



PANEL DE EXPERTOS
LEY GENERAL DE SERVICIOS ELECTRICOS

Dictamen N°67-2023

Discrepancia presentada por Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Sociedad Austral de Electricidad S.A., Empresa Eléctrica de Aisén S.A. y Compañía Eléctrica Osorno S.A. respecto de la fijación de costos de explotación de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles

Santiago, 5 de abril de 2024

Í N D I C E

1.	ORIGEN DE LA DISCREPANCIA.....	5
1.1.	Presentaciones.....	5
1.2.	Documentos acompañados	5
1.3.	Admisibilidad	5
1.4.	Inhabilidades aplicables a integrantes del Panel de Expertos	5
1.5.	Programa de trabajo.....	5
2.	REVISIÓN DE PRECIOS DE COMPRA.....	6
2.1.	Alternativas.....	6
2.2.	Análisis.....	6
2.3.	Dictamen	11
3.	AJUSTE ÁREA	11
3.1.	Alternativas.....	11
3.2.	Análisis.....	12
3.3.	Dictamen	15
4.	AJUSTE DE GASTOS DE ADMINISTRACIÓN Y GESTIÓN.....	16
4.1.	Alternativas.....	16
4.2.	Análisis.....	17
4.3.	Dictamen	23
4.4.	Voto de minoría de los integrantes Patricia Miranda A., Carlos Silva M. y Luis Vargas D.....	24
5.	AJUSTE DE INCOBRABLES	25
5.1.	Alternativas.....	25
5.2.	Análisis.....	26
5.3.	Dictamen	30

ÍNDICE DE ABREVIATURAS

ATD	Área Típica de Distribución
Comisión o CNE	Comisión Nacional de Energía
Consultor	Bonilla y Asociados Consultores
Coordinador o CEN	Coordinador Eléctrico Nacional
Decreto 9T	Decreto Supremo 9T, de mayo de 2022, del Ministerio de Energía, que "Fija Precios de Nudo Promedio en el Sistema Eléctrico Nacional, de acuerdo al artículo 158° de la Ley General De Servicios Eléctricos, y fija Factor de Ajuste por aplicación del Mecanismo Transitorio de Estabilización de Precios contemplado en la Ley N°21.185"
Decreto 16T	Decreto Supremo 16T, de diciembre de 2022, del Ministerio de Energía, que "Fija precios de nudo promedio en el sistema eléctrico nacional, de acuerdo al artículo 158 de la Ley General de Servicios Eléctricos"
Edelaysen	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.
EyP	Energía y Potencia
Frontel	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.
Grupo CGED	Grupo de empresas compuesto por Compañía General de Electricidad S.A. y Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.
Grupo Enel	Grupo de empresas compuesto por Enel Distribución Chile S.A. y Enel Colina S.A.
Grupo Saesa	Grupo de empresas compuesto por Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Sociedad Austral de Electricidad S.A., Empresa Eléctrica de Aisén S.A. y Compañía Eléctrica Osorno S.A
Informe Final	Informe Final Análisis Costos de Explotación 2022, preparado para la Superintendencia de Electricidad y Combustibles por Bonilla y Asociados Consultores, de 23 de octubre de 2023
Ley N°21.194	Ley que "Rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica", de diciembre de 2019
Ley N°21.472	Ley que "Crea un Fondo de Estabilización de Tarifas y establece un Nuevo Mecanismo de Estabilización Transitorio de Precios de

	la Electricidad para Clientes Sometidos a Regulación de Precios”, de agosto de 2022
LGSE	Decreto con Fuerza de Ley N°4/20.018, de febrero de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción que “Fija texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos”
Luz Osorno	Compañía Eléctrica Osorno S.A.
Panel	Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos
RE N°46	Resolución Exenta N°46, de 9 de febrero de 2024, de la Comisión Nacional de Energía, que “Aprueba Informe Técnico Definitivo de propuestas de fórmulas tarifarias para concesionarias de servicio público de distribución, cuatrienio noviembre 2020-noviembre 2024”
RE N°908	Resolución Exenta N°908, del 23 de diciembre de 2022, de la Comisión Nacional de Energía, que “Aprueba Informe Técnico del Cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuatrienio noviembre 2020–noviembre 2024”
RE N°21.298	Resolución Exenta N°21.298 de 7 de diciembre de 2023, de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, que “Resuelve respecto de Costos de Explotación comunicados el año 2023 por las empresas concesionarias de distribución de electricidad”
RE N°34.975	Resolución Exenta N°34.975 de 28 de octubre de 2021, de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, que “Modifica Sistema de Cuentas para informar los Costos de Explotación de las Concesionarias de Servicio Público de Distribución de energía eléctrica, establecido mediante resolución Exenta N°20605/2017, de SEC”
Saesa	Sociedad Austral de Electricidad S.A.
SII	Servicio de Impuestos Internos
Superintendencia o SEC	Superintendencia de Electricidad y Combustibles
TRE	Tasa de Rentabilidad Económica
VAD	Valor Agregado de Distribución
VNR	Valor Nuevo de Reemplazo

DICTAMEN N°67 – 2023

1. ORIGEN DE LA DISCREPANCIA

1.1. Presentaciones

Las discrepancias que resuelve este dictamen se originan en el proceso de fijación de costos de explotación de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de electricidad, según lo dispuesto en el artículo 193 de la LGSE.

El 21 de diciembre de 2023 ingresó al Panel una presentación del Grupo Saesa, planteando una discrepancia respecto de la RE N°21.298, de 7 de diciembre de 2023, de la SEC, que "Resuelve respecto de Costos de Explotación comunicados el año 2023 por las empresas concesionarias de distribución de electricidad".

1.2. Documentos acompañados

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

- a) Presentación de discrepancia del Grupo Saesa de 21 de diciembre de 2023 y presentación complementaria de 14 de febrero de 2024; y
- b) Presentación de la SEC de 11 de enero de 2024 y presentación complementaria de 14 de febrero de 2024.

Todos los documentos presentados en la discrepancia se encuentran ingresados en el Sistema de Tramitación de Discrepancias Electrónico.

1.3. Admisibilidad

De conformidad al 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 27 de diciembre de 2023.

1.4. Inhabilidades aplicables a integrantes del Panel de Expertos

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 el 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 estimaran necesarias.

También se publicó por medio electrónico la fecha y pauta de la Audiencia Pública, la que se efectuó el día 8 de febrero de 2024 a partir de las 9:00 horas. Su desarrollo consta en el acta correspondiente.

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

2. REVISIÓN DE PRECIOS DE COMPRA

2.1. Alternativas

Según se advierte, la presente discrepancia recae sobre los precios que se deben utilizar para la valorización de las compras del periodo julio a diciembre de 2022: mientras la SEC considera que se deben utilizar los precios fijados por el Decreto 9T, la discrepante sostiene que se deben emplear los fijados por el Decreto 16T.

Adicionalmente, la discrepante incorpora en su solicitud los resultados numéricos que se obtendrían de aplicar los precios incluidos en el Decreto 16T. Atendido que el Panel no ha tenido a la vista la base de cálculo con las cantidades físicas de energía y potencia que empleó la discrepante para realizar esta valorización, y que la controversia se genera específicamente respecto de los precios a utilizar, el Panel se pronunciará únicamente sobre aquella parte de la solicitud relativa al decreto que al efecto corresponde considerar.

Por lo anterior, el Panel distingue las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Emplear los precios de compra del Decreto 16T

Alternativa 2: Rechazar la solicitud de las empresas distribuidoras del Grupo Saesa

2.2. Análisis

El Grupo Saesa discrepa de que en el proceso de Costos de Explotación 2022 el costo de las compras del segundo semestre del 2022 no haya sido determinado utilizando los precios del Decreto 16T.

Sostiene que el precio tiene un impacto directo en la valorización de las pérdidas, teniendo en consideración que la pérdida real es mayor a la pérdida reconocida en la tarifa. Expone que el precio utilizado para valorizar esta energía tiene una relación directa con el cálculo de rentabilidad de la empresa, y, por lo tanto, lo correcto sería utilizar los precios vigentes para cada periodo.

Por otra parte, la discrepante señala que sería crucial resguardar la congruencia entre el cálculo de los costos de explotación y el cálculo de las tarifas fijadas para las empresas distribuidoras, las cuales ya fueron propuestas de forma preliminar por la CNE mediante la Resolución Exenta 574 del 21 de noviembre de 2023, en que se definió el precio de venta considerando el decreto vigente correspondiente a cada periodo, incorporando los precios del Decreto 16T. De lo contrario, prosigue, se generaría una distorsión en el cálculo del margen de distribución, lo que también distorsionaría el resultado del chequeo de rentabilidad.

En este contexto, indica que el 9 de febrero de 2024 la CNE publicó la RE N°46, en que se habría empleado el Decreto 16T para el cálculo de los ingresos. De lo anterior concluye que, de forma consistente, la SEC debiera utilizar el mismo decreto en el proceso de determinación de los costos de explotación.

Con relación a la referencia que efectúa la SEC a la Ley N°21.472, el Grupo Saesa manifiesta que esta estabiliza sólo los precios de venta, pero no los precios de compra, afectando la valorización de las pérdidas no reconocidas en la tarifa.

En cuanto a lo señalado por la SEC, en orden a que las concesionarias de distribución siguieron criterios disímiles para valorizar las compras del segundo semestre de 2022, el Grupo Saesa indica que las empresas del Grupo Enel, Grupo CGE y Grupo Saesa utilizaron los precios del Decreto 16T, y que sus compras representan el 86% de la compra total de las distribuidoras.

La SEC, por su parte, señala que los costos de explotación fijados son los correspondientes al 31 de diciembre de 2022, por lo que a su juicio no pueden ser considerados los decretos de fijación de precios posteriores a dicha fecha y a la fecha de presentación de los costos de explotación (30 de marzo de 2023).

Expone que el decreto vigente al momento de presentar los costos de explotación correspondía al Decreto 9T, de mayo de 2022, publicado el 17 de junio de 2022 y que fijó los Precios de Nudo Promedio para el primer semestre del 2022, y que este estuvo vigente prácticamente todo ese año.

Añade que el Decreto 16T que la discrepante solicita utilizar es de diciembre de 2022 y fue publicado el 12 de abril de 2023. Es decir, acota, en un periodo posterior a la fecha de entrega de los costos por parte de las empresas. Indica que, por lo anterior, descartó su uso.

Asimismo, la SEC destaca que las concesionarias de distribución utilizaron dos criterios para determinar sus costos de EyP: 14 de ellas emplearon el Decreto 9T y nueve el Decreto 16T.

La SEC afirma que, de acuerdo con la LGSE y al Sistema de Cuentas establecido a efectos de presentar los costos de explotación: (i) los costos de explotación deben ser enviados por las empresas concesionarias antes del 31 de marzo de cada año. La información de los costos deberá ser acompañada de un informe auditado, y corresponderá a los costos de explotación al 31 de diciembre del año anterior; (ii) la información presentada por las empresas deberá fundamentarse tanto en su contabilidad formal, como en los requerimientos establecidos en el marco regulatorio eléctrico que fundamenta las transacciones de compra, venta y transporte de electricidad, comunicadas tanto al Coordinador como a la CNE; y (iii) la valorización de la EyP debe basarse en: "El valor de la energía y potencia requerida para la actividad de distribución, calculado con los precios de nudo promedio vigentes al momento del consumo, y que rigen en los puntos de conexión con las instalaciones de distribución, de acuerdo con las instrucciones de la Superintendencia".

La SEC expone que, de acuerdo con el tercer punto anterior, correspondía utilizar el precio que fue aplicado efectivamente durante el año 2022. En particular, agrega, porque a la fecha

de presentación de los costos no existía un decreto que lo reemplazara. En este caso el decreto correspondería al Decreto 9T, el cual estuvo vigente durante prácticamente todo el año 2022.

La SEC explica que la LGSE establece que las compras de la EyP requerida para la actividad de distribución se calcula con los precios de nudo que rigen en el punto de conexión con las instalaciones de distribución. Agrega que, por su parte, el Sistema de Cuentas de la SEC, reproduce lo indicado en la LGSE agregando la frase "al momento del consumo". Afirma que si bien ninguna de las referencias es enfática en establecer una metodología respecto de qué precios son los que se deberían emplear para determinar el valor de la compra de EyP, se entiende que dicho proceso buscaría reflejar el costo incurrido por parte de las empresas distribuidoras durante el año para el cual se fijan los costos.

Agrega que las modificaciones metodológicas incorporadas por el Decreto 16T, relacionadas con la estabilización de precios, incluyen lo dispuesto por la Ley N°21.472, por lo que sostiene que los precios de dicho decreto no corresponderían directamente a los precios de compra de la empresa distribuidora establecido en el Plan de Cuentas, y eventualmente requerirían de una revisión respecto de su modalidad de aplicación.

Indica que esta ley comenzó a regir con la fijación del precio de nudo promedio del segundo semestre del 2022 y, por tanto, está contenida en el Decreto 16T. A su juicio, esto tendría una consecuencia en el proceso de revisión de los costos, ya que el valor resultante del uso del decreto de precios propuesto por las discrepantes se aleja del detalle de la facturación a clientes finales que efectivamente realizaron las empresas y que informan mensualmente a la SEC, antecedentes que son analizados en el proceso de revisión de las compras reales con documentación de sus compras, ya que son una referencia para detectar posibles errores en lo presentado.

Adicionalmente, la SEC señala que durante el año 2022 las empresas distribuidoras facturaron a sus suministradores usando los precios contenidos en el Decreto 9T. Con ello, prosigue, el empleo de un precio diferente al efectivamente facturado pudiese llevar a una doble contabilización de los costos de compra, dado que las diferencias serán incluidas en un decreto posterior, que será aplicado en su correspondiente proceso de fijación de costos de explotación.

Respecto de los argumentos expuestos por las empresas, este organismo indica:

- La Superintendencia debe pronunciarse sobre los costos del año 2022 presentados por las empresas el 30 de marzo del año 2023. Para esta fecha, si bien ya debieran haber sido publicados los decretos de precio nudo correspondientes, no fue ese el caso. Luego, señala que el Sistema de Cuentas indica que debieran emplearse los precios vigentes al momento del consumo, de tal forma que las empresas posean con suficiente anticipación la referencia requerida para elaborar su información.
- La SEC estima que, dado que los precios no estuvieron disponibles, se deben considerar los precios utilizados en cada mes de operación, los que sí estuvieron disponibles.

- De la lectura del artículo 185 de la LGSE, la SEC concluye que el cálculo que realiza la CNE para determinar la TRE debe utilizar los valores que la Superintendencia establece, en particular para la compra, con lo cual las tarifas que debe elaborar deben ser consistentes con los precios utilizados en la compra.

La SEC señala que la normativa establece que cuando la publicación de un decreto de precios de nudo se realice en una fecha posterior a su período de aplicación, la diferencia de recaudación que se produzca deberá ser considerada en las fijaciones de precios de nudo siguientes, por lo que sostiene que los futuros decretos de Precio de Nudo Promedio incorporarán un cargo por ajuste de retraso de publicación de los anteriores.

De lo anterior, concluye que el uso del Decreto 9T no afecta las definiciones generales utilizadas en el proceso de fijación de los costos de compra de EyP.

La SEC se refiere también a cómo puede afectar la fijación que realiza en el chequeo de rentabilidad, situación que estima sería el origen de la discrepancia.

Al respecto, hace presente que sería efectivo que la utilización de precios menores se traduce en un mayor margen debido al efecto pérdidas y, por lo tanto, en una mayor rentabilidad de la industria. Sin embargo, prosigue, esto no necesariamente afectaría a la empresa, dado que dicha afectación solo se materializa si la rentabilidad resultante está por fuera de la banda de rentabilidad establecida en la Ley N°21.194.

Señala que, en una evaluación preliminar realizada por la CNE, que consideró los costos de explotación presentados por las empresas, ese organismo obtuvo una TRE de 4,51%. Agrega que realizó un ejercicio numérico en el que reemplazó los Costos de Explotación 2022 presentados por las empresas por los que fijó en la RE N°21.298, obteniendo una TRE de 5,64%. Luego acota que, dado que la rentabilidad de referencia es de un 6%, con un máximo de 8% y un mínimo de 3%, no sería correcto que el valor utilizado por la SEC afecta la revisión de la rentabilidad. Incluso, prosigue, la rentabilidad máxima alcanzable considerando un escenario de 0% de pérdidas es de 7,35%, que es menor al límite superior, independiente de los precios que fije la SEC.

Por todo lo anterior, la SEC estima que los precios a considerar en las compras de EyP del año 2022 son los del Decreto 9T.

El Panel tiene presente que tanto la fijación de los costos de explotación como la del VNR son procesos que conduce la SEC, y que son tributarios del proceso de fijación del VAD, que conduce la CNE. Entre los costos de explotación que debe fijar la SEC, están los correspondientes a las compras de EyP, materia objeto de esta discrepancia.

Para determinar la TRE de la industria, la CNE, además de emplear como insumos los VNR y costos de explotación de las empresas, ambos fijados por la SEC, requiere de un tercer insumo, fijado por la CNE, que la LGSE denomina entradas de explotación. Estas, en lo fundamental, corresponden a las sumas que percibirían las empresas distribuidoras por todos los suministros efectuados mediante sus instalaciones de distribución, si se aplicaran a dichos suministros las tarifas correspondientes.

El proceso de determinación de la TRE contempla el cálculo de un margen, como las entradas de explotación fijadas por la CNE menos los costos fijados por la SEC. Dada la configuración de tarifas para determinar las entradas de explotación (genéricamente precio de compra + VAD), estas llevan implícitas el cálculo de los costos de compras. Así, una componente de este margen corresponde a una diferencia de valores de compras. Esta debiera resultar nula en el caso de que las pérdidas físicas reales contempladas en el cálculo de la SEC sean iguales a las reconocidas en el VAD. Si dichas pérdidas no son iguales, la diferencia de pérdidas valorizada pasa a formar parte del margen a contrastar con el VNR para determinar la TRE.

Por otra parte, a juicio del Panel no corresponde que las compras fijadas por la SEC y las implícitas en las entradas de explotación de la CNE sean determinadas con precios distintos, ya que ello distorsionaría el sentido económico del cálculo al dar origen a una componente artificial del margen, ya sea positiva o negativa, y que no refleja los niveles de eficiencia de las empresas.

Luego, para que el proceso de determinación de la TRE se realice conforme a la normativa y al sentido económico de este, se debe procurar en primer lugar que los precios de compra considerados tanto en los costos como en los ingresos sean los mismos.

Con relación a los costos de compras que se deben aplicar para que la SEC fije los costos de explotación, la LGSE (art. 185) establece que el costo de compra es “el valor de la energía y potencia requerida para la actividad de distribución, calculado con los precios de nudo que rigen en el punto de conexión con las instalaciones de distribución”.

Con relación a las compras incluidas en las entradas de explotación, la LGSE (art. 193) dispone que estas se deben calcular “con los precios de nudo que rigen en el punto de conexión con las instalaciones de distribución”.

El Panel estima que, dado que en este caso la TRE se está calculando para el año 2022, los precios a emplear deben corresponder a los fijados para ese mismo año. De lo contrario, se introduciría una distorsión en el cálculo del margen y en consecuencia de la TRE. Ello, debido a que el diferencial de pérdidas, tarifario versus el real, quedaría valorizado a un precio que no corresponde de conformidad al año de cálculo.

En ese sentido, el Panel estima que la referencia legal a “los precios que rigen” corresponde en este caso, para el segundo semestre de 2022, a los precios que fueron fijados a través del Decreto 16T, y no a los precios del Decreto 9T que coyunturalmente fueron aplicados debido a que el decreto correspondiente no estaba publicado. Lo anterior, porque se busca determinar la rentabilidad de la industria en un periodo, lo que debe realizarse con los datos que efectivamente afectan esta rentabilidad. Asimismo, cabe destacar que el Decreto 16T fue publicado el 12 de abril de 2023¹. Luego, el Decreto 16T estuvo vigente en el marco del

¹ Promulgado el 13 de diciembre de 2022.

proceso en que la SEC determinó los Costos de Explotación 2022. En efecto, la revisión de los costos de explotación se extendió al menos hasta el 7 de septiembre de 2023².

Así, en el contexto de la revisión de los costos de explotación, particularmente de los de compra, los precios del Decreto 16T pudieron haber sido incorporados.

Por lo anteriormente expuesto, el Panel accederá a la petición de la discrepante, en el entendido de que la solicitud de aplicar los precios del Decreto 16T se restringe al segundo semestre de 2022.

2.3. Dictamen

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

Emplear los precios de compra del Decreto 16T

3. AJUSTE ÁREA

3.1. Alternativas

El Panel distingue las siguientes materias y alternativas:

Materia 1. Área Clientes

Alternativa 1: No aplicar el criterio de Ajuste al Área de Clientes, aumentando los Costos de Explotación 2022 fijados en los montos de la siguiente Tabla:

EMPRESA	Iden. Área	Área	Ajuste Área
FRONTEL	E22_A0131	Área Clientes	17.287.229
SAESA	E23_A0131	Área Clientes	101.568.826
LUZ OSORNO	E39_A0131	Área Clientes	7.823.161

Alternativa 2: Rechazar la solicitud de las empresas distribuidoras del Grupo Saesa

Materia 2. Área Desarrollo de Clientes

Alternativa 1: No aplicar el criterio de Ajuste al Área Desarrollo de Clientes, aumentando los Costos de Explotación 2022 fijados en los montos de la siguiente Tabla:

² Fecha en la que la SEC comunicó a las empresas los resultados preliminares de la revisión de los costos de explotación del año 2022.

EMPRESA	Iden. Área	Área	Ajuste Área
FRONTEL	E22_A0173	Área Desarrollo de Clientes	14.253.297
SAESA	E23_A0173	Área Desarrollo de Clientes	55.003.378

Alternativa 2: Rechazar la solicitud de las empresas distribuidoras del Grupo Saesa

3.2. Análisis

El Grupo Saesa discrepa respecto de los criterios utilizados en el estudio "Análisis Costos de Explotación 2022", los cuales sirven de base a la RE N°21.298 para rechazar la asignación de aquellos costos de las empresas de distribución considerados innecesarios, o la parte de ellos estimada excesiva para la prestación del servicio de distribución. En particular, la empresa discrepa del criterio de Ajuste Área por el cual la SEC rechaza áreas que no corresponderían al negocio de distribución o se considerarían innecesarias en una empresa de distribución de electricidad, involucrando a todos los trabajadores incluidos en el área. La discrepante expone que la SEC aplicó tres criterios para el rechazo de áreas:

- VNR: Cada vez que la descripción del área indicó que son labores propias de las áreas de ingeniería y construcción de obras, fueron consideradas en los recargos de VNR.
- Otros Negocios: Cada vez que la descripción del área indicó que corresponden a un negocio fuera del chequeo de rentabilidad o bien, de la descripción no se permite distinguir que se refiera a un negocio dentro del chequeo de rentabilidad.
- Inconsistencia: Cuando todos los trabajadores del área se encuentran fuera del chequeo, y queda un alumno en práctica a chequeo, se entiende que las labores del área se encuentran fuera de chequeo.

El Grupo Saesa objeta que la SEC haya rechazado las áreas de "Clientes" y "Desarrollo de Clientes", ambas bajo el criterio de Otros Negocios.

Respecto del Área de Clientes, la discrepante indica que esa área dirige y controla las actividades de atención de requerimientos y entrega de servicios solicitados por la cartera de clientes no BT1, con el propósito de asegurar el cumplimiento de estándares de calidad de servicio, tanto técnico como comercial.

A modo de ejemplo de estándares de calidad técnicos, prosigue, la salida de servicio o desconexión de un gran cliente genera perturbaciones en la red que pudieran afectar al resto de los clientes, incluso a los clientes BT1. Destaca que, tratándose de estándares comerciales, el no pago oportuno de una factura generaría desbalances financieros en la compañía. La discrepante sostiene que ambos casos deben ser resueltos con prontitud, lo que justificaría la existencia de ejecutivos dedicados a estos clientes de mayor capacidad.

Adicionalmente, argumenta que para las áreas típicas ATD5 y ATD6, mediante la RE N°908, la CNE considera en el plantel de la empresa modelo eficiente de distribución al "Jefe Depto.

Grandes Clientes e Institucionales”, equivalente al área de Clientes de la estructura organizacional del Grupo Saesa (Anexo 4).

En cuanto al Área de Desarrollo de Clientes, la empresa refiere que en el año 2022 esta área estaba constituida principalmente por dos unidades dedicadas a la atención de clientes, a través de canales digitales o no presenciales, y a evaluar la experiencia de clientes, las que describe a continuación:

- Unidad de canales digitales. Encargadas de desarrollar nuevas funcionalidades en las plataformas (web y APP) y velar por el correcto funcionamiento de los canales no presenciales destinados a los clientes de las distribuidoras, con el objeto de mejorar su atención y experiencia.
- Unidad de evaluación de clientes. Encargada de medir la percepción y satisfacción del cliente de las distribuidoras mediante mecanismos de mediciones, externos e internos, con el objeto de encontrar oportunidades que permitan mejorar las plataformas de atención al cliente para desarrollar nuevos productos y mejoras a la interacción con el cliente, principalmente en los procesos de conexiones, ciclo comercial, corte de suministro, solicitudes, consultas y reclamos.

En opinión de la discrepante, las funciones y objetivos de ambas unidades justifican la pertinencia y consideración del Área Desarrollo de Clientes por su interacción con los clientes a través de canales digitales o no presenciales y la medición de satisfacción y experiencia necesarios para la buena atención de la empresa distribuidora.

Añade que para las áreas típicas ATD5 y ATD6, mediante la RE N°908, la CNE reconoce en el plantel o personal de la empresa modelo de distribución al “Jefe Sección atención no Presencial”, equivalente a una de las unidades del Área Desarrollo de Clientes de la estructura organizacional de Grupo Saesa.

La SEC, por su parte, indica que el criterio Ajuste Área verifica la pertinencia de incluir las remuneraciones de una determinada área en los costos de explotación. Agrega que, de acuerdo con su descripción, se rechazan las áreas que no corresponden al negocio de distribución o se consideran innecesarias en una empresa de distribución de electricidad. Expone que al efecto se aplican tres criterios: VNR, Otros Negocios e Inconsistencia (fuera de chequeo). Destaca que el ajuste se realiza sólo en la Remuneración Bruta informada. A propósito de la descripción realizada por la discrepante del Área Clientes la SEC considera importante observar los siguientes cargos:

- Jefe de Área Clientes Empresa: “Dirigir y controlar las actividades de atención de requerimientos y entrega de servicios solicitados por la cartera de grandes clientes con el propósito de asegurar el cumplimiento de los estándares de calidad de servicio, plazos y presupuestos establecidos para la fidelización de la cartera de grandes clientes (...)”.

- Ejecutivo de Grandes Clientes: "Realizar acciones comerciales en terreno para la cartera de grandes clientes a fin de contribuir con los ingresos de la compañía, metas de la gerencia, satisfacción y fidelización de los clientes (...)".

En la interpretación de la SEC, la atención de grandes clientes o clientes especiales es un negocio distinto del negocio regulado, ya que la distribución no requiere fidelizar clientes (monopolio) y, por tanto, el costo asociado a las remuneraciones de las personas en estas áreas debe encontrarse fuera de chequeo. A juicio de la Superintendencia, el definir una "cartera preferente de clientes" se considera innecesario.

En cuanto al Área Desarrollo Clientes, la SEC reproduce la descripción realizada al efecto por la empresa:

"Dirigir y controlar las actividades de atención de requerimientos y entrega de servicios solicitados por la cartera de grandes clientes con el propósito de asegurar el cumplimiento de los estándares de calidad de servicio".

A continuación, la SEC extrae las definiciones de algunos cargos usados por la empresa:

- Enc. Unidad Evaluación Experiencia Clien: "Dirigir y controlar las actividades de atención de requerimientos y entrega de servicios solicitados por la cartera de grandes clientes (...)".
- Analista de Datos: "Realizar las actividades de atención de requerimientos y entrega de servicios solicitados por la cartera de grandes clientes (...)".

Como en el caso anterior, la SEC considera que definir una "cartera preferente de clientes" es innecesario, ya que la atención de grandes clientes o clientes especiales es un negocio distinto del negocio regulado.

En cuanto a la Unidad de Canales Digitales y Unidad de Evaluación de Clientes, la SEC indica que la empresa señala que en año 2022 constituían esa área, sin embargo, destaca que no existen en el organigrama informado.

La SEC añade que las tareas indicadas en la discrepancia se encuentran en otras áreas de las empresas, tales como: Área Experiencia de Clientes (A0127), Área Contact Center (A0130), Área Digital Product Manager (A0304) y Área Viaje Digital (A0306). La Superintendencia destaca que esas áreas no fueron ajustadas.

Según se advierte, el criterio discrepado corresponde a la categoría "Ajuste a Otros Costos", contenida en el Informe Final, usado por la SEC para realizar ajustes a los Costos de Explotación. Específicamente, en el caso en análisis se ha aplicado el "Ajuste Cuenta Contable", con el cual se revisa la consistencia entre la glosa y la descripción de la cuenta entregada por las empresas en su Plan de Cuentas, y la asignación de esta a chequeo de rentabilidad. Con este ajuste, la SEC rechazó las áreas de Clientes de las empresas Frontel, Saesa y Luz Osorno; y el área de Desarrollo de Clientes, de las empresas Frontel y Saesa.

En particular, las referidas áreas han sido rechazadas porque no se ajustarían al criterio específico "Otro Negocio" del Ajuste Cuenta Contable, el cual agrupa aquellos casos en que la descripción de la cuenta indica un negocio distinto de la distribución de electricidad y sus servicios asociados.

Respecto del rechazo del Área de Clientes, si bien la discrepante sostiene que se requiere de un área dedicada específicamente a la atención de requerimientos y entrega de servicios solicitados por la cartera de clientes no BT1, el Panel estima que esta no entrega argumentos suficientes para distinguir las diferencias que esta área tendría respecto de otras áreas dedicadas a grandes clientes aceptadas por la SEC. Asimismo, el Panel concuerda con la SEC en cuanto a que la función de fidelización de la cartera de grandes clientes, que aparece en al menos dos cargos del Área de Clientes, es una actividad que se realiza en un negocio distinto del negocio regulado y que, en consecuencia, no debiera incluirse en los costos de explotación de la concesionaria de servicio público de distribución.

En cuanto al Área Desarrollo Clientes, el Panel estima que la descripción que presenta la discrepante da cuenta de que se trata de un área que se orienta a dirigir y controlar las actividades de atención de requerimientos y entrega de servicios solicitados por la cartera de grandes clientes. Sin embargo, no se aclara si estos clientes incluyen o no a los clientes libres.

El Panel tiene presente que la SEC informó que las tareas indicadas en la discrepancia, referidas a dirigir, controlar y atender requerimientos y entrega de servicios solicitados por la cartera de grandes clientes, ya se encuentran en otras áreas de las empresas, tales como: Área Experiencia de Clientes (A0127), Área Contact Center (A0130), Área Digital Product Manager (A0304) y Área Viaje Digital (A0306). La SEC destaca que dichas áreas no fueron ajustadas, cuestión que no ha sido controvertida.

En definitiva, el Panel considera que la empresa no ha aportado información suficiente para acreditar que las áreas rechazadas, y las funciones de los cargos que incluirían, correspondan a actividades comerciales necesarias para el servicio de distribución. Asimismo, la empresa no ha controvertido que las tareas indicadas en la discrepancia ya se encuentran en otras áreas de las empresas, según lo ha afirmado la SEC.

Por lo anteriormente expuesto, el Panel no accederá a las solicitudes de la empresa.

3.3. Dictamen

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

Materia 1. Área Clientes

Rechazar la solicitud de las empresas distribuidoras del Grupo Saesa

Materia 2. Área Desarrollo Clientes

Rechazar la solicitud de las empresas distribuidoras del Grupo Saesa

4. AJUSTE DE GASTOS DE ADMINISTRACIÓN Y GESTIÓN

4.1. Alternativas

El Panel distingue las siguientes materias y alternativas:

Frontel

Materia 1:

Alternativa 1: Determinar los gastos de administración y gestión de forma conjunta para las actividades 25, 26 y 27, determinando los excesos como Grupo Saesa y considerando una holgura del 20% por sobre el promedio de la industria

Alternativa 2: Rechazar la solicitud de la Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.

Materia 2:

Alternativa 1: Incrementar los Costos de Explotación en \$865.266.084

Alternativa 2: Rechazar la solicitud de la Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.

Saesa

Materia 1:

Alternativa 1: Determinar los gastos de administración y gestión de forma conjunta para las actividades 25, 26 y 27, determinando los excesos como Grupo Saesa y considerando una holgura del 20% por sobre el promedio de la industria

Alternativa 2: Rechazar la solicitud de la Sociedad Austral de Electricidad S.A.

Materia 2:

Alternativa 1: Incrementar los Costos de Explotación en \$1.468.743.710

Alternativa 2: Rechazar la solicitud de la Sociedad Austral de Electricidad S.A.

Luz Osorno

Materia 1:

Alternativa 1: Determinar los gastos de administración y gestión de forma conjunta para las actividades 25, 26 y 27, determinando los excesos como Grupo Saesa y considerando una holgura del 20% por sobre el promedio de la industria

Alternativa 2: Rechazar la solicitud de Luz Osorno S.A.

Materia 2:

Alternativa 1: Incrementar los Costos de Explotación en \$158.986.247

Alternativa 2: Rechazar la solicitud de Luz Osorno S.A.

Edelaysen

Materia 1:

Alternativa 1: Determinar los gastos de administración y gestión de forma conjunta para las actividades 25, 26 y 27, determinando los excesos como Grupo Saesa y considerando una holgura del 20% por sobre el promedio de la industria

Alternativa 2: Rechazar la solicitud de la Empresa Eléctrica de Aisén S.A.

Materia 2:

Alternativa 1: Incrementar los Costos de Explotación en \$249.023.928

Alternativa 2: Rechazar la solicitud de la Empresa Eléctrica de Aisén S.A.

4.2. Análisis

El Grupo Saesa discrepa del ajuste realizado por la SEC a los gastos de administración y gestión en la categoría de "Otros Gastos" de los Costos de Explotación 2022. En particular, cuestiona los ajustes realizados para las actividades: (i) dirección ejecutiva, planificación y control de gestión (actividad 25); (ii) administración recursos humanos (actividad 26); y (iii) administración financiera contable (actividad 27).

La discrepante indica que la SEC habría ajustado cada actividad usando límites calculados como los promedios de los gastos por *holding* para cada actividad, que luego aplica a las empresas y no a los *holdings*.

Explica que la diferencia entre realizar el ajuste a cada empresa de forma individual, y como grupo, alcanza a 24,5 millones para la actividad 26 y a 522 millones para la actividad 27. Al respecto, el Grupo Saesa solicita que el cálculo del exceso de gastos se realice como grupo, y no para cada empresa.

Desde otra perspectiva, la discrepante afirma que no corresponde hacer un ajuste de los gastos por actividad sino, más bien, de todas las actividades de forma conjunta. Señala que la asignación que realizan las empresas a las actividades definidas por la SEC, y en particular a las actividades 25, 26 y 27, responde a criterios propios de cada una de estas, dado que el Sistema de Cuentas provee únicamente los títulos y no contiene descripciones.

La discrepante presenta antecedentes para ilustrar que cada empresa concentra sus gastos en

distintas actividades. Señala que Enel lo haría en la actividad 25; Saesa, en las actividades 26 y 27; y Chilquinta, en la actividad 28. A partir de lo indicado, estima que lo correcto sería realizar el análisis y ajuste a la suma de los montos asignados a las actividades 25, 26 y 27.

Finalmente, el Grupo Saesa señala que, para calcular los límites de gastos, la SEC utiliza los promedios de costos, aplicando una holgura. Sin embargo, continúa, no la habría aplicado para los gastos de directorio ni para las actividades 25, 26 y 27. Al respecto, plantea que no es posible pretender que empresas que operan en distintas realidades tengan el mismo promedio de gastos, motivo por el cual afirma que la diferencia que enfrentan las empresas quedaría adecuadamente representada si se agrega una holgura del 20% a estas actividades.

Por su parte, la SEC señala que los ajustes realizados a las actividades de los gastos de administración y gestión serían apropiados. Agrega que para el análisis de estos gastos se consideraron a las empresas agrupadas en *holdings*. Argumenta que estos deberían presentar menores costos por su tamaño, dado que las empresas que los componen realizan procesos de manera conjunta. Afirma que esto último no se observaría en el caso de las empresas del Grupo Saesa, que serían de las más costosas de la industria.

Respecto de la solicitud de la discrepante de analizar las tres actividades en conjunto, la SEC señala que el sistema de cuentas define distintas actividades con el propósito, entre otros, de poder comparar cada actividad al interior de la industria. Indica que las empresas del Grupo Saesa no modificaron su asignación, por lo que entiende que presentaron una correcta asignación de sus costos.

Sobre la solicitud de la discrepante de incluir una holgura para determinar el límite aplicable a la industria, la SEC afirma que aplica holguras en casos en que existe una diversidad de gastos debido a la geografía, tamaño de las empresas y cantidad de empleados. Para este organismo los gastos de administración y gestión tendrían características más estandarizadas, por lo que no cabría aplicar una holgura y, en particular, señala que se esperaría que la decisión de externalizar servicios signifique una disminución de los costos y no un aumento.

Al respecto, indica haber realizado una regresión, de la que concluye que las empresas del Grupo Saesa tendrían una holgura suficiente, no justificándose agregar holguras adicionales.

Para el Panel la presente discrepancia se articula en torno a dos elementos centrales respecto de los cuales se suscitan las diferencias entre las partes. Por un lado, la pertinencia de agrupar las actividades para ser tratadas como conjunto y, por otro, la agrupación de las empresas por *holdings* que realiza la SEC.

En el siguiente cuadro se presentan los excesos de gastos que la SEC calculó a partir de su metodología para las tres actividades objeto de la presente discrepancia. Cabe señalar que en los casos en que el valor referencial fue mayor que el valor presentado por la empresa, la SEC aplicó un ajuste igual a cero.

Ajustes aplicados por la SEC por actividad y empresa (*)

Empresa	Actividad 25	Actividad 26	Actividad 27
Frontel	1.622.743.762	-258.518.998	-606.747.087
Saesa	1.554.276.479	-768.882.402	-699.861.358
Edelaysen	165.200.976	-249.023.928	521.959.646
Luz Osorno	76.966.952	24.596.593	-158.986.307

(*) Los valores negativos corresponden a los ajustes aplicados por la SEC. Los valores positivos dan cuenta de aquellos casos en que no se aplicó un ajuste (ajuste=0), y el valor que aparece es la holgura entre el valor de referencia y el presentado por la empresa.

El Panel constata que, más allá del efecto que pueda generar el 20% de holgura que la discrepante solicita, el hecho fundamental que determina su petición es la agrupación de las tres actividades, ya que es evidente que los valores positivos que se señalaron en la tabla dan cuenta de márgenes en la actividad 25, que se traspasan a las otras dos actividades cuando estas se analizan en conjunto.

Sobre la mencionada agrupación, el Panel concuerda con la discrepante en el sentido de que, en general, un análisis conjunto podría amortiguar las dispersiones que se observan en el análisis individual, en la medida que entre las áreas existan “vasos comunicantes” que sean tratados de distintas maneras por las empresas cuando asignan costos. No obstante, en opinión del Panel no existe un argumento suficientemente robusto para estimarlo adecuado en este caso. Por una parte, parece improbable que las empresas hayan confundido los gastos asociados a las tres actividades: (i) dirección ejecutiva, planificación y control de gestión; (ii) administración recursos humanos; y (iii) administración financiera contable. Por otra parte, por las características de estas actividades, no se aprecia que ellas tengan en sus costos “vasos comunicantes” que no permitan diferenciar una asignación de otras. El Panel estima que existen otros motivos, según se expone, que determinan que los datos pudiesen ser poco consistentes, diversos a una confusión entre actividades. Por lo expuesto, el Panel no considerará un análisis con las actividades agrupadas.

Por otra parte, a juicio del Panel la holgura solicitada por la discrepante no es pertinente, en la medida en que, como luego se explicará, los datos no presentan evidencia de economías de escala que pudieran justificarla.

En el contexto del análisis, el Panel considerará que no existe controversia en los casos en que la SEC no aplicó ajuste alguno (ajuste=0). Por este motivo, cuando esto ocurra, por ejemplo, actividad 25, en el análisis se asumirá que el ajuste es cero. De un análisis estadístico, el Panel constata una gran dispersión a nivel de la industria de los indicadores empleados (gasto por cliente regulado), lo que da cuenta de que las series de datos no son homogéneas. Dicha dispersión puede tener diversos orígenes, entre ellos, el mencionado por la discrepante, respecto de los diferentes criterios de asignación aplicados por las empresas.

Por una parte, es posible que la información que cada empresa entrega por concepto de “Gastos de Administración y Gestión” en cada una de sus actividades constitutivas se base en criterios disímiles. También es plausible que el indicador de gasto por cliente regulado no sea el más apropiado para representar las actividades discrepadas.

Para el Panel, si bien las economías de escala están presentes en la actividad de distribución, no es claro que estas se repliquen a nivel de gastos más específicos de las empresas.

El análisis de la SEC, tanto para las actividades 26 como 27, consistió en segmentar a la industria en dos grupos. En uno, incluye a las empresas en cuatro *holdings*: CGE (CGE y Edelmag); Chilquinta (Chilquinta, Litoral, Edecsa, Luzlinanes y Luzparral); Enel (Enel y EEC); y Saesa (Saesa, Frontel, Edelayesen y Luz Osorno) y, en el otro, incluye a las restantes empresas. Los valores empleados y resultados, en términos de gastos por cliente, para ambas actividades y agrupaciones se muestran en las siguientes tablas.

Actividad 26

Tipo de Empresa	Gasto en \$	Cientes Regulados	Gasto/CR \$
CGE	11.315.761.909	3.222.449	3511,54
CHILQUINTA	1.910.054.036	803.042	2.378,52
ENEL	3.691.751.707	2.010.485	1.836,25
SAESA	4.195.237.501	977.817	4.290,41
HOLDING	21.112.805.153	7.013.793	3.010,18

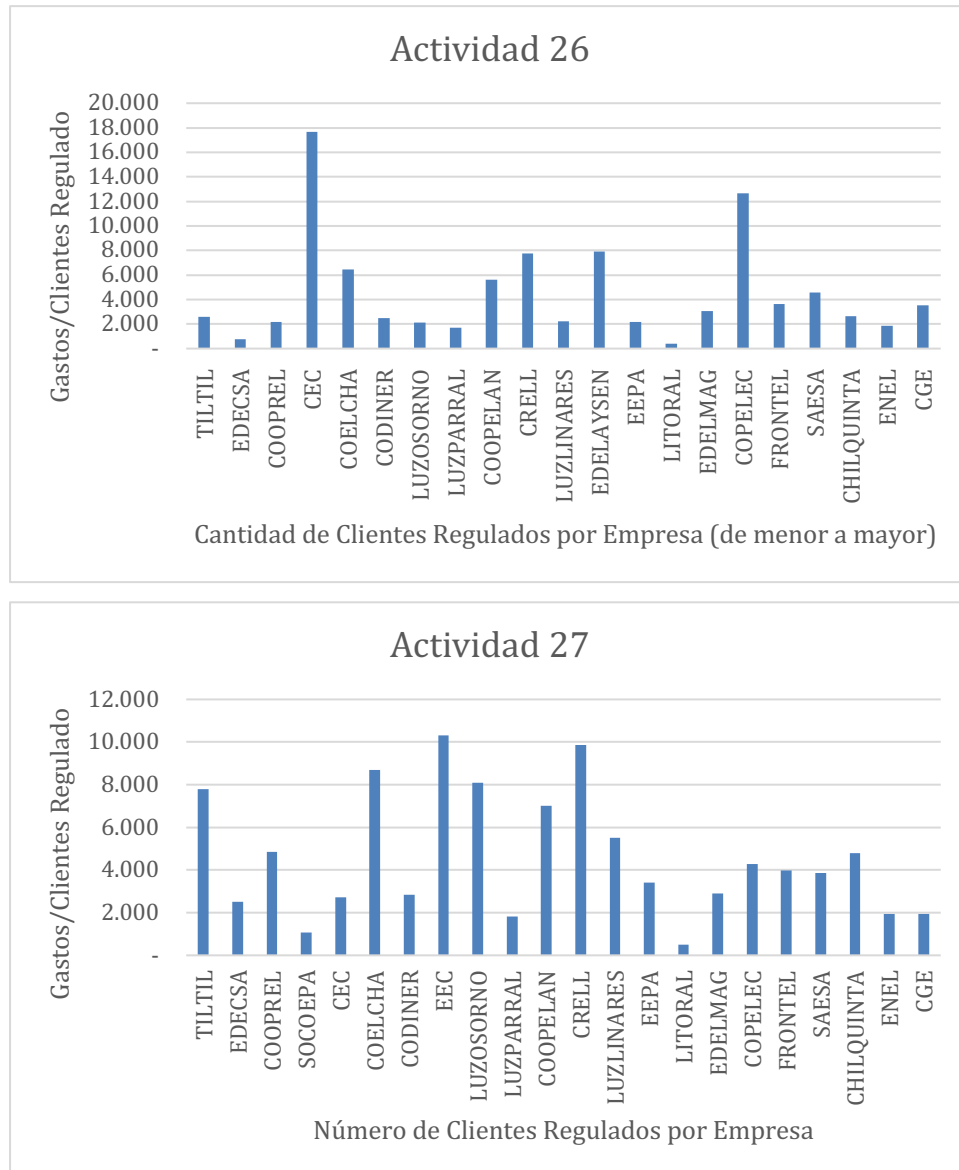
Actividad 27

Tipo de Empresa	Gasto en \$	Cientes Regulados	Gasto/CR \$
CGE	6.337.609.069	3.222.449	1966,71
CHILQUINTA	3.494.872.001	803.042	4.352,04
ENEL	4.096.404.055	2.010.485	2.037,52
SAESA	3.352.956.004	977.817	3.429,02
HOLDING	17.281.841.128	7.013.793	2.463,98

Los valores de Gasto/CR correspondiente a HOLDING corresponden a los valores promedio ponderados, por cantidad de cliente, de esta agrupación.

Como se mostrará, un análisis estadístico de la información da cuenta de que no hay evidencia empírica sólida, ni para la industria completa ni al interior de las dos agrupaciones, de la existencia de las economías de escala. Ello se puede apreciar en los siguientes dos gráficos, en los que se

muestra, para todas las empresas de la industria, la variable respectiva en función de los clientes. En cada caso se han omitido los valores negativos (EEC y Socoepea en la actividad 26 y Edelayesen en la 27). Las empresas se han ordenado según su cantidad de clientes, de menor a mayor.



Se observa que en ambos casos los datos no siguen ningún patrón. Desde el punto de vista de las economías de escala, tampoco se aprecia una tendencia en la que los costos unitarios se reduzcan en la medida que se consideren empresas con un mayor número de clientes. Esta situación se verifica también al interior de las empresas más grandes, que son la base de la conformación de los *holdings*.

En definitiva, el Panel constata que no existen antecedentes suficientes para afirmar que los datos empleados den cuenta de la existencia de economías de escala a nivel de las actividades discrepadas, por lo que concluye que no se justifica la hipótesis que sustenta la opción de segmentar el mercado en dos grupos. Ello puede deberse a que efectivamente no existan economías de escala al nivel de desagregación que las actividades analizadas representan, a que el *driver* usado no es el adecuado, o bien a que los datos empleados no son homogéneos, debido a las razones antes expuestas, relacionadas con el tratamiento que cada empresa tiene de sus cuentas contables y de las asignaciones de éstas a las del plan de cuentas de la SEC.

A juicio del Panel, para resolver la presente discrepancia, y en ausencia de otros antecedentes, se debe emplear la mayor cantidad de datos disponibles, sin establecer separaciones *a priori* que disminuyen *de facto* la muestra que se emplea para determinar el *driver* del ajuste.

En este contexto, el Panel realizó un análisis estadístico para establecer el grado de dispersión de la muestra respecto de la variable usada para realizar el ajuste, empleando toda la información disponible a nivel de empresas, tanto para las actividades 26 como 27, sin considerar aquellas con valores negativos.

En cada caso, se determinaron los coeficientes de variación (cociente entre la desviación estándar y la media) y el coeficiente de dispersión del cuartil (cociente entre la diferencia entre el tercer y el primer cuartil y la suma de ambos cuartiles). Los resultados de este análisis se muestran en la siguiente tabla.

Estadígrafo	Actividad 26	Actividad 27
Coeficiente de variación	93%	63%
Coeficiente de dispersión del cuartil	44%	44%
Q2 (mediana) \$/cliente	2.639	3.925

Para ambas actividades, los coeficientes de variación y de dispersión del cuartil evidencian que las muestras empleadas son muy dispersas, motivo por el cual el Panel estima que lo más razonable, con la información disponible, es emplear la mediana como estimador. Con este valor, se han calculado los ajustes correspondientes.

En la siguiente tabla se muestra para cada actividad y empresa el ajuste estimado por la SEC y el ajuste referencial del Panel, empleando la mediana de los datos disponibles.

Empresa	N° Clientes Regulados	Total a Chequeo Actividad 26	Total a Chequeo Actividad 27	Driver SEC Actividad 26	Driver SEC Actividad 27	Driver Panel Actividad 26	Driver Panel Actividad 27	Ajuste SEC Actividad 26	Ajuste SEC Actividad 27	Ajuste Panel Actividad 26	Ajuste Panel Actividad 27
FRONTEL	399.118	1.459.937.484	1.590.165.597	3.010	2.464	2.639	3.925	-258.518.998	-606.747.087	-406.492.676	-23.731.961
SAESA	499.438	2.272.282.514	1.930.466.277	3.010	2.464	2.639	3.925	-768.882.402	-699.861.358	-954.049.892	0
EDELAYSEN	51.057	402.714.876	-396.156.252	3.010	2.464	2.639	3.925	-249.023.928	0	-267.953.398	0
LUZOSORNO	28.204	60.302.627	228.480.381	3.010	2.464	2.639	3.925	0	-158.986.307	0	-117.787.067

En el siguiente cuadro se presenta el ajuste total por empresa empleado por la SEC, estimado por el Panel y solicitado por la discrepante.

Empresa	Total Ajuste SEC	Total Ajuste Panel	Total Ajuste Solicitado
FRONTEL	-865.266.084	-430.224.637	0
SAESA	-1.468.743.760	-954.049.892	0
EDELAYSEN	-249.023.928	-267.953.398	0
LUZOSORNO	-158.986.307	-117.787.067	0

Dado que solo en el caso de Frontel el ajuste estimado por el Panel es más cercano al solicitado por la empresa, solo se accederá a dicha petición.

4.3. Dictamen

En atención al análisis realizado por el Panel de Expertos, por mayoría se acuerdan los siguientes Dictámenes:

Frontel

Materia 1:

Rechazar la petición de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.

Materia 2:

Incrementar los Costos de Explotación para Frontel en \$865.266.084

Saesa

Materia 1:

Rechazar la petición de Sociedad Austral de Electricidad S.A.

Materia 2:

Rechazar la petición de Sociedad Austral de Electricidad S.A.

Luz Osorno

Materia 1:

Rechazar la petición de Compañía Eléctrica Osorno S.A.

Materia 2:

Rechazar la petición de Compañía Eléctrica Osorno S.A.

Edelaysen

Materia 1:

Rechazar la petición de Empresa Eléctrica de Aisén S.A.

Materia 2:

Rechazar la petición de Empresa Eléctrica de Aisén S.A.

4.4. Voto de minoría de los integrantes Patricia Miranda A., Carlos Silva M. y Luis Vargas D.

Quienes suscriben el presente voto advierten que esta discrepancia se origina en la metodología utilizada por la SEC para determinar los excesos asociados a los gastos en las actividades de administración y gestión de los costos de explotación de las empresas distribuidoras del Grupo Saesa. Al efecto, la SEC calculó los excesos con base a valores máximos por actividad estimados de un análisis de las partidas de Otros Costos para las actividades 25, 26 y 27.

Sobre la aplicación de un valor máximo para las partidas de los costos de explotación, la LGSE establece que la SEC podrá rechazar los costos que considere innecesarios o la parte de ellos que estime excesivos (art. 193). En este contexto, los suscritos estiman que la decisión metodológica de emplear la serie de valores de la industria para determinar un límite máximo para estos costos a través de un estadígrafo debe ir acompañada de un análisis que considere la naturaleza de los datos y, en particular, su dispersión.

Respecto de la muestra para calcular el señalado estadígrafo, los suscritos concuerdan con lo planteado por la SEC en el sentido que, en general, las empresas que forman parte de *holdings* muestran menores costos medios. Sin embargo, en opinión de quienes firman este voto, los menores costos medios observados se deben fundamentalmente a su tamaño relativo, representado en este caso por el número de clientes de las empresas, y no a si forman o no parte de un *holding*.

Sobre si es razonable agrupar o separar las actividades asociadas a los gastos de administración y gestión, se constata que el Sistema de Cuentas (RE N°34.975) no incluye una descripción que permita a las concesionarias clasificar de manera inequívoca las partidas de costos a incluir en Otros Gastos. A modo de ejemplo, la discrepante incluyó la partida de "auditorías" en la actividad 27 (administración financiera contable), pero podría igualmente haberla asignado a la actividad 25 (dirección ejecutiva, planificación y control de gestión). En tal sentido, en opinión de quienes suscriben, dado que la asignación de partidas en el Sistema de Cuentas a las actividades puede variar entre concesionarias, parece razonable tratar las actividades transversales, propias de la administración y gestión, de manera conjunta.

Respecto de la selección de estadígrafos como valores máximos, se realizó un análisis de las muestras de la actividades agrupadas de las empresas grandes (con más de 100 mil clientes) y menores (con menos de 100 mil clientes), concluyendo que: (i) los coeficientes de variación de las muestras de datos (cociente entre la desviación estándar y la media) son de 36% y

66,4%, respectivamente; y (ii) los coeficientes de dispersión del cuartil (cociente entre la diferencia entre el tercer y el primer cuartil y la suma de ambos cuartiles) son de 8,8% y 47,5%, respectivamente. En tal sentido, se advierte que la muestra para empresas menores es claramente dispersa y que el coeficiente de variación de muestra para empresas grandes denota una muestra dispersa, aunque su coeficiente de dispersión del cuartil no es concluyente.

En el contexto descrito, quienes suscriben el presente voto consideran que un estadígrafo más apropiado para el caso en análisis es la mediana para ambas muestras.

Respecto a la holgura solicitada por la discrepante, del análisis de la muestra de las tres actividades de manera conjunta se concluye que la mediana permite razonablemente estimar los ajustes, por lo que no se requiere el uso de holguras.

En virtud de lo señalado en los párrafos precedentes, se realizó el cálculo del rechazo para el Grupo Saesa considerando que el límite superior de los gastos por cliente se realiza de la muestra de gastos agrupados para las actividades 25, 26 y 27. Asimismo, dicho cálculo se realizó segregando a las empresas grandes (más de 100 mil clientes) y sin utilizar holguras.

Como resultado de los cálculos antes mencionados se obtiene un rechazo de \$318.860.675 para Saesa, y cero para el resto de las empresas del grupo, todos guarismos más cercanos a las propuestas de la empresa que a los montos fijados por la SEC.

Por lo anteriormente expuesto, en opinión de quienes suscriben el presente voto, las solicitudes de la discrepante deben ser acogidas.

5. AJUSTE DE INCOBRABLES

Cuestión Previa

De acuerdo con la información tenida a la vista, se advierte que los incobrables de Luz Osorno no fueron ajustados por la SEC. Por lo anterior, el Panel entiende que respecto de Luz Osorno no existe controversia sobre la que se deba pronunciar en los términos del artículo 211 de la LGSE.

5.1. Alternativas

El Panel distingue las siguientes alternativas:

- Alternativa 1: No realizar el ajuste de incobrables a las empresas distribuidoras del Grupo Saesa. Con ello los incobrables a ser incorporados en los Costos de Explotación 2022 corresponderán a los valores castigados por las empresas, aumentando los Costos de Explotación 2022 fijados en los montos de la siguiente Tabla:

Empresa	Monto \$
Frontel	697.269.129
Saesa	2.166.562.078

Alternativa 2: Rechazar la petición de las Empresas Distribuidoras del Grupo Saesa

5.2. Análisis

El Grupo Saesa discrepa respecto del ajuste de incobrables efectuado por la SEC para definir los Costos de Explotación 2022 ya que, en su opinión, no correspondería realizar dicho ajuste a las empresas del grupo indicadas en la solicitud.

La discrepante cita el considerando N°21 de la RE N°21.298, que, respecto al ajuste por incobrables, señala:

"21° Finalmente, en el noveno criterio se revisó el monto de incobrables informado por las empresas. El Sistema de Cuentas de Costos de Explotación considera que las empresas puedan presentar como valor de incobrables el valor de "la deuda castigada", aceptada por el SII en su declaración de impuestos, cómo se explica en el Informe del Consultor.

En aquellos casos en que el valor presentado no correspondiera a la deuda castigada, sino a incobrables de características financieras, se comparó con el valor presentado con el porcentaje de incobrables resultante de la estimación en base al porcentaje de incobrables que considera la Comisión Nacional de Energía (CNE) en el VAD de 2020-2024, y los Ingresos de Explotación a chequeo de rentabilidad. El ajuste por exceso incobrables o de deuda castigada se presenta en el punto 4.1.12, en la 'Tabla 51. Ajuste Deuda Castigada en \$ de 2022' del estudio del consultor y el detalle se encuentra en el Proceso STAR Costos de Explotación RE N°34.975, en el archivo "Anexo Criterio 9 Ajuste Incobrables'."

Según la concesionaria, el criterio que se aplica en el Informe Final no se condiría con lo dispuesto en la RE N°21.298, en la que se establece que se ajustarán los valores presentados en la medida que ellos correspondan a incobrables de características financieras. Agrega que el Consultor calificó de "importante" el monto de la deuda castigada presentada por las empresas, por lo que propuso compararlo con el porcentaje que consideró la CNE en el VAD de 2020-2024. Es decir, ello habría estado motivado por la magnitud de los valores y no por su origen.

La discrepante destaca que, de haberse aplicado el criterio de la RE N°21.298, los valores informados por las empresas del Grupo Saesa no habrían debido ser objeto de rebajas, toda vez que corresponden a valores castigados.

La discrepante señala que la SEC afirmó que el nuevo Sistema de Cuentas de costos de explotación considera que las empresas presenten la deuda castigada como incobrables, mientras que en el informe del Consultor se hace mención al dictamen del Panel referente al

proceso de los Costos de Explotación 2018, indicando que es correcto considerar como costo de explotación la deuda castigada aceptada por el SII en su balance tributario.

La discrepante cita los siguientes párrafos del Dictamen N°20-2019 del Panel:

“En opinión del Panel, los incobrables son parte de los costos enfrentados por las empresas que deben ser incluidos en los costos de explotación, así como en las tarifas reguladas. Sin embargo, comparte lo señalado por la SEC respecto a que la provisión de dicho costo efectuada por las empresas no es la forma correcta de medir esta partida de costos. Un valor más adecuado, desde una perspectiva regulatoria, es considerar el castigo por incobrables que la empresa ha realizado en el período, y que ha sido aceptado para fines tributarios por el Servicio de Impuestos Internos (“SII”). Este último valor representa la decisión formal por parte de la empresa de llevar a pérdidas una cuenta por cobrar que se asume incobrable, procedimiento contable que está detalladamente regulado por el mencionado servicio, de alcance obligatorio para la empresa.

No obstante lo anterior, para que el valor de los castigos por incobrables sea considerado, debe verificarse que su magnitud con relación a las ventas totales sea razonable. Teniendo presente que las deudas del servicio de distribución eléctrica se radican en los inmuebles, es esperable que la tasa de incobrabilidad sea baja (el inmueble con una deuda incobrable dejará de recibir el servicio hasta que no se pague la totalidad de la deuda). Además, debe mantenerse el incentivo para que las empresas realicen los esfuerzos económicamente necesarios para recuperar las cuentas impagas”.

La discrepante expone que el Grupo Saesa, según lo solicitado en el Sistema de Cuentas y lo resuelto en el citado dictamen, presentó la deuda castigada como parte de sus costos de explotación. Indica que, a pesar de ello, la SEC realizó un ajuste mediante la comparación con el porcentaje de incobrables que considera la CNE en su informe VAD 2020-2024. Agrega que este ajuste se podría entender como pertinente, siguiendo la lógica de lo señalado en el antes referido dictamen que indica que “para que el valor de los castigos por incobrables sea considerado, debe verificarse que su magnitud con relación a las ventas totales sea razonable”.

La discrepante manifiesta que, en su opinión, la comparación con los valores del estudio de VAD 2020-2024 es improcedente, dado que los niveles de incobrabilidad históricos no tendrían por qué representar una cota para incobrabilidades futuras, ni serían una referencia para definir la razonabilidad del monto de incobrables castigados por la empresa. Lo anterior, toda vez que a lo largo del tiempo pueden ocurrir cambios en la dinámica de la incobrabilidad que van más allá del nivel de eficiencia que la empresa consiga en sus gestiones de control de incobrables.

Al respecto, menciona que los niveles de incobrables del año 2022 para el Grupo Saesa aumentaron considerablemente en comparación con lo presentado en años anteriores. Según la discrepante, esto se debería a que la Ley N°21.423, que regula el prorrateo y pago de

deudas de electricidad generadas durante la pandemia, publicada a principios del 2022, dispone que la deuda correspondiente a la diferencia entre la deuda del servicio de electricidad y el monto máximo del subsidio se extinguirá. Añade que esta deuda extinta, conocida como "Cuota 49", al no haber forma de recuperarla y al haberse extinguido por ley, pasó a ser castigo tributario.

La discrepante detalla los montos totales castigados, y la parte del castigo correspondiente a este concepto en la tabla que se presenta a continuación:

Empresa	Castigo Total \$	Cuota 49 \$
Frontel	2.745.309.669	2.599.899.804
Saesa	3.568.207.505	3.412.310.230
Edelaysen	288.157.830	269.963.785
Luz Osorno	180.029.358	155.981.575
Grupo SAESA	6.781.704.362	6.438.155.394

El Grupo Saesa manifiesta que dichos montos se encuentran debidamente auditados y fueron informados al Ministerio de Energía.

Por su parte, la SEC explica que el nuevo Sistema de Cuentas de Costos de Explotación considera que las empresas puedan presentar la deuda castigada por incobrables que fue aceptada por el SII en su declaración de impuestos. Asimismo, afirma, la instrucción del Sistema de Cuentas es que todas las cuentas de provisión de incobrables y deuda castigada financiera (de los Estados Financieros) debe ir fuera de chequeo, directo a la actividad 33.

Señala que las definiciones que realiza en su Sistema de Cuentas consideran que los incobrables presentados en su ejercicio financiero no son parte de los costos de explotación. Sin embargo, atendida la decisión del Panel adoptada en discrepancias de años anteriores, la deuda castigada aceptada por el SII en su balance tributario podrá ser considerada como costo de explotación, balance que es distinto al financiero que considera el proceso de costos. La SEC menciona que no solicita el detalle tributario por lo que desconoce si el monto presentado incluye sólo el negocio de distribución de electricidad.

La SEC indica que la Deuda Castigada presentada por las empresas es de \$29.200,83 millones, equivalente al 5,73% de los Otros Costos presentados a chequeo. Considera que al ser importante el monto presentado, se propone compararlo con el porcentaje de incobrables que consideró la CNE en el VAD de 2020-2024.

Precisa que mediante el porcentaje de incobrables utilizado por la CNE, aplicado a los Ingresos de Explotación a chequeo de rentabilidad presentado por las empresas, se estima el exceso de deuda castigada. Presenta el detalle en la tabla siguiente y destaca que se ajustan los Otros Costos en \$2.878.299.218, un 0,6% de lo presentado:

ID	Empresa	Deuda Castigada	Total Ingresos a Chequeo	ATD	% Incobrables CNE	Simulación Incobrables \$	Exceso Incobrables	% Ajuste	Ajuste \$
6	CHILQUINTA	1.892.731.702	310.136.505.645	3	0,65%	2.015.887.287	-	0,00%	-
9	LITORAL	73.524.739	17.948.523.001	2	0,60%	107.691.138	-	0,00%	-
10	ENEL	10.053.378.021	1.233.104.160.809	1	1,04%	12.824.283.272	-	0,00%	-
12	EEC	-	14.869.622.496	3	0,65%	96.652.546	-	0,00%	-
13	TILITIL	-	2.281.403.343	8	1,95%	44.487.365	-	0,00%	-
14	EEPA	-	22.493.376.366	7	0,69%	155.204.297	-	0,00%	-
18	CGE	9.810.187.450	2.065.767.903.423	4	1,63%	33.672.016.826	-	0,00%	-
21	COOPELAN	73.348.567	20.033.096.308	11	0,75%	150.248.222	-	0,00%	-
22	FRONTEL	2.745.309.669	204.804.053.986	6	1,00%	2.048.040.540	697.269.129	-25,40%	-697.269.129
23	SAESA	3.568.207.505	298.222.431.293	5	0,47%	1.401.645.427	2.166.562.078	-60,72%	-2.166.562.078
24	EDELAISEN	288.157.830	33.124.113.504	6	1,00%	331.241.135	-	0,00%	-
25	EDELMAG	-	46.763.771.863	2	0,60%	280.582.631	-	0,00%	-
26	CODINER	24.527.419	10.947.966.171	11	0,75%	82.109.746	-	0,00%	-
28	EDECSA	18.646.131	6.483.183.751	5	0,47%	30.470.964	-	0,00%	-
29	CEC	-	15.107.767.420	9	1,02%	154.099.228	-	0,00%	-
31	LUZLINARES	231.590.032	24.791.469.160	6	1,00%	247.914.692	-	0,00%	-
32	LUZPARRAL	241.192.373	22.672.436.232	6	1,00%	226.724.362	14.468.011	-6,00%	-14.468.011
33	COPELEC	-	40.140.314.231	10	0,89%	357.248.797	-	0,00%	-
34	COELCHA	-	9.627.626.288	12	1,03%	99.164.551	-	0,00%	-
35	SOCOPEA	-	7.528.278.990	10	0,89%	67.001.683	-	0,00%	-
36	COOPREL	-	7.728.254.557	8	1,95%	150.700.964	-	0,00%	-
39	LUZOSORNO	180.029.358	28.153.404.831	6	1,00%	281.534.048	-	0,00%	-
40	CRELL	-	16.090.330.981	11	0,75%	120.677.482	-	0,00%	-
INDUSTRIA		29.200.830.796	4.458.819.994.648			54.945.627.203	2.878.299.218	-9,86%	-2.878.299.218

La SEC sostiene que los valores presentados como incobrables, y que la discrepante atribuye a incobrables asociados a la Ley N°21.423, corresponden a parte de una deuda no cobrada producida en los años 2020 y 2021, por lo que no podrían incluirse en el análisis de los costos de explotación del 2022.

Manifiesta que la referida ley en su artículo 2 establece cuándo y cómo corresponde tratar esos incobrables:

"Una vez pagadas las 48 cuotas en caso de existir un saldo de la deuda con las empresas y cooperativas de distribución de electricidad, durante el periodo comprendido entre el 18 de marzo 2020 y el 31 de diciembre de 2021, éste se extinguirá mediante convenios celebrados por el Ministerio de Energía, los que deberán ser aprobados por el correspondiente acto administrativo. El saldo de la deuda que se hubiere extinguido en virtud de los convenios celebrados de conformidad a lo señalado en el inciso segundo del presente artículo se considerará como gasto aceptado tributariamente, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 31 de la Ley sobre Impuesto a la Renta, contenida en el artículo 1° del decreto ley N°824, de 1974".

Según la Superintendencia, la empresa no contempla integralmente lo dispuesto en el artículo 2 de la ley, en cuanto se anticipa a dar por castigado un "saldo de deuda estimado" que aún no se concreta en el tiempo. Precisa que a la fecha del informe "Discrepancias a los Otros costos de la Resolución Exenta N°21.218 que fija Costos de Explotación" se han aprobado 21 cuotas. Agrega que los valores presentados y estimados, ya sea por definición del Sistema de Cuentas o por la Ley N°21.423, no pueden considerarse como deuda castigada ni como costo de explotación del año 2022.

Además, prosigue la SEC, el valor estimado no puede aceptarse debido a que las empresas del Grupo Saesa, desde diciembre del 2022, mensualmente informan una cantidad de beneficiarios de subsidio que deben retirarse de la base de beneficiarios, ya sea porque los clientes cancelaron el servicio, el punto de consumo ya no existe o el cliente decidió pagar su deuda.

La Superintendencia sostiene que con el referido retiro continuado se evidencia que un posible saldo estimado en 2022 habría cambiado en el tiempo. Por lo anterior, recomienda desestimar la presente discrepancia.

El Panel tiene presente que la discrepante informó los montos de incobrables como la deuda castigada 2022 reconocida por el SII, lo que no ha sido controvertido.

En este contexto, tal como ha sido citado en el presente proceso, se debe tener presente lo señalado por el Panel en discrepancias anteriores, en cuanto a que los incobrables son costos que enfrentan las empresas, por lo que deben ser parte de los costos de explotación. Por ello, corresponde considerar el valor del castigo por incobrables que la empresa ha realizado en el período y que ha sido aceptado para fines tributarios por el SII.

El Panel advierte que, la SEC, en virtud de estimar que la deuda castigada presentada por las empresas en el presente proceso es de un monto "importante" (\$29.200.830.796), decidió compararlo con el porcentaje de incobrables que consideró la CNE en el VAD de 2020-2024 a efectos de realizar ajustes por exceso de valor. En este contexto, la SEC determinó el ajuste para el Grupo Saesa en \$2.863.831.207.

En términos porcentuales, los incobrables presentados por Saesa y Frontel alcanzan a 1,2% y 1,34% respectivamente del total de ingresos a chequeo, valores que están dentro del rango empleado por la CNE para el cuatrienio 2020-2024, en el que se verifica, por ejemplo, un porcentaje de 1,63% (CGE).

En este contexto, en atención a que los valores presentados corresponden a deuda castigada aceptada por el SII, y que sus montos están dentro de rangos razonables, el Panel accederá a la solicitud de la discrepante.

5.3. Dictamen

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

No realizar el ajuste de incobrables a las empresas distribuidoras del Grupo Saesa. Con ello los incobrables a ser incorporados en los Costos de Explotación 2022 corresponderán a los valores castigados por las empresas, aumentando los Costos de Explotación 2022 fijados en los montos de la siguiente Tabla:

Empresa	Monto \$
Frontel	697.269.129
Saesa	2.166.562.078

Concurrieron al acuerdo del presente Dictamen N°67-2023 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, 5 de abril de 2024

María Fernanda Quezada Ruiz
Secretaria Abogada