

REF.: Aprueba bases definitivas para la realización de los estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Puerto Cisnes, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó, y Hornopirén, cuatrienio 2026-2030.

Santiago, 22 de enero de 2026

RESOLUCIÓN EXENTA N° 28

VISTOS:

- a) Las facultades establecidas en la letra h) del artículo 9 del D.L. N° 2.224, del Ministerio de Minería, de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante “la Comisión”, modificado por la Ley N° 20.402, que crea el Ministerio de Energía;
- b) Lo establecido en los artículos 173 al 180 del D.F.L. N°4, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N° 1, del Ministerio de Minería, de 1982, y sus modificaciones posteriores, en adelante e indistintamente, “Ley General de Servicios Eléctricos” o “la Ley”;
- c) Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 229, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2005, que aprueba el Reglamento de Valorización y Expansión de los Sistemas Medianos establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante “Reglamento de Sistemas Medianos”;
- d) Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 23, del Ministerio de Energía, de 2015, que aprueba el Reglamento de Operación y Administración de los Sistemas Medianos establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos;
- e) Lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 231, de la Comisión, de 7 de mayo de 2025, que declara abierto el proceso para formar el Registro Usuarios e Instituciones Interesadas correspondiente al proceso de fijación tarifaria de las instalaciones de generación y transmisión de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Puerto Cisnes, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams,

Cochamó y Hornopirén, a que se refiere el artículo 8° del Decreto Supremo N° 229, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en adelante e indistintamente “Resolución Exenta N° 231”;

- f) Lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 320, de la Comisión, de 12 de junio de 2025, que crea los Registros de Usuarios e Instituciones Interesadas en el proceso de tarificación y expansión de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Puerto Cisnes, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén, a que se refiere el artículo 8° del Decreto Supremo N° 229, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en adelante e indistintamente “Resolución Exenta N° 320”;
- g) Lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 470, de 11 de agosto de 2025, que aprueba bases preliminares para la realización de los estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Puerto Cisnes, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó, y Hornopirén, cuatrienio 2026-2030, en adelante “Bases Preliminares”;
- h) Las observaciones remitidas por las empresas Sociedad Austral de Electricidad S.A. (SAESA), Empresa Eléctrica de Aysén S.A. (Edelaysen), Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. (Edelmag), EnfraGen Chile, Pecket Energy S.A. y Vientos Patagónicos SpA, a las Bases Preliminares;
- i) Lo dispuesto en el Decreto Exento RA N°166, de 23 de julio de 2024, del Ministerio de Energía, que establece orden de subrogación del cargo de Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía; y,
- j) Lo señalado en la Resolución N° 36, de 19 de diciembre de 2024, de la Contraloría General de la República, que “Fija normas sobre exención del trámite de toma de razón”, y sus modificaciones.

CONSIDERANDO:

- 1) Que, conforme lo dispuesto en la Ley y el Reglamento de Sistemas Medianos, se debe dar curso progresivo al proceso de determinación de los planes de expansión de las instalaciones de generación y transmisión de los Sistemas Medianos Aysén, Palena, General Carrera, Puerto Cisnes, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén, así como al cálculo del costo incremental de desarrollo y el costo total de largo plazo para estos sistemas; y
- 2) Que, habiéndose dado cumplimiento a las distintas etapas establecidas en la Ley, en el Reglamento de Sistemas Medianos y en las Bases Preliminares, así como habiéndose dado respuesta formal a las observaciones realizadas a las referidas bases, mediante el presente acto, esta Comisión viene en determinar y aprobar las bases definitivas para la realización de los Estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Puerto Cisnes, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó, y Hornopirén, cuatrienio 2026-2030, conforme a lo dispuesto en la parte resolutive.

RESUELVO:

ARTÍCULO PRIMERO: Apruébanse las bases definitivas para la realización de los estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Puerto Cisnes, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén, cuatrienio 2026-2030, y sus correspondientes anexos, las que se entienden forman parte integrante de la presente resolución para todos los efectos legales.

ARTÍCULO SEGUNDO: Apruébase el documento que contiene las respuestas a las observaciones presentadas por Sociedad Austral de Electricidad S.A. (SAESA), Empresa Eléctrica de Aysén S.A. (Edelaysen), Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. (Edelmag), EnfraGen Chile, Pecket Energy S.A. y Vientos Patagónicos SpA a las “Bases preliminares para la realización de los estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Puerto Cisnes, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó, y Hornopirén, cuatrienio 2026-2030”, el que se entiende formar parte integrante de la presente resolución para todos los efectos legales.

ARTÍCULO TERCERO: Comuníquese la presente resolución mediante correo electrónico a las empresas que operen instalaciones de generación y transmisión en los Sistemas Medianos, a las empresas cuyos proyectos son parte del Plan de Expansión Óptimo obligatorio del proceso cuatrienal anterior, y a los Usuarios e Instituciones Interesadas inscritas en los registros creados mediante Resolución Exenta N° 320 de la Comisión, de 12 de junio de 2025.

ARTÍCULO CUARTO: Publíquese la presente resolución en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía.

Anótese y Comuníquese.

SECRETARIO EJECUTIVO (S)
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

DZO/LZG/MOC/FCP/CSG/JAC/GSV/BBA/mhs

DISTRIBUCIÓN:

- Ministerio de Energía
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles
- Coordinador Eléctrico Nacional
- Registro de Usuarios e Instituciones Interesadas
- Archivo Gabinete Secretaría Ejecutiva, CNE
- Archivo Departamento Jurídico, CNE
- Archivo Departamento Eléctrico, CNE
- Archivo Departamento Regulación Económica, CNE

**BASES DEFINITIVAS PARA LA REALIZACIÓN DEL ESTUDIO
DE SISTEMAS MEDIANOS
2026-2030**

ENERO DE 2026

INDICE

CAPITULO I: ASPECTOS ADMINISTRATIVOS DEL ESTUDIO	3
1.1 INTRODUCCIÓN	3
1.2 SISTEMAS MEDIANOS Y EMPRESAS QUE OPERAN EN CADA SISTEMA MEDIANO	3
1.3 ALCANCE DEL ESTUDIO	4
1.4 PROCESO CONCURSAL Y CONTRATACIÓN DEL ESTUDIO	4
1.4.1 OFERENTES	5
1.4.2 PLAZO PARA REALIZAR EL PROCESO CONCURSAL E INICIAR EL ESTUDIO	5
1.4.3 PLAZO PARA EL DESARROLLO DEL ESTUDIO	5
1.4.4 CRITERIOS DE EVALUACIÓN Y ADJUDICACIÓN	5
1.4.5 GARANTÍAS INVOLUCRADAS	6
1.4.6 MULTAS	6
1.4.7 CANTIDAD Y CONTENIDOS MÍNIMOS DE LOS INFORMES	6
1.4.8 CLÁUSULAS DE CONFIDENCIALIDAD	6
1.4.9 RESERVA DE DERECHOS	6
1.4.10 PROCESO CONCURSAL DECLARADO DESIERTO	7
1.4.11 PERÍODO DE CONSULTAS DE LA COMISIÓN	7
1.4.12 ADECUADA REALIZACIÓN DEL ESTUDIO	7
1.4.13 CONTRATO	7
1.5 REPRODUCCIÓN DE RESULTADOS	8
CAPITULO II: ASPECTOS TÉCNICOS DEL ESTUDIO	9
2.1 INTRODUCCIÓN	9
2.2 OBJETIVOS GENERALES DEL ESTUDIO	10
2.3 TAREAS Y REQUERIMIENTOS GENERALES	10
2.4 TRATAMIENTO DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES	40
2.4.1 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES E INFRAESTRUCTURA	41
2.4.2 VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES	44
2.4.3 ESTRUCTURA DE PERSONAL Y GASTOS FIJOS ANUALES DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN	45
2.4.4 COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN Y FALLA	45
2.4.5 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS	45
2.5 PROYECCIÓN DE DEMANDA	47
2.5.1 METODOLOGÍA GENERAL	47
2.5.2 INFORMACIÓN MÍNIMA REQUERIDA	48
2.5.3 CRITERIOS Y CONSIDERACIONES	49
2.5.4 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS	50
2.6 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO	51

2.6.1	CONSIDERACIONES GENERALES	51
2.6.2	METODOLOGÍA GENERAL	52
2.6.3	PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN GENERACIÓN	54
2.6.4	PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN TRANSMISIÓN	56
2.6.5	PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN INFRAESTRUCTURA	56
2.6.6	VALORIZACIÓN DE INVERSIONES DEL PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO	57
2.6.7	VALORIZACIÓN DE COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENCIÓN, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN	57
2.6.8	PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y POTENCIA	57
2.6.9	RESULTADOS	57
2.7	DETERMINACIÓN DEL COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO	58
2.7.1	OBJETIVOS GENERALES	59
2.7.2	METODOLOGÍA GENERAL	59
2.7.3	CÁLCULO	60
2.7.4	RESULTADOS	60
2.8	DETERMINACIÓN DEL PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE Y DEL COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO	61
2.8.1	OBJETIVOS GENERALES	62
2.8.2	METODOLOGÍA GENERAL	62
2.8.3	PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE PARA GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN	62
2.8.4	PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE PARA INFRAESTRUCTURA	64
2.8.5	COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN 64	64
2.8.6	VALORIZACIÓN DEL PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE	65
2.8.7	DETERMINACIÓN DE COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO	65
2.9	PROYECTOS EN GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN	65
2.10	FÓRMULAS DE INDEXACIÓN	66
2.11	ANTECEDENTES A ENTREGAR POR LAS EMPRESAS A LA COMISIÓN	68
2.12	INFORMES QUE DEBE PRESENTAR EL CONSULTOR A LAS EMPRESAS	69
2.13	FORMATOS PARA ENTREGA DE RESULTADOS	69
ANEXO N°1	70
ANEXO N°2	76
ANEXO N°3	78
ANEXO N°4	79
ANEXO N°5	82

CAPITULO I: ASPECTOS ADMINISTRATIVOS DEL ESTUDIO

1.1 INTRODUCCIÓN

La Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante la “Ley”, y el Decreto Supremo N° 229, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2005, que aprueba el Reglamento de Valorización y Expansión de los Sistemas Medianos, o el que lo reemplace, en adelante “el Reglamento de Sistemas Medianos”, establecen el marco regulatorio para la tarificación y planificación obligatoria de inversiones en sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación es inferior a 200 megawatts y superior a 1.500 kilowatts, en adelante “Sistemas Medianos”. La Ley, en su artículo 177, establece que la Comisión Nacional de Energía, en adelante la “Comisión”, deberá poner en conocimiento de la o las empresas que operen instalaciones de generación y transmisión en los mencionados sistemas, en adelante la “Empresa” o las “Empresas”, indistintamente, las bases para efectuar los estudios técnicos de costos y expansión de los sistemas, en adelante las “Bases”.

En cada Sistema Mediano, el referido estudio será efectuado por una empresa consultora o consorcio de ellas, contratada por la o las Empresas que operen en el respectivo sistema, que será seleccionada de una lista de empresas consultoras acordadas previamente con la Comisión, en virtud de lo establecido en los artículos 10 y 11 del Reglamento de Sistemas Medianos.

El presente capítulo establece los aspectos administrativos necesarios para el desarrollo del estudio a contratar por las respectivas Empresas que operan instalaciones de generación y transmisión en los Sistemas Medianos indicados en el Numeral 1.2 de las presentes Bases.

1.2 SISTEMAS MEDIANOS Y EMPRESAS QUE OPERAN EN CADA SISTEMA MEDIANO

A la fecha de comunicación de las presentes Bases, los Sistemas Medianos respecto de los cuales deberán desarrollarse los estudios, junto con sus respectivas Empresas, son los siguientes:

Tabla N°1 Empresas Operadoras en los Sistemas Medianos

Sistema Mediano	Empresa Operadora
Punta Arenas	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. (EDELMAG) Pecket Energy S.A. (PECKET) Vientos Patagónicos SpA (Vientos Patagónicos)
Puerto Natales	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. (EDELMAG)
Porvenir	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. (EDELMAG)
Puerto Williams	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. (EDELMAG)
Aysén	Empresa Eléctrica de Aisén S.A. (EDELAYSEN) EnfraGen Chile
General Carrera	Empresa Eléctrica de Aisén S.A. (EDELAYSEN)
Palena	Empresa Eléctrica de Aisén S.A. (EDELAYSEN)
Puerto Cisnes	Empresa Eléctrica de Aisén S.A. (EDELAYSEN)
Cochamó	Sociedad Austral de Electricidad S.A. (SAESA) Energía Limpia SpA (INVERGES)

Sistema Mediano	Empresa Operadora
	Hidroner SpA
Hornopirén	Sociedad Austral de Electricidad S.A. (SAESA) EnfraGen Chile NANOGENER SpA

1.3 ALCANCE DEL ESTUDIO

De acuerdo con lo establecido en el artículo 177 de la Ley, las Empresas que operen instalaciones de generación y transmisión en Sistemas Medianos deberá(n) contratar una empresa consultora o consorcio de ellas, en adelante el “Consultor”, para la realización de un estudio técnico de costos y expansión del sistema, en adelante el “Estudio”, que debe contemplar los siguientes ítems:

- Determinación del **Plan de Expansión Óptimo** en generación y transmisión para un período de planificación no inferior a 15 años.
- Valorización del **Costo Incremental de Desarrollo (CID)** asociado al respectivo Plan de Expansión Óptimo.
- Determinación del **Proyecto de Reposición Eficiente** en generación y transmisión para un período de planificación no inferior a 15 años.
- Valorización del **Costo Total de Largo Plazo (CTLP)** asociado al respectivo Proyecto de Reposición Eficiente.
- Propuesta de las correspondientes **Fórmulas de Indexación** y su forma de aplicación para los costos señalados en los literales b) y d).
- Rangos de validez de las hipótesis técnicas y económicas que sustentan la conveniencia de la implementación de los planes determinados en el literal a).
- La proyección de la demanda de energía y potencia para los próximos 15 años.

El Estudio debe ser presentado por las Empresas a la Comisión para que esta lo observe, corrija y estructure las tarifas pertinentes.

1.4 PROCESO CONCURSAL Y CONTRATACIÓN DEL ESTUDIO

En cada Sistema Mediano el proceso de adjudicación y ejecución del Estudio será dirigido, coordinado y contratado por las Empresas señaladas en el numeral 1.2 del presente capítulo, de acuerdo con lo establecido en las presentes Bases.

En el caso de existir más de una empresa operadora en un mismo Sistema Mediano, la coordinación y contratación del Estudio correspondiente será compartida por todas ellas, y su financiamiento se realizará a prorrata de la totalidad de la capacidad instalada en generación que posea cada una de ellas en el Sistema Mediano a diciembre del año base.

En el caso que la Empresa opere más de un Sistema Mediano, podrá seleccionar un único Consultor para realizar los Estudios de los Sistemas Medianos, a fin de incorporar convenientemente las economías de escala y de ámbito pertinentes. En todo caso, el Consultor podrá realizar el Estudio de más de un Sistema Mediano.

1.4.1 OFERENTES

La selección del Consultor se realizará a través de un proceso concursal implementado por las Empresas, debiendo invitarse sólo a aquellas consultoras incluidas en la lista definitiva de Consultores, previamente acordada con la Comisión. Copia de la señalada invitación deberá ser remitida a la Comisión y a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en adelante la “Superintendencia”, a más tardar al siguiente día hábil de enviada.

1.4.2 PLAZO PARA REALIZAR EL PROCESO CONCURSAL E INICIAR EL ESTUDIO

Las Empresas deberán realizar el proceso concursal e iniciar el Estudio en un plazo no mayor a 30 días corridos contados desde que la Comisión comunique y publique, en su sitio web, las bases definitivas del Estudio, en adelante “Bases Definitivas”. A pesar de lo anterior, una vez publicadas las Bases Definitivas¹ las Empresas podrán iniciar anticipadamente el proceso concursal, sin perjuicio de que el Estudio deberá ser desarrollado conforme a las bases resultantes de implementar lo dispuesto en el dictamen del Panel de Expertos.

Se entenderá como fecha de inicio del Estudio, aquella en la cual las Empresas suscriban el contrato con el Consultor que haya resultado adjudicado.

Previo al inicio del proceso concursal, las Empresas deberán remitir, vía correo electrónico, una comunicación a la Comisión señalando las fechas y etapas consideradas en el proceso de selección del Consultor, indicando, además, la fecha de inicio del Estudio.

1.4.3 PLAZO PARA EL DESARROLLO DEL ESTUDIO

Las Empresas deberán considerar un período de tiempo adecuado para la realización del Estudio, que asegure la concreción de sus objetivos y el cumplimiento de lo establecido en el inciso cuarto del artículo 177 de la Ley. Asimismo, durante el desarrollo del Estudio, las Empresas deberán copiar a la Comisión y a la Superintendencia, en todo correo o carta que envíen a los Consultores con la información que les aporten y estar disponibles para la realización de las reuniones que la Comisión pudiese solicitar en el marco de la elaboración del Estudio.

Se entenderá por finalizado el Estudio cuando la Comisión reciba conforme el informe final del Consultor.

1.4.4 CRITERIOS DE EVALUACIÓN Y ADJUDICACIÓN

¹ Bases publicadas por la Comisión que dan respuesta a las observaciones realizadas por las empresas y Registro de Usuarios e Instituciones Interesadas.

Las Empresas deberán informar, en forma detallada, a los oferentes y a la Comisión los criterios de evaluación de las propuestas, así como el mecanismo de adjudicación del proceso concursal que utilizará, el que deberá contener una adecuada ponderación de los méritos técnicos y condiciones económicas de las ofertas. Las Empresas deberán evaluar, a lo menos, los aspectos metodológicos de las propuestas, la experiencia previa del Consultor en estudios relacionados y la experiencia e idoneidad profesional del equipo de trabajo propuesto.

1.4.5 GARANTÍAS INVOLUCRADAS

Las Empresas deberán exigir a los oferentes la entrega de garantías de seriedad de la oferta, de fiel realización y cumplimiento de los objetivos del Estudio, así como otras que estime pertinente, a través de boletas de garantía u otros instrumentos financieros de uso común para estos efectos.

Sin perjuicio de lo anterior, los montos exigidos deberán estar acorde a los parámetros normales para este tipo de procesos. Por otra parte, la vigencia de los documentos solicitados deberá estar en concordancia con los plazos del Estudio y del contrato y los requerimientos de la Comisión respecto del Estudio.

1.4.6 MULTAS

Las Empresas deberán considerar la incorporación de multas prudenciales en el contrato que celebre con el Consultor para efectuar el Estudio, las que deberán estar enfocadas, básicamente, a la entrega en tiempo y forma del informe de avance e informe final que el Consultor deba elaborar.

1.4.7 CANTIDAD Y CONTENIDOS MÍNIMOS DE LOS INFORMES

El Estudio deberá contener como mínimo un informe de avance y un informe final, cuyo contenido y obligación de entrega de información deberá estar en directa relación con los objetivos del Estudio y con las presentes Bases.

Las Empresas deberán entregar a la Comisión copia íntegra de todos los informes y sus respectivos antecedentes de respaldos, a más tardar, el día siguiente de su recepción y de la misma forma en que hayan sido recibidos.

1.4.8 CLÁUSULAS DE CONFIDENCIALIDAD

Las Empresas deberán establecer cláusulas de confidencialidad con el Consultor, tanto durante la vigencia de su contrato, como por un período posterior al término de este. Del mismo modo, deberán establecer que el Consultor no podrá utilizar la información facilitada por ellas en el marco de la realización del Estudio, en tanto esta información no tenga carácter de pública, en virtud de la normativa vigente en esta materia.

1.4.9 RESERVA DE DERECHOS

Las Empresas deberán establecer claramente su reserva de derechos, a lo menos, en los siguientes aspectos:

- a) Adjudicar a la propuesta que sea la mejor combinación de factores relativos a los méritos técnicos de las ofertas, aunque no sea la del menor precio ofrecido. En caso de que exista empate técnico, se deberá adjudicar la propuesta de menor precio.
- b) Adjudicar a la propuesta del siguiente mejor puntaje, cuando el oferente adjudicado no se presente a suscribir el contrato dentro del plazo señalado por las Empresas para tal efecto, o no suministre alguna de las garantías exigidas por las Empresas.
- c) Realizar observaciones a la propuesta técnica que resulte adjudicada para la ejecución del Estudio, las que deberán ser incorporadas por el Consultor en la ejecución de los servicios de que se trata, siempre que ello no signifique un costo mayor para el Consultor, una modificación esencial a los servicios concursados o una alteración al principio de igualdad entre los concursantes.
- d) Declarar inadmisibles las ofertas en caso de que:
 - No cumplan con las exigencias técnicas mínimas para la realización del Estudio.
 - No cumplan las exigencias administrativas.
- e) Declarar desierto el proceso concursal en caso de que no se reciban ofertas de parte de los Consultores invitados a participar.

1.4.10 PROCESO CONCURSAL DECLARADO DESIERTO

En el caso que el proceso concursal se declare desierto o las ofertas sean inadmisibles, las Empresas deberán emitir una comunicación fundada a la Comisión calificando los hechos que los llevaron a esta decisión. En dicho caso, las Empresas deberán efectuar un nuevo proceso concursal que se regirá por las presentes Bases, cuyo cronograma será establecido por las Empresas y que deberá dar cumplimiento a los plazos establecidos en la Ley.

1.4.11 PERÍODO DE CONSULTAS DE LA COMISIÓN

Las Empresas deberán establecer en el contrato que el Consultor deberá estar disponible para responder las consultas que pueda formular la Comisión, respecto del informe de avance del Estudio como de los resultados finales del mismo. Las consultas de la Comisión podrán ser realizadas dentro del plazo de desarrollo del Estudio, así como en los tres meses posteriores a la recepción conforme del informe final del Consultor. Las consultas realizadas por la Comisión a las Empresas y/o al Consultor deberán ser respondidas en un plazo máximo de tres días hábiles, el cual podrá ser ampliado, de manera fundada, cuando la Comisión así lo autorice.

1.4.12 ADECUADA REALIZACIÓN DEL ESTUDIO

Las Empresas deberán precaver, tanto en el proceso concursal como una vez suscrito el contrato, situaciones de abandono por parte del Consultor, tales como muerte, incapacidad sobreviniente u otras similares que impidan la adecuada concreción del Estudio y sus objetivos.

1.4.13 CONTRATO

El contrato deberá ajustarse a los términos y condiciones establecidas en la Ley, el Reglamento de Sistemas Medianos y en las presentes Bases.

La vigencia del contrato deberá extenderse, al menos, por cuatro meses después de recibido conforme el informe final del Estudio por parte de la Comisión.

1.5 REPRODUCCIÓN DE RESULTADOS

Las Empresas entregarán a la Comisión los productos parciales y finales que se obtengan durante el desarrollo de los Estudios. La entrega deberá efectuarse mediante los respaldos electrónicos correspondientes, junto con todo otro antecedente empleado por el Consultor durante el desarrollo del Estudio.

Los Estudios que se entreguen por el Consultor deberán ser autosuficientes y acompañarse de todos los antecedentes y respaldos necesarios y suficientes para la completa revisión y reproducción de sus resultados por parte de la Comisión, en tiempo y forma, conforme lo señalado en el Capítulo II de las Bases. En el caso que los informes no cumplan con lo señalado, la Comisión podrá recibir disconforme los informes, solicitando una nueva versión de estos que cumpla con dichos criterios. Para ello, la Comisión deberá indicar las razones fundadas por las cuales se justifica dicho rechazo. En el caso de que la Comisión reciba disconforme el informe final del Consultor, y que el nuevo informe solicitado aún cuente con información no respaldada o reproducible, la Comisión se reservará el derecho de considerar tal información como insumo para la elaboración del informe técnico.

En caso de existir reservas de derecho o cláusulas contractuales o comerciales respecto de la propiedad intelectual o licencias comerciales del software utilizado que impidan su entrega, ello deberá ser declarado por escrito en el respectivo contrato por parte del Consultor, debiendo respaldar su comunicación con los antecedentes correspondientes. No obstante, en este último caso, el Consultor deberá disponer de un equipo computacional portátil con los softwares mencionados para la correspondiente revisión por parte de la Comisión dentro del plazo de desarrollo del Estudio, así como, durante el desarrollo del informe técnico de la Comisión al que se hace referencia en los artículos 177 y 178 de la Ley.

CAPITULO II: ASPECTOS TÉCNICOS DEL ESTUDIO

2.1 INTRODUCCIÓN

El presente capítulo establece los aspectos técnicos necesarios para el desarrollo del Estudio, el cual debe comprender los siguientes ítems:

- a) Determinación del **Plan de Expansión Óptimo** en generación y transmisión para el horizonte de planificación.
- b) Valorización del **Costo Incremental de Desarrollo, en adelante “CID”**, asociado al respectivo Plan Obligatorio de Expansión Óptimo.
- c) Determinación del **Proyecto de Reposición Eficiente** en generación y transmisión para el horizonte de planificación.
- d) Valorización del **Costo Total de Largo Plazo, en adelante “CTLP”**, asociado al respectivo Proyecto de Reposición Eficiente.
- e) Propuesta de las correspondientes **Fórmulas de Indexación** y su forma de aplicación para los costos señalados en los literales b) y d).
- f) Rangos de validez de las hipótesis técnicas y económicas que sustentan la conveniencia de la implementación de los planes determinados en el literal a).
- g) La proyección de la demanda de energía y potencia para el horizonte de planificación.

Todos los costos y precios relacionados a los Estudios, ya sea en etapas intermedias o en los resultados finales, deberán expresarse en dólares estadounidenses, utilizando como tipo de cambio el valor promedio mensual del dólar observado publicado por el Banco Central de Chile, para el mes de diciembre de 2024, correspondiente a 982,3 [\$/US\$].

Para referir los valores de componentes nacionales originalmente expresados en pesos chilenos, se deberá considerar su valor al 31 de diciembre de 2024 y, posteriormente, su equivalencia en dólares estadounidenses. Para ello, se utilizará el valor promedio mensual del dólar observado publicado por el Banco Central de Chile, para el mes de diciembre de 2024, correspondiente a 982,3 [\$/US\$].

En el caso de componentes expresados en otras monedas, se deberá considerar su valor al 31 de diciembre de 2024 y convertirlo a dólares estadounidenses utilizando la tasa de cambio promedio correspondiente al mes de diciembre de 2024, redondeado a dos decimales.

Para el cálculo del CID y CTLP, el año base corresponderá al año 2024.

El horizonte de planificación corresponderá, tanto para el Plan de Expansión Óptimo como para el Proyecto de Reposición Eficiente, al período de 15 años comprendido entre los años 2025 y 2039, ambos inclusive.

El horizonte de tarificación corresponderá al período de 4 años comprendido entre los años 2027 y 2030, rigiendo las tarifas entre noviembre de 2026 a octubre de 2030. Para el mismo período señalado, los activos de generación y transmisión que sean parte del Plan de Expansión Óptimo deberán ser ejecutados por las empresas adjudicatarias de dichos proyectos.

2.2 OBJETIVOS GENERALES DEL ESTUDIO

De acuerdo con lo estipulado en la Ley y el Reglamento de Sistemas Medianos, en cada Sistema Mediano, el Estudio será efectuado por un Consultor, contratado por las Empresas que operen instalaciones de generación y transmisión en el respectivo sistema.

Las Empresas deben contratar un Consultor para la realización del Estudio sobre la determinación del Plan de Expansión Óptimo para el horizonte de planificación, del CID, del Proyecto de Reposición Eficiente para el horizonte de planificación y del CTLP, fórmulas de indexación del CID y CTLP, así como los rangos de validez de las hipótesis técnicas y económicas que sustentan la conveniencia de la implementación del Plan de Expansión Óptimo y la proyección de la demanda de energía y potencia para el período de planificación. El referido Estudio, debe ser presentado a la Comisión para que ésta lo observe, corrija y estructure las fórmulas tarifarias respectivas.

El Estudio deberá determinar la participación de cada Empresa en cada uno de los ítems definidos en el párrafo anterior del presente título, según los términos indicados en las presentes Bases.

Sin perjuicio de lo expuesto, en el caso que una Empresa sea propietaria o administre instalaciones de generación y/o transmisión en más de un Sistema Mediano, esta podrá seleccionar un único Consultor para desarrollar los Estudios que consideren los Sistemas Medianos involucrados y que estén incluidos en el numeral 1.2 del Capítulo I de las presentes Bases, a fin de incorporar convenientemente las economías de escala y de ámbito pertinentes.

Todos los resultados obtenidos por el Consultor en el desarrollo del Estudio, así como la totalidad de información empleada, respaldos y justificación de criterios considerados, deberán ser incluidos en el informe de avance y en el informe final en el formato establecido en las presentes Bases.

2.3 TAREAS Y REQUERIMIENTOS GENERALES

De acuerdo con el detalle que se especifica en los numerales 2.4 al 2.13 del Capítulo II de las presentes Bases, el Consultor deberá ejecutar las tareas que se describen a continuación y elaborar los informes correspondientes. Para ello, deberá desarrollar e implementar herramientas de análisis pertinentes, presentar el respaldo de la información utilizada, realizar los análisis respectivos, describir los resultados obtenidos junto con su justificación, e incluir todo lo anterior en el informe de avance y en el informe final, según corresponda.

Las Empresas deberán entregar a la Comisión la información que esta requiera durante el desarrollo del Estudio, de acuerdo con lo establecido en las presentes Bases, e incluir en el informe de avance y en el informe final, según corresponda, toda la información necesaria, descripción de resultados, hipótesis utilizadas, archivos de entrada y salida de datos, modelos utilizados, entre otros, de modo que permitan a la Comisión la reproducción completa de los resultados obtenidos y su análisis.

Lo anteriormente señalado aplicará también para las empresas que, aun cuando no sean operadoras del respectivo sistema, se acojan voluntariamente a lo señalado en el literal aa) del numeral 2.3 de las presentes Bases, así como para los promotores del catastro de proyectos.

Sin perjuicio de lo anterior, el Consultor deberá incluir en el informe de avance y en el informe final, tanto en su análisis como en sus resultados, las consideraciones de los literales que se describen a continuación, según corresponda.

a) Instalaciones de generación y transmisión

Para efectos del Estudio, se entenderá por instalaciones de generación² e instalaciones de transmisión³, lo establecido en el artículo 6 del Reglamento de Sistemas Medianos, y lo indicado en las presentes Bases.

Para el correcto desarrollo del Estudio cada Empresa deberá entregar al Consultor y a la Comisión, toda la información técnica, comercial, administrativa, contable y de costos requeridos para estos efectos.

El Consultor deberá analizar críticamente la información entregada por las Empresas, con el fin de identificar, caracterizar, valorizar y/o costear de manera justificada las distintas unidades generadoras, así como las líneas y equipos de transmisión de cada sistema. Asimismo, deberá analizar los costos variables de operación, tanto combustibles como no combustibles, informados por las Empresas para el año base.

b) Costos unitarios de las instalaciones de generación y transmisión

Se entenderá por costos unitarios aquellos asociados a cada uno de los elementos, equipos, materiales, componentes e infraestructura de las instalaciones de generación y transmisión del Sistema Mediano, los cuales serán considerados en el dimensionamiento de la empresa eficiente.

El costo unitario considerará el precio unitario (puesto en proveedor), recargos (flete a bodega⁴, bodegaje, flete a obra, montaje mecánico y eléctrico, ingeniería, gastos generales, e intereses intercalarios), obras civiles más materiales, puesta en marcha, bienes intangibles y capital de explotación, conforme a la estructura establecida en el ANEXO N°3, según corresponda.

Para el desarrollo del Estudio, y a fin de homologar, comparar o establecer consistencia entre los distintos Sistemas Medianos, las Empresas deberán informar en el formato establecido en el ANEXO N°3, las características técnicas (descripción) y los costos unitarios de cada una de las componentes de generación, transmisión y demás infraestructura que se utilice en la valorización de las instalaciones existentes y candidatas a emplear en la determinación del Plan de Expansión Óptimo y en el Proyecto de Reposición Eficiente.

² Conjunto de instalaciones conformado por el equipamiento electromecánico de generación y obras anexas requeridas para su respectiva operación y mantención, incluidos los equipos de transformación elevadores de tensión necesarios para el transporte de la energía y potencia generada.

³ Conjunto de líneas de transporte y subestaciones eléctricas, incluidas las subestaciones primarias de distribución.

⁴ El Consultor deberá presentar los respaldos adecuados con los cuales se verifique el punto desde el cual el proveedor hace entrega del equipamiento, esto para dimensionar los recargos para el traslado a los sistemas medianos.

En particular para la valorización de cada tipo de unidad de generación candidata, existente o parte del Plan de Expansión Óptimo del proceso anterior, (motores diésel lentos y rápidos, motores a gas lentos y rápidos, turbinas a gas heavy duty, industrial y duales, aerogeneradores, plantas fotovoltaicas, turbinas hidráulicas, centrales con capacidad de almacenamiento, baterías, entre otras) se deberá construir una base de datos utilizando la siguiente información para unidades comparables y de la misma tecnología, según corresponda:

- 1) Cotizaciones⁵ y/o tasaciones obtenidas de proveedores. Mínimo tres cotizaciones por potencia, definidas como las más próximas a valorizar por el estudio (unidades candidatas); adicionalmente, para turbinas eólicas, motores diésel, motores a gas y turbinas a gas, se deben adjuntar cotizaciones de las potencias más próximas a las que resulten de dividir el intervalo entre la potencia mínima y la máxima (de las unidades candidatas) con tramos previamente definidos y justificados por el Consultor. El Consultor también deberá considerar cotizaciones que provean las Empresas, las cuales deberán estar adecuadamente respaldadas, así como antecedentes propuestos por la Comisión.
- 2) Para turbinas a gas, adicionalmente a las cotizaciones obtenidas en el ítem 1), deberán incluirse los costos publicados por Gas Turbine World GTW Handbook, correspondientes al año base del estudio. Esta fuente de información debe ser remitida por el Consultor a la Comisión.
- 3) Adicionalmente a los datos obtenidos en 1) y 2), y para todas las tecnologías, deberán incluirse en la base de datos los costos unitarios de las compras efectivamente realizadas por las Empresas, considerando una antigüedad no superior a 5 años anteriores al año base del Estudio.
- 4) En el caso de las instalaciones candidatas del catastro de proyectos⁶, los costos unitarios a considerar serán los declarados por el interesado durante el presente proceso tarifario.

Si de la aplicación del criterio señalado en los puntos 1), 2) y 3) resultaran menos de 5 precios por potencia, el Consultor deberá establecer y justificar una metodología que le permita obtener datos adicionales, de manera de contar con una muestra de al menos 5 precios por potencia. Sin perjuicio de lo anterior, para construir la base de datos el Consultor no deberá limitarla a 5 precios por potencia si existen antecedentes adicionales que permitan mayor abundamiento.

En particular, para los valores obtenidos del ítem 2) anterior, será responsabilidad del Consultor analizar si a estos se les debe adicionar costos de equipamiento básico que no estén reflejados en los costos publicados.

Por su parte, también será responsabilidad del Consultor cerciorarse que las fuentes de precios anteriormente señaladas sean de unidades que cumplan con los requisitos técnicos y constructivos para operar en las zonas geográficas correspondientes.

⁵ Para efecto de las presentes Bases, se entenderá como cotización válidamente emitida aquellas que contengan una descripción clara del elemento cotizado, la marca o nombre de la empresa, fecha y esté respaldada por escrito, entendiéndose como tal, cualquier documento, ya sea físico o digital, que permita verificar los antecedentes presentados. Los aspectos señalados anteriormente también aplicarán cuando se haga referencia en las presentes Bases a "estudios de precios".

⁶ Las empresas interesadas en promover un proyecto de generación y/o transmisión en sistemas medianos conformarán un catastro, siendo este considerado para la elaboración del Plan de Expansión Óptimo y el Proyecto de Reposición Eficiente.

La base de datos de precios sólo deberá incluir precios de equipos principales (motor-generador) y agregar un complemento del suministro estándar y/o de sistemas de almacenamiento, consistente principalmente en equipamiento relacionado con el sistema de refrigeración, panel de potencia y sincronismo, escape y silenciador, además de sistema antihielo en caso de ameritarlo dadas las condiciones climáticas, para completar el suministro de las unidades generadoras; es decir, no incluirá recargos por montaje, obras civiles, puesta en marcha, ingeniería ni intereses intercalarios, ni de ningún otro recargo distinto a los establecidos en las presentes Bases, evitando en todo momento la doble contabilización de ítems de costos.

Cabe señalar que todos los valores deberán ser referidos a moneda de diciembre de 2024, indexándolos por IPC y/o CPI, según corresponda, y se procederá a presentar la base de datos para las mismas tecnologías (tecnología, combustible y tipo) en un gráfico de dispersión con la potencia en abscisas (kW) y el precio unitario en ordenadas (USD/kW), determinándose regresiones con las cuales se establecerán las curvas de precios a utilizar en la valorización. De las curvas propuestas por el Consultor, se deberá escoger la que presente menor desviación estándar para los datos con los cuales se generaron dichas curvas de precios. El Consultor deberá considerar, al menos, los siguientes tres tipos de regresiones: (i) polinómica de grado dos; (ii) potencial; y (iii) logarítmica. Asimismo, deberá verificar las economías de escala y excluir, de manera fundada, aquellos precios unitarios que no resulten representativos.

Para cada una de las instalaciones de transmisión requeridas (líneas, transformadores, sistemas de almacenamiento, etc.) se indicará la cantidad de materiales y equipos principales necesarios para su construcción. Se entiende por equipos y materiales principales: transformadores, equipos de maniobra (interruptores, seccionadores, reconectadores, entre otros), capacitores, bancos de baterías u otros sistemas de almacenamiento y los componentes principales de las líneas eléctricas (torres o postes, aisladores, conductores, cables, entre otros). Para los materiales y equipos principales se deberá armar una base de datos de precios que surja de un relevamiento de mercado.

El Consultor realizará un análisis de consistencia de estos precios unitarios relevados a partir de la comparación de los mismos con (i) precios de compras efectivamente realizadas por las Empresas, considerando una antigüedad de no más de 5 años anteriores al año base del Estudio (respaldados con facturas de compra); y (ii) Estudios de precios de elementos de generación y transmisión, todos actualizados a diciembre del 2024. En caso de existir más de una referencia de compra para un material y/o equipo específico, se tomará el valor mínimo unitario considerando la cantidad comprada en cada adquisición⁷. Particularmente, en el caso del uso de precios cuya fuente sean estudios de precios de elementos de generación y transmisión, el Consultor deberá asegurar que, en la determinación de los precios, el estudio de mercado acredite como mínimo los siguientes factores:

- 1) Esté realizado exclusivamente en base a instalaciones, elementos, materiales y equipos, entre otros, empleados en las actividades de generación o transmisión eléctrica.
- 2) Considere precios, descuentos y volúmenes en cotizaciones, licitaciones y compras efectivas respaldadas por escrito de empresas productoras o consumidoras de instalaciones, elementos, materiales y equipos, entre otros. Esto es, generadores, transmisores, distribuidores, usuarios regulados, usuarios no sometidos a regulación de precios, empresas contratistas, constructores o

⁷ El Consultor deberá realizar un análisis detallado y justificado para descartar cualquier valor no representativo previo a seleccionar el valor mínimo unitario.

proveedores de instalaciones, materiales y equipos para las actividades mencionadas anteriormente, nacionales o internacionales.

- 3) Cuento con una metodología que asegure un universo adecuado de elementos y cotizaciones, a fin de asegurar la validez estadística de los precios que obtenga.
- 4) Elimine sesgos en su metodología derivados de efectos coyunturales que puedan significar desviaciones no representativas de los precios obtenidos.
- 5) Sea realizado por una empresa independiente de las Empresas.

Los recargos a utilizar en la valorización de las instalaciones deberán basarse en estudios de mercado considerando la gestión de una empresa eficiente. El cálculo de los recargos deberá realizarse para la totalidad de los elementos, equipos, materiales, componentes e infraestructura de generación y transmisión.

Las Empresas deberán poner a disposición del Consultor toda la información disponible y respaldada del Sistema Mediano, en particular, la correspondiente a los costos unitarios de elementos, equipos, materiales, componentes e infraestructura de generación y transmisión existentes y a los costos y tareas involucradas en labores de operación, mantenimiento, administración y comercialización. El Consultor deberá analizar críticamente toda la información recibida de parte de las Empresas en relación con los valores de mercado obtenidos mediante cotizaciones directas o estudios de precios, de tal forma de establecer una base de datos a emplear en la valorización y dimensionamiento de la empresa eficiente.

Para todas las fuentes de datos señalados en la presente sección (elementos, equipos, materiales, componentes e infraestructura de las instalaciones de generación y transmisión), cuando el Consultor no disponga de cotizaciones ni presente estudios de mercado, deberá justificar fundadamente la imposibilidad de recopilar dicha información. En tal caso, deberá considerar como fuentes válidas el último proceso de VNR y el último proceso de valorización de la transmisión.

En aquellos casos en que el Consultor justifique fundadamente que, por razones técnicas, no corresponde utilizar como antecedentes válidos los precios del VNR y del estudio de valorización de la transmisión, podrá recurrir a los precios contenidos en el Informe Técnico Definitivo del proceso anterior.

En cualquiera de los casos el Consultor deberá proponer y aplicar fórmulas de indexación, a modo de llevar los precios a moneda de diciembre de 2024. Dichas fórmulas deberán basarse en índices que sean representativos del comportamiento de los precios de los elementos en el mercado y que sean publicados por instituciones de reconocido prestigio.

Adicionalmente las Empresas deberán informar en forma detallada y respaldada, tanto al Consultor como a la Comisión, el régimen tributario que enfrentan, así como subsidios, exenciones o bien cualquier otra modalidad que, de alguna forma, afecte sus costos de inversión y/u operación en cada uno de sus Sistemas Medianos.

c) Recargos

El Consultor deberá generar una propuesta metodológica para cada uno de los recargos utilizados en la valorización de instalaciones, esto a través de modelos de cálculo, fundados, trazables y respaldados, a

modo de reflejar una política de gestión eficiente de la empresa eficiente. En este sentido, el Consultor deberá presentar un estudio de precios para establecer los recargos con los cuales valorizar los elementos que componen a las instalaciones.

En el caso que no exista información suficiente para establecer ciertos recargos, el Consultor deberá detallar las razones detrás de dicha falta de información en sus informes. En este caso, se considerarán como recargos válidos los establecidos en el proceso de tarificación de sistemas medianos del cuadrienio anterior, llevando los valores a moneda de diciembre de 2024 a través de fórmulas de indexación propuestas por el Consultor.

Los recargos por considerar se detallan a continuación:

(i) Flete a bodega

Deberá cubrir los requerimientos mínimos y necesarios de traslado hacia bodega de equipos y materiales destinados a la construcción de instalaciones de generación y/o transmisión, según corresponda.

Para la determinación de este recargo se deberán considerar criterios de eficiencia en cuanto a las distancias entre el punto de abastecimiento de los equipos y materiales hasta el lugar de destino y los traslados, considerando que se realizan de forma programada y en momentos razonables, por lo que no se podrán utilizar los tiempos de desplazamiento en las horas de mayor congestión⁸.

El Consultor deberá identificar apropiadamente el punto físico de compra del equipo o material y el punto físico de llegada del mismo a territorio nacional, según corresponda. Asimismo, se deberá identificar apropiadamente el punto físico donde se ubica la bodega.

Adicionalmente, el Consultor deberá identificar el tipo de flete eficiente para cada equipo y material requerido en las obras de generación y/o transmisión.

(ii) Bodegaje

Deberá cubrir los requerimientos mínimos y necesarios de almacenamiento transitorio en obra de los equipos y materiales destinados a la construcción de instalaciones de generación y/o transmisión, según corresponda.

Todo criterio aplicado para la inclusión de los equipos y materiales que defina el Consultor deberá estar debidamente respaldado.

En la determinación de este recargo se debe considerar una adquisición y uso eficiente del stock de los materiales en bodega, de manera de minimizar el costo financiero asociado al capital inmovilizado.

El Consultor deberá identificar, evaluar y cuantificar sólo aquellos equipos y materiales que, en la práctica, son almacenados temporalmente en obra.

⁸ El Consultor deberá considerar justificadamente en el establecimiento del recargo por flete las restricciones existentes en los sistemas medianos dado el contexto geográfico y climático particular de estos.

(iii) Flete a obra

Deberá cubrir los requerimientos mínimos y necesarios de traslado de bodega hacia la obra de equipos y materiales destinados a la construcción de instalaciones de generación y/o transmisión, según corresponda.

Para la determinación de este recargo se deberán considerar criterios de eficiencia en cuanto a las distancias entre el punto de abastecimiento de los equipos y materiales hasta el lugar de destino y los traslados, considerando que se realizan de forma programada y en momentos razonables, por lo que no se podrán utilizar los tiempos de desplazamiento en las horas de mayor congestión.

En concordancia con el punto (i) anterior, el Consultor deberá identificar apropiadamente el punto físico de la bodega donde se almacena el equipo o material y el punto físico de llegada del mismo al lugar donde se realiza la obra, según corresponda. Cabe señalar que si la bodega se encuentra en el mismo punto donde se realiza la obra, el recargo tendrá un valor igual a cero.

Adicionalmente, el Consultor deberá identificar el tipo de flete eficiente para cada equipo y material requeridos en las obras de generación y/o transmisión.

(iv) Montaje

Los costos de montaje considerarán lo siguiente:

- Costos de montaje de personal, ya sea de contratistas o personal propio;
- Costos de inspector técnico de obras (ITO) y supervisión;
- Costos de vehículos, maquinarias y herramientas utilizadas en el montaje, sin considerar el costo de los materiales;
- Costo de montaje de las obras civiles y equipos electromecánicos; y,
- Otros costos de montaje debidamente detallados, justificados y respaldados por el Consultor.

Para cada uno de los equipos y materiales requeridos en las obras de generación y/o transmisión, el Consultor deberá listar las tareas requeridas para llevar a cabo el montaje de dichos equipos y materiales, indicando los recursos y personal necesarios para llevar a cabo cada tarea eficientemente.

Los costos de montaje deberán ser eliminados de cualquier otro ítem, a fin de evitar duplicidad de costos informados.

(v) Obras Civiles

Los costos de obras civiles consideran, al menos, lo siguiente:

- Movimientos de tierra y excavaciones;
- Uso de pavimento y gravilla;
- Fundaciones de unidades generadoras;
- Malla de tierra unidades generadora;
- Fundaciones transformador de unidades generadora; y,
- Fundaciones de activos de transmisión, si aplica.

(vi) Ingeniería

Los costos de ingeniería considerarán lo siguiente:

- Estudios de factibilidad y estudios eléctricos de los proyectos contratados con terceros;
- Ingeniería conceptual, básica y de detalle de obras contratada con terceros;
- Personal propio asignado a ingeniería de obras; y,
- Otros costos de ingeniería debidamente justificados y respaldados por el Consultor.

Para cada uno de los estudios y servicios de ingeniería requeridos para el desarrollo de las obras, o bien, para las familias representativas de estas, el Consultor deberá listar las tareas y/o actividades de ingeniería requeridas, indicando los recursos y personal necesarios para llevar a cabo dichas tareas eficientemente.

Dichos costos de ingeniería deberán ser eliminados de los ítems de montaje o de cualquier otro ítem, a fin de evitar duplicidad de costos informados.

(vii) Puesta en Marcha

Considera la asesoría técnica de fábrica para la puesta en servicio de las unidades generadoras.

(viii) Gastos Generales

Los costos por gastos generales considerarán lo siguiente:

- Administración de obras contratadas a terceros; y,
- Otros costos asociados a gastos generales debidamente justificados y respaldados por el Consultor.

Dichos gastos generales deberán ser eliminados de los ítems de montaje o de cualquier otro ítem, a fin de evitar duplicidad de costos informados.

(ix) Intereses Intercalarios

El costo por intereses intercalarios corresponderá al costo financiero que se produce durante el período de construcción eficiente de un conjunto de obras representativas de generación y/o transmisión. Deberán ser determinados a partir de los plazos asociados a la ejecución de las obras y los flujos de fondos eficientemente administrados, durante un determinado período.

A partir de los antecedentes de flujo de fondos y plazos vinculados a la ejecución de las obras, el Consultor deberá determinar los intereses intercalarios asociados a la construcción de las instalaciones. El Consultor deberá corregir o, en su defecto, eliminar las ineficiencias asociadas a períodos extensos e injustificados entre inversiones relevantes, con el fin de evitar que estas se reflejen en el valor final.

Para la determinación del interés intercalario, el Consultor deberá determinar una tasa de interés real anual única y representativa de las condiciones de mercado, expresada en forma porcentual, que considere el

costo de capital de mercado para el financiamiento. Esta tasa se aplicará sobre la totalidad de los pagos asociados al establecimiento de las obras (incluidos costos de adquisición, fletes, montaje, ingeniería, gastos generales). Para ello, el Consultor deberá expresar el resultado de este cálculo en forma porcentual y resguardar la consistencia del recargo con su aplicación.

Para determinar los flujos de fondos destinados a la construcción de obras de generación y/o transmisión se considerarán los momentos de traspaso efectivo de fondos a las empresas contratistas para la construcción de estas obras, eficientemente determinados y coordinados, los que deberán estar debidamente respaldados. Los flujos de fondos de costos de materiales y equipos deberán considerarse en el momento en que los materiales son enviados con destino a faena de construcción.

Para el caso de equipos mayores en que es necesario realizar un pago al proveedor para ordenar su fabricación, el flujo de fondos será considerado desde la emisión de la orden de compra emitida para la fabricación del equipo.

(x) Bienes Intangibles

La valorización de bienes intangibles deberá recoger los costos de contratación inicial de personal, gastos de puesta en marcha y estudios previos.

El Consultor deberá presentar y respaldar los cálculos, antecedentes y factores que permitan determinar los costos asociados a bienes intangibles. Los costos de contratación inicial de personal no podrán ser superiores a dos meses de gastos en remuneraciones, sin considerar compensaciones o beneficios, en el año base. Los gastos de puesta en marcha estarán conformados por los costos de capacitación, operación y mantenimiento a lo largo de un período no superior a un mes. Los estudios previos consideran los estudios técnicos, legales, económicos y financieros requeridos para iniciar las actividades, así como los gastos notariales y similares asociados a la constitución de la sociedad.

El Consultor en ningún caso podrá imputar a los bienes intangibles gastos adicionales a los indicados previamente, como, por ejemplo, costos de la sociedad precursora y gastos asociados a la captación comercial.

Los bienes intangibles a considerar en el costo unitario de las instalaciones eléctricas y de los bienes muebles e inmuebles se determinará prorrateando el costo anual de los bienes intangibles de la empresa eficiente, en función de la anualidad de la inversión de las instalaciones eléctricas y de los bienes muebles e inmuebles (no incluyendo bienes intangibles y capital de explotación), y dividiendo dicha prorrata por el factor de recuperación de capital de la correspondiente instalación eléctrica o bien mueble e inmueble.

(xi) Capital de explotación

El capital de explotación se determinará como dos doceavos del costo anual de operación, mantención y administración (C.O.M.A.) de la inversión correspondiente.

El capital de explotación a considerar en el costo unitario de las instalaciones eléctricas y de los bienes muebles e inmuebles se determinará prorrateando el costo anual del capital de explotación de la empresa eficiente en función de las anualidades de inversión de las instalaciones eléctricas y de los bienes muebles

e inmuebles (no incluyendo bienes intangibles y capital de explotación), y dividiendo dicha prorrata por el factor de recuperación de capital de la correspondiente instalación eléctrica o bien mueble e inmueble.

d) Subdivisión de la transmisión en tramos

A fin de facilitar la asignación de los costos de transmisión, el Consultor deberá identificar los distintos tramos de las instalaciones de transmisión y asignar justificadamente transformadores, subestaciones y demás equipos, o fracciones de ellos, así como sus respectivos costos, a cada uno de los tramos identificados.

e) Nudos de retiro

El Consultor deberá definir el conjunto de nudos o barras del Sistema Mediano desde donde se retira la energía y potencia generada, en adelante “nudos de retiro”, para efectos de dar suministro a empresas concesionarias de distribución u otros clientes.

Para este efecto, el Consultor debe identificar, adicionalmente, las líneas o barras del Sistema Mediano conectadas que no sean parte de instalaciones de la empresa concesionaria de distribución u otros clientes corresponden al segmento de transmisión.

En dichos nudos de retiro, el Consultor deberá determinar la demanda de energía y potencia en el año base y para cada uno de los años del período de planificación, debiendo además en cada una de ellas asignar los costos que correspondan, de acuerdo con la metodología establecida en la normativa vigente.

f) Proyección de demanda de energía y potencia

Para cada uno de los nudos de retiro del Sistema Mediano, el Consultor deberá determinar la proyección de demanda de energía y potencia total para el período de planificación. Esta proyección se debe efectuar sobre la base de la evolución histórica de la demanda de energía y potencia, del resultado de encuestas a grandes clientes a las que se hace referencia en el artículo 28 del Reglamento de Sistemas Medianos, y de la relación estadística entre el consumo eléctrico de la región y los índices de crecimiento económico regional o nacional u otras variables relevantes como variables económicas, sociales, geográficas, climáticas, ambientales, proyecciones de precios relevantes, planes de ordenamiento territorial y otros instrumentos de planificación, debidamente justificadas.

En particular, para los Sistemas Medianos de la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena, el Consultor deberá analizar las implicancias en la proyección de demanda de los lineamientos establecidos en la “Política Energética de Magallanes y Antártica Chilena”, elaborada por el Ministerio de Energía. A su vez, para la determinación de la proyección de demanda del Sistema Mediano de Aysén, y en particular la referente a la ciudad de Coyhaique, el Consultor deberá analizar los efectos del “Plan de Descontaminación Atmosférica para la ciudad de Coyhaique y su zona circundante”, establecido en el Decreto Supremo N° 7, de 2019, del Ministerio de Medio Ambiente. Ambos análisis, y la decisión sobre su consideración en las proyecciones, deben estar debidamente justificados y respaldados en los anexos entregados a la Comisión.

Para cada nudo de retiro y para el sistema completo, las Empresas deberán entregar al Consultor y a la Comisión, toda la información que posean respecto de la demanda histórica de energía y potencia de cada Sistema Mediano, acompañando una descripción que dé cuenta del comportamiento mensual de la misma

y de los registros horarios de mediciones de demanda de energía y potencia en cada nudo de retiro. Adicionalmente, las Empresas deberán entregar los consumos históricos de energía y potencia de clientes cuya capacidad conectada supere el 2% de la capacidad instalada del Sistema Mediano (grandes clientes) y, por cada uno de los años en que se tenga registro de información, la proyección de consumos de estos clientes para los siguientes cuatro años (p.ej. año 2024, proyección 2025-2028). La información entregada debe ser concordante con la ya enviada a la Comisión en virtud de lo dispuesto en los artículos 27 y 28 del Reglamento de Sistemas Medianos.

La proyección de demanda en los nudos de retiro, la configuración topológica del sistema y la estimación de pérdidas de transmisión eficientes, deberán ser consideradas en la estimación de las necesidades de inyección de generación para el respectivo Sistema Mediano.

Para la proyección de la demanda de potencia de punta, el Consultor deberá estimar un factor de carga basado en el comportamiento histórico del consumo. Adicionalmente, el Consultor podrá estimar, en casos justificados, ajustes en el factor de carga basado en modificaciones de las características de la demanda proyectada en comparación a la histórica. Por su parte, sobre la base del comportamiento histórico de la demanda y del consumo de grandes clientes, el Consultor deberá elaborar una curva de demanda constituida por escalones horarios de potencia, cuya duración y cantidad se establece en el punto 2.5.1 del Capítulo II de las presentes Bases.

g) Condiciones de mercado y tecnológicas vigentes

Para valorizar eficientemente las instalaciones existentes, identificar unidades candidatas, elaborar el Plan de Expansión Óptimo y el Proyecto de Reposición Eficiente, el Consultor deberá estudiar los recursos disponibles, las condiciones de mercado, las condiciones tecnológicas vigentes y los proyectos en construcción o estudio para determinar en forma eficiente los costos unitarios de inversión, mantenimiento, operación, administración y comercialización involucrados en las mejores alternativas técnico-económica de generación, transmisión y demás infraestructura disponibles para cada Sistema Mediano. El Consultor también deberá tener en consideración las particularidades geográficas, logísticas y ambientales de la zona al momento de valorizar eficientemente las instalaciones.

El Consultor deberá determinar con ello las características técnicas óptimas de las futuras instalaciones de generación, transmisión y demás infraestructura, así como los costos eficientes de inversión, mantenimiento, operación, administración y comercialización asociados. En aquellos casos en que el Consultor determine los costos mencionados a partir de precios de mercado, este deberá incluir los descuentos por volúmenes de compras habituales para una empresa de tamaño similar al de la empresa eficiente y, en aquellos casos que se cuente con más de una cotización, se deberá emplear la de menor valor.

La identificación de los elementos, materiales, equipos, componentes, insumos y servicios, entre otros, asociados a las instalaciones de generación y transmisión del Sistema Mediano, así como sus correspondientes costos unitarios, deberán ser informados por el Consultor a las Empresas, para que esta última los informe a la Comisión en el plazo establecido en las presente Bases, la cual los analizará y podrá recomendar la corrección de ellos, al tenor de lo señalado en el artículo 16 del Reglamento de Sistemas Medianos.

En concordancia con lo establecido en la normativa vigente, los Planes de Expansión Óptimos de las instalaciones de generación en cada Sistema Mediano deberán contemplar proyectos de medios de generación renovables no convencionales, los que deberán priorizarse en relación con otras fuentes de energía primaria, siempre y cuando sean igual de competitivos y eficientes, tanto técnica⁹ como económicamente¹⁰.

h) Infraestructura, terrenos, servidumbres y medio ambiente

A partir de los análisis críticos de la información respaldada y documentada correspondiente a la infraestructura, terrenos, servidumbres y medio ambiente efectivamente pagados, actualizadas por el Índice de Precios al Consumidor, que entreguen las Empresas para el año base, en cada Sistema Mediano el Consultor deberá determinar los costos a emplear en la valorización de dichos ítems en la empresa eficiente.

Se debe incluir en la infraestructura los edificios de oficina, mobiliarios y equipos, equipos de seguridad para operarios, talleres, galpones, bodegas, casas de alojamiento para cuidadores, vehículos para el transporte de personal y/o equipos, sistemas informáticos, sistemas de control y sistemas de comunicación, entre otros.

Para efectos de determinar y valorizar el Plan de Expansión Óptimo y el Proyecto de Reposición Eficiente a que se refieren las presentes Bases, el Consultor deberá definir la infraestructura y terrenos óptimos, y su evolución en el tiempo, considerando costos eficientes, dimensiones adecuadas en cuanto a tamaño y cantidad de infraestructura y terrenos involucrados, economías de ámbito asociadas a la integración vertical con el segmento de distribución e integración horizontal con otros sistemas o servicios administrados por una misma Empresa.

En el caso del cálculo del CTLP asociado al Proyecto de Reposición Eficiente, el Consultor deberá realizar la asignación de los costos de infraestructura¹¹ entre las Empresas, reconociendo partida a partida, la prorrata más adecuada dada la naturaleza del costo de infraestructura en cuestión. Así, el Consultor deberá evaluar, al menos, prorratas en función a (i) la cantidad de centrales; (ii) la cantidad de unidades generadoras; y, (iii) la anualidad de la inversión en generación. Asimismo, el Consultor podrá evaluar prorratas en función a otros indicadores, justificando adecuadamente su aplicación.

Para dimensionar los terrenos y servidumbres se deberá hacer un lay-out con la ubicación de las instalaciones e infraestructura de generación y transmisión del Sistema Mediano, y las distancias mínimas requeridas considerando los requerimientos establecidos en la normativa vigente.

Para efectos de establecer el valor anualizado de los terrenos, servidumbres, medio ambiente y demás costos asociados que no se hubieren constituido como gastos, se considerará la tasa de descuento indicada en el literal v) del numeral 2.3 del Capítulo II de las presentes Bases y un flujo perpetuo.

i) Estructura y costos de personal

⁹ Que ambas tecnologías sean económicamente equivalentes considerando inversión y operación.

¹⁰ Que ambas tecnologías sean técnicamente viables, permitiendo cumplir con la normativa vigente.

¹¹ Tanto para infraestructura de generación como de transmisión.

El Consultor deberá definir la estructura de personal óptima de la empresa eficiente, para lo cual deberá considerar y analizar críticamente toda la información que entreguen las Empresas, la cual deberá incluir, a lo menos, la cantidad, nivel de calificación y sueldos de ejecutivos, ingenieros, técnicos, operarios, administrativos y otros que conforman la planta de personal utilizada por cada Empresa en las actividades asociadas a la generación y transmisión en cada Sistema Mediano. El Consultor deberá resguardar adecuadamente la información comercialmente sensible que le indiquen las Empresas.

La estructura de personal deberá considerar las economías de ámbito y de escala, cuyo diseño permita satisfacer óptimamente la demanda con la seguridad y calidad de servicio que establece la normativa vigente, en el horizonte de planificación pertinente.

Para cumplir con lo anterior, el Consultor deberá identificar el personal óptimo dedicado a la operación, mantención, administración y comercialización del Sistema Mediano correspondiente, y su evolución en el tiempo, analizando además la conveniencia de utilizar personal propio o contratistas.

El Consultor deberá describir detalladamente la metodología empleada en la determinación de la estructura de la empresa eficiente, adjuntando, además, como mínimo, lo siguiente:

- Identificación de los procesos, actividades y funciones que, como mínimo, debe desarrollar la empresa.
- Diseño en detalle de la organización propuesta y de cómo se encuentran asignadas cada una de las tareas en las distintas unidades de trabajo consideradas.
- Descripción de cada una de las tareas desarrolladas por el personal propio.
- Descripción de cada una de las tareas desarrolladas por el personal tercerizado (contratistas).
- Organigrama.
- Para cada tipo de cargo existente (p.ej. ingenieros), propio o de contratistas, se deberán desglosar sus tareas anuales y señalar en cada caso la dedicación de tiempo, conforme al siguiente formato:
 - ✓ Tipo de cargo
 - ✓ Identificación de la tarea
 - ✓ Actividad realizada
 - ✓ Dedicación (horas/año)
- Dotación eficiente de personal propio
- Prestaciones eficientes de personal tercerizado, detallado por prestación (nombre y descripción) y cantidad anual.

Para estimar las remuneraciones asociadas a cada cargo de personal (propio o tercerizado), el Consultor deberá considerar uno o más estudios de remuneraciones de mercado representativos. En este sentido, deberá utilizar encuestas de remuneraciones de mercado realizadas por empresas especialistas del rubro y de reconocido prestigio en el tema, debiendo anexar al estudio toda la información relevante que estas aporten para permitir un análisis completo de la metodología utilizada en la determinación de los respectivos costos. En el uso de encuestas de remuneraciones, el consultor deberá emplear aquellas representativas de la empresa modelo a valorizar, ya sea este personal propio o tercerizado, en el entendido que el mercado del personal propio difiere del mercado que enfrentan los contratistas. Adicionalmente, las Empresas deberán poner a disposición de la Comisión el o los estudios de remuneraciones utilizados por el Consultor en la elaboración del Estudio, debiendo esta resguardar el carácter confidencial que pudiesen tener dichos antecedentes.

En consistencia con lo señalado en el párrafo precedente, para determinar las rentas de mercado asociadas a cada cargo, el Consultor realizará un proceso de homologación debidamente fundado, buscando el mejor ajuste entre las características de los cargos con la información disponible en los estudios de remuneraciones. El estadígrafo a utilizar para el personal propio será el percentil 50% y para el personal tercerizado (contratistas) se deberá analizar la información disponible del mercado relevante según su zona de operación para definir el estadígrafo a utilizar. No obstante, para determinar los costos de personal tercerizado, el Consultor podrá considerar un estudio de remuneraciones de mercado, realizado por empresas especialistas del rubro, cuya muestra corresponda exclusivamente a empresas que ejecutan labores externalizadas por otras empresas, en cuyo caso el estadígrafo a utilizar será el percentil 50%. Asimismo, el Consultor podrá considerar, justificadamente, tanto para personal propio como tercerizado, percentiles distintos a los señalados precedentemente para aquellos cargos cuyo nivel de especialización no se encuentre debidamente recogido en el o los estudios de remuneraciones.

Los costos de remuneraciones del personal propio deben incluir las obligaciones legales vigentes a la fecha de inicio del estudio. Por su parte, los costos de remuneraciones del personal tercerizado deben incluir los costos asociados directamente a la mano de obra en los que incurre el contratista (provisión para pago de indemnización, aporte patronal legal [seguro de invalidez y sobrevivencia], seguro de cesantía y cotización por accidentes de trabajo), un costo administrativo y utilidades eficientes representativas del mercado de personal tercerizado.

El Consultor deberá analizar la pertinencia de incluir en el costo de remuneraciones beneficios adicionales, no obligatorios para la empresa eficiente, debiendo justificar la incorporación de cada uno de ellos, los que deberán representar además una práctica frecuente en el mercado. En el caso del personal tercerizado, el consultor sólo podrá incluir beneficios adicionales si las remuneraciones se determinan considerando un estudio de remuneraciones de mercado, realizado por empresas especialistas del rubro, cuya muestra corresponda exclusivamente a empresas que ejecutan labores externalizadas por otras empresas, para lo cual deberá justificar la inclusión de cada beneficio adicional, el que además debe representar una práctica frecuente en la modalidad de trabajo tercerizado.

Con el fin de evitar duplicidades en la estimación de los costos de remuneraciones, los estudios de remuneraciones de mercado que utilice el Consultor para estimar las remuneraciones del personal (propio y/o tercerizado) deben permitir diferenciar entre el sueldo contractual mensual y cada asignación, bono, incentivo y beneficio adicional que estas estén considerando. En este sentido, el estudio de remuneraciones utilizado debe permitir identificar de manera desagregada el costo de cada asignación, bono, incentivo y beneficio adicional.

El Consultor deberá explicitar claramente las obligaciones legales y los beneficios adicionales considerados en el estudio.

El Consultor deberá considerar como tope para el costo laboral de la empresa eficiente, el monto efectivamente pagado por las Empresas por este concepto para el año base, calculado a partir de las partidas de costos consideradas en la empresa eficiente, y proyectar su evolución en consistencia con las modificaciones de estructura y/o aumentos de planta requeridos para dar respuesta al plan de expansión.

j) Gastos fijos anuales de operación, mantenimiento, administración y comercialización

A partir del análisis crítico de la información que entreguen las Empresas, el Consultor deberá determinar y valorizar los gastos fijos anuales de operación, mantenimiento, administración y comercialización (C.O.M.A.) de las instalaciones de generación y transmisión de las Empresas, existentes al año base.

El C.O.M.A. corresponde a costos que no varían con la cantidad de energía y potencia transitada a capacidad fija de las instalaciones de transmisión, por lo que no se deben incorporar costos variables por dichos conceptos.

Para tal efecto, se deben incluir los gastos de personal técnico y administrativo identificados en el literal h), los contratos a empresas de servicio, el gasto y costo unitario de insumos tales como lubricantes, pintura, repuestos, electricidad, agua, materiales de oficina, materiales de primeros auxilios y medicamentos, gastos de aseo, gasto de teléfono, gastos de calefacción y gastos de aire acondicionado, entre otros.

Para efectos de determinar y valorizar el Plan de Expansión Óptimo y el Proyecto de Reposición Eficiente, el Consultor deberá determinar los gastos fijos anuales óptimos y eficientes y su evolución en el tiempo para la empresa eficiente, considerando además los precios de mercado debidamente respaldados con cotizaciones y/o valores efectivos, consumo de insumos adecuado al tamaño del Sistema Mediano correspondiente y las economías de ámbito y escala asociadas a la integración vertical con el segmento de distribución e integración horizontal con otros sistemas o servicios administrados por las mismas Empresas. Asimismo, en el caso de materiales y otros elementos asociados a las labores de mantenimiento y operación, el Consultor deberá considerar, cuando corresponda, la posibilidad de descuentos por volumen, considerando la oportunidad de efectuar una gestión de adquisición y mantención de inventarios eficiente desde el punto de vista financiero, reconociendo la disponibilidad de las instalaciones requerida, el emplazamiento geográfico y tiempos de respuesta, de acuerdo con las normas y reglamentos, debiendo justificar la procedencia de tal consideración.

En el caso del cálculo del CTLP asociado al Proyecto de Reposición Eficiente, el Consultor deberá realizar la asignación de gastos fijos anuales de operación, mantenimiento, administración y comercialización, entre las Empresas, reconociendo partida a partida, la prorrata más adecuada dada la naturaleza del gasto fijo en cuestión. Así, el Consultor deberá evaluar, al menos, prorratas en función a (i) cantidad de centrales; (ii) cantidad de unidades generadoras; (iii) anualidad de la inversión en generación. Asimismo, el Consultor podrá evaluar prorratas en función a otros indicadores, justificando adecuadamente su aplicación.

k) Asignación de costos administrativos y economías de ámbito y escala

Para las instalaciones existentes, en la elaboración del Plan de Expansión Óptimo y del Proyecto de Reposición Eficiente, el Consultor deberá determinar la fracción del costo de infraestructura, gastos fijos de operación, mantenimiento, administración y comercialización, incluyendo el costo anual de personal que es asignable a los segmentos de generación y transmisión de los Sistemas Medianos en Estudio. Para ello, y según corresponda, deberá descontar los costos correspondientes al segmento de distribución, otros sistemas u otros servicios administrados por las Empresas, y determinar justificadamente un prorrateo de esta fracción a cada unidad de generación y a cada uno de los tramos de transmisión identificados de las Empresas, según lo que efectivamente corresponda.

Para la elaboración del Plan de Expansión Óptimo y el Proyecto de Reposición Eficiente, el Consultor deberá considerar, además, las economías de ámbito y escalas asociadas a la integración vertical con el

segmento de distribución e integración horizontal con otros sistemas o servicios administrados por las mismas Empresas.

l) Subcontrato con empresas consultoras especialistas

Para el desarrollo de los literales h), i), j) y k) anteriores, el Consultor deberá realizar estudios que respalden los respectivos resultados, los que podrán ser subcontratados a empresas consultoras especialistas en las materias identificadas en dichos literales. En su informe, la empresa consultora especialista, o bien el Consultor, deberá incluir el detalle completo de los análisis efectuados y los resultados alcanzados. Las Empresas deberán enviar una copia a la Comisión del informe antes dicho, e incluirlo en el informe de avance y en el informe final que debe enviar el Consultor a la Comisión en las instancias indicadas en estas Bases.

m) Modelos y herramientas para la modelación de la operación

El Consultor deberá modelar adecuadamente las instalaciones de generación y transmisión de cada Sistema Mediano para todo el horizonte de planificación del Estudio, tanto para el desarrollo del CID como del CTLP, de acuerdo con las distintas características técnicas y económicas de sus componentes, cumpliendo los formatos establecidos en el ANEXO N°3. Esta modelación deberá realizarse sobre la base del conjunto de unidades existentes más las inversiones comprometidas en el horizonte de planificación, según corresponda al Plan de Expansión Óptimo o al Proyecto de Reposición Eficiente.

La operación del sistema deberá ser representada mediante un modelo de despacho económico de corto plazo que minimice el costo total de operación. La granularidad temporal deberá ser suficiente para representar adecuadamente la variabilidad horaria de la generación solar y eólica, así como las restricciones operativas propias del encendido y apagado de unidades térmicas y de operación de los sistemas de almacenamiento de energía. En particular, los perfiles de generación utilizados deberán reflejar con fidelidad las fluctuaciones dentro del día, sin requerirse necesariamente una resolución estrictamente horaria. En línea con lo señalado anteriormente, el Consultor deberá implementar en su modelación una resolución de, a lo más, cuatro horas.

El Consultor deberá entregar todos los archivos de entrada y salida utilizados y generados por el software correspondiente, junto con los parámetros, supuestos y documentación técnica necesaria para su correcta reproducción.

1. Unidades generadoras: Deberán ser caracterizadas, al menos, por su capacidad bruta y neta, rendimiento, precio de combustibles, costos variables no combustibles, indisponibilidad forzada, programa de mantenimiento recomendado por el fabricante, capacidad de regulación, factor de planta y estadísticas de disponibilidad de los recursos, en el caso de unidades de generación renovable, entre otros.

En los casos en que existe información histórica, el Consultor deberá utilizar las estadísticas hidrológicas para elaborar una proyección de disponibilidad hídrica para cada una de las unidades generadoras hidráulicas para el horizonte de planificación proponiendo, al menos, tres hidrologías: (i) seca; (ii) media; y (iii) húmeda, esto a modo de representar adecuadamente la variabilidad del recurso hídrico. Para ello, deberá justificarse el uso de factores de conversión representativos entre caudal y generación (por ejemplo, l/s o m³/s a MW), respaldados idealmente con información oficial. En caso de no contar con

dicha información, podrá utilizarse la generación histórica, debiendo evaluarse y explicitarse cómo las indisponibilidades afectan estos registros.

Posteriormente, el Consultor deberá proponer una probabilidad de ocurrencia a cada una de las hidrologías a modo de dimensionar adecuadamente el Plan de Expansión Óptimo y el Proyecto de Reposición Eficiente. La estadística hidrológica podrá considerar datos hasta el 31 de diciembre de 2024.

Asimismo, las estadísticas de disponibilidad de viento y radiación utilizadas para proyectar la disponibilidad de dichos recursos no podrán considerar datos posteriores al 31 de diciembre de 2024. Dichas estadísticas deberán respaldarse utilizando, a lo menos, una fuente de información técnica debidamente justificada, pudiendo considerarse, a modo referencial, las siguientes:

- a) Estudios técnicos que utilicen datos obtenidos de mediciones in situ de los recursos, las cuales deben considerar datos horarios de al menos 12 meses y estar debidamente certificadas por instituciones especializadas que aseguren la calidad de los equipos y de la información obtenida.
- b) Otros estudios técnicos, plataformas especializadas o herramientas como exploradores solares o eólicos.
- c) Generación histórica, debiendo evaluarse su representatividad y el efecto de las eventuales indisponibilidades en dichos valores.

En todos los casos, deberá incorporarse información relevante, incluyendo, las coordenadas geográficas, la disposición de paneles o turbinas, la eficiencia de conversión y otros parámetros técnicos necesarios para una correcta modelación.

2. Líneas, equipos y componentes de transmisión: Las líneas de transmisión deberán ser caracterizadas, al menos, por su capacidad, resistencia, reactancia, susceptancia, nivel de tensión u otras. Por su parte, los transformadores deberán considerar, al menos, su capacidad, reactancia, pérdidas (cobre y en vacío), tensiones nominales, razón de transformación, número de taps y rango de regulación (% de tensión por tap). En el caso de los equipos de compensación reactiva, estos deberán ser caracterizados, al menos, por su capacidad y nivel de tensión.
3. Sistemas de almacenamiento: Sólo se considerarán Sistemas de Almacenamiento de Energía como activos de generación. Deberán ser caracterizados por su potencia nominal, capacidad de almacenamiento, rango de operación en función del tiempo (potencia/tiempo), rendimientos u otras.
4. Características técnicas y económicas: Se deberá tener en consideración el costo de falla correspondiente del sistema, la tasa de descuento, conforme lo establecido en los literal p) y v) de la presente sección, respectivamente. Asimismo, deberán incorporarse las exigencias de diseño y operación establecidas y/o derivadas de la normativa ambiental vigente¹², así como de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos, entre otras disposiciones aplicables.

Mediante los modelos y herramientas que se utilicen, el Consultor deberá obtener los siguientes resultados:

¹² El Consultor incorporar en su análisis lo establecido en el Decreto N°13, de 2011, del Ministerio del Medio Ambiente.

1. *Despacho económico óptimo del Sistema Mediano.* Esto incluye la generación de cada unidad generadora y de los sistemas de almacenamiento, si corresponde, así como los flujos de potencia a través de las líneas. El análisis deberá reparar en las condiciones de operación y mantenimiento, considerando restricciones de transmisión, las pérdidas en las instalaciones de transmisión, las pérdidas en los transformadores elevadores, y exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas de la normativa vigente, incluyendo las restricciones ambientales aplicables.
2. *Factores de prorrata* basados en la metodología que utiliza los factores GLDF y GGDF¹³, u otra equivalente, que cumpla el mismo propósito.
3. *Análisis de estabilidad del sistema y regulación de tensión en los nudos de retiro* de este, para distintas condiciones de operación. Se deberán realizar los análisis necesarios para cumplir con los requerimientos contemplados en la Norma Técnica de Calidad y Servicio para Sistemas Medianos.

En aquellos casos en que las Empresas no dispongan de la información indicada en el ANEXO N°3, el Consultor podrá realizar supuestos justificados en base a instalaciones de similares características técnicas y geográficas.

n) Plan de Expansión Óptimo

El Consultor deberá determinar justificadamente el Plan de Expansión Óptimo que abarque los segmentos de generación, transmisión e infraestructura, para el horizonte de planificación comprendido entre los años 2025 y 2039. El Plan de Expansión debe ser óptimo de modo tal que se minimice el costo total actualizado esperado de inversión, operación¹⁴, falla, mantenimiento, administración y comercialización del Sistema Mediano, sujeto a las restricciones ambientales, restricciones de las políticas de desarrollo energético y las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en la normativa vigente, e incluyendo las economías de ámbito y escala asociadas a la integración vertical con el segmento de distribución e integración horizontal con otros sistemas o servicios administrados por la misma Empresa.

El Consultor deberá efectuar el Plan de Expansión Óptimo sobre la base de al menos lo siguiente:

- Las características técnicas reales de las instalaciones existentes;
- La proyección de demanda desagregada en 24 bloques diarios y períodos mensuales;
- El análisis actualizado de precios y disponibilidad de combustibles;
- Las restricciones técnicas, normativas y ambientales aplicables;
- Las alternativas tecnológicas eficientes disponibles comercialmente, incluyendo sistemas de almacenamiento.
- Las estadísticas de disponibilidad de recursos renovables según lo dispuesto en el numeral 1 “Unidades generadoras” del literal m) anterior.

13 GLDF y GGDF debido a sus siglas en inglés “Generalized Load Distribution Factors” y “Generalized Generation Distribution Factors”, respectivamente.

14 Entro de los costos de operación debe ser incluido el Impuesto a las Emisiones establecido en el artículo 8 de la Ley N° 20.780, de 2014, del Ministerio de Hacienda, que modifica el sistema de tributación de la renta e introduce diversos ajustes en el sistema tributario.

El Consultor deberá implementar un modelo que minimice el costo total actualizado esperado del sistema. Este modelo se deberá realizar con granularidad mensual, utilizando los bloques representativos definidos en las presentes Bases. Para esto deberá establecer el escenario de precios y disponibilidad de energéticos primarios existentes en la zona en que opera cada Sistema Mediano, priorizando aquellos basados en medios de generación renovables no convencionales según lo dispuesto en el literal g) anterior.

Adicionalmente, el Consultor deberá individualizar en el Plan de Expansión Óptimo las instalaciones requeridas, indicando al menos: tipo de instalación (nueva o ampliación), empresa propietaria, fecha de entrada en operación, principales características técnicas (kV, kVA, kW, kVAr, según corresponda) y, en el caso de ampliaciones, el nombre de la empresa propietaria de las instalaciones originales.

Como resultado del análisis de insumos energéticos señalado anteriormente, el Consultor deberá proponer unidades generadoras para su evaluación en el Plan de Expansión Óptimo de los sistemas que cuenten con dichos insumos. Así, el Consultor deberá considerar, al menos: tecnologías (i) térmica; (ii) eólica; (iii) fotovoltaica; e (iv) hidráulica de pasada. La fecha de entrada en operación de estas centrales podrá ubicarse en cualquier momento dentro del horizonte de planificación. Sin perjuicio de lo anterior, la fecha de puesta en servicio propuesta deberá tener en consideración plazos acorde a las características técnicas y operativas del proyecto que deberán ser sustentadas por el Consultor.

En los Sistemas Medianos que presenten disponibilidad de gas natural y/o diésel como insumos energéticos, el Consultor deberá proyectar el precio y la disponibilidad de estos insumos para todo el horizonte de planificación del Estudio, respaldando dicha con información técnica obtenida de las empresas operadoras del Sistema Mediano, así como de los suministradores y/o distribuidores actuales y potenciales de estos insumos. Con todo, para realizar las proyecciones señaladas no podrá recurrirse a datos posteriores a diciembre de 2024.

Una vez publicadas las Bases Definitivas¹⁵, en no más de 40 días corridos la Comisión pondrá a disposición del Consultor y de las Empresas individualizadas en el numeral 1.2 del Capítulo I de estas Bases, los antecedentes de proyectos de generación y/o transmisión que obren en su poder, a fin de que sean considerados en el desarrollo del Plan de Expansión Óptimo. Entre dichos antecedentes se incluirá lo establecido en el ANEXO N°5 de las presentes Bases.

Finalmente, el Consultor deberá entregar todos los archivos de entrada y salida utilizados y generados por el software correspondiente, junto con los parámetros, supuestos y documentación necesaria para su correcta trazabilidad y reproducibilidad.

o) Rango de validez de las hipótesis para el Plan de Expansión Óptimo

El Consultor deberá determinar y justificar detalladamente el rango de validez de las hipótesis técnicas y económicas que sustenten la conveniencia de efectuar las inversiones establecidas en el Plan de Expansión Óptimo, considerando su forma, dimensión y plazos de entrada en operación. Particularmente, el consultor deberá verificar, al menos, el rango de validez de la demanda eléctrica para el Plan de Expansión Óptimo.

¹⁵ Cada vez que se señale "Bases Definitivas" en el presente documentos, se está haciendo referencia a las Bases Definitivas que se emitan antes de la resolución de controversias por el Panel de Expertos, a menos que se especifique algo distinto.

p) Costos variables de operación y falla

El Consultor deberá determinar el costo variable esperado de operación y falla para cada año del horizonte de planificación, considerando:

- Las características técnicas de las instalaciones de generación y transmisión existentes;
- Las instalaciones incluidas en el Plan de Expansión Óptimo o en el Proyecto de Reposición Eficiente, según corresponda;
- El precio de los combustibles utilizados;
- Las restricciones de operación derivadas de la normativa ambiental y de seguridad y calidad de servicio vigentes;
- El costo de falla correspondiente¹⁶, establecido por la Comisión, mediante Resolución Exenta, a la fecha de inicio del Estudio, en moneda de 31 de diciembre de 2024.
- Y los resultados obtenidos a partir de los modelos y herramientas de simulación definidos en el literal m).

q) Costo Incremental de Desarrollo

El Consultor deberá determinar justificadamente el CID a partir del Plan de Expansión Óptimo descrito en el literal n) y de su operación, descrita en el literal m) considerando las instalaciones eficientes de generación transmisión e infraestructura (técnica y administrativa) asociada a cada Sistema Mediano.

El CID deberá ser asignado a cada uno de los nudos de retiro mediante GLDF y GGDF¹³, u otra metodología equivalente, que cumpla el mismo propósito, y desagregado en sus componentes de generación y transmisión, conforme a lo establecido en el ANEXO N°1 de las presentes Bases y la normativa vigente.

En caso de utilizarse una metodología distinta a la indicada, el Consultor deberá desarrollar, justificar y adjuntar todos los antecedentes que respalden su aplicación, los que deberán ser autocontenidos, trazables y reproducibles por parte de esta Comisión.

r) Proyecto de Reposición Eficiente

El Consultor deberá determinar justificadamente un Proyecto de Reposición Eficiente para las instalaciones de generación y transmisión e infraestructura (técnica y administrativa) de cada Sistema Mediano.

A diferencia del Plan de Expansión Óptimo, en este proyecto todas las instalaciones serán consideradas como candidatas, evaluándose su permanencia o reposición con base en criterios de eficiencia técnica y económica, dentro del horizonte de planificación comprendido entre los años 2025 y 2039.

El proyecto debe ser eficiente deberá identificar la configuración óptima del sistema considerando:

- Una adaptación eficiente del parque generador a la proyección de demanda;

¹⁶ Costo de falla de corta duración o intempestivo y costo de falla de larga duración. El costo de falla se define como el o los valores representativos del costo en que incurre cada sistema ante diferentes niveles de déficit de suministro. Para efectos del Estudio, el Consultor deberá utilizar como referencia el Informe Técnico de Costos de Falla, de la Comisión Nacional de Energía, vigente a la fecha.

- Una política de gestión de operación y mantenimiento eficiente;
- El aprovechamiento de economías de escala y de ámbito, tanto para Empresas que operen más de un sistema, como para sistemas operados por más de una Empresa.
- El cumplimiento de la normativa vigente en materia ambiental, de seguridad y calidad de servicio, así como de las restricciones propias de las políticas energéticas regionales.

El análisis deberá incorporar los segmentos de generación, transmisión, infraestructura, organización de personal y demás elementos necesarios para garantizar un abastecimiento seguro y eficiente de la demanda inicial y futura. El modelo deberá orientarse a minimizar el costo total actualizado esperado de largo plazo, incluyendo las componentes de inversión, operación, falla, mantenimiento, administración y comercialización, considerando además la condición inicial de cada sistema y las economías de ámbito y escala ligadas a la integración horizontal con otros sistemas o servicios administrados por las mismas Empresas.

El Proyecto de Reposición Eficiente deberá basarse en el modelo descrito en el literal n), utilizando como insumo la misma proyección de demanda, supuestos de disponibilidad de insumos energéticos, parámetros técnicos y restricciones normativas consideradas para el desarrollo del Plan de Expansión Óptimo. Se deberá justificar técnicamente cada instalación incorporada, respaldar la trazabilidad de los resultados y entregar todos los archivos de entrada y salida correspondientes.

s) Costo Total de Largo Plazo

El Consultor deberá determinar justificadamente el CTLP de cada Sistema Mediano a partir del Proyecto de Reposición Eficiente descrito en el literal precedente y de su operación, descrito en el literal m) considerando las instalaciones eficientes de generación, transmisión e infraestructura necesarias para abastecer la demanda del sistema.

El CTLP deberá calcularse conforme a lo establecido en el ANEXO N°2 de las presentes Bases y la normativa vigente, y deberá ser desagregado en sus componentes de generación y transmisión. Por su parte, el Consultor deberá asignar el CTLP resultante entre las distintas empresas.

El Consultor deberá desarrollar, justificar y adjuntar todos los antecedentes necesarios que respalden los resultados presentados, los que deben ser autocontenidos, trazables y reproducibles por parte de la Comisión.

t) Fórmulas de Indexación

El Consultor deberá determinar e identificar justificadamente los principales elementos que afectan el valor del CID y del CTLP de cada Sistema Mediano, y proponer el valor de los índices para las fórmulas de indexación correspondientes y sus ponderadores en conformidad con lo establecido en el numeral 2.10 del Capítulo II. Adicionalmente, el Consultor deberá presentar desagregaciones de los costos que permitan identificar las componentes asociadas a la potencia y aquellas asociadas a la energía, en cada uno de ellos.

u) Propuesta de costos variables medios de operación, factor de costos de inversión y administración, y costos de transmisión

En aquellos Sistemas Medianos donde exista más de un operador o el Plan de Expansión Óptimo considere una unidad generadora operada por otra Empresa, el Consultor deberá, a partir del CTLP definido:

- 1) Determinar para cada Empresa el costo variable medio, que corresponde al promedio ponderado entre generación esperada y sus costos variables y su fórmula de indexación.
- 2) Determinar un factor de costos de inversión y administración de cada empresa generadora.
- 3) Determinar un costo de transmisión a partir de la anualidad de la inversión y de los costos de operación, mantenimiento y administración de las empresas propietarias de instalaciones de transmisión.

v) Tasa de descuento

Para todos los efectos del Estudio, la tasa de descuento a utilizar será de un 10% anual.

w) Precio de combustibles

Para todos los efectos del Estudio, para el año base se calcularán los precios de los combustibles, según se utilicen, considerando lo siguiente:

- Precio Diésel: corresponderá al promedio ponderado por el número de días de vigencia de cada precio del petróleo diésel en el Sistema Mediano correspondiente, determinado a partir de los valores informados por las empresas operadoras y/o proponentes para el periodo de seis meses comprendido entre julio y diciembre de 2024, expresado en US\$/m³ y redondeado a la unidad.
- Precio Gas Natural: corresponderá al promedio ponderado por el número de días de vigencia del cada precio del gas natural en el Sistema Mediano correspondiente, determinado a partir de los valores informados por las empresas operadoras y/o proponentes para el periodo de tres meses comprendido entre octubre y diciembre de 2024, expresado en US\$/m³ y redondeado al tercer decimal.
- Precio Gas Licuado de Petróleo: corresponderá al promedio ponderado por el número de días de vigencia de cada precio del gas licuado de petróleo en el Sistema Mediano correspondiente, determinado a partir de los valores informados por las empresas operadoras y/o proponentes para el periodo de tres meses comprendido entre octubre y diciembre de 2024, expresado en US\$/m³ y redondeado al tercer decimal.

Dichos valores deberán encontrarse respaldados mediante cotizaciones, contratos, facturas u otros antecedentes verificables. Asimismo, cuando corresponda, deberá informarse el tipo de cambio diario utilizado para la conversión de pesos chilenos a dólares de los Estados Unidos de América, en \$/US\$.

x) Exigencias de seguridad y calidad de servicio

Para efectos de las presentes Bases, las exigencias de seguridad y calidad de servicio que el Consultor deberá utilizar en el desarrollo del Estudio corresponderán a aquellas que se encuentren vigentes en el marco normativo a la fecha de inicio del Estudio y, en particular, a las establecidas en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio Para Sistemas Medianos.

En ausencia de mayores especificaciones, el Consultor podrá aplicar consideraciones y supuestos que respondan a las mejores prácticas de la ingeniería y que guarden relación con la planificación y operación

económica y eficiente de sistemas eléctricos. En este caso, el Consultor deberá explicitar y justificar dichas consideraciones y supuestos, dentro del mismo Estudio. El Consultor deberá desarrollar, justificar y adjuntar todos los antecedentes necesarios que respalden los resultados presentados, antecedentes que deben ser autocontenidos y reproducibles por parte de esta Comisión.

y) Vida útil

La vida útil de cada tipo de instalación que conforma el valor de inversión del sistema de generación y transmisión se establecerá conforme a lo siguiente:

▪ Unidades generadoras hidráulicas:	50 años
▪ Unidades generadoras diésel y biomasa:	20 años
▪ Unidades generadoras eólicas:	20 años
▪ Unidades generadoras solar fotovoltaica	25 años
▪ Otras unidades generadoras:	24 años
▪ Baterías u otros sistemas de almacenamiento:	15 años
▪ Obras civiles:	50 años
▪ Estructuras de líneas y subestaciones:	50 años
▪ Equipamiento electromagnético y electromecánico:	30 años
▪ Conductor desnudo:	40 años
▪ Conductor aislado:	40 años
▪ Conductor protegido:	35 años
▪ Elementos de sujeción y aislación:	30 años
▪ Equipos de control y telecomando:	10 años
▪ Protecciones digitales:	15 años
▪ Protecciones electromecánicas o electromagnéticas:	10 años
▪ Equipamiento computacional:	5 años
▪ Vehículos:	10 años
▪ Equipamiento de oficina no fungible:	15 años
▪ Equipamiento de operación y mantención no fungible:	15 años
▪ Bienes inmuebles distintos a los terrenos:	50 años
▪ Terrenos, servidumbres y medio ambiente:	Perpetuidad
▪ Bienes intangibles y capital de explotación:	Perpetuidad

z) Condiciones y requisitos para los proyectos presentados

Para la determinación del Plan de Expansión de las instalaciones de generación y transmisión de cada Sistema Mediano, le corresponde a la Comisión analizar la disponibilidad de oferta de generación y transmisión en el mediano y largo plazo en dichos sistemas. El Plan de Expansión resultante del Estudio y que sea establecido en el o en los decretos respectivos es de carácter obligatorio, mientras este se encuentre vigente, tanto para las Empresas que operen en el Sistema Mediano como para aquellas nuevas empresas cuyas unidades candidatas que resulten despachadas.

Considerando lo anterior, luego de publicadas las Bases Definitivas se enviará a los promotores de proyectos que han manifestado su intención de conectarse a algún Sistema Mediano, en adelante “el Promotor” o “los Promotores”, un oficio indicándole las condiciones, requisitos y antecedentes establecidos en las presentes Bases para ser parte del catastro de proyectos a considerar en la determinación del plan

antes mencionado. Cabe señalar que los operadores principales también podrán ser promotores de proyectos.

Los promotores de proyectos deberán presentar los antecedentes y respaldos que justifiquen su propuesta, conforme a lo dispuesto en el ANEXO N°5 de las presentes Bases, debiendo ajustarse a los formatos y requisitos que establezca la Comisión.

Desde el momento de la incorporación de un proyecto al catastro, será responsabilidad de los Promotores actualizar, durante el desarrollo del Estudio, el avance en el desarrollo de este de acuerdo con la Carta Gantt presentada. La actualización de la información en los términos indicados precedentemente permitirá al Promotor del proyecto mantener su calidad de integrante del catastro. Los Promotores no podrán actualizar la información de desarrollo del proyecto posterior al informe final del Consultor.

Sin perjuicio de lo anterior, la Comisión podrá solicitar a los promotores actualizaciones de Carta Gantt durante cualquier etapa del proceso. La respuesta a dicha solicitud no podrá demorar más de 5 días corridos desde la realización de la consulta por parte de la Comisión.

- **Garantías de seriedad de los proyectos**

Con el fin de garantizar la seriedad de los proyectos presentados y su efectivo desarrollo conforme al Plan de Expansión Óptimo, los Promotores de proyectos deberán presentar ante la Comisión instrumentos que permitan resguardar la integridad y seriedad del respectivo proyecto, los que podrán ser boletas de garantía, pólizas de seguros a primer requerimiento de ejecución inmediata o cartas de crédito *stand-by*. Dichos instrumentos deberán presentarse conforme a lo que se señala a continuación:

1. Las boletas de garantía deberán cumplir con los siguientes requisitos:

- a. La glosa de dichas boletas será: “Para garantizar el desarrollo del proyecto en el proceso de tarificación y expansión de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Puerto Cisnes, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén correspondiente al período 2026 – 2030, conforme a las condiciones y plazos definidos en el Plan de Expansión Óptimo”;
- b. Deberán ser irrevocables, pagaderas a la vista y a primer requerimiento;
- c. Deberán ser tomadas por el Promotor o por una de las sociedades integrantes del consorcio;
- d. Deberán ser emitidas en Santiago de Chile, por un banco con sucursal en Chile;
- e. Deberán ser emitidas a nombre del operador principal del Sistema Mediano, correspondiente a SAESA para los Sistemas Medianos de Cochamó y Hornopirén, Empresa Eléctrica de Aysén S.A. para los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera y Puerto Cisnes, y Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. para los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams; y,
- f. Conjuntamente con la o las boletas de garantía, cada Promotor deberá entregar una declaración firmada ante Notario Público, efectuada por su representante legal, renunciando expresamente al

ejercicio de cualquier acción o derecho con el fin de trabar embargo y/o medidas precautorias respecto de dichas garantías.

2. Alternativamente, el Promotor del proyecto deberá contratar y hacer entrega de una póliza de seguro a primer requerimiento de ejecución inmediata, para efectos de garantizar la construcción y el desarrollo del proyecto, la cual permitirá su ejecución por parte del operador principal correspondiente. La ejecución inmediata a primer requerimiento se realizará de conformidad a lo establecido en el inciso tercero del artículo 583 del Código de Comercio.
3. Las cartas de crédito *stand-by* deberán cumplir con los requisitos propios de este tipo de instrumentos de acuerdo con la normativa vigente.
4. Los instrumentos antes mencionados deberán ser entregados en las oportunidades y por los montos indicados a continuación:
 - a) Al momento de inscribirse en el catastro de proyectos, el Promotor, para cada uno de sus proyectos, deberá presentar un instrumento de garantía por un monto equivalente a 100 Unidades de Fomento, en adelante “UF”. Este instrumento de garantía deberá tener una vigencia hasta el 30 de abril de 2027, o el día hábil siguiente.

Este instrumento de garantía deberá cobrarse si:

- (i) El Promotor comunica, por escrito, antes de la emisión del informe técnico definitivo de la Comisión al que se hace referencia en el artículo 178 de la Ley, en adelante “Informe Técnico Definitivo”, que:
 - Retirá el proyecto de ser considerado en el Plan de Expansión Óptimo;
 - Retirá su inscripción del catastro ya referido; u
 - Otras de similar naturaleza y que signifiquen la no continuación del proyecto propuesto.
- (ii) No presenta el instrumento de garantía de la letra b) siguiente, en caso de que corresponda.

El monto recaudado por el cobro de este instrumento de garantía irá en beneficio único y directo de los clientes del Sistema Mediano al que está asociado el proyecto en cuestión. Para estos efectos, la Comisión deberá incorporar lo recaudado en el proceso de tarificación en curso como una disminución en el C.O.M.A.

En aquellos casos en que el instrumento de garantía corresponda a una boleta de garantía o a cartas de crédito *stand-by* y no hubiese sido cobrada, esta será devuelta por la Comisión al Promotor dentro del plazo de 30 días corridos siguientes a la emisión del Informe Técnico Definitivo por parte de la Comisión.

- b) Una vez que un proyecto sea seleccionado dentro del Plan de Expansión Óptimo resultante del Estudio del Consultor, el Promotor deberá presentar, dentro de los 15 días hábiles siguientes a la comunicación del Estudio por parte de la Comisión a los interesados y Promotores, un instrumento

de garantía por un monto equivalente a 1.000 UF. Este instrumento reemplazará al entregado anteriormente por el promotor y deberá tener vigencia hasta el 30 de abril de 2027, o el día hábil siguiente.

Este instrumento de garantía deberá cobrarse si:

- (i) El Promotor comunica, por escrito, antes de la emisión del Informe Técnico Definitivo, que:
 - Retirá el proyecto de ser considerado en el Plan de Expansión Óptimo;
 - Retirá su inscripción del catastro referido en la letra anterior; u
 - Otras de similar naturaleza y que signifiquen la no continuación del proyecto propuesto.
- (ii) No presenta el instrumento de garantía de la letra c) siguiente, en caso de que corresponda.

El monto recaudado por el cobro de este instrumento de garantía irá en beneficio único y directo de los clientes del Sistema Mediano al que está asociado el proyecto en cuestión. Para estos efectos, la Comisión deberá incorporar lo recaudado en el proceso de tarificación en curso como una disminución en el C.O.M.A.

En aquellos casos en que el instrumento de garantía corresponda a una boleta de garantía o a cartas de crédito *stand-by* y no se hubiese cobrado, esta será devuelta por la Comisión al Promotor dentro del plazo de 30 días corridos siguientes a la emisión del Informe Técnico Definitivo por parte de la Comisión.

- c) Una vez que un proyecto sea seleccionado dentro del Plan de Expansión Óptimo resultante de cualesquiera de las versiones de los informes técnicos de la Comisión a los que se hacen referencia en los artículos 177 y 178 de la Ley, en adelante “Informes Técnicos”, el Promotor deberá presentar, dentro de los 20 días siguientes a la emisión de dicho informe por parte de la Comisión, como máximo 48 (cuarenta y ocho) instrumentos de garantía. La cantidad de instrumentos de garantía a entregar será el menor valor entre 48 (cuarenta y ocho) y la cantidad de meses faltantes entre la fecha de entrada en operación informada del proyecto conforme a la letra a) del ANEXO N°5 y el 31 de octubre de 2030, que corresponde a la fecha de vencimiento de las tarifas a ser fijadas en el presente proceso tarifario.

Cada uno de los instrumentos deberán ser por un monto equivalente al promedio mensual del sobrecosto resultante del estudio tarifario para el Sistema Mediano correspondiente, dada la no entrada en operación del proyecto en cuestión. La Comisión estará a cargo de determinar, en cada versión de los Informes Técnicos, la cantidad de instrumentos a entregar por cada Promotor y el monto de cada uno de ellos, el que deberá estar expresado en UF.

El valor del conjunto de las boletas de garantía no podrá ser superior al 10% del valor de implementación del proyecto presentado en “5.- TOTAL VALOR INVERSION (Total 3 + Total 4)” de la hoja “3.7.2 Costos proyectos” del “Anexo 3.7 – Antecedentes Proyectos Proponentes.xlsx”. Si

la suma del valor de los instrumentos es superior al referido 10%, la cantidad de estos y el monto del último de ellos deberá ser reducido para cumplir con el límite ya señalado.

La fecha de vigencia de cada instrumento de garantía deberá ser de 45 días contados desde la fecha que da lugar a alguna de las causales de incumplimiento.

Si producto de la publicación de uno de los Informes Técnicos de la Comisión, un proyecto que fue seleccionado en el Plan de Expansión Óptimo del Informe Técnico anterior no siguiera siendo parte del Plan de Expansión Óptimo actual, los instrumentos presentados por el Promotor de dicho proyecto, establecidos en este literal, serán devueltos a este dentro del plazo de 30 días corridos a partir de la emisión del referido informe. Asimismo, los nuevos instrumentos de garantía que se originan por la publicación de los Informes Técnicos de la Comisión, para aquellos promotores que ya entregaron instrumentos por causa de este literal, reemplazarán a los entregados previamente, por lo que deberán ser devueltos, según corresponda.

En caso de verificarse el incumplimiento por parte del o de los Promotores, la empresa beneficiaria del instrumento de garantía podrá solicitar a la Comisión la entrega de este y proceder a su cobro. Se entenderá por incumplimiento: (i) la no entrada en operación¹⁷ del respectivo proyecto en la fecha original establecida en el Plan de Expansión Óptimo resultante del presente proceso tarifario, lo que dará lugar al cobro del primer instrumento de garantía; y, (ii) los sucesivos atrasos mensuales en que incurra el Promotor del proyecto en la entrada en operación de este, lo que autorizará el cobro de los sucesivos instrumentos de garantía.

Para estos efectos, no será procedente invocar como causal eximente de responsabilidad por parte del Promotor el otorgamiento de una eventual autorización para el retraso de la entrada en operación del proyecto por parte de la Comisión, conforme a lo dispuesto en el artículo 25 del Reglamento de Sistemas Medianos; o una eventual autorización para el retraso en la interconexión del proyecto, en conformidad con lo dispuesto en el artículo 28 del Decreto Supremo N° 23, del Ministerio de Energía, de 2015, que aprueba el Reglamento de Operación y Administración de los Sistemas Medianos establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos. En caso de que el Promotor invoque una hipótesis de caso fortuito o fuerza mayor como causal eximente de responsabilidad por el incumplimiento de la obligación de entrada en operación del proyecto, ésta deberá ser debidamente fundada mediante la emisión de un informe y acompañado de todos los antecedentes que den cuenta del evento acaecido¹⁸.

¹⁷ Se entenderá que una instalación ha entrado en operación con el término efectivo de la etapa de puesta en servicio, correspondiendo esta última al periodo que se inicia con la interconexión y energización de la respectiva instalación, previa autorización de la Operadora Principal y de la empresa propietaria de las instalaciones a las que se conectará de conformidad con lo establecido en Capítulo 4 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos, y hasta el término de las respectivas pruebas.

¹⁸ Para estos efectos, se entenderá como caso fortuito o fuerza mayor, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 45 del Código Civil, “*el imprevisto que no es posible de resistir, como un naufragio, un terremoto, el apresamiento de enemigos, los actos de autoridad ejercidos por un funcionario público, etc.*”. A partir de la definición antes señalada, la doctrina, la jurisprudencia judicial y la jurisprudencia administrativa desprenden los tres elementos constitutivos del caso fortuito o fuerza mayor, a saber: imprevisibilidad, irresistibilidad e inimputabilidad, los cuales deberán ser probados por quién alegue esta eximente de responsabilidad.

Los montos percibidos por el cobro de esta garantía se sumarán a la recaudación proveniente de la venta de energía y potencia y deberán repartirse entre los operadores del Sistema Mediano en cuestión al momento de realizarse la repartición de la recaudación del mes en que se verifica el incumplimiento de cada boleta, de acuerdo con el procedimiento señalado en el artículo 32 del Decreto Supremo N° 23, del Ministerio de Energía, de 2015, que aprueba el Reglamento de Operación y Administración de los Sistemas Medianos establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos, o el que lo reemplace.

Las boletas de garantía entregadas, o el menor número de ellas si ha correspondido el cobro de alguna o algunas, serán devueltas al Promotor dentro de los 30 días corridos siguientes a la entrada en operación del respectivo proyecto o a la fecha de vigencia de estas. Las referidas devoluciones se realizarán a solicitud del respectivo Promotor, una vez que esta Comisión haya verificado el cumplimiento de las condiciones señaladas en este acápite.

5. Todos los instrumentos de garantía deberán mantenerse vigentes hasta la publicación del Informe Técnico Definitivo o hasta que se emitan los instrumentos que los reemplacen, excepto para aquellos instrumentos que se originan con ocasión del Informe Técnico Definitivo. Estos últimos deben mantenerse vigentes hasta la publicación del decreto tarifario. La Comisión podrá siempre instruir al Promotor para que renueve o prorrogue los instrumentos referidos en el numeral 4 anterior con el objetivo de seguir garantizando el cumplimiento de los hitos que allí se determinan.
6. En el caso que un operador principal sea Promotor, este deberá emitir la respectiva boleta de garantía a nombre del segundo operador con mayor cantidad de potencia instalada. En el caso en que el operador principal sea el único operador del Sistema Mediano, este no deberá emitir la respectiva boleta de garantía.
7. Toda entrega, devolución y/o reemplazo de instrumentos de garantía deberá ser previamente autorizada, por escrito, por esta Comisión.

aa) Condiciones y requisitos para los proyectos pertenecientes al Plan de Expansión Óptimo del proceso anterior

Podrán considerarse como instalaciones existentes para efectos de la modelación del Estudio, aquellas unidades de generación y activos de transmisión que, formando parte del Plan de Expansión Óptimo del estudio tarifario del cuatrienio anterior, aún no hayan entrado en operación y, por tanto, no tengan la calidad de instalaciones existentes al 31 de diciembre de 2024.

Para ello, los titulares de dichos proyectos deberán manifestar por escrito a la Comisión su conformidad con que dichas instalaciones sean consideradas como existentes en el Estudio. Conjuntamente, deberán actualizar y confirmar el cronograma de entrada en operación de dichos proyectos. Para estos efectos, la Comisión remitirá un oficio a los titulares de los proyectos en cuestión, solicitando la información y antecedentes antes referidos.

Posteriormente, la Comisión deberá remitir a las Empresas y al Consultor la información indicada en el párrafo anterior, con al menos 30 días corridos de antelación a la fecha límite de entrega del informe de avance y del informe final del Consultor.

Además de lo anterior, los titulares deberán presentar ante la Comisión instrumentos que permitan garantizar la integridad y seriedad de la ejecución y construcción del respectivo proyecto, tales como boletas de garantía, pólizas de seguros a primer requerimiento de ejecución inmediata o cartas de crédito *stand-by*. Dichos instrumentos deberán presentarse conforme a lo que se señala a continuación:

1. Las boletas de garantía deberán cumplir con los siguientes requisitos:
 - a. La glosa de dichas boletas será: “Para garantizar el desarrollo del proyecto en el proceso de tarificación y expansión de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Puerto Cisnes, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén correspondiente al período 2026 – 2030, conforme a las condiciones y plazos definidos en el Plan de Expansión Óptimo”;
 - b. Deberán ser irrevocables, pagaderas a la vista y a primer requerimiento;
 - c. Deberán ser tomadas por el titular o por una de las sociedades integrantes del consorcio;
 - d. Deberán ser emitidas en Santiago de Chile, por un banco con sucursal en Chile;
 - e. Deberán ser emitidas a nombre del operador principal del Sistema Mediano, correspondiente a SAESA para los Sistemas Medianos de Cochamó y Hornopirén, Empresa Eléctrica de Aisén S.A. para los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera y Puerto Cisnes, y Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. para los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams; y,
 - f. Conjuntamente con la o las boletas de garantía, cada titular deberá entregar una declaración firmada ante Notario Público, efectuada por su representante legal, renunciando expresamente al ejercicio de cualquier acción o derecho con el fin de trabar embargo y/o medidas precautorias respecto de dichas garantías.
2. Alternativamente, el titular del proyecto deberá contratar y hacer entrega de una póliza de seguro a primer requerimiento de ejecución inmediata, para efectos de garantizar la construcción y el desarrollo del proyecto, la cual permitirá su ejecución por parte del operador principal correspondiente. La ejecución inmediata a primer requerimiento se realizará de conformidad a lo establecido en el inciso tercero del artículo 583 del Código de Comercio.
3. Las cartas de crédito *stand-by* deberán cumplir con los requisitos propios de este tipo de instrumentos de acuerdo con la normativa vigente.
4. Los instrumentos antes mencionados deberán ser entregados en las oportunidades y por los montos indicados a continuación:
 - a) Al momento en el que el titular del proyecto manifiesta su conformidad con que este sea considerado como instalación existente deberá presentar un instrumento de garantía por un monto equivalente a 1.000 UF para cada uno de sus proyectos. Este instrumento de garantía deberá tener una vigencia hasta el 30 de abril de 2027, o el día hábil siguiente, y deberá cobrarse si:

- (i) El titular comunica por escrito, que quiere retirar su proyecto de ser considerado como existente antes de la emisión del Informe Técnico Definitivo.
- (ii) No presente los instrumentos de garantía de la letra b) siguiente, en caso de que corresponda.

En caso de verificarse el incumplimiento por parte del o de los titulares, la empresa beneficiaria del instrumento de garantía podrá solicitar a la Comisión la entrega de este y proceder a su cobro. El monto percibido por el cobro de esta garantía se sumará a la recaudación proveniente de la venta de energía y potencia y deberán repartirse entre los operadores del Sistema Mediano en cuestión al momento de realizarse la repartición de la recaudación del mes en que se verifica el incumplimiento de cada boleta, de acuerdo con el procedimiento señalado en el artículo 32 del Decreto Supremo N° 23, del Ministerio de Energía, de 2015, que aprueba el Reglamento de Operación y Administración de los Sistemas Medianos establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos, o el que lo reemplace.

- b) Con ocasión de la publicación de cualesquiera de los Informes Técnicos de la Comisión, el titular deberá presentar, dentro de los 20 días siguientes a la emisión de dicho informe, como máximo 48 (cuarenta y ocho) instrumentos de garantía. La cantidad de instrumentos de garantía a entregar será el menor valor entre 48 (cuarenta y ocho) y la cantidad de meses faltantes entre la fecha de entrada en operación informada del proyecto y el 31 de octubre de 2030, que corresponde a la fecha de vencimiento de las tarifas a ser fijadas en el presente proceso tarifario.

Cada uno de los instrumentos deberá ser por un monto equivalente al promedio mensual del sobrecosto resultante del estudio tarifario para el Sistema Mediano correspondiente dada la no entrada en operación del proyecto en cuestión en la fecha informada por el titular. La Comisión estará a cargo de determinar, en cada versión de los Informes Técnicos, la cantidad de instrumentos a entregar por cada titular y el monto de cada uno de ellos, el que deberá estar expresado en UF.

El valor del conjunto de las boletas de garantía no podrá ser superior al 10% de los valores eficientes de inversión de los proyectos en cuestión determinados en el informe técnico respectivo. Si la suma del valor de los instrumentos es superior al referido 10%, la cantidad de estos y el monto del último de ellos deberá ser reducido para cumplir con el límite ya señalado.

La fecha de vigencia de cada instrumento de garantía deberá ser de 45 días contados desde la fecha que da lugar a alguna de las causales de incumplimiento. Cabe señalar que, los instrumentos entregados producto de la primera versión de los Informes Técnicos de la Comisión reemplazarán al entregado por el titular producto del literal a) anterior y será devuelto a este dentro del plazo de 30 días corridos a partir de la emisión del referido informe. Asimismo, los nuevos instrumentos de garantía que se originan por la publicación de los Informes Técnicos de la Comisión, para aquellos titulares que ya entregaron instrumentos por causa de este literal, reemplazarán a los entregados previamente, por lo que deberán ser devueltos, según corresponda.

En caso de verificarse el incumplimiento por parte del o de los titulares, la empresa beneficiaria del instrumento de garantía podrá solicitar a la Comisión la entrega de este y proceder a su cobro. Se entenderá por incumplimiento: (i) la no entrada en operación¹⁷ del respectivo proyecto en la fecha

establecida por el titular e informada a la Comisión, lo que dará lugar al cobro del primer instrumento de garantía; y, (ii) los sucesivos atrasos mensuales en que incurra el titular del proyecto en la entrada en operación de este, lo que autorizará el cobro de los sucesivos instrumentos de garantía. Los montos percibidos por el cobro de esta garantía se sumarán a la recaudación proveniente de la venta de energía y potencia y deberán repartirse entre los operadores del Sistema Mediano en cuestión al momento de realizarse la repartición de la recaudación del mes en que se verifica el incumplimiento de cada boleta, de acuerdo con el procedimiento señalado en el artículo 32 del Decreto Supremo N° 23, del Ministerio de Energía, de 2015, que aprueba el Reglamento de Operación y Administración de los Sistemas Medianos establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos, o el que lo reemplace.

5. Todos los instrumentos de garantía deberán mantenerse vigentes hasta la publicación del Informe Técnico Definitivo o hasta que se emitan los instrumentos que los reemplacen, excepto para aquellos instrumentos que se originan con ocasión del Informe Técnico definitivo. Estos últimos deben mantenerse vigentes hasta la publicación del decreto tarifario. La Comisión podrá siempre instruir al titular para que renueve o prorrogue los instrumentos referidos en el numeral 4 anterior con el objetivo de seguir garantizando el cumplimiento de los hitos que allí se determinan.
6. Las boletas de garantía entregadas, o el menor número de ellas si ha correspondido el cobro de alguna o algunas, serán devueltas al titular dentro de los 30 días corridos siguientes a la entrada en operación del respectivo proyecto o a la fecha de vigencia de estas. Las referidas devoluciones se realizarán a solicitud del respectivo titular, una vez que esta Comisión haya verificado el cumplimiento de las condiciones señaladas en el numeral 4 anterior. Asimismo, si a la fecha de emisión de cualesquiera de los Informes Técnicos de la Comisión, el proyecto ha entrado en operación, no corresponderá la entrega de nuevos instrumentos de garantía.
7. Toda entrega, devolución y/o reemplazo de instrumentos de garantía deberá ser previamente autorizada, por escrito, por esta Comisión.

2.4 TRATAMIENTO DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES

Se entenderá por instalaciones existentes el conjunto de unidades de generación y activos de transmisión que se encuentren en operación al 31 de diciembre de 2024, incluyendo aquellas instalaciones a las que se refiere el literal aa) del punto 2.3 de las presentes Bases.

De acuerdo con las condiciones de mercado, el Consultor deberá analizar la información proporcionada por las Empresas, en particular aquella referida a los costos unitarios de insumos, componentes, servicios o terrenos asociados a instalaciones de generación, transmisión e infraestructura, y efectuar los ajustes que resulten necesarios cuando no exista coherencia entre los valores informados y los valores de mercado.

Copia de los costos unitarios entregados por las Empresas al Consultor deberán ser enviadas por estas, en la misma fecha y forma, a la Comisión. Asimismo, con ocasión del informe de avance del Consultor a las Empresas, estas deberán informar a la Comisión el resultado del análisis crítico del Consultor a dichos costos unitarios en los formatos indicados en estas Bases.

La Comisión comunicará a las Empresas los costos unitarios recomendados que se deben utilizar, de acuerdo con sus propios antecedentes y aquellos entregados con ocasión del desarrollo del Estudio,

recomendación que deberá hacerse llegar a las Empresas dentro de los 20 días hábiles siguientes a la recepción por parte de la Comisión del informe de avance del Consultor. En dicho caso, las Empresas deberán analizar dicha recomendación, adoptarla o rechazarla justificadamente y, en definitiva, utilizar los costos unitarios que estime como los más adecuados, de acuerdo con las condiciones de mercado vigentes. Finalmente, las Empresas deberán informar oportunamente de lo anterior al Consultor y a la Comisión, lo que deberá ser realizado, a más tardar, dentro de los 10 días hábiles siguientes a la recepción, por parte de las Empresas, de la recomendación de la Comisión.

El Consultor deberá entregar en el informe de avance y en el informe final, según corresponda, una caracterización del Sistema Mediano estudiado, donde incluya, a lo menos, el detalle indicado en los numerales 2.3 y 2.4 del Capítulo II de las presentes Bases.

2.4.1 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES E INFRAESTRUCTURA

a) Plano y topología del Sistema Mediano

El Consultor deberá elaborar un plano o mapa con la ubicación geográfica de cada unidad generadora, líneas de transmisión, transformadores y subestaciones del respectivo Sistema Mediano. Asimismo, el Consultor deberá incluir un diagrama unilineal completo y detallado del sistema eléctrico presente en el Sistema Mediano. Por su parte, también deberá entregarse la información georreferenciada en formato GIS tanto de líneas, subestaciones, transformadores y unidades generadoras, así como polígonos de los terrenos donde estas se emplazan, entre otros.

Cabe señalar que todas las fuentes de información señaladas deben ser claramente reconocibles entre sí, compartiendo nombre o ID que permita reconocer un mismo elemento dentro de las tres fuentes de información solicitadas.

b) Identificación de unidades generadoras

El Consultor deberá identificar y describir detalladamente las distintas unidades generadoras, sus transformadores elevadores, sistemas de control, instalaciones de conexión al sistema, las mallas de puesta a tierra, los equipos de protección y control, los equipos de medida y demás equipamiento de cada unidad generadora. Asimismo, para cada unidad generadora, deberá informar los estanques de combustible (material, capacidad, etc.), los sistemas de tratamiento de combustible y las obras civiles para su emplazamiento directo tales como fundaciones u otros.

A partir de la información entregada por las Empresas para las centrales hidroeléctricas, el Consultor deberá analizar la ingeniería de detalle de las obras civiles, mecánicas, eléctricas u otras, e identificar los elementos eléctricos y mecánicos utilizados para la generación eléctrica y las obras civiles y mecánicas utilizadas para la captación, conducción, embalse y evacuación de las aguas.

c) Características técnicas de las unidades generadoras

Para las distintas unidades generadoras del sistema, el Consultor deberá especificar, a lo menos, las siguientes características:

- Capacidad nominal kVA.

- Potencia nominal (bruta y neta) en kW.
- Mínimo técnico en kW.
- Reactancia serie (Ohm ó p.u. base 100 MVA).
- Constante de inercia (s).
- Constante de cortocircuito SSR (p.u. base 100 MVA).
- Diagrama PQ.
- Diagrama unilineal funcional (protección y control).
- Descripción y modelo de los sistemas de control (regulador de velocidad o control de potencia activa, controlador de excitación o control de potencia reactiva, limitadores, PSS¹⁹, etc.).
- Tipo de combustible o insumo energético utilizado.
- Precio del combustible o insumo energético utilizado.
- Curvas de rendimiento y consumo específico.
- Costo variable no combustible (base, semibase y punta) y su composición.
- Año de construcción.
- Factor de planta.
- Estadísticas hidrológicas para las centrales hidroeléctricas.
- Estadísticas de vientos para las centrales eólicas.
- Tasa de indisponibilidad forzada histórica.
- Programa de mantenimiento (recomendado por el fabricante, detallado anualmente y los ciclos involucrados).

Por su parte, para líneas de interconexión, transformadores elevadores y subestaciones de elevadoras o de interconexión asociadas a las instalaciones de generación, se deberá considerar la especificación indicada en el literal d) siguiente.

Toda la información anterior deberá venir respaldada y contrastada con información del fabricante de las unidades generadoras.

El Consultor deberá adjuntar todos los antecedentes necesarios que respalden los resultados presentados, antecedentes que deben ser autocontenidos y reproducibles por parte de esta Comisión.

d) Identificación y caracterización de las instalaciones de transmisión

El Consultor deberá identificar y caracterizar las líneas de transmisión, transformadores, subestaciones y equipos, detallando, al menos, lo siguiente:

- Identificar las líneas de transmisión del sistema y sus características técnicas, indicando al menos:
 - Tipo y sección del(los) conductor(es)
 - Nodo de inicio y fin en información georreferenciada.
 - Longitud (km).
 - Parámetros eléctricos de secuencia positiva: Resistencia (Ohm/km), Reactancia (Ohm/km) y Susceptancia (uS/km).
 - Número de circuitos.

¹⁹ PSS, debido a sus siglas en inglés "Power System Stabilizer".

- Capacidad según temperatura ambiente (kA).
 - Nivel de tensión (kV).
 - Tipo de torres y/o postes.
 - Espaciamiento entre torres y/o postes.
 - Tipo de aislación, ferretería, mallas de puesta a tierra.
 - Cable de guardia, entre otros.
- Identificar los transformadores de poder y sus características técnicas, indicando al menos:
 - Subestación en la que se encuentra instalado
 - Unidad de generación asociada
 - Capacidad (kVA).
 - Tensión nominal AT y BT.
 - Parámetros eléctricos de secuencia positiva: Reactancia serie (%), Pérdidas en el cobre (kW), Pérdidas en el hierro (kW).
 - Razón de transformación.
 - Grupo de conexión.
 - Número de taps y su % de regulación de tensión.
 - Año de construcción.
 - Tipo de refrigeración.
 - Tipo de aislación.
 - Peso, tipo de fundación, entre otros.
- Identificar los equipos o elementos de subestaciones tales como interruptores, desconectadores, pararrayos, condensadores, reactores, trampas de onda, transformadores de medida (TC y TP), bancos de baterías, mallas de puesta a tierra, ferreterías y demás equipos indicando sus características técnicas (tales como capacidad en kA, kW o kVAr, razón de transformación, niveles de tensión, etc), según corresponda.
- Identificar los equipos de compensación reactiva tales como reactores, capacitores, SVC, Statcom u otros según corresponda, indicando al menos su capacidad en kVAr, nivel de tensión y diagrama de operación, según corresponda.

e) Infraestructura

El Consultor deberá identificar y caracterizar en forma detallada la infraestructura asociada a las instalaciones de generación y transmisión, tales como, edificios de oficina, mobiliarios y equipos, talleres, galpones, bodegas, estructuras metálicas, fundaciones, casas de alojamiento para cuidadores, vehículos para el transporte de personal y/o equipos, sistemas informáticos, sistemas de control y sistemas de comunicación, entre otros, indicando además por cada uno de ellos los costos de inversión, arriendo si corresponde²⁰ y mantenimiento asociados. Particularmente para los edificios, se debe indicar al menos sus características tales como número de metros cuadrados de construcción, metros cuadrados de terreno utilizado, tipo de construcción y número de pisos, entre otros aspectos.

²⁰ El Consultor deberá evaluar, cuando corresponda, los costos de inversión y de arriendo de cada componente de infraestructura, seleccionando para cada ítem la opción de menor costo.

El Consultor debe clasificar dicha infraestructura según se localicen al interior de subestaciones asignables directamente a las instalaciones de transmisión, o bien se utilicen para el emplazamiento de unidades generadoras asignables directamente a las instalaciones de generación y aquellas que no estén ni en el interior de subestaciones ni que se utilicen para el emplazamiento de unidades generadoras.

El Consultor deberá adjuntar todos los antecedentes necesarios que respalden los resultados presentados, los que deben ser autocontenidos y reproducibles por parte de esta Comisión.

f) Terrenos y superficies

El Consultor deberá identificar los terrenos utilizados para el emplazamiento de subestaciones, unidades generadoras, edificios, galpones, entre otros. Asimismo, el Consultor deberá identificar las superficies utilizadas en las servidumbres para el tendido de líneas. En ambos casos se deberá individualizar cada terreno y superficie indicando a lo menos su georreferenciación, vértices y metros cuadrados. Los datos señalados deben entregarse en formato GIS.

g) Formatos de entrega de información

Toda la información referida a las instalaciones de generación, transmisión e infraestructura deberá informarse de acuerdo con lo establecido en el ANEXO N°3 de las presentes Bases.

2.4.2 VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES

La valorización de las instalaciones existentes y de sus costos de operación, mantenimiento, administración y comercialización, corresponderá a los valores que se determinen al 31 de diciembre del 2024, de acuerdo con la metodología expuesta anteriormente. Tales valores sólo serán utilizados para calcular los costos del año base, los que, a su vez, se utilizarán en la determinación del CID, y como valor de referencia para efectos de la elaboración del Plan de Expansión Óptimo y del Proyecto de Reposición Eficiente.

En la valorización de las unidades generadoras el Consultor deberá detallar el costo unitario de cada elemento, material, componente, insumo o servicio utilizado, incluyendo cuando corresponda los recargos descritos en el numeral 2.3 literal c) del Capítulo II de las presentes Bases, los costos de internación, descarga, la valorización de las obras civiles, puesta en marcha, costo de equipos de protección, control y medida, transformador elevador, instalaciones de interconexión al sistema²¹ y mallas de puesta a tierra, entre otros.

Para centrales hidroeléctricas el Consultor deberá determinar el costo de los equipos eléctricos y mecánicos utilizados para generación, los equipos mecánicos y obras civiles utilizadas para la captación, conducción, embalse y evacuación de aguas, entre otros.

En la valorización de las líneas de transmisión, transformadores y subestaciones, el Consultor deberá detallar el costo de cada componente, insumo o servicio utilizado, incluyendo conductores, aisladores, ferretería, torres y/o postes, espaciamiento entre ellos, puestas a tierra, fundaciones, obras civiles, servicios

²¹ Para efectos del estudio, el Consultor deberá considerar que las instalaciones de generación llegan hasta el paño de alta tensión del transformador elevador. Lo que se encuentre después del paño de alta tensión será considerado como transmisión.

de ingeniería, topografía y mano de obra, entre otros, incluyendo cuando corresponda los recargos descritos en el numeral 2.3 literal c) del Capítulo II de las presentes Bases.

En la valorización de la infraestructura, el Consultor deberá atenerse a lo señalado en el numeral 2.3, literales h) y l) del Capítulo II de las presentes Bases. Junto con lo anterior, se deberán considerar los costos unitarios de las distintas componentes, insumos o servicios utilizados, obras civiles, mano de obra y servicios de ingeniería, entre otros.

Para la valorización del costo asociado a terrenos involucrados en las servidumbres para el tendido de líneas, emplazamiento de subestaciones, unidades generadoras y construcción de edificios, entre otros, el Consultor deberá atenerse a lo señalado en el numeral 2.3, literales h) y l) del Capítulo II de las presentes Bases, considerando los costos de mercado que corresponda. En el caso que se hayan otorgado servidumbres gratuitas u otro contrato a título gratuito para el tendido de líneas de transmisión sobre bienes nacionales de uso público, el valor a considerar para esos terrenos será igual a cero.

En relación a la valorización del costo asociado a medio ambiente, el Consultor deberá atenerse a lo señalado en el numeral 2.3, literal h) del Capítulo II de las presentes Bases, considerando los costos que corresponda.

Por otra parte, el Consultor deberá valorizar las inversiones necesarias para incorporar mejoras en las centrales generadoras, que no estén directamente relacionadas con una unidad en particular y que estén, por ejemplo, destinadas al cumplimiento de restricciones ambientales. Dichos costos deberán ser dimensionados de forma eficiente y su inclusión deberá estar debidamente justificada.

2.4.3 ESTRUCTURA DE PERSONAL Y GASTOS FIJOS ANUALES DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

Para la determinación de la estructura de personal y la determinación de los gastos fijos anuales, el Consultor deberá atenerse a lo señalado en el numeral 2.3, literales i), j), k) y l) del Capítulo II de las presentes Bases, considerando y justificando los costos unitarios de insumos y sueldos de mercado utilizados.

2.4.4 COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN Y FALLA

Para la determinación del costo variable de operación, el Consultor deberá utilizar la información entregada por las Empresas. Asimismo, el Consultor deberá simular y determinar el costo variable de operación, combustible y no combustible, así como el costo esperado de falla correspondiente del año base, y verificar la información de las Empresas de acuerdo con lo señalado en el numeral 2.3 del Capítulo II de las presentes Bases.

2.4.5 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

Sin perjuicio de la información que el Consultor debe incluir en el informe de avance y en el informe final, según corresponda, especificada en el numeral 2.3 del Capítulo II de las presentes Bases, el Consultor deberá además determinar justificadamente, e incluir en dichos informes, lo siguiente:

- a) *Costo unitario de inversión, en adelante “CI”, de cada unidad generadora*, indicando y considerando su vida útil conforme lo establece el literal y) del numeral 2.3 del Capítulo II de las presentes Bases.
- b) *CI de las distintas instalaciones de transmisión*, incluyendo líneas, transformadores, subestaciones, condensadores, reactores, interruptores, y demás equipos, considerando su vida útil.
- c) Los distintos *tramos de las instalaciones de transmisión* y asignar las componentes de subestaciones y demás equipos, así como sus costos, a los distintos tramos de las instalaciones de transmisión.
- d) *CI de infraestructura utilizada para fines técnicos, administrativos o comerciales*, considerando su vida útil de acuerdo con el detalle indicado en el literal h) del numeral 2.3 del Capítulo II de las presentes Bases. En el caso de infraestructura cuyo uso sea compartido con las actividades del segmento de distribución, o con otros sistemas o con otros servicios administrados por las mismas Empresas, el Consultor deberá identificar la fracción que corresponda descontar y asignar justificadamente la fracción restante a las instalaciones de generación y transmisión.
- e) *Precios de combustibles* establecidos conforme el literal w) del numeral 2.3 del Capítulo II de las presentes Bases, y *costos variables de operación combustibles* del año base para las distintas unidades generadoras, a partir de la información aportada por las Empresas.
- f) *Gastos fijos de operación, mantenimiento, administración y comercialización* del año base, a partir de la información entregada por las Empresas, la cual el Consultor deberá analizar críticamente, identificando los gastos de personal, transporte, subcontratos, insumos, entre otros, de acuerdo al detalle indicado en el numeral 2.3, literales i), j), k) y l) del Capítulo II de las presentes Bases. Además, el Consultor deberá identificar y presentar por separado a lo menos lo siguiente:
- Costos fijos de operación de las distintas unidades generadoras.
 - Costos fijos de mantenimiento de las distintas unidades generadoras.
 - Costos fijos de mantenimiento de transformadores.
 - Costos fijos de mantenimiento de equipos de subestaciones.
 - Costos fijos de mantenimiento de líneas.
 - Gastos fijos de administración.
 - Gastos fijos de comercialización.

Los costos fijos de mantenimiento deben corresponder a costos eficientes asociados a planes de mantenimiento recomendados por los fabricantes de los distintos equipos y elementos señalados.

Particularmente para el caso de los gastos fijos de administración y comercialización, cuyo origen sea asignable a los segmentos de generación, transmisión y distribución del sistema, o en parte a otros sistemas u otros servicios administrados por las mismas Empresas, el Consultor deberá identificar y presentar la fracción que corresponda descontar al segmento de distribución y a los otros sistemas y servicios administrados por las mismas Empresas y asignar justificadamente la fracción restante a las instalaciones de generación y transmisión del Sistema Mediano.

- g) *Estructura de personal vigente* de las Empresas y costos al año base, de acuerdo con lo informado por las Empresas y al detalle indicado en el numeral 2.3, literales i), j), k) y l) del Capítulo II de las presentes Bases.
- h) Determinar los *nudos de retiro del Sistema Mediano*. Dichos nudos de retiro deberán clasificarse dentro de las siguientes categorías: (i) de retiro de clientes regulados; (ii) de retiro de clientes libres; o (iii) de retiro mixto. En el caso de nudos de retiro de clientes libres o mixtos, se debe indicar qué clientes libres realizan dichos retiros.
- i) Mediante la metodología que utiliza los factores de prorrateo GLDF y GGDF¹³, u otra equivalente que cumpla el mismo propósito, el Consultor deberá *asignar las distintas instalaciones de generación y los distintos tramos de las instalaciones de transmisión, así como sus costos, a cada uno de los nudos de retiro del Sistema mediano*.

2.5 PROYECCIÓN DE DEMANDA

El Consultor deberá entregar en el informe de avance y en el informe final, según corresponda, los análisis y resultados de la proyección de demanda realizada, en los que se incluya, a lo menos, el detalle indicado en el literal f) del numeral 2.3 del Capítulo II de las presentes Bases, y lo establecido en presente acápite.

2.5.1 METODOLOGÍA GENERAL

A partir de la información entregada por las Empresas, el Consultor deberá determinar la proyección total de demanda de energía y potencia²² para el período de planificación.

Para ello, el Consultor deberá verificar la relación estadística entre el consumo eléctrico de la región, los índices de crecimiento económico regional o nacional u otras variables relevantes como variables económicas, sociales, geográficas, climáticas, proyecciones de precios relevantes, planes de ordenamiento territorial y otros instrumentos de planificación, debidamente justificadas e incluir las variaciones de consumo de grandes clientes del sistema, basadas en la información disponible obtenida a través de encuestas, de acuerdo con lo establecido en el artículo 28 del Reglamento de Sistemas Mediano. Para tal efecto, las Empresas deberán realizar encuestas a sus grandes clientes, las cuales deberán ser entregadas al Consultor al momento de dar inicio al Estudio.

En particular, para los Sistemas Medianos de la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena, el Consultor deberá analizar las implicancias en la proyección de demanda de los lineamientos establecidos en la “Política Energética de Magallanes y Antártica Chilena”, elaborada por el Ministerio de Energía. A su vez, para la determinación de la proyección de demanda del Sistema Mediano de Aysén, y en particular la referente a la ciudad de Coyhaique, el Consultor deberá analizar los efectos del “Plan de Descontaminación Atmosférica para la ciudad de Coyhaique y su zona circundante”, establecido en el Decreto Supremo N° 7, de 2019, del Ministerio de Medio Ambiente. Ambos análisis, y la decisión sobre su consideración en las proyecciones, deben estar debidamente justificados y respaldados en los anexos entregados a la Comisión.

²² Demanda de energía y potencia tanto de clientes regulados como de clientes libres.

Para la proyección de la demanda máxima, el Consultor podrá estimar un factor de carga basado en el comportamiento histórico del consumo, justificando la decisión de los años a considerar en los datos históricos.

En el mismo Estudio, y sobre la base del comportamiento histórico de la demanda y del resultado de las encuestas a grandes clientes, el Consultor deberá elaborar una proyección para la curva de demanda en los distintos nudos de retiro del sistema, y para la curva de demanda total agregada del mismo, estimando justificadamente el factor de diversidad. Para cada año, el Consultor deberá desagregar dichas curvas en 12 períodos mensuales y caracterizarla en cada mes a través de al menos 24 bloques, 12 bloques que representen un día hábil promedio y 12 bloques que representen un día no hábil promedio. Cada uno de ellos, agrupan dos horas consecutivas dentro de cada tipo de día, tal como se muestra en la tabla a continuación.

Tabla N°2 Distribución horaria de los bloques de demanda mensuales

Hora del día	Asignación día hábil												Asignación día no hábil											
	Mes												Mes											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
4	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
5	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
6	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
7	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
8	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
9	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
10	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
11	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
12	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
13	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
14	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
15	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
16	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
17	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
18	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
19	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
20	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
21	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
22	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
23	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
24	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24

2.5.2 INFORMACIÓN MÍNIMA REQUERIDA

Las Empresas deberán entregar al Consultor, con copia a la Comisión en la misma fecha y formato, como mínimo, los siguientes antecedentes para la estimación de la proyección de demanda:

- Registro histórico de los consumos de energía y potencia de clientes cuya capacidad conectada supere el 2% de la capacidad instalada del Sistema Mediano, a lo menos los últimos 12 años.
- Las encuestas de consumo para clientes cuya capacidad conectada supere el 2% de la capacidad instalada del Sistema Mediano.
- Registros históricos horarios de mediciones de demanda de energía y de potencia, en cada barra de consumo del Sistema Mediano, así como las series históricas disponibles, a paso mensual.
- Registro histórico de ventas de energía y potencia en cada barra del Sistema Mediano.
- Registro histórico de ventas de energía y potencia de clientes libres referenciado a la barra de retiro del Sistema Mediano.
- Registro histórico de generación bruta diaria por cada una de las unidades generadoras, así como las series históricas disponibles, a paso anual, de la energía generada en cada Sistema Mediano.
- Series históricas disponibles, a paso anual, de la demanda máxima en bornes de generación en cada una de las unidades generadoras del Sistema Mediano.
- Series históricas de Actividad Económica, Índice Mensual de Actividad Económica en adelante “IMACEC” y Producto Interno Bruto, en adelante “PIB” elaborados por el Banco Central de Chile. El horizonte histórico de estos indicadores debe estar en consistencia con el disponible de la variable a explicar, es decir, de las ventas de energía eléctrica del Sistema Mediano. El Consultor podrá analizar la pertinencia de incluir otras variables explicativas que den cuenta de la realidad de la región de referencia. En caso de existir otra serie económica que el Consultor considere apropiada, en reemplazo del IMACEC y PIB o como complemento, la misma puede ser incorporada justificando una relación económica con la demanda de energía eléctrica. Todos los índices deberán estar mensualizados para su inclusión en los modelos.
- Series históricas de otras variables explicativas a utilizar en los procesos de proyección, detallando la fuente, horizonte y justificando su utilización.
- Solicitudes de factibilidad, conexión e información disponible de nuevos proyectos cuyos consumos puedan afectar el crecimiento de la demanda proyectada.
- Cartas de solicitud de traspaso de régimen tarifario entre regulado y libre, en caso de existir.

Adicionalmente, las Empresas y/o el Consultor podrán utilizar para el proceso de proyección, estudios tanto públicos como privados, nacionales o internacionales que sirvan como sustento para el mismo. La información solicitada se deberá enviar en los formatos establecidos en las presentes Bases y en la fecha que se encuentre disponible, abarcando la mayor cantidad de información con la que cuenten las Empresas.

2.5.3 CRITERIOS Y CONSIDERACIONES

La proyección de demanda se realizará a partir de las ventas de energía del Sistema Mediano, para lo cual el Consultor deberá realizar un análisis de consistencia de las series entregadas por las Empresas para, luego, estimar la demanda considerando, a lo menos, la aplicación de dos modelos complementarios: un Modelo Autorregresivo Integrado de Media Móvil (ARIMA) y un Modelo de Ajuste Parcial. Si bien estos modelos pueden conducir a diferentes resultados, el Consultor deberá utilizar los mencionados modelos a efectos de comprobar la robustez de los resultados obtenidos, indicando, a lo menos, los estadísticos R^2 , R^2 ajustado, t , F y d .

En caso de que ninguno de los modelos mencionados resultase adecuado, es decir, dadas las características de las series históricas entregadas por las Empresas estos no permitiesen obtener resultados estadísticamente aceptables, el Consultor podrá desarrollar un tercer modelo analítico para proyectar la demanda de energía y potencia del Sistema Mediano, debiendo justificar en forma detallada y completa su elección.

Las variables explicativas que resulten significativas, y que, por tanto, sean utilizadas en las modelaciones, deberán ser proyectadas en forma justificada técnica y/o económicamente por el Consultor. En caso de que existan proyecciones realizadas por organismos públicos y/o privados reconocidos, se deberán utilizar estos valores.

El Consultor deberá realizar un análisis preliminar de las series históricas, para lo que se recomienda realizar un análisis gráfico de las mismas, lo que permitirá optimizar la modelación de la demanda. En este marco, es recomendable que, previamente al estudio de proyección de demanda, las Empresas realicen un control de las series históricas relevantes a efectos de mejorar la calidad de las mismas, ya sea corrigiendo errores de contabilidad o bien, encontrando una explicación en las anomalías encontradas en los datos históricos. Estas explicaciones pueden ser incorporadas en la modelación mediante intervenciones o variables dummies, mejorando de esta manera la predicción.

Sin perjuicio de lo anterior, durante todo el horizonte de planificación solo se podrá contar con datos proyectados para la demanda, no siendo posible reemplazar estos con datos determinísticos a medida que avanza el proceso de tarificación.

El Consultor deberá adjuntar todos los antecedentes necesarios que respalden los resultados presentados, los que deben ser autocontenidos y reproducibles por parte de esta Comisión.

2.5.4 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

En el informe de avance y en el informe final, según corresponda, el Consultor deberá detallar a lo menos lo siguiente:

- a) Las curvas de demanda mensual para cada nudo de retiro, y la curva de demanda mensual total coincidente del Sistema Mediano. Además, el Consultor deberá detallar las curvas horarias utilizadas para la adecuada representación de la variabilidad horaria de la generación solar, en línea con lo señalado en la sección 2.3.
- b) La información base para determinar dichas curvas, indicando como mínimo lo siguiente:
 - Antecedentes de la evolución de la curva de demanda, en cada uno de los nudos de retiro, y respecto de la curva de demanda total agregada, considerando y estimando justificadamente el factor de diversidad empleado.
 - Antecedentes respecto de la incorporación o retiro de clientes de gran tamaño.
 - Metodología de proyección utilizada junto con los test que permitan verificar la proyección realizada.
 - Respaldos de los modelos de proyección en el software utilizado junto con todos los antecedentes que permitan a la Comisión la reproducción y entendimiento de estos.

2.6 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

El Consultor deberá entregar en el informe final, el análisis y resultados del Plan de Expansión Óptimo, donde incluya al menos las consideraciones del 2.3 del Capítulo II de las presentes Bases y lo establecido en el presente acápite.

2.6.1 CONSIDERACIONES GENERALES

El Plan de Expansión Óptimo corresponde al resultado de una modelación de largo plazo cuyo objetivo es identificar, para el horizonte de planificación comprendido entre los años 2025 y 2039, las expansiones óptimas en los segmentos de generación, transmisión e infraestructura del Sistema Mediano. Este Plan constituye el principal insumo para la determinación del Costo Incremental de Desarrollo (CID).

El Plan de Expansión Óptimo del proceso en curso será definido como el resultado de la minimización de costo total actualizado esperado a largo plazo, que incluye los costos de inversión²³, operación, falla (o no suministro), mantenimiento, administración y comercialización, y que asegure el cumplimiento de la normativa ambiental y las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en las normas técnicas vigentes.

El desarrollo del Plan de Expansión Óptimo deberá considerar:

- Las características técnicas reales de las instalaciones existentes a diciembre de 2024, incluyendo: capacidad instalada, mínimo técnico, porcentaje de reserva en giro y parámetros operativos disponibles, entre otros. En caso de unidades desmanteladas, deberá entregarse la correspondiente ficha de salida de operación.
- Se extenderá la definición de instalaciones existentes a aquellas unidades que, aun sin estar actualmente en operación, hayan sido incluidas en los Planes de Expansión Óptimo del proceso 2022-2026, acogidas en el literal aa) del numeral 2.3.
- Para unidades candidatas, deberán considerarse alternativas tecnológicas eficientes y disponibles comercialmente, respaldadas técnica y económicamente.

El Plan de Expansión Óptimo deberá distinguir explícitamente entre los siguientes tres subconjuntos, que podrán modelarse de forma independiente:

- Plan de Expansión Óptimo en Generación
- Plan de Expansión Óptimo en Transmisión
- Plan de Expansión Óptimo en Infraestructura

Las consideraciones particulares para cada uno de estos planes se desarrollan en las secciones respectivas de estas Bases.

²³ Tanto en generación como en transmisión.

2.6.2 METODOLOGÍA GENERAL

Para desarrollar el Plan de Expansión Óptimo, el Consultor deberá desarrollar, al menos, las siguientes actividades:

- a) Modelar las características técnicas de las instalaciones de generación y transmisión existentes en el Sistema Mediano, considerando la situación del año base.
- b) Determinar la proyección de demanda en los nudos de retiro del Sistema Mediano, así como la demanda total agregada del sistema, desagregada en 24 bloques de potencia y en períodos mensuales, de acuerdo con lo señalado en el numeral 2.5, del Capítulo II de las presentes Bases.
- c) Caracterizar las distintas unidades generadoras existentes, candidatas y no candidatas valorizando sus costos de inversión, operación, mantenimiento y administración, según lo establecido en las presentes Bases.
- d) Caracterizar las instalaciones de transmisión existentes, incluyendo líneas, postes, torres, aisladores, mallas de puesta a tierra, conductores, transformadores y equipos asociados, y sus costos de inversión, operación, mantenimiento y administración, detallados por elemento, material, componente, insumo o servicio, tales conductores, aisladores, torres, postes, ferretería, mano de obra e ingeniería, según corresponda.
- e) Determinar la estructura de personal y la infraestructura administrativa óptima y eficiente, de acuerdo con lo señalado en el numeral 2.3, literales i), j), k) y l) del Capítulo II de las presentes Bases.
- f) Utilizar los costos de racionamiento o energía no suministrada, de acuerdo con lo indicado en el numeral 2.3 del Capítulo II de las presentes Bases.
- g) Utilizar modelos y herramientas de análisis de acuerdo con lo señalado en el numeral 2.3, literal m) del Capítulo II de las presentes Bases, que permitan a lo menos lo siguiente:
 - Simular el despacho económico de las unidades generadoras valorizando la operación eficiente del Sistema Mediano, de acuerdo con lo indicado previamente en estas Bases. Particularmente:
 - A través de un modelo previo de planificación se debe establecer la inversión, durante el horizonte de planificación, tanto en generación como en transmisión, que minimice el costo de inversión y operación. Este modelo deberá realizarse con una granularidad mensual, utilizando los bloques de días representativos definidos en las presentes Bases.
 - A partir del resultado de inversión obtenido en la etapa anterior, se deberá implementar un modelo que minimice el costo de operación del sistema, con un enfoque de corto plazo que incorpore adecuadamente decisiones de unit commitment. El resultado debe ser consistente con lo establecido en el inciso segundo del literal m) en el numeral 2.3 de las presentes Bases.
 - Ambos modelos deberán estar implementados en un software que permita su revisión y trazabilidad por parte de la Comisión. Para ello, el Consultor deberá entregar, al menos, todos los archivos de

entrada y salida utilizados y generados por el software correspondiente, junto con los parámetros, supuestos y documentación necesaria para su correcta interpretación.

- Verificar la estabilidad del sistema y la regulación de tensión en los nudos de retiro de este, esto para los períodos en que entran nuevas unidades al parque generador. Dichos análisis deben considerar como parámetro de demanda la demanda máxima., conforme a las exigencias normativas.
- Identificar las condiciones de operación en que el sistema entra en racionamiento y cuantificar su profundidad y duración.
- Valorizar el costo variable de operación, el costo de falla, y el costo total esperado para cada año del período de planificación del Estudio.

En todas las simulaciones anteriormente señaladas, el Consultor deberá considerar al menos los siguientes elementos:

- Las características técnicas de las unidades generadoras, descritas en el literal m) del numeral 2.3, incluyendo capacidad, rendimientos, curvas de consumo específico, tasas de indisponibilidad forzada, programa de mantenimiento, costos variables no combustible, factores de planta, precio de combustible, capacidad de regulación y datos del recurso primario (hidrología, viento o radiación). En el caso de la estadística hidrológica de las unidades hidráulicas, se deberá informar, con los respaldos correspondientes, el factor de conversión de caudal a potencia eléctrica. Por su parte, la disponibilidad de los recurso eólico o solar deberá ser acorde con la metodología definida en el literal n) del punto 2.3 de las presentes Bases, u otra fuente propuesta por el Consultor, la cual debe cumplir con los criterios de reproducibilidad y trazabilidad. En caso de que no se cuente con ese tipo de información, el Consultor podrá utilizar datos históricos, lo que deberá ser acompañado de un análisis que deberá aislar el impacto de la indisponibilidad de dichas unidades en la generación histórica, durante el período en cuestión.
 - Restricciones y pérdidas en las instalaciones de generación y transmisión.
 - Precio y disponibilidad de combustibles, según indicado en el literal x) del numeral 2.3.
 - Precio de combustibles y eventuales proyecciones debidamente justificadas.
 - Proyección de demanda de acuerdo con lo señalado en el numeral 2.5 del Capítulo II de las presentes Bases.
 - Costo de falla, según lo establecido en el literal v) del numeral 2.3.
 - Tasa de descuento, conforme al literal w) del numeral 2.3.
- h) Con base en las modelaciones anteriores, y en las características técnicas reales de las instalaciones existentes, el Consultor deberá determinar el cronograma de las expansiones necesarias y óptimas en generación, transmisión e infraestructura para abastecer la demanda proyectada cumpliendo con las normas técnicas vigentes en exigencias de seguridad, calidad de servicio y regulaciones ambientales. El Plan de Expansión Óptimo deberá asegurar la minimización del costo de inversión, operación, mantenimiento, administración y comercialización actualizado esperado conforme a lo señalado en el numeral 2.3, literales h), i), j), k) y l) del Capítulo II de las presentes Bases.

- i) Definir y describir detalladamente el rango de validez de las hipótesis técnicas y económicas que respaldan el Plan de Expansión Óptimo, en la forma, magnitud y plazos establecidos, según lo indicado en el numeral 2.3, literal o). Dicho rango deberá estar determinado principalmente por el crecimiento proyectado de la demanda.
- j) Detallar los resultados del Plan de Expansión Óptimo de generación, transmisión e infraestructura, incluyendo fechas de entrada en operación de nuevas instalaciones, sus costos de inversión, costos variables y sus costos fijos anuales de operación, mantenimiento, administración y comercialización.

El detalle de los costos deberá presentarse en el informe de avance y en el informe final, desagregado por elementos, materiales, componentes, insumos y servicios, incluyendo costos unitarios y sueldos de mercado, conforme a lo indicado en el numeral 2.3, literales p) y siguientes.

El Consultor deberá adjuntar todos los antecedentes necesarios que respalden los resultados presentados, los que deben ser autocontenidos, trazables, verificables y reproducibles por parte de esta Comisión. Para ello, el Consultor deberá entregar todos los archivos de entrada y salida utilizados y generados por el software correspondiente, junto con los parámetros, supuestos y documentación necesaria para su correcta interpretación.

2.6.3 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN GENERACIÓN

En el desarrollo del Plan de Expansión Óptimo de instalaciones de generación, el Consultor deberá considerar las definiciones, parámetros y metodologías establecidas en los numerales 2.3 y 2.6.2 de estas Bases, especialmente en lo referido a caracterización de tecnologías, recursos primarios, costos y restricciones operativas.

Para ello, el Consultor deberá tener en cuenta, al menos, los siguientes aspectos:

- La capacidad y configuración de las nuevas unidades generadoras.
- Los precios de combustibles, conforme a lo definido en el literal w) del numeral 2.3.
- El costo de falla correspondiente, según lo indicado en el literal p) del numeral 2.3.
- La tasa de descuento a aplicar, conforme al literal v) del numeral 2.3.
- Los tipos de centrales adecuados a los recursos energéticos disponibles en cada zona, considerando las condiciones climáticas y logísticas existentes.
- La consideración de economías de escala y de ámbito, que permitan determinar capacidades mínimas eficientes y aprovechar sinergias operacionales de la misma empresa.
- El cumplimiento de características técnicas mínimas asociadas a las restricciones ambientales establecidas en la normativa vigente.
- El cumplimiento de características técnicas mínimas para cumplir con las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en las normas técnicas vigentes.

El Plan de Expansión Óptimo deberá desarrollarse considerando las características técnicas reales de las instalaciones existentes al año base de cada Sistema Mediano, así como las proyecciones de demanda de energía y potencia para el horizonte de planificación. Además, deberá incorporar las alternativas tecnológicas más eficientes y comercialmente disponibles en los mercados de generación y transmisión.

En la determinación del Plan de Expansión Óptimo, deberán incluirse los parámetros asociados a costos variables combustibles, costos variables no combustibles (base, semibase y punta²⁴), así como las indisponibilidades forzadas²⁵ y programadas²⁶ de las unidades generadoras, considerando una gestión eficiente y en línea con las prácticas y estándares internacionales. Los parámetros anteriormente señalados deben estar debidamente sustentados en antecedentes concretos, como datasheets, facturas de compra, manuales, entre otros.

Para la determinación de los parámetros de las unidades generadoras existentes, el Consultor definirá los valores de los parámetros que las caracterizan a partir de un análisis crítico de la información real de las unidades de generación presentado por las Empresas, considerando a lo menos los siguientes criterios:

- a) Curvas de consumo (eficiencia): se considerarán valores que surgen entre el análisis de los valores entregados por las Empresas y los provenientes de los manuales del fabricante, considerando que se efectúan la totalidad de las intervenciones programadas recomendadas por el fabricante.
- b) Costos variables no combustibles: se considerarán valores mínimos que surgen entre el análisis de los valores entregados por las Empresas y los estimados considerando que se cumplen la totalidad de los mantenimientos programados recomendados por el fabricante durante el ciclo de mantenimiento, y bajo la óptica de una gestión eficiente de acuerdo con lo establecido en el ANEXO N°4. Los valores anteriormente señalados deben estar debidamente sustentados en antecedentes concretos, como datasheets, facturas de compra, manuales, entre otros.
- c) Indisponibilidades programadas: se considerarán valores mínimos que surgen entre el análisis de los valores entregados por las Empresas y el promedio anual, considerando el ciclo de mantenimiento, la totalidad de las intervenciones programadas recomendadas por el fabricante y una duración por intervención, bajo la óptica de una gestión eficiente. Los valores anteriormente señalados deben estar debidamente sustentados en antecedentes concretos, como datasheets, facturas de compra, manuales, entre otros.
- d) Indisponibilidades forzadas: se considerarán valores mínimos que surgen entre el análisis de los valores entregados por las Empresas y en base a un benchmarking internacional, considerando unidades similares (potencia y tecnología) operadas según las mejores prácticas por personal capacitado, y cumpliendo los mantenimientos programados recomendados por el fabricante.

El Consultor deberá presentar el detalle de la valorización de los distintos componentes de costos del Plan de Expansión Óptimo de instalaciones de generación y transmisión, incluyendo su administración, costos de inversión, costos fijos y variables de operación y mantenimiento, según corresponda, considerando lo establecido en las presentes Bases. Para cada componente, se deberá entregar el respaldo técnico y económico de los costos unitarios utilizados, asegurando su trazabilidad, verificabilidad y la posibilidad de reproducción por parte de la Comisión. En caso de que los antecedentes presentados no se encuentren debidamente justificados, la Comisión podrá aplicar los criterios técnicos que estime pertinentes para efectos del informe técnico.

²⁴ Entendiéndose los costos variables no combustibles base, semibase y punta como los costos en que se incurre cuando una unidad de generación es despachada durante 8.000, 5.000 y 3000 horas al año, respectivamente.

²⁵ Corresponden a indisponibilidades por causas no programadas, como desconexiones forzadas.

²⁶ Corresponden a indisponibilidad por mantenimientos u otras tareas planificadas.

2.6.4 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN TRANSMISIÓN

En el desarrollo del Plan de Expansión Óptimo de instalaciones de transmisión, el Consultor deberá considerar los criterios, definiciones y parámetros técnicos establecidos en los numerales 2.3 y 2.6.2 de las presentes Bases.

Para ello, el Consultor deberá evaluar, al menos, los siguientes aspectos:

- Los flujos máximos esperados en los activos de transmisión, analizando en particular aquellas situaciones asociadas a alta demanda o condiciones desfavorables de generación.
- El análisis de pérdidas técnicas y congestiones en los distintos tramos de las instalaciones de transmisión, considerando las proyecciones de demanda, conforme a lo indicado en el literal m) del numeral 2.3.
- Las características técnicas mínimas para cumplir con los criterios de seguridad y confiabilidad, según lo establecido en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos vigente.
- La consideración de eventuales servidumbres sobre terrenos requeridos para el trazado de nuevas líneas de transmisión a ampliaciones de infraestructura existente, debidamente valorizadas.
- La capacidad de líneas, transformadores y equipos, dimensionada en función de las condiciones de máxima transferencia requeridas para abastecer la demanda.
- La consideración de economías de escala y de ámbito, con el fin de definir configuraciones eficientes para nuevas líneas, transformadores y demás equipos eléctricos.
- El cumplimiento de las características técnicas mínimas para cumplir con las restricciones ambientales establecidas en la normativa vigente.

El análisis deberá sustentarse en información técnica actualizada y en modelaciones que permitan identificar y justificar técnicamente la necesidad, oportunidad y magnitud de cada instalación de transmisión incorporada en el Plan. En caso de que se requiera realizar simulaciones de flujos de potencia, el Consultor deberá presentar los modelos eléctricos utilizados, preferentemente implementados en software especializado como **DigSILENT** u otro de similar capacidad, junto con todos los archivos y documentación técnica necesarios para su verificación.

Adicionalmente, el Consultor podrá emplear herramientas de análisis distintas a modelos de optimización, cuando, por las características del sistema y su escala, resulte más eficiente utilizar enfoques cuantitativos simplificados, siempre que se asegure una evaluación técnica robusta y trazable.

2.6.5 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN INFRAESTRUCTURA

Sobre la base de la demanda proyectada y la infraestructura existente, el Consultor deberá determinar y justificar las necesidades de inversiones en infraestructura adicional eficiente, ya sean estos edificios, galpones, terrenos, vehículos, sistemas informáticos y sistemas de comunicación, entre otros. Para este efecto, deberá atenderse en lo señalado en el numeral 2.3, literales h) y l) del Capítulo II de las presentes Bases.

2.6.6 VALORIZACIÓN DE INVERSIONES DEL PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

El Consultor deberá presentar en el informe de avance y en el informe final, según corresponda, el detalle de la valorización de los distintos componentes del Plan de Expansión Óptimo de instalaciones eficientes de generación, transmisión e infraestructura determinado en los numerales anteriores. En cada caso deberá entregar el respaldo de los costos unitarios utilizados para valorar los distintos elementos, materiales, componentes, insumos o servicios, de modo tal que permita a la Comisión su completa reproducción y análisis. El Consultor deberá explicitar y detallar claramente los criterios con que se han tratado las inversiones compartidas con el segmento de distribución o con otros sistemas u otros servicios administrados por la misma Empresa.

2.6.7 VALORIZACIÓN DE COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENCIÓN, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

El Consultor deberá presentar la valorización de los costos de operación, mantenimiento, administración y comercialización que resultan del Plan de Expansión Óptimo. En todos los casos el Consultor deberá entregar el respaldo de los antecedentes utilizados para establecer las remuneraciones y costos unitarios utilizados para los distintos insumos de modo tal que permita a la Comisión su completa reproducción, el análisis de dichos costos y remuneraciones, y verificar los criterios con que el Consultor ha tratado los costos compartidos con el segmento de distribución o con otros sistemas u otros servicios administrados por la misma Empresa.

2.6.8 PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y POTENCIA

El Consultor deberá describir en detalle la metodología utilizada para determinar la proyección de las pérdidas de energía y potencia, para cada año del horizonte de planificación del Estudio, asegurando su consistencia con la modelación de la demanda realizada.

Las pérdidas de potencia deberán ser determinadas para el bloque de demanda máxima anual.

2.6.9 RESULTADOS

Sin perjuicio de la información respecto de esta materia que el Consultor debe incluir en el informe de avance y en el informe final, según corresponda, especificada en el numeral 2.6, del Capítulo II de las presentes Bases, el Consultor deberá además determinar justificadamente, e incluir en dichos informes, lo siguiente:

- a) *Costo unitario de cada unidad generadora* incluida en el Plan de Expansión Óptimo, considerando su vida útil.
- b) *Costo unitario de las distintas componentes del sistema de transmisión* considerados en el Plan de Expansión Óptimo, incluyendo líneas, transformadores, subestaciones, condensadores, reactores, interruptores, y demás equipos, entre otros, considerando su vida útil.
- c) Los distintos *tramos de las instalaciones de transmisión* incluidos en el Plan de Expansión Óptimo y las instalaciones de transmisión existentes, asignando las componentes de subestaciones y demás equipos, así como sus costos a los distintos tramos.

- d) *Costo unitario de infraestructura* incluida en el Plan de Expansión Óptimo, de acuerdo al detalle indicado en el literal g) del numeral 2.3 del Capítulo II de las presentes Bases, utilizados para fines técnicos, administrativos o comerciales, considerando su vida útil. Para el caso de infraestructura cuyo uso sea compartido con las actividades del segmento de distribución o con otros sistemas u otros servicios administrados por la misma Empresa, el Consultor deberá identificar y describir detalladamente la fracción que corresponda descontar.
- e) *Precios de combustibles y costos variables de operación y mantenimiento de las distintas unidades generadoras* consideradas en el Plan de Expansión Óptimo e instalaciones existentes, para cada año considerado en el horizonte de planificación del Estudio.
- f) *Gastos fijos de operación, mantenimiento, administración y comercialización* considerados en el Plan de Expansión Óptimo, y su evolución en el tiempo, identificando y describiendo detalladamente los gastos de personal, transporte, subcontratos, insumos, entre otros, de acuerdo al detalle indicado en el numeral 2.3, literales i), j), k) y l) del Capítulo II de las presentes Bases. Además, el Consultor deberá identificar para el Plan de Expansión Óptimo, a lo menos lo siguiente:
- Costos fijos de operación de las distintas unidades generadoras.
 - Costos fijos de mantenimiento de las distintas unidades generadoras.
 - Costos fijos de mantenimiento de transformadores.
 - Costos fijos de mantenimiento de equipos de subestaciones.
 - Costos fijos de mantenimiento de líneas.
 - Gastos fijos de administración.
 - Gastos fijos de comercialización.

Los costos fijos de mantenimiento deben corresponder a costos eficientes asociados a planes de mantenimiento recomendados por los fabricantes de los distintos equipos y elementos señalados.

Para el caso de los gastos fijos de administración y comercialización del Plan de Expansión Óptimo, cuyo origen sea asignable a los segmentos de generación, transmisión y distribución del sistema o en parte a otros sistemas u otros servicios administrados por la misma Empresa, el Consultor deberá identificar y describir detalladamente la fracción que corresponda descontar al segmento de distribución y a los otros sistemas y servicios administrados por la misma Empresa.

- g) *Evolución en el tiempo de la estructura de personal* del Plan de Expansión Óptimo y sus costos, de acuerdo al detalle indicado en el numeral 2.3, literales i), j), k) y l) del Capítulo II de las presentes Bases.
- h) Mediante los factores de prorrateo GLDF y GGDF, u otra metodología equivalente que cumpla con el mismo propósito, el Consultor deberá *asignar las distintas unidades generadoras y los distintos tramos de las instalaciones de transmisión* del Plan de Expansión Óptimo y de la infraestructura existente, así como sus costos, a cada uno de los nudos de retiro del sistema, para cada año considerado en el horizonte de planificación del Estudio.

2.7 DETERMINACIÓN DEL COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO

El Consultor deberá entregar en forma detallada en el informe de avance y en el informe final, según corresponda, el análisis y los resultados obtenidos en el cálculo del CID, donde incluya al menos lo señalado en el literal q) del numeral 2.3 y el detalle indicado en el numeral 2.7.1 y siguientes, del Capítulo II de las presentes Bases.

2.7.1 OBJETIVOS GENERALES

El CID a nivel de generación y a nivel de transmisión es el costo medio por unidad de demanda incremental de potencia y energía de un proyecto de expansión eficiente del sistema, cuyo valor actual neto es igual a cero. Dicho costo se obtendrá de la suma de los costos de inversión de las ampliaciones y del aumento de los costos de un sistema en que se realizan las ampliaciones de capacidad de generación y transmisión que minimizan el costo actualizado de inversión, operación, mantenimiento, administración y comercialización, y energía no suministrada, en el período de planificación del Estudio. Para su cálculo, se deberá establecer el Plan de Expansión Óptimo que minimiza el costo actualizado de inversión, operación, mantenimiento, administración y comercialización, y falla del Sistema Mediano para el período de planificación del Estudio.

El cálculo del CID se deberá realizar conforme a las expresiones establecidas en el ANEXO N°1 de las presentes Bases.

En caso de que el Plan de Expansión Óptimo sea nulo, es decir, que dentro del período de planificación del Estudio no sea recomendable la incorporación de instalaciones de generación y transmisión e infraestructura, en el Estudio se omitirá el cálculo del CID y el Consultor sólo deberá calcular el CTLP.

2.7.2 METODOLOGÍA GENERAL

Sobre la base de la infraestructura inicialmente existente y sus características reales, la proyección de demanda y el Plan de Expansión Óptimo, el Consultor deberá determinar los costos de inversión, operación, mantención, administración y comercialización para cada uno de los años del horizonte de planificación del Estudio, considerando en la valorización de las nuevas inversiones el valor residual de cada componente al final del horizonte de planificación.

El Consultor deberá determinar así los incrementos de demanda de energía y potencia, las anualidades de los costos de inversión de las ampliaciones de generación, transmisión e infraestructura, descontando de dichos costos de inversión los valores residuales respectivos al final del horizonte de planificación que resulta de la vida útil de cada componente, y el incremento en los costos de operación²⁷, mantención, administración y comercialización, respecto del año base, para cada uno de los años del horizonte de planificación del Estudio.

A partir de lo anterior, y mediante el procedimiento de asignación basado en los factores de prorrata GLDF y GGDF, u otro equivalente que cumpla el mismo propósito, conforme a lo establecido en el ANEXO N°1, se debe calcular el CID en los distintos nudos de retiro del sistema, desagregados en generación y transmisión.

²⁷ El CID deberá considerar el Impuesto a las Emisiones establecido en el artículo 8 de la Ley N° 20.780, de 2014, del Ministerio de Hacienda, que modifica el sistema de tributación de la renta e introduce diversos ajustes en el sistema tributario.

2.7.3 CÁLCULO

El Consultor deberá determinar el CID para cada nudo de retiro conforme lo dispuesto en el ANEXO N°1 de las presentes Bases.

Para efectos de estimar el valor residual de cada componente de inversión del Plan de Expansión Óptimo, al término del horizonte de planificación del Estudio el Consultor deberá considerar las vidas útiles establecidas en el literal y) del numeral 2.3, del Capítulo II de las presentes Bases, las que serán presentadas en el informe de avance y en el informe final, según corresponda. El valor residual al final del horizonte de planificación del Estudio se calculará como aquel monto remanente al término de dicho horizonte, una vez descontadas las cuotas acumuladas de depreciación en el período.

En caso de que una misma Empresa tenga integración vertical con el segmento de distribución o integración horizontal con otros sistemas u otros servicios administrados por la misma Empresa, el Consultor deberá determinar la fracción de los costos de personal, administrativos y/o comerciales y los costos de inversión de infraestructura adicional, tales como edificios, vehículos u otros bienes, que debe ser descontada de los segmentos de generación y transmisión en análisis.

El Consultor deberá determinar los factores de prorrata de cada componente de inversión de generación y transmisión y cada componente de costo a los nudos de retiro del sistema, utilizando la metodología de asignación conocida como factores GLDF y GGDF, u otra equivalente que cumpla el mismo propósito, de acuerdo con lo establecido en el ANEXO N°1. Para construir dichos factores, el Consultor deberá analizar para cada año del horizonte de planificación, a lo menos 24 bloques horarios de demanda. Estos análisis el Consultor deberá efectuarlos mediante modelos y herramientas de flujos de potencia.

2.7.4 RESULTADOS

Sin perjuicio de la información respecto de esta materia que el Consultor debe incluir en el informe de avance y en el informe final, según corresponda, especificada en el numeral 2.7, del Capítulo II de las presentes Bases, el Consultor deberá determinar, justificadamente, e incluir en dichos informes, a lo menos lo siguiente:

- a) *Costo unitario de cada unidad generadora* incluida en el Plan de Expansión Óptimo, considerando su vida útil. El Consultor, además, deberá determinar justificadamente el tipo, capacidad y valor de inversión de la unidad más apta para abastecer la demanda máxima del sistema, considerando su vida útil, y los factores de penalización de demanda máxima en los nudos de retiro del sistema.
- b) *Costo unitario de las distintas componentes del sistema de transmisión* considerados en el Plan de Expansión Óptimo, incluyendo líneas, transformadores, subestaciones, condensadores, reactores, interruptores, y demás equipos, considerando su vida útil.
- c) Los distintos *tramos de las instalaciones de transmisión* del Plan de Expansión Óptimo, y asignar las componentes de subestaciones y demás equipos, así como sus costos, a los distintos tramos.
- d) *Costo unitario de infraestructura* incluida en el Plan de Expansión Óptimo, de acuerdo con el detalle indicado en el literal g) del numeral 2.3 del Capítulo II de las presentes Bases, utilizada para fines técnicos, administrativos o comerciales, considerando su vida útil. Para el caso de este tipo de bienes,

cuyo uso sea compartido con las actividades del segmento de distribución o con otros sistemas u otros servicios administrados por la misma Empresa, el Consultor deberá identificar y describir detalladamente la fracción que corresponda descontar.

- e) *Precios de combustibles y costos variables de operación y mantenimiento de las distintas unidades generadoras* consideradas en el Plan de Expansión Óptimo, para cada año considerado en el horizonte de planificación del Estudio.
- f) *Gastos fijos de operación, mantenimiento, administración y comercialización* considerados en el Plan de Expansión Óptimo, y su evolución en el tiempo, identificando y describiendo detalladamente los gastos de personal, transporte, subcontratos, insumos, entre otros, de acuerdo al detalle indicado en el numeral 2.3, literales i), j), k) y l) del Capítulo II de las presentes Bases. El Consultor deberá además identificar para el Plan de Expansión Óptimo, como mínimo lo siguiente:
- Costos fijos de operación de las distintas unidades generadoras.
 - Costos fijos de mantenimiento de las distintas unidades generadoras.
 - Costos fijos de mantenimiento de transformadores.
 - Costos fijos de mantenimiento de equipos de subestaciones.
 - Costos fijos de mantenimiento de líneas.
 - Gastos fijos de administración
 - Gastos fijos de comercialización.

Particularmente para el caso de los gastos fijos de administración y comercialización del Plan de Expansión Óptimo, cuyo origen sea asignable al segmento de generación, transmisión y distribución del sistema o en parte a otros sistemas u otros servicios administrados por la misma Empresa, el Consultor deberá identificar y describir detalladamente la fracción que corresponda descontar al segmento de distribución y/o a los otros sistemas y servicios administrados por la misma Empresa.

- g) Evolución en el tiempo de la estructura de personal del Plan de Expansión Óptimo de las Empresas y sus costos, de acuerdo al detalle indicado en el numeral 2.3, literales i), j), k) y l) del Capítulo II de las presentes Bases.
- h) Mediante la metodología que utiliza los factores de prorrateo GLDF y GGDF, u otra equivalente que cumpla el mismo propósito, el Consultor deberá asignar las distintas unidades generadoras y los distintos tramos de las instalaciones de transmisión del Plan de Expansión Óptimo, así como sus costos, a cada uno de los nudos de retiro del sistema, para cada año considerado en el horizonte de planificación del Estudio.

2.8 DETERMINACIÓN DEL PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE Y DEL COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO

El Consultor deberá entregar en forma detallada en el informe de avance y en el informe final, según corresponda, los análisis y resultados obtenidos en la determinación del Proyecto de Reposición Eficiente y en el cálculo del CTLP, donde incluya, a lo menos, el detalle indicado en el presente numeral y en el numeral 2.3, del Capítulo II de las presentes Bases, según corresponda.

2.8.1 OBJETIVOS GENERALES

El *CTLP* en el segmento de generación y de transmisión, es aquel valor anual constante requerido para cubrir los costos de explotación y de inversión en que se incurra durante el periodo tarifario de cuatro años que sucede a la fijación, de un Proyecto de Reposición Eficiente que minimiza el total de los costos de inversión y explotación de largo plazo del servicio.

Se entenderá por *Proyecto de Reposición Eficiente* aquel que sea suficiente para dar suministro de acuerdo con las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en la normativa vigente, mediante un parque óptimo inicial, adaptado a la demanda, diseñado en forma eficiente de acuerdo con los precios de mercado vigente de inversión y operación, conforme a las alternativas tecnológicas existentes en el mercado a la fecha de realización del Estudio, considerando un calendario de inversiones futuras óptimas del mismo.

En la determinación del Proyecto de Reposición Eficiente, el Consultor no debe incluir las eventuales ineficiencias de las instalaciones existentes, debiendo reemplazarlas por instalaciones diseñadas eficientemente, adaptadas a la demanda, y que operen en forma eficiente. A su vez, las inversiones futuras del Proyecto de Reposición Eficiente deben ser consecuentes con las instalaciones iniciales eficientes que el Consultor defina.

2.8.2 METODOLOGÍA GENERAL

En la determinación del CTLP, el Consultor debe diseñar y dimensionar en forma eficiente un parque óptimo que corresponda al de mínimo costo total actual y futuro esperado en el horizonte de planificación del Estudio, y que, a su vez, sea consistente con las normas ambientales y las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes.

Para ello, el Consultor deberá desarrollar un análisis sobre el dimensionamiento y composición óptima de las instalaciones de generación, transmisión e infraestructura de la empresa eficiente en el año base y sus ampliaciones en el horizonte de planificación del Estudio.

En este dimensionamiento, el Consultor considerará las capacidades iniciales y futuras óptimas, que serán las que determinen el mínimo CTLP, que incluye el costo de inversión, operación²⁸, falla, mantenimiento, administración y comercialización para atender la demanda durante los años considerados dentro del horizonte de planificación del Estudio. Para efectuar lo anterior, el Consultor deberá desarrollar un análisis similar al efectuado en la determinación del Plan de Expansión Óptimo, pero incluyendo, además de las ampliaciones futuras, la determinación de la composición y dimensionamiento óptimo de las instalaciones iniciales. Lo anterior deberá ser efectuado por el Consultor considerando las condiciones tecnológicas existentes, los precios vigentes en el mercado, las restricciones ambientales, y las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en la normativa vigente.

2.8.3 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE PARA GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

²⁸ El CTLP deberá considerar el Impuesto a las Emisiones establecido en el artículo 8 de la Ley N° 20.780, de 2014, del Ministerio de Hacienda, que modifica el sistema de tributación de la renta e introduce diversos ajustes en el sistema tributario.

En el desarrollo del Proyecto de Reposición Eficiente de instalaciones de generación, el Consultor deberá considerar las definiciones, parámetros y metodologías establecidas en los numerales 2.3 y 2.6.2 de estas Bases, especialmente en lo referido a caracterización de tecnologías, recursos primarios, costos y restricciones operativas.

Para ello, el Consultor deberá tener en cuenta, al menos, los siguientes aspectos:

- La capacidad y configuración de las nuevas unidades generadoras.
- Los precios de combustibles, conforme a lo definido en el literal w) del numeral 2.3.
- El costo de falla correspondiente, según lo indicado en el literal p) del numeral 2.3.
- La tasa de descuento a aplicar, conforme al literal v) del numeral 2.3.
- Los tipos de centrales adecuados a los recursos energéticos disponibles en cada zona, considerando las condiciones climáticas y logísticas existentes.
- La consideración de economías de escala y de ámbito, que permitan determinar capacidades mínimas eficientes y aprovechar sinergias operacionales de la misma empresa.
- El cumplimiento de características técnicas mínimas asociadas a las restricciones ambientales establecidas en la normativa vigente.
- El cumplimiento de características técnicas mínimas para cumplir con las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en las normas técnicas vigentes.

El Proyecto de Reposición Eficiente deberá desarrollarse considerando todas las instalaciones como candidatas, esto incluye a todas las instalaciones existentes según el numeral 2.4 y los proyectos pertenecientes al catastro. El plan deberá incorporar las alternativas tecnológicas más eficientes y comercialmente disponibles en los mercados de generación y transmisión.

En la determinación del Proyecto de Reposición Eficiente, deberán incluirse los parámetros asociados a costos variables combustibles, costos variables no combustibles (base, semibase y punta²⁹), así como las indisponibilidades forzadas³⁰ y programadas³¹ de las unidades generadoras, considerando una gestión eficiente y en línea con las prácticas y estándares internacionales. Los parámetros anteriormente señalados deben estar debidamente sustentados en antecedentes concretos, como datasheets, facturas de compra, manuales, entre otros.

Para la determinación de los parámetros de las unidades generadoras existentes, el Consultor definirá los valores de los parámetros que las caracterizan a partir de un análisis crítico de la información real de las unidades de generación presentado por las Empresas, considerando a lo menos los siguientes criterios:

- a) Curvas de consumo (eficiencia): se considerarán valores que surgen entre el análisis de los valores entregados por las Empresas y los provenientes de los manuales del fabricante, considerando que se efectúan la totalidad de las intervenciones programadas recomendadas por el fabricante.

²⁹ Entendiéndose los costos variables no combustibles base, semibase y punta como los costos en que se incurre cuando una unidad de generación es despachada durante 8.000, 5.000 y 3000 horas al año, respectivamente.

³⁰ Corresponden a indisponibilidades por causas no programadas, como desconexiones forzadas.

³¹ Corresponden a indisponibilidad por mantenimientos u otras tareas planificadas.

- b) Costos variables no combustibles: se considerarán valores mínimos que surgen entre el análisis de los valores entregados por las Empresas y los estimados considerando que se cumplen la totalidad de los mantenimientos programados recomendados por el fabricante durante el ciclo de mantenimiento, y bajo la óptica de una gestión eficiente de acuerdo con lo establecido en el ANEXO N°4. Los valores anteriormente señalados deben estar debidamente sustentados en antecedentes concretos, como datasheets, facturas de compra, manuales, entre otros.
- c) Indisponibilidades programadas: se considerarán valores mínimos que surgen entre el análisis de los valores entregados por las Empresas y el promedio anual, considerando el ciclo de mantenimiento, la totalidad de las intervenciones programadas recomendadas por el fabricante y una duración por intervención, bajo la óptica de una gestión eficiente. Los valores anteriormente señalados deben estar debidamente sustentados en antecedentes concretos, como datasheets, facturas de compra, manuales, entre otros.
- d) Indisponibilidades forzadas: se considerarán valores mínimos que surgen entre el análisis de los valores entregados por las Empresas y en base a un benchmarking internacional, considerando unidades similares (potencia y tecnología) operadas según las mejores prácticas por personal capacitado, y cumpliendo los mantenimientos programados recomendados por el fabricante.

El Consultor deberá presentar el detalle de la valorización de los distintos componentes de costos del Proyecto de Reposición Eficiente de instalaciones de generación y transmisión, incluyendo su administración, costos de inversión, costos fijos y variables de operación y mantenimiento, según corresponda, considerando lo establecido en las presentes Bases. Para cada componente, se deberá entregar el respaldo técnico y económico de los costos unitarios utilizados, asegurando su trazabilidad, verificabilidad y la posibilidad de reproducción por parte de la Comisión. En caso de que los antecedentes presentados no se encuentren debidamente justificados, la Comisión podrá aplicar los criterios técnicos que estime pertinentes para efectos del informe técnico.

2.8.4 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE PARA INFRAESTRUCTURA

Sobre la base de la demanda actual y proyectada, el Consultor deberá determinar las necesidades de inversiones en infraestructura eficiente que se requiera en el año base y en el resto de los años del horizonte de planificación del Estudio, ya sean estos edificios, terrenos, vehículos, sistemas de control, sistemas informáticos, sistemas de medida, entre otros, de acuerdo a lo señalado en el literal g) del numeral 2.3 del Capítulo II de las presentes Bases.

2.8.5 COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

El Consultor deberá calcular los costos anuales de operación, mantención, administración y comercialización que resultan del Proyecto de Reposición Eficiente. En todos los casos, el Consultor deberá justificar y entregar el respaldo que permita a la Comisión la reproducción completa de los resultados y su análisis. En caso de que la Empresa opere más de un Sistema Mediano, el Consultor que efectúe el Estudio deberá incorporar convenientemente las economías de ámbito y escala pertinentes.

En el informe de avance y en el informe final, según corresponda, el Consultor deberá presentar el detalle de los costos determinados en el Estudio a nivel de elementos, materiales, componentes, insumos o

servicios del sistema, los cuales deberán venir debidamente respaldados, ser reproducibles y autocontenidos.

2.8.6 VALORIZACIÓN DEL PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE

El Consultor deberá presentar el detalle de la valorización de los distintos componentes de costo del Proyecto de Reposición Eficiente de generación, transmisión e infraestructura, incluyendo los costos de inversión, costos fijos y costos variables de operación, mantención, administración y comercialización determinados conforme a los criterios de valorización establecidos en las presentes Bases.

En cada caso el Consultor deberá entregar el respaldo de los valores unitarios utilizados, de modo tal que permita a la Comisión su análisis y completa reproducción.

2.8.7 DETERMINACIÓN DE COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO

La determinación del CTLP en el segmento de generación y transmisión deberá ser realizada por el Consultor, conforme lo dispuesto en la Ley. Se entiende por CTLP aquel valor anual constante requerido para cubrir los costos de explotación y de inversión en que se incurra durante el horizonte de tarificación que sucede a la fijación, determinados en el Proyecto de Reposición Eficiente a que se refieren las presentes Bases.

El Consultor deberá realizar el cálculo del CTLP y su desagregación en las componentes de generación y transmisión, de acuerdo con los procedimientos y las expresiones establecidas en el ANEXO N°2 de las presentes Bases.

Adicionalmente, en aquellos Sistemas Medianos con más de una empresa operadora se deberá dar cumplimiento con lo dispuesto en el numeral 2.3, literal u) del Capítulo II de las presentes Bases.

2.9 PROYECTOS EN GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

Las Empresas deberán entregar al Consultor toda la información acerca del estado de proyectos en construcción o de proyectos futuros, tanto en el segmento de generación como en el segmento de transmisión, de cada Sistema Mediano.

Para ello, las Empresas deberán entregar al Consultor las Cartas Gantt que den cuenta de las actividades y plazos del o los proyectos en construcción o futuros, incluida su puesta en marcha, así como también toda la información técnica detallada en los literales a) a l) del ANEXO N°5 de las presentes Bases y toda aquella información comercial que las Empresas consideren relevante respecto del o los proyectos informados.

Particularmente para el caso de proyectos hidroeléctricos, las Empresas además deberán enviar al Consultor la información de estadísticas de afluentes asociados a dichos proyectos y toda la información detallada (propiedad, ubicación, volumen y derecho de otorgamiento) correspondiente a los derechos de agua ya adquiridos, o que se adquieran, dentro o en las cercanías de cada Sistema Mediano.

Sin perjuicio de lo anterior, el Consultor deberá recopilar antecedentes sobre los derechos de agua existentes en la zona. Lo anterior podrá ser realizado considerando la información disponible en instituciones involucradas en el otorgamiento y administración de derechos de agua.

Para otros proyectos de energías renovables no convencionales, las Empresas deberán enviar al Consultor todos los antecedentes necesarios para estimar un factor de planta promedio. Así, por ejemplo, en el caso de proyectos eólicos, las Empresas deberán enviar al Consultor toda la información de estadísticas de viento disponibles.

Las Empresas deberán entregar a la Comisión copia íntegra de todos los informes y sus respectivos antecedentes de respaldos, a más tardar el día siguiente y de la misma forma en que hayan sido recepcionados, de acuerdo con los formatos establecidos en los cuadros señalados en el ANEXO N°3 de las presentes Bases.

En relación con los antecedentes proporcionados por los Promotores de los proyectos presentados conforme a numeral 2.3, literal z) del Capítulo II de las presentes Bases, estos serán enviados por la Comisión a las Empresas, para ser remitidas al Consultor. Este último podrá solicitar, a través de la Comisión, reuniones con los Promotores de proyectos.

2.10 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

El Consultor deberá incluir en el informe de avance y en el informe final, según corresponda, las fórmulas de indexación propuestas para el CID y el CTLP, a fin de mantener sus valores reales durante el período tarifario asociado al presente proceso.

Para la determinación de su valor base, el CID y el CTLP deberán ser expresados en pesos chilenos, y conforme a componentes cuya variación de costo en el tiempo se correlacione con indicadores económicos, considerando la disponibilidad y estabilidad de la fuente que lo emite. En este sentido, los índices que el Consultor deberá utilizar para las fórmulas de indexación son el “Consumer Price Index” (CPI), corregido por el precio del dólar, el Índice de Precios al Consumidor (IPC), el Precio del Gas Natural (PGas), el Precio del Gas Licuado Petróleo (PGLP) y el precio del Diésel (PDiésel). No obstante, si como parte del análisis de costos surgiera otra variable que explique de manera más adecuada los costos, esta podrá ser propuesta por el Consultor en la medida que sea debidamente justificada.

El CPI se utilizará para los componentes de costo de la inversión relacionados con insumos o bienes de capital importado, y el IPC para los componentes de costo de la inversión y de explotación relacionados con insumos o bienes de capital nacionales y para el C.O.M.A., y el PGas, PGLP y PDiésel para los costos variables combustibles, según corresponda.

Específicamente, las fórmulas de indexación tendrán las siguientes estructuras:

$$\frac{Costo_i}{Costo_0} = \alpha_{IPC} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} + \alpha_{PGAS} \cdot \frac{P_{GAS_i}}{P_{GAS_0}} + \alpha_{PGLP} \cdot \frac{P_{GLP_i}}{P_{GLP_0}} + \alpha_{PDIESEL} \cdot \frac{P_{DIESEL_i}}{P_{DIESEL_0}} + \alpha_{CPI} \cdot \frac{CPI_i}{CPI_0} \cdot \frac{DOL_i}{DOL_0}$$

Dónde:

$Costo_i$:	Corresponde al costo del CID o CTLP en el período i .
$Costo_0$:	Corresponde al costo del CID o CTLP en el período base.
α_{IPC} :	Proporción del costo que varía con el IPC.
α_{CPI} :	Proporción del costo que varía con el CPI.
$\alpha_{P_{GAS}}$:	Proporción del costo que varía con el Precio del Gas Natural.
$\alpha_{P_{GLP}}$:	Proporción del costo que varía con el Precio del Gas Licuado Petróleo.
$\alpha_{P_{DIESEL}}$:	Proporción del costo que varía con el Precio del Petróleo Diésel.
IPC_i :	Índice de precios al consumidor, índice general, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE), correspondiente al segundo mes anterior a aquel en que se aplique la indexación.
P_{GAS_i} :	Promedio ponderado por el número de días de vigencia vigencia de cada precio del gas natural en el Sistema Mediano correspondiente, determinado a partir de los valores informados por las empresas operadoras y/o proponentes de los últimos tres meses anteriores a aquel mes en que se aplique la indexación, expresado en \$/m3.
P_{GLP_i} :	Promedio ponderado por el número de días de vigencia vigencia de cada precio del gas licuado de petróleo en el Sistema Mediano correspondiente, determinado a partir de los valores informados por las empresas operadoras y/o proponentes de los últimos tres meses anteriores a aquel mes en que se aplique la indexación, expresado en \$/m3.
P_{DIESEL_i} :	Promedio ponderado por el número de días de vigencia vigencia de cada precio del petróleo diésel en el Sistema Mediano correspondiente, determinado a partir de los valores informados por las empresas operadoras y/o proponentes de los últimos seis meses anteriores a aquel mes en que se aplique la indexación, expresado en \$/m3.
CPI_i :	Consumer Price Index (All Urban Consumers), publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del gobierno de los Estados Unidos de América (Código BLS: CUUR0000SA0), correspondiente al segundo mes anterior al mes en el cual se aplique la fórmula de indexación.
DOL_i :	Tipo de cambio observado para el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica, publicado por el Banco Central de Chile, "Dólar Observado", correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación en \$/US\$.
IPC_0 :	Valor base del índice de precios al consumidor, índice general, publicado por el INE correspondiente a octubre 2024.
P_{GAS_0} :	Valor base del Precio del Gas Natural, correspondiente al promedio ponderado por el número de días de vigencia del cada precio del gas natural en el Sistema Mediano respectivo, determinado a partir de los valores informados por las empresas operadoras y/o proponentes para el periodo de tres meses comprendido entre septiembre y noviembre de 2024, expresado en \$/m3.
P_{GLP_0} :	Valor base del Precio del Gas Licuado Petróleo, correspondiente al promedio ponderado por el número de días de vigencia de cada precio del gas licuado de petróleo en el Sistema Mediano respectivo, determinado a partir de los valores informados por las empresas operadoras y/o proponentes para el periodo de tres meses comprendido entre septiembre y noviembre de 2024, expresado en \$/m3 .
P_{DIESEL_0} :	Valor base del Precio del Petróleo Diésel, correspondiente al promedio ponderado por el número de días de vigencia de cada precio del petróleo diésel en el Sistema Mediano respectivo, determinado a partir de los valores informados por las empresas operadoras

y/o proponentes para el período de seis meses comprendido entre junio y noviembre de 2024, expresado en US\$/m³.

CPI₀: Valor base del Consumer Price Index (All Urban Consumers), correspondiente a octubre de 2024.

DOL₀: Valor base del tipo de cambio, correspondiente a octubre de 2024.

Se debe cumplir que $\alpha_{IPC} + \alpha_{CPI} + \alpha_{P_{GAS}} + \alpha_{P_{GLP}} + \alpha_{P_{DIESEL}} = 1$.

En casos fundados y bien justificados, para los costos variables combustibles, el Consultor podrá incluir un nuevo o nuevos índices para la fórmula de indexación, asegurando que la suma de las proporciones de los índices sea igual a 1. La propuesta debe incluir el valor base del índice y los rezagos a considerar.

El Consultor deberá incluir en el informe de avance y en el informe final, según corresponda, la descomposición de la estructura de costos, y, la metodología y el desarrollo para obtener los factores de ponderación para cada índice. La evaluación de la fórmula de indexación para el mes base, esto es diciembre 2024, deberá ser igual a uno. Adicionalmente, el Consultor deberá presentar desagregaciones de los costos que permitan identificar las componentes asociadas a la potencia y aquellas asociadas a la energía.

2.11 ANTECEDENTES A ENTREGAR POR LAS EMPRESAS A LA COMISIÓN

Las Empresas deberán entregar a la Comisión, como mínimo, la siguiente información:

- a) Copia de toda la información y los resultados establecidos en las presentes Bases, e incluir en el informe de avance y en el informe final, según corresponda, toda la información y resultados obtenidos en el desarrollo de los numerales 2.4, 2.5, 2.6, 2.7, 2.8, 2.9 y 2.10 del Capítulo II de las presentes Bases, tal que permitan a la Comisión su reproducción completa y su análisis.
- b) Copia de toda la información que se entregue al Consultor durante el desarrollo del Estudio, incluyendo una copia para la Superintendencia.
- c) Copia de los costos unitarios de las instalaciones de generación y transmisión utilizados en la determinación del Plan de Expansión Óptimo y en el Proyecto de Reposición Eficiente con que se determina el CID y el CTLP, respectivamente.

Para estos efectos, se deberá confeccionar una lista de componentes, insumos o servicios y sus respectivos costos unitarios debidamente justificados, de acuerdo con el análisis de los precios de mercado y la información entregada por las Empresas.

La Comisión analizará, homologará y comparará dichos costos unitarios, y podrá recomendar la corrección de ellos. La Comisión comunicará a las Empresas individualizadas en el numeral 1.2 del Capítulo I de las presentes Bases, dentro de los 20 días hábiles siguientes de la recepción del primer informe de avance del Consultor, los valores unitarios recomendados.

- d) Copia del informe de avance e informe final que reciba de parte del Consultor. Adicionalmente, la Comisión podrá solicitar reuniones con el Consultor y/o con las Empresas para la presentación de dichos informes, en caso de que esta así lo requiera.

Las Empresas deberán remitir toda la información disponible a la fecha del correspondiente envío, debiendo acompañar antecedentes fidedignos, auténticos y completos, conforme a los formatos y exigencias establecidos en las presentes Bases y la normativa vigente. La Comisión se reserva el derecho de utilizar la información que sea entregada extemporáneamente en la elaboración de los informes técnicos al que hacer referencia los artículos 177 y 178 de la Ley.

2.12 INFORMES QUE DEBE PRESENTAR EL CONSULTOR A LAS EMPRESAS

A más tardar 45 días corridos después de iniciado el Estudio, el Consultor deberá elaborar y entregar un primer informe de avance donde incluya el análisis y resultados de los numerales 2.4 y 2.5, de acuerdo con lo señalado en los numerales 2.11 y 2.13, todos del Capítulo II de las presentes Bases. En dicho informe, el Consultor deberá incluir los costos unitarios de las distintas componentes, insumos o servicios, de acuerdo con lo señalado en los numerales 2.11 y 2.13 del Capítulo II de las presentes Bases.

Finalmente, el Consultor deberá elaborar y entregar un informe final donde incluya el análisis y resultados de todos los numerales indicados en las presentes Bases, dando cumplimiento al plazo establecido en el inciso cuarto del artículo 177 de la Ley.

Tanto en el informe de avance como en el informe final, el Consultor deberá presentar los resultados obtenidos, detallando además la metodología utilizada, criterios empleados e información relevante para reproducir los resultados.

Adicionalmente, dentro de los 7 días corridos siguientes a la entrega del informe de avance e informe final, el Consultor deberá realizar una presentación a la Comisión de los resultados obtenidos.

2.13 FORMATOS PARA ENTREGA DE RESULTADOS

Todos los modelos y herramientas desarrolladas o implementadas, junto con los archivos de entrada y salida utilizados en el análisis, deberán ser entregados por las Empresas a la Comisión en medios digitales, a fin de que esta pueda reproducir completamente los resultados obtenidos.

Las Empresas deberán incluir en el informe final que se entregue a la Comisión todos los resultados obtenidos en el desarrollo de los numerales 2.4, 2.5, 2.6, 2.7, 2.8, 2.9 y 2.10 del Capítulo II de las presentes Bases, en el mismo orden establecido en cada uno de ellos. Dicho informe deberá, además, incluir una lista con todos los costos unitarios definitivos utilizados para valorar cada uno de los componentes, insumos y servicios.

Finalmente, las Empresas deberán entregar a la Comisión los resultados del Estudio conforme a los formatos y estructuras establecidas en el ANEXO N°3 de las presentes Bases.

ANEXO N°1

Determinación del Costo Incremental de Desarrollo (CID)

CID de Generación y Transmisión

Se determinará el CID en una barra cualquiera, considerando los costos de generación y transmisión del sistema, de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$CID_j = CIDG_j + CIDL_j$$

$$CIDG_j = \frac{(VPIG_j - VPRG_j + VPCOMG_j)}{VPGIE_j} \cdot FpE_j$$

$$CIDL_j = \frac{(VPIL_j - VPRL_j + VPCOML_j)}{VPGIE_j} \cdot FpE_j$$

Dónde:

- CID_j : Costo Incremental de Desarrollo del sistema de generación y transmisión, en el horizonte de planificación, asociado al incremento de demanda en la barra j, en [US\$/kWh].
- $CIDG_j$: Costo Incremental de Desarrollo del sistema de generación, en el horizonte de planificación, asociado al incremento de demanda en la barra j, en [US\$/kWh].
- $CIDL_j$: Costo Incremental de Desarrollo del sistema de transmisión, en el horizonte de planificación, asociado al incremento de demanda en la barra j, en [US\$/kWh].
- $VPIG_j$: Valor presente de las inversiones en generación a efectuar durante el período de planificación, asociadas al incremento de demanda en la barra j, en [US\$].
- $VPIL_j$: Valor presente de las inversiones en transmisión a efectuar durante el período de planificación, asociadas al incremento de demanda en la barra j, en [US\$].
- $VPRG_j$: Valor presente del valor residual, al final del período de planificación, de las inversiones en generación incluidas en el Plan de Expansión Óptimo, asociadas al incremento de demanda en la barra j, en [US\$].
- $VPRL_j$: Valor presente del valor residual de las inversiones en transmisión, al final del período de planificación, incluidas en el Plan de Expansión Óptimo, asociadas al incremento de demanda en la barra j, en [US\$].
- $VPCOMG_j$: Valor Presente de los costos incrementales anuales de operación, incluidos los costos de administración y comercialización, falla y mantenimiento, asociadas a generación y al incremento de demanda en la barra j, en [US\$].
- $VPCOML_j$: Valor presente de los costos incrementales anuales de operación, incluidos los costos de administración y comercialización, falla y mantenimiento, asociadas a transmisión y al incremento de demanda en la barra j, en [US\$].

$VPGIE_j$: Valor presente de las generaciones incrementales de energía inyectadas al sistema, asociadas al incremento de energía en la barra j , en [kWh].

FpE_j : Factor de penalización incremental por pérdidas incrementales de transmisión de energía, en la barra j .

En las expresiones anteriores, el CID se encuentra desagregado en sus componentes de generación y transmisión a fin de diferenciar los costos de generación y transmisión, respectivamente.

Las expresiones que permiten calcular las componentes del CID se detallan a continuación.

Valor Presente de las Inversiones y del Valor Residual

Las expresiones siguientes representan el valor presente de las inversiones en generación o transmisión, incluidas en el Plan de Expansión Óptimo, asignadas en cada año t a la barra j del sistema, $VPIG_j$ y $VPIL_j$, respectivamente.

$$VPIG_j = \sum_{t=0}^{H-1} \left[\frac{\sum_{g=1}^{NG} IG_{tg} \cdot FPROG_{jtg}}{(1+r)^t} \right]$$

$$VPIL_j = \sum_{t=0}^{H-1} \left[\frac{\sum_{l=1}^{NL} IL_{tl} \cdot FPROL_{jtl}}{(1+r)^t} \right]$$

Las referidas asignaciones se deben efectuar de acuerdo al uso relativo de las distintas unidades generadoras y los tramos de transmisión del sistema. Los factores de prorrata por uso relativo, $FPROG_{jtg}$ y $FPROL_{jtl}$, deberán ser determinados en cada año t , para cada unidad generadora g y cada tramo de transmisión l , según corresponda, a través de flujos de potencia y utilizando los factores GLDF o GGDF, u otra metodología equivalente que cumpla el mismo propósito.

Consecuentemente, para todo año incluido dentro del horizonte de planificación, para toda unidad de generación y para todo tramo de transmisión, las sumas de los factores de prorrata deben ser iguales a 1.

$$\sum_{j=1}^{NB} FPROG_{jtg} = 1 \quad \sum_{j=1}^{NB} FPROL_{jtl} = 1$$

En las expresiones anteriores:

- H : Número de años considerados para el Plan de Expansión Óptimo (mayor o igual a 15 años).
- NG : Cantidad de unidades generadoras actuales o futuras del sistema, consideradas dentro del horizonte de planificación.
- NL : Cantidad de tramos del sistema de transmisión actuales o futuros considerados dentro del horizonte de planificación.

- NB** : Número de barras o nudos de retiro del sistema en que se determina el Costo Incremental de Desarrollo (CID).
r : Tasa de descuento.
g : Unidad de generación.
l : Tramo de transmisión.
t : Año cualquiera incluido dentro del horizonte de planificación.
0 : Año base del período de planificación.
IG_{tg} : Inversión considerada en el Plan de Expansión Óptimo, en la unidad generadora g, en el año t, en [US\$].
IL_{tl} : Inversión considerada en el Plan de Expansión Óptimo, en el tramo l de transmisión, en el año t, en [US\$].
FPROG_{jtg} : Factor de prorrata de la inversión efectuada el año t, en la unidad generadora g, en la inversión incremental y en el costo incremental anual de operación, asociada a la demanda incremental de energía presente en la barra j del sistema, calculada de acuerdo a la metodología que utiliza los factores GLDF o GGDF, u otra equivalente que cumpla el mismo propósito.
FPROL_{jtl} : Factor de prorrata de la inversión efectuada el año t, en el tramo de transmisión l, en la inversión incremental y en el costo incremental anual de operación, asociada a la demanda incremental de energía presente en la barra j del sistema, calculada de acuerdo a la metodología que utiliza los factores GLDF o GGDF, u otra equivalente que cumpla el mismo propósito.

Las expresiones siguientes representan el valor presente de los valores residuales de las inversiones en generación o transmisión, al final del período de planificación, incluidas en el Plan de Expansión Óptimo, asignadas en cada año a la barra j, $VPRG_j$ y $VPRL_j$, respectivamente:

$$VPRG_j = \sum_{t=0}^{H-1} \sum_{g=1}^{NG} RG_{tg} \cdot FPROG_{jtg}$$

$$VPRL_j = \sum_{t=0}^{H-1} \sum_{l=1}^{NL} RL_{tl} \cdot FPROL_{jtl}$$

Dónde:

- RG_{tg}** : Valor presente del valor residual al final del período de planificación, de la inversión considerada dentro del Plan de Expansión Óptimo, para el año t, en la unidad generadora g, en [US\$].
RL_{tl} : Valor presente del valor residual al final del período de planificación, de la inversión considerada dentro del Plan de Expansión Óptimo, para el año t, en el tramo de transmisión l, en [US\$].

Valor Presente de los Costos Incrementales de Operación

Las expresiones siguientes representan el valor presente de los costos incrementales anuales de operación, falla, mantenimiento, administración y comercialización del sistema, asociados a generación o

a transmisión, entre el año t y el año base, asignados en cada año a la barra j , $VPCOMG_j$ y $VPCOML_j$ respectivamente.

$$VPCOMG_j = \sum_{t=1}^H \left[\frac{\sum_{g=1}^{NG} (COMG_{tg} \times FPROG_{jtg} - COMG_{0g} \times FPROG_{j0g})}{(1+r)^t} \right]$$

$$VPCOML_j = \sum_{t=1}^H \left[\frac{\sum_{l=1}^{NL} (COML_{tl} \times FPROL_{jtl} - COML_{0l} \times FPROL_{j0l})}{(1+r)^t} \right]$$

Dónde:

- $COMG_{tg}$: Costos de operación y falla, mantenimiento, administración y comercialización efectuados en el año t y asignados a la unidad generadora g , en [US\$/año].
- $COMG_{0g}$: Costos de operación y falla, mantenimiento, administración y comercialización efectuados en el año base y asignados a la unidad generadora g , en [US\$/año].
- $COML_{tl}$: Costos de operación y falla, mantenimiento, administración y comercialización efectuados en el año t y asignados al tramo de transmisión l , en [US\$/año].
- $COML_{0l}$: Costos de operación y falla, mantenimiento, administración y comercialización efectuados en el año base y asignados al tramo de transmisión l , en [US\$/año].

Los costos de operación y falla, mantenimiento, administración y comercialización, considerados para un año t cualquiera, deberán ser estimados asumiendo que se hacen efectivos en la mitad del respectivo año, por lo cual deberán ser llevados a valores correspondientes a final de cada año para efectos de ser incorporados en las fórmulas precedentes.

La expresión siguiente representa el valor presente de los incrementos anuales de generación de energía inyectada al sistema, asociadas a los incrementos anuales de demanda de energía presentes en cada barra j del sistema, entre el año t y el año base, para los años considerados en el horizonte del Plan de Expansión Óptimo, $VPGE_j$ en kWh.

$$VPGE_j = \sum_{t=1}^H \left[\frac{\sum_{g=1}^{NG} (EG_{tg} \times FPROG_{jtg} - EG_{0g} \times FPROG_{j0g})}{(1+r)^t} \right]$$

Dónde:

- EG_{tg} : Energía generada por la unidad generadora g , en el año t , en [kWh].
- EG_{0g} : Energía generada por la unidad generadora g , en el año base, en [kWh].

Factores de Penalización de Energía

Las expresiones siguientes permiten determinar los factores de penalización por pérdidas incrementales de transmisión de energía, asignadas a la barra j del sistema, para los años considerados en el horizonte del Plan de Expansión Óptimo, FpE_j .

$$VP_{perILE_j} = \sum_{t=1}^H \left[\frac{\sum_{l=1}^{NL} PerLE_{tl} \times FPROL_{jtl} - PerLE_{0l} \times FPROL_{j0l}}{(1+r)^t} \right]$$

$$VPDIE_j = \sum_{t=1}^H \frac{(E_{jt} - E_{j0})}{(1+r)^t}$$

$$FpE_j = \frac{VP_{perILE_j}}{VPDIE_j} + 1$$

Dónde:

VP_{perILE_j} : Valor presente de las pérdidas incrementales de transmisión de energía asociadas a la barra j .

$VPDIE_j$: Valor presente de las demandas incrementales de energía de la barra j .

E_{jt} : Energía consumida en la barra j , en el año t , en [kWh].

E_{j0} : Energía consumida en la barra j , en el año base, en [kWh].

$PerLE_{tl}$: Pérdidas de transmisión de energía en el tramo de transmisión l , en el año t , en [kWh].

$PerLE_{0l}$: Pérdidas de transmisión de energía en el tramo de transmisión l , en el año base, en [kWh].

Factores de Penalización de Potencia

Las expresiones siguientes permiten determinar los factores de penalización por pérdidas incrementales de transmisión de potencia, asignadas a la barra j del sistema, para los años considerados en el horizonte del Plan de Expansión Óptimo, FpP_j .

$$VP_{perILP_j} = \sum_{t=1}^H \left[\frac{\sum_{l=1}^{NL} PerLP_{tl} \times FPROL_{jtl} - PerLP_{0l} \times FPROL_{j0l}}{(1+r)^t} \right]$$

$$VPDIP_j = \sum_{t=1}^H \frac{(P_{jt} - P_{j0})}{(1+r)^t}$$

$$FpP_j = \frac{VP_{perILP_j}}{VPDIP_j} + 1$$

Dónde:

VP_{perILP_j} : Valor presente de las pérdidas incrementales de transmisión de potencia asociadas a la barra j .

$VPDIP_j$: Valor presente de las demandas incrementales de potencia de la barra j .

P_{jt} : Potencia consumida en la barra j , en el año t , en [kWh].

P_{j0} : Potencia consumida en la barra j , en el año base, en [kWh].

$PerLP_{tl}$: Pérdidas de transmisión de potencia en el tramo de transmisión l , en el año t , en [kWh].

$PerLP_{0l}$: Pérdidas de transmisión de potencia en el tramo de transmisión l , en el año base, en [kWh].

La potencia consumida corresponde a la demanda máxima y las pérdidas de potencia corresponden a las pérdidas en que incurre el sistema en las horas de demanda máxima.

ANEXO N°2

Determinación del Costo Total de Largo Plazo (CTLP)

Las siguientes expresiones corresponden al CTLP de los segmentos de generación y transmisión, y del sistema en su conjunto.

$$CTLP = CTLPG + CTLPL$$

$$CTLPG = \left(\sum_{t=1}^T \frac{[AVIG_t + COMAG_t]}{(1+r)^t} \right) \cdot \left(\frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right)$$

$$CTLPL = \left(\sum_{t=1}^T \frac{[AVIL_t + COMAL_t]}{(1+r)^t} \right) \cdot \left(\frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right)$$

Dónde:

- T : Número de años considerados en el horizonte de tarificación (4 años correspondientes a los años 2027, 2028, 2029 y 2030).
- $CTLPG$: Costo Total de Largo Plazo del sistema, asociado al Proyecto de Reposición Eficiente de generación para el horizonte de tarificación, en [US\$/año].
- $CTLPL$: Costo Total de Largo Plazo del sistema, asociado al Proyecto de Reposición Eficiente de transmisión para el horizonte de tarificación, en [US\$/año].
- $CTLP$: Costo Total de Largo Plazo del sistema, asociado al Proyecto de Reposición Eficiente de generación y transmisión para el horizonte de tarificación, en [US\$/año].
- $AVIG_t$: Anualidad del valor de inversión de las instalaciones de generación incluidas en el Proyecto de Reposición Eficiente, y efectuadas antes o durante el año t , en [US\$/año].
- $AVIL_t$: Anualidad del valor de inversión de las instalaciones de transmisión, incluidas en el Proyecto de Reposición Eficiente, y efectuadas antes o durante el año t , en [US\$/año].
- $COMAG_t$: Costos de operación y falla, mantenimiento, administración y comercialización, determinado para el año t de acuerdo al Proyecto de Reposición Eficiente, y asignado al segmento de generación, en [US\$/año].
- $COMAL_t$: Costos de operación y falla, mantenimiento, administración y comercialización, determinado para el año t de acuerdo al Proyecto de Reposición Eficiente, y asignado al segmento de transmisión en [US\$/año].
- R : Tasa de descuento.

Las anualidades $AVIG_t$ y $AVIL_t$ se deben determinar considerando el valor de inversión de las respectivas instalaciones, descontado el valor residual de cada una de ellas al final del período de planificación, actualizado al año t , y considerando en el cálculo de las actualizaciones y anualidades respectivas, la tasa de descuento definida en el literal w) del numeral 2.3, del Capítulo II de las presentes Bases.

Los costos de operación y falla, mantenimiento, administración y comercialización, considerados para un año t cualquiera, deberán ser estimados asumiendo que se hacen efectivos en la mitad del respectivo año,

por lo cual deberán ser llevados a valores correspondientes a final de cada año, para efectos de ser incorporados en las fórmulas precedentes.

Cabe señalar que el Consultor podrá proponer metodologías alternativas a la anteriormente señalada, atendiendo a los supuestos metodológicos de variabilidad hidrológica que este proponga acorde al literal m) del punto 2.3 de las presentes Bases.

ANEXO N°3

Formato para la Entrega de Resultados

El formato para la entrega de resultados se encuentra disponible en la página web de la Comisión. Dichos archivos son parte íntegra de las presentes Bases.

ANEXO N°4

Costos Variables No Combustibles (CVNC)

Para la estimación de los Costos Variables No Combustibles (CVNC) se deberá considerar que estos están compuestos básicamente por dos componentes:

- a. Costo Variable de Mantenimiento (CVM): relacionado con las acciones requeridas de mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo para asegurar la funcionalidad de toda la maquinaria a lo largo de su vida útil con los estándares de confiabilidad requeridos, cumpliendo con las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en la normativa vigente. Estos costos surgen de las intervenciones programadas cuyo alcance y frecuencia son en general recomendadas por el fabricante y su ejecución genera indisponibilidad operativa.
- b. Costo Variable de Operación No Combustible (CVONC): asociado con las acciones requeridas para la producción de energía vinculados a la operación mecánica, eléctrica y química del equipamiento de generación y suministro de energía eléctrica, con los niveles de confiabilidad y seguridad exigidos por la normativa vigente. Este costo está vinculado a un agregado consumible que puede ser sustentado con una función consumo relacionada con el volumen de producción.

El CVNC se calcula como:

$$\text{CVNC} = \text{CVM} + \text{CVONC}$$

Los CVM están integrados por costos que corresponden a los mantenimientos programados que son especificados por el fabricante y se ejecutan en función de las horas equivalentes de funcionamiento de la unidad. Para su cálculo se propone la siguiente metodología:

- a. Se define el ciclo de mantenimiento de la unidad como el periodo de tiempo entre dos mantenimientos mayores.
- b. El CVM se calcula con la siguiente expresión:

$$CVM = \sum_{i=1}^n \frac{C. \text{Mantenimiento del Ciclo}}{Energía Gen}$$

Dónde:

- *CVM*: corresponde al costo variable de mantenimiento expresado en US\$/h.
- *C. Mantenimiento del Ciclo*: corresponde a la suma de los costos de mantenimientos programados en un ciclo de mantenimiento expresado en US\$.
- *Energía Gen*: corresponde a la energía generada por la unidad en el ciclo de mantenimiento expresada en MWh.

Los mantenimientos programados incluidos en el ciclo de mantenimiento deberán estar debidamente soportados por la información del fabricante y sus costos unitarios con información de mercado.

La información de soporte para el cálculo de los CVM, que debe ser entregada por las Empresas de los Sistemas Medianos, es la siguiente:

- 1) Costo del Ciclo de Mantenimiento, el que deberá contener a lo menos:
 - a. Identificación del programa de mantenimiento con el detalle de las intervenciones programadas (menores, intermedias, mayores) según las recomendaciones del fabricante para un ciclo de mantenimiento.
 - b. Por cada intervención indicada se deberá detallar los costos eficientes desagregados en:
 - i. Costo de mano de obra (desagregada en nacional o extranjera) utilizando los costos unitarios de personal definidos en este informe para mano de obra nacional, y cotizaciones para mano de obra extranjera.
 - ii. Costo de repuestos y/o materiales (cantidad y precio unitario).
 - iii. Costo de servicios (grúas, etc).

Los costos identificados en los ítems ii) y iii) deberán ser justificados con facturas o cotizaciones.

- 2) La energía generada en el ciclo de mantenimiento considerando el acortamiento del ciclo por el gasto de horas equivalentes de operación por los arranques y paradas de la unidad.
- 3) En caso de que hubiera un contrato de mantenimiento del que resulte un CVM, se deberá justificar que el mismo resultó de un proceso competitivo y a partir del costo del contrato calcular el CVNC.

El CVONC se calcula con la siguiente expresión matemática:

$$CVONC = \sum_j^n ga_j * ca_j$$

Dónde:

- ga_j : corresponde al consumo de la unidad i del agregado j (por ejemplo: gal/h, m3/h, lts/h, etc.)
- ca_j : corresponde al costo unitario del agregado j (por ejemplo: USD/gal, USD/m3, USD/lts, etc.).

Las Empresas operadoras deberán justificar el consumo de la unidad y su costo unitario.

A partir de los resultados anteriores en US\$/h se deberán presentar costos unitarios en US\$/MWh para los tres regímenes representativos descritos en el punto 2.6.3: base, semibase y punta. Lo anterior con la finalidad llegar a valores representativos que permitan resolver de manera eficiente los modelos del Plan de Expansión Eficiente y el Proyecto de Reposición Eficiente.

Sin perjuicio de la anterior, a partir de los resultados de la operación del sistema de los modelos, se deberá valorizar la operación de cada unidad en función de las horas efectivas de funcionamiento.

El cálculo realizado de los CVNC con la información de soporte de los puntos anteriores deberá ser presentado en planillas Excel de manera que el mismo sea autocontenido y trazable con los datos del soporte.

ANEXO N°5

Antecedentes Catastro de Proyectos de Generación y Transmisión

Se deberán acompañar, al menos, los siguientes documentos:

- a) Mes y año de entrada en operación (para todos los efectos, se entenderá que el proyecto entra en operación del día 1 del mes que se informa).
- b) Carta Gantt que dé cuenta de las actividades, hitos y plazos del o los proyectos.
- c) Información técnica y comercial relacionada con el o los proyectos (informe de ingeniería conceptual), incluyendo la solución y puntos de conexión y los costos de inversión por cada una de las partidas consideradas, conforme al formato del documento “Anexo 3.7 – Antecedentes Proyectos Proponentes.xlsx”.
- d) Plan de mantenimiento de la(s) unidad(es) de la central generadora para el horizonte de planificación, es decir, hasta el año 2039, indicando la fecha de inicio y término de los trabajos. Adicionalmente, se deberá informar si, en dichos periodos, la unidad se encontrará fuera de servicio o su operación se encontrará limitada y, para el segundo caso, se deberá señalar el límite de operación de la unidad respecto de su potencia nominal.
- e) Diagrama de planta disponible de la central generadora, incluyendo patio de media tensión y diagrama unilineal desde la unidad(es) generador(as) hasta el punto de conexión.
- f) Parámetros técnicos de las nuevas unidades generadoras (capacidad nominal kVA, nivel de tensión kV, carta de operación). Para el caso de generación eólica o fotovoltaica, incluir además tipo y modelo de los equipos convertidores asociados a las unidades generadoras y/o a las baterías de almacenamiento si corresponde. Lo anterior conforme al formato del documento “Anexo 3.7 – Antecedentes Proyectos Proponentes.xlsx”.
- g) Parámetros técnicos del transformador elevador del proyecto: Reactancia (%), pérdidas en el cobre (kW), pérdidas en el hierro (kW), tensión (kV), capacidad nominal (MVA), cambiador de taps (número y % de regulación) conforme al formato del documento “Anexo 3.7 – Antecedentes Proyectos Proponentes.xlsx”.
- h) Parámetros técnicos de la nueva línea de transmisión del proyecto y de aquella existente que deba ser modificada por la conexión del proyecto (R (Ohm/km), X (Ohm/km), B (uS/km), nivel de tensión (kV), capacidad nominal a distintas temperaturas (MVA ó kA), longitud (km), tipo de conductor, sección, tipo de estructura), conforme al formato del documento “Anexo 3.7 – Antecedentes Proyectos Proponentes.xlsx”.
- i) Para proyectos que incluyan baterías de almacenamiento se deberá informar su capacidad nominal en sus modos de carga y descarga (kW), tensión nominal (kV), capacidad de almacenamiento en kAh ó kWh, rango de operación en función del tiempo (Potencia/tiempo) y carta de operación (diagrama PQ), conforme al formato del documento “Anexo 3.7 – Antecedentes Proyectos Proponentes.xlsx”.

- j) Modelo dinámico que se tenga disponible para DIgSILENT (18 o superior), del generador-turbina, baterías de almacenamiento, aerogeneradores o del parque fotovoltaico. Lo anterior en conjunto con sus respectivos equipos inversores según corresponda.
- k) Cotización de los equipos electromecánicos (generador y turbina), aerogenerador o paneles solares y equipos principales del proyecto, según corresponda, que respalden los valores informados en “Anexo 3.7 – Antecedentes Proyectos Proponentes.xlsx”.
- l) Cotizaciones disponibles de los elementos de la línea de transmisión (conductor, estructuras, accesorios, otros) y de sus instalaciones de interconexión a la red (equipos de maniobra, de protección, control y medida, etc.), así como de elementos de la subestación (transformador elevador, interruptores, reconectores, equipos compactos de medida, fusibles, desconector, TTPP, TTCC), que respalden los valores informados en “Anexo 3.7 – Antecedentes Proyectos Proponentes.xlsx”.
- m) Título habilitante para usar el terreno en el cual se ubicará o construirá el proyecto, sea en calidad de propietario, usufructuario, arrendatario, concesionario o como titular de servidumbres sobre los terrenos, o bien, contrato de promesa relativo a la tenencia, uso, goce o disposición del terreno que lo habilite para desarrollar el proyecto.
- n) Copia de la presentación del estudio de impacto ambiental o de la declaración de impacto ambiental del proyecto ante la autoridad ambiental competente, según corresponda, debiendo acreditar que a la fecha de la solicitud de inscripción no se ha puesto término al procedimiento por las causales establecidas en el artículo 15 bis o en el artículo 18 bis de la Ley N° 19.300, según corresponda.
- o) Tratándose de proyectos de energías renovables, deberá incluirse toda la información referida a las mediciones y memoria de cálculo que acrediten los factores de planta (dicho cálculo no deberá considerar indisponibilidad forzada o por mantenimiento). Adicionalmente, tratándose de proyectos hidroeléctricos, se deberá incluir la información relativa a las estadísticas de afluentes y de los derechos de aprovechamiento de aguas (propiedad, ubicación, volumen y resolución de otorgamiento); en el caso de proyectos eólicos, se deberá incluir para al menos 12 meses continuos la información de estadísticas de viento reales o representativas de la zona de emplazamiento junto con los antecedentes de respaldo, perfil horario de viento/potencia y curva potencia-velocidad; y en el caso de proyectos solares fotovoltaicos, se deberá incluir para al menos 12 meses continuos la información de estadísticas de radiación reales o representativas de la zona de emplazamiento junto con los antecedentes de respaldo, perfil horario de radiación/potencia según y curva potencia-radiación.
- p) Modalidad de financiamiento del proyecto.
- q) Boleta de Garantía o la póliza de seguro a primer requerimiento de ejecución inmediata, conforme a lo señalado en el literal z) del numeral 2.3 de las presentes Bases.

En caso de no poseer los antecedentes solicitados en los puntos m) y n) anteriores a la fecha de emisión de las presentes Bases, tendrá plazo para remitirla a la Comisión a más tardar el 30 de abril del 2026.