

Apéndice II – Metodologías de Análisis de la Expansión de la Transmisión Nacional y Zonal

Noviembre de 2023

GERENCIA PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO DE LA RED

www.coordinador.cl



CONTROL DEL DOCUMENTO

APROBACIÓN

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

REVISORES

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

AUTORES

Nombre	Cargo
José Araneda V.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Nicolás Cáceres G.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Miguel Flores R.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Philip Guerra N.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Cesar Guerrero S.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Cristóbal Guzmán F.	Ingeniero de Estándares y Normativa
Felipe Ruiz V.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Rodrigo Torres I.	Ingeniero de Planificación Eléctrica

DISTRIBUCIÓN

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

1 METODOLOGÍA DE DESARROLLO DEL ESTUDIO

1.1 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN NACIONAL

La etapa de diagnóstico del Sistema de Transmisión Nacional está inmersa en el proceso de la planificación de expansión de la red de transmisión la cual es detalladas en este capítulo. Este proceso considera seis etapas relevantes, tales como la recolección de información y determinación de supuestos para la modelación, análisis y estudios para diagnóstico de Largo Plazo, el diagnóstico de la utilización esperada del sistema, la definición y análisis de desempeño de propuestas de expansión, la evaluación de propuestas de expansión y, finalmente, la definición del plan de obras de transmisión. Este proceso es representado de manera esquemática en la Figura 1-1 y la Figura 1-2.

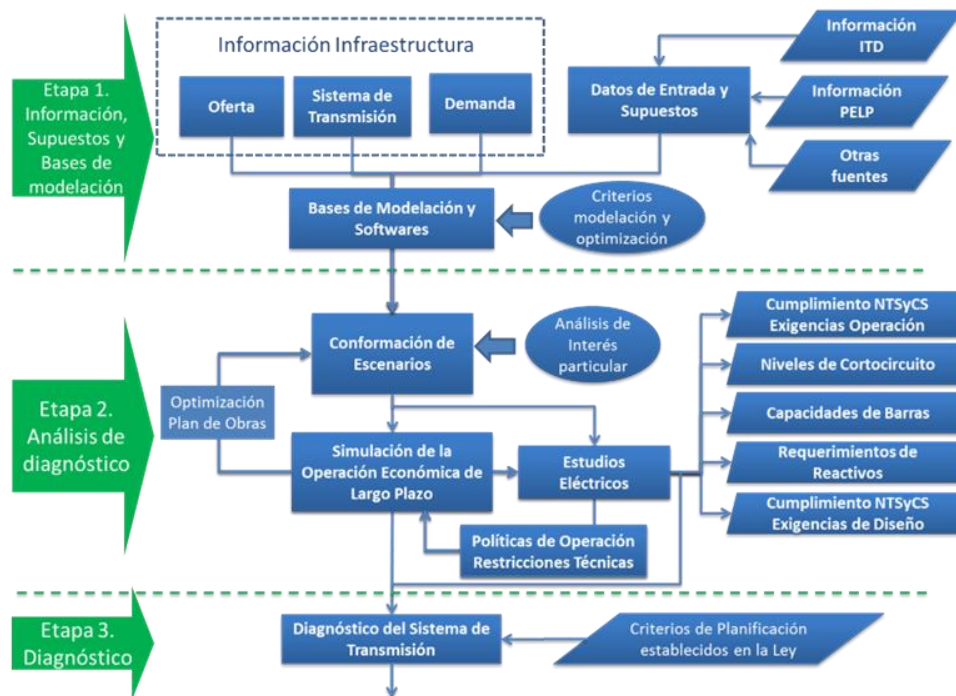


Figura 1-1. Diagrama del proceso Parte 1.

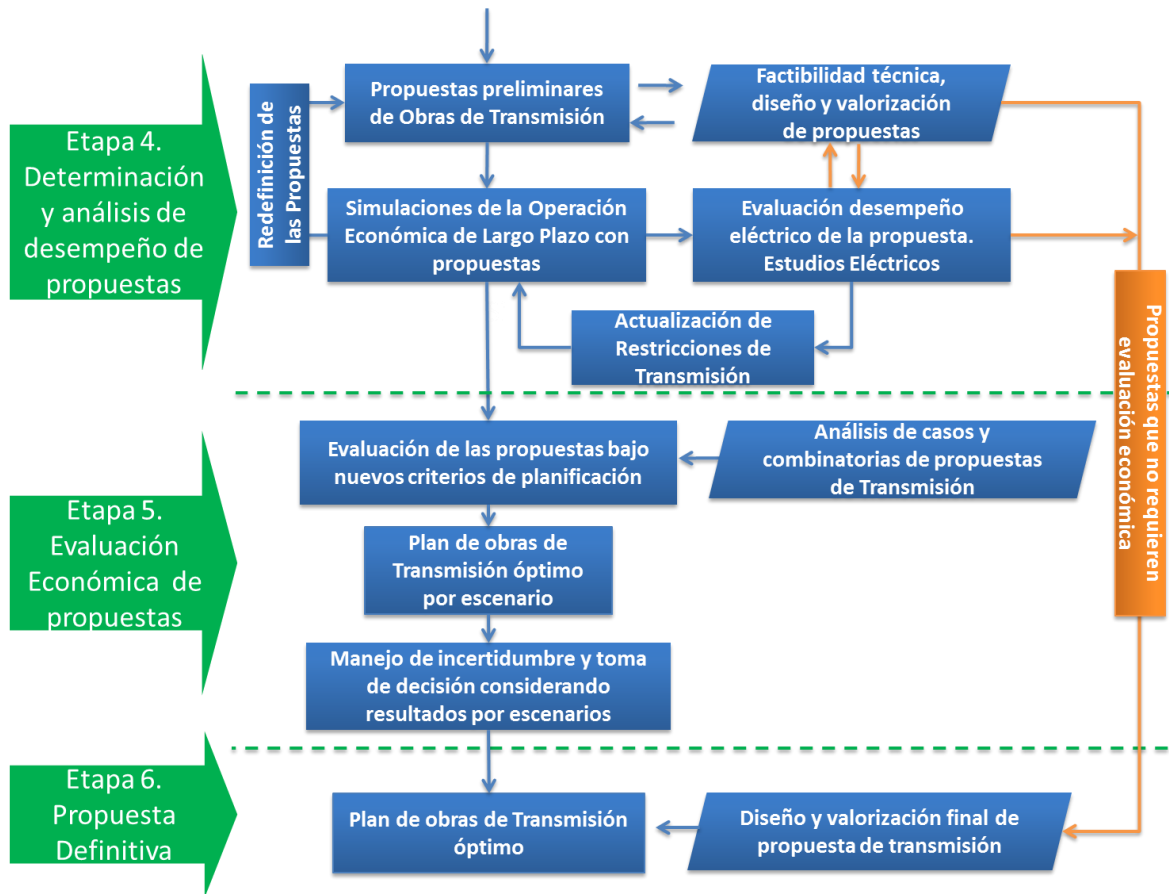


Figura 1-2. Diagrama del proceso Parte 2.

Con el fin de determinar las necesidades de expansión del sistema de transmisión, la utilización esperada del sistema es proyectada con la incorporación de toda la información en las bases de modelación. Lo anterior considera el criterio N-1 como límite de transferencia para todos los tramos actuales del sistema, aumentando dicho límite de transferencia admisible en aquellos tramos en que se observa congestión, ya sea mediante el supuesto de un aumento de capacidad de transmisión acorde a la ejecución de una eventual obra propuesta y sus respectivos plazos de ejecución por medio de la adición de circuitos o transformadores en paralelo a los existentes, o simplemente aumentando la máxima transferencia admisible por el tramo.

A continuación, los resultados de la utilización esperada del Sistema de Transmisión Nacional se presentan para cada zona de análisis por medio de gráficos de distinto tipo, tales como de probabilidad de excedencia, temporales o curvas de duración. En los gráficos de probabilidad de excedencia, se despliegan para cada mes, cuatro niveles de transmisión, correspondientes a las transferencias esperadas, asociadas a los percentiles 0%, 20%, 80% y 100%. Estos valores se determinan a partir del universo de transferencias simuladas para cada mes, que resultan de considerar 25 series de afluentes hidrológicas y generación eólica y solar; lo anterior, da origen a un igual número de despachos posibles determinados para cada bloque de demanda modelado. De esta manera, las curvas no representan trayectorias de transferencias ordenadas en forma temporal para una determinada secuencia de operación, sino que niveles de transmisión de igual probabilidad de ocurrencia para las diversas condiciones hidrológicas, ventosas y de radiación solar simuladas a lo largo del horizonte de planificación.

1.1.1 ANÁLISIS DEL TRATAMIENTO HIDROLÓGICO

Como queda de manifiesto con la revisión de este informe, la planificación eléctrica de redes de transmisión tiene el objetivo de definir las obras de expansión necesarias para dar satisfacción a los requerimientos de demanda en el largo plazo de forma segura y a mínimo costo. A diferencia del ejercicio de programación de la operación, existen muchas fuentes de incerteza, entre las que se puede mencionar:

- Evolución de la demanda.
- Parque de generación futuro.
- Costos de combustibles.
- Costos de inversión de las tecnologías.
- Disponibilidad de energéticos renovables.
- Disponibilidad de agua e hidrología futura.

Los softwares que permiten la realización de modelos para la resolución de este problema, especialmente los que han sido desarrollados en Chile, reconocen que la matriz de generación es esencialmente hidrotérmica, por consiguiente, incorporan de manera explícita una de las fuentes de incerteza presentas en el acápite anterior, que corresponde a la disponibilidad de agua e hidrología futura. Esto, debido a que el algoritmo que se utiliza para el efecto, conocido como Programación Dinámica Dual Estocástica, o simplemente SDDP por su sigla en inglés, incluye en su formulación matemática la posibilidad de describir ex ante distintas alternativas de desarrollo de la variable aleatoria de caudales, lo cual faculta a que los planificadores describan años hidrológicos, ya sean históricos o sintéticos, para con ello generar una función de costo que a la postre defina el

uso óptimo del agua en los embalses, al ser este un activo estratégico en los sistemas de generación hidrotérmicos.

En la actualidad, el Coordinador Eléctrico Nacional dispone de una matriz hidrológica histórica con inicio en el año 1960, por lo cual, durante el 2023, completa 62 años de estadística. Con esta matriz hidrológica se constituyen series hidrológicas utilizadas en el cálculo de la función de costos futuro para el agua, o valores del agua, a la vez que permite simular el despacho del sistema eléctrico en atención a estos costos, teniendo como resultado final una política de uso de embalses, y en complemento a estos, el despacho adicional a realizar por las centrales de generación que cuentan con costos variables auditados.

La matriz descrita es utilizada tanto en los ejercicios de programación de la operación, así como en la planificación de la transmisión eléctrica, simulando con ella la operación futura y calculando el valor de indicadores como los costos de operación, principal elemento de juicio para la evaluación económica de nuevas iniciativas de expansión.

En la actualidad, esta metodología de planificación enfrenta dos problemas:

1. La utilización de la matriz hidrológica histórica sugiere implícitamente que el planificador asume que la realización de caudales en el futuro se comportará de manera estadísticamente equivalente a como se ha desarrollado en el pasado. Es decir, los caudales futuros se distribuirán en igual forma que lo que se ha registrado hasta el día de hoy. Con este acuerdo, se abordaría una parte de los cambios climáticos que documenta la literatura, como es la variabilidad climática natural, sin embargo, se dejaría de lado la dinámica de cambio climático, que, según la bibliografía, explicaría cerca de un tercio del descenso de las precipitaciones experimentadas en los últimos años y de los años venideros.
2. Los tiempos de convergencia del algoritmo SDDP tienen directa relación con la cantidad de series hidrológicas que asuma el modelo para el cálculo de la función de costo futuro.

Teniendo en cuenta ambas dificultades, en el proceso de planificación del año 2021 se realizó un estudio para verificar el criterio utilizado en cuanto a cantidad de muestras hidrológicas a emplear concluyéndose que considerar los últimos 26 años cumple con una mejor representación de los fenómenos climatológicos futuros, sin perder robustez en los análisis. Por lo anterior se consideran las hidrologías desde el año 1996, por lo tanto se consideran 27 hidrologías. El estudio mencionado previamente se encuentra en la sección 4.1.1 del informe “Diagnóstico del Uso Esperado del Sistema

de Transmisión, Proceso de Planificación de la Transmisión 2023” disponible en la página web del Coordinador.

1.1.2 CONSIDERACIONES PARA LA MODELACIÓN

Las bases sobre las cuales se desarrolla el diagnóstico y posteriormente, los análisis de las propuestas de expansión de la transmisión, consideran un levantamiento de la infraestructura de transmisión existente, en construcción y decretada; los proyectos de generación y consumo en construcción, y un set de proyectos con tramitación activa de su conexión a la red, así como también supuestos definidos, tales como proyecciones de planes de obras de generación futuros, costos y disponibilidad de combustibles e insumos principales para la generación.

1.1.2.1 Software utilizado

Para la realización del ejercicio de planificación, se consideran tres softwares computacionales:

- a) Como herramienta para la determinación del Plan de inversiones óptimo y el análisis de la simulación de la operación en el tiempo, se utilizan los softwares Plexos y PLP. Dichos softwares, incluyen módulos para la simulación de largo plazo del sistema y de coordinación hidrotérmica.
- b) Como herramienta para el análisis de cumplimiento de la NTSyCS y la determinación de las restricciones de transmisión, se utiliza el software Power Factory de DlgSILENT, con el cual se efectúan los correspondientes estudios de sistemas eléctricos.

1.1.2.2 Definiciones para la modelación en el largo plazo

En los softwares indicados son ingresados todos los datos relevantes del sistema, de tal manera que se represente el funcionamiento del sistema eléctrico de manera adecuada para la realización de los análisis deseados.

Dentro de los datos relevantes que se deben incluir en esta evaluación se tiene:

- ✓ *Bloques de Demanda:* Se consideran, en general, 10 bloques mensuales para el horizonte de planificación. La duración de cada bloque se define a través del uso de técnicas matemáticas que buscan minimizar el error de aproximación que se obtiene al modelar una curva de demanda continua a través de una curva de demanda discreta. Adicionalmente, los bloques definidos buscan compatibilizar una buena representación de la variación de la demanda con la variabilidad de los perfiles horarios de generación ERV.

- ✓ Perfil ERV: Las unidades ERV se modelan mediante un perfil horario de generación por zona, el cual se reordena de modo que la generación del parque que se desea representar sea coincidente con la demanda horaria del sistema.
- ✓ Horizonte de evaluación: El análisis de expansión de la transmisión considera un horizonte de análisis de 20 años, siendo 2023 el año de inicio.

Luego de la modelación del sistema, se definen los supuestos y consideraciones de la operación con las que se evalúa el desempeño del sistema de transmisión. Dentro de estos supuestos se encuentran:

- ✓ Pérdidas de las Líneas y transformadores: El sistema de transmisión es modelado con pérdidas con una aproximación lineal por tramos. Las pérdidas se dividen en partes iguales y se ubican en las barras en los extremos del tramo de transmisión.
- ✓ Restricciones de Transmisión: Se modelan las restricciones de transmisión con criterio N-1 de acuerdo con los proyectos considerados y a las limitaciones operacionales encontradas mediante los estudios eléctricos.
- ✓ Metodología de Coordinación Hidrotérmica PLP: Para la coordinación hidrotérmica en PLP, se utilizan 25 series hidrológicas históricas simuladas, de manera independiente (fase de operación/simulación), previa determinación de la aproximación de la Función de Costos Futuros (FCF) esperados para cada escenario (fase de optimización).
- ✓ Metodología de Coordinación Hidrotérmica Plexos: Para la coordinación hidrotérmica en Plexos, se utiliza la metodología *Scenario Wise Decomposition*, que reduce la muestra completa a 12 series representativas para realizar las simulaciones de manera independiente.
- ✓ Número de Series Hidrológicas: 26, con información histórica de los últimos 26 años hidrológicos registrados.
- ✓ Costo de falla de larga duración (CFLD): Se considera el CFLD definido en la NTSyCS vigente y actualizado en la Resolución Exenta N°680/2022.

1.2 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN ZONAL

1.2.1 ASPECTOS REGULATORIOS Y CONSIDERACIONES GENERALES

El Coordinador ha desarrollado una metodología con la finalidad de apoyar a la autoridad y a la industria respecto de los mecanismos con los cuales se pueden desarrollar los análisis de expansión de la transmisión zonal.

Las etapas del proceso contemplan los aspectos regulatorios y normativos actuales, y una base de supuestos para la demanda y generación acordes a la realidad del país, sobre la cual se ejecuta la metodología de planificación y posteriores evaluaciones y validaciones de los proyectos candidatos de expansión de la transmisión (PCET).

En el caso particular del segmento zonal del sistema, el ciclo de desarrollo de los análisis se esquematiza en la Figura 1-3.



Figura 1-3. Ciclo de planificación de la transmisión zonal.

A su vez, lo descrito en el artículo 87° de la Ley, indica que la planificación de la transmisión debe considerar:

- a) La minimización de los riesgos en el abastecimiento, considerando eventualidades, tales como aumento de costos o indisponibilidad de combustibles, atraso o indisponibilidad de infraestructura energética, desastres naturales o condiciones extremas;
- b) La creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo con el fin último de abastecer los suministros a mínimo precio;
- c) Instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico, en los distintos escenarios energéticos que defina el Ministerio en conformidad a lo señalado en el Artículo 86°; y
- d) La posible modificación de instalaciones de transmisión existentes que permitan realizar las expansiones necesarias del sistema de una manera eficiente.

A partir de lo establecido en la ley y considerando los avances realizados por la autoridad en los talleres de Planificación de la Transmisión con Expertos Locales, se puede realizar una clasificación que permite alinear estos contenidos con ejes definidos de; suficiencia del sistema; seguridad y resiliencia; y, mercado común y competencia; los que llevan a contemplar las holguras o redundancias necesarias, como se muestra en la Figura 1-4.

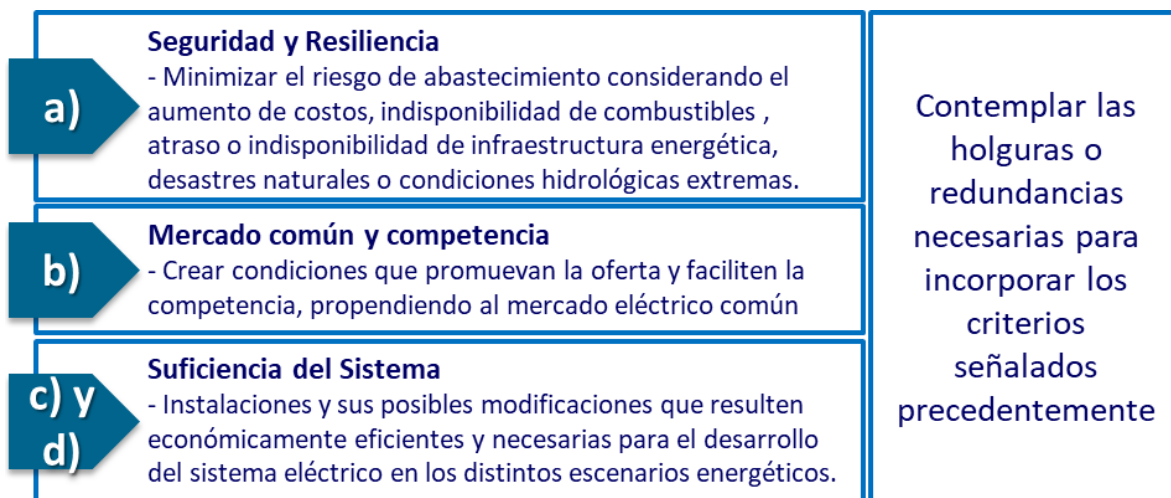


Figura 1-4. Clasificación contenidos Artículo 87°.

1.2.2 METODOLOGÍA APLICADA

La aplicación de la metodología empleada para diagnosticar los sistemas de transmisión zonal se ha elaborado en dos etapas. La primera, corresponde al análisis de cargabilidad de los transformadores AT/MT; la segunda, diagnostica los niveles de cargabilidad de las líneas de transmisión y transformadores AT/AT. Estas instalaciones han sido evaluadas por separado, dado que la lógica para diagnosticar ambos grupos es de diferente naturaleza. El diagnóstico de las líneas de transmisión y los transformadores AT/AT se realiza desde la perspectiva global del sistema zonal y su vínculo con el sistema nacional, considerando demandas coincidentes en la zona; por el contrario, los transformadores AT/MT se han evaluado a partir de la demanda máxima registrada en cada unidad específica.

El periodo de análisis corresponde a 2023-2031; lo anterior, permite obtener una mirada desde el diagnóstico al año vigente y abarcar un horizonte que no solo contempla en servicio todas las obras de transmisión zonal decretadas a la fecha, sino que permite observar el comportamiento del sistema bajo supuestos sin componentes de alta incertidumbre, abordando al mismo tiempo el dinamismo de la transmisión zonal.

Las zonas de análisis corresponden a los sistemas mencionados en la introducción, que corresponden a:

1. Zona Arica – Diego de Almagro
2. Zona Diego de Almagro – Quillota
3. Zona Quinta Región
4. Zona Región Metropolitana
5. Zona Alto Jahuel – Charrúa
6. Zona Charrúa – Chiloé

La Figura 1-5 presenta la distribución de las seis zonas mencionadas.



Figura 1-5. Determinación de zonas geográficas para el análisis del diagnóstico de los sistemas de transmisión.

1.2.2.1 Metodología para el Diagnóstico de Transformadores AT/MT

La metodología empleada para el diagnóstico de los transformadores ubicados en las subestaciones primarias de distribución es presentada en el diagrama de la Figura 1-6.

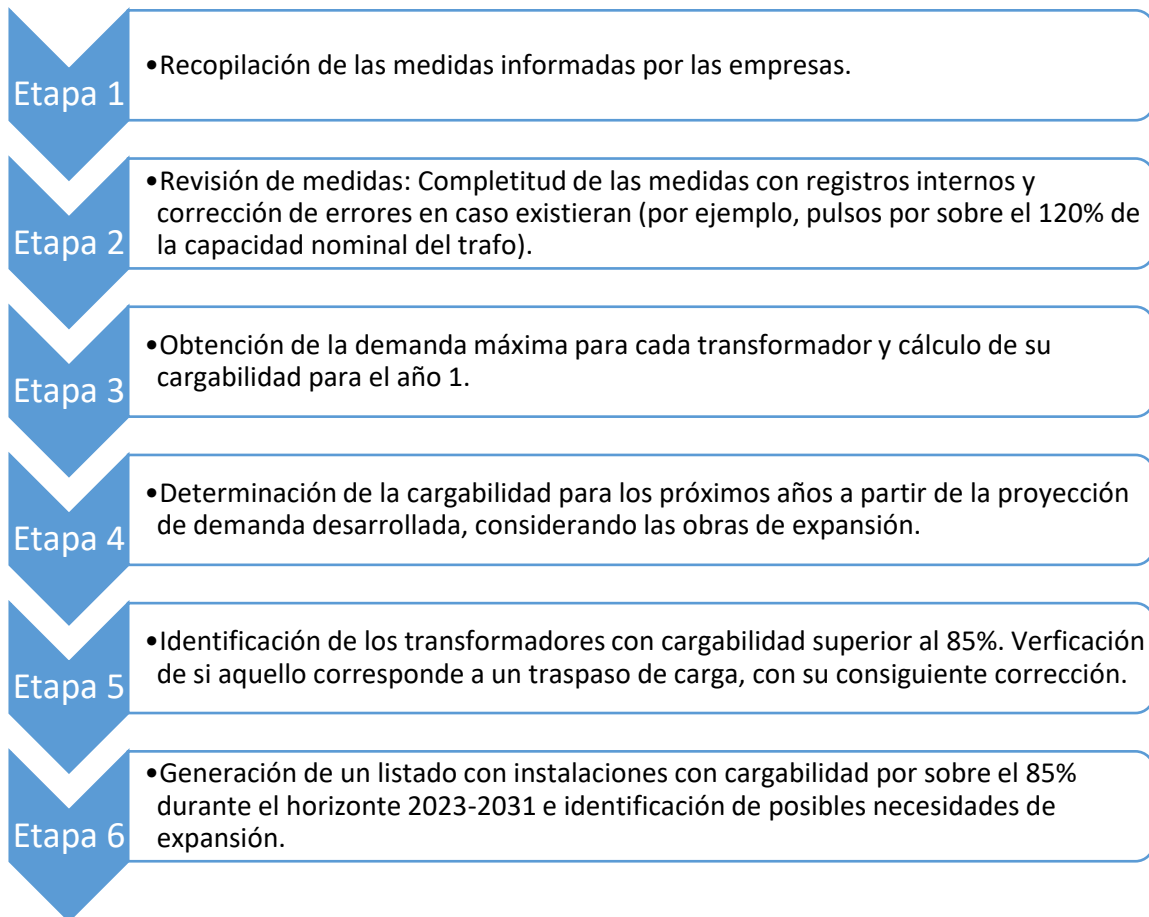


Figura 1-6. Esquema Metodológico para Transformadores AT/MT.

La información solicitada a cada una de las empresas de transmisión zonal y de distribución propietarias, corresponden a sus proyecciones de uso de sus transformadores AT/MT para el periodo 2023 – 2043 y los traspasos de cargas entre transformadores de distribución que tengan contemplado realizar en el corto y mediano plazo.

Las proyecciones de demanda para cada transformador fueron realizadas a partir de las tasas de crecimiento obtenidas de modelos de proyección de demanda 2023 - 2043 para cada barra específica, los cuales incorporan las variaciones de la demanda eléctrica respecto de proyecciones de la actividad económica del país (a través del IMACEC), proyecciones de población (INE), y variaciones de los precios de energía (costo marginal), lo cual es detallado en el Apéndice II de este informe.

Las obras de expansión de la transmisión zonal incluyen las obras determinadas en los siguientes Decretos Exentos:

- DE N°418 del 4 de agosto de 2017, fija listado de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria, necesarias para el abastecimiento de la demanda.
- DE N°293 del 29 de octubre de 2018, fija obras de ampliación de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación en los doce meses siguientes, correspondientes al plan de expansión del año 2017.
- DE N°4 del 3 de enero de 2019, fija obras nuevas de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación o estudio de franja, según corresponda, en los doce meses siguientes, del plan de expansión del año 2017.
- DE N°198 del 05 de agosto de 2019, fija obras de ampliación de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación en los doce meses siguientes, correspondientes al plan de expansión del año 2018.
- DE N°231 del 27 de agosto de 2019, fija obras nuevas de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación o estudio de franja, según corresponda, en los doce meses siguientes, del plan de expansión del año 2018.
- DE N°171 del 7 de septiembre de 2020, fija obras de ampliación de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación en los doce meses siguientes, correspondientes al plan de expansión del año 2019.
- DE N°185 del 24 de septiembre de 2020, fija obras nuevas de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación o estudio de franja, según corresponda, en los doce meses siguientes, del plan de expansión del año 2019.
- DE N°185 del 31 de agosto de 2021, fija obras de ampliación de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación en los doce meses siguientes, correspondientes al plan de expansión del año 2020.
- DE N°229 del 4 de noviembre de 2021, fija obras nuevas de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación o estudio de franja, según corresponda, en los doce meses siguientes, del plan de expansión del año 2020.

- DE N°200 del 4 de noviembre de 2022, fija obras de ampliación de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación en los doce meses siguientes, correspondientes al plan de expansión del año 2021.
- DE N°257 del 5 de enero de 2023, fija obras nuevas de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación o estudio de franja, según corresponda, en los doce meses siguientes, del plan de expansión del año 2021.
- Informe técnico final del plan de expansión anual de transmisión año 2022.

Las instalaciones incluidas en este análisis corresponden a reemplazos de transformadores, nuevos transformadores en subestaciones nuevas y existentes. La demanda que se incorpora a los nuevos transformadores se define a partir de información presentada por las empresas en los distintos procesos de expansión, considerándose así la carga de los transformadores indicados, sin perjuicio de que en caso de que no se dispone de alguna información adicional, la carga que se le asigna a los nuevos transformadores es a prorrata de los transformadores aledaños.

Las instalaciones con cargabilidad por sobre el 85% en el horizonte de análisis 2023-2031 se analizan en profundidad, con el objetivo de determinar si esto se debe a errores en las medidas o producto de traspasos de carga que haya realizado la empresa debido a contingencias en la zona. Ante la eventualidad de uno de los casos indicados, se procede a corregir las medidas en caso de error o a utilizar la demanda máxima del periodo en que no se presenten traspasos de carga. Adicionalmente, cabe indicar que se identifican transformadores con alto nivel de cargabilidad; sin embargo, en la misma subestación existen unidades con amplia capacidad disponible, por cuanto se espera que la empresa distribuidora realice las obras menores pertinentes para posibilitar el abastecimiento de la demanda durante los próximos años. En este contexto, se genera un listado con las instalaciones críticas del sistema.

1.2.2.2 Metodología para el Diagnóstico Líneas de transmisión y transformadores AT/AT

De forma similar al caso de transformación AT/MT, se ha considerado pertinente y urgente diagnosticar en detalle en este ejercicio de planificación, el estado de suficiencia de las instalaciones zonales correspondientes a líneas de transmisión y transformación AT/AT. La Figura 1-7 presenta un esquema de la metodología considerada en el diagnóstico de líneas de transmisión y transformadores AT/AT.

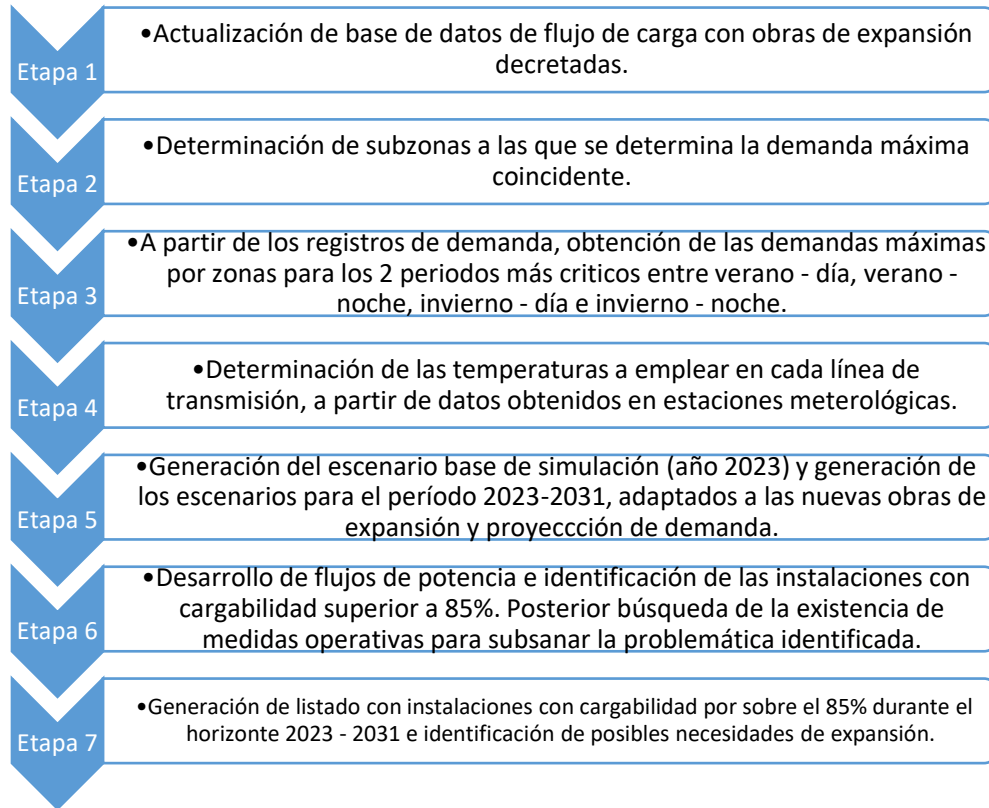


Figura 1-7. Esquema Metodológico para Transformadores AT/AT y Líneas de Transmisión.

Los análisis zonales se desarrollan en el software Power Factory de DigSILENT empleando la base de largo plazo del Coordinador, en la cual se modelan los sistemas de transmisión zonal hasta las subestaciones primarias de distribución con sus respectivas cargas y se añaden las obras de expansión de la transmisión zonal de los diferentes Decretos Exentos anteriormente mencionados.

Cabe indicar que el modelo considera la información contenida en la base de datos de Información Técnica del Coordinador¹.

¹ Sitio web de Información Técnica del Coordinador: <https://infotecnica.coordinador.cl/>

Las subzonas de demanda coincidente se determinan a partir de las fronteras de los sistemas de transmisión nacional/zonal, las medidas operativas empleadas actualmente en las zonas enmalladas y los puntos de bajos flujos de potencia. Esta simplificación se emplea con el propósito de determinar la demanda máxima coincidente en cada zona, y así, estresar el sistema a su máximo uso, de tal modo de identificar las necesidades de expansión producto de la suficiencia del sistema. Finalmente, cabe indicar que la generación ha sido adaptada a los periodos analizados, no obstante, para las unidades que se encuentran inmersas en los sistemas de transmisión zonal, se emplea la generación registrada para los periodos de demanda máxima analizados.

Los registros de capacidad de transmisión máxima con los que se cuenta en la base de datos corresponden a capacidades de líneas para estado con sol y sin sol, a valores de temperatura en el intervalo 0 - 40 °C, con pasos de 5 °C. Dado lo anterior, la temperatura a la cual se determina la capacidad de transmisión de cada una de las líneas de transmisión y periodos analizados corresponde al límite superior de las temperaturas disponibles en la base de datos del máximo registro de temperatura registrado en la zona de emplazamiento de dicha instalación. Cabe indicar que se han determinado temperaturas máximas para cada una de las líneas de transmisión según la zona en la cual se encuentra ubicada esta instalación.

Las fuentes de información meteorológica empleadas son de libre acceso y con registros históricos de mínimo 3 años. Estos registros son los siguientes:

- **Agromet:** Sitio web estatal y gratuito de la red de agrometeorología del Instituto Nacional de Investigaciones Agropecuarias (INIA), dependiente directamente del Ministerio de Agricultura.
- **CEAZAMET:** Sitio web del Centro de Estudios Avanzados de Zonas Áridas (CEAZA) dependiente del INIA y además del Gobierno Regional de Coquimbo.
- **Sinca:** Sitio web estatal con información gratuita dependiente directamente del Ministerio del Medio Ambiente.

Para generar los escenarios de expansión futuros se emplea la proyección de demanda indicada en el numeral anterior de este documento, y se incorporan las obras de expansión de la transmisión indicadas en los Decretos Exentos anteriormente mencionados. El modelo ha sido adaptado año a año, reasignando demanda cuando se incorporan nuevos transformadores AT/MT y realizando medidas operativas que permitan mejorar el uso de las instalaciones cuando se incorporan nuevas líneas de transmisión y transformadores AT/AT.



Las instalaciones con cargabilidad por sobre el 85% en el horizonte de análisis 2023-2031 se analizan en profundidad, con el objetivo de determinar si existen medidas operativas que permitan mejorar la condición de operación de las instalaciones. En caso de cumplirse con lo anterior, se replican cada una de ellas en los cuatro periodos analizados y para todos los años, a partir del cual fuese factible realizar el cambio operacional. Finalmente, se genera un listado con las instalaciones críticas del sistema.