

Dictámenes Discrepancias N°27, N°28, N°29, N°30, N°31, N°32 y N°33 de 2023

Discrepancias sobre Bases Técnicas Corregidas para el "Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, Cuatrienio noviembre 2024-2028" y del "Estudio de Costos de los Servicios no consistentes en Suministros de Energía, asociados a la Distribución Eléctrica"

Santiago, 10 de mayo de 2023

ÍNDICE DE ABREVIATURAS

Bases Preliminares	Bases Técnicas Preliminares para el cálculo de las componentes de valor agregado de distribución, cuatrienio noviembre 2024-2028 y del estudio de costos de los servicios asociados al suministro de electricidad de distribución, aprobadas mediante la Resolución Exenta N°678 de 29 de agosto de 2022, de la Comisión Nacional de Energía
Bases SSAA	Bases Técnicas Corregidas para el Estudio de Costos de los Servicios no consistentes en Suministros de Energía, asociados a la Distribución Eléctrica, aprobadas mediante la Resolución Exenta N°29 de 20 de enero de 2023, de la Comisión Nacional de Energía
Bases VAD	Bases Técnicas Corregidas para el cálculo de las componentes de valor agregado de distribución, cuatrienio noviembre 2024-2028, aprobadas mediante la Resolución Exenta N°29 de 20 de enero de 2023, de la Comisión Nacional de Energía
BT	Baja Tensión
CDS	<i>Credit Default Swap</i>
CEN o Coordinador	Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional
Chile Telcos	Asociación Chilena de Telecomunicaciones A.G.
Chilquinta	Chilquinta Distribución S.A.
CNE o Comisión	Comisión Nacional de Energía
Copelec	Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Limitada
Contraloría	Contraloría General de la República
Decreto N°13T	Decreto Supremo N°13T de diciembre de 2017 que "Fija Precios de Servicios no Consistentes en Suministro de Energía, asociados a la Distribución Eléctrica"
Edelmag	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.
Enel	Enel Distribución Chile S.A.
FIC	Frecuencia de Interrupciones a Clientes
FNDR	Fondo Nacional de Desarrollo Regional

Gore	Gobierno Regional
Grupo Saesa	Conjuntamente las empresas Sociedad Austral de Electricidad S.A., Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Empresa Eléctrica de Aisén S.A. y Compañía Eléctrica Osorno S.A.
LGSE	Decreto con Fuerza de Ley N°4/20.018 de febrero de 2007 del Ministerio de Economía, que "Fija texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos"
Ley N°21.076	Ley N°21.076 que "Modifica la Ley General de Servicios Eléctricos para imponer a la empresa distribuidora de energía la obligación de solventar el retiro y reposición del empalme y medidor en caso de inutilización de las instalaciones por fuerza mayor"
Ley N°21.423	Ley N°21.423 que "Regula el prorrateo y pago de deudas por servicios de agua potable y electricidad generados durante la pandemia covid-19, y establece subsidios a clientes vulnerables"
Ministerio	Ministerio de Energía
MT	Media Tensión
NTD	Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, fijada por Resolución Exenta N°706 de 2017 de la Comisión Nacional de Energía
PER	Programa de Electrificación Rural
Pliego RPTD N°12	Resolución Exenta N°33.277, de 10 de septiembre de 2020, de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles que establece el Pliego Técnico Normativo RPTD N°12, "Líneas eléctricas de diferente tensión en estructura común (multitensión)"
Pliego RPTD N°13	Resolución Exenta N°33.277, de 10 de septiembre de 2020, de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles que establece el Pliego Técnico Normativo RPTD N°13, "Líneas eléctricas de media y baja tensión"
Pliego RPTD N°14	Resolución Exenta N°33.277, de 10 de septiembre de 2020, de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles que

	establece el Pliego Técnico Normativo RPTD N°14, "Apoyo en Postes por Terceros"
Pliego RPTD N°15	Resolución Exenta N°33.277, de 10 de septiembre de 2020, de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles que establece el Pliego Técnico Normativo RPTD N°15, "Operación y Mantenimiento"
Reglamento del Panel	Decreto Supremo N°44 de abril de 2017 del Ministerio de Energía, que "Aprueba Reglamento del Panel de Expertos establecido en La Ley General de Servicios Eléctricos, deroga el Decreto Supremo N°181, de 2004, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, e Introduce Modificaciones a los Decretos que indica"
RE N°589	Resolución Exenta N°589 de julio de 2022 de la Comisión Nacional de Energía, que "Rectifica Resolución Exenta CNE N°499, de 30 de junio de 2022, que Fija Áreas Típicas para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución cuadrienio noviembre 2024 - noviembre 2028, por la razón que indica y aprueba texto refundido de Informe Técnico Metodología y Definición de las Áreas Típicas de Distribución"
SAIDI	Tiempo medio de interrupción por Cliente (<i>System Average Interruption Duration Index</i>)
SAIFI	Frecuencia media de interrupciones por Cliente (<i>System Average Interruption Frequency Index</i>)
SSAA	Servicios Asociados
TDLC	Tribunal de Defensa de la Libre Competencia
TIC	Tiempo de Interrupciones a Clientes
VAD	Valor Agregado de Distribución
VNR	Valor Nuevo de Reemplazo

ÍNDICE

1.	ORIGEN DE LAS DISCREPANCIAS.....	8
1.1.	Presentación	8
1.2.	Documentos acompañados.....	8
1.3.	Admisibilidad.....	9
1.4.	Inhabilidades aplicables a integrantes del Panel	9
1.5.	Programa de trabajo	9
2.	CONTEXTO LEGAL Y ADMINISTRATIVO DE LA DISCREPANCIA.....	9
3.	CHILQUINTA	11
3.1.	Implementación de contingencias o alertas en empresa modelo	11
3.1.1.	Alternativas	11
3.1.2.	Análisis.....	11
3.1.3.	Dictamen.....	13
4.	CHILE TELCOS.....	14
4.1.	Atención comercial.....	14
4.1.1.	Alternativas	14
4.1.2.	Análisis.....	14
4.1.3.	Dictamen.....	16
4.2.	Adosamiento	16
4.2.1.	Alternativas	16
4.2.2.	Análisis.....	17
4.2.3.	Dictamen.....	18
5.	ENEL.....	19
5.1.	Tasa de actualización	19
5.1.1.	Cuestión Previa	19
5.1.2.	Alternativas	19
5.1.3.	Análisis.....	20
5.1.4.	Dictamen.....	29
5.2.	Inclusión de la trazabilidad en los informes del estudio.....	29
5.2.1.	Cuestión Previa	29
5.2.2.	Alternativas	29
5.2.3.	Análisis.....	30
5.2.4.	Dictamen.....	33
5.3.	Metodología de cálculo de incobrables.....	33
5.3.1.	Alternativas	33
5.3.2.	Análisis.....	34
5.3.3.	Dictamen.....	36
5.4.	Afectación de los elementos propios de las empresas de telecomunicaciones que se apoyan en la infraestructura eléctrica	36

5.4.1. Alternativas	36
5.4.2. Análisis.....	37
5.4.3. Dictamen	40
5.5. Costo de inspección final de montaje considerado en el servicio de apoyo en postes a proveedores de telecomunicaciones	40
5.5.1. Constancia	40
5.6. Costo de las actividades efectuadas por la empresa distribuidora de solicitudes de apoyo que no se materializan	40
5.6.1. Constancia	40
5.7. Estudios técnicos que se incluyen en el servicio de apoyo en postes a proveedores de servicios de telecomunicaciones.....	41
5.7.1. Constancia	41
5.8. Inclusión de <i>small cells</i> en el servicio de apoyo en postes a proveedores de telecomunicaciones	41
5.8.1. Alternativas	41
5.8.2. Análisis.....	41
5.8.3. Dictamen	44
5.9. Servicio de ejecución o instalación de empalmes	44
5.9.1. Alternativas	44
5.9.2. Análisis.....	45
5.9.3. Dictamen	48
6. COPELEC	48
6.1. Georreferenciación de redes	48
6.1.1. Alternativas	48
6.1.2. Análisis.....	49
6.1.3. Dictamen	53
6.2. Obras no construidas por la empresa de referencia	53
6.2.1. Alternativas	53
6.2.2. Análisis.....	54
6.2.3. Dictamen	70
7. CGE Y EDELMAG	70
7.1. Cálculo del premio por riesgo de mercado para la obtención de la tasa de actualización	70
7.1.1. Alternativas	70
7.1.2. Análisis.....	71
7.1.3. Dictamen	80
7.2. Cálculo del riesgo sistemático para la obtención de la tasa de actualización.....	80
7.3. Restricciones que enfrenta la empresa modelo	80
7.3.1. Alternativas	80
7.3.2. Análisis.....	81
7.3.3. Dictamen	83
7.4. Modelo eléctrico y resultados asociados a la calidad de suministro	83

7.4.1. Alternativas	83
7.4.2. Análisis.....	85
7.4.3. Dictamen	90
7.5. PER en capítulo de obras no construidas por la empresa de la referencia	91
8. GRUPO SAESA	91
8.1. Consideraciones respecto a los medidores y empalmes	91
8.1.1. Alternativas	91
8.1.2. Análisis.....	91
8.1.3. Dictamen	95
8.2. Trazabilidad de los estudios	95
8.3. Indivisibilidad de los recursos	95
8.3.1. Alternativas	95
8.3.2. Análisis.....	95
8.3.3. Dictamen	97
8.4. Percentil para el personal tercerizado	98
8.4.1. Alternativas	98
8.4.2. Análisis.....	98
8.4.3. Dictamen	100
8.5. Obras no construidas por la empresa de referencia	100
8.6. Tasa de actualización para la determinación de los costos anuales de inversión de las instalaciones de distribución	100
8.7. Consistencias entre precios y pérdidas	100
8.7.1. Alternativas	100
8.7.2. Análisis.....	101
8.7.3. Dictamen	103
8.8. Fallas no atribuibles a la empresa distribuidora	104
8.8.1. Alternativas	104
8.8.2. Análisis.....	104
8.8.3. Dictamen	106
8.9. Tasas y tiempos de fallas	106
8.9.1. Alternativas	106
8.9.2. Análisis.....	107
8.9.3. Dictamen	110

DICTÁMENES N°27, N°28, N°29, N°30, N°31, N°32 y N°33 de 2023

1. ORIGEN DE LAS DISCREPANCIAS

1.1. Presentación

Las discrepancias en análisis se originan en el proceso de determinación de las bases técnicas para el cálculo de las componentes del VAD, cuatrienio noviembre 2024-2028 y al estudio de costos de los servicios asociados al suministro de electricidad de distribución, según lo dispuesto en el artículo 183 bis de la LGSE.

El 3 de febrero de 2023 ingresaron al Panel presentaciones de Chilquinta Distribución S.A., Asociación Chilena de Telecomunicaciones A.G., Enel Distribución Chile S.A., Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Limitada, Compañía General de Electricidad S.A., Empresa Eléctrica de Magallanes S.A., Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Empresa Eléctrica de Aisén S.A., Compañía Eléctrica Osorno S.A. y Sociedad Austral de Electricidad S.A., planteando sus discrepancias respecto del Bases Técnicas Corregidas para el "Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, Cuatrienio noviembre 2024-2028" y del "Estudio de Costos de los Servicios no consistentes en Suministros de Energía, asociados a la Distribución Eléctrica", aprobadas y comunicadas por la Comisión por Resolución Exenta N°29 de 20 de enero de 2023.

Todas las discrepancias serán analizadas conjuntamente, por empresa, en el mismo documento.

1.2. Documentos acompañados

El Panel ha tenido a la vista y estudiado, entre otros, los siguientes antecedentes:

- a) Presentación de discrepancia de Chilquinta de 3 de febrero de 2023, y presentación complementaria de 14 de marzo de 2023;
- b) Presentación de discrepancia de Chile Telcos de 3 de febrero de 2023, y presentación complementaria de 14 de marzo de 2023;
- c) Presentación de discrepancia de Enel de 3 de febrero de 2023, y presentación complementaria de 14 de marzo de 2023;
- d) Presentación de discrepancia conjunta de CGE y Edelmag, de 3 de febrero de 2023, y presentación complementaria de 14 de marzo de 2023;
- e) Presentación de discrepancia de Copelec de 3 de febrero de 2023, y presentación complementaria de 14 de marzo de 2023; y
- f) Presentación de discrepancia conjunta de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Sociedad Austral de Electricidad S.A., Empresa Eléctrica de Aisén S.A. y Compañía Eléctrica Osorno S.A. de 3 de febrero de 2023, y presentación complementaria de 14 de marzo de 2023.

1.3. Admisibilidad

De conformidad con el artículo 210, literal b) de la LGSE, la Secretaria Abogada del Panel realizó el examen de admisibilidad formal de las discrepancias, en relación con el cumplimiento de los plazos y la verificación de que las materias discrepadas sean de aquellas de competencia del Panel, según lo dispuesto en la LGSE. El Panel conoció dicho informe y, por unanimidad, aceptó a tramitación las discrepancias, emitiendo su declaración de admisibilidad el 9 de febrero de 2023.

1.4. Inhabilidades aplicables a integrantes del Panel

Consultados por la Secretaria Abogada, ningún integrante del Panel declaró estar afecto a inhabilidades en estas discrepancias.

1.5. Programa de trabajo

Se dio cumplimiento por parte del Panel a lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 211 de la LGSE, al notificarse oportunamente la discrepancia a la CNE y a la SEC, y dar publicidad a la misma en el sitio web del Panel. Asimismo, se convocó en el plazo legal a la Sesión Especial N°1 de la discrepancia, en la que se acordó, entre otras materias, el programa inicial de trabajo, sin perjuicio de las actuaciones que posteriormente se estimasen necesarias.

También se publicó por medio electrónico la fecha y pauta de la Audiencia Pública, la que se efectuó el 3 de marzo de 2023, a partir de las 8:30 horas. Su desarrollo consta en el acta correspondiente.

Se celebraron 15 sesiones especiales para discutir y decidir la materia de la discrepancia.

2. CONTEXTO LEGAL Y ADMINISTRATIVO DE LA DISCREPANCIA

De conformidad con lo establecido en el artículo 181 de la LGSE, los precios finales que enfrentan los clientes regulados de las distribuidoras de energía se componen de los precios de generación (correspondientes a los precios de nudo establecidos en el punto de conexión con las instalaciones de distribución), los cargos por transmisión (correspondiente a los cargos por los sistemas de transmisión nacional, zonal y dedicada, por uso de los sistemas para polos de desarrollo y el cargo por servicio público) y los costos de distribución, correspondientes al VAD.

El VAD se determina en base a una empresa modelo y considera: (i) costos fijos por gastos de administración, facturación y atención del usuario; (ii) pérdidas medias de distribución en potencia y energía; y (iii) costos estándares de inversión¹, mantención y operación asociados a la distribución por unidad de potencia suministrada (art. 182, LGSE).

¹ Dichos costos de inversión se calculan considerando el valor nuevo de reemplazo de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil y una tasa de actualización que calculará la CNE cada cuatro años, y será aplicable después de impuestos. La tasa se determina considerando el riesgo sistemático de las actividades propias de las empresas de

Las referidas componentes del VAD se calculan sobre la base de un estudio de costos encargado a una empresa consultora para un número determinados de áreas típicas de distribución fijadas por la CNE (art. 183, LGSE).

El referido estudio de costos se debe basar en un supuesto de eficiencia en la política de inversiones y en la gestión de la empresa, debiendo considerar las restricciones que enfrenta la empresa distribuidora real², de conformidad con lo que consideren las bases que la CNE dicte al efecto (art. 183, LGSE).

También se calculan sobre la base del referido estudio, el precio de los servicios no consistentes en suministros de energía prestados por las empresas que, mediante resolución del TDLC, sean calificados como sujetos a fijación de precios (SSAA) (art 184, LGSE).

La LGSE establece que para la determinación de las bases del estudio de costos, la CNE comunica a las empresas concesionarias de distribución, y a los participantes debidamente inscritos, las bases técnicas preliminares del estudio de costos. Estas bases deben contener la metodología de cálculo de los parámetros relevantes para la determinación de la empresa modelo eficiente, y los demás aspectos que se consideren necesarios.

Los participantes y las empresas concesionarias de distribución pueden presentar a la CNE sus observaciones a las bases técnicas preliminares, quien las aceptará o rechazará fundadamente, dictando las bases técnicas corregidas.

Posteriormente, los participantes y las empresas concesionarias de distribución pueden solicitar al Panel de Expertos que dirima todas o algunas de las observaciones presentadas que no hubieran sido acogidas por la CNE, o que hubiesen sido acogidas parcialmente. También pueden solicitar al Panel de Expertos que mantenga el contenido de las bases técnicas preliminares, en caso de que se hubiera modificado en las bases técnicas corregidas.

Luego de resueltas las discrepancias, la CNE debe dictar la resolución que formaliza las bases técnicas y administrativas del estudio de costos del VAD, que será licitado, adjudicado y financiado también por la CNE. La ejecución del estudio será supervisada por un comité integrado por representantes de las empresas concesionarias de distribución, dos representantes del Ministerio y dos representantes de la CNE.

Una vez terminado el estudio de costos, la CNE debe revisar, corregir y adecuar sus resultados, elaborando un informe técnico sobre la base de dicho estudio, que luego de su completa tramitación, incluyendo la posibilidad de recurrir al Panel de Expertos, constituirá su propuesta al Ministerio para la elaboración de las fórmulas tarifarias para el siguiente periodo tarifario (art. 183 bis, LGSE).

distribución, la tasa de rentabilidad libre de riesgo y el premio por riesgo de mercado, no pudiendo ser inferior a 6% ni superior a 8% (art. 182 bis, LGSE).

² Deben incorporarse aspectos como la distribución de los clientes en cuanto a localización y demanda, la normativa que las empresas deben cumplir, el trazado de calles y caminos para el desarrollo de las redes, y la velocidad de penetración de las nuevas tecnologías para la materialización de las redes de distribución.

3. CHILQUINTA

3.1. Implementación de contingencias o alertas en empresa modelo

3.1.1. Alternativas

El Panel distingue las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Reemplazar el texto del romanillo (vi) del numeral 3.3 de las Bases VAD por el siguiente:

“Dispone de una organización e instrumentación mínima que permite verificar los estándares de calidad de servicio, que pueda responder eficientemente ante las contingencias derivadas de adversidades de la naturaleza, y que además permita modelar y caracterizar la forma de consumo en forma individual o global, según corresponda”

Alternativa 2: Rechazar la solicitud de Chilquinta Distribución S.A.

3.1.2. Análisis

Chilquinta discrepa respecto de las consideraciones de calidad de suministro presentes en las Bases VAD, ya que a su juicio carecen de criterios que permitan asegurar un correcto dimensionamiento de los eventos intrínsecos de la zona de concesión correspondiente. En particular, señala que no reflejarían fielmente las condiciones y eventos a los que se ve enfrentada la empresa de referencia respecto de la calidad de suministro.

Agrega que de conformidad al segundo párrafo del artículo 183 de la LGSE una empresa modelo que opera en la misma zona de concesión que una empresa de referencia, se verá enfrentada, no tan sólo a las mismas restricciones, sino que también a la misma tendencia de eventos que ocurren en ella. A partir de esto, afirma que la empresa modelo debe reproducir los eventos conducentes a fallas a los que se encuentra enfrentada la empresa de referencia, ya sean estos eventos internos o externos.

Según la discrepante, aunque los eventos de fuerza mayor no sean considerados en la empresa modelo como una condición de diseño, la distribuidora sí debe dar respuesta a estos.

Indica que en el año 2022 se registraron 25 alertas naranjas y una alerta roja en la zona de operación de Chilquinta. Al respecto, explica que una alerta se declara cuando se detecta el cambio de estado de un equipo de operación automática que provoque una interrupción del suministro eléctrico. Añade que también se puede declarar por información o indicaciones externas de organismos especializados, tales como la ONEMI -hoy SENAPRED-, CAT (centro de alerta temprana) o la SEC, y, además, por el ingreso abultado de incidencias al *Contact Center*.

Señala que normalmente las alertas se producen por incendios, temporales y vientos fuertes y que, con el fin de mantener niveles de operación adecuados, la distribuidora moviliza una gran cantidad de recursos, tanto propios como de contratistas.

Chilquinta plantea que, dada la magnitud de los estados de alerta o contingencias, ante la ocurrencia de estos la distribuidora debe prepararse adecuadamente. Añade que ello implica extender horarios de sus colaboradores, contratar servicios externos y desplegar la logística adecuada para satisfacer necesidades de trabajadores y clientes, no sólo durante el estado de alerta, ya que luego de terminado este, se deben llevar a cabo procedimientos de inspección y mantenimiento preventivo de las zonas afectadas con el fin de asegurar la operación del sistema eléctrico.

Agrega que si bien las Bases VAD establecen en el numeral 1.5 que los criterios que emplee el consultor deberán estar debidamente justificados, la experiencia del estudio de VAD anterior le indica que la CNE no consideraría propias de una empresa modelo este tipo de situaciones. Lo anterior, prosigue, no obstante que la distribuidora debe mantener planes de contingencia operacional y destinar cuantiosos recursos para disminuir los impactos en los clientes y responder adecuadamente a los oficios que periódicamente la SEC despacha solicitando información de planes de acción para las alertas emitidas por la ONEMI u otras entidades.

Chilquinta sostiene que una empresa de distribución se ve enfrentada a una serie de contingencias al año, las que involucrarían un gran despliegue de trabajadores y recursos, lo cual se debe a las fallas simultáneas que se producen durante estos eventos, las que pueden ser internas o de fuerza mayor, y que el consultor que realizará el estudio no está obligado a considerar, ya que este concepto no se encuentra estipulado en las Bases VAD.

La CNE, por su parte, expone que en su argumentación Chilquinta habría omitido señalar que la NTD contiene exigencias respecto del tiempo de concurrencia y reposición de fallas tanto en estado normal como en estado anormal, sin hacer distinción de su causal.

Agrega que las Bases VAD no desconocerían la situación que plantea la empresa, toda vez que en estas se señala que la empresa modelo debe cumplir las exigencias de la NTD. Indica que esta última contempla, en consistencia con lo señalado por la discrepante, la elaboración de planes de contingencia en conjunto con la SEC para atender situaciones climáticas o de otro tipo, en las cuales se prevean fallas simultáneas, destacando que la NTD no realiza distinción entre el origen de las fallas, puesto que posterior a aquello las empresas presentan sus probatorios para postularlas a fuerza mayor.

Con relación a que no consideraría estos eventos como propios de una empresa modelo, la CNE sostiene que en coherencia con lo establecido en la NTD y en las Bases VAD, la empresa modelo debe acudir a la reposición de dichas fallas conforme a lo que en esa norma se indica.

La Comisión agrega que, sin perjuicio de lo anterior, considera relevante hacer presente que esto es distinto a la no consideración de fallas que no son atribuibles a la empresa distribuidora en el cómputo de los indicadores SAIDI y SAIFI, lo cual se encuentra expresamente señalado en la NTD.

La CNE afirma que la discrepante realiza una solicitud genérica que no necesariamente es consistente con todo lo descrito en el fondo de la discrepancia.

Destaca que el numeral vi) del capítulo "3.3 Características", que Chilquinta solicita modificar, tiene como objetivo establecer el supuesto de que la empresa modelo es capaz de verificar sus estándares de calidad de servicio, además de caracterizar sus consumos.

Señala que el numeral "3.2 Restricciones" de las Bases VAD ya contempla que la empresa modelo debe tener en consideración características geográficas, climáticas y demográficas de la zona, conforme al romanillo (iv) del señalado título.

En vista de todo lo anterior, la Comisión reafirma que las Bases VAD y la NTD ya incorporan obligaciones respecto a las situaciones señaladas en la discrepancia. Agrega que realizar la precisión solicitada por la empresa, en un apartado que a su juicio además sería erróneo, podría implicar dar a entender que se deben cumplir restricciones más allá de lo establecido en la NTD para estos efectos.

El Panel concuerda que, como parte del diseño de la empresa modelo, se deben considerar los costos que se derivan de los eventos que menciona la discrepante (implementación de contingencias o alertas). Lo anterior, teniendo presente lo dispuesto en el artículo 183 de la LGSE, con base al cual el estudio de costos se basará en un supuesto de eficiencia en la política de inversiones y en la gestión de una empresa distribuidora operando en el país.

Por otra parte, el Panel constata que la CNE no se opone al planteamiento de la discrepante, toda vez que reafirma que las Bases VAD y la NTD ya contemplarían obligaciones respecto a las situaciones señaladas en la discrepancia. Además, reconoce que se trata de una precisión al texto de las referidas bases, pero que junto con agregarse en un apartado que considera erróneo, a su juicio podría implicar dar a entender que se deben cumplir restricciones más allá de lo establecido en la NTD.

El Panel estima que el párrafo que la discrepante solicita intercalar en el romanillo (vi) amplía su alcance respecto de su texto original, lo que en el caso en análisis el Panel estima correcto. Por otra parte, considera que dicho párrafo no da pie para interpretar que se deben cumplir restricciones más allá de lo establecido en la NTD, máxime cuando las Bases VAD deben interpretarse a la luz de la normativa vigente. Como señala la CNE, se trata de una precisión, que el Panel considera conveniente sea explicitada.

Por lo anteriormente expuesto, el Panel accederá a la solicitud de la discrepante.

3.1.3. Dictamen

En atención al análisis realizado por el Panel de Expertos, por unanimidad se acuerda el siguiente Dictamen:

Reemplazar el texto del romanillo (vi) del numeral 3.3 de las Bases VAD por el siguiente:

"Dispone de una organización e instrumentación mínima que permite verificar los estándares de calidad de servicio, que pueda responder eficientemente ante las contingencias derivadas de adversidades de la naturaleza, y que además permita

modelar y caracterizar la forma de consumo en forma individual o global, según corresponda”.

4. CHILE TELCOS

4.1. Atención comercial

4.1.1. Alternativas

El Panel distingue las siguientes alternativas:

- Alternativa 1: Revertir la modificación realizada a la definición del Servicio Asociado de Apoyo en Postes a Proveedores de Servicios de Telecomunicaciones, en el sentido de eliminar el concepto de “Atención Comercial”
- Alternativa 2: Rechazar la petición de la Asociación Chilena de Telecomunicaciones A.G.

4.1.2. Análisis

Chile Telcos solicita se mantenga el contenido de las Bases Preliminares respecto de la consideración de la atención comercial dentro de los costos de administración de contrato.

La asociación indica que la CNE acogió parcialmente una observación de Enel, agregando la actividad de atención comercial, que se asoció al primer ítem de costos del servicio asociado de apoyo en postes, indicando: “Atención comercial, realización de estudios de factibilidad técnica, revisión de antecedentes técnicos para la determinación de la necesidad de obras adicionales e inspección final del montaje”.

Chile Telcos señala que el servicio asociado de apoyo en postes ha sido sujeto de fijación de precios desde, a lo menos, la dictación de la Ley N°19.674, y que desde entonces se ha incluido la labor de administración del contrato entre las actividades del referido servicio. Continúa indicando que dentro de esta labor siempre se ha incorporado la atención comercial, que involucra, de acuerdo con la asociación, el relacionamiento de la concesionaria con cada una de las empresas de telecomunicaciones que apoyan sus elementos de red en los postes de distribución. Señala que aceptar un cobro nuevo por este concepto implicaría asumir que las empresas de telecomunicaciones, todos estos años, se han atendido de manera autónoma frente a la distribuidora.

La asociación indica que las Bases SSAA, en su numeral 3.4, agrupan las actividades de costos de los SSAA, de acuerdo con las siguientes categorías:

- a) Atención a clientes (incluye personal, materiales y servicios);
- b) Actividades de apoyo;
- c) Actividades específicas; y,
- d) Instalaciones muebles e inmuebles.

Continúa indicando que la categoría a) considera los costos en que incurre la concesionaria por las labores administrativas necesarias para la prestación de los servicios, incluyendo el personal para atender consultas y solicitudes de los clientes, y el ingreso de la información a los sistemas correspondientes. Por su parte, señala que la categoría b) considera las actividades de administración, apoyo logístico, supervisión y control para la prestación de los SSAA.

Chile Telcos señala que los consultores que han desarrollado los estudios previos de costos de SSAA han considerado que las áreas de ingeniería, comercial, administración y finanzas incorporan las actividades propias de los SSAA, incluyendo las tareas de gestión técnica de contratos del servicio de apoyo en poste; la revisión y aprobación de estudios de factibilidad respectivos; y la administración de contratos con las empresas de telecomunicaciones. Continúa señalando que considerar a la actividad de atención comercial de manera separada resultaría redundante, toda vez que dicho concepto ha sido siempre considerado como parte de la actividad de administración del contrato.

Respecto del costo asociado a los apoyos furtivos, la asociación señala que el consultor debe analizar las holguras y recursos disponibles de la empresa modelo que presta el servicio de distribución y complementar los mismos para la prestación de los SSAA. Prosigue indicando que entre las labores de la empresa modelo existen múltiples tareas de operación y mantenimiento que involucran el desplazamiento de cuadrillas por sus redes, tales como el retiro de ramas o elementos extraños de las líneas, la poda de árboles, el lavado de aisladores, la revisión o inspección de componentes, equipos o transformadores, entre otras.

De lo anterior, la asociación colige que existen cuadrillas en terreno realizando las distintas labores del servicio de distribución y que este mismo personal podría identificar los apoyos furtivos en la red. Por ello concluye que incluir un costo adicional para hacerse cargo del problema de los apoyos furtivos, no solo no correspondería, sino que sería ineficiente.

Por lo anterior, la discrepante sostiene que los apoyos furtivos no imponen nuevos costos a la empresa distribuidora. Es más, continúa, la empresa distribuidora tendría el incentivo a buscar apoyos furtivos para conseguir -si corresponde- una retribución económica.

La discrepante indica que dado que las Bases SSAA definen la prestación de un servicio asociado como el "[c]onjunto de actividades y recursos materiales directamente involucrados y necesarios para otorgar un servicio específico a un cliente final", no se debería incluir en el servicio de apoyo la administración de los apoyos furtivos, toda vez que los mismos no pertenecen a las empresas de telecomunicaciones, por lo que dicha actividad no es requerida para prestar el servicio.

De lo expuesto, la asociación concluye que no corresponde asignar el costo de apoyos furtivos al servicio de apoyo, porque se trata más bien de una labor de observación y mantención de la infraestructura de la empresa distribuidora, y no de un costo asignable a las empresas de telecomunicaciones. Señala que esto no sería análogo al concepto de incobrables o pérdidas no técnicas considerados en el proceso VAD y que su tratamiento corresponde a un desarrollo regulatorio necesario de realizar y que debe tener un carácter multisectorial.

La CNE, por su parte, señala que la observación de Enel que motivó el cambio en las Bases se refería a apoyos furtivos y no a aquellos que se realizan en virtud de un contrato. Al respecto, la CNE cita la observación 80 de Enel que señala: “[l]os apoyos furtivos, no declarados y que no pagan por el servicio, conllevan ineficiencias, costos y riesgos en el uso de la postación. Su detección, considerando que no tienen identificación, se hace compleja y costosa. La gestión para su regularización incrementa los costos y plazos, dificultados por la imposibilidad de retirar estas instalaciones al amparo de la Ley 18.168, Art, 36B, letra”.

En tal sentido, continúa, no habría doble pago y no sería redundante establecer una partida de atención comercial aparte de los costos de administración de contratos, toda vez que el concepto de atención comercial sería complementario al de administración del contrato.

La CNE señala que las Bases le exigen al consultor evitar la posibilidad de dobles pagos al momento de diseñar a la empresa modelo, principio que estaría incluido múltiples veces en el texto de las mismas.

Para resolver la presente discrepancia, el Panel debe dirimir si corresponde que la atención comercial se considere de manera separada al ítem de administración de contrato del servicio de apoyo en poste en las Bases SSAA.

El Panel entiende que la división entre las tareas de atención comercial y administración de contrato no debe implicar una doble contabilización de los costos asociados al servicio de apoyo en postes. Al respecto, las Bases SSAA exigen al consultor velar que no se produzca doble contabilización de costos. En tal sentido, si dos tipos de costos -comercial y de administración de contrato-, tienen naturalezas distintas, el Panel concuerda con la CNE en que pueden ser calculados de manera separada.

Por otra parte, el Panel también concuerda con la CNE, respecto de que los costos en que incurre la empresa distribuidora producto de la provisión del servicio de apoyos en poste deben ser remunerados. En tal sentido, estima razonable la inclusión de la gestión de apoyos furtivos en los costos de la provisión del servicio y, por tanto, que sean considerados en la determinación de la tarifa correspondiente.

En virtud de lo expuesto, el Panel rechazará la solicitud de la discrepante.

4.1.3. Dictamen

En atención al análisis realizado por el Panel de Expertos, por unanimidad se acuerda el siguiente Dictamen:

Rechazar la petición de la Asociación Chilena de Telecomunicaciones A.G.

4.2. Adosamiento

4.2.1. Alternativas

El Panel distingue las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Revertir la modificación realizada a la definición del Servicio Asociado de Apoyo en Postes a Proveedores de Servicios de Telecomunicaciones,

en el sentido de eliminar el texto "o adosado a alguna cara del poste por otro medio de sujeción" y la coma (,) que le precede, de la letra a) de la descripción del servicio, contenida en el Anexo 1, literal B, numeral 1 de las Bases SSAA

Alternativa 2: Rechazar la petición de la Asociación Chilena de Telecomunicaciones A.G.

4.2.2. Análisis

Chile Telcos solicita se mantenga el contenido de las Bases Preliminares, eliminando del texto la frase "o adosado a alguna cara del poste por otro medio de sujeción" como parte del servicio de apoyo en poste. La asociación señala que la citada frase resulta redundante y podría generar una doble contabilización de costos.

La empresa cita los pliegos RPTD N°14 sobre "Apoyo en postes por terceros"; y RPTD N°15 sobre "Operación y mantenimiento". Expone que en el RPTD N°14 se define apoyo, apoyo en poste, y servicio de apoyo. Asimismo, prosigue, en su numeral 5.1 se establece que "[e]l servicio de apoyo comprende exclusivamente el uso de la estructura de la postación de la empresa distribuidora eléctrica como elemento de sustentación mecánica de dichos apoyos". En opinión de la asociación, la descripción de apoyos en el RPTD N°14, con arreglo a la cual el apoyo consiste en apoyar un cable de tensión reducida u otros elementos sobre el poste de la empresa de distribución sería lo suficientemente amplia.

Por otro lado, continúa, el Decreto 13T establece que el servicio de apoyo en postes consiste en el arriendo para la fijación de instalaciones de telecomunicaciones. Señala que se entiende por apoyo algún sistema de sujeción física, que utilice no más de 6 cm lineales de un poste, permitiendo hasta 16 puntos de contacto. Indica también que en cada poste podrá disponerse de uno o más apoyos, los que podrán corresponder a distintas empresas de telecomunicaciones. Agrega que el decreto define punto de contacto como el contacto físico de un cable o conductor de telecomunicaciones en el apoyo correspondiente. Posteriormente, explica que el mismo decreto establece que respecto de instalaciones de telecomunicaciones distintas a las mencionadas anteriormente, tales como tubos de bajada, cajas para fuentes de poder, medidores y otros dispositivos de telecomunicaciones, se entenderá como apoyo el sistema de sujeción física de no más de 6 cm lineales de un poste de distribución. Precisa que este sistema corresponderá a la ferretería empleada en el adosamiento de la instalación de telecomunicación al poste. Finalmente, prosigue, el referido decreto indica que el cobro del servicio considerará un único cargo por apoyo por año.

De lo expuesto, la discrepancia desprende que todo servicio de sujeción prestado por las empresas distribuidoras a las de telecomunicaciones se remunera mediante el pago del cargo fijo por apoyo por año, por lo que la inclusión del texto "o adosado a alguna cara del poste por otro medio de sujeción" podría, en opinión de la asociación, generar una doble contabilización y, por lo tanto, un doble pago.

La CNE, por su parte, señala que las Bases Preliminares definieron como punto de contacto a cada cable o conductor (entre otros equipos) que son soportados físicamente por el poste, ya sea directamente sobre una cruceta o apoyados en otro medio de sujeción que a su vez se sostiene en la cruceta. Continúa indicando que Enel, en su observación N°78, señaló que “se requiere explicitar que existen algunos cables de telecomunicaciones que no van adosados mediante crucetas”.

La CNE expone que, raíz de dicha observación, modificó la definición del punto de contacto en los siguientes términos: “se entenderá como punto de contacto a cada cable o conductor de telecomunicaciones que es soportado físicamente por el poste, ya sea directamente sobre la cruceta o indirectamente, apoyado en otro medio de sujeción que a su vez se sostiene a ella, o adosado a alguna cara del poste por otro medio de sujeción”. Lo anterior, agrega, en el entendido de que pueden existir apoyos al poste que no se generan mediante una cruceta.

La CNE señala que Chile Telcos discrepa indicando que la inclusión del texto “o adosado a alguna cara del poste por otro medio de sujeción” podría generar una doble contabilización. Sin embargo, continúa, la frase que se incorporó a las Bases SSAA permitiría completar el universo de apoyos existentes, sin que ello implique un de doble reconocimiento de costos. En efecto, prosigue, conforme al nuevo texto se pueden dar las siguientes opciones, excluyentes una de la otra: cruceta (directamente); cruceta (indirectamente mediante otro medio de sujeción); y, otro medio de sujeción.

Para resolver la presente discrepancia, el Panel debe dirimir si la frase “o adosado a alguna cara del poste por otro medio de sujeción” puede llevar a una doble contabilización de apoyos, con el consecuente doble pago.

El Panel entiende que el cobro por apoyo, en lo que refiere a cables o conductores, se determina según la cantidad de estos. En tal sentido, el mecanismo de sujeción, sea cruceta (directa o indirectamente), o algún otro medio, no afecta su contabilidad ni cobro. El Panel concuerda con la CNE en que agregar “otro medio de sujeción” para representar la posibilidad de que el apoyo se fije al poste por un mecanismo diverso a una cruceta, busca darle completitud a la definición y no implica una doble contabilización de los costos asociados al servicio de apoyo en postes. Asimismo, tiene presente que las bases exigen al consultor velar que no se produzca dicha duplicación. Por lo anterior, en opinión del Panel, el texto añadido completa el alcance de las Bases SSAA, sin propender a un doble pago por el servicio de apoyos.

En virtud de los argumentos planteados, el Panel rechazará la solicitud de la discrepante.

4.2.3. Dictamen

En atención al análisis realizado por el Panel de Expertos, por unanimidad se acuerda el siguiente Dictamen:

Rechazar la petición de la Asociación Chilena de Telecomunicaciones A.G.

5. ENEL

5.1. Tasa de actualización

Atendido que Enel, CGE, Edelmag y Grupo Saesa han formulado discrepancias respecto del mismo numeral de las Bases VAD, el Panel las analizará de manera conjunta.

5.1.1. Cuestión Previa

La CNE ha solicitado que se declare inadmisibile la discrepancia presentada por el Grupo Saesa relativa a la Tasa de Actualización para la determinación de los costos anuales de inversión de las instalaciones de distribución, específicamente respecto del cálculo del riesgo sistemático.

Fundamenta su petición en que la observación realizada por las discrepantes, individualizada con el N°226, difiere en tal medida de lo solicitado en la discrepancia que no es posible sostener que esté perseverando en su observación, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 183 bis y 211 de la LGSE.

Al respecto, se debe tener presente que en la observación N°226 el Grupo Saesa solicitó que para el cálculo del riesgo sistemático se incluyera “una muestra representativa de empresas con actividad en Chile o Latinoamérica”. Por su parte, en la discrepancia se solicita que se dictamine que el riesgo sistemático de la industria de distribución eléctrica es de 1,00, debido a que existiría una evidente dificultad para establecer el riesgo sistemático de la industria, por lo que correspondería utilizar una tasa de actualización igual a la de mercado.

En este contexto, atendida la falta de correspondencia que se advierte entre la observación formulada por la discrepante y su petición en la respectiva discrepancia, el Panel estima que no se ha dado cumplimiento a lo establecido en el artículo 183 bis de la LGSE.

Por lo anterior, el Panel acogerá la solicitud de inadmisibilidad formulada por la CNE y, en consecuencia, no analizará el fondo de la materia discrepada.

5.1.2. Alternativas

El Panel distingue las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Definir un riesgo sistemático de 1,1. Consecuentemente, ajustar el valor de la tasa de actualización incluida en la letra d) del numeral 1.2 de las Bases VAD, y en todas las secciones donde se haga referencia a ella

Alternativa 2: Modificar la tasa de actualización, según lo siguiente:
(Enel)

$$\text{Riesgo Sistemático} = 0,80$$

$$\text{Tasa de actualización propuesta} = 2,10\% + 0,80 * 6,81\% = 7,55\%$$

Alternativa 3: Rechazar la petición de Compañía General de Electricidad S.A., Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. y Enel Distribución Chile S.A.

5.1.3. Análisis

CGE y Edelmag

CGE y Edelmag discrepan del valor del riesgo sistemático calculado para la obtención de la tasa de actualización señalada en el artículo 182 bis de la LGSE, el cual se estimó a partir del promedio de betas obtenidos utilizando regresiones bajo mínimos cuadrados ordinarios y estocásticamente (máxima verosimilitud). Al respecto, agregan que formularon una observación al cálculo del riesgo sistemático debido a que estimó que el cálculo obtenido en el Informe Preliminar de Tasa de Actualización no sería representativo respecto de las condiciones en que se desenvuelven las empresas de distribución.

Las empresas indican que la CNE no acogió ni su propuesta ni sus argumentos ya que, a juicio de este organismo, el muestreo de empresas para la determinación del coeficiente de riesgo sistemático no es arbitrario, ya que proviene de un listado de empresas asociado a la actividad de distribución eléctrica que cotizan en bolsa a nivel mundial, obtenido tanto de Bloomberg Industry Classification Standard como de Global Industry Classification Standard. Sin embargo, prosiguen las discrepantes, la fundamentación del rechazo a su observación sería insuficiente, pues no se hace cargo de las problemáticas que presentan las metodologías aplicadas para la determinación del coeficiente. Agregan que tampoco se hace cargo de que las empresas seleccionadas no estén sometidas a normas regulatorias similares a las vigentes en el sector de distribución.

Para las discrepantes, el principal problema que tiene la muestra de datos es que proviene de una selección de empresas que realizan actividades asociadas a la distribución eléctrica sin considerar el contexto y entorno regulatorio, y cómo este se asimila a los riesgos que enfrentan las empresas en la realidad nacional. Además, indican que si se quisiera realizar un análisis de los efectos regulatorios por países el listado propuesto no sirve, pues a raíz del fenómeno de globalización dichas empresas no realizan sus actividades productivas exclusivamente en su país de origen; éstas pueden ser controladoras parcial o totalmente de otras entidades en países que poseen una regulación distinta.

En efecto, prosiguen CGE y Edelmag, el listado propuesto impide que el modelo internalice o asimile los elementos regulatorios esenciales que se aplican a empresas de distribución en Chile, tales como los siguientes: (i) desviaciones del nivel de pérdidas reales contra los dimensionados para la empresa modelo, en que su impacto negativo pasa a ser cargo de la empresa distribuidora; (ii) desviaciones en el dimensionamiento de la red modelo de distribución y de sus costos de operación y mantenimiento contra lo visto en la realidad, cuyo impacto es con cargo a la empresa distribuidora; (iii) aplicación de normativas particulares y especiales como la implementación de la Ley N°21.249 (Ley de Servicios Básicos), la Ley N° 21.423 (Ley de Prorrrateo y Subsidios) y sus auditorías relacionadas; y (iv) cambio en la tasa de actualización de la rentabilidad de los activos, con ocasión de la publicación de la Ley N° 21.194 en diciembre de 2019, con efecto retroactivo.

En específico, argumentan las discrepantes, respecto de los efectos con ocasión de los últimos dos puntos relacionados con leyes promulgadas a partir de 2019, con incidencia directa en el

patrimonio de las empresas, resultaría ser paradójico que el coeficiente de riesgo sistemático obtenido en el proceso de determinación del VAD 2020-2024 (0,577), que no tenía a la vista estos efectos, sea más alto que el obtenido para el presente proceso (0,508). Es decir, según CGE y Edelmag, el informe del proceso tarifario anterior reconoce mayores riesgos inherentes a la industria de distribución que el vigente, sin que ello tenga presente los cambios en el contexto regulatorio y las contingencias que debieron enfrentar las empresas distribuidoras a raíz de la pandemia.

CGE y Edelmag afirman que en el Informe Final Altainver (Informe Altainver) el consultor declara que empleó un criterio de exclusión de empresas de su muestra, considerando solo aquellas que cumplan con que al menos un 75% de sus ingresos provengan de actividades relacionadas con la distribución. Es decir, prosiguen las discrepantes, se limita a verificar si las empresas realizan actividades de distribución sin profundizar el contexto en que se desenvuelven. Según las empresas, la literatura académica reconoce que el valor del beta cambia conforme a la naturaleza del régimen regulatorio, por ejemplo, Grout et al., (2005), plantea que existen riesgos e impactos significativos al comparar la forma de la regulación entre empresas del tipo *utilities* en el Reino Unido y Estados Unidos. Por ello, a juicio de CGE y Edelmag, si se requiere asimilar las condiciones regulatorias nacionales deben realizarse las correcciones necesarias para recoger los riesgos inherentes a ella, omisión que a su juicio explicaría que los resultados no incorporen los efectos derivados de los cambios regulatorios, no reflejando los riesgos inherentes a la actividad de la distribución en Chile.

En relación con las metodologías, las discrepantes señalan que existen problemas de evidencia y validación de los procedimientos en la aplicación de regresiones utilizando mínimos cuadrados ordinarios, pues solamente se hace un chequeo de la significancia del beta que es utilizado para estimar el coeficiente de riesgo sistémico para cada empresa. Agregan que conforme se explica en el Informe Altainver la obtención del beta se basa en estimaciones estocásticas ponderadas con los betas estimados por mínimos cuadrados ordinarios, empleando un criterio de exclusión, e indicando que solamente se verificará si la regresión de cada empresa cumple con el nivel de significancia del beta con un 90% de confianza (que es lo mismo que fijar un nivel de rechazo de 10%). Al respecto, para CGE y Edelmag se debe tener presente que los ejercicios de regresión por mínimos cuadrados ordinarios deben someterse a los diferentes test de significancia de la regresión, pues todos ellos deben adaptarse al cumplimiento de los supuestos asociados a la regresión: (i) la linealidad entre las variables exógenas y endógenas; (ii) que el error entre la variable endógena y la estimada en el modelo se comporte como una variable aleatoria con una distribución normal de media cero y varianza constante; y (iii) que no exista correlación entre los errores antes mencionados entre las muestras.

Las discrepantes declaran lamentar que todo lo anterior no sea posible de verificar en la regresión y, asimismo, que se acepte un nivel de significancia que es muy bajo. A su juicio, estos problemas obligan a cuestionarse si las estimaciones de beta realizadas por el consultor son significativas o no, presuponiendo que se habrían producido problemas en la significancia que conducen a la determinación de valores betas que no serían válidos.

Para CGE y Edelmag, otro factor a considerar es la frecuencia de los datos y su horizonte de estimación. En este ámbito, afirman que el Informe Altainver reconoce que existe un problema con el criterio de selección tanto en las frecuencias de los datos como en el horizonte de estimación. Señalan que, en cuanto a la frecuencia, el referido informe argumenta que lo mejor es que se obtengan datos que tengan una frecuencia más alta, ojalá diaria, teniendo cuidado con trabajar con datos provenientes de empresas emergentes, pues ellos tienen un menor volumen de transacción.

Las discrepantes sostienen que, pese a lo antes mencionado, el ejercicio realizado por el consultor utilizó frecuencias mensuales y semanales, pero en sus resultados “no lo pondera conforme a lo que declara”, sino más bien se limita a sacar promedios simples. Por otra parte, en cuanto al horizonte escogido, CGE y Edelmag afirman que el informe reconoce que existen virtudes y defectos entre tomar datos con un horizonte de tres a cinco años, y que lo mejor es tomar un período de tiempo más reciente, para luego argumentar que frente a shocks o “respuestas impulsionales” lo mejor es ampliar el período por hasta cinco años para minimizar el impacto.

CGE y Edelmag prosiguen indicando que en el informe en comentario se indica que a raíz del Covid los betas de la industria eléctrica experimentaron subidas importantes. En este contexto, las discrepantes afirman que el problema surge cuando el consultor opta por calcular un promedio simple con el resultado de las muestras de tres, cuatro y cinco años, sin percatarse de que con ello sobre-pondera aquellos datos que están más cerca del presente, es decir, aquellos que están más expuestos al shock del Covid.

CGE y Edelmag señalan que para la obtención del beta el Informe Corregido de Tasa de Actualización utilizó una muestra de 18 empresas cuando se trataba de modelos de regresión de datos con frecuencia mensual, y de 15 empresas cuando se trataba de modelos de datos con frecuencia semanal. Al revisar el origen de cada empresa, en opinión de las discrepantes, se puede verificar que las muestras están sesgadas, pues de las 18 empresas, seis son de Estados Unidos, cinco de países europeos (Rumania, Portugal, Bulgaria, Turquía), seis son del Asia Pacífico (Nueva Zelanda, Japón, Corea del Sur, Hong Kong) y sólo hay una empresa ubicada dentro de la Región (Brasil). Luego, agregan, el ejercicio que se intentó realizar fue obtener una suerte de “beta mundial”.

Para CGE y Edelmag, el problema es que la mencionada muestra incorpora instrumentos de países emergentes, cuyo mercado accionario presenta una varianza mucho mayor respecto de mercados desarrollados, lo que tiene efectos no deseados en el cálculo del beta, pues al incorporar mayores volatilidades reduce el riesgo sistemático más allá de lo que se puede estimar para un mercado desarrollado. Entonces, concluyen, el beta resultante del ejercicio del Informe Altainver termina sub-ponderando el riesgo sistemático real de las empresas de distribución.

Por otra parte, a las discrepantes les llama la atención que dentro de la muestra de empresas no se considere alguna de las empresas representativas del sector de distribución a nivel nacional. Al respecto, afirman que en el mundo existen ejercicios de estimación de tasas de

costo de capital en países con mayor volatilidad, mercados de capitales menos líquidos, con límites al flujo de capitales y con alto nivel de incertidumbre política. En este contexto, CGE y Edelmag se refieren a estudios para Turquía, Brasil e India.

CGE y Edelmag insisten en que los resultados presentados por la CNE se basan en datos de empresas que no son representativas del contexto normativo nacional, lo que sumado al empleo de metodologías que son inadecuadas o incompletas, se traduce en que se ha establecido un coeficiente de riesgo sistemático que no es representativo de la industria de distribución eléctrica. Por ello, señalan que, en conjunto con otras empresas reunidas en la Asociación de Empresas Eléctricas A.G., encargaron un estudio (en adelante, Estudio Consultor A.G.), el que calcula el beta para CGE conforme a lo exigido por el artículo 182 bis de la LGSE, determinando un valor de 1,1.

Para las discrepantes, el beta que presenta se compatibiliza con el premio por riesgo de mercado para Chile, al ser obtenido para una empresa del sector eléctrico de distribución con amplia presencia a nivel nacional. Además, agregan, el usar una empresa representativa para el cálculo del beta refleja de manera directa los cambios regulatorios del sector eléctrico chileno. Asimismo, indican que los modelos de regresión desarrollados en el Estudio Consultor A.G. se encuentran estadísticamente dentro de los márgenes de significancia, satisfaciendo las pruebas de estabilidad (*Cumulative sum test*), obteniendo coeficientes con un nivel de significancia de un 99%, y presentando un coeficiente de determinación R^2 alto.

Respecto del valor del beta mayor a la unidad que proponen, las discrepantes afirman que es esperable intuir que las empresas reguladas tengan un rendimiento que esté menos expuesto a los vaivenes del mercado, pues su marco regulatorio garantizaría una estabilidad en los ingresos. Sin embargo, prosiguen, la realidad del segmento de distribución eléctrica en Chile no ha observado dicha condición. En este contexto, argumentan que se debe tener presente que cada marco regulatorio tiene sus condiciones particulares, y que en el caso del segmento de distribución en Chile se ha mantenido prácticamente igual por más de 40 años, en que los ingresos siguen sujetos a incertidumbres tales como el no pago de incobrables de toda la cadena de suministro, las desviaciones entre la demanda real y la proyectada en el período de tarificación, o la desviación entre las pérdidas teóricas de una empresa modelo y las pérdidas de la empresa real, en un contexto totalmente distinto al de hace 40 años, donde las tasas de crecimiento son muy menores y la penetración de nuevas tecnologías ocurre con mayor frecuencia.

Adicionalmente, para CGE y Edelmag, en el caso de Chile las empresas enfrentan riesgos inherentes a una red con amplia cobertura geográfica, cuya infraestructura está más expuesta a situaciones que escapan de su control y que se han incrementado los últimos años, tales como incendios y terremotos, robos de conductores, incremento del hurto de energía en entornos de mayor vulnerabilidad, situaciones que no enfrentan en la misma magnitud empresas de otras industrias, ni empresas de distribución de energía eléctrica de otras regiones.

Agregan que, más aún, las empresas de distribución eléctrica se han visto afectas a cambios regulatorios que han impactado significativamente sus ingresos, principalmente debido a la respuesta que el Estado de Chile ha dado a situaciones como las vividas en el país a contar octubre de 2019, o las consecuencias que trajo la pandemia del Covid. Así, prosiguen, en los últimos tres años se han publicado leyes en respuesta a las situaciones descritas que, teniendo como objetivo de política pública evitar o mitigar el impacto a los clientes regulados finales, han generado impactos significativos en los ingresos de las empresas del sector.

Para CGE y Edelmag nada garantiza que dichas decisiones de política pública no vuelvan a aplicarse en situaciones similares en el futuro, por lo que, su interpretación es que un valor beta mayor a uno se justifica en el contexto del marco regulatorio vigente para el segmento de distribución de energía eléctrica de Chile.

Las discrepantes afirman que en el mundo es posible encontrar betas de empresas reguladas cuyos valores son mayor a uno, es decir, que reaccionan más que el mercado. Al efecto presentan una tabla que ilustra un listado de empresas que participan en la industria eléctrica y que poseen en mayor o menor grado instalaciones de transmisión y distribución (que incluye *utilities* de los siguientes países: Francia, Australia, Italia, Alemania, Polonia Usa y Argentina).

Para las discrepantes, también debe tenerse presente que en el mundo existen otros rubros altamente regulados en los que se puede encontrar betas mayores a uno, mencionando como ejemplo al sector bancario. Al efecto presentan una tabla con empresas de España, Alemania, Francia y Estados Unidos.

Finalmente, CGE y Edelmag declaran que, de todas formas, debe tenerse presente lo sostenido en el Estudio Consultor A.G., que indica que los valores betas no son comparables porque los comportamientos de cada mercado son particulares.

La CNE, por su parte, señala que el valor de 1,1 solicitado por las discrepantes para el riesgo sistemático corresponde a un beta patrimonial (o riesgo sistemático de las acciones). En este sentido, sostiene que el riesgo sistemático solicitado considera una estructura financiera con deuda, es decir, prosigue, incluye un nivel de apalancamiento, puesto que realiza regresiones entre los retornos históricos de CGE y los retornos de mercado.

La Comisión indica que el artículo 182 bis de la LGSE define el riesgo sistemático “como un valor que mide o estima la variación en los ingresos de una empresa modelo eficiente de distribución eléctrica con respecto a las fluctuaciones del mercado”. Agrega que, puesto que la empresa modelo se financia totalmente con patrimonio, es decir, sin deuda, los betas estimados a partir de regresiones de los retornos históricos de las empresas deben “desapalancarse” para eliminar los efectos de la estructura financiera. Por esta razón, prosigue, en el Informe Corregido de Tasa de Actualización, una vez obtenidos los betas de patrimonio, se utiliza la fórmula de Miles y Ezzell para determinar los betas de activo (o betas de patrimonio sin deuda).

La CNE afirma que las discrepantes proponen utilizar un beta calculado a partir de información de una sola empresa, por lo que cabe preguntarse qué tan representativa es esa única empresa respecto de la empresa modelo eficiente.

En virtud de los argumentos expuestos, la Comisión solicita al Panel que rechace la discrepancia presentada por CGE y Edelmag relativa a considerar un riesgo sistemático igual a 1,1.

Enel

Enel afirma que para la determinación de la tasa libre de riesgo la CNE define una serie de métricas con el objetivo de elegir el mejor instrumento bajo criterios de presencia bursátil, montos transados y estabilidad. En este contexto, afirma la discrepante, la CNE concluye que el instrumento más adecuado corresponde al bono del Banco Central de Chile emitido en UF con un plazo de 10 años (BTU-10), recomendando un período a considerar de seis meses (diciembre 2021-mayo 2022), basado en la definición de la LGSE, para obtener un valor de 2,1%.

Luego, Enel indica que la CNE utilizó cuatro metodologías para la obtención del premio por riesgo de mercado, promediando sus resultados, basándose en el Informe Altainver y considerando algunas definiciones, para obtener un valor de 6,81%.

En relación con el riesgo sistemático, la discrepante describe que la CNE estima la variación en los ingresos de una empresa eficiente de distribución eléctrica con respecto a las fluctuaciones del mercado, utilizando dos metodologías; la primera, estimando los factores Betas de los activos de empresas de distribución de mercados de otros países, usando datos semanales y mensuales a 3, 4 y 5 años mediante mínimos cuadrados ordinarios; y la segunda, mediante betas estocásticos. Con lo anterior, relata Enel, se obtendría el valor de 0,508%

Por último, siempre describiendo lo realizado por la CNE, Enel señala que dicho organismo obtuvo la siguiente tasa de actualización:

$$\text{Tasa de actualización preliminar} = 2,1\% + 0,508 * 6,81\% = 5,56\%$$

Por consiguiente, prosigue la discrepante, de acuerdo con lo establecido en la LGSE, se activa el menor valor de la Tasa de actualización, equivalente a un 6,00%.

Enel discrepa respecto de la tasa de actualización antes descrita. Al efecto, afirma que a pesar de que la metodología empleada por la CNE estima un beta razonable como referencia, tiene un problema de representatividad del mercado nacional. Como el beta se determina como el cociente entre la volatilidad del sector y la volatilidad del mercado, a juicio de Enel, no corresponde considerar como representativo del sector distribución nacional un promedio de riesgos sistemáticos, sin discriminar primero por tipo de regulación del sector eléctrico, características del mercado nacional y del sector distribución, entre otros aspectos.

Para la discrepante, el contexto regulatorio en el que se desenvuelven las empresas distribuidoras es fundamental, y en ese sentido la realidad nacional dista en cuanto a su diseño de la mayoría de las regulaciones del sector en el mundo (*yardstick competition* versus

revenue cap y *cost-plus*). Afirma que el listado propuesto omite los elementos regulatorios principales que se aplican a las empresas de distribución en Chile, tales como las desviaciones del nivel de pérdidas reales contra los dimensionados para la empresa modelo, desviaciones en el dimensionamiento de la red modelo de distribución y de sus costos de operación y mantenimiento contra lo visto en la realidad, aplicación de normativas particulares y especiales como la Implementación de Ley N°21.249 (Ley de Servicios Básicos), la Ley N°21.423 (Ley de Prorrates y Subsidios) y sus auditorías relacionadas, y el cambio en la tasa de actualización de la rentabilidad de los activos a partir de noviembre 2020, con ocasión de la publicación de la Ley N°21.194 en diciembre de 2019.

Enel destaca que, en comparación con los resultados de la tasa del proceso tarifario VAD 2020-2024 (0,577), el riesgo sistemático en discusión y estimado por la CNE es menor (0,508), lo que no resulta razonable toda vez que el presente proceso tarifario debiese reconocer los mayores riesgos inherentes a la industria de distribución en comparación al estimado en el proceso tarifario previo. Adicionalmente, agrega, se empleó un criterio de exclusión de empresas de la muestra, considerando solo aquellas que cumplieran con que al menos un 75% de sus ingresos provinieran de actividades relacionadas con la distribución eléctrica, siendo este criterio, a juicio de Enel, insuficiente y con la característica de no profundizar en el contexto en que se desenvuelven dichas empresas de distribución eléctrica.

Dado lo anterior, la discrepante considera necesario tener una propuesta adicional para la estimación de riesgo sistemático, siendo posible usar técnicas econométricas para estimar el beta nacional del sector distribución, procedimiento que es empleado en otras regulaciones eléctricas. Indica Enel que una estimación econométrica del beta nacional de la industria eléctrica es entregada por el Estudio Consultor A.G., el cual utilizó datos mensuales del precio de la acción de la mayor empresa nacional de distribución en cobertura en los últimos cinco años, y responsable de la distribución del 40% de la energía eléctrica nacional.

Enel afirma que el mencionado estudio desarrolla tres metodologías econométricas, usando el modelo CAPM, CAPM Condicional y CAPM Internacional, utilizadas en la literatura académica relacionada y aplicada a mercados en desarrollo. Para cada metodología, prosigue, se obtiene un beta sectorial de distribución nacional, y finalmente se estima el riesgo sistemático como el promedio de los betas obtenidos mediante las 3 metodologías mencionadas:

$$\text{Beta}_{\text{capm}} = 0,94$$

$$\text{Beta}_{\text{capm-condicional}} = 1,11$$

$$\text{Beta}_{\text{capm-internacional}} = 1,23$$

$$\text{Beta}_{\text{propuesta adicional}} = 1,09$$

Con el objetivo de utilizar como referencia tanto el método usado por la CNE como la propuesta adicional expuesta anteriormente, Enel propone como estimación de riesgo sistemático al promedio entre el beta propuesto por la CNE y el beta de la propuesta adicional.

$$\text{Beta}_{\text{propuesto}} = \frac{(0,51 + 1,09)}{2} = 0,80$$

Por su parte, la Comisión argumenta que el valor para el riesgo sistemático de 1,1 corresponde a un beta patrimonial (o riesgo sistemático de las acciones), y que por tanto el riesgo sistemático solicitado considera una estructura financiera con deuda, incluyendo un nivel de apalancamiento al realizar regresiones entre los retornos históricos de CGE y los retornos de mercado.

Al respecto, la CNE señala que el artículo 182 bis de la LGSE define el riesgo sistemático “como un valor que mide o estima la variación en los ingresos de una empresa modelo eficiente de distribución eléctrica con respecto a las fluctuaciones del mercado”. Agrega que, dado que la empresa modelo se financia totalmente con patrimonio, es decir, sin deuda, los betas estimados a partir de regresiones de los retornos históricos de las empresas deben “desapalancarse” para eliminar los efectos de la estructura financiera. Por esta razón, concluye, en el Informe Técnico, una vez obtenidos los betas de patrimonio, se utiliza la fórmula de Miles y Ezzell para determinar los betas de activo (o betas de patrimonio sin deuda).

En virtud de los argumentos expuestos, la Comisión solicita al Panel que rechace la discrepancia presentada por Enel relativa a considerar un riesgo sistemático igual a 0,80.

Análisis del Panel

El Panel ha analizado la información recibida de las partes y ha considerado que las variables que influyen en el problema propuesto son las siguientes: la representatividad de la muestra empleada para efectos de analizar la industria de distribución eléctrica nacional; el problema del beta patrimonial (o riesgo sistemático de las acciones) estimado por el consultor de la discrepante, que considera una estructura financiera con deuda; la representatividad de los resultados obtenidos por el referido consultor; y la calidad de los datos de CGE empleados para la estimación del beta de 1,1.

El Panel comparte la importancia de que la muestra de empresas que se emplee sea lo más representativa posible de la realidad específica que se intenta modelar, contexto en que el tipo de regulación es una variable relevante. No obstante, no puede desconocerse la existencia de restricciones asociadas a la disponibilidad y calidad de los datos, por lo cual al determinar una muestra es muy improbable que pueda reflejarse en forma perfecta realidades específicas de países, salvo que existan muchas empresas con datos en el país en cuestión, que no es el caso de Chile. En este contexto, el Panel estima que debe encontrarse un equilibrio razonado entre la disponibilidad y calidad de los datos y la representatividad de éstos a efectos de analizar una realidad específica.

En opinión del Panel usar datos de una sola empresa, en este caso CGE, genera diversos problemas que deben relevarse.

Por un lado, respecto a lo planteado por CGE y Edelmag, el hecho de que se empleen solo datos de la empresa a la que se le está fijando la tasa de descuento para la estimación implica una endogeneidad de los resultados que pudiera atentar contra los principios de eficiencia que sustentan el proceso de determinación de las tarifas del VAD en el país. En efecto, es esperable

que los precios de las acciones, sobre la base de los cuales se estima el riesgo sistemático, reflejen diversos aspectos, entre otros, las características propias de la empresa de que se trate, entre las cuales está el estilo de gestión, la calidad en la toma de decisiones, las relaciones con el entorno social y medioambiental, las políticas de riesgo en la definición de nuevas inversiones, las políticas de compra, entre otras. Todos estos elementos, que están asociados a la eficiencia con que la empresa opera, determinarán -en parte al menos- los precios de las acciones y sus fluctuaciones en el tiempo. Por este motivo, calcular la tasa de descuento solo con la información propia puede inducir a establecer una tasa que no refleja el riesgo de un mercado específico sino la tasa de una empresa que no necesariamente actúa de forma eficiente.

Por lo anterior, usar solo datos de CGE no permite garantizar que se esté empleando una tasa de descuento que refleje el riesgo de la industria de que se trate y su relación con el mercado global en que opera.

Por otro lado, en relación con lo planteado por Enel, por los mismos argumentos antes señalados, el Panel estima que emplear una sola empresa como referencia en los cálculos de la tasa implica posibles distorsiones que afecten a otras empresas de la industria. Es decir, usar el resultado obtenido con los datos de CGE y aplicarlos a otras empresas de la industria nacional tampoco es, en opinión del Panel, una manera estadísticamente robusta de estimar la tasa de descuento de la industria.

Asimismo, emplear una sola empresa para representar una industria no permite garantizar un resultado estadísticamente confiable. Más aún, CGE experimentó un evento corporativo entre los años 2020 y 2021 (traspaso de propiedad) que tuvo un impacto significativo en el precio de la acción.

El Panel tiene presente que, por una parte, se cuenta con la opción de usar el método del Informe Altainver, que incluyó 18 empresas internacionales y, por otra, se tiene la posibilidad de usar información de la principal empresa de distribución eléctrica en Chile (CGE). Ambas soluciones no son perfectas. La primera, usa empresas que representan una comparación que pudiera ser imprecisa respecto a las características del mercado nacional, en tanto, la segunda tiene los problemas antes identificados, además de haber calculado un beta no desapalancado (incluye deuda), lo cual es contrario a lo prescrito por la normativa aplicable.

Al Panel le parece razonable buscar una estimación donde ambos conjuntos de información sean utilizados, para lograr una mejor representación de la industria nacional³. Para estos

³ Lo anterior, sin perjuicio de que el Panel constató que con los datos de CGE los resultados obtenidos no superan el *test* Cusum cuadrado, criterio empleado para la selección de empresas en el Informe Altainver. Para el Panel, en el caso en análisis, su exclusión de la muestra por el solo motivo de incumplir el antes mencionado *test* no parece razonable. Además, el Panel tiene presente que existen otros *tests* que pudieran ser usados para analizar la estabilidad de los parámetros.

efectos, el Panel estimó el beta desapalancado que resulta de una estimación empleando los datos de CGE, aplicando el ajuste al beta y la fórmula Miles y Ezzell empleados en el Informe Altainver, obteniendo un valor de 0,71.

Lo crítico es definir una forma de ponderar o comparar ambos resultados, obteniendo un valor referencial para efectos de dirimir entre ellos. Una primera opción es usar tanto la información contenida en los precios de las empresas internacionales como la de CGE, agregando el beta de CGE como un dato más de la muestra, con lo cual el valor obtenido por Altainver (0,507) se debe ponderar por 18/19 y el de CGE desapalancado (0,71) por 1/19, lo que arroja un valor de 0,518. Con este resultado, el valor usado por la CNE (0,508), es más cercano al valor obtenido (0,518) que el valor propuesto por las discrepantes (0,80 y 1,1).

Otra opción que el Panel analizó fue realizar una ponderación basada en el tamaño relativo de CGE en el mercado doméstico, el cuál alcanza un 40% aproximadamente. En este contexto, el restante 60% sería el ponderador asignado a las 18 empresas estudiadas por Altainver, en cuyo caso el beta promedio con estos ponderadores es $0,59 = (0,6) * 0,507 + (0,40) * (0,71)$.

El Panel también analizó la posibilidad de dar igual ponderación a ambas estimaciones, quedando en este caso el beta promedio $0,61 = (1/2) * 0,507 + (1/2) * 0,71$.

El Panel concluye que en cualquiera de las tres posibilidades antes descritas las discrepancias formuladas deben ser rechazadas, toda vez que el valor referencial está más cercano al de la CNE que al de las empresas.

5.1.4. Dictamen

En atención al análisis realizado por el Panel de Expertos, por unanimidad se acuerda el siguiente Dictamen:

Rechazar la petición de Compañía General de Electricidad S.A., Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. y Enel Distribución Chile S.A.

5.2. Inclusión de la trazabilidad en los informes del estudio

5.2.1. Cuestión Previa

En su minuta de respuestas a las discrepancias, la CNE se ha allanado a la petición formulada por el Grupo Saesa sobre esta materia. No obstante lo anterior, atendido que Enel discrepa respecto del mismo numeral de las Bases VAD sobre el que recae el allanamiento, y que en su escrito complementario esta empresa ha perseverado en su discrepancia, el Panel analizará y dictaminará conjuntamente ambas discrepancias.

5.2.2. Alternativas

El Panel distingue las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Reemplazar el texto del numeral 1.5 de las Bases VAD por el siguiente (Grupo Saesa) texto:

"Los estudios se deberán ajustar estrictamente a lo indicado en el presente documento técnico, debiendo ser, cada uno de los informes que se realicen, autocontenidos y, en consecuencia, los cálculos incluidos en ellos deberán ser reproducibles con la información de sustento de los mismos, y los criterios empleados deberán estar debidamente justificados".

Alternativa 2: Reemplazar el texto del numeral 1.5 de las Bases VAD por el siguiente texto:
(Enel)

"Los Informes que se elaboren de los respectivos estudios deberán ajustarse estrictamente a lo indicado en el presente documento técnico, debiendo ser autocontenidos y, en consecuencia, los cálculos incluidos deberán ser reproducibles y trazables con la información de sustento de los mismos, y los criterios empleados deberán estar debidamente justificados. En el caso de utilizar antecedentes adicionales, se deberá identificar las referencias de estos indicando su fuente, autor y año de publicación".

Alternativa 3: Rechazar las peticiones de las empresas

5.2.3. Análisis

Grupo Saesa

La discrepante señala que el nuevo proceso introducido por la Ley N°21.194, que modificó la LGSE, se basa en un solo estudio, licitado por la CNE y supervisado por un comité, el cual da la conformidad al estudio. Precisa que el primer proceso bajo esta ley estuvo marcado por problemas de trazabilidad de sus dos informes de avance y del informe final. Afirma que estos problemas quedaron plasmados en prácticamente todas las actas del referido comité, desde el primer informe de avance, el año 2020, hasta la aprobación del informe final el año 2022.

La discrepante indica que la CNE, en su respuesta a la observación planteada por ella, respondió: "Las formas y contenidos de los informes son materia de Bases Administrativas, correspondiendo a las Bases Técnicas indicar los alcances técnicos del Estudio de Costos".

Al respecto, el Grupo Saesa hace presente que las bases administrativas son de absoluta responsabilidad de la CNE sin que las empresas concesionarias puedan observar su contenido, por lo que, en su opinión, la exigencia respecto de los contenidos de los informes que se contemplen debe quedar en la Bases VAD y no en las bases administrativas.

Según se expuso, la CNE concordó con lo planteado por el Grupo Saesa y se allanó al texto propuesto por la discrepante.

Enel

Enel señala que no concuerda con la CNE en relación con el fundamento para no acoger su observación sobre la reproducibilidad y trazabilidad de los informes del estudio. En su opinión

esta materia no sería sólo propia de las bases administrativas, como lo sostiene la CNE, toda vez que tratándose de los supuestos, criterios y resultados de cada etapa que desarrolle el consultor, se debe cumplir a cabalidad con los preceptos en cuanto a ser autocontenidos, reproducibles y trazables, siendo esta última la propuesta solicitada.

Sostiene que de no ser así, en el extremo, la CNE podría definir que el estudio se desarrollara con un solo informe, limitando todas las atribuciones y responsabilidades que recaen sobre el comité al que se refiere el artículo 183 bis de la LGSE, en cuanto a supervisar el desarrollo correcto del estudio.

Explica que, al menos, los alcances técnicos mínimos para un correcto desarrollo del estudio, a través de los distintos avances que pueda definir la CNE en las bases administrativas, deben quedar claros y explícitos en las Bases VAD. A modo de ejemplo expone que en la fijación tarifaria anterior la CNE señaló que basada en su interpretación de las respectivas bases, el alcance, trazabilidad y completitud de los informes sólo serían exigibles en el informe final del consultor. En ese contexto, prosigue, le parece errada la interpretación de la CNE toda vez que el comité del estudio se conforma principalmente para ser una contraparte técnica que debe supervisar cada una de las etapas que se definan. Adicionalmente, la empresa precisa que en el proceso anterior la mayoría de los informes de avance del consultor fueron aprobados con voto dirimente de la autoridad.

Respecto a lo señalado por la CNE en su minuta, en cuanto a que se allana a la petición del Grupo Saesa, Enel señala que entiende que con ello la CNE sólo se estaría pronunciando con relación a una de las materias a modificar. En efecto, indica que solicitó que el texto del numeral 1.5 de las Bases VAD consigne que serán exigibles, en igualdad de condiciones, todos los informes que desarrolle el consultor en el transcurso del estudio. Lo anterior, precisa que fue observado con el objetivo que no se interpretara que sólo el informe final del consultor le serán aplicadas las exigencias, tales como ser autocontenido y reproducible.

También explica que el allanamiento de la CNE no incorpora el concepto de "trazabilidad", concepto sobre el que persevera. Justifica su solicitud señalando que le parece razonable y acorde a la envergadura del estudio que debe realizar el consultor, y teniendo presente además que sus resultados determinarán las tarifas por cuatro años a toda la industria.

Aclara que su petición de incorporar el requisito de trazabilidad a los informes no implica que el consultor deba entregar los modelos que utiliza. Al respecto, reitera lo señalado en la Audiencia Pública, en el sentido de que por trazabilidad entiende aquella posibilidad de identificar tanto los datos de entrada como las diferentes etapas de un proceso hasta el producto final, la cual permita una correcta revisión y evaluación de los criterios y supuestos adoptados por el consultor y por la CNE en la instancia de sus informes técnicos. En otras palabras, explica, reproducibilidad y trazabilidad serían complementarias, es decir, para poder reproducir los resultados requiere que se identifiquen claramente todas las etapas del proceso y no solo entregar los datos de entrada y los resultados finales.

La CNE, por su parte, hace presente que se allanó a la discrepancia presentada por el Grupo Saesa titulada "Trazabilidad de los estudios", conforme a la cual la redacción del numeral 1.5

de las Bases VAD quedaría como sigue: "Los estudios se deberán ajustar estrictamente a lo indicado en el presente documento técnico, debiendo ser, cada uno de los informes que se realicen, autocontenidos y, en consecuencia, los cálculos incluidos en ellos deberán ser reproducibles con la información de sustento de los mismos, y los criterios empleados deberán estar debidamente justificados".

Señala que los argumentos esgrimidos por Enel coinciden con lo planteado por Grupo Saesa, por lo que entiende que la nueva redacción del numeral 1.5 de las Bases VAD satisfaría las exigencias de reproducibilidad que busca la empresa.

En presentación complementaria la CNE releva los cambios introducidos en la Bases VAD de este proceso destinados a mejorar en lo que respecta a la reproducibilidad de los resultados contenidos en el estudio. Señala que estas mejoras derivan, en buena parte, de las lecciones aprendidas del proceso anterior. Para ilustrar lo anterior la CNE presenta un cuadro especificando los cambios introducidos.

También aborda lo que Enel expresó respecto de los alcances del concepto de trazabilidad, transcribiendo lo siguiente: "[p]or trazabilidad, entendemos como aquella posibilidad de **identificar el origen y las diferentes etapas de un proceso**, la cual permita una **correcta revisión y evaluación de los criterios y supuestos adoptados** por el Consultor y/o la CNE" (énfasis agregado por la CNE).

La Comisión afirma coincidir con la discrepante en el sentido de que el estudio del consultor debe disponer de las características anteriormente señaladas. En ese sentido, a juicio de la Comisión, lo señalado por Enel ya se encontraría contenido en la redacción de las Bases VAD. Agrega que, si bien el concepto de "trazabilidad" puede ser interpretado de manera conservadora conforme lo ha señalado Enel en la Audiencia Pública, a su juicio, el referido concepto podría ser comprendido de manera tal que habilite a que al estudio se le puedan solicitar aspectos adicionales tales como: (i) la entrega por parte del consultor del detalle de sus desarrollos propios (por ejemplo, para el diseño de la red o para la elaboración de los anexos), los cuales podrían formar parte de la propiedad intelectual de este; o (ii) que todos los archivos deban estar "linkeados" a través de fórmulas, lo cual conllevaría a un trabajo exhaustivo en términos de esfuerzos y recursos o, incluso, irrealizable a la vista de la envergadura de la información que se requiere procesar en el contexto del estudio y teniendo en consideración los plazos establecidos en la LGSE para su desarrollo.

En síntesis, la CNE declara estar consciente de la importancia de que el estudio sea reproducible en los términos ya desarrollados, pero, dadas las extensas discusiones que los conceptos "reproducibilidad" y "trazabilidad" suscitaron en el contexto del trabajo del comité, en el proceso anterior, considera necesario evitar riesgos interpretativos que puedan derivar en exigencias imposibles de cumplir por trabas legales o altamente difíciles si se consideran los recursos y tiempos involucrados en el proceso VAD.

Análisis del Panel

El Panel tiene presente que el tema de la reproducibilidad de los datos, tanto de los estudios como de los informes, ha sido controversial no solo en el proceso tarifario del VAD anterior sino también en otros procesos tarifarios contemplados por la LGSE. En ese sentido, diversas discrepantes y partes interesadas han relevado ante el Panel, a lo largo de distintos procesos tarifarios, dificultades para poder comprender a cabalidad el origen de cálculos y criterios que influyen en la determinación de las respectivas tarifas.

Al respecto, el Panel advierte que también la CNE ha reconocido que los estudios y el proceso asociado a los mismos deben avanzar en los niveles de transparencia y reproducibilidad de sus cálculos y análisis. En efecto, la CNE ha relevado un conjunto de cambios introducidos en las Bases VAD en discusión, destinados a mejorar aspectos precisamente relacionados con mayores exigencias en la identificación de los orígenes de las fuentes de información utilizada en los estudios, aplicables al consultor.

Asimismo, según se expuso, dicho organismo considera procedente la petición del Grupo Saesa que, al igual que la petición de Enel, incorpora a las Bases VAD el concepto de reproducibilidad de los cálculos incluidos en los respectivos informes.

En este contexto, según se observa, la principal controversia que subsiste entre las peticiones de las discrepantes y la CNE, se genera a propósito de la inclusión del concepto de "trazabilidad" en las respectivas bases.

Sobre esta materia, el Panel entiende que incorporar la referida exigencia al texto de las Bases VAD en los términos expresados por Enel apunta en la dirección de fortalecer la transparencia del proceso, objetivo en el que todas las partes han concordado, y que el Panel comparte.

Por lo anteriormente expuesto, se accederá a lo solicitado por Enel.

5.2.4. Dictamen

En atención al análisis realizado por el Panel de Expertos, por unanimidad se acuerda el siguiente Dictamen:

Reemplazar el texto del numeral 1.5 de las Bases VAD por el siguiente texto:

"Los Informes que se elaboren de los respectivos estudios deberán ajustarse estrictamente a lo indicado en el presente documento técnico, debiendo ser autocontenidos y, en consecuencia, los cálculos incluidos deberán ser reproducibles y trazables con la información de sustento de los mismos, y los criterios empleados deberán estar debidamente justificados. En el caso de utilizar antecedentes adicionales, se deberá identificar las referencias de estos indicando su fuente, autor y año de publicación."

5.3. Metodología de cálculo de incobrables

5.3.1. Alternativas

El Panel distingue las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Incluir a continuación del párrafo 3 del numeral 6.3 Cálculo de pérdidas en energía y potencia de la empresa modelo de las Bases VAD:

“Además, el consultor deberá incluir en la metodología para la determinación de los incobrables el saldo insoluto de acuerdo con lo establecido en la Ley N°21.423 y lo definido en el Decreto Exento N°72 del 2022 del Ministerio de Energía.”

Alternativa 2: Rechazar la petición de Enel Distribución Chile S.A.

5.3.2. Análisis

Enel discrepa para la inclusión de los convenios suscritos con el Ministerio, en virtud de lo dispuesto en el Decreto Exento N°72 del 10 de marzo del 2022 del Ministerio en la metodología de cálculo de los incobrables.

Al respecto, señala que la Ley N°21.423 regula un mecanismo para la postergación y prorratio de las deudas contraídas por los usuarios finales de servicios sanitarios, electricidad y gas de red, con las empresas y cooperativas de distribución eléctrica, durante el periodo comprendido entre el 18 de marzo de 2020 y el 31 de diciembre de 2021, por efecto de la pandemia. Lo anterior, agrega, no estaría siendo recogido en las Bases VAD, en el cálculo de los incobrables.

Expone que el artículo 2 de dicha ley señala en su inciso final que “el saldo de la deuda que se hubiere extinguido en virtud de los convenios celebrados de conformidad a lo señalado en el inciso segundo del presente artículo se considerará como gasto aceptado tributariamente, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 31° de la Ley sobre Impuesto a la renta, contenida en el artículo 1° del decreto ley N°824, de 1974”.

Explica que la Ley N°21.423 introduce lo siguiente:

- Para efectos de la deuda contraída por los clientes residenciales (entre otros) con consumos menores a 250 kWh/mes en promedio, se les entrega un beneficio que consta en un subsidio del Estado de Chile, el cual no puede ser superior a un 15% de su facturación promedio;
- Dicho subsidio será aplicable por 48 meses;
- El saldo insoluto de la deuda se extinguirá según los convenios celebrados con las empresas.

Enel señala que disiente de la respuesta de la CNE a la observación que la empresa efectuó en esta materia, pues si bien el Decreto Exento N°72 es un convenio particular entre Enel y el Ministerio, la metodología que debe utilizar el consultor no es explícita en cuanto a cómo ni dónde se debe incluir lo señalado en la Ley N°21.423. Indica que, más aún, la metodología a utilizar para efectos de la determinación de incobrables se basa en información histórica, la cual no contiene las extinciones de las deudas impagas producidas en la pandemia.

La discrepante expone que las Bases VAD deben ser explícitas en cuanto a las consideraciones y supuestos que el consultor debe considerar para efectos de realizar el estudio de costos, y

que siendo de público conocimiento esta ley, se haría caso omiso a las implicancias de ella sobre la metodología de incobrables. Por ello, solicita se dictamine que para estos efectos se incorpore un párrafo en el cual se explicita que el consultor deberá considerar los convenios suscritos entre las empresas concesionarias de distribución y el Ministerio, que se encuentran bajo lo señalado en la Ley N°21.423.

La CNE, por su parte, expone que la empresa solicitó en sus observaciones incorporar a las Bases VAD una referencia al Decreto Exento N°72, que corresponde al convenio para pago de deudas de servicios básicos suscrito entre el Ministerio, Enel y Enel Colina S.A.

Señala que, dada la particularidad de la solicitud, la Comisión consideró que su inclusión dejaría fuera otros convenios existentes, así como otros futuros que podrían existir. En ese sentido, indica que estimó que la redacción propuesta por Enel debió haber sido más general.

La CNE agrega que la respuesta a la observación fue la siguiente:

“No se acoge la observación.

No se considera pertinente realizar en las Bases la especificación señalada, por cuanto el dimensionamiento de **la empresa modelo debe cumplir con ‘Las leyes, reglamentos y normas técnicas, incluidos todos los Pliegos Técnicos Normativos, entre otros, vigentes al momento de inicio del estudio.’**

En particular, **la Ley N°21.423 establece un mecanismo particular para la extinción de la deuda conforme se indica en su Artículo 2º, lo que será considerado en el proceso de VAD conforme a lo establecido en el mecanismo antes referido**” (énfasis agregado por la CNE).

La CNE precisa que no desconoce la existencia de la Ley N°21.423 y de los mecanismos que esta establece y, en particular, de los convenios a los que se refiere el artículo 2 de la referida ley. Sin embargo, dada la redacción general de las Bases VAD, indica que consideró que no era necesario incorporar todas y cada una de las leyes, reglamentos y normas que la empresa modelo debe cumplir.

Sin perjuicio de lo anterior, afirma que en esta instancia Enel realiza una solicitud diferente a lo señalado en su observación, en la medida que requiere que el consultor incluya “en la metodología para la determinación de los incobrables el saldo insoluto de acuerdo con lo establecido en la Ley N°21.423 y lo definido en el Decreto Exento N°72 del 2022 del Ministerio de Energía”.

Explica que en la etapa de observaciones a las Bases Preliminares Enel solo se refirió al Decreto Exento N°72, y que ahora agrega “el saldo insoluto de acuerdo con lo establecido en la Ley N°21.423”.

Respecto a lo señalado por Enel en su discrepancia, en cuanto a que la Ley N°21.423 indica que “El saldo insoluto de la deuda se extinguirá según los convenios celebrados con las empresas”, la CNE señala que no ve inconveniente de incorporar lo anterior en los incobrables de cada empresa distribuidora conforme así lo indiquen sus respectivos convenios con el

Ministerio de Energía. Sin embargo, agrega, en la medida que la solicitud de Enel se refiere al Decreto Exento N°72, a juicio de la CNE seguiría siendo particular para dicha empresa y no para todas las empresas distribuidoras.

La Comisión insiste en que no es necesario incorporar dicha apreciación en las Bases VAD, toda vez que la empresa modelo debe cumplir con las leyes, reglamentos y normas técnicas, incluidos todos los Pliegos Técnicos Normativos, entre otros, vigentes al momento de inicio del estudio.

Concluye señalando que, sin perjuicio de lo anterior, en caso de que el Panel acoja la presente discrepancia, estima que la redacción que se debiese incorporar en las Bases VAD es la siguiente: "Además, el consultor deberá incluir en la determinación de los incobrables el saldo insoluto de acuerdo con los convenios celebrados entre las empresas distribuidoras y el Ministerio de Energía conforme con lo establecido en la Ley N°21.423".

El Panel advierte que no existe controversia entre las partes en cuanto a la pertinencia de que el consultor del estudio de costos considere el saldo insoluto a que se refiere la Ley N°21.423 en la determinación de los incobrables, conforme a los respectivos convenios celebrados entre las empresas distribuidoras y el Ministerio. La negativa de la CNE de incluir la propuesta de la discrepante se funda principalmente en la referencia que en ella se hace en forma específica al convenio suscrito entre el Ministerio, Enel y Enel Colina.

Revisado el Decreto Exento N°72 que la empresa solicita incorporar en las Bases VAD, se observa que este efectivamente se refiere al acuerdo particular celebrado entre la discrepante y el Ministerio, de fecha 17 de enero de 2022, para pago de deudas de servicios básicos, cuya inserción, a juicio del Panel, no se aviene con el carácter general de las bases.

Por lo anteriormente expuesto, y teniendo presente además lo manifestado por la CNE, tanto en el marco de las respuestas a las observaciones como en la presente discrepancia, en cuanto reconoce que igualmente en el proceso del VAD se debe considerar el mecanismo de extinción de deudas de la Ley N°21.423 conforme a los respectivos convenios, el Panel no acogerá la solicitud de la discrepante.

5.3.3. Dictamen

En atención al análisis realizado por el Panel de Expertos, por unanimidad se acuerda el siguiente Dictamen:

Rechazar la petición de Enel Distribución Chile S.A.

5.4. Afectación de los elementos propios de las empresas de telecomunicaciones que se apoyan en la infraestructura eléctrica

5.4.1. Alternativas

El Panel distingue las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Incorporar en la tarifa del servicio de “Apoyo en postes a proveedores de servicios de telecomunicaciones” los siguientes costos individualizados:

- Tarifa de Tomas a Tierra
- Tarifa de Subidas/Bajadas de redes de Telecomunicaciones
- Tarifa por Armario, Gabinetes o Fuente

Alternativa 2: Rechazar la petición de Enel Distribución Chile S.A.

5.4.2. Análisis

Enel discrepa de la forma en que las Bases SSAA instruyen la remuneración del espacio en postes, en función únicamente del apoyo mecánico de los elementos. La empresa solicita que se incorporen al servicio de apoyo en postes tarifas individualizadas para tomas a tierra; subida/bajadas de redes; y armarios, gabinetes y fuentes.

La empresa señala que en la actualidad existe una cantidad importante de bajadas de las redes de telecomunicaciones (tierras, conductores u otros) que utilizan la totalidad del espacio disponible en el poste, limitando la utilización de ese espacio para el desarrollo de las redes de distribución eléctrica, e incluso haciendo necesario incorporar nuevos postes para poder ejecutar las bajadas a tierra, bajadas a conexión de clientes u otras por obligación normativa.

Señala la discrepancia que los 5,1 metros que ocupan las bajadas de las empresas de telecomunicaciones en los postes genera incrementos en los costos de mantenimiento para las empresas de distribución. En particular, la empresa menciona los siguientes puntos:

- Dificultad para la realización de operaciones de mantenimiento preventivo y correctivo, por el bloqueo de la instalación de escaleras;
- Dificultad para la realización de actividades operativas en la red y acometidas de empalmes;
- Incremento de riesgo para las cuadrillas en las maniobras que deben realizar;
- Incremento de la carga mecánica lateral del poste, disminuyendo así su vida útil;
- En los casos con varias bajadas en un solo poste, reducen aún más su vida útil ya que debilita la base en que están enterrados; y,
- En los casos de choque de postes, generan un riesgo para las personas, dado que las concesionarias no pueden intervenir las redes de las empresas de telecomunicaciones.

Enel señala que el impacto en la red es relevante considerando la cantidad de bajadas y elementos adicionales que utilizan las empresas de telecomunicaciones. A modo ejemplar, señala que la empresa realizó un censo en la comuna de La Florida, donde contabilizó que un 5% de los postes cuenta con tomas a tierra, 4% con subidas/bajadas y un 4% con armarios/gabinetes.

Respecto de las tomas a tierra de las redes de telecomunicaciones, prosigue, estas incluyen tomas para: (i) armarios/fuentes y equipos de telecomunicaciones; (ii) cables mensajeros; y (iii) antenas. Agrega que las tomas para (i) y (iii) se dimensionan y mantienen según los requerimientos técnicos de los equipos asociados. Las de (ii), añade, se diseñan para mantener el cable de acero portante con un potencial igual a cero, resguardando un distanciamiento mínimo con otros elementos de la red. Continúa indicando que cada empresa de telecomunicaciones proyecta sus tomas de manera independiente.

Por otro lado, agrega, las tomas a tierra empleadas en distribución para el neutro de BT y de protección, deben mantener una separación mínima de seguridad con las tierras de telecomunicaciones, por lo que no sería viable instalar tomas a tierra y equipamiento de distribución de energía eléctrica en los postes donde se ubiquen tomas a tierra de las empresas de telecomunicaciones. Con respecto al uso de tomas a tierra compartidas, señala que la SEC habría indicado que no correspondería que la empresa de distribución impusiera exigencias a las de telecomunicaciones (Oficio Circular N°115090 de 2 de mayo de 2022). Precisa que las empresas eléctricas tampoco tendrían la facultad para solicitarles a las empresas de telecomunicaciones el retiro de tomas de tierra por necesidad del servicio eléctrico.

De acuerdo con la discrepante, todo lo anterior tiene un impacto directo sobre los costos y la eficiencia en el desarrollo, operación y mantenimiento de la red de distribución eléctrica, debido a que afectaría la cantidad de postes disponibles para la ubicación de equipos, tomas de tierra y subidas/bajadas de media tensión. Esto, señala, implicaría el uso de postes más lejanos y/o la instalación de nuevos postes, afectando el desarrollo de redes diseñadas eficientemente según el esquema tarifario de la empresa modelo.

La discrepante señala que no se cuenta con un catastro de las tomas a tierra toda vez que en los procesos tarifarios anteriores no se habría considerado su incorporación en las tarifas de SSAA. En el caso de realizar un catastro general, continúa, existiría una dificultad adicional ya que no todas las empresas de telecomunicaciones identifican su propiedad en las tomas a tierra.

Respecto de las subidas y bajadas de cables de telecomunicaciones, la empresa indica que estas tienen impacto en los costos del servicio de distribución de electricidad en los siguientes aspectos:

- Ocupan más de 5 metros de los postes;
- Aunque en general se limita a una cara del poste, en ocasiones son ubicadas en ambas caras del poste, lo que entorpece las labores de mantenimiento;
- Las bajadas de telecomunicaciones impiden la utilización del poste para la instalación de otros componentes de la red de distribución, tales como: tomas de tierra de servicio o protección, subidas/bajadas de redes e instalación de equipos; y,
- Las bajadas en un mismo poste que incluyen a varias empresas, con una cantidad considerable de cables, tienden a debilitar la base del poste y su sustentación mecánica, dañándolo y reduciendo su vida útil.

Según Enel, los costos para la distribución se van acrecentando aún más en comunas con ordenanzas que impiden la instalación de postes nuevos, requiriendo soluciones subterráneas como alternativa a los postes ocupados por tomas a tierra y/o subidas/bajadas de telecomunicaciones.

La discrepante señala que la concesionaria no tiene la facultad para solicitarle a las empresas de comunicaciones el retiro de tomas a tierra y de subidas/bajadas de cables, por necesidades del servicio eléctrico.

La empresa solicita que se considere el impacto de los diferentes elementos que utilizan las postaciones de la red de distribución, toda vez que en las Bases SSAA no se considerarían correctamente su dimensión física, el desgaste de la infraestructura, la carga física adicional y el incremento de costos en las operaciones de mantenimiento. La empresa señala que los sistemas de sujeción para las bajadas a tierra no serían comparables ni homologables a los propios de cables de telecomunicaciones. Enel indica que los mencionados costos, tal como se encuentran actualmente en las Bases SSAA, consideran una tarifa única (por punto de contacto-apoyo) que no permitiría diferenciar el costo involucrado por tipos de apoyos.

La CNE, por su parte, señala que lo aducido por Enel en cuanto a dificultades y encarecimiento de las tareas de distribución por la utilización que hacen las empresas de telecomunicaciones de los postes de la concesionaria, va en la línea con los ítems incluidos en las Bases SSAA: “[m]ayores costos de operación y mantenimiento de redes de baja y alta tensión de distribución, generados por la presencia de los apoyos” y “[d]isminución de vida útil de la postación con apoyo, provocada por la provisión de este servicio”. Sin embargo, continúa, su solicitud es establecer tarifas particulares para ciertos tipos de apoyos. En tal sentido, en opinión de la CNE, la discrepancia debió haber versado sobre las actividades y elementos de costo a considerar en el servicio de apoyo en poste.

La Comisión indica que las Bases SSAA, en su definición de apoyo, contemplan las bajadas como soportes para instalaciones distintas a cables aéreos, tales como cajas de control, gabinetes, armarios, mufas, cajas para fuentes de poder, medidores, *small cells* y otros dispositivos de telecomunicaciones fijos o móviles, o bien tubos de bajada utilizados para llevar conductores.

La CNE se refiere luego al impacto “no marginal” que Enel dice tendría la cantidad de bajadas y elementos adicionales que utilizan las empresas de telecomunicaciones en sus postes, con base al conteo realizado en la comuna de La Florida. Respecto de este impacto, la CNE señala que sería de interés saber cuáles han sido los sobre costos efectivos, con sus debidos respaldos, producto de los equipos de las empresas de telecomunicaciones, como, por ejemplo, señala, inversión en nuevos postes. A juicio de la Comisión, ese podría haber sido el aspecto relevante de la discrepancia.

La Comisión señala que la metodología se basa en la afectación en costos producto de los apoyos en los postes y no de su dimensión física, por lo que la solicitud de Enel de incluir una tarifa de tomas a tierra, subidas y bajadas de redes de telecomunicaciones y otros equipos no sería pertinente. En dicho contexto, explica, para la determinación del costo del servicio se

han definido las actividades y elementos a considerar, independiente del tipo de tarifa que se establezca.

Para resolver la presente discrepancia, el Panel debe dirimir si corresponde que las Bases SSAA establezcan tarifas diversas para el servicio asociado de apoyos respecto de tomas a tierra, subidas/bajadas y armarios, gabinetes o fuentes.

Las Bases SSAA definen, en su Anexo B, numeral 1, una tarifa para el servicio asociado de apoyos de empresas de telecomunicaciones de acuerdo con un cargo unitario del servicio por punto de contacto por año.

El Panel concuerda con la Comisión en el sentido de que el modelo propuesto permite incluir los mayores costos de operación y mantenimiento, así como la disminución de la vida útil de la postación producto de la prestación del servicio. En este contexto, la tarifa por apoyo que se determine en el estudio correspondiente deberá reflejar los costos que se le imponen a la infraestructura de distribución por proveer el servicio, incluyendo los aspectos relevados por la discrepante. Por lo antes indicado, el Panel estima que no es necesario efectuar el desglose que la empresa solicita.

En virtud de los argumentos planteados, el Panel rechazará la solicitud de la discrepante.

5.4.3. Dictamen

En atención al análisis realizado por el Panel de Expertos, por unanimidad se acuerda el siguiente Dictamen:

Rechazar la petición de Enel Distribución Chile S.A.

5.5. Costo de inspección final de montaje considerado en el servicio de apoyo en postes a proveedores de telecomunicaciones

5.5.1. Constancia

Mediante presentación de 14 de marzo de 2023, Enel se desistió de su discrepancia respecto del costo de inspección final de montaje considerado en el servicio de apoyo en postes a proveedores de telecomunicaciones.

Por lo anterior, y considerando que no existen otros interesados que hayan presentado discrepancias sobre la materia, el Panel se limitará a dejar constancia de que, atendido el desistimiento de Enel, no existe discrepancia sobre la cual se deba pronunciar.

5.6. Costo de las actividades efectuadas por la empresa distribuidora de solicitudes de apoyo que no se materializan

5.6.1. Constancia

Mediante presentación de 14 de marzo de 2023, Enel se desistió de su discrepancia respecto del costo de las actividades efectuadas por la empresa distribuidora de solicitudes de apoyo que no se materializan.

Por lo anterior, y considerando que no existen otros interesados que hayan presentado discrepancias sobre la materia, el Panel se limitará a dejar constancia de que, atendido el desistimiento de Enel, no existe discrepancia sobre la cual se deba pronunciar.

5.7. Estudios técnicos que se incluyen en el servicio de apoyo en postes a proveedores de servicios de telecomunicaciones

5.7.1. Constancia

Mediante presentación de 14 de marzo de 2023, Enel se desistió de su discrepancia respecto de los estudios técnicos que se incluyen en el servicio de apoyo en postes a proveedores de servicios de telecomunicaciones.

Por lo anterior, y considerando que no existen otros interesados que hayan presentado discrepancias sobre la materia, el Panel se limitará a dejar constancia de que, atendido el desistimiento de Enel, no existe discrepancia sobre la cual se deba pronunciar.

5.8. Inclusión de *small cells* en el servicio de apoyo en postes a proveedores de telecomunicaciones

5.8.1. Alternativas

El Panel distingue las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Mantener el texto original de las Bases Preliminares en cuanto a la definición del soporte para instalaciones distintas a cables aéreos incluido en el servicio de "Apoyo en postes a proveedores de servicios de telecomunicaciones"

Alternativa 2: Rechazar la petición de Enel Distribución Chile S.A.

5.8.2. Análisis

Enel discrepa respecto de la incorporación en las Bases SSAA de las *small cells* como parte de los SSAA de apoyo en postes para instalaciones distintas a cables aéreos.

La empresa cuestiona la inclusión de elementos para ser soportados por los postes sin tener en vista su forma geométrica, peso y sollicitación mecánica, la que en su opinión pondría en riesgo la operación del servicio de distribución, el entorno o las personas que interactúen directa o indirectamente con las redes de la empresa concesionaria.

Respecto de las *small cells*, la empresa indica que estas utilizan completamente el poste de BT, limitando la expansión de la red de distribución. Continúa señalando que la solicitud de ampliar el servicio de apoyo en postes a equipamiento de sistemas radiantes, incluyendo antenas y sus componentes, independientemente de su peso y sin características geométricas claras, pondría en riesgo la prestación del servicio de distribución.

Señala que en su opinión el uso de los postes de distribución no debe ser considerado esencial en el despliegue de la tecnología 5G. Al respecto, expone que el artículo 14 de la Ley General de Telecomunicaciones (Ley N°18.168) prescribe que existen varias opciones para la

instalación de antenas tipo *small cells*, existiendo un mercado competitivo dentro de los posibles oferentes del espacio para su instalación. Agrega que las frecuencias de las *small cells* les permiten cubrir varios kilómetros con un solo equipo, no limitando sus instalaciones solo a postes.

La discrepante indica que las *small cells* del tipo antena en punta de poste utilizan todo el espacio disponible con equipo como antenas, cables de bajada, armarios y tomas a tierra. Afirma que los postes se transforman en “mini-torres” de telecomunicaciones, requiriendo, además, modificar el tendido eléctrico a red con cable aislado. Adicionalmente, indica, los postes para las antenas son especiales y tienen una altura diferente a los tradicionales de BT.

Sostiene que las *small cells* tienen un impacto en la seguridad, en el nivel de sollicitación mecánica sobre la infraestructura, y en las labores de operación y mantenimiento de la distribuidora. Agrega que todo esto diferenciaría a estos equipos del caso de apoyos de cables, no siendo comparables ni homologables y, por tanto, concluye, estos equipos requerirían de tarifas diferenciadas que cubran los costos propios del nivel de utilización y desgaste que producen.

Respecto de las condiciones de seguridad que debe cumplir una instalación para ser considerada como apoyo en postes de las redes de telecomunicaciones, la empresa cita el Decreto N°109 del Ministerio y los Pliegos Técnicos RPTD N°14, RPTD N°12 y RPTD N°13. Indica que el citado decreto establece los requisitos mínimos de seguridad, que son definidos por los respectivos pliegos técnicos.

La discrepante afirma que el pliego RPTD N°14 acotó el servicio de apoyo a redes o instalaciones de tensión reducida, es decir menores o iguales a 100 V. Añade que el servicio y las instalaciones de apoyos solo puede ubicarse por debajo de las redes eléctricas de baja tensión, basado en que el pliego RPTD N°12 prescribe que “[e]n las líneas de multitensión, los conductores de mayor tensión deberán colocarse por encima de los otros”. Finalmente, destaca que el Pliego RPTD N°13 instruye que los apoyos deben ubicarse a un metro de distancia del conductor superior.

La empresa concluye que las *small cells* empleadas por las empresas de telecomunicaciones no cumplirían las condiciones antes expuestas.

Respecto de la definición de *small cells*, Enel señala que este tipo de infraestructura incluye: (i) un elemento radiante en la parte superior del poste con su soporte de fijación (70 cm a 1 m); (ii) una bajada de cables de señal y alimentación; (iii) armarios con fuentes, regletas de conexión y equipos de procesamiento de señales; (iv) una toma a tierra de la instalación; y (v) alimentación y empalme BT.

Agrega que por restricciones de seguridad del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones las *small cells* solo podrían ubicarse en la red de baja tensión y no de media tensión.

Enel indica que las primeras *small cells* tenían un elemento radiante y un armario, pero que en la actualidad tienen hasta ocho armarios e incluso utilizan las cuatro caras del poste, lo que dificulta o impide la instalación de escaleras, incrementando los costos operativos y de

mantenimiento, e imponiendo la necesidad de emplear vehículos especiales para las labores en terreno.

La empresa incluye fotografías en las que se muestran casos de *small cells* que utilizan completamente el poste, sin permitir la instalación de otro tipo de equipamiento de la red de distribución ni de otras empresas de telecomunicaciones. Señala que el poste tampoco serviría para media tensión, a no ser que se considere el retiro y traslado de la antena a otra ubicación. La discrepante indica que el uso de postes para *small cells* no debe considerarse como un servicio a otorgar obligatoriamente por las empresas distribuidoras con un uso masivo de los postes.

Agrega que la dinámica de la red, y las necesidades de clientes podrían modificar las condiciones y requerir el despliegue de redes MT en postaciones BT existentes con *small cells* instaladas. Afirma que de darse este caso, sin que se permita el retiro de las antenas y su reubicación a costo de sus propietarias (empresa de telecomunicaciones), las distribuidoras se verán obligadas a encarecer los costos de desarrollo al requerir nuevos postes, desvíos de trazados de ruta y alternativas subterráneas. Asimismo, continúa, en comunas donde existe prohibición de instalar nuevos postes, el desarrollo de la red conllevaría a proyectos subterráneos, de mayores costos, y cuya diferencia, a juicio de la discrepante, debería ser de cargo de la empresa de telecomunicaciones.

La empresa sostiene que el cálculo de tarifas para el servicio de apoyos debería realizarse sobre antecedentes concretos e instalaciones específicas y conocidas. En ese sentido, Enel está en desacuerdo con el establecimiento de tarifas para antenas futuras, distintas a las *small cells*, de las que aún se desconocen sus características.

La discrepante concluye que el marco regulatorio y legal sólo establece las obligaciones de las empresas de distribución para otorgar el servicio de apoyos, sin que exista la facultad de estas para trasladar y/o retirar antenas que interfieran con el uso principal de los postes. Indica que las *small cells* no cumplen con las exigencias del referido Decreto N°109 y sus pliegos técnicos para ser clasificadas dentro del servicio de apoyo en poste.

La CNE, por su parte, no está de acuerdo con que deba diferenciarse el tratamiento para cierto tipo de apoyos. Asimismo, argumenta que en la medida que los equipos sean considerados dentro del servicio, el consultor deberá determinar los mayores costos de operación y mantenimiento generados por los apoyos, así como la disminución de la vida útil de la postación.

Respecto a las condiciones de competencia, expone que se debe considerar que los SSAA se establecieron en un contexto en el cual no existen las condiciones de mercado para garantizar una libertad tarifaria. En efecto, continúa, la Comisión Resolutiva (actual TDLC) estableció que no existían las condiciones de competencia, por lo cual era necesario someter a fijación de precios el referido servicio. De esta forma, prosigue, el TDLC es el órgano que determina si hay condiciones de mercado para los equipos *small cells*. Indica que así está establecido en el artículo 184 de la LGSE, que dispone que: "[l]os precios así determinados serán sometidos a revisión y determinación de nuevos valores con ocasión del proceso de fijación de tarifas de

suministros de distribución sin perjuicio de que, en cualquier momento, cuando el TDLC así lo determine, el Ministerio de Energía, mediante decreto, formalice su descalificación como servicio sujeto a fijación de precios”.

La CNE concluye que la conceptualización del servicio asociado de apoyo en poste es genérica, por lo que no le correspondería realizar diferenciaciones en las Bases SSAA. Añade que si la discrepante considera que existen las condiciones de mercado para prestar el servicio de apoyo de equipos *small cells*, debiese acudir al TDLC.

Para resolver la presente discrepancia, el Panel debe dirimir si corresponde excluir a las *small cells* de los SSAA de apoyos para instalaciones distintas a cables aéreos.

Con relación a la potencial existencia de un mercado de localizaciones para las *small cells*, según lo afirma la discrepante, el Panel considera que se trata de una materia que debe ser analizada en otra sede.

A juicio del Panel, lo argumentado por la discrepante en relación con los mayores costos de operación y mantenimiento, y menor vida útil por el nivel de sollicitación mecánica, está recogido en las Bases SSAA. En efecto, en su Anexo 1, literal B, definen las actividades y elementos a considerar en el cálculo del costo del servicio de apoyo, incluyendo los mayores costos de operación y mantenimiento de redes de baja y alta tensión de distribución, generados por la presencia de los apoyos y la disminución en la vida útil de la postación con apoyo, provocada por la provisión de este servicio.

Asimismo, en opinión del Panel los antecedentes aportados por la empresa no demuestran fehacientemente que las *small cells* y sus equipos anexos difieren de otros equipos que actualmente son considerados por las Bases SSAA en la categoría “apoyos distintos a cables aéreos”.

En virtud de los argumentos planteados, el Panel rechazará la solicitud de la discrepante.

5.8.3. Dictamen

En atención al análisis realizado por el Panel de Expertos, por unanimidad se acuerda el siguiente Dictamen:

Rechazar la petición de Enel Distribución Chile S.A.

5.9. Servicio de ejecución o instalación de empalmes

5.9.1. Alternativas

El Panel distingue las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Modificar la estructura de costos del servicio “Ejecución o instalación de empalmes” en las Bases VAD con lo siguiente:

El servicio incluye:

- El presupuesto detallado correspondiente a las tareas que implica la ejecución o instalación de empalmes incluyendo, en

caso de que corresponda, postes de derivación, crucetas, aisladores y piezas portafusibles en postes de la empresa distribuidora

El servicio no incluye:

- Poste de recepción o pie *rack*

Alternativa 2: Rechazar la petición de Enel Distribución Chile S.A.

5.9.2. Análisis

Enel discrepa respecto de las actividades que se consideran en el servicio asociado de "ejecución o instalación empalmes". En particular, la empresa señala que las Bases SSAA no contemplan correctamente las tareas de instalación de poste de recepción o pie de *rack* como parte del servicio regulado.

La empresa señala que las Bases SSAA definen un cargo unitario del servicio como la suma de:

- a) Cargo fijo administrativo;
- b) Cargo operativo, incluye materiales. Este cargo se establece para cada rango de capacidad 'i' expresada en kVA conforme la tabla de Subtipo y Rango de Potencia;
- c) Cargo mano de obra por unidad de longitud del empalme; y
- d) Cargo por costo del conductor del empalme por unidad de longitud. Este cargo se establece para cada rango de capacidad 'i' expresada en kVA conforme la tabla de Subtipo y Rangos de Potencia.

La discrepante indica que el cargo operativo incluye los materiales y mano de obra requeridos, que a su vez dependen de la capacidad del empalme en kVA.

Señala que la Comisión incluyó en el referido servicio las tareas que implica la instalación del poste de recepción y/o pie de *rack*, sin que el costo de esas tareas dependa de la longitud del empalme, por lo que los costos involucrados solo podrían ir en el cargo operativo. Sin embargo, indica, la instalación del poste de recepción y/o pie de *rack* no puede representarse como un solo cargo debido a que incluye una serie de otras tareas y elementos (tales como postes de derivación, crucetas, aisladores, piezas portafusibles, entre otros), por lo que solicita que no se incluya en el servicio. Agrega que en la versión actual de las Bases SSAA, si un cliente solicita uno o varios postes de recepción y pie de *rack*, este podrá ser cobrado bajo un único cargo que contemplará un cargo fijo y un cargo variable, que depende de la longitud del empalme. Señala que la estimación del cargo operativo será a partir del costo promedio estimado por la CNE, el cual podría estar muy por debajo de lo solicitado por el cliente. En definitiva, la propuesta de la CNE no definiría una estructura de costos que permita individualizar tanto la cantidad como los costos de instalación de los postes de recepción y pie de *rack*.

La empresa incluye la estructura de costo de febrero 2023, donde se observan los cargos fijos y variables para distintos rangos de potencia y subtipo.

A modo de ejemplo, continúa, un empalme monofásico BT aéreo que posee un rango de potencia de hasta 6 kVA tiene un cargo fijo de \$130.621. Si se considera una longitud de un metro, con un costo por metro de \$1.474, da un total de \$132.095. Por otro lado, si el cliente solicita la instalación de un poste de recepción, los cargos operativos se incrementarán, con los materiales y la mano de obra, a un costo total de \$176.230. Si se agrega un pie de *rack*, considerando materiales y mano de obra, se debe sumar \$77.650, por lo que el costo total será de \$253.880 adicional por ambas solicitudes.

En virtud de lo señalado, la discrepante argumenta que la estructura de costos propuesta por la CNE no permite dimensionar el costo máximo regulado del servicio "ejecución o instalación de empalme", en que la solicitud de poste de recepción y pie de *rack* altera el precio total en casi en tres veces el costo sin dichos elementos adicionales, por lo que la empresa solicita que la estructura de costo no incorpore a los postes de recepción ni a los pies de *rack*.

La empresa señala que lo planteado por la Comisión, de considerar los postes de recepción y pies de *rack* solo cuando el cliente los solicite, no permitirá estimar de manera certera el cargo operativo dado que no se conocería la porción de clientes que solicitan las citadas estructuras.

Enel indica que actualmente estos servicios no se encuentran incorporados en el decreto tarifario de SSAA vigente, por lo que el cliente los efectúa por su cuenta.

La discrepante luego indica que la CNE funda su rechazo a la solicitud en que el consultor debe establecer los tipos y subtipos de empalmes de manera de representar las particularidades del servicio. En tal sentido, Enel aclara que no discrepa de la posibilidad que el consultor proponga tipos y subtipos adicionales.

Enel señala que las Bases SSAA definen los siguientes subtipos: cantidad de fases, nivel de tensión, y tipo de empalme. Además, para cada uno de esos subtipos define diferentes rangos de potencia. Aun así, continúa, los subtipos se definirían de acuerdo a los alcances del servicio. En el caso del servicio de ejecución de empalme, las Bases SSAA señalan que el servicio incluye lo siguiente: (i) atención comercial; (ii) presupuesto detallado (incluyendo poste de recepción o pie de *rack*, si así correspondiera); (iii) la instalación; y (iv) materiales y accesorios.

La empresa indica que el alcance es una lista de actividades a realizar, y que tener distintos alcances equivaldría a establecer "modalidades" diversas, tal como se definen en el servicio "Instalación o retiro de medidor":

- "Modalidad 1: Incluye las actividades de adosamiento del medidor a un medio de sujeción, la conexión del medidor al empalme y la puesta en funcionamiento, además de la sincronización con el SGC (ya sea remota o presencial), si corresponde.
- Modalidad 2: La conexión del medidor al empalme y la puesta en funcionamiento, además de la sincronización con el SGC (ya sea remota o presencial), si corresponde.

- Modalidad 3: La puesta en funcionamiento, además de la sincronización con el SGC (ya sea remota o presencial), si corresponde.”

Enel sostiene que, si bien el consultor puede crear distintos subtipos, no quedaría claro si puede definir modalidades que permitan incluir las distintas posibilidades de ejecución de actividades.

La empresa tampoco considera que lo expuesto por la Comisión le otorgue certeza respecto del correcto pago del servicio. Continúa señalando que no queda claro si el consultor representará correctamente cómo se incluirán más de un poste de recepción, poste de derivación u otros elementos.

De esta forma, y dado que a juicio de la empresa las Bases SSAA no son explícitas, solicita que no se incluyan el cobro por poste de recepción y pie de *rack* y que su incorporación se analice en el próximo proceso.

Por último, la empresa indica que si se van a regular los precios de esa actividad (mano de obra y materiales) se haga de manera correcta, condición que no se alcanzaría con las actuales Bases SSAA dada la estructura de costos definida y las atribuciones del consultor para definir los costos del servicio.

Concluye la discrepante solicitando no incluir el poste de recepción y/o pie de *rack* en el servicio asociado de ejecución o instalación de empalme.

La CNE, por su parte, manifiesta no concordar con la empresa cuando esta afirma que el error de este organismo sería agrupar el costo con otras tareas, ya que el requerimiento de uno o más postes de recepción o pie de *rack* dependerá de las características de cada empalme, lo cual sería incierto y complejo de estimar. Agrega la Comisión que Enel no controvierte que el poste de recepción o pie de *rack* sea parte del empalme, por lo que correspondería su incorporación en el servicio.

Continúa la CNE señalando que según Enel las Bases SSAA no definirían una estructura de costos que permita individualizar tanto la cantidad como los costos de instalación de los postes de recepción o pie de *rack*. Al respecto, la Comisión indica que se incorporó una serie de elementos al servicio, tales como postes de derivación, crucetas, aisladores y piezas portafusibles en postes de la empresa distribuidora, poste de recepción o pie de *rack*, en caso de que corresponda, entendiendo que son características particulares de cada empalme.

Al respecto, la CNE transcribe la definición de los servicios que establecen las Bases SSAA:

“El Consultor podrá proponer justificadamente tipos y subtipos adicionales a los descritos en las presentes bases, con el objeto de resguardar que los servicios asociados aquí definidos contemplen todas las variaciones informadas de estos, evitando la prestación de servicios de similares características a precio no regulado. Sin perjuicio de lo anterior, para el caso de los servicios 3, 9, 10 y 20, el Consultor deberá establecer los subtipos necesarios para recoger adecuadamente las particularidades de los referidos servicios” (el servicio 9 corresponde a ejecución o instalación de empalmes).

Según la CNE, el consultor tiene el deber de establecer los subtipos necesarios para recoger las particularidades del servicio, considerando la necesidad de postes de derivación, crucetas, aisladores y piezas portafusibles en postes de la empresa distribuidora, o poste de recepción o pie de *rack*, en caso de que corresponda.

Concluye la Comisión señalando que lo aseverado por Enel, en el sentido de que “incorporar este costo en un solo cargo que agrupa una serie de otras tareas y elementos” y que en las Bases SSAA “no [se] define una estructura de costos que permita individualizar tanto la cantidad como los costos de instalación de los postes de recepción”, no sería correcto dado que las propias Bases SSAA son las que disponen que el consultor debe establecer los subtipos necesarios para recoger adecuadamente las particularidades del servicio.

Para resolver la presente discrepancia, el Panel debe dirimir si corresponde excluir a los postes de recepción o pie *rack* del servicio asociado de ejecución o instalación de empalmes.

De la definición de empalme contenida en el Pliego Normativo RIC N°1, el Panel considera que el poste de recepción y pie de *rack* forman parte del empalme, cuestión que no fue controvertido por la discrepante. En efecto, el referido pliego define empalme como un “[c]onjunto de elementos y equipos eléctricos que conectan la Unidad de Medida de la instalación del usuario o cliente a la red de distribución”.

Por lo anterior, a juicio del Panel, el poste de recepción y pie de *rack* deben estar incluidos en el servicio de ejecución o instalación de empalme. En opinión del Panel, las Bases SSAA permiten recoger las particularidades del referido servicio. Lo anterior, toda vez que las mismas facultan al consultor a definir los subtipos que necesarios para reflejar adecuadamente los costos.

En virtud de los argumentos planteados, el Panel rechazará la solicitud de la discrepante.

5.9.3. Dictamen

En atención al análisis realizado por el Panel de Expertos, por unanimidad se acuerda el siguiente Dictamen:

Rechazar la petición de Enel Distribución Chile S.A.

6. COPELEC

6.1. Georreferenciación de redes

6.1.1. Alternativas

El Panel distingue las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Incorporar en el archivo “Excel 03 Formato Entrega de Resultados” de las Bases VAD una hoja con información de los elementos de soporte (postes, cámaras y canalizaciones) y una hoja con información de los equipos eléctricos distintos a los de operación, donde se informe para cada uno de ellos al menos su ID, el ID del Alimentador al cual pertenecen, su ubicación en coordenadas X e Y, el módulo constructivo

asociado y, en caso de que corresponda, las pérdidas de energía y potencia asociadas

Alternativa 2: Rechazar la solicitud de Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica de Chillán Ltda.

6.1.2. Análisis

Copelec discrepa respecto a la no inclusión de redes georreferenciadas en su totalidad como resultado del dimensionamiento de la infraestructura de la empresa modelo.

De las Bases VAD la discrepante desprende que para el desarrollo del estudio el consultor diseñará y dimensionará de manera eficiente las instalaciones eléctricas de la empresa modelo de cada área típica, cumpliendo la normativa vigente (en particular con los niveles de seguridad y calidad que la normativa técnica y la NTD exigen), sujeta al trazado de calles y caminos para el desarrollo de las redes y los obstáculos físicos (ríos, quebradas, ferrocarril, etc.), y a la vegetación existente que interactúa con las redes. Agrega que, con el propósito de respaldar el cumplimiento de lo señalado, las Bases VAD disponen que el consultor deberá entregar un estudio autocontenido, es decir, reproducibles y sustentados los cálculos realizados, y justificados los criterios empleados.

Copelec destaca que, adicionalmente y de manera consistente al objetivo del estudio, las Bases VAD en su archivo Excel denominado 03 Formato Entrega Resultados, son precisas en solicitar las coordenadas X e Y para la ubicación de cada:

- Cliente.
- Punto de conexión del Cliente a la red de la Empresa Modelo.
- Punto de inicio y punto final de los Tramos MT y BT.
- Transformador.
- Punto de Inyección.
- Equipo de operación (protección y maniobra de la red).
- Grupo Electrónico.
- Punto de inicio y punto final de las Interconexiones telecomandadas en MT.
- Reguladores de Voltaje.
- Banco de Condensadores.

Agrega que con esta información se conocerá la ubicación de casi la totalidad de los elementos principales de las instalaciones eléctricas. Sin embargo, a su entender faltarían la ubicación de elementos relevantes de la red como lo son los elementos de soporte (postes, cámaras, canalizaciones) y los equipos eléctricos distintos a los de operación, información necesaria y fundamental para respaldar que las instalaciones de la empresa modelo:

- Cumplan a cabalidad con la normativa vigente, y en particular con las exigencias de la normativa técnica y de la NTD;
- Cumplan con la exigencia de las Bases VAD de que el estudio correspondiente debe ser autocontenido;
- Sean diseñadas de manera eficiente y permitan satisfacer óptimamente la demanda con la calidad de servicio que se exige;
- Sean diseñadas operando en la zona geográfica de la empresa de referencia sujeta al trazado de calles y caminos para el desarrollo de las redes, y los obstáculos físicos para el mismo;
- Cumplan con los indicadores de calidad de suministro denominados SAIDI, SAIFI, TIC y FIC (NTD);
- Cumplan con los requisitos sobre el tendido eléctrico, como son la distancia mínima del conductor sobre el suelo, la máxima tensión que se puede ejercer sobre los postes, la máxima tensión que se puede ejercer sobre los conductores (Pliego Técnico Normativo N°7).

En base a todo lo expuesto, la discrepante señala que para poder verificar que la empresa modelo fue diseñada y dimensionada dando total cumplimiento a lo exigido en las Bases VAD, debe conocerse la ubicación (coordenadas X e Y) de los elementos de soporte y equipos eléctricos mencionados, siendo por ello necesario que las Bases VAD las incorporen en el archivo Excel 03 Formato Entrega Resultados. Agrega que de esta manera se le exigirá al consultor que, como resultado del dimensionamiento de la empresa modelo, debe entregar sus redes georreferenciadas en su totalidad, permitiendo corroborar el cumplimiento del alcance del estudio.

La CNE, por su parte, afirma que está en desacuerdo con lo señalado por Copelec, puesto que los formatos establecidos en las Bases VAD contemplarían los elementos suficientes para verificar el cumplimiento normativo de la empresa modelo.

Además, advierte que la solicitud de Copelec tiene como consecuencia incorporar a un estudio que ya tiene un alto nivel de dificultad un importante nivel adicional de detalle. Ello, agrega, pues lo que está solicitando la discrepante es georreferenciar cada poste, cada cámara y cada elemento de sujeción de la red de distribución de la empresa modelo.

En este contexto, la CNE hace presente que la LGSE establece un plazo de ocho meses para desarrollar el estudio, plazo que debe ser debidamente considerado por la Comisión al momento de establecer los alcances del mismo en las bases correspondientes. En relación con lo anterior, prosigue, no es posible verificar del escrito de Copelec un análisis de los impactos que su solicitud tendría dentro de los plazos del proceso tarifario del VAD, ni de cómo se justifica su solicitud en términos del compromiso entre plazos y objetivos del estudio. Lo anterior, a juicio de la Comisión, es el mínimo análisis que se debe realizar a la hora de efectuar este tipo de solicitudes al Panel.

En su opinión, lo señalado se hace aún más patente al analizar el fondo de lo solicitado por Copelec, afirmando que este no agrega valor y se aleja del objetivo del estudio, que es establecer costos medios de prestar el servicio público de distribución.

La Comisión señala que lo dispuesto en las Bases VAD se ajusta a lo establecido en el artículo 183 de la LGSE, en lo que se refiere a los aspectos de la empresa de referencia que deben ser tomados en cuenta para el diseño de la empresa modelo. Respecto de los argumentos específicos de la discrepante, la Comisión hace presente que en el escrito de esta se realizan una serie de aseveraciones que buscan justificar la supuesta necesidad de georreferenciar postes. A continuación, la CNE responde cada una de las observaciones de la empresa, en el mismo orden en que esta última las presentó, según los literales de la a) a la f).

"a) Cumplan a cabalidad con la normativa vigente, y en particular con las exigencias de la normativa técnica y de la NTDx"

Para la CNE, esta es una observación genérica, en la que no se especifican las razones por las cuales la georreferenciación de postes sería necesaria para aquello.

"b) Cumplan con la exigencia de las Bases Técnicas de que el Estudio del VAD correspondiente debe ser autocontenido"

La Comisión señala que también es una observación genérica, puesto que el hecho de que la red se construya a través de módulos constructivos no entra en contradicción con que este sea autocontenido.

"c) Sean diseñadas de manera eficiente y permitan satisfacer óptimamente la demanda con la calidad de servicio que se exige"

Este organismo sostiene que la eficiencia se puede verificar a través de la inspección de las cantidades medias de elementos que se emplean en el diseño de la empresa modelo. Añade que a partir de aquello se pueden realizar diversas comparaciones entre lo que realiza la empresa modelo, la empresa de referencia y otras que prestan el servicio en zonas aledañas. Respecto de la calidad de servicio, la CNE afirma esta se puede verificar sin la necesidad de georreferenciar cada poste de la red.

"d) Sean diseñadas operando en la zona geográfica de la empresa de referencia sujeta al trazado de calles y caminos para el desarrollo de las redes, y los obstáculos físicos para el mismo".

Para la CNE, lo aseverado no tiene relación alguna con la georreferenciación de postes, puesto que los formatos establecidos en las Bases VAD permiten verificar que los trazados de calles y caminos fueron efectivamente empleados.

"e) Cumplan con los Indicadores de calidad de suministro denominados SAIDI, SAIFI, TIC y FIC (NTDx)"

Según la CNE, aquello debe ser verificado por el consultor conforme a todas las exigencias que ya están en diversos pasajes de las Bases VAD. Hace presente que los formatos diseñados para el consultor establecen la obligación de entregar la ubicación de los equipos de operación

y los indicadores de calidad de suministro en cada etapa de la verificación. Asimismo, prosigue, resulta intuitivo que dicha verificación se puede realizar sin tener georreferenciación de postes, tal como se vio en el proceso del VAD cuatrienio 2020-2024.

Respecto de los equipos, la CNE hace presente que el numeral 5.2. de las Bases VAD señala que el consultor deberá ubicar una serie de elementos, los cuales son suficientes para verificar la calidad de suministro de la red: "[s]obre la base de las redes eficientes diseñadas, y teniendo a la vista las exigencias de calidad de suministro establecidas en la NTD, el Consultor deberá desarrollar una metodología que permita obtener la ubicación y cantidad eficiente de equipos de protección (reconectores u otros), a ser emplazados en cada uno de los alimentadores de media tensión de la empresa modelo. Asimismo, el Consultor deberá obtener la ubicación eficiente de elementos de seccionamiento tales como desconectores bajo carga, interruptores, desconectores fusibles, seccionalizadores u otros".

"f) Cumplan con los requisitos sobre el tendido eléctrico como los son la distancia mínima del conductor sobre el suelo, la máxima tensión que se puede ejercer sobre los postes, la máxima tensión que se puede ejercer sobre los conductores (Pliego Técnico Normativo N°7)"

Según la CNE, establecer cantidades medias de elementos por kilómetro de red para distintos tipos de zonas y calibres de conductor permite dar garantías de que aquello se cumple en la red de la empresa modelo. En efecto, recalca que el objetivo del estudio es establecer los costos medios de prestar el servicio público de distribución, y no realizar un ejercicio detallado de ingeniería, punto a punto y poste a poste. Agrega que lo anterior es sin perjuicio de que las cantidades medias sean representativas de las restricciones de la zona en la cual se tienden las redes de la empresa modelo, lo cual es una exigencia de las Bases VAD.

La Comisión afirma que no desconoce que hay elementos cuya ubicación es relevante, y que por ello hay formatos dispuestos para eso. Además, prosigue, los postes, cámaras y elementos de sujeción se pueden establecer en términos medios en la red sin perder la calidad de la representación y cumpliendo el objetivo del estudio. Agrega que existen múltiples herramientas que el consultor puede emplear para verificar que esto se ajusta a la realidad que enfrentan las empresas de referencia, tales como los diversos antecedentes que se solicitan en el Anexo N°1 de las Bases VAD y otros como el VNR SEC. Sostiene que disponer de este último permite diseñar la red teniendo a la vista los estándares de la empresa real, en función de cómo esta da cumplimiento a la normativa.

Según se observa, el Panel debe resolver si el estudio del consultor, que diseñará y dimensionará de manera eficiente las instalaciones eléctricas de la empresa modelo de cada área típica, debe entregar como resultado la información georreferenciada al nivel de detalle solicitado por la discrepante.

El Panel tiene presente que la CNE está parcialmente de acuerdo con el planteamiento de la empresa, ya que reconoce que hay elementos cuya ubicación georreferenciada es relevante, entre los cuales destaca la ubicación de los módulos especiales para cruces u otros accidentes

geográficos, los que deben estar zonificados y desagregados, tal como se indica en las Bases VAD.

El Panel tiene presente también que en el Anexo 2 de las Bases VAD, en el numeral 3.1, se establece:

“Los resultados del dimensionamiento realizado por el Consultor, en cuanto a elementos tales como tramos de baja tensión, transformadores de distribución, tramos de media tensión, puntos de inyección al sistema de distribución, reconectores, grupos electrógenos e interconexiones telecomandadas, se deberán informar conforme a los formatos establecidos en las hojas “Tramos BT”, “Transformadores”, “Tramos MT”, “Puntos inyección”, “Reconectores”, “Grupos electrógenos” e “ITX” respectivamente, de la planilla “Formato entrega resultados.xlsx” adjunta a las presentes Bases.

En dichos formatos se deberán incluir los resultados del cálculo de pérdidas de los elementos de la red de la empresa modelo. Conforme a lo anterior, se deberán indicar, en distintas columnas según corresponda, todos los parámetros necesarios para la reproducción del cálculo de las pérdidas de energía y las pérdidas de potencia en la hora de coincidencia con la máxima del sistema de distribución y para la hora de coincidencia con la máxima del sistema de generación, tales como factores de coincidencia/diversidad, factores de carga, corriente por el tramo, tensión en nodos, etc.”.

Además, el Panel constata que el archivo “Excel 03 Formato Entrega Resultados” contiene el detalle de la información relativa a los equipos que el consultor debe entregar. En este contexto, el Panel estima que la información georreferenciada que las Bases VAD exigen al consultor posee un grado de detalle suficiente para satisfacer los objetivos del estudio.

Por lo anteriormente expuesto, el Panel no accederá a la petición de la discrepante.

6.1.3. Dictamen

En atención al análisis realizado por el Panel de Expertos, por unanimidad se acuerda el siguiente Dictamen:

Rechazar la solicitud de Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica de Chillán Ltda.

6.2. Obras no construidas por la empresa de referencia

6.2.1. Alternativas

Atendido que el Grupo Saesa, CGE, Edelmag y Copelec han formulado discrepancias respecto del mismo numeral de las Bases VAD, el Panel las analizará y dictaminará de manera conjunta.

El Panel distingue, en consecuencia, las siguientes alternativas:

Alternativa 1:	Eliminar el ejemplo iii del numeral 8 de las Bases VAD y agregar, al
(Grupo Saesa)	final del respectivo numeral, el siguiente párrafo:

“En particular, como aportes de terceros serán excluidos los financiados con recursos del Estado, de sus organismos o de las municipalidades, cuando estos aportes se destinen a electrificación de áreas rurales de bajos ingresos.”

- Alternativa 2: Excluir de las obras no construidas por la empresa de referencia a los proyectos que han sido financiados parcialmente con subsidios del Estado en el marco del desarrollo de los PER. Consecuentemente, eliminar el punto iii del numeral 8 “Obras no construidas por la empresa de referencia” de las Bases VAD
- Alternativa 3: Eliminar el numeral 8 “Obras no construidas por la empresa de referencia” de las Bases VAD
- Alternativa 4: Rechazar la petición de las empresas

6.2.2. Análisis

Grupo Saesa

El Grupo Saesa discrepa de la incorporación en el numeral 8 de las Bases VAD, relativo a obras no construidas por la empresa, de las obras financiadas con FNDR.

Al respecto, expone que tanto los conceptos del marco legal del sector, como la situación *de facto* que se verifica en zonas rurales en términos de presentar costos de distribución cuyo elevado nivel difícilmente podrían ser reflejados en tarifas que los financien, tendría como consecuencia la existencia de un límite en el proceso de expansión de la cobertura de electrificación en zonas rurales, a menos que el Estado tome la decisión de otorgar un subsidio a los costos o inversiones en que se incurran.

Señala que, desde mediados de la década de 1980 hasta la fecha, el FNDR gestiona y asigna recursos a las diferentes regiones del país para el desarrollo de proyectos de infraestructura de servicios, entre ellos, proyectos de extensión de redes hacia zonas sin cobertura de energía eléctrica conforme a las prioridades de los respectivos gobiernos regionales. Indica que la lógica de dimensionamiento del subsidio otorgado para cada proyecto de electrificación apunta a que su monto compense el déficit financiero que se produce en la evaluación privada de la distribuidora cuando la misma se efectúa considerando los ingresos que se obtienen al aplicar las tarifas de una zona cercana o de similares características. Agrega que el mecanismo incentiva la rentabilidad que, de no existir el subsidio, le ocasionaría un VAN negativo y, en consecuencia, no motivaría a la empresa a implementar proyectos de electrificación rural.

Prosigue señalando que ni la ley de presupuestos, que instruye la provisión de los recursos de funcionamiento del FNDR, ni los convenios de electrificación suscritos entre las empresas receptoras del subsidio y los correspondientes gobiernos regionales, han supuesto la devolución de todo o parte de los recursos aportados, cuestión que, de haber sido planteado así en cada convenio, en su opinión habría inviabilizado el desarrollo de proyectos de extensión de redes hacia zonas no concedidas. Agrega que en los propios convenios se regula la manera

en que se transfiere el subsidio a la empresa, se fija su aporte, el plazo de ejecución, los derechos y obligaciones de las partes y se establece que la propiedad de las obras será de la concesionaria de distribución. En este contexto, sostiene que la ley de presupuesto y el convenio de subsidio priman respecto de lo que se dispone en las bases técnicas del estudio de costos del VAD, justamente por tener el rango de ley.

El Grupo Saesa señala que el FNDR se vio reforzado además con la implementación en 1994 del PER, el cual consistió en un rediseño de los procesos de gestión del Estado en la materia, coordinando los procedimientos aplicados por diferentes organismos de la administración estatal con participación en el proceso de electrificación rural, como la Subdere, Mideplan (actualmente Ministerio de Desarrollo Social), Dipres, y los gobiernos regionales.

Por su parte, expone que en la fijación del VAD cuatrienio 1996-2000, la CNE estableció el aumento en el número de áreas típicas de distribución, agregando una cuarta área, de características rurales de densidad de carga. Ello, con el objetivo mejorar la rentabilidad de los PER -hacerla menos negativa-, permitiendo así aumentar la cantidad de proyectos de electrificación a desarrollar con la misma cantidad de recursos FNDR. Afirma que, a partir de la implementación del PER, nunca se ha planteado por parte de la autoridad el introducir cambios normativos en orden a descontar, o posibilitar el descuento, de los subsidios FNDR, fuera por la vía de reducir los ingresos regulados de las concesionarias, o por alguna otra vía, cuestión que en su opinión habría ido contra las propias políticas establecidas.

Enseguida, la discrepante se refiere a lo que califica de inconsistencias legales y administrativas.

En primer término, argumenta que los descuentos por obras no construidas no están previstos en la LGSE, con excepción de las instalaciones aportadas por terceros al año 1982.

Al respecto, indica que las disposiciones de la LGSE no instruyen la aplicación de algún descuento -necesariamente en el VNR- por instalaciones construidas por terceros, ni en la etapa de determinación del nivel tarifario correspondiente a los estudios de VAD, ni en la etapa de estructuración de las tarifas a efectuar por el regulador, con la sola excepción de aquellas instalaciones que fueron aportadas por los usuarios a la empresa distribuidora sin costo para ésta, y que existían a la fecha de promulgación de la LGSE en 1982, y cuyo descuento debe aplicarse -necesariamente- al momento de estructurar las tarifas de cada empresa.

En opinión de la discrepante, un eventual descuento en ingresos de los recursos otorgados a las concesionarias por la vía de subsidios FNDR, por su efecto e importancia, constituye una materia a contener en la norma de rango legal, tal como se previó para las instalaciones existentes a 1982.

A su juicio, la moción parlamentaria de 2007, Boletín 5511-03-1 -que no prosperó- corroboraría que, para hacer descuentos por aporte de terceros, se debe modificar la LGSE. Indica que las autoridades, los agentes del sector y los parlamentarios estuvieron contestes respecto del tratamiento del FNDR, que implica que los activos sean considerados en iguales términos que los activos de propiedad de la empresa. Indica que los problemas detectados y

que pretendía abordar el proyecto de ley tenían en cuenta el hecho de que la LGSE no reconoce la situación que se da en la práctica, en que las distribuidoras eléctricas se hacen de la propiedad de las instalaciones aportadas por terceros. Señala que este proyecto de ley en este punto evidenciaría que cualquier descuento por aportes de terceros debe ser descontado a las empresas reales, no a las empresas modelo, y que su tratamiento debe ser considerado a nivel de rango legal.

En segundo término, el Grupo Saesa sostiene que son incorrectos los argumentos esgrimidos por la CNE para rechazar su observación.

Al respecto indica que, en la respuesta a la observación realizada por las empresas, la CNE indicó: "Esta materia ya fue dictaminada por el Panel de Expertos en su Dictamen N°3-2020. En el numeral 8 de las bases denominado "Obras no construidas por la empresa de referencia", se agrega en su primer párrafo la palabra "construidas", para aclarar que la hipótesis contempla tanto las instalaciones no construidas como las no financiadas."

Señala que lo anterior sería incorrecto, ya que en la tramitación de las Bases Técnicas del proceso VAD 2020-2024 ante el Panel, según se detalla en el Dictamen N°3-2020, sería el mismo regulador quien precisa que el título 8 de las Bases Técnicas se refiere a dos puntos específicos: obras construidas o financiadas por municipios y obras compradas o recibidas de empresas inmobiliarias. Agrega que en ninguna etapa de la tramitación de las respectivas bases técnicas, la CNE efectuó alusión a los proyectos de electrificación rural financiados con subsidios del FNDR, quedando de manifiesto que no son parte de las obras consideradas y/o que no son de la misma categoría.

Asimismo, en relación con la forma en que se aplican determinadas restricciones a la empresa modelo, específicamente las restricciones de la empresa real que sirve de referencia, señala que estas se identifican con el tratamiento de los activos adquiridos en base al FNDR, que no están mencionadas en el artículo 183 de la LGSE, como elemento o restricción que debieran ser considerados de manera especial a la empresa modelo. La discrepante destaca que las materias señaladas en dicho artículo, consideradas como restricción a la empresa modelo, no son taxativas, ya que expresamente se señala que deberán considerarse "al menos" las siguientes, lo que unido al inciso final del artículo 183 de la LGSE, podría dar espacio para que por bases se incorporen otras restricciones, como lo serían las relativas a los activos derivados del FNDR. Al respecto, el Grupo Saesa estima que esta disposición y la fuerza normativa que se le otorga a las bases no sería suficiente para que éstas regulen materias que están reguladas a nivel legal, esto es, en la ley de presupuestos, como sería el caso de los activos del FNDR.

Adicionalmente, respecto a la respuesta entregada por la CNE a su observación, en cuanto se buscaría recoger ciertas eficiencias logradas por la empresa de referencia bajo un criterio definido por el consultor, de manera de traspasarlas al dimensionamiento de la empresa modelo, y de ese modo, que la empresa modelo no tenga sobre renta por instalaciones que no tienen una contrapartida de un esfuerzo de inversión por parte de esta, la discrepante indica que si la CNE se refiere con ello a la eficiencia que debe tener la empresa modelo

conforme a la LGSE, entonces cometería un grave error conceptual y/o de interpretación de la ley. Ello pues, prosigue, el nivel tarifario debe cumplir con principios de eficiencia que dicen razón con el costo eficiente que resulta de atender una zona de características dadas -área típica- debiendo la empresa modelo minimizar los recursos de inversión, operación y atención a clientes en dicha zona, independiente de la gestión que exhibe la empresa real o de referencia en los últimos años. Indica que sería en este sentido que la LGSE se refiere al VAD como un costo estándar, es decir, un costo económico eficiente que se deriva únicamente de las características de la zona atendida y/o estudiada.

En tercer término, la discrepante argumenta que los FNDR no son aportes de terceros.

Al respecto, indica que las obras financiadas a través del FNDR corresponden a proyectos u obras de electrificación rural, no correspondiendo dicho financiamiento a un aporte de terceros sino a un subsidio a la inversión entregado por el Estado como incentivo para el desarrollo de proyectos con rentabilidad social positiva, pero rentabilidad privada negativa y que, por tanto, no habrían sido desarrollados por privados de no existir este subsidio.

Destaca que el concepto de "obras aportadas por terceros" se encuentra expresamente definido en la LGSE, artículo 225 ñ) como "instalaciones que fueron aportadas por los usuarios a la empresa distribuidora sin costo para ésta, existentes a la fecha de promulgación de esta ley". Agrega que la LGSE establece en sus artículos 152, 186 y 193 el tratamiento que debe dársele a los aportes de terceros en el proceso tarifario del VAD. Indica que limita los aportes de terceros a descontar, sólo hasta el año 1982, estableciendo descuentos a cada empresa en sí misma y no a la empresa modelo. Sostiene que no cabría por extensión interpretativa, entender que las obras de electrificación rural financiadas por esta vía requieren un tratamiento diferenciado y similar al de los aportes de terceros, en el proceso tarifario del VAD.

La discrepante sostiene que los recursos provenientes del FNDR son subsidios otorgados por el Estado para atender las necesidades de electrificación rural sin rentabilidad privada, y que su regulación no está contenida en la LGSE por lo que no sería factible que a estas obras se les dé un tratamiento tarifario especial que no está establecido en la LGSE. Los subsidios, expone, no son préstamos que exijan al beneficiario su devolución, invocando al efecto un dictamen de la Contraloría.

Frente a la interrogante de si los bienes adquiridos mediante subsidios o subvenciones estatales pueden o no rentar, la discrepante sostiene que sí pueden, a menos que el legislador hubiese establecido una condición o una limitación en tal sentido. Añade que ello es así porque los recursos provenientes de subsidios o subvenciones del Estado dejan de tener una naturaleza de fondos públicos cuando entran al patrimonio del beneficiario, adquiriendo entonces la naturaleza de un fondo privado. Señala que por tal razón, dichos recursos o bienes adquiridos mediante ellos carecen de restricciones para su uso, goce o disposición, a menos que dichas limitaciones hubiesen sido impuestas mediante una ley de manera previa a su otorgamiento.

Entre otros argumentos, indica que el subsidio de los proyectos financiados con fondos del FNDR fue recibido por el propietario que tenía la empresa en el momento que fue otorgado, no por los actuales propietarios, habiendo ellos valorizado la empresa a valor de mercado, considerando este monto como es, un subsidio, y no como un aporte de terceros que eventualmente tuviese que ser, de alguna forma, devuelto.

En cuarto lugar, el Grupo Saesa argumenta que los descuentos FNDR en la empresa modelo serían inconsistentes con dicho concepto en la LGSE.

Al respecto indica que, desde un punto de vista conceptual, no correspondería aplicar descuentos como el que se discute en la fase de determinación del nivel tarifario (estudios de VAD o costo de la empresa modelo), toda vez que éste debe reflejar el costo teórico eficiente de los activos destinados al abastecimiento de una demanda dada, independientemente de cómo se hubieran financiado estos activos.

El VAD, prosigue, corresponde a una abstracción económica o, como instruye la LGSE en el artículo 182, numeral 3, a un costo estándar de inversión. Indica que, de esta forma, y en consistencia con tal entendimiento conceptual, la LGSE, instruye que los descuentos a aplicar por las instalaciones aportadas por terceros al año 1982, se apliquen, no en el VNR de la empresa modelo, sino que en términos casuísticos, a saber, en el VNR de cada empresa real y dependiendo de si recibieron o no el aporte de tales instalaciones a esa fecha, cuestión que sólo puede efectuarse en la fase de estructuración tarifaria (artículo 186 y 187 de la LGSE). Por último, y al tratarse el VAD de un costo estándar, que busca reflejar el costo medio de distribución resultante de atender una zona de características dadas, estima que sería un error descontar estas instalaciones -activos reales- del costo estándar o nivel tarifario a aplicar a concesionarias que no recibieron tales aportes y/o no lo recibieron en la magnitud descontada en la empresa modelo. De ello concluye que, de poder aplicarse descuentos por aportes de terceros, éstos sólo podrían efectuarse en la fase de estructuración de las tarifas de cada empresa concesionaria.

Concluye este argumento señalando que los descuentos FNDR en la empresa modelo sería inconsistente con el costo estándar que debe reflejar el VAD de un área típica, el cual debe dar cuenta de una eficiencia en la dotación de recursos de infraestructura y operativos para atender una zona de características dadas, y no eficiencias logradas en materia de financiamiento, que al ser propio de cada empresa real, no puede proyectarse al costo estándar que debe representar la empresa modelo.

Por último, la discrepante señala que se haría un cálculo deficiente por ausencia de contabilidad regulatoria.

Señala que el hecho de que la LGSE no admita la aplicación de descuentos de instalaciones aportadas por usuarios con posterioridad al año 1982, ni menos descuentos por aportes otorgados como subsidios FNDR, se verificaría en la circunstancia de que la norma legal no ha previsto un procedimiento especial para la ejecución de tal descuento, como sí lo estableció para las instalaciones preexistentes a su promulgación. Al efecto, agrega que en el artículo

186 se establece el concepto económico-financiero a considerar para la afectación del VNR real de las distribuidoras de modo de reflejar el descuento instruido.

Continúa señalando que dicha disposición, además, establece un agente responsable para informar tanto el VNR como la proporción de aportes de terceros a descontar, como es la SEC, quien, entonces, ha debido mantener -por más de 30 años- el registro oficial de estos antecedentes en sus sistemas de contabilidad regulatoria, debiendo informar cuatrienalmente, y con ocasión de cada proceso tarifario, el valor de las variables correspondientes. Afirma que durante todo ese período la SEC no ha informado la existencia de otros tipos de aporte, ni la CNE se los ha solicitado porque se habría entendido, a su juicio correctamente, que la LGSE limita los descuentos al VNR de instalaciones aportadas por usuarios hasta el año 1982. No existe entonces, prosigue, un registro oficial instruido por la LGSE, y diseñado con la lógica de un sistema de cuentas para aplicación tarifaria, que sistematice los antecedentes para aplicar descuentos cuatrienales al VNR de las concesionarias de distribución, con excepción del registro de las instalaciones aportadas por los usuarios a la fecha de la promulgación y publicación de la LGSE.

Agrega que, por otro lado, históricamente la CNE ha considerado en las últimas siete fijaciones de VAD, (1992-1996-2000-2004-2008-2012-2016) un descuento sólo por los aportes de terceros al año 1982, sin incorporar los que existen con posterioridad a ese año, incluso haciendo cero o nulo el descuento en la última fijación de 2016 por haber transcurrido más de 30 años desde 1982.

En respuesta a lo señalado por la CNE, la discrepante rechaza que el artículo 193 de la LGSE otorgue fundamento legal al descuento de las obras financiadas con FNDR.

Al respecto, señala que el FNDR no se encuentra regulado en la LGSE y que los instrumentos normativos que regulan las condiciones para proceder a la electrificación de determinadas zonas del país son: (i) la Ley de Presupuestos que instruye la provisión de los recursos de funcionamiento del FNDR; y (ii) los convenios de subsidio a la inversión (de electrificación) suscritos entre las empresas distribuidoras receptoras del subsidio y los correspondientes gobiernos regionales, los que no disponen de la devolución de todo o parte de los recursos aportados.

Luego de citar el artículo 7 de la Ley Orgánica Constitucional sobre Gobierno y Administración Regional, la discrepante sostiene que sería la ley de presupuestos anual la que regula en detalle el destino y procedimiento para el otorgamiento de los señalados recursos regionales. Agrega que en algunas de sus glosas establece directamente que se trata de subsidios y en otras nada señala indicando que se trata de fondos para la inversión de infraestructura regional.

La empresa hace referencia al subtítulo de Transferencias de Capital, identificado con el número 33 en el clasificador presupuestario de la ley de presupuestos, señalando que la glosa presupuestaria asociada a dicho subtítulo y asignación es la glosa 01 y 03. Expone que la glosa 01 dispone que son los convenios de subsidio a la inversión que se suscriben entre receptor y los Gores para transferir los recursos, los que regulan y establecen los

procedimientos y condiciones para aplicar los recursos que se transfieren, además de la normativa que rige a los Gores. Agrega que esta glosa, en segundo lugar, es específica y especial respecto de lo dispuesto en la Ley sobre Gobierno Regional que en su artículo 70 referido al régimen de bienes de los gobiernos regionales, establece ciertas restricciones respecto a su uso. En particular, respecto a los recursos transferidos a través del FNDR, señala en su letra g), lo siguiente:

“g) El gobierno regional **podrá transferir el dominio de bienes inmuebles contruidos o adquiridos con recursos del Fondo Nacional de Desarrollo Regional** a empresas privadas que atiendan servicios **de electrificación rural**, telefonía rural y obras sanitarias, **mediante convenios directos** que contemplen mecanismos **de aporte reembolsable** u otro **sistema que implique la recuperación total o parcial de la inversión efectuada**, y” (énfasis agregado por la discrepante).

De la lectura armónica de las normas señaladas precedentemente, esto es, ley de presupuestos, los convenios de subsidio a la inversión y Ley de Gobierno Regional, la discrepante concluye que esta última norma establece la regla general en cuanto a las facultades que le entrega a los Gores en cuanto a transferir el dominio de los bienes contruidos o adquiridos con recursos del FNDR a empresas privadas que atiendan servicios de electrificación rural, entre otros, a través de los correspondientes convenios. Sin embargo, continúa, anualmente la ley de presupuestos regula específica y especialmente en sus programa de inversión regional, mediante su glosa presupuestaria 01, que es en esos convenios de subsidio a la inversión donde se deben regular los procedimientos y condiciones bajo los cuales se efectuará la aplicación de los recursos que se transfieren por FNDR, norma que se cumple en los señalados convenios suscritos entre las concesionarias de servicio público de distribución y los Gores, en los cuales se dispone que la propiedad de las obras será de la concesionaria de distribución. Para la discrepante, es en aquellos convenios enmarcados en la ley donde se transfiere el dominio de los recursos mediante los FNDR, lo que además sería consistente con la naturaleza jurídica de dichos recursos (subsidio).

De lo anterior, la discrepante concluye que prima lo regulado expresamente por glosa de la ley de presupuestos y por convenios de subsidio a la inversión, en virtud del principio de especificidad o especialidad normativa y, además, por tener el rango de ley por sobre lo que se dispone en las Bases VAD, que le daría una interpretación que no correspondería a la naturaleza de un subsidio. En este contexto, agrega que este subsidio a la inversión que se transfiere a la concesionaria no debe devolverse.

Finalmente, la discrepante destaca que los bienes adquiridos mediante subsidios o subvenciones estatales pueden rentar, a menos que el legislador hubiese establecido una condición o una limitación en tal sentido. Agrega que ello es así porque, tal como lo ha sostenido la Contraloría, los recursos provenientes de subsidios o subvenciones del Estado cuando entran al patrimonio del beneficiario dejan de tener una naturaleza de fondos públicos adquiriendo la naturaleza de un fondo privado.

Enseguida, el Grupo Saesa argumenta que la CNE hace una interpretación incorrecta del artículo 193 de la LGSE, porque esta disposición establece el procedimiento para calcular la rentabilidad económica (chequeo de rentabilidad). Al efecto, cita el artículo 152 de la LGSE, que dispone:

“Asimismo los concesionarios de servicio público de distribución que operan en sistemas eléctricos de más de 1.500 kilowatts de capacidad instalada en generación, tendrán siempre derecho a obtener con la tarifa fijada, una rentabilidad económica mínima, para el conjunto de todas las empresas que operan en estos sistemas, igual a la tasa de actualización a que se refiere el artículo 182° menos cinco puntos. El procedimiento para calcular **la rentabilidad económica corresponde al que se establece en el artículo 193°** de la presente ley. El Valor Nuevo de Reemplazo a usar en este cálculo **no debe incluir los aportes de terceros**” (énfasis agregado por la discrepante).

La discrepante destaca que esta disposición excluye los aportes de terceros, sin hacer referencia a los subsidios entregados por el Estado para electrificación rural.

Añade que el inciso quinto establece el proceso de VNR, en particular su definición, determinación, procedimiento, toda vez que es el primer paso dentro del proceso de tarificación del VAD y el cálculo de la rentabilidad económica para la industria. Es decir, prosigue, el VNR representa la proporción del valor de las instalaciones de la empresa que se utiliza anualmente en la distribución de electricidad. De una lectura armónica de la LGSE, la discrepante desprende que el artículo 193 de la LGSE se refiere al VNR de la empresa real y no al de la empresa modelo, puesto que se refiere al chequeo de rentabilidad que es una etapa posterior a la fijación del VAD.

Por lo tanto, prosigue, el artículo 193 inc. 5 no regularía la incorporación o exclusión de derechos, como lo sería, en opinión de la Comisión, el “derecho” al subsidio que se entrega a través del FNDR.

Por último, la discrepante hace presente que los recursos que entrega el Estado a través del FNDR a las empresas, constituyen un subsidio, y un subsidio no es un derecho. Indica que se trata de una ayuda extraordinaria por parte de la administración pública para estimular la demanda de un bien o proteger a un colectivo, no es un derecho porque quien lo otorga no está obligado a otorgarlo, se trata de un acto discrecional o facultativo de la autoridad y que, una vez otorgado genera, derechos porque ingresa en el patrimonio del beneficiario.

En cuanto a la referencia que la Comisión hizo al Dictamen N°3-2020 en la respuesta a la observación del Grupo Saesa, la discrepante señala que no se trata de la misma situación, toda vez que se estaba discrepando respecto de los aportes de terceros, que si se encuentran regulados en la LGSE. Señala que el punto en discusión en esa discrepancia decía relación con los descuentos por obras no construidas por la empresa, con excepción de las instalaciones aportadas por terceros al año 1982. En cambio, prosigue, el punto discrepado en esta ocasión es que las obras financiadas con FNDR no se abordan, ni podrían abordarse en las bases,

puesto que dichas obras tienen una regulación legal especial por ley de presupuestos mediante su glosa presupuestaria y por sus convenios de subsidio a la inversión.

La CNE, por su parte, estima que el artículo 193 de la LGSE permite aplicar los referidos descuentos, puesto que, dicho artículo, al definir qué se entiende por VNR, establece que se deben excluir de este los derechos adquiridos a título gratuito por la empresa distribuidora de parte del Estado, figura dentro de la cual se enmarcaría el caso de las instalaciones financiadas con FNDR. Esta disposición establece:

"Se entiende por VNR de las instalaciones de distribución de una empresa concesionaria, el costo de renovar todas las obras, instalaciones y bienes físicos destinados a dar el servicio de distribución, considerando todas las instalaciones de la empresa concesionaria requeridas para la prestación del servicio público de distribución, sea que ellas se encuentren dentro o fuera de la zona de concesión, incluyendo los intereses intercalarios, los derechos, los gastos y las indemnizaciones pagadas para el establecimiento de las servidumbres utilizadas, los bienes intangibles y el capital de explotación. **Entre los derechos no se podrán incluir los que haya concedido el Estado a título gratuito** ni los pagos realizados en el caso de concesiones obtenidas mediante licitación" (énfasis agregado por la CNE).

Con el fin de demostrar la plena aplicación del artículo 193 ya referido al caso en análisis, la CNE hace referencia a los contratos en los que se regula la entrega de los FNDR a las empresas. A modo ejemplar, cita algunos extractos de contratos de FNDR, en los cuales se demuestra el carácter gratuito de los derechos que el Estado ha concedido a las empresas en virtud de los referidos contratos:

Ejemplo 1: Convenio de Subsidio Electrificación Rural Extensión de Red; Proyecto: "Construcción electrificación rural, sector Curanilahue Lautaro". Código BIB N°30133158-0, suscrito el 14 de enero de 2016 entre el Gobierno Regional de la Araucanía y Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.

Expone que en la cláusula tercera se señala que: "[p]or el presente instrumento, el Gobierno Regional se obliga a transferir recursos a la Empresa, bajo la fórmula de subsidios [...]". Por su parte, la cláusula 11 señala: "Propiedad y plazo de operación. Las partes acuerdan que, 107 las instalaciones financiadas con los recursos transferidos por este Convenio, quedarán de propiedad de la Empresa (Líneas de Media Tensión, Líneas de Baja Tensión y Subestaciones) y serán administradas por ésta de acuerdo a la ley vigente sobre la materia".

Así, de las cláusulas citadas, la CNE concluye que los fondos son entregados bajo la fórmula de subsidios y que las obras que se ejecutan con esos fondos quedan bajo la propiedad de la empresa beneficiaria. En definitiva, prosigue, se trataría de derechos concedidos por el Estado a título gratuito, de acuerdo con lo prescrito en el artículo 193 de la LGSE.

En base a lo anterior, para la CNE sería innegable que, a partir de los contratos de FNDR suscritos por los respectivos gobiernos regionales y las empresas, surgen, para estas últimas, derechos a recibir pagos por parte del Estado, que luego se consolidan como derechos reales

(derecho de dominio sobre los bienes que constituyen la red de distribución) en los patrimonios de las respectivas empresas. Estos derechos que nacen de cada uno de los contratos que suscriben las empresas fueron concedidos por el Estado a título gratuito, habida cuenta de que los FNDR constituyen subsidios.

En cuanto a la referencia que la CNE hizo en su respuesta a las observaciones al Dictamen N°3-2020, aclara que con ello se quiso aludir a aquella parte del dictamen en que el Panel aborda el tratamiento de los descuentos del Capítulo 8 de las Bases del Proceso VAD 2020-2024 y su correlato en la LGSE.

Este organismo destaca que, en dicha oportunidad, el Panel se refirió dos veces a este punto. En primer lugar, señaló: “[r]especto de las objeciones formuladas por la discrepante, en cuanto a que no correspondería que se incorpore una valorización especial para los activos aportados por terceros, por cuanto dicha excepción o valorización especial no se encontraría contenida en la ley, y tampoco sería aplicable a una empresa modelo, el Panel no advierte las razones por las cuales el consultor no debería evaluar y considerar situaciones que reflejan una realidad de mercado y que podría captar y traspasar a la empresa modelo. Máxime si ello está dentro de los objetivos regulatorios que persigue cualquier proceso de determinación de tarifas, esto es que ellas reflejen adecuadamente los costos de producir los bienes o servicios sometidos a regulación de precios, evitando sobre rentas o sub-valoraciones de cualquier tipo”⁴.

Señala que con esta aseveración, el Panel daría cuenta de que no porque una determinada situación no esté expresamente regulada en la LGSE esta no pueda ser considerada dentro del estudio de costos, siempre que exista un sustento técnico y regulatorio para ello, como ocurre en este caso.

Enseguida, expone que el Panel señala lo siguiente: “[p]or otra parte, el Panel estima que no se puede sostener que la captura de eficiencias desde la empresa real a la empresa modelo sea una que requiera regularse por ley. Ello no se condice con lo que ha sido la práctica regulatoria en materia eléctrica. Son diversos los ejemplos en que por vía reglamentaria o a través de bases o por vía de resoluciones de la SEC o de la CNE, se han adoptado criterios que reflejan opciones razonables para determinar ítems o partidas de costos de VNR, tomando como referencia explícita lo que ha sido el costo histórico o el enfrentado por la empresa de referencia (o real). Un ejemplo en este sentido lo constituyen los costos relacionados con la rotura y reposición de pavimentos”⁵.

Esta afirmación a juicio de la CNE sería aún más clara, en orden a dejar por establecido que la falta de reconocimiento expreso en la LGSE de ciertos casos de obras no financiadas por las empresas de referencia, no es óbice para que estos sean considerados en el estudio de costos, a fin de capturar eficiencias desde la empresa real a la empresa modelo.

⁴ Dictamen N°3-2020, páginas 28, 44, 112 y 127.

⁵ Dictamen N°3-2020, páginas 28, 44, 112 y 127.

La CNE destaca que, si bien es efectivo que en las Bases del Proceso VAD 2020-2024 no se regulaba explícitamente el caso de las obras financiadas con FNDR y, por tanto, en el Dictamen N°3-2020 tampoco se abordó expresamente esa situación, a juicio de la CNE, ello no obsta a que lo dictaminado por el Panel sea aplicable al caso en cuestión, puesto que el descuento que se efectuaría por obras financiadas con FNDR sería conceptualmente el mismo tipo de descuento a que se referían las Bases del proceso anterior al que nos convoca.

En cuanto a lo señalado por el Grupo Saesa, respecto de la diferencia entre los FNDR y los Aportes de Terceros, la CNE reitera lo planteado en el numeral 2 anterior, en el sentido de que la LGSE sí contiene una norma dentro de la cual es posible considerar el caso de instalaciones financiadas con FNDR, a saber, el artículo 193 inciso quinto, que al definir qué aspectos no se incluyen en el VNR, se refiere a los derechos concedidos por el Estado a título gratuito. Por lo tanto, el hecho de que las instalaciones financiadas con FNDR no constituyan aportes de terceros, en su opinión no implicaría en modo alguno que los descuentos por FNDR no sean procedentes.

Agrega que, más allá de que los FNDR correspondan a un subsidio otorgado por el Estado, ello no obsta a que en el proceso de determinación de las componentes del VAD se tienda a evitar que la empresa regulada rente por instalaciones cuya adquisición no le ha implicado un costo o le ha significado un costo menor al real.

En cuanto a que el descuento por FNDR constituiría una suerte de devolución del subsidio, la Comisión estima que tal afirmación es incorrecta, puesto que la empresa modelo se diseñó para dar suministro a todos los clientes de la empresa de referencia ubicados dentro y fuera de la zona de concesión, por lo que no realizar el debido descuento por concepto de FNDR implicaría una doble valorización (sobre renta), y de ello deriva la necesidad de efectuar el descuento.

En cuanto a lo señalado por la discrepante, en cuanto a que no correspondería aplicar descuentos como el que está en discusión en la fase de determinación del VAD, puesto que este debe reflejar el costo teórico eficiente de los activos destinados al abastecimiento de la demanda dada, con independencia de cómo se financiaron los activos, la Comisión reitera lo argumentado acerca de esta misma materia en la Discrepancia N°3-2020, sobre las Bases Técnicas del Proceso VAD 2020-2024.

Indica que en esa oportunidad, en el contexto de la discusión sobre el numeral 8 de las referidas bases, denominado "Obras no construidas por la empresa de referencia", argumentó que la adquisición de obras por parte de las empresas a un valor inferior a su VNR es una situación que se da en la práctica, y que no existe ninguna razón por la cual se origine una sobre renta debido a aquello. A modo de mayor abundamiento, señaló que, si ciertos activos son adquiridos a costos inferiores por razones de negociación u otras circunstancias de las contrapartes, esos costos inferiores son parte de los costos que enfrenta una empresa distribuidora operando en el país, por lo que no hay ninguna razón para no reconocer ese fenómeno.

Indica que lo anterior fue acogido por el Panel al dictaminar sobre esta materia. Señala que tanto lo argumentado por la CNE como lo dictaminado por el Panel sería plenamente aplicable al caso de las instalaciones que han sido financiadas en virtud de FNDR, puesto que esto corresponde a una situación de habitual ocurrencia que enfrenta la empresa de referencia, razón por la cual es del todo pertinente que dicha situación se refleje en la empresa modelo.

Tratándose del argumento de la discrepante respecto de la ausencia de contabilidad regulatoria y su efecto en la aplicación de descuentos por FNDR, sostiene que son las mismas empresas quienes cuentan y deben contar con la información relativa a los convenios en virtud de los cuales se han recibido los FNDR. Agrega que, además, tanto el Ministerio como el Ministerio de Desarrollo Social cuentan con información apropiada para aplicar los descuentos por FNDR. Por lo tanto, estima que la ausencia de contabilidad regulatoria no sería un argumento suficiente para no aplicar descuentos por esta materia, ni mucho menos para concluir que no procede efectuarlos.

Por último, la CNE se refiere a lo señalado por el Grupo Saesa respecto a que nunca se había aplicado descuentos por FNDR, aun cuando las condiciones normativas se mantienen idénticas desde el año 1982, al entrar en vigencia la LGSE.

Afirma que lo planteado por la discrepante no sería efectivo, en tanto omite señalar que en virtud de la Ley N°21.194, que entró en vigencia en 2019, se modificó el inciso quinto del artículo 193 de la LGSE, en orden a considerar en el VNR de las instalaciones de la empresa concesionaria, aquellas dentro o “fuera de la zona de concesión”. Expone que dicha precisión no existía con anterioridad a la dictación de la referida Ley N°21.194, y marcaría una gran diferencia a contar del proceso VAD 2020-2024 en adelante, puesto que gran parte de las instalaciones que están fuera de la zona de concesión de la empresa corresponden a instalaciones de zonas rurales, que en su mayoría han sido financiadas con FNDR. De ahí explica que la aplicación del descuento por FNDR haya cobrado relevancia y haya comenzado a aplicarse desde el Proceso VAD 2020-2024 y no antes.

A partir de lo anterior, la CNE concluye también que no es efectivo que en virtud de la actuación de la CNE esté alterando el PER o la naturaleza de los subsidios FNDR.

CGE y Edelmag

CGE y Edelmag igualmente solicitan excluir de las obras no construidas por la empresa de referencia a los proyectos que han sido financiados parcialmente con subsidios del estado en el marco del desarrollo de los PER. Por ello, solicitan la eliminación del romanillo iii del numeral 8 de las Bases VAD.

Argumentan que, conforme a la definición de las características de la empresa modelo del numeral 4.2 Etapas del Estudio, literal a), se indica que la empresa de referencia debe ser exactamente igual a la empresa modelo, independiente que exista o no concesión eléctrica.

Expone que en el caso de los PER estos se basan en las necesidades de una comunidad por resolver problemas que aquejan al sector rural. Agrega que, en dichos casos, atendiendo las necesidades de electrificación de la población, la empresa concesionaria de distribución decidió

extender su zona de concesión a zonas donde, en términos económicos, el costo marginal de desarrollar la red es superior al costo medio de desarrollo de la red, principalmente porque se trata de zonas más alejadas de los centros de consumo y de los centros de operación de la empresa, normalmente en sectores geográficos de difícil acceso.

Del mismo modo, prosigue, los costos de operación, mantenimiento y comerciales que enfrentará la empresa, serán superiores a los costos medios del resto de su zona de concesión. Indica que, reconociendo esta realidad, se genera un incentivo para que la empresa concesionaria, mediante la recepción de los fondos provenientes de los programas de electrificación rural, compensen el diferencial de costos previamente citado, el cual no es capturado en la determinación del VAD, pues dichos estudios se basan en costos medios.

Expone que los aportes efectuados por el Estado tienen el carácter de subsidio a la inversión, no sujetos a reembolso, de conformidad a lo establecido en las leyes de presupuestos del sector público de cada año calendario, tratándose de disposiciones excepcionales, posteriores al año 1982, destinadas a extinguirse al término de estos proyectos.

Las discrepantes afirman que en los proyectos asociados a los PER, la prestación del servicio se efectúa en condiciones económicas desventajosas, lo que no sería recogido en la valorización del consultor que realiza los estudios VAD, pues dichas obras se determinan con valores estándares de VNR que no consideran los valores propios de la construcción de ese tipo de proyectos, caracterizados por su alta ruralidad y, con ello, relevantes costos de recargos para el traslado de materiales, su construcción, montaje, así como sus posteriores costos de operación y mantención. En ese mismo orden de ideas, hace presente que la ruralidad y condiciones a las que están expuestas esas instalaciones, las hace sujeto de eventos que muchas veces implica la reposición o reconstrucción de dichas instalaciones, a costo de la empresa, que además deben hacerse incorporando las nuevas exigencias normativas constructivas.

En atención a lo expuesto, las discrepantes afirman que en el caso de los proyectos PER no se cumple la hipótesis de que con la inclusión de los descuentos del numeral "8. Obras no construidas por la empresa de referencia" de las Bases VAD, se recojan ciertas eficiencias logradas por la empresa de referencia bajo un criterio definido por el consultor, de manera de traspasarlas al dimensionamiento de la empresa modelo, así como que la empresa modelo no tenga sobre renta por instalaciones que no tienen una contrapartida de un esfuerzo de inversión por parte de esta en concordancia con la empresa de referencia.

Por su parte, la CNE expone que los fundamentos en los que CGE y Edelmag sustentan su discrepancia se encuentran también contenidos en la discrepancia de Grupo Saesa relativa a "Obras no construidas por la empresa de referencia". Por lo anterior, solicita tener por reproducidos todos los argumentos allí expuestos a efectos de tener por respondida la discrepancia de CGE y Edelmag.

Luego la CNE se refiere a lo señalado por las discrepantes, en cuanto a que los costos de operación, mantenimiento y comerciales relativos a las instalaciones financiadas con FNDR serían mayores a los costos medio del resto de la zona de concesión de la empresa, y que la

prestación del servicio en estos casos se realiza en condiciones económicas desventajosas, cuestión que no sería recogida por el consultor que realice el estudio de costos. Al respecto, indica que esta alegación sería improcedente, puesto que no dice relación con lo establecido en el Capítulo 8 de las Bases VAD en general, ni con el caso de las instalaciones financiadas con FNDR en particular. Sostiene que si las discrepantes consideran necesario discrepar respecto de los costos considerados para las redes de distribución correspondería que dichas alegaciones las plantearan en el marco del proceso de fijación de VNR SEC y del VAD en relación con los costos de la red de la empresa modelo, y no a partir de aquello solicitar que no se considere el respectivo descuento.

Copelec

Copelec, por su parte, sostiene que el proceso de determinación de las componentes del VAD empleado en el país se basa en el dimensionamiento de una empresa modelo que emula el ingreso de una empresa eficiente y óptima en prestar el servicio público de distribución en el monopolio natural de la distribución, es decir, simula de manera teórica el ingreso de un competidor (empresa modelo) al negocio de la distribución de electricidad (monopolio), logrando generar competencia a las empresas reguladas (concesionarias de distribución).

Indica que, de acuerdo a la respuesta entregada por la CNE en el proceso de observaciones, el tratamiento que las bases dan a las obras no construidas o no financiadas total o parcialmente por la empresa de referencia, o que han sido adquiridas a un valor inferior al de su VNR en los últimos 30 años, "busca recoger ciertas eficiencias logradas por la empresa de referencia bajo un criterio definido por el consultor, de manera de traspasarlas al dimensionamiento de la empresa modelo, y en línea con lo anterior, que la empresa modelo no tenga sobre renta por instalaciones que no tienen una contrapartida de un esfuerzo de inversión por parte de esta, en concordancia con la empresa de referencia."

Respecto a lo anterior, Copelec afirma que concuerda en que no corresponde que una empresa real obtenga sobre rentas por obras no construidas o no financiadas total o parcialmente por ellas, o que han sido adquiridas a un valor inferior al de su VNR. Sin embargo, agrega, no comparte el que las Bases VAD establezcan que las mencionadas obras son "eficiencias" que serán reconocidas por el consultor e incluidas en la valorización de la empresa modelo, ya que este tipo de práctica en su opinión no corresponde a una eficiencia de la empresa modelo desde el punto de vista regulatorio, sino que correspondería sólo a una práctica, no necesariamente eficiente, de la empresa de referencia.

Además, prosigue, el reconocimiento en la empresa modelo de las mencionadas "eficiencias" podría perjudicar o bien beneficiar a las empresas reales distintas a la empresa de referencia clasificadas en el área típica en la cual se dimensiona la empresa modelo, lo que dependerá si la empresa real tiene menores o mayores obras no construidas o no financiadas total o parcialmente o que han sido adquiridas a un valor inferior al de su VNR, en comparación a la empresa de referencia.

Por lo expuesto, la discrepante señala que se debe velar por que las empresas reales no renten por inversiones no realizadas, pero la metodología explícita en el numeral 8 de las Bases VAD

no sería en su opinión la vía para ello, pues se afectaría el sentido del estudio de costos en base a una empresa modelo, razón por la cual señala que es la propia CNE la responsable de implementar la vía para evitar la sobre renta y subrenta de las empresas reales. Agrega que esa vía no sería el estudio para el cálculo de las componentes del VAD, sino que en su opinión debiera ser una instancia posterior como lo es la fijación tarifaria, donde la CNE debiese realizar para cada una de las empresas reales un ajuste a los VAD resultantes del mencionado estudio, acorde a las obras no construidas o no financiadas total o parcialmente por ellas o que han sido adquiridas a un valor inferior al de su VNR.

A nivel normativo, señala que esta situación puede ser analizada a partir de los artículos 182, 183 y 186 de la LGSE, cuyo análisis fue efectuado en el Dictamen N°3-2020 del Panel, y del cual la cooperativa concluye: (i) para efectos del cálculo del VAD, el VNR de la empresa modelo se calcula para instalaciones adaptadas a la demanda; (ii) por el supuesto de eficiencia de la empresa modelo, su dimensionamiento se basa en las condiciones geográficas y de demanda enfrentadas por la empresa que es referencia para el área típica estudiada; y (iii) los VAD aceptados conforme a los artículos 182, 183 y 186 de la LGSE, serán corregidos para cada empresa distribuidora de modo de descontarles la proporción del VNR de instalaciones aportadas por terceros que tengan con relación al VNR de todas sus instalaciones de distribución.

Del análisis del Dictamen N°3-2020, Copelec indica que el concepto de VNR abarcado en los artículos 182 y 183 no excluye la adquisición o aportes de bienes por terceros y, además señala que estos artículos no limitarían el reconocimiento de otras eficiencias diferentes a los casos que regulan el artículo 186. Sin embargo, prosigue, estos artículos tampoco delimitan que el tratamiento de las instalaciones no financiadas o financiadas parcialmente por terceros deban ser consideradas en la etapa del estudio de las componentes del VAD, sino que más bien, se enfrentaría una situación en que en realidad la LGSE no es clara respecto al tratamiento que se le debe realizar a las obras no financiadas o financiadas parcialmente por la empresa de referencia.

La CNE, por su parte, señala que corresponde reiterar lo que ya fuera señalado en el marco de la Discrepancia N°3-2020. Al efecto, señala que en dicha oportunidad la Comisión señaló que el fenómeno descrito en las bases, es decir, la adquisición por parte de la empresa de referencia de instalaciones no construidas por esta, a un valor inferior a su VNR, es una situación que se da en la práctica y, por lo tanto, no se advierte ninguna razón para que las empresas obtengan una sobre renta asociada a aquello.

En la misma línea argumentativa, indica que la CNE sostuvo que el concepto de VNR establecido en la LGSE, de acuerdo con lo que señalan sus artículos 182 y 183, en modo alguno excluye la posibilidad de considerar los casos de adquisición de obras, en la hipótesis señalada en el párrafo anterior, debiendo incluirse tal caso en la determinación del VNR, habida cuenta de que constituye una eficiencia que se presenta en la realidad.

En último término, prosigue, la CNE señala que indicó que, si las instalaciones en cuestión son adquiridas a costos inferiores por razones de negociación o circunstancias de las contrapartes,

esos costos inferiores son parte de los costos que enfrenta una empresa operando en el país, y no se advierte razón alguna para no reconocerlos.

La CNE afirma que Copelec no aporta nuevos argumentos distintos a los ya discutidos con ocasión de la discrepancia relativa a las Bases Técnicas del Proceso VAD 2020-2024. Agrega que el texto del numeral 8 de las Bases VAD solo fue precisado respecto de la anterior versión, en orden a incluir no solo las obras no construidas por la empresa de referencia, sino también las no financiadas por esta a efectos de la valorización de la empresa modelo, incorporándose, además, como un ejemplo de esos casos, las "Obras construidas con aporte de terceros, por ejemplo, mediante financiamiento por fondo nacional de desarrollo regional (FNDR)", no siendo ninguna de estas dos precisiones abordadas por la discrepante.

En vista de lo anterior, la Comisión señala que reitera los argumentos planteados en dicha instancia.

Análisis del Panel

Para resolver las presentes discrepancias, se debe tener presente que el numeral 8 de las Bases VAD prescribe:

"OBRAS NO CONSTRUIDAS POR LA EMPRESA DE REFERENCIA

El Consultor deberá identificar aquellas instalaciones no construidas o no financiadas total o parcialmente por la empresa de referencia, o que han sido adquiridas a un valor inferior al de su VNR en los últimos 30 años, en base a criterios verificables y que tengan consistencia en el tiempo. Por ejemplo:

- i. Instalaciones energéticas construidas por el urbanizador para nuevos desarrollos inmobiliarios, y que la empresa distribuidora ha recibido gratuitamente o a un precio inferior que su costo;
- ii. Obras de soterramiento que han sido pagadas y/o efectuadas por terceros o por una Municipalidad; u,
- iii. Obras construidas con aporte de terceros, por ejemplo, mediante financiamiento por fondo nacional de desarrollo regional (FNDR).

Tales eficiencias serán reconocidas por el Consultor e incluidas en la valorización de la empresa modelo, de acuerdo a los criterios que aquel proponga".

Las discrepancias del Grupo Saesa y del Grupo CGE solicitan se elimine el romanillo (iii), en tanto Copelec solicita que este numeral se elimine íntegramente.

Al respecto, y como se ha señalado en otros pronunciamientos, el Panel estima que es conceptualmente correcto no incluir en el cálculo del VAD aquellas inversiones que no han sido financiadas por la empresa, ya que su consideración implicaría rentar sobre un capital que no ha aportado. Asimismo, estima que dicho tratamiento es consistente con los principios regulatorios de la LGSE, sin perjuicio de que deben considerarse los recursos necesarios para

que la empresa reinvierta para efectos de mantener operativo el servicio en su zona de concesión.

Por otra parte, en relación con el argumento esgrimido en el caso de los descuentos de los FNDR, el Panel considera que no incluir en el cálculo tarifario estos costos en que la empresa no incurrió, en ningún sentido importa una forma de devolución del subsidio que ha recibido. Ello pues el referido descuento solo tiene como resultado evitar una rentabilidad sobre inversiones no realizadas. Asimismo, se debe tener presente que en el proceso VAD 2020-2024 fueron consideradas en el cálculo tarifario las reinversiones requeridas para la continuidad en la provisión del servicio en las zonas cuyas inversiones hubiesen sido financiadas por el FNDR.

Adicionalmente, el Panel reitera lo señalado anteriormente, en cuanto a que es procedente que el consultor evalúe y considere situaciones que reflejan una realidad de mercado y que se podría captar y traspasar a la empresa modelo. Ello está entre los objetivos regulatorios que persigue cualquier proceso de determinación de tarifas, esto es, que reflejen adecuadamente los costos de producir los bienes o servicios sometidos a regulación de precios, evitando sobre rentas o sub-valoraciones de cualquier tipo.

La regulación por empresa modelo persigue lograr una eficiente asignación de recursos en la economía, mediante el establecimiento de tarifas que permitan a las empresas reguladas obtener una rentabilidad normal, para el sector de que se trate, reflejada en la tasa de costo de capital empleada. De esta forma, se logra que los consumidores accedan a los servicios a precios que reflejan el costo efectivo de proveerlos. Por lo anterior, en opinión del Panel, se debe evitar en el proceso de tarificación que la empresa regulada obtenga rentas sobre normales, pues ello redundaría en una asignación de recursos ineficiente, que perjudica de modo directo el bienestar de los consumidores.

Si bien el Panel considera que lo adecuado sería que los ajustes se realicen por empresa, atendidos los argumentos antes expuestos estima improcedente la petición de Copelec de eliminar el numeral 8 de las Bases VAD.

Por todo lo anteriormente expuesto, el Panel no accederá a las solicitudes de las discrepantes.

6.2.3. Dictamen

En atención al análisis realizado por el Panel de Expertos, por unanimidad acuerda el siguiente Dictamen:

Rechazar la petición de las empresas.

7. CGE Y EDELMAG

7.1. Cálculo del premio por riesgo de mercado para la obtención de la tasa de actualización

7.1.1. Alternativas

El Panel distingue las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Modificar el premio por riesgo del Informe Corregido de Tasa de Actualización, reemplazándolo por un 7%, que es la tasa más representativa del riesgo de mercado a nivel nacional.

Consecuentemente, ajustar el valor de la tasa de actualización incluida en la letra d) del numeral 1.2 en las Bases VAD, y en todas las secciones donde se haga referencia a ella.

Alternativa 2: Rechazar la petición de Compañía General de Electricidad Distribución S.A. y de Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.

7.1.2. Análisis

CGE y Edelmag discrepan del valor del premio por riesgo de mercado, calculado para la obtención de la tasa de actualización señalada en el artículo 182 bis de la LGSE, el cual se estableció igual a 6,81%.

CGE y Edelmag afirman que en el Informe Preliminar de Tasa de Actualización realizado por Altainver se plantearon cuatro metodologías para estimar el premio por riesgo: (i) Campbell y Shiller; (ii) Premio por riesgo de mercado maduro más premio por riesgo país (Damodaran); (iii) Spread Soberano (Goldman-Sachs); y (iv) Clasificación riesgo país (Erb, Harvey y Viskanta). Indica haber formulado una observación a la metodología empleada, que se reproduce parcialmente a continuación, pidiendo que fuera corregida por una que resultara más representativa del riesgo de mercado a nivel nacional.

“Al respecto, en la metodología de spread soberano se presentan resultados del modelo de regresión sin evaluar la significancia de los coeficientes y de la regresión obtenida, ni hay un análisis sobre la bondad de ajuste (Coeficiente R^2). Además, se comete el error de descontar la tasa de libre de riesgo determinada previamente (que se obtuvo mediante el promedio de 6 meses) del premio por riesgo, sin considerar que todas las metodologías se emplean series con datos históricos de al menos 2 años. Finalmente, en el análisis de clasificación por riesgo país, se utiliza como variable explicativa datos cualitativos, como la clasificación o ranking del riesgo país entre un grupo de países, distorsionando el cálculo y haciéndolo que el premio por riesgo sea más sensible el periodo de estudio.”

En el contexto de la citada observación, las discrepantes afirman haber propuesto “(..) corregir el premio por riesgo del informe técnico preliminar, reemplazándolo por aquél que sea representativo del riesgo de mercado a nivel nacional, justificando debidamente los coeficientes utilizados y la bondad de ajuste.”, lo que no fue acogido por la CNE argumentando que las metodologías propuestas presentan fortalezas y debilidades, que fueron analizadas durante el desarrollo del Informe Altainver.

A juicio de CGE y Edelmag, la fundamentación del rechazo a su observación además de resultar insuficiente, parte de la base de atribuirle un valor absoluto al hecho de que las metodologías fueron analizadas por el Consultor, cuando lo que debe cautelar el proceso tarifario es que ese análisis sea representativo del mercado y sea correcto. Enfatizan las discrepantes que la CNE

no se habría hecho cargo de las observaciones efectuadas, en circunstancias que fue dicho organismo el único que interactuó con el consultor, dado que las empresas distribuidoras y participantes del proceso de cálculo de las componentes del VAD conocieron el informe del consultor recién en la etapa de las Bases Preliminares.

Para CGE y Edelmag tanto el Informe Altainver como el Informe Corregido de Tasa de Actualización determinan el premio por riesgo de invertir en la economía chilena a partir de datos históricos de largo plazo, los cuales no consideran el entorno presente en la economía nacional en los últimos tres a cinco años. Diversos estudios financieros, agregan, han advertido que varios aspectos de la realidad económica del país se han visto deteriorados a raíz de los conflictos sociales enfrentados, del aumento sostenido del gasto y la deuda pública en relación con el PIB, de la incertidumbre política asociada a la redacción de una nueva constitución, del retiro masivo de los fondos de pensiones, de reformas estructurales en el sistema de pensiones, tributario y de salud, y del sobregasto en períodos de pandemia.

Lo anterior, a juicio de las discrepantes, ha ocasionado el alza progresiva de la Tasa de Política Monetaria más allá de los rangos aplicados en otros países y ha afectado las proyecciones de desarrollo de la economía, evidenciándose reducciones en los niveles de crecimiento tendencial (con cifras cercanas al 2% anual), incrementos de la deuda pública en relación con el PIB y la existencia de una balanza comercial negativa.

Según las discrepantes, en lo material el país se ha hecho más vulnerable que lo visto en las primeras dos décadas de este siglo (excluyendo el periodo asociado a la crisis subprime), lo que puede ser corroborado por la tendencia al alza en los últimos dos años y la volatilidad del CDS, instrumento financiero derivado para cubrirse ante riesgos de default de la deuda y que interpretaría de mejor forma el índice de riesgo país. Agregan que las evaluaciones crediticias de las principales agencias de clasificación de riesgo internacionales han actualizado a la baja las calificaciones de la deuda de largo plazo del país en los últimos tres años, lo que muestra con la evolución de la escala de rating de la deuda de Chile por las principales agencias de clasificadoras de riesgo (S&P, Moody's y Fitch).

CGE y Edelmag argumentan que, a pesar de lo señalado, al comparar los niveles de premio por riesgo de mercado obtenido en el proceso VAD anterior, se observa que en ese proceso el valor fue de 6,79%, es decir 0,02% menor que el valor fijado en esta oportunidad, sin perjuicio de que dicho valor se obtuvo durante el período agosto - diciembre de 2019, con datos históricos. Es decir, prosiguen, sin considerar el período del VAD correspondiente. Para las discrepantes resulta incomprensible que habiendo evidencia importante en cuanto a la existencia de un cambio de las condiciones de riesgo, que son materia de análisis del presente proceso tarifario, se obtenga un premio por riesgo similar al del proceso anterior.

CGE y Edelmag sostienen que el premio por riesgo calculado no recoge estos efectos debido a que las metodologías usadas no ponderan los riesgos presentes en su estimación. En efecto, prosiguen, al revisar y comparar los resultados de cada metodología empleada en ambos ejercicios, se obtienen diferencias mínimas, e incluso algunas de ellas tendiendo a la baja con respecto al ejercicio realizado en 2019.

A continuación, CGE y Edelmag analizan algunos problemas que tienen las citadas metodologías y cómo ellas están impactando en la desviación del premio de mercado.

En relación con la metodología de Campbell y Shiller, en el numeral 5.2.1. del Informe Altainver, CGE y Edelmag observan que el consultor establece una regresión de tipo VAR (modelo vectorial autoregresivo) entre el LOG del retorno de mercado, LOG del *yield* de dividendo y el LOG del crecimiento de dividendo. Sin embargo, indican que, al verificar el test de raíz unitaria llama la atención el siguiente hallazgo encontrado por el consultor:

“Como se observa, para la serie de *dividend yield*, no se puede rechazar la hipótesis nula de no existencia de raíz unitaria. Sin embargo, el modelo VAR estimado entrega predicciones para el retorno de mercado que son estables. Se realizó un test de cointegración entre las variables y claramente no existe tal cointegración entre ellas lo cual nos indica que no es necesario correr un VEC (VAR con corrección de errores).”

A juicio de CGE y Edelmag, no poder rechazar la hipótesis nula de la no existencia de una raíz unitaria para una variable exógena es un hecho que debe ser revisado con profundidad, pues es importante que este *test* sea validado para asegurar que el principio de estacionariedad de la serie de la regresión se cumpla (es decir, que los valores del vector VAR no se alteran con el tiempo, condición esencial para predecir el comportamiento futuro de la variable). Necesariamente, prosiguen las discrepantes, si una variable cae fuera de la raíz unitaria en un modelo regresivo, esto tendrá un efecto en la predicción de las otras variables, ya que la variable que cae fuera de la raíz unitaria afecta la relación entre la variable dependiente y las demás variables independientes. Para CGE y Edelmag, esto significa que la predicción de la variable dependiente se verá afectada ya que su comportamiento está estrechamente relacionado con el comportamiento de las variables independientes.

En relación con el Spread Soberano, CGE y Edelmag afirman que el modelo de Goldman-Sachs del Informe Altainver consiste en realizar una regresión entre los retornos de la acción y los retornos del índice de acciones S&P 500. Al respecto, argumentan que “el informe no indica a qué acciones se refiere ni tampoco precisa si se realiza una regresión de regresión con los datos”, sin perjuicio de que finalmente se opta por utilizar el PRM para Estados Unidos sugerido por Duff & Phelps de 5,5% (llamado PRM normalizado), el cual es entregado por el Cost of Capital Navigator, una plataforma de información pagada para estimar el costo de capital de análisis de valuaciones disponible en internet.

Para las discrepantes, el Informe Altainver no entrega el respaldo suficiente como para validar el valor entregado por el Cost of Capital Navigator o efectuar el “contraste regresivo necesario”. Tampoco se conoce, agregan, si se descontó efectivamente la tasa libre de riesgo y si esa tasa corresponde a la de Estados Unidos, o a la que se utilizará en el cálculo de la tasa de actualización. Sostienen que el mismo problema sucede cuando intenta adaptar la metodología para obtener el premio por riesgo país, ya que la adopta para un mes en particular y no entra en el detalle de cuál es el rating crediticio que se debe incorporar en este modelo para la determinación de un modelo de costo de capital que se aplicará durante cuatro años.

Por otro lado, prosiguen CGE y Edelmag, esta metodología hace referencia al premio por riesgo de Estados Unidos, la que estima en 5,5%, sin embargo, tiene una diferencia importante con la que se determinó en la metodología de Damodaran (6,01%). Las discrepantes destacan que el premio por riesgo de Estados Unidos es una de las variables que más se estudia, al ser un mercado con gran profundidad y con gran cantidad de información disponible. De lo señalado, las empresas deducen que la metodología carece de validez por ofrecer datos del premio por riesgo de Estados Unidos que no son confiables, no siendo, además, uniforme en los criterios que se adoptan tanto para obtener el premio por riesgo como para obtener el riesgo país. Por lo anterior, para CGE y Edelmag esta metodología debe ser descartada.

Sobre el modelo de clasificación de riesgo país del Informe Altainver, CGE y Edelmag afirman que la metodología corresponde a la propuesta por Erb, Harvey y Viskanta (1996), consistente en desarrollar un modelo de regresión entre los retornos de los países en dólares nominales (variable dependiente) y el logaritmo natural de la clasificación de riesgo país del período anterior (variable independiente). Agregan que el informe no entrega el respaldo suficiente para poder validar el resultado a partir de los datos entregados por la plataforma. Además, indican que el informe declara utilizar datos provenientes de la clasificación de riesgo país, respecto de los cuales no se lograría entender a qué tipo de datos se refiere: si a una clasificación crediticia, a datos entregados por una encuesta a los principales bancos de inversión, o a los CDS. Sin perjuicio de ello, prosiguen, el informe finalmente declara que el premio por riesgo utilizando esta metodología proviene del mismo Cost of Capital Navigator.

Sobre este tema, CGE y Edelmag concluyen que, con la información entregada en el Informe Altainver, se ve impedida de reconocer si los valores obtenidos provienen de fuentes confiables, por lo cual esta metodología carecería de validez en sus resultados y debiese ser descartada.

Sobre la incorporación del instrumento libre de riesgo, las discrepantes señalan que, de acuerdo con la normativa, se espera que en cada ejercicio se calcule una rentabilidad de una cartera de inversiones diversificada, y se le reste la rentabilidad del instrumento libre de riesgo de 2,1%, obtenida en el numeral 1 del Informe Corregido de Tasa de Actualización. Al respecto, indican que al verificar si la definición fue correctamente implementada encontró lo siguiente:

- En la metodología de Campbell y Shiller se aprecia que sí se considera la tasa de libre de riesgo, y que ella se descuenta efectivamente en cada uno de los ejercicios realizados. Sin embargo, prosiguen, no es posible verificar que los retornos de las inversiones de mercado diversificado estén en términos reales, pues si son nominales implicaría una incompatibilidad financiera. Al respecto, CGE y Edelmag citan el Informe Corregido de Tasa de Actualización, mostrando que el retorno de mercado plantea cuatro opciones: promedio de predicciones al interior de la muestra (10,28% menos tasa libre de riesgo de 2,10%); proyección fuera de muestra (8,88% menos 2,10%); valor esperado de largo plazo (8,65% menos 2,10%); y promedio de las tres anteriores (7,16%).

- En la metodología de Damodaran se aprecia que la tasa libre de riesgo determinada no se utiliza para efectos de obtener el premio por riesgo, lo cual se debe a que la metodología trata de obtener directamente el premio por riesgo para Chile, con los datos e información provistos en el cálculo del riesgo de mercado de Estados Unidos y el adicional de *spread* de la deuda soberana por concepto de riesgo país. No obstante, en la metodología no se muestra si la tasa libre de riesgo corresponde a una como la obtenida según el método antes mencionado, ni tampoco se señala si esta equivale al periodo de observación de seis meses entre diciembre de 2021 y mayo de 2022. A juicio de CGE y Edelmag, por lo expuesto, esta metodología no cumple con lo indicado en el inciso cuarto del artículo 182 bis de la LGSE.
- En cuanto a la metodología de Spread Soberano, las discrepantes afirman que en esta el valor de premio por riesgo se obtiene directamente de la plataforma Cost of Capital Navigator, más un adicional que corresponde al premio por riesgo país. En este caso, prosiguen, tampoco se tiene certeza de que el premio por riesgo de mercado haya considerado la tasa libre de riesgo determinada en el numeral 1 del mismo informe para el período de observación, pero lo más probable es que no la haya considerado, pues el dato es provisto directamente de la plataforma. Luego, concluyen que esta metodología tampoco cumple con lo indicado en el inciso cuarto del artículo 182 bis de la LGSE.
- En la metodología de clasificación por riesgo país, indican que se puede apreciar de que se utiliza una tasa libre de riesgo nominal (es decir, para instrumentos BCP o BTP) en el mismo período observado en la obtención de la tasa a la cual se refiere el numeral 1 del Informe Corregido de Tasa de Actualización. Vale decir, no se emplea la tasa obtenida en el numeral 1 de mismo informe, aunque la tasa que se utiliza (6,11%) es muy cercana a esta última más una inflación esperada de 4%. Sin perjuicio de esto, prosiguen, en el numeral 5.2.2.3 del Informe Altainver se trabaja con el valor a que se refiere el numeral 1 del Informe Corregido de Tasa de Actualización, pero se asume que la inflación en dicho período fue de 3,5% anual (valor que no corresponde a dicho periodo, pues justamente en dichos meses se dieron los mayores datos de inflación en 30 años).

En relación con lo expuesto, CGE y Edelmag concluyen que las metodologías de Damodaran y Spread Soberano no cumplen con la definición contenida en el cuarto inciso del artículo 182 bis de la LGSE y, por lo tanto, deben ser descartadas. Por otra parte, sostienen que la metodología de clasificación de riesgo país utiliza un instrumento nominal en pesos que no necesariamente es equivalente al instrumento determinado en el numeral 1 del Informe Corregido de Tasa de Actualización, pues deben analizarse las condiciones de liquidez, volumen de mercado y presencia bursátil, teniendo presente además que el arbitraje entre estos mercados no es perfecto. En efecto, agregan, el mercado de un bono BCP a 10 años no tiene la profundidad necesaria para compararse directamente con un bono BCU a 10 años, pues hay un *spread* de arbitraje que resulta ser un factor adicional en la comparación. Entonces, agregan, no es inmediata la equivalencia a la definición entregada en el artículo 182 bis de la LGSE, como lo pretende aplicar el consultor, lo que hace que la única metodología

que cumple con la definición contenida en el cuarto inciso del artículo 182 bis de la LGSE es la de Campbell y Shiller.

Las discrepantes argumentan que el horizonte de tiempo que se trabaja para cada metodología es muy diverso, ya que se observa que las metodologías emplean series distintas.

Por otro lado, continúan, la serie de datos utilizada para obtener la tasa libre de riesgo indicada en el numeral 1 del Informe Corregido de Tasa de Actualización corresponde a la serie de un rendimiento BTU entre diciembre de 2021 y mayo de 2022. Entonces, prosiguen, como el premio por riesgo de mercado exige incorporar la tasa libre de riesgo en todas las metodologías, dicha operación resulta ser incompatible pues utiliza una serie de datos distinta a las metodologías empleadas.

Para CGE y Edelmag, las metodologías presentan errores conceptuales para la estimación del premio por riesgo, lo que impide que ellas reflejen la evolución del riesgo inherente al país, pese a los antecedentes contundentes del deterioro económico que se ha visto en el país en los últimos tres años. En opinión de las discrepantes, se esperaría que esto sea recogido en la tasa de actualización, sin embargo, ello no ocurre puesto que las metodologías utilizadas no lo tienen internalizado. A su juicio, la mejor manera es que ello se internalice empleando metodologías de cálculo de premio por riesgo aplicados a mercados desarrollados, el que luego debe ser ajustado a la realidad de Chile incorporando el rendimiento de instrumentos financieros asociados al riesgo país, por cuanto el riesgo país es el índice que mejor traspasaría las incertidumbres que tiene la economía local.

Además, aclaran CGE y Edelmag que es importante que la metodología para el cálculo del premio por riesgo aplicada a mercados desarrollados sea coherente con la serie de tiempo que se emplea para la tasa de libre de riesgo definida en el numeral 1 del Informe Corregido de Tasa de Actualización y la del rendimiento del instrumento que represente el riesgo país. De esta manera, precisan, se evitaría considerar períodos y frecuencia de tiempos arbitrarios.

En el contexto descrito, CGE y Edelmag informan que, en conjunto con otras empresas reunidas en Empresas Eléctricas A.G., el Estudio Consultor A.G. para calcular correctamente el premio por riesgo de mercado nacional. Su informe económico, afirman, concluye que el premio por riesgo de mercado debe estar ubicado en torno al 7%, valor que considera representativo del premio por riesgo de mercado, que incorpora directamente el riesgo país, factor que debe ser considerado para internalizar el deterioro económico observado.

Respecto del criterio para descartar metodologías por no cumplir la normativa, CGE y Edelmag aclaran que la metodología de Damodaran propuesta -tanto por ella como por la CNE- no cumple con la definición de manera estricta, sin embargo, implícitamente llega a considerar una tasa libre de riesgo para el mercado nacional pues, por un lado, en el cálculo del premio por riesgo considera la tasa libre de riesgo de Estados Unidos y, por otro, la componente de premio por riesgo país reproduce de modo implícito el diferencial que falta para obtener la tasa libre de riesgo nacional. Luego señala que el premio por riesgo país considera y valoriza el riesgo inflacionario local, por lo que intenta cuadrarse con el rendimiento de un bono BCU-10.

Para CGE y Edelmag, lo anterior no aplica para la metodología de “Clasificación por riesgo país” pues tal como se evidencia en el Informe Altainver dicha metodología consideró el tratamiento de una tasa libre de riesgo nominal cuya adaptación a la tasa libre de riesgo real se realizó considerando directamente un bono en pesos a 10 años plazo, sin analizar las condiciones de liquidez.

CGE y Edelmag precisan que los argumentos expuestos en la Audiencia Pública por la CNE para validar la metodología de Spread Soberano inducen a distorsionar el proceso de evaluación de una metodología, pues se intentaría fundar su validez a partir de los resultados de otras metodologías. Afirman que la validación de una metodología debe evaluarse a partir de sus supuestos, datos y procedimientos, y no empleando y comparando el resultado obtenido, ya que al comparar los resultados de metodologías de cálculo basados en datos históricos se cometen errores, como contrastar metodologías que emplean datos con plazos mayores.

A juicio de CGE y Edelmag, como el Informe Técnico de la Tasa de Actualización obtiene el premio por riesgo a partir de un promedio del resultado de varias metodologías, justificar el uso de una metodología a partir de otra distorsionaría el cálculo del promedio, pues se pretende hacer válida una metodología mal conceptualizada a partir de otra que se encuentra correctamente validada. Luego, concluyen en este ámbito que lo correcto es que la evaluación de cada metodología se realice a través de los supuestos, procedimientos, datos y significancia de los resultados que ella entregue de manera independiente.

Sobre el uso de más de una metodología para promediar su resultado, las discrepantes señalan que según la CNE para obtener el premio por riesgo en economías emergentes se recomienda estimar esta variable con múltiples modelos, citado al académico Harvey. Para CGE y Edelmag ello es posible en la medida en que los modelos se encuentren correctamente especificados y cumplan con una calidad econométrica mínima. Junto con lo anterior, agregan, es deseable que todas las metodologías que se empleen tengan una base de cálculo común, pues emplear distintas bases de cálculo origina una dispersión al estimar el premio por riesgo de mercado con base a datos históricos. Indican que esto lo señala Damodaran, quien afirma que las metodologías basadas en la obtención de un premio por riesgo histórico son muy sensibles a la cantidad de años a considerar, el tipo de instrumento libre de riesgo a descontar, o si se utilizan promedios simples o geométricos, afirmando, además, que es deseable que el premio por riesgo recoja las expectativas, cuestión que no sucede considerando las mayores incertidumbres en la economía nacional.

CGE y Edelmag argumentan que las cuatro metodologías promediadas emplean datos de series históricas de distinto tiempo: la metodología Campbell y Shiller emplea datos desde enero de 2000 a junio 2022 de retorno de empresas chilenas, mientras que la metodología de Clasificación por Riesgo País emplea observaciones de diversos países desde abril de 1992 a marzo 2022; y el resto de las metodologías emplea datos de mercados desarrollados basados en reportes en un tiempo determinado (junio 2022). Luego, concluyen que la discusión de la metodología más apropiada debería estar orientada a la elección del modelo por los efectos

que este tiene, cuestión que no se tomó en consideración para la obtención del premio por riesgo propuesto por la CNE.

Por último, respecto de los problemas expuestos sobre la metodología de Campbell y Shiller, CGE y Edelmag insisten en que la serie "Dividend Yield", al no alcanzar a rechazar la prueba de raíz unitaria, no puede ser empleada si es que no se realizan las transformaciones adecuadas para hacerla estacionaria. Para las discrepantes, en ninguna parte de la literatura econométrica se argumenta que los *tests* de estabilidad de los coeficientes de regresión pueden usarse como sustento de evaluación como para desestimar la estacionariedad de las series, pues justamente es el *test* de raíz unitaria de Dickey Fuller el que evalúa la condición de estacionariedad.

La Comisión, en relación con los argumentos señalados por CGE y Edelmag, señala que en el estudio tasa de actualización, siguiendo la recomendación del profesor Harvey, se estimó el premio por riesgo de mercado de acuerdo con cuatro metodologías: (i) Campbell y Shiller; (ii) Premio por riesgo de mercado maduro más premio por riesgo país (Damodaran); (iii) Spread Soberano (Goldman-Sachs); y (iv) Clasificación riesgo país (Erb, Harvey y Viskanta); mientras que la discrepante determina el premio por riesgo país basándose en un solo modelo (Damodaran, premio por riesgo de mercado maduro más premio por riesgo país), lo que no sería apropiado.

La CNE argumenta que en el Estudio Consultor A.G. se señala, en relación con la estimación del premio por riesgo de mercado, que: "para el caso de Chile, de acuerdo con los CDS el riesgo país alcanza una prima que varía de 1,5% a 1,75%. Por otro lado, la prima por riesgo de EE.UU. de acuerdo a distintas estimaciones varía de 4,75% a 6%. En este contexto, tenemos una prima por riesgo promedio para Chile de 7% (mínimo de 1,5%+4,75%=6,25% y máximo de 7,75%)". Al respecto, para la Comisión no queda claro si las "distintas estimaciones" se refieren a estimaciones de Damodaran o a otras realizadas por distintos autores utilizando diversas metodologías. En el primer caso, prosigue, Damodaran estimó durante 2022 premios por riesgo de mercado que van de 4,24% (enero de 2022) a 6,01% (julio de 2022), en tanto en el segundo caso, Damodaran reporta varios valores para el premio por riesgo de mercado para Estados Unidos, cuyos cálculos corresponden a diversos autores que utilizan diferentes enfoques. Los valores varían, agrega la CNE, entre 3,20% y 5,35%, y Damodaran advierte que el rango sería mayor si se utilizaran diferentes periodos de tiempo o promedios aritméticos en vez de geométricos. En cualquier caso, según la Comisión, siguiendo la metodología del Estudio Consultor A.G., esto es, promediar el mínimo valor del premio por riesgo de Chile con el máximo valor, se obtienen valores menores al premio por riesgo considerado en el Informe Corregido de Tasa de Actualización (6,81%) que a la solicitud de las discrepantes (7%).

En relación con lo sostenido por las discrepantes, en cuanto a que toda proyección fuera de muestra realizada con la metodología de Campbell y Shiller debe ser invalidada porque no se puede rechazar la hipótesis nula de no existencia de raíz unitaria para la serie de *dividend yield*, la CNE señala que la existencia de raíz unitaria en el *dividend yield* no tiene algún efecto

relevante en los pronósticos, puesto que el modelo VAR estimado entrega predicciones para el retorno de mercado que son estables y convergen.

Respecto a que la metodología de Spread Soberano carece de validez por ofrecer datos del premio por riesgo de Estados Unidos que no son confiables, en opinión de la CNE, el Estudio Consultor A.G. señala que de acuerdo con distintas estimaciones el premio por riesgo de mercado para Estados Unidos varía entre 4,75% y 6%, por lo que el valor de 5,50%, obtenido de Duff & Phelps y utilizado en el Informe Corregido de Tasa de Actualización está aproximadamente en la mitad de dicho rango. En referencia a que el modelo de clasificación de riesgo país debe ser descartado, la Comisión afirma que este modelo ha sido aceptado por la comunidad académica y también por actores relevantes del mercado, puesto que Duff & Phelps estima retornos internacionales a través de este método.

Finalmente, en relación con los problemas en la incorporación del instrumento libre de riesgo, la Comisión declara no compartir la interpretación de las discrepantes en cuanto a que en cada ejercicio se debe calcular una rentabilidad de una cartera de inversiones diversificada a la que hay que restarle la rentabilidad del instrumento libre de riesgo de 2,1%. En este sentido, concluye haber considerado válido obtener el premio por riesgo de mercado para Chile a partir de estimaciones internacionales.

El Panel entiende que el premio por riesgo está asociado al riesgo país, por lo cual es esperable que en la medida en que este último aumente, también lo haga el primero (lo que no ocurre necesariamente con el beta, como sugiere la discrepante). Por otro lado, observa que según antecedentes del *spread* soberano EMBI, el índice de Incertidumbre de Política Económica (Banco Central de Chile), el *spread* CDS soberanos Chile a 5 años (fuente: www.worldgovernmentbonds.com), y el Premio por Riesgo de Mercado para Chile (fuente: web profesor Damodaran), entre los años 2020 y 2022 hubo una tendencia al incremento del riesgo país.

Sin perjuicio de lo antes expuesto, las partes no han aportado antecedentes que justifiquen que el premio por riesgo deba aumentar al comparar el periodo de la tarificación anterior (2020-2024) respecto del proceso actual, que abarca el periodo 2024-2028.

El Panel constata que el valor usado en las Bases VAD proviene de un promedio calculado a partir de cuatro metodologías, según lo presentado en la siguiente tabla del Informe Altainver:

Metodología	PRM Chile
Campbell y Shiller	7,00%
Damodaran	7,38%
Goldman-Sachs	6,90%
Erb, Harvey y Viskanta	6,15%
Promedio	6,86%

Respecto de la metodología de Campbell y Shiller incluida en la tabla anterior, el Panel comparte lo señalado por las discrepantes en el sentido de que no poder rechazar la hipótesis nula de la no existencia de una raíz unitaria para una de las variables relevantes del análisis es un hecho significativo que no puede soslayarse. A juicio del Panel, lo anterior aconseja no emplear este resultado para efectos de predecir el comportamiento futuro de la variable.

Por otra parte, en relación con la metodología de Erb, Harvey y Viskanta el Panel advierte que en el Informe Altainver se señala que se le ha agregado cuarenta puntos base al retorno esperado de mercado para efectos de estimar el premio por riesgo, sin que se entregue ninguna explicación que fundamente de modo razonable este cambio. En opinión del Panel, lo antes indicado es razón suficiente para eliminar este valor del cálculo.

De acuerdo con lo antes expuesto, y empleando los valores entregados por la metodología de Damodaran y Goldman-Sachs, se obtiene un valor de referencia Panel que asciende a 7,14% (promedio de 7,38% y 6,90%).

En tanto el valor de referencia (7,14%) es más cercano al valor propuesto por las discrepantes (7,0%) que el empleado en las Bases VAD (6,86%), el Panel acogerá la solicitud de CGE y Edelmag.

7.1.3. Dictamen

En atención al análisis realizado por el Panel de Expertos, por unanimidad se acuerda el siguiente Dictamen:

Modificar el premio por riesgo del Informe Corregido de Tasa de Actualización, reemplazándolo por un 7%, que es la tasa más representativa del riesgo de mercado a nivel nacional.

Consecuentemente, ajustar el valor de la tasa de actualización incluida en la letra d) del numeral 1.2 de las Bases VAD, y en todas las secciones donde se haga referencia a ella.

7.2. Cálculo del riesgo sistemático para la obtención de la tasa de actualización

Esta discrepancia fue analizada de manera conjunta con otras formuladas respecto de la misma materia. Por lo anterior, se da por reproducido lo analizado y resuelto en el apartado 5.1, correspondiente a la Discrepancia de Enel denominada "Tasa de actualización".

7.3. Restricciones que enfrenta la empresa modelo

7.3.1. Alternativas

Alternativa 1: Agregar en el numeral 3.2 de las Bases VAD el siguiente numeral:

"ix. La existencia de zonas con alto grado de pérdidas comerciales por hurto residual asociados a sectores con altos índices de criminalidad, así como otros sectores de mayor vulnerabilidad"

Alternativa 2: Rechazar la petición de la Compañía General de Electricidad S.A. y de Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.

7.3.2. Análisis

CGE y Edelmag discrepan de la no incorporación al listado de restricciones del numeral 3.2 de las Bases VAD de una de las restricciones que planteó como parte de sus observaciones a las Bases Preliminares. Las discrepantes señalan que en las zonas donde operan las empresas concesionarias de distribución existen sectores en los cuales las empresas no pueden ingresar a realizar el control de hurto, así como en sectores de situación más vulnerable, en donde si bien se puede ingresar a realizar acciones de control, éstas son de impacto limitado, pues los clientes se vuelven a reconectar, haciendo prácticamente imposible la realización de acciones tendientes a reducir dichas pérdidas.

Según las empresas en los años recientes esta realidad se ha visto incrementada con la proliferación de un mayor número de campamentos y de sectores de difícil acceso. Citan un informe del Ministerio de la Vivienda y Urbanismo de octubre de 2022, en que se identifican 1.091 campamentos correspondientes a 71.971 hogares distribuidos a lo largo del territorio nacional siendo las regiones de Tarapacá (9.300), Antofagasta (7.384), Valparaíso (18.405), Metropolitana (13.392) y Biobío (7.122), las que concentran el 75% de todos los hogares a nivel nacional. Agregan que entre los años 2019 y 2022 se han asentado 355 nuevos campamentos, equivalentes a 29.122 hogares, los que se concentran principalmente en las regiones de Atacama, Valparaíso, Metropolitana y Araucanía.

CGE y Edelmag manifiestan que los resultados del estudio indicarían que 2/3 de los hogares de campamentos acceden a la red de distribución sin medidor.

Las concesionarias afirman que, adicionalmente, se ha visto un incremento de las zonas ocupadas o de alto riesgo, en las que por motivos de seguridad se hace cada vez más difícil el acceso. Agregan que las situaciones descritas se encontrarían directamente relacionadas con un mayor nivel de hurto residual que no es posible capturar con información histórica, ni con una modelación agregada de las zonas donde opera cada empresa distribuidora.

Para las discrepantes es necesario que se incluya dentro de las restricciones del estudio esta nueva realidad que enfrentan las empresas de distribución y que, consecuentemente, debe ser considerada en el dimensionamiento de la empresa modelo. Reconocen que las Bases VAD tienen avances en esta materia, en relación con las bases del proceso VAD 2020-2024, sin embargo, estiman necesario que se exprese esta condición para garantizar que el impacto de los cambios señalados sea adecuadamente reflejado en el nivel de hurto de la empresa modelo.

Por su parte, la Comisión considera que realizar un análisis de hurto por zona, como explícitamente lo solicitan CGE y Edelmag, no agrega valor al estudio. Estima que estaría fuera del alcance de un estudio de costos realizar un análisis detallado de zonas de vulnerabilidad en cada área de concesión.

La CNE sostiene que se requeriría tener información detallada de los niveles de hurto y de los gastos específicos de control en los cuales se ha incurrido, lo que puede llevar a limitaciones en la práctica de la aplicación de la modelación. Añade que la experiencia del proceso VAD 2020-2024 mostró que no existe información adecuada por parte de las empresas para realizar ese tipo de análisis.

Explica que a raíz de la observación de CGE y Edelmag en las Bases VAD se agregó que “[p]ara lo anterior, el Consultor deberá considerar factores socioeconómicos propios de cada zona de concesión que afecten el nivel de hurto de la Empresa Modelo”.

La CNE sostiene que las Bases VAD no desconocen la existencia de hurto, ni de zonas de criminalidad o vulnerabilidad. Agrega que en el numeral 6.3 se indica que “[f]undadamente, el Consultor podrá incorporar un porcentaje de pérdidas de hurto residual cuya eliminación no resulte económica. Para este efecto, el estudio deberá justificar el porcentaje de hurto residual, empleando para su estimación un modelo que optimice todos los costos involucrados. El Consultor deberá estimar el costo de las políticas de control de hurto que correspondan y se justifiquen para una empresa eficiente, a través de los costos de inversión, mantenimiento y administración que de ellas se derivan. Este esfuerzo de control de hurto óptimo debe ser consistente con el nivel de hurto residual que se considere en el diseño de la empresa modelo, para cada uno de los años del horizonte de tarificación. Para lo anterior, el Consultor deberá considerar factores socioeconómicos propios de cada zona de concesión que afecten el nivel de hurto de la empresa modelo”.

En opinión de la CNE, lo anterior sería suficiente para garantizar la obtención técnicamente correcta del nivel de hurto de la empresa modelo, expresado como un valor global (hace presente que la ley en su artículo 182 habla de pérdidas medias de distribución en potencia y energía) y no según la segmentación que propone la empresa.

Además, continúa la Comisión, la restricción (iv) de las Bases VAD ya contendría una alusión a las características demográficas de la zona de operación. Allí se señala que se deben considerar “[l]as condiciones geográficas, climáticas y demográficas de la zona, así como la clasificación por Comuna- Empresa que establezca la NTDx”.

En virtud de lo señalado, la CNE solicita al Panel rechazar la discrepancia de CGE y de Edelmag.

El Panel constata que la CNE no desconoce la existencia del hurto ni de las zonas donde este se focaliza, y que a raíz de la observación de CGE y de Edelmag planteada respecto de esta materia, incorporó a las Bases VAD un mandato al consultor que desarrollará el estudio, con arreglo al cual éste deberá considerar factores socioeconómicos propios de cada zona de concesión que afecten el nivel de hurto de la empresa modelo, criterio que el Panel comparte.

Por otra parte, en el numeral 6.3 de las Bases VAD se contempla la incorporación de un porcentaje de pérdidas de hurto residual empleando un modelo que optimice todos los costos involucrados, considerando factores socioeconómicos, propios de cada zona de concesión, que afecten el nivel de hurto de la empresa modelo. De la redacción de este punto, el Panel advierte que las Bases VAD apuntan a desarrollar una modelación que correlaciona el hurto

con variables socioeconómicas y los costos para controlar dichos hurtos, estableciendo finalmente un nivel de hurto residual.

En ese contexto, los niveles de hurtos históricos son empleados como las variables explicadas del modelo, y que por lo tanto incluyen aquellos hurtos que se originan en las zonas que la empresa señala, de modo que estos son implícitamente considerados en la determinación del hurto residual.

Por lo anteriormente expuesto, el Panel no accederá a lo solicitado.

7.3.3. Dictamen

En atención al análisis realizado por el Panel de Expertos, por unanimidad se acuerda el siguiente Dictamen:

Rechazar la petición de la Compañía General de Electricidad S.A. y de Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.

7.4. Modelo eléctrico y resultados asociados a la calidad de suministro

7.4.1. Alternativas

El Panel distingue dos materias con sus correspondientes alternativas:

Materia 1: Necesidad de un Modelo eléctrico

Alternativa 1: Incluir al final del numeral 4.1 Alcance del Estudio de las Bases VAD el siguiente párrafo:

"El consultor debe utilizar en el desarrollo del estudio un modelo eléctrico de la red, que permita la ejecución de un flujo de potencia para el cálculo de pérdidas técnicas y de los indicadores de continuidad de suministro".

Alternativa 2: Rechazar la solicitud de Compañía General de Electricidad S.A. y de Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.

Materia 2: Metodología de Cálculo y Verificación de la Calidad de Suministro

Alternativa 1: Incorporar al Anexo N°2 de las Bases VAD, un numeral adicional denominado "Metodología de Cálculo y Verificación de la Calidad de Suministro", en el sentido que se propone a continuación:

3.4.6.4 Metodología de Cálculo y Verificación de la Calidad de Suministro

Los estudios deberán explicitar los supuestos utilizados para la modelación del cumplimiento de las exigencias de calidad de suministro, incluyendo al menos lo siguiente:

(i) Tasas de falla de los distintos componentes de la red por tipo de tecnología (líneas aéreas desnudas/protegidas/aisladas, cable

subterráneo, transformadores, equipamiento de protección y maniobra, etc.) y características medioambientales (áreas con contaminación salina o industrial, nivel cerámico, vegetación, etc.).

Tiempos de reposición del servicio ante fallas en distintos componentes de la red según su distribución geográfica (comuna)

(ii) Acciones de mantenimiento sobre los distintos componentes de red asociados a esas tasas de falla.

(iii) Asimismo, se deberá explicitar la metodología para determinar la calidad de suministro de la red optimizada.

(iv) Una vez modelada la red optimizada, los estudios deberán verificar que dicha red cumple con los indicadores de calidad de suministro, para lo cual deberá incluir una tabla resumen a nivel comunal de los valores resultantes para los índices SAIDI y SAIFI, definidos en la NTD. Asimismo, se deberá verificar el cumplimiento de los límites establecidos en la misma norma para los indicadores TIC y FIC, indicando la cantidad y horas de interrupción en los puntos de conexión a usuarios finales.

(v) Una vez determinados los índices de calidad de suministro, los estudios deberán identificar las instalaciones específicas de la red optimizada que no cumplen con las exigencias de calidad de servicio definidas y decidir, fundadamente, cuáles de ellas deben ser llevadas a cumplimiento.

Para ello, se deberá explicitar las modificaciones necesarias para llevar a cumplimiento las instalaciones antes identificadas, así como determinar los valores de inversión (VNR) y costos adicionales que se requeriría, calculando los efectos en los costos de distribución e indicando al menos lo siguiente:

- Acciones de mantenimiento adicional.
- Incorporación de equipos de protección y maniobra adicionales, incluyendo automatismos.
- Cambios de tecnologías y tipos de red.
- Cantidad adicional de redes requeridas para respaldo.

Otros requerimientos.

Los supuestos considerados por el consultor, junto con los análisis de cumplimiento de los estándares de calidad de servicio y la identificación de las instalaciones que no cumplirían dichos estándares, deben ser presentados considerando los formatos que para esos efectos CNE definirá y comunicará.

La información deberá ser proporcionada, tanto en medios escritos como electrónicos, mediante planillas de cálculo autocontenidas, es decir, los cálculos y criterios incluidos deberán ser plenamente reproducibles con la información de sustento de estos.

Alternativa 2: Rechazar la solicitud de Compañía General de Electricidad S.A. y de Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.

7.4.2. Análisis

CGE y Edelmag discrepan de que las Bases VAD no le exijan al consultor que utilice en el estudio un modelo eléctrico que permita la ejecución de un flujo de potencia para el cálculo de pérdidas técnicas y de los indicadores de continuidad de suministro, y que precise los supuestos considerados para la modelación de los sistemas, la metodología para determinar la calidad de servicio resultante de la red optimizada y la verificación del cumplimiento de los índices de continuidad de suministro.

Las empresas destacan que en el artículo 183 de la LGSE se establece que una de las restricciones que en particular debe cumplir la empresa modelo, es el de los niveles de seguridad y calidad que la normativa técnica exija. De esta forma, prosiguen, el estudio de costos debe garantizar que se pueda verificar dicho cumplimiento. Agregan que las Bases VAD no permitirían garantizar el cumplimiento de lo señalado, sin perjuicio de que, como señala la Comisión en su respuesta a la observación formulada por las discrepantes, en su numeral 4.1 se indica que "Todos los resultados de los cálculos desarrollados por el Consultor deberán ser incluidos en el estudio y ser reproducibles con la información de sustento de los mismos. Así mismo, los criterios considerados por el Consultor deberán estar debidamente justificados.". Agregan que, por otra parte, las exigencias del Anexo N°2 de las Bases VAD asegurarían que el consultor entregue de manera sistematizada toda la información necesaria para la revisión de los resultados.

Las discrepantes afirman que, si bien las citadas disposiciones se encontraban en las bases del proceso VAD anterior, no fue posible acceder al modelo eléctrico con el cual se determinaron los niveles de continuidad de suministro y, consecuentemente, tampoco fue posible verificar que el desempeño de la empresa modelo correspondiera a los resultados incluidos en los estudios y en el Informe Técnico.

Por lo anterior, sostienen que nunca se dispuso de información que consideran indispensable para la modelación eléctrica y de continuidad de suministro, como, por ejemplo, la ubicación de los equipos de operación y seccionamiento, la correcta individualización de los clientes afectados por cada interrupción y la conectividad eléctrica de la red.

En atención a lo expuesto, las empresas sostienen que se debe exigir expresamente que los estudios consideren un modelo eléctrico para la modelación de la red y determinación de los indicadores de continuidad de suministro, y que estos incluyan expresamente el detalle de la metodología de cálculo y verificación de la calidad de suministro, según lo indicado en la solicitud de la segunda materia de esta discrepancia.

La CNE, por su parte, da respuesta separada a las peticiones.

Sobre la primera materia, Necesidad de un Modelo Eléctrico, la Comisión se pregunta a qué se refieren las discrepantes con un “modelo eléctrico”, y por qué este sería necesario para que se pueda verificar el cumplimiento de la NTD. También se pregunta por qué lo dispuesto en las Bases VAD no lo permitiría. Según la CNE, CGE y Edelmag no entregan mayores justificaciones respecto de su solicitud.

Para la CNE, la redacción propuesta por las discrepantes se podría interpretar como la necesidad de establecer un modelo que, desarrollado por el consultor, permita obtener todas las tensiones, flujos e indicadores de calidad de suministro por cada uno de los tramos de distribución de las 12 empresas de referencia, y que además sea parametrizable.

A juicio de la Comisión, lo anterior no se justifica puesto que el objetivo del estudio no es preparar entregables tales como aplicaciones o modelos. Agrega que esto corresponde a un servicio distinto y fuera del alcance de un estudio de costos. Prosigue señalando que los desarrollos empleados por los consultores forman parte de su propiedad intelectual, y no corresponde que el código o la aplicación sean entregados a terceros.

La CNE hace presente que las actuales Bases VAD incorporaron que los equipos de operación de la empresa modelo se entreguen georreferenciados, lo que en su opinión permitiría verificar el cumplimiento de los indicadores de calidad de suministro. Por lo anterior, no entiende la necesidad de un “modelo eléctrico” para la verificación de la calidad de suministro.

Si bien la Comisión califica lo solicitado por las discrepantes como excesivo, manifiesta estar de acuerdo con que el diseño de la red del consultor debe estar verificado a través de un flujo de potencia que permita revisar la necesidad de incorporar elementos tales como reguladores de tensión o bancos de condensadores para asegurar la calidad de producto establecida en la NTD. Asimismo, prosigue, se debe asegurar que se respeten los límites de corriente máxima por cada elemento del sistema de distribución. Además, continúa, se debe verificar la calidad de suministro y los supuestos para aquello deben estar justificados.

La Comisión pone énfasis en que dicha verificación debe ser realizada por el consultor; y que, para la correcta revisión de sus resultados, este deberá aportar todos los antecedentes para poder realizar la debida verificación de implementación de los cálculos contenidos en el estudio.

En esta línea, la CNE indica que las Bases VAD establecen que los cálculos deberán ser reproducibles con la información de sustento de los mismos. Agrega que, en este contexto, para poder verificar que se cumpla con lo mínimo para efectos de reproducir el comportamiento eléctrico de la red, el consultor debe aportar la información sistematizada en el Anexo N°2 de las Bases VAD, a partir de lo cual la CNE entiende que estas establecen que el consultor debe describir los supuestos que realiza para su cálculo, lo cual implica tanto metodología como parámetros.

A juicio de la Comisión, lo anteriormente explicado y el contenido de las Bases cumplen a cabalidad con el objetivo del estudio y permitiría verificar, eléctricamente, el comportamiento de la red diseñada.

Sobre la segunda materia, Metodología de Cálculo y Verificación de la Calidad de Suministro, la CNE argumenta para cada uno de los bloques de la solicitud de las discrepantes que el Panel identificó con un romanillo.

Con relación a las tasas de falla y tiempos de reposición (i), la Comisión considera que el alcance solicitado por las discrepantes es excesivo para el desarrollo del estudio, cuyo objetivo indica no es el de realizar un ejercicio detallado de ingeniería.

Señala que, sin perjuicio de lo anterior, en el numeral 5.2 de las Bases VAD se establece que “[p]ara efectos de lo señalado en los párrafos anteriores, el Consultor deberá determinar tasas y tiempos de falla promedio, diferenciando entre redes media y baja tensión, zonas urbanas y rurales, tipo de conductor (aéreo desnudo, aéreo protegido, subterráneo, etc.), a las cuales se vería enfrentada la Empresa Modelo”.

Lo anterior, a juicio de la Comisión, correspondería a un alcance razonable considerando el objetivo del estudio y la información disponible para su desarrollo.

Respecto de las acciones de mantenimiento (ii), la CNE hace presente que la metodología para las actividades de operación y mantenimiento se encuentra regulada en el punto 5.3 de las Bases VAD, y que el consultor deberá cumplir el objetivo de que sea aquella que cumpla con la NTD y sea eficiente para una empresa modelo.

Sobre la solicitud de explicitar la metodología para determinar la calidad del servicio (iii), la CNE indica que el numeral 1.5 de las Bases VAD señala que “[e]l estudio se deberá ajustar estrictamente a lo indicado en el presente documento técnico, debiendo ser autocontenido y, en consecuencia, los cálculos incluidos deberán ser reproducibles con la información de sustento de los mismos, y los criterios empleados deberán estar debidamente justificados”, texto que a juicio de este organismo inequívocamente implicaría la necesidad de disponer de los supuestos de la metodología.

Con relación a la verificación de que la red de la empresa modelo cumple con los indicadores de calidad de suministro (iv), la CNE manifiesta que la hoja “SAIDI_SAIFI” del anexo “03 Formato Entrega de Resultados” contiene los indicadores solicitados, los cuales deben ser entregados de manera desagregada por comuna y por tipo de proyecto añadido a la red base.

Agrega que, además, las hojas “Tramos MT” y “Tramos BT” incluyen, expresamente, que se debe incorporar la cantidad y tiempo de falla por tramo, lo cual permitiría verificar los indicadores de calidad.

Respecto de las modificaciones necesarias para las instalaciones que no cumplen con las exigencias de calidad y se ha decidido llevarlas a su cumplimiento (v), la CNE afirma que en esta solicitud se imponen exigencias que ya estarían abordadas en las Bases VAD por lo que resultan redundantes. Al respecto, cita dos párrafos del numeral 5.2 de las Bases VAD, los que se reproducen a continuación:

"Sobre la base de las redes eficientes diseñadas, y teniendo a la vista las exigencias de calidad de suministro establecidas en la NTDx, el Consultor deberá desarrollar una metodología que permita obtener la ubicación y cantidad eficiente de equipos de protección (reconectores u otros), a ser emplazados en cada uno de los alimentadores de media tensión de la empresa modelo. Asimismo, el Consultor deberá obtener la ubicación eficiente de elementos de seccionamiento tales como desconectores bajo carga, interruptores, desconectores fusibles, seccionalizadores u otros.

Utilizando las redes eficientes, y la ubicación y cantidad eficiente de equipos de protección y maniobra previamente definidos, el Consultor deberá definir una metodología que evalúe técnica y económicamente la incorporación de mayores inversiones y/o gastos en las redes de la Empresa Modelo para el cumplimiento de los estándares de Calidad de Suministro establecidos en la NTDx de manera eficiente. Para lo anterior, el Consultor deberá evaluar alternativas tales como interconexiones telecomandadas eficientes entre alimentadores de media tensión, cuadrillas de emergencia, generación de respaldo, instalación de red protegida y soterramiento de redes".

La CNE agrega que los formatos para entregar dicha información detalladamente son los del Anexo "03 Formato entrega de información".

La Comisión destaca que en las Bases VAD se introdujeron importantes mejoras en lo que respecta a la reproducibilidad de los resultados del estudio. Agrega que estas derivan de las lecciones aprendidas del proceso VAD 2020-2024, indicando que este fue un proceso tarifario nuevo dadas las modificaciones introducidas a la LGSE por la Ley N°21.194. En opinión de la Comisión, estas reformas en las Bases VAD intentan perfeccionar un criterio que formó parte del proceso VAD 2020-2024 desde sus inicios, a saber, que los cálculos incluidos en el estudio sean plenamente reproducibles con la información de sustento disponible.

Finalmente, la CNE señala que todas las exigencias y formatos establecidos en las Bases VAD aseguran la entrega de los supuestos y de la información sistematizada de todos los análisis necesarios para la verificación del cumplimiento normativo de la empresa modelo.

Análisis Materia 1: Necesidad de un Modelo eléctrico

Con relación a la primera materia, el Panel debe dirimir si es necesario utilizar, en el desarrollo del estudio, un modelo eléctrico de la red, que permita la ejecución de un flujo de potencia para el cálculo de pérdidas técnicas y de los indicadores de continuidad de suministro.

El Panel considera que, para la estimación de las pérdidas técnicas existen diferentes metodologías disponibles, sin que sea necesaria la condición de usar un flujo de potencia para

determinar el estado de la red⁶, particularmente cuando se trata de redes radiales. En efecto, respecto de los sistemas de potencia se cuenta con una abundante literatura que detalla modelos y metodologías para estimar las pérdidas, las cuales no utilizan flujos de potencia.

Sin perjuicio de lo anterior, en su presentación la CNE manifestó estar de acuerdo con que el diseño de la red del consultor debe estar verificado mediante un flujo de potencia, a los efectos de revisar la necesidad de incorporar elementos tales como reguladores de tensión o bancos de condensadores para asegurar la calidad del producto establecida en la NTD.

Al respecto, el Panel estima que, si se contempla el empleo de flujos de potencia, extender su aplicación para el cálculo de las pérdidas en las redes pertinentes es factible.

Por otra parte, las empresas solicitan que el consultor emplee esta herramienta no solo para la determinación de las pérdidas, sino que también para el cálculo de los indicadores de continuidad de suministro de la empresa modelo. Sobre esta materia, el Panel no advierte que el flujo de potencia tenga para estos efectos ventajas comparativas, estimando que con el actual modelo, más la información georreferenciada de diversos equipos que deberá proporcionar el consultor, entre ellos los de maniobra, la empresa dispondrá de información razonablemente suficiente para los efectos requeridos.

En atención a que la solicitud involucra ambos aspectos, pérdidas e indicadores de continuidad de suministro, y no siendo necesario, a juicio del Panel, lo requerido para este último aspecto, no se accederá a esta petición.

Análisis Materia 2: Metodología de Cálculo y Verificación de la Calidad de Suministro

En relación con las tasas de falla y tiempos de reposición del servicio ante éstas, de los distintos componentes de la red según su distribución geográfica (comuna), el Panel considera que la actual diferenciación que hacen las Bases VAD, MT-BT, urbano-rural y tipo de conductor (numeral 5.2 de las Bases VAD), junto con la consideración de las restricciones del romanillo (iv) del numeral 3.2 de estas, son suficientes para establecer tasas y tiempos de falla de la empresa modelo.

En lo referente a las acciones de mantenimiento, el Panel advierte que ellas se encuentran especificadas en el numeral 5.3 de las Bases VAD. Además, en el Anexo 2 de las referidas bases, relativo a la entrega de resultados, entre las actividades a considerar se encuentra la actividad ID 10 rotulada "Mantenimiento preventivo de Equipos o TD". En el mismo anexo, las actividades de mantenimiento se encuentran debidamente consideradas en el numeral 3.3

⁶ L. M. O. Queiroz, M. A. Roselli, C. Cavellucci, "Energy Losses Estimation in Power Distribution Systems", November 2012, Power Systems, IEEE Transactions on 27(4):1879-1887, DOI: 10.1109/TPWRS.2012.2188107.

M.A. Roselli, A. L. Veiga Jimenez, M.E.M. Udaeta, E. C. Guardia and L. M. Oliveira de Queiroz, "Technical loss estimation approach in power distribution systems using load model in frequency domain", Electric Power System Research, Elsevier, Volume 209, August 2022.

Costos de módulos estándares de diseño de instalaciones donde se explicita: "(...) por cada uno de los módulos definidos se deberán detallar las actividades de operación y mantenimiento consideradas en cada uno de ellos conforme al formato «Valorización COyM Módulos» (...)".

Con respecto a explicitar la metodología para determinar la calidad de suministro de la red optimizada, el Panel constata que el numeral 1.5 "Otras consideraciones" de las Bases VAD establece que los cálculos incluidos deberán ser reproducibles con la información de sustento de los mismos, y los criterios empleados deberán estar debidamente justificados. Adicionalmente, el Panel advierte que la información relativa a los equipos se debe entregar con un formato definido, con su correspondiente georreferenciación. Así el archivo "Excel 03 Formato Entrega Resultados" contiene la información georreferenciada relativa a los siguientes ítems:

- Transformadores, Coordenadas X e Y del punto de inyección;
- Tramos MT, Coordenada X e Y de inicio del tramo y Coordenada X e Y final del tramo;
- Puntos de inyección, Coordenadas X e Y del punto de inyección;
- Reconectores, Coordenadas X e Y del equipo;
- Grupos electrógenos, Coordenadas X e Y del equipo; y
- Ubicación de interconexiones telecomandadas, Coordenadas X e Y de inicio y fin del tramo de interconexión.

En definitiva, el Panel observa que con relación a la información que debe entregar el consultor, las Bases VAD agregaron mayores exigencias que las del proceso anterior respecto de materias que apuntan a la reproducibilidad de los resultados del estudio, ya que contienen el suficiente detalle de modo que la metodología del consultor sea reproducible y se cuente con los datos necesarios para verificar sus resultados.

Por lo anteriormente expuesto, el Panel no accederá a la petición de las discrepantes.

7.4.3. Dictamen

En atención al análisis realizado por el Panel de Expertos, por unanimidad se acuerda el siguiente Dictamen:

Materia 1: Necesidad de un Modelo eléctrico

Rechazar la solicitud de Compañía General de Electricidad S.A. y de Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.

Materia 2: Metodología de Cálculo y Verificación de la Calidad de Suministro

Rechazar la solicitud de Compañía General de Electricidad S.A. y de Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.

7.5. PER en capítulo de obras no construidas por la empresa de la referencia

Esta discrepancia fue analizada de manera conjunta con otras formuladas respecto de la misma materia. Por lo anterior, se da por reproducido lo analizado y resuelto en el apartado 6.2, correspondiente a la Discrepancia de CGE y Edelmag denominada "Obras no construidas por la empresa de referencia".

8. GRUPO SAESA

8.1. Consideraciones respecto a los medidores y empalmes

8.1.1. Alternativas

El Panel distingue las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Eliminar en el segundo párrafo del numeral 1.4 de las Bases VAD, la palabra "sólo" y, a continuación del cuarto párrafo, agregar el siguiente nuevo párrafo quinto:

"Asimismo, el dimensionamiento de la empresa modelo deberá considerar los empalmes y medidores comprendidos en el inciso primero del artículo primero transitorio de la Ley N° 21.076. El Consultor deberá determinar la valorización asociada a asumir íntegramente el costo del retiro o desmantelamiento del empalme y del medidor de propiedad del cliente, así como la ejecución o instalación del empalme y del medidor cuando sea necesaria su reposición o atender nuevas conexiones, a causa de los requerimientos de la red eléctrica para el debido cumplimiento de la normativa técnica vigente."

Alternativa 2: Rechazar la petición de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Sociedad Austral de Electricidad S.A., Empresa Eléctrica de Aisén S.A. y Compañía Eléctrica Osorno S.A.

8.1.2. Análisis

El Grupo Saesa sostiene que la Ley N°21.076 tuvo su origen en la idea central de imponer a las empresas distribuidoras la obligación de solventar el retiro y reposición del empalme y medidor en caso de inutilización de las instalaciones por fuerza mayor, producto de las experiencias vividas en diversas catástrofes. Agrega que, sin embargo, durante la tramitación de la moción parlamentaria, el poder ejecutivo participó activamente en las discusiones proponiendo modificaciones que fueron incorporadas con el objetivo de introducir un cambio en el régimen en virtud del cual los empalmes y medidores debían pasar a formar parte de la red de distribución, para que no sólo en caso de catástrofes sino que de manera permanente en el largo plazo, la propiedad y responsabilidad de los empalmes y medidores fuera de las empresas distribuidoras.

Añade que así quedó plasmado en el artículo único de dicha ley, que modificó la LGSE, introduciendo el artículo 139 bis, en el cual se establece que el empalme y el medidor serán

de propiedad y responsabilidad de las empresas distribuidoras en tanto forman parte de la red de distribución.

La discrepante destaca que se trata de un cambio regulatorio que extiende la red de distribución hasta el empalme y medidor y le hace aplicable el régimen tarifario que se asimila al VAD, en circunstancias que, hasta antes de la ley, tanto para los medidores como para los empalmes, el régimen tarifario aplicable era asimilable a los SSAA.

Puntualiza que el artículo primero transitorio regula dos casos en que se aplica la nueva ley, esto es, las situaciones en que los clientes regulados dejan de ser propietarios de los medidores o empalmes y éstos pasan a formar parte de la red de distribución y, en consecuencia, quedan en propiedad de las empresas: (i) cuando se produzca el cambio de alguna de estas instalaciones por parte de la concesionaria, de acuerdo con los requerimientos de la red eléctrica para el debido cumplimiento de la normativa vigente; y (ii) cuando la inutilización o destrucción de los medidores o empalmes se haya producido por fuerza mayor, como terremoto, salida de mar, temporal u otra calamidad, y que la autoridad haya decretado estado de catástrofe, de conformidad con la normativa vigente (inciso segundo, artículo primero transitorio).

Menciona que el artículo tercero transitorio regula la vigencia de las obligaciones que la ley les impone a las empresas distribuidoras de la siguiente forma: para el caso regulado en el inciso primero del artículo primero transitorio, la obligación rige a partir de la publicación y vigencia de los decretos tarifarios que incorporen los mayores costos en la prestación del servicio público eléctrico asociados a las exigencias de esta ley. Y para el caso regulado en el inciso segundo del artículo primero transitorio (destrucción de instalaciones por caso fortuito), la obligación rige a partir de la publicación de la ley, cuando sea necesaria su reposición, a causa del caso fortuito, siempre que se cumplan además los requisitos que se establecen en dicha disposición transitoria.

En consecuencia, para el Grupo Saesa, según lo dispuesto en el artículo tercero transitorio, la exigibilidad de la obligación contenida en el artículo 139 bis queda sujeta a la entrada en vigencia de los decretos tarifarios que incorporan los mayores costos que signifique esta nueva exigencia de propiedad y responsabilidad de los medidores y empalmes, de manera que la tarifa los refleje adecuadamente. Agrega que los decretos tarifarios, a su vez, atenderán a los planes de inversión para el cambio paulatino de medidores y empalmes, tanto para su reposición por el cumplimiento de su vida útil o los que corresponden al crecimiento vegetativo.

La empresa hace presente también, que para los efectos de la aplicación de los medidores existe la NTD y en particular el Anexo Técnico SMMC de agosto de 2019, que especifican las exigencias técnicas mínimas que permiten asegurar un nivel de calidad, seguridad, escalabilidad e interoperabilidad de dichos sistemas, de manera de hacer ejecutable una transición de conformidad con las necesidades y avances tecnológicos que se han desarrollado en el sector. En su opinión, desde el momento que el decreto con el que concluye el proceso

tarifario del VAD entre en vigencia, se hace exigible la obligación del artículo 139 bis y sus artículos transitorios en su integridad.

La CNE, por su parte, señala que respecto a la hipótesis del inciso primero del artículo primero transitorio de la Ley N°21.076, es decir, cuando los empalmes o medidores pasan a ser de la empresa distribuidora por haber ésta realizado su cambio debido a requerimientos de la red eléctrica para el debido cumplimiento de la normativa vigente, la CNE ha considerado que dichos empalmes y medidores no deben ser remunerados a través del VAD, sino mediante los SSAA de arriendo de empalmes y arriendo de medidor.

Expone que esa ley incorpora a la LGSE el artículo 139 bis, el cual señala lo siguiente:

"El empalme y el medidor son parte de la red de distribución y, por tanto, de propiedad y responsabilidad de la concesionaria del servicio público de distribución o de aquel que preste el servicio de distribución. Los decretos tarifarios a que se refieren los artículos 120, 184 y 190, o el que los reemplace, determinarán la forma de incluir en sus fórmulas tarifarias la remuneración de estas instalaciones, así como las condiciones de aplicación de las tarifas asociadas a ellas".

Al respecto, la CNE hace presente que el artículo 120, al que se refiere el artículo 139 bis citado, corresponde a aquel que regula el decreto de los peajes de distribución; por su parte, el artículo 184, inciso segundo, establece el decreto de SSAA; y, finalmente, el artículo 190, hace referencia al decreto de fijación de las componentes del VAD.

Precisa que, en su opinión, el ya referido artículo faculta a la CNE y, posteriormente, al Ministerio, al momento de emitir el respectivo decreto tarifario, a incorporar ya sea en SSAA o en el VAD, los costos asociados a la remuneración de empalmes y medidores. En ese sentido, agrega, no es efectivo que la remuneración de los empalmes y medidores deba, necesariamente, incorporarse en el proceso tarifario del VAD, sino que la misma LGSE entrega opciones para hacerlo en distintos procesos tarifarios (peajes, SSAA o VAD), según corresponda.

Añade que, respecto del segundo caso, es decir, el regulado en el inciso segundo del artículo primero transitorio de la Ley N°21.076, lo que se pretende es el retiro, e instalación del empalme o medidor, por fuerza mayor producto de catástrofes naturales. En este caso, explica, el motivo del desmantelamiento y la instalación es una situación inesperada. Por eso, el criterio adoptado en este caso ha sido incorporar la remuneración de dichos servicios al VAD, pues no considera correcto que los clientes que han perdido sus instalaciones por catástrofes naturales sean obligados a pagar un arriendo.

Señala que, en el último caso, los costos se determinan en base a una probabilidad de ocurrencia y con un tope conforme con una prima de seguro eficiente cuya cobertura contemple prestaciones equivalentes. Señala que la solución eficiente propuesta para la empresa modelo respecto a esta hipótesis, no contempla efectuar una valorización caso a caso, como si ocurre tratándose de la hipótesis regulada en el inciso primero del artículo primero transitorio de la ley, sino que su valorización depende de la probabilidad de ocurrencia

del evento de que se trate, la zona geográfica donde se verifique, del impacto, entre otros factores, lo que se traduce en que su cuantificación dista de aquella que se emplea cuando se efectúa el cambio de empalmes y medidores por requerimientos de la red eléctrica para el debido cumplimiento de la normativa vigente.

La CNE hace presente que los servicios relacionados con empalmes y medidores continúan manteniendo su calidad de SSAA, respecto al proceso tarifario que le precede. Particularmente, prosigue, el artículo 184 de la LGSE establece que: “[l]os precios así determinados serán sometidos a revisión y determinación de nuevos valores con ocasión del proceso de fijación de tarifas de suministros de distribución sin perjuicio de que, en cualquier momento, cuando el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia así lo determine, el Ministerio, mediante decreto, formalice su descalificación como servicio sujeto a fijación de precios”. En dicho sentido, precisa, actualmente no existe ningún decreto que descalifique los SSAA relacionados con los empalmes y medidores.

En consecuencia, en su opinión, la ley mantiene la distinción entre los ingresos de las concesionarias a través de la tarifa, y aquellos relacionados con los servicios de empalmes y equipos de medida (medidores).

Añade que, de acuerdo con lo establecido en el 184 de la LGSE, “con ocasión del proceso de fijación de tarifas de suministro de distribución, éstas podrán considerar algunos de los servicios a los que se refiere el número 4 del artículo 147, que hayan sido previamente objeto de fijación de precios, dentro del valor agregado de distribución”.

En ese contexto, explica que es potestad de la CNE determinar qué SSAA son incorporados al VAD, materia que ya se habría discutido respecto de las Bases Técnicas para el proceso VAD anterior.

Precisa que las Bases Técnicas para el actual proceso incorporan los siguientes SSAA al VAD, dejando fuera aquellos relacionados con empalmes y medidores: (i) certificado de deuda o consumos; (ii) conexión o desconexión del servicio o corte y reposición; (iii) copia de factura legalizada o duplicado de boleta o factura; (iv) envío o despacho de boleta o factura a casilla postal o dirección especial; (v) inspección de suministros individuales, colectivos y redes; y (vi) pago de la cuenta fuera de plazo.

Para resolver la discrepancia en análisis, se debe tener presente que, como expone la discrepante, la Ley N°21.076 incorporó un artículo permanente que expresamente establece que el empalme y medidor forman parte de la red de distribución, regulando así su propiedad. Sin embargo, los artículos transitorios de esa misma ley establecieron distintas hipótesis de vigencia del nuevo régimen que, en definitiva, determinan un proceso gradual de aplicación de este.

En específico, el Panel advierte que el articulado transitorio supedita la plena vigencia del nuevo régimen de propiedad de empalmes y medidores a los reemplazos que se vayan produciendo de los mismos en el tiempo, de acuerdo con los requerimientos de la red eléctrica para el debido cumplimiento de la normativa vigente y, además, a la circunstancia de que los

costos de ese reemplazo sean reconocidos en los decretos tarifarios correspondientes. Mientras ello no ocurra, la ley dispone que los propietarios de empalmes y medidores mantendrán su titularidad.

El Panel entiende que tanto los medidores como los empalmes conservan su clasificación de SSAA, en consistencia con el numeral 4 del artículo 147 de la misma LGSE, durante todo el período intermedio determinado por la Ley N°21.076, que va desde su publicación hasta su plena vigencia y mientras no se hayan desafectado de su clasificación a través del procedimiento previsto en el artículo 184 inciso final de la LGSE.

En ese contexto, y atendido lo dispuesto en el art 139 bis de la LGSE, en cuanto se refiere a los decretos tarifarios regulados en los artículos 120, 184 y 190, el Panel no accederá a lo solicitado por la discrepante.

Por lo anteriormente expuesto, el Panel no accederá a lo solicitado por la discrepante.

8.1.3. Dictamen

En atención al análisis realizado por el Panel de Expertos, por unanimidad se acuerda el siguiente Dictamen:

Rechazar la petición de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Sociedad Austral de Electricidad S.A., Empresa Eléctrica de Aisén S.A. y Compañía Eléctrica Osorno S.A.

8.2. Trazabilidad de los estudios

Esta discrepancia fue analizada de manera conjunta con otras formuladas respecto de la misma materia. Por lo anterior, se da por reproducido lo analizado y resuelto en el apartado 5.2, correspondiente a la Discrepancia de Enel denominada "Inclusión de la trazabilidad en los informes de estudios".

8.3. Indivisibilidad de los recursos

8.3.1. Alternativas

El Panel distingue las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Agregar al final de primer párrafo del capítulo 5.3, lo siguiente: "El consultor deberá verificar que la cantidad de recursos que componen las actividades no sean una fracción, sino que números enteros, lo que aplica particularmente para vehículos, personal de cuadrillas y herramientas".

Alternativa 2: Rechazar la petición de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Sociedad Austral de Electricidad S.A., Empresa Eléctrica de Aisén S.A. y Compañía Eléctrica Osorno S.A.

8.3.2. Análisis

El Grupo Saesa discrepa de la no incorporación al dimensionamiento de la operación y mantenimiento de la empresa modelo del numeral 5.3 de las Bases VAD de una de sus

observaciones a las Bases Preliminares relativa al fraccionamiento de los recursos. Según el Grupo Saesa la cantidad de recursos que componen las actividades debieran ser números enteros.

La discrepante explica que el consultor dimensiona la empresa modelo en función de los estándares establecidos en la NTD en relación con la calidad comercial, de producto y de suministro, con el fin de que realice las actividades de operación, mantenimiento y administración, cumpliendo dichas exigencias.

El Grupo Saesa afirma que en los últimos procesos tarifarios de transmisión y de distribución, tanto el consultor en su Informe como la CNE en su informe técnico han dimensionado las actividades de operación y mantenimiento en base a la cantidad de horas que se requieren. Por lo anterior, agrega, los totales de personal, vehículos y herramientas resultan cantidades fraccionadas.

Señala la discrepante que, si bien algunos elementos específicos de uso infrecuente y que a la vez se emplean en otras industrias se pueden contratar por hora, en general se requiere que el personal, los vehículos y las herramientas estén disponibles de forma permanente dentro de cada zona de operación. Adicionalmente, prosigue, en el proceso de informar los costos anuales de explotación a SEC, ésta revisa el dimensionamiento del personal, ajustando los niveles de remuneraciones y excluyendo personal por considerarlo innecesario, pero no reduce fracciones de personal.

Según la empresa es incorrecta la respuesta de la CNE pues no es factible contar con fracciones de cuadrillas tercerizadas, debido a que el nivel de especialización de estas no permite que el contratista realice alguna otra labor con ellas. Agrega que los recursos no son fraccionables ni tampoco se pueden encontrar proveedores que ofrezcan esta actividad por hora, en especial en zonas más rurales o de menor densidad, donde los servicios a contratar deben ser pagados por disponibilidad más que por actividad, para poder cubrir los costos fijos del recurso.

El Grupo Saesa concluye que la posibilidad de tercerizar labores y contar con fracciones de personal, estaría asociada a la zona en que opera la empresa de referencia, con lo que se configuraría como una condición particular de cada área típica y no debiese ser generalizada.

La discrepante menciona que en el Dictamen N°12-2021 respecto al informe técnico de valorización de instalaciones de transmisión (2020-2023), el Panel dictaminó de forma unánime redondear al entero superior las componentes de cuadrillas, que eran los elementos discrepados en dicha oportunidad.

La CNE, por su parte, señala que no hay dudas respecto a la obligatoriedad en el cumplimiento de la NTD y otras normativas por parte del consultor en su modelación, buscando la eficiencia en la gestión, pudiendo utilizar recursos externos para dar cumplimiento a dichas exigencias. En este sentido, agrega, es parte del análisis del consultor determinar la factibilidad de contratar fracciones de recursos, sobre todo en aquellas labores que se determine como óptimo su contratación en forma tercerizada.

Según la Comisión, la solicitud del Grupo Saesa es técnicamente incorrecta, puesto que no correspondería establecer en forma previa al estudio que: "la cantidad de recursos que componen las actividades no sean una fracción, sino que números enteros". Añade que lo correcto sería determinar la factibilidad de contratar fracciones y no lo contrario como pide el Grupo Saesa.

En relación con la referencia que hace la discrepante al Dictamen N°12-2021, según la CNE el Panel dictaminó incorporar un monto adicional de modo de redondear al número entero superior algunas componentes de las cuadrillas, determinación del Panel que se fundamenta en cómo se modeló el mantenimiento correctivo en dicho proceso. En consecuencia, concluye, debido a que considerar fracciones o números enteros en los recursos que componen las actividades también depende del modelo de mantenimiento correctivo, no es correcto establecer en forma previa al estudio que "la cantidad de recursos que componen las actividades no sean una fracción, sino que números enteros".

Para el Panel la petición de la discrepante relativa al fraccionamiento tiene dos dimensiones: (i) de los recursos que son propios de la empresa; y (ii) de los recursos tercerizados.

En el caso de los recursos propios de la empresa, la organización eficiente de las actividades puede implicar un dimensionamiento óptimo fraccionado de los recursos. Por ejemplo, en actividades de mantenimiento de equipos, que se completan en parte de la jornada, sería ineficiente asignar jornadas completas, pues los tiempos liberados se pueden emplear en otras actividades.

En el caso de la utilización de recursos tercerizados, dependerá de la disponibilidad que ofrezca el mercado. Si no existiese un mercado para contratar un servicio a tiempo parcial se deberá emplear valores enteros. De lo contrario, es posible emplear recursos fraccionados, por ejemplo, es habitual que una retroexcavadora se contrate con un costo fijo-asignable al traslado- más un costo por hora efectiva de uso.

En consecuencia, en esta materia, en opinión del Panel, no es conveniente limitar el espacio de soluciones al consultor, sino que es preferible mantener la flexibilidad para que este determine cuando un recurso específico requiere que se asigne fraccionado y existe un mercado que ofrezca esa modalidad.

Por expuesto, en esta materia el Panel no accederá a la solicitud de la discrepante.

8.3.3. Dictamen

En atención al análisis realizado por el Panel de Expertos, por unanimidad se acuerda el siguiente dictamen:

Rechazar la petición de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Sociedad Austral de Electricidad S.A., Empresa Eléctrica de Aisén S.A. y Compañía Eléctrica Osorno S.A.

8.4. Percentil para el personal tercerizado

8.4.1. Alternativas

El Panel distingue las siguientes alternativas:

- Alternativa 1: Modificar la frase: "para el personal tercerizado (contratistas) se deberá emplear como estadígrafo el percentil 25%" del capítulo 5.4.2 de las Bases VAD, por lo siguiente: "para el personal tercerizado (contratistas) se deberá analizar la información disponible del mercado relevante en cada área típica según su zona de operación para definir el estadígrafo a utilizar"
- Alternativa 2: Rechazar la petición de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Sociedad Austral de Electricidad S.A., Empresa Eléctrica de Aisén S.A. y Compañía Eléctrica Osorno S.A.

8.4.2. Análisis

El Grupo Saesa discrepa debido a que la CNE no acogió una observación relativa al estadígrafo a utilizar para el personal tercerizado en la redacción del numeral 5.4.2 de las Bases VAD.

La discrepante explica que, desde los inicios del Panel, el estadígrafo utilizado en las remuneraciones ha sido objeto de discrepancias, muchas de las cuales fueron dictaminadas a favor de utilizar un percentil superior para ciertos grupos del personal. Al respecto, menciona tres dictámenes: N°8-2006 (Informe Técnico de Subtransmisión SIC-4), N°1-2007 (Informe Técnico de Transmisión Troncal) y N°15-2009 (Bases de Subtransmisión 2011-2014).

Adicionalmente, prosigue, en el proceso de fijación de tarifas de distribución del período 2012-2016, cuyas bases técnicas no fueron sujeto de dictamen del Panel, se estableció el uso del percentil 50%. Agrega que esto generó brechas importantes entre los costos reales de personal y los costos tarifarios. La discrepante ejemplifica con una tabla la diferencia sobre la remuneración mensual del personal propio, por familia de cargo, resultante del estudio de transmisión período 2020-2023, diferencias que alcanzan a valores promedio de -21% y -29% con respecto al personal de los sistemas de transmisión nacional y zonal, respectivamente.

Según la discrepante, a partir del proceso de fijación de tarifas de distribución período 2016-2020, la CNE habría incluido en las bases técnicas una distinción para las remuneraciones del personal, segmentando por el tipo de contratación. Así, prosigue, para el personal propio, del año 2016 en adelante, las bases consideraron el percentil 50% y, para el personal tercerizado, el percentil 25%. A juicio del Grupo Saesa esto habría aumentado aún más las brechas entre los valores tarifarios y los valores de mercado del personal.

La discrepante presenta un ejercicio con información del proceso de valorización de la transmisión, período 2020-2023, comparando la remuneración del personal que allí fue considerado como tercerizado al usar el percentil 25% versus el percentil 50%. Muestra una tabla en que las diferencias entre las remuneraciones varían en un rango de 7% a 45%.

Agrega otra tabla en que evidencia la variación de la remuneración total del personal tercerizado considerado en el citado proceso de valorización versus el personal propio de las empresas distribuidoras de Grupo Saesa, presentado a la SEC en el proceso de costos de explotación. La discrepante concluye que las dos tablas mencionadas dejarían de manifiesto la diferencia relevante de usar el percentil 25% versus el percentil 50%, así como las brechas entre cargos similares en la empresa real versus la empresa modelada.

Adicionalmente, prosigue, las Bases VAD no consideran, para personal tercerizado, obligaciones distintas a las legales, pese a ser una práctica habitual y formar parte de las encuestas de remuneraciones. En particular menciona que no incluyen, para personal tercerizado, beneficios tales como aguinaldos, bono de término de conflicto, seguro complementario de salud, celebraciones, becas de estudio, uniformes, pagos adicionales de licencias para completar la remuneración, seguros de vida, bono de nacimiento, bono de matrimonio y bono por años de servicio.

Añade que, si bien las Bases VAD indican que el consultor podrá, justificadamente, considerar percentiles distintos a los señalados para los cargos que no estén debidamente representados en la encuesta de remuneraciones, en la práctica ningún consultor en los estudios tarifarios desde el 2016 en adelante ha hecho uso de esta excepción, como tampoco los informes técnicos de la CNE. Además, a su juicio, esta posibilidad está limitada a los cargos cuyo nivel de especialización no se encuentre debidamente recogido en el o los estudios de remuneraciones.

La discrepante refiere que, debido a la criticidad de las instalaciones de distribución para la calidad de servicio, el Grupo Saesa utiliza personal propio para un 25% de las labores de operación y mantenimiento de distribución, consiguiendo altos estándares de capacitación y compromiso, así como una baja rotación.

La discrepante menciona que esta materia fue discutida en el Dictamen N°8-2022 y cita parte del análisis del Panel, señalando que en dicha oportunidad se rechazó su solicitud por la forma, no por el fondo.

Por su parte, la CNE manifiesta que en el numeral 5.4.2 de las Bases VAD, relativo a las "Remuneraciones", se señala que: "El estadígrafo a utilizar para el personal propio será el percentil 50% y para el personal tercerizado (contratistas) se deberá emplear como estadígrafo el percentil 25%. 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".

De lo anterior la CNE concluye que las Bases VAD permiten que el consultor utilice un percentil superior para determinar las remuneraciones del personal tercerizado y solicita al Panel que rechace la discrepancia presentada por el Grupo Saesa.

En opinión del Panel, en un estudio de costos se debe propender a considerar las particularidades regionales en el nivel de remuneraciones, las que no necesariamente quedan recogidas en encuestas cuya representatividad estadística es de alcance nacional.

En este contexto, el Panel coincide con la discrepante en que si bien las Bases VAD facultan al consultor a emplear percentiles distintos a los establecidos para el personal, tanto para el propio como el tercerizado, esta facultad tiene un alcance limitado, ya que solo aplica a aquellos cargos cuyo nivel de especialización no se encuentre debidamente recogido en el o los estudios de remuneraciones, excepción que da cuenta de niveles de especialización pero no de singularidades regionales que pudieran darse en cargos de menor especialidad.

Por lo expuesto, el Panel accederá a lo solicitado por la discrepante.

8.4.3. Dictamen

En atención al análisis realizado por el Panel de Expertos, por unanimidad se acuerda el siguiente Dictamen:

Se debe modificar la frase: "para el personal tercerizado (contratistas) se deberá emplear como estadígrafo el percentil 25%" del capítulo 5.4.2 de las Bases, por lo siguiente: "para el personal tercerizado (contratistas) se deberá analizar la información disponible del mercado relevante en cada área típica según su zona de operación para definir el estadígrafo a utilizar".

8.5. Obras no construidas por la empresa de referencia

Esta discrepancia fue analizada de manera conjunta con otras formuladas respecto de la misma materia. Por lo anterior, se da por reproducido lo analizado y resuelto en el apartado 6.2, correspondiente a la Discrepancia de Copelec denominada "Obras no construidas por la empresa de referencia".

8.6. Tasa de actualización para la determinación de los costos anuales de inversión de las instalaciones de distribución

Esta discrepancia fue analizada de manera conjunta con otras formuladas respecto de la misma materia. Por lo anterior, se da por reproducido lo analizado y resuelto en el apartado 5.1, correspondiente a la Discrepancia de Enel denominada "Tasa de actualización".

8.7. Consistencias entre precios y pérdidas

8.7.1. Alternativas

El Panel distingue las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Agregar al final del cuarto párrafo del numeral 5.2 lo siguiente: "Será responsabilidad del consultor verificar que exista consistencia entre la

valorización del elemento adaptado a la demanda y los niveles de pérdidas asociadas a este elemento, de forma tal que las pérdidas asociadas a cada elemento se condigan con la valorización considerada"

Alternativa 2: Rechazar la solicitud de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Sociedad Austral de Electricidad S.A., Empresa Eléctrica de Aisén S.A. y Compañía Eléctrica Osorno S.A.

8.7.2. Análisis

El Grupo Saesa señala que las Bases VAD no asegurarían la consistencia entre los valores de los equipos y las pérdidas que estos generan en la red de distribución.

Agrega que, de conformidad a las referidas bases, en el dimensionamiento de las redes la evaluación de los precios de los equipos y sus pérdidas quedan estrechamente relacionadas dentro de una misma fórmula.

En este contexto, señala que, por una parte, las Bases VAD establecen que los precios unitarios de las instalaciones eléctricas para la empresa modelo corresponderán a los precios del proceso SEC de VNR 2022. Agrega que, por otra, dichas bases nada indican del origen de los parámetros asociados a las pérdidas de esas instalaciones, limitándose a señalar que se deberán utilizar instalaciones adaptadas a la demanda. En consecuencia, prosigue, no se asegura la consistencia entre los valores de los equipos y las pérdidas que estos generan en la red de distribución.

La discrepante plantea que en el proceso VAD 2020-2024, el consultor utilizó para los transformadores un valor de pérdida en el fierro por debajo de los valores de los transformadores utilizados en la industria. Agrega que probablemente un transformador con un bajo nivel de pérdidas se puede construir, pero a valores mayores respecto de los que están considerados en los precios de VNR. Por lo anterior, Grupo Saesa sostiene que el consultor no habría usado de forma coherente la relación entre precios y pérdidas.

De lo señalado por la CNE en su minuta de respuestas, la discrepante concluye que este organismo reconoce que las pérdidas técnicas deben ser consistentes con los costos unitarios definidos para los elementos que conforman la red de la empresa modelo, por lo que no contradiría el fondo de lo que solicita, esto es, que se verifique la consistencia entre la valorización de los elementos utilizados y los niveles de pérdida asociados a estos. Al respecto, Grupo Saesa destaca el argumento de la CNE con arreglo al cual este organismo señaló que "es deber del Consultor que las pérdidas medias que se empleen en la modelación se condigan con aquellas de los mercados que se analicen para la obtención de los precios unitarios, y las Bases Corregidas no desconocen aquello."

La discrepante manifiesta que le llama la atención que la CNE, no estando en desacuerdo con la petición, se rehúse a incorporar en las Bases VAD el párrafo solicitado, sin plantear una motivación técnica para ello. Grupo Saesa sostiene que su solicitud no genera daños al proceso, sino que, muy por el contrario, apunta a mejorarlo y a explicitar desde el inicio condiciones para el estudio que a la CNE le parece natural deban cumplirse.

La discrepante señala que no comparte lo manifestado por la CNE, en el sentido de que lo solicitado escaparía al alcance del estudio, toda vez que su solicitud apuntaría a cumplir de forma correcta con el supuesto de eficiencia que la ley impone para la definición de la empresa modelo.

Con respecto a las aprehensiones de la CNE sobre el efecto que lo solicitado pudiera tener sobre la carga de trabajo del consultor y los tiempos del estudio, la discrepante destaca que una mayor exigencia a la labor del consultor no sería un argumento para descartar mejoras a las Bases VAD.

La CNE, por su parte, se refiere a los pasos metodológicos que establecen las Bases VAD para la determinación de los precios unitarios, señalando que como primer paso se consideran los precios unitarios del VNR SEC y que como segundo paso se realiza un control de consistencia de esta información, con el objeto de verificar que: (i) los valores obtenidos de ese proceso resulten coherentes entre familias del mismo tipo de elemento; (ii) que reflejen efectivamente las eficiencias obtenibles por la empresa de referencia; y (iii) que correspondan a los precios de mercado que las empresas pueden acceder.

La CNE agrega que, para cumplir con lo anterior, el consultor deberá recabar los antecedentes desde los mercados respectivos, a través de la contratación de empresas especialistas en el rubro correspondiente. Luego indica que, de conformidad a las Bases VAD, el estudio podrá considerar proveedores con presencia en el territorio nacional, proveedores internacionales a los cuales la empresa de referencia realice compras, u otros debidamente justificados.

Agrega que las Bases VAD también establecen las definiciones respecto de cómo se calculan las pérdidas técnicas y que los formatos establecidos en el anexo "03 Formato entrega de resultados" garantizan que se especifiquen todos los parámetros empleados.

De lo anterior, la CNE concluye que la redacción de las Bases VAD garantiza que los precios unitarios se obtengan en consistencia con aquellos mercados a los cuales acceden actualmente las empresas distribuidoras u otros, siempre que se encuentren debidamente justificados. Agrega que de forma natural se puede concluir que las pérdidas técnicas de los elementos de la empresa modelo deben ser calculadas en consistencia con la fuente de los precios unitarios y que hacerlo de otra manera sería técnicamente erróneo.

En ese sentido, prosigue, las definiciones metodológicas anteriormente expuestas permiten que el estudio avance en una sola dirección: primero se obtienen los precios unitarios y luego se obtienen las pérdidas medias consistentes con aquello.

La CNE advierte que bajo la redacción propuesta por la discrepante podría solicitársele al consultor que realice una verificación para cada uno de los elementos de la empresa modelo, o bien que, para cada uno de ellos, se establezca el óptimo entre el precio de adquisición y pérdidas.

Al respecto, sostiene que si bien *a priori* lo anterior no parece inverosímil, implicaría un esfuerzo no menor desde el punto de vista metodológico, puesto que no se cuenta directamente con la información para efectuarlo. En efecto, prosigue, para realizar aquello se

debería contar con un conjunto importante de cotizaciones y especificaciones técnicas (para cada elemento y para cada una de las 12 áreas típicas), de modo de poder obtener directamente alguna relación entre las pérdidas técnicas de un determinado elemento y su valorización. Agrega que en esa misma línea, bajo la redacción de la discrepante cabría la posibilidad de desestimar los precios del VNR SEC y establecer otros precios en función de la conveniencia de las pérdidas.

Por lo anterior, para la Comisión lo solicitado por el Grupo Saesa se escaparía del alcance del estudio de costos definido en la LGSE, cuyo objetivo es establecer las pérdidas medias de energía y potencia. Adicionalmente, opina que ello atentaría contra los plazos establecidos para su desarrollo.

Finalmente, sostiene que las Bases VAD no desconocen que es deber del consultor que las pérdidas medias que se empleen en la modelación se condigan con aquellas de los mercados que se analicen para la obtención de los precios unitarios.

El Panel concuerda con la empresa en que debe existir una consistencia entre la valorización de un elemento y el nivel de pérdidas de éste. Esta situación se hace patente particularmente en el caso de los transformadores de distribución, cuyo nivel de pérdidas en general se especifica como una variable de diseño, verificándose que a menor nivel de pérdidas, mayor es el costo de este equipo, y viceversa.

En ese contexto, en la medida que las fuentes de información de los costos sea una, y la de las pérdidas sea otra, existe la posibilidad de obtener valores de costos y de pérdidas disociados entre sí.

A juicio del Panel, no es evidente que en las Bases VAD esta situación esté implícitamente considerada.

Por otra parte, la argumentación de la CNE apunta a los esfuerzos y plazos involucrados que se requerirían para verificar esta consistencia, sin manifestar su desacuerdo con el planteamiento de la empresa.

El Panel no advierte que la solicitud de la empresa se escape del alcance del estudio, ya que ésta apunta a precisar contenidos de las Bases VAD que permiten una mejor estimación de las pérdidas medias de la empresa modelo.

Por lo anterior, se accederá a la petición de la discrepante.

8.7.3. Dictamen

En atención al análisis realizado por el Panel de Expertos, por unanimidad se acuerda el siguiente Dictamen:

Agregar al final del cuarto párrafo del numeral 5.2 lo siguiente:

"Será responsabilidad del consultor verificar que exista consistencia entre la valorización del elemento adaptado a la demanda y los niveles de pérdidas asociadas

a este elemento, de forma tal que las pérdidas asociadas a cada elemento se condigan con la valorización considerada"

8.8. Fallas no atribuibles a la empresa distribuidora

8.8.1. Alternativas

El Panel distingue las siguientes alternativas:

- Alternativa 1: Agregar, al final del primer párrafo del numeral 5.3, lo siguiente: "Además, la Empresa Modelo deberá ser dimensionada para atender aquellas fallas que no son atribuibles o responsabilidad de la Distribuidora".
- Alternativa 2: Rechazar la solicitud de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Sociedad Austral de Electricidad S.A., Empresa Eléctrica de Aisén S.A. y Compañía Eléctrica Osorno S.A.

8.8.2. Análisis

El Grupo Saesa discrepa del tratamiento de las fallas externas o fuerza mayor a los efectos de dimensionar los costos de la empresa modelo.

La discrepante señala que para dimensionar la empresa modelo según lo disponen las Bases VAD, el consultor debe considerar alguna estadística de fallas de la empresa de referencia o algún valor estándar de falla. Al respecto, afirma que en el proceso VAD 2020-2024, tanto el consultor como la Comisión en su Informe Técnico, consideraron para la operación y mantenimiento un subconjunto de las estadísticas de fallas internas. Agrega que ello, en el contexto de dicho dimensionamiento, desconocería la existencia de fallas externas o fuerza mayor que la empresa modelo debe igualmente atender y considerar en sus costos de operación y mantenimiento, tales como rayos, inundaciones, incendios, aluviones, temblores, accidentes, robo de conductor, choque a poste, vehículos que botan cables y/o postes, caída de árboles fuera de faja y acción de terceros, entre otros. Indica que si bien es cierto que en alguna de estas fallas, como las producidas por vehículos, las distribuidoras pueden seguir procedimientos legales para recuperar los costos, en muy pocos casos es posible identificar al causante y, en aún menos, conseguir la recuperación de algún costo.

Otro ejemplo, prosigue, es la caída de árboles sobre el tendido eléctrico sin pérdida de suministro. Agrega que, en este caso, aunque no se afecta el suministro, sí existe afectación a la red existente por lo que de igual forma debe ser atendida por la empresa distribuidora, tal como si fuera una falla que afecte la continuidad del suministro, desplegando cuadrillas y equipos especializados.

Agrega que la posición de la CNE en el proceso VAD 2020-2024 lleva a que, en el caso hipotético de una empresa sin fallas externas, no se dimensionarían cuadrillas de operación. Luego afirma que, sin esas cuadrillas de operación, no se podría atender una falla externa como podría ser, por ejemplo, el robo de un conductor. Adicionalmente, prosigue, de acuerdo con el oficio referente a fallas de la SEC, ningún tipo de fallas es considerada, *a priori*, fuerza

mayor o externa, por lo que la distribuidora las debe atender en su totalidad, para luego postular aquellas que considere dentro de esta clasificación con los respectivos medios probatorios.

La discrepante destaca que en la argumentación de la CNE no existe oposición al fondo de lo que plantea, y que reconocería que lo solicitado debiese estar incluido en el estudio, pero que este organismo se opone a incluirlo explícitamente en las Bases VAD.

Grupo Saesa señala que en el proceso VAD 2020-2024, tanto el consultor como la CNE consideraron un subconjunto de fallas internas de la empresa real, que no consideraba fallas de fuerza mayor, para determinar la estadística de falla que enfrentaría la empresa modelo, con el fin de dar cumplimiento a los estándares de calidad SAIDI y SAIFI. Al respecto, sostiene que es correcto eliminar las fallas externas para determinar los indicadores de calidad, pero que para determinar los costos de operación y mantenimiento de la empresa deben ser consideradas las fallas externas o de fuerza mayor, toda vez que aun cuando éstas no alteren los indicadores, si deben ser solucionadas y suponen un gasto adicional para la empresa. La discrepante hace presente que las fallas de fuerza mayor o externas no son gestionables por la empresa, por lo que no es razonable pensar que la empresa modelo eliminará este tipo de fallas simplemente por tener una gestión más eficiente.

Finalmente, la discrepante señala que la ejecución de un plan de contingencia significa grandes cantidades de recursos adicionales, que consideran personal adicional, transporte hacia zonas extremas, materiales, alojamientos, de flota, y la cobertura de extensos kilómetros de red en la que se encuentran emplazados sus clientes.

La CNE, por su parte, afirma que no es efectivo que se haya desconocido la existencia de fallas externas o de fuerza mayor, dado que la NTD contiene exigencias respecto del tiempo de concurrencia y reposición de fallas tanto en estado normal como en estado anormal, sin hacer distinción de su causal. Agrega que el diseño de la empresa modelo debe contemplar aquello puesto que es parte de la NTD.

Respecto del argumento del Grupo Saesa, con arreglo al cual en una empresa sin fallas externas no se dimensionarían cuadrillas de operación y por lo tanto no se podría atender, por ejemplo, el robo de un conductor, la CNE sostiene que en coherencia con lo establecido en la NTD y, consecuentemente, en las Bases VAD, dichas fallas deben ser atendidas conforme a lo que en esa normativa se indica.

La CNE hace presente que, sin perjuicio de lo anterior, esto es distinto a la no consideración de fallas que no son atribuibles a la empresa distribuidora en el cómputo de los indicadores SAIDI y SAIFI, lo cual se encuentra expresamente señalado en la NTD.

La Comisión señala que está en desacuerdo con la redacción propuesta por la discrepante, ya que de las Bases VAD no se desprende que el consultor deba desconocer la existencia de fallas no atribuibles a la empresa.

La Comisión recalca que la empresa modelo debe diseñarse conforme a lo establecido en la Ley y la NTD, aspectos que están adecuadamente recogidos en las Bases VAD. Agrega que en

efecto, la redacción del numeral 5.3 de dichas bases es preciso, claro y suficiente en cuanto a las consideraciones que se deben tener para el dimensionamiento de la operación y mantenimiento de la empresa modelo.

Finalmente indica que, sin perjuicio de lo anteriormente señalado, le corresponde al consultor, a partir de la información disponible, determinar cómo se dimensionan los recursos eficientes para la concurrencia y reparación de las fallas que afectarían a la Empresa Modelo conforme se establece en la NTD.

El Panel concuerda con la discrepante en el sentido de que para efectos de dimensionar la empresa modelo se deben considerar los costos que se derivan de la ocurrencia de fallas externas.

Se constata que la CNE también está de acuerdo con este planteamiento, y su rechazo a esta discrepancia se funda en la redacción propuesta, ya que a su juicio de las Bases VAD no se desprende que el consultor deba desconocer la existencia de fallas no atribuibles a la empresa.

Al respecto, el Panel considera que la propuesta de la empresa contribuye a precisar lo señalado en las Bases VAD, evitando así dejar de cargo del consultor interpretaciones que den origen a potenciales controversias durante el proceso.

Por lo anteriormente expuesto, se accederá a la petición de la discrepante.

8.8.3. Dictamen

En atención al análisis realizado por el Panel de Expertos, por unanimidad se acuerda el siguiente Dictamen:

Agregar, al final del primer párrafo del numeral 5.3, lo siguiente: "Además, la Empresa Modelo deberá ser dimensionada para atender aquellas fallas que no son atribuibles o responsabilidad de la Distribuidora".

8.9. Tasas y tiempos de fallas

8.9.1. Alternativas

El Panel distingue las siguientes alternativas:

- Alternativa 1: Incorporar, al final del párrafo 12 del capítulo 5.2 de las bases técnicas, la siguiente frase "Las tasas y tiempos de falla definidos deberán reconocer las características particulares de cada zona y que puedan afectar ya sea las tasas o los tiempos de falla (por ejemplo, la definición del par comuna-empresa)."
- Alternativa 2: Rechazar la solicitud de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Sociedad Austral de Electricidad S.A., Empresa Eléctrica de Aisén S.A. y Compañía Eléctrica Osorno S.A.

8.9.2. Análisis

Grupo Saesa señala que las fallas que experimenta una empresa distribuidora se asocian directamente con la dificultad de entregar el servicio de distribución en una determinada zona, toda vez que tanto la geografía como el clima juegan un papel importante en el tipo y frecuencia de las fallas experimentadas por una empresa. Agrega que la NTD reconocería esta realidad en su numeral 1-6, en el cual se señala que “las redes de los Sistemas de Distribución han sido clasificadas en distintas categorías de manera de dar cuenta de sus características principales, utilizando para ello un índice que representa la dificultad de entregar el servicio de distribución en una determinada zona. Dicho índice busca representar la densidad de las redes eléctricas a partir del número de Clientes conectados y el largo total de las líneas eléctricas existentes en cada Sistema de Distribución.”

Agrega que por lo anterior solicitó a la CNE que para la determinación de la tasa y tiempo de falla de la empresa modelo se reconociera tanto la ruralidad como la definición de pares comuna-empresa de la empresa de referencia. A su juicio, estos serían los elementos claves a tener en consideración para definir una tasa de falla que cumpla adecuadamente con las restricciones señaladas para el diseño de la empresa modelo de las Bases VAD. Agrega que al utilizar un *benchmarking* y ajustar parámetros de la empresa modelo de un área típica en función de lo definido para otras áreas típicas se estarían violando esas restricciones, toda vez que:

- (i) El tiempo de falla al que está expuesta una empresa está directamente relacionado a la ubicación de los clientes de la empresa modelada. Para el Grupo Saesa sería lógico que empresas con menor densidad de clientes presenten tiempos de falla mayores;
- (ii) El acceso en zonas de difícil geografía tomará más tiempo y que las condiciones climáticas adversas dificultarán tanto el traslado como el trabajo en el sitio de la falla;
- (iii) Los tipos de falla y el tiempo promedio requerido para solucionar las fallas estarán también definidos por la zona en que se encuentre operando la empresa, por lo que suponer o intentar corregir tiempos y tasas de falla en función de lo acontecido en una zona diferente sería erróneo;
- (iv) Tanto el trazado de caminos como su calidad gatillarán diferencias en los tiempos de falla que tendrá cada empresa.

Para la discrepancia los puntos anteriores dejarían de manifiesto que los tiempos y tasas de falla observados en diferentes áreas típicas no tienen necesariamente relación con la eficiencia o ineficiencia con que pueda operar la empresa, sino que están directamente influenciados por las características geográficas, de densidad o climáticas de la zona de operación de la empresa, por lo que no sería apropiado realizar correcciones mirando la realidad del conjunto de áreas típicas.

Por otro lado, agrega que al determinar la tasa de falla con base a la estadística de fallas de la empresa de referencia, y empleando criterios de ajuste para eliminar aquellos tipos de falla que no serían aplicables a la empresa modelo se incurriría en lo que el Grupo Saesa llama “un

exceso de optimalidad". Según la discrepante ello se debería a que las fallas a que se ve expuesta la empresa de referencia están estrechamente relacionadas con las instalaciones y equipamiento que está ya ha instalado y que están destinadas a prevenir fallas y a disminuir tanto los tiempos de reposición como la afectación de clientes.

Por lo anterior, la discrepante afirma que la estadística de la empresa de referencia tendría incorporado el beneficio derivado de inversiones que no serán incorporadas en la empresa modelo porque para su diseño se considerará una menor tasa de falla. Agrega que es así como diferentes topologías de equipos y redes o gastos en operación y mantenimiento llevarán a diferentes tasas de fallas. Añade que en ese contexto sería erróneo considerar dicha estadística y luego restarle fallas para representar un comportamiento modelo.

El Grupo Saesa afirma que su discrepancia no apunta a que no se utilice la estadística SEC, sino que más bien a que se considere que esta es un antecedente válido para estimar las tasas y tiempos de falla, pero que no puede ser el único antecedente para luego "depurar" las fallas y ser aplicado a la empresa modelo.

El Grupo Saesa sostiene que no es efectivo que lo que solicita ya esté incluido en las Bases VAD, como afirma la CNE. Agrega que en las Bases VAD solo se señala que se deben diferenciar tasas de falla en MT-BT, urbano-rural y tipo de conductor. Sostiene que no se explicita que las tasas y tiempos de falla debieran variar entre comunas, según sus características. Al respecto afirma que no diferenciar tasas y tiempos de falla por comuna, y en lugar de ello considerar valores promedio para varias comunas (o para una empresa en su totalidad) ocultaría necesidades de inversión, principalmente en comunas donde la provisión del servicio de distribución eléctrica presenta mayor dificultad.

Indica que por otro lado, las facultades del consultor deben ser acotadas en el sentido de realizar comparaciones entre ATD, para evitar situaciones como las experimentadas en el estudio de VAD 2020-2024, en el que las empresas mayormente rurales terminaron con menor tasa de falla que empresas principalmente urbanas y en que los tiempos de falla fueron estimadas en función de la realidad de empresas de áreas típicas diferentes.

Respecto a la validez de tomar criterios con base a comparaciones entre áreas típicas, según lo señalado por la CNE, la discrepante afirma que ello parece contradictorio con las restricciones planteadas en el numeral 3.2 de las Bases VAD, que señalan que se deberá reconocer las características de cada área típica, y con lo señalado en la RE N°589, en la que se define el concepto de áreas típicas de distribución. Al respecto, indica que en esa resolución se establece que "[d]e acuerdo con lo señalado en la Ley, el procedimiento de definición de las ATD debe ser tal que estas representen áreas en que los costos de prestar el servicio público de distribución y la densidad de clientes por kilómetro de red sean similares entre sí, ...".

De la cita concluye que la definición de área típica de distribución considera poner empresas similares en la misma área, por lo que no sería válido tomar antecedentes de otras áreas típicas y criterios para definir tasas y tiempos de fallas, toda vez que, por definición, se estarían

mezclando características de zonas de operación diferentes, contraviniendo lo señalado en el numeral 3.2 de las Bases VAD.

La CNE hace presente que el Grupo Saesa reconoce explícitamente en su discrepancia que la clasificación comuna-empresa que establece la NTD es relevante en la metodología que emplee el consultor conforme a las Bases VAD.

Luego destaca que la empresa modelo se encuentra sometida a las restricciones del numeral 3.2 de las Bases VAD, entre las cuales se incluye la identificada con el romanillo (iv), con arreglo a la cual se considerarán como restricciones "[l]as condiciones geográficas, climáticas y demográficas de la zona, así como la clasificación par Comuna-Empresa que establezca la NTDx". De lo anterior, la CNE concluye que lo solicitado por la discrepante ya está considerado en las Bases VAD, por lo que su inclusión sería redundante.

La CNE manifiesta que considera válido tomar criterios con base a comparaciones entre áreas típicas, siempre y cuando se encuentren justificadas por el consultor, señalando que no corresponde que en las Bases VAD se establezca una restricción *a priori* al respecto. Agrega que a su juicio lo relevante es que el consultor tenga a la vista todos los antecedentes necesarios para poder calcular la tasa y tiempo de falla a la que se vería afectada una empresa modelo.

Respecto concepto de "exceso de optimalidad" al determinar la tasa de falla con base a la estadística de la empresa de referencia, argumentado por la discrepante, la Comisión infiere que el Grupo Saesa pretende que el consultor se vea impedido de utilizar para su análisis la estadística de falla de la SEC, lo que a su juicio sería incorrecto, ya que dicha información resulta necesaria para la elaboración del estudio de costos.

Sin perjuicio de lo ya señalado, hace presente que no se debe perder de vista que el objetivo planteado en las Bases VAD es el de calcular la tasa y tiempo de falla a la que se vería afectada una empresa modelo que cumpla con las restricciones del numeral 3.2.

En ese sentido, la CNE sostiene que la metodología de determinación de las tasas de falla es clara y se encuentra debidamente acotada en las Bases VAD, en su numeral 5.2.

Finalmente, la CNE afirma que sería inadecuado acoger esta solicitud, pues lo que la discrepante pretende es acotar las facultades del consultor respecto de (i) realizar comparaciones con otras ATD; y (ii) emplear la estadística de falla de la SEC.

Las Bases VAD establecen los criterios para la determinación de las tasas y tiempos de falla que condicionarán el dimensionamiento de la empresa modelo. En particular, el numeral 5.2 de las referidas bases, prescribe que el consultor deberá determinar las tasas y tiempos de falla promedio, diferenciando entre redes media y baja tensión, zonas urbanas y rurales, y tipo de conductor (aéreo desnudo, aéreo protegido, subterráneo, etc.).

En opinión del Panel, las Bases VAD le entregan al consultor lineamientos claros respecto de los criterios de diferenciación en la determinación de tasas y tiempos de falla, que deben responder a características tanto del conductor, como de la zona que este atraviesa. En este sentido, la propuesta de la discrepante, de considerar el par empresa-comuna, se basa en una

diferenciación administrativa, que no necesariamente representa una división entre tipos de zonas, ni menos entre clases de conductores.

Adicionalmente, la solicitud de la discrepante no precisa la forma de materializar lo que plantea, y en particular, no propone de qué forma los límites comunales permitirían una mejor representación de las condiciones en las zonas que opera la empresa modelo.

Por lo anteriormente expuesto, no se accederá a esta petición de la discrepante.

8.9.3. Dictamen

En atención al análisis realizado por el Panel de Expertos, por unanimidad se acuerda el siguiente Dictamen:

Rechazar la solicitud de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Sociedad Austral de Electricidad S.A., Empresa Eléctrica de Aisén S.A. y Compañía Eléctrica Osorno S.A.

Concurrieron al acuerdo de los presentes Dictámenes N°27, N°28, N°29, N°30, N°31, N°32 y N°33 de 2023 los siguientes integrantes del Panel de Expertos: Fernando Fuentes Hernández, Claudio Gambardella Casanova, Patricia Miranda Arratia, Guillermo Pérez del Río, Eduardo Ricke Muñoz, Carlos Silva Montes y Luis Vargas Díaz.

Santiago, 10 de mayo de 2023

María Fernanda Quezada Ruiz
Secretaria Abogada