

Dictamen Discrepancia N°16-2023

Área Típica N°1

Discrepancia presentada por Enel Distribución Chile S.A., respecto del Informe Técnico para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, cuatrienio noviembre 2020-2024

Santiago, 25 de abril de 2023

ÍNDICE DE ABREVIATURAS

ATD	Área Típica de Distribución
AEIR	Ajuste por Efecto de Impuestos a la Renta
AVI	Anualidad del Valor de Inversión
Bases Técnicas o Bases	Bases para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuadrienio noviembre 2020 – 2024
BT	Baja Tensión
Capex	Inversiones de Capital (<i>Capital Expenditure</i>)
CNR	Consumos No Registrados
Consultor	INECON, Ingenieros y Economistas Consultores S.A.
CNE o Comisión	Comisión Nacional de Energía
Enel	Enel Distribución Chile S.A.
Estudio del Consultor	Informe Final Definitivo del Estudio preparado por INECON, Ingenieros y Economistas Consultores S.A., entregado a la CNE el 3 de mayo de 2022
FIC	Frecuencia de Interrupciones a Clientes
Informe Técnico	Informe Técnico para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuadrienio 2020-2024, aprobado por la Resolución Exenta N°908 de 23 de diciembre de 2022 de la Comisión Nacional de Energía
Ley 21.194	Ley N°21.194 de 2019 que “Rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica”
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”
Ministerio	Ministerio de Energía
MOP	Ministerio de Obras Públicas
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
O&M	Operación y Mantenimiento
Opex	Gastos de Operación (<i>Operating Expenses</i>)
Panel	Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos
PMEB	Factores de expansión de pérdidas de energía
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"
Reglamento de la LGSE	Decreto Supremo N°327, de diciembre de 1997, del Ministerio de Minería, que "Fija Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos"
SD	Sistemas de Distribución
SMMC	Sistema de Medición, Monitoreo y Control
SEC	Superintendencia de Electricidad y Combustibles
SERNAC	Servicio Nacional del Consumidor
SGC	Sistema de Gestión de Calidad
TIC	Tiempo de Interrupciones a Clientes
VNR	Valor Nuevo de Reemplazo
VAD	Valor Agregado de Distribución

ÍNDICE

1.	ORIGEN DE LA DISCREPANCIA	6
1.1.	Presentación	6
1.2.	Documentos acompañados	6
1.3.	Admisibilidad	6
1.4.	Inhabilidades aplicables a integrantes del Panel	6
1.5.	Programa de trabajo	6
2.	CONTEXTO LEGAL Y ADMINISTRATIVO DE LA DISCREPANCIA	7
3.	ESTUDIO DISCREPANCIAS CATEGORÍA A	8
3.1.	Alternativas categoría A	8
3.2.	Análisis	9
3.2.1.	Cruces de autopistas	9
3.2.2.	Extensión de la red BT	13
3.2.3.	Ordenanzas Municipales	18
3.2.4.	Sistemas de monitoreo	21
3.2.5.	Tasas de falla	21
3.3.	Dictamen	24
4.	ESTUDIO DISCREPANCIAS CATEGORÍA B	24
4.1.	Alternativas categoría B	25
4.2.	Análisis	25
4.2.1.	Mantenimiento de empalmes	25
4.2.2.	Dotación de personal	29
4.2.3.	Homologación de cargos	32
4.2.4.	Tasas de falla	38
4.3.	Dictamen	39
5.	ESTUDIO DISCREPANCIAS CATEGORÍA C	40
5.1.	Alternativas categoría C	40
5.2.	Análisis	40
5.2.1.	Dotación de personal	41
5.2.2.	Homologación de cargos	50
5.3.	Dictamen	61
6.	ESTUDIO DISCREPANCIAS CATEGORÍA D	61
6.1.	Alternativas categoría D	61
6.2.	Análisis	62
6.2.1.	Pérdidas técnicas relacionadas con equipos de medida	62
6.2.2.	Pérdidas no técnicas relacionadas con pérdida comercial	65
6.2.3.	Incobrables	69
6.3.	Dictamen	71

7.	ESTUDIO DISCREPANCIAS CATEGORÍA E	71
7.1.	Alternativas categoría E	71
7.2.	Análisis.....	73
7.2.1.	Indexación.....	73
7.3.	Dictamen.....	75

DICTAMEN N°16– 2023

1. ORIGEN DE LA DISCREPANCIA

1.1. Presentación

El 20 de enero de 2023 ingresaron al Panel presentaciones de Empresa Eléctrica Puente Alto S.A., Chilquinta Distribución S.A., Empresa Eléctrica de Magallanes S.A., Compañía General de Electricidad S.A., Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Limitada, Compañía Eléctrica Osorno S.A., Sociedad Austral de Electricidad S.A., Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Empresa Eléctrica de Aisén S.A., Cooperativa Eléctrica Charrúa Limitada, Cooperativa Rural Eléctrica Río Bueno Limitada, Enel Distribución S.A., Cooperativa Regional Eléctrica Llanquihue Limitada y Cooperativa Eléctrica de Curicó Limitada, planteando sus discrepancias respecto del “Informe Técnico para el Cálculo de las componentes del valor agregado de distribución, cuadrienio 2020-2024”, aprobado por la Comisión mediante la RE N°908, de 23 de diciembre de 2022.

1.2.Documentos acompañados

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

- a) Presentación de discrepancia de Enel de 19 de enero de 2023, y presentación complementaria de 20 de febrero de 2023; y
- b) Presentación de la Comisión de 6 de febrero de 2023, y presentación complementaria de 20 de febrero 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 la discrepancia, en relación con el cumplimiento de los plazos y la verificación de que la materia discrepada sea de aquellas de competencia del Panel según lo dispuesto en la LGSE. El Panel conoció dicho informe y, por unanimidad, aceptó a tramitación la discrepancia, emitiendo su declaración de admisibilidad el 26 de enero 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 esta discrepancia.

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 en tres jornadas los días 8, 9 y 10 de febrero de 2023, a partir de las 8:30 horas. Su desarrollo consta en el acta correspondiente.

Se celebraron 31 sesiones especiales para discutir y decidir la materia de la discrepancia.

2. CONTEXTO LEGAL Y ADMINISTRATIVO DE LA DISCREPANCIA

De acuerdo 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 el uso de 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 correspondientes al VAD.

El VAD se determina sobre la base de 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).

Las referidas componentes del VAD deben ser calculadas 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).

La ley establece que el referido estudio de costos se basará 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 dicte al efecto la CNE (art. 183, LGSE). Asimismo, dispone que la ejecución del estudio es supervisada por un comité integrado por representantes de las empresas concesionarias de distribución, dos representantes del Ministerio y dos representantes de la CNE.

Sobre la base del estudio de costos, la CNE debe elaborar un informe técnico preliminar, el que puede ser observado por los participantes y las empresas concesionarias de distribución, salvo en el proceso de determinación de tarifas de distribución cuadrienio 2020-2024, en que por única vez no será necesaria la emisión del informe técnico preliminar (art. sexto transitorio, N°4, Ley N°21.194).

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 determinará considerando el riesgo sistemático de las actividades propias de las empresas de 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, la velocidad de penetración de las nuevas tecnologías para la materialización de las redes de distribución, etc.

En el plazo de 45 días contados desde el vencimiento del término para efectuar observaciones al informe técnico preliminar o en el plazo de 40 días contados desde el vencimiento del término para efectuar observaciones al estudio de costos, tratándose del proceso de determinación de tarifas de distribución cuadrienio 2020-2024, la CNE debe comunicar el informe técnico corregido, aceptando o rechazando fundadamente las observaciones técnicas efectuadas (art. 183 bis, LGSE y art. sexto transitorio, N°5, Ley N°21.194).

Por su parte, los participantes y empresas concesionarias de distribución tienen 15 días contados desde la notificación del estudio para solicitar al Panel que dirima todas o algunas de las observaciones presentadas que no hubieran sido consideradas por la CNE en el informe técnico, o modificaciones respecto de lo señalado en el estudio, sin que este hubiera sido observado (art. sexto transitorio, Ley N°21.194).

Al conocer el asunto, para cada categoría y área típica, el Panel solo puede optar entre el informe técnico corregido o la alternativa planteada por el participante o empresa concesionaria de distribución para el conjunto de discrepancias presentadas en dicha categoría, no pudiendo elegir entre resultados parciales de costos o entre criterios presentados como observaciones (art. 183 bis, LGSE).

Finalmente, la CNE debe remitir al Ministerio el informe técnico definitivo junto con todos sus antecedentes, en el plazo de 30 días contados desde el vencimiento del plazo para presentar discrepancias ante el Panel, o en el plazo de 45 días contados desde la comunicación del dictamen si se hubiesen presentado discrepancias.

3. ESTUDIO DISCREPANCIAS CATEGORÍA A

El artículo 183 bis de la LGSE, en su inciso vigesimosegundo dispone: “en cada categoría, y para cada área típica de distribución, el Panel solo podrá optar por el resultado del informe de la Comisión, la alternativa planteada (...) por una empresa concesionaria para el conjunto de sus discrepancias presentadas en dicha categoría. El Panel no podrá elegir entre resultados parciales de costos o entre criterios que se hubiesen presentado como observaciones, sino solo entre valores finales”.

Por lo anterior, el Panel ha procedido a considerar todas las peticiones de las discrepantes en las categorías que correspondan. Ello, con independencia de la interrelación que pudiesen tener algunas peticiones en distintas categorías asociadas a la misma materia.

3.1. Alternativas categoría A

El Panel distingue las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Modificar el costo total de inversión para el ATD1, adicionando los siguientes montos anuales, en millones de pesos. Valores a diciembre 2019

2019	9.680
2020	13.290

2021	17.109
2022	20.670
2023	24.471
2024	29.326

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

3.2.Análisis

En la presente discrepancia, relacionada con la categoría A “Costo Total de Inversión y Ajuste por Efectos de Impuesto a la Renta”, Enel plantea las siguientes cinco materias: (i) Cruces de autopistas; (ii) Extensión de la red BT; (iii) Ordenanzas Municipales; (iv) Sistemas de monitoreo; y (v) Tasas de falla.

3.2.1. Cruces de autopistas

Cuestión Previa

La Comisión considera que la discrepancia debiera declararse inadmisibile, por cuanto ésta constituiría una nueva observación y no una perseverancia de lo ya solicitado, ya que aportaría antecedentes nuevos que no se tuvieron a la vista en la oportunidad correspondiente. La CNE señala que no considera legítimo que, en una materia específica como la modelación geográfica de la empresa, una discrepante realice una observación a través de una solicitud general aportando un número reducido de ejemplos, para después obtener ventajas en la instancia de discrepancias a través de la entrega de antecedentes que se pudo tener a la vista durante la elaboración del Informe Técnico.

Sobre esta materia, Enel señala que la CNE modifica en el Informe Técnico la red de la empresa modelo del ATD1, definida en el Estudio del Consultor, por lo cual debió realizar nuevamente una verificación de los cruces de redes por autopistas, sin perjuicio de la respuesta que dio la CNE a su observación, en cuanto a que acogía la solicitud de modificar los cruces identificados. Para efectos de lo anterior, Enel afirma que habría quedado habilitada para poder ajustar la solicitud, toda vez que la CNE realizó modificaciones en parte de la red original sin que hubiese sido observada.

El Panel tiene presente que en la observación planteada por la discrepante se señala que: “Se ha detectado red de distribución aérea cruzando autopistas en altura, red subterránea haciendo uso de rampa de acceso y red aérea pasando de un nivel vial superior a uno inferior directamente, los que por seguridad, topología, etc. son imposible de construir”. De esta observación, se desprende que la discrepante objeta los criterios utilizados por la CNE para el diseño del cruce de autopistas y, en este contexto, presenta antecedentes de casos a modo de ejemplo.

De este modo, el Panel considera que la empresa ha dado cumplimiento a lo dispuesto en el artículo sexto transitorio de la Ley N°21.194, por lo que no acogerá la solicitud de

inadmisibilidad de la Comisión y, en consecuencia, procederá a analizar el fondo de la materia discrepada.

Análisis de la materia

Enel discrepa respecto de los cruces de autopistas considerados en el Informe Técnico. Sostiene que en el diseño de la red se evidencian inconsistencias al no considerar las condiciones viales. Agrega que se han detectado redes de distribución aéreas cruzando por autopistas en altura, redes subterráneas haciendo uso de rampas de acceso, como también redes aéreas pasando de un nivel vial superior a uno inferior directamente, los que, por condiciones de seguridad, topológicas, entre otras, serían imposibles de construir. Continúa señalando que, para el caso de los cruces por autopistas, de acuerdo con la normativa del MOP que rige para la construcción de caminos y de obras eléctricas que requieran paso por alguna de ellas, su trazado generalmente deberá hacerse mediante redes subterráneas, especialmente en el caso de autopistas de gran flujo vehicular y criticidad vial.

La discrepante presenta de manera gráfica tres ejemplos de los errores de diseño que observa y señala que serían 33 los casos en que se habrían detectado dichos errores, siendo estos en su mayoría cruces aéreos.

La empresa determina el costo de inversión necesario que permitiría corregir los errores de los cruces aéreos en autopistas urbanas, con algunos supuestos en virtud de la información que se dispone del modelo de la CNE. Para ello, considera un ancho de 70 metros de cada cruce y sustituye el módulo de red aérea por uno de red subterránea. Luego, determina la diferencia entre el promedio de tres tipos de módulos aéreos utilizados para los cruces del modelo de la CNE y el promedio de tres módulos subterráneos a utilizar, a partir de lo cual determina que por cruce se requiere de un monto adicional de \$4.834.182, sólo por los efectos de la corrección del modelo. Indica que se requiere corregir los 33 cruces por una cantidad total de 2,3 km, lo que equivaldría a un total de \$159.528.013.

En su presentación complementaria Enel entrega información respecto de 33 casos en que habría incumplimiento de las condiciones viales. Resume la situación de dichos cruces en lo siguiente:

Tipo	Cantidad	Comentario
Cruces subterráneos cercanos.	11	La solución de la empresa real es subterránea.
Cruces subterráneos en la misma ubicación.	16	La solución de la empresa real es subterránea.
Cruces aéreos cercanos.	5	La solución de la empresa real es aérea a una cercanía promedio de 734 metros.

Tipo	Cantidad	Comentario
Sin cruce cercano.	1	La solución de la empresa real no considera cruce en el sector.

Adicionalmente la discrepante explica que su propuesta de soterrar se ha realizado con los siguientes supuestos:

- Largo promedio a soterrar de 70 metros;
- El costo es en función de los valores establecidos en los módulos de la empresa modelo;
- No se aplican recargos por ser cruces de autopistas, los que en la práctica tienen un mayor costo de ejecución;
- En los sectores donde hay dos o tres cruces a corregir, solo se consideró uno;
- Se calculó un valor medio para los cruces como la diferencia del promedio de tres módulos aéreos utilizados en los cruces y sus homólogos subterráneos.

Enel indica que la solución propuesta es la de menor costo considerando que los casos donde la empresa real sí cuenta con un cruce aéreo, si se quisiera replicar ese diseño, se debería desplazar la red modelo en promedio 700 metros y rediseñar nuevos tramos en ambos lados de la autopista, lo que resulta claramente en un VNR mayor a soterrar 70 metros y realizar el cruce tal cual se diseñó.

La empresa presenta un resumen con los costos anuales solicitados que se transcribe a continuación:

Ítem ³	2019	2020	2021	2022	2023	2024
VI (millones de \$)	159,53	159,53	159,53	159,53	159,53	159,53
aVI (millones de \$)	10,40	10,40	10,40	10,41	10,41	10,41
AEIR (millones de \$)	0,37	0,37	0,38	0,39	0,39	0,39

Por su parte la Comisión hace presente que la discrepante indicó que habría detectado 33 puntos o cruces que requieren un cambio de diseño, sin embargo, solamente aportó antecedentes en relación con tres de ellos, por lo que sería imposible analizar la solicitud en su mérito. Agrega que la concesionaria tampoco señala si dichos cruces se puedan realizar a través de zonas aledañas que permitiesen evitar el costo de soterramiento, de modo de obtener el costo eficiente de una empresa modelo.

La Comisión sostiene que revisó los tres casos específicos indicados por la discrepante en su escrito, bajo el criterio manifestado en su respuesta, señalando que en dos de ellos no

³ Valores a moneda diciembre 2019.

correspondería incorporar ningún cambio, dado que la empresa de referencia sí tiene cruces aéreos en la zona. Respecto al último de ellos, señala que no debiesen incorporarse cambios porque se tuvo a la vista en el Estudio del Consultor y no fue debidamente observado o ejemplificado.

La CNE afirma que es necesario contar con los casos específicos para analizar el mérito de lo declarado en la discrepancia, pues en muchas ocasiones la empresa real sí tiene cruces aéreos en la zona, no correspondiendo, entonces, que la empresa modelo tenga que soterrar. Sin embargo, continúa, la discrepante no habría aportado antecedentes que permitan realizar dicha revisión. Por otra parte, agrega, todos los cruces ejemplificados ya existían en el Estudio del Consultor y no fueron observados previamente.

A juicio de la Comisión, el criterio de emplear cruces soterrados donde la empresa los tiene es razonable para efectos de un estudio de costos cuyo objetivo es representar adecuadamente los costos medios de prestar el servicio público de distribución, y no realizar un ejercicio detallado de ingeniería.

La CNE advierte que cualquier otro antecedente aportado en relación con la materia no se tuvo a la vista para elaborar la presente respuesta, razón por la que, de incorporarse a lo largo del proceso, debiera entenderse que corresponde a una nueva discrepancia. A juicio de la Comisión, correspondería rechazar la entrega de nuevos antecedentes por cuanto estos podrían ser presentados estratégicamente, en desmedro de los criterios ya expuestos en el presente escrito.

El Panel tiene presente que en la discrepancia Enel ha solicitado que se cambie el diseño de 33 cruces de autopistas, modificando el tipo de red aérea a subterránea.

Para resolver esta discrepancia, el Panel verificó que en la presentación complementaria la discrepante identificó los 33 casos que presentarían inconsistencias. Al respecto se remitió una consulta a la CNE solicitando un análisis de los mencionados cruces que la empresa modelo diseñó como aéreos. De conformidad a la información proporcionada por la CNE se advierte que, en la gran mayoría de los cruces identificados por la discrepante, la empresa de referencia tiene un cruce subterráneo.

Por lo anterior, y en consistencia con el criterio aplicado en esta materia en el Informe Técnico, para el Panel el diseño de la empresa modelo debió considerar como subterráneos los cruces que en la empresa de referencia son subterráneos, por lo que accederá a la petición de Enel.

Decisión:

Por lo anteriormente expuesto, en esta materia el Panel accederá a lo solicitado por la discrepante.

Voto de Minoría del integrante Eduardo Ricke Muñoz

El integrante que suscribe este voto de minoría no está de acuerdo con la decisión de acoger la discrepancia de Enel relativa a la modelación de los cruces de autopistas que incluye el Informe Técnico.

De la información tenida a la vista se concluye que en su presentación la discrepante señaló, en términos genéricos, que en el diseño de la red se evidenciarían inconsistencias al no considerar las condiciones viales y solicitó que se corrija el diseño de 33 cruces de autopistas modificando el tipo de red aérea a subterránea por un total de 2,3 km, sin embargo sólo identificó tres de dichos cruces. Cabe mencionar que en la etapa de observaciones la empresa había indicado que debían modificarse 1,3 km de red.

Posteriormente, en su presentación complementaria, Enel identificó los restantes 30 casos que presentarían inconsistencias entregando una referencia y las respectivas coordenadas. Cabe señalar que, entre los 33 casos, la concesionaria indicó que hay cinco de ellos en que existe un cruce aéreo cercano y uno en que no se considera cruce en el sector, sin embargo, la empresa solicita que se adicione un monto total que incluye a todos los cruces como soterrados.

A juicio de este integrante, no corresponde que una empresa aporte nueva información en la etapa final del proceso de discrepancias, toda vez que contó con la posibilidad de hacerlo oportunamente. Esta práctica vulnera lo dispuesto en el literales d) y e) del artículo 32 del Reglamento del Panel que señalan que para tramitar una discrepancia debe:

“d) Acompañarse de la totalidad de los antecedentes que se hagan valer y aquellos en que conste el acto, acuerdo o hecho que motiva la discrepancia.

e) Precisar el o los puntos o materias concretas en que existe discrepancia o conflicto.”

En consecuencia, a juicio de quien suscribe la discrepante no entregó antecedentes suficientes en forma oportuna para el adecuado análisis de la CNE y del Panel, lo que desvirtúa los objetivos que debe perseguir un proceso tarifario.

Por lo expuesto, este integrante estima que debió ser rechazada la petición de Enel.

3.2.2. Extensión de la red BT

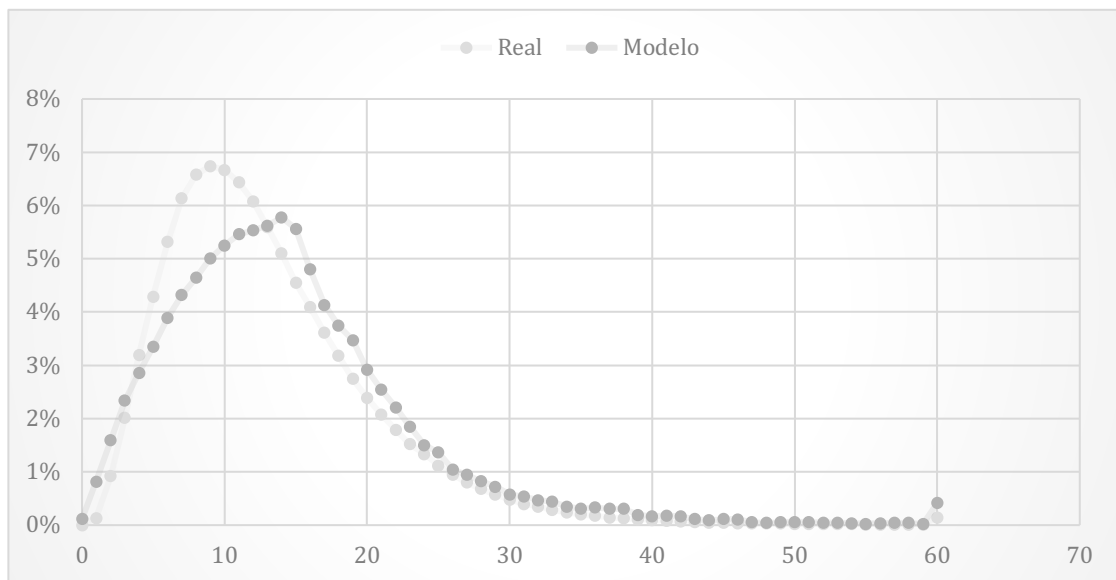
Enel indica que efectuó una observación relativa a la extensión de la red BT de la empresa modelo establecidos en el Estudio del Consultor señalando que era insuficiente para abastecer a la totalidad de los clientes y consideraba extensas acometidas. Indica que la Comisión acogió parcialmente la observación, corrigiendo los casos de ejemplos presentados, pero que al inspeccionar nuevamente la red modelo, en el Informe Técnico subsiste el problema.

La discrepante presenta en imágenes dos ejemplos en que, comparando el escenario de la empresa de referencia del ATD1 con el de la empresa modelo, se constataría que existe una menor extensión de la red de BT para el caso de la empresa modelo en pos de una mayor extensión de las longitudes de las acometidas de los clientes.

Enel afirma que, si bien el criterio de la CNE puede ser definido como un criterio de eficiencia de la red, implicaría que el largo promedio de las acometidas sería mayor y por ende serían transferidos costos directamente a los clientes a través del pago por el servicio asociado de construcción de empalme. Lo anterior, debido a que mientras más extensa sea la acometida mayor será el costo que deberá asumir el cliente. Agrega que el diseño propuesto disminuye

artificialmente el VNR de la empresa modelo y no se presenta justificación alguna que demuestre que es un óptimo global.

La discrepante manifiesta que, debido a que la CNE no ha entregado argumentos relacionados con el largo de las acometidas, debe determinar su longitud basándose en los antecedentes de la red BT del Anexo 3-8 del Informe Técnico, mediante una metodología propia. De acuerdo con sus cálculos, la empresa afirma que la mayor cantidad de los clientes de la empresa de referencia tienen acometidas cercanas a los 9 metros, mientras que en la empresa modelo la mayoría de los clientes tiende a tener acometidas mayores a 13 metros. Presenta un gráfico que busca identificar cuál es la longitud de la acometida que tiene mayor representatividad en la empresa modelo y en la empresa de referencia del ATD1, el que se reproduce a continuación.



En consecuencia, Enel solicita que se extienda la red BT de manera tal que los clientes queden conectados a través de acometidas con longitudes estándares. Para ello, propone que la longitud de la acometida de la empresa modelo sea de 9 metros, para lo cual se requerirían 1.800 kilómetros adicionales de red BT (1.700 kilómetros de red área y 100 kilómetros de red subterránea). La empresa muestra la inversión adicional que significaría la extensión de red señalada, en el cuadro siguiente:

Tipo de Red	Longitud (km)	Valor VNR (\$)	Diferencia (\$)
Red BT aéreo	8.924	35.828.969.178	6.825.676.146
Red BT subterráneo	2.473	23.320.702.017	942.996.864
Total			7.768.673.010

La discrepante se refiere a una argumentación de la CNE, señalando que no fueron considerados los transformadores como punto de conexión, dado que los módulos de transformadores no cuentan con los elementos para la conexión de las acometidas de los clientes. Agrega que la solución planteada por la CNE es inviable en términos del diseño de la empresa modelo, debido a que los clientes se conectan directamente a los transformadores sin contar con algún tramo de red BT. Indica que los módulos de transformadores carecen de una barra o caja de distribución que permita realizar la conexión de la acometida de los clientes. Señala que, bajo el diseño de la CNE, se estaría conectando directamente las acometidas de los clientes a los *bushings* (bornes) del transformador con lo cual no habría posibilidad de realizar gestión de corte, reposición ni mantenimiento de una acometida individualmente.

Enel indica que el criterio utilizado para calcular la cantidad de red BT faltante se basó en el modelamiento del largo de las acometidas. Añade que, si bien la CNE incorporó mayor red BT con otro fin, que era el enmallamiento para traspasos de carga, ese aumento de red implicó una disminución en el largo de las acometidas de acuerdo con el modelo utilizado. Agrega que esa información fue la utilizada como referencia para realizar el cálculo de la cantidad de red BT faltante.

Enel solicita al Panel que se extienda la red BT de manera tal que la longitud de la acometida de la empresa modelo sea de 9 metros, para lo cual se requerirían 1.800 kilómetros adicionales de red BT (1.700 kilómetros de red área y 100 kilómetros de red subterránea).

La empresa presenta un resumen con los costos anuales solicitados que se transcribe a continuación:

Ítem ⁴	2019	2020	2021	2022	2023	2024
VI (millones de \$)	7.768,67	7.768,67	7.768,67	7.768,67	7.768,67	7.768,67
aVI (millones de \$)	535,91	535,92	535,92	535,95	535,95	535,96
AEIR (millones de \$)	18,82	18,98	19,42	20,12	20,32	20,49

Por su parte, la CNE hace presente que los únicos antecedentes que la discrepante incluyó en su observación N°28 al Estudio del Consultor, para efecto de respaldar sus aseveraciones, fueron dos ejemplos, los cuales fueron analizados en su mérito. Dichos casos particulares presentados correspondían a: (i) omisión de calles debido a un error particular en el trazado del callejero empleado en el dimensionamiento de la red en un condominio, situación que habría sido subsanada, así como otros casos que la Comisión detectó durante el desarrollo del Informe Técnico y que respondían a la misma naturaleza; y (ii) clientes que la empresa señaló

⁴ Valores a moneda diciembre 2019.

como alejados de la red de baja tensión, pero que, luego de la revisión de los antecedentes, se confirmó que no fueron informados por la empresa aun cuando era de su responsabilidad hacerlo. Indica que, en consecuencia, este último caso no fue considerado para efectos del trazado de la red del Estudio del Consultor ni para el Informe Técnico.

La CNE manifiesta que la discrepante respalda su argumentación solamente con dos ejemplos. Al respecto afirma que en el primer ejemplo se pudo identificar la zona señalada y que la discrepante omitió la existencia de transformadores de distribución en medio de los pasajes indicados, los cuales permiten reducir considerablemente las acometidas (CNE presenta gráfico). Con relación al segundo ejemplo, la Comisión añade que no existe ninguna referencia geográfica que permita determinar la ubicación de la situación señalada dentro de la zona de operación de Enel, por lo cual no puede ser analizado en su mérito.

A modo de mayor abundamiento, la CNE afirma que la empresa modelo cumple con el objetivo de entregar suministro a todos los clientes que fueron informados por la empresa de referencia en la etapa de entrega de información del proceso. De este modo, expone que mediante los archivos dispuestos en el Anexo 3- 1 del Informe Técnico se puede verificar que cada cliente se encuentra asociado a un punto de la red de distribución o al lado de baja tensión de algún transformador de distribución. En efecto, prosigue, este dimensionamiento es también consistente con las pérdidas técnicas en empalmes reconocidas en la empresa modelo asociadas principalmente al largo de las acometidas.

En cuanto al argumento de que el diseño de las redes de baja tensión de la empresa modelo en el Informe Técnico implicaría un largo de acometidas mayor a aquél utilizado por la empresa real, y que esto significaría un mayor precio en el servicio asociado de ejecución o instalación de empalmes, la CNE sostiene que dicha afirmación es incorrecta, ya que el servicio señalado se cobra conforme a las tarifas unitarias que determine el correspondiente decreto, y se dimensiona caso a caso según las necesidades particulares de la acometida que se construya a solicitud del cliente. Agrega que el cobro del servicio indicado se encuentra desacoplado del concepto de empresa modelo, siendo el objetivo de esta última dar suministro de manera eficiente a todos los clientes de la zona de operación de la concesionaria, cumpliendo con los estándares exigidos por la normativa técnica.

La CNE sostiene que el gráfico mostrado por la empresa en su discrepancia conlleva a conclusiones arbitrarias, por cuanto la empresa real tiene una proporción importante de acometidas por sobre los 9 metros señalados, valor que solamente corresponde a la moda del gráfico.

En relación con los mayores costos determinados por Enel, la CNE afirma que la estimación realizada por la discrepante para valorizar el incremento de red de baja tensión solicitado carecería de toda fundamentación y lógica, por cuanto no existe una relación directa entre el aumento de km de red BT entre el Informe Técnico y el Estudio del Consultor, y una disminución en el largo de las acometidas. Agrega que las redes BT añadidas con motivo del Informe Técnico no corresponden a inversiones focalizadas en disminuir el largo de las acometidas, sino que fueron incorporadas de modo de dar continuidad al trazado y permitir

enmallamientos que habiliten traspasos de carga entre transformadores de distribución, por lo que usar dichas inversiones, atribuirles un rendimiento y extrapolarlo para obtener un objetivo en términos de largo de acometidas e incremento de redes BT resulta artificial e incorrecto conceptualmente.

Según la Comisión, incrementar la red BT según lo solicitado por la discrepante no corresponde a un diseño eficiente para la empresa modelo del ATD1. Agrega que la empresa modelo cumple con la normativa vigente, en particular respecto del largo de las acometidas, y cumple con las restricciones establecidas en las Bases y en la LGSE.

El Panel constata que Enel articula su discrepancia en torno a la distribución de frecuencias, en longitudes de los empalmes, tanto de la empresa real como de la empresa modelo.

Específicamente, la discrepante se basa en el empleo del estadígrafo de posición central “moda”, que determina para tres distribuciones: la real, la de la empresa modelo del Informe Técnico y la de la empresa modelo resultante de la última versión del consultor (V3). La moda de cada uno de ellos, en metros, es de 9, 14 y 15 metros, respectivamente.

En el Informe Técnico se agregaron 600 km de red BT a la empresa modelo, lo que redujo la moda de empalmes de 15 a 14 metros. A partir de estos valores, la discrepante calcula una tasa de variación de longitudes de empalmes que indica que por cada 600 km de redes BT que se agreguen a la red el estadígrafo moda se reduce en 1 metro (valor que asume podría llegar hasta 2 metros).

Luego argumenta que lo que corresponde es que la distribución de longitudes de empalmes de la red modelo debe tener la misma moda que la empresa real, para efectos de lograr que las longitudes de la empresa modelo sean, según la discrepante, estándares. Es decir, propone reducir la moda de los empalmes desde 14 a 9 metros, que corresponde a una reducción de 5 metros.

Con esa información concluye que, para reducir la moda de 14 a 9 metros, se requiere adicionar 1.800 km de red BT, cifra que solicita al Panel.

El Panel estima que el efecto que haya tenido la incorporación de redes BT sobre las longitudes de los empalmes no es necesariamente extrapolable, y su aplicación podría tener un margen de error significativo.

Sin perjuicio de ello, el Panel aplicará la metodología de Enel considerando el estadígrafo promedio en lugar de la moda. Ello, ya que estima que la moda no es el estadígrafo más idóneo para analizar y obtener conclusiones válidas a los efectos de la materia que se analiza. Lo anterior, dado que es esperable que al incorporar red BT adicional se reduzca la longitud de los empalmes y, por lo tanto, tenga efecto en el valor promedio, pero no necesariamente que la moda se vea afectada.

Así, para capturar de mejor manera el efecto de la reducción de la longitud de los empalmes, el Panel estima que el promedio resulta un estadígrafo más eficaz.

De la información tenida a la vista, se desprende que los promedios de la longitud de los empalmes corresponden a 13,2 metros para la empresa real, 14,5 para la empresa modelo del Informe Técnico y 17,5 para la empresa modelo del Estudio del Consultor. En consecuencia, 600 km de redes BT de diferencia provocan una reducción promedio de los empalmes de 2,97 metros. Por otra parte, siguiendo la misma línea argumentativa de la discrepante, para que la empresa modelo tenga longitudes estándares iguales a las de la empresa real, debe reducir el promedio de sus empalmes en 1,3 metros (14,5-13,2). Para lograr esta reducción, según el estándar construido sobre promedios, se deberían incorporar 263 km de red BT adicionales (600x1,3/2,97).

Un ejercicio alternativo es considerar una restricción en la que los empalmes no puedan tener una longitud superior a 30 metros. Para estos efectos, se redujo a 30 metros la longitud de los empalmes entre 31 y 60 metros, que en el agregado corresponde a una reducción de 772 km, según los datos entregados por la discrepante.

Estos mismos antecedentes, sin considerar -al igual que la discrepante- ningún otro potencial cambio entre el Estudio del Consultor y el Informe Técnico, dan cuenta de que la incorporación de los 600 km de red BT permite una reducción de 5.774 km de empalmes, lo que indica que por cada kilómetro de red BT que se incorpore se logra en promedio una reducción de 9,6 metros de empalmes. En este esquema de cálculo, para reducir 772 km de empalmes se requerirían adicionar 80,4 km de redes BT.

Considerando ambos escenarios (263 y 80,4 km) como valores referenciales del Panel, se observa que la solicitud de la discrepante (1.800 km) está más alejada de lo que plantea la CNE, que es no extender las redes (0).

El Panel reitera que los efectos de la incorporación de redes BT no son necesariamente extrapolables, y su aplicación podría tener un margen de error no despreciable. No obstante, aun considerando dicho margen, las diferencias entre la solicitud y lo obtenido de la extrapolación realizada no permiten respaldar la cifra que Enel solicita.

Decisión:

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

3.2.3. Ordenanzas Municipales

Enel indica que efectuó una observación en que solicitó se corrigiera el dimensionamiento de las redes de la empresa modelo del ATD1 considerando las restricciones de las ordenanzas municipales. Menciona que la Comisión no acogió la observación, argumentando que se mantendría el criterio de diseñar redes soterradas donde la empresa de referencia lo informó.

La discrepante sostiene que el criterio de utilizar redes subterráneas donde la empresa de referencia informa solo sería aplicable para el año base, sin embargo, desde el momento en que se construye la empresa modelo en adelante, de acuerdo a con crecimientos de demanda que se determinan para esos efectos, la CNE debería considerar las normativas vigentes para construir nuevas redes, tales como las ordenanzas municipales. Agrega que en la empresa

modelo del ATD1 se incluyen nuevas redes aéreas para las comunas de Las Condes y Providencia, lo que sería un error al obviar las exigencias constructivas a la cual están obligadas las empresas concesionarias de distribución eléctrica que quieran construir redes en BNUP, y que son descritas en las distintas ordenanzas municipales, las que transcribe.

Enel presenta una metodología y los supuestos considerados para efectos de determinar el costo adicional de inversión que implicaría la inclusión de las exigencias normativas que establecen las ordenanzas municipales, en particular, para las comunas de Providencia y Las Condes. Agrega que, a partir de la información disponible en el anexo 3-8 del Informe Técnico, se puede identificar las cantidades y tipos de módulos utilizados para el año base en cada comuna, para posteriormente identificar los aumentos que se proyectan en las redes aéreas. Indica que se modifican los módulos aéreos utilizados con sus respectivos costos por aquellos módulos subterráneos homólogos, para lo cual se realiza un ejercicio de retirar del VNR el módulo aéreo e incorporar el VNR de su homólogo subterráneo. Muestra tablas con los resultados de la metodología para las comunas de Las Condes y Providencia.

En su presentación complementaria, Enel aclara que su discrepancia no se funda en argumentos económicos, sino que en aspectos normativos. Agrega que a su juicio la CNE incumple lo señalado en el numeral uno del artículo 183 de la LGSE, en el sentido que el supuesto de eficiencia de la empresa modelo tendrá en consideración las restricciones que enfrenta la empresa distribuidora real, siendo una de ellas la normativa que la empresa debe cumplir para prestar el servicio público de distribución.

La empresa sostiene que, en cuanto a que el consultor puede diseñar redes subterráneas eficientes en donde la empresa de referencia tenga instalaciones subterráneas operando, entiende que esta consideración se enmarca en la construcción de la empresa modelo del año base, sin embargo, agrega que como se apreciaría en los resultados del presente estudio, la red de la empresa modelo distaría de la red de la empresa real en cuanto al trazado, la cantidad de equipos transformadores, la longitud de las redes BT y MT, entre otros aspectos, por lo que a su juicio no se podría pretender igualar las características de las redes en términos generales, toda vez que en el futuro se expandirán de manera totalmente distinta.

En relación con el argumento de la CNE en orden a no traspasar costos excesivos a los clientes por potenciales expansiones de las que no se tiene certeza, Enel señala que este no guarda relación con los principios por el cual se desarrolla el estudio, toda vez que la CNE está facultada para diseñar una red más eficiente en inversión, costos de operación, mantenimiento y administración que la empresa real, debiendo respetar las distintas normativas que debe cumplir la empresa real.

En cuanto a las facultades que tienen las empresas distribuidoras de solicitar aportes reembolsables a nuevos usuarios para la extensión de instalaciones existentes, a juicio de la discrepante, la CNE estaría confundiendo la lógica de esa facultad legal para financiar obras sobre redes de servicio público, por cuanto son reembolsables a quienes hayan aportado financiamiento con la finalidad de solventar la expansión de la infraestructura existente. Indica que en ningún caso ese aporte podría ser considerado para efectos de reconocer la inversión

que debe ejecutar la empresa real, cuando le son exigibles restricciones normativas de construcción de redes en BNUP.

Enel solicita dictaminar que el diseño de los aumentos de red para los años siguientes al año base, para las comunas de Las Condes y Providencia, deben ser en red subterránea. Los costos anuales de este aumento de red son los siguientes:

Ítem ⁵	2019	2020	2021	2022	2023	2024
VI (millones de \$)	0	519,28	200,99	101,93	154,17	63,31

La CNE inicia su presentación mostrando tablas con cálculos del costo de un kilómetro de red aérea y subterránea para el ATD1 del Informe Técnico. Según los costos presentados concluye que la red subterránea posee un VNR que corresponde a 5,4 veces el costo de la red aérea.

Para la CNE, la conveniencia técnico-económica entre ambas soluciones indicaría que las redes aéreas resultan muchos más eficientes, por lo que la empresa modelo, cuya planificación se realiza minimizando los costos totales de largo plazo en un horizonte de 15 años, se desarrollará predominantemente con red aérea, salvo excepciones particulares.

Al respecto, la Comisión señala que las Bases otorgan la facultad de diseñar redes soterradas eficientes en donde la empresa de referencia las posee operando, y ese ha sido el criterio utilizado para diseñar la red de la empresa modelo del Informe Técnico. Agrega que dicha lógica busca reconocer a la empresa de referencia los mayores costos de redes soterradas en los cuales esta ha incurrido (que se pueden deber a restricciones impuestas por la autoridad dentro del área de operación de la empresa), en la medida que estas ya han sido construidas y sus trazados y estándares ya han sido definidos. Lo anterior, añade, en el marco de evitar que costos excesivos tales como potenciales expansiones en redes soterradas (respecto de las cuales no se tiene certeza de su ejecución ni de su trazado) sean transferidos al cliente final. Asimismo, tiene como objetivo evitar remuneraciones que puedan generar rentas excesivas para las empresas.

Para la CNE pueden existir casos para los que las empresas deban expandirse utilizando redes soterradas para cumplir con su obligación de servicio. Sin embargo, hace presente que existe facultad para solicitar aportes financieros reembolsables a los nuevos usuarios para la extensión de las instalaciones existentes hasta el punto de empalme del peticionario (artículo 127, LGSE). Asimismo, agrega que se podrían dar situaciones en que las expansiones sean aportadas por terceros en caso de corresponder a nuevos proyectos inmobiliarios.

La Comisión afirma que el criterio se ha aplicado en procesos anteriores como el VAD 2016 – 2020 (que dio origen al decreto 11T), el proceso VAD 2012 – 2016 y el proceso VAD 2008 –

⁵ Valores a moneda diciembre 2019.

2012. A su juicio, el criterio señalado es consistente y genera los incentivos adecuados respecto de la instalación de redes soterradas en las redes de distribución.

El Panel advierte que no hay controversia en que la expansión a través de redes aéreas es más económica que mediante redes soterradas. Sin embargo, para resolver la discrepancia, se debe dilucidar si las expansiones de la red de la empresa modelo, en las comunas de Providencia y Las Condes, debiera modelarse con redes aéreas o en su defecto utilizar redes soterradas, habida consideración de las respectivas ordenanzas municipales.

El Panel tiene presente que, atendido lo dispuesto en el artículo 183 N°1 de la LGSE y el numeral 3.2 de las Bases, la modelación debe considerar las restricciones normativas vigentes. En este sentido las ordenanzas municipales de las comunas de Providencia y Las Condes establecen que las expansiones deban ser soterradas, por lo que, a juicio del Panel, corresponde que las expansiones se consideren con esta característica.

Por otra parte, la opción de exigir a los usuarios aportes reembolsables planteada por la CNE implica, en la práctica, una forma de financiamiento similar al de instituciones financieras, toda vez que dichos aportes se deben devolver con reajuste e intereses. En consecuencia, ellos forman parte de la inversión de la concesionaria.

Decisión:

Por lo anteriormente expuesto, en esta materia el Panel accederá lo solicitado por la discrepante.

3.2.4. Sistemas de monitoreo

La CNE ha solicitado se declare inadmisibles la discrepancia presentada por Enel en la categoría A respecto de los sistemas de monitoreo. Fundamenta su petición en que entre el Estudio del Consultor y el Informe Técnico no hubo un cambio de criterio en el diseño de la red y que la empresa no realizó observaciones sobre esta materia en el Estudio del Consultor. De esta forma, la discrepante no habría dado cumplimiento a lo establecido en el artículo 183 bis de la LGSE.

Sobre esta materia el Panel comparte lo señalado por la Comisión atendido a que no observa un cambio de criterio entre el Estudio del Consultor y el Informe Técnico en relación con el diseño de la red.

Por lo anterior, estima que no se da cumplimiento a lo dispuesto en el artículo sexto transitorio de la Ley N°21.194 y, en consecuencia, la declarará inadmisibles.

3.2.5. Tasas de falla

Enel discrepa de la no aplicación en el ATD1 de la prorrata planteada por la CNE para las interrupciones de subcategoría "Otros".

La discrepante señala que como respuesta a una observación de Saesa, la CNE decidió incorporar las interrupciones clasificadas como "Otros", a los efectos de establecer la tasa de falla, a prorrata de las interrupciones asociadas a la misma causa. No obstante, sostiene que

ello no habría ocurrido para calcular la tasa de falla del ATD1, lo que generaría una exclusión injustificada de interrupciones que se debieron haber prorrateado entre aquellas de la misma causa, impactando las tasas de falla de esta área típica.

Del análisis de detalle que Enel realiza a la planilla de cálculo de la tasa de falla a aplicar a la empresa modelo de la ATD1 ("Tasas y tiempos de falla IT VAD.xlsx"), concluye que esta no inclusión se debería a un error en una función de búsqueda que tiene como finalidad asociar cada ID de interrupción a la subcausa "Otros" que le corresponda. Dicho error consistiría en que el rango de celdas en el cual esta función busca el nombre de la causa no contiene datos, por lo que el resultado de la función es blanco (" "), lo que finalmente derivaría en que el prorrateo de las subcausas "Otros" en las otras interrupciones de la misma causa no sea realizado.

Enel afirma que este error deja sin prorratear 2.130 interrupciones de la subcausa "Otros" en las otras interrupciones de la misma causa, lo que generaría la exclusión injustificada de 447 interrupciones para el ATD1.

La discrepante agrega que en la hoja "HH" se replica el error anteriormente señalado, lo que deja sin prorratear también horas de falla.

La discrepante señala que, corrigiendo el error detectado en la planilla, los valores de las tasas de falla se modifican según los valores que se muestran en la siguiente tabla, columna "Corregida Enel". Se incluyen también en esta tabla los valores determinados en el Informe Técnico (Columna "Informe Técnico")

Tasas de falla ATD1

Fallas/km-año	Informe Técnico	Corregida Enel
Protegible	0,233	0,269
Resto	0,145	0,164

Enel estima que la corrección realizada incrementa los VNR del período 2020-2024 en las cantidades que se muestran en la siguiente tabla.

Impacto monetario ATD1

Año	VNR adicional acumulado Corrección prorrateo "Otros" millones de \$
2020	4.348
2021	9.468
2022	14.328
2023	19.676
2024	26.627

La discrepante sostiene que siguió paso a paso el procedimiento que la CNE estableció en su minuta para corroborar si las interrupciones asociadas a la causal "Otros" están correctamente prorrateadas, aplicándolo a un alimentador específico. Al respecto, afirma que no logró obtener los indicadores FIC del archivo ATD1_2020_INDICADOR_TIC_FIC.txt, lo que a su juicio significaría que no se está reproduciendo la misma tasa de falla que Enel ha calculado como la corregida.

Para la empresa, lo anterior corroboraría que los resultados presentados por la CNE no son consistentes con la aplicación correcta de la tasa de falla.

Finalmente, Enel muestra en una tabla los valores anuales que solicita, la que se reproduce a continuación:

Ítem6	2019	2020	2021	2022	2023	2024
VI (millones de \$)	-	4.348,30	9.468,30	14.328,30	19.676,00	26.627,20
aVI (millones de \$)	-	296,07	643,99	974,71	1.339,05	1.812,12
AEIR (millones de \$)	-	10,47	23,36	36,45	50,50	68,27

La CNE, por su parte, señala que efectivamente a raíz de la observación N°2 de Saesa decidió incorporar las interrupciones clasificadas como "Otros" a la tasa de falla de la empresa modelo, incluyéndolas a prorrata de las interrupciones asociadas a la misma causa.

Agrega que lo anterior se desarrolló en el contexto de diversas modificaciones al cálculo de las tasas de falla de la empresa modelo, que se realizaron con motivo de las observaciones de las empresas.

La CNE indica que, si bien la planilla pertinente tiene un área cuyo objetivo es tener un diccionario que permita prorratear la causal "Otros", ésta está en blanco. No obstante, sostiene que las interrupciones asociadas a la causal "Otros" se encontrarían correctamente prorrateadas entre las demás causales asociadas y, en consecuencia, la tasa de falla correcta se encontraría debidamente incorporada al cálculo del VAD del ATD1 en el Informe Técnico, en consistencia con lo que declaró en la respuesta a las observaciones del Estudio del Consultor.

A su juicio, lo anterior sería verificable a partir de los anexos del Informe Técnico, a través de un procedimiento de siete pasos, que permitiría verificar la correcta implementación del prorrateo señalado. La CNE afirma que este procedimiento, que involucra los archivos "ProyeccionDemanda_ATDX_20XX.csv", "TramosMT_ATDX_20XX.csv" y "ATDX_20XX_INDICADOR_TIC_FIC", reproduce la cantidad de fallas de un cliente MT en un año, el que debe corresponder a su indicador FIC.

Agrega que el resultado de dicha reproducción confirmaría que la tasa de falla utilizada corresponde a aquellas señaladas por la discrepante como tasas de falla corregidas.

La CNE afirma a modo de conclusión, que la solicitud de Enel se fundaría en un error inexistente, y que la empresa habría omitido realizar la verificación de detalle a partir de los anexos del Informe Técnico. Agrega que el efecto de acceder a esta solicitud sería obtener un incremento artificial del VNR de la empresa modelo del ATD1.

Para resolver esta discrepancia, el Panel tiene presente que la CNE, en su presentación complementaria, envió en una planilla un ejercicio numérico, en el que a partir de las tasas de falla solicitadas por Enel reproduce el FIC de un cliente específico, valor que a su vez está contenido en el archivo ATD1_2019_INDICADOR_TIC_FIC.txt.

Adicionalmente, en la misma planilla la CNE menciona que la fuente de las tasas de falla que consideró proviene de un archivo "corregido" de Tasas y tiempos de falla IT VAD.xlsx.

Se debe tener presente que los antecedentes antes mencionados no fueron controvertidos por la empresa.

Por lo señalado, el Panel estima que la CNE demostró razonablemente que las tasas de falla solicitadas por la discrepante efectivamente están consideradas en los cálculos.

Decisión:

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

3.3.Dictamen

Del análisis realizado, el Panel ha acogido en esta categoría las solicitudes en las materias de cruces de autopistas y de ordenanzas municipales. Atendido a que la suma de los montos asociados a estas materias es inferior al 50% del total solicitado, y teniendo presente lo dispuesto en los artículos 183 bis y 211 de la LGSE, por unanimidad se acuerda el siguiente dictamen en la categoría A.

Rechazar la solicitud de Enel Distribución Chile S.A.

4. ESTUDIO DISCREPANCIAS CATEGORÍA B

El artículo 183 bis de la LGSE, en su inciso vigesimosegundo dispone: "en cada categoría, y para cada área típica de distribución, el Panel solo podrá optar por el resultado del informe de la Comisión, la alternativa planteada (...) por una empresa concesionaria para el conjunto de sus discrepancias presentadas en dicha categoría. El Panel no podrá elegir entre resultados parciales de costos o entre criterios que se hubiesen presentado como observaciones, sino solo entre valores finales".

Por lo anterior, el Panel ha procedido a considerar todas las peticiones de las discrepantes en las categorías que correspondan. Ello, con independencia de la interrelación que pudiesen tener algunas peticiones en distintas categorías asociadas a la misma materia.

4.1. Alternativas categoría B

El Panel distingue las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Modificar los costos de operación y mantenimiento, adicionando los siguientes montos anuales. Valores en pesos a diciembre 2019.

2019	1.175.220.000
2020	1.571.610.000
2021	1.703.390.000
2022	1.608.110.000
2023	1.650.830.000
2024	1.731.760.000

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

4.2. Análisis

En la presente discrepancia, relacionada con la categoría B "Costos de Operación y Mantenimiento", Enel plantea las siguientes cuatro materias: (i) Mantenimiento de empalmes; (ii) Dotación de personal; (iii) Homologación de cargos; y (iv) Tasas de falla.

4.2.1. Mantenimiento de empalmes

Enel discrepa del dimensionamiento de las actividades de mantención de empalmes, en relación con el número de atenciones y los costos que ha asignado el modelo de la CNE en el Informe Técnico.

La concesionaria manifiesta que el Informe Técnico considera un total de 1.942.052 empalmes en el ATD1 y que, para el año 2019, la cantidad de actividades de mantenimiento de empalme totales son de 31.341 atenciones para reemplazo o reparación de acometida. Agrega que dicha cantidad solo cubre el mantenimiento para el 1,6% del total de empalmes por año, lo que significaría que serían necesarios aproximadamente 62 años para realizar mantenimiento al total de los empalmes del ATD1. Reproduce una tabla con la frecuencia y costo de las actividades de mantenimiento de empalme de la empresa modelo en el año base, de la que se aprecia que el costo total asignado para el año 2019 es de \$683.312.866.

Para Enel, considerar únicamente la acometida como parte del mantenimiento disminuiría la cantidad de actividades que se efectúan por parte de la empresa real. Al respecto menciona que el Pliego Técnico Normativa RIC N°1 define al empalme como el conjunto de elementos y equipos eléctricos que conectan la unidad de medida de la instalación del usuario o cliente a la red de distribución, en que, por Bases Técnicas, la acometida tiene una vida útil entre 35 y 40 años, dependiendo del tipo de conductor, mientras que existen elementos como las protecciones que solo tienen 10 años de vida útil.

La discrepante muestra la siguiente tabla con la estadística de las actividades de mantenimiento de empalmes de la empresa de referencia para los años 2019 y 2020.

Actividad	N° de atenciones 2019	N° de atenciones 2020
Mantenimiento de acometida	29.238	30.517
Mantenimiento otros elementos Empalme	48.992	56.787
Total Mantenimiento Empalme	78.230	87.304

Enel destaca que las atenciones no solo se refieren a mantenimiento de acometida, sino que existen otras relacionadas con el mantenimiento de empalme. Al respecto, presenta otra tabla con el desglose de lo realizado en el año 2019, la que se transcribe a continuación:

Componente	Observación	Principales causas de las fallas	Cantidad
ACOMETIDA	Conductor que va desde poste de Distribución hasta ingreso hacia tablero	Camión carga alta, caídas de ramas, fatiga material, sobre carga.	29.238
PROTECCIÓN EMPALME	Interruptor termomagnético que protege empalme	Sobre carga, fatiga material, conexión suelta.	12.658
FASE	Puente que va desde salida del medidor hasta interruptor	Sobre carga, fatiga material, conexión suelta.	5.212
UNION A TABLERO	Punto intermedio entre empalme y tablero de cliente	Sobre carga, fatiga material, conexión suelta.	3.024
CONEXIÓN MEDIDOR	Reaprietes en borneras y tapa interna	Sobre carga, conexión suelta.	2.081
CAJA EMPALME	Caja metálica que contiene medidor, interruptor y cables de conexión	Humedad, acción de terceros.	21.365
CHICOTE CAJA EMPALME	Conductor que va hacia unión a tablero	Sobre carga, conexión suelta.	872
NEUTRO	Conductor que va hacia tierra de protección para estabilizar voltaje	Fatiga material, conexión suelta.	640
BAJADA EMPALME	Cañería EMT principalmente que protege trayecto de acometida hasta tablero	Humedad, acción de terceros.	601
OTROS			2.539

Agrega la discrepante que la SEC emite oficios referidos a la obligación del mantenimiento de empalmes, en que además instruye regularizar su condición en cuanto a los requerimientos normativos. A modo de ejemplo, la empresa menciona el Of. Ord. N°2158/2020 de esa superintendencia en que, verificándose empalmes adulterados y en incumplimiento de la NCH.ELEC 4/2003, instruyó a Enel ejecutar los trabajos de normalización de todos los empalmes de una comunidad, incluso considerando futuras adulteraciones. Para la

concesionaria no se condice la fiscalización y obligación que instruye la autoridad con los supuestos que consideran los procesos tarifarios.

En relación con la respuesta de la CNE, la discrepante manifiesta que la empresa modelo diseñada no considera empalmes para el suministro de clientes, por lo que se subentiende que todos los empalmes son de los clientes que se modelan en la ATD1 y, por consiguiente, para efectos de la determinación del costo del mantenimiento de empalmes al que está obligada por normativa la empresa concesionaria, deberían considerarse elementos reales, los cuales están sujetos a fallas que son causadas por obsolescencia, fin de vida útil, condiciones no previstas de operación, entre otras.

Enel no está de acuerdo con que la empresa modelo solo necesitará mantenimiento en su acometida (conductor), sin considerar las causas de falla que pudiesen afectar a los otros componentes del empalme. Agrega que no es correcto pensar que todos los empalmes de los clientes (alrededor de dos millones de clientes) poseen elementos nuevos y que su mantenimiento o fallas deban ser mínimos. A su juicio, corresponde considerar un costo por mantenimiento de los componentes del empalme distinto a la acometida, y que lo contrario significaría que el cliente debería asumir los costos de dicha actividad.

La discrepante señala que los Pliegos Técnicos RIC, emitidos por la SEC en 2021, no aplican a los empalmes construidos antes de la vigencia de dicha norma, por lo que la gran mayoría de los empalmes del ATD1 tienen una calidad menor en cuanto a los materiales, y una menor vida útil por el constante aumento de la capacidad solicitada de las viviendas, principalmente por los requerimientos que poseen los nuevos artefactos eléctricos.

A continuación, la empresa se refiere a las causas fundamentales de las fallas mencionadas en su presentación, entre las que se cuentan: sobrecarga en protección empalme, fase, unión a tablero, conexión a medidor, chicote caja empalme, fatiga en el conductor de neutro, conexiones sueltas en el medidor, humedad en la caja y bajada de empalme.

Enel solicita que el costo de mantenimiento de empalmes se incremente en \$1.290.000 anuales (según el cuadro que se transcribe), valor que ha construido a partir del costo medio por actividad considerado por la CNE, multiplicados por la cantidad real de actividades ejecutadas por Enel para el año 2019.

Ítem	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Mantenimiento de empalme (millones de \$)⁷	1.290	1.290	1.290	1.290	1.290	1.290

La Comisión, por su parte, sostiene que la actividad de mantenimiento de empalmes incorpora los recursos necesarios que una empresa modelo de distribución requiere para la ejecución de

⁷ Valores a moneda diciembre 2019.

la actividad en cuestión, considerando los aspectos técnicos y los costos eficientes para dar cumplimiento a esta responsabilidad, conforme a la normativa técnica vigente.

La CNE se refiere a los argumentos de Enel en cuanto a que existiría un variado conjunto de causas que afectan a los componentes de un empalme y que incrementan la cantidad de mantenimientos de empalmes en un año que realiza la empresa real, los que serían superiores a los que el modelo contempla en la operación eficiente. Sostiene que el diseño de empresa modelo contempla la instalación de redes, equipos, transformadores, postes, ferretería, mufas, cámaras, canalizaciones, entre otros, totalmente nuevos y acordes a la tecnología disponible, y a la normativa y estándares vigentes al momento de construirse. En particular, agrega, no resultaría acorde a la definición misma de empresa modelo que se incorporen en su operación parámetros que se expliquen por la presencia de instalaciones antiguas que podrían sufrir de obsolescencia, mal estado, falta de mantenimiento oportuno, entre otras posibilidades.

La Comisión se refiere a algunas de las causas que la empresa discrepante enumera para justificar las "otras actividades relacionadas con el mantenimiento del empalme". Señala que respecto de la sobrecarga que afecta a la acometida, al interruptor termomagnético del empalme, al puente instalado desde la salida del medidor hasta el interruptor, a la unión a tablero y a los conectores del medidor, se debe tener en consideración que dicha sobrecarga ocurre cuando se consume más energía en un circuito de la que está diseñado para manejar, provocando la operación de los ITM que protegen la instalación interior o el ITM del mismo empalme.

En relación con esta situación, la Comisión hace referencia a las normas e instrucciones específicas que ha dictado la SEC acerca de la clasificación y construcción de empalmes y de sus capacidades eléctricas, adaptando materiales y dispositivos de modo que, durante la operación normal de un empalme, no se deben producir sobrecargas por exceso de consumo. Por otra parte, agrega, que la misma SEC es quien da la autorización para la capacidad de un nuevo empalme y que las empresas distribuidoras publican manuales y normas particulares que los instaladores deben cumplir al momento de construirlos.

Por lo anterior, la CNE concluye que en una operación eficiente de una empresa modelo de distribución, la causa de mayor mantenimiento por sobrecarga no se produce, y solo se produce por un diseño ineficiente y fuera de normativa de un empalme.

En relación con la causa identificada como fatiga de materiales, la CNE señala que en la actualidad los materiales pertinentes utilizados en el mercado nacional son fabricados posteriormente a un ensayo de prototipos que asegure cumplir con las especificaciones técnicas para los cuales fueron diseñados. Por lo anterior, agrega, si la fatiga de material produce un mayor mantenimiento en los empalmes de la distribuidora, sería razonable inferir que los materiales usados en su construcción no cumplen con las especificaciones técnicas que ofrecen, sufriendo así vidas útiles reducidas.

Prosigue señalando que otras causas, tales como conexiones sueltas y humedad en la caja empalme, no pueden sino ser causadas por materiales obsoletos y/o instalación defectuosa.

Según se advierte, en esta materia el Panel debe dilucidar si corresponde que la mayor cantidad de actividades de mantenimiento de empalmes que, según señala la discrepante, efectúa la empresa de referencia, sea considerada en el dimensionamiento de los costos de operación y mantenimiento de la empresa modelo.

El Panel tiene presente que la empresa modelo se debe dimensionar considerando que las concesionarias son responsables del mantenimiento de los empalmes, aun cuando son los clientes los propietarios de los empalmes.

El Informe Técnico ha incluido costos de las actividades de mantenimiento de empalmes considerando 31.341 atenciones anuales, en tanto que la discrepante señala que en el año 2019 la empresa de referencia efectuó 78.230 atenciones. La diferencia entre ambas cifras se debería a que la CNE habría incluido sólo atenciones asociadas a la acometida, excluyendo por diversas razones otras que, según la concesionaria, debieran ser consideradas. Al respecto, Enel presentó una tabla con dichas actividades en la que se indican sus causas.

El Panel solicitó a la concesionaria un desglose de las causas de las 78.230 atenciones que realizó en el año 2019, con el fin de determinar si correspondería incluirlas en los respectivos costos de mantenimiento de empalmes de la empresa modelo.

El Panel coincide con la discrepante en el sentido de que, a las atenciones relacionadas con la acometida, incluidas en el Informe Técnico (31.341), se le deben agregar las atenciones asociadas a los otros componentes del empalme.

El Panel ha elaborado un cálculo considerando el desglose de las causas de fallas en los otros componentes del empalme entregadas por la empresa, excluyendo las atenciones cuya causa de falla es: (i) sobrecarga; (ii) humedad; y (iii) conexiones sueltas. De esta forma, se ha determinado que las atenciones que corresponde agregar a las asociadas a la acometida alcanzan un total de 32.980. En consecuencia, en la empresa modelo se debieran incluir los costos de 64.321 atenciones.

Debido a que la cantidad de atenciones resultante del cálculo anterior es más cercana a las 78.230 solicitadas por la empresa, el Panel acogerá la petición de Enel.

Decisión:

Por lo anteriormente expuesto, en esta materia el Panel accederá a lo solicitado por la discrepante.

4.2.2. Dotación de personal

Enel discrepa del dimensionamiento o dotación de la estructura organizacional para la gestión de proyectos del SGC asignada por la CNE en el Informe Técnico. Al respecto, considera que deben agregarse siete cargos.

La discrepante fundamenta su petición en tres elementos que requerirían atención para abordar la gestión de calidad, y que singulariza en la necesidad de: (i) un área de gestión de medida remota; (ii) operaciones en terreno; y (iii) la administración de proyectos, datos y sistemas.

Respecto del área de gestión de medida remota (i), Enel señala que esta área debe liderar y gestionar la implementación del cambio tecnológico del nuevo sistema de control de medición acorde con la normativa vigente, de manera de permitir el despliegue, operación y mantenimiento del SGC.

Con base a lo expuesto, y en un análisis realizado con el objetivo de determinar el personal necesario para dar cumplimiento a estas actividades, indica que se requiere agregar a la dotación un jefe de gestión de medida remota.

Sobre las operaciones en terreno (ii), Enel destaca que estas comprenden el análisis de factibilidad de implementación de SMMC y en particular del SGC en terreno, realizando capacitaciones, verificando que las condiciones y las políticas de seguridad y medio ambiente se cumplan, además de coordinar con departamentos técnicos mejoras a la correcta implementación del SGC. Señala que, entre las actividades que se visualizan, se cuentan: revisar y analizar 70 casos mensuales de instalaciones y mantenimiento de monitoreo, realizar cinco inspecciones de seguridad mensuales, y realizar tres capacitaciones a técnicos en terreno o patio de entrenamiento.

Añade que se debe coordinar el plan de implementación de SMMC y, en particular, la instalación de equipos del SGC en terreno a través de las distintas empresas de servicio.

Expone que se debieran generar cuatro reportes mensuales de instalación del SGC por empresa contratista y agrega que debieran realizarse ocho reuniones mensuales para seguimiento de actividades de terreno y que se contemplan cinco inspecciones de seguridad mensuales. Menciona que también se consideran asignaciones de trabajo a contratistas para la instalación del equipo de monitoreo (cuatro mensuales).

La empresa precisa que se debe coordinar el plan de mantenimiento del SMMC y, en particular, el mantenimiento necesario en terreno del SGC a través de las distintas empresas de servicio. En ese contexto, indica que se contemplan cuatro reportes mensuales por seguimiento de trabajos asociados a "contactabilidad". Incorpora también la realización de cuatro reportes mensuales por seguimiento de trabajos por alarmas del SGC. Argumenta que debe preverse el envío y asignación diaria de los trabajos por pérdida de conectividad y alarmas a contratistas. Agrega que deben llevarse a cabo, al menos, cinco inspecciones de seguridad mensuales en terreno, y que también se consideran ocho reuniones mensuales para el seguimiento de las actividades realizadas en terreno.

Con base a lo expuesto anteriormente, y en un análisis desarrollado para determinar el personal necesario para dar cumplimiento a estas actividades, Enel señala que se requiere agregar a la dotación un analista de operaciones; un especialista de operaciones; y dos especialistas de operaciones.

Respecto de (iii), esto es, la administración de proyectos, datos y sistemas, la discrepante expone que se debe liderar y coordinar el despliegue, operación y mantenimiento de los sistemas del SMMC y en particular del SGC.

Indica que también debe considerarse la ejecución del despliegue de la infraestructura de los sistemas del SMMC y, en particular, del SGC, coordinando distintas actividades con clientes internos.

La empresa agrega que se contempla en este ámbito la ejecución de la operación y explotación de los distintos sistemas que tiene el SGC, en particular el HES (*Head End System*), así como el monitoreo de los sistemas del SGC para el mantenimiento, derivando y coordinando distintas actividades con clientes internos.

Añade que también se contempla la ejecución del control de los datos y alarmas del SGC, además de la sincronización horaria.

A partir de lo expuesto, y en un análisis realizado para determinar el personal necesario para dar cumplimiento a estas actividades, la discrepante señala que se requiere agregar a la dotación tres especialistas de administración de proyectos, datos y sistemas de medición; y un analista de administración de proyectos, datos y sistemas de medición.

De acuerdo con lo señalado Enel propone incluir la siguiente nueva dotación con sus respectivas homologaciones de cargo de acuerdo con las actividades que debe realizar la empresa modelo:

Cargo	Dotación interna	Homologación	Descripción
Jefe Gestión Medida Remota	1	QLT.03.028.P30	Garantía/Control de la Calidad del Producto - Profesional Senior (P3)
Jefe de Operaciones en Terreno	1	QLT.03.028.P20	Garantía/Control de la Calidad del Producto - Profesional Experimentado (P2)
Especialista de Operaciones	3	QLT.03.028.P30	Garantía/Control de la Calidad del Producto - Profesional Senior (P3)
Jefe de Adm. Proyecto, datos y sistemas	1	QLT.03.028.P20	Garantía/Control de la Calidad del Producto - Profesional Experimentado (P2)
Especialista Adm. Proyecto, datos y sistemas	1	QLT.03.028.P30	Garantía/Control de la Calidad del Producto - Profesional Senior (P3)

Los costos que Enel solicita se agreguen en el periodo 2020-2024 por la incorporación de estos nuevos cargos, en millones de pesos, se muestran en la siguiente tabla:

2020	2021	2022	2023	2024
-	-	56,8	124,7	240,7

La CNE, por su parte, señala que en el dimensionamiento de los costos de la empresa modelo se incluyeron todos aquellos costos asociados a la inversión, implementación y operación y mantenimiento de los proyectos del SGC, es decir, el Capex y Opex. En particular, destaca que, en el "Anexo 4-10 -CNE-SM-COSTOS-ICom_CNE", se incorpora todo el modelo con los

supuestos, criterios y costos asociados a los SMMC- SGC. En este sentido, en opinión de la CNE no correspondería incluir lo solicitado por la discrepante en la estructura organizacional de la empresa modelo, dado que se estarían duplicando los gastos y labores que ya se encuentran considerados en el dimensionamiento de los costos de la empresa.

A juicio del Panel, la discrepante incorpora en su solicitud tanto conceptos asociados a inversión como a operación, no siendo posible distinguir de su requerimiento lo que corresponde a cada caso.

En efecto, como parte de la descripción de las áreas que considera, menciona conceptos como "implementación del cambio tecnológico", "factibilidad de implementación de SMMC", "coordinar el plan de implementación de SMMC", el desarrollo de un modelo predictivo, desarrollo de *Dashboards* en *Power BI*, adecuaciones de sistemas para despliegue, entre otros, los que dan cuenta de actividades más bien relacionadas con inversión que con gastos.

Por otra parte, el Panel estima que la discrepante no justifica adecuadamente la cantidad de profesionales adicionales que solicita. En su presentación indica haber realizado un análisis para determinar el personal necesario, que no se adjunta.

Adicionalmente, Enel plantea que el profesional propuesto para el cargo de la jefatura del área de Gestión Medida Remota sea homologado a QLT.03.028.P30, que de acuerdo a los valores del Anexo 4 del Informe Técnico tiene una remuneración de \$29.057.746, no obstante en su solicitud la considera con una remuneración de \$56.801.865. La diferencia supera beneficios adicionales que no estuvieran contemplados en la primera cifra.

Decisión:

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

4.2.3. Homologación de cargos

La empresa discrepa de la homologación de los cargos del Gerente de Distribución, el Subgerente Operación & Mantenimiento y el Subgerente de Centros Técnicos.

En lo que respecta al gerente de distribución, Enel expone que la homologación realizada por la CNE no se ajusta al perfil requerido para la empresa modelo, en virtud de la relevancia que tiene dicha área para llevar a cabo la dirección y gestión de la operación y mantenimiento de las instalaciones.

En opinión de la discrepante, el cargo en análisis debe desarrollar un plan de operación y mantenimiento anual del SD, que permita la continuidad del suministro y minimizar las interrupciones programadas. A su vez, este debe controlar el cumplimiento del presupuesto de inversiones y gastos, el cual se debe coordinar con otras áreas de la gerencia.

A continuación, a modo de referencia, la empresa presenta y describe las principales responsabilidades del gerente de distribución de Enel:

- Gestionar procesos de manera de asegurar la calidad del suministro, cumplir los estándares reglamentarios, minimizar los costos de abastecimiento eléctrico;
- Coordinar y asistir en tareas dentro de la administración y coordinación con otras áreas de la gerencia, para el logro de objetivos y tareas asignadas a las diferentes áreas, de acuerdo con lineamientos establecidos por la compañía;
- Integrar y coordinar las actividades y procesos asociados a los sistemas de gestión de la calidad, ambiental y seguridad para cumplir con los compromisos de calidad, eficiencia y seguridad; y
- Representar a la compañía en foros, comités técnicos, instituciones o la autoridad.

Con base a lo expuesto anteriormente, Enel propone la siguiente homologación para el cargo de gerente de distribución:

Nombre Cargo	Código	Homologación
Gerente de Distribución	ENS.03.108.E10	Ingeniería General de Proyectos - Ejecutivo de Sub-función 1 (E1)

En lo que refiere al subgerente de O&M, a modo de referencia, la discrepante presenta y describe las responsabilidades del Subgerente de O&M de Distribución en la empresa real:

- Gestionar procesos vinculados a la operación y explotación del sistema eléctrico, con el propósito de asegurar los estándares de calidad de suministro a los clientes y la explotación económica del sistema, cumpliendo los estándares reglamentarios;
- Desarrollar un plan estratégico que minimice los costos de operación y mantenimiento de la red, considerando el proceso de adquisición de equipos y materiales, logística, abastecimiento del equipamiento para las cuadrillas de terreno, equipamiento de bodega para la realización de las distintas actividades en la red de distribución;
- Supervisar los procesos de compra mensual de energía y potencia, el diseño, control y aplicación de políticas de explotación de las instalaciones eléctricas de la empresa;
- Conducir estudios asociados a la explotación del sistema eléctrico de distribución para asegurar medios, antecedentes e información que permitan una operación segura y eficiente del sistema eléctrico de la empresa en el corto plazo;
- Controlar y coordinar el proceso de captura y generación de información técnico-geográfica de las instalaciones de distribución y clientes, para asegurar que se satisfagan periódicamente los requerimientos legales y operativos de información de la empresa.

Con base a lo expuesto anteriormente, Enel propone la siguiente homologación para el cargo de Subgerente de O&M:

Nombre Cargo	Código	Homologación
Subgerente Oper.&Mantenimiento	ENS.03.272.M40	Ingeniería de Servicio en Campo - Gerente Senior (M4)

Con respecto al Subgerente de Centros Técnicos, a modo de referencia, la discrepante presenta y describe las responsabilidades del Subgerente de Centros Técnicos de Distribución de la empresa real:

- Definir el programa operativo, gestionando el despacho de las actividades de las operaciones de campo;
- Ejecutar planes de emergencia y gestión de fallas en coordinación con la unidad de operación y mantenimiento de la red;
- Asegurar los programas de HSE, la difusión de la cultura y el apoyo especializado;
- Implementar lineamientos globales e instructivos operativos de la unidad de gestión de operaciones de campo, incluyendo acciones de mejora relacionadas con los temas de operaciones de campo;
- Definir y coordinar las políticas y gestión técnica-económica del mantenimiento preventivo y correctivo del SD, a fin de garantizar y mantener los estándares de seguridad y calidad del servicio;
- Tomar decisiones estratégicas en relación con las actividades de mantenimiento e inspecciones de redes MT y BT de las diferentes zonas de la empresa de referencia.
- Tomar decisiones estratégicas en relación con las actividades de emergencia en las redes de distribución;
- Tomar decisiones estratégicas en relación con las actividades de servicios asociados e incluidos en el chequeo de rentabilidad;
- Seguir el *budget* y controlar los indicadores operativos zonales, análisis de información y definición de planes correctivos;
- Definir planes de trabajo para realizar la inspección de medidores, con tal de cumplir con los requisitos legales y detectar fraudes (incluidas las conexiones ilegales), asegurando la normalización de las situaciones irregulares y el mantenimiento de los equipos; para apoyar las iniciativas sin pérdidas técnicas; y,
- Dirigir y controlar el SD eléctrico aéreo y subterráneo de la zona de concesión de la empresa.

Con base a lo expuesto anteriormente, Enel propone la siguiente homologación para el cargo de Subgerente Centros Técnicos:

Nombre Cargo	Código	Homologación
Subgerente Centros Técnicos	ENS.03.272.M40	Ingeniería de Servicio en Campo - Gerente Senior (M4)

La discrepante indica que sería imprescindible tener en consideración la totalidad de la encuesta Mercer y los costos asociados a cada título. A continuación, presenta un extracto del "Anexo 4 MODELO ITCNE - ATD1.xlsx", hoja 'TRS_Valores', que contiene información de la encuesta de remuneraciones utilizada en el Informe Técnico.

Señala que, en particular, se presentan los títulos, los códigos y los valores en pesos de las remuneraciones brutas de los empleados al año (incluyendo beneficios). De la revisión de contenido realizada, la discrepante manifiesta que le llama la atención que la CNE no presentó los argumentos para definir los títulos designados, ni se refirió a los roles y responsabilidades que debía cumplir la dotación de la empresa modelo. Añade que tampoco proporcionó los roles y responsabilidades de cada título presentado en la encuesta seleccionada. Todo lo anterior, precisa, en virtud de entender el rango de salarios que la CNE define para el personal de la empresa modelo.

Enel indica que, en base a la escasa información proporcionada por la CNE, procedió a realizar un análisis de las remuneraciones de la empresa modelo.

A continuación, presenta un extracto del "Anexo 4 MODELO ITCNE - ATD1.xlsx", hoja "COSTOS_MOD". Además, a modo de ejemplo, la discrepante muestra la remuneración líquida mensual de dichos cargos. Señala que lo anterior ha sido calculado a partir de la remuneración bruta anual más beneficios presentados en la hoja 'COSTOS_MOD', multiplicado por 0,8 (que representa un estimado entre renta bruta y renta líquida) y dividido en 12 meses.

Nombre Cargo	Homologación	Remuneración líquida mensual estimada
Gerente General	Director de la Organización (CEO) - División(es) Nacional (E2)	\$11.993.762
Gerente de Distribución	Ingeniería General de Proyectos - Gerente (M3)	\$4.718.952

La empresa indica que se puede observar que la diferencia entre las remuneraciones entre ambos cargos no se condice con el nivel de responsabilidad que requiere un Gerente de Distribución para poder liderar, planificar y coordinar los equipos que deben ejecutar las actividades que permiten prestar el servicio público de distribución con la calidad y seguridad que exige la normativa.

Asimismo, añade que es importante tener en consideración que la CNE señala que el Gerente de Distribución tendrá en su equipo 169 personas. Es por ello, puntualiza, que el nivel de experiencia necesaria para este cargo debe ser de al menos 15 a 20 años en cargos similares,

considerando que es necesario contemplar en las cualidades del Gerente de Distribución competencias tales como liderazgo, trabajo en equipo, planificación, comunicación, gestión del tiempo y resolución de problemas.

En base a lo anterior, Enel propone que la homologación de título del Gerente de Distribución sea "Ingeniería General de Proyectos - Ejecutivo de Sub-función 1 (E1)", lo cual en términos de remuneración y de funciones sería más acorde a lo que requiere un cargo con esas características.

La discrepante enfatiza que la homologación debe ajustarse al nivel de experiencia y cualidades que requieren este tipo de cargos con alta responsabilidad en el funcionamiento del servicio de distribución. Agrega que, tal como lo determina la CNE, el Subgerente de Operación y Mantenimiento tendrá 15 personas a cargo, además de gestionar los procesos llevados a cabo por los contratistas externos, como también efectuar un plan estratégico que asegure los estándares de calidad y la explotación del sistema. En ese contexto agrega que en la hoja 'Act_Calc' del "Anexo 4 MODELO ITCNE - ATD1.xlsx" se señala que los contratistas deberán realizar 1.159.103 actividades al año. Asimismo, afirma que el Subgerente de Centros Técnicos debe tener asociado una homologación que permita coordinar un equipo de al menos 124 personas a cargo, tal como lo define la empresa modelo.

A continuación, la discrepante presenta el costo anual de la empresa para cada uno de los cargos mencionados. Destaca que el costo anual incluye la remuneración bruta y beneficios del empleado más las obligaciones legales de la empresa, capacitación, uso de vehículo, gastos de plantel, arriendo, aseo, mantención y vigilancia de las oficinas, entre otros costos estimados por la CNE.

Gerente de Distribución

Propuesta	Homologación	Descripción	Costo Anual
Informe CNE	ENS.03.108.M30	Ingeniería General de Proyectos - Gerente (M3)	\$-79.129.203
Solicitud Enel	ENS.03.108.E10	Ingeniería General de Proyectos - Ejecutivo de Sub-función 1 (E1)	\$-117.657.954
Diferencia			\$-38.528.750

Subgerente Operación & Mantenimiento

Propuesta	Homologación	Descripción	Costo Anual
Informe CNE	ENS.03.272.M30	Ingeniería de Servicio en Campo - Gerente (M3)	\$- 57.664.688
Solicitud Enel	ENS.03.272.M40	Ingeniería de Servicio en Campo - Gerente Senior (M4)	\$ -74.955.164
Diferencia			\$ -17.290.476

Subgerente Centros Técnicos

Propuesta	Homologación	Descripción	Costo Anual
Informe CNE	ENS.03.272.M30	Ingeniería de Servicio en Campo - Gerente (M3)	\$ -57.664.688
Solicitud Enel	ENS.03.272.M40	Ingeniería de Servicio en Campo - Gerente Senior (M4)	\$ -74.955.164
Diferencia			\$ -17.290.476

Enel incluye un cuadro resumen con los costos solicitados:

Ítem	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Homologación de cargos (millones de \$)	73,1	73,1	73,1	73,1	73,1	73,1

La CNE, por su parte, respecto a la homologación solicitada para el gerente de distribución, señala que el nivel E1 que Enel reclama para su propio gerente tiene dentro de su descripción establecer e implementar estrategias en consonancia con los objetivos de la empresa matriz.

Para la CNE los costos adicionales asociados a la decisión de pertenecer a una matriz por parte de la empresa real no debieran traspasarse a tarifas. En este sentido, expone que no corresponde el reconocimiento de un nivel E1 para el Gerente de Distribución.

En lo que concierne a los subgerentes de operación y mantenimiento y de centros técnicos, la descripción del nivel M30, a los que se adscriben estos cargos, la CNE señala que ese perfil, de acuerdo con el Informe Técnico, administra profesionales que lideran equipos de trabajo, e implementa políticas y estrategias, e influye en otros fuera de su propia área de trabajo con respecto a las políticas, prácticas y procedimientos, por lo que la homologación realizada sería adecuada y no requiere ser cambiada.

Para resolver la presente discrepancia el Panel tiene en consideración las exigencias contenidas en las Bases respecto del dimensionamiento de la organización de la empresa modelo (numeral 5.4).

De acuerdo con las Bases, el dimensionamiento organizacional (de personal) se debe establecer en base a una estructura jerarquizada, asignando por cada nivel y cargo las funciones y actividades que deben desarrollar los empleados de la empresa modelo. Por su parte, y con el objetivo de estimar las remuneraciones asociadas a cada cargo de personal (propio o tercerizado), las Bases establecen que el Consultor debe considerar uno o más estudios representativos de remuneraciones de mercado.

En ese contexto, el Panel consideró las descripciones de los cargos al interior de la empresa modelo y la descripción de las posiciones según los códigos Mercer a los que fue homologado cada cargo y los que la discrepante solicita como una nueva homologación.

El Panel advierte que, para efectos comparativos, los códigos están diseñados a nivel internacional, lo que no necesariamente captura las particularidades de la realidad laboral local, lo que requiere de una adaptación de la escala que se presenta.

(i) Gerente de Distribución

El Panel considera que esta es una de las posiciones relevantes dentro de una empresa distribuidora, considerando que es el encargado de administrar la infraestructura de redes de empresas, cuyo giro se articula precisamente en torno a estos activos. En este contexto, considera que el perfil del profesional a cargo debe cumplir con las descripciones del nivel de carrera M30, pero también, en parte, las del nivel E10. Es decir, a juicio del Panel el cargo requerido se sitúa entre estas dos homologaciones, quedando más ajustado al E10.

Por lo anterior, se accederá a esta homologación.

(ii) Subgerente Operación & Mantenimiento y Subgerente Centros Técnicos

Bajo las mismas premisas señaladas para el cargo de gerente de distribución, el Panel considera que de conformidad a la descripción de los niveles M30 y M40, la homologación más adecuada para ambos cargos es una combinación de estos niveles, quedando el cargo requerido más ajustado al M40.

Por lo anterior, se accederá a esta homologación para los dos casos.

Las nuevas homologaciones que solicita la discrepante significan un incremento de remuneraciones de \$73.109.703 anuales, según el detalle que se presenta en el cuadro siguiente.

Nombre Cargo	Propuesta	Homologación	Costo Anual	Diferencia
Gerente de Distribución	IT	ENS.03.108.M30	\$79.129.203	\$38.528.751
	Enel	ENS.03.108.E10	\$117.657.954	
Subgerente Operación & Mantenimiento	IT	ENS.03.272.M30	\$57.664.688	\$17.290.476
	Enel	ENS.03.272.M40	\$74.955.164	
Subgerente Centros Técnicos	IT	ENS.03.272.M30	\$57.664.688	\$17.290.476
	Enel	ENS.03.272.M40	\$74.955.164	

Decisión:

Por lo anteriormente expuesto, en esta materia el Panel acogerá las solicitudes de la discrepante.

4.2.4. Tasas de falla

Como ya se vio en las materias de la categoría A "Costo total de inversión y Ajuste por Efectos de Impuesto a la Renta", Enel discrepó de la no aplicación en el ATD1 de la prorrata planteada por la CNE para las interrupciones de subcategoría "Otros".

La empresa señala que, de conformidad al modelo empleado por la CNE, la modificación de las tasas de falla impacta tanto a los costos de inversión como a los costos de operación y mantenimiento.

Por lo anterior, Enel solicita en esta categoría B se incrementen los costos de operación y mantenimiento según los valores que se muestran en la siguiente tabla.

Año	Gasto adicional Corrección prorata "Otros" millones de \$
2020	599,5
2021	798,8
2022	654,7
2023	719,3
2024	841,7

Decisión:

Dado que el Panel no accedió a esta materia en lo que corresponde a la categoría A "Costo total de inversión y ajuste por efectos de impuestos a la renta", tampoco accederá a su componente de costos de operación y mantenimiento.

4.3.Dictamen

Del análisis realizado, el Panel ha acogido en esta categoría las solicitudes en las materias de mantenimiento de empalmes y homologación de cargos. Atendido a que la suma de los montos asociados a estas materias es superior al 50% del total solicitado, y teniendo presente lo dispuesto en los artículos 183 bis y 211 de la LGSE, por unanimidad se acuerda el siguiente dictamen en la categoría B.

Modificar los costos de operación y mantenimiento, adicionando los siguientes montos anuales. Valores a diciembre 2019.

2019	1.175.220.000
2020	1.571.610.000
2021	1.703.390.000
2022	1.608.110.000
2023	1.650.830.000
2024	1.731.760.000

5. ESTUDIO DISCREPANCIAS CATEGORÍA C

El artículo 183 bis de la LGSE, en su inciso vigesimosegundo dispone: “en cada categoría, y para cada área típica de distribución, el Panel solo podrá optar por el resultado del informe de la Comisión, la alternativa planteada (...) por una empresa concesionaria para el conjunto de sus discrepancias presentadas en dicha categoría. El Panel no podrá elegir entre resultados parciales de costos o entre criterios que se hubiesen presentado como observaciones, sino solo entre valores finales”.

Por lo anterior, el Panel ha procedido a considerar todas las peticiones de las discrepantes en las categorías que correspondan. Ello, con independencia de la interrelación que pudiesen tener algunas peticiones en distintas categorías asociadas a la misma materia.

5.1. Alternativas categoría C

El Panel distingue las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Modificar los costos fijos independientes del consumo, adicionando los siguientes montos anuales, en millones de pesos. Valores a diciembre 2019

2019	1.786
2020	1.786
2021	1.786
2022	1.786
2023	1.786
2024	1.786

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

5.2. Análisis

En la presente discrepancia, relacionada con la categoría C “Costos Fijos Independientes del Consumo”, Enel plantea las siguientes dos materias: (i) dotación de personal; y (ii) homologación de cargos.

En relación con la segunda materia, la CNE ha manifestado que solo uno de los 17 cargos en que la empresa solicita una nueva homologación califica para ser analizado en esta categoría C, y que los restantes 16 corresponde que sean analizados en la categoría B.

La discrepante coincide con esta apreciación, sosteniendo que a raíz de una clasificación de costos fijos de gastos administrativos (CFGAs) realizada por la CNE, incluyó esta materia sobre homologación en la categoría C.

Al respecto, el Panel tiene presente que ni en las Bases ni en el Informe Técnico se establece que los denominados Costos Fijos Independientes del Consumo tengan necesariamente una equivalencia con la definición de costos fijos que se hace en la LGSE para efectos tarifarios.

En el contexto señalado, es evidente que los costos asociados a ciertos cargos, como por ejemplo el de gerente general o gerente de regulación, son también independientes del consumo, aunque tales costos no se contabilicen para determinar los cargos fijos, sino que contribuyen a determinar los costos estándares de operación y mantenimiento. Así lo consideró también la CNE cuando desagregó los costos fijos administrativos bajo la glosa CFGA en el Informe Técnico.

Asimismo, el traslado de costos que fueron discrepados en una categoría para ser analizados en otra genera situaciones no contempladas en la LGSE, como sería la redefinición del monto solicitado en cada una de las respectivas categorías, cambio que se debe considerar tanto en la categoría en que originalmente se incluyeron estos costos, como en la categoría en que éstos se incorporan (una vez efectuada la reclasificación).

Se debe tener presente que la LGSE es clara al establecer que la agrupación de costos por categoría es una definición que corresponde efectuar a la CNE en las bases técnicas del estudio del consultor y, por ello, a juicio del Panel en adelante debiera ser explicitada de forma tal de evitar las ambigüedades interpretativas que se han verificado en este caso.

Por lo anterior, ante las diversas interpretaciones de lo que se puede entender incluido en la categoría de Costos Independientes del Consumo, y la falta de norma expresa que permita en este caso modificar el monto total solicitado por una empresa en una determinada categoría, el Panel analizará la solicitud de homologación de estos 17 cargos en esta categoría C, tal como fue formulada la discrepancia en el escrito original.

5.2.1. Dotación de personal

Específicamente, Enel discrepa de la dotación de los siguientes departamentos: (i) recaudación y cobranza; (ii) recaudación; (iii) facturación; (iv) atención a clientes; y (v) departamento de sucursales.

Respecto de la dotación relativa a (i), esto es, el departamento de recaudación y cobranza, la discrepante fundamenta y especifica sus peticiones de acuerdo con lo que se expone en los párrafos siguientes.

Para Enel la dotación de la sección de cobranzas (un jefe y tres profesionales administrativos) es insuficiente para dar cumplimiento a lo exigido por la normativa para las concesionarias de distribución. Puntualiza que, de acuerdo con la descripción de cargos, excedería de sus funciones que el analista de finanzas sea el responsable de las actividades de cobranza, como lo señala la CNE. Agrega que los dos analistas de finanzas serían insuficientes para las tareas propias del departamento de finanzas.

Precisa que el departamento de control y morosidad tiene como función llevar a cabo el control de la morosidad considerando las variables técnicas-operativas del corte y reposición del servicio eléctrico a los clientes. Es decir, indica, le corresponde gestionar y controlar la morosidad relacionada a la conexión y desconexión del servicio, considerando una dotación de personal adecuada para realizar seguimiento y análisis de clientes con corte de suministro mensual, con sus respectivos seguimientos para pagos, reposiciones asociadas, entre otros.

Añade que se requiere un administrativo de cobranza para realizar cobranzas preventivas, cobranzas precorte, registrar y detallar atenciones presenciales relacionadas a operaciones de cobranza y realizar pruebas con los sistemas de cobranza.

Expresa que se requiere además de dos especialistas de cobranza y un administrativo de cobranza para llevar a cabo la gestión de cobranza judicial.

A lo anterior, indica, debe sumarse un supervisor de cobranza, un especialista de cobranza y un administrativo de cobranza, dos especialistas de cobranza y un administrativo de cobranza para controlar y gestionar la deuda de clientes municipales y grandes clientes.

La empresa adiciona la solicitud de dos especialistas de cobranza para coordinar la estrategia de cobranza.

Solicita también la inclusión de un especialista de cobranza para el seguimiento y control de las gestiones de cobranza y cálculo de provisiones.

A lo anterior, agrega tres especialistas de cobranza para la gestión de riesgo de crédito.

Enel resume su petición de dotación de nuevo personal para el departamento de recaudación y cobranza en el cuadro que se transcribe:

Cargo	Dotación interna	Código	Título
Especialista de cobranza	9	FIN.10.003.P20	Cobranza - Profesional Experimentado (P2)
Supervisor de cobranza	1	FIN.10.003.M20	Cobranza - Líder del Equipo (Profesionales) (M2)

Respecto de la dotación relativa a (ii), esto es, el departamento de recaudación, la discrepancia fundamenta y especifica sus peticiones de acuerdo con lo que se expone en los párrafos siguientes.

Según Enel la dotación de personal para el departamento de recaudación (un jefe y cuatro profesionales administrativos) es insuficiente para llevar a cabo las actividades que son necesarias por dar cumplimiento con las exigencias normativas establecidas para las concesionarias de distribución.

Expone que se requiere de dos especialistas de recaudación para el seguimiento y control de reportes internos, del presupuesto y de la gestión estratégica.

Solicita la inclusión también de dos especialistas de recaudación para gestionar proyectos que permitan cumplir con los niveles de morosidad previstos por la empresa

Enel resume su petición de dotación de nuevo personal para el departamento de recaudación en el cuadro que se transcribe:

Nombre Cargo	Dotación interna	Código	Título
Especialista de recaudación	4	FIN.10.003.P20	Cobranza - Profesional Experimentado (P2)

Respecto de la dotación relativa a (iii), esto es el departamento de facturación, la discrepante fundamenta y especifica sus peticiones de acuerdo con lo que se expone en los párrafos siguientes.

Señala que es importante desagregar la facturación en dos categorías: facturación masiva y reparto, y facturación de grandes clientes.

Expone que, para llevar a cabo la facturación masiva es esencial contar con un equipo que se encargue de efectuar la facturación y reparto de acuerdo con la normativa vigente, como también llevar a cabo la gestión y monitoreo del proceso, tal como la negociación con contratistas. Agrega que, para asegurar el correcto manejo de información de clientes masivos se requiere de una unidad de explotación de sistemas.

Precisa que, para llevar a cabo las actividades de facturación a grandes clientes se deben considerar los recursos necesarios, tales como facturación única y atención de consultas relacionadas al proceso de facturación, como también gestión y regularización de requerimientos.

En ese contexto, señala que se requiere un jefe de facturación y dos especialistas para administrar y controlar los diferentes procesos, subprocesos y recursos necesarios para la facturación del suministro eléctrico.

Agrega que también se requiere un jefe de facturación masiva y reparto, cuatro especialistas de facturación y cuatro analistas de facturación e impresión para realizar las actividades de facturación masiva y reparto.

A su vez, añade la exigencia de un jefe de explotación de sistemas y cuatro encargados de explotación de sistemas, para coordinar los procesos informáticos con el propósito de facturar el suministro eléctrico.

Expone además que se necesita adicionar un jefe de facturación de grandes clientes y cuatro especialistas de facturación para realizar las actividades de facturación a grandes clientes y por concepto de peajes de distribución.

Enel resume su petición de dotación de nuevo personal solicitada para el departamento de facturación en el cuadro que se transcribe:

Cargo	Dotación interna	Homologación	Descripción
Especialista de Facturación	2	FIN.09.005.P20	Facturación y Cobranza - Profesional Experimentado (P2)
Jefe de facturación y reparto	1	FIN.09.005.M20	Facturación y Cobranza - Líder del Equipo (Profesionales) (M2)
Especialista facturación y reparto	4	FIN.09.005.P20	Facturación y Cobranza - Profesional Experimentado (P2)
Jefe de explotación de sistemas	1	FIN.09.005.M20	Facturación y Cobranza - Líder del Equipo (Profesionales) (M2)
Encargado explotación de sistemas	4	FIN.09.005.P20	Facturación y Cobranza - Profesional Experimentado (P2)
Jefe de facturación de grandes clientes	1	FIN.09.005.M20	Facturación y Cobranza - Líder del Equipo (Profesionales) (M2)
Especialista de facturación	4	FIN.09.005.P20	Facturación y Cobranza - Profesional Experimentado (P2)

Respecto de la dotación relativa a (iv), esto es, el departamento de atención a clientes, Enel señala que la de la empresa modelo no considera personal para gestionar servicios de autoatención, ni una unidad para atender servicios de atención escrita, como tampoco una unidad para atender servicios de postventa, ni una unidad para atender servicios de canales digitales, ni personal ni especialistas para proyectos comerciales.

En ese contexto precisa que se requiere un jefe de departamento de atención a clientes y un ingeniero para coordinar la atención a los reclamos de clientes, cuya respuesta por su complejidad supere las 24 horas; y coordinar y controlar las labores y respuestas de los ejecutivos de las unidades de reclamos de los clientes.

Agrega el requerimiento de dos encargados de contratos de grandes clientes para coordinar el proceso de atención de clientes libres y de peajes de distribución.

A su vez, la empresa señala que se necesita adicionar un jefe de área reclamos e información a la autoridad y, además, tres especialistas en relación con autoridades para responder a las solicitudes de la autoridad fiscalizadora, como son la SEC y el SERNAC.

Expone que se debe sumar un jefe de área de atención escrita y tres analistas de atención de clientes para coordinar y controlar las labores y respuestas de los ejecutivos de la unidad a reclamos de los clientes y resolver los requerimientos de estos.

Luego, Enel afirma que se requiere un jefe de área de canales digitales, dos especialistas *web management* y dos analistas de canales digitales, para dirigir y desarrollar la atención de canales digitales.

Expresa que también se necesita un jefe de área de atención no presencial, dos especialistas de proyectos comerciales y cinco analistas de canal no presencial, para dirigir y desarrollar la atención de canales digitales.

Además, afirma que se precisa de un jefe de área post venta y tres analistas post venta para coordinar actividades orientadas a mejorar la satisfacción del cliente.

Enel resume su petición de dotación de nuevo personal para el departamento de atención a clientes en el cuadro que se transcribe:

Cargo	Dotación interna	Código	Título
Jefe de gestión reclamos e información autoridad	1	CSV.02.027.M20	Administración de Orden de Negocios y Servicio al Cliente - Líder del Equipo (Profesionales) (M2)
Especialista relación con autoridades	3	CSV.02.027.P30	Administración de Orden de Negocios y Servicio al Cliente - Profesional Senior (P3)
Jefe de atención escrita	1	CSV.02.027.M20	Administración de Orden de Negocios y Servicio al Cliente - Líder del Equipo (Profesionales) (M2)
Jefe de canales digitales	1	CSV.02.027.M20	Administración de Orden de Negocios y Servicio al Cliente - Líder del Equipo (Profesionales) (M2)
Analista canales digitales	2	CSV.02.001.P20	Servicio General al Cliente - Profesional Experimentado (P2)
Especialista web management	2	CSV.02.027.P30	Administración de Orden de Negocios y Servicio al Cliente - Profesional Senior (P3)
Especialista proyectos comerciales	2	CSV.02.027.P30	Administración de Orden de Negocios y Servicio al Cliente - Profesional Senior (P3)
Jefe de Post venta	1	CSV.02.027.M20	Administración de Orden de Negocios y Servicio al Cliente - Líder del Equipo (Profesionales) (M2)
Especialista Post venta	3	CSV.02.027.P30	Administración de Orden de Negocios y Servicio al Cliente - Profesional Senior (P3)

Respecto de la dotación relativa a (v), esto es, el departamento de sucursales la discrepante indica que la dotación de un jefe de oficina local y dos ejecutivos de atención del Informe Técnico es insuficiente para cubrir la demanda diaria de las sucursales de la empresa de referencia.

Señala que se requiere de un anfitrión por sucursal para filtrar clientes según requerimiento.

Adicionalmente, Enel señala que se necesita incluir 28 ejecutivos comercial básicos para atención comercial y emergencia, que se encarguen de entregar respuesta al primer contacto.

Añade que se requieren 22 ejecutivos comerciales de venta compleja para atender a clientes en el proceso de conexiones eléctricas complejas, atención comercial y venta de empalmes.

Luego, la empresa adiciona la solicitud de 11 ejecutivos de apoyo a auto consultas para incentivar el uso de las máquinas para los requerimientos de fácil resolución.

Enel resume su petición de dotación de nuevo personal, para el Departamento de Sucursales en el cuadro que se transcribe:

Nombre Cargo	Dotación interna	Dotación externa	Homologación	Descripción
Ejecutivo de Atención	0	6	CSV.02.050.S20	Servicio al Cliente del Centro de Contacto: No Técnico - Para-Profesional Experimentado (S2)
Ejecutivo de Atención Integral	0	18	CSV.02.050.S10	Servicio al Cliente del Centro de Contacto: No Técnico - Para-Professional Principiante (S1)
Anfitrion	0	11	CSV.02.050.S10	Servicio al Cliente del Centro de Contacto: No Técnico - Para-Professional Principiante (S1)
Ejecutivo autoconsulta/ autopago	0	11	CSV.02.050.S10	Servicio al Cliente del Centro de Contacto: No Técnico - Para-Professional Principiante (S1)

En presentación complementaria Enel desarrolla su argumentación respecto de lo señalado por la CNE en su minuta de respuesta a la discrepancia.

Controvierte lo afirmado por la CNE en el sentido de que la dotación de personal solicitada para el departamento de cobranza incluye funciones ajenas al giro de distribución, tal como la gestión del crédito. Afirma que la CNE no entrega argumentos que permitan justificar, bajo su criterio, que dichas actividades son ajenas al giro de distribución.

Al respecto, la discrepante puntualiza que esta unidad está encargada de funciones tales como definir las políticas de riesgo de crédito, castigo y financiamiento de sus clientes. Indica que esta actividad, para la que está facultada la distribuidora, es parte de la gestión de cobranza que puede realizar con sus clientes que tienen deudas por sus consumos. En opinión de Enel, no reconocer esta actividad significaría que la empresa debería cortar el suministro de todos los clientes con deuda, sin dar facilidad de pago, generando un problema social. Agrega que debe tenerse presente que la empresa solo está facultada a cobrar un interés corriente y que, en caso de que se considere que esta actividad no es parte del giro de distribución, significaría que los clientes deberían ir a solicitar créditos con instituciones financieras.

En lo que refiere al departamento de facturación, respecto a lo señalado por la CNE en cuanto a que la dotación de personal solicitada incluye funciones ya consideradas en otros departamentos, Enel destaca que se puede observar bajo la subgerencia de operaciones comerciales un departamento de lectura y reparto. Precisa que la jefatura del área posee la siguiente descripción realizada por la CNE: "Cargo de jefatura especializada y foco operativo-estratégico, con responsabilidad autónoma de dirección operativa sobre los procesos lectura y reparto en el contexto de operaciones comerciales, y con participación estratégica eventual."

En atención a lo anterior, la discrepante señala que se considera un personal que se encargue de las gestiones relacionadas a la lectura y reparto de boletas. Añade que, sin embargo, no se especifica en la definición y en el personal dimensionado las funciones para gestionar la facturación, como tampoco la implementación de requerimientos legales asociados a la facturación, tal como la ley de servicios básicos, u otros como modificaciones por las llamadas leyes de estabilización de las cuentas de electricidad, cambios horas de punta por decretos de precios de nudo, entre otros aspectos. Agrega que no se contempla personal para atender reclamos relacionados con la facturación de los clientes, gestión y regularización de requerimientos, refacturaciones, reliquidaciones, entre otras actividades.

Asimismo, Enel afirma que el proceso de facturación debe llevarse a cabo con recursos informáticos que puedan facturar el suministro eléctrico, los productos y los servicios entregados a los clientes. Así, señala que el sistema de información debe generar mensualmente los documentos de cobro. Puntualiza que no se observa que la CNE considere en la empresa modelo dotación de personal encargada de las gestiones en dicho ámbito.

Respecto del departamento de sucursales, la empresa señala que la CNE propone que cada sucursal posea, en promedio, un jefe de oficina y dos ejecutivos de atención.

Indica que, para dimensionar el número de ejecutivos necesarios en cada sucursal, se debe tener en consideración el número de casos totales de reclamos, solicitudes, denuncias y consultas de clientes a las oficinas comerciales. En este contexto, presenta en un cuadro con información que se reporta a la SEC para los años 2019, 2020, 2021 y 2022.

Agrega que el horizonte de planificación de la empresa modelo se vio afectado por una serie de variables externas. Así, señala que en el mes de octubre del año 2019 disminuyó las atenciones totales debido al estallido social. Esto habría producido, en promedio, una reducción del 30% de las atenciones en sucursal.

Enel indica que en el año 2020, entre los meses de abril a junio, no hubo demanda de atención debido a las medidas tomadas por el COVID. Agrega que en los meses siguientes hubo una disminución en las atenciones mensuales, aun cuando las sucursales se encontraban abiertas al público.

Añade que para 2021, en los primeros meses se mantiene el promedio de atención de 2020, debido a las causas ya mencionadas. Pero precisa que, debido al inicio de periodo de vacunas, se ve un alza en las atenciones desde julio en adelante.

Menciona que en el año 2022 existe un alza considerable en el número de atenciones, lo que se debería principalmente a la regularización de la deuda de suministro eléctrico en aplicación de la ley de servicios básicos.

Menciona que en el año 2022 existe un alza considerable en el número de atenciones, lo que se debería principalmente a la regularización de la deuda de suministro eléctrico en aplicación de la ley de servicios básicos.

Tomando de referencia esta información, y considerando que el tiempo de atención promedio de un ejecutivo es aproximadamente de 13 minutos, la empresa muestra el número de

ejecutivos necesarios para dar cumplimiento a las exigencias de atención acorde a la demanda mensual, en la siguiente tabla que se reproduce:

	2019	2020	2021	2022
Atenciones promedio por mes.	25.275	18.746	25.031	54.311
Atenciones promedio por hora.	158	117	156	339
N° de ejecutivos total de atención, atención integral y ejecutivos de autoconsulta.	34	25	34	79

Precisa que el tiempo de atención promedio se presenta en el Anexo "Tiempo de atención 2022.xlsx" del Informe Técnico.

Asimismo, destaca que durante el año 2020, a pesar de que hubo una reducción del número de reclamos por la pandemia, no se redujo la cantidad de empleados contratados. Esto considerando el impacto que pudiese provocar socialmente.

También releva Enel que el número de atenciones de la empresa de referencia dista de lo estimado por la CNE.

A continuación, se presentan los totales estimados en el "Anexo 4 MODELO ITCNE - ATD1.xlsx", hoja 'Aux_Atención', junto con el número de casos anuales de Enel:

	2019	2020	2021	2022
Atención presencial estimada por la Comisión ATD1	261.935	271.275	277.699	282.950
Enel	303.295	140.090	300.368	651.729

Por lo expuesto, la discrepante solicita incorporar cuatro ejecutivos de atención, cuatro ejecutivos de atención integral y tres ejecutivos de auto consulta para los años 2019, 2020 y 2021. Asimismo, solicita considerar los factores externos que conllevan a un aumento de ejecutivos para el año 2022 y los años siguientes, incorporando adicionalmente dos ejecutivos de atención, 14 ejecutivos de atención integral y ocho ejecutivos de auto consulta.

Finalmente, Enel presenta un cuadro resumen con los costos solicitados:

Ítem	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Dotación de personal (millones de \$)	1.890,17	1.890,17	1.890,17	2.066,48	2.066,48	2.066,48

La CNE, por su parte, hace presente que la estructura organizacional de la empresa modelo del ATD1 no contempla un departamento de recaudación y cobranza, sino que considera un departamento de recaudación y una sección de cobranzas. Señala que si bien es cierto que en

el archivo de respaldo 'Anexo 4 MODELO ITCNE - ATD1.xlsm' hay un departamento de recaudación y cobranzas, este sólo se reconoce para empresas modelo de menor tamaño, tal como el departamento de personal.

Por otro lado, expresa que, de acuerdo con las Bases Técnicas, el diseño de la estructura organizacional de la empresa modelo considera que ésta presta exclusivamente el servicio público de distribución. En este sentido, señala que la discrepante incluye actividades ajenas al giro de distribución, tales como gestión del crédito.

En relación con el departamento de facturación, señala que Enel solicita incorporar personal para que realice funciones que ya están consideradas en otros departamentos. Por ejemplo, solicita la creación de un departamento de facturación masiva y reparto, compuesto por el jefe, cuatro analistas de facturación y reparto, y cuatro analistas de facturación e impresión (estos últimos, la discrepante reconoce como ya incluidos en la empresa modelo). No obstante, agrega la CNE que la estructura organizacional de la empresa modelo considera un departamento de lectura y reparto, compuesto por el jefe, cuatro analistas de lectura y reparto y dos supervisores centrales.

Añade que, en el caso del departamento de sucursales, dada la demanda por atención y por recaudación presencial, los ejecutivos de atención al cliente tienen tiempo sin atención a clientes, por lo que no se justificaría incorporar más personal a las oficinas comerciales.

Analizados los fundamentos de la discrepante para sus diversas solicitudes, el Panel advierte que, salvo en el caso de atención de clientes, la empresa no presentó evidencia suficiente basada en alguna métrica objetiva que permitiera poder discernir la necesidad efectiva de la dotación específica solicitada, ni su magnitud, así como tampoco la homologación asignada al nuevo personal.

El Panel constata que, en esta discrepancia, Enel dimensiona la dotación de cinco departamentos del área comercial de la empresa modelo. Estos son el de recaudación y cobranza, recaudación, facturación, atención a clientes y sucursales. Este dimensionamiento da como resultado una dotación de 167 puestos, de los cuales 74 ya están contemplados en la empresa modelo, por lo que la empresa solicita la incorporación de 93 nuevos cargos, lo que representa del orden del 19% de la dotación total de la empresa de modelo del ATD1.

En su argumentación Enel aporta cifras respecto de las actividades propias de algunas áreas involucradas en la solicitud, las que pretenden dar cuenta de la carga laboral que estas áreas deben asumir. A modo de ejemplo, para atención de clientes la discrepante presenta un cuadro con información que se reporta a la SEC para los años 2019, 2020, 2021 y 2022 y, a partir de ahí, señala la necesidad de reforzar el área de atención de clientes.

No obstante, la empresa no entrega antecedentes suficientes sobre la productividad asociada al desarrollo de las actividades antes referidas, de modo que el Panel pueda dirimir sobre la pertinencia de contar con la dotación adicional que solicita la empresa.

En varias de las solicitudes específicas de cargos, el fundamento es genérico respecto a la necesidad de cumplir con las obligaciones normativas de la empresa modelo, pero sin un

parámetro objetivo que permita cuantificar adecuadamente el eventual número de personal adicional requerido.

En otros casos, la discrepante describe lo que hace el área, sin aportar mayores antecedentes numéricos o alguna comparación empleando *benchmarking*.

Por lo antes señalado, el Panel estima que el planteamiento de la empresa, en el sentido de que la dotación otorgada en el Informe Técnico es insuficiente, no ha sido debidamente fundamentado de modo de permitir dimensionar la pertinencia de la solicitud.

Por otra parte, el Panel tiene presente que la empresa señaló reiteradamente que realizó un análisis para determinar el personal necesario para dar cumplimiento a las actividades identificadas, cuyos antecedentes sin embargo no fueron acompañados.

Decisión:

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

5.2.2. Homologación de cargos

Cuestión previa

La CNE hace presente que algunas de las solicitudes de la discrepante relativas a la homologación de cargos deberían ser declaradas inadmisibles, por cuanto las materias discrepadas no fueron objeto de observaciones al Estudio del Consultor, ni fueron modificadas con ocasión de la confección del Informe Técnico. Los respectivos cargos corresponden al Jefe de Departamento de Tarifas y Peajes, al Jefe de Departamento de Prevención de Riesgos y Salud Ocupacional, al Subgerente Administración de Personal, al Subgerente de Finanzas, al Subgerente de Contabilidad, al Subgerente de Abastecimiento y Servicios, al Subgerente de Operaciones Comerciales, al Subgerente Servicio al Cliente y Subgerentes Zonales y al Jefe de Departamento de Compra de Energía y Contratos.

Señala la CNE que la observación que más se acercaría a la discrepancia relativa a los cargos señalados precedentemente es la observación ID correlativo 630 que señala:

“La empresa modelo señala que el cargo de Gerente general corresponde a Director (Nivel E2). Sin embargo cargos **tales como** Fiscal, Gerente de regulación, Gerente de personal, Gerente de Administración y finanzas, Gerente comercial, Gerente de ingeniería y Gerente de distribución presentan títulos de Gerente - Nivel M3 (saltando títulos de Director y Gerente Senior). Dichos cargos son los dirigentes más altos de la compañía, por lo que un nivel M3 de gerencia o nivel M4 de gerencia senior no corresponden a personal con funciones de corporativo nacional. Además dicho error se arrastra en los cargos gerenciales posteriores, como también para los cargos de Subgerente y Jefes de departamentos. Esto conlleva a que las remuneraciones de la empresa modelo sean más bajas que el mercado.” (énfasis agregado por la CNE).

De lo anterior, concluye la CNE que la observación no es precisa y señala a modo de ejemplo cargos que estarían homologados incorrectamente. En consecuencia, la observación no

identificaría claramente cuáles son los subgerentes y jefes de departamentos que debieran ser sujetos de modificación, ni tampoco cuál sería la homologación correcta. Para la Comisión, el hecho de que la discrepancia sí es clara en señalar cuáles son los cargos que deberían modificar su homologación, y cómo debería modificarse, ratificaría que la observación también debiera ser precisa.

Para el Panel la observación de Enel (correlativo 630) apunta a corregir una falencia de carácter general, en que las descripciones de cargos más altos no se condicionarían con los niveles requeridos por la empresa modelo para llevar a cabo las funciones asignadas. En su observación, la empresa incluye los cargos inferiores que se verían “arrastrados”, según señala expresamente, por lo que la discrepante identifica como un salto de títulos. En consecuencia, a juicio del Panel, en la referida observación se solicita una readecuación de los cargos identificados específicamente, incluyendo también los cargos inferiores, ya que la descripción de cargos y su homologación debe guardar una consistencia general.

De este modo, el Panel considera que la empresa ha dado cumplimiento a lo dispuesto en el artículo sexto transitorio de la Ley N°21.194, por lo que no acogerá la solicitud de inadmisibilidad de la Comisión y, en consecuencia, procederá a analizar el fondo de la materia discrepada.

Análisis de la materia

Enel discrepa por la homologación asignada en el Informe Técnico para los siguientes 17 cargos: Fiscal; Gerente de Regulación; Jefe Departamento Tarifas y Peajes; Jefe Departamento Regulación y Aplicación Normativa; Gerente de Personal; Subgerente de Administración de Personal; Jefe Depto. Prevención de Riesgos y Salud Ocupacional; Gerente de Administración y Finanzas; Subgerente de Finanzas; Subgerente de Contabilidad; Subgerente de Abastecimiento y Servicios; Gerente Comercial; Subgerente de Operaciones Comerciales; Subgerente Servicio al Cliente; Subgerente de Disciplina de Mercado; Subgerente Zonales; y Jefe Depto. Compra de Energía y Contratos.

Respecto del cargo de Fiscal, la discrepante señala que este necesita una vasta experiencia en temas corporativos, legislativos, judiciales y técnicos, lo que se obtendría con al menos 20 años de desempeño laboral. Expone que el Fiscal tiene como responsabilidades informar y explicar el alcance y significado de leyes y normativas que digan relación con el giro de la empresa, y defender los intereses de la empresa en distintas sedes. Precisa que debe interactuar con órganos propios del área del negocio, representar a la empresa ante distintos organismos, actuar como secretario del Directorio, representar judicialmente, asesorar en el ámbito interno en la revisión de los distintos documentos corporativos y comerciales, elaborar informes para los accionistas, coordinar las labores propias de la fiscalía y velar por el cumplimiento de la normativa.

Sobre el cargo de Gerente de Regulación, Enel precisa que este debe planificar y gestionar la normativa para promover los intereses de la compañía, participar en distintos foros, implementar y gestionar cambios en la organización para el cumplimiento de la normativa eléctrica, coordinar e implementar controles para la ejecución y seguimiento del margen de

compra venta, dirigir y coordinar estudios tarifarios, junto con la presupuestación del margen operacional, resguardar el cumplimiento de la normativa dentro de la empresa y participar en mesas de trabajo del ente regulador.

Menciona que el Jefe de Departamento de Tarifas y Peajes tiene como responsabilidades coordinar y desarrollar estudios tarifarios, desarrollar y analizar la regulación del mercado eléctrico, proponer estrategias regulatorias y comerciales, supervisar el desarrollo del presupuesto, preparar los informes regulatorios y tarifarios exigidos por la autoridad, analizar nuevas alternativas regulatorias del mercado eléctrico, preparar informes regulatorios de las redes y fallas del sistema y recopilar los antecedentes necesarios requeridos por la autoridad.

Añade que el Jefe de Departamento de Regulación y Aplicación de la Normativa tiene como responsabilidades preparar los procesos de información regulatoria relacionados con redes de distribución, supervisar y controlar las actividades asociadas a las directrices de la gerencia, compromisos adquiridos con clientes y el gasto presupuestario, velar por el correcto manejo de la información en materia de bienes inmuebles y adiciones y retiros, generar informes regulatorios, implementar la extracción de información de acuerdo a los requerimientos de la autoridad, y entregar información de la red para el cálculo de indicadores comerciales.

Explica que el Gerente de Personal debe administrar y gestionar una empresa con más de 500 empleados; definir y ajustar el presupuesto de recursos humanos (RR.HH) y adecuarlo al presupuesto de la empresa, planificar, organizar y seleccionar las políticas de RR.HH, evaluar el entorno de trabajo teniendo en cuenta el ambiente y el estado de cada trabajador, determinar las líneas formativas a cumplir, desarrollar, coordinar e implementar políticas de compensación y beneficios, negociar los convenios de la empresa, gestionar la negociación colectiva, dirigir controles de bienestar y prevención de riesgos, asesorar en la estrategia para cumplir normativa de prevención de riesgos, promover planes de prevención de riesgos para el personal contratado y subcontratado, así como definir y ajustar el presupuesto del área de prevención de riesgos laborales.

Puntualiza la discrepancia que el Subgerente de Administración de Personal es responsable de dirigir y coordinar los planes de selección, capacitación, reclutamiento y retribución del personal, organizar los procedimientos de capacitación, promoción, transferencia y despido de personal, su compensación, implementar un sistema de evaluación de desempeño, dirigir estudios y colaboraciones relacionados con el desarrollo de los RR.HH, prever las necesidades educativas del personal, analizar el clima laboral e implementar políticas de mejora, difundir campañas sobre ética, acoso sexual, salud mental, entre otros, supervisar la fijación de políticas de administración, y negociar para asegurarse los recursos necesarios que les permitan desarrollar el talento. Precisa que lo anterior debe llevarse a cabo en una empresa de más de 500 personas.

Expone que el Jefe de Departamento de Prevención de Riesgo y Salud Ocupacional es responsable de gestionar las directrices estratégicas, técnicas y operativas en el ámbito de seguridad y salud laboral, contribuir a la planificación de las actividades de los trabajadores en prevención de riesgos, programar y controlar el presupuesto de las actividades en pro de

la salud y la seguridad ocupacional, supervisar la elaboración de procesos preventivos, desarrollar procedimientos orientados a la prevención de riesgo seguridad y salud ocupacional, promover la innovación y desarrollo de nuevas acciones que optimicen los resultados preventivos, y gestionar y supervisar el departamento de prevención de riesgos. Enel destaca que el rubro eléctrico tiene un alto nivel de riesgos por lo que un líder de equipo es indispensable para coordinar al personal.

Detalla que el Gerente de Administración y Finanzas es responsable de proveer de información financiera del negocio para la toma de decisiones, preparar y analizar los estados financieros, relacionarse con *Stakeholders* internos y externos, proporcionar información financiera a fiscalizadores internos y externos, elaborar y proponer políticas, normas y procedimientos de administración y control para el registro de la información contable, planificar, coordinar, dirigir y controlar las actividades de finanzas, gestión y gestión tributaria según las normativas vigentes, supervisar la asignación de recursos en el área de abastecimiento, como también participar en la toma de decisiones en los procesos de licitación de servicios y dirigir la estrategia de las tecnologías de información, velando por su correcto funcionamiento.

Indica que el Subgerente de Finanzas es responsable de manejar información financiera, documentar y levantar informes, analizar tendencias y evaluar el desempeño de la empresa, dirigir la planificación financiera estratégica de la empresa, gestionar el flujo de caja, financiamiento y *compliance*, analizar el desempeño financiero de la empresa, supervisar la elaboración de presupuestos y previsiones de toda la empresa, así como su control, evaluar, minimizar y gestionar el riesgo financiero y evaluar y analizar las inversiones para presentar ante la dirección general para su optimización.

En cuanto al Subgerente de Contabilidad, menciona que es responsable de dirigir el área contable-administrativa y liderar a su equipo, responsable integral del proceso para la emisión del balance general, coordinar la confección de los estados financieros, procurar el cumplimiento de plazos y estándares de reporte para efectos de consolidación y análisis de los estados financieros, planificar, ejecutar y controlar las actividades financieras administrativo contables, gestionar recursos humanos en sus aspectos contractuales, cálculo y pago de remuneraciones y bonificaciones, manejo de carpetas y documentos del personal, y generar indicadores o reportes de gestión para la Gerencia General, el Directorio o instituciones externas.

Enel señala que Subgerente de Abastecimiento y Servicios es responsable de planificar, organizar y controlar el proceso de abastecimiento de bienes, servicios u obras que se requieren en la empresa para el cumplimiento de las actividades y proyectos, formular el plan anual de adquisiciones y contrataciones, programar el sistema de almacenamiento y garantizar el abastecimiento oportuno de los bienes, materiales e insumos requeridos, cumplir con las disposiciones acerca del proceso de selección y adquisición en sus distintas modalidades y supervisar el cumplimiento de contratos.

Expone que el Gerente Comercial es responsable de desarrollar el presupuesto, definir, desarrollar e implementar las políticas y estrategias de la operación comercial, gestionar y

decidir en el proceso de compra de energía, implementar y coordinar las políticas financieras, elaborar la estrategia de atención de clientes por reclamos, implementar, planificar y dirigir el cambio tecnológico en los distintos sistemas de apoyo a la atención de clientes, definir plan estratégico para mantener canales de comunicación con el cliente y definir estrategias para mantener la sustentabilidad de los canales de pago.

Explica que el Subgerente de Operaciones Comerciales es responsable de desarrollar y dirigir los procesos de operaciones comerciales de la empresa, relacionándose con las áreas de lectura y reparto, facturación, recaudación y cobranza, liderar y coordinar el proceso de facturación de los consumos, y el proceso de contabilización y recaudación, evaluar y desarrollar proyectos de la subgerencia que permitan mejorar los servicios de operaciones comerciales y apoyen el cumplimiento de sus objetivos, así como implementar y guiar los distintos procesos comerciales.

Manifiesta que el Subgerente de Servicio al Cliente es responsable de dirigir planes estratégicos que permitan mejorar la satisfacción del cliente bajo los distintos canales de comunicación, promover el servicio a clientes a través de los canales de atención, dirigir la atención a los reclamos de clientes, desarrollar el plan estratégico para asegurar la satisfacción del cliente mediante los diferentes canales y dirigir y administrar los fondos de indemnización y reparación de artefactos a los clientes, en aquellos casos en que exista responsabilidad de la empresa ante daños o perjuicios.

Señala que el Subgerente de Disciplina de Mercado es responsable de programar y controlar las actividades de detección y control de hurto de energía y el registro de los equipos de medida, controlar las pérdidas no técnicas, gestionar la telemedida de los medidores de la empresa, controlando el hurto en redes, seguimiento al cálculo del balance y pérdidas de energía, coordinar el mantenimiento y cambio de medidores, y gestionar la actividad de toma de lectura por parte de empresas contratistas.

Argumenta que el cargo de Subgerente Zonal es responsable de supervisar y conducir la administración de personal y contratos de atención presencial, para garantizar la satisfacción y atención de los clientes, asegurar la atención de requerimientos asociados a los empalmes de los clientes y la satisfacción a los mismos en las oficinas comerciales, realizar el levantamiento de documentación de los procesos comerciales, y controlar los procesos de auditorías externas e internas y de certificación.

Finalmente, indica que el Jefe Departamento de Compra de Energía y Contratos es responsable de pronosticar el consumo de energía, analizar tendencias y gestionar el proceso de compra de energía para todos los tipos de clientes, definir la estrategia comercial y de mercadeo, y administrar el proceso de ventas en los mercados locales e interconectados, gestionar las actividades de *front office* de nuevas conexiones de clientes y dirigir a la Distribución de Infraestructura y Redes las solicitudes de ejecución, diseñar y administrar los procesos de atención al cliente y gestión de reclamos, de acuerdo con los estándares de calidad y niveles de costos definidos.

Con base a las descripciones de cargos expuestas y las responsabilidades que conllevan, Enel propone las siguientes homologaciones:

Cargo	Homologación	Descripción
Fiscal	LCA.03.011.M40	Consejero Jurídico: Negocios Generales - Gerente Senior (M4)
Gerente de Regulación	LCA.04.001.M40	Asuntos Regulatorios Generales - Gerente Senior (M4)
Jefe Depto. Tarifas y Peajes	LCA.04.001.M30	Asuntos Regulatorios Generales - Gerente (M3)
Jefe Depto. Regulación y Aplicac. Normativa	LCA.04.001.M30	Asuntos Regulatorios Generales - Gerente (M3)
Gerente de Personal	HRM.01.001.E21	Director de Recursos Humanos - Matriz/Corporativo Nacional (E2)
Subgerente Adm. Personal	HRM.02.001.M30	Recursos Humanos Generales - Gerente (M3)
Jefe Depto. Prevención Riesgos y Salud Ocup.	LCA.09.041.M20	Salud y Seguridad Ambiental General - Líder del Equipo (Profesionales) (M2)
Gerente de Administración y Finanzas	FIN.01.001.E21	Director de Finanzas y Contabilidad (CFO) - Matriz/Corporativo Nacional (E2)
Subgerente de Finanzas	FIN.03.024.M30	Gestión de Finanzas Corporativas Generales - Gerente (M3)
Subgerente de Contabilidad	FIN.04.001.M30	Control Financiero General - Gerente (M3)
Subgerente Abastecimiento y Servicios	SCN.04.002.M40	Planificación y Optimización de la Logística - Gerente Senior (M4)
Gerente Comercial	SMP.01.001.E21	Director de Ventas y Marketing - Matriz/Corporativo Nacional (E2)
Subgerente Operaciones Comerciales	CSV.02.001.M30	Servicio General al Cliente - Gerente (M3)
Subgerente Servicio al Cliente	CSV.02.001.M30	Servicio General al Cliente - Gerente (M3)
Subgerente Disciplina de Mercado	CSV.02.001.M30	Servicio General al Cliente - Gerente (M3)
Subgerente Zonales	CSV.02.001.M30	Servicio General al Cliente - Gerente (M3)
Jefe Depto. Compra de energía y contratos	SCN.03.006.M20	Administración de Ofertas y Contratos de Adquisición - Líder del Equipo (Profesionales) (M2)

En presentación complementaria, para ilustrar los detalles de la encuesta Mercer y los costos asociados a cada título, Enel presenta un extracto del "Anexo 4 MODELO ITCNE - ATD1.xlsx", hoja 'TRS_Valores', el cual contiene información de esa encuesta utilizada en el Informe Técnico.

Precisa que, en particular, ese extracto presenta los títulos, códigos y los valores en pesos de las remuneraciones brutas de los empleados al año. En la revisión de contenido realizada por Enel, releva que la CNE no presentó los argumentos para definir los títulos designados en la empresa modelo, ni se refirió a los roles y responsabilidades que debía cumplir la dotación de esta. Agrega que tampoco proporcionó los roles y responsabilidades de cada título presentado en la encuesta seleccionada.

Sostiene que, dada la escasa información entregada por la CNE, procedió a realizar un análisis de las remuneraciones de la empresa modelo. A continuación, la discrepante presenta un extracto del "Anexo 4 MODELO ITCNE - ATD1.xlsx", hoja "COSTOS_MOD". Indica que este contiene los cargos discrepados por Enel y las homologaciones presentadas por la CNE.

Expone que, según se desprendería del extracto presentado, la remuneración líquida para las gerencias de área, subgerencias y jefaturas no se encuentra acorde al perfil y experiencia que requieren cada uno de esos cargos en el mercado del sector eléctrico.

Añade que, respecto a la remuneración líquida, debe tenerse en consideración el personal a cargo. A continuación, la discrepante presenta información señalada en el "Anexo 4 MODELO ITCNE - ATD1.xlsx", el cual contiene el número de personas que debe gestionar cada cargo.

La discrepante destaca que el Gerente Comercial y el Gerente de Administración y Finanzas poseen 118 y 59 personas a cargo respectivamente. Indica que, para llevar a cabo sus funciones, es necesario una alta competencia de liderazgo. Precisa que el Gerente de Personal posee 18 personas a cargo y debe gestionar la negociación colectiva con el personal, definir y ajustar el presupuesto de remuneraciones. Explica que, para ello, son necesarias competencias tales como liderazgo, negociación y comunicación. A su vez, menciona que el Gerente de Regulación debe participar en foros con los entes estatales (fiscalizador y regulador), velar por el cumplimiento normativo, efectuar las gestiones correspondientes en el proceso tarifario, además de implementar controles para la ejecución y seguimiento del margen de compraventa, entre otras actividades. Para ello, sostiene, son necesarias competencias tales como, negociación, comunicación, gestión de objetivos. Afirma que para los cargos anteriormente descritos se requiere entre 15 a 20 años de experiencia.

Para la empresa el Subgerente de Contabilidad y el de Finanzas poseen responsabilidades tales como analizar el desempeño financiero, a fin de tomar decisiones acertadas para garantizar el cumplimiento de las metas establecidas. Además, agrega, son los responsables del proceso destinado a emitir el balance general. Así, prosigue, deben planificar y controlar las actividades financieras. En su opinión, para ello se requieren capacidades de liderazgo, negociación y gestión de objetivos. Detalla que ambas subgerencias poseen un total de cinco y 13 personas a cargo respectivamente. Sostiene que se requieren profesionales entre 10 a 15 años de experiencia.

Señala que el Subgerente de Administración de Personal debe poseer capacidades tales como negociación y liderazgo, para llevar a cabo las funciones de retención de personal, coordinar planes de selección, capacitación, reclutamiento, prever necesidades educativas del personal, entre otras. Destaca que este puesto de trabajo debe estar a cargo de un profesional con

manejo de grupo y comunicación, ya que, este puesto tiene visibilidad frente a toda la compañía. Además, posee un equipo de diez personas. Para ello sostiene que se requiere un profesional entre 10 a 15 años de experiencia.

Describe que el Subgerente de Disciplina de Mercado y el Subgerente de Zonales poseen 37 y 26 personas a cargo respectivamente. Dichos profesionales deben tener alto nivel de liderazgo y comunicación, por lo que se requieren entre 10 a 15 años de experiencia en cargos similares.

Por su parte, menciona que el Subgerente Servicio al cliente, poseen 21 y 19 personas a cargo. Además, agrega que posee una dotación externa de 34 personas, por lo que se requiere un profesional con capacidades de liderazgo, además de orientación a resultados. Para ello se solicita un profesional entre 10 a 15 años de experiencia.

Puntualiza que el Subgerente de Operaciones Comerciales debe liderar la recaudación, facturación y cobranza de los clientes masivos y grandes clientes. Indica que para ello se requiere entre 10 a 15 años de experiencia en cargos similares.

Agrega que el Jefe Depto. Tarifas y Peajes y el Jefe Depto. Regulación y Aplicación normativa deben poseer los conocimientos técnicos para asesorar a la compañía en temas normativos, como también competencias de comunicación para resguardar el cumplimiento normativo. Menciona también que debe analizar nuevas alternativas regulatorias del mercado eléctrico, lo que requeriría de profesionales entre 10 a 15 años de experiencia.

Añade que el Subgerente de Abastecimiento y servicios, el Jefe Depto. Compra de Energía y contratos y el Jefe Depto. Prevención riesgos y salud ocupacional debe presentar una experiencia entre 7 a 12 años.

En virtud de lo anteriormente mencionado, la discrepante solicita al Panel homologar los títulos de acuerdo con lo indicado en la discrepancia.

La CNE, por su parte, respecto a la homologación solicitada para el Gerente de Personal, el Gerente de Administración y Finanzas y el Gerente Comercial, señala que el nivel E2 tiene dentro de su descripción establecer e implementar estrategias en consonancia con los objetivos de la empresa matriz y, en ese contexto, lidera múltiples equipos de ejecutivos de nivel inferior, directores y gerentes. Precisa que los costos adicionales asociados a la decisión de pertenecer a una matriz por parte de la empresa real no debieran traspasarse a tarifas. En este sentido, enfatiza que no corresponde el reconocimiento de un nivel E2 para los cargos señalados.

Por otro lado, agrega que en relación con el Fiscal y el Gerente de Regulación, la descripción del nivel M30 señala que administra profesionales que lideran equipos de trabajo, e implementa políticas y estrategias, e influye en otros fuera de su propia área de trabajo con respecto a las políticas, prácticas y procedimientos, por lo que la homologación realizada en el Informe Técnico resultaría adecuada.

Acerca del Jefe del Departamento de Tarifas y Peajes, del Jefe Departamento de Regulación y Aplicación Normativa, del Subgerente Administración Personal, del Subgerente de Finanzas,

del Subgerente de Contabilidad, del Subgerente Abastecimiento y Servicios, del Subgerente Operaciones Comerciales, del Subgerente Servicio al Cliente y del Subgerente Disciplina de Mercado, del Subgerente Zonales, la CNE señala que la descripción del nivel M2 indica que establece metas y objetivos para los miembros del equipo para el logro de los resultados operativos, así como vela por que las políticas, las prácticas y los procedimientos sean entendidos y seguidos por los subordinados directos, por lo que la homologación del Informe Técnico sería adecuada.

Finalmente, respecto del Jefe de Departamento de Prevención Riesgos y Salud Ocupacional y del Jefe de Departamento de Compra de Energía y Contratos, la CNE sostiene que la descripción del nivel P3 señala que puede dirigir el trabajo de otros profesionales y gestionar procesos trabajando de forma independiente, con supervisión limitada, por lo que la homologación del Informe Técnico resultaría a su juicio adecuada.

Para resolver la presente discrepancia el Panel tiene en consideración las exigencias contenidas en las Bases respecto del dimensionamiento de la organización de la empresa modelo (numeral 5.4). De acuerdo con las Bases el dimensionamiento organizacional (de personal) se debe establecer en atención a una estructura jerarquizada, asignando por cada nivel y cargo las funciones y actividades que deben desarrollar los empleados de la empresa modelo. Por su parte, y con el objetivo de estimar las remuneraciones asociadas a cada cargo de personal (propio o tercerizado), las Bases establecen que el Consultor debe considerar uno o más estudios representativos de remuneraciones de mercado.

En ese contexto, para dirimir esta materia, el Panel consideró las descripciones de los cargos al interior de la empresa modelo y la descripción de las posiciones según los códigos de la encuesta Mercer a los que fue homologado cada cargo, y los que la discrepante solicita como una nueva homologación.

El Panel advierte que, para los efectos comparativos, los códigos están diseñados a nivel internacional, lo que no necesariamente captura las particularidades de la realidad laboral local, lo que requiere de una adaptación de la escala que se presenta.

Las nuevas homologaciones que solicita la discrepante significan un incremento de remuneraciones de \$547.318.046 anuales.

El Panel analizó cada uno de los cargos por separado de acuerdo con lo que se detalla a continuación:

- **Fiscal**

A juicio del Panel, la descripción que se hace del nivel M40, particularmente en la parte que se diferencia del M30, relacionado con el nivel de carrera y trayectoria, apunta a que éste se ajusta de mejor manera a las exigencias que el cargo demanda para el fiscal del ATD1.

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

- **Gerente de Regulación**

A juicio del Panel, la descripción que se hace del nivel M40, particularmente en la parte que se diferencia del M30, relacionado con el nivel de carrera y trayectoria, apunta a que éste se ajusta de mejor manera a las exigencias que el cargo demanda para el gerente de regulación del ATD1.

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

- **Jefe Departamento Tarifas y Peajes**

El Panel considera que el nivel M20 contenido en el informe Técnico es adecuado para las responsabilidades del cargo.

Por lo anterior, respecto de este cargo no se accederá a la solicitud de la empresa.

- **Jefe Depto. Regulación y Aplicación Normativa:**

El Panel considera que el nivel M20 contenido en el Informe Técnico es adecuado para las responsabilidades del cargo.

Por lo anterior, respecto de este cargo no se accederá a la solicitud de la empresa.

- **Gerente de Personal:**

Tanto de la descripción especializada como la de carrera y trayectoria, el Panel considera que este cargo está correctamente homologado en el Informe Técnico.

Por lo anterior, respecto de este cargo no se accederá a la petición de la discrepante.

- **Subgerente de Administración de Personal:**

El Panel considera que el nivel M20 contenido en el Informe Técnico es adecuado para las responsabilidades del cargo.

Por lo anterior, respecto de este cargo no se accederá a la solicitud de la empresa.

- **Jefe Depto. Prevención Riesgos y Salud Ocupacional:**

El Panel considera que se trata de un cargo que opera dentro de un área crítica y de gran relevancia para empresas "utilities", por lo que estima su homologación es más compatible con un nivel de líder (M20) que de profesional senior (P30).

Por lo anterior, respecto de este cargo se accederá a la solicitud de la discrepante.

- **Gerente de Administración y Finanzas:**

El Panel considera que las responsabilidades del gerente de administración y finanzas de la empresa modelo comparten elementos tanto del nivel M30 como del E21, estando más cercana a las descripciones que se hacen de este último.

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

- **Subgerente de Finanzas:**

A juicio del Panel, la actual homologación M20 da cuenta más bien de una jefatura que de un cargo ejecutivo. En este contexto, considera que la homologación solicitada por la discrepante correspondiente al código M30 es más cercana a las responsabilidades de este cargo.

Por lo anterior, respecto de este cargo se accederá a la solicitud de la discrepante.

- **Subgerente de Contabilidad:**

A juicio del Panel, la actual homologación M20 da cuenta más bien de una jefatura que de un cargo ejecutivo. En este contexto, considera que la homologación solicitada por la discrepante correspondiente al código M30 es más cercana a las responsabilidades de este cargo.

Por lo anterior, respecto de este cargo se accederá a la solicitud de la discrepante.

- **Subgerente de Abastecimiento y Servicios:**

El Panel considera que el nivel actual M20 contenido en el Informe Técnico es adecuado para las responsabilidades del cargo.

Por lo anterior, respecto de este cargo no se accederá a la solicitud de la empresa.

- **Gerente Comercial:**

De las descripciones de los códigos involucrados, el Panel considera que la actual clasificación refleja de mejor manera las responsabilidades del cargo.

Por lo anterior, respecto de este cargo no se accederá a la petición.

- **Subgerente Operaciones Comerciales:**

A juicio del Panel, la actual homologación M20 da cuenta más bien de una jefatura que de un cargo ejecutivo. En este contexto, considera que la homologación solicitada por la discrepante correspondiente al código M30 es más cercana a las responsabilidades de este cargo.

Por lo anterior, respecto de este cargo se accederá a la solicitud de la discrepante.

- **Subgerente de Servicio al Cliente:**

A juicio del Panel, la actual homologación M20 da cuenta más bien de una jefatura que de un cargo ejecutivo. En este contexto, considera que la homologación solicitada por la discrepante correspondiente al código M30 es más cercana a las responsabilidades de este cargo.

Por lo anterior, respecto de este cargo se accederá a la solicitud de la discrepante.

- **Subgerente Disciplina de Mercado:**

A juicio del Panel, la actual homologación M20 da cuenta más bien de una jefatura que de un cargo ejecutivo. En este contexto, considera que la homologación solicitada por la discrepante correspondiente al código M30 es más cercana a las responsabilidades de este cargo.

Por lo anterior, respecto de este cargo se accederá a la solicitud de la discrepante.

- **Subgerente Zonales:**

A juicio del Panel, la actual homologación M20 da cuenta más bien de una jefatura que de un cargo ejecutivo. En este contexto, considera que la homologación solicitada por la discrepante correspondiente al código M30 es más cercana a las responsabilidades de este cargo.

Por lo anterior, respecto de este cargo se accederá a la solicitud de la discrepante.

- **Jefe Depto. Compra de Energía y Contratos:**

El Panel considera que el nivel actual P30 contenido en el Informe Técnico es adecuado para las responsabilidades del cargo.

Por lo anterior, respecto de este cargo no se accederá a la solicitud de la empresa.

En definitiva, el Panel accede a los cambios en las homologaciones de diversos cargos, los que en conjunto suman \$294.989.106 anuales, lo que representa un 53,9% del valor solicitado.

En virtud del criterio adoptado por el Panel para dirimir estas discrepancias, se accede a la totalidad de lo solicitado por la empresa, es decir, \$547.318.046 anuales.

Decisión:

Por lo anteriormente expuesto, en esta materia el Panel accederá a lo solicitado por la discrepante.

5.3.Dictamen

Del análisis realizado, el Panel ha acogido en esta categoría la solicitud en la materia de homologación de cargos. Atendido a que el monto asociado a esta materia es inferior al 50% del total solicitado, y teniendo presente lo dispuesto en los artículos 183 bis y 211 de la LGSE, por unanimidad se acuerda el siguiente dictamen en la categoría C.

Rechazar la solicitud de Enel Distribución Chile S.A.

6. ESTUDIO DISCREPANCIAS CATEGORÍA D

El artículo 183 bis de la LGSE, en su inciso vigesimosegundo dispone: "en cada categoría, y para cada área típica de distribución, el Panel solo podrá optar por el resultado del informe de la Comisión, la alternativa planteada (...) por una empresa concesionaria para el conjunto de sus discrepancias presentadas en dicha categoría. El Panel no podrá elegir entre resultados parciales de costos o entre criterios que se hubiesen presentado como observaciones, sino solo entre valores finales".

Por lo anterior, el Panel ha procedido a considerar todas las peticiones de las discrepantes en las categorías que correspondan. Ello, con independencia de la interrelación que pudiesen tener algunas peticiones en distintas categorías asociadas a la misma materia.

6.1.Alternativas categoría D

El Panel distingue las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Modificar los Factores de Expansión de Pérdidas por los siguientes:

Año	PMEB	PMEA
2019	1,0743	1,0143
2020	1,0834	1,0193
2021	1,0798	1,0190
2022	1,0736	1,0171
2023	1,0696	1,0162
2024	1,0680	1,0161

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

6.2. Análisis

En la presente discrepancia, relacionada con la categoría D “Pérdidas Medias”, Enel plantea las siguientes tres materias: (i) pérdidas técnicas relacionadas con equipos de medida; (ii) pérdidas no técnicas relacionadas con pérdida comercial; e (iii) incobrables.

6.2.1. Pérdidas técnicas relacionadas con equipos de medida

Cuestión Previa

La CNE considera que la solicitud asociada a esta materia debiese ser declarada inadmisibile, ya que en ella la discrepante no perseveraría respecto de sus observaciones al Estudio del Consultor.

Al respecto, el Panel considera que la empresa, tanto en sus observaciones como en su discrepancia, manifiesta que las pérdidas técnicas de los medidores están subvaloradas, solicitando que ellas sean incrementadas.

De este modo, el Panel considera que la empresa ha dado cumplimiento a lo dispuesto en el artículo sexto transitorio de la Ley N°21.194, por lo que no acogerá la solicitud de inadmisibilidad de la Comisión y, en consecuencia, procederá a analizar el fondo de la materia discrepada.

Análisis de la materia

Enel discrepa de los valores de pérdidas en medidores considerados en el Informe Técnico para el ATD1, de 0,42 W para medidores monofásicos y de 1,21 W para medidores trifásicos.

Agrega que dichos valores difieren de los que presentan los medidores de la empresa real, debido principalmente a la composición del parque de medidores y a la imposibilidad de ejecutar el cambio de estos equipos por iniciativa de la empresa.

Al respecto señala que, de un estudio sobre los medidores instalados, concluyó que las pérdidas por medidor ascienden, para el tipo electrónico, a 1,11 W para el monofásico y a 3,44 W para el trifásico; en tanto que, para el tipo de inducción, tales pérdidas ascienden a 1,40 y a 4,63 W, respectivamente. Afirma que estas cifras se ratificarían con un estudio

reciente, que arrojó como resultado pérdidas para el medidor tipo electrónico de 1,10 y 4,60 W, monofásico y trifásico respectivamente; y, para el monofásico de inducción, de 1,20 W.

Luego indica que, a diciembre de 2022, el 30% del parque de medidores en su zona de concesión es de propiedad de la compañía y el 70% de clientes.

Al respecto, Enel afirma que además de las continuas dificultades que tienen las concesionarias de distribución para ingresar a la unidad de medida en las casas o industrias, estas no tendrían facultades para cambiar los equipos de medida, por lo que a su juicio, para la determinación de las pérdidas técnicas en los equipos de medida debe utilizarse la restricción de los medidores en operación, por lo que propone emplear como parámetros los datos obtenidos del señalado estudio, certificados por laboratorios autorizados.

Los valores que propone corresponden a 1,1 W para medidores monofásicos y 3,40 W para trifásicos. Señala que, con estos valores, las pérdidas técnicas totales del año 2022 pasarían de 8,12 GWh a 23,85 GWh. En definitiva, la propuesta de pérdidas técnicas totales en medidores pasa de 21,41 GWh en el año 2019 a 24,61 GWh para 2024.

La discrepancia finalmente refleja dichas pérdidas en factores de expansión de pérdidas de energía en BT (PMEB), según se indica en la siguiente tabla:

Año	PMEB
2019	1,0559
2020	1,0678
2021	1,0616
2022	1,0593
2023	1,0589
2024	1,0581

La CNE, por su parte, sostiene que en el Informe Técnico se estima que acorde a la gestión eficiente que debe caracterizar a la empresa modelo, esta debe tener todo su parque de medidores dentro del periodo de vida útil de los equipos de medida. En otras palabras, prosigue, debido a la obsolescencia tecnológica que presentan los medidores electromecánicos para el periodo tarifario en cuestión, la empresa modelo no debería contar con este tipo de tecnología y, en consecuencia, no se debería considerar la ineficiencia de estos en un mayor reconocimiento de pérdidas técnicas.

Con relación a la imposibilidad de reemplazar los equipos por parte de la empresa real debido al no consentimiento de los clientes, la Comisión considera que, si bien podrían existir usuarios que impiden a la distribuidora a acceder al retiro o mantenimiento de medidor, esto debe ser debidamente acreditado, en la misma lógica que establece el artículo 158 del Reglamento de la LGSE.

Por otra parte, la CNE asevera que la proporción real de medidores monofásicos sería de 37% y no de 70% como lo indicó la empresa.

Luego la Comisión manifiesta que la solicitud de la discrepante, en términos generales, sería errónea. Ello, debido a que las pérdidas totales de medidores determinadas por Enel ascienden a 23,85 GWh, cifra a la que la CNE afirma se llegaría si los valores promedios de pérdida por medidor fueran de 1,22 W y 3,92 W para monofásicos y trifásicos, respectivamente.

Adicionalmente, señala que la empresa de referencia de la ATD4, CGE, en su observación N°3 afirmó que “[s]in embargo, no se ha considerado que una parte importante del parque de los medidores de clientes que utilizan equipos monofásicos son de una antigua data, debido a que los clientes no han accedido a su reemplazo, por lo que las pérdidas técnicas en ellos son muy superiores a las pérdidas promedio, en una magnitud de entre 5% y 10%”. Prosigue que, por lo anterior, esta empresa solicitó “considerar un mayor nivel de pérdidas de entre 5 y 10% para el 30% del parque de medidores monofásicos”. De lo anterior, la CNE concluye que la pérdida por medidor monofásico utilizada en el Informe Técnico no debería superar un valor de 0,46 W por equipo, lo que demostraría que el valor solicitado por Enel sobrestima las pérdidas técnicas de los medidores de la empresa modelo.

El Panel constata que de conformidad al artículo 5-18 de la NTD, la empresa podrá cambiar el medidor de un cliente siempre que éste voluntariamente así lo requiera a su empresa suministradora. Se entiende que con este cambio el cliente opta por una mejor tecnología y ésta pasa a incorporarse al SMMC.

Por lo anterior, el Panel comparte lo señalado por Enel, en el sentido de que existe una restricción normativa que impide que la empresa unilateralmente gestione cambios de medidores, ya que estos quedan supeditados a la voluntad del cliente y a la respuesta de los mismos frente a las campañas de promoción de estas unidades, que la concesionaria deberá hacer con una frecuencia mínima de 12 meses.

En ese contexto, el Panel accederá a la solicitud de la empresa, articulada para el año 2022, considerando el valor solicitado en 21,4 GWh. Así, el nivel de pérdidas técnicas en medidores pasará para ese año de 8,1 GWh a 21,4 GWh. Es decir, un valor adicional de 13,1 GWh.

Para el período 2020-2024, la serie de pérdidas adicionales anuales, en GWh, a la que el Panel accede es la siguiente:

2020	2021	2022	2023	2024
12,8	12,9	13,1	13,4	13,6

El promedio 2020-2024 asciende a 13,2 GWh.

Decisión:

Por lo anteriormente expuesto, en esta materia el Panel accederá a lo solicitado por la discrepante.

6.2.2. Pérdidas no técnicas relacionadas con pérdida comercial

Cuestión previa

La CNE solicita al Panel que la solicitud asociada a esta materia sea declarada inadmisibile, toda vez que, respecto de las pérdidas, las Bases explícitamente señalan los criterios que deben ser considerados por el Consultor y la CNE, entre los que no se encuentra el de pérdidas no técnicas.

El Panel considera que el planteamiento de la CNE sobre esta materia se refiere a una cuestión de fondo y no de inadmisibilidad, por lo que procederá al análisis de la materia discrepada.

Análisis de la materia

Enel discrepa que el Informe Técnico haya considerado que las pérdidas comerciales son nulas, como resultado de la aplicación del criterio de la CNE, con arreglo al cual la empresa modelo gestiona eficientemente las pérdidas comerciales, y que en su dimensionamiento contemplaría todos los costos de inspecciones y de reemplazo de medidores que permiten llegar a este resultado. Sobre tales recursos, la empresa muestra en una tabla los valores considerados por la CNE para el periodo 2019-2024, los que en promedio ascienden a \$835.000.000. También muestra los costos reales que habría tenido la empresa para la misma actividad para el periodo 2020-2023, que en promedio ascienden a \$1.229.000, y lo que serían las pérdidas reales por falla de medidores para el periodo 2019-2024, con un promedio de 146 GWh.

Agrega que estos antecedentes darían cuenta de una diferencia significativa entre la empresa modelo y la real. Al respecto, sostiene que a su juicio los supuestos de la empresa modelo no son posibles en la práctica, debido a restricciones técnicas y normativas que imposibilitan realizar cambios de los equipos de medida por iniciativa de la empresa.

Enel sostiene que la pérdida comercial corresponde a una pérdida que se produce en los equipos de medida por una falla en el funcionamiento de estos, que no permite registrar el real consumo de los clientes. Agrega que la detección de todas estas fallas en tiempo y lugar, mediante inspecciones y/o mantenimientos en los equipos, es complejo, considerando un óptimo económico entre el gasto y el éxito de las acciones. En este contexto, afirma que habría una pérdida por falla de medidor residual, cuya eliminación no es económica. Además, prosigue, en el caso hipotético o ideal de detectar todas las fallas de los equipos de medida, sería imposible realizar las acciones correctivas toda vez que depende de la voluntad del cliente.

Luego se refiere a las tasas de inspección y de reemplazo de medidores monofásicos considerados en la empresa modelo, de 3% y 0,5% anuales, correspondientes a 54.780 inspecciones y 9.130 medidores, respectivamente. Con relación a la tasa de inspección del 3%, la empresa señala que la modelación asumiría que estas tienen una efectividad del 100%, supuesto que no tiene en consideración la efectividad real que se logra en la práctica.

Al respecto, Enel despliega una tabla con antecedentes sobre inspecciones que cubren el periodo 2010-2020. De ella se desprendería que, en promedio, la eficiencia ejecución-inspección fue de 52% en ese periodo. La tabla muestra también la serie histórica de los

medidores que se detectaron con fallas en las visitas efectivas, que corresponden a valores porcentuales que van desde 3% en 2010 a 14% en 2014, con un máximo de 18% en 2021, evolución que a juicio de la discrepante daría cuenta de una curva de aprendizaje. Afirma que esta improductividad sería inherente al proceso de inspecciones y que ella no es posible de eliminar debido a la negativa o ausencia de los clientes. Incluso, prosigue, esto se verificaría aunque los clientes sean notificados en repetidas oportunidades. Agrega que en esta improductividad se escondería toda la pérdida comercial de aquellos clientes con medidores fallados, pero cuya falla no es posible verificar.

Enel agrega que otro supuesto que se asume para dimensionar la empresa modelo es que, una vez detectada la falla, sería posible realizar el cambio inmediato del medidor sin incurrir en pérdidas de energía. Al respecto, señala que esto no siempre es posible dado que existen casos en que se puede detectar la falla, pero el cliente no permite el reemplazo del equipo.

Agrega que si bien en aquellos casos en que se detecta falla de medidor y se permite su normalización, la Resolución Exenta N°2520 de la SEC, de fecha 28 de diciembre de 2009, instruye un procedimiento para valorizar dichas pérdidas, este sería un valor estimado que, en el mejor de los casos, corresponde a los meses acreditables de manera suficiente ante la SEC, y que en ningún caso pueden superar tres meses. Por lo anterior, toda pérdida acreditable superior a tres meses no sería cubierta por esta resolución, ni tampoco aquella pérdida que no es acreditable de manera suficiente ante la SEC.

La empresa afirma que, si bien las Bases indican que en el dimensionamiento de la empresa modelo no se debe incorporar ningún tipo de restricciones históricas que normalmente condicionan o delimitan la gestión de una empresa real, ello no podría ir en contra del tratamiento especial que tienen las restricciones definidas en el capítulo 3.2 de dichas bases. Agrega que, en virtud de este capítulo, el diseño de la empresa modelo debe estar sujeto a las restricciones impuestas por la normativa vigente y que es una empresa que opera en la misma zona de concesión.

Finalmente, la empresa entrega sus estimaciones de pérdida comercial para el periodo 2019-2024, en GWh, y los PMEB que darían cuenta de estas. Estos valores, se muestran a continuación.

Año	Pérdida comercial (GWh)	PMEB
2019	171	1,07991
2020	151	1,08790
2021	157	1,08111
2022	143	1,07515
2023	133	1,07316

2024	121	1,07049
------	-----	---------

La CNE señala que los CNR ya se encuentran regulados en los artículos 157 y siguientes del Reglamento de la LGSE, y en cuatro resoluciones exentas de la SEC (RE 1952, RE 2520, RE 771, y RE 3053; las dos primeras de 2009, y las dos últimas de 2010).

Para este organismo, dada la existencia de una institucionalidad y un mecanismo regulatorio para esta materia y, particularmente, para la facturación que realizan las empresas concesionarias a sus usuarios, los montos de CNR no debieran estar considerados en las tarifas de distribución.

La Comisión indica que, de conformidad a información provista por la SEC, Enel realizó durante 2022 un total de 9.660 facturaciones por CNR, equivalentes a \$3.728.064.271. Agrega que, en este sentido, los CNR y su regulación particular no forman parte de la tarificación por empresa modelo, y que más bien las empresas deberían revisar los aspectos de dicha materia con la SEC.

Sostiene que considerar la pérdida comercial (CNR por falla interna del equipo de medida) no se alinearía con la regulación por empresa modelo, la cual busca emular la competencia en los mercados en que existen monopolios naturales e incentivar de esta manera la eficiencia en su operación.

La CNE señala que no es correcto comparar directamente el gasto de la empresa modelo con el de la empresa real, ya que no se puede asumir que el parque de medidores real con el de la empresa modelo sea el mismo.

Al respecto, reitera lo señalado en la discrepancia de Enel sobre pérdidas técnicas en medidores, en la que afirmó que en el Informe Técnico se estima que acorde a la gestión eficiente que debe caracterizar a la empresa modelo, esta debe tener todo su parque de medidores dentro del periodo de vida útil de los equipos de medida. Adicionalmente, señaló que debido a la obsolescencia tecnológica que presentan los medidores electromecánicos para el periodo tarifario en cuestión, la empresa modelo no debería contar con este tipo de tecnología y por consecuencia no se debería considerar la ineficiencia de estos en un mayor reconocimiento de pérdidas técnicas.

Por otra parte, y considerando que la CGE informó que alrededor de un 30% de las visitas resultan fallidas por diversos motivos, la CNE cuestiona la eficiencia de ejecución-inspección mostrada por Enel, de alrededor de un 50%. Agrega que los antecedentes entregados por CGE darían cuenta de una empresa más eficiente que la discrepante, por lo que a su juicio no sería correcto asumir que los valores presentados por Enel son inmejorables, ni menos pretender que se utilicen directamente y, en consecuencia, se traspase la ineficiencia de la empresa real a la empresa modelo.

La CNE señala que no es claro que la eficiencia ejecución-inspección tenga como única y exclusiva razón que el cliente no permite el acceso. Al respecto, extrapola información proporcionada por CGE, en la que esta empresa manifestó que un 0,4% de equipos de medida dañados o adulterados no se pueden reemplazar debido a que los clientes se oponen al cambio

del equipo. Extrapolando, concluye que, para el caso de Enel, equivaldría a que 515 usuarios al año se opondrían al retiro o mantenimiento de los equipos.

La CNE considera que, si bien podrían existir usuarios que impiden a la distribuidora acceder al retiro o mantenimiento de medidor, esto debe ser debidamente acreditado, en la misma lógica que establece el artículo 158 del Reglamento de la LGSE. Agrega que la discrepante no presenta los antecedentes que permitan demostrar lo argumentado. Señala que tampoco la discrepante respalda las estimaciones de pérdida comercial, no siendo claro si esta corresponde totalmente a clientes que no permiten acceso a sus instalaciones o incluye una proporción relacionada con una gestión deficiente de la empresa distribuidora. La CNE destaca que los montos requeridos por la discrepante son de una magnitud similar al hurto residual reconocido para la empresa modelo, de lo que desprende que la empresa buscaría incorporar toda su pérdida comercial, independiente del origen de esta. Al respecto, despliega una tabla en la que se muestra, que en promedio para el periodo 2019-2024, la solicitud de la discrepante equivale a \$10.766.000, que compara con \$10.341.000, también promedio, correspondientes a los hurtos residuales valorizados.

Finalmente, la CNE afirma que habría una inconsistencia en el requerimiento de la discrepante, debido a que realiza su solicitud en términos de los factores PMEB, de modo que, al determinar la energía implícita en los valores de estos, se obtienen valores superiores, entre 7 y 9%, a los GWh estimados por Enel como pérdida comercial. Por ello, sostiene que, de incorporarse lo solicitado por Enel, se estarían reconociendo en la empresa modelo valores de pérdida comercial evidentemente ineficientes.

El Panel considera que el supuesto de una empresa modelo con cero pérdidas comerciales, aun teniendo en cuenta los efectos de la institucionalidad que se hace cargo de los CNR, puede implicar una eficiencia inalcanzable para las empresas, en la medida que obtener un valor nulo de pérdidas en toda la zona de concesión requiere de costos de control y de mantenimiento ineficientes.

Sin perjuicio de lo anterior, el Panel considera que la solicitud de la discrepante no está fundada, ya que se limita a plantear cifras que ha estimado, sin mayor detalle, aun tomando en cuenta la información adicional requerida por el Panel. Por otra parte, el Panel constata que las pérdidas solicitadas por la empresa darían lugar a pérdidas superiores a las de la empresa de referencia.

Decisión:

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

Para efectos del dictamen de esta categoría, se deja constancia que el promedio de lo solicitado por la discrepante para el periodo 2020-2024 asciende a 141 GWh anuales.

6.2.3. Incobrables

Enel discrepa del valor de los incobrables determinados para el ATD1, señalando que el modelo empleado para su cálculo no captura el efecto que tuvo la Ley N°21.249, que prohibió el corte de servicio eléctrico.

Agrega que la CNE definió la metodología para la determinación de incobrables a partir de la información histórica para el año base y que, para el resto del periodo tarifario, empleó un modelo que vincula incobrabilidad y desempleo mediante una relación obtenida empíricamente y aportada como antecedente por las empresas de referencia.

Sostiene que este modelo no capturaría el efecto que tuvo la Ley N°21.249 que prohibió el corte del servicio eléctrico. Agrega que, de conformidad a un estudio encargado por las empresas de referencia, el efecto que tuvo dicha ley sobre la incobrabilidad fue de 2,36% durante su vigencia. Sobre el argumento que esgrimió la CNE para no incorporar el efecto de la señalada ley, esto es, que “los mecanismos para la recaudación de dicha deuda no son alcance de la presente fijación”, la discrepante indica que aún no existiría un respaldo normativo respecto al tratamiento de la deuda producto de la mencionada norma. Agrega que esta ley solo considera a aquellos usuarios con consumo promedio mensual bajo 250 kWh y que se encuentren morosos respecto de las deudas contraídas entre el 18 de marzo de 2020 y el 31 de diciembre de 2021. Por lo anterior, sostiene que tanto esta ley como el convenio serían insuficientes para garantizar la extinción de la deuda.

La empresa señala que la tasa de incobrabilidad que se desprende de su memoria anual 2021 es de 1,77%, y no de 0,71%, como lo señaló la CNE en su argumentación para rechazar esta solicitud. Agrega que las tasas de incobrabilidad histórica 2017-2018 que se emplearon en el Informe Técnico se determinaron de las memorias anuales respectivas, del mismo modo como determinó este 1,77% para el 2021.

Enel propone que la tasa de incobrabilidad para el año 2021 al menos debería considerar el nivel de incobrabilidad que arrojan los resultados del Informe Técnico para el año 2020, es decir 1,65%, y no verse disminuido a partir de ese mismo año. Añade que los efectos de la Ley N°21.249 se extendieron hasta casi fines del año 2022, por lo que corresponde que esta componente esté debidamente incorporada en la presente fijación.

La discrepante plantea su solicitud en términos de los factores de expansión de pérdidas, PMEA y PMEB, según se señala en la siguiente tabla:

Año	PMEA	PMEB
2019	1,0143	1,0539
2020	1,0193	1,0658
2021	1,0190	1,0643
2022	1,0171	1,0595

2023	1,0163	1,0575
2024	1,0162	1,0566

La CNE, por su parte, señala que la no incorporación de los efectos de la aplicación de la Ley N°21.249 se basa en su artículo 2, que dispone que las deudas contraídas “durante el periodo comprendido entre el 18 de marzo de 2020 y el 31 de diciembre de 2021, serán pagadas en cuotas mensuales y sucesivas de acuerdo con lo dispuesto en este artículo”. Agrega que una vez pagadas las 48 cuotas definidas en el artículo, en caso de que aún persista un saldo de la deuda con las empresas de distribución de electricidad, “éste se extinguirá mediante convenios celebrados por el MOP o el Ministerio, según corresponda, con las empresas sanitarias o las empresas y cooperativas eléctricas, respectivamente, los que deberán ser aprobados por el correspondiente acto administrativo”.

La CNE indica que el mencionado acto administrativo, en el caso de Enel, se materializó a través del Decreto Exento N°72, del Ministerio, de 17 de enero de 2022, el cual “Aprueba convenio de pago de deudas de servicios básicos suscrito entre el Ministerio, Enel Chile S.A. y Enel Colina S.A”. Señala que en dicho convenio, se establece que “los montos asociados a la extinción de las deudas impagas de los Usuarios, a las cuales las empresas comparecientes no renuncian en este acto, más el costo financiero asociado, que para efectos corresponderá al 25% del total de la deuda de los Usuarios, serán considerados como incobrable en virtud del presente convenio en el marco del proceso de fijación tarifaria referido al VAD correspondiente al cuatrienio 2024-2028”.

La CNE indica que, por lo anterior, no acogió la observación respectiva.

En relación con los mayores efectos señalados por Enel que habría tenido la Ley N° 21.249 sobre los incobrables, respecto a los estimados por la CNE, este organismo afirma que de la memoria anual de 2021 de la discrepante se obtiene una provisión de incobrables que asciende a 0,71%, un valor 42% menor a lo reconocido por el Informe Técnico para ese mismo año.

La CNE sostiene que adicionalmente, la solicitud presenta diferencias entre lo enunciado y los parámetros tarifarios propuestos. Ello, debido a que con base a los factores PMEA y PMEB que propone la discrepante, la Comisión desprende que para el periodo 2022-2024 también se considera una mayor incobrabilidad que la estimada por el Informe Técnico para el respectivo año, lo que se contradiría con el enunciado de la solicitud, según la cual la “tasa de incobrabilidad para el año 2021 debiese ser de, al menos, un 1,65% (que es el reconocido en el Informe Técnico), y no verse disminuido a partir de ese mismo año”.

El Panel constata que Enel solicita para el año 2021 una tasa de incobrabilidad de 1,65%, en lugar del 1,23 % establecido en el Informe Técnico. En términos de energía, esta variación de 0,42% representa para ese año un valor adicional de 62 GWh. La discrepante no solicita valores adicionales para los otros años del periodo tarifario. Luego, en promedio la empresa solicita 12,4 GWh adicionales para el periodo 2020-2024.

A la luz de la información disponible, que da cuenta de que efectivamente hubo un mayor deterioro en las cuentas comerciales de 2021, lo que queda reflejado en el indicador de

provisión de incobrables de Enel de 1,71% según se indica en su memoria anual 2021, el Panel considera que la solicitud de la discrepante es razonable, por lo que accederá a ésta.

Decisión:

Por lo anteriormente expuesto, en esta materia el Panel accederá a lo solicitado por la discrepante.

6.3.Dictamen

En términos de los valores promedio solicitados en cada una de las materias que componen la discrepancia de Enel en esta categoría, la empresa solicita un total adicional promedio de 167 GWh de pérdidas. De este valor, el Panel accedió a la primera y tercera materia, de un valor promedio conjunto de 26 GWh, y no accedió a la segunda materia, de un valor promedio de 141 GWh.

En consecuencia, atendido que el valor de 26 GWh es más cercano a la posición de la CNE, el Panel rechazará la discrepancia de Enel de la categoría Pérdidas Medias.

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

Rechazar la solicitud de Enel Distribución Chile S.A.

7. ESTUDIO DISCREPANCIAS CATEGORÍA E

7.1. Alternativas categoría E

El Panel distingue las siguientes materias y sus correspondientes alternativas:

Materia 1: Coeficientes

Alternativa 1: Fijar las proporciones de las fórmulas de indexación, para las proporciones, años y categorías de costo, en los valores que se indican en la siguiente tabla (*):

Año	VADAT	
2020	γ_1	0,0436
2021	β_1	0,3794
2022	γ_1	0,0432
Año	VADBT	
2020	γ_2	0,0458
2023	α_1	0,1914
Año	VADSD	
2021	α_2	0,3137
2022	α_1	0,2174
2023	γ_2	0,0435

(*) En la tabla el Panel incluye solo las proporciones que difieren de aquellos empleados en el Informe Técnico.

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

Materia 2: Valores base CPI

Alternativa 1: Dictaminar que el valor base del parámetro CPI (CPIo) corresponda al valor de octubre de 2019 (257,35)

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

Materia 3: Índice D

Alternativa 1: Dictaminar que el valor base del parámetro D (Do) corresponda al valor de noviembre de 2019 (823,12)

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

7.2.Análisis

En la presente discrepancia, relacionada con la categoría E "Indexación", Enel plantea las siguientes materias en relación con el ATD 1: (i) coeficiente; (ii) valores base CPI; e (iii) índice D, los cuales se analizarán conjuntamente.

7.2.1. Indexación

Enel discrepa de los coeficientes y fórmulas de indexación incluidos en el Informe Técnico para el ATD1.

En primer lugar, sostiene que no todas las sumas de las proporciones suman 1. En términos de la notación empleada, no se cumpliría que $\alpha_1 + \alpha_2 + \beta_1 + \beta_2 + \gamma_1 + \gamma_2 = 1$.

Por lo anterior, señala que se requiere una corrección en las tablas 8-2, 8-3, 8-4 y 8-5 del Informe Técnico con el objetivo de cumplir con la condición de suma unitaria de las proporciones indicadas.

Por otra parte, señala que en atención a la definición que en las Bases se hace del índice CPI, éste debe corresponder al tercer mes anterior a aquel mes en que las tarifas resultantes serán aplicadas. Por lo anterior, afirma que el mes base para establecer el CPIo debió ser octubre de 2019 (257,35) y no el de noviembre de ese mismo año, tal como se estableció en el Informe Técnico.

Luego Enel se refiere al índice D, índice de productos importados, indicando que éste se calcula como $D = T_c \times (1 + T_a)$, siendo T_c el valor promedio del dólar observado del segundo mes anterior a aquel en que las tarifas serán aplicadas, y T_a la tasa arancelaria vigente para la importación de equipo electromecánico. Agrega que, sin embargo, la Comisión señaló que el valor del índice D_0 es de 776,53, valor que la discrepante indica correspondería al valor del dólar observado de noviembre de 2019, es decir, prosigue, correspondería al T_{c0} . Por lo anterior, Enel afirma que la CNE no aplicaría la tasa arancelaria vigente, tal como se indica en las definiciones establecidas por este organismo. Afirma que, si se considera la tasa arancelaria vigente del 6%, el valor base correcto para el índice de productos importados ascendería a 823,12.

La CNE, por su parte, señala que distingue dos temas en el planteamiento de Enel. El primero de ellos tiene que ver con la sumatoria de los vectores de los índices de variación de precios de mercado, la que no sería igual a uno, según establecen las Bases Técnicas. Al respecto, la CNE comparte que dicha suma debe ser igual a uno y que la diferencia surgió al transcribir los valores desde una planilla al texto del Informe Técnico, por lo que ajustará los valores transcritos de tal forma que sumen uno, con la cantidad de decimales que se incluyen en el informe en su versión escrita.

Agrega que el segundo tema corresponde a los valores base de los índices considerados. Al respecto, señala que constató que existe un error de transcripción de las definiciones de la página 84 del Informe Técnico. En particular, indica que en la definición del índice "CPI" se mantuvo la del proceso anterior, en la que se utilizaba como mes aquel "correspondiente al tercer mes anterior a aquel mes en que las tarifas resultantes serán aplicadas", debiendo ser "correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que las tarifas resultantes serán aplicadas", y que, por tanto, el valor base a utilizar corresponde al mes de noviembre de 2019.

Expone que, en este mismo sentido, ocurre algo similar con la definición del índice de productos importados "D", en la que se mantuvo la utilización de la tasa arancelaria en la fórmula, quedando inconsistente con lo establecido en las Bases Técnicas del proceso y con las definiciones de los índices que se incluye a continuación en el mismo numeral, donde "D : Tipo de cambio observado para el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica, publicado por el Banco Central de Chile, 'Dólar Observado'".

Por lo anterior, la CNE indica que se eliminará del Informe Técnico la referencia al índice de productos importados y se ajustará la definición de CPI para especificar que corresponde utilizar dos meses de rezago y no tres.

El Panel distingue que Enel se refiere a tres temas. A saber: (i) que las proporciones de los indexadores no suman 1; (ii) el mes que debe considerarse para establecer el valor base del índice CPI; y (iii) la incorporación del índice de productos importados.

Con relación al primer tema, el Panel comparte lo señalado por la discrepante, en el sentido de que los factores que dan cuenta de las proporciones de la fórmula deben sumar la unidad en cada una de las fórmulas contempladas. Por otra parte, la CNE también comparte este criterio, haciendo presente que la diferencia se produjo al traspasar los números desde una planilla al Informe Técnico, y que procederá a corregir los valores de modo que sumen 1.

De la revisión de las propuestas numéricas que realiza Enel a los efectos de corregir las proporciones para que éstas sumen la unidad, el Panel constata que la discrepante escogió como proporción a ajustar, sumando o restando 0,0001, aquella que minimizaba la diferencia, en valor absoluto, del valor ajustado con el valor con todos sus decimales (de planilla). El Panel considera que la metodología empleada es correcta.

Por lo anterior, accederá a la petición que sobre esta materia hace la discrepante.

Respecto a la segunda materia, relacionada con el mes en el que debe considerarse el valor base para el CPI, el Panel tiene presente que los valores tarifarios base fueron calculados en diciembre de 2019, por lo que tiene sentido económico que, si las tarifas se calcularan para ese mes, entonces las empresas modelo debieran tener como ingresos de distribución los mismos valores de anualidades de la inversión y de gastos que dieron pie a la determinación de los costos unitarios. Ello significa que, al evaluar la fórmula de indexación en diciembre de 2019, el valor resultante debe ser igual a 1. Este resultado es el mismo que indica la frase de cierre del capítulo 7.2 de las Bases, la que indica que "La evaluación de la fórmula de indexación para el mes base deberá ser igual a uno".

Para que ocurra lo anterior, se debe establecer un desfase con la debida coherencia temporal entre los meses en los cuales se fijaron los valores base de los índices y el mes que se estableció como mes base de los cálculos, que en este caso es diciembre de 2019.

Así, si se establece que para determinar las tarifas de un mes se debe considerar un índice con dos meses de rezago, entonces el índice base debe ser el del mes que tenga dos meses de rezago respecto del mes base en el que se hicieron los cálculos. Como este último es diciembre de 2019, entonces se debe considerar como valor base de este índice el correspondiente a octubre de 2019. Si el rezago fuera de tres meses se debe considerar entonces septiembre de 2019.

Con lo anterior se garantiza que al evaluar la fórmula de indexación en el mes base de los cálculos, diciembre de 2019, el valor resultante sea igual a 1, que es precisamente lo establecido en las Bases.

Si bien la discrepante no solicita que sea septiembre de 2019 el mes que se considere para efectos de establecer el valor base del CPIo (que corresponde a los tres meses indicados en el Informe Técnico), el Panel considera que su solicitud tiene consistencia metodológica, razón por la cual accederá a la petición que hace sobre esta materia.

Con relación al tercer tema, el Panel tiene presente que, de conformidad a las Bases, el índice D corresponde al dólar, y no al índice compuesto por dólar y tasa arancelaria, y que la inclusión de este último índice en el Informe Técnico corresponde a un error de transcripción.

Por lo anterior, rechazará esta solicitud de la discrepante.

7.3.Dictamen

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

Materia 1: Coeficientes

Fijar las proporciones de las fórmulas de indexación, para las proporciones, años y categorías de costo, en los valores que se indican en la siguiente tabla:

Año	VADAT	
2020	γ_1	0,0436
2021	β_1	0,3794
2022	γ_1	0,0432
Año	VADBT	
2020	γ_2	0,0458
2023	α_1	0,1914
Año	VADSD	

2021	α_2	0,3137
2022	α_1	0,2174
2023	γ_2	0,0435

Materia 2: Valores base CPI

Dictaminar que el valor base del parámetro CPI (CPIo) corresponda al valor de octubre de 2019 (257,35)

Materia 3: Índice D

Rechazar la solicitud de Enel Distribución

Concurrieron al acuerdo del presente Dictamen N°16-2023 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, 25 de abril de 2023

María Fernanda Quezada R.
Secretaria Abogada