

Informe de evaluación de la calidad del suministro eléctrico Sector Distribución 2019



Contenido

Resumen Ejecutivo	3
1. Evaluación de la continuidad del suministro	5
1.1 Cantidad de salidas de servicio (Frecuencia promedio de interrupciones)	5
1.2 Tiempo fuera de servicio (tiempo promedio de interrupción por abonado)	10
1.3 Otros indicadores de continuidad	13
1.4 Análisis de causas de interrupciones.	17
2. Evaluaciones de Calidad del Suministro de Servicio Eléctrico	22
2.1 Programa de intervención de transformadores.....	22
2.2 Programa de evaluación ARESEP-UCR	23
2.3 Análisis de causas de deficiencias de tensión, reportadas por usuarios.	25
3. Conclusiones.....	38
4. Recomendaciones.....	39

Resumen Ejecutivo

El presente documento contiene un resumen de los resultados de fiscalización de la calidad del servicio eléctrico en el ámbito nacional, realizado por la Autoridad Reguladora por medio de los programas de regulación directa y supervisión de los parámetros de autorregulación. Lo anterior de conformidad con lo establecido en la resolución RIE-056-2018 y las normas técnicas aplicables al sector eléctrico.

El enfoque que se aborda en cuanto a calidad del suministro de energía eléctrica utiliza los principales indicadores de continuidad tanto a nivel nacional como a nivel de empresa, determinando, la frecuencia de interrupciones promedio del servicio eléctrico (FPI), que para el año 2019 fue de 8,3 veces y la duración promedio de interrupción del suministro eléctrico percibido por abonado (DPIR) cuyo valor para el periodo en estudio fue de 9:24 horas. Ambos indicadores muestran el comportamiento promedio, ponderado por la cantidad de clientes por circuito. Uno de los principales resultados, fue determinar que el DPIR está mostrando una tendencia al alza, así como una gran variabilidad, lo que es señal de disminución confiabilidad del servicio.

Este informe también incluye un análisis del tipo de interrupciones a nivel de subestación, según lo establecido el artículo 38 de la Norma Técnica AR-NT-SUCAL, clasificadas de acuerdo con la duración de los cortes de suministro, es decir: momentáneas, temporales y permanentes, según sus causas. Al respecto, destacan las causas ambientales (flora y fauna principalmente) y las actividades humanas (donde las más importantes son colisiones de vehículos con el tendido eléctrico y la contaminación).

De manera complementaria, se presentan los resultados de los estudios de perturbaciones de tensión y sus causas, obtenidas a través del Programa de Intervención de Transformadores, así como de la evaluación directa de la calidad del servicio, realizado por la Autoridad Reguladora por medio de la Unidad de Verificación de la Calidad del Servicio Eléctrico (UVECASE), contratada para tales efectos. De ambos programas, desde 2015 han generado resultados sobre las causas principales de deficiencias en la baja tensión del SEN, tales como los ajustes en la regulación de los niveles de tensión suministrados por los transformadores (“*taps*” de un transformador), los desbalances de carga en el secundario, la sobrecarga de los transformadores y las armónicas de corriente producto de equipos de los usuarios.

Asimismo, se incorporan dos secciones relacionadas con trámites de interés para los usuarios y abonados. La primera relacionada con la evaluación de la gestión técnica y comercial en cuanto a la conexión de nuevos servicios, a partir de la Norma Técnica AR-NT-SUINAC, lo cual permite llevarle el pulso a la variación de la cantidad de clientes nuevos en el SEN. La segunda referida a la gestión técnica del servicio en cuanto al estudio de los tiempos para atención de las interrupciones. Con esto se logró determinar información importante sobre las actividades que resultan más representativas en la atención de averías que marcan la confiabilidad del servicio desde el punto de vista del usuario, y las áreas más importantes para realizar un plan de mejora de estos tiempos, el cual debe emanar de los regulados y ser supervisado por la Aresep.

Finalmente, este informe recomienda acciones sobre mejoras a la calidad del servicio suministrado a los abonados, a partir de un ejercicio de comunicación transparente de los resultados de las evaluaciones necesarias para el cumplimiento de los prestadores con el marco normativo nacional, y en un ejercicio de gobierno abierto, poniendo a disposición de los usuarios, información requerida para analizar la calidad del servicio por el que se paga.

1. Evaluación de la continuidad del suministro

La continuidad del suministro eléctrico que reciben los usuarios del servicio público de electricidad se evalúa fundamentalmente mediante dos indicadores principales: la “Frecuencia promedio de interrupción por abonado” (FPI) y la “Duración promedio de interrupción por abonado” (DPIR). Estos permiten, cuantificar la cantidad de veces y el tiempo que, en promedio, experimenta un usuario del servicio de cada empresa prestadora, por un determinado periodo, considerando las interrupciones mayores de cinco minutos que se originen en cualquier parte de la red.

Estos indicadores se encuentran ponderados por el peso relativo del número de usuarios por circuito, de la red exceptuando únicamente las que afecten a un único usuario o abonado de manera exclusiva, dichos indicadores se determinan a nivel nacional, por empresa y por circuito, con cálculos de periodicidad semestral. Para efectos de los cálculos de los indicadores de 2019 y siguientes, se contabilizan todas las interrupciones que se dan en un circuito hasta el nivel de los transformadores de distribución.

En la siguiente sección, se presentan los datos por distribuidora, así como el promedio nacional de cada uno de los aspectos descritos, para el año 2019.

1.1 Frecuencia promedio de interrupciones.

Durante el 2019, los usuarios del servicio público de electricidad experimentaron en promedio 8,3 interrupciones, de las cuales, tal como se muestra en el Gráfico N°1: 0,8 veces las interrupciones se originaron por la falta de suministro en el sistema de transmisión nacional, aunado a la falta de abastecimiento de generación (lo que se muestra en el gráfico como causas atribuibles al ICE); 4,3 veces por la influencias medioambientales, por actividad humana y de redes eléctricas externas (que se muestran como causas externas); y 3,2 veces se originaron a consecuencia de las actividades de operación y mantenimiento, tanto preventivo como correctivo, de la red de distribución (o causas internas, propias de la empresa).

Gráfico N° 1

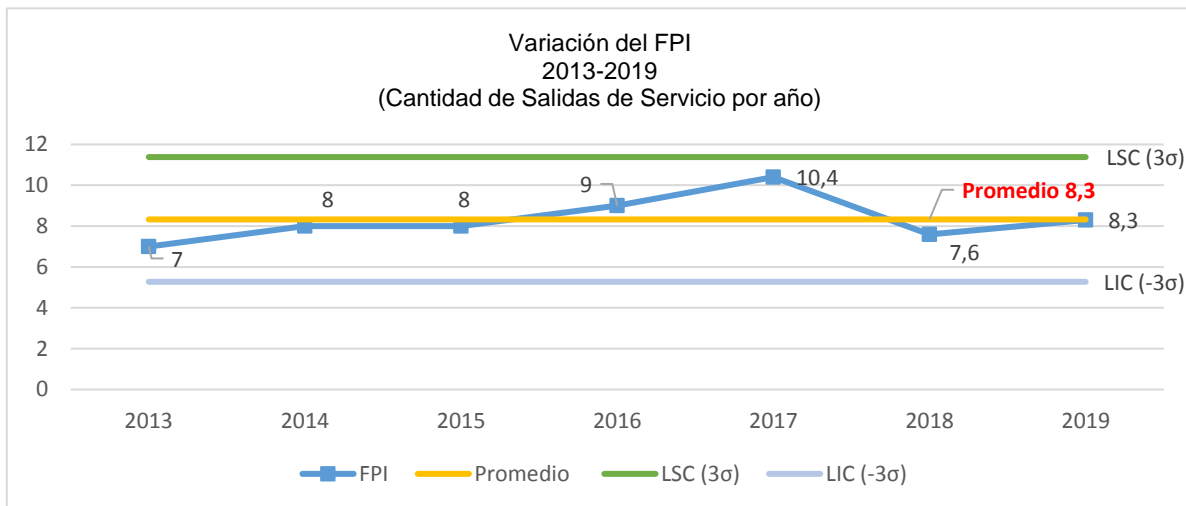
Frecuencia promedio de interrupción por abonado
Costa Rica. 2019
Distribución por origen de las interrupciones
(Cantidad de salidas de servicio)



Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

En el Gráfico N° 2 se muestra un gráfico de control¹ en el que se puede observar la variación del FPI en el periodo 2013-2019 (es importante mencionar que previo al 2015 la norma que regulaba este indicador era la Norma Técnica: Calidad de la Continuidad del Suministro Eléctrico, AR-NTCSE, la cual no alcanzó los niveles de interrupción III y IV, por lo que la precisión decimal de dichos años es inferior a mediciones más recientes). En este gráfico, siguiendo las técnicas de mejora continua, conocidas como 6 sigma (en referencia a la desviación estándar) se utilizó un ámbito de variación² de 3σ para determinar si el proceso del servicio de suministro eléctrico se encuentra en control estadístico, en el tiempo.

Gráfico N° 2



¹ Según la Sociedad Americana para la Calidad (ASQ por sus siglas en inglés), un gráfico de control es un tipo de gráfico utilizado para estudiar cómo varía un proceso en el tiempo. Los límites de control, junto con otros elementos, permiten identificar si un proceso se encuentra controlado.

Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.²

Para una correcta interpretación del Gráfico N°2 es necesario tener en consideración 4 aspectos generales, estrechamente relacionados entre sí:

- i. La línea central, representa el promedio del proceso actual. No obstante, considerando que en el artículo 62 de la AR-NT-SUCAL se estableció como parámetro de referencia 7 interrupciones anuales. Según este informe, ya el proceso de regulación de calidad del suministro cuenta con información para proceder a la actualización de este indicador de referencia para ajustarlo a la realidad operativa del SEN.
- ii. Los límites de control no son los límites especificados. En la actualidad la norma solamente define un valor puntual, sin embargo, no define el ámbito de variación o tolerancia. Es por esto por lo que, se decidió utilizar $\pm 3\sigma$ con respecto a la línea central como límites de control, bajo una lógica de mejora “lean six sigma”.
- iii. Este gráfico es utilizado como medio de control de la confiabilidad y reducción de la variabilidad en el servicio, lo cual atiende el objetivo de velar por la confiabilidad del servicio establecido en el artículo 4 de la Ley 7593 y brinda señales sobre la variabilidad natural inherente al proceso, así como las variaciones inesperadas, lo que permitirá desagregar mejor las acciones regulatorias a futuro.
- iv. Un proceso se encuentra fuera de control si alguno de los puntos aparece por encima o por debajo de los límites de control (LSC: Límite superior de control. LIC: Límite inferior de control). Además, si existen tendencias en varios puntos, se pueden determinar causas específicas de la variación, que podrían originar condiciones no deseadas en caso de no corregirse a tiempo.

En este contexto, de acuerdo con lo mostrado en el gráfico anterior, se puede concluir que el proceso muestra un comportamiento oscilante y relativamente estable. En la actualidad se puede decir que el FPI nacional es de $8,3 \pm 1,02$.³ A pesar de que el resultado de 2019 aún no corresponde con el parámetro preliminar indicado en la norma, es importante rescatar que dicho valor fue establecido como temporal, y que, actualmente, con la información recopilada a la fecha mediante

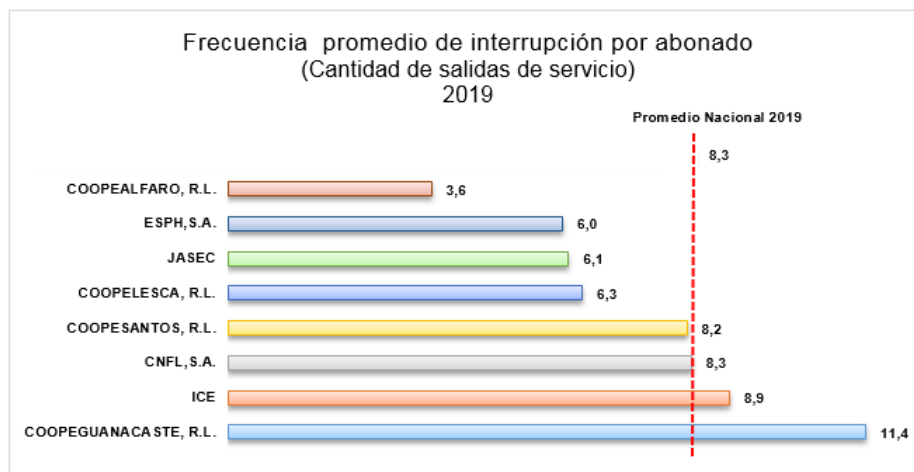
² LSC: Límite Superior de Control
LIC: Límite Inferior de Control

³ Nótese que el 1,02 corresponde a la desviación estándar. El valor nacional, más o menos la desviación estándar, aún se encuentra dentro de los límites de control de 3σ

diferentes requerimientos regulatorios, Aresep se encuentra trabajando en la actualización de dicho parámetro de referencia.

En el Gráfico N° 3 se muestran los valores de la frecuencia promedio de interrupción por abonado para cada empresa en relación con el valor promedio nacional del 2019.

Gráfico N° 3



Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

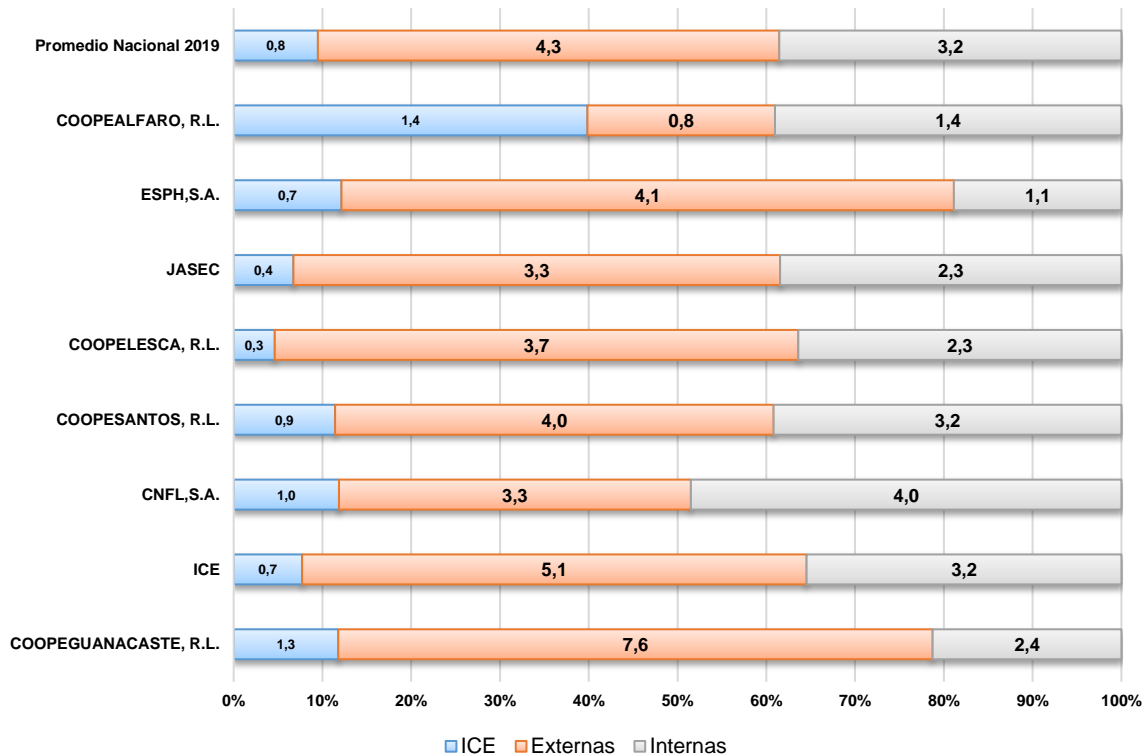
Del gráfico se observa que los abonados de Coopealfaro fueron los que en promedio experimentaron menor cantidad de interrupciones durante el 2019, las demás empresas se encontraron en valores entre los límites de control (5,3-11,4), siendo Coopeguanacaste la que se encontró justo en el límite superior de control. Lo anterior muestra que existen 4 estratos de calidad; el primero, compuesto únicamente por Coopealfaro, donde sus abonados reciben una calidad superior a la ofrecida por el resto de empresas; el segundo estrato conformado por Coopelesca y las empresas municipales, el cual se encuentra cercano al límite inferior de control, el tercer estrato conformado por el Grupo ICE (ICE y CNFL) y Coopesantos, los cuales están ubicados prácticamente en el promedio del proceso y finalmente Coopeguanacaste que se encuentra en el límite superior de control.

Siendo Coopealfaro una zona con muchas cuestiones en común eléctricamente hablando a Coopelesca, y Coopeguanacaste a algunas zonas ICE, es de interés indagar sobre las diferencias y los circuitos en los que se originaron los mayores indicadores de salidas de servicio por número de veces.

El Gráfico N° 4, muestra el detalle del origen de las fallas que suscitaron las interrupciones contempladas en la determinación de la frecuencia promedio de interrupciones por abonado, para cada empresa en particular. De este se observa que la mayor cantidad de fallas se originaron por causas externas a la red eléctrica de cada empresa; seguido por las causas internas y finalmente la menor cantidad se origina por causas del suministro del ICE en el ámbito del abastecimiento de generación y del servicio de transmisión de electricidad.

Gráfico N° 4

Frecuencia promedio de interrupción por abonado
Origen de interrupciones
(Peso relativo de la cantidad de salidas del servicio de suministro)
2019



Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

Según el gráfico anterior, es de importancia considerar el valor nominal de las salidas de servicio por causas ICE para Coopealfaro y Coopeguanacaste, quienes presentaron los mayores valores. En relación con las causas de origen externo, se

observa que el ICE y Coopeguanacaste presentaron los valores más altos, mientras que Coopealfaro mostró el valor más bajo en ese rubro.

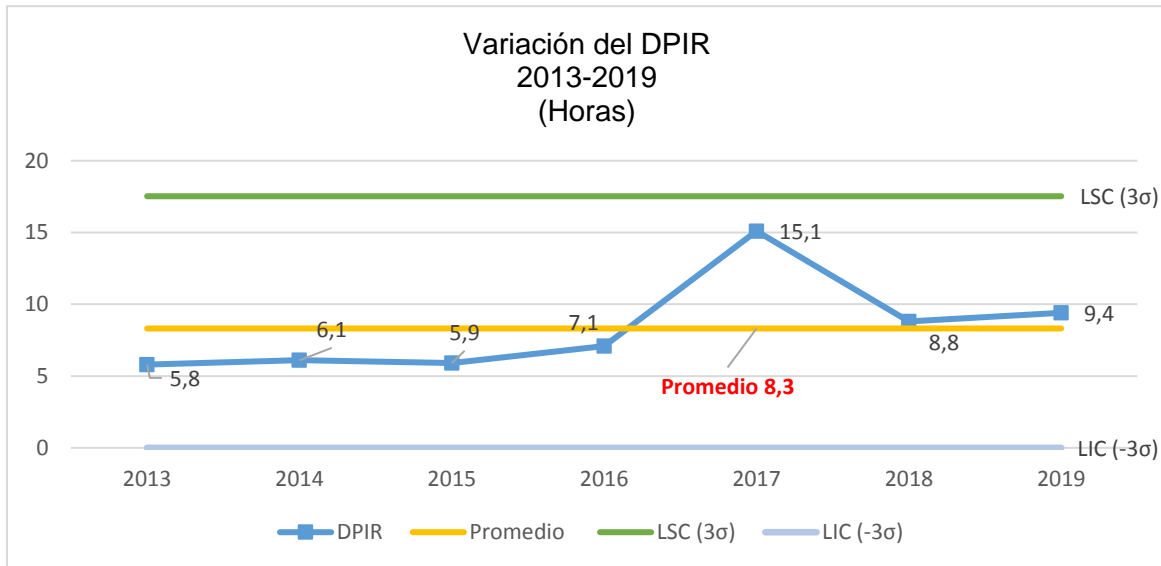
Finalmente, en lo que respecta a las causas de origen interno, la CNFL, el ICE y Coopesantos fueron las empresas con los valores más altos y la ESPH, la de menor valor en este rubro.

1.2 Tiempo promedio de interrupción por abonado.

En el Gráfico N° 5 se muestran los valores del tiempo promedio de interrupción por abonado para el periodo 2013-2019, de manera similar a como se mostraron los valores de FPI, es decir con un gráfico de control; donde se muestra que los todos los puntos se encuentran dentro de los límites de control. En este caso, el indicador es el DPIR (Duración Promedio de Interrupciones en la Red). Es importante mencionar que el límite inferior se dejó en 0, aunque su valor de -3σ con respecto a la línea central (o media estadística de los datos) en realidad debería de ubicarse en -0,9; esto es así, dado que no tiene sentido físico para estos efectos, un tiempo negativo.

En este gráfico se puede observar que, a pesar de encontrarse el DPIR bajo control, la variabilidad es alta en comparación con la variabilidad del FPI; lo que se ve reflejado en la amplitud de los límites de control (0,0-17,5 horas), lo que hace más complicado poder estimar a priori las horas sin servicio eléctrico por abonado por año, esto a su vez, significa que el indicador presenta un panorama con oportunidades de mejora en la confiabilidad del servicio. También, la media se ubica en 8,3 horas cuando el valor de referencia por norma es de 6 horas. Resulta importante mencionar que las empresas distribuidoras presten atención a los asuntos operativos que están haciendo incrementar este indicador, pues la tendencia comienza a ser clara al alza, y esto podría ser perjudicial para los usuarios en el mediano plazo, y para las empresas por la presencia cada vez mayor de sistemas de almacenamiento, generación distribuida y control de la demanda, los cuales presentan incentivo a su inserción ante la falta de confiabilidad del servicio.

Gráfico N° 5

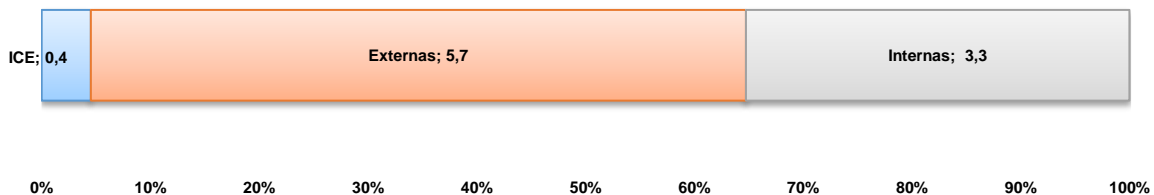


Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

Según el gráfico anterior, durante 2019, los usuarios del servicio público de electricidad experimentaron en promedio 9,4 horas (9 horas, 24 minutos) de interrupción en el suministro eléctrico, de las cuales 0,4 horas; se debieron a falta de suministro a nivel del sistema de transmisión nacional incluyendo la falta de abastecimiento de generación (causas producto del servicio del ICE, similar a lo anteriormente indicado); 5,7 horas por causas externas; y 3,3 horas a consecuencia de causas internas, como se muestra en el Gráfico N°6.

Gráfico N° 6

Tiempo promedio de interrupción por abonado
Costa Rica. 2019
Distribución por origen de las interrupciones
(Horas)

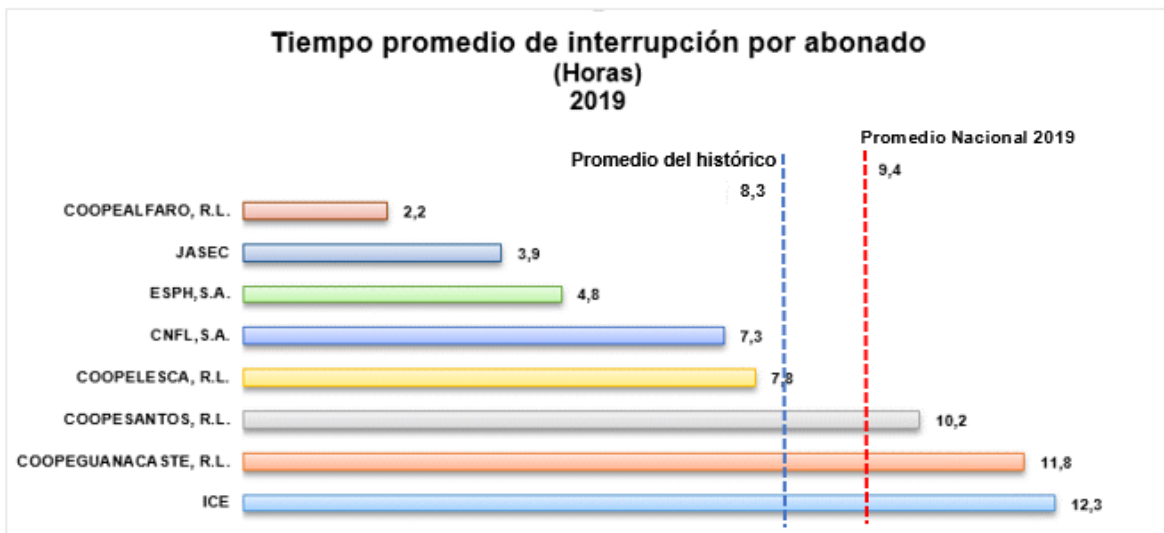


Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

En el Gráfico N° 7 se muestran los valores del tiempo promedio de interrupción por abonado para cada empresa (DPIR) y el valor promedio nacional del periodo en estudio. Realizando una observación similar a la realizada para el FPI, se puede observar que, aunque todos los valores reportados por empresa se encuentran dentro de los intervalos de control, la variabilidad es alta comparativamente entre unas y otras empresas.

Las 3 empresas que elevan el valor promedio de 2019 y que de manera coincidente están por encima del valor medio de los datos históricos de control son ICE, Coopeguanacaste y Coopesantos con rangos de 4 a 6 horas por encima del valor objetivo dado por norma (6 horas); donde el caso más crítico es el ICE, quien excede el valor objetivo por el doble de lo deseado. Por su parte, CNFL y Coopelesca, brindaron en 2019 un servicio que, si bien está por debajo del valor histórico de control, se encuentra un poco por encima del valor teórico de norma. Finalmente, los usuarios de las empresas municipales y de Coopealfaro, son los abonados cuyos problemas de cortes del suministro eléctrico, se resuelven en el menor tiempo.

Gráfico N° 7

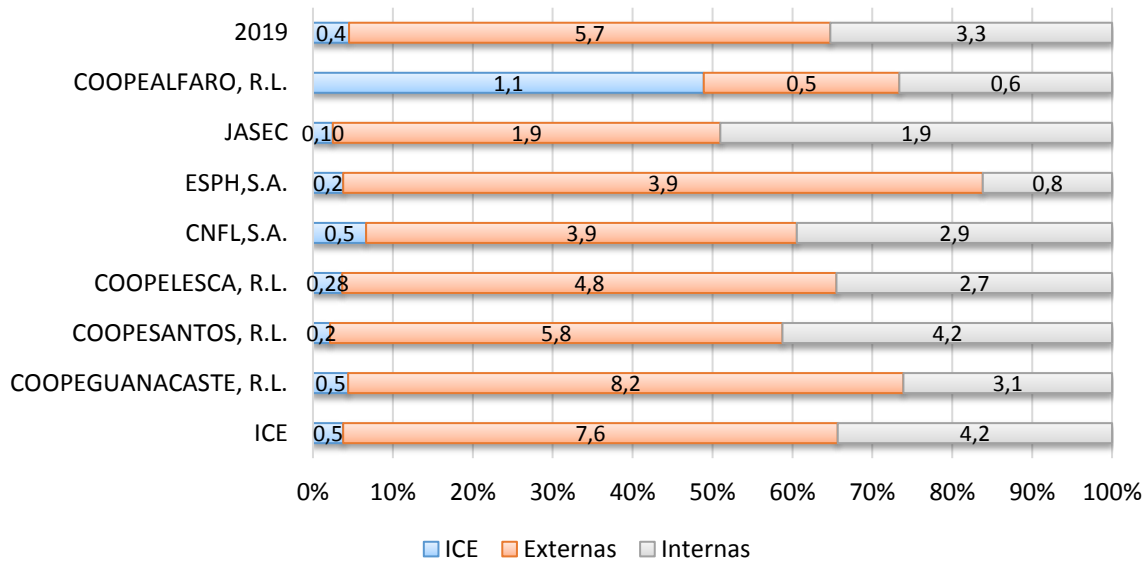


Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

En el Gráfico N° 8 se muestra composición del indicador del DPIR por empresa, según el origen de las causas.

Gráfico N° 8

Tiempo promedio de interrupción por abonado
Distribución de orígenes de interrupciones
(Horas)



Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

De este gráfico se puede destacar que la mayor cantidad de fallas se originan por causas externas a las redes eléctricas de la empresa, con excepción de Coopealfaro quien sufre un mayor impacto de la falta de suministro por parte del servicio de transmisión del ICE; seguido por las causas internas, sobre las que las empresas tienen control y responsabilidad, pues son las originadas en su propia red; y finalmente la menor cantidad se origina por causa del servicio del ICE.

1.3 Otros indicadores de continuidad

Adicional a los indicadores de la sección previa, se cuantifican las fallas a través de indicadores que visibilizan la duración de éstas. Se calculan a nivel de circuito tres indicadores individuales: “Frecuencia de Interrupciones momentáneas (FIM)”, “Frecuencia de interrupciones temporales (FIT)”, “Frecuencia de interrupciones prolongadas (FIP)”, los cuales se calculan por circuito, usando las interrupciones de nivel I es decir, las que se suscitan en el interruptor de salida de la subestación y

representan la frecuencia y la duración de interrupciones mensuales que experimentaron los abonados asociados a cada circuito de distribución de la empresa eléctrica⁴.

Estos indicadores a pesar de ser calculados como indicadores individuales se han utilizado en este informe para calcular un promedio ponderado de todos los circuitos de cada prestador del servicio (ponderación a partir de la cantidad de usuarios conectados a cada circuito) para obtener un valor de referencia por empresa, es importante mencionar que éstos indicadores no reflejan todas las fallas que sintieron los abonados, pues al ser a nivel de subestación, siempre existen circuitos de respaldo que pueden evitar que algunos abonados se vean afectados ante la falla en la salida de subestación, aunque esto signifique que se recarga esta demanda a otros circuitos alimentadores.

En la tabla N° 1, se exponen las características a considerar sobre el tipo de interrupciones que miden los anteriores indicadores de continuidad, y en el Gráfico N° 9 se muestra el comportamiento ponderado de estos por empresa y para el país en su conjunto.

⁴ Los indicadores FPI y DPIR son indicadores de tipo “**Global**”: miden de manera general, el comportamiento promedio de la continuidad del servicio, que experimentan los usuarios asociados a la totalidad de red eléctrica de una empresa, o bien a una parte o sección de dicha red (circuito, ramal, etc.).

Los indicadores FIM, FIT y FIP son indicadores de tipo “**Individual**”: miden el comportamiento de la continuidad del servicio, que experimenta un usuario o grupo de usuarios asociados a las interrupciones originadas por ciertos elementos de protección de la red eléctrica de una empresa prestadora del servicio, o bien a una parte o sección de dicha red (circuito, ramal, etc.).

Tabla N° 1.

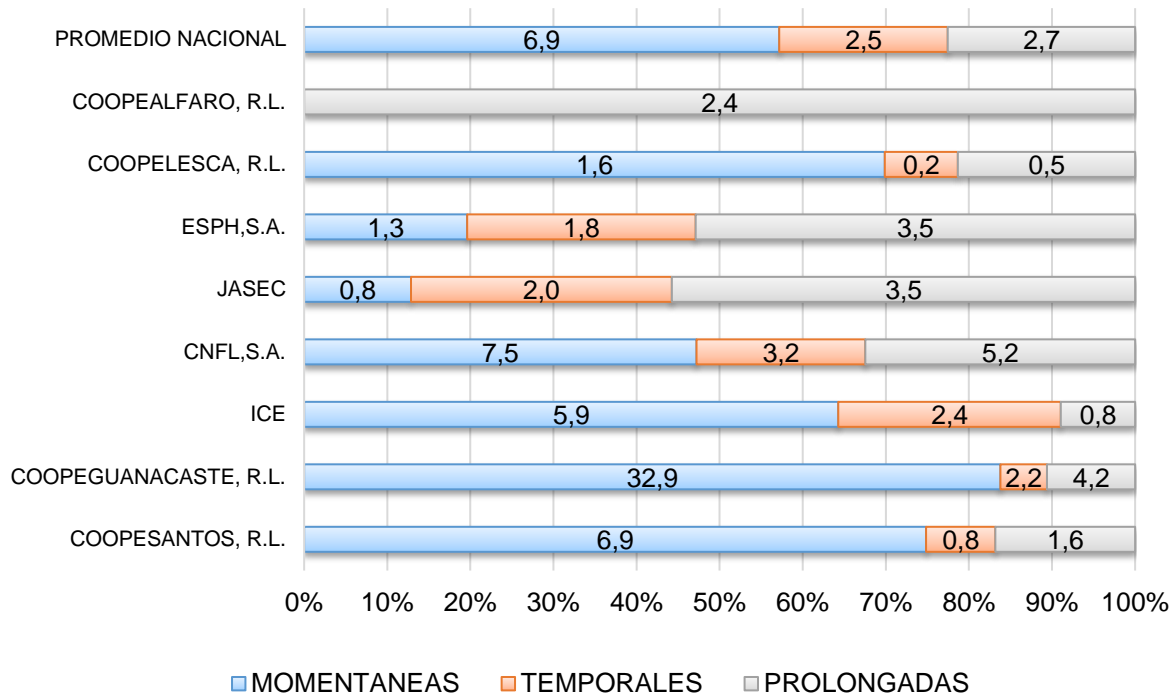
Tipos de interrupciones, por duración.

Artículo 38 de Norma Técnica AR-NT-SUCAL vigente.

Tipo de Interrupción	Duración	Descripción
Momentánea	Menor o igual a un minuto.	Fallas no permanentes, como, por ejemplo: descargas atmosféricas, contacto momentáneo de animales o vegetación con las líneas energizadas.
Temporal	Superior a un minuto e inferior o igual a cinco minutos.	Fallas similares a la anteriores pero que desaparecen en un lapso menor de 5 minutos; lapso que las empresas en sus políticas de operación, esperan antes de intentar una operación en el interruptor, con el fin de comprobar la eliminación de la falla temporal que provocó la interrupción.
Prolongada	Superior a cinco minutos.	Fallas cuya naturaleza requiere acciones de mantenimiento correctivo u operativas con una duración mayor a los cinco minutos

Gráfico N° Gráfico N° 9

Frecuencia de interrupciones momentáneas, temporales y prolongadas
Datos nacionales.2019



Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

Del Gráfico N°9 se observa que en general en las salidas de las subestaciones, se experimentaron 12,1 interrupciones durante el 2019, de las cuales 6,9 fueron momentáneas, 2,5 fueron temporales y 2,7 fueron permanentes; es importante recordar que, en 2018, este indicador fue 10,6, por lo que se nota un incremento

De la observación del Gráfico N° 9, se observa como por un lado los usuarios del servicio brindado por Coopealfaro, no experimentaron interrupciones momentáneas ni temporales y como los usuarios servidos por Coopeguanacaste experimentaron una considerable cantidad de interrupciones momentáneas durante el 2019.

De igual forma se observa que en general, la mayor cantidad de interrupciones que experimentan los usuarios son momentáneas que corresponden a las asociadas a la eliminación de fallas típicas de sistemas eléctricos aéreos sujetos a la interacción de la fauna y flora con la red y la actividad eléctrica de origen atmosférico, las cuales por lo general afectan por tiempos inferiores a un minuto.

1.4 Análisis de causas de interrupciones.

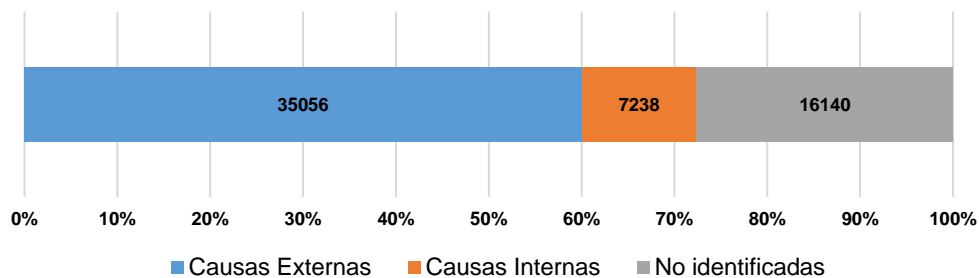
Según los datos aportados por las empresas, durante el 2019 se presentaron un total de 58 434,00 perturbaciones en la red eléctrica nacional que suscitaron la interrupción del suministro eléctrico a al menos un abonado del servicio.

Del total de perturbaciones asociadas a la continuidad del servicio, 60,0% del total tuvieron una causa originada en aspectos externos a la red (incluyendo la falta de suministro de la red de la red de transmisión y la falta de abastecimiento de generación del ICE), 12,4% se originaron por causas internas de la red de distribución y 27,6% a causas de origen no identificado.

El Gráfico N° 10, muestra la distribución de las causas de las interrupciones acontecidas, durante el 2019, en la red de distribución nacional.

Gráfico N° 10

Distribución de causas de interrupciones por tipo
Costa Rica. 2019.

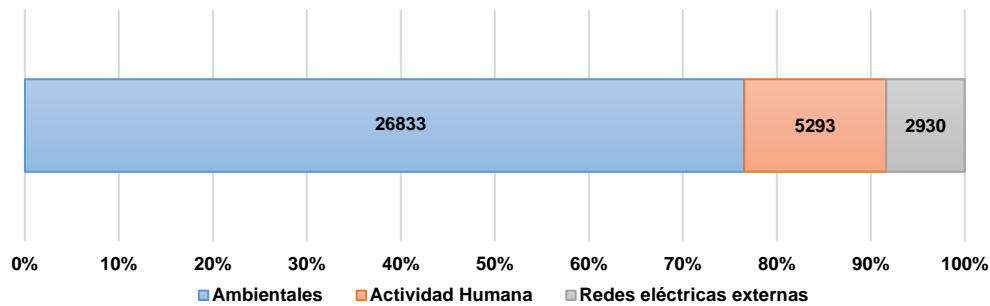


Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

En lo que respecta a los tipos de causas externas de las interrupciones, el Gráfico N°11 muestra que un 76,5% de estas se dieron por influencia medio ambiental (lluvia, viento, flora, fauna, etc.) sobre la red eléctrica, 15,1% por la influencia de actividades humanas sobre la red eléctrica y 8,4% por la influencia de redes eléctricas externas a la infraestructura eléctrica propia de las empresas distribuidoras.

Gráfico N° 11

Detalle de cantidad de causas externas de interrupciones
2019. Datos Nacionales.

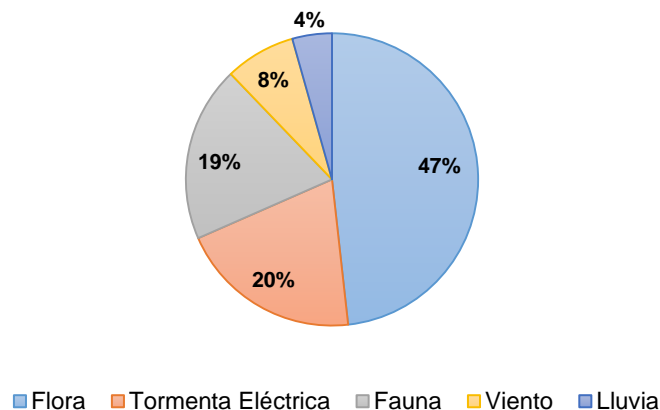


Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

El detalle del Gráfico N° 12, además indica que, de las interrupciones debido a fallas ambientales la mayoría se debieron al contacto de flora (47%), actividad atmosférica (20%), fauna (19%) e influencia del viento (8%) y lluvia (4%) en la red eléctrica. Esto demuestra la necesidad de inversión en protección contra descargas atmosféricas, así como la intensificación de acciones para evitar el contacto de flora y fauna con la red (ya sea la poda preventiva o infraestructura especializada, según conveniencia de costo-beneficio de los circuitos según sus indicadores).

Gráfico N° 12

Detalle de causas ambientales de interrupciones
2019. Datos Nacionales.

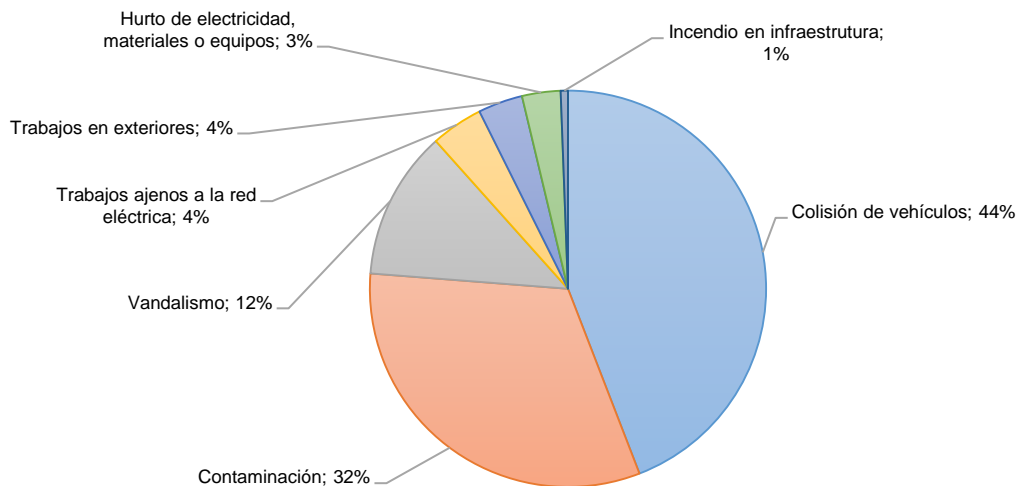


Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

Respecto a las influencias de la actividad humana sobre la red de distribución que suscitaron interrupciones en el servicio eléctrico, el Gráfico N° 13, muestra que la colisión de vehículos con postes del tendido eléctrico fue la de mayor incidencia (44%), seguido de la contaminación (32%) y el vandalismo (12%).

Gráfico N° 13

Detalle de causas de interrupciones por actividad humana
Costa Rica. 2019.

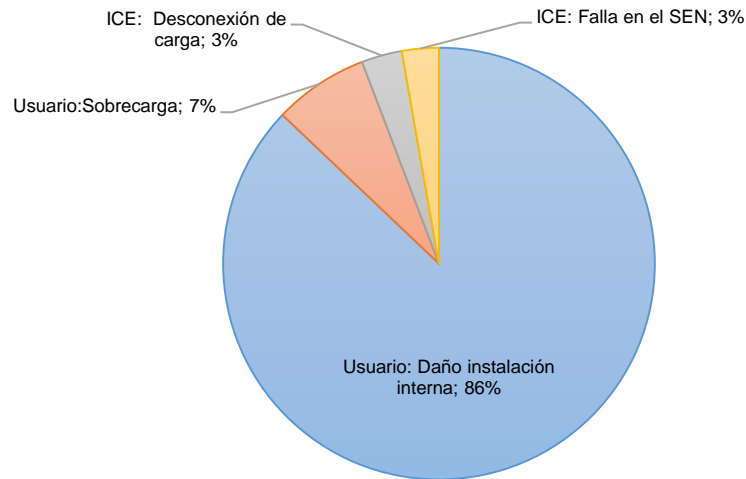


Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

Otras actividades humanas cuya influencia sobre la red de distribución que provocaron alguna interrupción con al menos un usuario afectado fueron trabajos ajenos a la red eléctrica (4%), el hurto de electricidad, materiales o equipos (3%), y trabajos en exteriores (4%).

Gráfico N° 14

Detalle de causas de interrupciones por influencia de redes externas
2019. Datos Nacionales.



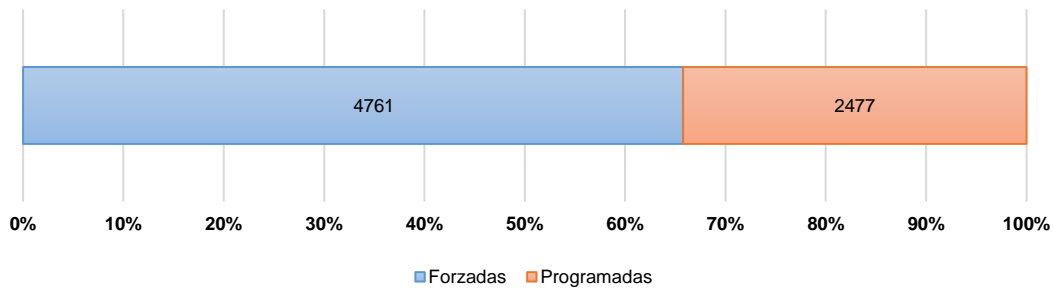
Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

Del total de interrupciones por influencia de redes eléctricas ajenas a la red de distribución nacional (2 930), el Gráfico N° 14 muestra que el 86% se debió a daños en la instalación eléctrica interna de los inmuebles de los abonados. Otras causas fueron la sobrecarga en las redes eléctricas de los abonados (7%) y la desconexión de carga y fallas en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) a nivel de transmisión (3% en cada uno de esos rubros).

Las causas internas de las interrupciones también pueden ser clasificadas según su origen, de acuerdo con el artículo 39 de la Norma Técnica AR-NT-SUCAL vigente, y las condiciones internas de estas fallas, se puede dividir en forzadas y programadas. El Gráfico N° 15, muestra el detalle de las causas internas. Del total de causas internas (7 238) un 66% (4 761) se debieron a condiciones forzadas (fallas en la infraestructura eléctrica de la empresa) y un 34% (2 477) a situaciones programadas de mantenimiento preventivo y correctivo.

Gráfico N° 15

Detalle de cantidad de causas internas de interrupciones
2019. Datos Nacionales.

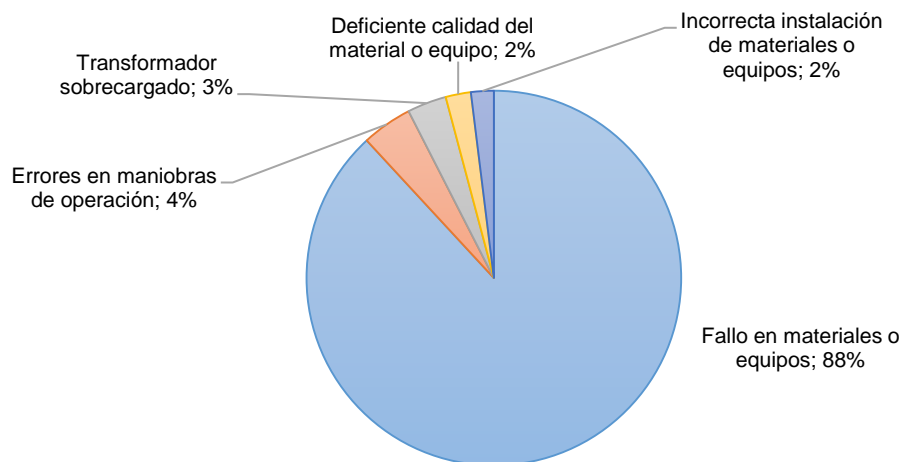


Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

Por su parte, las interrupciones forzadas, también se han dividido por su origen, donde la principal causa de estas, durante el periodo en estudio, fue el fallo de materiales o equipos (88%), seguido por errores en maniobras de operación (4%). Lo anterior, se muestra en el gráfico N°16.

Gráfico N° 16

Detalle de causas de interrupciones forzadas
2019. Datos Nacionales.



Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

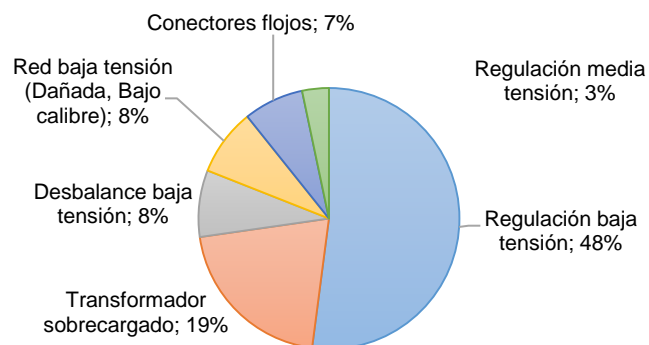
2. Evaluación de la Calidad de la Tensión de Suministro de Servicio Eléctrico.

2.1 Programa de intervención de transformadores.

Mediante el programa de intervención de transformadores establecido en el capítulo VI de la Norma Técnica AR-NT-SUCAL, en el periodo en estudio, las empresas eléctricas intervinieron⁵ un total de 902 punto de transformación lo que corresponde a aproximadamente un total de 3 321 mediciones para verificar la calidad de la tensión de suministro, las cuales beneficiaron a un total de 29 422 usuarios. Del total de transformadores intervenidos, únicamente 115 (12,7%) arrojaron condiciones de tensión fuera de norma.

Gráfico N° 17

Causas de deficiencias de tensión.
Programa de intervención de transformadores.
2019



Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

⁵ Por intervención de transformadores, se entiende la ejecución de actividades de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo con el fin de verificar de manera integral las condiciones de la red para el suministro eléctrico en las condiciones establecidas en la normativa vigente. Tales actividades comprenden entre otras, la revisión de conexiones de medidores y revisión de acometidas y estado físico y de conexiones de los transformadores.

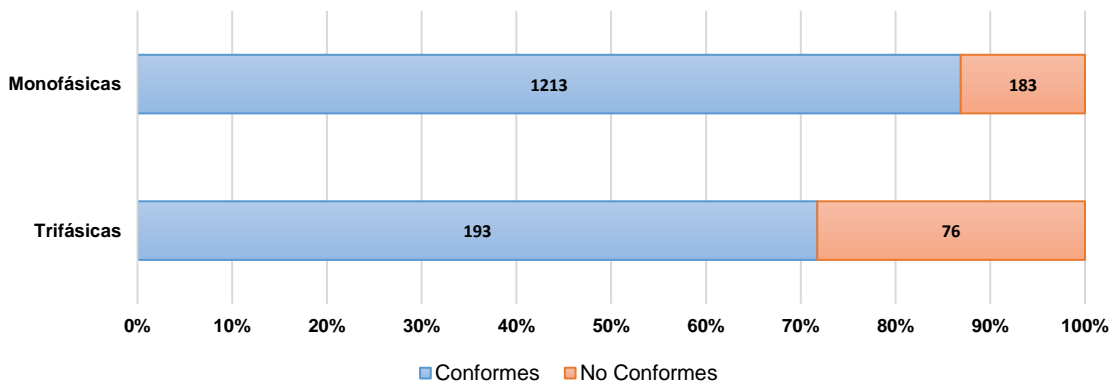
En un análisis de causalidad de dichas deficiencias, según se desprende del gráfico N.º 17 las no conformidades en la tensión de suministro se debieron principalmente a problemas en el ajuste de la regulación de la tensión en los transformadores de distribución (48%), además en segunda instancia aparece la sobre carga de los transformadores (19%) y otras causas menores tales como: daños en la red de baja tensión (8%), desbalance en la red de baja tensión (8%), conectores flojos (7%) y regulación en la red de media tensión (3%).

2.2 Programa de evaluación Aresep-UCR

Referente al programa de evaluación de la calidad de la electricidad de la Intendencia de Energía, el cual es ejecutado por el UVECACE de la Universidad de Costa Rica, durante el año 2019 se realizaron un total de 1665 estudios de verificación de la calidad de la tensión de suministro a servicios monofásicos (1396) y trifásicos (269) servidos en baja tensión, los cuales fueron debidamente notificados, tanto a las empresas como a los usuarios respectivos.

Gráfico N° 18

Distribución de mediciones conforme y no conformes
Por tipo de servicio.
2019. Datos nacionales.



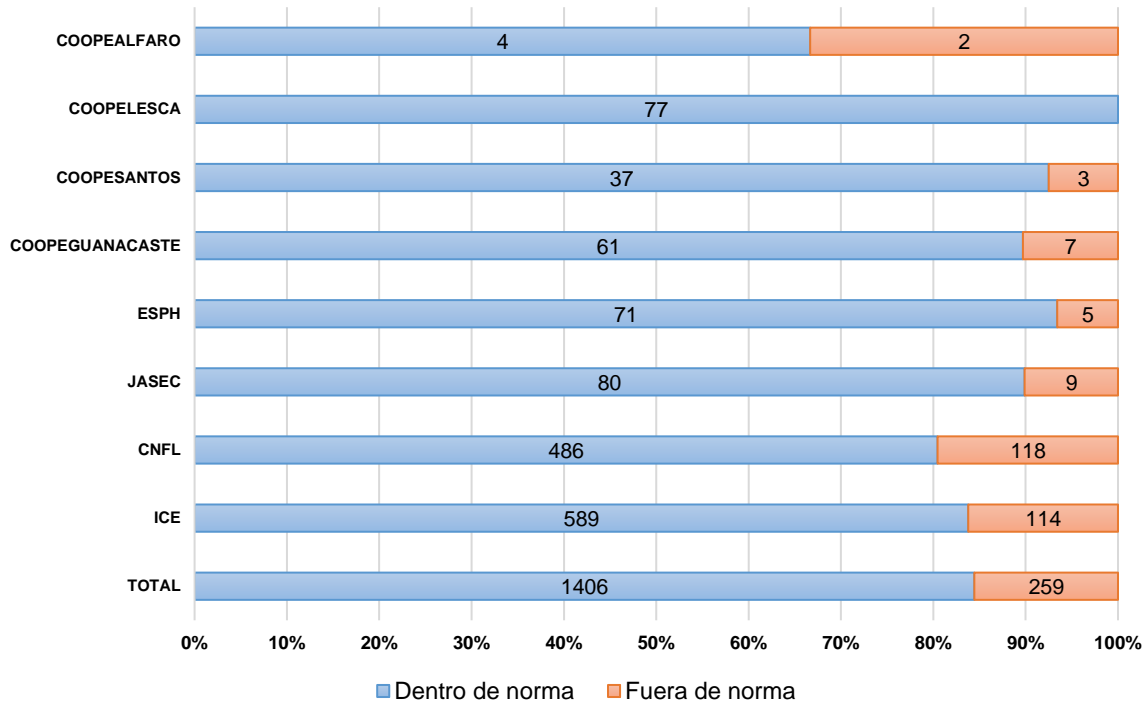
Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

De los servicios estudiados, 259 (15,6%) presentaron al menos una no conformidad respecto a la normativa técnica. En el gráfico N.º 18 se muestra la totalidad de mediciones realizada, agrupada por condición de conformidad y tipo de servicio.

El porcentaje de no conformidades medidas, agrupadas por empresa distribuidora, se muestra en el gráfico N.º 19.

Gráfico N° 19

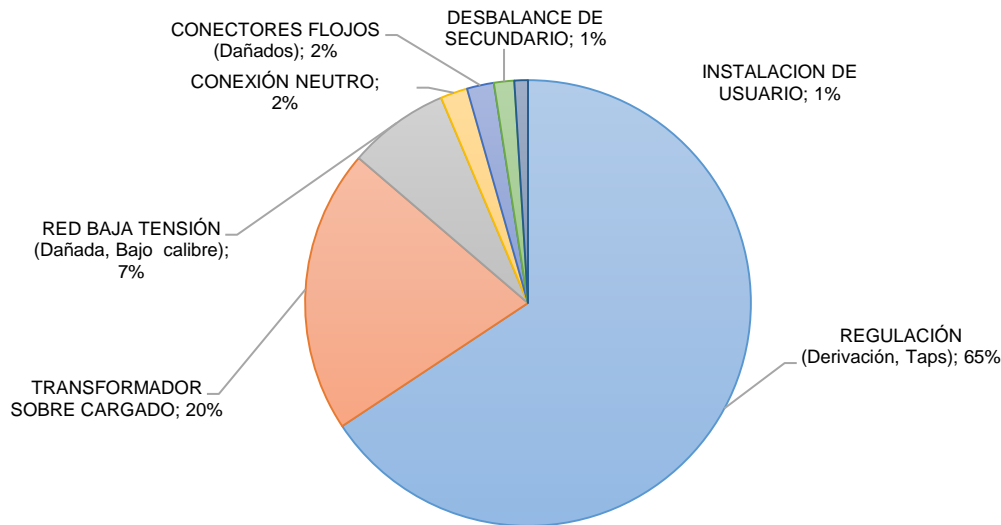
Distribución de mediciones dentro y fuera de norma por empresa UVECASA-2019



Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

Destaca en el gráfico el caso de Coopelesca que en el 2019 no presentó casos estudiados con condiciones fuera de norma. Por su parte ESPH y Coopesantos presentaron los menores porcentajes de casos fuera de norma, mientras que las distribuidoras con mayor porcentaje y cantidad de no conformidades detectadas fueron la CNFL y el ICE.

Gráfico N° 20
Causas de no conformidades de estudios UVECASA
2019



Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

Con respecto a las causas de las no conformidades en los casos estudiados por UVECASA, el Gráfico N° 20, muestra que los ajustes de regulación en los transformadores de distribución es la principal razón que da origen a las deficiencias en la tensión de suministro (65%), la segunda causa que aparece son la sobrecarga de transformadores (20%) seguido por los daños en la red de baja tensión (7%), la conexión del conductor neutro (2%) y problemas en la instalación del usuario (2%).

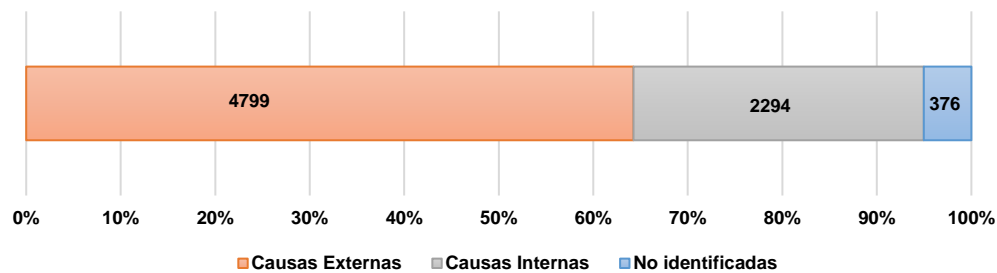
2.3 Análisis de causas de deficiencias de tensión, reportadas por usuarios.

Según los datos aportados por las empresas, durante el 2019 se reportaron un total de 7469 perturbaciones en la red eléctrica nacional asociadas a deficiencias en la tensión del suministro eléctrico brindada al menos a un servicio eléctrico. Del total de perturbaciones asociadas a deficiencias de tensión, el 64,3% tuvieron una causa originada en aspectos externos a la red, el 30,7% se originaron a causas internas de la red y el 5,0% a causas de origen no identificado.

En el Gráfico N° 21, muestra la distribución de las causas de las deficiencias de tensión reportadas por los abonados y usuarios del servicio eléctrico durante el 2019.

Gráfico N° 21

Cantidad de causas de deficiencias de tensión por tipo
2019. Datos nacionales.

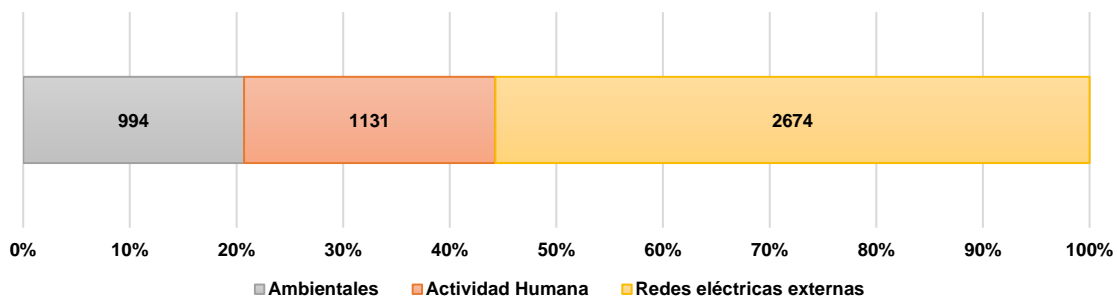


Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas y elaboración propia.

En lo que respecta a las causas externas de las deficiencias de tensión reportadas por los abonados, el Gráfico N°22 muestra que el 20,7% de las causas externas se dieron por factores ambientales (lluvia, viento, flora, fauna, etc.) sobre la red eléctrica, un 23,6% a la influencia de actividades humanas sobre la red eléctrica y un 55,7% a la influencia de redes eléctricas externas a la infraestructura eléctrica propia de las empresas distribuidoras.

Gráfico N° 22

Detalle de causas externas de deficiencias de tensión
2019. Datos nacionales.

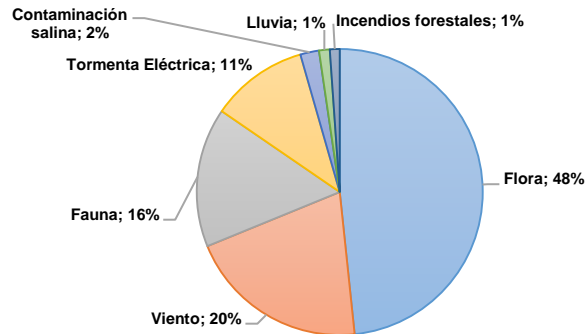


Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas y elaboración propia.

El detalle de las deficiencias de tensión debido a incidentes ambientales se muestra en el gráfico N°23, y destaca el hecho de que la mayoría se debió a la influencia de la flora (48%), el viento (20%), Fauna (16%) y la actividad eléctrica (11%).

Gráfico N° 23

Detalle de causas ambientales de deficiencias de tensión 2019. Datos nacionales.

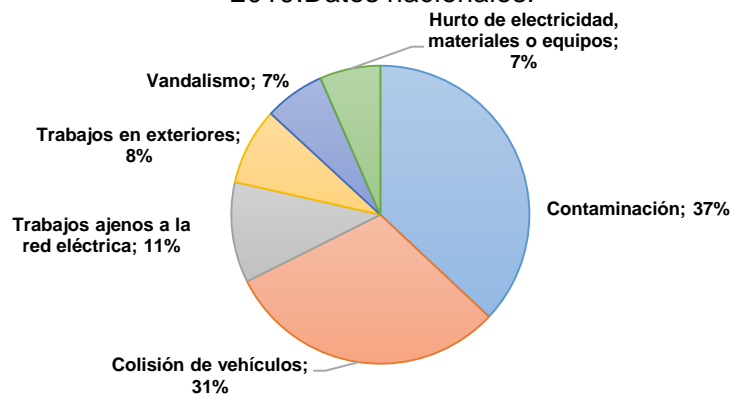


Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas y elaboración propia.

Por su parte, en lo que respecta a los incidentes ocurridos debido a la actividad humana sobre la red de distribución nacional (1 131 en total) que suscitaron alteraciones en la tensión en el suministro eléctrico (que se muestra en detalle, en el gráfico N°24) muestra que la contaminación (37%) fue la causa de mayor incidencia, seguida por colisión de vehículos con la red eléctrica (31%), trabajos en exteriores de edificaciones (8%) el vandalismo (7%) y el hurto de electricidad, materiales o equipos (7%).

Gráfico N° 24

Detalle de causas de deficiencias de tensión por actividad humana 2019. Datos nacionales.



Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas y elaboración propia.

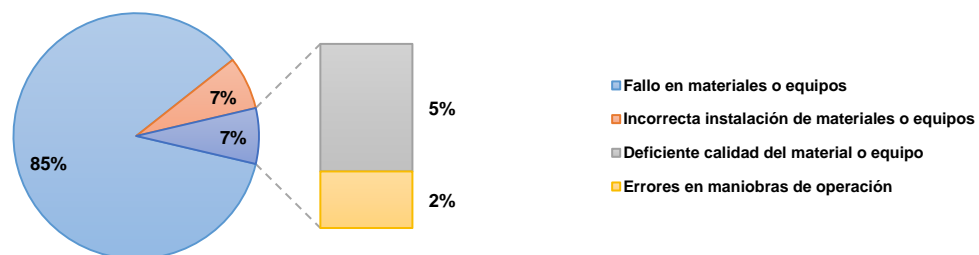
Además, se logró determinar que del total de condiciones de tensión debido a redes eléctricas ajenas a la red de distribución nacional (causas externas) (2674), la mayoría (97,5%) se debió a daños en la instalación eléctrica interna de los inmuebles de los abonados, seguido por sobrecargas en la red de los usuarios (2,5%).

En cuanto a las causas internas de las deficiencias de tensión reportadas por los abonados que fueron un total de 2294, arrojó como resultados que el 99,5% (2251) se debieron a condiciones forzadas (es decir referente a fallas en la infraestructura eléctrica de la empresa) y un 0,5% a situaciones programadas de mantenimiento preventivo y correctivo.

Conforme al detalle que se muestra en el Gráfico N°25, la principal causa de las deficiencias de tensión forzadas fue el fallo de materiales o equipos (85%), seguido por la incorrecta instalación de materiales o equipos (7%).

Gráfico N° 25

Detalle de deficiencias de tensión por causas forzadas
2019.Datos nacionales.



Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas y elaboración propia.

Otras causas forzadas fueron: deficiente calidad de materiales o equipos (5%) y errores de operaciones de maniobra (2%).

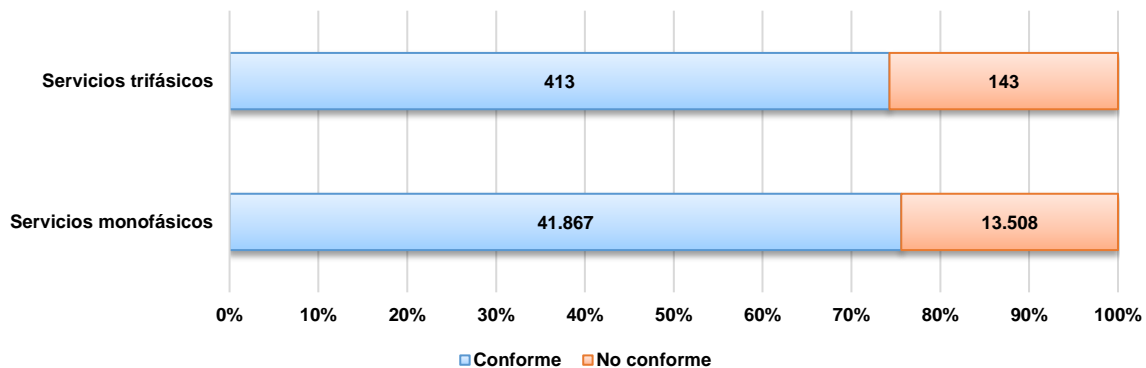
3. Evaluación de la gestión técnica y comercial

3.1 Programa de evaluación de acometidas eléctricas.

En lo que respecta a la supervisión sistemática de las acometidas eléctricas por parte de las empresas eléctricas, de previo a la conexión de los nuevos servicios eléctricos, conforme a los requerimientos establecidos en la Norma Técnica AR-NT-SUINAC “Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas”, el procesamiento de los datos suministrados por las empresas, muestran que durante el 2019, se habilitaron un total de 55931 acometidas eléctricas nuevas (Gráfico N° 26), de las cuales un 99 % fueron para servicios monofásicos y un 1% para servicios trifásicos, tanto en baja como en media tensión.

Gráfico N° 26

Detalle de acometidas nuevas conforme y no conformes a la norma 2019. Datos nacionales



Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

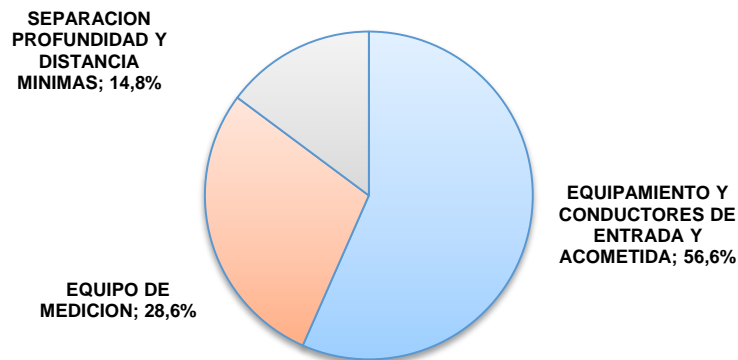
En lo que respecta a incumplimientos, se tiene que un 24,4% (13651) de las acometidas nuevas solicitadas en el período de estudio, mostraron al menos una no conformidad en relación con las especificaciones establecidas en la Norma Técnica (AR-NT-SUINAC). En detalle un 25,7% de las acometidas para servicios trifásicos y un 24,4% de las acometidas para servicios monofásicos, mostraron al menos una no conformidad

En cuanto a los tipos de inconformidades, la Gráfico N° 27, muestra que el 56,6% de las no conformidades en las acometidas se dieron en incumplimientos en el equipamiento y especificaciones de los conductores de entrada y acometida, un

28,6% en lo que respecta a la ubicación del medidor y un 14,8% en lo que respecta a la separación, profundidad o distancias mínimas entre elementos de las acometidas.

Gráfico N° 27

Cantidad de no conformidades por tipo
2019. Datos nacionales

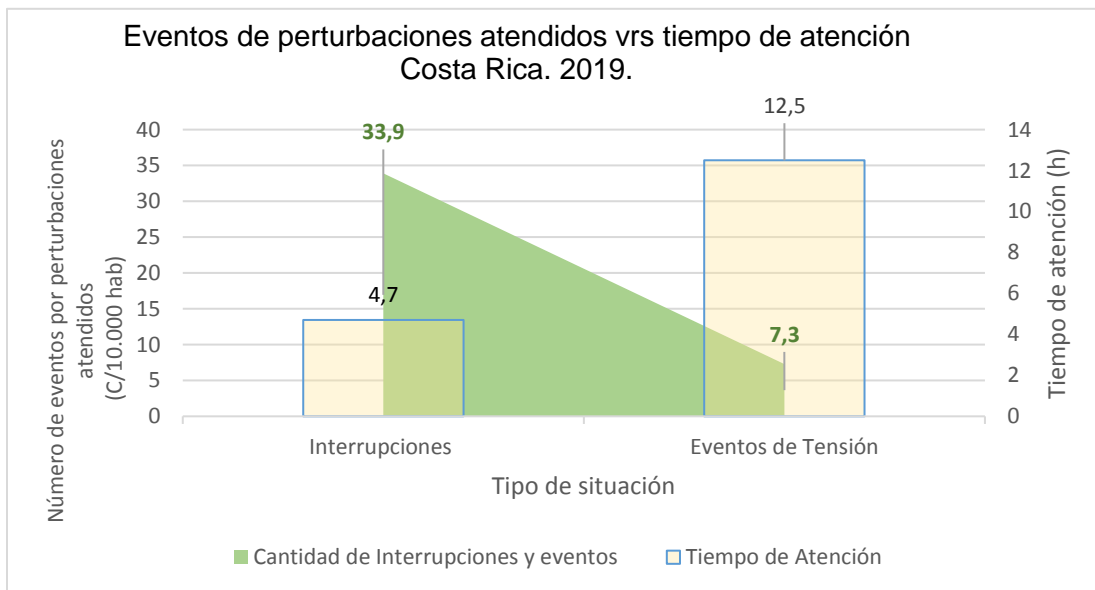


Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

3.2 Programa de evaluación de la actividad comercial.

El gráfico 28 se debe leer en dos ejes. El de la izquierda muestra la cantidad promedio mensual de perturbaciones en la continuidad y en la tensión del suministro eléctrico, reportadas por cada diez mil abonados durante el 2019; de este se puede extraer que en promedio se reportaron 33,9 perturbaciones en la continuidad del servicio las cuales fueron atendidas, en promedio, en el término de 4,7 horas hábiles (que es un indicador de la confiabilidad del servicio), mientras que el promedio de perturbaciones asociadas a la tensión (calidad de la onda) fue de 7,3 perturbaciones con un tiempo de atención de 12,5 horas hábiles, esto muestra que los eventos de confiabilidad del servicio presentan respuestas por parte de las empresas eléctricas más rápidos que cuando se trate propiamente de la calidad del producto servido; esto también podría explicarse dado que por cada hora sin servicio, existe menos facturación, mientras que la calidad de la onda de momento no se encuentra penalizado tarifariamente, aunque la norma lo prevé mediante una tarifa de compensación al usuario, la cual aún no se encuentra definida.

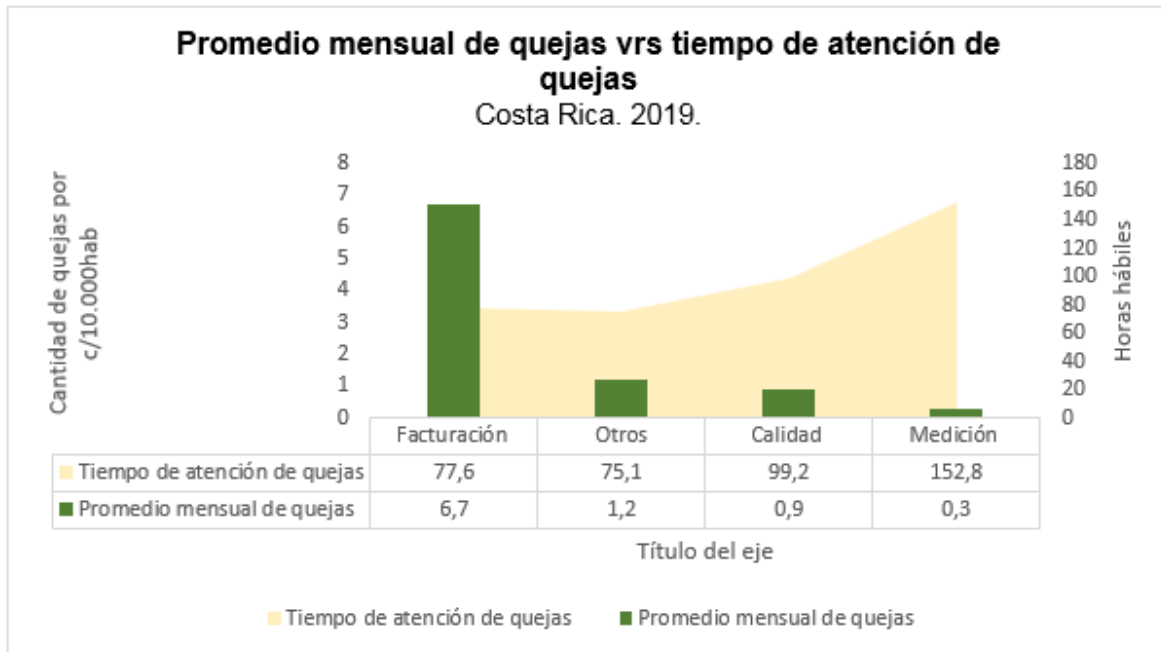
Gráfico N° 28



Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

En lo que respecta a quejas presentadas por los usuarios del servicio eléctrico, el Gráfico N°29 muestra que en promedio mensualmente se presentaron 9,1 quejas por cada 10 mil abonados, durante el 2019.

Gráfico N° 29



Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

De lo anterior, se puede interpretar que cerca del 75% de las quejas tienen su origen en la facturación emitida, cerca de un 13% se originan a otros problemas, cerca del 10% es referente a la calidad del servicio y alrededor de un 3% a la medición de los servicios.

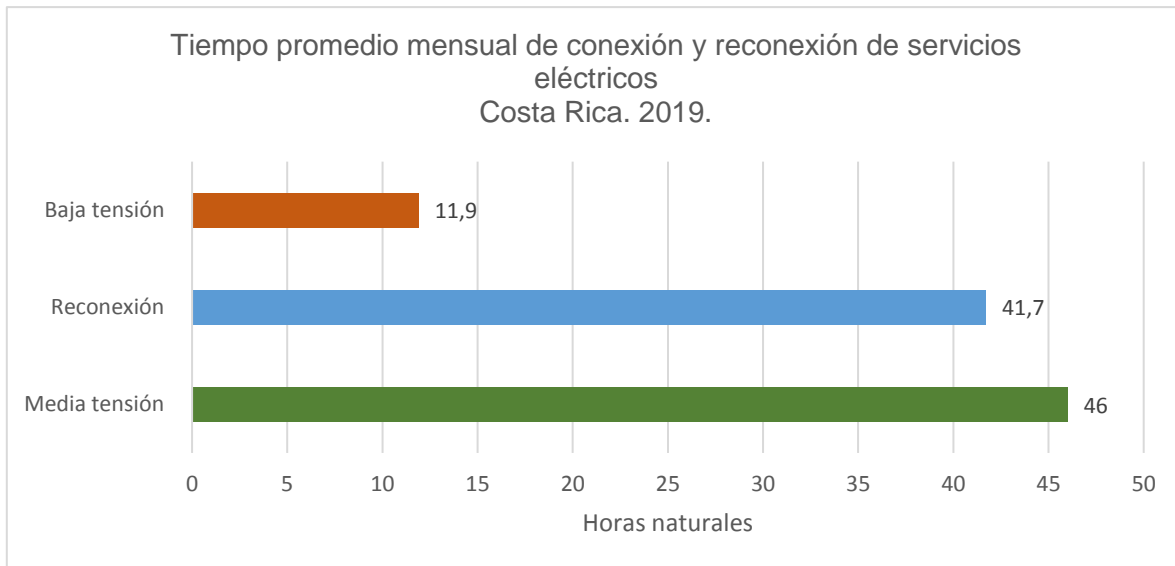
Se detalla además que el tiempo promedio mensual de resolución de los diferentes tipos de quejas presentados por los usuarios del servicio de electricidad resulta menor en temas referentes a facturación y reubicación de infraestructura entre otros temas, y presentan periodos de resolución mucho mayores en temas referentes a la calidad del servicio eléctrico en términos de la onda o en cuanto a medición.

En lo que respecta a la oportunidad del servicio el Gráfico N° 30 se puede observar que el tiempo promedio de conexión de servicio a media tensión es de 46,0 horas naturales (1,9 días naturales) y en baja tensión de 41,7 horas naturales (1,7 días naturales); por su parte la reconexión de servicios se da, en promedio, en el término de tan solo 11,9 horas naturales.

Es importante señalar que los tiempos promedios de conexión de los servicios se encuentra muy por debajo de los plazos establecidos en el artículo 29 de la Norma Técnica AR-NT-SUCOM "Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico

en baja y media tensión” que señala el plazo en 5 días hábiles para servicios sin facturación por energía y potencia; y 1 mes natural para servicios con facturación por potencia.

Gráfico N°30



Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

4. Evaluación en la gestión técnica de interrupciones y deficiencias de tensión.

La Norma Técnica AR-NT-SUCAL “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión”, establece en el capítulo XIII, artículos 65 y 71, la obligación de las empresas a registrar los diferentes tiempos o intervalos de tiempo asociados a la atención de las interrupciones y eventos de deficiencias de tensión, que se susciten en sus redes.

De acuerdo con el artículo 4 de la referida norma, los tiempos asociados a la atención de interrupciones y deficiencias de tensión, se definen conforme a lo que se muestra en la tabla N° 2 y en los siguientes apartados se muestran los resultados del procesamiento de los datos suministrados por las empresas eléctricas durante

el 2019⁶, en lo que respecta al registro de dichos tiempos en relación con las perturbaciones que se suscitaron en sus redes.

Tabla N° 2

Definición de tiempos en la atención de interrupciones y deficiencias de tensión

Artículo 4. Norma Técnica AR-NR-SUCAL

Tiempo que registrar	Definición
Tiempo de organización	El tiempo de organización se refiere al lapso, entre el momento en que la empresa eléctrica tiene conocimiento de la avería y el momento en que el personal de mantenimiento se ubica en el área geográfica o topológica afectada por la avería.
Tiempo de desplazamiento	Es el intervalo de tiempo comprendido entre el aviso del operador a la cuadrilla de mantenimiento y la llegada de la cuadrilla al lugar en donde se presenta la perturbación.
Tiempo de localización	Intervalo de tiempo comprendido entre el momento en que la cuadrilla se ubica en el área geográfica o topológica afectada por la avería y el momento en que ésta ubica con precisión el lugar topológico y geográfico donde se localiza la avería.
Tiempo de reparación	El tiempo de reparación se refiere al período de tiempo comprendido, entre la localización precisa de la avería y la finalización de la reparación o eliminación de la avería y consecuentemente el restablecimiento de las condiciones normales de operación.

En los siguientes apartados se muestran los resultados del procesamiento de los datos suministrados por las empresas eléctricas durante el 2019, en lo que respecta a los tiempos de organización, desplazamiento, localización y reparación.

4.1 Atención de interrupciones

En el Gráfico N° 31, se muestra el detalle de los tiempos promedio requeridos en la atención de las averías o fallas asociadas a las interrupciones acontecidas en la red de distribución nacional durante el 2019. En promedio se tardó 2,8 horas (2 horas con 48 minutos) en la atención de cada avería o falla asociada a una interrupción del servicio eléctrico.

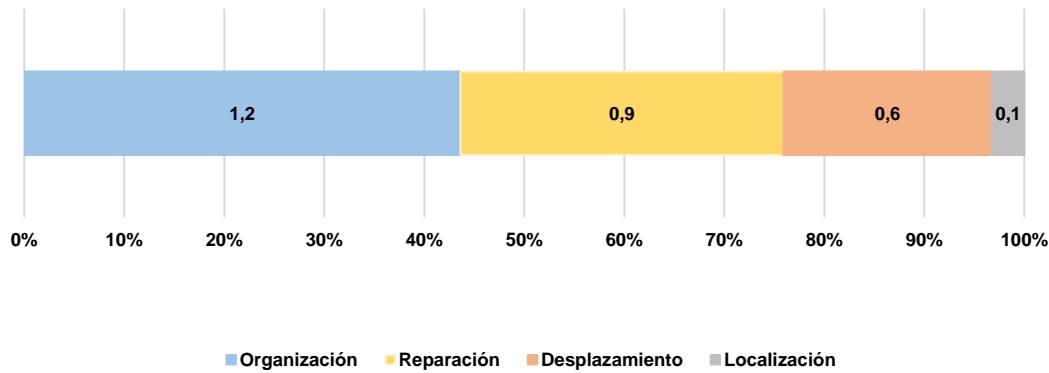
En detalle, el Gráfico N° 31 muestra que el mayor lapso que se ocupó en la atención de las interrupciones en el 2019 fue la organización para la atención de la avería

⁶ No incluye los datos de COOPELESCA, R.L., ya que esta empresa aún no tiene desarrollado en su totalidad el sistema de registro de tiempos.

(43% del tiempo de atención), seguido por la reparación (32%), el desplazamiento (21%), y la localización de la avería requirió el menor intervalo (3,6%).

Gráfico N°31

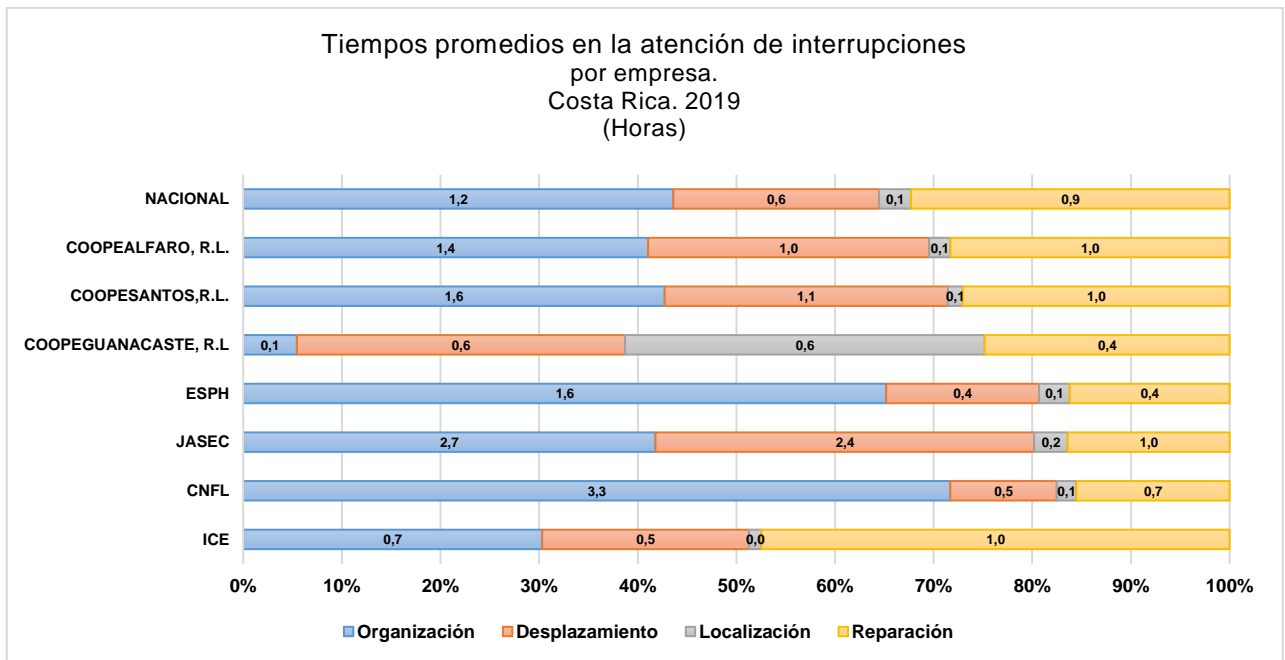
Detalle de tiempos promedio en la atención de interrupciones
Costa Rica. 2019.
(Horas)



Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

Gráfico N°32

Tiempos promedio en la atención de interrupciones
por empresa.
Costa Rica. 2019
(Horas)



Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

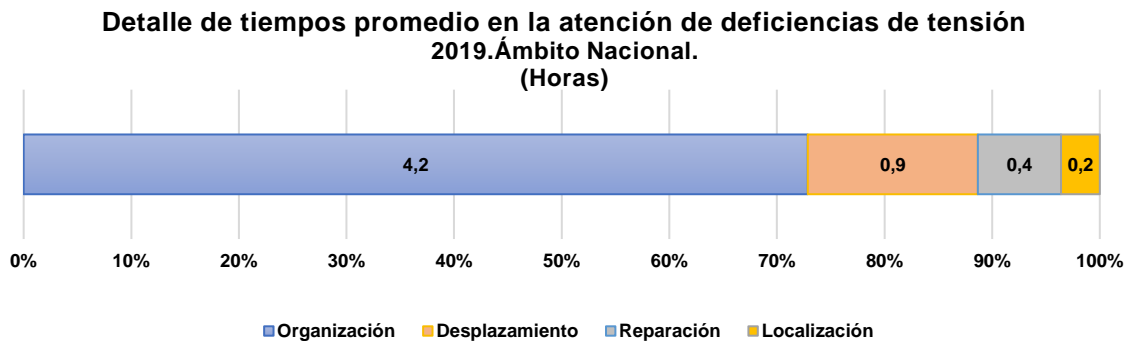
Los valores por empresa se muestran en el Gráfico N° 32 y de este se observa que la CNFL y la ESPH son las empresas que porcentualmente ocuparon más tiempo, en la organización para la atención de las interrupciones; por su parte Coopeguanacaste es la empresa que más tiempo tardó en la localización de las averías, JASEC la que más duró en desplazarse al lugar de la avería y por último, sin considerar el tipo de daño, la ESPH y Coopeguanacaste, fueron las empresas más rápidas en la reparación de las averías.

4.2 Atención de deficiencias de tensión

En el Gráfico N° 33, se muestra el detalle de los tiempos promedio requeridos en la atención de las averías o fallas asociadas a las deficiencias de tensión acontecidas en la red de distribución nacional durante el 2019. En promedio se tardó 5,7 horas (5 horas con 42 minutos) en la atención de cada avería o falla asociada a una deficiencia de tensión en el suministro eléctrico.

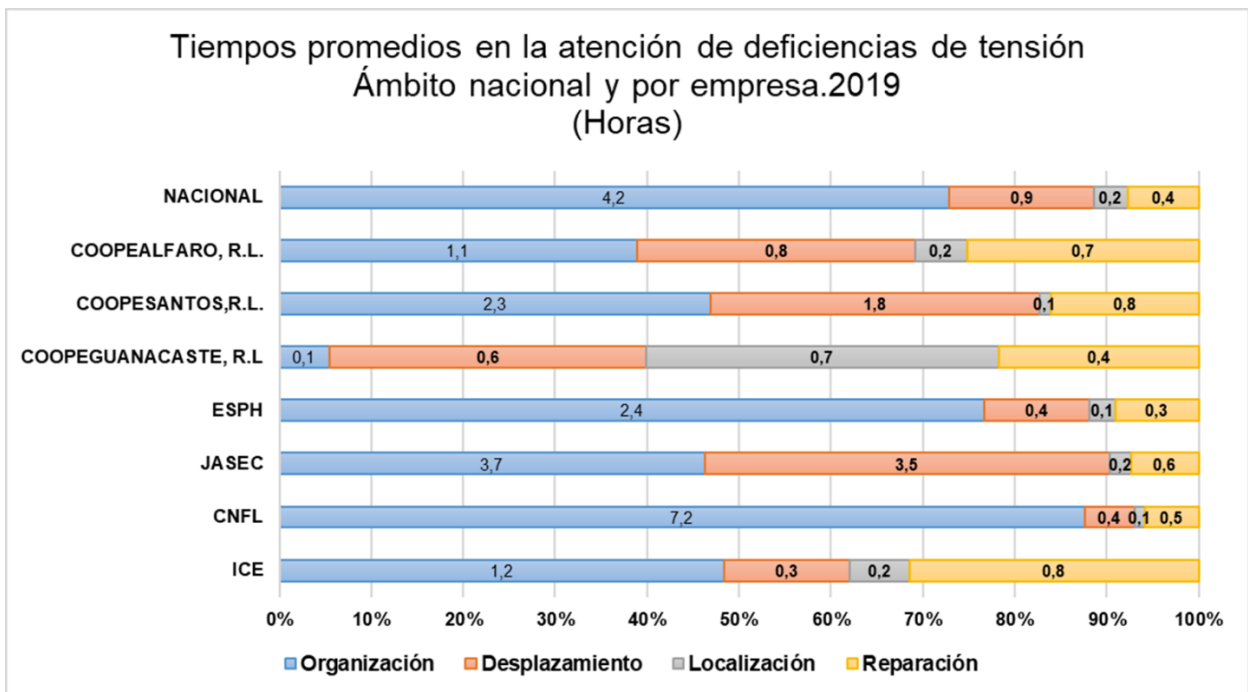
En detalle, el Gráfico N°34 muestra que el mayor lapso que se ocupó en la atención de las deficiencias de tensión fue para la organización de la atención de la avería (73%), seguido del desplazamiento (16%) y la reparación (8%), mientras que la localización de la avería requirió el menor intervalo de tiempo (4%). Llama la atención en que en este caso el desplazamiento es una variable más importante que la reparación, lo cual difiere con respecto a los indicadores de la atención de interrupciones presentada en la sección anterior,

Gráfico N°33



Los valores por empresa se muestran en el Gráfico N° 34 y a partir de esto se puede observar que a excepción de Coopeguanacaste, el mayor tiempo que tardaron las empresas fue en la atención de las averías asociadas a las deficiencias de tensión. En lo que respecta a Coopeguanacaste, este indicador refleja que el principal desafío se da en la localización de la falla. El ICE por su parte es el prestador del servicio que más tardó en la localización de las averías y junto con Coopesantos, fueron las empresas que necesitaron mayor tiempo en la reparación de las averías.

Gráfico N°34



5. Conclusiones

Durante el año 2019 los usuarios del servicio eléctrico experimentaron en promedio 8,3 interrupciones en el suministro del servicio eléctrico, 0,7 más con respecto al año 2018, pero un valor muy cercano a la media de 8,34 interrupciones durante el periodo del 2013-2019. Se puede decir que el proceso se encuentra en control estadístico, aunque se encuentra alejado del valor indicativo de 7 interrupciones anuales; los valores obtenidos por lo tanto, podría actualizar el indicativo a un valor objetivo de 8 interrupciones anuales.

El tiempo promedio de promedio de interrupción en el suministro eléctrico que percibieron los usuarios en 2019, fue de 9,4 horas. Aunque con respecto a este proceso, el aseguramiento de la calidad muestra que se encuentra bajo control, sí se refleja una alta variabilidad, lo que imposibilita hacer predicciones anuales con una precisión adecuada del valor esperado de interrupciones, además esto supone una menor confiabilidad en el servicio. Es requerido que las empresas tomen acciones de control sobre este indicador para revertir la tendencia al alza. Este valor, además de reducir su variabilidad, según el histórico, podría actualizar su indicativo de 6 a un valor sistémico esperado de 8.

Las causas externas fueron las responsables, principalmente de las interrupciones en el suministro eléctrico, tanto en la frecuencia como en la duración. Siendo el contacto de la flora y fauna con la red la principal causa de las interrupciones. Destacan también como causas la contaminación y los choques de vehículos con postes, similar a lo detectado en años anteriores, por lo que se debe hacer un llamado a las empresas a implementar acciones en los puntos críticos que se detecten para este tipo de problemas para evitar tales eventos.

La mayor cantidad de interrupciones que percibieron los usuarios fueron menores a un minuto (momentáneas). Estas suelen ser de poca importancia en los circuitos predominantemente residenciales, sin embargo, se deben monitorear aquellos en los que operen empresas de transformación de materia prima, pues este tipo de interrupciones, suelen ser críticos para la continuidad de los procesos de fabricación, tal es el caso de la industria de lácteos o la transformación de cauchos y plásticos.

Dado que la causa de un considerable porcentaje de interrupciones (28%) no fue determinada es necesario que las empresas mejoren el proceso de registro,

identificación, clasificación y descripción de las causas, para ello se deben implementar medidas regulatorias de seguimiento de estas.

Los problemas de ajuste de regulación de tensión en los transformadores de distribución son la principal causa de las no conformidades en los servicios, tantos estudiados por las empresas en el programa de intervención de transformadores como por UVECASE (Unidad de Verificación de la Calidad del Suministro Eléctrico), dentro del convenio Aresep-UCR.

El fallo en materiales o equipos es la principal causa de las perturbaciones que dan origen a deficiencias en la calidad de la tensión de suministro, por lo que se hace necesario que las empresas implementen un sistema de registro y descripción de esas fallas con el fin de tomar las medidas correctivas necesarias, las cuales deberán ser fiscalizadas por este Ente Regulador. En el 2019, en promedio se tardó 2,8 horas (2 horas con 48 minutos) en la atención de cada avería o falla asociada a una interrupción del servicio eléctrico, reportada por un usuario del servicio eléctrico y 5,7 horas (5 horas con 42 minutos) en la atención de cada avería o falla asociada a una deficiencia de tensión en el suministro eléctrico. Con la implementación de medidores inteligentes, así como con los procesos de mejora en la coordinación de protecciones e implementación de protecciones de accionamiento remoto, llevados a cabo por algunas empresas, se espera que en el mediano plazo estos indicadores comiencen a disminuir, por lo que se mantendrá en constante fiscalización tanto a nivel de inversiones por circuito como a nivel de indicadores de calidad, el desempeño de las redes de las empresas para la mejora de estos indicadores de gestión del servicio.

6. Recomendaciones

- Solicitar Se indica a las empresas eléctricas realizar las gestiones internas necesaria para el establecimiento de mejoras en el proceso de registro, identificación, clasificación y descripción de las causas de las perturbaciones, con el fin de minimizar la indeterminación de causas.
- Instruir a los prestadores del servicio a implementar un sistema de registro y descripción de fallas en materiales y equipos con el fin de tomar las medidas correctivas necesarias, que minimicen las perturbaciones originadas por tales fallas.

- Solicitar a las empresas reguladas a realizar un estudio donde se establezcan los costos directos e indirectos de la atención de averías relacionadas con las colisiones de vehículos. Así como una estimación del costo de la energía no servida por kWh por sector afectado producto de las colisiones de vehículos. Los costos anteriores (directos, indirectos y energía no servida) vinculados a la ubicación geográfica y los clientes servidos por los circuitos afectados por esta problemática.
- De conformidad con los resultados del FPI por empresa, se le solicita a Coopealfaro que realice un estudio técnico en conjunto con el ICE en la o las subestaciones, de las cuales se abastezca de la red eléctrica de esta cooperativa a partir de la red ICE, pues sus indicadores se están viendo afectados por el suministro de este. Dicho estudio debe contener un informe de causas para las constantes fallas ICE y un plan de acción que permita mejorar la confiabilidad del servicio en su zona de concesión.
- Actualizar los valores indicativos de FPI y DPIR, en cumplimiento con la norma AR-NT-SUCAL; según los resultados sistémicos, evidenciados en este informe.