

ANT.: Oficio 77437 de la Cámara de Diputados de fecha 06.08.2024. Traslada presentación H. Diputada Sra. Francesca Muñoz González. Ingreso SEC según OP 1842, ACC 3705169 de fecha 06.08.2024.

MAT: Responde al tenor de lo solicitado.

DE: SUPERINTENDENTA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES

A: SR. LUIS ROJAS GALLARDO
Prosecretario de la Cámara de Diputados.

1. Mediante su oficio del Ant, se ha derivado a SEC la presentación de la H. Diputada Sra. Francesca Muñoz González, quien manifiesta en síntesis su preocupación por la prolongada interrupción de suministro de parte de la empresa CGE en la región del Bio Bio, a causa del reciente sistema frontal que afectó al país, afectando a familias en distintos aspectos, además de la existencia de pacientes electrodependientes, que están en sus hogares, donde puede haber graves consecuencias en la vida de personas en la región en donde ya hay denuncias en comunas como Talcahuano. Afectando a PYMES como las que operan en el parque industrial de Coronel, donde se ha denunciado daños estructurales impidiendo que mas de 1000 trabajadores puedan realizar sus labores productivas, sin que hayan registrado la presencia de CGE en los sectores afectados, generando incertidumbre respecto de las soluciones para esta problemática y un aumento de los daños. Agrega que los canales de atención no fueron efectivos, ya que familias y propietarios de empresas trataron de comunicarse sin recibir respuestas ni una planificación para atender la emergencia por parte de CGE.

Esta situación afectó a mas de 20.000 clientes en la región del Bio Bio, quienes estuvieron sin suministro eléctrico durante aproximadamente cuatro días, por lo que se hace urgente dar respuesta a las familias, pacientes electrodependientes, trabajadores y empresas.

Finalmente solicita informar sobre las respuestas y compensaciones por los daños que han experimentado los clientes.

2. Como información preliminar, y respecto de la situación que afectó a la región en el desarrollo del sistema frontal que afectó a la región, puedo informar lo siguiente:

Sobre el particular, corresponde señalar que, en el marco de las atribuciones contenidas en la Ley N° 18.410, la misión de esta Superintendencia (SEC) es velar porque la ciudadanía pueda acceder, en este caso, a un servicio eléctrico continuo, seguro y de calidad, reduciendo al máximo, las interrupciones del suministro y los eventuales riesgos o peligros asociados a su uso, junto con velar porque la calidad de dicho suministro sea la adecuada.

En el cumplimiento de ese servicio continuo, seguro y de calidad, las empresas concesionarias de servicio público, de cualquier naturaleza, tienen deberes de mantenimiento y conservación de sus instalaciones, y los dueños de los predios sirvientes tienen obligaciones de no hacer plantaciones, así como permitir la entrada de trabajadores para efectos de cumplir su deber de mantenimiento y conservación, y la SEC un rol fiscalización y supervigilancia de estos deberes.



Caso:2116467 Acción:3736566 Documento:4197339
V°B° MCS/HAM/NMM

<https://wlhttp.sec.cl/timesM/global/imgPDF.jsp?pa=3736566&pd=4197339&pc=2116467>

Dirección: O'Higgins Poniente 77, of.902-903, Concepción, Chile – Fono: +56 232135072- www.sec.cl

En tal sentido, resulta fundamental destacar que, el artículo 139º, de DFL N° 4/20.018, de 2006, Ley General de Servicios Eléctricos, *“impone a todos los concesionarios de servicio público, de cualquier naturaleza, mantener las instalaciones en buen estado y en condiciones de evitar peligros para las personas o cosas, de acuerdo a las disposiciones reglamentarias correspondientes...”*.

Este deber se complementa y desarrolla a través de disposiciones reglamentarias, haciendo exigible a toda concesionaria eléctrica mantener sus instalaciones en buen estado y en condiciones de evitar peligro para las personas o cosas, obligación que es igualmente exigible a las instalaciones de energía eléctrica de uso privado. Dicha exigencia debe ser entendida en dos sentidos: por un lado, que las instalaciones de la concesionaria estén en buen estado de funcionamiento, de operación, de manera de entregar el servicio requerido por la comunidad; y, por otro, que dichas instalaciones sean seguras, de modo de no constituir un peligro para las personas y las cosas.

En este sentido, como complemento de lo anterior, el **artículo 205 del Reglamento Eléctrico** establece que *“Es deber de todo operador de instalaciones eléctricas en servicio, sean de generación, transporte o distribución, y de todo aquel que utilice instalaciones interiores, mantenerlas en buen estado de conservación y en condiciones de evitar peligro para las personas o daño en las cosas”*, al mismo tiempo que el **artículo 218 del mismo Reglamento** dispone que *“Los operadores de instalaciones eléctricas deberán incluir en sus programas de mantenimiento la poda o corte de los árboles que puedan afectar la seguridad de sus instalaciones, utilizando técnicas adecuadas para preservar las especies arbóreas. Esta actividad deberá ser comunicada a la Municipalidad respectiva o a la Dirección de Vialidad en su caso, en un plazo no inferior a quince días anteriores a su ejecución.”*

Que, como ha apuntado la Excm. Corte Suprema, el verbo “mantener” implica, al tenor de lo que se lee en el Diccionario de la Lengua Española, la idea *“conservar algo en su ser, darle vigor y permanencia”*, de modo que, el cabal cumplimiento del deber de mantenimiento que pesa sobre las empresas concesionarias requiere la realización de las labores y trabajos que fueren precisos para conservar, resguardar o preservar las instalaciones de que se trata en buen estado y en condiciones de evitar peligro para las personas o cosas.

Por otra parte, corresponde hacer presente que, de acuerdo con las facultades legales, esta Superintendencia instruye los correspondientes planes de acción asociados a las obligaciones que la normativa eléctrica impone a los concesionarios de distribución eléctrica y, en particular, al deber de continuidad del suministro y de mantenimiento de las instalaciones, dispuesto en el artículo 139º, del DFL N° 4/20.018, de 2006, antes citado, por lo que en virtud de dichas obligaciones es a las empresas eléctricas a las que les corresponde definir tanto la periodicidad, los equipos que se requieran, como las actividades de mantenimiento que sean necesarias para efectos que las instalaciones sean seguras y cumplan con los estándares de calidad de servicio que la normativa impone.

En ese entendido, a este Organismo no le corresponde definir las actividades que componen los respectivos planes de las empresas, ni los montos que las concesionarias invertirán ni la forma en que se desarrollarán esos planes, sino que, a este Servicio, le concierne la fiscalización de dichas empresas, cuestión que puede ser de forma directa (en terreno) como indirecta (a través de la revisión de la información recibida y de los indicadores definidos) para, posteriormente, llevar a cabo los procedimientos sancionatorios, que procedan, ante el incumplimiento de las exigencias de seguridad y a los estándares de calidad de servicio eléctrico dispuestos en la reglamentación vigente.



Caso:2116467 Acción:3736566 Documento:4197339
V°B° MCS/HAM/NMM

<https://wlhttp.sec.cl/timesM/global/imgPDF.jsp?pa=3736566&pd=4197339&pc=2116467>

Dirección: O'Higgins Poniente 77, of.902-903, Concepción, Chile – Fono: +56 232135072- www.sec.cl

En esta parte, es importante señalar que los planes de acción pueden estar compuestos por los planes de mantenimiento, planes de invierno, planes de verano, planes de invierno altiplánico, entre otros, definidos e instruidos en forma anual, los que obedecen a planes o programas definidos en cada región, en consideración a los lineamientos estratégicos y características puntuales de cada localidad, como a la flexibilidad que posee cada zona, riesgos, experiencias y necesidades de la región, de forma tal de asegurar la mayor eficacia en los resultados.

Lo anterior, es replicado en el caso de las fiscalizaciones, las cuales obedecen tanto al plan general de fiscalización; a los programas definidos por las unidades de fiscalización en las distintas regiones; como a los requerimientos y necesidades que surjan; así como las contingencias que ocurran durante el respectivo año. Por tanto, revisada la información instruida, los indicadores exigidos y disponibles, o recibidas las denuncias por parte de las autoridades o de la ciudadanía respecto de alguna situación que pudiera constituir un incumplimiento a la normativa vigente, se procede, cuando corresponda, a la fiscalización en terreno de las instalaciones, y, en caso, de constatar infracciones a la normativa se inicia el correspondiente procedimiento administrativo sancionador.

En relación a las medidas previas adoptadas, es importante hacer presente que, en el marco de las atribuciones otorgadas por Ley, esta Superintendencia instruye permanentemente a las empresas distribuidoras la realización de planes de acción, cuyo objetivo final es la entrega de un suministro eléctrico continuo y seguro ante distintas eventualidades, a saber, bajas temperaturas, lluvias invernales y de verano, nieve, altas temperaturas, etc., así como planes de acción de inversión anual para afrontar contingencias distintas a las eventualidades indicadas.

En la temporada 2024, y para el periodo invernal estos planes de acción fueron requeridos a las distribuidoras, mediante el Oficio Circular N° 213019, de fecha 22.02.2024. Los que fueron respondidos en Bio Bio, por parte de las empresas eléctricas, **con un total de 51 Planes de Acción**, que incluyeron **144 Actividades** y un monto total de **\$2.236.460.241.-** Las principales actividades consideradas por las distribuidoras incluyeron poda y tala de árboles, instalación de reconectores e inspección visual y pedestre.

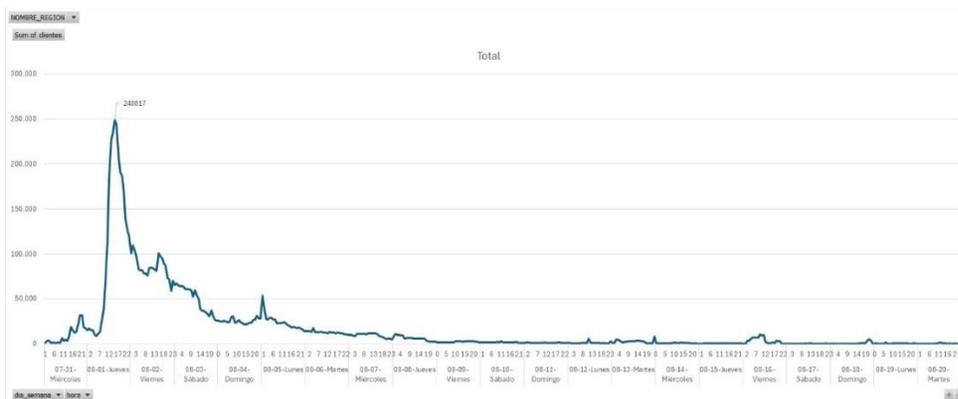
En la región del Bio Bio, a solicitud de la Dirección Regional SEC Bio Bio, las distribuidoras y transmisoras expusieron sus planes de acción en reuniones provinciales con los encargados de emergencias comunales, SENAPRED, representantes de las Delegaciones Presidenciales respectivas, y Seremi de Energía. Cada una de las distintas instrucciones y la correcta ejecución de cada plan de acción comprometido es de responsabilidad de la concesionaria respectiva, los que es fiscalizado por la SEC y, en caso de producirse afectaciones y/o incumplimientos a la continuidad del suministro o vulneraciones a la normativa, se implementaron los procedimientos administrativos tendientes a establecer las responsabilidades correspondientes, a objeto de determinar las sanciones consiguientes.

Ante la declaratoria de ATP para la región del Bio Bio, por parte de SENAPRED, la Dirección Regional de SEC Bio Bio activó los planes de contingencia de las distribuidoras y transmisoras, mediante el Oficio ORD 238689, con instrucciones para activar planes de contingencia, reforzamiento de canales de atención, reporte de amplificación de brigadas y reporte de Servicios Críticos afectados en los horarios de 08:00 hrs, 12:00 hrs, 18:00 hrs y 22:00 hrs, incluyendo Electrodependientes, Servicios Asistenciales, Agua Potable Rural y Telecomunicaciones.



Caso:2116467 Acción:3736566 Documento:4197339
V°B° MCS/HAM/NMM

En relación a las acciones específicas que se llevaron a cabo durante y después del temporal para restablecer el servicio eléctrico, puedo informar que, producto del ingreso del sistema frontal, la región sufrió una afectación máxima de 248.817 clientes, producida el día 01 de agosto, generándose las principales afectaciones descritas en su presentación.



Entre las causas de estas fallas se puede señalar que, existieron interrupciones del segmento de transmisión, concentradas en distintas comunas, las que dan inicio a la investigación del Coordinador Eléctrico Nacional, (a través del Estudio de Análisis de Falla respectivo) y de parte de la SEC, a través de la investigación de su Departamento de Generación Transporte. Entre las principales fallas de este segmento se registraron las fallas de transformador de poder en la Subestación Coronel y fallas en Líneas de alta tensión Tres Pinos Lebu, Charrúa Los Ángeles y Mulchén-Santa Bárbara, entre otras.

Adicionalmente las fallas que alcanzaron su máxima extensión en el tiempo correspondieron al segmento de distribución, principalmente derivadas de la caída de árboles sobre el tendido eléctrico de media y baja tensión, tanto en radio rural como urbano de las distintas comunas afectadas. Con un alto nivel de destrucción de la infraestructura próxima a estas especies arbóreas, lo que implicó un trabajo de reconstrucción de infraestructura con reemplazo de postaciones y cambio de conductores.

En cuanto a las acciones que fueron adoptadas durante el temporal, por parte de la industria eléctrica, se incluyeron las contempladas en sus planes de acción para el periodo de invierno, amplificando brigadas y generando las comunicaciones requeridas durante el periodo de contingencia y gestionando las acciones de recuperación del suministro eléctrico. Adicionalmente la empresa FRONTEL dispuso grupos generadores en distintos servicios de Agua Potable Rural y colegios que sufrieron mayor afectación.

Durante el desarrollo del temporal, la SEC mantuvo el monitoreo permanente del desempeño de las distribuidoras y transmisoras, con reporte de las interrupciones a los canales de emergencias del nivel provincial y regional, participación en distintos COGRID realizados. A lo anterior se asocian reportes periódicos de Servicios Críticos afectados.

Adicionalmente se realizó un seguimiento de las acciones de recuperación de las distintas empresas. Tanto con fiscalización a sectores afectados, como mediante reuniones diarias con las distribuidoras, y en compañía de la Seremi de Energía, y representantes de la Delegación Presidencial Regional y provincial.

Para el caso de la empresa FRONTEL, mediante oficio ORD 241358, se requirió la presentación de un Plan de recuperación del servicio, procediendo al seguimiento de



tales acciones, con información geográfica diaria de los sectores pendientes e indicación de los tiempos previstos de recuperación.

También se realizaron fiscalizaciones a sectores afectados, urbanos y rurales de Arauco y Mulchén, que sufrieron una mayor afectación. Lo anterior con foco en sectores con retrasos en la reposición y en los servicios críticos afectados, en que la empresa Frontel dispuso instalación de generadores (Servicios de Agua Potable rurales y Escuelas de Mulchén – Quilaco y Arauco).

En relación a los tiempos de reposición del servicio, las empresas tuvieron distintos desempeños, pudiendo informar los siguientes fechas y horarios de reposición del último cliente afectado por causa del sistema frontal:

COPELEC	Pick de 2.216 clientes.	Reposición total 05.08.2024, 18 hrs.
COELCHA	Pick de 14.223 clientes.	Reposición total 08.08.2024, 22 hrs.
COPELAN	Pick de 14.268 clientes.	Reposición total 10.08.2024, 21 hrs.
CGE	Pick de 118.743 clientes.	Reposición total 10.08.2024, 18 hrs.
FRONTEL	Pick de 95.727 clientes.	Reposición total 16.08.2024, 22 hrs.

Al respecto, la Norma Técnica de Calidad de Suministro para Sistemas de Distribución (NTCS), define el Estado Anormal, cuando se produce cuando, producto de una o mas interrupciones que afectan a la red de distribución, requiriendo de recursos adicionales con el objeto de restablecer el estado normal.

En dicho estado contemplado en la normativa eléctrica, la NTCS, define los siguientes plazos de reposición del suministro, considerando la densidad de cada par comuna – empresa. Los que fueron excedidos en la contingencia que nos ocupa.

Tabla 17: Exigencia de reposición de suministro durante Estado Anormal

Densidad	Tiempo máximo de reposición de suministro desde el inicio del Estado Anormal, en horas		TIC _{EA} desde el inicio de la interrupción, en horas Para Clientes
	Conexión del 80% de los Clientes (TRS _{80%})	Conexión del 100% de los Clientes (TRS _{100%})	
Alta	12	36	24
Media	15	45	30
Baja	20	60	42
Muy Baja	24	72	48
Extremadamente Baja	27	81	54

Al excederse los tiempos para recuperar el 100% de clientes afectados, la SEC formuló cargos a las empresas CGE, FRONTEL, COPELAN, y COELCHA, atendido su desempeño en la recuperación del suministro en distintas comunas de la región.

A lo anterior se agregará el requerimiento de Planes de Acción para el adecuado diagnóstico y evaluación de seguridad de las instalaciones de transmisión y distribución emplazadas en la región del Bio Bio, cuya condición de seguridad pudo ser afectada a consecuencia del temporal.

3. En relación a las consultas específicas formuladas a este organismo fiscalizador, puedo informar lo siguiente:

3.1. *Informar de respuestas por daños a propietarios de empresas y domicilios afectados por suspensión eléctrica prolongada.*

3.2. *Dar compensación a afectados por cortes de electricidad.*



En relación a la recuperación de pérdidas derivadas del temporal, puedo informar que, de acuerdo a la reglamentación aplicable, todo proveedor es responsable del suministro que presta (art 224 del DS 327/97, Reglamento de la LGSE).

En aplicación de esta responsabilidad, son las empresas las que deben dar la primera respuesta a las reclamaciones de sus clientes, para lo cual disponen de un plazo de 30 días para hacer entrega de su respuesta al cliente. Generándose la intervención de la SEC en los casos de no respuesta a los reclamos; disconformidad con la respuesta de la empresa; y en casos de incumplimiento de compromisos adquiridos por el proveedor del servicio.

En este ámbito, la normativa establece tres tipos de compensaciones o indemnizaciones:

- a) **Compensaciones Normativas:** Estas compensaciones son automáticas y se reflejarán en las boletas y facturas, y son calculadas en función del tiempo que el cliente estuvo sin suministro eléctrico.
- b) **Indemnizaciones por Daños:** Para quienes han sufrido pérdidas materiales, como alimentos perecederos, pueden solicitar indemnizaciones a través del Servicio Nacional del Consumidor (SERNAC). Actualmente, el SERNAC está en proceso de negociación con las empresas eléctricas para acordar compensaciones voluntarias que beneficien a los clientes afectados de manera justa y rápida.

Si existen artefactos eléctricos dañados debido a variaciones de voltaje, los afectados tienen dos opciones para buscar compensación:

- **A través de la SEC:** Presentando un reclamo a través de cualquier canal de atención de la SEC, adjuntando un informe técnico que certifique el daño y su relación con las variaciones de tensión.
 - **A través del SERNAC:** Además, puede acudir al SERNAC para buscar una solución compensatoria por los daños sufridos, especialmente si el caso incluye la pérdida de bienes materiales.
- c) **Compensaciones extraordinarias:** Las empresas están ofreciendo pagos extra normativos a los clientes que sufrieron cortes prolongados. Estos se están canalizando a través de las mismas empresas o por intermedio del SERNAC. Para hacer efectivo este proceso, es esencial la presentación de reclamos por cualquiera de las vías ya indicadas: Oficinas de Atención Comercial de las empresas; Plataforma SERNAC; Canales de Atención de la SEC.

En relación con el pago de compensaciones Normativas a los usuarios, citadas en la letra a) precedente, se generan a causa del tiempo en que los clientes permanecieron sin suministro, se debe señalar que, según lo dispuesto en el artículo 225° de la Ley General de Servicios Eléctricos, la calidad de servicio es el atributo de un sistema eléctrico determinado conjuntamente por la calidad del producto, la calidad de suministro y la calidad de servicio comercial, entregado a sus distintos usuarios y clientes. En este sentido, el literal w) del referido artículo define a la calidad del suministro como:

“Componente de la calidad de servicio que permite calificar el suministro entregado por los distintos agentes del sistema eléctrico y que se caracteriza, entre otros, por la frecuencia, la profundidad y la duración de las interrupciones de suministro”.

En relación con lo anterior, la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, establece indicadores de calidad de suministro globales e individuales, a través de los indicadores SAIDI y SAIFI:



- SAIFI es un indicador que mide la cantidad promedio de interrupciones de suministro de electricidad que afectan a los clientes en un periodo de tiempo en un par “Comuna - Empresa”.
- SAIDI es un indicador que mide la duración promedio de interrupción de suministro de electricidad que afectan a los clientes en un periodo de tiempo en un par “Comuna - Empresa”.

La misma Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución establece los estándares para los indicadores SAIDI y SAIFI que deben cumplir las empresas distribuidoras.

En este mismo orden de ideas, es útil anotar que las interrupciones de electricidad se pueden generar por **Causas Internas**, de responsabilidad de las empresas distribuidoras; **Causas Externas**, es decir, interrupciones no autorizadas en los sistemas de transmisión y/o generación; o interrupciones de suministro producto de fallas atribuibles a **Fuerza Mayor**. Sólo en la medida que el hecho que originó una interrupción de servicio eléctrico sea calificado como de Fuerza Mayor, permitirá eximir de responsabilidad por la afectación a los deberes de continuidad y seguridad que recaen sobre las empresas de transmisión y de distribución.

De igual modo, es pertinente destacar que esta Superintendencia efectúa un proceso de recalificación de fuerza mayor de todas aquellas interrupciones que las empresas distribuidoras postulan como Fuerza Mayor. A partir de dicha revisión se verifica la conformidad de los antecedentes probatorios entregados por las empresas, en los términos señalados en el Oficio Circular N°544, de fecha 11 de enero de 2019.

Sobre este punto, corresponde señalar que la SEC, en los últimos años, ha venido dando importantes pasos encaminados al diseño e implementación de un Sistema de Gestión de Interrupciones, basado en un conjunto de elementos que han permitido definir los fundamentos, desarrollo e implementación de procesos de monitoreo y fiscalización para el evaluar el desempeño de las empresas y la ejecución de acciones de movilización que realizan para la mejora continua de la Calidad de Suministro de Electricidad en todo el sector eléctrico nacional.

Para lo anterior esta Superintendencia efectúa un análisis de la información de los indicadores de calidad de servicio dispuestos por la normativa, procediendo a revisar las comunas y, en caso de comprobarse la existencia de comunas excedidas, se emiten instrucciones de gestión temprana, a fin de que las empresas distribuidoras realicen acciones para mejorar sus indicadores y, si no se cumple lo instruido, se dará inicio al correspondiente procedimiento administrativo sancionador.

En este sentido, en lo que respecta a las interrupciones de **suministro de responsabilidad de la empresa distribuidora**, se debe tener presente que el artículo 16 B de la Ley N°18.410, establece las compensaciones que deberán pagarse a los usuarios sujetos a regulación de precios afectados, señalando lo siguiente:

*“Sin perjuicio de las sanciones que correspondan, la interrupción o suspensión del suministro de energía eléctrica no autorizada en conformidad a la ley y los reglamentos, que afecte parcial o íntegramente una o más áreas de concesión de distribución, dará lugar a una compensación a los usuarios sujetos a regulación de precios afectados, de cargo del concesionario, **equivalente al duplo del valor de la energía no suministrada durante la interrupción o suspensión del servicio, valorizada a costo de racionamiento.***

La compensación regulada en este artículo se efectuará descontando las cantidades correspondientes en la facturación más próxima, o en aquellas que determine la Superintendencia a requerimiento del respectivo concesionario.

Las compensaciones a que se refiere este artículo se abonarán al usuario de inmediato, independientemente del derecho que asista al concesionario para repetir en contra de terceros responsables.”



Caso:2116467 Acción:3736566 Documento:4197339
V°B° MCS/HAM/NMM

<https://wlhttp.sec.cl/timesM/global/imgPDF.jsp?pa=3736566&pd=4197339&pc=2116467>

Dirección: O'Higgins Poniente 77, of.902-903, Concepción, Chile – Fono: +56 232135072- www.sec.cl

Complementariamente al artículo 16 B de la Ley N°18.410, la Resolución Exenta SEC N°26526, de fecha 26 de noviembre de 2018, establece la metodología para el cálculo de la compensación que, en términos generales, se obtiene en función de la Energía No Suministrada del cliente suponiendo un perfil de demanda plano durante el día y en base a sus consumos promedio antes de la ocurrencia de la falla.

Como una medida para adelantar el proceso de pago de compensaciones legales ante el frente climático que nos ocupa, la SEC emitió el Oficio Circular N° 243322 de fecha 23.08.2024, el cual define plazo extraordinario para el proceso STAR de Interrupciones. Adelantando el cálculo de las compensaciones reglamentarias asociadas a este sistema frontal.

En relación a los procesos compensatorios extraordinarios, citados en la letra c) precedente, puedo informar que estos han sido abordados por SERNAC, en el ámbito de sus competencias, lo que para un grupo de empresas se ha desarrollado en el contexto de un proceso voluntario compensatorio, entre las que se cuenta la empresa CGE Distribución que mantiene áreas de concesión en la región del Bio Bio.

Para el caso específico de FRONTEL, la empresa ha informado sobre el pago anticipado de compensaciones eléctricas, las que ha informado se han pagado en boletas calculando en base a la energía no suministrada para el total del periodo de interrupción (sin descontar las holguras reglamentarias de interrupciones y sin postular las fallas de fuerza mayor), descontando solo las fallas de transmisión ubicadas aguas arriba del sistema de distribución y tipificadas como Externas en las regulaciones eléctricas aplicables. A lo anterior agrega el pago de compensaciones por pérdida de alimentos y daño en equipos. Se adjunta ppt explicativa del proceso de pago de compensaciones voluntarias de parte de la empresa Frontel.

En relación a los mecanismos dispuestos para que los usuarios hagan efectivo el pago de compensaciones, se puede indicar que corresponden a los canales de presentación de reclamos de que dispone SERNAC y las empresas de distribución eléctrica. Mientras que el pago de compensaciones eléctricas voluntarias o legales, es a través de la boleta de suministro eléctrico, de acuerdo a los procedimientos ya descritos en los párrafos anteriores.

En cuanto a los canales dispuestos por la SEC para este tipo de reclamaciones, la SEC cuenta con las siguientes vías de presentación de reclamos:

Call Center 600 6000 732

Web SEC www.sec.cl

Apps Mobile

Facebook

Twitter @SEC_cl

Instagram

Whatsapp +56 990 000 236

Sobre las respuestas a estos procesos compensatorios, puedo informar que tanto los reclamos individuales presentados por los usuarios, así como las mediaciones o Acuerdos Voluntarios Colectivos que lleva a cabo SERNAC, entre otros con las empresas de la región, se trata de procedimientos que se encuentran en proceso, por lo cual aún no existe un balance respecto de las respuestas finales dadas a los reclamos de los usuarios.



Caso:2116467 Acción:3736566 Documento:4197339
V°B° MCS/HAM/NMM

4. Finalmente puedo informar que la SEC ha participado, junto a SERNAC Regional y Seremi de Energía, de reuniones de coordinación con la Asociación de Municipios de la región del Bio Bio, para efectos de fomentar la coordinación y para la recepción de reclamos de los usuarios afectados por daños o pérdidas que excedan las compensaciones reglamentarias.

Sin otro particular, esperando haber respondido a las inquietudes planteadas, le saluda atentamente:

MARTA CABEZA VARGAS
Superintendente de Electricidad y Combustibles

MCV/NMM/HAM/MCS

Distribución:

- Sr. Luis Rojas Gallardo, Prosecretario de la Cámara de Diputados
- DJ
- Gabinete
- Archivo SEC

Firmado digitalmente por
MARTA CABEZA VARGAS

www.sec.cl



Caso:2116467 Acción:3736566 Documento:4197339
V°B° MCS/HAM/NMM

Compensaciones Voluntarias e Indemnizaciones

Grupo Saesa®

Versión Gerentes Zonales – SEC | Septiembre de 2024

SOMOS
energía

QUE CONECTA
Y TRANSFORMA
VIDAS



Cálculo de compensaciones voluntarias agosto de 2024

Se tomaron las fallas de distribución que se iniciaron entre las 00:00 horas del 31 de julio y el 11 de agosto del 2024 en el sistema técnico, hasta su cierre, de Saesa, Frontel y Luz Osorno. Definido el tiempo interrumpido y considerando el consumo promedio facturado de cada cliente en los últimos 12 meses por segundo, se calculó a cada cliente la “Energía no suministrada” del período, la que se valorizó al doble del costo de falla del sistema (776,74 \$/kWh). Casos de ordenes de atención que no estaban cerradas al 11 de agosto están procesando para la siguiente facturación de los clientes.

Usando datos regulatorios del proceso de compensación, se obtuvo para cada servicio el consumo promedio por segundo de los últimos 12 meses (Consumo Promedio Por Segundo, CPPS). Con este dato se obtiene la Energía No Suministrada (ENS) como el producto entre el CPPS y el Tiempo Interrumpido.

Nota:

Esta compensación es independiente del pago de indemnización por daños a los clientes residenciales, y se realiza en forma coordinada con el cliente.



El cliente debe encontrarse en alguno de los siguientes casos:

- Cliente con opción **tarifaria residencial** (BT1, TRAT1 o similares, indistintamente tipo BT1), con documento de emisión boleta y que el usuario de la cuenta fuera residencial. El criterio que se usó para cumplir con esa condición fue no compensar a clientes “identificables en grupos no residenciales”, tales como, telecomunicaciones, entidades públicas o fiscales de cualquier tipo (oficinas, educación, salud, Alumbrado público, o sociedades comerciales con documento de emisión factura).
- Se incorporó clientes marcados como **APR o electrodependientes** cuyo servicio con independencia de la tarifa que tenían (Tipo BT1 o no BT1).
- Se incorporó a Clientes con tarifa no BT1 y que podrían ser considerados como residenciales. En este grupo de clientes se encuentran clientes con **tarifa AT2PPP y alguno BT2PPP, con documento de emisión boleta y consumos inferiores a 2.000 kWh mensuales**. En su mayoría se trata de clientes anteriores a la aparición de la tarifa TRAT1 y algunos que, por razones históricas, se han mantenido en tarifa BT2 (Clientes de Luz Osorno).
- Se incorporó a Clientes identificados como “**Posibles Pymes**” con **consumos promedios inferiores a 1.000 kWh** mensuales. Estos son servicios con tarifa BT1 con documento de emisión “**factura**”, y que no eran identificables con otros grupos.
- Se excluyeron de compensación un grupo de clientes que aparecen interrumpidos en el sistema geográfico pero que, en al menos **los últimos 12 meses, no han registrado facturación de energía** en sus cuentas (Si un cliente que en los últimos 12 meses ha tenido una facturación de energía de 0, cero kWh, no tendrá ENS).
- En el caso que la compensación alcanzaría a menos de \$1.000, debido al período de duración o por su bajo consumo, con el fin de reflejar un monto significativo, Grupo SAESA tomó la decisión de **compensar un monto mínimo de \$1.000**.

Supongamos que un día en condición normal de operación, por una causa externa a la distribuidora (postulada como fuerza mayor y aceptada por SEC), que destruye parte importante de la infraestructura de la empresa, un cliente quedó sin suministro durante 10 horas (y ese plazo aceptado por SEC). En esta situación el cliente no recibiría compensación de la distribuidora por energía no suministrada (fuerza mayor).

Ahora supongamos la misma afectación de la red, pero producto de un temporal extenso, con ráfagas de viento superiores a 120 km/h y que por la condición anormal la empresa se demoró 40 horas en reparar la infraestructura y reponer el suministro.

La compensación se calcula como:

$$Comp = 2 \times Costo Falla \times Energia No Suministrada = 2 \times CF \times ENS$$

$$CF = 388,37 \left[\frac{\$}{kWh} \right] \rightarrow 2 \times CF = 776,74 \left[\frac{\$}{kWh} \right]$$

Para efectos regulatorios, la ENS se calcula como

$$ENS = Consumo_{promedio} p/segundo \times Tiempo_{interrumpido} [s] = CPPS \times T_{int}$$

Monto compensado por Grupo SAESA:

Si un cliente tiene un consumo promedio mensual de 250 kWh, su consumo es 0,35 kWh por cada hora sin suministro. Si estuvo 40 horas sin suministro, se obtiene que la ENS será de 14 kWh, que valorizada a 776.74 \$/kWh nos da una compensación de \$10.850.

Excepción: Si el consumo promedio mensual de 20 [kWh], nos da una compensación de \$868, que la empresa ajusta a un mínimo de \$1000

Cientes Compensados (Proceso 11 de agosto)

Por Región

Región	Cientes Compensados
Araucanía	131.051
Bío Bío	100.712
Los Lagos	97.394
Los Ríos	76.016
Ñuble	13.455
Total general	418.628

Compensación por tramos

Resumen	servicios	Monto comp.	comp. Media
Interrumpido	#	\$ Millones	\$
<6hrs	168.643	177,6	1.053
6-12 hrs	65.989	103,6	1.571
12-18 hrs	25.313	54,4	2.150
18-24 hrs	21.976	67,5	3.071
24-36 hrs	48.888	212,5	4.347
36-48 hrs	15.352	88,1	5.737
48-72 hrs	30.361	221,8	7.304
72-96 hrs	15.230	154,5	10.144
96-120 hrs	8.981	113,6	12.652
120-144 hrs	6.390	92,9	14.532
144-168 hrs	4.308	76,3	17.712
168-192 hrs	3.384	67,4	19.909
192-216 hrs	2.349	48,9	20.809
216-240 hrs	1.181	26,6	22.538
>240 hrs	193	4,2	21.668
Total	418.538	1.510	

Comunas	Cientes Compensados
ARAUCO	8.958
CALBUCO	10.470
CAÑETE	9.179
CARAHUE	8.979
CUNCO	8.416
CURANILAHUE	7.429
FUTRONO	5.686
LAGO RANCO	5.144
LANCO	6.861
LAUTARO	7.186
LOS ÁLAMOS	7.295
LOTA	12.128
MARIQUINA	9.080
MAULLÍN	5.444
NUEVA IMPERIAL	8.911
OSORNO	8.910
PANGUIPULLI	15.301
PUERTO MONTT	23.079
RÍO BUENO	5.112
SANTA JUANA	7.203
TEMUCO	6.257
TEODORO SCHMIDT	6.244
TRAIQUÉN	5.004
VALDIVIA	18.076
VICTORIA	6.683
VILCÚN	6.417
VILLARRICA	6.692
Total general	236.144

Comunas con
+5.000
compensados

Indemnizaciones por daños agosto de 2024

La empresa indemnizará a los
clientes residenciales por daños
en las siguientes consideraciones:



Pérdida de alimentos / medicamentos

Hasta \$ 25.000 por cada día adicional a las primeras 24 horas para clientes residenciales, con los medios probatorios que correspondan.

Daño de artefacto

Hasta \$ 200.000 por reclamo previa revisión de característica de la falla e información que suministre el cliente. Superior a este monto se solicitará informe de servicio técnico atribuyendo causa eléctrica o se enviará nuestro servicio técnico, coordinación que realizará la zonal dependiendo de cada caso y las capacidades de los SSTT.

En los casos que no requieran medios probatorios, se contactará al cliente para coordinar el pago. Para aquellos que necesiten más información, se solicitarán los datos adicionales necesarios.

Para este PEC en particular se consideró adicionalmente como falla atribuible “Caída de árbol o rama fuera de faja” y “descarga atmosférica o eventos de la naturaleza” y las fallas de Tx.

Los clientes No BT1 serán evaluados caso a caso.

Para registrar un reclamo debe ingresar a página web de Frontel / Saesa / Luz Osorno y verá un botón con la invitación a realizar el reclamo.

Compensaciones Voluntarias e Indemnizaciones

Grupo Saesa®

Versión Gerentes Zonales – SEC | Agosto de 2024

SOMOS
energía

QUE CONECTA
Y TRANSFORMA
VIDAS

968	28/02/2024	01/03/2024	2014111	21	COPELAN	Los Angeles	COMUNA	Poda v Tala de árboles	15989	MANTENIMIENTO PREVENTIVO	\$ 2.438.631	02/05/2024	31/05/2024	100.0 %	Biobío	Los Angeles	967	Planes Instruidos	Plan Invierno	Trabajos en 3291 mts. Sector LUANCO-EL ROSAL	-37,274995	-72,354472
968	28/02/2024	01/03/2024	2014111	21	COPELAN	Los Angeles	COMUNA	Poda y Tala de árboles	15990	MANTENIMIENTO PREVENTIVO	\$ 1.903.629	01/06/2024	30/06/2024	100.0 %	Biobío	Los Angeles	967	Planes Instruidos	Plan Invierno	Trabajos en 2569 mts. Sector REC. LAS QUILLAS	-37,469306	-72,571639
968	28/02/2024	01/03/2024	2014111	21	COPELAN	Los Angeles	COMUNA	Poda v Tala de árboles	15991	MANTENIMIENTO PREVENTIVO	\$ 1.891.032	01/06/2024	30/06/2024	100.0 %	Biobío	Los Angeles	967	Planes Instruidos	Plan Invierno	Trabajos en 2552 mts. Sector COPELAN	-37,415295	-72,341281
1063	28/02/2024	05/04/2024	2014111	22	FRONTEL	Coronel	COMUNA	Poda y Tala de árboles	16110	MANTENIMIENTO PREVENTIVO	\$ 371.228	01/04/2024	31/08/2024	100.0 %	Biobío	Coronel	1062	Planes Instruidos	Plan Invierno	Se ejecutara 0,1 km de despeje de faja electrica	-37,016412	-73,522277
1064	28/02/2024	05/04/2024	2014111	22	FRONTEL	Florida	COMUNA	Poda y Tala de árboles	16111	MANTENIMIENTO PREVENTIVO	\$ 37.122.825	01/04/2024	31/08/2024	93.0 %	Biobío	Florida	1063	Planes Instruidos	Plan Invierno	Se ejecutara 12,5 km de despeje de faja electrica	-36,824001	-72,658229
1088	28/02/2024	05/04/2024	2014111	22	FRONTEL	Humbel	COMUNA	Poda y Tala de árboles	16142	MANTENIMIENTO PREVENTIVO	\$ 19.798.840	01/04/2024	31/08/2024	100.0 %	Biobío	Humbel	1067	Planes Instruidos	Plan Invierno	Se ejecutara 6,7 km de despeje de faja electrica	-37,096922	-72,566694
1065	28/02/2024	05/04/2024	2014111	22	FRONTEL	Hualqui	COMUNA	Poda v Tala de árboles	16181	MANTENIMIENTO PREVENTIVO	\$ 18.561.413	01/04/2024	31/08/2024	100.0 %	Biobío	Hualqui	1064	Planes Instruidos	Plan Invierno	Se ejecutara 6,3 km de despeje de faja electrica	-37,1612	-72,910292
1066	28/02/2024	05/04/2024	2014111	22	FRONTEL	Lota	COMUNA	Poda y Tala de árboles	16182	MANTENIMIENTO PREVENTIVO	\$ 989.942	01/04/2024	31/08/2024	100.0 %	Biobío	Lota	1065	Planes Instruidos	Plan Invierno	Se ejecutara 0,3 km de despeje de faja electrica	-37,089106	-73,152668
1067	28/02/2024	05/04/2024	2014111	22	FRONTEL	Santa Juana	COMUNA	Poda y Tala de árboles	16183	MANTENIMIENTO PREVENTIVO	\$ 105.305.081	01/04/2024	31/08/2024	81.0 %	Biobío	Santa Juana	1066	Planes Instruidos	Plan Invierno	Se ejecutara 35,5 km de despeje de faja electrica	-37,172874	-72,945113
1068	28/02/2024	05/04/2024	2014111	22	FRONTEL	Tome	COMUNA	Poda v Tala de árboles	16184	MANTENIMIENTO PREVENTIVO	\$ 2.474.855	01/04/2024	31/08/2024	12.0 %	Biobío	Tome	1067	Planes Instruidos	Plan Invierno	Se ejecutara 0,8 km de despeje de faja electrica	-36,704712	-72,710452
1069	28/02/2024	05/04/2024	2014111	22	FRONTEL	Lebu	COMUNA	Poda y Tala de árboles	16185	MANTENIMIENTO PREVENTIVO	\$ 43.309.963	01/04/2024	31/08/2024	100.0 %	Biobío	Lebu	1068	Planes Instruidos	Plan Invierno	Se ejecutara 14,6 km de despeje de faja electrica	-37,608382	-73,652022
1070	28/02/2024	05/04/2024	2014111	22	FRONTEL	Arauco	COMUNA	Poda y Tala de árboles	16186	MANTENIMIENTO PREVENTIVO	\$ 94.044.490	01/04/2024	31/08/2024	87.0 %	Biobío	Arauco	1069	Planes Instruidos	Plan Invierno	Se ejecutara 31,7 km de despeje de faja electrica	-37,248104	-73,319934
1071	28/02/2024	05/04/2024	2014111	22	FRONTEL	Cariene	COMUNA	Poda y Tala de árboles	16187	MANTENIMIENTO PREVENTIVO	\$ 36.875.340	01/04/2024	31/08/2024	100.0 %	Biobío	Cariene	1070	Planes Instruidos	Plan Invierno	Se ejecutara 12,4 km de despeje de faja electrica	-37,797989	-73,394705
1072	28/02/2024	05/04/2024	2014111	22	FRONTEL	Cortulmo	COMUNA	Poda y Tala de árboles	16188	MANTENIMIENTO PREVENTIVO	\$ 18.808.898	01/04/2024	31/08/2024	100.0 %	Biobío	Cortulmo	1071	Planes Instruidos	Plan Invierno	Se ejecutara 6,3 km de despeje de faja electrica	-37,946548	-73,230197
1073	28/02/2024	05/04/2024	2014111	22	FRONTEL	Curanilahue	COMUNA	Poda y Tala de árboles	16189	MANTENIMIENTO PREVENTIVO	\$ 37.122.825	01/04/2024	31/08/2024	100.0 %	Biobío	Curanilahue	1072	Planes Instruidos	Plan Invierno	Se ejecutara 12,5 km de despeje de faja electrica	-37,477089	-73,345513
1074	28/02/2024	05/04/2024	2014111	22	FRONTEL	Los Alamos	COMUNA	Poda y Tala de árboles	16190	MANTENIMIENTO PREVENTIVO	\$ 43.309.963	01/04/2024	31/08/2024	94.0 %	Biobío	Los Alamos	1073	Planes Instruidos	Plan Invierno	Se ejecutara 14,6 km de despeje de faja electrica	-37,614507	-73,409524
1075	28/02/2024	05/04/2024	2014111	22	FRONTEL	Tirúa	COMUNA	Poda y Tala de árboles	16191	MANTENIMIENTO PREVENTIVO	\$ 50.363.299	01/04/2024	31/08/2024	96.0 %	Biobío	Tirúa	1074	Planes Instruidos	Plan Invierno	Se ejecutara 17 km de despeje de faja electrica	-38,195006	-73,427158
1076	28/02/2024	05/04/2024	2014111	22	FRONTEL	Los Angeles	COMUNA	Poda y Tala de árboles	16192	MANTENIMIENTO PREVENTIVO	\$ 32.173.115	01/04/2024	31/08/2024	82.0 %	Biobío	Los Angeles	1075	Planes Instruidos	Plan Invierno	Se ejecutara 10,8 km de despeje de faja electrica	-37,593261	-72,276914
1077	28/02/2024	05/04/2024	2014111	22	FRONTEL	Antuco	COMUNA	Poda y Tala de árboles	16193	MANTENIMIENTO PREVENTIVO	\$ 17.323.985	01/04/2024	31/08/2024	52.0 %	Biobío	Antuco	1076	Planes Instruidos	Plan Invierno	Se ejecutara 5,8 km de despeje de faja electrica	-37,331921	-71,636229
1078	28/02/2024	05/04/2024	2014111	22	FRONTEL	Cabrero	COMUNA	Poda y Tala de árboles	16194	MANTENIMIENTO PREVENTIVO	\$ 45.042.361	01/04/2024	31/08/2024	51.0 %	Biobío	Cabrero	1077	Planes Instruidos	Plan Invierno	Se ejecutara 15,2 km de despeje de faja electrica	-37,032874	-72,399566
1079	28/02/2024	05/04/2024	2014111	22	FRONTEL	Lais	COMUNA	Poda y Tala de árboles	16195	MANTENIMIENTO PREVENTIVO	\$ 30.955.688	01/04/2024	31/08/2024	67.0 %	Biobío	Lais	1078	Planes Instruidos	Plan Invierno	Se ejecutara 10,4 km de despeje de faja electrica	-37,275219	-72,708061
1080	28/02/2024	05/04/2024	2014111	22	FRONTEL	Mulchén	COMUNA	Poda y Tala de árboles	16196	MANTENIMIENTO PREVENTIVO	\$ 147.872.587	01/04/2024	31/08/2024	80.0 %	Biobío	Mulchén	1079	Planes Instruidos	Plan Invierno	Se ejecutara 49,8 km de despeje de faja electrica	-37,722857	-72,24246
1081	28/02/2024	05/04/2024	2014111	22	FRONTEL	Nacimiento	COMUNA	Poda y Tala de árboles	16197	MANTENIMIENTO PREVENTIVO	\$ 148.738.786	01/04/2024	31/08/2024	74.0 %	Biobío	Nacimiento	1080	Planes Instruidos	Plan Invierno	Se ejecutara 50,1 km de despeje de faja electrica	-37,501136	-72,673923
1082	28/02/2024	05/04/2024	2014111	22	FRONTEL	Neirete	COMUNA	Poda y Tala de árboles	16198	MANTENIMIENTO PREVENTIVO	\$ 18.685.155	01/04/2024	31/08/2024	53.0 %	Biobío	Neirete	1081	Planes Instruidos	Plan Invierno	Se ejecutara 6,3 km de despeje de faja electrica	-37,588377	-72,525038
1083	28/02/2024	05/04/2024	2014111	22	FRONTEL	Quilco	COMUNA	Poda y Tala de árboles	16199	MANTENIMIENTO PREVENTIVO	\$ 18.561.413	01/04/2024	31/08/2024	100.0 %	Biobío	Quilco	1082	Planes Instruidos	Plan Invierno	Se ejecutara 6,3 km de despeje de faja electrica	-37,786275	-71,752596
1084	28/02/2024	05/04/2024	2014111	22	FRONTEL	Quilleco	COMUNA	Poda v Tala de árboles	16200	MANTENIMIENTO PREVENTIVO	\$ 37.122.825	01/04/2024	31/08/2024	92.0 %	Biobío	Quilleco	1083	Planes Instruidos	Plan Invierno	Se ejecutara 12,5 km de despeje de faja electrica	-37,467696	-71,980335
1085	28/02/2024	05/04/2024	2014111	22	FRONTEL	San Rosendo	COMUNA	Poda y Tala de árboles	16201	MANTENIMIENTO PREVENTIVO	\$ 2.474.855	01/04/2024	31/08/2024	100.0 %	Biobío	San Rosendo	1084	Planes Instruidos	Plan Invierno	Se ejecutara 0,8 km de despeje de faja electrica	-37,260561	-72,752228
1086	28/02/2024	05/04/2024	2014111	22	FRONTEL	Santa Bárbara	COMUNA	Poda y Tala de árboles	16202	MANTENIMIENTO PREVENTIVO	\$ 22.273.695	01/04/2024	31/08/2024	100.0 %	Biobío	Santa Bárbara	1085	Planes Instruidos	Plan Invierno	Se ejecutara 7,5 km de despeje de faja electrica	-37,660339	-72,017566
1087	28/02/2024	05/04/2024	2014111	22	FRONTEL	Tucapel	COMUNA	Poda y Tala de árboles	16203	MANTENIMIENTO PREVENTIVO	\$ 28.708.318	01/04/2024	31/08/2024	100.0 %	Biobío	Tucapel	1086	Planes Instruidos	Plan Invierno	Se ejecutara 9,7 km de despeje de faja electrica	-37,240028	-71,943403
1089	28/02/2024	05/04/2024	2014111	22	FRONTEL	Alto Biobío	COMUNA	Poda y Tala de árboles	16204	MANTENIMIENTO PREVENTIVO	\$ 7.424.565	01/04/2024	31/08/2024	72.0 %	Biobío	Alto Biobío	1088	Planes Instruidos	Plan Invierno	Se ejecutara 2,5 km de despeje de faja electrica	-37,879045	-71,637827