

Dictámenes Discrepancias N°9, N°13, N°15 y N°20-2023

Área Típica N°10

Discrepancias presentadas por Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Limitada, respecto del Informe Técnico para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, cuatrienio noviembre 2020-noviembre 2024

Santiago, 25 de abril de 2023

ÍNDICE DE ABREVIATURAS

ATD	Área Típica de Distribución
Bases o Bases Técnicas	Bases para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuadrienio noviembre 2020 – 2024
BNUP	Bienes Nacionales de Uso Público
CEN o Coordinador	Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional
Copelec	Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Limitada
CONAF	Corporación Nacional Forestal
Consultor	INECON, Ingenieros y Economistas Consultores S.A.
CNE o Comisión	Comisión Nacional de Energía
ERP	Planificación de Recursos Empresariales
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
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 N°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
O&M	Operación y Mantenimiento

Panel	Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos
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"
SEC	Superintendencia de Electricidad y Combustibles
VNR	Valor Nuevo de Reemplazo
VAD	Valor Agregado de Distribución

ÍNDICE

1.	ORIGEN DE LAS DISCREPANCIAS.....	5
1.1.	Presentación	5
1.2.	Documentos acompañados.....	5
1.3.	Admisibilidad.....	5
1.4.	Inhabilidades aplicables a integrantes del Panel	5
1.5.	Programa de trabajo	5
2.	CONTEXTO LEGAL Y ADMINISTRATIVO DE LAS DISCREPANCIAS	6
3.	ESTUDIO DISCREPANCIAS CATEGORÍA A.....	7
3.1.	Alternativas categoría A.....	7
3.2.	Análisis.....	8
3.2.1.	Sistemas de tecnologías de la información.....	8
3.3.	Dictamen	14
4.	ESTUDIO DISCREPANCIAS CATEGORÍA B.....	14
4.1.	Alternativas categoría B.....	14
4.2.	Análisis.....	15
4.2.1.	Dimensionamiento de la frondosidad rural	15
4.2.2.	Podas.....	21
4.2.3.	Cuadrillas de Emergencia	26
4.2.4.	Dotación de supervisores	28
4.2.5.	Segundo Prevencionista	30
4.3.	Dictamen	33
5.	ESTUDIO DISCREPANCIAS CATEGORÍA E.....	33
5.1.	Constancia	33

DICTÁMENES N°9, N°13, N°15 y N°20 – 2023

1. ORIGEN DE LAS DISCREPANCIAS

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 Resolución Exenta 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 discrepancias de fecha 19 de enero 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 LAS DISCREPANCIAS

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 serán 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).

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).

La ejecución del estudio será supervisada por un comité integrado por representantes de las empresas concesionarias de distribución, dos representantes del Ministerio y dos representantes de la CNE.

Sobre la base del estudio de costos, la CNE elaborará un informe técnico preliminar, el que podrá 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. 6to transitorio, N°4, Ley N°21.194).

¹ Dichos costos de inversión se calculan considerando el VNR 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.

La CNE 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- comunicará el informe técnico corregido, aceptando o rechazando fundadamente las observaciones técnicas efectuadas (art. 183 bis, LGSE y art. 6to 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 deberá 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 ATD10, adicionando los siguientes montos anuales, en pesos. Valores a diciembre 2019.

2019	1.510.973.000
2020	1.510.973.000
2021	1.510.973.000

2022	1.510.973.000
2023	1.510.973.000
2024	1.510.973.000

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

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", COPELEC plantea la siguiente materia: Sistemas de tecnologías de la información.

3.2.1. Sistemas de tecnologías de la información

Cuestión previa

La CNE solicita que se declare inadmisibile la discrepancia presentada por Copelec en la categoría A, por concepto de TI Macro. Fundamenta su petición en que, atendido que Copelec no realizó observaciones al Estudio del Consultor en la materia en disputa, debió solicitar que se mantuviera el contenido del referido estudio, de conformidad con lo establecido en el artículo 183 bis, inciso vigésimo primero de la LGSE.

El Panel observa que, tal como lo indica la empresa, la CNE utilizó en el Informe Técnico una metodología distinta de la empleada en el Estudio del Consultor, puesto que analizó de manera separada a las empresas con menos de 70.000 clientes.

Al respecto, el artículo sexto transitorio de la Ley N°21.194, que regula el proceso de determinación de tarifas de distribución correspondiente al cuatrienio 2020-2024, en su numeral seis dispone:

"Las discrepancias a que se refiere el inciso vigésimo primero del artículo 183 bis del decreto con fuerza de ley N°4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley General de Servicios Eléctricos, sólo se podrán referir a observaciones presentadas al estudio que no hayan sido consideradas en el informe técnico señalado en el numeral anterior, o modificaciones respecto de lo señalado en el estudio sin que hubiese sido observado".

Del citado artículo se infiere que, para este proceso en particular, cuatrienio 2020-2024, en la hipótesis en análisis no se exige que la discrepante, cuando no ha realizado observaciones al estudio del consultor, deba necesariamente solicitar que se mantenga su contenido en el informe final.

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

Análisis de la materia

Copelec discrepa de los valores de inversión incluidos en el Informe Técnico para los Sistemas TI *Hardware* y *Software*, para la empresa modelo de la ATD10. En este contexto, solicita un valor de inversión igual a \$1.510.973 miles por año.

La discrepante señala no haber observado sobre los Sistemas de Tecnologías de la Información que fueron considerados en el dimensionamiento de la empresa modelo del ATD10 contenidos en el Informe Final del consultor, por considerar que el detalle y la valorización correspondiente era más que suficiente para el desarrollo del servicio de distribución.

Sin embargo, prosigue señalando que en su Informe Técnico la CNE empleó una metodología distinta a la utilizada por el Consultor. Agrega que, en particular, la Comisión segmentó los costos en tecnología en Macroinformática (sistemas), Microinformática y Central Telefónica. Indica que los costos por Macroinformática fueron estimados por la CNE a partir de una regresión entre la inversión de este ítem por cliente y el número de clientes de las empresas de referencia. Finalmente, continúa, la Comisión segmentó la regresión entre empresas con menos y más de 70 mil clientes.

La cooperativa afirma que la metodología empleada por la CNE, aplicada al ATD10, dio como resultado un valor para estos sistemas que representa una reducción del 98% respecto del valor incluido en el informe del Consultor, indicando que el valor finalmente reconocido por la CNE sería insuficiente para prestar el servicio de distribución por parte de la empresa modelo.

Expone que la constante alza de requerimientos de información por parte de clientes cada vez más informados, así como el alza de solicitudes efectuadas por la autoridad eléctrica y no eléctrica, han impuesto mayores exigencias a las empresas distribuidoras para dar respuesta de manera adecuada a las solicitudes recibidas, tanto en cantidad, forma y tiempo de entrega. Indica que por ello es necesario que la empresa modelo cuente con sistemas de información robustos que le permitan una adecuada gestión de los datos, en un ambiente seguro que posibilite velar por la privacidad de estos.

La discrepante indica que la metodología implementada por la CNE realiza su estimación de costos asumiendo que el VNR 2018 refleja fehacientemente todas las inversiones en tecnologías de la información con que cuenta la cooperativa, lo cual constituye, a su juicio, un supuesto erróneo ya que parte importante de los sistemas de información empleados por la cooperativa se desarrollan internamente, y no siempre se activan o se informan en el VNR.

Precisa que el uso de indicadores de inversión por cliente, por sí solo, no es suficiente para determinar el monto necesario para contar con un universo de sistemas de información que permitan a la empresa modelo prestar un adecuado servicio eléctrico. Lo anterior se respaldaría en el hecho de que, para una misma tarea, existen un sin número de soluciones que se pueden utilizar para su cumplimiento, cuyo valor no se estima respecto a los clientes, sino que en relación con la cantidad de licencias que se requieran, el nivel de acceso a las mismas, la especialización y calidad de la solución, y la cantidad de funciones que se cumplen con la herramienta informática.

La cooperativa agrega que, de igual forma, su argumento se respaldaría en el hecho de que un mismo sistema de información puede manejar de forma eficiente distintos volúmenes de datos, razón por la cual sería esperable que la cantidad de sistemas informáticos empleados en empresas distribuidoras, como las cooperativas, no presenten mayores diferencias, a pesar de atender 8.000 o 15.000 clientes. Sin embargo, puntualiza, llega un momento en el cual dichos sistemas cumplen con el máximo de sus capacidades y en que se requeriría utilizar sistemas de mayor envergadura y complejidad, contexto en que sus costos escalan de manera exponencial, y que obliga a empresas del tamaño de Copelec a considerar la adquisición de nuevas soluciones para cumplir eficientemente con sus operaciones.

Copelec señala que la elección de un sistema informático por sobre otro depende principalmente de las siguientes variables: (i) el valor de su inversión; (ii) la capacidad de procesamiento (motores de bases de datos a utilizar, *framework* de desarrollo y entorno de operación); (iii) la gestión de los datos contenidos en él y el nivel de especialización (sentido que se le da a lo contenido en los sistemas); (iv) los niveles y certificaciones de ciberseguridad de la solución (cumpliendo con la integridad, disponibilidad y confidencialidad de la información); (v) el respaldo del proveedor y el nivel de respuesta del mismo ante incidentes o necesidades especiales; (vi) la robustez de la solución (qué nivel de continuidad y estabilidad del servicio entrega el sistema a evaluar); y (vii) la versatilidad de la solución (adaptación al crecimiento de la organización).

Sobre la base de todo lo expuesto, la cooperativa afirma que la metodología empleada por la CNE no sería la más adecuada para estimar los recursos necesarios para contar con sistemas de información que permitan a la empresa modelo una gestión eficiente. Lo anterior, explica, se haría patente al apreciar los montos determinados por la CNE, los que en su opinión serían absolutamente insuficientes y no alcanzarían a cubrir ni siquiera un sistema básico, como el de ERP.

Indica, además, que para determinar los montos involucrados en los sistemas de información que le permiten a la empresa modelo prestar el servicio de distribución de forma eficiente, ha considerado estimarlos aplicando una nueva metodología que va en línea con lo establecido en el numeral 5.5 de las Bases que señala:

“El Consultor deberá efectuar el dimensionamiento de las instalaciones muebles e inmuebles requeridas para la gestión comercial de clientes y para la operación y mantenimiento de las instalaciones, en base a los dimensionamientos de clientes y ventas, de las instalaciones del sistema eléctrico, de la operación y mantención y de la organización de la empresa modelo”.

De acuerdo con lo anterior, la discrepante plantea que la metodología consiste en identificar, a partir de las distintas labores que debe realizar la empresa modelo, todos aquellos programas que requiere para prestar su servicio de manera eficiente, para luego valorizarlos en base a cotizaciones, facturas o valores contenidos en el Informe Técnico. Agrega que, siguiendo el esquema de los requisitos mínimos de *software* y *hardware* necesarios

identificados a partir de las labores que debe realizar la empresa modelo de la ATD10, concluye que los sistemas informáticos requeridos son los que se presentan a continuación:

- Sistema de gestión de distribución: Centrality + Oracle ERP
- Sistema control de pérdidas: Centrality + Oracle ERP
- Sistema gestión comercial: Centrality + Oracle ERP
- Sistema de atención al cliente: Centrality
- Sistemas de ingeniería en distribución: Centrality
- Sistema de información geográfico: Centrality
- Inteligencia de Negocios: Oracle ERP
- Software DigSilent

A partir de lo presentado, Copelec considera que las principales herramientas para que los sistemas informáticos indicados puedan funcionar son los programas Oracle ERP y Centrality, los cuales fueron valorizadas en \$1.372.097.684.

Adicionalmente, indica que se han considerado para la empresa modelo servidores, servidores de respaldo, UPS, entre otros elementos, así como la redundancia en elementos críticos, los que se aprecian a continuación:

- Cluster VMware + almacenamiento + Unidad de Cinta + Servicios Profesionales: 80.633.956 [\$].
- Renovación servidores facturación electrónica, Servicios de Migración: 12.181.585 [\$].
- Equipo Firewall 2700 Soc seguridad: 10.416.749 [\$].
- Generador trifásico 110 [kVA]: 14.001.703 [\$]
- UPS Modular AVV ST40 (2 módulos de 20 [kVA], Frame 40 [kVA], Data Center Principal: 16.069.544 [\$].
- UPS Gamatronix Power 10 [kVA], Data Center de respaldo, disaster recovery: 5.572.285 [\$].

La cooperativa señala que la CNE reconoce sistemas de categoría mundial y líderes en el rubro de la informática, como lo es SAP en la gestión empresarial, según lo expuesto en "Anexo 4- c Sistemas de Información IT CNE". Precisa que este sistema representa la cúspide a lo que una empresa podría llegar en términos informáticos, que representa una inversión considerable que muchas veces se escapa de lo que una empresa de tamaño mediano podría realizar. Así, precisa que el reconocimiento económico de recursos para implementar este *software* y otros del mismo nivel en la empresa modelo significaba, a su juicio, una señal regulatoria de inversión eficiente respecto del camino que debían transitar las empresas en términos informáticos.

Copelec destaca que la valorización realizada por la CNE en su Informe Técnico es inconsistente con los sistemas informáticos eficientes mencionados en el mismo estudio. Así, para la cooperativa la CNE procede a utilizar los valores informados por las empresas de referencia, los que fueron filtrados mediante un proceso de aceptación o rechazo por el Consultor, para luego estimar un valor eficiente en esta partida de costos. Sin embargo, indica que a partir de una revisión de los antecedentes expuestos sería posible ver que los costos considerados por el Consultor en su modelo incluyen menos sistemas que lo que el mismo Consultor y la CNE dicen que debiese tener la empresa modelo, generándose una inconsistencia entre lo que se dice reconocer y lo que efectivamente se reconoce.

Expone que, profundizando lo anterior, la CNE en su estudio dice reconocer en *software* a lo menos los siguientes sistemas: Sistema de Gestión de Distribución, Sistema Control de Pérdidas, Sistema Gestión Comercial, Sistema de Atención al cliente, Sistemas de Ingeniería en Distribución, Sistema de Información geográfico, Inteligencia de Negocios. El listado anterior se encuentra tanto en la planilla "Anexo 4-c Sistemas de Información IT CNE" como en la planilla "Anexo 4 MODELO ITCNE – ATD10".

Señala la discrepante que los datos de entrada para realizar la regresión de costos y posterior valorización se encuentran en la planilla "Anexo 4-c Sistemas de Información IT CNE". Agrega que en esta planilla es posible apreciar, en la hoja "*Software*", el listado completo de programas informados por las empresas de referencia que fuera luego filtrado por el Consultor, destacando que éste no consideró la información de VNR que Copelec informó, aun cuando se hayan indicado programas que claramente correspondían a macroinformática como el "Sistema Financiero Contable" o el "Sistema gestión de Fallas". A modo de ejemplo, detalla los Sistemas y licencias aceptados por el Consultor para las cooperativas:

- Cooprel: DIGSILENT y POWER LINK ADVANTAGE
- Cec: Licencia NEOGIS, Sistema de Gestión INFORMAT, facturación y proyectos eléctricos
- Copelec: no se aceptan Sistemas ni Licencias
- Crell: *Software* Explotación, *Software* SEC, *Software* ME, *Software* lectura, factura electrónica, *Software* ARCGIS, *Software* ANACHRONICS (1 módulo), Módulo logística ERP.
- Coelcha: Sistema de Facturación

Para la discrepante del listado anterior sería posible apreciar que los datos de entrada para determinar la regresión de costos son insuficientes para asumir que se logra una eficiencia en los sistemas.

La cooperativa destaca que la valorización realizada representa un reconocimiento mínimo para prestar el servicio público de distribución, pero no sería lo que técnicamente se podría definir como eficiente atendida la gran relevancia y cantidad de información que se maneja.

En base a lo señalado, la discrepante estima que para la empresa modelo del ATD10 el monto de las inversiones asociadas a los STI necesarias para prestar el servicio de distribución de forma eficiente, asciende a \$1.510.973.507.

Por su parte, la CNE estima que la discrepancia debe ser rechazada, por cuanto la solución propuesta en el Informe Técnico es más consistente con aquello fijado por la SEC para empresas similares en tamaño a Copelec al año de referencia del proceso tarifario, siendo esto representativo de cómo la empresa determina su solución de TI Macro. Teniendo esto a la vista, señala que no considera que la alternativa propuesta por la discrepante sea lo eficiente para la empresa modelo.

Para resolver la presente discrepancia el Panel debe dirimir si el valor de inversión en tecnologías de información propuesto por la empresa, de \$1.510.973.000, se ajusta de mejor manera a lo requerido por la empresa modelo, que lo planteado en el Informe Técnico, con un monto \$138.089.000.

Las Bases, en su numeral 5.5, establecen que los bienes muebles e inmuebles, incluyendo los sistemas de tecnologías de la información, deben ser dimensionados para la empresa modelo con la inversión requerida para la gestión comercial de clientes, y la operación y mantenimiento de las instalaciones. El Panel concuerda con lo planteado por la discrepante, en el sentido de que la determinación de los activos en tecnología debe considerar el diseño de sistemas que respondan a la demanda de prestaciones tecnológicas que la empresa modelo requiere.

Respecto de la valorización de los activos, el numeral 6.1.1.1 de las Bases consagra el uso del VNR del proceso reglado de la SEC del año 2018 para la estimación de los precios unitarios. En particular, el mencionado numeral establece un procedimiento que prioriza el uso del VNR y solo prescribe el uso de cotizaciones, licitaciones y compras efectivas, si el elemento a valorizar, o alguno similar a este, no está presente en el catastro del VNR.

En este contexto, la lista de activos en tecnología asignados a la empresa modelo debe contener todos los elementos necesarios para que esta pueda prestar el servicio de distribución de manera eficiente. En particular, en lo que refiere a *software*, el VNR 2018 de Copelec no incluye algunos de los sistemas mínimos necesarios para la empresa modelo de la ATD10.

Para establecer un valor de referencia, el Panel adoptó un costo unitario de \$16.368 por cliente. Este valor se obtuvo a partir de la propuesta realizada por Coelcha para valorizar estos activos, considerando las correcciones que se indican en la resolución de esta misma materia para esa empresa. A juicio del Panel, dicha propuesta se ajusta razonablemente a lo señalado por las Bases para dimensionar las instalaciones muebles e inmuebles.

Aplicando este costo unitario al número de clientes de Copelec, se obtuvo un valor referencial para la inversión en Macro TI para la ATD10 de \$1.081.709.336.

Dado que el valor de referencia del Panel, de \$1.081.709.336, se aproxima más a la propuesta de la discrepante, de \$1.510.973.000, que a la de la CNE, de \$138.089.000, se accederá a la solicitud de Copelec.

Decisión:

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

3.3.Dictamen

Del análisis realizado, el Panel ha acogido en esta categoría las solicitudes en la materia de sistemas de tecnologías de la información. Atendido a que esta categoría considera una única materia, 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:

Modificar el costo total de inversión para el ATD10, considerando los siguientes montos anuales, en pesos. Valores a diciembre 2019.

2019	1.510.973.000
2020	1.510.973.000
2021	1.510.973.000
2022	1.510.973.000
2023	1.510.973.000
2024	1.510.973.000

De conformidad a lo señalado por la empresa en su petición, los valores incluidos en la tabla anterior reemplazan a los valores considerados en el Informe Técnico para este ítem, que según la discrepante ascienden a \$138.089.000 para el año 2019, hasta \$150.540.000, para el año 2024.

Por lo anterior, el Panel entiende que corresponde agregar el respectivo AEIR, según la fórmula que define este monto.

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 el costo total de operación y mantenimiento para el ATD10, adicionando los siguientes montos anuales, en pesos. Valores a diciembre 2019.

2019	1.062.645.000
2020	1.062.645.000
2021	1.062.645.000
2022	1.062.645.000
2023	1.062.645.000
2024	1.062.645.000

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

4.2.Análisis

En la presente discrepancia, relacionada con la categoría B “Costos de operación y mantenimiento”, Copelec plantea las siguientes cinco materias: (i) Dimensionamiento de la frondosidad rural; (ii) Podas; (iii) Cuadrillas de Emergencia; (iv) Dotación de supervisores; e (v) Incorporación de un Segundo Prevencionista.

4.2.1. Dimensionamiento de la frondosidad rural

Copelec discrepa del valor del Factor Continuidad Frondosidad Rural considerado en el dimensionamiento de la empresa modelo del ATD10.

La discrepante expone que su zona de concesión se encuentra presente en la región de Ñuble y una parte de la región del Bio-Bio, con presencia en las siguientes comunas: (Región de Ñuble) Bulnes, Chillán, Chillán Viejo, Cobquecura, Coelemu, Coihueco, El Carmen, Ninhue, Ñiquén, Pemuco, Pinto, Portezuelo, Quillón, Quirihue, Ránquil, San Carlos, San Fabián, San Ignacio, San Nicolás y Trehuaco; (Región del Bio – Bio) Florida y Tomé.

Explica Copelec que, debido a que el territorio que abarca la empresa de referencia para la ATD10 se extiende de mar a cordillera, se ve enfrentada a distintas zonas geográficas bien definidas, con características de relieve, humedad, temperatura y suelo que las hacen únicas. Estas son: Zona Cordillera de los Andes, Zona Precordillera de los Andes, Zona Valle Central o Depresión Intermedia y Zona Cordillera de la Costa.

La discrepante declara que, con el objetivo de exponer de manera completa su realidad rural, presenta la distribución geográfica de sus redes en las comunas de Chillán, San Fabián, Coihueco, San Ignacio y Coelemu. Indica que, en la comuna de Chillán, que presenta la mayor concentración de población y viviendas de carácter urbano de la Región de Ñuble, las redes de Copelec solo abarcan un pequeño porcentaje de la distribución en dicha zona urbana,

siendo CGE quien entrega el servicio eléctrico a la ciudad. Agrega que la gran mayoría de sus redes dentro de la comuna de Chillán se emplazan en territorio agrícola.

Respecto a la comuna de San Fabián, Copelec señala que se encuentra ubicada al nororiente de la región de Ñuble, destacando su relieve de montaña, valles profundos, con un clima frío de altura, con alta presencia de bosque nativo cuyas especies más representativas son: Roble (*Nothofagus obliqua*), Raulí (*Nothofagus alpina*), Coigüe (*Nothofagus dombeyi*), Mañío (*Podocarpus* sp), entre otras. Del mismo modo, relata que la comuna de Coihueco se encuentra ubicada al oriente de la Región de Ñuble, destacando su relieve de lomaje suave de transición entre montaña y valle, con un clima templado húmedo, con alta presencia de plantaciones forestales y bosque nativo, también con presencia de actividades agrícolas y ganaderas, donde aún se pueden apreciar los usos culturales de delimitar los predios con vegetación y árboles, el establecimiento de cortinas cortaviento y otras, que aportan una buena cantidad de biomasa a las cercanías de las redes.

En relación con la comuna de San Ignacio, Copelec plantea que se encuentra ubicada en el valle central de la región de Ñuble, destacando su relieve plano, ligeramente ondulado suave, con un clima templado mediterráneo, con alta presencia de cultivos agrícolas, ganadería y plantaciones forestales, en el cual aún se puede apreciar los usos culturales de delimitar los predios con vegetación y árboles, el establecimiento de cortinas cortaviento y otras, que aportan una buena cantidad de biomasa a sus líneas. Por último, Copelec se refiere a la comuna de Coelemu, que afirma se encuentra ubicada al sur poniente de la Región de Ñuble, destacando su relieve de montaña baja con altura promedio inferior a los 400 m sobre el nivel del mar, cuencas transversales, con un clima templado húmedo, con alta presencia plantaciones forestales agricultura y ganadería, en el cual aún se puede apreciar los usos culturales de delimitar los predios con vegetación y árboles, el establecimiento de cortinas cortaviento y otras, que aportan una buena cantidad de biomasa a nuestras líneas.

Copelec indica que en el Informe Técnico se utiliza el Estudio de CONAF denominado "MANUAL DE PLANTACION DE ARBOLES EN AREAS URBANAS – 2014" para calcular la cantidad de árboles en zonas urbanas, cantidad que luego es dimensionada para zonas rurales mediante la utilización del Factor continuidad Frondosidad Rural del 50%, implicando que en las zonas urbanas hay el doble de árboles en comparación a las zonas rurales, porcentaje que, a su juicio, no se encuentra respaldado. Argumenta que dicho criterio, si bien puede ser coherente con la realidad de zonas urbanas como Santiago, no es consistente con la situación de las redes eléctricas de la empresa, ya que, de acuerdo con las figuras que presenta, a simple vista la superficie con vegetación en las zonas a las afueras del centro urbano (zonas rurales) de las comunas de La Unión, Río Bueno y Lago Ranco sería considerablemente mayor respecto a la superficie en su centro urbano.

Para la discrepante, si bien puede ser válido hacer el cálculo de la densidad porcentual de las especies arbóreas en zonas urbanas a través del antes referido manual, este criterio no sería aplicable para las zonas rurales debido a que los objetivos de plantación en las zonas urbanas difieren de aquellos propios de las zonas rurales. Debido a esta diferencia, para Copelec es relevante comparar sus planes de plantación, que muestra a través de la siguiente tabla.

Distancias mínimas y máximas de plantación en zona urbana y rural

		Distancias de plantación		Densidad promedio de plantación	
Zona	Fuente	Mínima (m)	Máxima (m)	Mínima (arb/ha)	Máxima (arb/ha)
Urbano	Informe Técnico del VAD 2020-2024 de la CNE	8	12	69	156
Rural	CONAF	2-3	3-4	833	1666

A partir de la tabla anterior, para Copelec es claro que las densidades promedio de plantación por hectárea en redes rurales serían considerablemente mayores a las densidades de las redes urbana, lo que, en su opinión, demostraría que la justificación entregada por la CNE sería errónea, al menos para la realidad de la ATD10.

La discrepante afirma que “aplicando las distancias de plantación señaladas en la tabla N°1 y no considerando el efecto del Factor continuidad Frondosidad Rural (FFR) del 50%, es decir, FFR = 100%, la cantidad de árboles por km de red que se obtienen para el Anexo 4 del Informe Técnico del VAD 2020-2024 son los siguientes:”

Árboles por km de red con distancias de plantación urbana

Frondosidad	AT Rural Desnudo No Costa	AT Rural Desnudo Costa	BT Rural Desnudo No Costa	BT Rural Desnudo Costa	AT Rural Aislado No Costa	AT Rural Aislado Costa	BT Rural Aislado No Costa	BT Rural Aislado Costa
1	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-	-	-
3	-	-	125	125	-	-	125	125
4	-	-	100	100	-	-	100	100
5	83	83	83	83	83	83	83	83

Árboles por km de red con distancias de plantación rural

Frondosidad	AT Rural Desnudo No Costa	AT Rural Desnudo Costa	BT Rural Desnudo No Costa	BT Rural Desnudo Costa	AT Rural Aislado No Costa	AT Rural Aislado Costa	BT Rural Aislado No Costa	BT Rural Aislado Costa	Altura de árboles	Distancia entre árboles [m]
1	-	-	-	-	-	-	-	-		
2	-	-	-	-	-	-	-	-		
3	-	-	500	500	-	-	500	500	Bajos < 6 m.	2.0
4	-	-	333	333	-	-	333	333	Medianos < 1	3.0
5	250	250	250	250	250	250	250	250	Altos > 10 m	4.0

De lo anterior, Copelec concluye que, al comparar las cantidades de árboles por km de red obtenidos para las plantaciones urbanas y rurales, se aprecia que la cantidad de árboles por km para las zonas rurales son considerablemente mayores a las existentes en las zonas urbanas.

La discrepante afirma que al consultar la fuente de CONAF usada por la CNE se encuentra que las distancias empleadas no coinciden con las contenidas en el antes referido manual, ya que las distancias entre los árboles en zonas urbanas definidas en el Informe Técnico son mayores a las establecidas por el manual de plantación de CONAF. A fin de probar lo señalado, presenta la siguiente tabla:

Frondosidad	Altura de árboles	Distancia entre árboles (ITF CNE)	Distancia entre árboles (Manual CONAF)
1	—	—	—
2	—	—	—
3	Bajos	8 m	4 - 6 m
4	Medianos	10 m	6 - 8 m
5	Altos	12 m	8 - 12 m

Para la discrepante la relevancia de lo señalado sería que, al aplicar las distancias determinadas por la CNE, se subestimaría la cantidad de árboles por km de red en zonas urbanas, lo que a su vez afectaría de manera directa la cantidad de árboles por km de red en zonas rurales (se calculan en función de los árboles en zonas urbanas), acrecentando aún más el sub-dimensionamiento de la cantidad de árboles por km de red de la empresa modelo del ATD10.

La discrepante se refiere a los argumentos presentados por la CNE. En dicho contexto, destaca que la revisión y el planteamiento presentado respecto a la cantidad de árboles por kilómetro de red siempre se ha visto enfocado en las frondosidades 3, 4 y 5 (que son las frondosidades que tienen árboles de altura), mientras que la vegetación a nivel de suelo no ha sido cuestión de discrepancia y/o parte de los argumentos.

Aclara Copelec que el análisis de la cantidad de árboles para zonas rurales fue realizado considerando los manuales de plantación forestal y agrícola siguientes: (i) Guía Básica de Buenas Prácticas para Plantaciones Forestales de Pequeños y Medianos Propietarios, CONAF 2013; y (ii) Manual N° 43 de Diseño, establecimiento y manejo de Cortinas Cortavientos, INFOR 2020. Destaca que ambos manuales presentan recomendaciones respecto a la plantación de distintos tipos de árboles en la zona rural, con un enfoque productivo (plantaciones forestales) y de protección ambiental para la agricultura (Cortinas cortavientos). En ese mismo contexto, reitera que siempre se ha hecho referencia a árboles (frondosidades 3, 4 y 5) y no a vegetación a nivel de suelo (frondosidad 2).

La discrepante analiza con mayor profundidad la realidad forestal a la que se ve enfrentada la Cooperativa en la región, presentando diversas fotografías e indicando que los tipos de árbol

más utilizados son los siguientes: Álamo, Pino, Eucalipto, Aromo Amarillo, Aromo Negro, Falso Acacio, Sauce y Ciprés.

Aparte del tipo de árbol a considerar, para Copelec un factor relevante es la altura de dichos árboles, ya que esto impactaría directamente en la dimensión del área a proteger. En este ámbito, declara que la variable de altura es la que fue considerada dentro de su argumento, dado que los árboles que son utilizados en las cortinas cortavientos tienen alturas que van entre 8 y 12 metros, que se encuentran en las frondosidades 3, 4 y 5 definidas para la empresa modelo.

Considerando lo expuesto, Copelec solicita emplear en el Informe Técnico un Factor continuidad Frondosidad Rural igual a 100% para el dimensionamiento de la empresa modelo del ATD10 durante todo el período tarifario, cuyo impacto monetario asciende a los M\$ 450.882 adicionales anualmente.

Para la CNE, por su parte, el factor de frondosidad rural reconoce que la cantidad de árboles por kilómetro de red es menor en la zona rural que en la zona urbana, para un mismo nivel de frondosidad, factor que sólo se aplica a los niveles de frondosidad 3, 4 y 5.

Según la CNE, en su argumentación la discrepante compararía erróneamente la vegetación de zonas que no tienen el mismo nivel de frondosidad. A juicio de la CNE, al comparar zonas con distintos niveles de frondosidad, como sería comparar la zona urbana de Chillán con la zona rural por donde pasa el trazado de la red por la zona urbana, muy probablemente se estaría comparando un nivel de frondosidad 1 o 2 con uno 4 o 5.

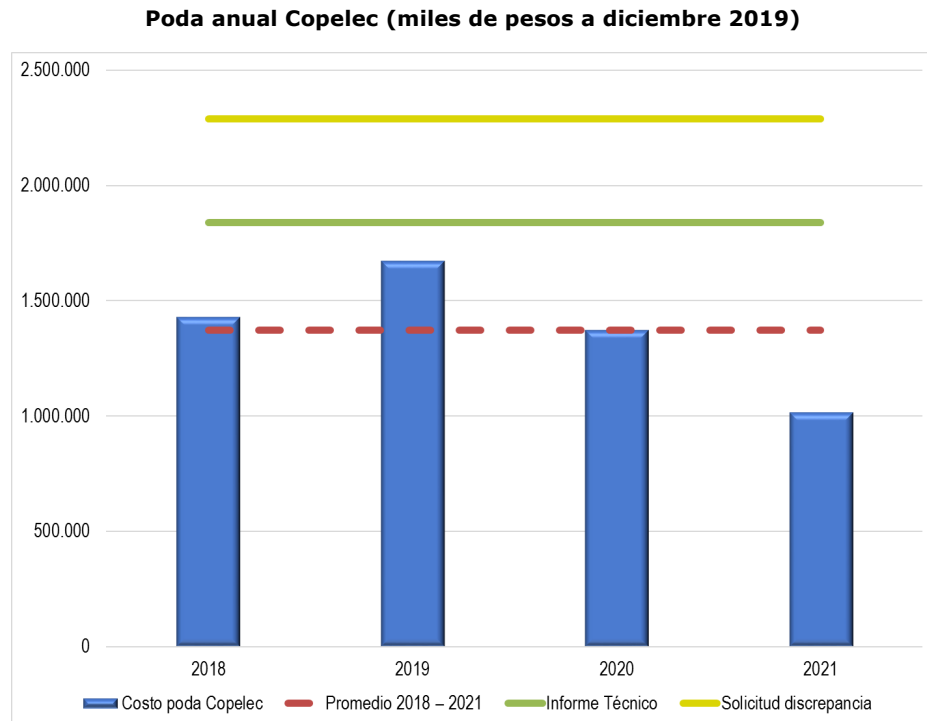
La CNE afirma que el factor de frondosidad fue determinado por el Consultor en su estudio, puesto que constató una discontinuidad geográfica y temporal en la densidad y altura de la vegetación arbórea adyacente al trazado de la red de la empresa modelo. Al respecto, señala que a lo largo del trazado se producen numerosos tramos donde la vegetación arbórea es discontinua e irregular entre las distintas especies, donde puede ser de tipo natural, ornamental o utilizada como cortavientos (colindando con un terreno de uso agrícola, por ejemplo); en tanto, los cultivos silvícolas presentan discontinuidad tanto de tipo geográfico como temporal, a lo largo del ciclo de plantación, crecimiento, raleo y cosecha. Estas discontinuidades, agrega, no se consideran para efectos del diseño y construcción de las redes, pero sí corresponde considerarlas para estimar los costos de poda y roce.

Explica la CNE que el Consultor, debido a que consideró grandes extensiones de terreno para clasificar zonas por nivel de frondosidad, y dado su conocimiento de que la vegetación rural presenta discontinuidades geográficas y temporales, decidió determinar un factor de frondosidad rural que recogiera la discontinuidad señalada. Al respecto, este organismo explica que, mediante una inspección simple, se revisó una serie de imágenes aéreas y se determinó que dicho factor era igual a 50%.

De acuerdo con lo informado por el Consultor, continúa la CNE, se requieren alrededor de 4.000 imágenes aéreas para revisar la vegetación adyacente a los trazados de la red de las empresas modelos de las ATD8, ATD9, ATD10, ATD11 y ATD12, de forma que para seleccionar

una muestra con un nivel de confianza al 95% y un margen de error del 5%, se requieren alrededor de 400 imágenes. La CNE relata que el Consultor revisó 44 imágenes, seleccionadas al azar, lo que según este organismo equivale, aproximadamente, a una muestra con un nivel de confianza del 80%, con un margen de error del 10%.

Sin perjuicio de lo señalado anteriormente, para la CNE debe tenerse presente que, si bien se cuestiona el factor de frondosidad rural, los resultados del modelo son sustancialmente mayores al costo efectivo de poda que las empresas de referencia de las ATD8, ATD10, ATD11 y ATD12 reportan al sistema de cuentas de la SEC; y similares en el caso del ATD9. En este contexto, la CNE presenta un gráfico para la ATD10, que se reproduce a continuación, que incluye el costo de poda informado a la SEC por las empresas de referencia, el costo de poda calculado en el Informe Técnico y el costo de poda que solicitan en sus discrepancias relacionadas con el factor de frondosidad rural.



La CNE concluye que el costo de poda considerado en el Informe Técnico es mayor que el costo de poda informado por la empresa de referencia.

Para la CNE es importante tener presente que las redes de distribución de las empresas discrepantes pasan a través de predios mediante servidumbres, en cambio, las redes de distribución de las empresas modelos, se ubican en BNUP.

En relación con los criterios estadísticos que expone la CNE, el Panel destaca que solicitó a dicho organismo una explicación de estos criterios. Al respecto, se hace presente que, a juicio del Panel, existen dos falencias relevantes en el método empleado en el Informe Técnico para determinar el factor de 50% en disputa. Por un lado, la CNE no entregó ningún antecedente

que pudiese acreditar que la muestra empleada tuvo un carácter aleatorio, limitándose a afirmar dicha condición. En este ámbito, corresponde relevar que existen diversos métodos que permiten la acreditación de la forma de selección de los datos, ninguno de los cuales fue mencionado por la CNE en su respuesta a una pregunta expresa del Panel sobre el tema. Por otro, la medición de la variable observada en cada una de las fotos o imágenes aéreas que incluyen los trazados de redes, según lo informado por la CNE, no responde a ninguna métrica predefinida desde el punto de vista metodológico, por lo cual la simple observación visual (para asignar un porcentaje de frondosidad en cada caso) puede contener errores significativos.

El Panel destaca que la no aleatoriedad de la muestra invalida la aplicación de criterios de representatividad, que por su propia naturaleza estadística suponen la aleatoriedad. Asimismo, los indicadores de representatividad no hacen referencia alguna del error en la medición que pudiera estar presente al evaluar a simple vista los porcentajes asignados a cada foto o imagen.

Sin perjuicio de lo señalado, de acuerdo con los datos presentados por la CNE, que no fueron controvertidos por la discrepante, ésta solicita un valor total correspondiente a podas (derivadas del factor de frondosidad) que es cerca de un 70% superior al costo promedio por este concepto que la empresa ha informado a la SEC entre los años 2018 y 2021. Si bien el valor incluido en los antecedentes que maneja la SEC no es vinculante para el presente proceso, constituye, al menos, una referencia significativa que se debe tener a la vista.

Para el Panel, no obstante que el método que utilizó la CNE, según los antecedentes entregados por ella, carece de las propiedades estadísticas requeridas para garantizar una correcta representatividad, los valores solicitados por la discrepante son significativamente mayores que sus costos históricos, por lo cual no corresponde su validación, sobre todo considerando que no existe una explicación razonable de este hecho por parte de la cooperativa.

Decisión:

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

4.2.2. Podas

Cuestión previa

La CNE solicitó que se declare inadmisile la discrepancia presentada por Copelec, relativa a la cantidad de podas anuales. Fundamenta su solicitud en que las observaciones realizadas por Copelec sobre la materia discrepada fueron consideradas en el Informe Técnico, motivo por el cual esta no se encontraría habilitada para discrepar.

Señala que, según Copelec, la observación que la habilitaría a discrepar es la N°61, que encuentra su fundamento en el 4.11 del Pliego RPTD N°07, referente a la obligación del dueño de la línea de identificar y evaluar el estado de los árboles alrededor de la franja de seguridad. La CNE por su parte considera que la observación que habilitaría a Copelec a discrepar es la

Nº22, que se fundamenta en el 4.10 del Pliego RPTD Nº07, referente a la existencia excepcional de árboles o arbustos en la franja de seguridad. Concluye señalando que Copelec en la observación Nº22 solicitó dejar sin efecto el factor de "reducción podas red aislada", factor que fue modificado en el Informe Técnico pasando a aplicarse de todas las redes protegidas a sólo a las redes compactas, y dado que la empresa modelo del ATD10 no considera redes compactas, en la práctica la observación efectuada por Copelec habría sido considerada en el Informe Técnico.

Atendido que en el proceso de observaciones la discrepante solicitó "considerar en el dimensionamiento de la empresa modelo podas anuales equivalentes al 50% de la red", lo cual coincide con lo solicitado en esta materia, el Panel no acogerá la solicitud de inadmisibilidad efectuada por la CNE y, en consecuencia, procederá a analizar el fondo de la materia discrepada.

Análisis de la materia

Copelec discrepa de la cantidad de podas anuales reconocidas a lo largo del horizonte tarifario para la empresa modelo del ATD10.

La discrepante afirma que, como la empresa modelo debe considerar la existencia y control de la vegetación en torno a sus redes, entonces ésta debería ser indiferente a lo que realiza la empresa de referencia, dado que la empresa real podría ser ineficiente en el desarrollo de la actividad de poda y roce por falta de recursos, escasez de personal, diferente visión de la necesidad o por priorización de otras actividades, entre otras cosas.

Para Copelec, la metodología que emplea la Comisión de definir frondosidades y asignar las redes de la empresa modelo a estas, resultaría imprecisa por cuanto no utiliza la realidad que enfrenta la empresa de referencia en el cálculo. Agrega que la señalada metodología define cinco frondosidades, las cuales se dividen en la altura de los árboles, lo cual se muestra en la figura siguiente:

Altura máxima de los árboles definidos por la Comisión diferenciado por frondosidad

2. CANTIDAD DE ARBOLES		
Frondosidad	Altura de árboles	Distancia entre árboles [m]
1		
2		
3	Bajos < 6 m.	8,0
4	Medianos < 10 m.	10,0
5	Altos > 10 m	12,0

Para Copelec, la asignación de puntos a podar por kilómetro definidos por la Comisión diferenciados por frondosidad es relevante, porque sin considerar el roce, se define que los kilómetros de red afectados a poda para media tensión corresponden exclusivamente a aquellos asignados en frondosidad 5, dejando sin poda todos los kilómetros de red MT asignados en

frondosidades 4 e inferiores. Según la discrepante, lo anterior se comprueba al analizar la cantidad de kilómetros de red afectos a poda de la empresa modelo:

Km totales de red afecta a poda (sin roce) definidos por la Comisión

km Red afecta a poda (no incl. roce)		
Item	Desnudo	Aislado
km MT Urbano	-	-
km MT Rural	0,3	120,9
km BT Urbano	-	-
km BT Rural	0,3	2.037,6

Copelec afirma que, desde el punto de vista normativo, las actividades de poda y roce de redes eléctricas deben cumplir con las exigencias establecidas en el Pliego Técnico Normativo RPTD N°7 "Franja y Distancias de seguridad", el que define la franja y distancias de seguridad de las líneas de transporte y de distribución de energía eléctrica, incluyendo el alumbrado público. La discrepante destaca que el punto 4.10 del referido pliego establece la posibilidad de existencia de vegetación dentro de la franja de seguridad para aquellos árboles o arbustos que cumplan las siguientes tres condiciones:

- (i) que las líneas eléctricas cuenten con protecciones y medidas adecuadas para evitar incendios y para evitar daños a las personas que pudiesen subir a los árboles y tener contacto con los conductores por inadvertencia;
- (ii) que la altura de los árboles o arbustos dentro de la franja de seguridad sea tal que, suponiendo que aquellas especies estuviesen justo bajo el conductor en reposo de la línea eléctrica, se debe cumplir que la distancia vertical entre el punto más bajo de la catenaria del conductor de la línea que está más abajo en el respectivo vano y la copa de estas especies arbóreas o arbustiva, considerando la altura de su estado de crecimiento máximo, incrementada en un 20%, no sea inferior a 2,00 metros para líneas de baja y media tensión (la distancia antes indicada debe evaluarse suponiendo el conductor de la línea en condición de la flecha máxima, a una temperatura ambiente de 15°); y
- (iii) para líneas eléctricas de baja y media tensión, además de cumplir con los requisitos antes señalados, se deben considerar conductores protegidos o aislados, en los términos indicados en las secciones 6 y 7 del Pliego Técnico Normativo RPTD N°4.

Copelec señala que existe un requisito normativo en cuanto a la altura de los árboles dentro de la franja y la obligación de podas, y una forma rápida de revisar este cumplimiento es determinar la catenaria y con esta ver la altura mínima del conductor al suelo, y a su vez la distancia entre el conductor y los árboles permitidos en la franja de seguridad.

Afirma la discrepante que, en el caso de la red MT, el conductor más usado es el AAAC 35 (conductor más liviano utilizado) y, de acuerdo con un cálculo mecánico de la catenaria, se obtiene una distancia respecto al suelo de 5,858 [metros]. A partir de esta distancia, continúa la empresa, y para cumplir con lo indicado en el punto 2 de las condiciones antes mencionadas,

la distancia entre la copa del árbol más un 20% debe ser de al menos 2 metros, por lo tanto, la altura máxima que pueden tener los árboles dentro de la franja es de 3,22 metros.

Según Copelec, si se compara la altura máxima que pueden tener los árboles dentro de la franja de seguridad con las alturas máximas que son consideradas para las frondosidades 3 (6 metros), 4 (10 metros) y 5 (sobre 10 metros), se identifica que existen árboles dentro de la franja que debieran ser podados de acuerdo con la normativa vigente y que no se están considerando. A juicio de la discrepante, este ejercicio comprueba que bajo la metodología considerada en el estudio de la CNE la empresa modelo no poda los km de red necesarios para cumplir con la normativa vigente.

Para Copelec, un forma representativa y realista para determinar la cantidad de kilómetros que la empresa modelo debe podar resulta de superponer su red con la vegetación presente en las zonas donde ésta presta el servicio de distribución. En este ejercicio la discrepante propone que, a lo menos, la empresa modelo debe podar toda la red superpuesta con predios forestales (aclara que en este cálculo se utilizó la información de CONAF disponible de forma pública, que contiene polígonos de diferentes tipos de vegetación para todas las regiones del país).

La cooperativa presenta figuras para mostrar las redes que se encuentran superpuestas con predios forestales y terrenos agrícolas, las cuales a su juicio alcanzan a cubrir las siguientes distancias para las redes de media tensión: Capa de Bosque, 1.129 [km]; y Capa de Terreno Agrícola, 2.943 [km].

Copelec afirma que el uso de la información de predios agrícolas disponibles en CONAF se sustenta en el hecho de que la empresa modelo de la ATD10 emplaza sus redes eléctricas por caminos de uso público, las cuales (particularmente en la zona central de la Región de Ñuble) colindan en su mayoría con terrenos agrícolas. Esta situación es relevante, declara la cooperativa, considerando que una de las prácticas más habituales en la cultura agrícola es el uso de árboles que cumplen una función de cortaviento.

A partir de las condiciones de vegetación que enfrenta la empresa modelo de la ATD10 dentro de la Región de Ñuble, condiciones que en opinión de la discrepante no fueron consideradas al momento de la elaboración del Informe Técnico, Copelec señala que es necesaria una mayor distancia de poda para las redes de media tensión de la empresa modelo, situación que resume en la siguiente tabla.

Red MT modelo 2019 [km]	Redes colindantes a bosques [km]	Poda en zona de Bosque [km]	Redes colindantes a terreno agrícola [km]	Poda en zona agrícola [km]
5.203	1.129	1.129	2943	1.471

La discrepante afirma que bajo la metodología propuesta una cantidad eficiente de podas para la empresa modelo es de 2.600 [km], lo que representa el 50% de la red total.

Replicando lo planteado por la CNE, Copelec destaca que la revisión respecto al cumplimiento del RPTD n° 7 "Franja y Distancias de Seguridad" fue realizado para el tipo de conductor MT más utilizado dentro de la empresa modelo, correspondiente al módulo C2451 "1 km red 15 kV, 3 fases Aéreo zona rural costa, Al. Protegido 35 [[mm] ^2]" tipo de conductor que corresponde al 30,3% de toda la red de media tensión de la empresa modelo.

Asimismo, para la discrepancia se debe tener presente que todos los módulos para redes de media tensión que son considerados para la empresa modelo cuentan con una cantidad de 10 postes por kilómetro de red, por lo cual el análisis realizado seguiría siendo válido para las redes de media tensión, considerando que conductores de mayor calibre tendrán una catenaria mayor y por lo tanto la altura de la vegetación que se permitiría dentro de la franja de seguridad sería aún menor.

Según Copelec, las redes de MT de la empresa modelo de la ATD10 que poseen vanos promedio de 100 metros corresponden al 71,5% del total de redes MT, mientras que el 28,5% restante corresponde a redes mixtas que tienen un vano promedio de 60 metros. Con el objetivo de verificar que lo expuesto en el pliego técnico n°7 sigue siendo aplicable para las redes mixtas, la discrepancia presenta el cálculo respectivo.

Para Copelec, realizando el mismo procedimiento de cálculo para el vano de las redes mixtas, se verifica que para los conductores MT de las redes mixtas la altura máxima permitida dentro de la franja de seguridad es de 5,3 [m], que está por debajo de las frondosidades 3 y 4 cumpliendo con el mismo criterio que para las redes de media tensión pura.

Concluye Copelec que el criterio de revisión de la vegetación permitida dentro de la franja de seguridad realizada a partir de lo estipulado en el RPTD N°7 "Franja y Distancias de Seguridad" es válido tanto para las redes de media tensión con vanos de 100 metros y para las redes mixtas con vanos de 60 metros, lo cual desestima lo expuesto por CNE respecto a que el criterio utilizado es extremo.

En virtud de lo argumentado, Copelec solicita que se reconozca para la empresa modelo del ATD10 una poda anual del 50% de la red total de MT, lo que se valoriza en \$329.798.000 adicionales para el año 2020, valor que se replica para los siguientes años del periodo tarifario, considerando que las redes MT de la empresa modelo no sufren variaciones.

Respecto del contenido, la CNE afirma que Copelec propone que la empresa modelo pade 1.129 km de red que pasan por zona boscosa y 1.471 km de red que pasan por zona agrícola, basándose en que para cumplir con la normativa vigente hay que considerar la catenaria, lo que implicaría una mayor poda.

Para la CNE, el supuesto que utiliza Copelec para justificar su discrepancia es extremo, puesto que no toda la red presenta vanos de 100 metros.

De los antecedentes entregados por las partes en la presente discrepancia y en aquella referida a la frondosidad, el Panel entiende que las podas dependen tanto del factor de frondosidad como de la cantidad de podas que se lleven a cabo para cada nivel de frondosidad, siendo este último el disputado en esta discrepancia.

En el marco de la discrepancia sobre el factor de frondosidad (ver sección 4.2.1), la CNE entregó antecedentes, no controvertidos por la cooperativa, sobre los gastos anuales de poda de la empresa de referencia entre los años 2018 y 2021. Esta información da cuenta de que en dichos años el gasto real anual promedio asciende a cerca de \$1.375 millones, en tanto la empresa modelo emplea un valor promedio anual cercano a los \$1.846 millones.

Sobre la base de lo señalado, se puede observar que los gastos en podas que se consideran en la empresa modelo ya son significativamente mayores que los de la empresa de referencia.

Para el Panel los argumentos de la CNE no son suficientes, ya que se limitan a declarar que los supuestos de la discrepante serían extremos (vanos), sin entregar ninguna métrica que permita evaluar esta afirmación. Sin perjuicio de lo anterior, el Panel estima que no existen motivos para aumentar en \$330 millones los gastos en podas, teniendo presente que la empresa modelo ya ha considerado un gasto por este concepto mayor que el realizado por la empresa de referencia en los últimos años.

Decisión:

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

4.2.3. Cuadrillas de Emergencia

Copelec discrepa respecto a la cantidad de cuadrillas de emergencia pesadas consideradas en el dimensionamiento de la empresa modelo.

La discrepante argumenta que la empresa modelo resultante del estudio debe garantizar la continuidad del suministro eléctrico, cumpliendo con la normativa vigente. En particular, ante eventos de emergencia que provoquen fallas de suministro, la normativa define tiempos máximos que tienen las distribuidoras para llegar a los lugares de la falla y, asimismo, define los niveles de calidad de atención a los usuarios ante dichos eventos. Copelec afirma que a efectos de cumplir con las mencionadas exigencias en los casos de eventos de mayor envergadura el estudio de costos de la CNE diseña cuadrillas denominadas "cuadrillas de guardia" o bien "cuadrillas de emergencia", las cuales son cuadrillas livianas responsables de parte de las actividades de mantenimiento de la empresa modelo y se encuentran compuestas por un maestro, un ayudante y una camioneta, y se limitan a la prestación de las actividades de Cambio de Fusible BT en Transformador, Reparación de Acometida Cortada y de Reemplazo de Acometida Cortada, y que en el estudio de costos de la CNE corresponde a la cuadrilla C1.

Respecto a lo antes señalado, la discrepante destaca que existen otras actividades que normalmente ocurren en la operación de la red eléctrica, que no pueden ser consideradas como programables, siendo el caso del Reemplazo de postes por choque, Conductores cortados por diversos motivos, Cambio de poste por caída de árbol, Cambio de transformador por quema o vandalismo, entre otras.

Copelec afirma que las actividades no programables, como las antes mencionadas, son inviables de atender sólo con las "cuadrilla de emergencia" dimensionadas en el estudio de costos de la CNE, motivo por el cual se requiere un complemento capaz de atender y despejar

las fallas, que corresponde a una cuadrilla pesada que en la nomenclatura del Estudio se denomina “cuadrilla camión grúa”, compuesta por un camión grúa, un eléctrico y un ayudante, y que corresponde a la cuadrilla C12.

Argumenta la discrepante que, considerando que la principal naturaleza de las fallas que atienden las cuadrillas de emergencia es su aleatoriedad temporal y espacial, el planeamiento de las actividades a ejecutar en un tiempo determinado es imposible. Por esta razón, prosigue, se vuelve imperante contar con cuadrillas disponibles el 100% del tiempo, a la espera de que ocurra un evento que requiera su trabajo, con lo cual la cooperativa asegura una atención oportuna para la pronta reposición del servicio para los clientes afectados (situación que toma más relevancia cuando el evento ocurre fuera del horario laboral).

Copelec afirma contar en la actualidad con un sistema de Turnos Preventivos Rotativos con brigadas Pesadas internas y tercerizadas para operar en turnos de 24/7 ante interrupciones de suministro que requieran de la reposición de estructuras de gran envergadura.

La discrepante señala que, a partir de expuesto por la CNE, se entiende que lo diseñado permitiría cumplir con la atención de todas las emergencias que podría presentar la empresa modelo, sin embargo, para Copelec, no se haría cargo del argumento principal, ya que el modelo actual de cuadrillas de emergencia de la empresa modelo no permitiría resolver aquellas fallas que requieren un cambio de estructura, como lo son el choque de poste, caída de árbol, entre otras.

Considerando lo expuesto, la discrepante solicita incorporar en el Informe Técnico una cuadrilla pesada (cuadrilla camión grúa) en las actividades de emergencia consideradas para la empresa modelo del ATD10, cuyo valor asciende a \$141.170.000 anuales.

Para la CNE, el diseño de las actividades de O&M y sus recursos involucrados considera un sistema de turnos para todas las actividades de emergencia, creando para ellas una cuadrilla especializada en este tipo de tareas. Agrega que la cuadrilla de emergencia es responsable de atender situaciones generadas por interrupciones en el suministro de energía, para lo cual hay una constante comunicación entre el Centro Técnico respectivo y la cuadrilla en cuestión, reportando el inicio y finalización de las tareas encomendadas.

En relación con los tiempos de atención de emergencias, la CNE afirma que la normativa identifica los niveles de calidad de atención a los usuarios en eventos de emergencia, y que por ello el diseño de las cuadrillas de emergencia fue realizado teniendo en cuenta esta condición.

La CNE plantea que el diseño de la estructura organizacional de la empresa modelo, y el dimensionamiento de los recursos necesarios para operar y mantener las instalaciones, considera los niveles de calidad de atención a los usuarios en eventos de emergencia y los tiempos máximos para llegar al lugar correspondiente, de acuerdo con lo establecido en la normativa.

Respecto al funcionamiento del “mercado de cuadrillas”, la Comisión declara haber tenido a la vista un contrato entre una empresa contratista y una empresa distribuidora, cuya zona de

concesión incluye varias zonas rurales, y cuyo objeto es la construcción y mantenimiento de obras eléctricas de distribución. Dicho contrato, prosigue, estipula que las cuadrillas pesadas de emergencia deben estar disponibles para ejecutar trabajos de mantenimiento correctivo en forma inmediata y define tiempos máximos para estar en el punto requerido. No obstante, la CNE aclara que el costo de la mencionada disponibilidad no está explícito en el mencionado contrato, por lo que asume que debería estar implícito en el valor por hora de la cuadrilla pesada que señala el contrato.

A juicio del Panel, los argumentos genéricos de la CNE no responden al hecho de que no exista un mercado en la zona de la empresa para acceder al servicio requerido, mercado que, de existir, debiese operar con una velocidad de respuesta consistente con la gravedad de la emergencia y los tiempos que supone la normativa. En este contexto, cabe destacar que las normas vigentes establecen tiempos máximos para el cumplimiento de los trabajos a realizar, lo cual supone contar con cuadrillas disponibles en casos de emergencia.

Por otra parte, en relación con el primer aspecto mencionado, las empresas que han discrepado del Informe Técnico sobre este tema han argumentado que no existe un mercado en la zona respectiva para acceder con la rapidez requerida a cuadrillas para emergencias en casos difíciles. La CNE no ha entregado antecedentes que puedan avalar la existencia de ese mercado. Lo anterior es una dimensión esencial del problema, ya que solo se puede justificar que la empresa no incluya en su personal propio una cuadrilla como la solicitada cuando ésta puede acceder a un mercado *spot* de cuadrillas.

Decisión:

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

4.2.4. Dotación de supervisores

Copelec solicita la incorporación de supervisores a la Gerencia de Distribución para revisar el trabajo tercerizado en el dimensionamiento de la empresa modelo del ATD10.

Indica que no se han asignado supervisores tanto en el Departamento C. Técnico como en el C. Técnico reducido, y que en ambos departamentos se ha asignado un jefe de departamento. Expone que la dotación no considera supervisores encargados de revisar y controlar las labores del trabajo tercerizado, cargo que en su opinión resulta indispensable para la operación eficiente y el cumplimiento de la normativa de la empresa modelo.

Agrega que las empresas distribuidoras son las que se hacen cargo de operar y mantener sus redes. Considerando lo anterior y dado que la empresa modelo tiene cuadrillas tercerizadas para operar y mantener la red, estima que esta debe hacerse responsable de supervisar que este personal tercerizado desarrolle sus labores conforme a la normativa y el estándar que busca lograr la empresa.

La cooperativa incluye el siguiente listado con algunas de las tareas que se deberían desarrollar para supervisar las cuadrillas tercerizadas de la empresa modelo:

- Coordinar trabajos respecto a las inspecciones y recorridos de líneas que permitan preparar los programas de mantención preventiva anual, para asegurar la calidad y continuidad del suministro eléctrico.
- Supervisar trabajos de contratistas y personal propio (mantención, mejoramientos, reparaciones, etc.), controlando que estos trabajos sean conforme a los términos de la Orden de Trabajo, normativa laboral y eléctrica vigente.
- Detectar situaciones de riesgo que comprometan la continuidad y calidad del servicio, y proponer medidas correctivas, que se deben realizar de inmediato dependiendo de la gravedad de esta.
- Apoyar y asistir en estados de emergencia eléctrica
- Programar de modo regular las brigadas de mantenimiento de roce en líneas de distribución eléctrica, según la actual normativa eléctrica vigente.
- Supervisar la ejecución de faenas de mantención de roce en líneas de media y baja tensión operativas.
- Entregar de forma semanal a Gerencia Técnica los informes periódicos con el estado de avance por alimentadores
- Apoyar y asistir en estados de emergencia eléctrica.

Copelec indica que, para permitir cuantificar el nivel de trabajo que la supervisión de cuadrillas tercerizadas conlleva, se realizó un cálculo de la cantidad de actividades que requieren supervisión dentro de la empresa modelo, considerando todas las actividades catalogadas como mantenimiento correctivo y la mayoría de las actividades de mantenimiento preventivo (se omiten las actividades de inspección termo gráfica en este caso). Expone que, a partir dicha condición, la empresa modelo en su año base realiza un total de 23.709 actividades tercerizadas que podrían requerir supervisión y que, considerando los días hábiles promedio que presenta un año (251 días), en un día en promedio se realizarían un total de 94 actividades en la empresa modelo.

De lo anterior, Copelec concluye que una sola persona (en este caso el jefe del centro técnico según respuesta de CNE) no sería suficiente para poder supervisar la totalidad de las actividades que se realizan en la empresa modelo de la ATD10, requiriéndose incorporar a lo menos tres supervisores a la Gerencia de Distribución.

Por lo expuesto, Copelec solicita incorporar en el Informe Técnico (4.1.2 Determinación de las dotaciones de personal de la empresa modelo), tres supervisores a la Gerencia de Distribución para todo el horizonte tarifario, lo que conforme a la valorización de dichos cargos en la empresa modelo, significa un reconocimiento de recursos adicionales por un monto de \$115.473.000 anual.

La CNE, por su parte, indica que el diseño de la estructura organizacional de la empresa modelo de la ATD10 considera un Centro Técnico para controlar las actividades de O&M realizadas en terreno. En este sentido, el dimensionamiento de la empresa modelo incluiría la

supervisión de las cuadrillas tercerizadas, funciones que desarrollan el jefe y cuatro empleados del Centro Técnico.

El Panel consultó a la CNE por los cargos que componen el Centro Técnico del ATD10 que, según este organismo, debe controlar las actividades de O&M en terreno.

Al efecto, la CNE indicó que esta unidad está integrada por los siguientes cargos, con su respectiva descripción:

- Jefe Centro Técnico: Cargos con foco operativo-estratégico, con responsabilidad autónoma de dirección operativa del Centro Técnico y con participación estratégica eventual.
- Empleado de Bodega: Cargos de nivel operativo en funciones relacionadas con la bodega en centros técnicos, supervisadas de corte administrativo.
- Técnico Mediciones: Cargos de nivel operativo en funciones supervisadas de tipo productivo enfocadas en el área de mediciones MT del Centro Técnico y de complejidad técnica.
- Técnico en Operaciones en MT: Cargos de nivel operativo en funciones supervisadas de tipo productivo enfocadas en el área de operaciones MT y de complejidad del Centro Técnico.
- Técnico Normalización de Emergencias: Cargos de nivel operativo en funciones supervisadas de tipo productivo enfocadas en el área de normalización de emergencias y de complejidad técnica.

A la luz de esta descripción, el Panel entiende que únicamente los cargos de Jefe de Centro Técnico y Técnico de Normalización de Emergencias podrían eventualmente cumplir las funciones de control de las actividades de O&M en terreno. Los tres cargos restantes cumplen funciones específicas en bodega, mediciones y operaciones MT, que no se condicen con actividades de control de las actividades tercerizadas que señala la discrepante. En este contexto, el Panel accederá a la petición de Copelec.

Decisión:

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

4.2.5. Segundo Prevencionista

Copelec discrepa por la no incorporación de un segundo prevencionista de riesgos al Departamento de Personal para efectos del dimensionamiento de la empresa modelo del ATD10, que juzga necesario para lograr una operación eficiente de la empresa modelo, y cumplir con la calidad de servicio que la normativa técnica exige, además de un administrativo, un analista de personal, un psicólogo y una jefatura del departamento de personal, ya considerados en el respectivo departamento.

Para justificar su solicitud, la cooperativa señala que el cargo de prevencionista de riesgos cumple dos tipos de tareas: la primera, vinculada a la ejecución e inspección de actividades en terreno (por protocolos de seguridad, la supervisión y control de riesgos de las actividades); y, la segunda, relacionada con la supervisión y dirección de las tareas administrativas que se deben desempeñar a diario de acuerdo con los protocolos establecidos. En particular, señala que este segundo tipo de tareas tiene el objetivo de planificar, dirigir, asesorar y promover a la empresa modelo en materias preventivas y correctivas para el personal de la empresa, junto con dirigir la adaptación de cambios en las exigencias normativas.

La cooperativa destaca la ruralidad de la zona en la que se emplaza la empresa modelo del ATD10, lo que significaría grandes distancias de traslado entre la base de operación y las faenas, lo cual impediría que una sola persona pueda hacerse cargo de desarrollar en forma simultánea los dos grupos de actividades mencionados anteriormente. Agrega que este problema se acentuaría aún más al considerar que luego de efectuar actividades en terreno durante turnos de noche, la dotación de un único prevencionista implica que éste deba continuar con sus labores administrativas durante el día, sin posibilidad de recambio. Señala que la existencia de al menos dos prevencionistas posibilitaría el intercambio de turnos durante eventos de emergencia o cuando uno de ellos no se encuentra operativo por otros motivos.

Afirma que, pese a que la respuesta de la CNE indica que se la empresa modelo cuenta con una valorización para asesorías laborales y de prevención de riesgos, en su opinión en la práctica estas no representarían la realidad que enfrenta la empresa modelo del ATD10, pues los recursos asignados no permitirían cubrir las deficiencias que se producirían de funcionar con solo un profesional.

La cooperativa concluye que la estructura mínima requerida para el Departamento de Personal de la empresa modelo del ATD10 sería la que presenta en la siguiente tabla:

Nombre Cargo	Nombre	Función	Empleados Base	2020	2021	2022	2023	2021
Jefe Depto. de Personal	Jefatura de Área	Recursos Humanos	1	1	1	1	1	1
Psicólogo	Analista	Recursos Humanos	1	1	1	1	1	1
Analista de Personal	Analista	Recursos Humanos	1	1	1	1	1	1
Analista de Desarrollo	Analista	Recursos Humanos	0	0	0	0	0	0
Administrativo	Administrativo	Recursos Humanos	1	1	1	1	1	1

Prevencionista de Riesgos	Encargado de Área	Recursos Humanos	2	2	2	2	2	2
---------------------------	-------------------	------------------	---	---	---	---	---	---

Por lo expuesto, Copelec solicita incorporar en la empresa modelo del ATD10 un segundo prevencionista de riesgos para el departamento de Personal de la Gerencia de Administración y Finanzas, lo que conforme a la valorización de dicho cargo en la empresa modelo, significaría un reconocimiento de recursos adicionales por un monto de \$25.322.000 anual, valor que se mantiene sin variaciones durante todo el periodo tarifario.

La CNE, por su parte, señala que de la revisión de los archivos presentados por las empresas concesionarias de distribución de electricidad en el proceso STAR de Remuneraciones de Costos de Explotación de los años 2019 y 2020, se observaría que en el año 2019 la empresa de referencia posee solo un Prevencionista de Riesgos y en el año 2020 incorpora a un asistente, cuyas tarea es “apoyar al Departamento de Prevención de Riesgos en las funciones administrativas, control, logística y seguridad relacionados con las actividades que el Departamento debe cumplir en la empresa”. Agrega que, no obstante, el Departamento de Personal de la empresa modelo cuenta con un Administrativo que realiza funciones supervisadas de corte administrativo relacionadas con dicho departamento.

Por otro lado, expone que Copelec señala que en el anexo “Segundo Prevencionista” se encuentra en detalle el perfil de cargo del prevencionista de riesgos a cargo de las tareas administrativas y de dirección, pero que lo que acompañaría es la descripción de cargo del Jefe del Departamento de Prevención de Riesgos de la empresa de referencia, el que coincide con la descripción de cargo del Prevencionista de Riesgo de la empresa modelo³.

De lo anterior, la CNE concluye que Copelec no justifica por qué debería incorporarse un segundo prevencionista de riesgo, para apoyar al ya considerado.

Consultada sobre esta materia, la CNE ha señalado que se considera un monto para asesorías laborales y de prevención de riesgos, que se incluye en el ítem “Asesorías y consultorías”, que considera una serie de otras asesorías⁴, ascendente a \$54.948.000 anual. En particular, del Informe Técnico se advierte que el referido monto asciende en promedio de \$6.386.800 anual.

A la luz de lo anterior, y teniendo presente la importancia en el cumplimiento de las obligaciones de seguridad que recaen sobre las empresas de distribución, la dualidad de funciones -de inspección (en terreno) y de administración (elaboración de protocolos, capacitación y otros)- que en esta área se deben desarrollar, así como la zona en que la empresa de referencia opera, el Panel estima necesario considerar un segundo prevencionista de riesgos a la empresa modelo del ATD10.

³ Cargo con foco operativo y responsabilidad de dirección autónoma sobre procesos y subfunciones de Prevención de Riesgos.

⁴ La CNE señala que estas incluyen las siguientes partidas: Costos e ingresos de explotación, VNR, Proyección de demanda, Asesorías técnicas (regulatorias, Asesorías legales, Asesorías laborales y prevención de riesgos y Estudio y actualización de manuales y procedimientos (laborales).

Por lo anterior, el Panel accederá a la incorporación de un segundo prevencionista de riesgos.

Decisión:

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

4.3.Dictamen

Del análisis realizado, el Panel ha acogido en esta categoría las solicitudes en las materias de Cuadrillas de Emergencia, Dotación de Supervisores y Segundo Prevencionista. 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 B:

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

5. ESTUDIO DISCREPANCIAS CATEGORÍA E

5.1.Constancia

En la presente discrepancia, relacionada con la categoría E "Indexación", Copelec plantea la siguiente materia: Fórmulas de indexación.

Copelec discrepa respecto a los valores de las proporciones en las fórmulas de indexación del VADBT, VADAT y VADSD de la empresa modelo del ATD10 contenidos en Informe Técnico. La discrepante señala que estas proporciones deben sumar uno, lo que sostiene no ocurre en todos los casos, por lo que solicita que cuando corresponda, los valores sean ajustados.

La CNE comparte que dichas proporciones deben sumar uno, y que la diferencia surgió al transcribir los valores desde una planilla al texto del Informe Técnico. Por lo anterior, este organismo indica que ajustará los valores transcritos de tal forma que sumen 1 con la cantidad de decimales que se incluyen en el informe en su versión escrita.

A la luz de estos antecedentes, el Panel entiende que no hay discrepancia en esta materia, por lo que no se pronunciará sobre ésta.

Concurrieron al acuerdo de los presentes Dictámenes N°9, N°13, N°15 y N°20-2023 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