

ESTUDIO DE CAPACIDAD TÉCNICA DISPONIBLE EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DEDICADOS

30 de diciembre de 2019

GERENCIA DE PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

www.coordinador.cl

CONTROL DEL DOCUMENTO

APROBACIÓN

Versión	Aprobado por
Definitiva	Juan Carlos Araneda T. – Gerente de Planificación de la Transmisión

REVISORES

Nombre	Cargo
Roger Mellado Z.	Jefe Departamento de Capacidad y Acceso Abierto

AUTORES

Nombre	Cargo
César Guerrero S.	Ingeniero Departamento de Capacidad y Acceso Abierto
Juan Pablo Astudillo P.	Ingeniero Departamento de Capacidad y Acceso Abierto

DISTRIBUCIÓN

Copia	Destinatario
Definitivo	

CONTENIDO

1	RESUMEN EJECUTIVO	5
2	INTRODUCCIÓN	8
3	CONSIDERACIONES GENERALES Y SUPUESTOS	11
3.1	TEMPERATURA AMBIENTE	11
3.2	PARÁMETROS TÉCNICOS DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN DEDICADAS	15
3.3	DESCRIPCIÓN DEL ESCENARIO DE EVALUACIÓN	15
3.4	GENERACIÓN	16
3.5	TRANSMISIÓN	16
3.6	DEMANDA	17
4	METODOLOGÍA DE DESARROLLO DEL ESTUDIO	18
4.1	LINEAMIENTOS GENERALES	18
4.2	METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD TÉCNICA DE TRANSMISIÓN MÁXIMA	19
5	METODOLOGÍA PARA LA DEFINICIÓN DEL USO MÁXIMO ESPERADO	23
5.1	SIMULACIONES CON MODELO DE COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA	23
5.2	SIMULACIONES CON MODELO DE PREDESPACHO	23
5.3	CAPACIDAD TÉCNICA DE TRANSMISIÓN DISPONIBLE DEFINITIVA	27
6	RESULTADOS	30
6.1	INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS GRÁFICOS	30
6.2	RESUMEN DE RESULTADOS	33
7	CÁLCULO DE GARANTÍAS	43
7.1	VALORIZACIÓN DE LA GARANTÍA	43
7.2	REQUISITOS DE LA GARANTÍA	45
7.3	PRESENTACIÓN Y CONDICIONES DE COBRO	45
7.4	EJEMPLOS DE GARANTÍAS	47
8	INSTALACIONES CON CÁLCULO DE CAPACIDAD TÉCNICA DISPONIBLE A PARTIR DE SUCT	56

9	PROYECTOS CONTEMPLADOS FEHACIENTEMENTE	64
9.1	CATEGORIAS DE PROYECTOS FEHACIENTES	64
9.2	LISTADO DE PROYECTOS FEHACIENTES INFORMADOS AL COORDINADOR	65

1 RESUMEN EJECUTIVO

De acuerdo con el artículo 80° de la Ley General de Servicios Eléctricos, anualmente el Coordinador deberá publicar en su sitio web la Capacidad Técnica Disponible de los Sistemas de Transmisión Dedicados. Para ello y a partir de lo establecido en la Resolución Exenta N°154 de 2017 de la Comisión Nacional de Energía, la cual “Establece términos y condiciones de aplicación del régimen de Acceso Abierto a que se refieren los artículos 79° y 80° de la Ley General de Servicios Eléctricos”, la que en sus artículos 15°, 16° y 17° entrega las definiciones y los elementos mínimos que el Coordinador debe tener en cuenta al momento de realizar el cálculo de la Capacidad Técnica Disponible. Para ello, el Coordinador ha definido una metodología adecuada, la cual se aplica en este documento. La metodología es coherente con el mecanismo de la resolución de las Solicitudes de Uso de Capacidad Técnica (SUCT), también definidas en la Resolución Exenta N°154 de 2017 de la Comisión Nacional de Energía, y que dice relación con la conexión de nuevos proyectos de generación y consumo en Sistemas de Transmisión Dedicados.

Las instalaciones de Transmisión Dedicadas en el presente estudio corresponden a las definidas en la Resolución Exenta N°244 de 2019 de la Comisión Nacional de Energía, la cual “Aprueba Informe Técnico Definitivo de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el Período 2020-2023”. Además, siguiendo el espíritu de la asignación de calificaciones, se incorporan otras líneas que, sin ser mencionadas por tal documento, y sin estar calificadas de otro modo, tienen un uso que concuerda con el de este tipo de instalaciones, por ejemplo, instalaciones de clientes libres o centrales de generación que se conectan radialmente al Sistema Eléctrico Nacional.

Para la determinación de la Capacidad Técnica Disponible es necesario combinar distintas fuentes de información, ya sean las resoluciones antes mencionadas, información meteorológica e información técnica de las instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional, siendo todas ellas fuentes de información pública.

En primer lugar, a partir de un análisis de las fuentes de información meteorológica, se realiza una evaluación de perfiles de temperatura por zonas, los que buscan reflejar las condiciones medioambientales a las cuales se ven expuestas las instalaciones de transmisión y, junto con las curvas de corriente máxima permitidas¹, establecer un perfil dinámico de Capacidad de Transmisión Máxima.

En segundo término, y en fiel cumplimiento de la Resolución Exenta N°154 de 2017 de la Comisión Nacional de Energía, se realiza un proceso concatenado de Coordinación Hidrotérmica y Unit Commitment, determinando los flujos esperados por las líneas de transmisión que componen el Sistema Eléctrico Nacional (Uso Máximo Esperado), particularmente, documentando los flujos de potencia en los Sistemas de Transmisión Dedicados, realizando esta evaluación con un régimen

¹ De acuerdo con los límites térmicos informados por los propietarios de instalaciones, disponible en: <https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/secciones-tramos>

horario, para los años 2020-2023. Además, se reflejan tres condiciones hidrológicas, que permiten analizar el comportamiento de los flujos ante distintas condiciones operativas y de disponibilidad del recurso hídrico de las centrales generadoras. El sistema resultante es extremadamente robusto en cuanto a topología y período de simulación, pues se simula un sistema de 797 barras, 1008 líneas de transmisión y 740 unidades generadoras considerando 3 hidrologías y un período de 4 años en una representación horaria cronológica, es decir, para 8760 horas por año.

Luego, los tres perfiles de flujos esperados, obtenidos para cada condición hidrológica, permiten elaborar un único perfil que recoge el máximo flujo obtenido para las horas correspondientes, lo cual permite obtener las condiciones de mayor exigencia sobre las instalaciones de los Sistemas de Transmisión Dedicados.

A continuación, tal como se indica en la ecuación (1), se evalúa si el máximo uso de las instalaciones corresponde al obtenido a partir del Uso Máximo Esperado mencionado anteriormente o si es fijado por contratos de uso de las Instalaciones de los Sistemas de Transmisión Dedicados, prerrogativa que entrega la normativa eléctrica a todos los agentes del mercado, para definir el usufructo de un sistema de transmisión cuyo uso no sea para el servicio público.

$$Capacidad\ Técnica\ de\ Transmisión\ Disponible(t) = \text{Mín} \left\{ \begin{array}{l} Capacidad\ de\ Transmisión\ Máxima(t) - Uso\ Máximo\ Esperado(t); \\ Capacidad\ de\ Transmisión\ Máxima(t) - \sum Contratos \end{array} \right\} \quad (1)$$

Se rescata de la ecuación (1) el haber realizado un cálculo horario, es decir, a partir de la Capacidad Técnica de Transmisión Máxima horaria, el Uso Máximo Esperado horario y la capacidad contratada, se determinan 8760 Capacidades Técnicas de Transmisión por año. Luego, según se indica en las ecuaciones (2) y (3), éstas son reordenadas en una curva de duración, permitiendo definir el valor que corresponde al percentil 99, es decir, aquel valor de Capacidad Técnica de Transmisión Disponible que estará presente el 99% del tiempo del año, valor que definirá la Capacidad Técnica Disponible del año para la instalación bajo análisis.

$$Capacidad\ Técnica\ de\ Transmisión\ Disponible(t) \Rightarrow Capacidad\ Técnica\ de\ Transmisión\ Disponible(P) \quad (2)$$

$$Capacidad\ Técnica\ Disponible = Capacidad\ Técnica\ de\ Transmisión\ Disponible(P = 99) \quad (3)$$

Finalmente, habida cuenta de las Capacidades Técnicas Disponibles calculadas por objeto de Solicitudes de Uso de Capacidad Técnica, las cuales tienen de un carácter vinculante, además de aquellos proyectos contemplados fehacientemente por el Coordinador, en conformidad con el primer inciso del artículo 80° de la Ley General de Servicios Eléctricos, han permitido presentar los resultados de Capacidad Técnica Disponible para 316 líneas de Sistemas de Transmisión Dedicados, resultados en los que, a la vez, ha sido incorporada la información relevante de 234 contratos de Uso de Instalaciones Dedicadas, vigentes e informados correctamente por las empresas coordinadas.

Cabe señalar, debido a la dificultad de cómputo y completitud de información técnica de instalaciones, el proceso anteriormente descrito fue elaborado para aquellas líneas con tensión mayor o igual a 66 kV, siendo sólo incorporadas aquellas instalaciones con menor nivel de tensión cuyo cálculo de Capacidad Técnica Disponible haya sido elaborado producto de una Solicitud de Uso de Capacidad Técnica tramitada.

Los resultados cuentan con un respaldo en el documento “Anexo: Resultados gráficos y tablas”, el cual contiene figuras explicativas con toda la información relevante para el cálculo de la Capacidad Técnica Disponible de una instalación, como la Figura 1.1, donde se verifica una la Capacidad Técnica de Transmisión Máxima horaria, el Uso Máximo Esperado mensual y la capacidad contratada en dicha línea, a la vez que la curva de duración determinada a partir de las 8760 diferencias horarias calculadas, destacando el valor correspondiente al percentil 99, el que corresponde al valor de Capacidad Técnica Disponible.

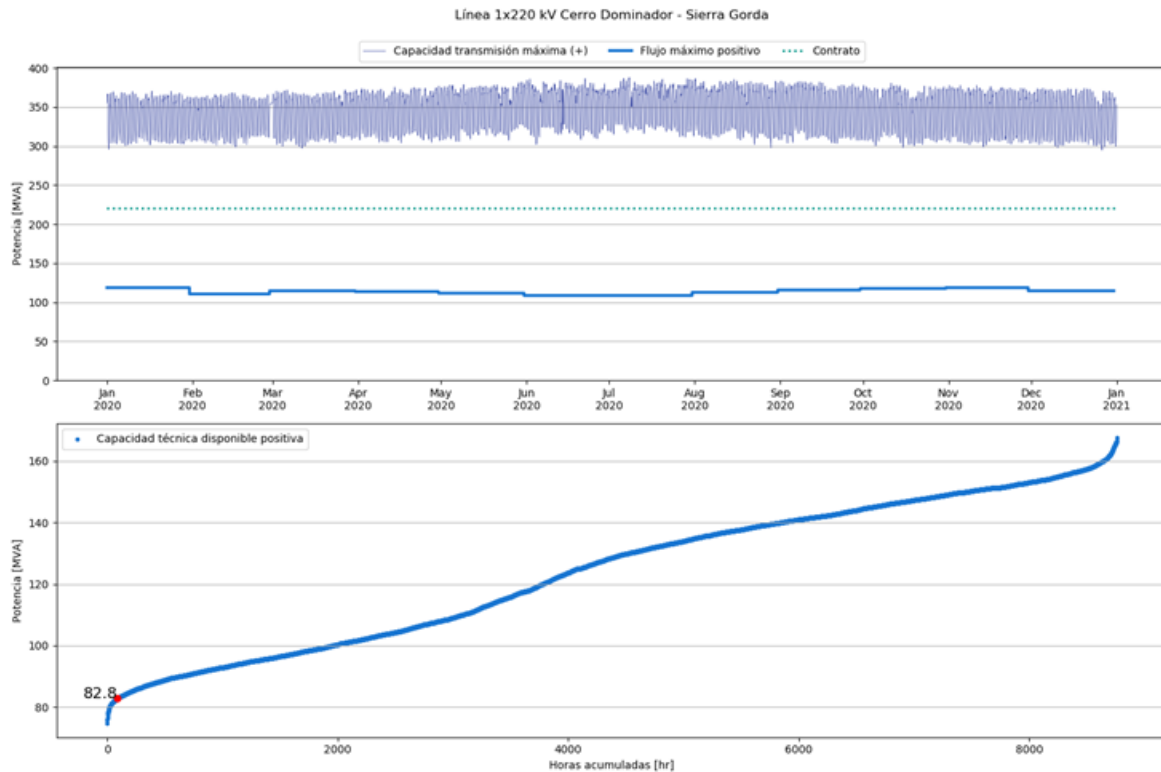


Figura 1.1 – Capacidad Técnica Disponible. Línea 1x220 kV Cerro Dominador - Sierra Gorda, año 2020.

Por último, se señala que este año comenzó la aplicación de las garantías a las que hace referencia el artículo 80° de la Ley General de Servicios Eléctricos y que son abordadas en el artículo 24° de la Resolución Exenta N°154 de 2017. Razón por la cual en la sección 7 se explica el detalle de los procedimientos de su presentación, cálculo y caución, incorporando dos ejemplos para el mejor entendimiento del cálculo.

2 INTRODUCCIÓN

En conformidad con lo indicado en el Decreto con Fuerza Ley N°4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1, de 1982, del Ministerio de Minería, también denominado Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente “Ley Eléctrica”, modificado posteriormente por la ley N°20.936, en adelante e indistintamente “Ley de Transmisión”, y la Resolución Exenta N°154 de 2017, de la Comisión Nacional de Energía, la cual fija y establece los términos y condiciones de aplicación del régimen de Acceso Abierto, a los que se refieren los artículos 79° y 80° de la Ley Eléctrica, el Coordinador Eléctrico Nacional, en adelante e indistintamente “Coordinador”, deberá definir anualmente definir la Capacidad Técnica Disponible de las instalaciones de los Sistemas de Transmisión Dedicados y dejar a disposición de todos los interesados dicha información, mediante su publicación en su sitio web.

Bajo esta consigna, el presente documento busca reflejar el estudio realizado por el Coordinador para estos efectos, en el cual se considera:

- a) Uso Máximo Esperado de la capacidad de las instalaciones de Transmisión Dedicada del respectivo sistema eléctrico, en cumplimiento de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (en adelante e indistintamente, NTSyCS);
- b) Condición del sistema eléctrico en Estado Normal, conforme a la definición establecida en la NTSyCS;
- c) Proyectos de generación eléctrica y aumentos previstos de la demanda del sistema;
- d) Contratos de transporte vigentes e informados correctamente sobre dichas instalaciones;
- e) Cambios informados al Coordinador por el o los propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quienes exploten a cualquier título las instalaciones de transmisión dedicada que corresponda, en el uso estimado de la Capacidad Técnica Disponible;
- f) Registros emanados de la operación real del sistema eléctrico;
- g) Futuras inversiones por realizar en instalaciones de Transmisión Dedicada, que sus propietarios, arrendatario, usufructuarios o quienes exploten a cualquier título, o los usuarios de estas, hayan comunicado al Coordinador.

Por otro lado, para definir la Capacidad Técnica Máxima de transmisión de cada instalación se acude a datos de temperatura horarios obtenidos de estaciones de medición que proveen información pública y que mantienen un registro histórico lo suficientemente amplio para obtener datos representativos de la zona geográfica que muestrean. También, se utiliza la información relativa a los límites térmicos, representados mediante la característica corriente máxima – temperatura ambiente, que informan los Coordinados propietarios de instalaciones de Transmisión Dedicadas. Con ambas fuentes se construyen perfiles anuales con detalle horario de las Capacidades de Técnicas Máximas de las líneas, las cuales constituyen uno de los dos ítems a analizar en la metodología de definición de Capacidad Técnica Disponible.

El cálculo realizado para la definición del Uso Máximo Esperado utiliza una modelación conjunta de Coordinación Hidrotérmica y Unit Commitment, la cual, incorporando toda la información de los

literales previamente descritos², en un horizonte de planificación de 5 años, minimiza los costos totales actualizados de abastecimiento eléctrico, correspondientes a la suma de los costos de operación y racionamiento del período analizado. Luego, a partir de la proyección realizada, se obtienen los máximos flujos esperados por las líneas de transmisión, particularmente por aquellas calificadas como Instalaciones de Transmisión Dedicadas, correspondientes a las definidas mediante la Resolución Exenta N°244 de 2019 de la Comisión Nacional de Energía, la cual aprueba el Informe Técnico Definitivo de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el período 2020-2023.

Considerando que el Sistema Eléctrico Nacional se caracteriza por poseer una matriz de generación hidrotérmica, la modelación para la Coordinación Hidrotérmica incluye una representación de 58 hidrologías contenidas en la estadística del Coordinador, lo cual permite reflejar la incertidumbre hidrológica de la generación cuyo insumo principal es el agua. Posteriormente, durante la etapa de Unit Commitment se eligen tres hidrologías “representativas” (húmeda, media y seca). Lo anterior, se traduce en tres perfiles horarios de Uso Máximo Esperado, de los cuales se selecciona, para cada hora, el valor máximo, obteniéndose un único perfil de valores máximos.

A partir del perfil de Capacidad Técnica de Transmisión Máxima, el perfil horario de Uso Máximo Esperado y los contratos de transporte por Sistemas de Transmisión Dedicados, vigentes y correctamente informados al Coordinador, se busca obtener un valor para la Capacidad Técnica de Transmisión Disponible de la línea del Sistema de Transmisión Dedicado. Mediante la ecuación (4) se realiza un cálculo horario considerando las mínimas capacidad de transmisión horarias obtenida a partir del Uso Máximo Esperado horario o de la consideración de los contratos antes mencionados.

$$Capacidad\ Técnica\ de\ Transmisión\ Disponible(t) = \text{Mín} \left\{ \begin{array}{l} \text{Capacidad de Transmisión Máxima}(t) - \text{Uso Máximo Esperado}(t); \\ \text{Capacidad de Transmisión Máxima}(t) - \sum \text{Contratos} \end{array} \right\} \quad (4)$$

El procedimiento antes descrito permite obtener una curva de 8760 Capacidades de Transmisión Disponibles por año, la cual se reordena como una curva de duración de cada valor. De esta curva de duración se selecciona el valor correspondiente al percentil 99, es decir, aquel que es superado el 99% de los casos. Dicho valor, en caso de ser positivo, corresponde a la Capacidad Técnica Disponible de la línea de Transmisión Dedicada, aplicable a la conexión de un retiro de energía si la línea tiene un consumo conectado, o a la inyección de energía si la línea sirve para la conexión de una central generadora. De lo contrario, se considerará que la Capacidad Técnica Disponible es nula. Lo anterior se repite para cada uno de los cuatro años analizados en el presente documento.

En el presente documento se detallan todos los supuestos incorporados en el cálculo, los antecedentes utilizados en los distintos pasos de la modelación, la metodología elaborada para abordar el estudio y los resultados obtenidos, todos los cuales tienen un sustento en la normativa mencionada en el primer párrafo de la sección. Adicionalmente, buscando facilitar la correcta

² El presente estudio omite el cumplimiento de la magnitud de tensiones asociadas al “Estado Normal” definido en la NTSyCS. Lo anterior, debido a que, en favor de viabilizar la simulación se realizan aproximaciones, entre otras cosas, se aproxima la tensión bajo el supuesto que es un valor muy cercano a su magnitud nominal.

interpretación de los agentes interesados en el producto de este estudio, se incorpora un capítulo que explica el contenido de las gráficas.

Por otro lado, en esta versión del estudio se incorpora una sección donde se detalla el cálculo de las garantías mencionadas en el artículo 80° de la Ley de Transmisión y detalladas en el artículo 24° de la Resolución Exenta N°154 de 2017 de la Comisión Nacional de Energía, garantía a beneficio del propietario, arrendatario, usufructuario o quien explote a cualquier título las instalaciones del Sistema de Transmisión Dedicado respectivo, y que tiene por motivo manifestar la seriedad de la Solicitud de Uso de Capacidad Técnica sirviendo como un respaldo al propietario. La sección busca informar a los interesados y propietarios de instalaciones respecto a su cálculo, además presentar ejemplos prácticos para un mejor entendimiento.

El documento finaliza con las Capacidades Técnicas Disponibles de aquellas instalaciones sobre las cuales se ha realizado un cálculo a partir de la Solicitud de Uso de Capacidad Técnica y los proyectos contemplados fehacientemente por el Coordinador.

Con los elementos citados anteriormente, los interesados podrán tener una visión completa del estado actual del Acceso Abierto a los Sistemas de Transmisión Dedicados.

3 CONSIDERACIONES GENERALES Y SUPUESTOS

3.1 TEMPERATURA AMBIENTE

En el transcurso del año y en años anteriores el Coordinador realizó una investigación para identificar fuentes de información meteorológicas, las cuales debían cumplir con dos condiciones:

- i. Ser fuentes de información de libre acceso.
- ii. Proveer registros históricos de variables relevantes para la determinación de la Capacidad de Transmisión Máxima, en particular, la temperatura ambiente.

Se encontraron tres fuentes de distintos orígenes, las cuales han sido utilizadas por el Coordinador para la elaboración del presente documento, sus versiones anteriores, y para la determinación de la Capacidad Técnica Disponible en los Informes de Capacidad Técnica Disponible elaborados con motivo del proceso de las Solicitudes de Uso de Capacidad Técnicas recibidas. Además, en el transcurso del tiempo se han agregado mediciones procedentes de centros de medición en subestaciones del Sistema Eléctrico Nacional, obtenidas a través del sistema SCADA del Coordinador.

Cabe señalar, para todas las instalaciones de los centros señalados se llevó a cabo una revisión que permitió descartar centros de medición con datos erróneos o faltos de medición. Por lo que, el número de centros de medición utilizado es menor al número de centros de medición indicados en la presente sección.

3.1.1 AGROMET

Se trata de un sitio web estatal y gratuito de la red de agrometeorología del Instituto Nacional de Investigaciones Agropecuarias (INIA), dependiente directamente del Ministerio de Agricultura, el cual tiene como finalidad proveer información meteorológica para la agricultura³.

En dicho sitio se puede encontrar mediciones de humedad relativa, presión atmosférica, radiación solar, dirección del viento, velocidad del viento, temperatura ambiente, entre otras. Estas variables se pueden encontrar en formato histórico a partir del año 2009 si se encuentran disponibles, rangos que dependen de cada estación meteorológica.

Esta red abarca principalmente zonas rurales del país, además, en la Figura 3.1 se observa que tienen presencia en todo el país. Sin embargo, en zonas del norte de Chile, principalmente en las regiones de Tarapacá y Antofagasta, existe un número reducido de puntos de medición.

³ AGROMET. (2019) Red Agroclimática Nacional. Disponible en <https://www.agromet.cl/>

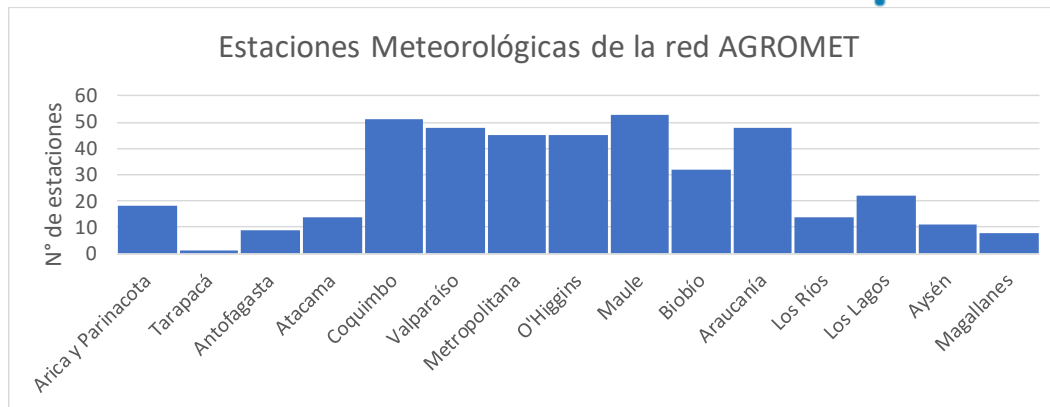


Figura 3.1 – Cantidad de estaciones meteorológicas por región de la red de Agromet.

Al ser una red de meteorología con fines de agricultura, las mediciones se realizan a baja altura, típicamente a 2 metros y en ciertos casos a 1,5 metros. Se realizan medidas cada 15 minutos, las 24 horas del día. Adicionalmente, la web permite obtener la información como promedio horario, diario, mensual o anual.

No obstante, esta red posee estaciones meteorológicas integradas, las que son capaces de entregar la información de diversas variables de forma conjunta. No obstante, en el sitio no se encuentra información de los tipos de sensores que utilizan para realizar las mediciones, así como tampoco información sobre la técnica de medición utilizada, sin embargo, se encuentran imágenes de sensores de ciertas estaciones meteorológicas.

3.1.2 CEAZAMET

Ceazamet es un sitio web del Centro de Estudios Avanzados de Zonas Áridas (CEAZA), al igual que el anterior es dependiente del INIA y además del Gobierno Regional de Coquimbo. El objetivo de esta red es ampliar la cobertura de las estaciones meteorológicas de Agromet, en particular para la región de Coquimbo, por lo que su finalidad es también agrícola.

En el sitio web⁴ se muestra la información de cerca de 60 estaciones meteorológicas. Se pueden consultar variables meteorológicas como humedad relativa, precipitación, dirección de viento, velocidad de viento, temperatura ambiente, entre otras.

Las zonas que abarca son rurales mayoritariamente de la cuarta región y una pequeña parte de la tercera.

Los sensores de esta red miden a alturas de 2 o 1.5, 5 y 10 metros. Esta altura es única para cada sensor y depende de la estación meteorológica a consultar.

⁴ Datos provistos por CEAZA, obtenidos desde: <http://www.ceazamet.cl/>

Las mediciones para esta red son horarias y continuas. Asimismo, las variables a consultar se pueden encontrar en formato horario, promedio diario o promedio mensual, desde un rango máximo cuyo inicio es el año 2004 para la mayoría de sus estaciones.

Sin embargo, es necesario indicar que este sitio no posee descripción de los sensores ni de la técnica de medición que se utilizan en las estaciones meteorológicas, pero sí posee imágenes de sensores de ciertas estaciones de lo que se obtiene que se trata de estaciones meteorológicas integradas.

3.1.3 SINCA

El Sistema de Información Nacional de Calidad del Aire (SINCA) es un sitio web⁵ estatal con información gratuita dependiente directamente del Ministerio del Medio Ambiente.

El propósito de esta red es monitorear la calidad del aire, para lo cual entrega información histórica de variables contaminantes como Ozono y material particulado, pero además algunas estaciones meteorológicas entregan información de variables meteorológicas como radiación solar, presión atmosférica, humedad relativa, velocidad de viento y temperatura ambiente.

Tal como se observa en la Figura 3.2, las estaciones meteorológicas de esta red se encuentran repartidas a lo largo del país y alcanzan 90 puntos de medición. Las zonas que abarca la red meteorológica son mayoritariamente ciudades céntricas, abarcando desde la Región de Tarapacá hasta la Región de Aysén.

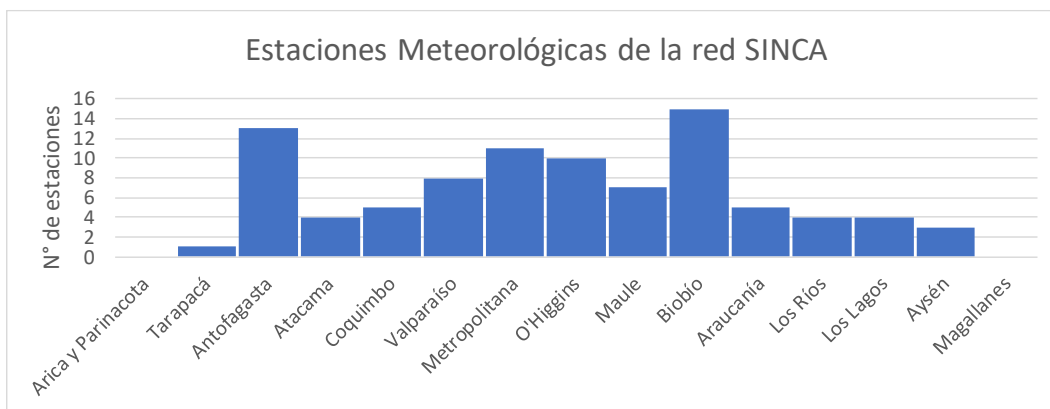


Figura 3.2 – Cantidad de estaciones meteorológicas por región con reporte de temperatura de la red del SINCA.

De acuerdo con el objetivo principal de esta red de estaciones meteorológicas, los sensores de la red miden a una altura superior que las dos fuentes anteriores, por lo tanto, los datos se toman a 10 metros. Las medidas de esta red de meteorología se realizan de forma horaria, las 24 horas del día. A diferencia de las fuentes anteriores, sólo se puede obtener de forma directa la serie de tiempo horaria de todo el periodo registrado, el que depende de la estación meteorológica a consultar.

⁵ SINCA (2019). Sistema de Información Nacional de Calidad del Aire. Disponible en: <http://sinca.mma.gob.cl/>

A diferencia de las fuentes anteriores, este sitio web entrega la información del tipo de sensor que se utiliza en cada estación y su técnica de medición. De lo anterior se deduce que no todas las estaciones se componen de estaciones meteorológicas integradas, sino que se emplean diversas técnicas de medición.

Para mediciones de temperatura se hace uso del termistor, resistencia RTD, sensor - MET ONE 83D, entre otros. Asimismo, para mediciones de velocidad de viento se hace uso de la técnica electromecánica, bobina magnética, anemómetro, generación de Pulso, sensor - MET ONE 010C, entre otras.

3.1.4 CUADRO COMPARATIVO

A modo de resumen, en la Tabla 3.1 se presenta un cuadro comparativo con los aspectos relevantes de las fuentes de información.

Fuente de Información	Origen	Objetivo	Altura de Medición	Zonas Incluidas
Agromet https://www.agromet.cl/	Estatal (Ministerio de Agricultura)	Agricultura	2 metros	Todo el país.
Ceazamet http://www.ceazamet.cl/	Estatal (Ministerio de Agricultura)	Agricultura	2, 5 y 10 metros	Región de Coquimbo y una pequeña parte de la Región de Atacama
SINCA https://sinca.mma.gob.cl/	Estatal (Ministerio de Medio Ambiente)	Calidad del aire	10 metros	Desde Región de Tarapacá a Región de Aysén.

Tabla 3.1 – Cuadro comparativo de los aspectos relevante de cada fuente de información.

3.1.5 VALIDACIÓN DE LAS FUENTES

Tal como se puede observar en la Tabla 3.1, las fuentes encontradas tienen distintos orígenes y objetivos, así como también técnicas de medición muy diversas y alturas de mediciones diferentes.

Es por ello por lo que en la versión anterior del estudio se llevó a cabo una validación de los datos obtenidos para las distintas estaciones meteorológicas, para lo cual se compararon estaciones de fuentes distintas, pero que se encontraran a una distancia cercana, no superior a 5 kilómetros. Para este análisis se utilizó la herramienta estadística Porcentaje de Error Medio Absoluto (PEMA), que mide el error absoluto entre dos series de tiempo en términos porcentuales.

En dicha versión del estudio se realizaron cuatro comparaciones, de las cuales se pudo concluir que:

- Para efectos de temperatura, la comparación de las distintas fuentes disponibles y sus medidas a diferentes alturas muestran una alta correlación.
- La altura de medición del sensor no es relevante y la elección de la fuente de información puede ser indistinta.

3.2 PARÁMETROS TÉCNICOS DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN DEDICADAS

La información técnica de las instalaciones que resulta relevante para la elaboración del estudio fue recabada a partir de la página web Infotécnica, el sitio web público de la Plataforma de Información Técnica del Coordinador, en el cual las empresas Coordinadas cargan la información de las instalaciones conectadas al Sistema Eléctrico Nacional.

Para la elaboración del estudio se utilizó la información actualizada al mes de agosto de 2019 de las líneas de transmisión, subestaciones y centrales de generación del Sistema Eléctrico Nacional.



Figura 3.3 – Página web de Infotécnica del Coordinador.

3.3 DESCRIPCIÓN DEL ESCENARIO DE EVALUACIÓN

El escenario de evaluación corresponde a la simulación de la operación del Sistema Eléctrico Nacional para el período comprendido entre abril de 2019 y marzo de 2024 con motivo de representar ciclos hidrológicos completos. Para simular la operación del SEN se actualizó la base de datos de centrales, líneas de transmisión, barras y demanda eléctrica.

Sin embargo, en el presente estudio sólo se reportará los flujos esperados y Capacidad de Transmisión Disponible correspondientes al período comprendido entre los años 2020 y 2023.

3.4 GENERACIÓN

La base de datos de centrales considera todas las centrales actualmente en operación, en construcción y nuevas centrales. La lista de centrales y proyectos de generación considerados son los siguientes:

- Centrales de generación existentes, correctamente informadas mediante la Plataforma de Información Técnica del Coordinador.
- Proyectos declarados en construcción al 22 de octubre de 2019, por medio de la Resolución Exenta N°674 de la Comisión Nacional de Energía.
- Proyectos con solicitud de conexión aprobadas por el Departamento de Capacidad y Acceso Abierto.
- Proyectos con aprobaciones de puntos de conexión que hubiesen sido otorgadas por los Centros de Despachos Económicos de Carga con anterioridad al 1 de enero de 2017, previa aprobación de extensión de plazo de declaración en construcción, entregada por el Coordinador⁶.
- Proyectos declarados fehacientemente por los propietarios de las instalaciones. Para efectos del presente estudio son considerados aquellos proyectos con clasificación A y B, es decir, aquellos proyectos con una Resolución de Calificación Ambiental vigente o en trámite.
- Nuevas centrales asociadas las licitaciones públicas de suministro a clientes regulados.
- Retiro de aquellas unidades definidas en el cronograma de la primera etapa de cierre de operaciones de las centrales a carbón 2019-2024, definido por el Ministerio de Energía mediante el programa “Energía Zero Carbón”.

3.5 TRANSMISIÓN

La base de datos de también incluye una la actualización de los proyectos de transmisión. La actualización del sistema de transmisión se obtuvo de la base de datos analizada durante el proceso de planificación del sistema de transmisión.

Debido a lo anterior, fueron incorporadas aquellas obras de transmisión relevantes para el Estudio, que hayan sido definidas por la Comisión Nacional de Energía, por medio de un Decreto Exento, y que deban entrar en operación durante el período de análisis del estudio.

⁶ El plazo para su declaración en construcción se extiende hasta el 30 de junio de 2020, según se indica en la Resolución Exenta N°781 de 2019 de la Comisión Nacional de Energía.

3.6 DEMANDA

La demanda eléctrica proyectada para el horizonte 2019-2024 fue obtenida del modelo de proyección de demanda eléctrica utilizada por el Coordinador para la Propuesta de Expansión de la Transmisión al Sistema Eléctrico Nacional en el contexto del proceso de planificación de la transmisión al que hace referencia el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos. La metodología de proyección de demanda se basa en un modelo econométrico para la proyección de la demanda eléctrica de clientes regulados y clientes libres. El modelo de proyección también considera los resultados de la encuesta a los grandes clientes.

A causa de diferencias topológicas en las consideraciones para la modelación del Sistema de Transmisión (con relación al sistema utilizado para la planificación de largo plazo de la expansión del Sistema Eléctrico Nacional), la proyección de demanda antes mencionada fue desagregada en las barras representadas en el Sistema de Transmisión del Estudio.

4 METODOLOGÍA DE DESARROLLO DEL ESTUDIO

4.1 LINEAMIENTOS GENERALES

En cumplimiento de los artículos 72°-5 de la LGSE y 15° de la Resolución Exenta N°154 de 2017 de la Comisión Nacional de Energía, le corresponde al Coordinador determinar la Capacidad Técnica Disponible de las Instalaciones de Transmisión Dedicadas con el objetivo de velar por el cumplimiento de las condiciones de Acceso Abierto a dichas instalaciones por parte de terceros interesados.

Se define los términos Capacidad Técnica de Transmisión Máxima, Uso Máximo Esperado y Capacidad Técnica Disponible. En conformidad con la Resolución Exenta N°154 de 2017 de la Comisión Nacional de Energía, se indica:

“Artículo 17° - Se considerará como capacidad técnica de transmisión máxima de una instalación de transmisión dedicada al mayor flujo de potencia posible sobre ésta en Estado Normal, de acuerdo a sus características técnicas y de diseño, cumpliendo los requerimientos establecidos en la normativa vigente, y en particular los requerimientos y estándares establecidos en la NTSyCS.

Se entenderá que existe capacidad técnica de transmisión disponible del tramo dedicado cuando la capacidad máxima de diseño es mayor que el uso máximo esperado de la capacidad de dicho tramo, en estado normal del sistema eléctrico, conforme a la definición contenida en la NTSyCS.

Se entenderá como uso máximo esperado la máxima transmisión proyectada considerando condiciones de operación en Estado Normal.”

De tal modo, la Capacidad Técnica de Transmisión Disponible en una instalación de los Sistemas de Transmisión Dedicados, de existir, se calculará según se indica en la ecuación (5).

$$\text{Capacidad Técnica de Transmisión Disponible} = \text{Capacidad Técnica de Transmisión Máxima} - \text{Uso Máximo Esperado} \quad (5)$$

Por consiguiente, corresponderá determinar la Capacidad Técnica de Transmisión Máxima para una instalación, así como su Uso Máximo Esperado.

En lo que sigue se analizarán ambos ítems por separado, para posteriormente estructurarlos de modo conjunto en el cálculo final a presentar en la siguiente sección del documento.

4.2 METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD TÉCNICA DE TRANSMISIÓN MÁXIMA

En el Sistema Eléctrico Nacional existe un gran número de instalaciones calificadas como Sistema de Transmisión Dedicado. Estas se despliegan a lo largo del país, presentando distintas condiciones de operación, a su vez, estas se emplazan en zonas cuyas características ambientales inciden directamente en la determinación de su capacidad técnica de transmisión máxima. Parámetros relevantes para lo anterior serán, por ejemplo, la velocidad del viento de la zona de emplazamiento, la operación de la línea en presencia o ausencia de sol, o la temperatura ambiente.

Para efectos de este ejercicio de determinación de Capacidad Técnica Disponible, se consideró dicha Capacidad Técnica de Transmisión Máxima como una cualidad dinámica que depende de la temperatura ambiente, habida cuenta de la temperatura del conductor para la cual este fue diseñado para su operación en régimen permanente, ambos elementos informados por los propietarios de las instalaciones y cuyo detalle es de carácter público y se encuentra en el sitio web de la plataforma de Información Técnica del Coordinador.

Además, al considerar los límites térmicos de las líneas en función de la temperatura, se utilizó una condición “con sol”, pues se consideró que ésta sería la más exigente de las dos características de régimen permanente representadas para las líneas de transmisión.

En relación con la velocidad del viento, dadas las características particulares del Sistema Eléctrico Nacional, el cual se posee largas extensiones que atraviesan diferentes geografías y cuya disposición espacial es diversa, ya sea costa, valles, desierto, precordillera o cordillera, existirá una alta dispersión de valores del viento a lo largo del territorio nacional, razón por lo cual el Coordinador determinó utilizar las recomendaciones incluidas en el estándar IEEE Std 738-2012: “IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors”, la cual, en su sección 5.2, referente a la selección de temperatura del aire y condiciones del viento para líneas de transmisión, indica que en ausencia de datos de centros de medición se utilice un valor de 0,61 m/s, siendo éste un valor conservador de velocidad del viento basado en los métodos descritos en CIGRE Working Group B2.12: “Guide for Selection of Weather Parameters for Bare Overhead Conductor Ratings”.

4.2.1 DEFINICIÓN DEL PERFIL DE TEMPERATURA PARA LAS INSTALACIONES DEDICADAS

Siguiendo con el razonamiento metodológico del apartado anterior, se requiere la definición de un perfil de temperatura para cada instalación. Con aquello, se logra una *clusterización* de las líneas a lo largo del territorio nacional, en función de puntos de medición meteorológica pertinentemente seleccionados y validados para este estudio.

Lo anterior se traduce en incorporar las características de temperatura en un gran número de regiones del sistema, a la vez que se diferencian aquellas líneas cercanas a la costa, de las del extremo de montaña. Una representación del resultado anterior se presenta en la Figura 4.1. La

información que proveen las fuentes seleccionadas permitió construir un perfil horario de temperatura por zona, y, por consiguiente, para cada línea de Transmisión Dedicada.

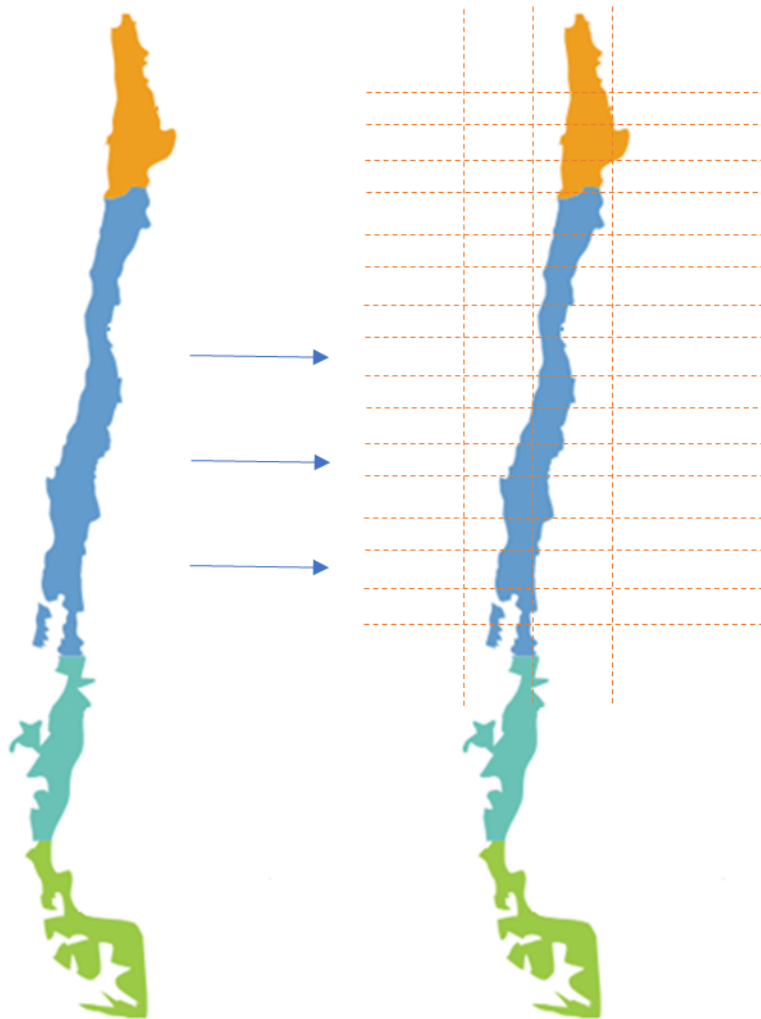


Figura 4.1 – Asignación de Estaciones de Medición por Instalación y clusterización del Sistema.

Para efectos de la anterior clusterización, se utiliza la información de fuentes meteorológicas públicas, indicadas en la sección 3.1.

4.2.2 DETERMINACIÓN DEL PERFIL DE TEMPERATURA HORARIO POR INSTALACIÓN

Una vez definidas las fuentes de información, aprovechando que sus plataformas proveen de un mapeo de las estaciones de medición, se procedió a identificar zonas de influencia de estas y con ello una asignación por línea dedicada, con ayuda del mapeo de subestaciones disponible en la plataforma de Información Técnica del Coordinador. Para lo anterior se utilizó el centro de medición meteorológica representativo más cercano al “punto medio” de la línea de transmisión. Dicho

“punto medio” es determinado por la ubicación media calculada a partir de la posición de las subestaciones en los extremos de las líneas de transmisión.

Luego, debido a que la instalación de las estaciones de medición no tiene un mismo origen, se decidió tomar como horizonte de data los últimos tres años, vale decir, el período 2016-2018. Teniendo la máxima temperatura registrada para cada una de las horas de aquel período, se construyó un perfil anual que selecciona la mayor temperatura para las tres horas equivalentes de los años analizados.

Se procede con la mayor temperatura en atención que la capacidad de transmisión de una instalación decrece cuando la temperatura ambiente es mayor, con lo cual se estará analizando una condición exigente para cada línea dedicada.

4.2.3 DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA POR INSTALACIÓN

A partir de la información técnica que los Coordinados proveen al Coordinador, relativa a relación corriente máxima admisible – temperatura ambiente, la tensión nominal de la línea de transmisión y al número de circuitos por cada línea, es posible obtener una curva de Capacidad de Transmisión Máxima en función de la temperatura ambiente. Luego, se realiza una linealización en cuatro tramos de dicha curva, obteniéndose para cada instalación una función lineal por tramos como la que se muestra en la Figura 4.2, en donde la situación comentada se ejemplifica en la línea 1x220 kV Calama – Solar Jama.

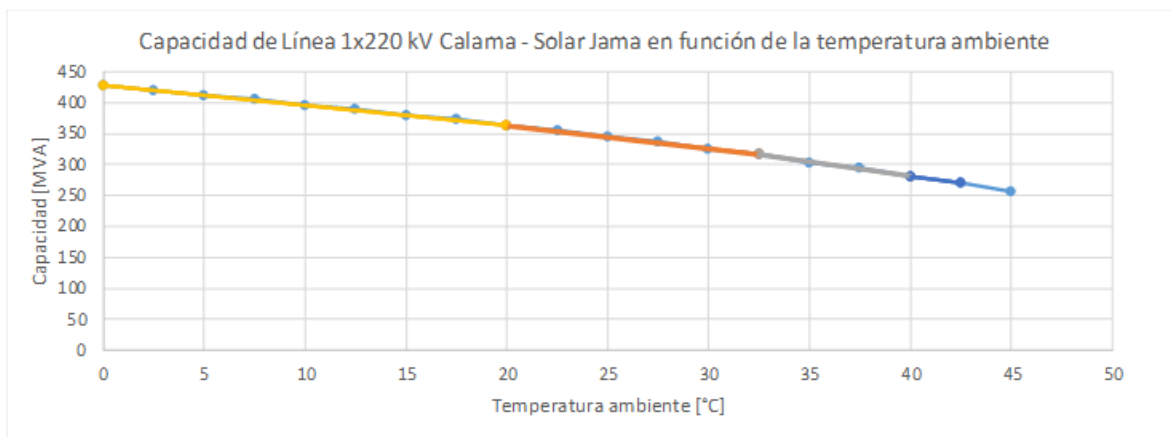


Figura 4.2 – Capacidad Máxima Línea 1x220 kV Calama – Solar Jama.

Con lo anterior, para cada hora del perfil de temperatura asociado a cada instalación, se obtiene de los parámetros técnicos de Capacidad Máxima – Temperatura y su respectiva linealización, la Capacidad de Transmisión Máxima en MVA para dicha hora. Por consiguiente, se podrá obtener un perfil anual para la capacidad máxima horaria.

Cabe señalar que, en casos de líneas definidas a través de tramos con distinto tipo de conductor, se utilizó la sección más restrictiva en cuanto a Capacidad de Transmisión, pues corresponden a elementos conectados en serie y su elección corresponderá al caso más crítico.

4.2.4 DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA POR INSTALACIÓN

La metodología explicada previamente se puede esquematizar mediante la Figura 4.3.

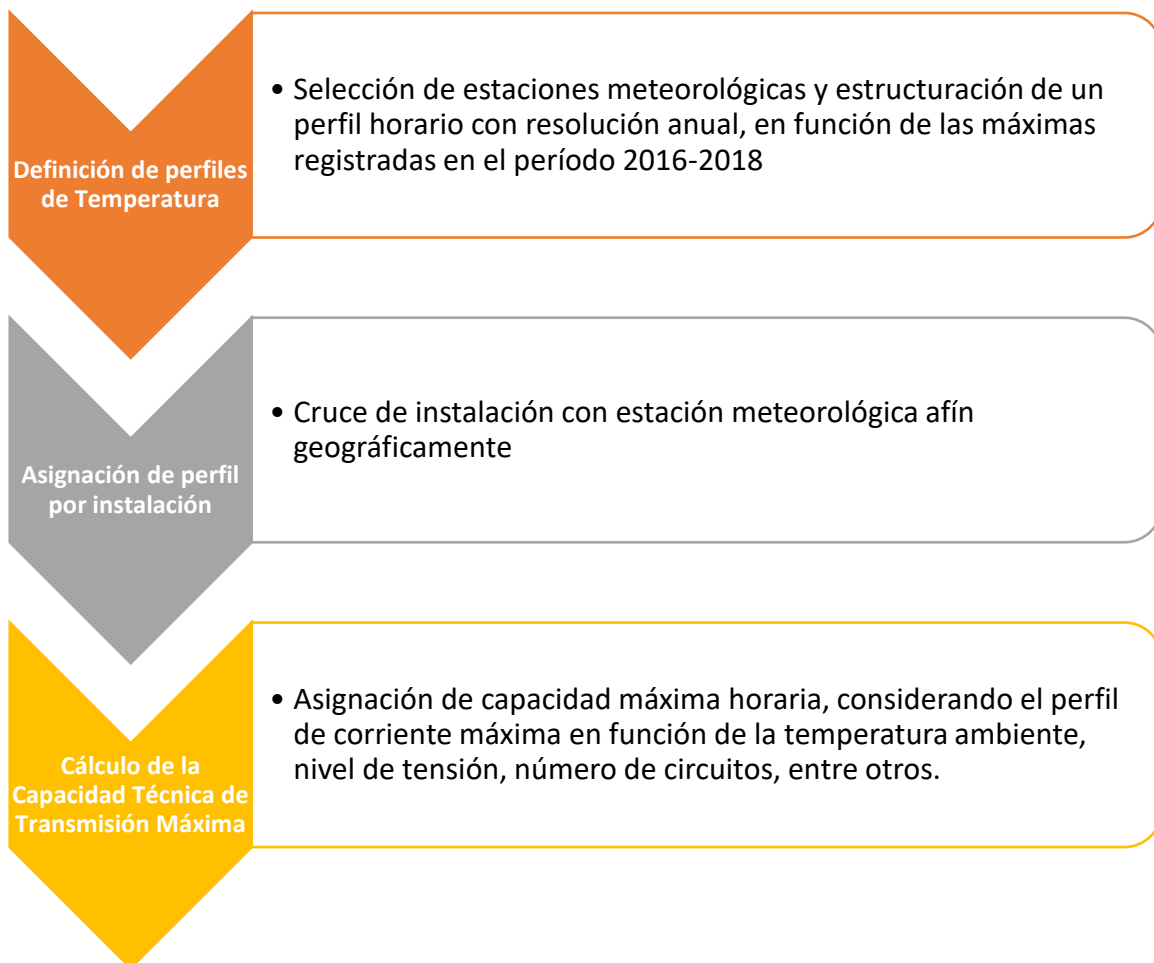


Figura 4.3 – Metodología de Definición de la Capacidad Técnica de Transmisión Máxima por Instalación Dedicada.

5 METODOLOGÍA PARA LA DEFINICIÓN DEL USO MÁXIMO ESPERADO

El uso máximo esperado de las líneas de transmisión dedicadas para el horizonte 2020-2023 se obtiene simulando la operación del Sistema Eléctrico Nacional con modelos de coordinación hidrotérmica y modelos de pre despacho. Las características de estos modelos se describen a continuación.

5.1 SIMULACIONES CON MODELO DE COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA

Las simulaciones de coordinación hidrotérmica se realizan utilizando el Modelo de Planificación de Largo Plazo (PLP). El Modelo PLP es una herramienta computacional y matemática que permite resolver el problema de planificación de la operación de mediano y largo plazo en sistemas eléctricos hidrotérmicos, determinando las consignas de centrales y embalses que minimizan el valor esperado de los costos de generación, de falla y el valor futuro del agua, aplicando el algoritmo conocido como Programación Dinámica Dual Estocástica (SDDP). La simulación se realiza considerando el registro histórico de 58 hidrologías.

Los modelos de coordinación hidrotérmica poseen algunas limitaciones que hace necesario que se complementen los resultados con simulaciones de la operación de corto plazo. Entre las limitaciones que poseen los modelos de coordinación hidrotérmica están la representación temporal más agregada (las semanas y meses son representados por bloques) y la no modelación de las restricciones de corto plazo, tales como mínimos técnicos, requerimientos de reserva, tiempos mínimos de operación y fuera de servicio, entre otras. Por tal motivo, el análisis se complementará con las simulaciones de la operación de corto plazo que entregan resultados de despacho y flujos horarios para todas las líneas de transmisión del SEN.

5.2 SIMULACIONES CON MODELO DE PREDESPACHO

El análisis de la operación de corto plazo es realizado mediante la simulación de la operación basada en un modelo de pre despacho o Unit Commitment (UC). Las simulaciones son realizadas utilizando la versión actualizada del Modelo de Programación de Corto Plazo (PCP). El modelo PCP resuelve un problema de optimización que minimiza los costos de operación del sistema y está sujeto a un conjunto de restricciones técnicas. El modelo entrega como resultados la generación por centrales, las partidas o encendidos de las unidades, los flujos por las líneas de transmisión, las cotas de embalses, los costos marginales, etc. En la Tabla 5.1 se muestra un resumen de las potencialidades del modelo PCP.

Tabla 5.1 – Funcionalidades del modelo de predespacho PCP.

Ítem	Características
Función Objetivo	El modelo permite representar una función de costo lineal por tramo, permitiendo modelar la eficiencia variable según nivel de potencia. No obstante, las simulaciones fueron realizadas utilizando una función de costo línea con un tramo.
	Costos asociados al arranque y detención de unidades. No obstante, las simulaciones fueron realizadas sin considerar esta restricción.
	Costo de energía no suministrada
	Función de costo futuro para acoplar resultados de modelo de coordinación hidrotérmica PLP
Restricciones	El balance nodal de demanda por barra (modelo multinodal).
	Balances hidráulicos para centrales de embalse, serie y pasada. Se representa la red hidráulica de las principales cuencas.
	Retardo de caudales afluentes. No obstante, las simulaciones fueron realizadas sin considerar los retardos.
	Volumen final de los embalses al final de cada semana determinados por las salidas del modelo PLP.
	Recortes de generación.
	Flujos DC por líneas de transmisión. El modelo tiene una representación multinodal. Se representan 1008 líneas y 797 barras.
	Pérdida de transmisión.
	Restricción de flujos máximos y mínimos por las líneas de transmisión. Las capacidades de las líneas utilizan la información técnica de Infotécnica del Coordinador. Para todos los casos el valor es ajustados a una temperatura ambiental de 25 °C. ⁷
	Restricciones de rampas para variaciones de volumen de los embalses. No obstante, las simulaciones fueron realizadas sin considerar esta restricción.
	Restricciones de potencia para centrales con estados de operación binarios.
	Restricciones lógicas asociadas a variables de arranque y detención de centrales.
	Tiempos mínimos de operación y fuera de servicio.
	Restricciones de energía disponible por intervalos de tiempo (Ejemplo: para modelar restricciones de GNL).
	Rampas o gradientes de generación. No obstante, las simulaciones fueron realizadas sin considerar esta restricción.
	Sistemas de almacenamiento (baterías, centrales de bombeo, etc.). No obstante, para el horizonte 2010-2023 no se consideró la entrada de sistemas de almacenamientos adicionales a las centrales hidroeléctricas.
Restricciones para modelar el Control Secundario de Frecuencia. Se representan las restricciones por unidad y a nivel sistémico (co-optimización de despacho de generación y reserva).	
Restricciones para modelar el Control Primario de Frecuencia. Se representan las restricciones por unidad y a nivel sistémico (co-optimización de despacho de generación y reserva).	

⁷ El modelo utilizado no dispone de un nivel de iteración hasta este punto de la simulación. Solo de esta forma se podría representar el concepto de "Capacidad de Transmisión Dinámica".

Para el horizonte de evaluación 2020-2023, las simulaciones de la operación de corto plazo son ejecutadas de manera secuencial en etapas de duración de 7 días. Es decir, para cada año se simulan 53 semanas. Esto se hace necesario debido a que el modelo de operación de corto plazo es un modelo de optimización entero-mixto (MIP), cuyos tiempos de ejecución crecen exponencialmente con el horizonte de evaluación, haciendo prácticamente inviable la resolución de un problema real con horizonte de tiempo mayores.

La siguiente figura muestra el esquema secuencial de simulación de la operación de corto plazo.

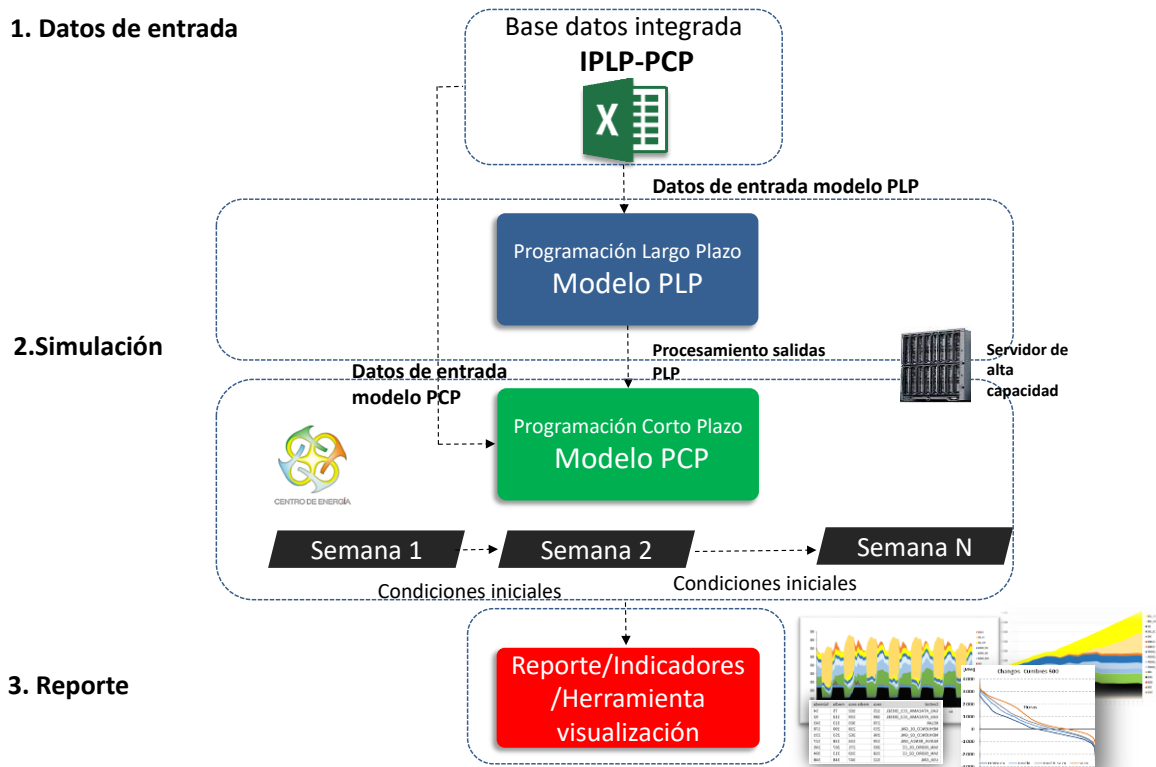


Figura 5.1 – Metodología desarrollada por el Centro de Energía de la Universidad de Chile ajustada en conjunto con el Coordinador. Fuente: Centro de Energía de la Universidad de Chile.

Las salidas de las simulaciones con el modelo PLP fijan las condiciones de operación de los embalses determinando los volúmenes máximos de agua que se pueden utilizar en cada semana. Esta información es un dato de entrada para las simulaciones de corto plazo. Posteriormente las simulaciones de corto plazo se ejecutan en forma secuencial. Las condiciones finales de operación de la semana “n” fijan las condiciones iniciales de la operación de la semana “n+1”. Ejemplo de estas condiciones son: el número de horas encendidas o apagada de las centrales, las potencias iniciales, los volúmenes de los embalses, etc. Este proceso se ejecuta en forma automática utilizando rutinas especializadas que facilitan la simulación secuencial de la programación de corto plazo.

Las características de las simulaciones con el modelo de corto plazo se describen a continuación:

- Simulación de 4 años: 2020, 2021, 2022 y 2023.
- Las simulaciones tienen resolución horaria.
- Las simulaciones se realizan para 3 condiciones hidrológicas: seca (probabilidad de excedencia de 96%), media (probabilidad de excedencia de 50%) y húmeda (probabilidad de excedencia de 5%).
- Las centrales, barras, líneas de transmisión y demandas que se representarán en el modelo PCP son las mismas que se utilizan en el modelo PLP. Con esto se garantiza la consistencia entre base de datos.
- La demanda del modelo PCP tiene resolución horaria y es consistente con la demanda por barra utilizada para realizar las simulaciones con el modelo PLP. La demanda horaria se obtiene a partir de las proyecciones de demanda realizada por el Coordinador y los perfiles horarios históricos de cada barra.
- Se representará la red hidráulica de las centrales hidroeléctricas de embalse, pasada y serie. Es decir, se utilizará la misma red hidráulica representada por el modelo PLP.
- Los parámetros técnicos de las centrales (potencia máxima, potencia mínima, capacidad de embalses, etc.) y líneas de transmisión (flujos máximos, flujos mínimos, reactancias, etc.) son consistentes con los parámetros utilizados en la coordinación de la operación diaria.
- Los parámetros técnicos adicionales para simular la operación de corto plazo, tales como tiempos mínimos de operación y fuera de servicio, gradientes, costos de partida y detención, reserva primaria y secundaria corresponderán a los parámetros reales de las unidades del Sistema Eléctrico Nacional. Para las centrales nuevas se utilizarán parámetros basados en las centrales existentes o en parámetros basados en estándares internacionales.
- Los perfiles eólicos y solares tienen resolución horaria. Estos perfiles representarán adecuadamente la variabilidad interanual e intradiaria de las distintas zonas del país con potencial eólico y solar.
- Los costos variables de las centrales representadas en el modelo PCP son los mismos que se utilizan en las simulaciones del PLP.

A partir de los resultados de las simulaciones, se pueden obtener los siguientes resultados:

- Flujos con resolución horaria para todas las líneas modeladas. En especial, se obtienen los flujos horarios para las líneas dedicada para las 3 condiciones hidrológicas simuladas.
- Despachos horarios de todas las centrales modeladas.
- Costos marginales horarios para todas las barras.

5.3 CAPACIDAD TÉCNICA DE TRANSMISIÓN DISPONIBLE DEFINITIVA

La Resolución Exenta N°154 de 2017 de la Comisión Nacional de Energía indica en su Artículo 16° lo siguiente:

“Artículo 16° - Para determinar la capacidad técnica disponible de transmisión y el o los períodos de tiempo asociados a ésta, se deberán considerar los siguientes antecedentes mínimos:

- a) Uso máximo esperado de la capacidad de las instalaciones de transmisión dedicada del respectivo sistema eléctrico, en cumplimiento de la NTSyCS;*
- b) Condición del sistema eléctrico en Estado Normal, conforme a la definición contenida en la NTSyCS;*
- c) Proyectos de generación eléctrica y aumentos previstos de demanda del sistema;*
- d) Contratos de transporte vigentes e informados correctamente sobre dichas instalaciones;*
- e) Cambios informados al Coordinador por el o los propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quienes exploten a cualquier título las instalaciones de transmisión dedicada que corresponda, en el uso estimado de la capacidad técnica disponible;*
- f) Registros emanados de la operación real del sistema eléctrico;*
- g) Futuras inversiones a realizar en instalaciones de transmisión dedicada, que sus propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quienes las exploten a cualquier título, o los usuarios de las mismas, hayan comunicado al Coordinador conforme al procedimiento, oportunidad y formatos que éste disponga para tal efecto.”*

De todos los elementos citados en este artículo, el único que hasta ahora no se ha contemplado en la metodología es el mencionado en su literal d)⁸, es decir, los contratos de uso de las instalaciones dedicadas, vigentes a la fecha de elaboración de este estudio.

Por lo que el Coordinador realizó una revisión de todos los contratos de transporte vigentes e informados correctamente para el uso de instalaciones de Transmisión Dedicadas, de las cuáles extrajo la información relativa a las partes involucradas en el acuerdo, las instalaciones respecto a las cuales se ha pactado un uso de la capacidad y el valor de esta, además de la vigencia de dicho contrato.

Debido a que la Ley Eléctrica confiere a las empresas Coordinadas el establecer acuerdos contractuales de tipo bilateral financiero para el uso de las instalaciones, cuyas cláusulas pueden ser libremente definidas por los incumbentes, se entiende que en caso de que exista una capacidad reservada vía contrato que supere un uso máximo esperado definido para una instalación de interés, será dicha capacidad pactada la que se considerará en el cálculo de la capacidad técnica de transmisión disponible.

⁸ Además de lo señalado anteriormente, respecto a la comprobación de las tensiones en barras definidas dentro de los límites que establece la NTSyCS para el Estado Normal de operación.

De este modo, la definición de la Capacidad Técnica de Transmisión Disponible queda determinada por la ecuación (6).

$$Capacidad\ Técnica\ de\ Transmisión\ Disponible(t) = \text{Mín} \left\{ \begin{array}{l} \text{Capacidad\ Técnica\ de} \\ \text{Transmisión\ Máxima}(t) - \text{Uso\ Máximo} \\ \text{Esperado}(t); \\ \text{Capacidad\ Técnica\ de} \\ \text{Transmisión\ Máxima}(t) - \sum \text{Contratos} \end{array} \right\} \quad (6)$$

En una primera etapa se calcula la Capacidad Técnica de Transmisión Disponible por hora.

- **Capacidad Técnica de Transmisión Máxima:** Capacidad de transmisión máxima horaria en función de la temperatura.
- **Uso Máximo Esperado:** Uso Máximo Esperado por hora obtenido a partir de la simulación de la operación del Sistema Eléctrico Nacional. Se calcula el flujo máximo por hora a partir de los flujos horarios simulados para 3 hidrologías (seca, media y húmeda). De esta forma, el flujo máximo esperado por hora se calcula mediante la ecuación (7).

$$Uso\ Máximo\ Esperado(t) = \text{Máx}\{F^S(t), F^M(t), F^H(t)\} \quad (7)$$

Donde $F^S(t)$, $F^M(t)$ y $F^H(t)$ corresponden a los flujos simulados para una hidrología seca, media y húmeda respectivamente.

- **Potencia contratada:** Corresponde a la potencia contrata de inyección y/o retiro asociada a cada línea. Se asume un valor constante para todas las horas del año.

Finalmente, se selecciona el valor de Capacidad Técnica de Transmisión Disponible que es menor que el 99% del total de muestras anuales para la línea de Transmisión Dedicada, el cual corresponderá a la Capacidad Técnica Disponible por año para dicha instalación.

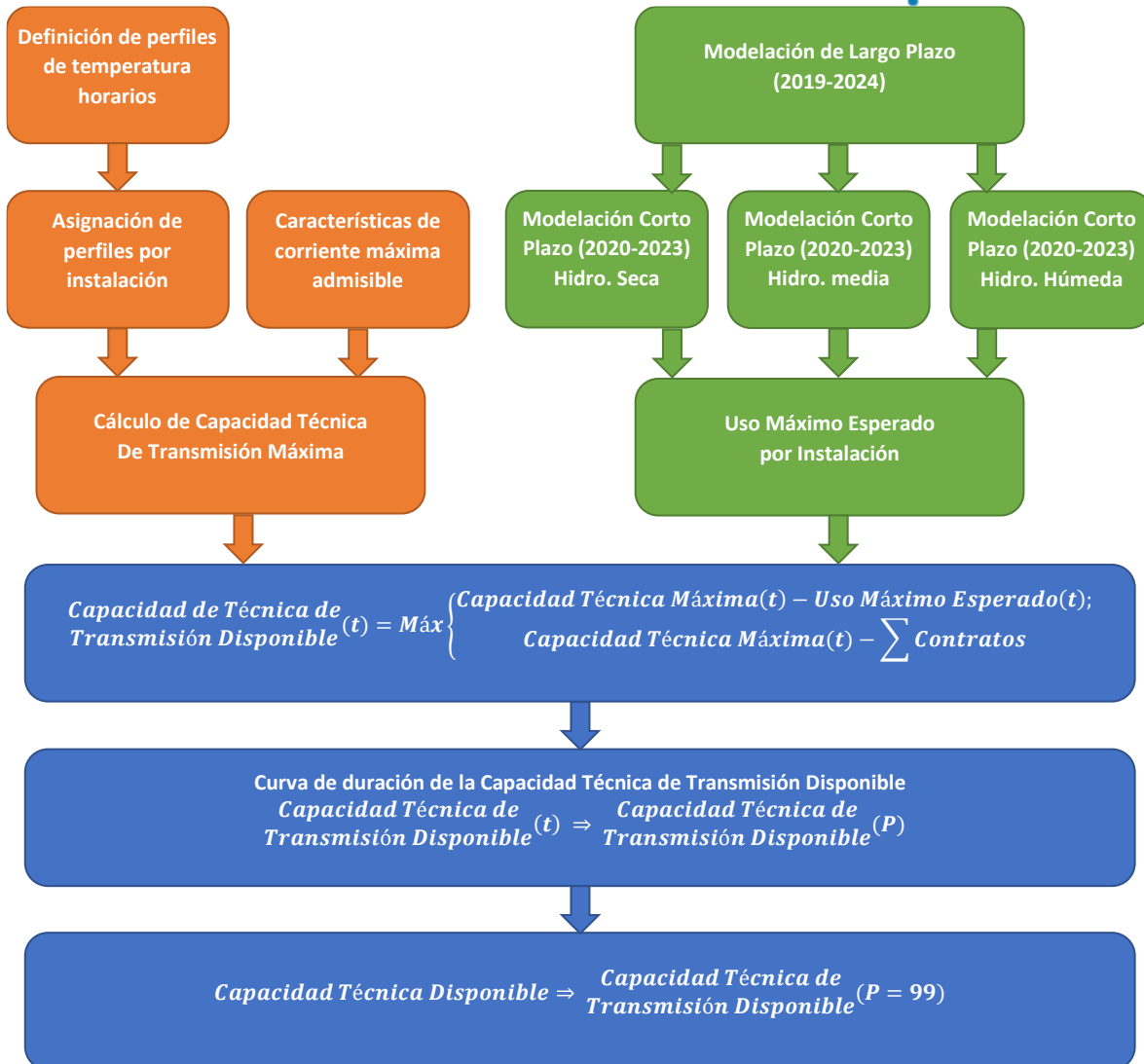


Figura 5.2 – Metodología de Cálculo de la Capacidad Técnica Disponible.

6 RESULTADOS

El objetivo principal del presente estudio es informar, con un carácter no vinculante, la Capacidad Técnica Disponible de las líneas que componen los Sistemas de Transmisión Dedicados, del Sistema Eléctrico Nacional.

En la presente sección se muestran los resultados de las Capacidades Técnicas Disponibles para cada una de las líneas de los Sistemas de Transmisión Dedicados. Por motivos prácticos asociados a la distribución del informe y al espacio que este ocupa, el informe fue separado en dos documentos. El presente documento consiste en la primera parte, mientras que la segunda parte consiste en un anexo al primer documento, en el cual se muestran los resultados gráficos de la Capacidad Técnica Disponibles y tablas de información técnica relevante y contratos asociados a las instalaciones.

Tal como se indica en secciones previas, el ejercicio para la determinación de la Capacidad Técnica Disponible fue separado por años que comprende el estudio, razón por la cual tanto los gráficos, como la tabla resumen de Capacidad Técnica Disponible, contemplan valores para cada año del Estudio.

En ambos casos para comodidad del lector se ordenaron las líneas bajo los siguientes criterios:

1. Región en la cual se ubica la línea de transmisión dedicada, ordenadas de Norte a Sur.
2. Nivel de tensión de la línea de transmisión.
3. Orden geográfico dentro de cada subgrupo, de Norte a Sur.

Es necesario indicar que todas aquellas líneas de transmisión dedicadas de múltiples circuitos, adrede, fueron representadas por medio de su capacidad de transmisión bajo un criterio "N". Los propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quienes exploten a cualquier título las instalaciones de tales sistemas de transmisión podrán observar y respaldar fundadamente en el plazo correspondiente criterios de diseño N-1 bajo los cuales fue contemplada su línea de transmisión. Lo anterior será de gran utilidad para el Coordinador ante eventuales Solicitudes de Uso de Capacidad Técnica en sus instalaciones.

6.1 INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS GRÁFICOS

Tal como se indica previamente, la sección de resultados forma parte del documento "Anexo: Resultados gráficos y tablas", disponible en: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2019/12/Anexo-ECTD-2019-Resultados-Graficos-y-Tablas.pdf>. En tal sección se presentan los resultados gráficos para la Capacidad Técnica Disponible y las tablas con información relevante asociada a datos técnicos y potencias pactadas mediante contrato.

Para cada año del estudio se presentan dos gráficos a través de dos curvas en figuras independientes:

1. Gráfico con variables en formato horario (cronológico).
2. Gráfico con variables en formato de curva de duración.

El primer gráfico presenta una vista horaria cronológica de las variables, en él se presenta la Capacidad Técnica de Transmisión Máxima de transmisión hora a hora y el Flujo Máximo Esperado por mes a través de la línea de transmisión⁹, además, de forma esquemática se representa la capacidad de transmisión pactada mediante contratos por uso del Sistema de Transmisión Dedicado como un bloque durante todo el período. A continuación, se procede a realizar una descripción de las series del gráfico.

- **Capacidad transmisión máxima (+):** Flujo máximo horario (en función de la temperatura) en el sentido positivo de la línea.
- **Capacidad transmisión máxima (-):** Flujo máximo horario (en función de la temperatura) en el sentido inverso de la línea.
- **Flujo máximo positivo:** Flujo máximo del mes para las 3 hidrologías evaluadas (húmeda, media y seca).
- **Flujo máximo negativo:** Flujo mínimo del mes para las 3 hidrologías evaluadas (húmeda, media y seca).
- **Contrato:** Capacidad disponible comprometidas por contrato entre el Propietario de las Instalaciones y una empresa usuaria de estas.

Se considera que el flujo es positivo cuando este va en la misma dirección de las barras que definen el tramo de la línea. Por ejemplo, para la línea 1x110 kV Central Diesel Tamaya – Salar, el flujo se considerará positivo si esta va desde Central Diesel Tamaya a Salar en 110 kV. En caso contrario, si el flujo circulase desde Salar a Central Diesel Tamaya en 110 kV, este se considera negativo.

Para aquellas líneas que presentan flujos en un solo sentido se muestra una única serie de capacidades de transmisión y flujo máximo. Asimismo, la serie de contrato solo se presenta para aquellas líneas que tienen información de contratos.

El segundo gráfico presenta una curva acumulada de la Capacidad Técnica Disponible. Lo anterior se consigue mediante una curva de duración, es decir, se presentan el periodo total anual para los cuales existe un determinado nivel de capacidad disponible. A continuación, se procede a realizar una descripción mínima de la información contenida en dicha figura:

- **Capacidad Técnica Disponible positiva:** Curva de duración de la Capacidad Técnica Disponible durante el año. Esta se calcula considerando la Capacidad de Transmisión Máxima horaria y el máximo flujo horario a partir de los resultados de las hidrologías húmeda, media y seca. De este modo, la curva de duración se forma a partir de 8760

⁹ Sólo se presenta de forma esquemática, pues el cálculo de la Capacidad Técnica de Transmisión Máxima se calcula a partir de las diferencias horarias.

diferencias horarias entre la Capacidad de Transmisión Máxima Horaria y el mayor Flujo Máximo Esperado de entre las hidrologías.

- **Percentil 99%:** Para la curva de duración se destaca el punto en el que la Capacidad Técnica de Transmisión Disponible representa el percentil 99%. El percentil 99% corresponde a la Capacidad Técnica Disponible anual que se presenta en la siguiente sección de resultados.

Es necesario tener en cuenta que en la modelación planteada podrán existir valores “negativos” de Capacidad Técnica Disponible, los que se explican a causa de contratos con capacidad pactada asumiendo capacidades mayores a las más exigentes utilizadas en el presente documento, o bien flujos esperados producto de la simulación en la cual la línea tuvo mayor uso respecto al modelado, pues para las simulaciones se utilizó el parámetro la Capacidad de la línea de transmisión ajustado a 25 °C. La interpretación de lo anterior apunta a una línea sin Capacidad Técnica Disponible.

6.2 RESUMEN DE RESULTADOS

A continuación, se presenta una tabla con el resumen de resultados obtenidos, la cual es complementada con el detalle de gráficas, presentes en el anexo del documento, para los años del horizonte 2020-2023.

El valor aquí presentado, corresponde a la Capacidad Técnica Disponible determinada para el uso típico de la línea de transmisión del Sistema de Transmisión Dedicado, es decir, si es una línea que sirve para inyección de generación, será la Capacidad Técnica Disponible determinada por la diferencia entre la Capacidad Técnica de Transmisión Máxima y los flujos de inyección a través de esta; a su vez, si la línea sirve para el retiro de una demanda de energía, la Capacidad Técnica Disponible fue determinada por la diferencia entre la Capacidad Técnica de Transmisión Máxima y los flujos de demanda que experimenta. En el anexo también se advierte la existencia de líneas que poseen flujos bidireccionales y que, por consiguiente, se determinan dos Capacidades Técnicas Disponibles: una de inyección, y otra de retiro. Sin perjuicio de que, al solicitar el Uso de Capacidad Técnica Disponible el Coordinador realiza un análisis más acucioso, que parte de los valores aquí presentados y que suma el estudio de contingencias en el área de influencia, aquellos interesados en darle un uso distinto a una instalación que presenta flujos unidireccionales (es decir, instalar un proyecto de consumo en una instalación que sirve actualmente para inyección de generación; o, instalar una central generadora en una línea de consumo), puede considerar como Capacidad Técnica Disponible la Capacidad Técnica de Transmisión Máxima, o valor nominal de Capacidad de esta, también indicado en el anexo, en las tablas resumen de información por instalación).

Con relación al último párrafo de la sección 6.1, referente a valores negativos de Capacidad Técnica Disponible, es necesario recalcar que su interpretación corresponde a la de una línea sin Capacidad de Transmisión Disponible, por lo que en la tabla resumen todos aquellos valores negativos son representados con ceros para los años correspondientes.

Tabla 6.1 – Capacidad Técnica Disponible en Sistemas de Transmisión Dedicados (Parte I).

Líneas de Transmisión	Capacidad Técnica Disponible [MVA]			
	2020	2021	2022	2023
Región de Arica y Parinacota				
1x66 kV Chapiquiña - Tap El Aguila	39,3	39,3	39,3	39,1
1x66 kV Central Diesel Arica - Tap Quiani	24,1	25,1	24,4	24,5
1x66 kV Tap El Aguila - Arica	35,6	35,7	35,7	35,7
1x66 kV Tap Quiani - Arica	19,7	18,6	20,0	19,0
Región de Tarapacá				
1x220 kV Lagunas - Granja Solar	284,8	207,9	207,9	207,9
2x220 kV Lagunas - Collahuasi	322,1	325,5	322,9	323,0
2x220 kV Encuentro Collahuasi	412,2	394,1	392,6	393,2
1x110 kV Pozo Almonte - Cerro Colorado	106,0	106,9	105,8	106,2
1x66 kV Tap Off Tamarugal - La Huayca II	41,2	41,2	41,2	41,2
1x66 kV Pozo Almonte - La Cascada HMC	34,5	34,5	34,5	34,5
1x66 kV Iquique - Pozo Almonte	53,1	47,9	47,3	47,2
1x66 kV Nueva Victoria - Sur Viejo	35,6	35,6	35,5	35,5
1x66 kV Tap Off Nueva Victoria - Llamara	40,5	40,5	40,4	40,4
Región de Antofagasta				
1x220 kV Tap Off Quillagua - PEQ (*)	88,0	88,0	88,0	88,0
1x220 kV Conchi - Cerro Pabellón	279,2	248,3	246,4	246,4
1x220 kV Conchi - El Abra (*)	11,4	11,4	11,4	11,4
1x220 kV Crucero - Conchi (*)	67,6	67,6	67,6	67,6
2x220 kV Norgener - Tap Off Barriles C1 (*)	266,9	266,9	266,9	266,9
2x220 kV Norgener - Tap Off Barriles C2 (*)	279,1	279,1	279,1	279,1
2x220 kV Tap Off Barriles - Tap Off La Cruz C1 (*)	278,2	278,2	278,2	278,2
2x220 kV Tap Off Barriles - Tap Off La Cruz C2 (*)	275,3	275,3	275,3	275,3
1x220 kV Crucero - Radomiro Tomic (*)	147,2	147,2	147,2	147,2
2x220 kV Tap Off La Cruz - Crucero C1 (*)	275,0	275,0	275,0	275,0
2x220 kV Tap Off La Cruz - Crucero C2 (*)	237,7	237,7	237,7	237,7
2x220 kV Tap Off El Loa - Kimal	663,1	654,7	683,8	646,0
1x220 kV Encuentro - Rande	289,2	289,2	289,2	289,2
1x220 kV Encuentro - MMH	262,8	263,0	262,5	262,3
1x220 kV Tap Off El Loa - El Loa	241,7	241,2	240,8	240,5
1x220 kV Calama - Solar Jama (*)	9,4	9,4	9,4	9,4
1x220 kV Encuentro - SGO (*)	126,4	126,4	126,4	126,4
2x220 kV Cochrane - Encuentro	332,0	341,2	333,8	329,0
1x220 kV Chacaya - Crucero	137,2	170,2	189,4	173,8
1x220 kV Cerro Dominador - Encuentro	82,8	82,8	82,8	82,8
1x220 kV SGO - Spence (*)	250,4	250,4	250,4	250,4
1x220 kV Cerro Dominador - Sierra Gorda	82,8	82,8	82,8	82,8
1x220 kV Encuentro - Sierra Gorda	78,1	78,1	78,1	78,1
1x220 kV Angamos - Estación de Bombeo Sierra Gorda N°1	142,6	142,6	142,6	142,6
1x220 kV Chacaya - Molycop	261,0	261,4	260,9	261,1

(*) Instalaciones cuya Capacidad Técnica Disponible fue calculada por objeto de una Solicitud de Uso de Capacidad Técnica Disponible. Detalle en la sección 8 del documento.

Tabla 6.2 – Capacidad Técnica Disponible en Sistemas de Transmisión Dedicados (Parte II).

Líneas de Transmisión	Capacidad Técnica Disponible [MVA]			
	2020	2021	2022	2023
Región de Antofagasta				
1x220 kV Chacaya - Mejillones	0,0	0,0	0,0	0,0
2x220 kV Angamos - Kapatour	803,7	813,1	809,6	804,0
1x220 kV Capricornio - Mantos Blancos	35,3	32,7	42,7	34,1
1x220 kV Chacaya - Capricornio	0,0	0,0	0,0	0,0
2x220 kV Chacaya - El Cobre	707,0	707,0	707,0	707,0
1x220 kV Mejillones - O'Higgins	21,3	113,2	110,3	100,0
1x220 kV Laberinto - Lomas Bayas	237,4	237,3	237,1	237,2
1x220 kV El Cobre - Gaby	185,3	185,0	184,7	185,1
1x220 kV Lomas Bayas - Fortuna	258,8	258,8	258,8	258,8
1x220 kV Laberinto - Mantos Blancos	218,5	217,6	226,3	217,7
1x220 kV Bolero - Laberinto	165,8	165,8	165,8	165,8
1x220 kV Tap Off Oeste - Laberinto (*)	88,0	88,0	88,0	88,0
2x220 kV O'Higgins - Coloso	508,4	508,4	492,0	485,3
1x220 kV O'Higgins - Tap Off Estación de Bombeo N°2 (*)	86,8	86,8	86,8	86,8
1x220 kV O'Higgins - Farellón (*)	196,1	196,1	196,1	196,1
1x220 kV Tap Off La Negra - Alto Norte	88,2	89,2	89,6	90,7
1x220 kV Andes - Tap Off Oeste (*)	13,8	13,8	13,8	13,8
1x220 kV Tap Off Estación de Bombeo N°2 - Tap Off Llanos (*)	88,3	88,3	88,3	88,3
1x220 kV O'Higgins - Puri (*)	196,9	196,9	196,9	196,9
1x220 kV Tap Off Llanos - Tap Off Palestina (*)	90,6	90,6	90,6	90,6
1x220 kV Tap Off Llanos - Tap Off Estación de Bombeo N°3 (*)	108,6	108,6	108,6	108,6
1x220 kV Farellón - Chimborazo (*)	134,9	134,9	134,9	134,9
2x220 kV Andes - Nueva Zaldívar	543,5	489,2	477,4	473,7
1x220 kV Tap Off Estación de Bombeo N°3 - Tap Off Estación de Bombeo N°4 (*)	110,4	110,4	110,4	110,4
1x220 kV Nueva Zaldívar - Zaldívar	150,0	151,5	144,9	141,9
1x220 kV Puri - Domeyko (*)	45,8	45,8	45,8	45,8
1x220 kV Nueva Zaldívar - Sulfuros	272,5	265,5	252,6	245,7
1x220 kV Zaldívar - Escondida	265,4	258,3	252,1	244,1
1x220 kV Tap Off Estación de Bombeo N°4 - Domeyko (*)	112,2	112,2	112,2	112,2
1x220 kV Chimborazo - Domeyko (*)	123,7	123,7	123,7	123,7
1x220 kV Domeyko - Sulfuros	308,3	323,8	318,0	320,1
1x220 kV Domeyko - Planta Óxido	236,5	235,9	227,6	214,3
1x220 kV Domeyko - Escondida	254,1	259,9	261,8	269,4
1x220 kV Nueva Zaldívar - OGP1	286,5	283,0	268,5	262,7
1x220 kV Domeyko - Laguna Seca	214,9	214,0	190,9	183,5
1x220 kV Domeyko - OGP1	305,5	308,3	301,8	294,7
1x220 kV Eólica Taltal - Tap Taltal	183,1	183,1	183,1	183,1
1x220 kV Tap Lalackama - Lalackama	155,8	155,8	155,8	156,1
1x220 kV Tap Taltal - Cachiyuyal	0,0	0,0	0,0	0,0

(*) Instalaciones cuya Capacidad Técnica Disponible fue calculada por objeto de una Solicitud de Uso de Capacidad Técnica Disponible. Detalle en la sección 8 del documento.

Tabla 6.3 – Capacidad Técnica Disponible en Sistemas de Transmisión Dedicados (Parte III).

Líneas de Transmisión	Capacidad Técnica Disponible [MVA]			
	2020	2021	2022	2023
Región de Antofagasta				
1x220 kV Tap Lalackama - Francisco	0,0	0,0	0,0	0,0
1x220 kV Francisco - Conejo	60,8	60,8	60,8	60,8
1x220 kV Cachiyuyal - Pampa Norte	132,7	132,7	132,7	132,7
2x110 kV Central Tocopilla - Central Diesel Tamaya	114,9	112,0	111,6	111,7
2x110 kV Central Tocopilla - A	57,0	45,8	47,5	42,3
1x110 kV Central Diesel Tamaya - A	120,2	118,1	118,3	117,9
1x110 kV Central Diesel Tamaya - Salar	120,9	118,8	119,0	118,8
1x110 kV Tap Off Barriles - Mantos de la Luna	60,7	60,7	60,8	60,8
1x110 kV Valle de los Vientos - Calama	55,2	55,2	55,2	55,2
1x220 kV Tap Off Enlace - Antucoya	108,6	108,2	105,8	108,6
1x110 kV Tap Off Sairecabur - Tap Off Licancabur	121,1	120,5	118,3	121,3
1x110 kV Muelle - Tap Off Sairecabur	121,1	120,5	118,3	121,3
1x110 kV Tap Off Licancabur - Tap Off Enlace Antucoya	121,1	120,5	118,3	121,3
1x110 kV Mejillones - El Lince	99,6	99,6	99,6	99,5
1x110 kV Chacaya - Muelle	116,1	118,5	118,7	119,0
1x110 kV Chacaya - Mejillones	92,0	90,3	88,9	87,6
1x110 kV Est. de Bombeo SG N°1 - Est. de Bombeo SG N°2	37,7	37,7	37,7	37,7
1x110 kV Tap Desalant - Desalant	56,0	55,9	55,7	55,6
1x110 kV Uribe - Uribe Solar (*)	45,6	45,6	45,6	45,6
1x110 kV Tap Off Oeste - Minsal	49,1	48,8	48,4	48,4
1x110 kV Esmeralda - Tap Off Uribe	55,0	76,9	75,8	74,9
1x110 kV Tap El Negro - Alto Norte	86,3	84,9	84,1	83,0
1x110 kV Tap Planta Oxido - Tap Las Luces	45,7	45,7	45,7	45,7
1x100 kV Chuquicamata - Chamy	107,0	106,6	106,7	106,4
1x100 kV Chuquicamata - K1	82,5	78,3	78,6	75,5
2x100 kV Chuquicamata - A	376,8	375,3	375,9	370,0
1x100 kV Chuquicamata - 10A	86,7	83,0	83,3	80,7
1x100 kV K1 - 10	98,5	96,6	96,6	95,4
1x100 kV Chuquicamata - 10	81,9	77,6	77,8	74,7
1x100 kV 10A - 10	180,4	177,7	177,7	176,3
1x100 kV Chuquicamata - Km6	96,8	95,1	95,5	93,8
1x100 kV Km6 - 10A	55,3	48,9	50,3	43,0
2x100 kV Salar - Km6	151,7	143,1	145,2	135,9
1x66 kV Tap Off Llanos - Aguas Blancas	27,5	27,5	27,4	27,4
1x220 kV Tap Lalackama - Francisco	0,0	0,0	0,0	0,0
1x220 kV Francisco - Conejo	60,8	60,8	60,8	60,8
1x220 kV Cachiyuyal - Pampa Norte	132,7	132,7	132,7	132,7
2x110 kV Central Tocopilla - Central Diesel Tamaya	114,9	112,0	111,6	111,7
2x110 kV Central Tocopilla - A	57,0	45,8	47,5	42,3
1x110 kV Central Diesel Tamaya - A	120,2	118,1	118,3	117,9

(*) Instalaciones cuya Capacidad Técnica Disponible fue calculada por objeto de una Solicitud de Uso de Capacidad Técnica Disponible. Detalle en la sección 8 del documento.

Tabla 6.4 – Capacidad Técnica Disponible en Sistemas de Transmisión Dedicados (Parte IV).

Líneas de Transmisión	Capacidad Técnica Disponible [MVA]			
	2020	2021	2022	2023
Región de Antofagasta				
1x110 kV Central Diesel Tamaya - Salar	120,9	118,8	119,0	118,8
1x110 kV Tap Off Barriles - Mantos de la Luna	60,7	60,7	60,8	60,8
1x110 kV Valle de los Vientos - Calama	0,0	0,0	0,0	0,0
1x220 kV Tap Off Enlace - Antucoya	108,6	108,2	105,8	108,6
1x110 kV Tap Off Sairecabur - Tap Off Licancabur	121,1	120,5	118,3	121,3
1x110 kV Muelle - Tap Off Sairecabur	121,1	120,5	118,3	121,3
1x110 kV Tap Off Licancabur - Tap Off Enlace Antucoya	121,1	120,5	118,3	121,3
1x110 kV Mejillones - El Lince	99,6	99,6	99,6	99,5
1x110 kV Chacaya - Muelle	116,1	118,5	118,7	119,0
1x110 kV Chacaya - Mejillones	92,0	90,3	88,9	87,6
1x110 kV Est. de Bombeo SG N°1 - Est. de Bombeo SG N°2	37,7	37,7	37,7	37,7
1x110 kV Tap Desalant - Desalant	56,0	55,9	55,7	55,6
1x110 kV Uribe - Uribe Solar (*)	45,6	45,6	45,6	45,6
1x110 kV Tap Off Oeste - Minsal	49,1	48,8	48,4	48,4
1x110 kV Esmeralda - Tap Off Uribe	55,0	76,9	75,8	74,9
1x110 kV Tap El Negro - Alto Norte	86,3	84,9	84,1	83,0
1x110 kV Tap Planta Oxido - Tap Las Luces	45,7	45,7	45,7	45,7
1x100 kV Chuquicamata - Chamy	107,0	106,6	106,7	106,4
1x100 kV Chuquicamata - K1	82,5	78,3	78,6	75,5
2x100 kV Chuquicamata - A	376,8	375,3	375,9	370,0
1x100 kV Chuquicamata - 10A	86,7	83,0	83,3	80,7
1x100 kV K1 - 10	98,5	96,6	96,6	95,4
1x100 kV Chuquicamata - 10	81,9	77,6	77,8	74,7
1x100 kV 10A - 10	180,4	177,7	177,7	176,3
1x100 kV Chuquicamata - Km6	96,8	95,1	95,5	93,8
1x100 kV Km6 - 10A	55,3	48,9	50,3	43,0
2x100 kV Salar - Km6	151,7	143,1	145,2	135,9
1x66 kV Tap Off Llanos - Aguas Blancas	27,5	27,5	27,4	27,4
Región de Atacama				
1x220 kV Francisco - Diego de Almagro	0,0	0,0	0,0	0,0
1x220 kV Cumbre - Almeyda (*)	8,6	8,6	8,6	8,6
1x220 kV San Lorenzo - Diego de Almagro (*)	331,5	331,5	331,5	331,5
1x220 kV Carrera Pinto - La Coipa (*)	223,3	223,3	223,3	223,3
1x220 kV Carrera Pinto - Pastora	176,1	176,1	176,1	176,1
1x220 kV Luz del Norte - Carrera Pinto (*)	46,7	46,7	46,7	46,7
1x220 kV Llano de Llampos - Cerro Negro Norte	123,9	124,0	123,4	119,6
1x220 kV Llano de Llampos - Seccionadora Llano de Llampos	91,1	91,1	91,1	92,2
1x220 kV Cardones - Llano de Llampos	89,8	89,7	90,3	92,6
1x220 kV Cardones - Medellín	265,1	265,1	265,1	265,1
1x220 kV Cardones - Minera La Candelaria	83,0	83,8	82,6	81,8
2x220 kV Tap Jorquera - Caserones (*)	306,9	306,9	306,9	306,9

(*) Instalaciones cuya Capacidad Técnica Disponible fue calculada por objeto de una Solicitud de Uso de Capacidad Técnica Disponible. Detalle en la sección 8 del documento.

Tabla 6.5 – Capacidad Técnica Disponible en Sistemas de Transmisión Dedicados (Parte V).

Líneas de Transmisión	Capacidad Técnica Disponible [MVA]			
	2020	2021	2022	2023
Región de Atacama				
2x220 kV Maitencillo - Tap Jorquera (*)	214,6	214,6	214,6	214,6
4x220 kV Guacolda - Maitencillo	1102,7	1070,8	1028,4	1039,0
1x220 kV Maitencillo - Agrosuper (*)	165,9	165,9	165,9	165,9
1x220 kV Maitencillo - Sarco	71,3	71,3	71,3	71,3
2x220 kV Maitencillo - Central Parque Eólico Cabo Leones I	432,8	432,8	357,6	352,7
1x220 kV Tap El Romero - El Romero	95,6	97,4	107,4	95,6
1x220 kV Punta Colorada - Parque Eólico San Juan	165,4	165,4	165,4	165,4
1x220 kV El Pelicano - Don Héctor	70,9	72,9	71,2	70,9
1x110 kV PFV Javiera - Tap Planta Oxido	40,3	40,3	40,2	40,2
1x110 kV Diego de Almagro - Franke	56,1	56,1	56,1	56,7
2x110 kV Llanta - Salvador C1 (*)	0,1	0,1	0,1	0,1
2x110 kV Llanta - Salvador C2 (*)	22,2	22,2	22,2	22,2
1x110 kV Tap PV Salvador - PV Salvador	56,6	56,6	56,6	56,6
1x110 kV Tap PV Salvador - Salvador (*)	13,9	13,9	13,9	13,9
1x110 kV Diego de Almagro - PFV Javiera	0,0	0,0	0,0	0,0
1x110 kV Diego de Almagro - Tap PV Salvador (*)	6,1	6,1	6,1	6,1
1x110 kV Diego de Almagro - Manto Verde (*)	43,9	43,9	43,9	43,9
2x110 kV Diego de Almagro - Llanta C1 (*)	3,8	3,8	3,8	3,8
2x110 kV Llanta - Potrerillos C1 (*)	56,4	56,4	56,4	56,4
2x110 kV Llanta - Potrerillos C2 (*)	57,4	57,4	57,4	57,4
1x110 kV Tap Chañares - Chañares	84,5	84,5	84,5	84,5
1x110 kV Diego de Almagro - Tap Chañares	65,3	65,7	66,0	66,1
1x110 kV Diego de Almagro - Andes Generación	76,9	76,9	76,9	76,9
1x110 kV Diego de Almagro - Manto Verde (*)	25,5	25,5	25,5	25,5
1x110 kV Manto Verde - Bombeo 2 (*)	20,8	20,8	20,8	20,8
1x110 kV Tap Impulsión - Impulsión	61,2	61,2	61,2	61,2
1x110 kV Tap EB2 - Punta Padrones	94,4	94,1	94,0	94,0
1x110 kV Travesía - Tap EB2	90,3	90,1	89,9	89,9
1x110 kV Cardones - Travesía	93,2	93,2	92,9	93,2
1x110 kV Copayapu - Tierra Amarilla	20,0	18,2	17,2	16,0
1x110 kV Cenizas - Cardones	49,5	49,5	49,5	49,5
1x110 kV Tierra Amarilla - Atacama Kozan	46,4	46,4	46,4	46,4
1x110 kV Cerrillos - Los Loros	20,7	14,0	14,6	14,9
1x110 kV Los Loros - Parque Solar Los Loros	50,0	50,0	50,0	50,0
1x110 kV Chuschampis - Castilla	11,1	14,5	17,9	18,5
1x110 kV Punta Toro - Chuschampis	18,1	21,0	24,5	25,2
1x110 kV Maitencillo - Punta Toro	23,6	26,5	30,0	31,0
2x110 kV Huasco - Pellets	158,9	158,7	158,3	158,2
2x110 kV Huasco - Maitencillo	69,5	69,5	69,5	69,5
1x110 kV Río Huasco - Tap Río Huasco	44,8	43,9	44,4	43,9
1x66 kV Tap Off Palestina - El Peñón (*)	9,0	9,0	9,0	9,0

(*) Instalaciones cuya Capacidad Técnica Disponible fue calculada por objeto de una Solicitud de Uso de Capacidad Técnica Disponible. Detalle en la sección 8 del documento.

Tabla 6.6 – Capacidad Técnica Disponible en Sistemas de Transmisión Dedicados (Parte VI).

Líneas de Transmisión	Capacidad Técnica Disponible [MVA]			
	2020	2021	2022	2023
Región de Coquimbo				
1x220 kV Cerro Negro Norte - Totalillo	126,2	126,4	126,5	125,1
1x220 kV Pan de Azúcar - Minera Teck CDA (*)	108,7	108,7	108,7	108,7
1x220 kV El Arrayan - Don Goyo	85,8	85,8	85,8	85,8
1x220 kV Tap Talinay - Talinay	174,9	174,9	174,9	174,9
1x220 kV Tap Talinay - La Cebada	81,9	78,2	81,0	90,7
1x220 kV La Cebada - Punta de Sierra	182,2	182,2	182,2	182,2
1x220 kV La Cebada - Tap Monte Redondo	118,5	120,8	104,2	94,2
1x220 kV Tap Monte Redondo - Punta Sierra	180,0	177,8	175,8	171,3
1x220 kV Las Palmas - Totoral 2	215,6	215,6	215,6	215,6
1x220 kV Elevadora Canela II - Las Palmas	183,0	183,0	183,0	183,0
2x220 kV Tap Mauro - Los Piuquenes	392,7	392,7	392,7	392,7
1x220 kV Los Espinos - Los Vilos	263,1	263,1	263,1	263,1
1x220 kV Tap Mauro - Mauro	0,0	0,0	0,0	0,0
1x110 kV Vicuña - Baños del Toro	46,9	46,9	46,9	46,9
1x110 kV Las Piedras - El Peñón	134,2	134,2	134,2	134,2
1x110 kV El Peñón - Minera Teck CDA	70,8	70,8	70,8	70,8
1x110 kV Los Olivos - Choapa	131,6	131,6	131,6	131,6
2x66 kV Los Molles - Ovalle	38,8	38,8	38,8	38,8
1x66 kV Totoral 1 - Totoral 2	11,8	11,8	11,8	11,8
Región de Valparaíso				
2x220 kV Quillota - Tap Mauro	232,1	228,3	224,0	225,1
1x220 kV Tap Off Doña Carmen - Doña Carmen	227,9	227,9	227,9	227,9
2x220 kV Nueva Ventanas - Nogales	847,9	873,5	997,5	927,5
1x220 kV Central Quintero - San Luis	511,7	511,0	511,8	428,0
1x220 kV Los Maquis - Hornitos	200,5	200,5	200,5	200,5
1x110 kV Ventanas - GNL Quintero (*)	154,2	154,2	154,2	154,2
1x110 kV Los Quilos - Los Maquis	0,0	0,0	0,0	0,0
2x110 kV Tap Los Maquis - Aconcagua	0,0	0,0	0,0	0,0
2x110 kV Torquemada - Mauco	257,6	257,6	257,6	257,6
1x110 kV Colmito - Torquemada	106,5	89,4	70,8	70,8
1x110 kV Loma Los Colorados - Tap Punta Peuco (*)	4,4	4,4	4,4	4,4
1x66 kV Calera Centro - Cerro Calera	47,8	47,8	47,8	47,8
2x66 kV Esperanza - Calera Centro	76,4	75,6	75,9	76,3
1x66 kV Los Quilos - Aconcagua	0,0	0,0	0,0	0,0
2x66 kV Aconcagua - Saladillo	0,0	0,0	0,0	0,0
Región Metropolitana de Santiago				
1x220 kV Polpaico - Las Tórtolas	33,0	45,5	50,0	49,7
1x220 kV Santa Filomena - Confluencia	93,2	104,0	106,4	108,6
1x220 kV Polpaico - Santa Filomena	110,3	119,7	121,6	124,4
1x220 kV Las Tórtolas - Los Maitenes	111,0	88,7	103,2	95,5
1x220 kV La Ermita - Los Maitenes	94,5	85,3	97,6	97,8

(*) Instalaciones cuya Capacidad Técnica Disponible fue calculada por objeto de una Solicitud de Uso de Capacidad Técnica Disponible. Detalle en la sección 8 del documento.

Tabla 6.7 – Capacidad Técnica Disponible en Sistemas de Transmisión Dedicados (Parte VII).

Líneas de Transmisión	Capacidad Técnica Disponible [MVA]			
	2020	2021	2022	2023
Región Metropolitana de Santiago				
2x220 kV Tap La Ermita - Los Almendros	86,4	86,4	86,4	86,4
2x220 kV Alfalfal - Tap La Ermita	102,6	102,6	102,6	102,6
1x220 kV Confluencia - Maitenes	127,5	116,5	125,0	123,3
1x220 kV Tap Central Santa Marta - Central Santa Marta	176,9	176,9	176,9	176,9
2x220 kV Candelaria - Central Candelaria C1	29,8	29,8	29,8	29,8
2x220 kV Candelaria - Central Candelaria C2	29,8	29,8	29,8	29,8
2x110 kV Vizcachas - Tap La Laja	0,0	0,0	0,0	0,0
1x110 kV Puntilla - Puente Alto	49,5	49,5	50,1	50,2
1x110 kV Pirque - Puente Alto CMPC	56,2	27,3	54,5	27,4
1x110 kV Maipo - Pirque	52,8	30,4	52,2	32,4
2x110 kV Tap La Laja - Queltehues	88,3	89,3	89,7	90,2
2x110 kV Tap La Laja - Maitenes	0,0	0,0	0,0	0,0
1x66 kV Santa Rosa Transnet - Alhue	30,3	30,2	29,9	29,6
Región del Libertador Bernardo O'Higgins				
2x220 kV Candelaria - Minero	299,1	299,1	299,1	299,1
2x220 kV Punta de Cortés - Tuniche	510,2	507,5	512,7	506,9
2x110 kV Interconexión Maitenes - Sauzal C1 (*)	49,1	49,1	49,1	49,1
2x220 kV Interconexión Maitenes - Sauzal C2 (*)	49,1	49,1	49,1	49,1
1x220 kV San Andrés - La Confluencia (*)	101,6	101,6	101,6	101,6
2x220 kV La Higuera - La Confluencia C1 (*)	37,3	37,3	37,3	37,3
2x220 kV La Higuera - La Confluencia C2 (*)	183,3	183,3	183,3	183,3
1x220 kV La Confluencia - El Paso	54,8	51,7	51,7	51,7
1x154 kV Tap Minera Valle Central - Minera Valle Central	8,3	7,8	7,7	8,1
2x110 kV Minero - Interconexión Maitenes C1 (*)	48,6	48,6	48,6	48,6
2x110 kV Minero - Interconexión Maitenes C2 (*)	49,2	49,2	49,2	49,2
2x110 kV Chacayes - Interconexión Maitenes	450,2	448,9	448,9	448,9
1x66 kV Teno - Aguas Negras (*)	44,0	44,0	44,0	44,0
Región del Maule				
1x220 kV Colbún - Procart	60,2	60,2	60,2	60,2
2x220 kV Pehuenche - Ancoa	319,9	308,8	310,3	307,7
1x220 kV Colbún - Machicura	192,7	192,7	192,7	192,7
1x220 kV Canal Melado - Loma Alta (*)	60,9	60,9	60,9	60,9
1x220 kV Tap Loma Alta - Canal Melado (*)	31,7	31,7	31,7	31,7
2x154 kV Cipreses - Isla	103,1	99,5	99,5	99,5
1x110 kV Tap Los Hierros II - Canal Melado	103,0	103,0	103,0	103,0
1x110 kV Los Hierros - Tap Los Hierros II	113,8	113,8	113,8	113,8
1x110 kV Los Hierros II - Tap Los Hierros II	128,6	128,6	128,6	128,6
1x66 kV Constitución - Planta Viñales	7,5	7,5	7,5	7,5
1x66 kV Talca - San Clemente	0,0	0,0	0,0	0,0
1x66 kV Providencia - Lircay	14,8	14,3	14,4	14,3
1x66 kV Maule - Lircay	5,5	4,2	4,2	4,2

(*) Instalaciones cuya Capacidad Técnica Disponible fue calculada por objeto de una Solicitud de Uso de Capacidad Técnica Disponible. Detalle en la sección 8 del documento.

Tabla 6.8 – Capacidad Técnica Disponible en Sistemas de Transmisión Dedicados (Parte VIII).

Líneas de Transmisión	Capacidad Técnica Disponible [MVA]			
	2020	2021	2022	2023
Región del Maule				
1x66 kV Lircay - Mariposas	15,8	15,5	15,4	15,5
1x66 kV San Clemente - San Ignacio	0,0	0,0	0,0	0,0
1x66 kV San Clemente Colbún - Chiburgo	15,5	15,5	15,5	15,5
1x66 kV Chiburgo - Colbún	0,0	0,0	0,0	0,0
1x66 kV Tap Río Colorado - Armerillo (*)	4,8	4,8	4,8	4,8
1x66 kV La Mina - Tap Río Colorado (*)	16,3	16,3	16,3	16,3
1x66 kV Tap Río Colorado - Río Colorado	59,7	58,1	58,2	58,1
Región de Ñuble				
1x220 kV Ancoa - San Fabian (*)	125,0	125,0	125,0	125,0
1x220 kV Lagunillas - Bocamina	78,0	78,0	78,0	78,0
2x154 kV San Vicente - Huachipato	193,7	192,3	191,1	190,6
1x154 kV Bocamina - Tap Quiñenco	85,1	85,1	85,1	85,1
1x66 kV Santa Elvira - Nueva Aldea	23,6	23,6	23,6	23,6
1x66 kV San Vicente - Newen	0,0	0,0	0,0	0,0
1x66 kV Petropower - Petroquim	0,0	0,0	0,0	0,0
2x66 kV Papelera Bio Bio - Estructura 48	60,1	59,3	61,6	61,0
1x66 kV Tap Santa Clara - Itata	9,7	12,2	9,7	12,3
Región del Biobío				
2x220 kV Santa María - Charrúa	1235,3	1235,3	1235,3	1235,3
1x220 kV Los Pinos - Charrúa	325,4	325,4	325,4	325,4
1x220 kV Charrúa - Santa Lidia	215,3	215,3	215,3	215,3
2x220 kV Charrúa - Los Guindos	545,3	545,3	545,3	545,3
1x220 kV Tap Cholguán - Charrúa	0,0	0,0	0,0	0,0
1x220 kV Tap Trupán - Charrúa	0,0	0,0	0,0	0,0
1x220 kV Antuco - Charrúa	0,0	0,0	0,0	0,0
1x220 kV Trupán - Tap Cholguán	32,9	32,9	32,9	32,9
1x220 kV Quilleco - Charrúa (*)	0,0	0,0	0,0	0,0
1x220 kV Rucúe - Charrúa (*)	0,0	0,0	0,0	0,0
1x220 kV Charrúa - Tap María Dolores (*)	0,0	0,0	0,0	0,0
1x220 kV Tap Trupán - Trupán	5,4	5,4	5,4	5,4
1x220 kV Tap El Rosal - Laja 1	191,1	191,1	191,1	191,1
1x220 kV Antuco - Tap Trupán	252,0	242,0	281,0	245,1
2x220 kV El Toro - Antuco	484,8	483,6	507,2	483,0
1x220 kV Tap María Dolores - Laja (*)	0,0	0,0	0,0	0,0
1x220 kV Rucúe - Quilleco (*)	0,0	0,0	0,0	0,0
1x220 kV Tap María Dolores - Nodo Nacimiento (*)	0,0	0,0	0,0	0,0
1x220 kV Santa Bárbara - Tap Off Trupán	38,8	38,8	38,8	38,8
1x220 kV Santa Barbara - Trupán	38,8	38,8	38,8	38,8
1x220 kV Mampil - Rucúe (*)	0,0	0,0	0,0	0,0
1x220 kV Nodo Nacimiento - SF Energía	48,9	42,2	50,7	54,1
1x220 kV Mampil - Peuchén (*)	0,0	0,0	0,0	0,0

(*) Instalaciones cuya Capacidad Técnica Disponible fue calculada por objeto de una Solicitud de Uso de Capacidad Técnica Disponible. Detalle en la sección 8 del documento.

Tabla 6.9 – Capacidad Técnica Disponible en Sistemas de Transmisión Dedicados (Parte IX).

Líneas de Transmisión	Capacidad Técnica Disponible [MVA]			
	2020	2021	2022	2023
Región del Biobío				
1x220 kV Santa Fé - Celulosa Pacífico (*)	0,0	0,0	0,0	0,0
1x220 kV San Gabriel - Mulchén (*)	15,4	15,4	15,4	15,4
1x220 kV Mulchén - Parque Eólico Renaico (*)	24,7	24,7	24,7	24,7
1x154 Yungay - Charrúa	229,3	229,3	229,3	229,3
1x154 kV Trupán - Charrúa (*)	9,5	9,5	9,5	9,5
2x154 kV Abanico - Trupán (*)	9,5	9,5	9,5	9,5
1x154 kV Los Ángeles - Santa Luisa (*)	14,6	14,6	14,6	14,6
1x154 kV Tap Cuel - Cuel	89,7	89,7	89,7	89,7
1x66 kV Charrúa - Cholguán	5,4	5,4	5,4	5,4
1x66 kV Enlace - Bucalemu	32,6	32,1	32,8	32,3
1x66 kV Planta Arauco - Horcones	8,8	8,8	8,8	8,8
1x66 kV Tres Pinos - Lebu	0,0	0,0	0,0	0,0
1x66 kV Deuco - Picoiquen	33,2	33,2	33,2	33,2
Región de la Araucanía				
1x110 kV Cunco - Melipeuco (*)	126,0	126,0	126,0	126,0
1x110 kV Río Toltén - Cunco (*)	132,0	132,0	132,0	132,0
1x66 kV Palmucho - Zona de Caída	52,0	54,2	52,1	49,8
1x66 kV Central Lautaro - Lautaro	18,5	15,9	19,4	17,9
1x23 kV Melipeuco - Carén Bajo (*)	11,0	11,0	11,0	11,0
Región de Los Ríos				
1x220 kV Planta Valdivia - Los Ciruelos	122,5	121,3	112,1	110,3
1x66 kV Valdivia - Chumpullo	14,5	14,3	14,3	14,2
Región de Los Lagos				
1x220 kV Antillanca - Rahue (*)	108,3	108,3	108,3	108,3
1x220 kV Rucatayo - Pichirrahue (*)	29,9	29,9	29,9	29,9
2x220 kV Canutillar - Puerto Montt	204,2	204,2	204,2	204,2
1x110 kV Antillanca - Chirre (*)	17,3	17,3	17,3	17,3
1x110 kV Chirre - Mantilhue (*)	17,3	17,3	17,3	17,3
1x110 kV Mantilhue - Mocho (*)	33,9	33,9	33,9	33,9
1x110 kV Aihuapi - Antillanca	10,6	10,6	10,6	10,6
1x110 kV Copihues - Aihuapi	26,9	23,9	26,9	24,9
1x110 kV Río Bonito - Antillanca	26,2	26,2	26,2	26,2
1x110 kV Palmar - Copihues	55,2	55,2	55,2	55,2
2x66 kV Pilmaiquén - Osorno	43,6	43,3	45,7	44,9
1x66 kV Pulelfu - Central Pulelfu	25,0	23,6	24,4	23,7
1x66 kV Capullo - Pulelfu	21,3	18,2	21,8	18,5
Región de Los Lagos (Isla de Chiloé)				
1x110 kV Chiloé - Degan	29,9	26,9	34,1	43,3
1x110 kV San Pedro - Chiloé	124,6	124,6	124,6	124,6

(*) Instalaciones cuya Capacidad Técnica Disponible fue calculada por objeto de una Solicitud de Uso de Capacidad Técnica Disponible. Detalle en la sección 8 del documento.

7 CÁLCULO DE GARANTÍAS

Entre las modificaciones y nuevas disposiciones regulatorias incorporadas en la Ley N°20.936 se incorpora el Acceso Abierto a instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional. En particular, para el Acceso Abierto a Instalaciones de Transmisión Dedicadas se define una garantía económica a beneficio del propietario, arrendatario, usufructuario o quien explote a cualquier título las instalaciones del sistema respectivo. Esta garantía nace ante la necesidad de caucionar la vigencia, validez y seriedad de las Solicitudes de Uso de Capacidad Técnica de todos los proyectos que deseen conectarse o hacer uso dichas instalaciones, siendo esta una condición para la aprobación de la respectiva solicitud. Lo anterior, es realizado en conformidad con lo establecido en los artículos 20° literal h) y 24° de la Resolución Exenta N°154 de 2017 de la Comisión Nacional de Energía, que establecen los términos y condiciones de aplicación del régimen de Acceso Abierto al que se refieren los artículos 79° y 80° de la Ley Eléctrica.

La garantía consiste en una boleta bancaria, póliza de seguro o un pago anticipado que debe ser emitido por él o los interesados en conectarse o hacer uso de una instalación de transmisión dedicada, a beneficio del propietario, arrendatario, usufructuario o quien explote a cualquier título las instalaciones del sistema respectivo, según corresponda.

Cabe destacar que el Coordinador es quien fija los criterios para el cálculo, así como las condiciones de cobro por parte del beneficiario. Además, que los plazos de la vigencia de la caución deberán ser consistentes con los plazos de construcción estimados y, al menos, no inferior al plazo de entrada en operación del proyecto y de su interconexión al Sistema de Transmisión Dedicado.

7.1 VALORIZACIÓN DE LA GARANTÍA

El solicitante deberá presentar una propuesta de valorización de la garantía como parte de los antecedentes de la SUCT, considerando para ello la totalidad de instalaciones dedicadas (líneas, transformadores, entre otros) de la que hará uso el nuevo proyecto hasta evacuar su energía en el SEN¹⁰.

Para determinar la valorización de la garantía, el Solicitante deberá aplicar la relación (8).

$$\text{Valor de la Garantía} = \left(\frac{S_{NP}}{S_L} \right) \cdot \left(\frac{N^{\circ} \text{ meses}_{DC}}{12} \right) \cdot A.V.I. \quad (8)$$

¹⁰ Cabe destacar que el cálculo de la garantía sólo considera el uso de las instalaciones que se conectan directamente al SEN, sin embargo, en caso de que se produzca algún efecto o variación considerable en la Capacidad Técnica de alguna instalación dedicada de la zona, producto a la conexión del proyecto, también podrían ser considerados en el cálculo definitivo de la garantía. En caso de que las instalaciones de transmisión dedicada correspondan a diferentes propietarios, se deberá incluir una propuesta de valorización de garantía para cada uno de estos, identificando claramente sus respectivas instalaciones dedicadas.

Donde:

- S_{NP} : Potencia del proyecto en MVA, que circula por las instalaciones de Transmisión Dedicadas¹¹ utilizadas.
- S_L : Capacidad nominal de la instalación de transmisión dedicada en MVA. En el caso de líneas, se considerará la influencia de la temperatura ambiente, mientras que para el caso de transformadores se considerará la máxima potencia, suponiendo refrigeración forzada.
- $N^{\circ} meses_{DC}$: Número de meses para declarar en construcción el proyecto.
- $A.V.I.$: Anualidad del Valor de Inversión de la instalación dedicada que hará uso el proyecto¹².

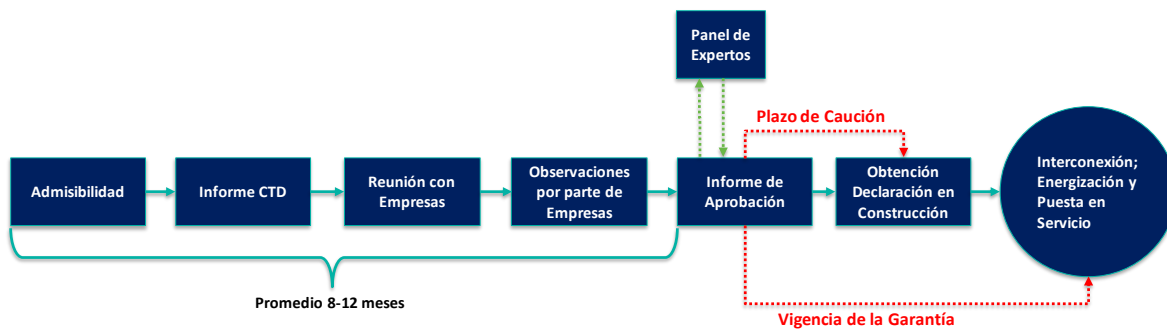


Figura 7.1 – Etapas de una Solicitud de Uso de Capacidad Técnica para efectos de consideración del cálculo de garantías.

Para determinar el valor de $N^{\circ} meses_{DC}$ se utilizará el número de meses del Plazo de Caucción, el cual, como se indica en la Figura 7.1, corresponde a la cantidad de meses entre la fecha de la emisión del Informe de Aprobación de Uso de Capacidad Técnica y la fecha para obtener la declaración en construcción indicada por el Solicitante en la Carta Gantt del proyecto.

De acuerdo con lo expuesto en los párrafos precedentes, el Solicitante deberá calcular un valor de garantía por cada propietario e instalación de Transmisión Dedicada que hará uso el nuevo proyecto. Si algún propietario posee más de una instalación dedicada, entonces la propuesta de garantía será la suma de los valores de garantía calculados para cada una de sus instalaciones de transmisión dedicadas.

El Coordinador evaluará si la propuesta cumple con lo establecido en el artículo 24° y con los criterios antes señalados, corrigiéndola de ser necesario. Luego, se informará al Solicitante y al propietario sobre un monto preliminar calculado, con el motivo de que los involucrados emitan observaciones a esta, para hacerla efectiva junto a la comunicación del informe de aprobación, siendo esta un requisito para obtener la aprobación del proyecto.

Finalmente, la garantía deberá ser entregada al Coordinador según los plazos establecidos en la carta conductora que da aviso del monto definitivo. Cabe destacar que dichos plazos serán

¹¹ En sistemas enmallados la distribución del valor de la garantía se hará a prorrata del uso estimado de las instalaciones de transmisión dedicadas producto de la conexión del proyecto.

¹² Los AVI de las instalaciones son informados al Coordinador por los propietarios de las instalaciones. Dichos valores se encuentran disponibles en el sitio web: <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/avi-y-coma-de-instalaciones-de-transmision-dedicada/>.

consecuentes con lo definido en las condiciones de aprobación de la Solicitud de Uso de Capacidad Técnica.

7.2 REQUISITOS DE LA GARANTÍA

La referida empresa deberá entregar al Coordinador una boleta de garantía o póliza de seguro de garantía, que cumpla con los siguientes requisitos:

- a. La glosa de la garantía será:
“Para garantizar la seriedad de la Solicitud de Uso de Capacidad Técnica, así como el cumplimiento de las condiciones establecidas en la aprobación de uso de capacidad técnica, y de los Hitos de Declaración en Construcción, Interconexión y Entrada en Operación del proyecto, según lo establecido por el artículo 24° y 29° de la Resolución Exenta N°154 de 2017 de la Comisión Nacional de Energía”.
- b. Deberán ser irrevocables, de ejecución inmediata y pagaderas a la vista o, en el caso de pólizas de garantía, a primer requerimiento, sin mayor formalidad para su cobro que la sola comunicación del asegurado a la Compañía de Seguros y sin que corresponda exigir mayores antecedentes respecto de la procedencia y el monto del siniestro.
- c. Deberán ser emitidas en Chile, por una institución bancaria o compañía de seguros constituida en Chile y autorizada por la Comisión del Mercado Financiero¹³.
- d. De acuerdo con lo definido en el Art. 24° de la Resolución Exenta N°154 de 2017 de la Comisión de Energía “Establece Términos y Condiciones de Aplicación del Régimen de Acceso Abierto a que se refieren los Artículos 79° y 80° de la Ley General de Servicios Eléctricos”, el plazo de vigencia de la garantía tendrá que ser por un período de tiempo no inferior al plazo definido para la interconexión y de entrada en operación del proyecto al Sistemas de Transmisión Dedicado. En este sentido, para la vigencia, se considera un plazo de 60 días hábiles adicionales a los plazos mencionados e informados en la Carta Gantt de la Solicitud de Uso de Capacidad Técnica Disponible, debiendo ser renovada en caso de que el Coordinador lo solicite.

7.3 PRESENTACIÓN Y CONDICIONES DE COBRO

7.3.1 PRESENTACIÓN DE LA GARANTÍA

La garantía deberá ser presentada físicamente en la Oficina de Partes del Coordinador, ubicadas en Teatinos 280, piso 11, Santiago, dentro de un plazo máximo de 20 días hábiles desde la comunicación del monto definitivo, quedando en custodia del Coordinador hasta que se verifiquen la existencia de eventuales causales para su cobro o devolución. A su vez, se deberá informar dicha entrega y enviar una copia de la garantía mediante correo electrónico, a la dirección: acceso.abierto@coordinador.cl.

¹³ Sitio web: <http://www.cmfchile.cl/>

7.3.2 CONDICIONES DE COBRO.

El titular de las instalaciones podrá solicitar la entrega o cobro de la garantía al Coordinador, a fin de hacerla efectiva, en los siguientes casos:

- a) Si el proyecto no es declarado en construcción dentro de plazo determinado por el Coordinador o dicha declaración es revocada por la CNE, de acuerdo con el artículo 29° de la Resolución Exenta N°154 de 2017 la Comisión Nacional de Energía;
- b) Si el Solicitante no renueva la garantía en el plazo que el Coordinador solicite, o no la mantiene vigente, constatándose la falta de caución suficiente por parte del Coordinador, en los términos señalados en la Resolución Exenta N°154 de 2017 de la Comisión Nacional de Energía.
- c) Si el Coordinador declara la caducidad de la solicitud en trámite o aprobada, de acuerdo con el artículo 29° de la Resolución Exenta N°154 de 2017 de la Comisión Nacional de Energía.
- d) No cumplir con los plazos de Puesta en Servicio y/o Entrada en Operación o no solicitar la Entrada en Operación al Coordinador, sin mediar razón, causa legal, técnica, o de cualquier otro tipo, que justifiquen los dichos incumplimientos. En caso de que dicha justificación sea validada por el Coordinador, el solicitante deberá renovar la garantía como lo estipula el numeral b) de las presentes condiciones de cobro.

De configurarse alguna de las causales señaladas precedentemente, el titular de las instalaciones podrá solicitar la entrega de la boleta de garantía, indicando expresamente la causal que corresponde aplicar y el sustento de ello, y solicitar al Coordinador la declaración de caducidad de la Solicitud de Uso de Capacidad Técnica.

En caso de que no se configure ninguna de las causales establecidas para su cobro, la devolución de la garantía será comunicada al Solicitante dentro de los quince (15) días hábiles contados desde la fecha de entrada en operación del Proyecto.

Los gastos que demanden el otorgamiento, vigencia, renovación y cobro de la Garantía de Seriedad de la Propuesta serán de cargo exclusivo del Solicitante.

7.4 EJEMPLOS DE GARANTÍAS

A continuación, y a modo de ejemplo, se presentarán dos cálculos de garantías, para lo cual se considerarán dos proyectos, uno conectado en un sistema radial y otro en un sistema enmallado.

Cabe señalar que el cálculo realizado es referencial y explicativo y que los proyectos utilizados no representan a ningún caso en proceso de aprobación con el Coordinador.

7.4.1 CASO RADIAL

Para este caso, supóngase el Sistema de Transmisión Dedicado radial de la Figura 7.2. El sistema está compuesto por una S/E llamada El Generador conectada mediante una línea de Transmisión Dedicada (Línea 1x220 kV El Generador – A) a la S/E A, esta última de correspondiente al Sistema de Transmisión Nacional.

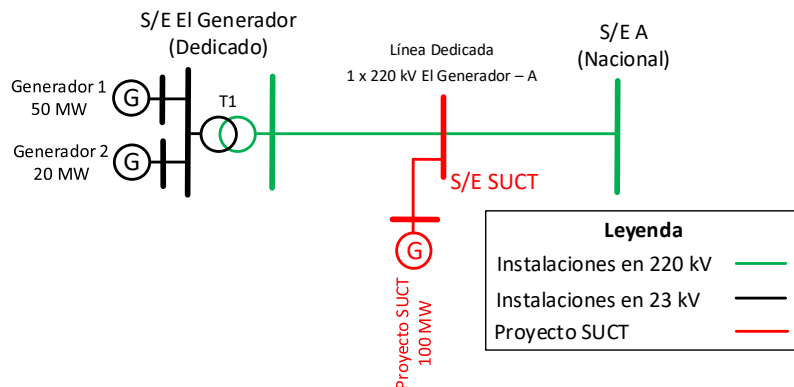


Figura 7.2 – Diagrama Unilineal del sistema radial del ejemplo.

Para dicha instalación, el desarrollador de proyectos, “Empresa Modelo 1 SpA.”, hace ingreso de una SUCT para solicitar la conexión del proyecto solar “Proyecto SUCT”, cuya potencia nominal es de 100 MVA, y pretende hacer uso de Capacidad Técnica Disponible en la línea de Transmisión Dedicada antes mencionada, conectándose a dicho sistema mediante la subestación seccionadora “S/E SUCT”, proyectada en el punto medio de la línea.

Según se indica en la Carta Gantt del proyecto (elaborada por el Solicitante), la declaración en construcción está estimada para un período de 13 meses contados desde la comunicación de la aprobación del proyecto por parte del Coordinador (entre 8 a 12 meses promedio contados desde el ingreso de la solicitud).

Dado a que el solicitante desea hacer uso de una instalación de Transmisión Dedicada, este deberá emitir una boleta de garantía o póliza de seguro que caucione dicha solicitud. Por lo que a continuación, se presenta la información respectiva a la empresa solicitante y empresa propietaria.

Tabla 7.1 – Información General del Proyecto y los Involucrados, Sistema Radial.

Información del Proyecto	
Nombre del Proyecto:	Proyecto SUCT.
NUP (Número Único de Proyecto):	1
Potencia Proyecto [MVA]:	100
Instalación dedicada utilizada:	Línea 1x220 kV S/E SUCT - A, Propiedad de Empresa Modelo 2
Número de meses para declararse en construcción:	13
Información del Solicitante	
Empresa Solicitante:	Empresa Modelo 1 SpA.
RUT:	76.767.676-7.
Información del Propietario	
Empresa Propietaria de la instalación:	Empresa Modelo 2 SpA.
RUT:	94.949.494-9.

El valor de la garantía se definirá mediante la ecuación (9) y los valores correspondientes son los utilizados en la Tabla 7.2.

$$\text{Valor de la Garantía} = \left(\frac{S_{NP}}{S_L} \right) \cdot \left(\frac{N^{\circ} \text{meses}_{DC}}{12} \right) \cdot A.V.I. \quad (9)$$

Tabla 7.2 – Cálculo de la Garantía Empresa Modelo 1 - Empresa Modelo 2, Sistema Radial.

Cálculo de la Garantía	
Potencia del Proyecto que circula por las instalaciones de Transmisión Dedicadas	
SNP (Proyecto SUCT) [MVA]:	100
Capacidad Nominal de las Instalación de Transmisión Dedicada	
SL (1x220 kV SUCT - A) [MVA]:	280
Temperatura y Plazo para obtener DC	
Temperatura Ambiente [°C]:	28
N°mesesDC:	13
AVI de la Instalación Dedicada que hará uso el Proyecto	
A.V.I. 1x220 kV SUCT - A [Dólares Americanos]:	\$ 434.000
Valor de la Garantía [Dólares Americanos]:	\$ 167.917

El solicitante deberá entregar al Coordinador una boleta de garantía o póliza de seguro, que cumpla con los siguientes requisitos:

- Deberán ser tomadas o contratadas, en el caso de pólizas, por Empresa Modelo 1 SpA., RUT N° 76.767.676-7.
- Deberán ser emitidas a nombre de Empresa Modelo 2 SpA., RUT N° 94.949.494-9, en calidad de beneficiario y, en el caso de las pólizas de garantía, de beneficiario y asegurado.
- la glosa de la garantía será:
- “Para garantizar la seriedad de la solicitud de uso de Capacidad Técnica, así como el cumplimiento de las condiciones establecidas en la aprobación de uso de capacidad técnica, y de los Hitos de Declaración en Construcción, Interconexión y Entrada en Operación del proyecto*

“Proyecto SUCT” (NUP 001), según lo establecido por el artículo 24° y 29° de la Resolución Exenta N°154 de 2017 de la Comisión Nacional de Energía”.

- e) Deberán ser irrevocables, de ejecución inmediata y pagaderas a la vista o, en el caso de pólizas de garantía, a primer requerimiento, sin mayor formalidad para su cobro que la sola comunicación del asegurado a la Compañía de Seguros y sin que corresponda exigir mayores antecedentes respecto de la procedencia y el monto del siniestro.
- f) Deberán ser emitidas en Chile, por una institución bancaria o compañía de seguros constituida en Chile y autorizada por la Comisión del Mercado Financiero¹⁴.
- g) De acuerdo con lo definido en el Art. 24° de la Resolución Exenta N°154 de 2017 de la Comisión de Energía “Establece Términos y Condiciones de Aplicación del Régimen de Acceso Abierto a que se refieren los Artículos 79° y 80° de la Ley General de Servicios Eléctricos”, el periodo de vigencia de la garantía tendrá que ser por un periodo de tiempo no inferior al plazo de interconexión y de entrada en operación del proyecto al Sistemas de Transmisión Dedicado. En este sentido, para la vigencia, se considera un plazo de 60 días hábiles adicionales a los plazos mencionados e informados en la carta Gantt de la Solicitud de Uso de Capacidad Técnica Disponible, debiendo ser renovada en caso de que el Coordinador lo solicite.
- h) El monto de la garantía, calculado conforme se indica, deberá ser de 167.917 USD (ciento sesenta y siete mil novecientos diecisiete Dólares Americanos).

Junto con la garantía, el Solicitante deberá presentar una declaración jurada firmada ante notario por su representante legal, en la cual renuncia a ejercer todo y cualquier recurso, acción o derecho que pudiera impedir, obstruir o demorar el cobro de la garantía.

¹⁴ Sitio web: <http://www.cmfchile.cl/>

7.4.2 CASO ENMALLADO

Para este caso se tendrá el sistema enmallado de la Figura 7.3. El sistema está compuesto por diversas S/E de carácter dedicado y dos S/E de carácter Nacional (S/E A y S/E B).

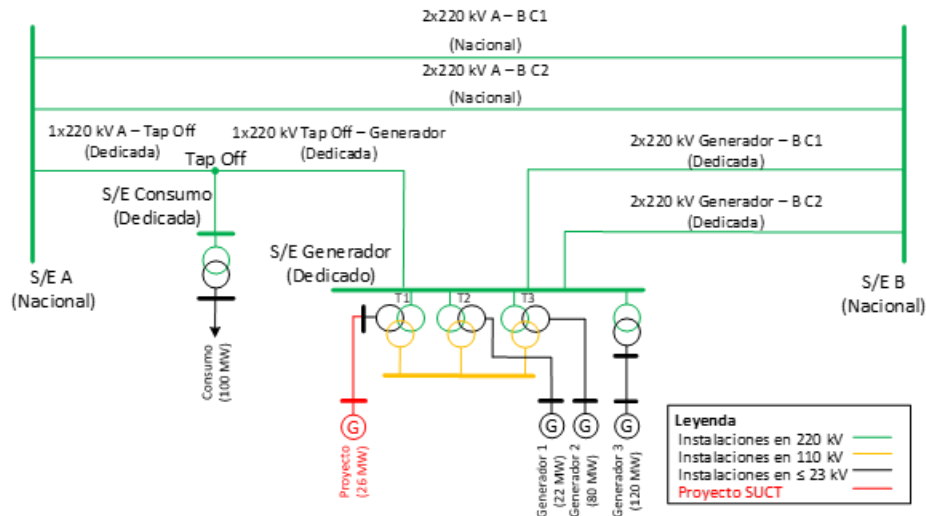


Figura 7.3 – Diagrama Unilineal del sistema enmallado del ejemplo.

El desarrollador de proyectos “Empresa Modelo 1 SpA” hace ingreso de una SUCT para solicitar la conexión del proyecto eólico “Proyecto SUCT”, cuya potencia nominal es de 26 MW, dicho proyecto pretende conectarse al devanado terciario del transformador “T1”, tramo de transformación calificado como Sistema de Transmisión Dedicado. Por lo que para evacuar su energía hacia el Sistema Eléctrico Nacional deberá hacer uso de distintas instalaciones de Transmisión Dedicada.

Además, según se establece en la Carta Gantt del proyecto, la fecha de declaración en construcción se estima para un período de 10 meses contados desde la comunicación de la aprobación del proyecto por parte del Coordinador (entre 8 a 12 meses contados desde el ingreso de la solicitud).

En este caso, debido a que el Sistema de Transmisión Dedicado es enmallado, el valor de la garantía se deberá realizar a prorrata del uso estimado de las instalaciones de Transmisión Dedicada¹⁵ que son utilizadas para evacuar la energía del proyecto al Sistema Eléctrico Nacional.

Luego de haber simulado la operación del sistema y habiendo obtenido los flujos de potencia que circula por cada instalación de transmisión dedicada, la distribución de la potencia del proyecto será la representada por la Figura 7.4.

¹⁵ El uso estimado debe ser obtenido mediante la simulación del sistema en algún programa computacional, específicamente realizando un flujo de potencia en la zona.

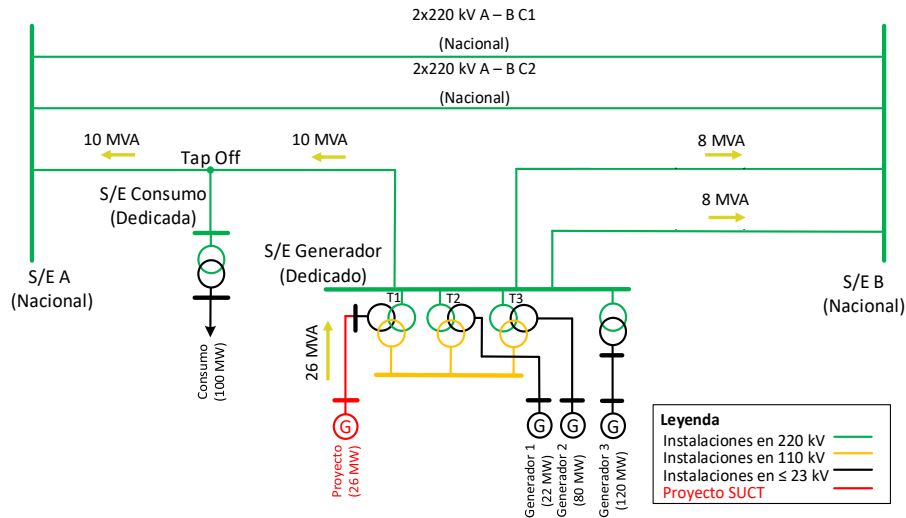


Figura 7.4 – Diagrama Unilineal Sistema Enmado - Distribución del Flujo de Potencia.

Debido a que la empresa solicitante tendrá hacer uso de diversas instalaciones de Transmisión Dedicadas, este deberá de emitir una boleta de garantía o póliza de seguro que caucione dicha solicitud para cada uno de los propietarios de dichas instalaciones, que en este caso serán 2 (Empresa Modelo 2 SpA y Empresa Modelo 3 SpA).

A continuación, se presenta la información respectiva a la empresa solicitante y las empresas propietarias.

Tabla 7.3 – Información de los Proyectos, Sistema Enmado.

Información del Proyecto	
Nombre del Proyecto:	Proyecto SUCT.
NUP:	1
Potencia Proyecto [MW]:	26
Instalación dedicada utilizada / Propietario	
S/E Generador (Transformador, Paños, etc):	Empresa Modelo 2 SpA.
Tramo 1x220 kV Tap Off – Generador:	Empresa Modelo 2 SpA.
Tramo 1x220 kV A – Tap Off:	Empresa Modelo 2 SpA.
Tramo 2x220 kV Generador - B:	Empresa Modelo 3 SpA.
Número de meses para declararse en construcción:	10
Información del Solicitante	
Empresa Solicitante:	Empresa Modelo 1 SpA.
RUT:	76.767.676-7.
Información del Propietario	
Empresa Propietaria de la instalación:	Empresa Modelo 2 SpA.
RUT:	94.949.494-9.
Empresa Propietaria de la instalación:	Empresa Modelo 3 SpA.
RUT:	96.969.696-9.

El valor de la garantía se definirá mediante la ecuación (10) y los valores correspondientes son los utilizados en la Tabla 7.4.

$$\text{Valor de la Garantía} = \left(\frac{S_{NP}}{S_L}\right) \cdot \left(\frac{N^{\circ}\text{meses}_{DC}}{12}\right) \cdot \sum_1^n A.V.I._i \quad (10)$$

Tabla 7.4 – Cálculo de la Garantía Empresa Modelo 1 - Empresa Modelo 2, Sistema Enmallado.

Cálculo de Garantía	
Potencia del Proyecto que circula por las instalaciones de Transmisión Dedicadas	
SNP (S/E Generador) [MVA]:	26
SNP (Tap Off – Generador) [MVA]:	10
SNP (A – Tap Off) [MVA]:	10
Capacidad Nominal de las Instalación de Transmisión Dedicada	
SL (S/E Generador (Transformador, Paños, etc.)) [MVA]:	85
SL (Tramo 1x220 kV Tap Off – Generador) [MVA]:	138,9
SL (Tramo 2x220 kV Generador – B) [MVA]:	239,4
Temperatura y Plazo para obtener DC	
Temperatura Ambiente [°C]:	31,1
N°mesesDC:	10
AVI de la Instalación Dedicada que hará uso el Proyecto	
A.V.I. Instalación Dedicada (S/E Generador):	\$ 2.400.000
A.V.I. Instalación Dedicada (Tap Off – Generador):	\$ 891.000
A.V.I. Instalación Dedicada (A – Tap Off):	\$ 1.918.000
Valor de Garantía por Instalación	
Valor de la Garantía (S/E Generador) [Dólares Americanos]:	\$ 611.765
Valor de la Garantía (Tap Off – Generador) [Dólares Americanos]:	\$ 53.456
Valor de la Garantía (A – Tap Off) [Dólares Americanos]:	\$ 66.764
Valor Total de la Garantía [Dólares Americanos]:	\$ 731.985

Por lo que el solicitante deberá entregar al Coordinador una boleta de garantía o póliza de seguro de garantía, que cumpla con los siguientes requisitos:

- Deberán ser tomadas o contratadas, en el caso de pólizas, por Empresa Modelo 1 SpA., RUT N° 76.767.676-7.
- Deberán ser emitidas a nombre de Empresa Modelo 2 SpA., RUT N° 94.949.494-9, en calidad de beneficiario y, en el caso de las pólizas de garantía, de beneficiario y asegurado.
- la glosa de la garantía será:
- “Para garantizar la seriedad de la solicitud de uso de Capacidad Técnica, así como el cumplimiento de las condiciones establecidas en la aprobación de uso de capacidad técnica, y de los Hitos de Declaración en Construcción, Interconexión y Entrada en Operación del proyecto “Proyecto SUCT” (NUP 001), según lo establecido por el artículo 24° y 29° de la Resolución Exenta N°154 de 2017 de la Comisión Nacional de Energía”.*
- Deberán ser irrevocables, de ejecución inmediata y pagaderas a la vista o, en el caso de pólizas de garantía, a primer requerimiento, sin mayor formalidad para su cobro que la sola comunicación del asegurado a la Compañía de Seguros y sin que corresponda exigir mayores antecedentes respecto de la procedencia y el monto del siniestro.

- f) Deberán ser emitidas en Chile, por una institución bancaria o Compañía de Seguros constituida en Chile y autorizada por la Comisión del Mercado Financiero¹⁶.
- g) De acuerdo con lo definido en el Art. 24° de la Resolución Exenta N°154de 2017 de la Comisión de Energía “Establece Términos y Condiciones de Aplicación del Régimen de Acceso Abierto a que se refieren los Artículos 79° y 80° de la Ley General de Servicios Eléctricos”, el periodo de vigencia de la garantía tendrá que ser por un periodo de tiempo no inferior al plazo de interconexión y de entrada en operación del proyecto al Sistemas de Transmisión Dedicado. En este sentido, para la vigencia, se considera un plazo de 60 días hábiles adicionales a los plazos mencionados e informados en la carta Gantt de la Solicitud de Uso de Capacidad Técnica Disponible, debiendo ser renovada en caso de que el Coordinador lo solicite.
- h) El monto de la garantía, calculado conforme se indica, deberá ser de 731.985 USD (Setecientos treinta y un mil novecientos ochenta y cinco Dólares Americanos).

Junto con la garantía, el Solicitante deberá presentar una declaración jurada firmada ante notario por su representante legal, en la cual renuncia a ejercer todo y cualquier recurso, acción o derecho que pudiera impedir, obstruir o demorar el cobro de la garantía.

Para el caso de las instalaciones de Transmisión Dedicadas propiedades de la empresa Modelo 3, la garantía estará definida por los valores definidos en la Tabla 7.5.

¹⁶ Sitio web: <http://www.cmfchile.cl/>

Tabla 7.5 – Cálculo de Garantía Empresa Modelo 1 - Empresa Modelo 3, Sistema Enmallado.

Cálculo de Garantía	
Potencia del Proyecto que circula por las instalaciones de Transmisión Dedicadas	
SNP (Generador - B [C1]) [MVA]:	8
SNP (Generador - B [C2]) [MVA]:	8
Capacidad Nominal de las Instalación de Transmisión Dedicada	
SL (Generador - B [C1]) [MVA]:	347
SL (Generador - B [C2]) [MVA]:	347
Temperatura y Plazo para obtener DC	
Temperatura Ambiente [°C]:	31,1
N°mesesDC:	10
AVI de la Instalación Dedicada que hará uso el Proyecto	
A.V.I. Instalación Dedicada (Generador - B [C1]):	\$ 920.586
A.V.I. Instalación Dedicada (Generador - B [C2]):	\$ 920.586
Valor de Garantía por Instalación	
Valor de Garantía (Generador - B [C1]):	\$ 17.687
Valor de Garantía (Generador - B [C2]):	\$ 17.687
Valor de la Garantía [Dólares Americanos]:	\$ 35.373

Por lo que el solicitante deberá entregar al Coordinador una boleta de garantía o póliza de seguro de garantía, que cumpla con los siguientes requisitos:

- a) Deberán ser tomadas o contratadas, en el caso de pólizas, por Empresa Modelo 1 SpA., RUT N° 76.767.676-7.
- b) Deberán ser emitidas a nombre de Empresa Modelo 3 SpA., RUT N° 96.969.696-9, en calidad de beneficiario y, en el caso de las pólizas de garantía, de beneficiario y asegurado.
- c) la glosa de la garantía será:
- d) *“Para garantizar la seriedad de la solicitud de uso de Capacidad Técnica, así como el cumplimiento de las condiciones establecidas en la aprobación de uso de capacidad técnica, y de los Hitos de Declaración en Construcción, Interconexión y Entrada en Operación del proyecto “Proyecto SUCT” (NUP 001), según lo establecido por el artículo 24° y 29° de la Resolución Exenta N°154 de 2017 de la Comisión Nacional de Energía”.*
- e) Deberán ser irrevocables, de ejecución inmediata y pagaderas a la vista o, en el caso de pólizas de garantía, a primer requerimiento, sin mayor formalidad para su cobro que la sola comunicación del asegurado a la Compañía de Seguros y sin que corresponda exigir mayores antecedentes respecto de la procedencia y el monto del siniestro.
- f) Deberán ser emitidas en Chile, por una institución bancaria o Compañía de Seguros constituida en Chile y autorizada por la Comisión del Mercado Financiero¹⁷.
- g) De acuerdo con lo definido en el Art. 24° de la Resolución Exenta N°154 de 2017 de la Comisión de Energía “Establece Términos y Condiciones de Aplicación del Régimen de Acceso Abierto a que se refieren los Artículos 79° y 80° de la Ley General de Servicios Eléctricos”, el periodo de vigencia de la garantía tendrá que ser por un periodo de tiempo no inferior al plazo de interconexión y de entrada en operación del proyecto al Sistemas de

¹⁷ Sitio web: <http://www.cmfchile.cl/>

Transmisión Dedicado. En este sentido, para la vigencia, se considera un plazo de 60 días hábiles adicionales a los plazos mencionados e informados en la carta Gantt de la Solicitud de Uso de Capacidad Técnica Disponible, debiendo ser renovada en caso de que el Coordinador lo solicite.

- h) El monto de la garantía, calculado conforme se indica, deberá ser de 35.373 USD (Treinta y cinco mil trescientos setenta y tres Dólares Americanos).

Junto con la garantía, el Solicitante deberá presentar una declaración jurada firmada ante notario por su representante legal, en la cual renuncia a ejercer todo y cualquier recurso, acción o derecho que pudiera impedir, obstruir o demorar el cobro de la garantía.

8 INSTALACIONES CON CÁLCULO DE CAPACIDAD TÉCNICA DISPONIBLE A PARTIR DE SUCT

Con la publicación de la ley N°20.936, que “Establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional”, se asignó al Coordinador la función de garantizar el Acceso Abierto a los sistemas de transmisión. Esta labor es descrita y mandatada a través los artículos 79° y 80° de la mencionada ley. Luego, mediante la Resolución Exenta N°154 de 2017 de la Comisión Nacional de Energía, se profundiza respecto a la aplicación de los artículos antes mencionados y se establecen procesos para las solicitudes de conexión a sistemas de servicio público (Sistema de Transmisión Nacional y Sistemas de Transmisión Zonales) y privados (Sistemas de Transmisión Dedicados).

De este cuerpo normativo se desprende la existencia de dos tipos de solicitudes de conexión al Sistema Eléctrico Nacional, a gestionar por el Coordinador:

- a) **Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión (SASC)**: Solicitud de conexión presentada cuando se requiere conectar un proyecto de generación o consumo a instalaciones de servicio público (Nacional o Zonal). Su proceso se detalla mediante los artículos 6° al 13° de la antes mencionada resolución.
- b) **Solicitudes de Uso de Capacidad Técnica (SUCT)**: Solicitud de conexión presentada cuando se requiere conectar un proyecto de generación o consumo a instalaciones de uso de privados, mediante Instalaciones de Transmisión Dedicadas, y hacer uso de Capacidad Disponible en dicho sistema de transmisión. Su proceso se detalla mediante los artículos 14° al 30° de la antes mencionada resolución.

A continuación, se entrega una tabla con los resultados obtenidos de las Solicitudes de Uso de Capacidad Técnica que han sido tramitadas por el Coordinador, y que por ello gozan de un carácter vinculante. Junto a lo anterior, se entrega el código interno del Coordinador mediante el cual fue emitida la carta del informe detallado¹⁸. La tabla incluye:

- **Capacidad Técnica Disponible sin proyecto, caso base**: Capacidad Técnica Disponible de la instalación en estado normal (sin contingencias) y sin considerar los proyectos contemplados mediante las SUCT aprobadas o en trámite con cálculo de Capacidad Técnica Disponible.
- **Capacidad Disponible sin proyecto, peor escenario**: Capacidad Disponible de la instalación ante la peor contingencia determinada para ésta y sin considerar los proyectos contemplados mediante las SUCT aprobadas o en trámite con cálculo de Capacidad Técnica Disponible.
- **Capacidad Técnica Disponible con proyecto, caso base**: Capacidad Técnica Disponible de la instalación en estado normal (sin contingencias) y considerando los proyectos

¹⁸ El contenido de dichas comunicaciones e informes emitidos por el Coordinador es de carácter público, por lo que podrá ser buscado a través del Sistema de Correspondencia del Coordinador (<https://cartas.coordinador.cl/>) o mediante una solicitud de información al portal de transparencia de la organización (<https://www.coordinador.cl/solicitud-de-informacion/>).

contemplados mediante las SUCT aprobadas o en trámite con cálculo de Capacidad Técnica Disponible.

- **Capacidad Disponible con proyecto, peor escenario:** Capacidad Disponible de la instalación ante la peor contingencia determinada para ésta y considerando los proyectos contemplados mediante las SUCT aprobadas o en trámite con cálculo de Capacidad Técnica Disponible.
- **Temperatura:** Valor de temperatura ambiente referencial de la zona de emplazamiento de la instalación, utilizado para el cálculo de la Capacidad Técnica Disponible. Cabe señalar que este valor corresponderá a la temperatura del punto operación ($P_{gen/cons}, T$) para el cual se presenta el 1% de la menor capacidad de transmisión remanente, según la metodología utilizada para dicho cálculo.
- **Carta de emisión del Informe de Cálculo de Capacidad Técnica Disponible:** Carta mediante la cual se emitió el último cálculo de Capacidad Técnica Disponible, ya sea al desarrollar el Informe de Cálculo de Capacidad Técnica elaborado en cumplimiento con el artículo 22° de la Resolución Exenta N°154 de 2017 de la Comisión Nacional de Energía, algún recálculo de Capacidad Técnica Disponible realizado en el contexto de observación a lo anterior, o bien durante la aprobación o rechazo de la solicitud en cuestión.
- **Fecha de emisión del Informe de Cálculo de Capacidad Técnica Disponible:** Fecha en la cual se emitió la carta que conduce al Informe de Capacidad Técnica Disponible con el cálculo relacionado.
- **Estado de la Solicitud de Uso de Capacidad Técnica Disponible:** Corresponde al estado de la solicitud o aprobación de esta, a la fecha emisión del presente documento.
 - i. Informe de Cálculo de Capacidad Técnica Disponible: La solicitud se encuentra en algún paso posterior a la emisión del Informe de Cálculo de Capacidad Técnica Disponible (vinculado a la carta mencionada) y previo a la Aprobación de Uso de Capacidad Técnica.
 - ii. Aprobada: La solicitud se encuentra en estado aprobado, siendo válida durante un plazo establecido para la declaración en construcción de las instalaciones presentadas mediante la solicitud, manteniéndose sólo la capacidad de transmisión remanente posterior a la evaluación del proyecto.
 - iii. Caducada: La solicitud fue aprobada, pero debido a que no fue declarada en la construcción en el plazo establecido o debido a que no cumplió con condiciones especiales establecidas durante la aprobación, fue caducada, quedando nuevamente disponible aquella capacidad de transmisión evaluada para la conexión del proyecto.

Tabla 8.1 – Capacidades Técnicas Disponibles obtenidas a partir de Solicitudes de Uso de Capacidad Técnica (Parte I).

Nombre instalación	Capacidad Técnica Disponible [MVA]				T. Amb [°C]	Emisión de Informe de Cálculo de Capacidad Técnica Disponible		Estado de la SUCT
	Sin proyecto Caso Base	Sin proyecto Peor escenario	Con proyecto Caso Base	Con proyecto Peor escenario		Carta	Fecha	
Región de Antofagasta								
1x220 kV Tap Off Quillagua - PEQ	288,0	-	88,0	-	26,2	DE02209-19	23-04-2019	Aprobada
1x220 kV Conchi - El Abra	11,4	11,4	11,4	77,5	27,8	DE01830-19	03-04-2019	Aprobada
1x220 kV Crucero - Conchi	39,5	39,5	67,6	47,7	27,8	DE01830-19	03-04-2019	Aprobada
2x220 kV Norgener - Tap Off Barriles C1	271,2	168,3	266,9	151,3	29,1	DE01752-19	29-03-2019	Aprobada
2x220 kV Norgener - Tap Off Barriles C2	274,9	168,3	2279,1	151,3	29,1	DE01752-19	29-03-2019	Aprobada
2x220 kV Tap Off Barriles - Tap Off La Cruz C1	278,2	158,7	273,9	158,7	29,1	DE01752-19	29-03-2019	Aprobada
2x220 kV Tap Off Barriles - Tap Off La Cruz C2	275,3	158,7	279,4	158,7	29,1	DE01752-19	29-03-2019	Aprobada
1x220 kV Crucero - Radomiro Tomic	79,8	226,5	147,2	63,6	27,8	DE06103-18	28-12-2019	Aprobada
2x220 kV Tap Off La Cruz - Crucero C1	279,2	167,3	275,0	116,7	29,1	DE01752-19	29-03-2019	Aprobada
2x220 kV Tap Off La Cruz - Crucero C2	284,0	167,3	237,7	116,7	29,1	DE01752-19	29-03-2019	Aprobada
1x220 kV Calama - Solar Jama	15,3	-	9,4	-	25,9	DE05080-19	16-09-2019	Aprobada
1x220 kV Encuentro - SGO	121,6	121,6	126,4	126,4	27,8	DE05653-18	27-11-2018	Aprobada
1x220 kV SGO - Spence	121,6	121,6	250,4	222,5	27,8	DE05653-18	27-11-2018	Aprobada
1x220 kV O'Higgins - Tap Off Estación de Bombeo N°2	47,4	0,0	86,8	15,4	32,0	DE03369-18	03-08-2018	Aprobada
1x220 kV O'Higgins - Farellón	85,5	31,0	196,1	27,9	32,0	DE03369-18	03-08-2018	Aprobada
1x220 kV Andes - Tap Off Oeste	36,2	-	13,8	-	31,5	DE06240-19	21-11-2019	Aprobada
1x220 kV Andes - Tap Off Oeste	188,0	-	195,9	-	31,5	DE06240-19	21-11-2019	Aprobada

Tabla 8.2 – Capacidades Técnicas Disponibles obtenidas a partir de Solicitudes de Uso de Capacidad Técnica (Parte II).

Nombre instalación	Capacidad Técnica Disponible [MVA]				T. Amb [°C]	Emisión de Informe de Cálculo de Capacidad Técnica Disponible		Estado de la SUCT
	Sin proyecto Caso Base	Sin proyecto Peor escenario	Con proyecto Caso Base	Con proyecto Peor escenario		Carta	Fecha	
Región de Antofagasta								
1x220 kV Tap Off Estación de Bombeo N°2 - Tap Off Llanos	49,2	0,0	88,3	17,4	32,0	DE03369-18	03-08-2018	Aprobada
1x220 kV O'Higgins - Puri	110,6	56,6	196,9	106,5	32,0	DE03369-18	03-08-2018	Aprobada
1x220 kV Tap Off Llanos - Tap Off Palestina	51,5	0,0	90,6	19,5	32,0	DE03369-18	03-08-2018	Aprobada
1x220 kV Tap Off Llanos - Tap Off Estación de Bombeo N°3	69,7	2,3	108,6	37,4	32,0	DE03369-18	03-08-2018	Aprobada
1x220 kV Farellón - Chimborazo	134,9	81,2	75,5	18,7	32,0	DE03369-18	03-08-2018	Aprobada
1x220 kV Tap Off Estación de Bombeo N°3 - Tap Off Estación de Bombeo N°4	71,7	4,1	110,4	39,7	32,0	DE03369-18	03-08-2018	Aprobada
1x220 kV Puri - Domeyko	159,8	107,5	45,8	4,4	32,0	DE03369-18	03-08-2018	Aprobada
1x220 kV Tap Off Estación de Bombeo N°4 - Domeyko	74,0	6,4	112,2	42,0	32,0	DE03369-18	03-08-2018	Aprobada
1x220 kV Chimborazo - Domeyko	181,6	144,7	123,7	62,2	32,0	DE03369-18	03-08-2018	Aprobada
1x110 kV Uribe - Uribe Solar	14,1	-	45,6	16,7	31,5	DE04666-18	09-10-2018	Aprobada
Región de Atacama								
1x220 kV Cumbre - Almeyda	209,3	-	8,6	-	32,0	DE06268-19	22-11-2019	Informe de Cálculo CTD
1x220 kV San Lorenzo - Diego de Almagro	231,0	-	331,5	-	33,0	DE05079-19	16-09-2019	Informe de Cálculo CTD
1x220 kV Carrera Pinto - La Coipa	246,2	232,8	223,3	221,1	33,7	DE04342-18	24-09-2018	Aprobada

Tabla 8.3 – Capacidades Técnicas Disponibles obtenidas a partir de Solicitudes de Uso de Capacidad Técnica (Parte III).

Nombre instalación	Capacidad Técnica Disponible [MVA]				T. Amb [°C]	Emisión de Informe de Cálculo de Capacidad Técnica Disponible		Estado de la SUCT
	Sin proyecto Caso Base	Sin proyecto Peor escenario	Con proyecto Caso Base	Con proyecto Peor escenario		Carta	Fecha	
Región de Atacama								
1x220 kV Luz del Norte - Carrera Pinto	140,4	-	46,7	-	26,6	DE06442-19	02-12-2019	Aprobada
2x220 kV Tap Jorquera - Caserones	314,4	248,3	306,9	248,4	28,6	DE00471-19	29-01-2019	Informe de Cálculo CTD
2x220 kV Maitencillo - Tap Jorquera	221,6	155,5	214,6	156,0	28,6	DE00471-19	29-01-2019	Informe de Cálculo CTD
1x220 kV Maitencillo - Agrosuper	174,9	-	165,9	-	28,6	DE01427-19	12-03-2019	Aprobada
2x110 kV Llanta - Salvador C1	13,9	-	0,1	-	33,0	DE05081-19	16-09-2019	Aprobada
2x110 kV Llanta - Salvador C2	11,8	-	22,2	-	33,0	DE05081-19	16-09-2019	Aprobada
1x110 kV Tap PV Salvador - Salvador	2,0	-	13,9	-	33,0	DE05081-19	16-09-2019	Aprobada
1x110 kV Diego de Almagro - Tap PV Salvador	21,6	-	6,1	-	33,0	DE05081-19	16-09-2019	Aprobada
2x110 kV Diego de Almagro - Llanta C1	39,3	-	3,8	-	33,0	DE05081-19	16-09-2019	Aprobada
2x110 kV Diego de Almagro - Llanta C2	36,0	-	43,9	-	33,0	DE05081-19	16-09-2019	Aprobada
2x110 kV Llanta - Potrerillos C1	56,5	-	56,4	-	33,0	DE05081-19	16-09-2019	Aprobada
2x110 kV Llanta - Potrerillos C2	72,9	-	57,4	-	33,0	DE05081-19	16-09-2019	Aprobada
1x110 kV Diego de Almagro - Manto Verde	83,5	-	25,5	-	28,3	DE05462-19	08-10-2019	Informe de Cálculo CTD
1x110 kV Manto Verde - Bombeo 2	73,5	-	20,8	-	28,3	DE05462-19	08-10-2019	Informe de Cálculo CTD

Tabla 8.4 – Capacidades Técnicas Disponibles obtenidas a partir de Solicitudes de Uso de Capacidad Técnica (Parte IV).

Nombre instalación	Capacidad Técnica Disponible [MVA]				T. Amb [°C]	Emisión de Informe de Cálculo de Capacidad Técnica Disponible		Estado de la SUCT
	Sin proyecto Caso Base	Sin proyecto Peor escenario	Con proyecto Caso Base	Con proyecto Peor escenario		Carta	Fecha	
Región de Coquimbo								
1x220 kV Pan de Azúcar - Minera Teck CDA	131,9	45,7	108,7	45,7	29,7	DE00866-19	13-02-2019	Aprobada
Región de Valparaíso								
1x110 kV Ventanas - GNL Quintero	166,4	-	154,2	-	24,0	DE04314-18	20-09-2018	Aprobada
Región Metropolitana de Santiago								
1x110 kV Loma Los Colorados - Tap Punta Peuco	14,7	-	4,4	-	31,5	DE04505-19	20-08-2019	Informe de Cálculo CTD
Región del Libertador Bernardo O'Higgins								
1x220 kV San Andrés - La Confluencia	101,6		88,7		-	DE01702-18	23-04-2018	Caducada
2x220 kV La Higuera - La Confluencia C1	37,3		24,4		-	DE01702-18	23-04-2018	Caducada
2x220 kV La Higuera - La Confluencia C1	183,3		170,3		-	DE01702-18	23-04-2018	Caducada
2x110 kV Minero - Interconexión Maitenes C1	50,5	50,5	48,6	48,6	32,4	DE03308-18	01-08-2018	Aprobada
2x110 kV Minero - Interconexión Maitenes C2	54,0	54,0	49,2	49,2	32,4	DE03308-18	01-08-2018	Aprobada
2x220 kV Interconexión Maitenes - Sauzal C1	53,8	53,4	49,1	48,8	32,4	DE03308-18	01-08-2018	Aprobada
2x220 kV Interconexión Maitenes - Sauzal C2	53,8	53,4	49,1	48,8	32,4	DE03308-18	01-08-2018	Aprobada
1x66 kV Teno - Aguas Negras	94,0	-	44,0	-	33,6	DE02549-18	19-06-2018	Aprobada
Región del Maule								
1x220 kV Canal Melado - Loma Alta	60,9	60,9	58,2	-	31,5	DE00082-18	05-01-2018	Caducada
1x220 kV Tap Loma Alta - Canal Melado	31,7	31,7	58,2	-	31,5	DE00082-18	05-01-2018	Caducada

Tabla 8.5 – Capacidades Técnicas Disponibles obtenidas a partir de Solicitudes de Uso de Capacidad Técnica (Parte V).

Nombre instalación	Capacidad Técnica Disponible [MVA]				T. Amb [°C]	Emisión de Informe de Cálculo de Capacidad Técnica Disponible		Estado de la SUCT
	Sin proyecto Caso Base	Sin proyecto Peor escenario	Con proyecto Caso Base	Con proyecto Peor escenario		Carta	Fecha	
Región del Maule								
1x66 kV Tap Río Colorado - Armerillo	4,8	4,8	2,0	-	31,5	DE00082-18	05-01-2018	Caducada
1x66 kV La Mina - Tap Río Colorado	16,3	4,8	2,0	-	31,5	DE00082-18	05-01-2018	Caducada
Región de Ñuble								
1x220 kV Ancoa - San Fabian	145,0	-	125,0	-	31,9	DE05838-18	07-12-2018	Aprobada
Región del Biobío								
1x220 kV Quilleco - Charrúa	0,0	-	0,0	-	17,9	DE05305-19	30-09-2019	Aprobación Transitoria
1x220 kV Rucúe - Charrúa	0,0	-	0,0	-	17,9	DE05305-19	30-09-2019	Aprobación Transitoria
1x220 kV Charrúa - Tap María Dolores	48,7	37,4	0,0	0,0	29,0	DE05928-18	16-12-2018	Aprobada
1x220 kV Tap María Dolores - Laja	48,7	37,4	0,0	0,0	29,0	DE05928-18	16-12-2018	Aprobada
1x220 kV Rucúe - Quilleco	0,0	-	0,0	-	17,9	DE05305-19	30-09-2019	Aprobación Transitoria
1x220 kV Tap María Dolores - Nodo Nacimiento	48,7	37,4	0,0	0,0	29,0	DE05928-18	16-12-2018	Aprobada
1x220 kV Mampil - Rucúe	0,0	-	0,0	-	17,9	DE05305-19	30-09-2019	Aprobación Transitoria
1x220 kV Mampil - Peuchén	0,0	-	0,0	-	17,9	DE05305-19	30-09-2019	Aprobación Transitoria
1x220 kV Santa Fé - Celulosa Pacífico	48,7	37,4	0,0	0,0	29,0	DE05928-18	16-12-2018	Aprobada
1x220 kV San Gabriel - Mulchén	112,0	-	15,4	-	31,1	DE04470-19	18-08-2019	Aprobada

Tabla 8.6 – Capacidades Técnicas Disponibles obtenidas a partir de Solicitudes de Uso de Capacidad Técnica (Parte VI).

Nombre instalación	Capacidad Técnica Disponible [MVA]				T. Amb [°C]	Emisión de Informe de Cálculo de Capacidad Técnica Disponible		Estado de la SUCT
	Sin proyecto Caso Base	Sin proyecto Peor escenario	Con proyecto Caso Base	Con proyecto Peor escenario		Carta	Fecha	
Región del Biobío								
1x220 kV Mulchén - Parque Eólico Renaico	94,6	-	24,7	-	26,5	DE01335-19	06-03-2019	Aprobada
2x154 kV Abanico - Trupán	29,5	0,0	9,5	0,0	35,0	DE01745-18	25-04-2018	Aprobada
1x154 kV Los Ángeles - Santa Luisa	67,5	-	14,6	-	33,0	DE02119-19	17-04-2019	Aprobada
1x23 kV Mampil - Peuchén	0,0	-	0,0	-	17,9	DE05305-19	30-09-2019	Aprobación Transitoria
Región de la Araucanía								
1x110 kV Cunco - Melipeuco	126,0	-	122,0	-	30,0	DE03310-18	01-08-2018	Caducada
1x110 kV Río Toltén - Cunco	132,0	-	129,0	-	30,0	DE03310-18	01-08-2018	Caducada
1x23 kV Melipeuco - Carén Bajo	11,0	-	8,0	-	30,0	DE03310-18	01-08-2018	Caducada
Región de Los Lagos								
1x220 kV Antillanca - Rahue	122,7	-	108,3	-	23,7	DE05827-18	05-12-2018	Aprobada
1x220 kV Rucatayo - Pichirrahue	77,5	-	29,9	-	30,3	DE05639-19	16-10-2019	Informe de Cálculo CTD
1x110 kV Antillanca - Chirre	32,2	-	17,3	-	23,7	DE05827-18	05-12-2018	Aprobada
1x110 kV Chirre - Mantilhue	32,2	-	17,3	-	23,7	DE05827-18	05-12-2018	Aprobada
1x110 kV Mantilhue - Mocho	49,1	-	33,9	-	23,7	DE05827-18	05-12-2018	Aprobada

9 PROYECTOS CONTEMPLADOS FEHACIENTEMENTE

Los propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quienes exploten a cualquier título las instalaciones de los sistemas de transmisión dedicados, en adelante “las empresas” o “los propietarios”, deben informar al Coordinador sus proyectos contemplados fehacientemente, en adelante proyectos fehacientes, con el objetivo de que éstos sean considerados en los cálculos de la Capacidad Técnica Disponible de los Sistemas de Transmisión Dedicados que efectúa el Coordinador, conforme lo establece el artículo 80° de la Ley.

Conforme a lo anterior, anualmente, el Coordinador solicita a los encargados de las empresas Coordinadas, informar los proyectos fehacientes de sus representadas. Sin perjuicio a lo anterior, aquellos propietarios que deseen consignar un proyecto de su propiedad, que cumpla con los antecedentes mínimos requeridos, podrá informarlo en cualquier período del año.

Considerando que los proyectos de las empresas se pueden encontrar en diferentes fases de análisis y estudio, el Coordinador elaboro y publicó en abril de 2018 un documento donde se establecen distintas categorías para efectos de considerarlos en el cálculo de la Capacidad Técnica Disponible del Sistema de Transmisión Dedicado¹⁹.

Cabe señalar, el presente instrumento sólo respalda uso de Capacidad Técnica Disponible sobre instalaciones propias. Es decir, en caso de que la empresa propietaria del Proyecto Fehaciente no sea propietaria de todas las instalaciones que lo conectan al sistema de transmisión de servicio público, sea este Nacional o Zonal, su fehaciencia no respaldará Capacidad Técnica Disponible sobre el tramo que no es de su propiedad. Por lo que, en caso de requerir tal respaldo, de todos modos, deberá presentar una Solicitud de Uso de Capacidad Técnica, la cual aplicará a instalaciones que no sean de su propiedad.

9.1 CATEGORIAS DE PROYECTOS FEHACIENTES

9.1.1 PROYECTO FEHACIENTE CLASE A

Corresponde a proyectos que fueron considerados en la concepción y diseño original del sistema de transmisión dedicado, por lo que ya debe contar con Resolución de Calificación Ambiental (RCA) aprobada por el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA). En esta etapa se encuentran proyectos de generación o consumo, que serán materializados en su completitud en el corto plazo o aquellos proyectos que serán materializados mediante etapas sucesivas informadas al SEA por medio de la correspondiente Declaración de Impacto Ambiental (DIA) o Estudio de Impacto Ambiental (EIA).

¹⁹ Mayor detalle en la página web: <https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/acceso-abierto/proyectos-fehacientes/2018/>

Para efectos de ser considerado dentro de esta categoría, el propietario de las instalaciones de transmisión dedicadas deberá presentar los siguientes antecedentes al Coordinador:

- i. Carta de notificación de RCA del SEA.
- ii. RCA aprobada (mediante enlace a página web del SEA).
- iii. Informe descriptivo del proyecto.
- iv. Carta Gantt con los hitos relevantes del proyecto.

9.1.2 PROYECTO FEHACIENTE CLASE B

Corresponde a proyectos que no fueron contemplados en el diseño original del Sistema de Transmisión Dedicado, pero respecto de los cuales ya se inició el proceso de calificación ambiental, a cuyos antecedentes es posible acceder a través del sitio web del SEA.

Para efectos de ser considerado dentro de esta categoría, el propietario de las instalaciones de transmisión dedicadas deberá presentar los siguientes antecedentes al Coordinador:

- i. DIA o EIA en evaluación (mediante enlace a página web del SEA).
- ii. Informe descriptivo del proyecto.
- iii. Carta Gantt con los hitos relevantes del proyecto.
- iv. Otros antecedentes que la empresa estime conveniente.

9.1.3 PROYECTO FEHACIENTE CLASE C

Corresponde a proyectos que no fueron contemplados en el diseño original del Sistema de Transmisión Dedicado y que aún no han iniciado trámite de evaluación ambiental, pero que cuentan con un plan de trabajo validable y una fecha concreta para la emisión de los antecedentes al SEA, que les permita disponer de la RCA aprobada de su proyecto.

- i. Informe descriptivo del proyecto.
- ii. Antecedentes preparados con motivo de iniciar la tramitación ambiental.
- iii. Derechos básicos adquiridos y en tramitación.
- iv. Carta Gantt con los hitos relevantes del proyecto.
- v. Otros antecedentes que la empresa estime conveniente.

9.2 LISTADO DE PROYECTOS FEHACIENTES INFORMADOS AL COORDINADOR

A continuación, se presenta un listado con todos aquellos proyectos que, cumpliendo con todos los antecedentes mínimos definidos por el Coordinador, han sido contemplados fehacientemente en las Clases A y B. En tanto, los proyectos Clase C, por su carácter más temprano de desarrollo, cuentan con una condición de confidencialidad. Por ello, serán informados al momento de que un interesado presente una Solicitud de Uso de Capacidad en la zona de impacto del proyecto fehaciente.

Tabla 9.1 – Proyectos Fehacientes (Parte I).

Razón Social	Nombre	Clase	Tipo	Potencia [MW]	Recepción Coordinador		Punto de Conexión
					Carta	Fecha	
Ibereólica Cabo Leones III SpA	Cabo Leones III	A	Gen. Eólica	30,3	OP00460-19	28-02-2019	Línea 2x220 kV Maitencillo - Parque Eólico Cabo Leones I C1
Compañía Minera Mantos de Oro	Proyecto Minero La Coipa	A	Consumo	25 (*)	DE06280-18	13-08-2018	S/E La Coipa
Empresa Eléctrica Pilmaiquén S.A.	Central Osorno	A	Gen. Hidro.	58,2	DE06671-18	24-08-2018	S/E Central Rucatayo
Malgarida I SpA	Malgarida I	A	Gen. Solar FV	28,0	OP00752-19	09-04-2019	1x220 kV Cumbre - Almeyda
Malgarida II SpA	Malgarida II	A	Gen. Solar FV	157,6	OP00752-19	09-04-2019	1x220 kV Cumbre - Almeyda
Enel Green Power del Sur SpA.	Extensión Finis Terra	A	Gen. Solar FV	127,8	DE09379-18	07-12-2018	Línea 1x220 kV Encuentro - Rande
Enel Green Power del Sur SpA.	Parque Eólico Puelche	A	Gen. Eólica	86 (*)	DE02380-19	08-03-2018	S/E Renaico
Minera Escondida Ltda.	Escondida Water Supply Expansion	A	Consumo	69,5	DE00945-18	29-01-2018	S/E Coloso: 20 MW, S/E Farellón 16,5 MW, S/E Puri: 16,5 MW, S/E Chimborazo: 16,5 MW
Minera Los Pelambres	INCO Inyección de Reactivos	A	Comp. Reactiva	170 (**)	DE06893-18	31-08-2018	Línea 2x220 kV Quillota - Piuquenes
Minera Los Pelambres	INCO Refuerzo de Alimentación	A	Transmisión	26,0	DE06893-18	31-08-2018	S/E Los Vilos 23 kV
Enel Generación Chile	Interconexión Internacional de Interés Privado Los Cóndores	A	Transmisión	650,0	DE08625-17	07-12-2017	S/E Los Cóndores
Enel Generación Chile	Vallecito	A	Gen. Hidro.	73,0	DE08625-17	12-01-2017	Línea 2x220 Los Cóndores - Ancoa

(*) Indica potencias en MVA.

(**) Indica potencias en MVA_r

Tabla 9.2 – Proyectos Fehacientes (Parte II).

Razón Social	Nombre	Clase	Tipo	Potencia [MW]	Recepción Coordinador		Punto de Conexión
					Carta	Fecha	
Chungungo S.A.	Ampliación PSF Quilapilún	A	Gen. Solar FV	14,0	DE01234-19	05-02-2019	S/E Quilapilún 220 kV
Enlase Generación Chile S.A.	Central a Gas Diego de Almagro	A	Gen. Térmica	40,0	DE05378-19	05-06-2019	S/E Central San Lorenzo de Diego de Almagro 11,5 kV
Enlase Generación Chile S.A.	Central a Gas El Peñón	A	Gen. Térmica	21,0	DE05376-19	05-06-2019	S/E Central Las Piedras 23 kV
AES Gener S.A.	Andes Solar I Fase 3	A	Gen. Solar FV	120,0	DE06274-18	13-08-2019	S/E Andes 220 kV
AES Gener S.A.	Andes Solar I Ampliación	A	Gen. Solar FV	66,0	DE08581-19	16-09-2019	S/E Andes 23 kV
AR Valle Escondido SpA	Valle Escondido	B	Gen. Solar FV	105,0	OP00178-19	24-01-2019	1x220 kV Río Escondido - Cardones
Enel Green Power del Sur SpA.	Las Viñas	B	Gen. Eólica	58.7 (*)	DE02380-18	08-03-2018	S/E Renaico
Enlase Generación Chile S.A.	Central a Gas Trapén	B	Gen. Térmica	21,0	DE05381-19	05-06-2019	S/E Molinos (Enlase) 23 kV
Enel Green Power del Sur SpA.	Proyecto Extensión de Pampa Solar Norte	B	Gen. Solar FV	56,4	DE05943-19	24-06-2019	S/E Central Pampa Norte 220 kV

(*) Indica potencias en MVA.

(**) Indica potencias en MVAr