si las obras así lo requiriesen.
- Compra de terreno para la construcción e instalación de las nuevas posiciones del patio de 220 kV.

Debe considerarse además la extensión de los caminos laterales, ampliación del cerco interior del patio de alta tensión y muro exterior de la subestación en caso de ser necesario.

1.1.8.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno existente de la subestación no dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir, por lo que será necesario realizar la gestión de compra de terreno suficiente y se deberá adecuar los caminos interiores de la subestación en caso de ser necesario.

Cabe mencionar que actualmente en la subestación y alrededores se realizará la obra fijada en el Decreto Exento N°171 de 2020 y cuya fecha de entrada en operación se estima para fines del año 2024, por lo que no se visualizan problemas de factibilidad en el desarrollo de la obra propuesta en el presente plan de expansión.

Adicionalmente, no se observan interferencias para la ejecución de las obras, siendo responsabilidad del adjudicatario el diseño de la solución y el cumplimiento de la normativa vigente, en lo que respecta a las distancias mínimas del equipamiento eléctrico. Tampoco se visualizan otros requerimientos especiales para la ejecución de la obra, por lo que tiene factibilidad técnica para su construcción.

1.1.8.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización del proyecto antes mencionado se consideró lo siguiente.

Tabla 8: Listado de estructuras principales.

N°	Equipo	Cantidad
1	Marco de barra 220 kV	4

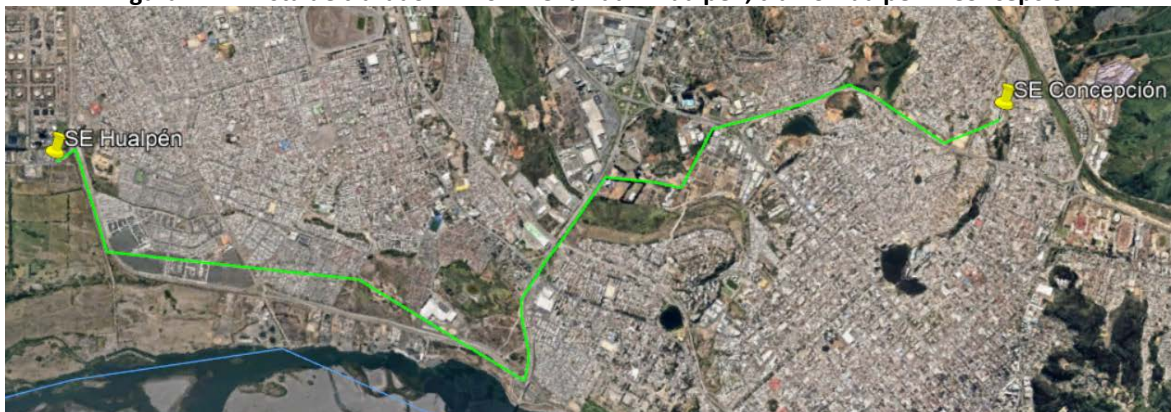
1.1.9 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X220 KV CHARRÚA – HUALPÉN, TRAMO CONCEPCIÓN – HUALPÉN

1.1.9.1 Situación existente

El trazado que se debe intervenir se encuentra ubicado en la región de Biobío, a una altura promedio de 18 m.s.n.m, y se conforma por el tramo que se extiende desde el marco de línea la actual subestación Hualpén hasta el marco de línea de la subestación Concepción. Ambas instalaciones junto con la línea que las conecta son propiedad de Transelec S.A.

A partir de lo anterior, se presenta en la siguiente imagen la línea que se debe intervenir.

Figura 1.21: Vista de trazado 1x220 kV Charrúa – Hualpén, tramo Hualpén – Concepción



La línea tiene una longitud aproximada de 11 km, con alrededor de 66 estructuras de simple circuito, siendo el conductor actual de la línea un ACAR 900 MCM.

1.1.9.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Aumento de capacidad de la línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, en el tramo comprendido entre los marcos de línea de las subestaciones Hualpén y Concepción, utilizando un conductor que permita la transmisión de una capacidad de, a lo menos, 230 MVA a 35°C con sol.

Para realizar lo anterior, se ha considerado el cambio del actual conductor ACAR 900 MCM por un conductor que permita mantener las actuales fajas de seguridad y franja de servidumbre y que, además, permita el aumento de capacidad del tramo hasta, a lo menos, 230 MVA.

Considerando lo previamente expuesto, para efectos de la valorización se ha considerado la utilización de un conductor de aluminio ACCC Dove.

Junto con el cambio de conductor, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Suministro e instalación de nuevas cadenas de aisladores.
- Suministro e instalación de nuevos herrajes y ferretería asociada que permitan la correcta instalación del nuevo conductor.
- Desmontaje y retiro del conductor ACAR 900 MCM de la línea a intervenir, junto con todas las cadenas de aisladores, herrajes, ferretería y otros accesorios que no puedan ser reutilizados en el proyecto.

- Refuerzo de las estructuras existentes que lo requieran producto de la ejecución del proyecto.
- Suministro e instalación de estructuras temporales para la ejecución de variantes que permitan mantener el suministro durante las obras.

1.1.9.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir en la mayor parte del trazado.

A su vez, dado que la línea que se ampliará es de simple circuito, se considera como posibilidad la necesidad de instalar estructuras temporales para reubicar la línea mientras se realizan las obras de cambio de conductor y así no interrumpir el suministro a clientes finales por tiempos prolongados.

En cuanto a los impactos medioambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de estructuras para el tramo a intervenir.

1.1.9.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización del proyecto se consideró lo siguiente:

Tabla 9: Suministro y montaje de equipos principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Conductor de aluminio ACCC Dove (metros)	34.269
2	Grampa y ferretería de anclaje	297
3	Grampa y ferretería de suspensión	132

1.1.10 REACTOR EN S/E NUEVA ANCUD (NR AT)

1.1.10.1 Situación existente

La subestación Nueva Ancud actualmente se encuentra en construcción por parte de Transelec Holdings Rentas Limitada, y se ubicará a una altura aproximada de 76 m.s.n.m, en la región de Los Lagos, comuna de Ancud y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 18G: 609554,00 m Este, 5353925,00 m Sur.

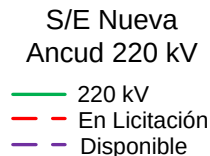
Figura 1.22: Área de S/E Nueva Ancud (en construcción).



La subestación Nueva Ancud, actualmente está siendo construida según las condiciones fijadas por el proyecto “Línea Nueva Puerto Montt – Nueva Ancud 2x500 kV 2x1500 MVA, Nuevo Cruce Aéreo 2x500 kV 2x1500 MVA, ambos energizados en 220 kV y S/E Nueva Ancud 220 kV” en el Decreto Exento N° 422 de 2017, del Ministerio de Energía. La S/E Nueva Ancud cuenta con un patio de 220 kV en tecnología AIS o Air Insulated Switchgear y con una configuración de barras en interruptor y medio. Dicha S/E contará con dos diagonales tendidas, cuyos paños corresponderán a la nueva línea hacia S/E Tineo (2 paños), S/E Pargua (1 paño), S/E Chiloé (1 paño). Adicionalmente, es importante resaltar que, según se observa en los planos de planta, la S/E Nueva Ancud poseerá espacio en barra para la construcción de dos diagonales adicionales, de las cuales media diagonal será utilizada por la obra “Ampliación en S/E Chiloé y Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Nueva Ancud - Chiloé” del Decreto Exento N° 171 de 2020, del Ministerio de Energía.

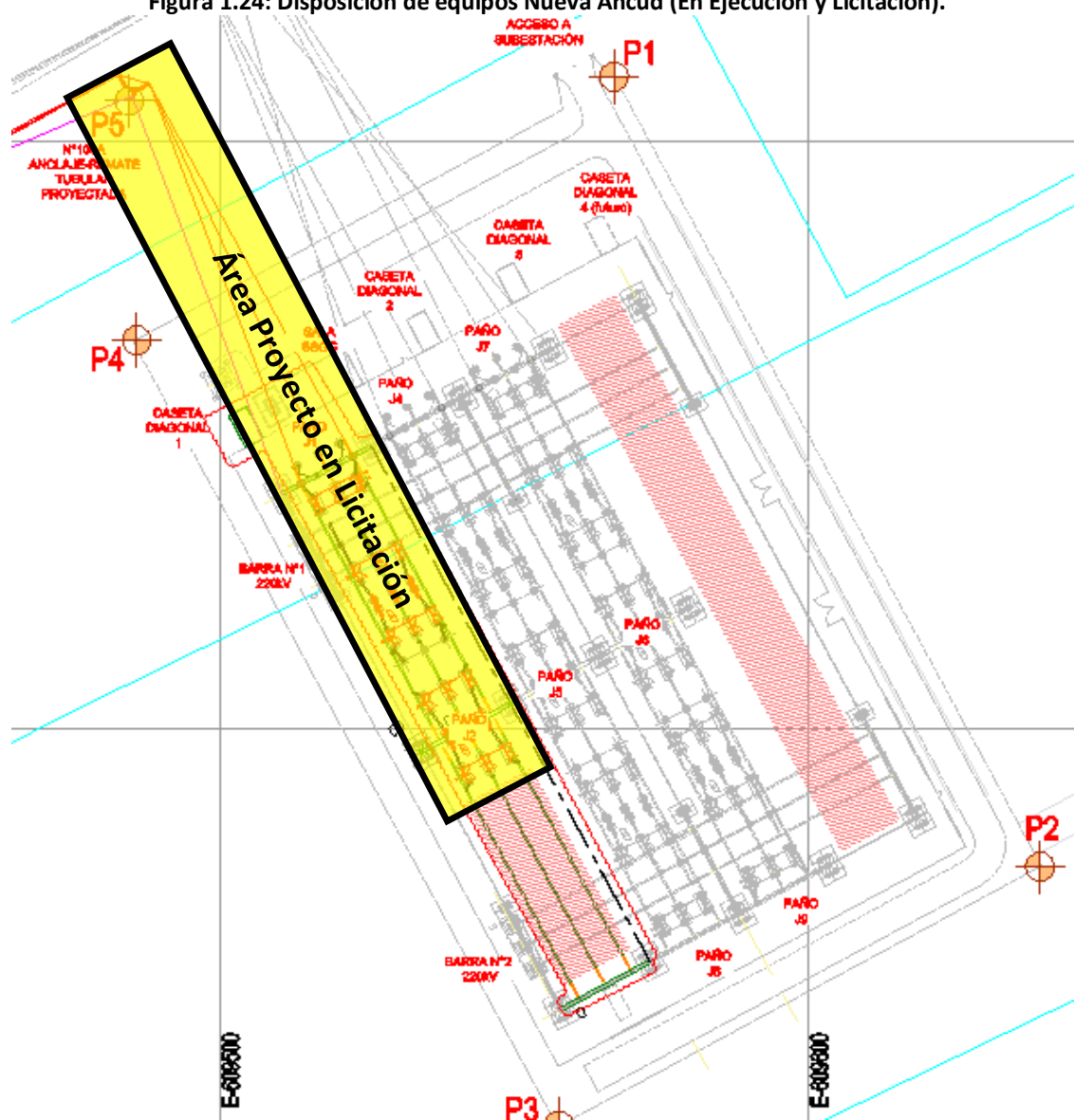
Frequency	Percentage
Daily	75%
Not daily	25%

Figura 1.23:Diagrama Unilineal Simplificado S/E Nueva Ancud 220 kV.



Obras actualmente en estado de licitación).

Figura 1.24: Disposición de equipos Nueva Ancud (En Ejecución y Licitación).



1.1.10.2 Instalaciones a realizar

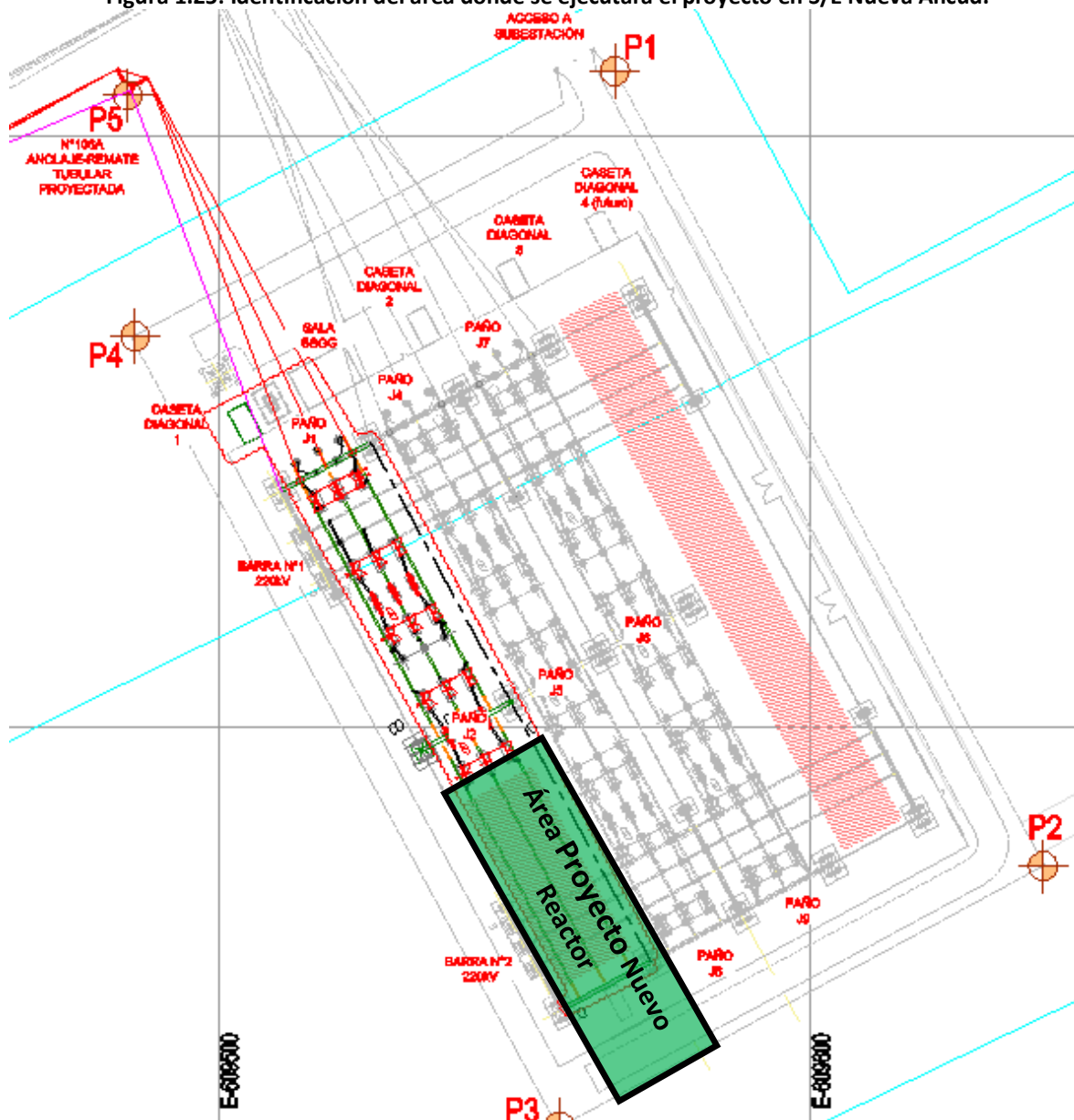
La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Instalación de un nuevo equipo reactor trifásico 220 kV de 50 MVar.
- Construcción del paño de conexión del nuevo reactor trifásico en la media diagonal disponible complementaria a la que será utilizada en la obra actualmente en licitación "Ampliación en S/E Chiloé y Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Nueva Ancud - Chiloé" del Decreto Exento N° 171 de 2020, del Ministerio de Energía que contiene las obras de ampliación correspondientes al Plan de Expansión 2019.

Para efectos de lo anterior, resulta factible utilizar el espacio disponible dentro del terreno de la subestación, y que cuenta con espacio en barra extendida, utilizando la media diagonal complementaria del proyecto en estado de licitación “Ampliación en S/E Chiloé y Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Nueva Ancud - Chiloé” del Decreto Exento N° 171 de 2020, del Ministerio de Energía, y sin la necesidad de realizar desconexiones de suministro eléctrico o de construir instalaciones provisorias durante el período de construcción.

En consecuencia, se propone la instalación de los nuevos equipamientos en la zona identificada en la siguiente imagen.

Figura 1.25: Identificación del área donde se ejecutará el proyecto en S/E Nueva Ancud.



A partir de lo dispuesto anteriormente, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Refuerzo o demolición de fundaciones existentes, de manera de permitir la instalación del nuevo equipo con su respectiva fundación.
- Construcción de las fundaciones de los equipos y estructuras nuevas a instalar.
- Construcción de foso recolector de aceite y foso separador agua-aceite, y su conexión.
- Construcción de canalizaciones para equipos y paños a instalar.
- Instalación de equipos de protección, control y medición para paños y equipos junto con todas sus funciones correspondientes.
- Repotenciamiento de equipos asociados a servicios auxiliares e instalaciones comunes en caso de ser requerido.
- Extensión y/o reposición de la plataforma en el sector intervenido por el proyecto.
- Extensión y/o reubicación de los caminos existentes de la subestación.
- Construcción de cierros perimetrales interiores para el nuevo equipamiento.
- Movimientos de tierra y nivelación de terrenos, según corresponda
- Extensión, modificación y/o refuerzo de la malla de puesta a tierra subterránea y aérea existentes en el sector intervenido por el proyecto.
- Adecuaciones en sala de control en caso de ser requerido.

1.1.10.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir. Asimismo, no se observan interferencias para la ejecución de las obras, teniendo presente que la instalación de los nuevos equipamientos cumpliría con las distancias mínimas entre los distintos elementos de la subestación exigidas por la normativa técnica vigente.

Es preciso señalar que la presente obra utiliza la media diagonal complementaria al proyecto en estado de licitación “Ampliación en S/E Chiloé y Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Nueva Ancud - Chiloé” del Decreto Exento N° 171 de 2020, del Ministerio de Energía, y en base a lo anterior, en caso de declararse desierto dicho proceso, el Coordinador deberá incorporar en una nueva licitación ambas obras, la del D171 y la del presente Plan de Expansión, de manera que sean licitadas en conjunto. Con todo, será responsabilidad de la(s) empresa(s) adjudicataria(s) hacer las coordinaciones y gestiones tendientes al fiel cumplimiento del desarrollo del proyecto en los plazos estipulados.

En cuanto a los impactos medio ambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

1.1.10.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Nueva Ancud se consideró lo siguiente.

Tabla 10 1: Suministro y montaje de equipos principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Reactor Trifásico 220 kV – 50 MVar	1
2	Interruptor 220 kV, Tanque Muerto	1
3	Desconectador 3F 220 kV s/cpt	3
4	Pararrayos 220 kV	3
6	Transformador de Corriente para Neutro de Reactor	1

1.1.11 NUEVA S/E SECCIONADORA NUEVA LAGUNAS Y NUEVA LÍNEA 2X500 KV NUEVA LAGUNAS – KIMAL

1.1.11.1 Situación existente

Actualmente la subestación Kimal, de propiedad de la empresa Sociedad Austral De Transmisión Troncal S.A., se ubica aproximadamente a 1.255 m.s.n.m, en la región de Antofagasta, comuna de María Elena y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19K: 450.371 Este, 7.533.829 Sur. Esta subestación corresponde a la instalación más al norte que posee equipamiento en 500 kV, y de acuerdo al desarrollo esperado del sistema, es que se hace necesario tener otro punto robusto en el sistema más al norte.

A propósito de lo anterior, es que se desarrolla la nueva subestación Nueva Lagunas, en las cercanías de la actual subestación Lagunas, mediante el seccionamiento de la línea 2x220 kV Tarapacá – Lagunas. Dicha subestación se deberá emplazar dentro de un radio de 5 kilómetros desde la subestación Lagunas al oeste, en el área que se ubica al poniente de la Ruta 5 Norte. A su vez, el proyecto considera la construcción de enlaces para el seccionamiento de la línea mencionada en la subestación Nueva Lagunas, manteniendo al menos, las características técnicas de la actual línea de transmisión que se secciona hacia la subestación Tarapacá, mientras que, hacia la subestación Lagunas, el enlace debe poseer

un conductor con capacidad de transmisión de, al menos, 1.000 MVA por circuito a 35°C temperatura ambiente con sol

Además, el proyecto considera la instalación de un banco de autotransformadores de 500/220 kV, 750 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) más unidad de reserva automatizada, con sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión.

La nueva subestación Nueva Lagunas considera que la configuración de los patios de 500 kV y 220 kV de la subestación Nueva Lagunas corresponderá a interruptor y medio, con capacidad de, al menos, 2.000 MVA, con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol para ambos patios. Para el patio de 500 kV, se deberá considerar espacio en barra y plataforma para dos diagonales, de manera de permitir la conexión de la nueva línea 2x500 kV Nueva Lagunas – Kimal y la conexión del transformador de poder 500/220 kV, la cual completará una de las medias diagonales asociadas a la nueva línea, mientras que para el patio de 220 kV, se deberá considerar espacio en barra y plataforma, para tres diagonales, de manera de permitir el seccionamiento de la línea de 2x220 kV Encuentro – Lagunas y la conexión del banco de autotransformadores 500/220 kV, y terreno nivelado para dos futuras diagonales.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva línea de doble circuito en 500 kV y, al menos, 1.700 MVA de capacidad de transmisión a 35°C temperatura ambiente con sol, entre la nueva subestación Nueva Lagunas y la subestación Kimal, con sus respectivos paños de conexión en cada subestación de llegada. La línea contempla también la instalación de equipos de compensación serie en el extremo de la subestación Nueva Lagunas, que permitan la compensación de, al menos, el 40% de su reactancia, así como la construcción de cuatro bancos de reactores shunt para la línea, de 75 MVAR, con su respectiva unidad de reserva, los cuales serán instalados uno en cada extremo de los circuitos de la línea.

Figura 1.26: Ubicación de S/E Kimal.



Figura 1.27: Ubicación general y referencial de la S/E Nueva Lagunas.



Figura 1.28: Zona de emplazamiento de la nueva línea 2x500 kV Nueva Lagunas – Kimal.



1.1.11.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Construcción de la nueva subestación Nueva Lagunas, con patio de 500 kV y 220 kV, ambos en configuración interruptor y medio, con capacidad de barra de, al menos, 2.000 MVA, con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol para ambos patios.
- Seccionamiento de la línea 2x220 kV Tarapacá – Lagunas, con sus respectivos paños y conexión a la subestación Nueva Lagunas.
- Instalación de nuevo transformador 500/220 kV de 750 MVA de capacidad y Cambiador de Derivación Bajo Carga (CBDC), con sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión en la subestación Nueva Lagunas.
- Construcción de una línea de doble circuito en 500 kV entre la subestación Nueva Lagunas y la subestación Kimal de 1.700 MVA de capacidad de transmisión a 35°C temperatura ambiente con sol para cada circuito con sus respectivos paños. La línea contempla también la instalación de equipos de compensación serie en el extremo de la subestación Nueva Lagunas, que permitan la compensación de, al menos, el 40% de su reactancia, así como la construcción de cuatro bancos de reactores shunt para

la línea, de 75 MVar, con su respectiva unidad de reserva, los cuales serán instalados uno en cada extremo de la línea (un banco para cada extremo de los circuitos).

En lo que respecta a la nueva línea es preciso indicar que se ha estimado la longitud del trazado de manera referencial y corresponderá al adjudicatario de la obra en la respectiva licitación, el determinar el trazado efectivo que tendrá la línea con motivos de la tramitación ambiental y el establecimiento de las respectivas servidumbres.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Obtención de permisos ambientales y sectoriales.
- Tramitación de servidumbres con propietarios de terrenos.
- Tendido de cable de guardia OPGW.
- Construcción de fundaciones para estructuras.

1.1.11.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El proyecto contempla el trazado de una línea de aproximadamente 200 km, por ende, la tramitación ambiental, la obtención de los permisos sectoriales y la adquisición de las servidumbres, deberá ser realizada en su totalidad por el adjudicatario de la obra de transmisión.

Para la conexión de los extremos de los paños de línea, es necesaria previamente o de manera coordinada la ampliación de las barras respectivas que permitan la construcción e instalación de los paños de línea correspondientes.

Adicionalmente, no se observan interferencias para la ejecución de las obras, siendo responsabilidad del adjudicatario el diseño de la solución y el cumplimiento de la normativa vigente, en lo que respecta a las distancias mínimas del equipamiento eléctrico. Tampoco se visualizan otros requerimientos especiales para la ejecución de la obra.

1.1.11.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización del proyecto se consideró lo siguiente.

Tabla 11: Suministro y montaje de equipos principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Autotransformador 1F 525/220 kV, 250 MVA	4
2	Conductor Aluminio AAAC Cairo 236 mm ² [m]	5.040.000
3	Conductor Aluminio AAC Coreopsis 806 mm ² [m]	9.800
4	Desconectador 1F 220 kV Pantógrafo 3150 A	22
5	Desconectador 1F 500 kV horizontal c/cpt 3150 A	12
6	Desconectador 1F 500 kV horizontal c/cpt 4000 A	15
7	Desconectador 1F 500 kV horizontal s/cpt 3150 A	45
8	Desconectador 1F 500 kV Pantógrafo 3150 A	48
9	Desconectador 3F 220 kV c/cpt 4000 A	5
10	Desconectador 3F 220 kV s/cpt 4000 A	10
11	Interruptor 220 kV, 4000 A, 63 KA, Comando Monopolar	8
12	Interruptor 500 kV (800 kV max), 3150 A, 50 KA, Comando Monopolar, Tanque vivo	6
13	Interruptor 525 kV, 4000 A, 53 KA, Comando Monopolar, Tanque muerto	13
14	Pararrayos 220 kV	18
15	Pararrayos 500 kV	30
16	Plataforma de Compensación Serie 500 kV - 3150 A - 36 Ohm	2
17	Reactor Monofásico 525 kV - 25 MVAR - OA	14
18	Torre de anclaje 500 kV doble circuito, 4 cond. por fase (30°)	30
19	Torre de anclaje 500 kV doble circuito, 4 cond. por fase (90°)	10
20	Torre de suspensión 500 kV doble circuito, 4 cond. por fase	380
21	Trampa de Onda 3150 A - 40 KA	16
22	Transformador de Corriente 220 kV, 4 Núcleos	36
23	Transformador de Corriente 220 kV, 5 Núcleos	12
24	Transformador de Potencial 220 kV, inductivo, 30 VA	21
25	Transformador de Potencial 500 kV, inductivo, 15 VA	21

1.1.12 NUEVA S/E SECCIONADORA LA INVERNADA

1.1.12.1 Situación existente

Actualmente existe una línea de transmisión 1x220 kV entre la S/E Celulosa Pacífico y el Tap La Esperanza, de propiedad de la empresa CMPC Celulosa, que se encuentra desconectada del Sistema Eléctrico Nacional. En el caso del Tap Esperanza, también desconectado del sistema, es de propiedad de la empresa Transelec y se encuentra ubicado aproximadamente a 23 km al sur de la S/E Mulchén. La subestación Celulosa Pacífico se encuentra a una altura aproximada de 196 m.s.n.m. mientras que el Tap La Esperanza se encuentra a una altura aproximada de 216 m.s.n.m., y se ubican en la región de la Araucanía, comuna de Collipulli. La Figura 1, muestra el área en donde se encuentran las instalaciones que se intervendrían con el proyecto propuesto.

Figura 1.29: Área del proyecto Nueva S/E Seccionadora La Invernada.



La línea 1x220 kV La Esperanza – Celulosa Pacífico, de acuerdo a lo informado por la empresa propietaria y promotora del proyecto, es de aproximadamente 12 km de longitud, de capacidad 223 MVA y conductor AASC Flint, y a pesar de estar en desuso y desconectada del sistema, se encuentra en perfecto estado dado que se realizan mantenimientos periódicos a sus instalaciones. En cuanto a la subestación Celulosa Pacífico, posee un patio en 220 kV en configuración barra simple a la cual se encuentra conectada la línea 1x220 kV Celulosa Pacífico – Celulosa Santa Fe, todas instalaciones dedicadas. En el caso la línea 1x220 kV Duqueco – Los Peumos, de propiedad de Transelec, tiene una longitud de aproximadamente 92 km con una capacidad de 264 MVA y conductor ACAR 455,7 mm².

En base a los antecedentes proporcionados por la empresa promotora de proyectos en el marco del proceso de planificación anual de la transmisión correspondiente al año 2019, es que a continuación se presenta el diagrama unilineal simplificado de la configuración de la subestación propuesta para la zona.

Figura 1.30: Diagrama unilineal simplificado propuesto para la Nueva S/E Seccionadora La Invernada.

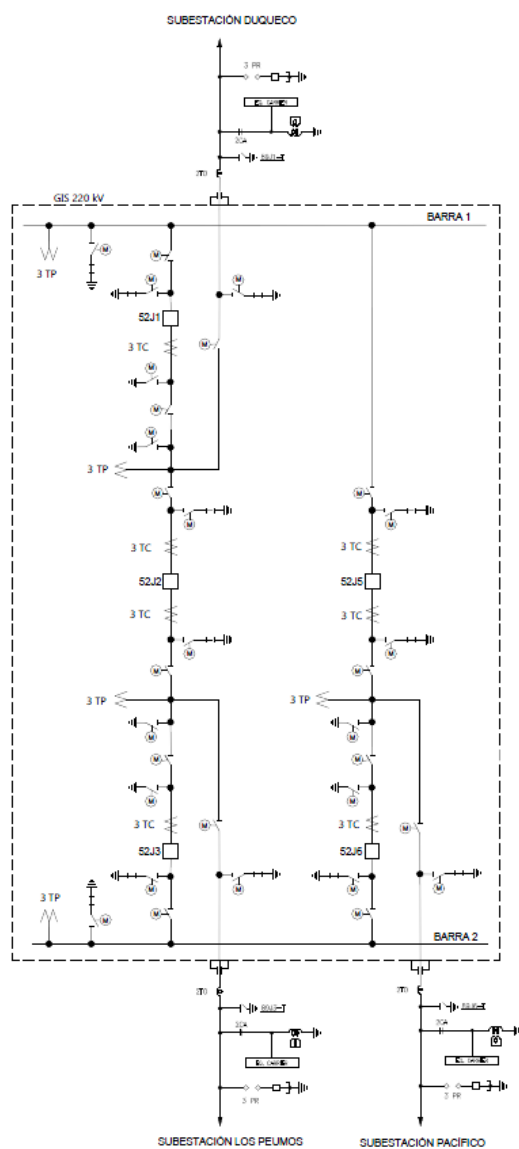
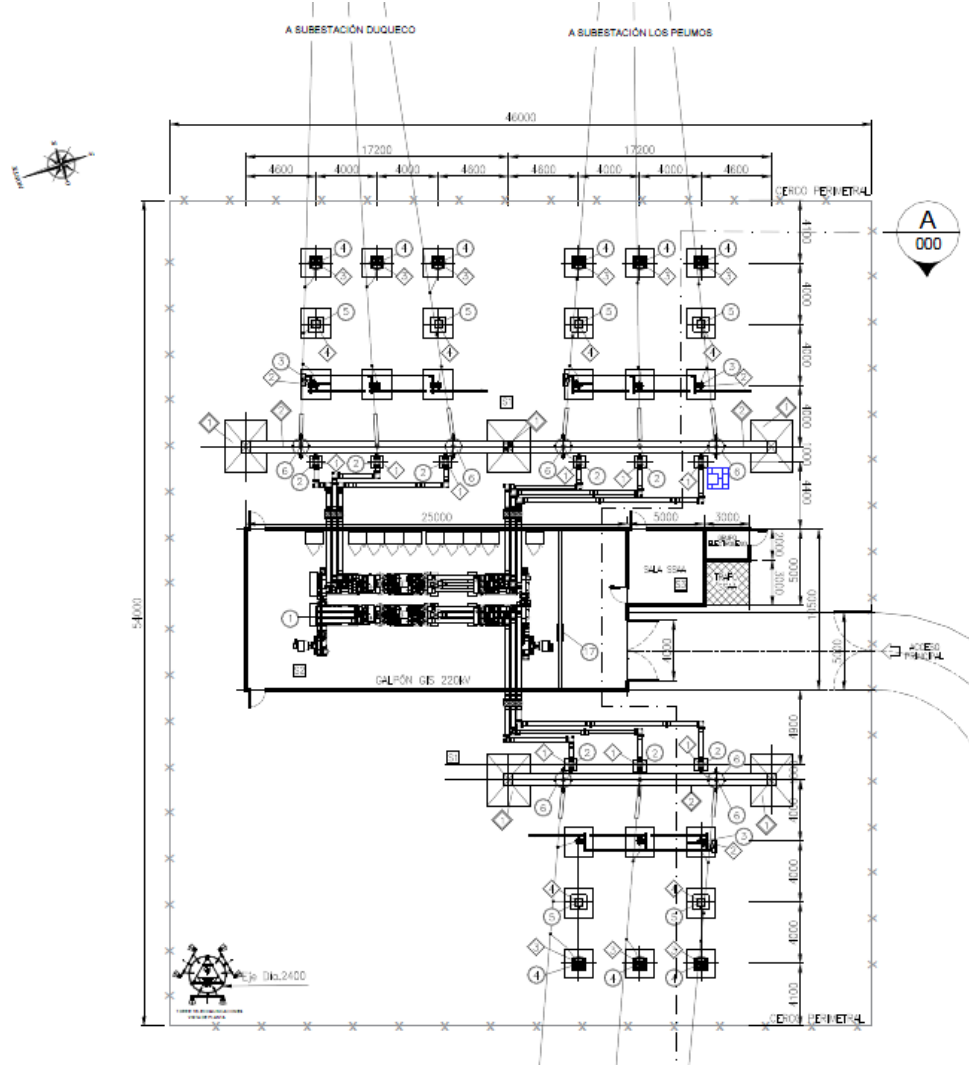


Figura 1.31: Diagrama de planta con disposición de equipos propuesto para la Nueva S/E Seccionadora La Invernada.



1.1.12.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Construcción de nueva subestación seccionadora en 220 kV, en configuración interruptor y medio, que permita la conexión del seccionamiento de la línea 1x220 kV Duqueco – Los Peumos y de la línea 1x220 kV La Esperanza – Celulosa Pacífico.
- Construcción de los paños en AT para la conexión de las líneas mencionadas.
- Construcción de los enlaces para el seccionamiento de la línea mencionada en la subestación La Invernada, con capacidad de transmisión de, al menos, 530 MVA a 35°C con sol.

En lo que respecta a la línea 1x220 kV La Esperanza – Celulosa Pacífico es preciso señalar que se deberá verificar el estado actual de manera que cumpla con la normativa técnica vigente al momento de la etapa de conexión del proyecto. Será responsabilidad del

adjudicatario de la obra en la respectiva licitación, el determinar el trazado adicional que deberá construirse para la conexión de la línea 1x220 kV La Esperanza – Celulosa Pacífico a la nueva subestación, incluyendo la tramitación ambiental y el establecimiento de las respectivas servidumbres.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Compra de terreno.
- Movimiento de tierra, plataforma, mallas de puesta a tierra, cierros perimetrales, entre otras.
- Tramitación de servidumbres con propietarios de terrenos.
- Instalaciones comunes para protecciones y servicios auxiliares.

1.1.12.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

Adicionalmente, no se observan interferencias para la ejecución de las obras, siendo responsabilidad del adjudicatario el diseño de la solución y el cumplimiento de la normativa vigente, en lo que respecta a las distancias mínimas del equipamiento eléctrico. Tampoco se visualizan otros requerimientos especiales para la ejecución de la obra.

1.1.12.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión. Para efectos de la determinación de un valor referencial de la obra, se ha considerado una subestación en tecnología GIS (Gas Insulated Substation), sin perjuicio que se ha dejado libre el tipo de tecnología en la propuesta general.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización del proyecto se consideró lo siguiente.

Tabla 12: Suministro y montaje de equipos y materiales eléctricos.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Modulo GIS interior 220 kV interruptor y medio (1 diagonal y media)	1
2	Pararrayos 220 kV	1
3	Mufa para ducto GIS 220 kV	9

Tabla 13: Estructuras y obras civiles principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Galpón GIS	1
2	Portal de línea 220 kV (pilares y viga)	3

Adicionalmente, se ha considerado compra de terreno que permita la configuración y tecnología mencionada anteriormente.

1.2 OBRAS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL

1.2.1 AMPLIACIÓN EN S/E LA RUCA 110 KV (BPS+BT), NUEVO PATIO 220 KV (IM) Y NUEVO TRANSFORMADOR (ATAT)

1.2.1.1 Situación existente

La subestación La Ruca, actualmente en construcción, es de propiedad de la empresa Sociedad Austral de Electricidad S.A. y se ubicará aproximadamente a 400 m.s.n.m, en la región de Coquimbo, Comuna de Ovalle. A continuación, se presenta una proyección de la ubicación y la disposición de equipos del patio de 220 kV de la S/E La Ruca.

Figura 1.32: Proyección de la ubicación de la Subestación La Ruca.

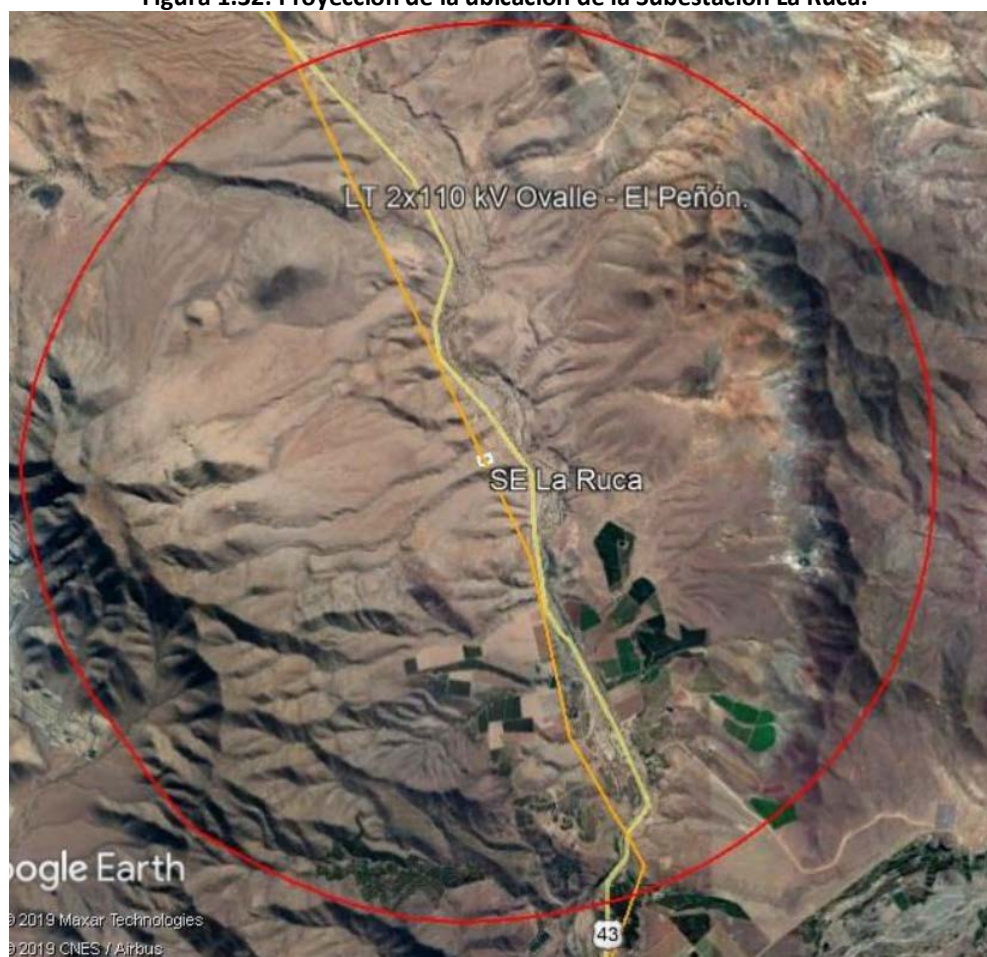
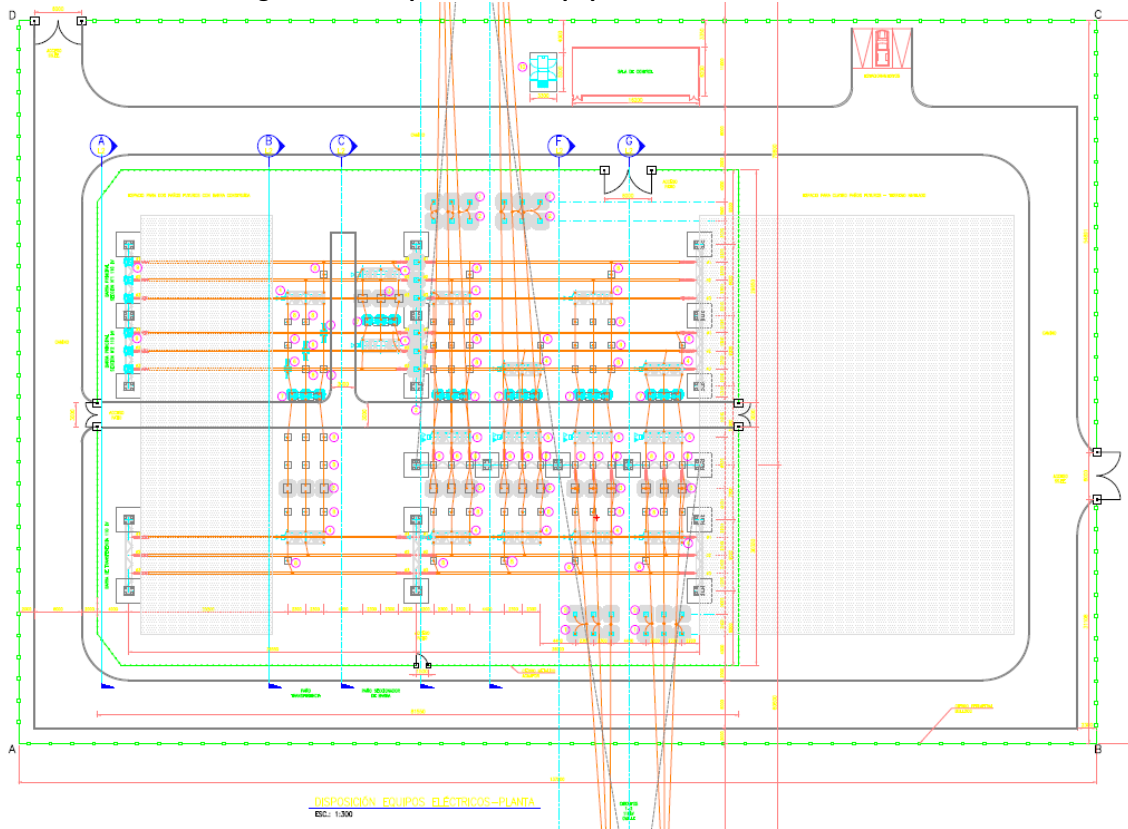


Figura 1.33: Disposición de equipos de la Subestación La Ruca.



La subestación La Ruca, propuesta en el Plan de Expansión de la Transmisión 2017 y fijada mediante Decreto Exento N°4 de 2017 del Ministerio de Energía, consiste en la construcción de una subestación seccionadora de la línea 2x110 kV Ovalle – El Peñón y deberá construir un patio en 110 kV en configuración barra principal seccionada con barra de transferencia en tecnología AIS o Air Insulated Substation con capacidad de barras de al menos 500 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, con cuatro paños construidos para el seccionamiento de la línea antes mencionada. Además, el patio de 110 kV deberá considerar espacio adicional para dos paños con barra y plataforma construida que permitan la conexión de futuros proyectos de la zona y espacio para otras cuatro posiciones con terreno nivelado. Cabe mencionar que mediante el proceso de Acceso Abierto que lleva a cabo el Coordinador, las posiciones disponibles en barra ya cuentan con solicitudes en curso, por lo que no hay posibilidad de contar con nuevas posiciones para la conexión de futuros proyectos de la zona. En cuanto a la ubicación, de acuerdo a lo establecido en el Decreto respectivo, la subestación se deberá emplazar aproximadamente a 15 km al norte de la actual subestación Ovalle 110 kV, siguiendo el trazado de la línea 2x110 kV Ovalle – El Peñón y dentro de un radio de 5 km respecto a este punto.

Por último, de acuerdo a lo establecido en Decreto y las bases de licitación de la obra en la S/E La Ruca, se cuenta con espacio en terreno nivelado hacia el sureste de la subestación

que permitiría extender las barras de 110 kV en cuatro posiciones, tal como se observa de la figura 2 anterior.

Además, el proyecto considera la construcción de un nuevo patio en 220 kV, en configuración interruptor y medio, con una capacidad de barras de, al menos 500 MVA con 75° C en el conductor y 35° C temperatura ambiente con sol, donde se deberá construir una diagonal y media para la conexión de la nueva línea 2x220 kV Don Goyo – La Ruca y el nuevo equipo de transformación 220/110 kV, y espacio en barra y plataforma para dos nuevas diagonales. Además, el proyecto incluye un 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 y espacio para un futuro segundo banco de autotransformadores. Para lo anterior, es necesario la compra de terreno suficiente que permita la construcción e instalación de todos los equipos requeridos.

Debido a que aún no se cuenta con la información específica de la ubicación de la subestación La Ruca por parte del adjudicatario, no es posible señalar la ubicación referencial de las nuevas instalaciones, sin embargo, el propietario deberá cumplir con las exigencias establecidas en el Anexo Técnico de Diseño de Instalaciones de Transmisión, en particular con las exigencias generales sobre la disposición de las subestaciones, de los patios y de los equipos dentro de los patios, de las salas eléctricas y de los equipos dentro de las salas eléctricas, de tal manera que permitan el crecimiento armónico de la subestación y posibilitar el acceso abierto a las instalaciones de transmisión.

1.2.1.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Ampliación de las barras en 110 kV en la misma configuración de barras que se encuentra en construcción, considerando la extensión de plataforma e instalaciones comunes del patio de 110 kV.
- Nuevo Patio de 220 kV con configuración de barra en interruptor y medio, con espacio en barra y plataforma para cuatro diagonales.
- Nuevo Banco de Autotransformadores 220/110 kV con capacidad máxima de 150 MVA, con su respectiva unidad de reserva y con conexión automática, con sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Extensión de la plataforma del patio de 110 kV.
- Construcción de fundación para los marcos de barra.
- Instalación de marcos de barra para la ampliación de las barras con sus correspondientes cadenas de aisladores y ferreterías.
- Construcción y adecuación de malla a tierra subterránea.
- Ampliación de los Servicios Auxiliares si las obras así lo requiriesen.
- Compra de terreno para la construcción e instalación del nuevo patio de 220 kV y el banco de autotransformadores, además de los espacios futuros requeridos.

Debe considerarse además la extensión de los caminos laterales, ampliación del cerco interior del patio de alta tensión y muro exterior de la subestación en caso de ser necesario.

1.2.1.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El espacio que se ha considerado para la ubicación del nuevo patio en 220 kV y el nuevo equipo de transformación no contiene instalaciones eléctricas en operación.

Cabe mencionar que actualmente la subestación se encuentra en construcción, obra que fue fijada mediante Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 y cuya fecha de entrada en operación se estima para principios del año 2023, por lo que no se visualizan problemas de factibilidad en el desarrollo de la obra propuesta en el presente plan de expansión.

Adicionalmente, no se observan interferencias para la ejecución de las obras, siendo responsabilidad del adjudicatario el diseño de la solución y el cumplimiento de la normativa vigente, en lo que respecta a las distancias mínimas del equipamiento eléctrico. Tampoco se visualizan otros requerimientos especiales para la ejecución de la obra, por lo que tiene factibilidad técnica para su construcción.

1.2.1.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La ubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización del proyecto se consideró lo siguiente.

Tabla 14: Listado de equipos principales.

N°	Equipo	Cantidad
1	Autotransformador 1F, 220/110 kV, 50 MVA	4
2	Transformador de Potencial 220 kV, inductivo, 30 VA	6
3	Transformador de Corriente 110 kV, 4 Núcleos	6
4	Transformador de Corriente 220 kV, 5 Núcleos	6
5	Pararrayos 110 kV	3
6	Pararrayos 220 kV	3
7	Interruptor 110 kV, 4000 A, 63 KA, Comando Monopolar	1
8	Interruptor 220 kV, 4000 A, 63 KA, Comando Monopolar	1
9	Desconectador 1F 110 kV	7
10	Desconectador 3F 110 kV s/cpt 3150 A	2

N°	Equipo	Cantidad
11	Desconectador 1F 220 kV Pantógrafo 3150 A	10
12	Desconectador 3F 220 kV s/cpt 4000 A	2

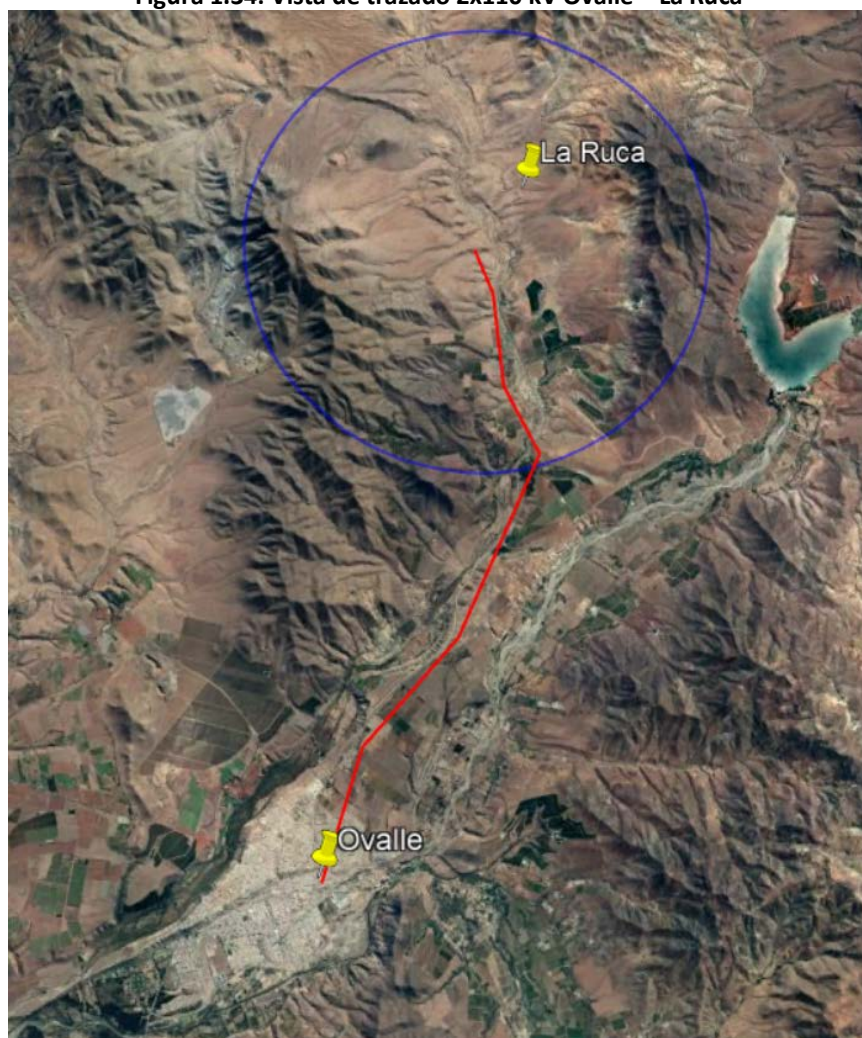
1.2.2 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X110 KV LA RUCA – OVALLE

1.2.2.1 Situación existente

El trazado que se debe intervenir se encuentra ubicado en la región de Coquimbo, a una altura promedio de 360 m.s.n.m, y se conforma por el tramo que se extiende desde la actual subestación Ovalle, propiedad de Compañía General de Electricidad S.A., hasta el punto de seccionamiento para la conexión de la subestación La Ruca, la cual fue adjudicada a la empresa Sociedad Austral de Electricidad S.A. en el marco del proceso de licitación de obras nuevas del Decreto Exento N° 4, de 2019, del Ministerio de Energía. A la fecha, la subestación La Ruca se encuentra en etapa de construcción. Los enlaces de conexión desde la S/E La Ruca hasta el punto de seccionamiento no deben ser ampliados, ya que cuentan con la capacidad necesaria para su operación.

A partir de lo anterior, se presenta en la siguiente imagen en color rojo la línea que se debe intervenir, utilizando como referencia el punto de seccionamiento indicado en el Decreto Exento N° 4 para la nueva subestación La Ruca.

Figura 1.34: Vista de trazado 2x110 kV Ovalle – La Ruca



La línea tiene una longitud aproximada de 18 km, con alrededor de 63 estructuras de doble circuito.

1.2.2.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Aumento de capacidad del tramo de línea 2x110 kV Ovalle – La Ruca, desde el punto de seccionamiento de la línea existente 2x110 kV Ovalle – El Peñón en S/E La Ruca hasta la subestación Ovalle, utilizando un conductor que permita la transmisión de una capacidad de, a lo menos, 150 MVA por circuito a 35°C temperatura ambiente con sol.

Para efectos de esta ingeniería conceptual, se ha considerado el cambio del o los conductores que componen la línea por un conductor de alta temperatura y baja flecha,

que permita mantener las actuales fajas de seguridad y franja de servidumbre y que, además, permita el aumento de capacidad del tramo hasta a lo menos 150 MVA.

Considerando lo previamente expuesto, para efectos de la valorización se ha considerado la utilización de un conductor de aluminio ACCC Oceanside.

Junto con el cambio de conductor, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Suministro e instalación de nuevas cadenas de aisladores.
- Suministro e instalación de nuevos herrajes y ferretería asociada que permitan la correcta instalación del nuevo conductor.
- Desmontaje y retiro del o los conductores de ambos circuitos de la línea a intervenir, junto con todas las cadenas de aisladores, herrajes, ferretería y otros accesorios que no puedan ser reutilizados en el proyecto.

1.2.2.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir, debiendo adecuarse algunos caminos de acceso en caso de ser necesario.

Debe tenerse en cuenta que la longitud definitiva de la línea que se debe ampliar dependerá de la ubicación de la subestación seccionadora La Ruca, por lo tanto, para efectos de la obra deben considerarse los enlaces de seccionamiento que utilizará dicha subestación.

En cuanto a los impactos medioambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de estructuras para el tramo a intervenir.

1.2.2.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización del proyecto se consideró lo siguiente:

Tabla 15: Suministro y montaje de equipos principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Cruceta para torre de suspensión 110 kV, 1 cond. por fase	90
2	Cruceta para torre de anclaje 110 kV, 1 cond. por fase (30°)	18
3	Cruceta para torre de anclaje 110 kV, 1 cond. por fase (90°)	6
4	Conductor Aluminio ACCC Oceanside 194,2 mm ² [m]	113.400

1.2.3 AMPLIACIÓN EN S/E CHICUREO (NTR ATMT)

1.2.3.1 Situación existente

La subestación Chicureo de propiedad de Enel Distribución se ubica aproximadamente a 555 m.s.n.m, en la región metropolitana de Santiago, comuna de Colina y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19H: 346055,85 m Este, 6315373,76 m norte.

Figura 1.35: Ubicación de S/E Chicureo.



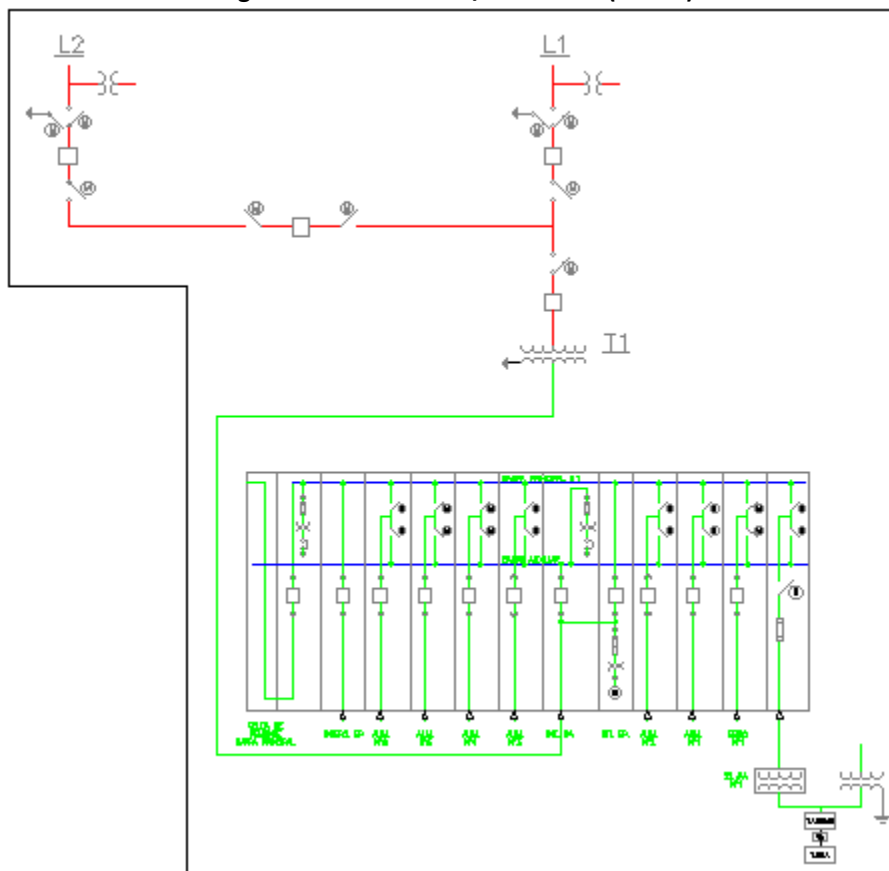
La subestación Chicureo es una subestación con tecnología AIS o Air Insulated Substation y actualmente cuenta con dos niveles de tensión, 220 kV y 23 kV. El nivel de tensión de 220 kV posee 2 secciones de barra simple las cuales están unidas mediante un interruptor acoplador. A la sección de barra N°1 está conectado un transformador 220/23 kV de 25 MVA el cual cuenta con interruptor y desconectador con sus respectivos equipos de protección y medida. A la segunda sección de barra estará conectado un transformador 220/23 kV de 25 MVA cuya entrada en operación está prevista para fines de 2020, el cual

cuenta con interruptor y desconectador con sus respectivos equipos de protección y medida.

La salida de ambos transformadores, en 23 kV, se conectan mediante un enlace en cable a la sala de celdas, la cual cuenta con 6 alimentadores.

A continuación, se presenta un diagrama unilineal de la S/E Chicureo.

Figura 1.36: Unilineal S/E Chicureo (Actual).



De la información técnica de la subestación Chicureo con que cuenta el Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional es suficiente para poder describir la condición actual de la subestación y la disposición de las instalaciones necesarias para el desarrollo de la ingeniería conceptual de la obra en el presente plan de expansión.

A partir de la información anterior, se estima que la subestación Chicureo cuenta con espacio disponible en el mismo terreno para la instalación de un nuevo transformador de 50 MVA 220/23 kV, las respectivas obras para llevar a cabo su conexión y las adecuaciones respectivas que se incorporan a la obra.

1.2.3.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Instalación de un nuevo transformador 220/23 kV 50 MBA con CTBC.

- Construcción de paño para el transformador indicado.
- Construcción de muro cortafuego.
- Construcción de foso recolector de aceite.
- Construcción de nueva sala de celdas de media tensión.
- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

Figura 1.37: Identificación del área referencial para ejecutar el proyecto en S/E Chicureo.



A partir de lo dispuesto anteriormente, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Construcción de plataformas para la instalación de los nuevos equipamientos.
- Construcción y adecuación de malla a tierra subterránea.
- Construcción de canalizaciones para las conexiones en alta tensión (220 kV) y media tensión (23 kV).
- Construcción de las fundaciones de los equipos y estructuras a instalar.
- Instalación de los equipamientos para los servicios auxiliares, telecomunicación y protección de instalaciones comunes.
- Repotenciamiento de equipos de asociados a servicios auxiliares e instalaciones comunes en caso de ser requerido.

-
- Extensión y/o reposición de la plataforma en el sector intervenido por el proyecto.
 - Extensión y/o reubicación de los caminos existentes de la subestación.
 - Extensión, modificación y/o refuerzo de la malla de puesta a tierra subterránea y aérea existentes si esta se viese afectada por el proyecto.
 - Adecuaciones en sala de control en caso de ser requerido.
 - Modificación de cercos perimetrales.

1.2.3.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

La subestación cuenta con terreno para los requerimientos de la obra a construir, de esta forma, no es necesario contemplar la compra de terreno aledaño.

No se observan interferencias para la ejecución de las obras, teniendo presente que la instalación de los nuevos equipamientos cumpliría con las distancias mínimas entre los distintos elementos de la subestación exigidas por la normativa técnica vigente.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

1.2.3.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La ubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Chicureo se consideró los siguientes equipos principales.

Tabla 16: Listado de equipos principales.

N °	Equipo	Cantidad
1	Transformador 3F 220/23 kV, 50 MVA	1
2	Transformador de Corriente 220 kV	3
3	Mufa para Cable de Poder XLPE 23 kV	24
4	Interruptor 220 kV	1
5	Desconectador 3F 220 kV s/cpt	1
6	Celda 23 kV doble barra. Remonte 1600 A	1
7	Celda 23 kV doble barra. Paño transformación 2000 A	2
8	Celda 23 kV doble barra. Paño alimentador 800 A	3
9	Celda 23 kV doble barra. Paño BBCC	1
10	Celda 23 kV doble barra. Servicios auxiliares	1

1.2.4 AMPLIACIÓN EN S/E SANTA RAQUEL (NTR ATMT)

1.2.4.1 Situación existente

La subestación Santa Raquel, de propiedad de Enel Distribución S.A., se ubica aproximadamente a 625 m.s.n.m, en la región Metropolitana, comuna de La Florida y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19H: 351142.72 m Este, 6286604.28 m Sur.

Figura 1.38: Ubicación de S/E Santa Raquel.



La subestación Santa Raquel actualmente cuenta con un patio de 110 kV en configuración barra principal seccionada y tecnología AIS o Air Insulated Substation, con cinco transformadores de poder, los cuales se enumeran a continuación:

- Transformador N° 1, 110/12,5 kV de 50 MVA de capacidad máxima.
- Transformador N° 2, 110/12,5 kV de 25 MVA de capacidad máxima.
- Transformador N° 4, 110/12,5 kV, de 22,4 MVA de capacidad máxima.
- Transformador N° 5, 110/20,4 kV, de 50 MVA de capacidad máxima.
- Transformador N° 6 110/12,5 kV, de 22,4 MVA de capacidad máxima.

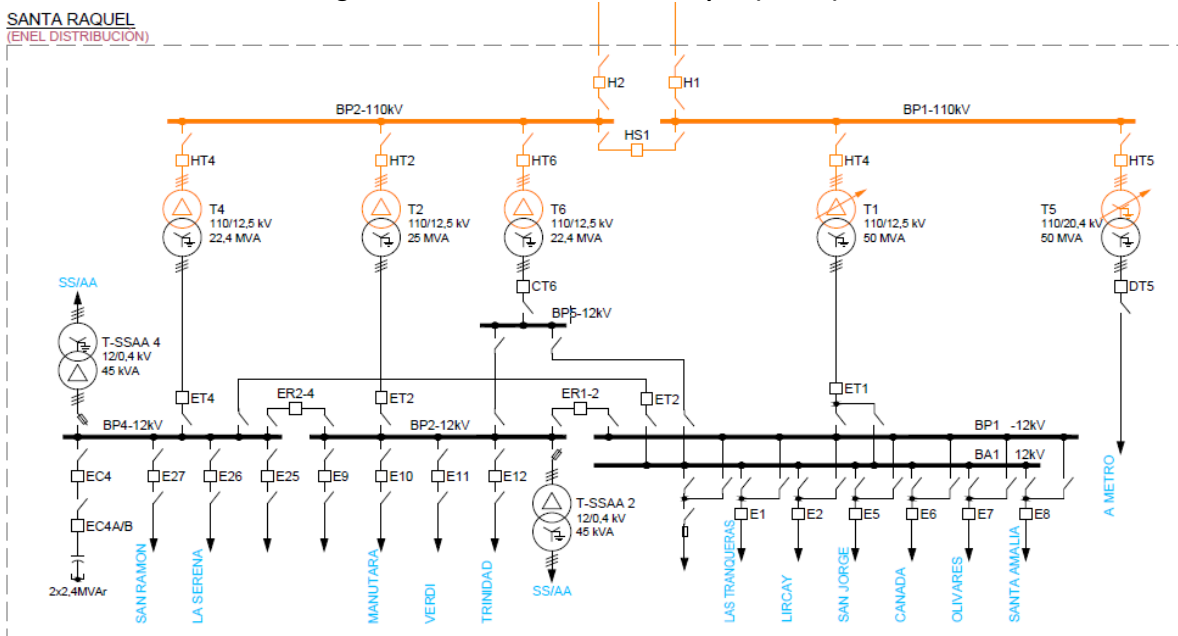
La subestación se encuentra conectada en el Sistema Eléctrico Nacional a partir de una conexión de tipo Tap Off a ambos circuitos de la línea 2x110 kV Florida – Alto Jahuel, en el denominado Tap Off Santa Raquel.

En cuanto a las instalaciones en media tensión, se destaca la existencia de patios en diferentes configuraciones asociados a los transformadores N° 1, N° 2 y N° 4 pero interconectados entre sí mediante paños seccionadores de barra. De esta forma, al transformador N° 1 se le asocia un patio de media tensión en configuración barra principal con barra auxiliar mientras que a los transformadores N° 2 y N° 4 se les asocian patios de 12,5 kV en configuración barra simple.

El transformador N° 6 por su parte, se conecta en 12,5 kV tanto a la barra auxiliar N° 1 (asociada al transformador N° 1) como a la barra principal N° 2 (asociada al transformador N° 2).

A continuación, se presenta el diagrama unilineal de la situación existente de la S/E Santa Raquel.

Figura 1.39: Unilineal S/E Santa Raquel (Actual).



1.2.4.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

-
- Instalación de nuevo transformador 110/12,5 kV de 50 MVA de capacidad.
 - Construcción de paño de conexión del transformador en 110 kV en configuración barra simple.
 - Construcción de nueva sala de celdas.
 - Instalación de celdas en configuración barra principal con barra auxiliar, considerando una (1) celda de conexión para el transformador a la barra principal, una (1) celda de conexión del transformador a la barra auxiliar, cuatro (4) celdas para alimentadores, una (1) celda para equipos de medida, una celda para conexión de BBCC y tres (3) celdas para la conexión de la sala de celdas a las barras de 12,5 kV existentes. Adicionalmente se deberá considerar espacio para la instalación de 4 celdas para alimentadores futuros.
 - Conexión de la nueva sala de celdas a las barras de media tensión existentes.
 - Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

Dada la situación actual en S/E Santa Raquel, se observa que es posible desarrollar la obra dentro del terreno de la subestación, instalando el nuevo transformador contiguo al transformador N° 4 y construyendo la nueva sala de celdas en el sector sur de la subestación.

Considerando lo anterior, no se observan interferencias ni la necesidad de reubicar estructuras o equipos para la realización del proyecto. Adicionalmente, no se vislumbran requerimientos de desconexiones prolongadas de suministro eléctrico u obras provisionales para la ejecución del proyecto.

En consecuencia, el sector propuesto para el desarrollo de la obra de ampliación en subestación Santa Raquel se muestra en la siguiente imagen.

Figura 1.40: Identificación del área referencial para ejecutar el proyecto en S/E Santa Raquel.



A partir de lo dispuesto anteriormente, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Construcción de nuevo muro cortafuego para el equipo que se instalará.
- Construcción de las fundaciones de los equipos y estructuras nuevas a instalar.
- Construcción de canalizaciones para equipos y paños a instalar.
- Instalación de equipos de protección y medición para paños y equipos junto con todas sus funciones correspondientes.
- Repotenciamiento de equipos de asociados a servicios auxiliares e instalaciones comunes en caso de ser requerido.
- Extensión y/o reposición de la plataforma en el sector intervenido por el proyecto.
- Extensión y/o reubicación de los caminos existentes de la subestación.
- Extensión, modificación y/o refuerzo de la malla de puesta a tierra subterránea y aérea existentes en el sector intervenido por el proyecto.
- Adecuaciones en las barras de media tensión existentes para permitir la conexión de la nueva sala de celdas.
- Adecuaciones en sala de control en caso de ser requerido.
- Modificación de cercos perimetrales.

1.2.4.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir y no se observan interferencias para la ejecución de las obras.

En cuanto a los impactos medioambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

1.2.4.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Santa Raquel se consideró lo siguiente.

Tabla 17: Suministro y montaje de equipos principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador 3F 110/12 kV, 50 MVA	1
2	Interruptor 110 kV	1
3	Transformador de corriente 110 kV	3
4	Desconectador trifásico 110 kV, sin conexión de puesta a tierra	1
5	Celda 15 kV doble barra. Paño de transformación	2
6	Celda 15 kV doble barra. Equipos de medida	1
7	Celda 15 kV doble barra. Paño alimentador	4
8	Celda 15 kV doble barra. Conexión de barras	3
9	Celda 15 kV doble barra. Conexión de BBCC	1

1.2.5 AMPLIACIÓN EN S/E ISLA DE MAIPO (RTR ATMT)

1.2.5.1 Situación existente

La subestación Isla de Maipo, de propiedad de Compañía General de Electricidad S.A., se ubica aproximadamente a 311 m.s.n.m, en la región Metropolitana, comuna de Talagante y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19H: 321372.96 m Este, 6268299.72 m Sur.

Figura 1.41: Ubicación de S/E Isla de Maipo.



La subestación Isla de Maipo actualmente cuenta con un patio de 66 kV en configuración barra principal seccionada y tecnología AIS o Air Insulated Substation, con tres transformadores de poder, los cuales se enumeran a continuación:

- Transformador N° 1, 66/12 kV de 25 MVA de capacidad máxima.
- Transformador N° 2, 66/12 kV de 11,2 MVA de capacidad máxima.
- Transformador N° 3, 66/23 kV, de 30 MVA de capacidad máxima.

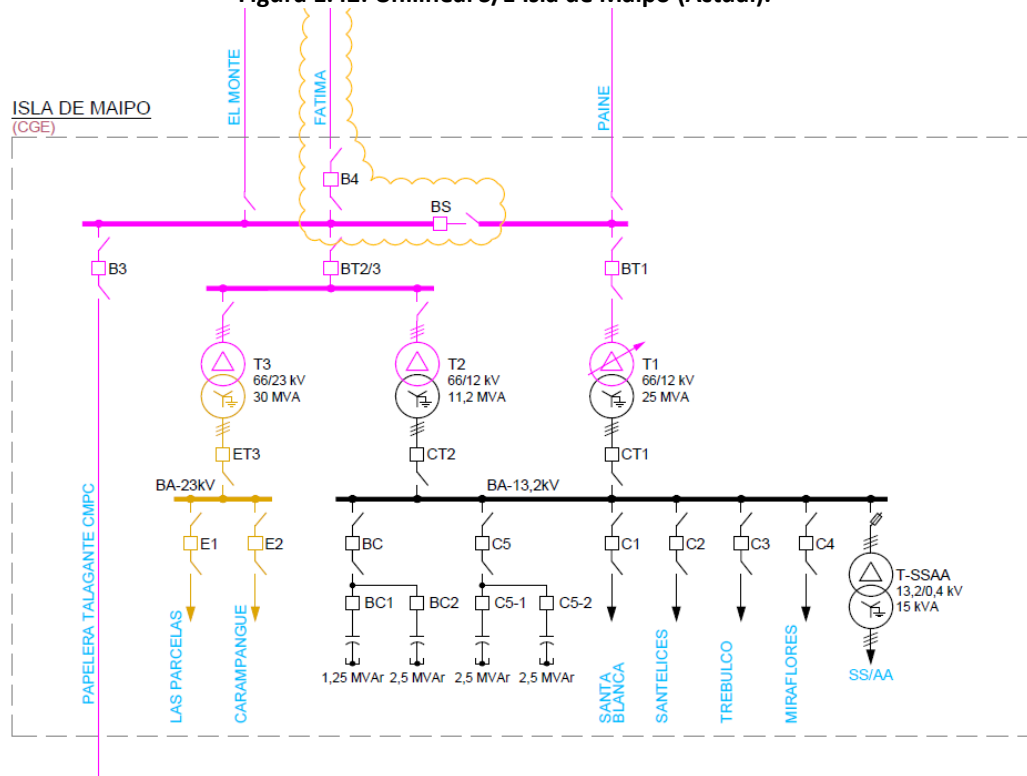
Cabe destacar que los equipos N° 2 y N° 3 se conectan a su vez a una barra auxiliar en 66 kV, compartiendo de esta forma el paño de transformación en dicho nivel de tensión.

La subestación se encuentra conectada en el Sistema Eléctrico Nacional mediante las líneas de transmisión 1x66 kV Isla de Maipo – Papelera Talagante, 1x66 kV Fátima – Isla de Maipo, 1x66 kV El Monte – Isla de Maipo y 1x66 kV Paine – Isla de Maipo. Para los paños de las dos últimas líneas mencionadas, no existe interruptor en S/E Isla de Maipo.

En cuanto a las instalaciones en media tensión, se distinguen un patio en 12 kV en configuración barra simple al cual se conectan los transformadores N° 1 y N° 2, y un patio de 23 kV en configuración barra simple al cual se conecta el transformador N° 3.

A continuación, se presenta el diagrama unilineal de la situación existente de la S/E Isla de Maipo.

Figura 1.42: Unilineal S/E Isla de Maipo (Actual).



Se debe señalar que la información técnica de la subestación Isla de Maipo con que cuenta el Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional es deficiente e insuficiente para poder describir en mayor detalle la condición actual de la subestación y la disposición de las instalaciones necesarias para el desarrollo de la ingeniería conceptual de la obra en el presente plan de expansión.

1.2.5.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Retiro del transformador N° 2 66/12 kV de 11,2 MVA de capacidad e instalación de nuevo transformador 66/12 kV de 30 MVA de capacidad.
- Construcción de paño de transformación en 66 kV para el nuevo equipo y conexión a una de las secciones de la barra principal de 66 kV.
- Completar los paños de llegada a la subestación de las líneas 1x66 kV Paine – Isla de Maipo y El Monte – Isla de Maipo.
- Ampliación de barra de 12 kV de manera de permitir la instalación de, al menos dos nuevos paños para alimentadores.
- Construcción de nuevos paños para alimentadores en 12 kV y paño seccionador de la barra de 12 kV.
- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

Para efectos de lo anterior, sería factible utilizar el espacio dentro del terreno de la subestación para realizar el reemplazo del transformador junto con sus paños y las ampliaciones requeridas.

Dado que no se cuenta con planos de planta de la situación actual de la subestación Isla de Maipo, la necesidad de obras adicionales y/o provisorias que puedan ser requeridas para la ejecución de la obra deberá ser evaluada en etapas más avanzadas de la ingeniería conceptual y básica del proyecto.

A partir de lo dispuesto anteriormente, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Refuerzo o demolición de fundaciones existentes, de manera de permitir la instalación del nuevo equipo con su respectiva fundación.
- Construcción de nuevo muro cortafuego para el equipo que se instalará.
- Construcción de fundación con canaleta recolectora de aceite y foso separador agua – aceite.
- Construcción de las fundaciones de los equipos y estructuras nuevas a instalar.
- Construcción de canalizaciones para equipos y paños a instalar.
- Instalación de equipos de protección y medición para paños y equipos junto con todas sus funciones correspondientes.
- Repotenciamiento de equipos de asociados a servicios auxiliares e instalaciones comunes en caso de ser requerido.
- Extensión y/o reposición de la plataforma en el sector intervenido por el proyecto.
- Extensión y/o reubicación de los caminos existentes de la subestación.
- Extensión, modificación y/o refuerzo de la malla de puesta a tierra subterránea y aérea existentes en el sector intervenido por el proyecto.
- Adecuaciones en las barras de media tensión existentes para permitir el seccionamiento de la barra y su extensión.
- Adecuaciones en sala de control en caso de ser requerido.

1.2.5.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir y no se observan interferencias para la ejecución de las obras.

En cuanto a los impactos medioambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

1.2.5.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Isla de Maipo se consideró lo siguiente.

Tabla 18: Suministro y montaje de equipos principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador 3F 66/12 kV, 30 MVA	1
2	Transformador de potencial 66 kV	6
3	Transformador de corriente 12 kV	6
4	Transformador de corriente 66 kV	9
5	Pararrayos 66 kV	3
6	Interruptor 12 kV, Tipo Doghouse	1
7	Interruptor 66 kV	3
8	Reconectador alimentador 12 kV	2
9	Desconectador 3F 15 kV s/cpt	5
10	Desconectador 3F 66 kV s/cpt	3

1.2.6 AMPLIACIÓN EN S/E PUNTA DE CORTÉS (NTR ATAT)

1.2.6.1 Situación existente

La subestación Punta de Cortés de propiedad de Compañía General de Electricidad S.A. se ubica aproximadamente a 440 m.s.n.m, en la región del Libertador General Bernardo O'Higgins, comuna de Rancagua y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19H: 330453,00 m Este, 6215970,00 m Sur.

Figura 1.43: Ubicación de S/E Punta de Cortés.



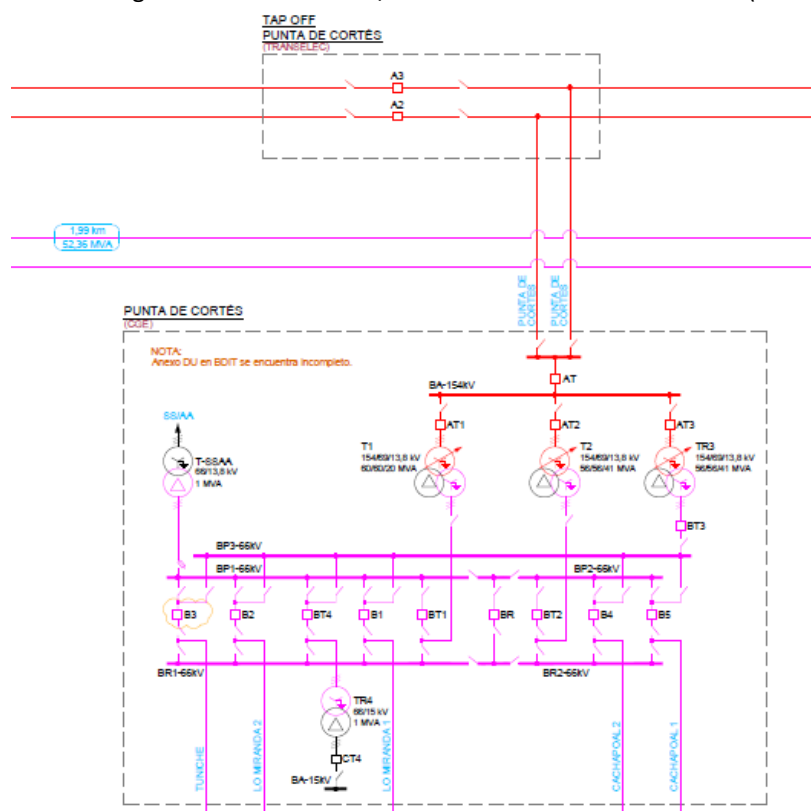
La subestación Punta de Cortés, actualmente cuenta con patios energizados en 154 kV y 66 kV, en configuración barra simple, y barra principal seccionada con barra de transferencia, respectivamente. Sin perjuicio de lo anterior, la S/E presenta una importante cantidad de obras en ejecución que permitirán que el patio de 154 kV (de estándar 220 kV) logre una configuración interruptor y medio a mediados de 2021 (“Ampliación de Punta de Cortés” del Decreto Exento N° 418 de 2017). Adicionalmente, existe en ejecución una obra mediante la cual se construirá un segundo patio de 220 kV (“Ampliación en S/E Punta de Cortés para Interconexión de Línea 2x220 kV a Punta de Cortés – Nueva Tuniche” del Decreto Exento N° 293 de 2018), también en configuración interruptor y medio para la conexión de la obra nueva línea 2x220 kV Punta de Cortés – Nueva Tuniche y que además incluye la expansión del patio de 154 kV en barras, plataforma e instalaciones comunes de tres diagonales, y un nuevo banco de autotransformadores de 220/154 kV, con una capacidad total de 300 MVA.

El futuro patio de 154 kV (construido en estándar 220 kV), considerando las obras actualmente en ejecución, poseerá configuración en interruptor y medio, en el cual se conectarán las líneas 2x154 kV Alto Jahuel – Punta de Cortés, 2x154 kV Punta de Cortés – Tinguiririca, 3 transformadores 154/66 kV de 75, 60 y 56 MVA y un banco de autotransformadores 200/154 kV 300 MVA.

En lo que respecta al patio de 66 kV, la subestación actualmente posee 3 barras principales, conectadas en una configuración barra principal seccionada con barra de transferencia, a la cual se conectan las líneas 1x66 kV Punta de Cortés – Tuniche, 2x66 kV Punta de Cortés – Lo Miranda y 2x66 kV Punta de Cortés – Cachapoal, además de los tres transformadores 154/66 kV previamente mencionados. Finalmente, también posee un transformador 66/15 kV de 30 MVA, que llega a un patio de media tensión con una barra simple en 15 kV.

A continuación, se presenta un diagrama unilineal de la condición actual de S/E Punta de Cortés.

Figura 1.44: Diagrama Unilineal zona S/E Punta de Cortés 154 kV - 66 kV (Existente).



A continuación, se presenta el listado de obras de transmisión en ejecución en la zona, con una breve reseña de cada una de ellas (*en cursiva*):

- Ampliación en S/E Punta de Cortés (D418/2017) – *Nuevo Patio 154 kV (en estándar 220 kV) para eliminar la conexión en derivación existente.*
- Seccionamiento de Línea 2x154 kV Alto Jahuel – Tinguiririca en S/E Punta de Cortés (D418/2017) – *Conexión de tramos de Línea 2x154 kV Alto Jahuel – Tap Punta de Cortés y 2x154 kV Tap Punta de Cortés – Tinguiririca en el nuevo Patio 154 kV (en estándar 220 kV).*
- Ampliación en S/E Punta de Cortés para Interconexión de Línea 2x220 kV a Punta de Cortés – Nueva Tuniche (D293/2018) – *Construcción de un Nuevo Patio 220 kV*

utilizado para la conexión del resto de obras del D293. Incluye la ampliación del patio en 154 kV (en estándar 220 kV).

- *Ampliación Línea 2x220 kV Punta de Cortés – Nueva Tuniche: Incorporación de Paños de Línea (D293/2018) – Incorporación de Paños a la Línea existente 2x220 kV Punta de Cortés – Nueva Tuniche, de Transelec.*
- *Nuevo Transformador S/E Punta de Cortés (D293/2018) – Nuevo Transformador 220/154 kV 300 MVA.*
- *Nueva Línea 2x220 kV Candelaria – Nueva Tuniche y S/E Nueva Tuniche 220 kV (D4/2019) – Línea 2x220 kV 400 MVA por circuito que une las subestaciones Nueva Tuniche y Candelaria.*

Las obras antes listadas ocurren principalmente en los patios energizados en 154 y 220 kV, las cuales son intervenidos de manera limitada en el alcance del presente proyecto, el cual considera la instalación de una cuarta unidad de transformación 154/66 kV y 75 MVA, para lo cual se conectará en una media diagonal al patio de 154 kV (en estándar 220 kV), y a las secciones BP1 y BP3 del patio de 66 kV. En el caso de la media diagonal en 154 kV, referencialmente se ha considerado completar la media diagonal complementaria al banco de autotransformadores 220/154 kV, de manera tal que dos equipos de transformación con los mismos niveles de tensión 154/66 kV no compartan una misma diagonal. Adicionalmente, es preciso mencionar que el proyecto propuesto utilizará parte del espacio utilizado por el antiguo Tap Punta de Cortés para la instalación de la nueva unidad de transformación 154/66 kV 75 MVA propuesta.

En consideración a lo anterior, el adjudicatario de la presente obra tendrá que contemplar dos eventuales fuentes de interferencia, por una parte, el uso del espacio por el nuevo transformador (espacio que se estima quedará disponible a mediados de 2021) y, por otra parte, la existencia de la media diagonal correspondiente al banco de autotransformadores 220/154 kV, que se estima se encuentre disponible a inicios de 2024. Con todo, en caso de requerirlo, el adjudicatario tendrá que efectuar las coordinaciones y gestiones correspondientes tendientes al fiel desarrollo del proyecto, con los distintos propietarios y adjudicatarios de las instalaciones de la zona.

La presente propuesta de ampliación en S/E Punta de Cortés, se ha basado en la presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, en su Propuesta de Expansión para el año 2020, con algunas modificaciones.

1.2.6.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

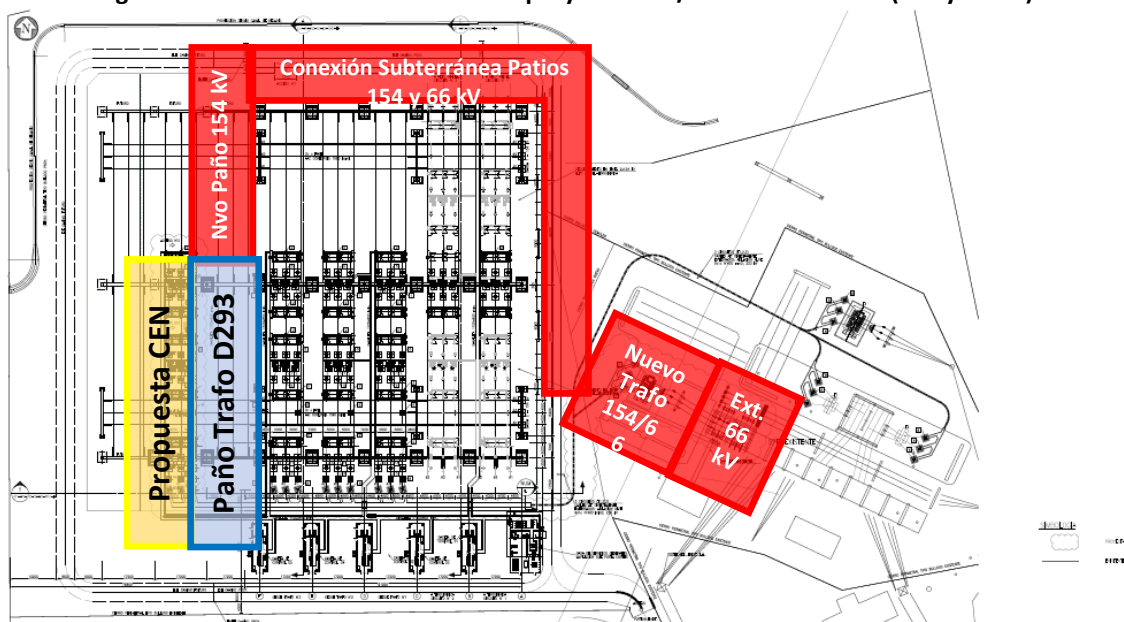
- Instalación de un nuevo transformador 220-154/66 kV, 75 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC).
- Construcción de paños de transformación en ambos niveles de tensión 154 y 66 kV. Los equipos deberán poseer estándar 220 kV.

- Ampliación de las secciones de barras BP1 y BP3 en al menos dos posiciones, para permitir la conexión del nuevo transformador.
- Conexión del transformador en 66 kV a las secciones BP1 y BP3 del patio de 66 kV.
- Conexión del transformador en 154 kV, completando media diagonal disponible de la subestación. Referencialmente, se ha determinado completar la media diagonal complementaria al transformador 220/154 kV 300 MVA, del proyecto “Nuevo Transformador S/E Punta de Cortés” del D293, de 2018.

Para efectos de lo anterior, resulta factible utilizar el espacio disponible dentro del terreno de la subestación para la ampliación de la barra en 66 kV y la instalación de un nuevo transformador, con sus respectivos paños de alta y media tensión que se conecte a las secciones BP1 y BP3 de las barras de 66 kV. En efecto, el espacio físico anteriormente utilizado por el Tap Punta de Cortés, permite la instalación del nuevo transformador y ejecutar adecuadamente la conexión con las barras BP1 y BP3 de 66 kV. La instalación del nuevo equipamiento de transformación en la Subestación Punta de Cortés deberá ejecutarse mediante una secuencia constructiva que evite o minimice las interrupciones en el suministro de clientes regulados.

En consecuencia, se propone la instalación de los nuevos equipamientos en la zona identificada en la siguiente imagen.

Figura 1.45: Identificación del área del proyecto en S/E Punta de Cortés (154 y 66 kV).



A partir de lo dispuesto anteriormente, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Construcción de tramo subterráneo para permitir la conexión del nuevo equipamiento de transformación a la media diagonal correspondiente en 154 kV, y conexión vía mufas.
- Refuerzo o demolición de fundaciones existentes, de manera de permitir la instalación del nuevo equipo con su respectiva fundación.
- Construcción de las fundaciones de los equipos y estructuras nuevas a instalar.
- Construcción de foso recolector de aceite, o conexión al existente, según corresponda.
- Construcción de canalizaciones para equipos y paños a instalar.
- Instalación de equipos de protección, control y medición para paños y equipos junto con todas sus funciones correspondientes.
- Repotenciamiento de equipos asociados a servicios auxiliares e instalaciones comunes en caso de ser requerido.
- Extensión y/o reposición de la plataforma en el sector intervenido por el proyecto.
- Extensión y/o reubicación de los caminos existentes de la subestación.
- Modificación de los cierres perimetrales interiores de la subestación según corresponda.
- Movimientos de tierra y nivelación de terrenos, según corresponda.
- Extensión, modificación y/o refuerzo de la malla de puesta a tierra subterránea y aérea existentes en el sector intervenido por el proyecto.
- Adecuaciones en sala de control en caso de ser requerido.
- Desplazamiento de otro equipamiento en la subestación para la ampliación de las barras de 66 kV (Ej. Transformador de SSAA).

1.2.6.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas en S/E Punta de Cortés sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir. En particular, la instalación del transformador se puede ejecutar en el espacio anteriormente utilizado por el Tap Punta de Cortés 154 kV, el cual a la fecha de ejecución de la obra debiese estar disponible en virtud de los plazos manejados para la ejecución de las obras “Ampliación en S/E Punta de Cortés” y “Seccionamiento de Línea 2x154 kV Alto Jahuel – Tinguiririca en S/E Punta de Cortés”, del Decreto Exento N° 418 de 2017. Por otra parte, se estima que la mayor fuente de interferencia con el proyecto podría tratarse de las obras “Ampliación en S/E Punta de Cortés para Interconexión de Línea 2x220 kV a Punta de Cortés – Nueva Tuniche” (D293/2018) y “Nuevo Transformador S/E Punta de Cortés” (D293/2018), en atención a que aquellas se encontrarán en ejecución a la fecha estimada del inicio del plazo constructivo del presente proyecto. Sin embargo, se estima que el periodo de interferencia no debiese superar los 6 meses. Con todo, será deber del

adjudicatario, coordinar las labores de esta obra con las de otras obras en ejecución en la subestación, de manera tal de dar fiel cumplimiento del alcance del proyecto.

Es preciso mencionar que no se observan otras interferencias significativas para la ejecución de las obras, teniendo presente que la instalación de los nuevos equipamientos cumpliría con las distancias mínimas entre los distintos elementos de la subestación exigidas por la normativa técnica vigente. En particular, cabe indicarse que se observa que para la extensión de las barras de 66 kV, el transformador de SSAA, deberá desplazarse a una nueva posición acorde al alcance del proyecto.

En cuanto a los impactos medio ambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

1.2.6.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Punta de Cortés, se consideró lo siguiente.

Tabla 19: Suministro y montaje de equipos principales.

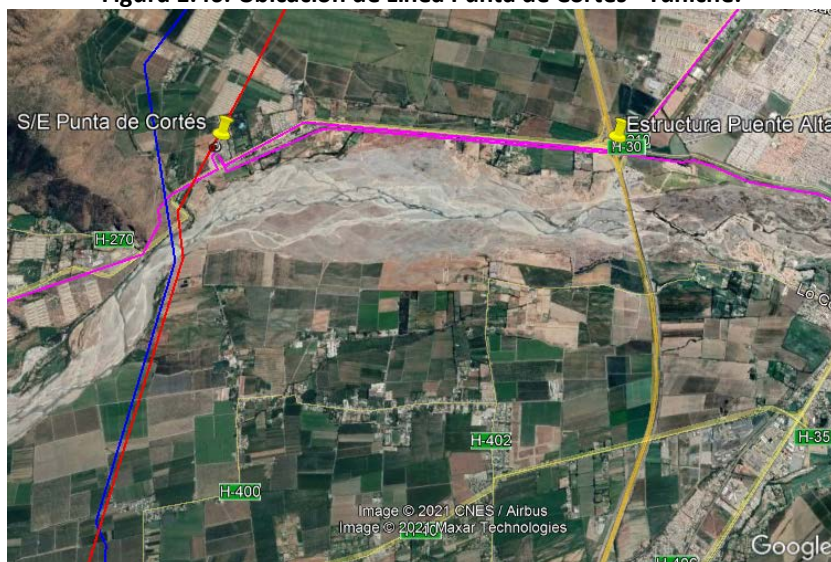
ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador 3F 220(154)/66 kV 75 MVA	1
2	Interruptor 220 (154) kV	1
3	Interruptor 66 kV	2
4	Mufa para Cable de Poder XLPE 220 kV	6
5	Desconectador 3F 220 kV s/cpt	1
6	Desconectador 3F 220 kV c/cpt	1
7	Desconectador 1F 220 kV Pantógrafo	3
8	Desconectador 3F 66 kV s/cpt	5
9	Transformador de Corriente 220 kV	6
10	Transformador de Corriente 66 kV	6
11	Transformador de Potencial 66 kV	3
12	Pararrayos 220 kV	6
13	Pararrayos 66 kV	3

1.2.7 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X66 KV PUNTA DE CORTÉS – TUNICHE, TRAMO PUNTA DE CORTÉS – PUENTE ALTA

1.2.7.1 Situación existente

La línea de transmisión 1x66 kV Punta de Cortés - Tuniche, es de propiedad de Compañía General de Electricidad S.A. y se extiende a lo largo de la comuna de Rancagua, en la región del Libertador General Bernardo O'Higgins. Tiene una longitud aproximada de 12,8 km y posee conductores Cu 2 AWG 7H y AAAC Butte, con un conductor por fase. En particular, el segmento de interés corresponde al comprendido entre la S/E Punta de Cortés y la Estructura Puente Alta, que posee 4,83 km de conductor Cu 2 AWG 7H, con una capacidad del tramo de 23 MVA a 35° C con sol, de acuerdo a la información obtenida de Infotécnica del Coordinador.

Figura 1.46: Ubicación de Línea Punta de Cortés - Tuniche.



Cabe señalar que la información técnica de la línea Punta de Cortés – Tuniche, con que cuenta el Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional es deficiente e insuficiente para poder describir en mayor detalle la condición actual del tramo, necesario para el desarrollo de la ingeniería conceptual de la obra en el presente plan de expansión. En atención a lo anterior, y a partir de lo visualizado en el sistema de información geográfico Google Earth, se estimaron para el tramo de interés (Punta de Cortés – Est. Puente Alta) alrededor de 54 estructuras, 50 de Postes de hormigón armado de suspensión y 4 torres de anclaje.

Figura 1.47: Estructuras típicas del trazado



1.2.7.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Reemplazo de un tramo de línea de 4,83 km con conductor Cu 2 AWG (23 MVA) por un conductor de, al menos, 46 MVA a 35° C de T° ambiente con sol (AAAC Butte).
- Reemplazo y ajuste de equipamiento de la línea de manera de permitir las nuevas transferencias por el tramo, según corresponda. En particular, se detectó la necesidad de reemplazar los transformadores de corriente asociados al paño B3 de la subestación Punta de Cortés.

La subestación Tuniche se abastece de manera radial desde la subestación Punta de Cortés a través de la línea que se pretende reforzar en el tramo Punta de Cortés – Est. Puente Alta, por lo tanto, la obra deberá ejecutarse siguiendo una secuencia constructiva tal que evite o minimice las interrupciones en el suministro de clientes finales, ya sea mediante la construcción de instalaciones provisionales o variantes, utilización de generación de respaldo local o trabajos con línea energizada, según se determine en el proceso de licitación.

A partir de lo dispuesto anteriormente, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Suministro e instalación de nuevas cadenas de aisladores.
- Suministro e instalación de nuevos herrajes y ferretería asociada que permitan la correcta instalación del nuevo conductor.
- Desmontaje y retiro del conductor Cu 2 AWG 7H de la línea 1x66 kV Punta de Cortés – Tuniche, en el segmento comprendido entre Punta de Cortés y Tuniche, junto con todas las cadenas de cadenas de aisladores, herrajes, ferretería y otros accesorios que no puedan ser reutilizados en el proyecto.

- Refuerzo y/o reemplazo de postes y torres de transmisión del tramo de transmisión comprendido entre la Subestación Punta de Cortés y la estructura denominada “Puente Alta”, según corresponda.

1.2.7.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución del aumento de capacidad del tramo identificado, para lo cual se requerirá de la utilización de una secuencia constructiva adecuada de manera de afectar lo mínimo posible los consumos regulados conectados en S/E Tuniche. En efecto, la programación de instalación del conductor, deberá realizarse considerando las necesidades de operación que pueden presentarse y/o las contingencias en el sistema, que deben ser verificadas con el Coordinador.

No se visualizan interferencias con otras obras en ejecución actualmente en el sector.

En cuanto a los impactos medio ambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación. Sin perjuicio de lo anterior, el proyecto deberá considerar, de corresponder, la tramitación de las respectivas servidumbres y los eventuales cambios en la franja de seguridad y de servidumbre que se vislumbren producto de la ejecución del aumento de capacidad de la línea Punta de Cortés – Tuniche en el tramo de interés.

1.2.7.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación correspondiente al Aumento de Capacidad del tramo Punta de Cortés – Est. Puente Alta 1x66 kV, se consideró lo siguiente.

Tabla 20: Suministro y montaje de equipos y estructuras principales para el Aumento de Capacidad del Tramo Punta de Cortés – Est. Puente Alta 1x66 kV.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT. ¹
1	Conductor AAAC Butte (metros)	14.490
2	Torre de Anclaje 66 kV simple circuito, 1 cond. Por fase (90°) (Refuerzo)	2
3	Torre de Anclaje 66 kV simple circuito, 1 cond. Por fase (30°) (Refuerzo)	2
4	Poste H.A. 11,5 600 Kg Ruptura – Suspensión (Refuerzo)	23
5	Transformador de Corriente 66 kV	3

¹ Se ha considerado el refuerzo de aproximadamente la mitad de las estructuras del tramo.

1.2.8 AMPLIACIÓN EN S/E LAS CABRAS (NTR ATMT)

1.2.8.1 Situación existente

La subestación Las Cabras de propiedad de Compañía General de Electricidad S.A. se ubica aproximadamente a 140 m.s.n.m, en la región del Libertador General Bernardo O'Higgins, comuna de Peumo y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19H: 288645,54 m Este, 6202618,49 m Sur.

Figura 1.48: Ubicación de S/E Las Cabras.



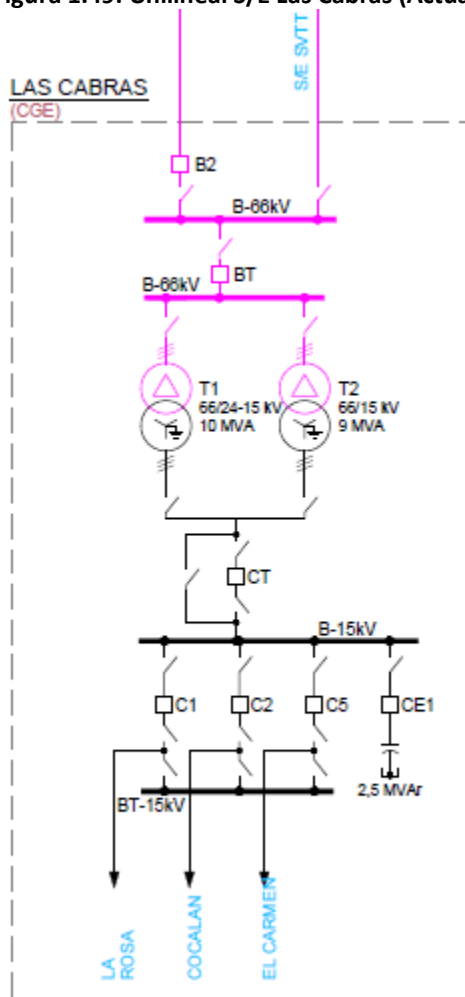
La subestación Las Cabras, actualmente tiene un patio de 66 kV con una barra principal y una barra auxiliar, ambas en configuración barra simple y tecnología AIS o Air Insulated Substation, con dos transformadores de poder, el T1 66/24-15 kV, de 10 MVA de capacidad máxima y el T2 66/15 kV, de 9 MVA de capacidad máxima conectados a la barra auxiliar. La subestación se encuentra conectada en el Sistema Eléctrico Nacional de manera radial mediante la línea de transmisión 1x66 kV San Vicente de Tagua Tagua – Las Cabras y de esta subestación se abastece la línea radial 1x66 kV Las Cabras – El Manzano, las cuales se

conectan a la barra principal del patio de 66 kV. Cabe señalar que, la línea 1x66 kV San Vicente de Tagua Tagua – Las Cabras no posee interruptor de poder en el paño de línea en el extremo de subestación Las Cabras.

Además, en cuanto al patio de media tensión, este posee una barra principal, del tipo barra simple, para la conexión de los transformadores, y una barra auxiliar inmediatamente después del paño de transformación, del tipo barra simple, para la conexión de los alimentadores.

A continuación, se presenta un diagrama unilineal de la S/E Las Cabras.

Figura 1.49: Unilineal S/E Las Cabras (Actual).



Cabe señalar que la información técnica de la subestación Las Cabras con que cuenta el Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional es deficiente e insuficiente para poder describir en mayor detalle la condición actual de la subestación y la disposición de las instalaciones necesarias para el desarrollo de la ingeniería conceptual de la obra en el presente plan de expansión.

Sin perjuicio de lo anterior, a partir de la imagen satelital mostrada anteriormente, se estima que la subestación Las Cabras cuenta con espacio disponible al interior para la

instalación de un nuevo transformador de 25 MVA 66/15 kV, las respectivas obras para llevar a cabo su conexión y las adecuaciones respectivas que se incorporan a la obra.

1.2.8.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Ampliación de la barra principal en 66 kV, en configuración barra simple, para una nueva posición, de al menos la capacidad de la barra existente.
- Instalar un nuevo transformador 66/15 kV 25 MVA con CDBC.
- Instalar los paños de conexión del nuevo transformador en alta y media tensión.
- Completar el paño de línea perteneciente a la línea 1x66 kV San Vicente de Tagua Tagua – Las Cabras en el extremo de la subestación Las Cabras.
- Ampliación de la barra principal de 15 kV mediante la construcción de una nueva sección de barra, resultando una configuración de barra simple seccionada, contemplándose, al menos, cuatro paños para alimentadores, un paño de entrada del transformador a la barra y un paño seccionador.
- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

Para efectos de lo anterior, sería factible utilizar el espacio dentro del terreno de la subestación para la ampliación de la barra en 66 kV y la instalación de un nuevo transformador, con su respectivo paño de alta tensión y una nueva barra de media tensión, sin la necesidad de realizar desconexiones de suministro eléctrico o de construir instalaciones provisionales durante el período de construcción.

Adicionalmente, para dar cumplimiento a las exigencias mínimas definidas en el Anexo Técnico de Diseño de Instalaciones de Transmisión correspondiente a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, el proyecto considera completar el paño de línea perteneciente a la línea 1x66 kV San Vicente de Tagua Tagua – Las Cabras, debiendo realizarlo en alguna secuencia constructiva que evite o minimice las interrupciones en el suministro de clientes finales.

Figura 1.50: Identificación del área donde se ejecutará el proyecto en S/E Las Cabras.



Adicionalmente, en base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Construcción de plataformas para la instalación de los nuevos equipamientos.
- Construcción y adecuación de malla a tierra subterránea.
- Construcción de canalizaciones para las conexiones en alta tensión (66 kV) y media tensión (15 kV).
- Construcción de cámaras de hormigón.
- Instalación de los equipamientos para los servicios auxiliares, telecomunicación y protección de instalaciones comunes, de ser necesario.

1.2.8.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir.

No se observan interferencias para la ejecución de las obras, teniendo presente que la instalación de los nuevos equipamientos cumpliría con las distancias mínimas entre los distintos elementos de la subestación exigidas por la normativa técnica vigente.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

En cuanto a los impactos medio ambientales y sociales, no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

1.2.8.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Las Cabras se consideró lo siguiente.

Tabla 21: Listado de equipos principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador 3F 66/15 kV, 25 MVA	1
2	Transformador de Potencial 15 kV	3
3	Transformador de Potencial 66 kV	6
4	Transformador de Corriente 15 kV	12
5	Transformador de Corriente 66 kV	6
6	Pararrayos 66 kV	6
7	Interruptor 23 kV, Tipo Doghouse	2
8	Interruptor 66 kV,	2
9	Reconectador alimentador 15 kV	4
10	Desconectador 3F 15 kV s/cpt	10
11	Desconectador 3F 15 kV c/cpt	2
12	Desconectador 3F 66 kV s/cpt	3
13	Desconectador 3F 66 kV c/cpt	1

1.2.9 AMPLIACIÓN EN S/E ROSARIO 66 KV (BS)

1.2.9.1 Situación existente

La subestación Rosario, de propiedad de la Compañía General de Electricidad S.A., se ubica aproximadamente a 346 m.s.n.m, en la región del Libertador Bernardo O'Higgins, comuna de Rengo y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19H: 332088.45 m Este, 6197781.59 m Sur.

Figura 1.51: Ubicación de S/E Rosario



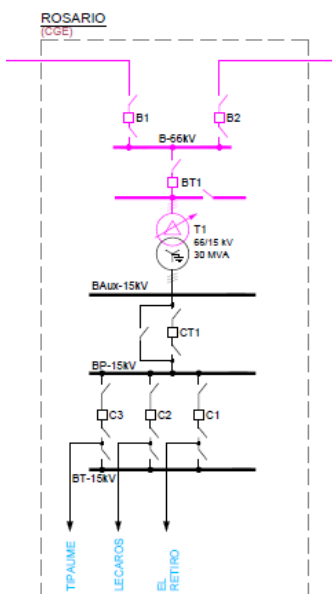
La subestación Rosario actualmente cuenta con un patio de 66 kV en configuración barra simple con barra auxiliar y tecnología AIS o Air Insulated Substation, con un transformador de poder (Transformador N° 1) de razón de transformación 66/15 kV y 30 MVA de capacidad máxima. Este equipo cuenta con paños de conexión en ambos niveles de tensión.

La subestación se encuentra conectada en el Sistema Eléctrico Nacional a través de las líneas 1x66 kV Tap Off Los Lirios – Rosario y 1x66 kV Rosario – Tap Off Rengo.

En cuanto a las instalaciones en media tensión, se destaca la existencia de un patio de 15 kV en configuración barra principal y barra auxiliar, con paños asociados al transformador y 3 alimentadores.

A continuación, se presenta el diagrama unilineal de la situación existente de la S/E Rosario.

Figura 1.52: Unilineal S/E Rosario (Actual).



1.2.9.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Ampliación de la barra principal de 66 kV, considerando la extensión de plataforma e instalaciones comunes, de manera de permitir la conexión de dos nuevos paños.

Dada la situación actual en S/E Rosario, se observa que es posible desarrollar la obra dentro del terreno existente, realizando la ampliación de la barra en estructuras de tipo parrón según el estándar actual del patio de 66 kV de la subestación.

Considerando lo anterior, no se observan interferencias ni la necesidad de reubicar estructuras o equipos para la realización del proyecto. Adicionalmente, no se vislumbran requerimientos de desconexiones prolongadas de suministro eléctrico u obras provisionarias para la ejecución del proyecto ya que, a partir de la información con la que se cuenta, sería posible desarrollar la obra manteniendo en servicio las instalaciones existentes.

En consecuencia, el sector propuesto para el desarrollo de la obra de ampliación en subestación Rosario se muestra en la siguiente imagen.

Figura 1.53: Identificación del área referencial para ejecutar el proyecto en S/E Rosario.



A partir de lo dispuesto anteriormente, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Extensión y reposición de la plataforma del patio de 66 kV de la subestación, en caso de ser requerido.
- Extensión y adecuación de la malla de puesta a tierra existente en caso de ser requerido.
- Construcción de fundaciones asociadas a los marcos de barra tipo parrón que se instalarán.
- Montaje de marcos de barra tipo parrón.
- Instalación de conductor de barra para la ampliación, con sus respectivas cadenas de aisladores, ferretería y otros accesorios.
- Ampliación de los servicios auxiliares de la subestación en caso de ser necesario para el desarrollo de las obras.

1.2.9.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir y no se observan interferencias para la ejecución de las obras.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

En cuanto a los impactos medioambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

1.2.9.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Rosario se consideró lo siguiente.

Tabla 22: Suministro y montaje de estructuras principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Pedestal de barra tipo parrón, 66 kV	4
2	Viga de barra tipo parrón, 66 kV	12

1.2.10 AMPLIACIÓN EN S/E LA RONDA (NTR ATMT)

1.2.10.1 Situación existente

La subestación La Ronda de propiedad de Compañía General de Electricidad S.A. se ubica aproximadamente a 326 m.s.n.m, en la región del Libertador General Bernardo O'Higgins, comuna de San Fernando y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19H: 320251,23 m Este, 6174256,36 m Sur.

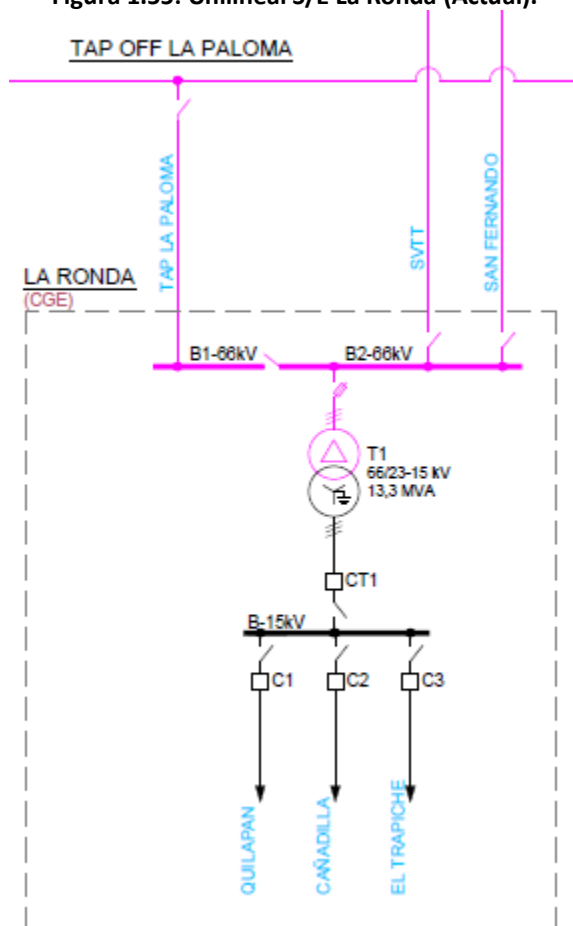
Figura 1.54: Ubicación de S/E La Ronda.



La subestación La Ronda, actualmente tiene un patio de 66 kV en configuración barra simple seccionada y tecnología AIS o Air Insulated Substation, con un transformador de poder, el T1 66/23-15 kV, de 13,3 MVA de capacidad máxima. La subestación se encuentra conectada en el Sistema Eléctrico Nacional mediante las líneas de transmisión 1x66 kV San Fernando – La Ronda, 1x66 kV La Ronda – San Vicente de Tagua Tagua y 1x66 kV Tap La Paloma – La Ronda. Cabe señalar que ninguna de las líneas antes mencionadas posee interruptor de poder en los paños de líneas que se conectan en la subestación La Ronda. Además, en cuanto al nivel de media tensión, posee una estructura tipo barra simple, a partir del cual se desprenden tres alimentadores en 15 kV.

A continuación, se presenta un diagrama unilineal de la S/E La Ronda.

Figura 1.55: Unilineal S/E La Ronda (Actual).



Cabe señalar que la información técnica de la subestación La Ronda con que cuenta el Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional es deficiente e insuficiente para poder describir en mayor detalle la condición actual de la subestación y la disposición de las instalaciones necesarias para el desarrollo de la ingeniería conceptual de la obra en el presente plan de expansión.

Sin perjuicio de lo anterior, a partir de la imagen satelital mostrada anteriormente, se estima que la subestación La Ronda cuenta con espacio disponible al interior para la instalación de un nuevo transformador de 20 MVA 66/15 kV, las respectivas obras para llevar a cabo su conexión y las adecuaciones respectivas que se incorporan a la obra.

Figura 1.56: Imagen frontal de la S/E La Ronda.



1.2.10.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Ampliación de la segunda sección de la barra en 66 kV, en configuración barra simple seccionada, para una nueva posición, de al menos la capacidad de la barra existente.
- Instalar un nuevo transformador 66/15 kV 20 MVA con CDBC.
- Instalar los paños de conexión del nuevo transformador en alta y media tensión, así como también completar los paños de las líneas 1x66 kV San Fernando – La Ronda y 1x66 kV La Ronda – San Vicente de Tagua Tagua, y la construcción de un nuevo paño de línea 1x66 kV La Ronda – Tap Las Paloma.
- Completar el paño de alta tensión del transformador existente TR1, en la primera sección de la barra 66 kV.
- Construcción de nuevo patio MT con barra de tipo parrón de 15 kV, en configuración barra simple más barra auxiliar, que permita la conexión de 3 nuevos paños de alimentadores, más una posición de entrada del nuevo transformador a la barra.
- Construcción de una nueva sala de control.
- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

Para efectos de lo anterior, resulta factible utilizar el espacio disponible dentro del terreno de la subestación para la ampliación de la barra en 66 kV y la instalación de un nuevo transformador, con sus respectivos paños de alta y media tensión, y una nueva barra de media tensión con barra auxiliar, sin la necesidad de realizar desconexiones de suministro eléctrico o de construir instalaciones provisionales durante el período de construcción.

Adicionalmente, para dar cumplimiento a las exigencias mínimas definidas en el Anexo Técnico de Diseño de Instalaciones de Transmisión correspondiente a la Norma Técnica de

Seguridad y Calidad de Servicio, el proyecto considera completar el paño de alta tensión del transformador existente al interior de la subestación, debiendo realizarlo en alguna secuencia constructiva que evite o minimice las interrupciones en el suministro de clientes regulados. Asimismo, se considera en el alcance de la obra la normalización o construcción de los paños de las líneas que se conectan en la subestación.

En consecuencia, se propone la instalación de los nuevos equipamientos en la zona identificada en la siguiente imagen.

Figura 1.57: Identificación del área donde se ejecutará el proyecto en S/E La Ronda.



A partir de lo dispuesto anteriormente, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Construcción de plataformas para la instalación de los nuevos equipamientos.
- Construcción y adecuación de malla a tierra subterránea.
- Construcción de canalizaciones para las conexiones, tanto en el patio de alta tensión (66 kV) y en el de media tensión (15 kV).

- Instalación de los equipamientos para los servicios auxiliares, telecomunicación y protección de instalaciones comunes.
- Repotenciamiento de equipos de asociados a servicios auxiliares e instalaciones comunes en caso de ser requerido.
- Extensión y/o reposición de la plataforma en el sector intervenido por el proyecto.
- Extensión y/o reubicación de los caminos existentes de la subestación.
- Extensión, modificación y/o refuerzo de la malla de puesta a tierra subterránea y aérea existentes si esta se viese afectada por el proyecto.

1.2.10.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir.

No se observan interferencias para la ejecución de las obras, teniendo presente que la instalación de los nuevos equipamientos cumpliría con las distancias mínimas entre los distintos elementos de la subestación exigidas por la normativa técnica vigente.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

En cuanto a los impactos medio ambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

1.2.10.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación La Ronda se consideró lo siguiente.

Tabla 23: Suministro y montaje de equipos principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador 3F 66/15 kV 20 MVA	1
2	Transformador de Potencial 66 kV	9

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
3	Transformador de Corriente 15 kV	9
4	Transformador de Corriente 66 kV	15
5	Pararrayos 15 kV	3
6	Pararrayos 66 kV	12
7	Interruptor 15 kV, Tipo Doghouse	1
8	Interruptor 66 kV	5
9	Reconectador alimentador 15 kV	3
10	Desconectador 3F 15 kV s/cpt	12
11	Desconectador 3F 66 kV s/cpt	8
12	Desconectador 3F 66 kV c/cpt	1

1.2.11 AMPLIACIÓN EN S/E PARRONAL (NTR ATMT) Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 1X66 KV LOS MAQUIS – HUALAÑÉ

1.2.11.1 Situación existente

La subestación Parronal de propiedad de Compañía General de Electricidad S.A. se ubica aproximadamente a 73 m.s.n.m, en la región del Maule, comuna de Hualañé y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19H: 253161,06 m Este, 6118110,78 m Sur.

Figura 1.58: Ubicación de S/E Parronal.



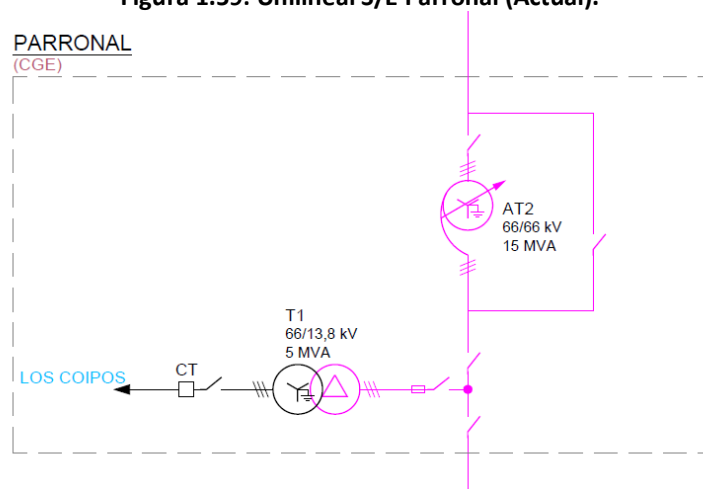
La subestación Parronal, actualmente está conformada por un transformador regulador AT2 66/66 kV 15 MVA a la entrada de la línea 1x66 kV Los Maquis (CGE) – Hualañé a la subestación, un transformador de retiro T1 66/13,8 kV de 5 MVA de capacidad máxima,

conectado en derivación a línea antes indicada, y un transformador 66/13,2 kV de 2 MVA de capacidad en reserva en frío. Además, la subestación cuenta con un patio de media tensión de 13,8 kV construido mediante un parrón de media tensión al cual se conecta solo un alimentador.

Es importante indicar además que la conexión en derivación a la línea de transmisión 1x66 kV Los Maquis – Hualañé del Sistema Eléctrico Nacional, no posee interruptores de poder en 66 kV en el paño de Alta tensión del transformador, ni en los paños de línea.

A continuación, se presenta un diagrama unilineal de la S/E Parronal.

Figura 1.59: Unilineal S/E Parronal (Actual).



Cabe destacar que la información técnica de la subestación Parronal con que cuenta el Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional es deficiente e insuficiente para poder describir en mayor detalle la condición actual de la subestación y la disposición de las instalaciones necesarias para el desarrollo de la ingeniería conceptual de la obra en el presente plan de expansión.

Sin perjuicio de lo anterior, a partir de la imagen satelital mostrada anteriormente, se estima que la subestación Parronal no cuenta con espacio disponible al interior para la instalación de un nuevo equipo de transformación de 15 MVA 66/13,8 kV con CDBC, una nueva barra de 66 kV, el seccionamiento de la línea, y las respectivas obras para llevar a cabo su conexión y las adecuaciones respectivas que se incorporan en el alcance de la obra, por lo cual, de corresponder, deberá gestionarse la compra de terreno que permita su ejecución.

Figura 1.60: Imagen de la S/E Parronal desde la Ruta J-60.



1.2.11.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Construcción de nueva barra 66 kV, en configuración barra simple, para a lo menos 4 posiciones, de a lo menos 100 MVA.
- Instalar un nuevo transformador 66/13,8 kV 15 MVA con CDBC.
- Seccionamiento de la línea 1x66 kV Los Maquis (CGE) – Hualañé en la nueva barra de subestación Parronal, a continuación del transformador regulador existente.
- Instalar los paños de conexión del nuevo transformador en alta y media tensión. Asimismo, se considera la construcción del paño de alta tensión del transformador existente, reemplazando el desconectador fusible existente.
- Completar los paños de llegada asociados al seccionamiento de la línea 1x66 kV Los Maquis (CGE) – Hualañé.
- Ampliación de la barra en 13,8 kV, en configuración barra simple, que permita la conexión de al menos 3 nuevos paños de alimentadores de media tensión más una posición de entrada del nuevo transformador a la barra.
- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.
- Retiro de Transformador 66/13,2 kV, 2 MVA de reserva en frío.
- Adecuaciones de la acometida de la línea a la nueva barra de 66 kV.

Figura 1.61: Identificación del área donde puede ejecutarse el proyecto en S/E Parronal.



Adicionalmente, para dar cumplimiento a las exigencias mínimas definidas en el Anexo Técnico de Diseño de Instalaciones de Transmisión correspondiente a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, el proyecto considera completar los paños de líneas y de transformación existentes al interior de la subestación, debiendo realizarlo en alguna secuencia constructiva que evite o minimice las interrupciones en el suministro de clientes regulados.

A partir de lo dispuesto anteriormente, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Construcción de plataformas para la instalación de los nuevos equipamientos.
- Construcción de las fundaciones de los equipos y estructuras a instalar.
- Construcción de canalizaciones para las conexiones, tanto de los patios de alta tensión (66 kV) y de media tensión (13,8 kV).
- Instalación de los equipamientos para los servicios auxiliares, telecomunicación y protección de instalaciones comunes.
- Repotenciamiento de equipos de asociados a servicios auxiliares e instalaciones comunes en caso de ser requerido.
- Extensión y/o reposición de la plataforma en el sector intervenido por el proyecto.
- Extensión y/o reubicación de los caminos existentes de la subestación.

- Extensión, modificación y/o refuerzo de la malla de puesta a tierra subterránea y aérea existentes si esta se viese afectada por el proyecto.
- Adecuaciones en sala de control en caso de ser requerido.
- Modificación de cercos perimetrales.
- Ampliación de sistema de iluminación, en perímetro interior y exterior.
- Compra de terreno que permita la ejecución de la obra.

1.2.11.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno existente de la subestación no dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir, por lo que será necesario realizar la gestión de compra de terreno suficiente y se deberá adecuar los caminos interiores de la subestación en caso de ser necesario. Adicionalmente, no se observan interferencias para la ejecución de las obras, siendo responsabilidad del adjudicatario el diseño de la solución y el cumplimiento de la normativa vigente, en lo que respecta a las distancias mínimas del equipamiento eléctrico. Tampoco se visualizan otros requerimientos especiales para la ejecución de la obra, por lo que tiene factibilidad técnica para su construcción. A su respecto, no se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se ha realizado una estimación de dichos requerimientos.

En cuanto a los impactos medioambientales y sociales de este proyecto, se debe tomar en cuenta que la construcción de la obra requiere de compra de terreno, por lo que se debe verificar que estos trabajos se ejecuten de acuerdo con la normativa ambiental vigente, y, de corresponder, se efectúe un adecuado trabajo con las comunidades cercanas.

1.2.11.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Parronal se consideró los siguientes equipos principales.

Tabla 24: Suministro y montaje de equipos principales.

N°	EQUIPO	CANT.
1	Transformador 3F 66/13,8 kV 15 MVA CDBC	1

N°	EQUIPO	CANT.
2	Transformador de Potencial 66 kV	9
3	Transformador de Corriente 15 kV	9
4	Transformador de Corriente 66 kV	12
5	Pararrayos 66 kV	9
6	Mufa para Cable de Poder XLPE 15 kV	6
7	Interruptor 12 kV, Tipo Doghouse	1
8	Interruptor 66 kV	4
9	Reconector alimentador 15 kV	3
10	Desconectador 3F 15 kV s/cpt	8
11	Desconectador 3F 66 kV s/cpt	4
12	Desconectador 3F 66 kV c/cpt	2

1.2.12 SECCIONAMIENTO LÍNEA 1X66 KV TENO – CURICÓ EN S/E RAUQUÉN (BS)

1.2.12.1 Situación existente

La subestación Rauquén, de propiedad de la Compañía General de Electricidad S.A., se ubica aproximadamente a 256 m.s.n.m, en la región del Maule, comuna de Curicó y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19H: 300538.21 m Este, 6130598.95m Sur.

Figura 1.62: Ubicación de S/E Rauquén



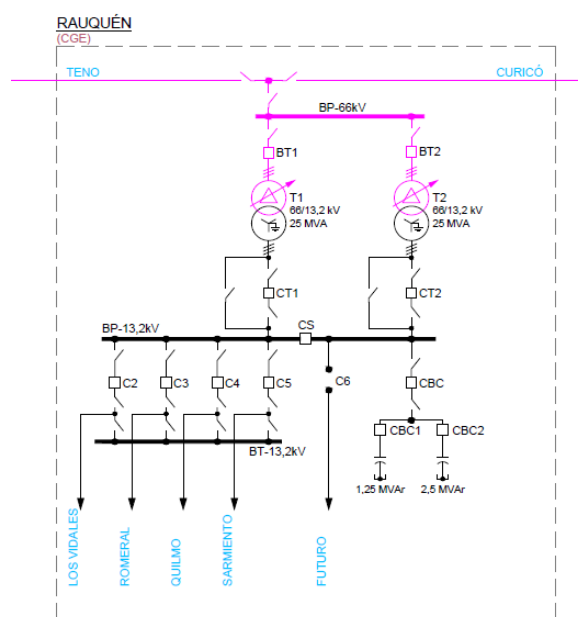
La subestación Rauquén actualmente cuenta con un patio de 66 kV en configuración barra simple con barra auxiliar y tecnología AIS o Air Insulated Substation, con dos transformadores de poder (Transformador N° 1 y N° 2) de razón de transformación 66/13,2 kV y 25 MVA de capacidad máxima cada uno. Ambos equipos cuentan con paños de conexión en sus respectivos niveles de tensión.

La subestación se encuentra conectada en el Sistema Eléctrico Nacional a partir de una conexión de tipo Tap Off a la línea 1x66 kV Teno – Curicó, conectándose a la mencionada línea mediante un arreglo de desconectadores.

En cuanto a las instalaciones en media tensión, se destaca la existencia de un patio de 13,2 kV en configuración barra principal seccionada y barra auxiliar, con paños asociados a los transformadores, cuatro alimentadores y dos bancos de condensadores.

A continuación, se presenta el diagrama unilineal de la situación existente de la S/E Rauquén.

Figura 1.63: Unilineal S/E Rauquén (Actual).



1.2.12.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Seccionamiento completo de la línea 1x66 kV Teno – Curicó, completando los paños de línea que actualmente se encuentran conectados en Tap Off .

A partir de lo que se puede ver en la imagen satelital de la S/E Rauquén, se infiere que es posible desarrollar la obra dentro del terreno existente, instalando los paños de línea utilizando las estructuras de tipo parrón que posee actualmente el patio de 66 kV de la subestación.

Sin embargo, se debe señalar que la información técnica de la subestación Rauquén con que cuenta el Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional es deficiente e insuficiente para poder describir en mayor detalle la condición actual de la subestación y la disposición de las instalaciones necesarias para el desarrollo de la ingeniería conceptual de la obra en el presente plan de expansión.

En consecuencia, el sector propuesto para el desarrollo de la obra de ampliación en subestación Rauquén se muestra en la siguiente imagen.

Figura 1.64: Identificación del área referencial para ejecutar el proyecto en S/E Rauquén.



A partir de lo dispuesto anteriormente, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Extensión y reposición de la plataforma del patio de 66 kV de la subestación, en caso de ser requerido.
- Extensión y adecuación de la malla de puesta a tierra existente en caso de ser requerido.
- Construcción de fundaciones asociadas a los equipos que se instalarán.
- Reutilización y/o reubicación de equipos existentes en caso de ser requerido.
- Reubicación de estructuras y equipos existentes en caso de interferir con el desarrollo de la obra.
- Ampliación de los servicios auxiliares de la subestación en caso de ser necesario para el desarrollo de las obras.

1.2.12.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir y no se observan interferencias para la ejecución de las obras.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

En cuanto a los impactos medioambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

1.2.12.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de seccionamiento de línea 1x66 kV Teno – Curicó en la subestación Rauquén se consideró lo siguiente.

Tabla 25: Suministro y montaje de estructuras principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Interruptor 66 kV	2
2	Transformador de corriente 66 kV	6
3	Transformador de potencial 66 kV	6
4	Desconectador trifásico 66 kV, con conexión de puesta a tierra, montaje vertical	2
5	Desconectador trifásico 66 kV, sin conexión de puesta a tierra, montaje vertical	2
6	Pararrayos 66 kV	6

1.2.13 AMPLIACIÓN EN S/E PANGUILEMO (NTR ATMT)

1.2.13.1 Situación existente

La subestación Panguilemo, de propiedad de la Compañía General de Electricidad S.A., se ubica aproximadamente a 122 m.s.n.m, en la región del Maule, comuna de Talca y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19H: 264360.39 m Este, 6083251.99 m Sur.

Figura 1.65: Ubicación de S/E Panguilemo.



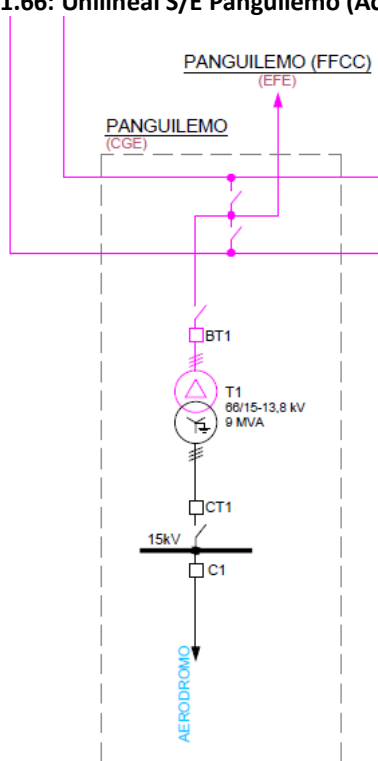
La subestación Panguilemo actualmente cuenta con un patio de 66 kV en configuración barra simple con barra auxiliar y tecnología AIS o Air Insulated Substation, con un transformador de poder (Transformador N° 1) de razón de transformación 66/15 kV y 9 MVA de capacidad máxima. Este equipo cuenta con paños de conexión en ambos niveles de tensión.

La subestación se encuentra conectada en el Sistema Eléctrico Nacional a partir de una conexión de tipo Tap Off a ambos circuitos de la línea 2x66 kV Itahue – Talca, conectándose a esta línea mediante un arreglo de desconectadores. A partir de dicha conexión en Tap Off también se conecta Panguilemo (FFCC).

En cuanto a las instalaciones en media tensión, se destaca la existencia de unas estructuras de soporte que permiten la conexión en 15 kV del transformador existente y la salida de un alimentador, cuyo paño posee un reconectador de media tensión.

A continuación, se presenta el diagrama unilineal de la situación existente de la S/E Panguilemo.

Figura 1.66: Unilineal S/E Panguilemo (Actual).



1.2.13.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Instalación de un nuevo transformador 66/15 kV de 10 MVA de capacidad.
- Ampliación de la barra de 66 kV a la cual se conecta el transformador existente, de manera de permitir la conexión del nuevo equipo.
- Instalación de los respectivos paños de conexión del transformador. En el caso de 66 kV el paño a instalar tendrá una configuración de tipo barra simple. El paño en 15 kV tendrá la misma configuración.
- Construcción de un patio en 15 kV en configuración barra simple para la conexión del nuevo equipo y espacio en barra para dos paños de alimentadores.
- Instalación de dos paños para alimentadores en 15 kV en configuración barra simple.
- Construcción de dos paños de línea en 66 kV en configuración barra simple para el seccionamiento del circuito N°1 de la línea 2x66 kV Itahue – Talca.
- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

Dada la situación actual en S/E Panguilemo, se observa que es posible desarrollar la obra dentro del terreno de la subestación, ubicando el nuevo transformador contiguo al transformador N° 1 existente, realizando la conexión del equipo en el espacio que se

generará al ampliar la barra de 66 kV y construyendo la barra de media tensión correspondiente.

Para el seccionamiento, se ha proyectado realizar adecuaciones y ampliación de barra en el sector oriente de la subestación, por donde se ubica la línea 2x66 kV Itahue – Talca, de forma tal de permitir la construcción de los dos paños de línea requeridos.

Considerando lo anterior, no se observan mayores interferencias pero es posible que exista la necesidad de reubicar estructuras o equipos para la realización del proyecto. Adicionalmente, no se vislumbran requerimientos de desconexiones prolongadas de suministro eléctrico u obras provisionarias para la ejecución del proyecto ya que, a partir de la información con la que se cuenta, sería posible desarrollar la obra manteniendo en servicio las instalaciones existentes.

En consecuencia, el sector propuesto para el desarrollo de la obra de ampliación en subestación Panguilemo se muestra en la siguiente imagen.

Figura 1.67: Identificación del área referencial para ejecutar el proyecto en S/E Panguilemo.



A partir de lo dispuesto anteriormente, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Construcción de muro cortafuego entre el transformador N° 1 y el nuevo equipo.
- Construcción de foso recolector de aceite.
- Instalación de transformadores de potencial para la barra de 66 kV.
- Construcción de las fundaciones de los equipos y estructuras a instalar.
- Construcción de canalizaciones para equipos y paños a instalar.
- Instalación de equipos de protección y medición para paños y equipos junto con todas sus funciones correspondientes.

- Repotenciamiento de equipos de asociados a servicios auxiliares e instalaciones comunes en caso de ser requerido.
- Extensión y/o reposición de la plataforma en el sector intervenido por el proyecto.
- Extensión y/o reubicación de los caminos existentes de la subestación.
- Extensión, modificación y/o refuerzo de la malla de puesta a tierra subterránea y aérea existentes si esta se viese afectada por el proyecto.
- Adecuaciones en sala de control en caso de ser requerido.
- Modificación de cercos perimetrales.

1.2.13.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir y no se observan interferencias para la ejecución de las obras.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

En cuanto a los impactos medioambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

1.2.13.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Panguilemo se consideró lo siguiente.

Tabla 26: Suministro y montaje de equipos principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador 3F 66/15 kV 10 MVA	1
2	Transformador de Potencial 15 kV	3
3	Transformador de Potencial 66 kV	9
4	Transformador de Corriente 15 kV	6
5	Transformador de Corriente 66 kV	9

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
6	Interruptor 12 kV, Tipo Doghouse	2
7	Interruptor 66 kV	3
8	Reconector alimentador 15 kV	2
9	Desconector 3F 15 kV s/cpt	8
10	Desconector 3F 66 kV s/cpt	1
11	Desconector 3F 66 kV s/cpt	4

1.2.14 AMPLIACIÓN EN S/E LINARES 154 KV (BS)

1.2.14.1 Situación existente

La subestación Linares, de propiedad de la Compañía General de Electricidad S.A., se ubica aproximadamente a 150 m.s.n.m, en la región del Maule, comuna de Linares y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19H: 262633.33 m Este, 6030010.47 m Sur.

Figura 1.68: Ubicación de S/E Linares



La subestación Linares actualmente cuenta con un patio de 154 kV en configuración barra simple y tecnología AIS o Air Insulated Substation, con un transformador de poder (Transformador N° 1) de razón de transformación 154/66 kV y 75 MVA de capacidad máxima. Este equipo cuenta con paños de conexión en ambos niveles de tensión.

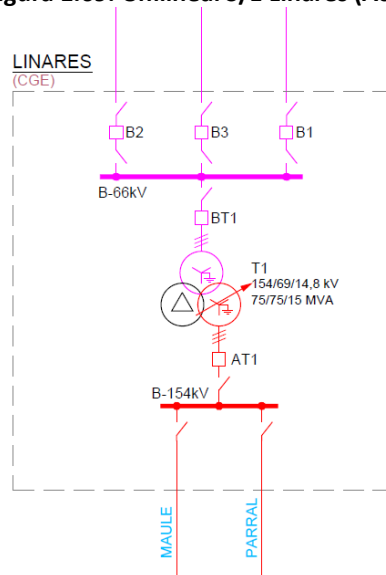
Adicionalmente, la subestación cuenta con un patio de 66 kV en la misma configuración y tecnología que el patio de 154 kV.

Por parte del nivel de tensión 154 kV, la subestación se encuentra conectada en el Sistema Eléctrico Nacional a través de las líneas 1x154 kV Maule – Linares y 1x154 kV Linares – Parral.

Junto a lo expuesto anteriormente, cabe destacar que la subestación Linares se encuentra en proceso de ampliación según lo establecido en el Decreto Exento N° 198, de 2019, del Ministerio de Energía. El proyecto consignado en dicho decreto, indica la instalación de un nuevo equipo de transformación 154/66 kV de 75 MVA con sus respectivos paños en ambos niveles de tensión, la construcción de paños de seccionamiento para la línea 1x154 kV Charrúa – Itahue y otras obras en el patio de 66 kV de la subestación Linares.

Dado lo anterior, a continuación, se presenta el diagrama unilineal de la situación actual de la S/E Linares, sin considerar las obras establecidas en el Decreto Exento N° 198.

Figura 1.69: Unilineal S/E Linares (Actual).



1.2.14.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Ampliación de la barra principal de 154 kV, considerando la extensión de plataforma e instalaciones comunes, de manera de permitir la conexión de dos nuevos paños.

Dada la situación actual en S/E Linares, se observa que es posible desarrollar la obra dentro del terreno existente, realizando la ampliación de la barra hacia el sector sur de la subestación, considerando que parte del espacio disponible se utilizará para la obra de ampliación establecida en el Decreto Exento N° 198.

Considerando lo anterior, no se observan interferencias ni la necesidad de reubicar estructuras o equipos para la realización del proyecto. Adicionalmente, no se vislumbran requerimientos de desconexiones prolongadas de suministro eléctrico u obras provisionarias para la ejecución del proyecto ya que, a partir de la información con la que se cuenta, sería posible desarrollar la obra manteniendo en servicio las instalaciones existentes.

En consecuencia, el sector propuesto para el desarrollo de la obra de ampliación en subestación Linares se muestra en la siguiente imagen.

Figura 1.70: Identificación del área referencial para ejecutar el proyecto en S/E Linares en rojo. En azul, área referencial intervenida por proyecto DE N°198



A partir de lo dispuesto anteriormente, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Extensión y reposición de la plataforma del patio de 154 kV de la subestación, en caso de ser requerido.
- Extensión y adecuación de la malla de puesta a tierra existente en caso de ser requerido.
- Construcción de fundaciones asociadas a los marcos de barra que se instalarán.
- Montaje de marcos de barra.
- Instalación de conductor de barra para la ampliación, con sus respectivas cadenas de aisladores, ferretería y otros accesorios.
- Ampliación de los servicios auxiliares de la subestación en caso de ser necesario para el desarrollo de las obras.

1.2.14.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir y no se observan interferencias para la ejecución de las obras.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

En cuanto a los impactos medioambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

1.2.14.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Linares se consideró lo siguiente.

Tabla 27: Suministro y montaje de estructuras principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Pilar marco de barra, 154 kV	2
2	Viga marco barra, 154 kV	1

1.2.15 AMPLIACIÓN EN S/E HUALTE (NTR ATMT)

1.2.15.1 Situación existente

La subestación Hualte, de propiedad de la Compañía General de Electricidad S.A., se ubica aproximadamente a 81 m.s.n.m, en la región del Ñuble, comuna de Ninhue y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 18H: 735582.34 m Este, 5965326.21 m Sur.

Figura 1.71: Ubicación de S/E Hualte.



La subestación Hualte actualmente cuenta con un patio de 66 kV en configuración barra simple y tecnología AIS o Air Insulated Substation, con tres transformadores de poder, los cuales se enumeran a continuación:

- Transformador N° 1, 66/33-23 kV de 10 MVA de capacidad máxima.
- Transformador N° 2, 66/13,8 kV de 2 MVA de capacidad máxima.
- Transformador N° 3, 66/13,8 kV de 2 MVA de capacidad máxima.

De los equipos mencionados, solo el transformador N° 1 posee un paño con interruptor para conectarse a la barra de 66 kV. Los dos equipos restantes se conectan a dicha barra mediante desconectores convencionales y desconectores fusible.

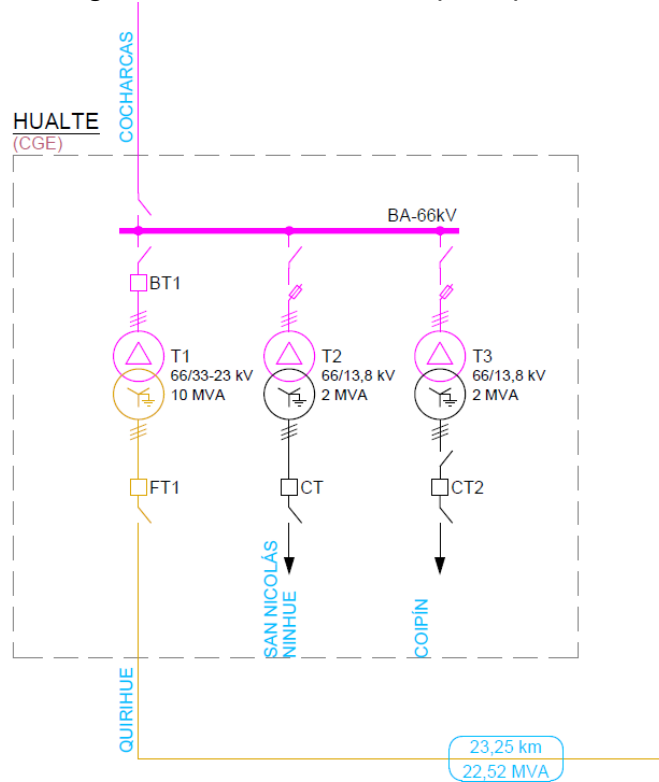
La subestación se encuentra conectada en el Sistema Eléctrico Nacional mediante la línea de transmisión 1x66 kV Cocharcas – Hualte la cual no posee interruptor en S/E Hualte. Adicionalmente, cabe señalar que la subestación Hualte también se encuentra conectada en 33 kV con la subestación Quirihue mediante la línea 1x33 kV Hualte – Quirihue, la cual se conecta al lado de 33 kV del transformador N° 1.

En cuanto a las instalaciones en media tensión, se destaca que no existe una barra que agrupe los alimentadores en 13,8 kV que salen desde la subestación Hualte, conectándose

estos de manera independiente al transformador al que están asociados (equipos N° 2 y N° 3).

A continuación, se presenta el diagrama unilineal de la situación existente de la S/E Hualte.

Figura 1.72: Unilineal S/E Hualte (Actual).



1.2.15.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Instalación de un nuevo transformador 66/13,8 kV de 10 MVA de capacidad.
- Instalación de los respectivos paños de conexión del transformador. En el caso de 66 kV el paño a instalar tendrá una configuración de tipo barra simple. El paño en 13,8 kV tendrá la misma configuración.
- Incorporación de nuevo paño de línea, en configuración barra simple, asociado al circuito proveniente desde S/E Cocharcas.
- Construcción de un patio en 13,8 kV en configuración barra simple para la conexión del nuevo equipo y espacio en barra para tres paños de alimentadores.
- Instalación de dos paños para alimentadores en 13,8 kV en configuración barra simple.
- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

- Ampliación de la barra, plataforma e instalaciones comunes del patio de 66 kV en tres posiciones, para permitir la conexión del nuevo transformador, la conexión del paño asociado a la nueva línea 1x66 kV Hualte – Itata y la conexión de un futuro proyecto

Dada la situación actual en S/E Hualte, se observa que es posible desarrollar la obra dentro del terreno de la subestación, ubicando el nuevo transformador contiguo al transformador N° 1 existente, realizando la conexión del equipo en el espacio disponible en la barra de 66 kV y construyendo el patio de media tensión correspondiente.

Considerando lo anterior, no se observan interferencias ni la necesidad de reubicar estructuras o equipos para la realización del proyecto. Adicionalmente, no se vislumbran requerimientos de desconexiones prolongadas de suministro eléctrico u obras provisionarias para la ejecución del proyecto ya que, a partir de la información con la que se cuenta, sería posible desarrollar la obra manteniendo en servicio las instalaciones existentes.

En consecuencia, el sector propuesto para el desarrollo de la obra de ampliación en subestación Hualte se muestra en la siguiente imagen.

Figura 1.73: Identificación del área referencial para ejecutar el proyecto en S/E Hualte.



A partir de lo dispuesto anteriormente, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Construcción de muro cortafuego entre el transformador N° 1 y el nuevo equipo.
- Construcción de foso recolector de aceite.
- Construcción de las fundaciones de los equipos y estructuras a instalar.
- Construcción de canalizaciones para equipos y paños a instalar.

- Instalación de equipos de protección y medición para paños y equipos junto con todas sus funciones correspondientes.
- Repotenciamiento de equipos de asociados a servicios auxiliares e instalaciones comunes en caso de ser requerido.
- Extensión y/o reposición de la plataforma en el sector intervenido por el proyecto.
- Extensión y/o reubicación de los caminos existentes de la subestación.
- Extensión, modificación y/o refuerzo de la malla de puesta a tierra subterránea y aérea existentes en el sector intervenido por el proyecto.
- Construcción o ampliación de sala de control.
- Modificación de cercos perimetrales.

1.2.15.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir y no se observan interferencias para la ejecución de las obras.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

En cuanto a los impactos medioambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

1.2.15.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Hualte se consideró lo siguiente.

Tabla 28: Suministro y montaje de equipos principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador 3F 66/13,2 kV 10 MVA	1
2	Transformador de Potencial 15 kV	3
3	Transformador de Potencial 66 kV	3

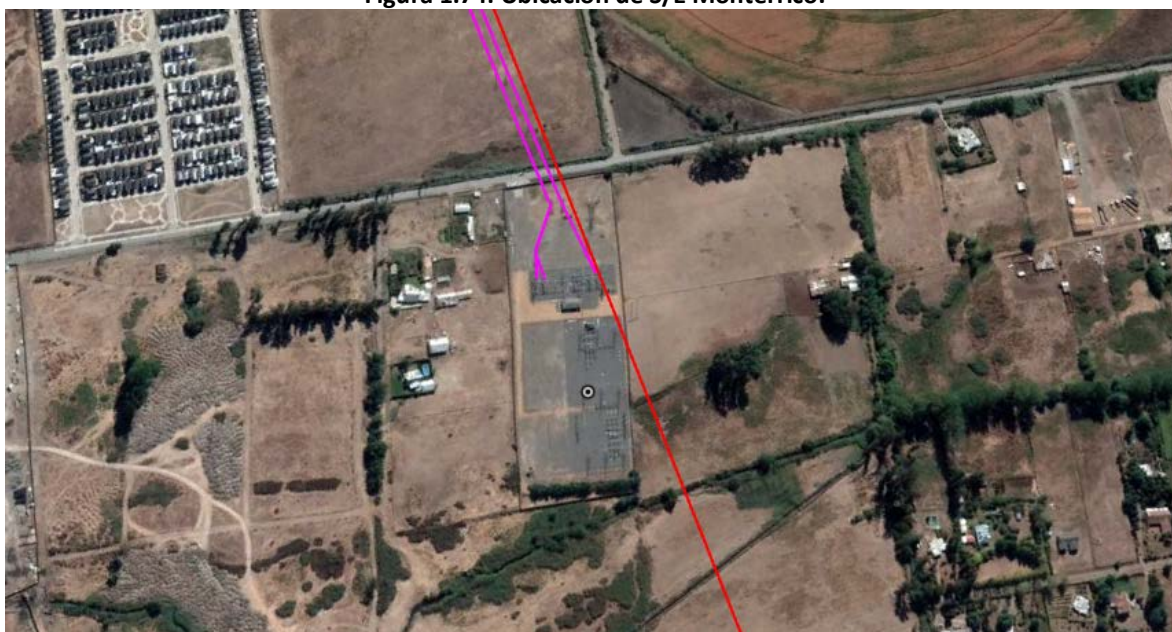
ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
4	Transformador de Corriente 15 kV	6
5	Transformador de Corriente 66 kV	6
6	Pararrayos 66 kV	3
7	Interruptor 12 kV, Tipo Doghouse	1
8	Interruptor 66 kV	2
9	Reconectador alimentador 13,8 kV	2
10	Desconectador 3F 15 kV s/cpt	6
11	Desconectador 3F 66 kV s/cpt	2

1.2.16 AMPLIACIÓN EN S/E MONTERRICO (NTR ATMT)

1.2.16.1 Situación existente

La subestación Monterrico de propiedad de Compañía General de Electricidad S.A. se ubica aproximadamente a 145 m.s.n.m, en la región del Biobío, comuna de Chillán y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 18H: 762772,43 m Este, 5944091,59 m Norte.

Figura 1.74: Ubicación de S/E Monterrico.



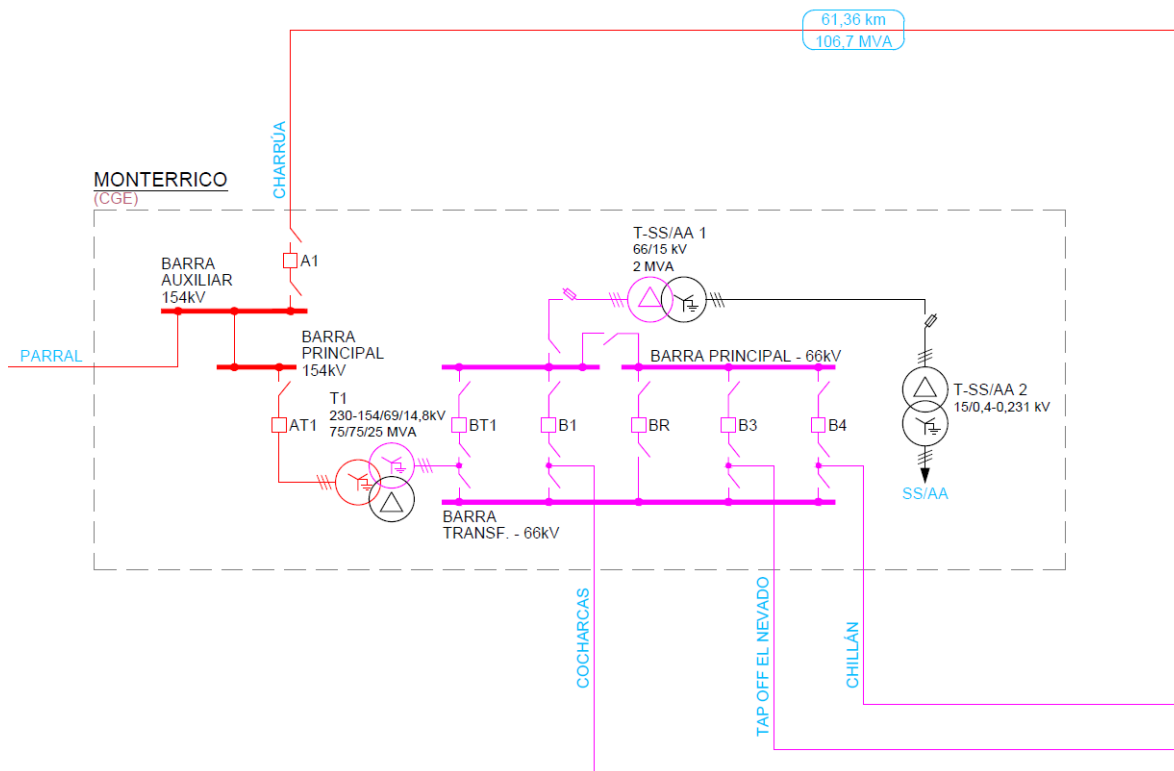
La subestación Monterrico, actualmente posee un patio de 154 kV con dos barras, barra principal y barra auxiliar, ambas en configuración barra simple y tecnología AIS o Air Insulated Substation, un transformador de poder con nivel de tensión 230-154/69/14,8 kV y de 75/75/25 MVA de capacidad máxima y un patio de 66 kV en configuración barra principal seccionada y barra de transferencia. Cabe destacar que, actualmente, la subestación no cuenta con un patio de media tensión.

Además, la subestación se encuentra conectada en el Sistema Eléctrico Nacional mediante las líneas de transmisión 1x154 kV Charrúa – Monterrico, 1x154 kV Monterrico – Parral,

1x66 kV Monterrico – Cocharcas, 1x66 kV Monterrico – Tap Off El Nevado y 1x66 kV Monterrico – Chillán.

A continuación, se presenta un diagrama unilineal de la S/E Monterrico.

Figura 1.75: Unilineal S/E Monterrico (Actual).



Cabe destacar que la información técnica de la subestación Monterrico con que cuenta el Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional es deficiente e insuficiente para poder describir en mayor detalle la condición actual de la subestación y la disposición de las instalaciones necesarias para el desarrollo de la ingeniería conceptual de la obra en el presente plan de expansión.

Sin perjuicio de lo anterior, a partir de la imagen satelital mostrada anteriormente, se estima que la subestación Monterrico cuenta con espacio disponible al interior para la instalación de un nuevo equipo de transformación de 66/13,8 kV y 30 MVA, las respectivas obras para llevar a cabo su conexión y las adecuaciones respectivas que se incorporan a la obra.

Figura 1.76: Imagen frontal de la S/E Monterrico.



Figura 1.77: Imagen satelital de la S/E Monterrico.



1.2.16.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Instalar un nuevo transformador 66/13,8 kV 30 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC).
- Instalar los paños de conexión del nuevo transformador en ambos niveles tensión.
- Construcción de un nuevo patio en 13,8 kV, en configuración barra simple y barra auxiliar, que permita la conexión de al menos 4 nuevos paños de alimentadores, una posición de entrada del transformador a las barras, un paño de conexión para compensación capacitiva.
- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

Para efectos de lo anterior, sería factible utilizar el espacio dentro del terreno de la subestación para la ampliación de la barra en 66 kV y la instalación de un nuevo transformador, con su respectivo paño de alta tensión y una nueva barra de media tensión, sin la necesidad de realizar desconexiones de suministro eléctrico o de construir instalaciones provisionales durante el período de construcción.

Figura 1.78: Identificación del área donde puede ejecutarse el proyecto en S/E Monterrico.



Adicionalmente, para dar cumplimiento a las exigencias mínimas definidas en el Anexo Técnico de Diseño de Instalaciones de Transmisión correspondiente a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, el proyecto considera completar los paños de líneas y de transformación existentes al interior de la subestación, debiendo realizarlo en alguna secuencia constructiva que evite o minimice las interrupciones en el suministro de clientes regulados.

A partir de lo dispuesto anteriormente, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Construcción de plataformas para la instalación de los nuevos equipamientos.
- Construcción de las fundaciones de los equipos y estructuras a instalar.
- Construcción de canalizaciones para las conexiones en alta tensión (66 kV) y media tensión (13,8 kV).

-
- Instalación de los equipamientos para los servicios auxiliares, telecomunicación y protección de instalaciones comunes.
 - Repotenciamiento de equipos de asociados a servicios auxiliares e instalaciones comunes en caso de ser requerido.
 - Extensión y/o reposición de la plataforma en el sector intervenido por el proyecto.
 - Extensión y/o reubicación de los caminos existentes de la subestación.
 - Extensión, modificación y/o refuerzo de la malla de puesta a tierra subterránea y aérea existentes si esta se viese afectada por el proyecto.
 - Adecuaciones en sala de control en caso de ser requerido.
 - Modificación de cercos perimetrales en caso de ser requerido.

1.2.16.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir.

No se observan interferencias para la ejecución de las obras, teniendo presente que la instalación de los nuevos equipamientos cumpliría con las distancias mínimas entre los distintos elementos de la subestación exigidas por la normativa técnica vigente.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

En cuanto a los impactos medio ambientales y sociales, no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

1.2.16.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Monterrico se consideró los siguientes equipos principales.

Tabla 29: Listado de equipos principales.

N°	EQUIPO	CANT.
1	Transformador 3F 66/13,8 kV, 30 MVA	1
2	Transformador de Potencial 13,8 kV	3
3	Transformador de Corriente 13,8 kV	15
4	Transformador de Corriente 66 kV	3
5	Pararrayos 66 kV	3
6	Interruptor 13,8 kV, Tipo Doghouse	1
7	Interruptor 66 kV	1
8	Reconector alimentador 13,8 kV	4
9	Desconectador 3F 13,8 kV s/cpt	12
10	Desconectador 3F 66 kV s/cpt	2
11	Banco CCEE 13,8 kV - 15 MVar, trifásico	1

1.2.17 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X66 KV SANTA ELVIRA – TAP EL NEVADO

1.2.17.1 Situación existente

El trazado que se debe intervenir se encuentra ubicado en la región del Ñuble, a una altura promedio de 135 m.s.n.m, y se conforma por el tramo que se extiende desde la actual subestación Santa Elvira hasta la estructura que conforma el denominado Tap El Nevado. Ambas instalaciones junto con la línea que las conecta son propiedad de la Compañía General de Electricidad S.A.

A partir de lo anterior, se presenta en la siguiente imagen la línea que se debe intervenir.

Figura 1.79: Vista de trazado 1x66 kV Santa Elvira – Tap El Nevado



La línea tiene una longitud aproximada de 2 km, con un estimado de 21 estructuras de simple circuito, siendo el conductor actual de la línea un AAAC Butte. No se pudo determinar el número exacto de estructuras que se deben intervenir producto del proyecto, ya que no se encontraron datos del tramo en el Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional.

1.2.17.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Aumento de capacidad de la línea 1x66 kV Santa Elvira – Tap El Nevado utilizando un conductor que permita la transmisión de una capacidad de, a lo menos, 90 MVA a 35°C con sol.
- Completar el paño de la línea 1x66 kV Santa Elvira – Tap El Nevado en subestación Santa Elvira, en configuración barra simple, reutilizando la infraestructura existente cuando sea posible.

Para realizar lo anterior, se ha considerado el cambio del actual conductor AAAC Butte por un conductor que permita mantener las actuales faja de seguridad y franja de servidumbre y que, además, permita el aumento de capacidad del tramo hasta a lo menos 90 MVA.

Considerando lo previamente expuesto, para efectos de la valorización se ha considerado la utilización de un conductor de alta temperatura ACCC Helsinki.

Junto con el cambio de conductor, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Suministro e instalación de nuevas cadenas de aisladores.
- Suministro e instalación de nuevos herrajes y ferretería asociada que permitan la correcta instalación del nuevo conductor.
- Desmontaje y retiro del conductor AAAC Butte de la línea a intervenir, junto con todas las cadenas de aisladores, herrajes, ferretería y otros accesorios que no puedan ser reutilizados en el proyecto.
- Refuerzo de las estructuras existentes que lo requieran producto de la ejecución del proyecto.
- Suministro e instalación de estructuras temporales para la ejecución de variantes que permitan mantener el suministro durante las obras.
- Construcción de las fundaciones de los equipos y estructuras nuevas a instalar.
- Construcción de canalizaciones para equipos y paño a instalar.
- Instalación de equipos de protección y medición para paño y equipos junto con todas sus funciones correspondientes.
- Extensión y/o reposición de la plataforma en el sector intervenido por el proyecto.
- Extensión y/o reubicación de los caminos existentes de la subestación.
- Extensión, modificación y/o refuerzo de la malla de puesta a tierra subterránea y aérea existentes en el sector intervenido por el proyecto.

1.2.17.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras

detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El tramo de línea que será intervenido se encuentra en una zona urbana, por lo que se ha considerado en esta ingeniería conceptual que el proyecto considera todas las medidas para realizar la obra de forma tal de no afectar la seguridad de las personas y de otras instalaciones.

A su vez, dado que la línea que se ampliará es de simple circuito, se ha considerado como posibilidad la necesidad de instalar estructuras temporales para reubicar tramos del trazado mientras se realizan las obras de cambio de conductor y así no interrumpir el suministro a clientes finales por tiempos prolongados.

En cuanto a los impactos medioambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de estructuras para el tramo a intervenir.

1.2.17.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización del proyecto se consideró lo siguiente:

Tabla 30: Suministro y montaje de equipos principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Conductor de aluminio ACCC Helsinki (metros)	6.442
2	Grampa y ferretería de anclaje	54
3	Grampa y ferretería de suspensión	45
4	Transformador de potencial 66 kV	3
5	Transformador de corriente 66 kV	3
6	Pararrayos 66 kV	3
7	Interruptor 66 kV	1
8	Desconectador 3F 66 kV sin conexión de puesta a tierra	1
9	Desconectador 3F 66 kV con conexión de puesta a tierra	1

1.2.18 AMPLIACIÓN EN S/E QUILMO II 66 KV (BS) Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 1X66 KV CHILLÁN – TAP QUILMO

1.2.18.1 Situación existente

La subestación Quilmo II de propiedad de la Cooperativa Copelec se ubica aproximadamente a 129 m.s.n.m, en la región de Ñuble, comuna de Chillán Viejo y con coordenadas referenciales UTM zona 18H: 759140,47 m Este, 5940597,37 m Norte.

Figura 1.80: Ubicación de S/E Quilmo II.

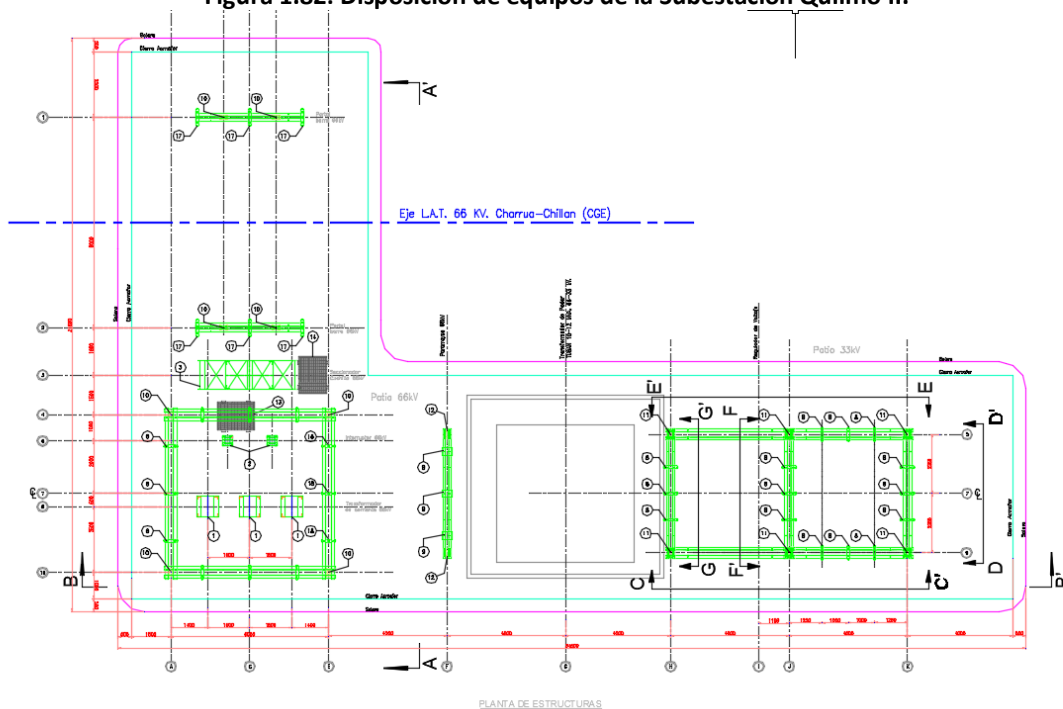


La subestación Quilmo II, actualmente tiene un patio de 66 kV en configuración barra simple y tecnología AIS o Air Insulated Substation, con un transformador con nivel de tensión 66/33 kV y de 12 MVA de capacidad máxima. Además, la subestación cuenta con un patio de 33 kV, en configuración barra simple y tecnología AIS o Air Insulated Substation, al cual se conectan el transformador antes mencionado y dos alimentadores de 33 kV denominados Pinto-Recinto y Santa Elisa-Confluencia. Además, la subestación se encuentra conectada en derivación al Sistema Eléctrico Nacional mediante la línea de transmisión 1x66 kV Chillán – Tap Quilmo.

Figura 1.81: Unilineal S/E Quilmo II (Actual).

Además, se muestra a continuación el diagrama de planta con la disposición de los equipos principales.

Figura 1.82: Disposición de equipos de la Subestación Quilmo II.



El presente proyecto consiste en la ampliación de la barra simple e instalaciones comunes del patio de 66 kV de la subestación para permitir la conexión del seccionamiento de la línea 1x66 kV Chillán – Tap Quilmo, la nueva línea 1x66 kV Quilmo II – Santa Elisa, y al menos una posición para un futuro proyecto de transmisión de servicio público. Incluye además la construcción del seccionamiento de la línea 1x66 kV Chillán – Tap Quilmo en la subestación Quilmo II con sus respectivos paños de línea.

A partir de la imagen satelital mostrada anteriormente y el Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional, se estima que la subestación Quilmo II cuenta con espacio disponible al interior para la construcción e instalación de la obra antes mencionas.

1.2.18.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Ampliación de la barra en 66 kV, en configuración barra simple, para permitir la conexión del seccionamiento de la línea 1x66 kV Chillán – Tap Quilmo, la nueva línea 1x66 kV Quilmo II – Santa Elisa, y al menos una posición para un futuro proyecto de transmisión de servicio público.
- Construcción los paños de llegada a la subestación del seccionamiento de la línea 1x66 Chillán – Tap Quilmo.
- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

Para efectos de lo anterior, sería factible utilizar el espacio dentro del terreno de la subestación para la ampliación de la barra en 66 kV y la instalación de los nuevos paños de

línea, sin la necesidad de realizar desconexiones de suministro eléctrico o de construir instalaciones provisionales durante el período de construcción. Para efectos de lo anterior, se propone una extensión de la barra de 66 kV en estructuras tipo parrón de 66 kV hacia el sur de la subestación, traslado de estructuras existentes al interior de la subestación u otras para permitir el seccionamiento de la línea 1x66 kV Chillán – Tap Quilmo en los extremos de la extensión de la barra, y dejar posiciones en barra y plataforma para la conexión de la nueva línea Quilmo II – Santa Elisa y proyectos de servicio público futuros.

Figura 1.83: Identificación del área donde puede ejecutarse el proyecto en S/E Quilmo II.



Adicionalmente, para dar cumplimiento a las exigencias mínimas definidas en el Anexo Técnico de Diseño de Instalaciones de Transmisión correspondiente a la Norma Técnica de

Seguridad y Calidad de Servicio, el proyecto considera completar los paños de líneas para el seccionamiento al interior de la subestación, debiendo realizarlo en alguna secuencia constructiva que evite o minimice las interrupciones en el suministro de clientes regulados.

A partir de lo dispuesto anteriormente, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Construcción de plataformas para la instalación de los nuevos elementos de transmisión.
- Construcción de las fundaciones de los equipos y estructuras a instalar.
- Construcción de canalizaciones para las conexiones en alta tensión (66 kV).
- Instalación de los equipamientos para los servicios auxiliares, telecomunicación y protección de instalaciones comunes.
- Repotenciamiento de equipos de asociados a servicios auxiliares e instalaciones comunes en caso de ser requerido.
- Extensión y/o reposición de la plataforma en el sector intervenido por el proyecto.
- Extensión y/o reubicación de los caminos existentes de la subestación.
- Extensión, modificación y/o refuerzo de la malla de puesta a tierra subterránea y aérea existentes si esta se viese afectada por el proyecto.
- Adecuaciones en sala de control en caso de ser requerido.
- Modificación de cercos perimetrales.

1.2.18.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir.

No se observan interferencias para la ejecución de las obras, teniendo presente que la instalación de los nuevos equipamientos cumpliría con las distancias mínimas entre los distintos elementos de la subestación exigidas por la normativa técnica vigente.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

En cuanto a los impactos medio ambientales y sociales, no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimientos importantes de equipamientos al interior de la subestación.

1.2.18.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la presente obra de ampliación se consideró los siguientes equipos principales.

Tabla 31: Listado de equipos principales.

N°	Equipo	Cantidad
1	Transformador de Potencial 66 kV, inductivo, 30 VA	6
2	Transformador de Corriente 66 kV, 3 Núcleos	12
3	Pararrayos 66 kV	6
4	Interruptor 66 kV, 3150 A, 50 KA, Comando Monopolar	2
5	Desconectador 3F 66 kV s/cpt 3150 A	4

1.2.19 AMPLIACIÓN EN S/E SANTA ELISA 66 KV (NBP+BT), NUEVO TRANSFORMADOR (ATMT) Y SECCIONAMIENTO 1X66 KV NUEVA ALDEA – SANTA ELVIRA

1.2.19.1 Situación existente

La subestación Santa Elisa, de propiedad de Copelec, se ubica aproximadamente a 99 m.s.n.m, en la región del Ñuble, comuna de Chillán Viejo y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 18H: 752925.25 m Este, 5942916.40 m Sur.

Figura 1.84: Ubicación de S/E Santa Elisa



La subestación Santa Elisa actualmente cuenta con un patio de 33 kV en configuración barra simple y tecnología AIS o Air Insulated Substation, con dos transformadores de poder:

- Transformador 33/23 kV de 8 MVA de capacidad máxima.
- Autotransformador 33/23 kV de 4 MVA de capacidad máxima.

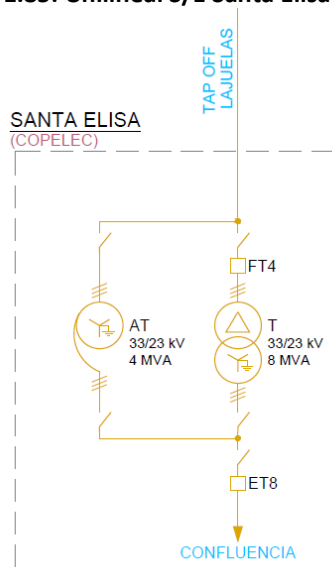
De los equipos mencionados anteriormente, solo el transformador de 8 MVA posee un paño con interruptor en 33 kV, mientras que en el lado de media tensión ambos equipos de transformación comparten un único paño de 23 kV.

La subestación se encuentra conectada en el Sistema Eléctrico Nacional a partir de una conexión de tipo Tap Off, denominado Tap Off Lajuelas, a la línea 1x33 kV Quilmo – Recinto.

En cuanto a las instalaciones en media tensión, se destaca la existencia de un alimentador de 23 kV el cual se conecta directamente al paño compartido por los transformadores de la subestación.

A continuación, se presenta el diagrama unilineal de la situación existente de la S/E Santa Elisa.

Figura 1.85: Unilineal S/E Santa Elisa (Actual).



1.2.19.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Construcción de un nuevo patio de 66 kV en la subestación Santa Elisa, en configuración barra principal y barra de transferencia, con espacio en barras y plataforma para 5 paños y espacio en terreno nivelado para 2 paño futuros.
- Construcción de paño acoplador de barras en 66 kV.
- Seccionamiento de la línea 1x66 kV Nueva Aldea – Santa Elvira en S/E Santa Elisa, mediante la construcción de un enlace de seccionamiento en estructuras de doble circuito y la instalación de dos paños de línea en la configuración de barras del nuevo patio de 66 kV.
- Instalación de un nuevo transformador de poder 66/33 kV y 20 MVA de capacidad con sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.
- Construcción de un patio en 23 kV en configuración barra simple para la conexión del nuevo equipo de transformación y espacio en barra para tres paños de alimentadores.
- Instalación de dos paños para alimentadores en 23 kV en configuración barra simple.

En virtud de las obras requeridas por el proyecto y a partir de lo que se puede observar en la imagen satelital de la S/E Santa Elisa, se infiere que es necesario realizar una ampliación del cerco perimetral de la subestación, junto con una adecuación de terreno para permitir la construcción del nuevo patio de 66 kV y dar cabida al resto de las obras requeridas. En ese sentido, se ha proyectado para efectos de la presente ingeniería conceptual que dicha ampliación se realizará hacia el sector sur de la subestación, lugar donde se construiría el nuevo patio de 66 kV.

Sin perjuicio del análisis anterior, se debe señalar que la información técnica de la subestación Santa Elisa con que cuenta el Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional es deficiente e insuficiente para poder describir en mayor detalle la condición actual de la subestación y la disposición de las instalaciones necesarias para el desarrollo de la ingeniería conceptual de la obra en el presente plan de expansión.

Por parte de los enlaces de seccionamiento, como fue mencionado anteriormente, se ha proyectado para efectos de esta ingeniería conceptual la construcción de una línea de 66 kV en estructuras de doble circuito de aproximadamente 600 metros de longitud desde la subestación Santa Elisa hasta un punto de seccionamiento de la línea 1x66 kV Nueva Aldea – Santa Elvira. El conductor considerado para este enlace corresponde a un AAAC Butte.

Considerando todo lo anterior, el sector propuesto para el desarrollo de la obra de ampliación en subestación Santa Elisa se muestra en la siguiente imagen.

Figura 1.86: Identificación del área referencial para ejecutar el proyecto en S/E Santa Elisa.



A partir de lo dispuesto en los párrafos anteriores, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Extensión y reposición de la plataforma de la subestación, en caso de ser requerido.
- Extensión de la malla de puesta a tierra existente y su readecuación en caso de ser necesario.
- Construcción de fundaciones asociadas a estructuras y equipos requeridos para el desarrollo del proyecto.
- Suministro y montaje de estructuras asociadas a equipos, barras y líneas.
- Reubicación de estructuras y equipos existentes en caso de interferir con el desarrollo de la obra.

-
- Construcción de foso recolector de aceite para el nuevo equipo de transformación.
 - Construcción de muro cortafuego para el nuevo equipo de transformación.
 - Adecuación de los sistemas de protección y telecomunicaciones existentes en la subestación, en caso de ser requerido para el correcto funcionamiento del proyecto.
 - Construcción y/o ampliación de casetas de control.
 - Ampliación de los servicios auxiliares de la subestación en caso de ser necesario para el desarrollo de las obras.
 - Desmontaje y retiro del tramo seccionado de la línea 1x66 kV Nueva Aldea – Santa Elvira.

1.2.19.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

Como fue mencionado anteriormente, el proyecto ha considerado la posibilidad de ampliación en terreno para ejecutar las obras necesarias, sin embargo, aparte de este punto no se observan interferencias adicionales para la ejecución del proyecto en la subestación.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

Por parte del seccionamiento, se debe considerar que la construcción de los enlaces debe realizarse de forma tal que no impida la llegada de nuevos circuitos a la subestación Santa Elisa, aspecto que fue considerado en el desarrollo de la presente ingeniería conceptual. Asimismo, deben tomarse en cuenta los cruces de los nuevos enlaces de seccionamiento con líneas existentes, generando las condiciones que permitan estos cruces de manera segura, contemplando el uso de estructuras especiales u otras labores que cumplan con este fin.

En cuanto a los impactos medioambientales y sociales de este proyecto, se debe tomar en cuenta que la construcción de los enlaces de seccionamiento y la ampliación de la subestación Santa Elisa pueden requerir compra de terreno y obtención de franjas de servidumbre, por cuanto se debe verificar que estas obras se ejecuten de acuerdo con la normativa ambiental vigente.

1.2.19.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Santa Elisa se consideró lo siguiente.

Tabla 32: Suministro y montaje de equipos principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador 66/23 kV, 20 MVA	1
2	Transformador de potencial, 66 kV	7
3	Transformador de corriente, 66 kV	12
4	Transformador de potencial, 23 kV	6
5	Pararrayos 66 kV	6
6	Interruptor 66 kV	4
7	Interruptor 23 kV, tipo Doghouse	1
8	Reconectador alimentador 23 kV	2
9	Desconectador trifásico 23 kV, sin conexión de puesta a tierra	6
10	Desconectador trifásico 66 kV, sin conexión de puesta a tierra	8
11	Desconectador trifásico 66 kV, con conexión de puesta a tierra	2

1.2.20 AMPLIACIÓN EN S/E PERALES (NTR ATMT)

1.2.20.1 Situación existente

La subestación Perales de propiedad de Compañía General de Electricidad S.A. se ubica aproximadamente a 11 m.s.n.m, en la región del Biobío, comuna de Talcahuano y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19H: 304244,15 m Este, 6139527,14 m Sur.

Figura 1.87: Ubicación de S/E Perales.

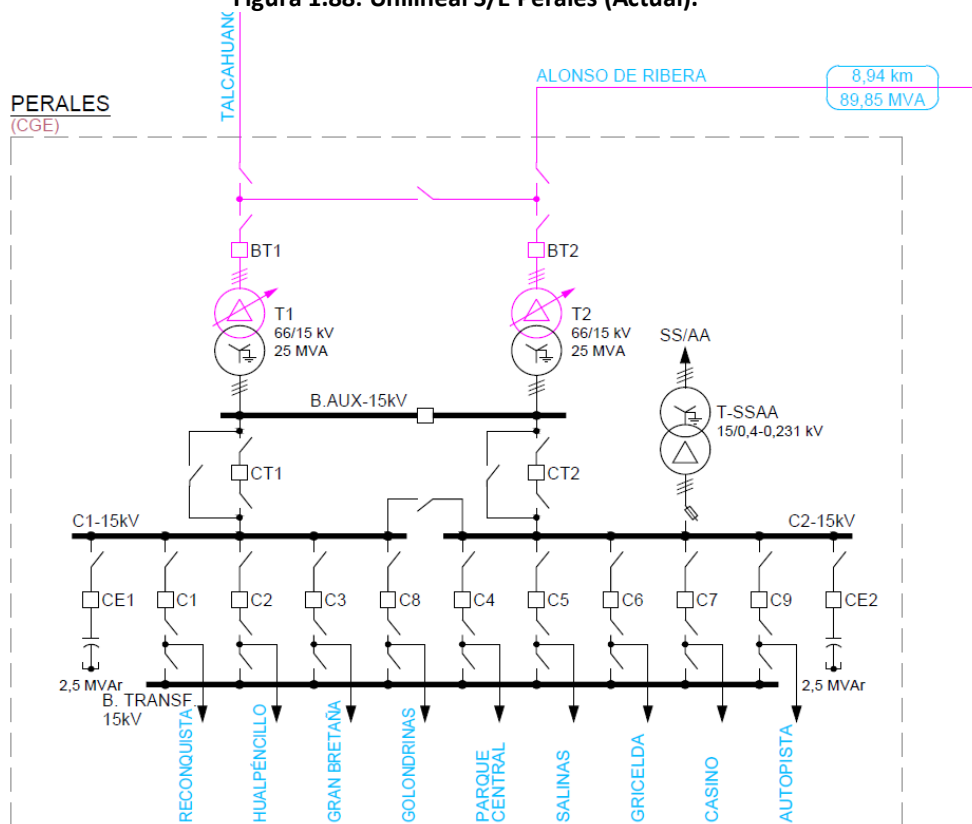


La subestación Perales, actualmente tiene un patio de 66 kV en configuración barra simple y tecnología AIS o Air Insulated Substation, con dos transformadores de poder, el T1 y el T2, ambos con nivel de tensión 66/15 kV y de 25 MVA de capacidad máxima. Además, la subestación cuenta con un patio de media tensión de 15 kV, en configuración barra principal más transferencia y tecnología AIS o Air Insulated Substation, a la cual se conectan ambos transformadores con sus respectivos paños de transformación en media tensión, los 9 alimentadores de 15 kV, un seccionador de barra mediante desconectador y dos equipos de compensación reactiva de 2,5 MVar.

Además, la subestación se encuentra conectada en el Sistema Eléctrico Nacional mediante las líneas de transmisión 1x66 kV Talcahuano – Perales y 1x66 kV Alonso de Ribera – Perales. Cabe señalar que ninguna de las líneas antes mencionadas posee interruptor de poder en los paños de líneas que se conectan en la subestación Perales.

A continuación, se presenta un diagrama unilineal de la S/E Perales.

Figura 1.88: Unilínea S/E Perales (Actual).



Cabe destacar que la información técnica de la subestación Perales con que cuenta el Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional es deficiente e insuficiente para poder describir en mayor detalle la condición actual de la subestación y la disposición de las instalaciones necesarias para el desarrollo de la ingeniería conceptual de la obra en el presente plan de expansión.

Sin perjuicio de lo anterior, a partir de la imagen satelital mostrada anteriormente, se estima que la subestación Perales cuenta con espacio disponible al interior para la instalación de un nuevo equipo de transformación 66/15 kV de 25 MVA, las respectivas obras para llevar a cabo su conexión y las adecuaciones respectivas que se incorporan a la obra.

Figura 1.89: Imagen frontal de la S/E Perales.



Figura 1.90: Imagen satelital de la S/E Perales.



1.2.20.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Ampliación de la barra en 66 kV, en configuración barra simple, para una nueva posición, de al menos la capacidad de la barra existente.
- Instalar un nuevo transformador 66/15 kV 25 MVA con CDBC.
- Instalar los paños de conexión del nuevo transformador en alta y media tensión.
- Completar los paños de llegada a la subestación de las líneas 1x66 Talcahuano – Perales y 1x66 kV Alonso de Ribera – Perales.
- Ampliación de barra en 15 kV, en configuración barra simple con auxiliar, que permita la conexión de al menos 3 nuevos paños de alimentadores de media tensión más una posición de entrada del transformador a la barra y un paño seccionador de barra.
- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

Para efectos de lo anterior, sería factible utilizar el espacio dentro del terreno de la subestación para la ampliación de la barra en 66 kV y la instalación de un nuevo transformador, con su respectivo paño de alta tensión y una nueva barra de media tensión, sin la necesidad de realizar desconexiones de suministro eléctrico o de construir instalaciones provisionales durante el período de construcción.

Figura 1.91: Identificación del área donde puede ejecutarse el proyecto en S/E Perales.



Adicionalmente, para dar cumplimiento a las exigencias mínimas definidas en el Anexo Técnico de Diseño de Instalaciones de Transmisión correspondiente a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, el proyecto considera completar los paños de líneas y de transformación existentes al interior de la subestación, debiendo realizarlo en alguna

secuencia constructiva que evite o minimice las interrupciones en el suministro de clientes regulados.

A partir de lo dispuesto anteriormente, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Construcción de plataformas para la instalación de los nuevos equipamientos.
- Construcción de las fundaciones de los equipos y estructuras a instalar.
- Construcción de canalizaciones para las conexiones en alta tensión (66 kV) y media tensión (15 kV).
- Instalación de los equipamientos para los servicios auxiliares, telecomunicación y protección de instalaciones comunes.
- Repotenciamiento de equipos de asociados a servicios auxiliares e instalaciones comunes en caso de ser requerido.
- Extensión y/o reposición de la plataforma en el sector intervenido por el proyecto.
- Extensión y/o reubicación de los caminos existentes de la subestación.
- Extensión, modificación y/o refuerzo de la malla de puesta a tierra subterránea y aérea existentes si esta se viese afectada por el proyecto.
- Adecuaciones en sala de control en caso de ser requerido.
- Modificación de cercos perimetrales.

1.2.20.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir.

No se observan interferencias para la ejecución de las obras, teniendo presente que la instalación de los nuevos equipamientos cumpliría con las distancias mínimas entre los distintos elementos de la subestación exigidas por la normativa técnica vigente.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

En cuanto a los impactos medio ambientales y sociales, no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

1.2.20.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades

de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Perales se consideró los siguientes equipos principales.

Tabla 33: Listado de equipos principales.

N°	Equipo	Cantidad
1	Transformador 3F 66/15 kV 25 MVA	1
2	Transformador de Potencial 66 kV	6
3	Transformador de Corriente 66 kV	9
4	Pararrayos 15 kV	3
5	Pararrayos 66 kV	6
6	Interruptor 12 kV, Tipo Doghouse	2
7	Interruptor 66 kV	3
8	Reconector alimentador 15 kV	3
9	Desconectador 3F 15 kV s/cpt	10
10	Desconectador 3F 66 kV s/cpt	6

1.2.21 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X66 KV CORONEL – ARENAS BLANCAS

1.2.21.1 Situación existente

El trazado que se debe intervenir se encuentra ubicado en la región de Biobío, a una altura promedio de 16 m.s.n.m, y se conforma por el tramo que se extiende desde la actual subestación Coronel hasta la subestación Arenas Blancas. Ambas instalaciones junto con la línea que las conecta son propiedad de la Compañía General de Electricidad S.A.

A partir de lo anterior, se presenta en la siguiente imagen la línea que se debe intervenir.

Figura 1.92: Vista de trazado 1x66 kV Coronel – Arenas Blancas



La línea tiene una longitud aproximada de 2,6 km, con alrededor de 19 estructuras, de las cuales algunas son de doble circuito pues el tendido a intervenir comparte estructuras en un tramo con la línea 1x66 kV Coronel – Bocamina. El conductor actual de la línea corresponde a un AAAC 312,8 MCM (Butte).

1.2.21.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Aumento de capacidad de la línea 1x66 kV Coronel – Arenas Blancas, utilizando un conductor que permita la transmisión de una capacidad de, a lo menos, 90 MVA a 35°C con sol.
- Completar el paño de la línea 1x66 kV Coronel – Arenas Blancas en subestación Arenas Blancas, en configuración barra simple, reutilizando la infraestructura existente cuando sea posible.

Para realizar lo anterior, se ha considerado el cambio del actual conductor AAAC 312,8 MCM por un conductor, que permita mantener las actuales faja de seguridad y franja de servidumbre y que, además, permita el aumento de capacidad del tramo hasta a lo menos 90 MVA.

Considerando lo previamente expuesto, para efectos de la valorización se ha considerado la utilización de un conductor de aluminio AAAC Greeley.

Junto con el cambio de conductor, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Suministro e instalación de nuevas cadenas de aisladores.
- Suministro e instalación de nuevos herrajes y ferretería asociada que permitan la correcta instalación del nuevo conductor.

-
- Desmontaje y retiro del conductor AAAC 312,8 MCM de la línea a intervenir, junto con todas las cadenas de aisladores, herrajes, ferretería y otros accesorios que no puedan ser reutilizados en el proyecto.
 - Refuerzo de las estructuras existentes que lo requieran producto de la ejecución del proyecto.
 - Suministro e instalación de estructuras temporales para la ejecución de variantes que permitan mantener el suministro durante las obras.
 - Construcción de las fundaciones de los equipos y estructuras nuevas a instalar.
 - Construcción de canalizaciones para equipos y paño a instalar.
 - Instalación de equipos de protección y medición para paño y equipos junto con todas sus funciones correspondientes.
 - Extensión y/o reposición de la plataforma en el sector intervenido por el proyecto.
 - Extensión y/o reubicación de los caminos existentes de la subestación.
 - Extensión, modificación y/o refuerzo de la malla de puesta a tierra subterránea y aérea existentes en el sector intervenido por el proyecto.

1.2.21.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir en la mayor parte del trazado. Sin embargo, existe un tramo de la línea, cercano a S/E Coronel, que se ubica en un sector residencial por lo que podrían ser necesarios permisos adicionales para ejecutar las obras.

A su vez, dado que la línea que se ampliará es de simple circuito, se considera como posibilidad la necesidad de instalar estructuras temporales para reubicar la línea mientras se realizan las obras de cambio de conductor y así no interrumpir el suministro a clientes finales por tiempos prolongados.

En cuanto a los impactos medioambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de estructuras para el tramo a intervenir.

1.2.21.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización del proyecto se consideró lo siguiente:

Tabla 34: Suministro y montaje de equipos principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Conductor de aluminio AAAC Greeley (metros)	8.190
2	Grampa y ferretería de anclaje	27
3	Grampa y ferretería de suspensión	72
4	Transformador de potencial 66 kV	3
5	Transformador de corriente 66 kV	3
6	Pararrayos 66 kV	3
7	Interruptor 66 kV	1
8	Desconectador 3F 66 kV sin conexión de puesta a tierra	1
9	Desconectador 3F 66 kV con conexión de puesta a tierra	1

1.2.22 AMPLIACIÓN EN S/E SANTA BÁRBARA (RTR ATMT)

1.2.22.1 Situación existente

La subestación Santa Bárbara de propiedad de Frontel S.A. se ubica aproximadamente a 240 m.s.n.m, en la región del Biobío, comuna de Santa Bárbara y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 18H: 761637,90 m Este, 5828611,44 m Sur.

Figura 1.93: Ubicación de S/E Santa Bárbara.



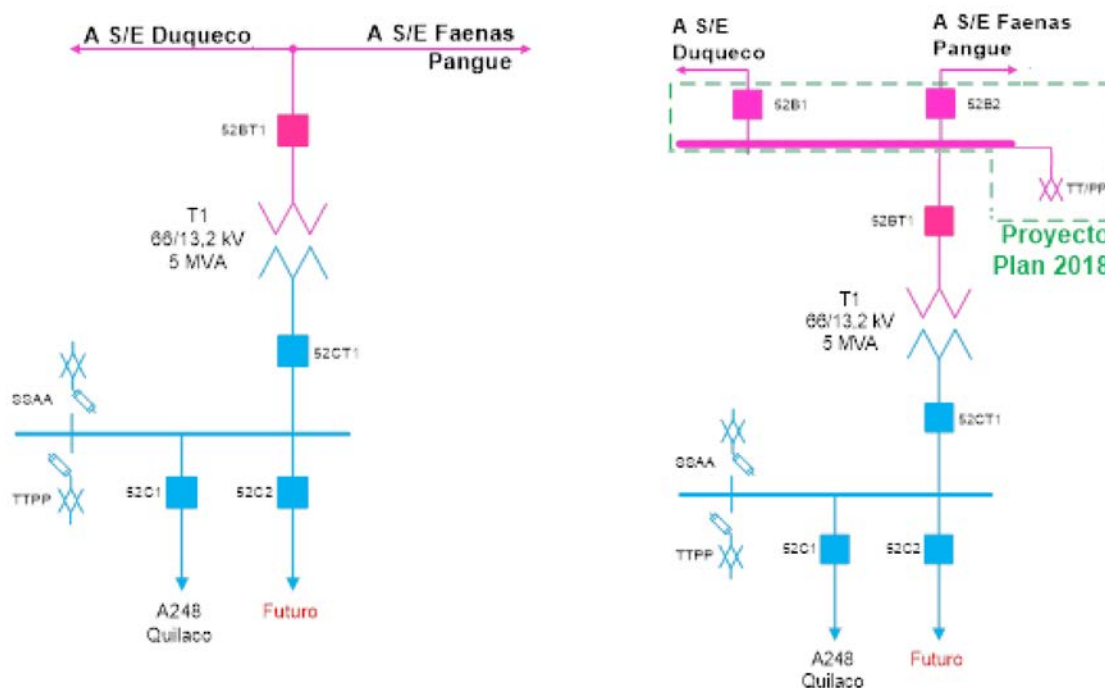
La subestación Santa Bárbara, actualmente no cuenta con patio de alta tensión, posee un transformador de poder con nivel de tensión 66/13,8 kV de 5 MVA de capacidad máxima, que se conecta directamente a la línea simple circuito 1x 66 kV Duqueco - Faenas Pangué a través de una conexión en derivación. La subestación cuenta con una sala de celdas de media tensión de 13,8 kV, en configuración barra simple, a la cual se conecta el transformador.

Cabe señalar que en esta subestación se está ejecutando el proyecto “Seccionamiento en S/E Santa Bárbara”, establecido en el Decreto Exento N° 198 del 2019, que consiste en el seccionamiento de la línea 1x66 kV Duqueco - Faenas Pangué en la S/E Santa Bárbara, con sus respectivos paños de conexión en 66 kV. Además, el proyecto incluye la ampliación de la subestación Santa Bárbara para la construcción de una barra principal en 66 kV que permita la conexión del seccionamiento antes mencionado y de la conexión del actual equipo de transformación.

Como se indicó anteriormente, luego de la ejecución del proyecto “Seccionamiento en S/E Santa Bárbara” la subestación se encontrará conectada al Sistema Eléctrico Nacional mediante las líneas de transmisión 1x66 kV Faenas Pangué – Santa Bárbara y 1x66 kV Santa Bárbara – Duqueco.

A continuación, se presenta un diagrama unilineal de la S/E Santa Bárbara.

Figura 1.94: Unilineal S/E Santa Bárbara (Actual y proyectado).



Cabe destacar que la información técnica de la subestación Santa Bárbara con que cuenta el Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional es deficiente e insuficiente para poder describir en mayor detalle la condición actual de la subestación y la disposición de las instalaciones necesarias para el desarrollo de la ingeniería conceptual de la obra en el presente plan de expansión.

Sin perjuicio de lo anterior, a partir de lo indicado en la descripción del proyecto Seccionamiento en S/E Santa Bárbara correspondiente al Decreto Exento N° 418 de 2017, se estima que la subestación contaría con el espacio disponible al interior de la subestación para el reemplazo del transformador existente por un equipo de transformación 66/13,8 kV y 16 MVA y el desarrollo de las respectivas obras y adecuaciones necesarias para llevar a cabo su conexión.

Figura 1.95: Imagen satelital de la S/E Santa Bárbara.



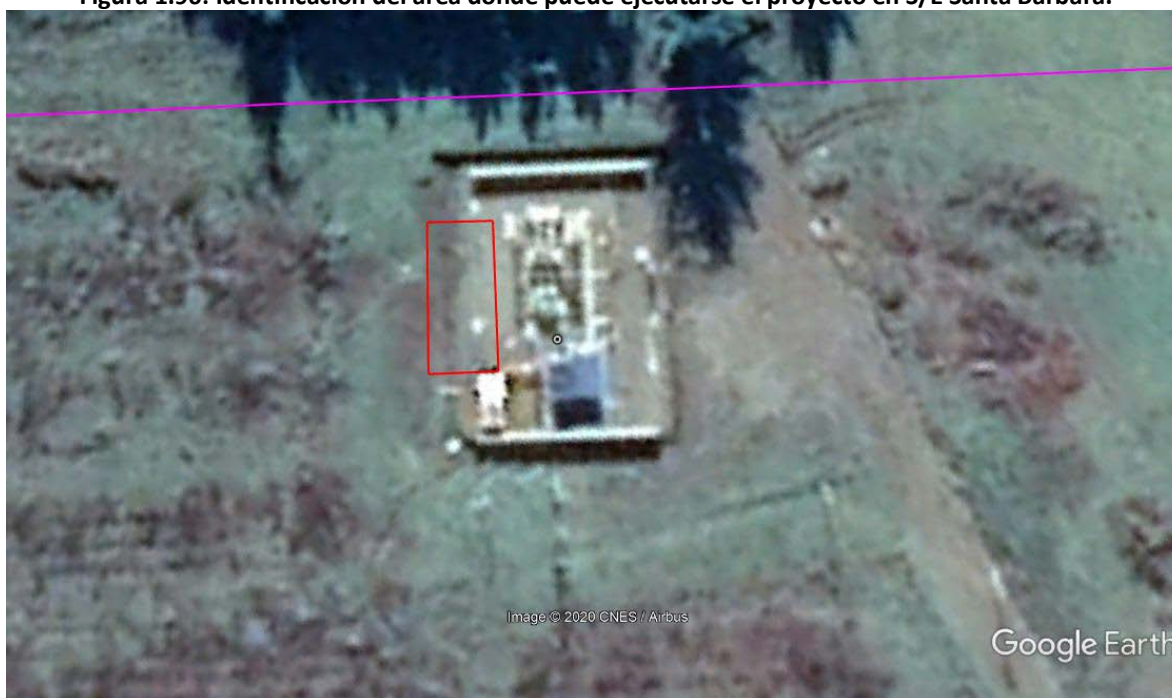
1.2.22.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Retiro del transformador 66/13,8 kV y 5 MVA existente.
- Instalar un nuevo transformador 66/13,8 kV y 16 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC).
- Instalar nuevas celdas de 13,8 kV, en configuración barra simple, para la conexión del transformador y a lo menos dos celdas para alimentadores.
- Canalizaciones en MT para conectar al nuevo transformador con la nueva sala de celdas.
- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

Para efectos de lo anterior, sería factible utilizar el espacio dentro del terreno de la subestación para la instalación del nuevo transformador y la ampliación de la sala de celdas sin la necesidad de realizar desconexiones de suministro eléctrico o de construir instalaciones provisionales durante el período de construcción.

Figura 1.96: Identificación del área donde puede ejecutarse el proyecto en S/E Santa Bárbara.



Adicionalmente, para dar cumplimiento a las exigencias mínimas definidas en el Anexo Técnico de Diseño de Instalaciones de Transmisión correspondiente a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, el proyecto debe considerar una secuencia constructiva que evite o minimice las interrupciones en el suministro de clientes finales.

A partir de lo dispuesto anteriormente, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Construcción de plataformas para la instalación de los nuevos equipamientos.
- Construcción de las fundaciones de los equipos y estructuras a instalar.
- Construcción de canalizaciones para las conexiones en media tensión (13,8 kV).
- Instalación de los equipamientos para los servicios auxiliares, telecomunicación y protección de instalaciones comunes.
- Repotenciamiento de equipos de asociados a servicios auxiliares e instalaciones comunes en caso de ser requerido.
- Extensión y/o reposición de la plataforma en el sector intervenido por el proyecto.
- Extensión y/o reubicación de los caminos existentes de la subestación.
- Extensión, modificación y/o refuerzo de la malla de puesta a tierra subterránea y aérea existentes si esta se viese afectada por el proyecto.
- Adecuaciones en sala de control en caso de ser requerido.
- Modificación de cercos perimetrales en caso de ser requerido.

1.2.22.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir.

No se observan interferencias para la ejecución de las obras, teniendo presente que la instalación de los nuevos equipamientos cumpliría con las distancias mínimas entre los distintos elementos de la subestación exigidas por la normativa técnica vigente.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

En cuanto a los impactos medio ambientales y sociales, no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

1.2.22.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Santa Bárbara se consideró los siguientes equipos principales.

Tabla 35: Listado de equipos principales.

N°	EQUIPO	CANT.
1	Transformador 3F 66/23/13,8 kV 16 MVA	1
2	Pararrayos 66 kV	3
3	Celda 13,8 kV barra simple. Paño alimentador	2

1.2.23 AMPLIACIÓN EN S/E CELULOSA PACÍFICO (BS)

1.2.23.1 Situación existente

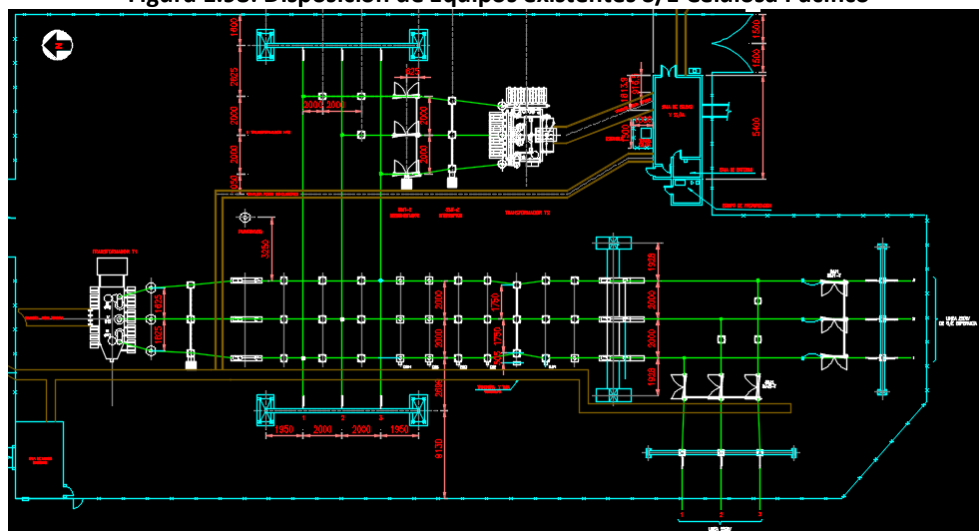
La subestación CMPC Pacífico de propiedad de la empresa CMPC Celulosa se ubica aproximadamente a 196 m.s.n.m, en la región de la Araucanía, Comuna de Collipulli y con coordenadas referenciales UTM zona 18H: 721510 Este, 5814175 Sur.

Figura 1.97: Ubicación de S/E Celulosa Pacífico



Actualmente la subestación cuenta con dos transformadores, de 62 y 73 MVA y 220/13,2 kV, alimentados por la línea de transmisión 1x220 kV Celulosa Pacífico – Santa Fe y por la línea 1x220 kV Esperanza – Celulosa Pacífico que actualmente se encuentra desenergizada. En la siguiente figura se muestra la disposición de equipos existente en la subestación.

Figura 1.98: Disposición de Equipos existentes S/E Celulosa Pacífico



1.2.23.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

-
- Ampliación de la barra en 220 kV en la misma configuración de barra existente, en una posición, considerando la extensión de plataforma e instalaciones comunes del patio de 220 kV, y la conexión de la línea 1x220 kV Celulosa Pacífico – Santa Fe a la posición ampliada, con su respectivo paño de línea.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Fundaciones de estructuras altas.
- Fundaciones de equipos principales.
- Montajes de estructuras altas y bajas.
- Montaje de equipos principales
- Retiros de equipos y estructuras que quedaran en desuso.
- Traslado de acometida de línea Santa Fe.
- Cámaras, canaletas y canalizaciones.

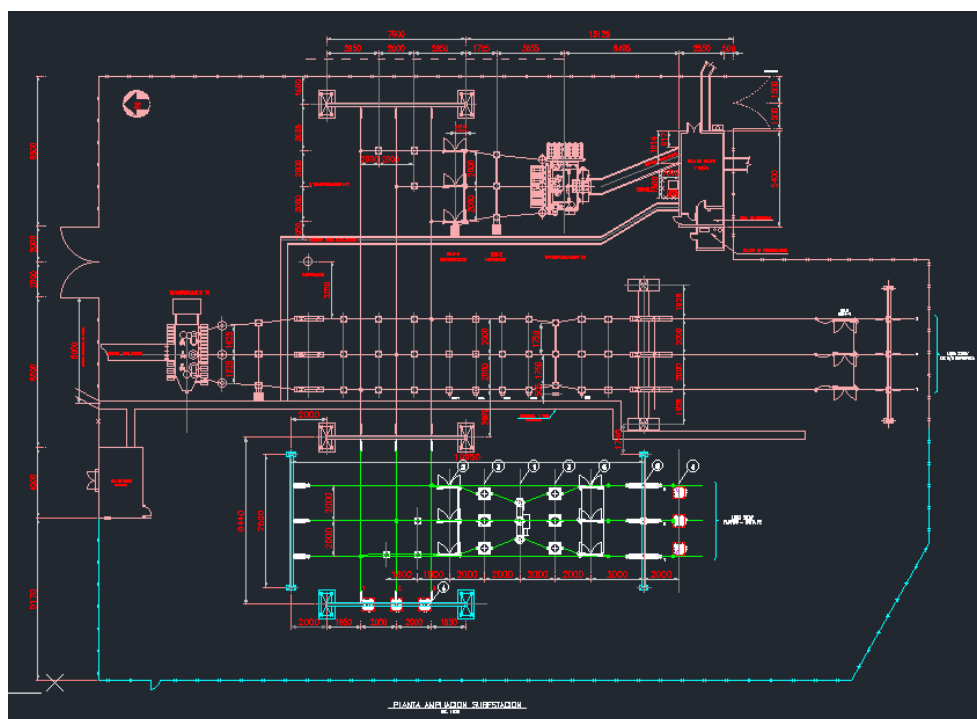
Adicionalmente se deberá modificar la acometida de llegada de la línea desde la S/E Santa Fe, que considera desde la estructura N° 1 a la N° 3, ya que se cambia la orientación del paño de línea, de oriente – poniente a norte – sur, además, como la subestación se amplía hacia el poniente, en ese sentido no existe espacio para rodear la subestación, ya que existe una vía de acceso al parque industrial existente, por lo que se consideró un trazado diferente al actual.

Este nuevo trazado significará aproximadamente 1 kilómetro de línea, evadiendo las instalaciones actualmente existentes en los alrededores de la subestación, con 3 nuevas estructuras de anclaje.

Figura 1.99: Nueva acometida proyectada en 220 kV LT Celulosa Pacífico – Santa Fe a la SE Celulosa Pacífico.



Figura 1.100: Disposición de Equipos proyectada S/E Celulosa Pacífico



1.2.23.3 Factibilidad técnica

El análisis realizado permite ver con claridad que será necesario realizar coordinaciones adecuadas para el transferir la línea 1x220 kV Celulosa Pacífico – Santa Fe a su nueva ubicación.

Respecto del nuevo trazado de línea de transmisión requerido, este se puede construir sin intervenir la línea existente, pero en general los proyectos de líneas siempre son complejos en su habilitación, independientemente de la longitud del trazado, en particular en lo relacionado con temas ambientales, aun cuando la zona en cuestión ya se encuentra intervenida.

1.2.23.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Celulosa Pacífico se consideró lo siguiente.

Tabla 36: Suministro y montaje de materiales eléctricos

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador de Potencial 220 kV, inductivo, 30 VA	6
2	Transformador de Corriente 220 kV, 5 Núcleos	3
3	Pararrayos 220 kV	3
4	Interruptor 220 kV, 3150 A, 50 KA, Comando Tripolar	1
5	Desconectador 3F 220 kV s/cpt 3150 A	1
6	Desconectador 3F 220 kV c/cpt 3150 A	1

1.2.24 AMPLIACIÓN EN S/E LOS LAGOS (NTR ATMT)

1.2.24.1 Situación existente

La subestación Los Lagos, de propiedad de Sistema de Transmisión del Sur S.A., se ubica aproximadamente a 63 m.s.n.m, en la región de Los Ríos, comuna de Los Lagos y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 18H: 687571.55 m Este, 5584496.24 m Sur.

Figura 1.101: Ubicación de S/E Los Lagos



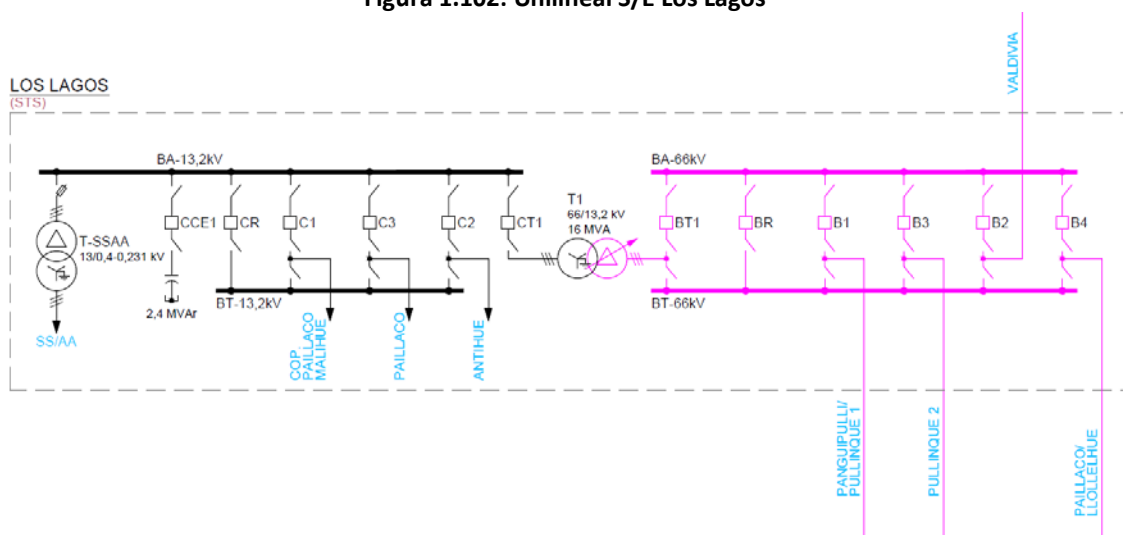
La subestación Los Lagos actualmente cuenta con un patio de 66 kV en configuración barra simple, contando con barra de transferencia construida pero no habilitada y tecnología AIS o Air Insulated Substation. Además, cuenta con un transformador de poder (Transformador N° 1) de razón de transformación 66/13,2 kV y 16 MVA de capacidad máxima. Este equipo cuenta con paños de conexión en ambos niveles de tensión.

La subestación se encuentra conectada en el Sistema Eléctrico Nacional a través de las líneas 1x66 kV Valdivia – Los Lagos, 2x66 kV Los Lagos – Pullinque y 1x66 kV Los Lagos – Paillaco.

En cuanto a las instalaciones en media tensión, se destaca la existencia de un patio en 13,2 kV en configuración barra principal con barra de transferencia con paños para tres alimentadores, un paño de transferencia, un paño para la conexión de un banco de condensadores y el paño de conexión al transformador existente.

A continuación se presenta el diagrama unilineal de la situación existente de la S/E Los Lagos.

Figura 1.102: Unilineal S/E Los Lagos



1.2.24.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Instalación de un nuevo transformador 66/13,2 kV de 16 MVA de capacidad.
- Instalación de los respectivos paños de conexión del transformador. En el caso de 66 kV el paño a instalar tendrá una configuración de tipo barra simple. El paño en 13,2 kV para el transformador tendrá la misma configuración.
- Construcción de una nueva sección de barra en 13,2 kV en configuración barra principal y barra de transferencia, para la conexión del nuevo equipo de transformación, tres paños de alimentadores (uno de ellos para el traslado del alimentador existente TEMSA), paño acoplador, la interconexión de las secciones de barra y espacio para un paño de conexión para un banco de condensadores futuro.
- Instalación de dos paños para alimentadores en 13,2 kV en configuración barra principal y barra de transferencia.
- Instalación de un paño acoplador de barras en 13,2 kV
- Traslado del alimentador TEMSA existente a la nueva sección de barra en media tensión mediante la construcción de un nuevo paño en configuración barra principal y barra de transferencia en 13,2 kV.
- Habilitación del paño disponible por el alimentador TEMSA como paño seccionador de barra en media tensión, para interconectar la nueva sección de barra con la existente.

- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

Dada la situación actual en S/E Los Lagos, se observa que es posible desarrollar la obra dentro del terreno de la subestación, ubicando el nuevo transformador y la nueva sección de barra de 13,2 kV en el sector sur de las instalaciones, realizando la conexión del equipo en el espacio disponible en la barra de 66 kV. Para realizar dicha instalación, la obra debe considerar además el desmontaje y retiro de un patio de media tensión actualmente en desuso.

Considerando lo anterior, no se observan mayores interferencias para la realización del proyecto. Adicionalmente, no se vislumbran requerimientos de desconexiones prolongadas de suministro eléctrico u obras provisionales para la ejecución del proyecto ya que, a partir de la información con la que se cuenta, sería posible desarrollar la obra manteniendo en servicio las instalaciones existentes.

En consecuencia, el sector propuesto para el desarrollo de la obra de ampliación en subestación Los Lagos se muestra en la siguiente imagen.

Figura 1.103: Identificación del área referencial para ejecutar el proyecto en S/E Los Lagos



A partir de lo dispuesto anteriormente, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

-
- Modificación de conexión subterránea asociada al alimentador TEMSA para su habilitación como paño seccionador.
 - Desmontaje y retiro de instalaciones en media tensión en desuso para la instalación del nuevo transformador.
 - Conexión del nuevo equipo de transformación al foso recolector de aceite.
 - Construcción de las fundaciones de los equipos y estructuras a instalar.
 - Construcción de canalizaciones para equipos y paños a instalar.
 - Instalación de equipos de protección y medición para paños y equipos junto con todas sus funciones correspondientes.
 - Repotenciamiento de equipos de asociados a servicios auxiliares e instalaciones comunes en caso de ser requerido.
 - Extensión y/o reposición de la plataforma en el sector intervenido por el proyecto.
 - Extensión y/o reubicación de los caminos existentes de la subestación.
 - Extensión, modificación y/o refuerzo de la malla de puesta a tierra subterránea y aérea existentes si esta se viése afectada por el proyecto.
 - Adecuaciones en sala de control en caso de ser requerido.

1.2.24.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir y no se observan interferencias para la ejecución de las obras,.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

En cuanto a los impactos medioambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

1.2.24.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Los Lagos se consideró lo siguiente.

Tabla 37: Suministro y montaje de materiales eléctricos

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador 3F 66/13,2 kV 16 MVA	1
2	Transformador de Potencial 15 kV	3
3	Transformador de corriente 15 kV	12
4	Transformador de corriente 66 kV	3
5	Pararrayos 66 kV	3
6	Interruptor 15 kV	4
7	Interruptor 15 kV, tipo Doghouse	1
8	Interruptor 66 kV	1
9	Desconectador trifásico 15 kV sin conexión de puesta a tierra	14
10	Desconectador trifásico 66 kV sin conexión de puesta a tierra	2

1.2.25 AMPLIACIÓN EN S/E PICHIRROPULLI (RTR ATMT)

1.2.25.1 Situación existente

La subestación Pichirropulli, de propiedad de Sistema de Transmisión del Sur S.A., se ubica aproximadamente a 89 m.s.n.m, en la región de los Ríos, comuna de Paillaco y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19H: 679873.24 m Este, 5552298.78 m Sur.

Figura 1.104: Ubicación de S/E Pichirropulli.



La subestación Pichirropulli actualmente cuenta con un patio de 66 kV en configuración barra simple y tecnología AIS o Air Insulated Substation, con dos transformadores de poder, el Transformador N° 1, 66/13,2 kV de 5 MVA de capacidad máxima y el Transformador N° 2, 66/23 kV de 10 MVA de capacidad máxima.

La subestación corresponde a una subestación terminal y se encuentra conectada en el Sistema Eléctrico Nacional de manera radial mediante la línea 1x66 kV Llolelhue – Pichirropulli de, aproximadamente, 500 metros de longitud.

En cuanto a las instalaciones en media tensión, se destaca la existencia de un patio en 13,2 kV y un patio en 23 kV, ambos en configuración barra simple.

A continuación, se presenta el diagrama unilineal de la situación existente de la S/E Pichirropulli.

PICHIRROPULLI (STS)

El diagrama muestra la configuración de la subestación Pichirropulli (STS) con las siguientes características:

- Línea de Entrada:** Una línea de 66 kV proveniente de Lollehue se conecta a una barra BA-66kV.
- Transformadores:**
 - T2:** Transformador de 69/24 kV, 10 MVA, conectado a la barra BA-66kV y a la barra BA-23kV.
 - T1:** Transformador de 66/13,8 kV, 5 MVA, conectado a la barra BA-66kV y a la barra BA-13,8kV.
- Barra BA-23kV:**
 - Conecta los transformadores T2 y T1.
 - Alimenta a los interruptores E1, E2 y ECE1.
 - El interruptor E1 alimenta a APSA.
 - El interruptor E2 alimenta a FUTRONO.
 - El interruptor ECE1 alimenta a los interruptores ECE1-1 y ECE1-2.
 - Los interruptores ECE1-1 y ECE1-2 están conectados a bancos de condensadores de 1,2 MVar.
- Barra BA-13,8kV:**
 - Conecta el transformador T1 y el capacitor CT1.
 - Alimenta a los interruptores CCE2, CCE2-1 y CCE2-2.
 - El interruptor CCE2-1 está conectado a un banco de condensadores de 1,2 MVar.
 - El interruptor CCE2-2 está conectado a un banco de condensadores de 1,2 MVar.
 - Hay tres interruptores adicionales etiquetados como DISPONIBLE.
 - El interruptor final alimenta al transformador T-SSAA (13,2/0,4-0,231 kV, 15 kVA).
 - El transformador T-SSAA alimenta a SS/AA.

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- 155

Dada la situación actual en S/E Pichirropulli, se observa que es posible desarrollar la obra dentro del terreno de la subestación, instalando el nuevo transformador en el lugar que actualmente ocupa el transformador N° 1 y construyendo la nueva sección de barras de media tensión en el mismo eje de la existente.

Considerando lo anterior, no se observan interferencias ni la necesidad de reubicar estructuras o equipos para la realización del proyecto. Adicionalmente, no se vislumbran requerimientos de desconexiones prolongadas de suministro eléctrico u obras provisionarias para la ejecución del proyecto ya que, a partir de la información con la que se cuenta, sería posible desarrollar la obra manteniendo en servicio las instalaciones existentes, dado el respaldo que puede brindar el transformador N° 2 durante la realización del proyecto.

En consecuencia, el sector propuesto para el desarrollo de la obra de ampliación en subestación Pichirropulli se muestra en la siguiente imagen.

Figura 1.106: Identificación del área referencial para ejecutar el proyecto en S/E Pichirropulli.



A partir de lo dispuesto anteriormente, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Refuerzo o demolición de fundaciones existentes, de manera de permitir la instalación del nuevo equipo con su respectiva fundación.
- Construcción de nuevo muro cortafuego para el equipo que se instalará.
- Construcción de las fundaciones de los equipos y estructuras nuevas a instalar.
- Construcción de canalizaciones para equipos y paños a instalar.

- Instalación de equipos de protección y medición para paños y equipos junto con todas sus funciones correspondientes.
- Repotenciamiento de equipos de asociados a servicios auxiliares e instalaciones comunes en caso de ser requerido.
- Extensión y/o reposición de la plataforma en el sector intervenido por el proyecto.
- Extensión y/o reubicación de los caminos existentes de la subestación.
- Extensión, modificación y/o refuerzo de la malla de puesta a tierra subterránea y aérea existentes en el sector intervenido por el proyecto.
- Adecuaciones en las barras de media tensión existentes para permitir la conexión de la nueva sección de barra.
- Adecuaciones en sala de control en caso de ser requerido.
- Modificación de cercos perimetrales en caso de ser requerido.

1.2.25.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir y no se observan interferencias para la ejecución de las obras.

En cuanto a los impactos medioambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

1.2.25.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Pichirropulli se consideró lo siguiente.

Tabla 38: Suministro y montaje de equipos principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador 3F 66/23 kV, 16 MVA	1
2	Transformador de Corriente 66 kV	3
3	Pararrayos 66 kV	3
4	Interruptor 66 kV	1

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
5	Desconectador 3F 66 kV	1
6	Celda 23 kV barra simple. Paño de transformación 2000 A	1
7	Celda 23 kV barra simple. Seccionador de barras	1
8	Celda 23 kV barra simple. Servicios auxiliares 630 A	1
9	Celda 23 kV barra simple. Paño alimentador 800 A	2

1.2.26 NUEVA LÍNEA 2X220 KV DON GOYO - LA RUCA

1.2.26.1 Situación existente

Actualmente la subestación Don Goyo, de propiedad de la empresa Don Goyo Transmisión S.A., y la subestación La Ruca, de propiedad Sociedad Austral de Electricidad S.A. y actualmente en construcción, no se encuentran conectadas entre sí. En el caso de la subestación Don Goyo se ubica aproximadamente a 207 m.s.n.m, en la región de Coquimbo, comuna de Ovalle y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19J: 260806 Este, 6618077 Sur, en el lado poniente de la Ruta 5 Norte, mientras que la subestación La Ruca, de acuerdo a la información presentada por la empresa adjudicataria en el proceso de licitación, estaría ubicada aproximadamente a 400 m.s.n.m, en la región de Coquimbo, comuna de Ovalle.

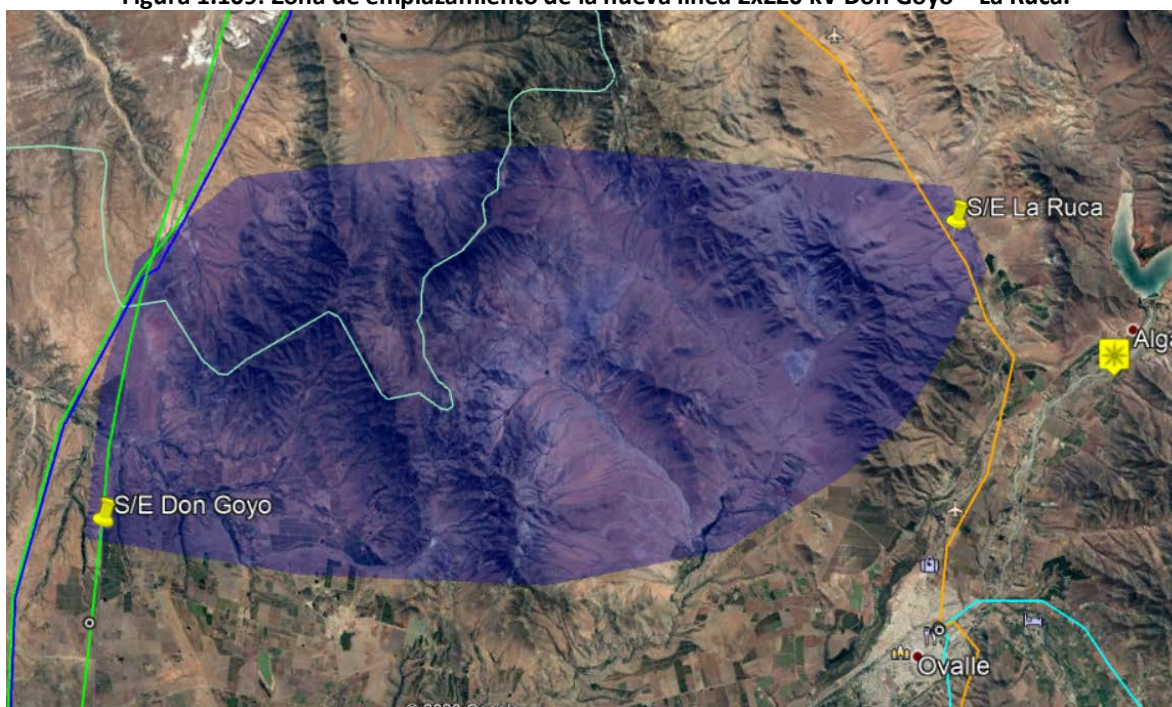
Figura 1.107: Vista de la S/E Don Goyo.



Figura 1.108: Ubicación general y referencial de la S/E La Ruca.



Figura 1.109: Zona de emplazamiento de la nueva línea 2x220 kV Don Goyo – La Ruca.



En base a los antecedentes proporcionados por las empresas promotoras de proyectos en el marco del proceso de planificación anual de la transmisión, la información del Coordinador Eléctrico Nacional que mantiene en su Sistema de Información Pública y la oferta técnica de la empresa adjudicataria de la S/E La Ruca, es que sería necesaria ampliar ambas subestaciones para permitir la conexión de la nueva línea propuesta en el presente plan de expansión. En cuanto al trazado de la línea, para efectos de la presente ingeniería conceptual se utiliza un trazado tentativo para valorizar la obra, sin perjuicio que será el adjudicatario de la obra quién definirá y tramitará ambientalmente el trazado definitivo.

1.2.26.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Construcción de una nueva línea de doble circuito en 220 kV entre las subestaciones Don Goyo y La Ruca, de aproximadamente 40 km de longitud, con una capacidad de transporte de, al menos, 170 MVA por circuito a 35°C con sol.
- Construcción de torres de doble circuito, tanto de anclaje como de suspensión.
- Construcción de paños de línea en la S/E Don Goyo, cuya configuración actual en 220 kV corresponde a barra principal seccionada más barra de transferencia.
- Construcción de paños de línea en la S/E La Ruca, cuya configuración en 220 kV será de barra principal seccionada más barra de transferencia.

En lo que respecta a la nueva línea es preciso indicar que se ha estimado la longitud del trazado de manera referencial y corresponderá al adjudicatario de la obra en la respectiva

licitación, el determinar el trazado efectivo que tendrá la línea con motivos de la tramitación ambiental y el establecimiento de las respectivas servidumbres.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Obtención de permisos ambientales y sectoriales.
- Tramitación de servidumbres con propietarios de terrenos.
- Tendido de cable de guardia OPGW.
- Construcción de fundaciones para estructuras.

1.2.26.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El proyecto contempla el trazado de una línea de aproximadamente 40 km, por ende, la tramitación ambiental, la obtención de los permisos sectoriales y la adquisición de las servidumbres, deberá ser realizada en su totalidad por el adjudicatario de la obra de transmisión.

Para la conexión de los extremos de los paños de línea, es necesaria previamente o de manera coordinada la ampliación de las barras respectivas que permitan la construcción e instalación de los paños de línea correspondientes.

Adicionalmente, no se observan interferencias para la ejecución de las obras, siendo responsabilidad del adjudicatario el diseño de la solución y el cumplimiento de la normativa vigente, en lo que respecta a las distancias mínimas del equipamiento eléctrico. Tampoco se visualizan otros requerimientos especiales para la ejecución de la obra.

1.2.26.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización del proyecto se consideró lo siguiente.

Tabla 39: Listado de equipos principales.

N °	Equipo	Cantidad
1	Transformador de Potencial 220 kV, inductivo, 30 VA	12
2	Transformador de Corriente 220 kV, 4 Núcleos	12
3	Transformador de Corriente 220 kV, 5 Núcleos	24
4	Torre de suspensión 220 kV doble circuito, 1 cond. por fase	90
5	Torre de anclaje 220 kV doble circuito, 1 cond. por fase (30°)	30
6	Torre de anclaje 220 kV doble circuito, 1 cond. por fase (90°)	15
7	Pararrayos 220 kV	12
8	Condensador de Acoplamiento 220 kV	8
9	Trampa de Onda 3150 A - 40 KA	4
10	Trampa de Onda 2000 A - 80 KA	4
11	Interruptor 220 kV, 4000 A, 63 KA, Comando Monopolar	6
12	Desconectador 1F 220 kV Pantógrafo 3150 A	6
13	Desconectador 3F 220 kV s/cpt 4000 A	8
14	Desconectador 3F 220 kV c/cpt 4000 A	4
15	Conductor Aluminio AAC Coreopsis 806 mm ² (metros)	3.800
16	Conductor Aluminio AAAC Flint 375 mm ² (metros)	252.000

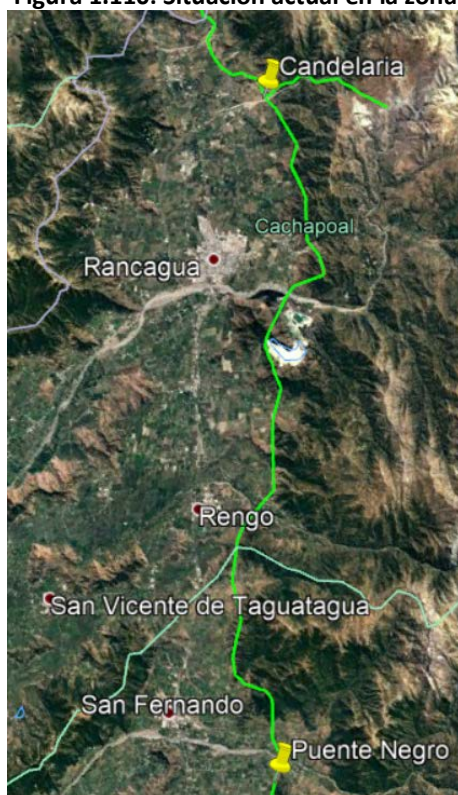
1.2.27 NUEVA S/E SECCIONADORA TOTIHUE Y NUEVA LÍNEA 2X66 TOTIHUE – ROSARIO

1.2.27.1 Situación existente

La línea de transmisión 2x220 kV Candelaria – Puente Negro, de aproximadamente 88 km de longitud, se ubica en la Región del Libertador Bernardo O’Higgins y cruza las comunas Codegua, Machalí, Requínoa, Rengo, Malloa, San Fernando y Chimbarongo.

La línea actualmente posee un conductor AAC Anemone, de dos conductores por fase, lo cual permite una capacidad de transmisión de, aproximadamente, 690 MVA por circuito de acuerdo con la información obtenida a partir de la plataforma Infotécnica del Coordinador.

Figura 1.110: Situación actual en la zona



1.2.27.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Construcción de una nueva subestación seccionadora de la línea 2x220 kV Candelaria – Puente Negro, denominada Totihue, con patios en 220 kV y 66 kV, en configuraciones interruptor y medio y barra principal con barra de transferencia respectivamente.
- Instalación de transformador de poder 220/66 kV de 90 MVA de capacidad.
- Construcción de una nueva línea 2x66 kV entre la nueva S/E Totihue y la S/E Rosario.

En virtud de lo señalado anteriormente, se detallan a continuación las características y obras requeridas para la nueva subestación y nueva línea de transmisión:

Nueva S/E Totihue:

Patio 220 kV

- Construcción de patio de 220 kV en configuración interruptor y medio, con espacio en barra y plataforma para realizar el seccionamiento completo de la línea 2x220 Candelaria – Puente Negro, la conexión del equipo de transformación y espacio para dos diagonales destinadas a la conexión de futuros proyectos.

-
- Construcción de dos diagonales para el seccionamiento de la línea indicada anteriormente, junto con los respectivos enlaces de seccionamiento.
 - Construcción de una media diagonal para la conexión del equipo de transformación.

Transformador 220/66 kV, 90 MVA

- Instalación de un transformador de 220/66 kV y 90 MVA de capacidad.
- Construcción de foso recolector de aceite, canalizaciones, fundaciones y toda obra civil requerida para la correcta instalación y funcionamiento del equipo.

Patio 66 kV

- Construcción de patio de 66 kV en configuración barra principal y barra de transferencia, con espacio en barra y plataforma para realizar la conexión de la nueva línea 2x66 kV Totihue – Rosario, la conexión del equipo de transformación, la construcción de un paño acoplador de barra y espacio en barra y plataforma para dos paños futuros.
- Construcción de paño de transformación.
- Construcción de paño acoplador de barras.

Nueva línea 2x66 kV Totihue – Rosario:

- Construcción de una nueva línea de doble circuito entre las subestaciones Totihue y Rosario, con una capacidad de, al menos, 80 MVA por circuito, a 35° C con sol.
- Construcción de dos paños de línea en S/E Totihue 66 kV, en configuración barra principal y barra de transferencia.
- Construcción de dos paños de línea en S/E Rosario, en configuración barra simple, en los espacios generados por el proyecto “Ampliación en S/E Rosario” incluido en el presente plan de expansión.

La nueva subestación Totihue deberá ubicarse aproximadamente a 47 km al sur de la S/E Candelaria, siguiendo el trazado de la línea 2x220 kV Candelaria – Puente Negro, dentro de un radio de 5 km respecto de dicho punto.

Figura 1.111: Identificación del área referencial para ejecutar el proyecto nueva S/E Totihue y nueva línea 2x66 kV Totihue – Rosario.



Dado lo anteriormente expuesto, y para efectos de la ingeniería conceptual desarrollada en el presente plan de expansión, se ha considerado una ubicación tentativa para la subestación Totihue dentro del rango factible para su emplazamiento, obteniendo que, de manera preliminar la nueva línea 2x66 kV Totihue – Rosario tendrá una extensión de 7,1 km y los enlaces de seccionamiento en 220 kV tendrán una longitud aproximada de 1,2 km cada uno.

Asimismo, el conductor seleccionado para la nueva línea de 66 kV en este análisis preliminar corresponde a un AAAC Flint (un conductor por fase), mientras que para los enlaces 220 kV se mantienen las características actuales del tramo que se secciona.

1.2.27.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

Como fue mencionado anteriormente, la nueva subestación deberá ubicarse a 47 km al sur de la S/E Candelaria, siguiendo el trazado de la línea 2x220 kV Candelaria – Puente Negro, dentro de un radio de 5 km en torno a dicho punto. En ese sentido, se propuso una ubicación tentativa para la subestación para efectos del desarrollo de la valorización y otros análisis, verificando que tanto la subestación como la nueva línea de 66 kV cumplieran con los objetivos solicitados por el proyecto.

Adicionalmente, se utilizó como referencia el informe de Variables Ambientales y Territoriales presentado por el Ministerio de Energía y su información complementaria para

establecer el trazado de la línea de 66 kV, la ubicación de la nueva subestación y los enlaces de seccionamiento en 220 kV, de forma tal de que se minimizaran los impactos ambientales y sociales de la ejecución de este proyecto.

1.2.27.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra “Nueva S/E Seccionadora Totihue y nueva línea 2x66 kV Totihue – Rosario” se consideró lo siguiente.

Tabla 40: Suministro y montaje de equipos principales Nueva S/E Totihue

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador trifásico 220/66 kV, 90 MVA	1
2	Transformador de potencial 66 kV	3
3	Transformador de potencial 220 kV	21
4	Transformador de corriente 66 kV	6
5	Transformador de corriente 220 kV	48
6	Pararrayos 220 kV	15
7	Trampa de Onda	8
8	Interruptor 66 kV	2
9	Interruptor 220 kV	8
10	Desconectador trifásico 66 kV sin conexión de puesta a tierra	4
11	Desconectador monofásico 220 kV tipo pantógrafo	15
12	Desconectador trifásico 220 kV sin conexión de puesta a tierra	10
13	Desconectador trifásico 220 kV con conexión de puesta a tierra	5
14	Transformador de potencial 66 kV	3

Tabla 41: Suministro y montaje de equipos y estructuras principales Nueva línea 2x66 kV Totihue – Rosario

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Interruptor 66 kV	4
2	Desconectador trifásico 66 kV sin conexión de puesta a tierra	6
3	Desconectador trifásico 66 kV con conexión de puesta a tierra	4
4	Transformador de corriente 66 kV	18
5	Transformador de potencial 66 kV	12
6	Pararrayos 66 kV	12
7	Torre de anclaje doble circuito, 1 conductor por fase, 90°	5
8	Torre de anclaje doble circuito, 1 conductor por fase, 30°	11

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
9	Torre de suspensión doble circuito, 1 conductor por fase	15
10	Conductor AAAC Flint (metros)	45.171

1.2.28 NUEVA S/E SECCIONADORA BUENAVISTA

1.2.28.1 Situación existente

La línea de transmisión 2x154 kV Itahue – Tinguiririca, de aproximadamente 74 km de longitud, se ubica entre la Región del Libertador Bernardo O'Higgins y Región del Maule y cruza las comunas Chimbarongo, Teno, Curicó, Sagrada Familia y Molina.

La línea actualmente posee un conductor AAAC Greeley, de un conductor por fase, lo cual permite una capacidad de transmisión de, aproximadamente, 197 MVA por circuito de acuerdo con la información obtenida a partir de la plataforma Infotécnica del Coordinador.

Figura 1.112: Situación actual en la zona



1.2.28.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Construcción de una nueva subestación seccionadora de la línea 2x154 kV Itahue – Tinguiririca, denominada Buenavista, con patios en 154 kV y 66 kV, en configuraciones doble barra principal con barra de transferencia y barra principal con barra de transferencia respectivamente. Además, la nueva subestación deberá contar con un patio de 15 kV en celdas de configuración barra simple.
- Instalación de transformador de poder 154/66 kV de 75 MVA de capacidad.

-
- Instalación de transformador de poder 66/15 kV de 30 MVA de capacidad.

En virtud de lo señalado anteriormente, se detallan a continuación las características y obras requeridas para la nueva subestación:

Patio 154 kV

- Construcción de patio de 154 kV en configuración doble barra principal con barra de transferencia, con espacio en barras y plataforma para realizar el seccionamiento completo de la línea 2x154 Itahue – Tinguiririca, la conexión del equipo de transformación 154/66 kV, un paño acoplador de barra, un paño seccionador de barra y dos posiciones para la conexión de futuros proyectos en la zona.
- Espacio con terreno nivelado para dos paños adicionales destinados a la conexión de futuros proyectos.
- Construcción de cuatro paños de línea para el seccionamiento de la línea indicada anteriormente, junto con los respectivos enlaces de seccionamiento.
- Construcción de un paño para la conexión del equipo de transformación 154/66 kV.
- Construcción de un paño acoplador de barras.
- Construcción de un paño seccionador de barras.

Transformador 154/66 kV, 75 MVA

- Instalación de un transformador de 154/66 kV y 75 MVA de capacidad.
- Construcción de foso recolector de aceite, canalizaciones, fundaciones y toda obra civil requerida para la correcta instalación y funcionamiento del equipo.

Patio 66 kV

- Construcción de patio de 66 kV en configuración barra principal y barra de transferencia, con espacio en barras y plataforma para realizar el seccionamiento completo de la línea 1x66 kV Teno – Curicó, la conexión del equipo de transformación 154/66 kV, la conexión del equipo de transformación 66/15 kV, la construcción de un paño acoplador de barra y espacio en terreno nivelado para dos paños futuros.
- Construcción de dos paños de línea para el seccionamiento de la línea indicada anteriormente, junto con el respectivo enlace de seccionamiento.
- Construcción de paño de transformación asociado al equipo 154/66 kV.
- Construcción de paño de transformación asociado al equipo 66/15 kV.
- Construcción de paño acoplador de barras.

Transformador 66/15 kV, 30 MVA

- Instalación de un transformador de 66/15 kV de 30 MVA de capacidad.

- Construcción de foso recolector de aceite, canalizaciones, fundaciones y toda obra civil requerida para la correcta instalación y funcionamiento del equipo.

Sala de celdas 15 kV

- Construcción de una sala de celdas con capacidad para, al menos, 7 celdas de media tensión, con configuración barra simple.
- Instalación de una celda de conexión para el transformador 66/15 kV.
- Instalación de cuatro celdas para alimentadores.
- Instalación de una celda para servicios auxiliares.
- Instalación de una celda para equipos de medida.

Enlace 2x66 kV Buenavista – Punto de seccionamiento 1x66 kV Curicó – Teno:

- Construcción de un enlace de doble circuito entre la subestación Buenavista y un punto de seccionamiento de la línea 1x66 kV Curicó – Teno, tramo Curicó – Rauquén, con una capacidad de, al menos, 55 MVA por circuito, a 35° C con sol.

Dado lo anteriormente expuesto, y para efectos de la ingeniería conceptual desarrollada en el presente plan de expansión, se ha considerado que de manera preliminar este nuevo enlace 2x66 kV Buenavista – Punto de seccionamiento tendrá una extensión de 5 km.

Asimismo, el conductor seleccionado para el enlace de 66 kV en este análisis preliminar corresponde a un AAAC Cairo (un conductor por fase).

La subestación Buenavista deberá ubicarse aproximadamente a 23 km al norte de la S/E Itahue, siguiendo el trazado de la línea 2x154 kV Itahue – Tinguiririca, dentro de un radio de 2 km respecto de dicho punto.

Figura 1.113: Identificación del área referencial para ejecutar el proyecto S/E Buenavista.



En virtud de lo anterior, y para efectos de la ingeniería conceptual desarrollada en el presente plan de expansión, se ha considerado una ubicación tentativa para la subestación Buenavista dentro del rango factible para su emplazamiento, obteniendo que, de manera preliminar los enlaces de seccionamiento en 154 kV tendrán una longitud aproximada de 0,7 km cada uno.

Asimismo, el conductor seleccionado para los enlaces de 154 kV es aquel que mantiene las características actuales del tramo que se secciona.

1.2.28.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

Como fue mencionado anteriormente, la nueva subestación deberá ubicarse a 23 km al norte de la S/E Itahue, siguiendo el trazado de la línea 2x154 kV Itahue – Tinguiririca, dentro de un radio de 2 km en torno a dicho punto. En ese sentido, se propuso una ubicación tentativa para la subestación para efectos del desarrollo de la valorización y otros análisis, verificando que la subestación y enlaces asociados cumplieran con los objetivos solicitados por el proyecto.

Adicionalmente, se utilizó como referencia el informe de Variables Ambientales y Territoriales presentado por el Ministerio de Energía y su información complementaria para establecer la ubicación de la nueva subestación y los enlaces de seccionamiento en 154 kV y 66 kV, de forma tal de que se minimizaran los impactos ambientales y sociales de la ejecución de este proyecto.

1.2.28.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La ubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra “Nueva S/E Seccionadora Buenavista” se consideró lo siguiente:

Tabla 42: Suministro y montaje de equipos principales S/E Buenavista

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador trifásico 154/66 kV, 75 MVA	1
2	Transformador trifásico 66/15 kV, 30 MVA	1
3	Interruptor 154 kV	7
4	Transformador de corriente 154 kV	21

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
5	Transformador de potencial 154 kV	18
6	Desconectador trifásico 154 kV, con conexión de puesta a tierra	4
7	Desconectador trifásico 154 kV, sin conexión de puesta a tierra	20
8	Pararrayos 154 kV	12
9	Trampa de onda	8
10	Condensador de acoplamiento 154 kV	8
11	Interruptor 66 kV	5
12	Transformador de corriente 66 kV	15
13	Transformador de potencial 66 kV	9
14	Desconectador trifásico 66 kV, sin conexión de puesta a tierra	6
15	Desconectador trifásico 66 kV, con conexión de puesta a tierra	2
16	Pararrayos 66 kV	6
17	Mufa para cable de poder XLPE 15 kV	9
18	Celda 15 kV barra simple. Paño de transformación	1
19	Celda 15 kV barra simple. Paño alimentador	4
20	Celda 15 kV barra simple. Conexión de servicios auxiliares	1
21	Celda 15 kV barra simple. Conexión de equipos de medida	1

Tabla 43: Suministro y montaje de equipos y estructuras principales enlace 2x66 kV Buenavista – Punto de seccionamiento 1x66 kV Teno – Curicó

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Torre de anclaje 66 kV doble circuito, 1 conductor por fase, 90°	2
2	Torre de anclaje 66 kV doble circuito, 1 conductor por fase, 30°	4
3	Torre de suspensión 66 kV doble circuito, 1 conductor por fase	14
4	Conductor AAAC Cairo (metros)	32.004

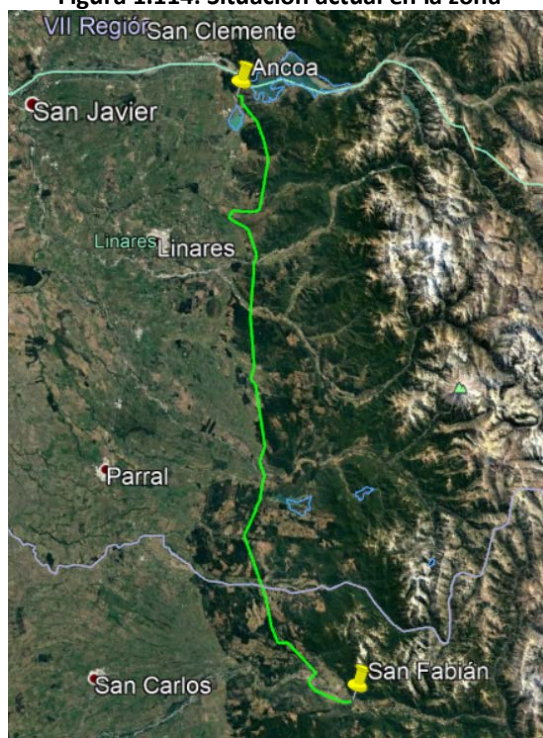
1.2.29 NUEVA S/E SECCIONADORA LLEPU Y NUEVA LÍNEA 2X154 KV LLEPU – LINARES

1.2.29.1 Situación existente

La línea de transmisión 1x220 kV Ancoa – San Fabián, de aproximadamente 123 km de longitud, se ubica entre la Región del Maule y Ñuble y cruza las comunas Colbún, Linares, Longaví, Parral y Punilla.

La línea actualmente posee un conductor ACAR 700 MCM, de un conductor por fase, lo cual permite una capacidad de transmisión de, aproximadamente, 310 MVA de acuerdo con la información obtenida a partir de la plataforma Infotécnica del Coordinador.

Figura 1.114: Situación actual en la zona



1.2.29.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Construcción de una nueva subestación seccionadora de la línea 1x220 kV Ancoa – San Fabián, denominada Llepu, con patios en 220 kV y 154 kV, ambos en configuración interruptor y medio.
- Instalación de banco de autotransformadores 220/154 kV de 300 MVA de capacidad, con unidad de reserva.
- Construcción de una nueva línea 2x154 kV entre la nueva S/E Llepu y la S/E Linares.

En virtud de lo señalado anteriormente, se detallan a continuación las características y obras requeridas para la nueva subestación y nueva línea de transmisión:

Nueva S/E Llepu:

Patio 220 kV

- Construcción de patio de 220 kV en configuración interruptor y medio, con espacio en barra y plataforma para realizar el seccionamiento completo de la línea 1x220 kV Ancoa – San Fabián, la conexión del banco de autotransformadores y espacio para dos diagonales destinadas a la conexión de futuros proyectos.

-
- Construcción de dos medias diagonales (dos interruptores cada una) para el seccionamiento de la línea indicada anteriormente, junto con el respectivo enlace de seccionamiento.
 - Construcción de una media diagonal (un interruptor) para la conexión del banco de autotransformadores, completando una de las medias diagonales asociadas al seccionamiento de línea.

Banco de autotransformadores 220/154 kV, 300 MVA

- Instalación de un banco de autotransformadores de 220/154 kV y 300 MVA de capacidad, con unidad de reserva.
- Construcción de foso recolector de aceite, muros cortafuego, canalizaciones, fundaciones y toda obra civil requerida para la correcta instalación y funcionamiento del equipo.
- Construcción de barras auxiliares e instalación de equipos de maniobra en 220 kV y 154 kV para permitir la conexión automática del banco a la unidad de reserva.

Patio 154 kV

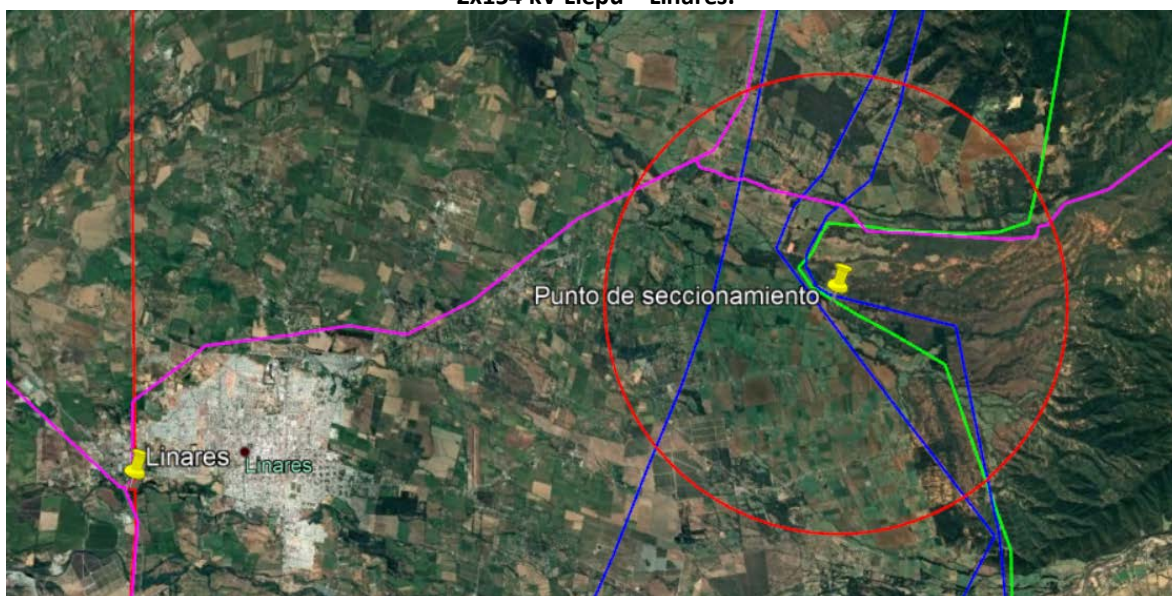
- Construcción de patio de 154 kV en configuración interruptor y medio, con espacio en barra y plataforma para realizar la conexión de la nueva línea 2x154 kV Llepu – Linares, la conexión del banco de autotransformadores y espacio en barra y plataforma para dos diagonales futuras.
- Construcción de una media diagonal (dos interruptores) asociada a la conexión del banco de autotransformadores.

Nueva línea 2x154 kV Llepu – Linares:

- Construcción de una nueva línea de doble circuito entre las subestaciones Llepu y Linares, con una capacidad de, al menos, 197 MVA por circuito, a 35°C con sol.
- Construcción de dos medias diagonales, una de dos interruptores y la restante de un interruptor, completando la media diagonal asociada al banco de autotransformadores en S/E Llepu 154 kV, en configuración interruptor y medio.
- Construcción de dos paños de línea en S/E Linares 154 kV, en configuración barra simple, en los espacios generados por el proyecto “Ampliación en S/E Linares” incluido en el presente plan de expansión.

La nueva subestación Llepu deberá ubicarse aproximadamente a 27 km al sur de la S/E Ancoa, siguiendo el trazado de la línea 1x220 kV Ancoa – San Fabián, dentro de un radio de 5 km respecto de dicho punto.

Figura 1.115: Identificación del área referencial para ejecutar el proyecto nueva S/E Llepu y nueva línea 2x154 kV Llepu – Linares.



Dado lo anteriormente expuesto, y para efectos de la ingeniería conceptual desarrollada en el presente plan de expansión, se ha considerado una ubicación tentativa para la subestación Llepu dentro del rango factible para su emplazamiento, obteniendo que, de manera preliminar la nueva línea 2x154 kV Llepu – Linares tendrá una extensión de 17,5 km y el enlace de seccionamiento en 220 kV tendrá una longitud aproximada de 1 km.

Asimismo, el conductor seleccionado para la nueva línea de 154 kV en este análisis preliminar corresponde a un AAAC Greeley (un conductor por fase), mientras que para los enlaces 220 kV se mantienen las características actuales del tramo que se secciona.

1.2.29.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

Como fue mencionado anteriormente, la nueva subestación deberá ubicarse a 27 km al sur de la S/E Ancoa, siguiendo el trazado de la línea 1x220 kV Ancoa – San Fabián, dentro de un radio de 5 km en torno a dicho punto. En ese sentido, se propuso una ubicación tentativa para la subestación para efectos del desarrollo de la valorización y otros análisis, verificando que tanto la subestación como la nueva línea de 154 kV cumplieran con los objetivos solicitados por el proyecto.

Adicionalmente, se utilizó como referencia el informe de Variables Ambientales y Territoriales presentado por el Ministerio de Energía y su información complementaria para establecer el trazado de la línea de 154 kV, la ubicación de la nueva subestación y el enlace

de seccionamiento en 154 kV, de forma tal de que se minimizaran los impactos ambientales y sociales de la ejecución de este proyecto.

1.2.29.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra “Nueva S/E Seccionadora Llepu y nueva línea 2x154 kV Llepu – Linares” se consideró lo siguiente.

Tabla 44: Suministro y montaje de equipos principales Nueva S/E Llepu

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Autotransformador monofásico, 220/154 kV, 100 MVA	4
2	Interruptor 220 kV	5
3	Interruptor 154 kV	2
4	Transformador de corriente 220 kV	30
5	Transformador de corriente 154 kV	12
6	Transformador de potencial 220 kV	15
7	Transformador de potencial 154 kV	9
8	Desconectador trifásico 220 kV sin conexión de puesta a tierra	6
9	Desconectador trifásico 220 kV con conexión de puesta a tierra	2
10	Desconectador monofásico 220 kV, tipo pantógrafo	16
11	Desconectador trifásico 154 kV sin conexión de puesta a tierra	3
12	Desconectador monofásico 154 kV, tipo pantógrafo	10
13	Pararrayos 220 kV	15
14	Pararrayos 154 kV	3
15	Trampa de onda	4

Tabla 45: Suministro y montaje de equipos y estructuras principales Nueva línea 2x154 kV Llepu – Linares

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Interruptor 154 kV	5
2	Desconectador trifásico 154 kV sin conexión de puesta a tierra	8
3	Desconectador trifásico 154 kV con conexión de puesta a tierra	4
4	Transformador de corriente 154 kV	24
5	Transformador de potencial 154 kV	12
6	Pararrayos 154 kV	12
7	Torre de anclaje doble circuito, 154 kV, 1 conductor por fase, 90°	6
8	Torre de anclaje doble circuito, 154 kV, 1 conductor por fase, 30°	10
9	Torre de suspensión doble circuito, 154 kV, 1 conductor por fase	41

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
10	Conductor AAAC Greeley (metros)	110.691
11	Trampa de onda	8

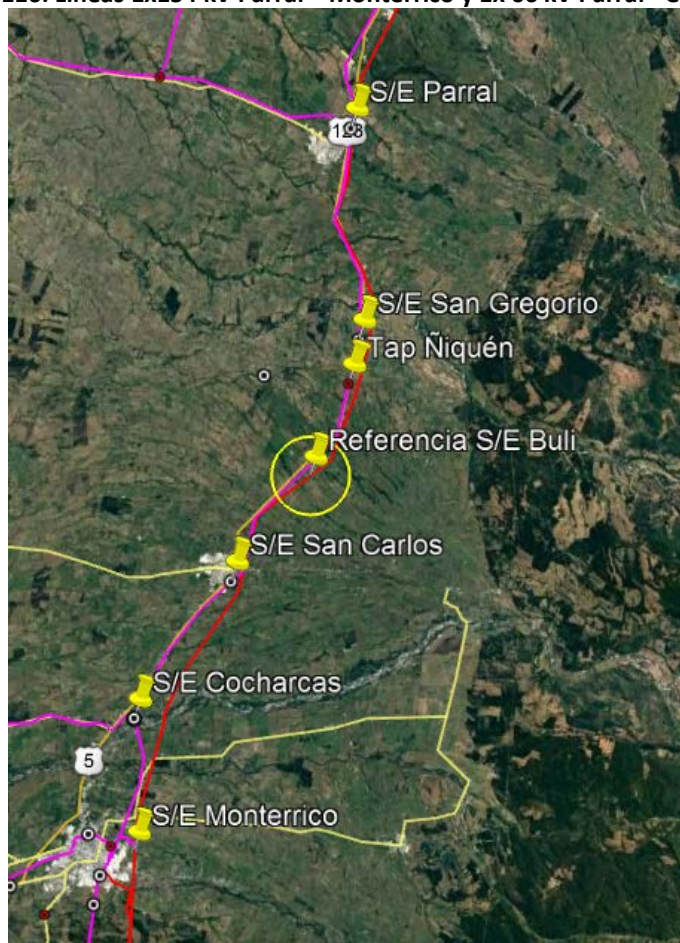
1.2.30 NUEVA S/E SECCIONADORA BULI

1.2.30.1 Situación existente

La línea de transmisión 1x154 kV Parral – Monterrico, de propiedad de Transelec, se extiende desde la comuna de Parral, en la región del Maule hasta la comuna de Chillán, en la región de Ñuble. Tiene una longitud aproximada de 62 km y posee conductores Cu 300 MCM y Copperweld 4/OE, con una capacidad del tramo de 107 MVA a 35° C con sol, de acuerdo a la información obtenida de Infotécnica del Coordinador.

La línea de transmisión 1x66 kV Parral – Cocharcas, de propiedad de CGE, se extiende desde la comuna de Parral, en la región del Maule, hasta la comuna de San Carlos, en la región de Ñuble. Tiene una longitud aproximada de 51 km y posee conductores Cu 1/0 AWG y AAAC Butte en su extensión, sin embargo, el tramo de interés (Tap Ñiquén – San Carlos) posee el conductor Cu 1/0 AWG, con una capacidad de 31 MVA a 35° C con sol, de acuerdo a la información obtenida de Infotécnica del Coordinador.

Figura 1.116: Líneas 1x154 kV Parral – Monterrico y 1x 66 kV Parral - Cocharcas².



Es preciso indicar que, en la zona se encuentran en ejecución las siguientes obras de transmisión (entre las S/E Parral y S/E Monterrico en 154 kV, y entre S/E Parral y S/E Cocharcas en 66 kV):

- Ampliación en S/E San Carlos (D418/2017)
- Ampliación en S/E Parral (D418/2017)
- Seccionamiento en S/E San Gregorio (D418/2017)
- Ampliación en S/E San Gregorio (D418/2017)
- Ampliación en S/E Monterrico (D418/2017)
- Ampliación en S/E Monterrico (D293/2018)
- Ampliación en S/E Parral (NTR ATMT) (D171/2020)

Sin perjuicio de lo anterior, el desarrollo de las obras antes listadas, no tienen influencia en el desarrollo de la nueva S/E propuesta.

² Sólo se muestran los niveles de tensión 154 kV y 66 kV.

1.2.30.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Construcción de una nueva subestación, denominada Buli.
- Seccionamiento de la línea 1x154 kV Parral – Monterrico, con enlaces de capacidad de, a lo menos, la misma capacidad del correspondiente tramo de línea a seccionar.
- Seccionamiento de la línea 1x66 kV Parral – Cocharcas, en el tramo Tap Ñiquén – San Carlos, con enlaces de capacidad de, a lo menos, 46 MVA a 35° C con sol. Referencialmente se ha considerado un conductor AAAC Butte.
- Instalación de un nuevo transformador 154/66 kV, 75 MVA con cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC).

Será responsabilidad del adjudicatario de la obra en la respectiva licitación, el determinar el trazado adicional que deberá construirse para el seccionamiento de líneas según lo indicado anteriormente, incluyendo para dichos efectos la tramitación ambiental y el establecimiento de las respectivas servidumbres, según corresponda.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Construcción y habilitación de patio de 154 kV en subestación Buli. El patio de 154 kV deberá contar con configuración Doble Barra Principal y Barra de Transferencia. Referencialmente el equipamiento se ha considerado en tecnología AIS o Air Insulated Switchgear. Las barras 154 kV deberán considerar una capacidad mínima de 400 MVA con 75°C en el conductor y 35° C temperatura ambiente con sol.
- Construcción de 5 paños en 154 kV: Dos de ellos para el seccionamiento de la línea en configuración doble barra principal y barra de transferencia, uno para el lado de 154 kV del nuevo transformador, un paño seccionador y un paño acoplador. Espacio para un paño adicional en 154 kV.
- Construcción y habilitación de patio de 66 kV en subestación Buli. El patio de 66 kV deberá contar con configuración Barra Principal y Barra de Transferencia. Referencialmente el equipamiento se ha considerado en tecnología AIS o Air Insulated Switchgear. Las barras de 66 kV deberán considerar una capacidad mínima de 300 MVA con 75° C en el conductor y 35° C temperatura ambiente con sol.
- Construcción de 4 paños en 66 kV: Dos de ellos para el seccionamiento de la línea en configuración barra principal y barra de transferencia, uno para el lado de 66 kV del nuevo transformador y un paño acoplador. Espacio para dos paños adicionales en 66 kV.
- Nivelación de terreno para futuro patio de Media Tensión (MT).
- Construcción de canalizaciones para equipos y paños a instalar.
- Construcción de Sala de Control.
- Construcción de Foso Recolector de Aceite y Muro Cortafuego para transformador.
- Equipamiento de control, medición, protecciones, telecomunicaciones, SCADA y servicios auxiliares.

-
- Compra de terreno para la subestación.
 - Tramitación de servidumbres con propietarios de terrenos.
 - Movimientos de tierra, plataforma, mallas de puesta a tierra (subterránea y/o aérea), obras civiles y fundaciones, cierros perimetrales, caminos, entre otras.

1.2.30.3 Factibilidad técnica

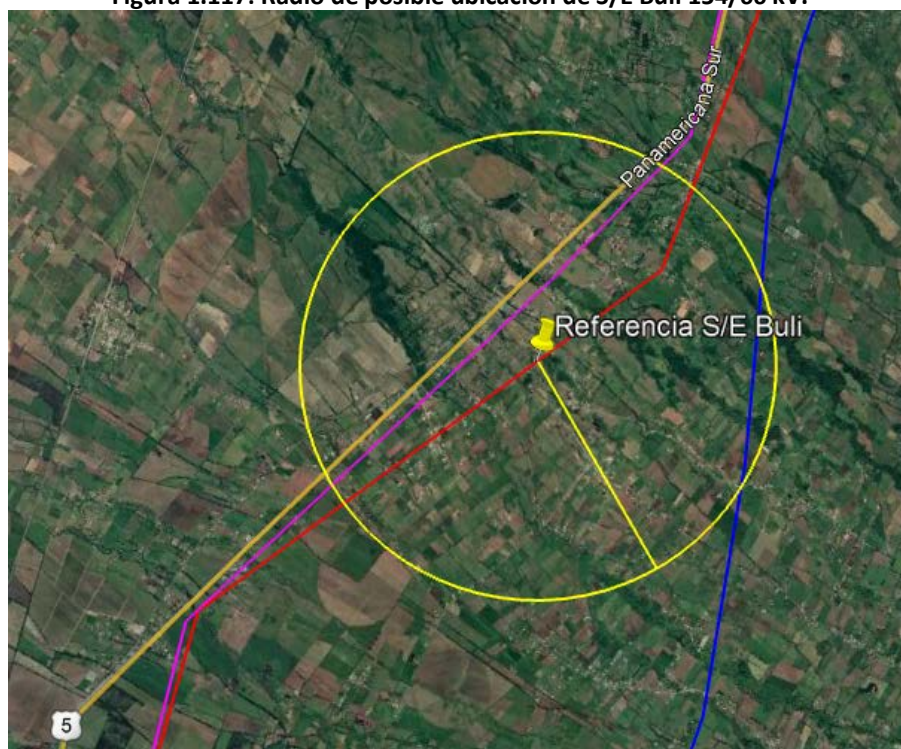
La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente afectando mínimamente la operación de las instalaciones en servicio.

La subestación deberá ubicarse en un radio de 3 kilómetros medidos desde el punto ubicado 29 kilómetros al sur de la subestación Parral, siguiendo el trazado de la línea 1x154 kV Parral – Monterrico, tal como muestra la Figura 2. En lo referente a los terrenos a utilizar, no se observan dificultades en términos de grandes movimientos de tierra asociado a la construcción de la subestación.

Para la conexión de los enlaces a la nueva subestación, tanto de la línea 1x66 kV Parral – Cocharcas, como de la línea 1x154 kV Parral – Monterrico, será necesaria la tramitación de las respectivas servidumbres. Por otra parte, dichos enlaces deberán ser considerados en la respectiva tramitación ambiental del proyecto.

Adicionalmente, no se observan interferencias para la ejecución de las obras, siendo responsabilidad del adjudicatario el diseño de la solución y el cumplimiento de la normativa vigente, en lo que respecta a las distancias mínimas del equipamiento eléctrico. Tampoco se visualizan otros requerimientos especiales para la ejecución de la obra.

Figura 1.117: Radio de posible ubicación de S/E Buli 154/66 kV.



1.2.30.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La ubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra en la nueva subestación seccionadora Buli se consideró lo siguiente.

Tabla 46: Suministro y montaje de equipos principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador 3F 154/66 kV, 75 MVA	1
2	Interruptor 154 kV	5
3	Interruptor 66 kV	4
4	Desconectador 3F 154 kV s/cpt	14
5	Desconectador 3F 154kV c/cpt	2
6	Desconectador 3F 66 kV s/cpt	8
7	Desconectador 3F 66 kV c/cpt	2
8	Transformador de Corriente 154 kV	30

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
9	Transformador de Corriente 66 kV	12
10	Transformador de Potencial 154 kV	12
11	Transformador de Potencial 66 kV	7
12	Pararrayos 154 kV	9
13	Pararrayos 66 kV	9
14	Condensador de Acoplamiento 154 kV	4
15	Trampa de Onda	4

Tabla 47: Materiales para Enlaces de Seccionamiento 154 y 66 kV.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Conductor de Cobre Cu 300 MCM (metros)	600
2	Conductor AAAC Butte (metros)	3600
3	Torre de Anclaje 154 kV doble circuito, 1 cond. Por fase (90°)	2
4	Torre de Anclaje 66 kV doble circuito, 1 cond. Por fase (90°)	2
5	Torre de Anclaje 66 kV, doble circuito, 1 cond. Por fase (30°)	2

1.2.31 NUEVA S/E ITATA Y NUEVA LÍNEA 1X66 ITATA – HUALTE

1.2.31.1 Situación existente

Actualmente en la zona aledaña a la comuna de Quirihue, ubicada en la región de Ñuble, se encuentra la subestación Quirihue, propiedad de CGE. La subestación Quirihue cuenta con 3 niveles de tensión, 33 kV, 23 kV y 13,2 kV y a ella se conectan 4 alimentadores, 2 en 23 kV y 2 en 13,2 kV. Una vista de la situación en la zona se presenta en la siguiente figura.

Figura 1.118: Situación actual en la zona.



La obra a realizar contempla la construcción de una nueva subestación en las cercanías de la actual subestación Quirihue, con el fin de absorber los aumentos de demanda en el futuro, y una nueva línea de transmisión en 66 kV que interconecte la nueva subestación con la subestación Hualte.

1.2.31.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Construcción de una nueva subestación, denominada Itata, con patios en 66 kV y 23 kV, en configuración barra principal con barra de transferencia y barra simple respectivamente.
- Instalación de un transformador de poder 66/23 kV de 20 MVA.
- Construcción de una nueva línea de transmisión 1x66 kV entre la subestación Itata y la subestación Hualte.

En virtud de lo señalado anteriormente, se detallan a continuación las características y obras requeridas para la nueva subestación y nueva línea de transmisión:

Nueva S/E Itata:

Patio 66 kV

- Construcción de un patio de 66 kV en configuración barra principal y barra de transferencia, con espacio en barra y plataforma para la conexión del equipo de transformación, el paño acoplador y espacio en barra y plataforma para dos paños futuros.
- Construcción de paño de línea.
- Construcción de paño para el transformador.
- Construcción de paño acoplador de barras.

Transformador

- Instalación de un transformador 66/23 kV de 20 MVA de capacidad.
- Construcción de foso recolector de aceite, canalizaciones, fundaciones y toda obra civil requerida para la correcta instalación y funcionamiento del equipo.

Patio 23 kV

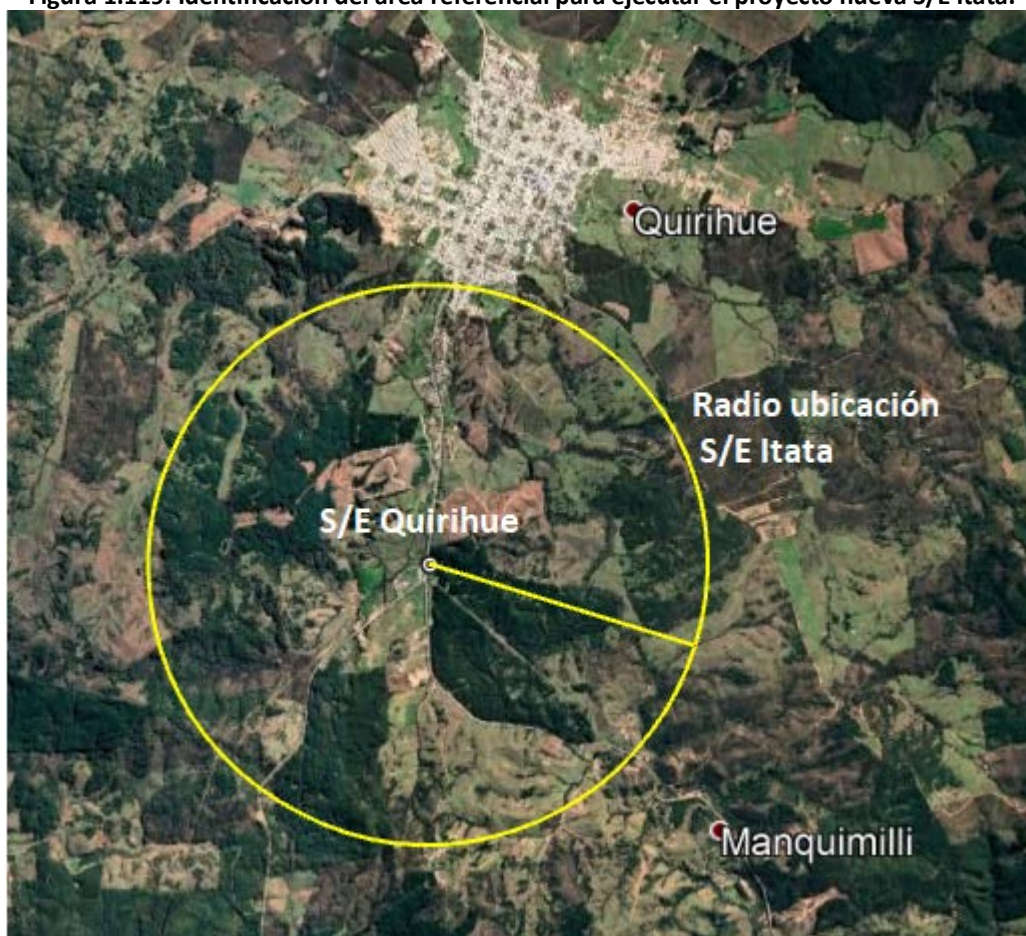
- Construcción de barra en 23 kV en configuración barra simple para realizar la conexión del equipo de transformación, dos alimentadores existentes, servicios auxiliares y espacio en barra y plataforma para dos paños futuros.
- Construcción de paño para el transformador.
- Construcción de paño de SSAA.

Nueva línea 1x66 kV Itata - Hualte:

- Construcción de una nueva línea de simple circuito entre las subestaciones Itata y Hualte, con una capacidad de, al menos, 46 MVA por circuito, a 35° C con sol.
- Construcción del paño de línea en S/E Itata 66 kV, en configuración barra principal y barra de transferencia.
- Construcción del paño de línea en S/E Hualte, en configuración barra principal y barra de transferencia, en el espacio generado por el proyecto “Ampliación en S/E Hualte” incluido en el presente plan de expansión.

La nueva subestación Itata deberá ubicarse dentro de un radio de 2 km respecto a la actual subestación Quirihue

Figura 1.119: Identificación del área referencial para ejecutar el proyecto nueva S/E Itata.



Dado lo anteriormente expuesto, y para efectos de la ingeniería conceptual desarrollada en el presente plan de expansión, se ha considerado una ubicación tentativa para la subestación Itata dentro del rango factible para su emplazamiento, obteniendo que, de manera preliminar la nueva línea 1x66 kV Itata – Hualte tendrá una extensión de 20 km.

Asimismo, el conductor seleccionado para la nueva línea de 66 kV en este análisis preliminar corresponde a un AAAC Butte (un conductor por fase).

1.2.31.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

Como fue mencionado anteriormente, la nueva subestación deberá ubicarse dentro de un radio de 2 km en torno a la actual subestación Quirihue. En ese sentido, se propuso una ubicación tentativa para la subestación para efectos del desarrollo de la valorización y otros

análisis, verificando que tanto la subestación como la nueva línea de 66 kV cumplieran con los objetivos solicitados por el proyecto.

Adicionalmente, se utilizó como referencia el informe de Variables Ambientales y Territoriales presentado por el Ministerio de Energía y su información complementaria para establecer el trazado de la línea de 66 kV y la ubicación de la nueva subestación, de forma tal de que se minimizaran los impactos ambientales y sociales de la ejecución de este proyecto.

1.2.31.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La ubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra “Nueva S/E Itata y nueva línea 1x66 kV Itata – Hualte” se consideró lo siguiente.

Tabla 48: Suministro y montaje de equipos principales Nueva S/E Itata

N °	Equipo	Cantidad
1	Transformador 3F 66/23 kV 20 MVA	1
2	Transformador de Potencial 23 kV, inductivo, 30 VA	3
3	Transformador de Potencial 66 kV, inductivo, 30 VA	5
4	Transformador de Corriente 23 kV	9
5	Transformador de Corriente 66 kV, 3 Núcleos	9
6	Pararrayos 66 kV	3
7	Interruptor 23 kV, 2500 A, 31,5 KA, Tipo Doghouse	1
8	Interruptor 66 kV, 3150 A, 50 KA, Comando Monopolar	3
9	Reconectador alimentador 23 kV, 630 A, 10 kA con unidad de control	3
10	Desconectador 3F 23 kV s/cpt 2000 A	8
11	Desconectador 3F 66 kV s/cpt 3150 A	6
12	Desconectador 3F 66 kV c/cpt 2500 A	1

Tabla 49: Suministro y montaje de equipos y estructuras principales Nueva línea 1x66 kV Itata – Hualte

N °	Equipo	Cantidad
1	Transformador de Potencial 66 kV, inductivo, 30 VA	4
2	Transformador de Corriente 66 kV, 3 Núcleos	6
3	Poste H.A. 15 Mts. 1600 Kg. Ruptura - suspensión	90
4	Poste H.A. 15 Mts. 1600 Kg. Ruptura -anclaje	10
5	Pararrayos 66 kV	6
6	Interruptor 66 kV, 3150 A, 50 KA, Comando Monopolar	2
7	Desconectador 3F 66 kV s/cpt 3150 A	4
8	Desconectador 3F 66 kV c/cpt 2500 A	2
9	Conductor Aluminio AAAC Butte 158 mm2	60.000

1.2.32 NUEVA LÍNEA 1X66 KV SANTA ELISA - QUILMO II

1.2.32.1 Situación existente

Actualmente la subestación Santa Elisa y la subestación Quilmo II, ambas de propiedad de la Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica de Chillán Ltda. (Copelec), no se encuentran conectadas entre sí. En el caso de la subestación Santa Elisa, esta se ubica aproximadamente a 100 m.s.n.m y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 18H: 752.923 Este, 5.942.914 Sur, mientras que la subestación Quilmo II se ubica aproximadamente a 128 m.s.n.m y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 18H: 759.140 Este, 5.940.597 Sur, ambas en la región de Ñuble, comuna de Chillán Viejo.

Figura 1.120: Vista de la S/E Santa Elisa.



Figura 1.121: Ubicación general y referencial de la S/E Quilmo II.



Figura 1.122: Zona de emplazamiento de la nueva línea 1x66 kV Santa Elisa – Quilmo II.



En base a los antecedentes publicados en la información del Coordinador Eléctrico Nacional que mantiene en su Sistema de Información Pública, es que sería necesario ampliar ambas subestaciones para permitir la conexión de la nueva línea propuesta en el presente plan de expansión. En cuanto al trazado de la línea, para efectos de la presente ingeniería conceptual se utiliza un trazado tentativo para valorizar la obra, sin perjuicio que será el adjudicatario de la obra quién definirá y tramitará ambientalmente el trazado definitivo.

1.2.32.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Construcción de una nueva línea de simple circuito en 66 kV entre las subestaciones Santa Elisa y Quilmo II, de aproximadamente 10 km de longitud, con una capacidad de transporte de, al menos, 90 MVA a 35°C con sol.
- Construcción de torres de simple circuito, tanto de anclaje como de suspensión.
- Construcción de paños de línea en la S/E Santa Elisa, cuya configuración en 66 kV corresponde a barra simple. La construcción del patio en 66 kV en esta subestación es parte de la obra “Ampliación en S/E Santa Elisa 33 kV (BS), Nuevo Patio 66 kV (BP+BT), Nuevo Transformador (ATAT) y Seccionamiento 1x66 kV Nueva Aldea – Santa Elvira” propuesta en el presente plan de expansión.
- Construcción de paños de línea en la S/E Quilmo II, cuya configuración en 66 kV será de barra simple.

En lo que respecta a la nueva línea es preciso indicar que se ha estimado la longitud del trazado de manera referencial y corresponderá al adjudicatario de la obra en la respectiva licitación, el determinar el trazado efectivo que tendrá la línea con motivos de la tramitación ambiental y el establecimiento de las respectivas servidumbres.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Obtención de permisos ambientales y sectoriales.
- Tramitación de servidumbres con propietarios de terrenos.
- Tendido de cable de guardia OPGW.
- Construcción de fundaciones para estructuras.

1.2.32.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El proyecto contempla el trazado de una línea de aproximadamente 10 km, por ende, la tramitación ambiental, la obtención de los permisos sectoriales y la adquisición de las servidumbres, deberá ser realizada en su totalidad por el adjudicatario de la obra de transmisión.

Para la conexión de los extremos de los paños de línea, es necesaria previamente o de manera coordinada la construcción o ampliación de las barras respectivas que permitan la construcción e instalación de los paños de línea correspondientes.

Adicionalmente, no se observan interferencias para la ejecución de las obras, siendo responsabilidad del adjudicatario el diseño de la solución y el cumplimiento de la normativa vigente, en lo que respecta a las distancias mínimas del equipamiento eléctrico. Tampoco se visualizan otros requerimientos especiales para la ejecución de la obra.

1.2.32.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización del proyecto se consideró lo siguiente.

Tabla 50: Listado de equipos principales.

N °	Equipo	Cantidad
1	Transformador de Potencial 66 kV, inductivo, 30 VA	6
2	Transformador de Corriente 66 kV, 3 Núcleos	6
3	Torre de anclaje 66 kV simple circuito, 1 cond. por fase (30°)	8
4	Torre de anclaje 66 kV simple circuito, 1 cond. por fase (90°)	7
5	Poste H.A. 18 Mts. 1600 Kg. Ruptura - suspensión	23
6	Pararrayos 66 kV	6
7	Interruptor 66 kV, 3150 A, 50 KA, Comando Monopolar	2
8	Desconectador 3F 66 kV s/cpt 3150 A	2
9	Desconectador 3F 66 kV c/cpt 2500 A	2
10	Conductor Aluminio AAAC Greeley 470 mm ²	31.500