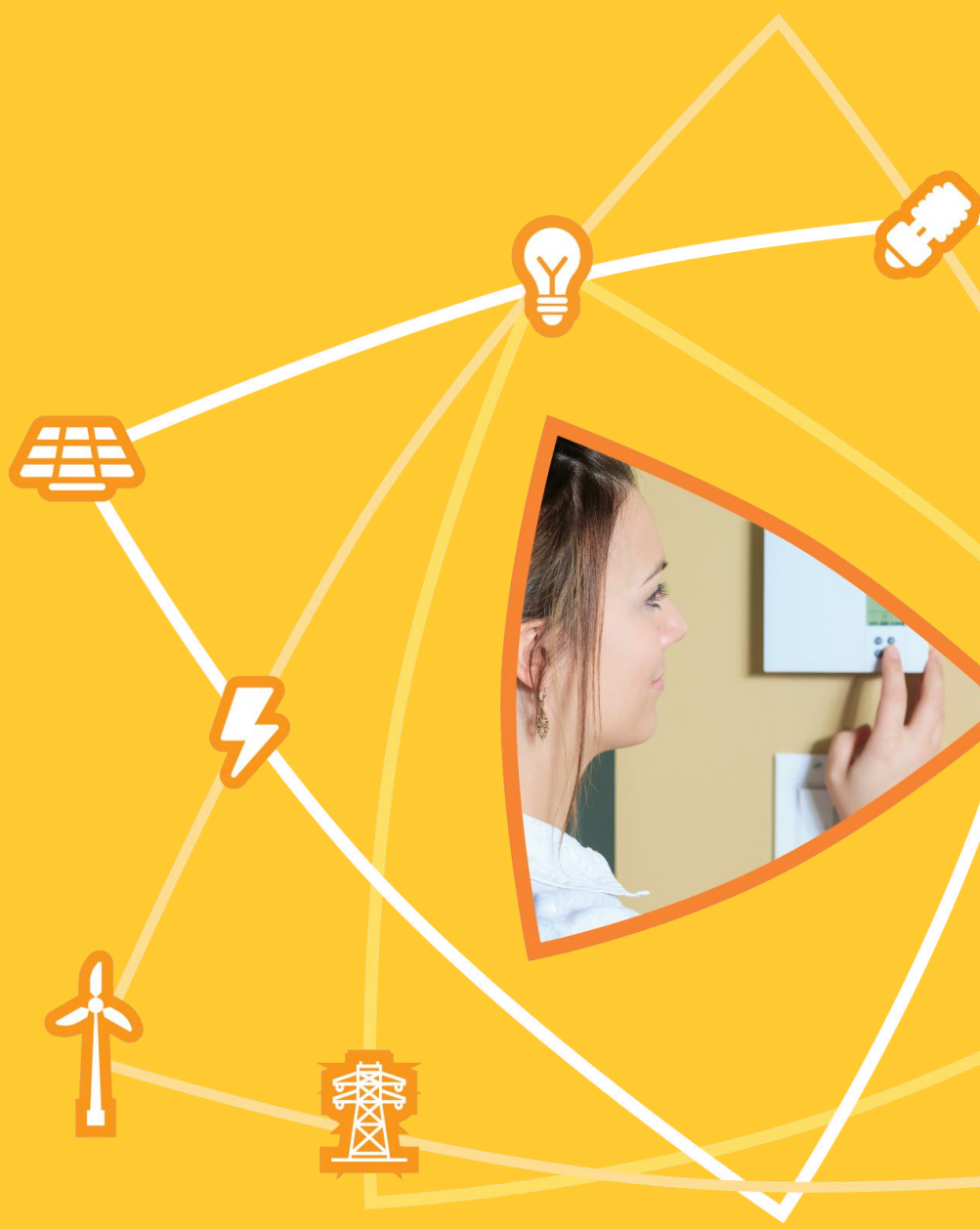


Informe de Calidad del Suministro de Electricidad





**Informe de la calidad del suministro de electricidad
Sistema de Distribución 2023
Intendencia de Energía**

Contenido

Resumen Ejecutivo	4
1. Introducción.	6
2. Evaluación de la continuidad del suministro.	10
2.1 Frecuencia promedio de interrupciones.....	10
2.2 Tiempo promedio de interrupción por abonado.....	13
2.3 Comparación del DPIR y del FPI con los valores normativos.....	15
2.4 Otros indicadores de continuidad.....	20
2.5 Análisis de causas de las interrupciones.....	22
2.6 Análisis de los 10 circuitos de DPIR más alejado del promedio nacional.....	27
2.7 Comportamiento quinquenal indicativo del DPIR y del FPI nacional.	32
3. Evaluación de la calidad de la tensión de suministro eléctrico.....	36
3.1 Programa de intervención de transformadores.....	36
3.2 Programa de evaluación de la tensión: ARESEP-UVECASE.....	37
3.3 Deficiencias de tensión reportadas por los usuarios. Análisis de causas.....	39
4. Evaluación de la gestión comercial.	44
4.1 Reportes de eventos (interrupciones y tensión) y tiempo de atención.....	44
4.2 Quejas.....	46
4.3 Medición.....	47
5. Conclusiones.	51
ANEXO A.....	53
ANEXO B.....	57
ANEXO C.....	67
ANEXO D.....	68

Resumen Ejecutivo

El presente informe de la evaluación de la calidad del suministro eléctrico presenta los resultados del procesamiento y análisis de datos, efectuado por la Intendencia de Energía, a los datos suministrados por las empresas eléctricas distribuidoras en cumplimiento de las disposiciones normativas relacionadas con los indicadores para la evaluación de la calidad de la energía eléctrica para uso final y prestación del servicio.

En el ámbito internacional, se utilizan dos indicadores de referencia para la evaluación de la continuidad del servicio que, en el caso de Costa Rica, se calculan considerando todas las interrupciones con una duración superior a los 5 minutos: la Frecuencia Promedio de Interrupciones por Abonado (FPI) y el Tiempo (duración acumulada) Promedio de Interrupción por Abonado (DPIR).

Durante el 2023, en el ámbito nacional la cantidad promedio de interrupciones percibidas por los usuarios del servicio eléctrico (FPI) fue de 8,97 veces, superior en 1,99 veces al valor de 6,98 veces registrado en el 2022. Por su parte, el tiempo promedio de interrupción percibido (DPIR) por cada abonado fue de 10,25 horas (10 horas y 15 minutos), indicador que, en el 2022, fue de 8,37 horas (8 horas y 22 minutos).

A nivel de circuitos la media de la frecuencia promedio de interrupciones por abonado fue de 7,12 veces, valor superior a la referencia normativa de 7,00 veces; y la media del tiempo promedio de interrupción por abonado fue de 8,56 horas (8 horas y 34 minutos) horas, valor superior en 2,56 horas (2 horas y 34 minutos) al valor normativo de referencia de 6,00 horas. Por otro lado, se tiene que solamente un 29,5 % de los abonados experimentaron durante el 2023, una frecuencia y tiempo promedio de interrupciones iguales o inferiores a los valores normativos de referencia, valor que es un 10,7% menor al del 2022. Estos datos confirman la existencia de brechas geográficas tanto a nivel país como en las distintas zonas de concesión de las empresas eléctricas; así como la gran variedad de condiciones ambientales y poblacionales que determinan factores que deben ser motivo de análisis para su intervención y mejora.

Además del análisis de continuidad el presente informe incluye los resultados del “Programa de Intervención de Transformadores de Distribución”, ejecutado por las empresas distribuidoras por disposición normativa, bajo la supervisión de este Ente Regulador. Al respecto, el análisis de los datos revela resultados recurrentes en las causas principales identificadas en los servicios eléctricos estudiados con resultados no conformes con la normativa: ajustes en la regulación de los niveles de tensión suministrados por los transformadores, desbalances de carga en la red de baja tensión y sobre carga de los transformadores.

De manera complementaria, se presentan los resultados del programa de evaluación de la calidad de la tensión de suministro, desarrollado por la Autoridad Reguladora con el apoyo



de la Unidad de Verificación de la Calidad del Servicio Eléctrico (UVECASE), de la Universidad de Costa Rica, que por motivo de la pandemia y razones presupuestarias no se ejecutó durante los años 2020 y 2021, pero que se retomó durante el 2023.

Por último, el informe expone los principales resultados del análisis de los indicadores de atención comercial y anexos con los circuitos de interés prioritario, en relación con la continuidad del servicio, a partir de los hallazgos emanados de los resultados 2023, para finalizar exponiendo el estado actual tecnológico del parque de medidores nacional, en el proceso de modernización de la actividad de medición realizada por las empresas distribuidoras.



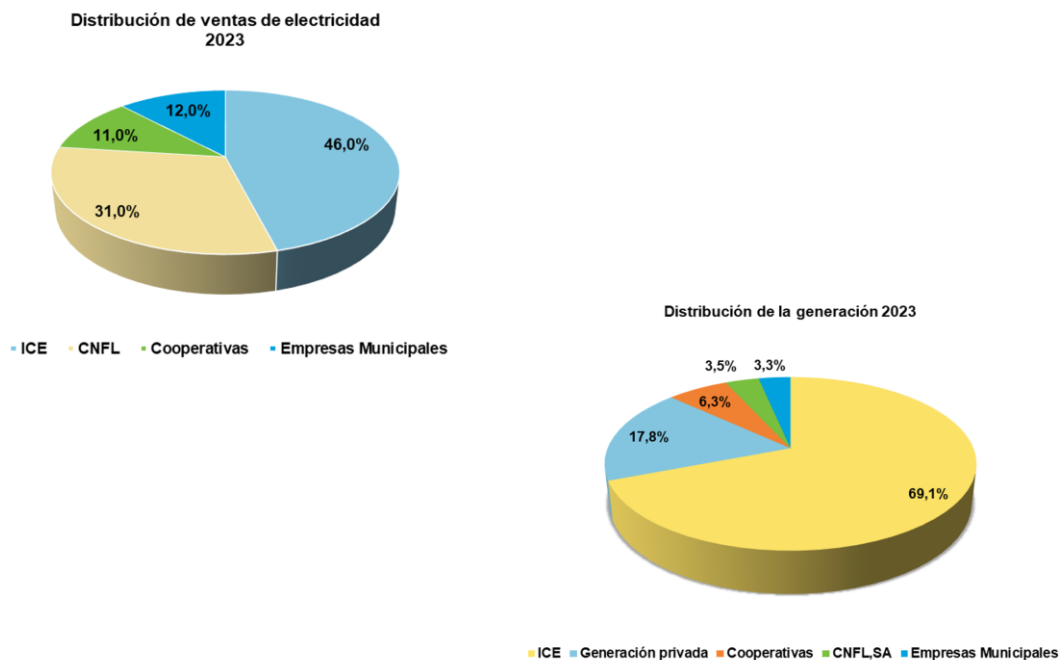
1. Introducción.

En Costa Rica, el servicio público de electricidad es suministrado a la población por medio del sistema de distribución nacional compuesto por las redes de media y baja tensión de las empresas públicas: Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A (CNFL, S.A.); municipales: Empresa de Servicios Públicos de Heredia, S.A. (ESPH, S.A.) y Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC); y las cooperativas de electrificación rural: Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos (COOPELESCA R.L.), Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz (COOPEALFARORUIZ, R.L., Cooperativa de Electrificación Rural de Los Santos (COOPESANTOS, R.L.) y Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste (COOPEGUANACASTE, R.L.

Gráfico № 1

Generación y ventas de electricidad

2023



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

En la etapa de generación de energía eléctrica participan mayoritariamente, empresas públicas, municipales y cooperativas de electrificación rural, aunque también se permite la participación de generadores privados para vender su producción exclusivamente al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), de conformidad con lo dispuesto en la Ley N° 7200, así como la generación privada

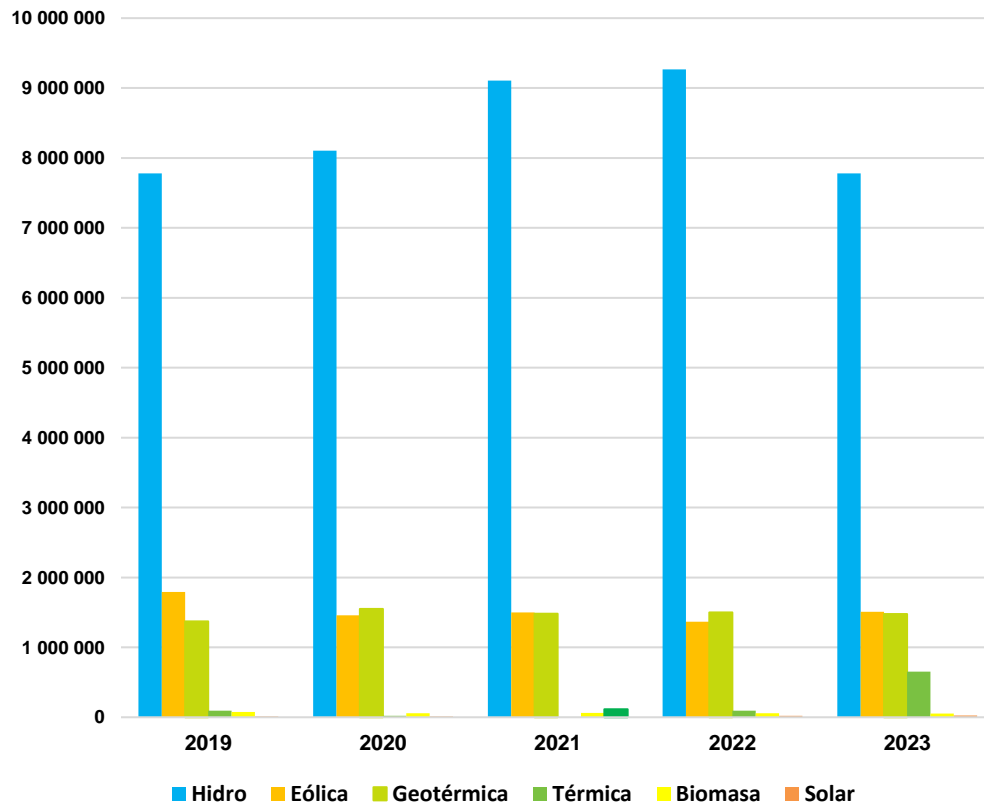


con fuentes renovables a pequeña escala, para autoconsumo, con posibilidad de venta de excedentes. Sin embargo, el ICE es la empresa con mayor participación, en la actividad de la producción de electricidad, pues durante el 2023 produjo el 69,1 % del total de la energía generada en el país, seguido por la generación privada 17,8% y las cooperativas 6,3%, como se muestra en el gráfico N° 1.

Por otro lado, en el contexto nacional, la transmisión de electricidad la realiza exclusivamente el ICE, y la generación por fuente primaria de energía se muestra en el gráfico N° 2, destacando la generación hidroeléctrica 67,6%, seguido por la eólica 13,1% y la geotérmica 12,9%.

Gráfico N° 2

**GENERACIÓN POR TIPO DE FUENTE: 2007-2023
(MWh)**



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

En cuanto al consumo de energía eléctrica, durante el 2023, las ventas se distribuyeron de la siguiente forma: ICE 46,0%, CNFL, 31,0%, cooperativas de electrificación 11,0% y empresas municipales 12,0% tal y como se observa en el gráfico N° 1.



En lo que respecta a la distribución y comercialización, que es la etapa en que se atienden las necesidades de los distintos sectores de consumo, el proceso de evaluación de la calidad que realiza la Autoridad Reguladora adquiere especial relevancia, teniendo en consideración la obligación que tienen las empresas distribuidoras de cumplir con los criterios de calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad que sustentan la prestación óptima del servicio público de suministro de energía eléctrica.

Gráfico Nº 3

Datos relevantes de la encuesta del servicio eléctrico

66% de los usuarios considera poco o muy poco frecuentes las interrupciones del servicio eléctrico

Se registró un decremento del 6% en la cantidad de abonados que considera las interrupciones poco o muy poco frecuentes. ARESEP ha mantenido la evaluación constante de los índices de calidad del servicio eléctrico.

75% de los usuarios percibe que el tiempo de espera para la restauración del servicio eléctrico es poco o normal

Un 4% más de los abonados considera que el tiempo de restauración es poco o normal, con respecto a lo registrado en el 2021.

8.5
Satisfacción del servicio

En 2021 se registró aceptación de 8.6

87% de los usuarios indica que las empresas eléctricas cumplen con los horarios anunciados de interrupciones del servicio

En 2021 se reportó un porcentaje similar de abonados que indican que las empresas eléctricas cumplían con los horarios previamente establecidos.

Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos de la IX ENCUESTA SOBRE ACCESO, USO Y SATISFACCIÓN DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS REGULADOS POR LA ARESEP.

Es importante destacar que de acuerdo con la IX ENCUESTA SOBRE ACCESO, USO Y SATISFACCIÓN DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS REGULADOS POR LA ARESEP, realizada por IPSOS (*Institut de Publique Sondage d'Opinion Secteur*) durante los meses de octubre y noviembre de 2022, los usuarios del servicio de electricidad califican de forma general el servicio brindado con un valor de 8,5 sobre 10. El gráfico Nº 3 muestra otros resultados de la encuesta atinentes con la calidad del servicio eléctrico.



Este informe presenta los resultados del procesamiento y análisis efectuado por la Intendencia de Energía de los datos suministrados por las empresas distribuidoras en cumplimiento de las disposiciones normativas de la Autoridad Reguladora, en aras de velar por la calidad de la energía y mejora continua del servicio brindado a los abonados o usuarios finales.

Esta labor realizada por la Autoridad Reguladora beneficia a 1,96 millones de abonados según se puede apreciar en el siguiente cuadro Nº 1, que muestra la participación relativa de las distintas empresas eléctricas en la atención de la demanda nacional.

Cuadro Nº 1.
Cantidad de abonados servidos por empresa de distribución-2023

Empresa	Cantidad Abonados	Participación Porcentual
ICE	882 568	45,0%
CNFL	608 871	31,1%
COOPELESCA	113 933	5,8%
JASEC	107 795	5,5%
ESPH	94 979	4,8%
COOPEGUANACASTE	91 945	4,7%
COOPESANTOS	51 514	2,6%
COOPEALFARORUIZ	8 087	0,4%
Total abonados	1 959 692	100,0%



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



2. Evaluación de la continuidad del suministro.

La frecuencia promedio de las interrupciones por abonado (FPI) y el tiempo promedio de interrupción por abonado (DPIR), son dos indicadores que permiten conocer y evaluar el grado de continuidad del servicio eléctrico suministrado por las empresas distribuidoras; se calculan con base en las interrupciones con una duración mayor a cinco minutos, que se suscitan a nivel de subestaciones, elementos de protección automáticos o manuales y en los transformadores de distribución, en relación con los abonados o servicios que son afectados por esas interrupciones.

El primer indicador (FPI) expresa la cantidad de veces que, en promedio, un abonado o usuario percibe interrupciones en el suministro eléctrico y el segundo (DPIR) contabiliza el tiempo promedio en que el servicio eléctrico no le fue suministrado; es decir, miden el tiempo y la cantidad de veces que, en promedio, un abonado o usuario del servicio eléctrico del país, de una empresa eléctrica distribuidora o de una parte de la red eléctrica de una empresa eléctrica, experimenta durante un periodo determinado, usualmente un año.

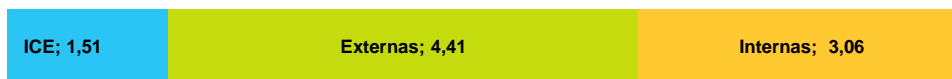
En la siguiente sección, se presentan los datos de los indicadores FPI y DPIR correspondientes al 2023, procesados, tanto en el ámbito nacional, como por empresa distribuidora.

2.1 Frecuencia promedio de interrupciones.

Durante el 2023 los usuarios del servicio público de electricidad experimentaron en promedio 8,97 interrupciones (1,99 más en relación con el 2022), de las cuales, tal como se muestra en el gráfico Nº 4, se presentaron 1,51 interrupciones por la falta de suministro eléctrico a nivel del sistema de transmisión y del parque de generación nacional (lo que se muestra en el gráfico como causas atribuibles al ICE); 4,41 veces por causas externas (influencias medioambientales actividad humana y redes eléctricas externas); y 3,06 veces como consecuencia de causas internas (actividades de operación y mantenimiento, tanto preventivo como correctivo, de la red de distribución eléctrica).

Gráfico Nº 4.

**Frecuencia promedio de interrupción por abonado
Ámbito Nacional. 2023
Distribución temporal por origen de las interrupciones
(Horas)**



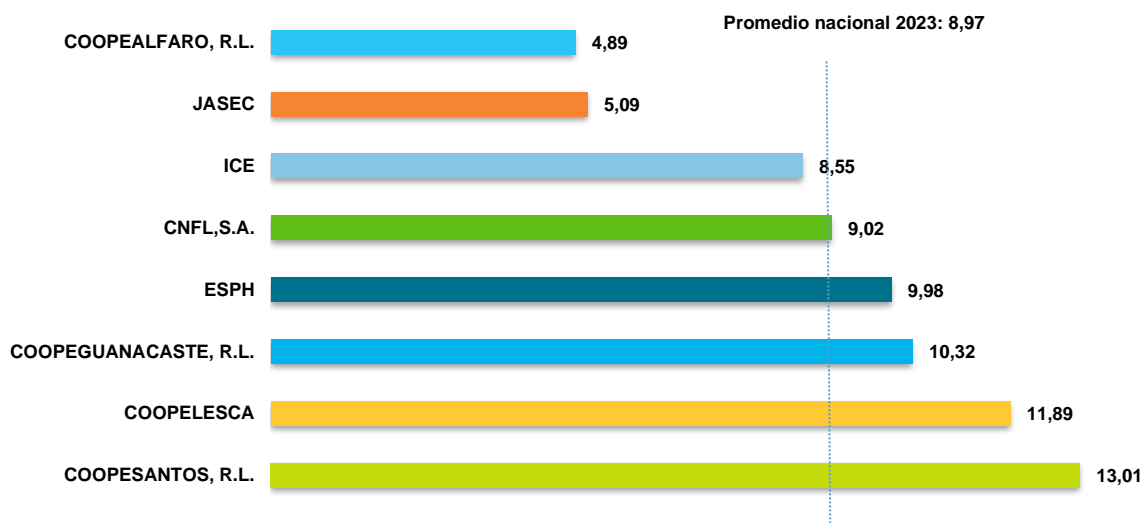
Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.



En el gráfico Nº 5 se muestran los valores de la frecuencia promedio de interrupción por abonado para cada empresa, en relación con el valor promedio nacional. Del gráfico Nº 5 se observa que los usuarios de COOPESANTOS fueron los que experimentaron mayor cantidad de interrupciones durante el 2023 (13,01), seguidos por los usuarios de COOPELESCA (11,89), COOPEGUANACASTE (10,32) y ESPH (9,98); por su parte los usuarios de la CNFL percibieron una cantidad de interrupciones (9,02) muy cercana al promedio nacional, mientras que los usuarios de las restantes empresas distribuidoras experimentaron frecuencias inferiores al promedio, siendo los usuarios de COOPEALFARO, los que menor frecuencia de interrupción percibieron en el año (4,89).

Gráfico Nº 5

**Frecuencia promedio de interrupción por abonado
(Veces)
2023**



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

El gráfico Nº 6 muestra el origen de las fallas que suscitaron las interrupciones contempladas en la determinación de la frecuencia promedio de interrupción por abonado, en el ámbito nacional y para cada empresa distribuidora en particular.

Del gráfico se observa que, en promedio, la mayor cantidad de fallas se producen por causas de origen externo a la red eléctrica de cada empresa distribuidora; seguido por las causas de origen internas y finalmente, la menor cantidad se presentan por fallas originadas en el servicio de transmisión del ICE (incluyendo la falta de abastecimiento por generación).

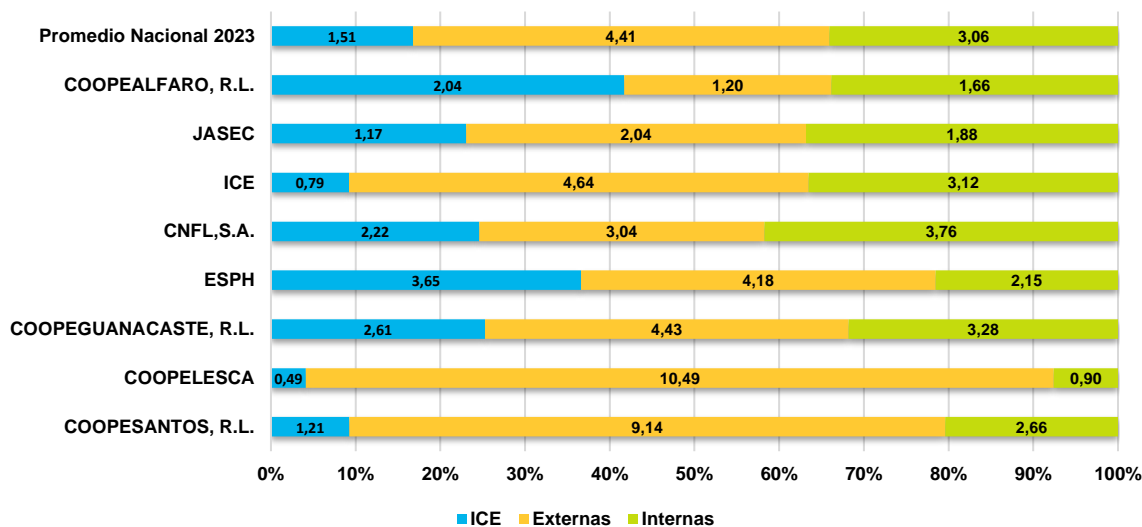
Cabe resaltar el caso de ESPH y COOPEGUANACASTE, que, según los datos suministrados por dichas empresas, durante el 2023, fueron las que, en términos absolutos, sufrieron más interrupciones originadas en la red de trasmisión nacional o en el parque de



generación del ICE. Por otro lado, es necesario mencionar el caso de COOPELESCA, que presenta la menor afectación, tanto en términos absolutos como proporcional, de interrupciones originadas en la red de transmisión nacional y del parque de generación.

Gráfico № 6

Frecuencia promedio de interrupción por abonado
Distribución de origen de interrupciones
2023
(Veces)



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

En lo que respecta a las causas de origen interno, del gráfico № 6, resaltan la CNFL, ICE y JASEC, que porcentualmente, fueron las empresas distribuidoras que, durante el 2023, sufrieron más cantidad de interrupciones originadas por causas internas (actividades de operación y mantenimiento, tanto preventivo como correctivo, de la red de distribución); le siguen el COOPEGUANACASTE y COOPEALFARO con un valor absoluto de 3,28 y 1,66 interrupciones por causas de origen interno.

Por su parte, en relación con las causas de origen externo, COOPELESCA fue la empresa que experimento porcentualmente mayor cantidad de interrupciones de este tipo; le siguen COOPESANTOS y el ICE.



2.2 Tiempo promedio de interrupción por abonado.

En cuanto al tiempo promedio de interrupción por abonado, durante el 2023, los usuarios del servicio público de electricidad experimentaron en promedio 10,25 horas (10 horas y 15 minutos) de interrupción en el suministro eléctrico de las cuales 0,35 horas (21 minutos) fueron producto de interrupciones en el servicio de transmisión del ICE; 6,59 horas (6 horas y 35 minutos) por causas de origen externo a la red de distribución nacional; y 3,31 horas (3 horas y 19 minutos) a consecuencia de las causas de origen interno, como se muestra en el gráfico Nº 7.

GRÁFICO Nº 7
Tiempo promedio de interrupción por abonado
Ámbito Nacional. 2023
Distribución por origen de las interrupciones
(Horas)



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

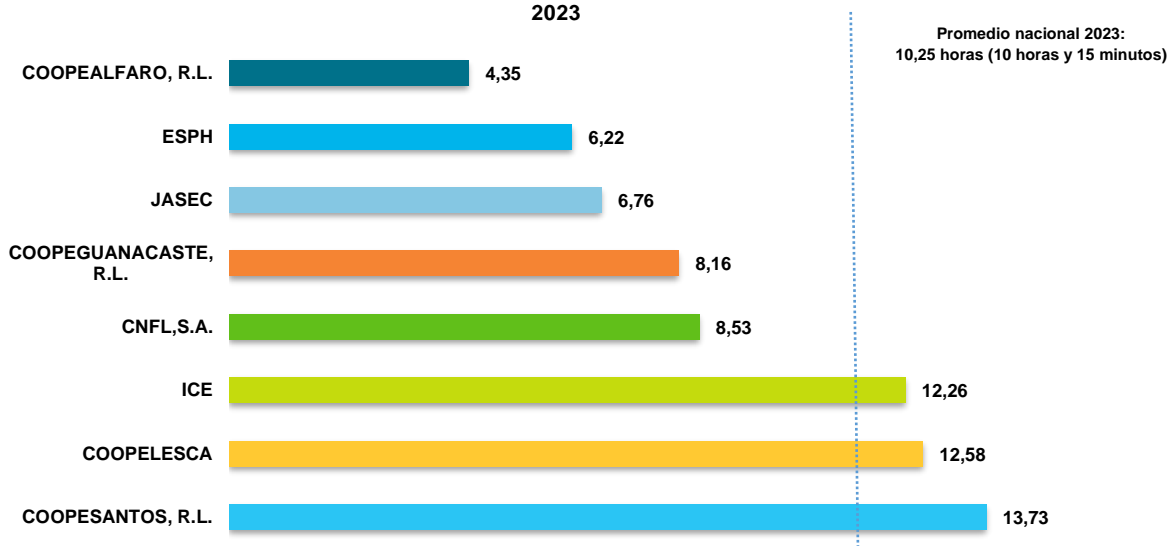
Del gráfico Nº 7 se observa que un 64,3 % del tiempo de interrupción que experimentan los usuarios, se deben a eventos originados en situaciones externas a la red de distribución (interacción de la fauna, flora y condiciones ambientales con la red), un 32,3 % a situaciones de origen interno (operación y mantenimiento preventivo y correctivo) y un 3,4 % a situaciones originadas en la red de transmisión del ICE (incluyendo la generación).

El gráfico Nº 8 muestra los valores del tiempo promedio de interrupción por abonado para cada empresa distribuidora y el valor promedio nacional del periodo de estudio, en el que se observa que tres de las empresas, COOPESANTOS, COOPELESCA e ICE, se ubican con valores de tiempo de interrupción promedio superior al promedio nacional; cuyos usuarios experimentaron los mayores tiempos promedio de interrupción durante el 2023. Por su parte los usuarios de las restantes empresas CNFL, COOPEGUANACASTE, JASEC, ESPH y COOPEALFARO, percibieron un tiempo promedio de interrupción inferior al promedio nacional, siendo COOPEALFARO la empresa con el menor tiempo promedio de interrupción.



Gráfico No 8

**Tiempo promedio de interrupción por abonado
(Horas)
2023**

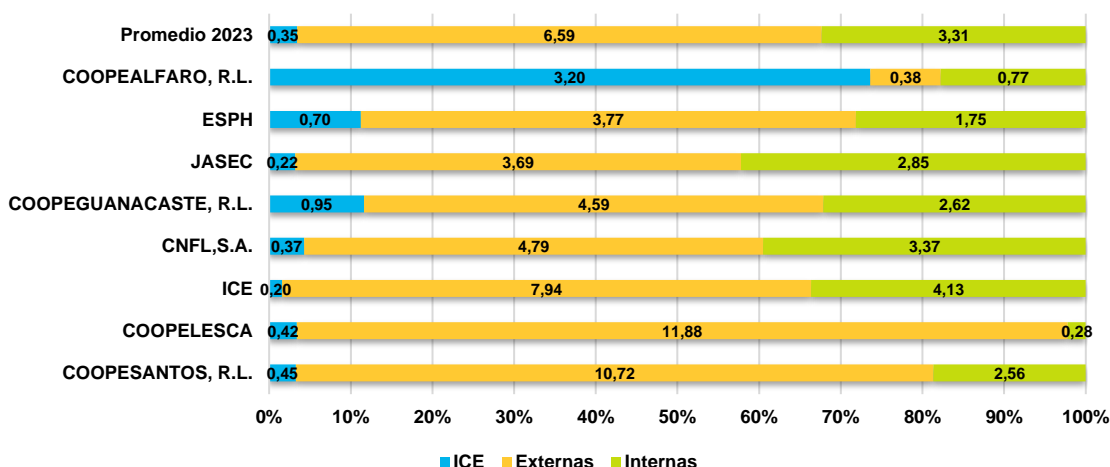


Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

El gráfico No 9 muestra para cada empresa eléctrica distribuidora, el tiempo promedio de interrupción en el año de estudio y la correspondiente segregación por su origen.

GRÁFICO No 9

**Tiempo promedio de interrupción por abonado
Distribución de orígenes de interrupciones
2023
(Horas)**



FUENTE: INTENDENCIA DE ENERGÍA A PARTIR DE DATOS SUMINISTRADOS POR LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS.

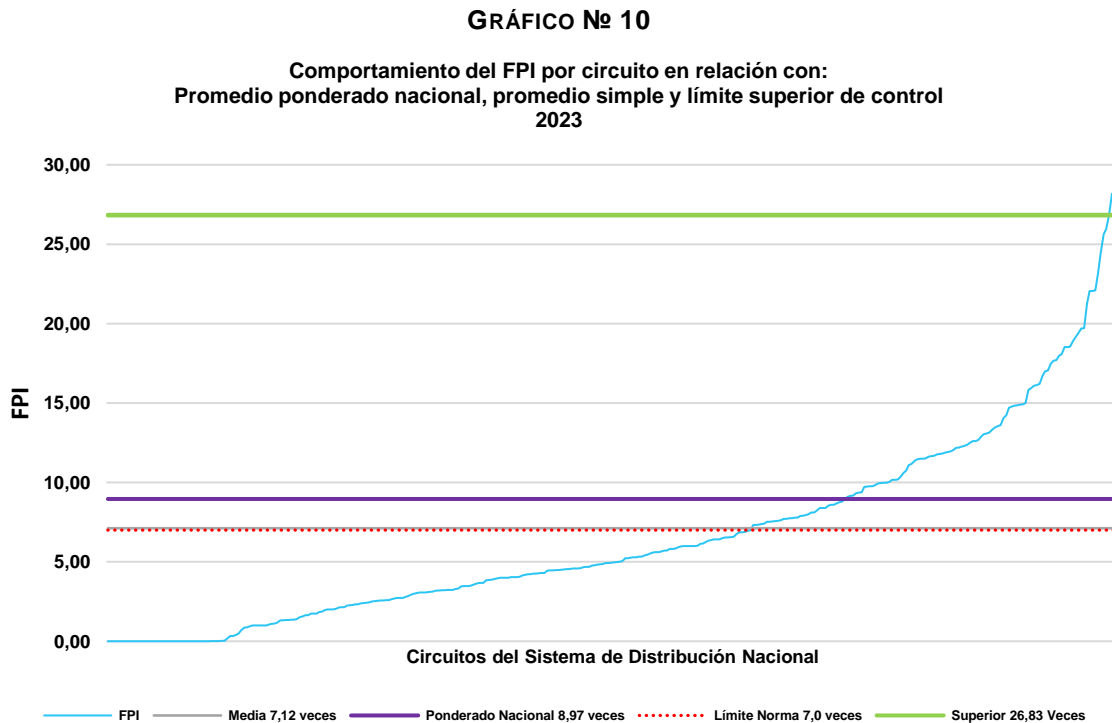


Se destaca que proporcionalmente, el mayor tiempo de interrupción se origina por causas externas a las redes eléctricas de las empresas; seguido por el tiempo originado por causas internas y finalmente el menor tiempo se origina a causa de fallas o problemas en el servicio del ICE de transmisión y generación.

De igual forma en el gráfico N° 9 se observa que los abonados más afectados, tanto en valores absolutos como proporcionalmente, por interrupciones en la red de transmisión nacional en el 2023 fueron los de las empresas distribuidoras COOPEALFARO, ESPH y COOPEGUANACASTE; los más afectados por causas externas fueron COOPELESCA, COOPESANTOS, ICE y CNFL; y por causas internas los del ICE, CNFL y JASEC.

2.3 Comparación del DPIR y del FPI con los valores normativos.

A continuación, el gráfico N° 10 muestra el comportamiento de todos los circuitos que conforman la red de distribución nacional, para el FPI. Se destaca con una línea verde el límite superior de control (LSC) para los datos del 2023, considerando que, dada la particularidad del indicador, lo que se encuentre por debajo de este (incluso bajo el límite inferior de control) es lo recomendable, desde el punto de vista de los criterios “Six Sigma”. Los resultados de gráfico y límites de control se abordan con mayores detalles a continuación:



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



El gráfico N° 10 muestra el valor del indicador FPI, durante el 2023, para cada uno de los circuitos que conforma la red eléctrica de distribución nacional (línea azul) que, al visualizarla respecto a los valores de referencia, se visualiza la existencia de importancias diferencias entre los circuitos. Para ello se utilizan las siguientes referencias: el límite establecido en la norma AR-NT-SUCAL (línea roja de puntos), el valor medio del indicador del total de circuitos (línea gris fina), el valor promedio ponderado nacional del indicador (línea morada); y el límite de control, línea gruesa en color verde (media $+3\sigma$). Nótese que para el 2023 el valor promedio nacional (8,97) fue superior al límite de referencia establecido en la norma (7,00)

Del análisis de los datos fuente de la construcción del gráfico anterior, se tiene que el 55,3% de los circuitos presentaron durante el 2023 una frecuencia de interrupciones inferior a la media de 7,12 veces, el 62,5 % una frecuencia inferior al límite de norma de 7,00 veces, el 71,7 % una frecuencia inferior al promedio ponderado anual 2023 de 8,97 veces y 94,9 % una frecuencia inferior al límite de control estadístico de 26,83 veces.

Por su parte, el análisis de los datos fuente del gráfico N° 10, indica que las empresas distribuidoras con mayor cantidad de circuitos con un FPI por encima de la media de todos los circuitos fueron: COOPESANTOS (7 de 8 circuitos, 87,5 %), COOPELESCA (14 de 20 circuitos, 70,0 %), ICE (86 de 154 circuitos, 55,6 %) y COOPEGUANACASTE (6 de 17 circuitos, 47,1 %), les siguen CNFL y ESPH (42 de 134 circuitos y 5 de 16 circuitos respectivamente, 31,3 %), JASEC (5 de 18 circuitos, 27,8 %) y por último COOPEALFARORUIZ (0 de 4 circuitos, 0,00%).

En relación con el promedio ponderado nacional de 8,97 veces, se tiene que las empresas distribuidoras obtuvieron los siguientes porcentajes de sus circuitos con valores del FPI por encima del promedio: COOPESANTOS (5 de 8 circuitos, 75,0 %), ICE (52 de 154 circuitos, 33,8 %), COOPELESCA (7 de 20 circuitos, 35,0 %), CNFL (27 de 134 circuitos, 20,1 %), ESPH (3 de 16 circuitos, 18,8%), COOPEGUANACASTE (9 de 17 circuitos, 52,9%), JASEC (1 de 18 circuitos, 5,6%) y COOPEALFARORUIZ (0,0 %).

Por último, el ICE fue la empresa distribuidora que presentó mayor cantidad de circuitos con valores del FPI por encima del límite de control de 26,83 veces (8 circuitos); CNFL; JASEC, ESPH y COOPELESCA presentaron un circuito cada una con FPI por encima del límite de control

Esto refleja que, dentro de una misma empresa distribuidora, no todos los abonados están recibiendo una continuidad del servicio similar. En algunas empresas

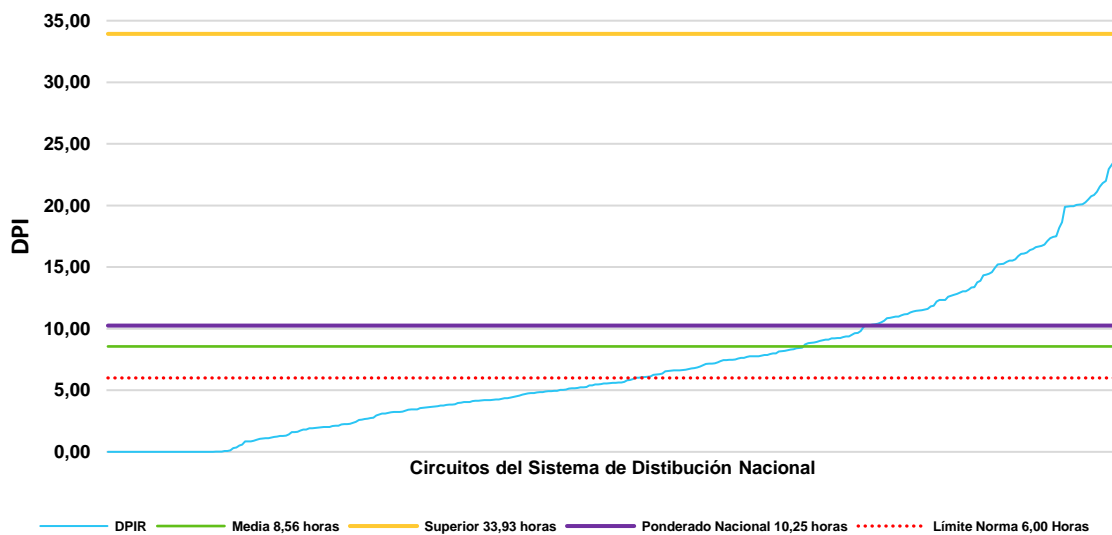


distribuidoras, existen variaciones considerables de 3 o hasta 8 veces la cantidad de interrupciones entre un circuito y otro. Estos resultados visualizan la existencia de diferencias geográficas, tanto a nivel de país como en las distintas zonas de concesión de cada una de las empresas distribuidoras; lo que implica que no todos los abonados y usuarios están recibiendo el servicio con la calidad que está definida en las normas técnicas.

En lo que respecta al tiempo promedio de interrupción por abonado, en el gráfico Nº 11 se muestra el valor del indicador DPIR para cada uno de los circuitos, durante el 2023, que conforma la red eléctrica de distribución nacional (línea azul), para su comparación con el límite establecido en la norma AR-NT-SUCAL (línea roja de puntos), el valor medio del indicador del total de circuitos (línea verde), el valor promedio ponderado nacional del indicador (línea morada); y en amarillo el límite de control superior (media $+3\sigma$).

GRÁFICO Nº 11

Comportamiento del DPI por circuito en relación con:
Promedio ponderado nacional, promedio simple y límite superior de control
2023



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

De análisis de los datos fuente para la construcción del gráfico Nº 11 se tiene que, el 64,4 % de los circuitos presentaron durante el 2023 un tiempo promedio de interrupción inferior a la media de 8,56 horas (8 horas, 34 minutos), el 48,8 % un tiempo inferior al límite de norma de 6,0 horas, el 70,1 % un tiempo inferior al promedio ponderado anual de 10,25 horas (10 horas, 15 minutos) y 90,8 % un tiempo inferior al límite de control estadístico de 33,93 horas (33 horas, 29 minutos).



Las empresas distribuidoras con mayor cantidad de circuitos con un DPIR por encima de la media de todos los circuitos fueron: COOPESANTOS (6 de 8 circuitos, 75,0 %), COOPELESCA (12 de 20 circuitos, 60,0%), ICE (71 de 154 circuitos, 46,1%) y ESPH (5 de 16 circuitos, 31,3%).

En relación con el promedio ponderado nacional de 10,25 horas (10 horas, 15 minutos), se tiene que las empresas distribuidoras obtuvieron los siguientes porcentajes de sus circuitos con valores del DPIR por encima del promedio: ICE (61 de 154 circuitos, 39,6 %), COOPESANTOS (5 de 8 circuitos, 62,5 %), COOPELESCA (12 de 20 circuitos, 60,0 %) y COOPEGUANACASTE (5 de 17 circuitos, 29,4 %).

Ante estas particularidades, es importante que las empresas distribuidoras efectúen análisis de confiabilidad a estos circuitos, identificando las causas-raíz de esos valores de continuidad, ya que en Costa Rica existe una gran diversidad de condiciones geográficas, ambientales y poblacionales, y por tanto debe precisarse si se debe a factores que pueden ser intervenidos y mejorados, o bien, si existen limitaciones de índole técnico-económico que dificulten la mejora de estos circuitos, en cuyo caso, deben aplicarse los mecanismos de compensación al usuario que corresponda.

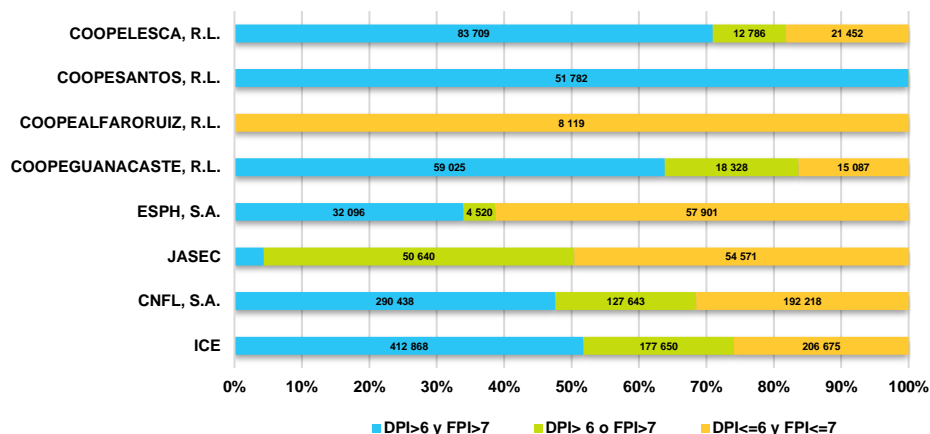
Teniendo esto en consideración y partiendo de los valores de referencia establecidos en la norma o reglamento técnico regulatorio vigente AR-NT-SUCAL, a continuación, se presenta el gráfico Nº 12 que muestra la cantidad y porcentaje de abonados de cada empresa distribuidora, cuyas condiciones de calidad durante el 2023, en relación con los indicadores de continuidad FPI y DPIR, se ubicaron con ambos valores mayores a los establecidos, con uno mayor a los establecidos, o con ambos iguales o menores a los establecidos.

Del gráfico Nº 12 es posible notar que existe una diferencia importante entre las empresas distribuidoras, en especial en el porcentaje de abonados en que el tiempo y la frecuencia, superan los límites de referencia establecidos en la normativa vigente. Destaca el caso de COOPEALFARORUIZ, empresa distribuidora en la que sus abonados recibieron, durante el 2023, un servicio con tiempo promedio de interrupción y con frecuencia de interrupción con valores iguales o menores a los valores normativos de referencia. De igual manera destaca el caso de COOPESANTOS en el que todos los abonados experimentaron indicadores por encima de los de referencia normativa, siguiéndole COPELESCA y COOPEGUANACASTE. Por su parte, JASEC, ICE y CNFL, fueron las empresas con mayor cantidad de usuarios que experimentaron un indicador por encima del valor de referencia de la norma vigente.



GRÁFICO Nº 12

Condiciones DPI y FPI con respecto a valores de referencia
Distribución de usuarios por empresa
2023



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

Para visualizar cuáles circuitos se encuentran con ambos indicadores, ya sea por encima o por debajo de los valores normativos de referencia, se detalla en los anexos A y B la lista de circuitos de cada caso, ordenados por empresa y según la desviación respecto a los valores normativos de referencia.

Es recomendable, que las empresas distribuidoras, den un seguimiento a los circuitos en los que no se está consiguiendo cumplir con las referencias normativas de continuidad del servicio.

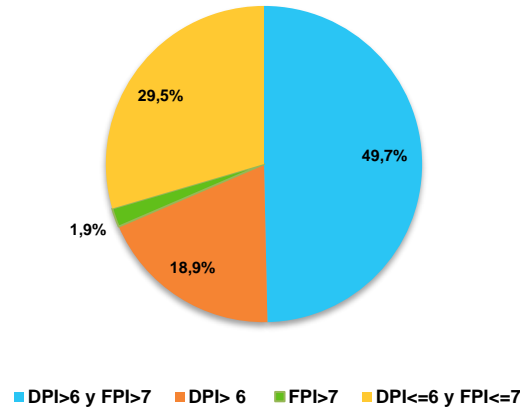
Para visualizar la perspectiva nacional del servicio respecto a la cantidad de abonados y su continuidad respecto a los valores normativos de referencia, se presenta el siguiente gráfico Nº13:

En el gráfico anterior es posible notar que un 49,7 % de los abonados, durante el 2023, tuvieron un suministro de energía con ambos de los dos parámetros de continuidad (DPIR y FPI) superiores a los valores normativos de referencia, un 29,5 % fue servido con ambos parámetros de continuidad igual o por debajo de los valores normativos de referencia. Por otro lado, un 1,9 % recibió durante el 2023 el servicio con una frecuencia de interrupción por encima del valor normativo, pero con un tiempo promedio por debajo del valor normativo; y finalmente un 18,9 % de los abonados fueron servidos con un tiempo promedio mayor al normativo de referencia, pero con una frecuencia promedio de interrupciones, menor al valor de referencia normativo.



GRÁFICO Nº 13

Distribución porcentual de abonados según condiciones de continuidad 2023



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

Es importante indicar que durante el 2023 se presentó un incremento de 16,9 puntos porcentuales en la cantidad de abonados con ambos indicadores por encima de los valores normativos de referencia y una disminución de 10,7 puntos porcentuales en la cantidad de abonados con ambos indicadores iguales o menores a los de referencia normativa. Este panorama, evidencia nuevamente que es obligatorio que cada empresa distribuidora realice acciones para reducir las causas que ocasionan que los indicadores de continuidad de algunos de sus circuitos tengan valores superiores de referencia normativos.

2.4 Otros indicadores de continuidad.

De manera complementaria a los indicadores globales analizados en los apartados 1.1 y 1.2, la continuidad del suministro eléctrico también se evalúa por medio de tres indicadores individuales: “Frecuencia de interrupciones momentáneas (FIM)”, “Frecuencia de interrupciones temporales (FIT)”, “Frecuencia de interrupciones prolongadas (FIP)”. Esta clasificación adquiere relevancia para profundizar en el análisis del impacto que tienen los problemas de interrupción en procesos productivos, en donde la continuidad es un factor crítico.

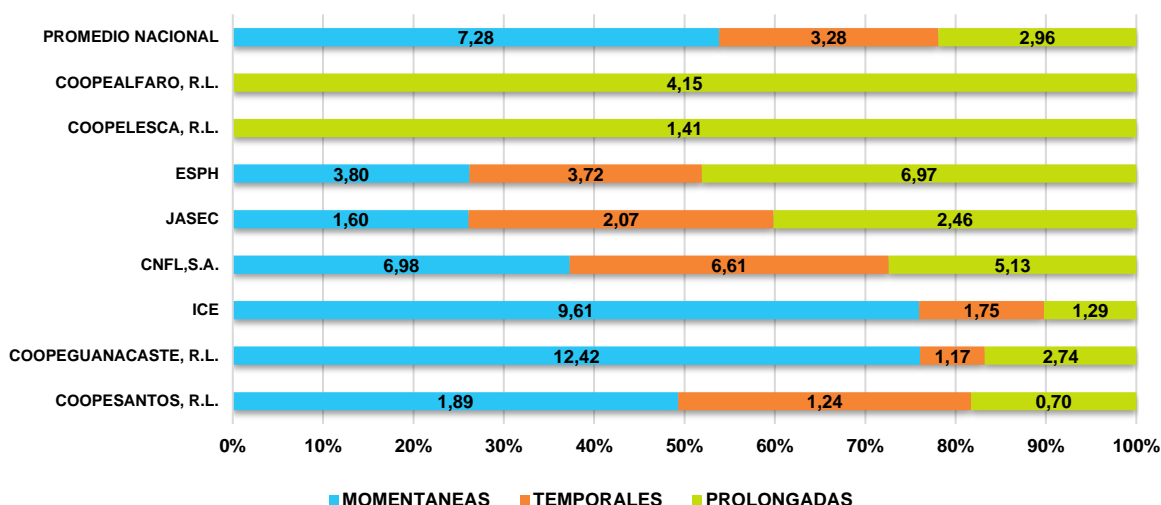
Para la determinación de estos indicadores, los cuales se calculan por circuito, se utilizan únicamente las interrupciones que se presentan a nivel del interruptor de salida de la subestación y representan la frecuencia con que se dan las interrupciones catalogadas, en función de su duración.



Del gráfico Nº 14, se observa que en promedio cada usuario del servicio eléctrico experimentó 13,52 interrupciones en el suministro eléctrico, de las cuales 7,28 fueron interrupciones momentáneas (con una duración menor o igual a un minuto), 3,28 temporales (con una duración superior a un minuto e inferior o igual a cinco minutos) y 2,96 prolongadas (con una duración superior a cinco minutos).

GRÁFICO Nº 14

Frecuencia de interrupciones momentáneas, temporales y prolongadas
Datos nacionales.2023



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

De igual forma de la observación del gráfico Nº 14, destacan las empresas distribuidoras COOPEALFARORUIZ y COOPELESCA, cuyos usuarios, según los datos reportados por ellas, no experimentaron interrupciones momentáneas durante el 2023; el ICE y COOPEGUANACASTE, cuyos usuarios experimentaron gran cantidad de interrupciones momentáneas y muy por encima del promedio nacional; y COOPESANTOS, JASEC y CNFL, cuyos usuarios porcentualmente fueron los que percibieron mayor cantidad de interrupciones temporales.

En lo que respecta a interrupciones temporales y en valores absolutos, resulta importante mencionar que los abonados de ESPH y CNFL, experimentaron una cantidad superior al promedio nacional (3,72 y 6,61 respectivamente). Los abonados de las restantes empresas distribuidoras percibieron una cantidad de interrupciones temporales inferior al promedio nacional.

Por su parte, los abonados de ICE, COOPESANTOS y COOPELESCA, experimentaron una cantidad de interrupciones prolongadas inferior al promedio nacional, mientras que los abonados de COOPEALFARO, ESPH y los de la CNFL,



fueron los que percibieron una cantidad de interrupciones por encima del promedio nacional.

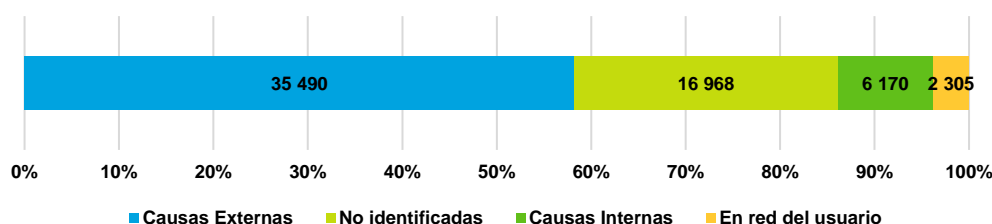
2.5 Análisis de causas de las interrupciones.

De acuerdo con los datos aportados por las empresas distribuidoras, durante el 2023, se dieron un total de 60 933 eventos en la red eléctrica nacional (un 14,2 % mayor a la cantidad del 2022), que provocaron la interrupción del suministro eléctrico a uno o más abonados.

El gráfico Nº 15, muestra el origen de las causas de las interrupciones del suministro eléctrico contabilizadas durante el 2023, tanto las originadas en la red de distribución eléctrica nacional (41 660), que comprende la suma de las causas de origen interno (6 170) y externo (35 490), como las que se originaron en la red de la empresa distribuidora, por interacción de su red con la de los usuarios que presentaban daños (2 305), y las de origen no identificado (16 968).

GRÁFICO Nº 15

Distribución de causas de interrupciones por tipo
2023. Datos Nacionales.



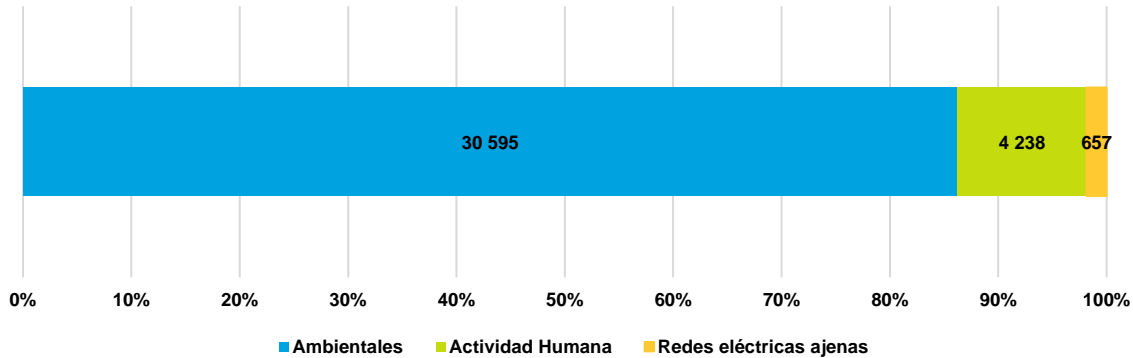
Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

Del total de perturbaciones asociadas a la continuidad del servicio (interrupciones) reportadas por los usuarios, 57,9 % estuvieron asociadas con causas externas a la red, 10,1 % se originaron por causas internas, 27,7 % se atribuyen a causas de origen no identificado y 3,8 % se presentaron a consecuencia de daños en la red interna de los inmuebles de los abonados; cabe mencionar que 0,5 % de las perturbaciones reportadas fueron falsas.



GRÁFICO Nº 16

Detalle de cantidad de causas externas de interrupciones
2023. Datos Nacionales.

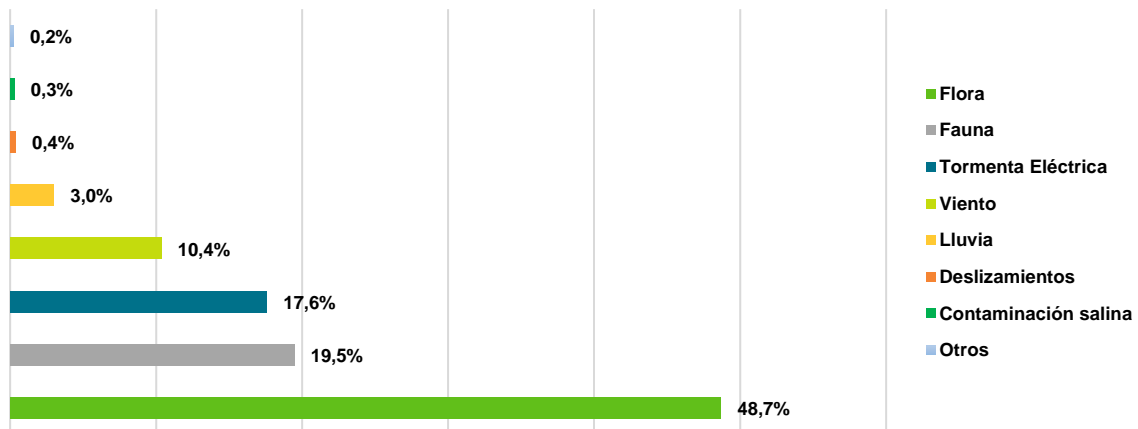


Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

El gráfico Nº 16 muestra el detalle por tipo de las causas externas de las interrupciones. Se observa que un 86,2 % de estas ocurren por influencia medio ambiental (lluvia, viento, flora, fauna, entre otras) sobre la red eléctrica, 11,9 % por la influencia de actividades humanas y un 1,9 % por la influencia de redes eléctricas externas a la infraestructura propia de cada empresa distribuidora.

GRÁFICO Nº 17

Detalle de causas ambientales de interrupciones
2023. Datos Nacionales.



FUENTE: INTENDENCIA DE ENERGÍA A PARTIR DE DATOS SUMINISTRADOS POR LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS

En el gráfico Nº 17 se detalla las causas ambientales de las interrupciones en el que se observa que, de las interrupciones atribuidas a fallas ambientales (en total 30



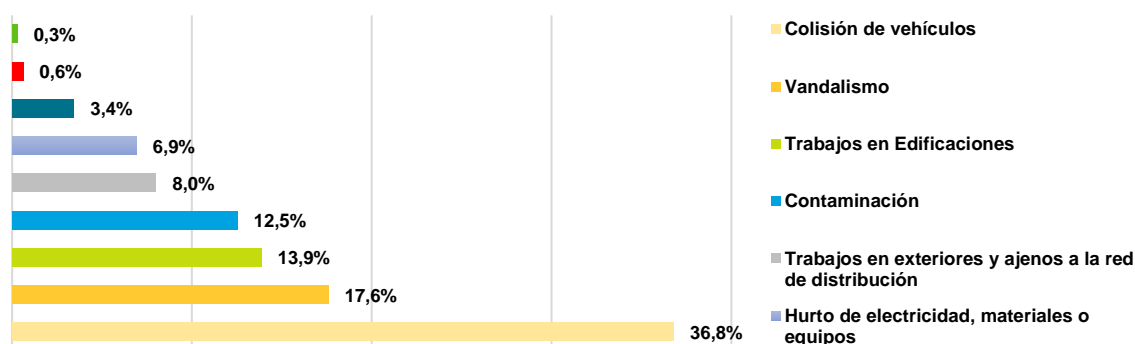
595), la mayoría se debieron al contacto de flora (48,7 %) y fauna (19,5 %) con la red eléctrica de la empresa distribuidora, la actividad eléctrica de origen atmosférico (17,6 %) y la acción de vientos (10,4 %) y lluvia (3,0 %), entre otros.

En el análisis en torno a las causas ambientales, es importante vincular las zonas y circuitos donde se da esta incidencia de eventos por fauna, para el adecuado direccionamiento de las medidas indicadas en la directriz MINAE- Nº13-2018. En el anexo C se listan los circuitos ordenados según la cantidad de eventos de este tipo.

Respecto a las influencias de la actividad humana sobre la red de distribución, que provocaron interrupciones en el servicio eléctrico durante el 2023, el gráfico Nº 18 muestra que, la colisión de vehículos contra los postes del tendido eléctrico fue la causa de mayor incidencia (36,8 %).

GRÁFICO Nº 18

**Detalle de causas de interrupciones por actividad humana
2023. Datos Nacionales.**



FUENTE: INTENDENCIA DE ENERGÍA A PARTIR DE DATOS SUMINISTRADOS POR LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS.

Otras causas por actividad humana fueron: el vandalismo (17,6 %), trabajos en edificaciones (13,9%), la contaminación ambiental (12,5 %), trabajos ajenos a la red de distribución (8,0 %) y el hurto de electricidad, materiales o equipos (6,9 %), entre otros.

Nuevamente, como ha sucedido en años anteriores da la colisión de vehículos contra las estructuras de soporte de la red de distribución ha sido la actividad humana con más afectación en la continuidad del servicio eléctrico, es recomendable que las empresas distribuidoras identifiquen geográficamente los puntos donde se dan este tipo de situaciones y en aquellos en que exista reincidencia, valorar el costo de las reparaciones y energía no servida respecto a diferentes medidas de mitigación aplicables para este riesgo.

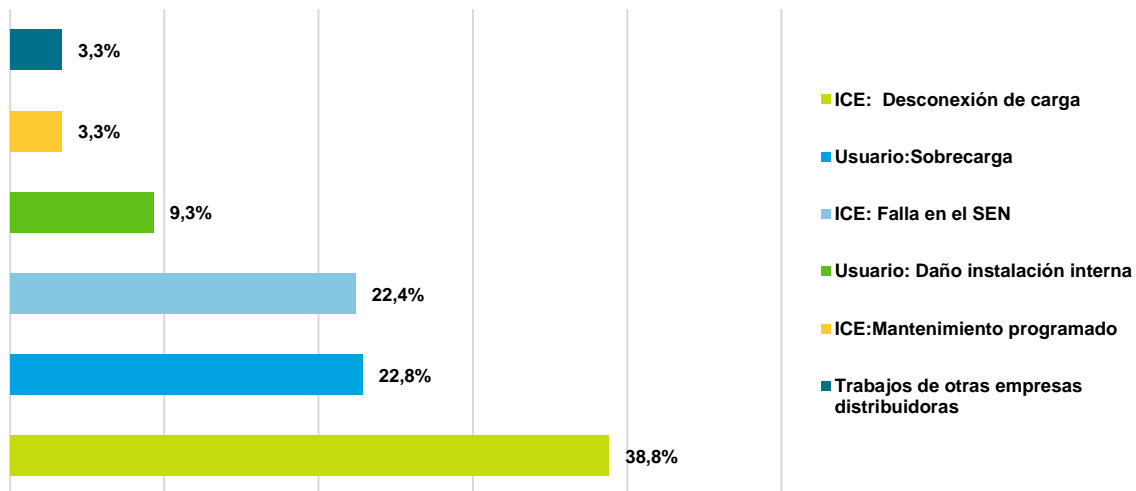


En el anexo D se listan los circuitos con mayor cantidad de incidencias de este tipo durante 2023.

Del total de interrupciones por influencia de redes eléctricas, ajenas a la red de distribución nacional (657), el gráfico Nº 19 muestra que el 38,8 % (255) se debió a desconexión de carga por requerimiento del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), un 22,8% (150) a sobrecarga en las redes eléctricas de los abonados, un 22,4 % (147) a fallas en el Sistema Eléctrico Nacional, un 9,3 % (61), por daños en la instalación eléctrica interna de usuarios del servicio, un 3,3% (22) a mantenimientos programados del ICE y por último un 3,3% (22) a influencia de trabajos en otras redes de distribución.

GRÁFICO Nº 19

**Detalle de causas de interrupciones por influencias de redes externas
2022. Datos Nacionales.**



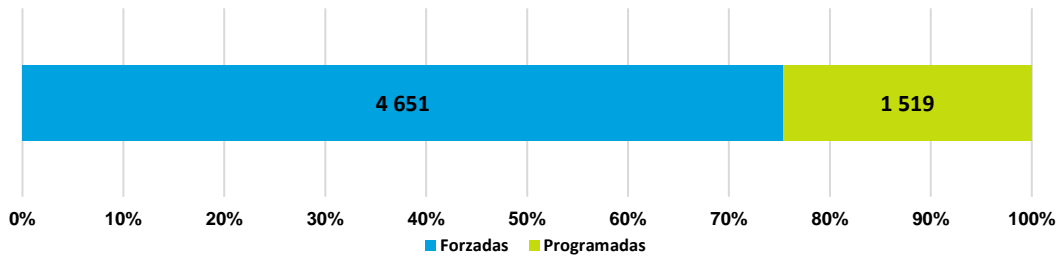
Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

El gráfico Nº 20, muestra el detalle de las causas internas de interrupciones. Del total de causas internas (6 170), un 75,5 % (4 651) se debieron a condiciones forzadas (fallas en la infraestructura eléctrica de la empresa) y un 24,6 % (1 519) a situaciones programadas de mantenimiento preventivo y correctivo.



GRÁFICO Nº 20

Detalle de cantidad de causas internas de interrupciones
2023. Datos Nacionales.

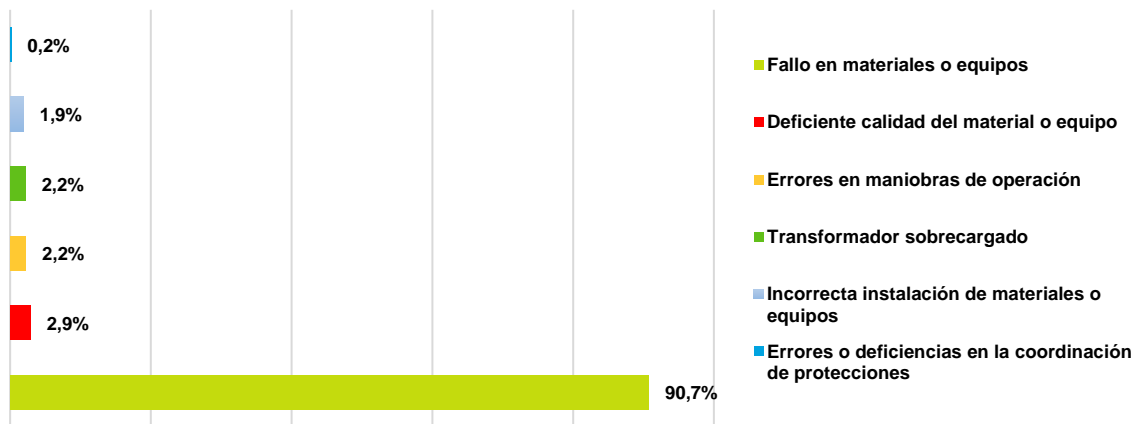


Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

El gráfico Nº 21 muestra el detalle de las causas de interrupciones, originadas por situaciones forzadas. En el periodo de estudio la principal causa de las interrupciones originadas por situaciones forzadas fue el fallo de materiales o equipos (90,7 %), seguido por deficiente calidad de materiales o equipo (2,9 %), entre otras causas.

GRÁFICO Nº 21

Detalle de causas de interrupciones forzadas
2022. Datos Nacionales.



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

En lo que respecta al tiempo de respuesta de las empresas eléctricas para la atención de las interrupciones asociadas a las perturbaciones reportadas por los usuarios, se tiene que durante el 2023, el tiempo promedio de atención fue de 4,33 horas (4 horas y 20 minutos), segregado de la siguiente manera: organización para la atención de la perturbación 2,13 horas (2 hora y 8 minutos), desplazamiento hacia el lugar 0,87 horas (52 minutos), localización de la avería o falla en la red 0,15 horas (9 minutos) y reparación de daño 1,19 horas (1 hora y 11 minutos).

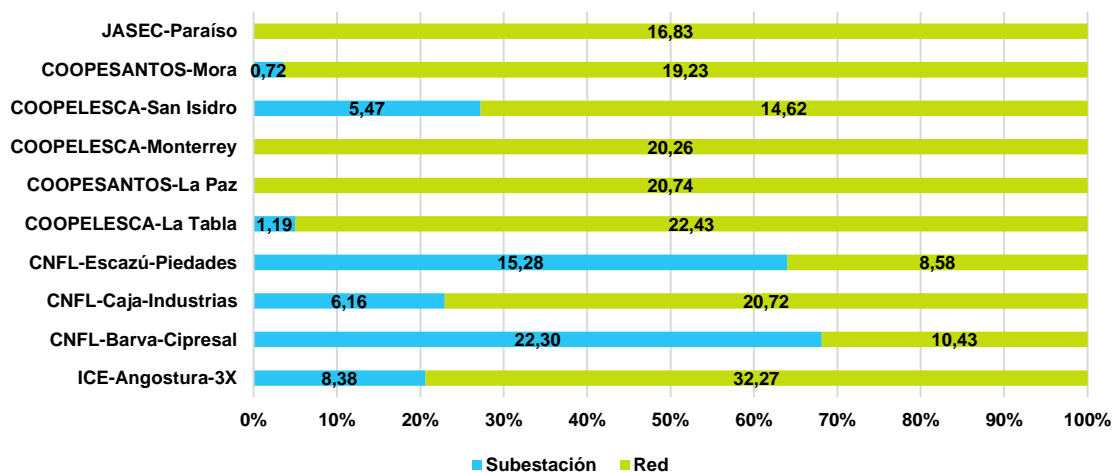


2.6 Análisis de los 10 circuitos de DPIR más alejado del promedio nacional.

El gráfico Nº 22 muestra la composición del tiempo promedio por abonado de los 10 circuitos más alejados del valor promedio nacional durante el año 2023. Este apartado, como se indicó, muestra la existencia de brechas geográficas asociadas a las diferencias entre los circuitos, que las empresas eléctricas deben atender como prioridad. La intervención integral de estos circuitos, a manera de ejemplo, es condición necesaria para enfrentar las causas estructurales que explican estos resultados extremos que, por su naturaleza, implican que los abonados de estos circuitos pagan tarifas que no son consistentes con la calidad del servicio que están recibiendo.

GRÁFICO Nº 22

Muestra de circuitos con con DPI más alejados del valor promedio nacional
Composición del DPI: DAI y RED. Año 2023



Fuente: Aresep a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

En el gráfico Nº 22, se observa que a excepción de los circuitos Barva-Cipresal y Escazú-Piedades, el valor del DPIR de los circuitos, en general, está compuesto mayormente por interrupciones ocurridas a lo largo de la red y que fueron, en principio, debidamente aisladas por los sistemas de protección que evitaron que la interrupción del servicio afectara a la totalidad de los abonados servidos a través de esos circuitos. Resulta de interés señalar que en los circuitos Paraíso, Monterrey y La Paz, no se presentaron interrupciones a nivel de los interruptores de salida en subestación, sino que todas se dieron a lo largo de la red. En ese contexto, se tiene que de las 16,83 horas (16 horas y 50 minutos), 20,26 horas (20 horas y 16 minutos) y 20,74 horas (20 horas y 44 minutos) de interrupción que experimentaron los usuarios de los circuitos Paraíso, Monterrey y La Paz respectivamente, el 100 % de las interrupciones no afectaron a la totalidad de abonados del circuito. No obstante, la duración y cantidad de usuarios afectados por las interrupciones en estos circuitos

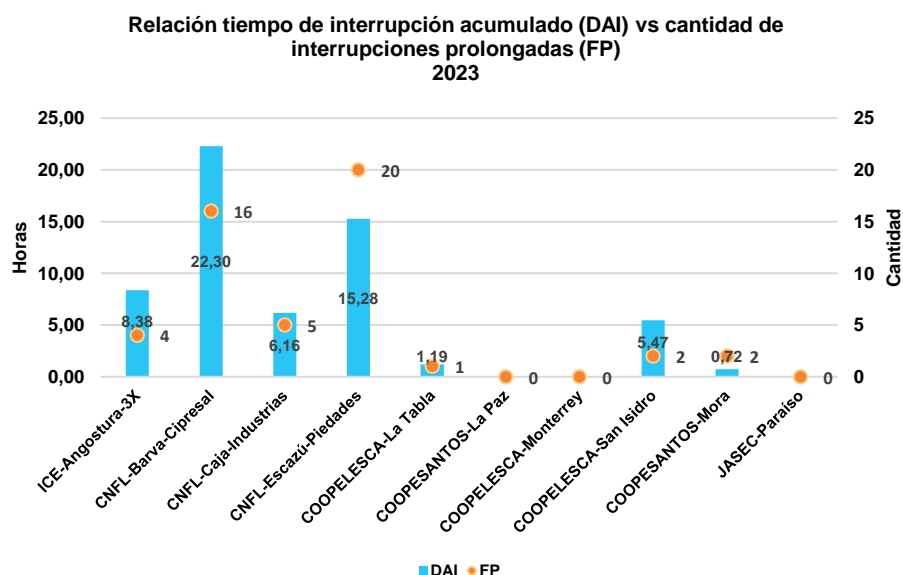


fueron de tal magnitud que, repercutieron significativamente en el valor del tiempo promedio de interrupción por abonado del circuito, sobre todo para los abonados del circuito La Paz.

Es importante señalar que una situación en la que el DAI sea mucho menor en comparación con el DPIR podría significar un mejor grado de selectividad del circuito, ya que refleja que la empresa eléctrica de alguna manera, manual o automáticamente, logra aislar la afectación de las averías de forma tal que las interrupciones, asociadas a ellas, no afecten a la totalidad del circuito y, por ende, no se afecte a la totalidad de abonados servidos por ese circuito.

En contraste con lo anterior, se tiene el caso de los circuitos Barva-Cipresal y Escazú-Piedades de la CNFL, cuyos abonados experimentaron valores de DPIR con un gran componente de tiempo de interrupción que afectó a la totalidad de los abonados del circuito. Del total de horas de interrupción que, en promedio cada usuario de estos circuitos experimentó, más del 60,0%, se debieron a interrupciones que afectaron a la totalidad de los usuarios servidos a través de esos circuitos.

Gráfico N° 23.



Fuente: Aresep a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

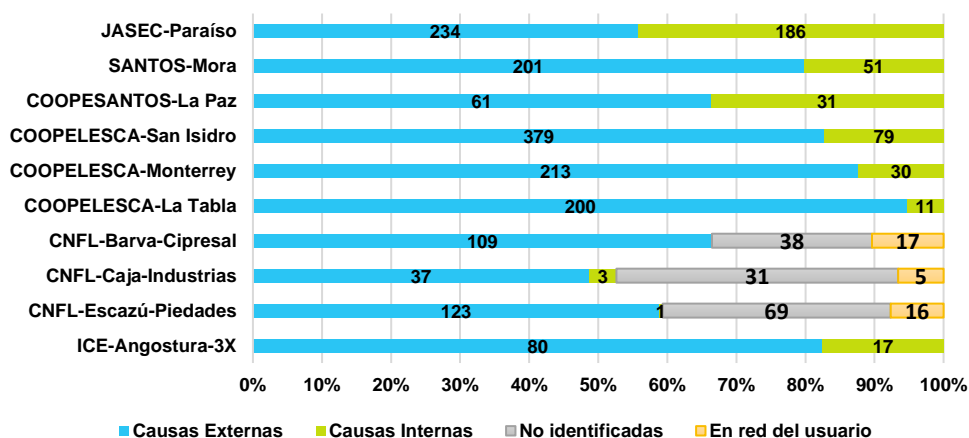
En el gráfico N° 23 se muestra en el eje de la izquierda la cantidad de horas de interrupción (indicadas con barras), que experimentaron los usuarios a causa de interrupciones que afectaron a la totalidad de los servicios servidos por los respectivos circuitos y en el eje de la derecha la cantidad de interrupciones prolongadas (mayores a 5 minutos e indicadas con puntos), que sucedieron a nivel de subestación de tales circuitos.



Del gráfico se observa que el circuito Escazú-Piedades fue el que presentó mayor cantidad de interrupciones prolongadas (20), las que generaron un tiempo de interrupción de 15,28 horas (15 horas y 17 minutos), le siguen los circuitos Barva-Cipresal y Caja-Industrias con 16 y 5 eventos que ocasionaron 22,30 horas (22 horas y 18 minutos) y 6,16 horas (6 horas y 10 minutos) de interrupción del servicio, respectivamente.

GRÁFICO Nº 24

Orígenes de causas de interrupciones por circuito
2023

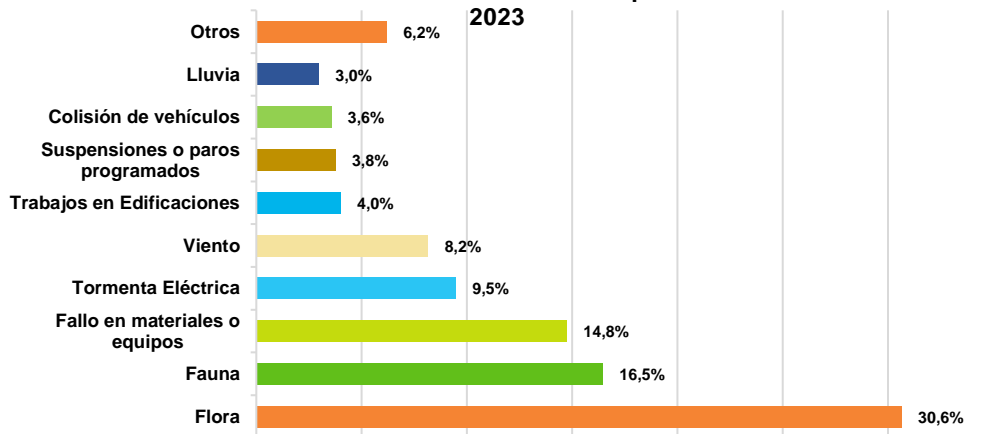


Fuente: Aresep a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

En lo que respecta al origen de las causas de las interrupciones mayores a cinco minutos, que afectaron al menos a un abonado servido por los circuitos analizados, el gráfico Nº 24, muestra que, las causas de origen externo fueron las de mayor ocurrencia.

GRÁFICO Nº 25

Detalle de causa de las interrupciones



Fuente: Aresep a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

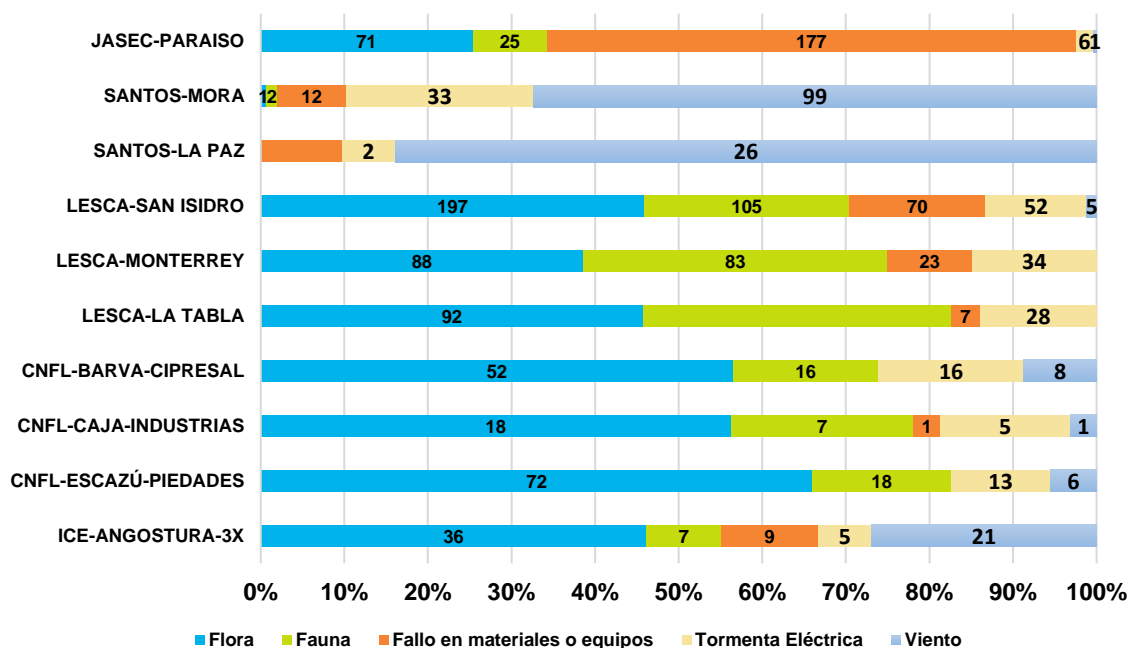


En el gráfico Nº 25 se muestra que la principal causa de las interrupciones que se produjeron en estos circuitos fue el contacto de la flora con las redes (30,6 %), seguido por el contacto de la fauna con las redes (16,5 %), fallo en materiales o equipos (14,8%), tormenta eléctrica (9,5 %), viento (8,2%), trabajos en edificaciones (4,0 %), suspensiones o paros programados (3,8 %), colisión de vehículos (3,6 %), lluvia (3,0%), entre otras.

Los datos anteriores evidencian que, mediante una buena práctica de mantenimiento de los linderos en los trayectos de las redes eléctricas y el establecimiento de controles para evitar o mitigar el fallo de materiales y equipos, se pudo haber logrado reducir la cantidad de interrupciones en el servicio eléctrico en los circuitos bajo análisis en un 44,4 %, durante el 2023.

Gráfico Nº 26

Detalle de causas de interrupciones por circuito
2023



Fuente: Aresep a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

El análisis de las interrupciones refleja que el 72,9 % de ellas se deben principalmente a cinco causas. En el contexto anterior, el gráfico Nº 26, muestra el detalle e impacto de esas causas de interrupciones para cada uno de los circuitos estudiados.

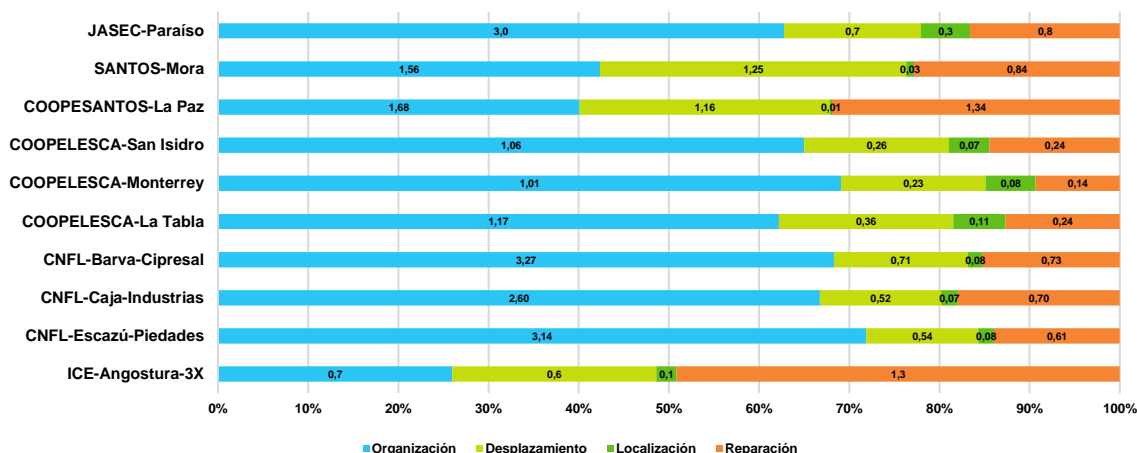
De la observación del Gráfico Nº 26, se puede deducir que una buena práctica de mantenimiento de los linderos en los trayectos de las redes eléctricas, así como la instalación de dispositivos de Anti-escalamiento o pasos de fauna que limiten su



interacción con la red y el establecimiento de controles para evitar o reducir el fallo de materiales y equipos, hubieran reducido considerablemente las interrupciones en los circuitos en estudio durante el 2023

Gráfico Nº 27

Distribución de tiempos por actividades para la atención de interrupciones
(Horas)
2023



Fuente: Aresep a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

En cuanto a la logística para atender las interrupciones, el gráfico Nº 27 muestra el tiempo promedio que tardaron las empresas distribuidoras en atender las interrupciones del servicio suscitadas durante el 2023 en los circuitos bajo estudio.

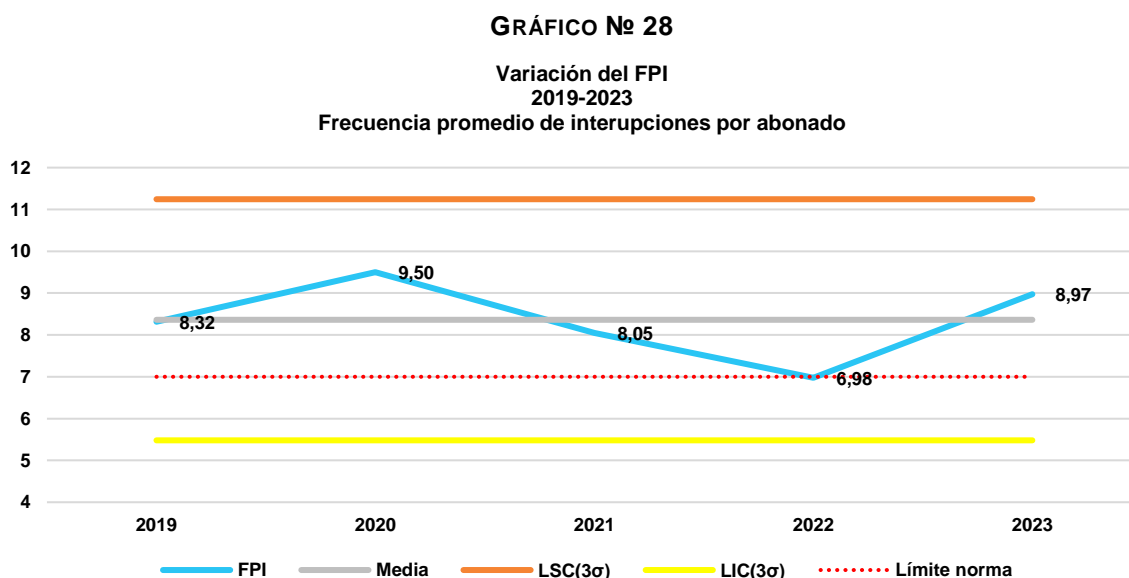
Del gráfico se observa que un gran porcentaje del tiempo promedio de atención de las interrupciones para cada circuito se debió a la preparación de la logística (entre un 26,0 % a un 71,9 %), seguido por el tiempo de reparación y finalmente por el tiempo de desplazamiento. El tiempo de localización promedio fue prácticamente despreciable en comparación con los demás.

Del análisis del gráfico Nº 27, se desprende la urgente necesidad de que las empresas distribuidoras analicen cuales fueron los motivos para los tiempos extendidos de organización y valorar medidas tendientes a reducirlos. Igual análisis sería pertinente en relación con los tiempos de reparación en función del tipo de daño en la red, que produjo la interrupción del servicio eléctrico.



2.7 Comportamiento quinquenal indicativo del DPIR y del FPI nacional.

A continuación, se muestran los gráficos de control¹ que muestran la variación de la FPI y de la DPIR en el periodo 2019-2023. Estos gráficos, que se construyen siguiendo las técnicas de mejora continua, conocidas como Six sigma (en referencia a la desviación estándar), muestran un ámbito de variación² de 3σ para determinar si la continuidad del servicio de electricidad se encuentra bajo control estadístico en el tiempo.



Para la interpretación del gráfico Nº 28 anterior, se debe considerar cuatro aspectos generales, estrechamente relacionados entre sí:

- i. La línea central (gris), representa el promedio (o media) de los valores del indicador FPI para el periodo del 2019 al 2023: 8,36 interrupciones.
- ii. La línea punteada (roja), muestra el valor límite de este indicador (7 interrupciones anuales) según lo establecido en el artículo 62 de la AR-NT-SUCAL, como parámetro de referencia.

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 bajo control.

² LSC: Límite Superior de Control, donde σ es la desviación estándar de los datos.

LIC: Límite Inferior de Control, donde σ es la desviación estándar de los datos.



- iii. Los límites de control que se muestran en dicho gráfico son los especificados con base a la media de los valores anuales de este indicador. Para establecer estos límites se utiliza $\pm 3\sigma$ con respecto a la línea central como límites de control, bajo una lógica de mejora “Lean Six Sigma”.
- 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 (fuera de control) en caso de no corregirse a tiempo.
- v. El valor de referencia establecido por la norma AR-NT-SUCAL vigente, se determinó tomando en consideraron los indicadores individuales de cada circuito durante los años 2007-2014, los cuales no consideraban las interrupciones a nivel de equipos de interrupción manual ni las presentadas en los transformadores de distribución, por lo que la precisión decimal de dichos años es inferior a mediciones más recientes.

En este contexto, de acuerdo con lo mostrado en el gráfico N° 28 anterior, se puede concluir que el indicador FPI muestra un comportamiento oscilante y relativamente estable, con valor de $8,36 \pm 0,96$ ³. De igual forma del gráfico anterior, se evidencia que en promedio los usuarios del servicio experimentan una cantidad de interrupciones, por encima del valor de referencia indicado en la norma o reglamento técnico AR-NT-SUCAL, salvo en el año 2022, cuya frecuencia de interrupciones fue prácticamente el valor normativo de referencia.

De forma similar el gráfico N° 29, muestra los valores del indicador DPIR en el ámbito nacional para el quinquenio 2019-2023 en donde la línea gris muestra el promedio anual que se aproxima al valor de 9,49 horas.

Respecto al gráfico N° 29 de variación del DPIR mostrado a continuación, es importante mencionar que el límite inferior es de 6,37, correspondiente al -3σ con respecto a la línea central (o media estadística de los datos).

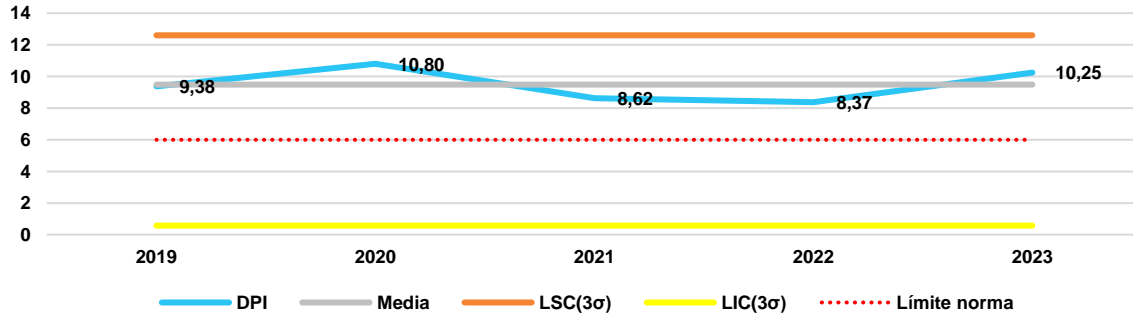
³ Nótese que el 1,10 corresponde a la desviación estándar. El valor nacional, más o menos la desviación estándar, aún se encuentra dentro de los límites de control de $\pm 3\sigma$



GRÁFICO Nº 29

Variación del DPI
2019-2023

Tiempo promedio de interrupción por abonado



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

En este gráfico Nº 29 se puede observar que, a pesar de encontrarse el DPIR bajo control, desde el punto de vista estadístico, la variabilidad es alta. Es importante analizar que la media se ubica en 9,49 horas (9 horas y 29 minutos), mientras que el valor indicativo de referencia por norma es de 6,00 horas.

Adicionalmente, nótese que, durante los años 2021 y 2022 el indicador promedio anual mostró una tendencia a disminuir, pero en el 2023 presenta un incremento de 1,88 horas (1 hora y 53 minutos), por lo que es necesario que las empresas distribuidoras presten atención a las causas que están haciendo incrementar este indicador y tomar las medidas necesarias para disminuirlo.

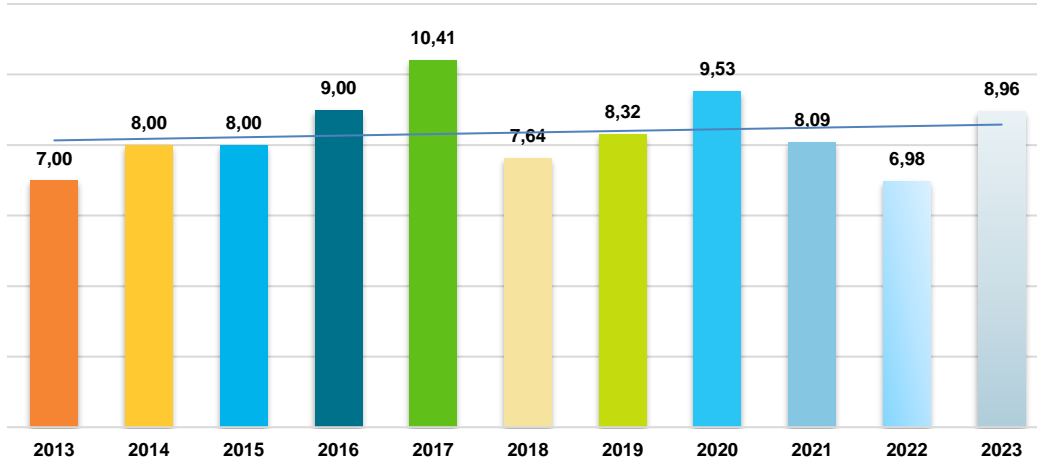
En este tipo de indicadores, es importante considerar no solo el promedio de la red de distribución nacional, sino la variabilidad dentro de los circuitos servidos por esta, tal y como se analizó en la sección 1.3 de este informe.

En el gráfico N° 30 se muestran los valores del indicador FPI en el ámbito nacional para el periodo 2013-2023 y la línea de tendencia la cual se aproxima al valor de 8,36 interrupciones.



Gráfico Nº 30

Frecuencia promedio de interrupciones por abonado
Comportamiento anual: 2013-2023
(Veces)

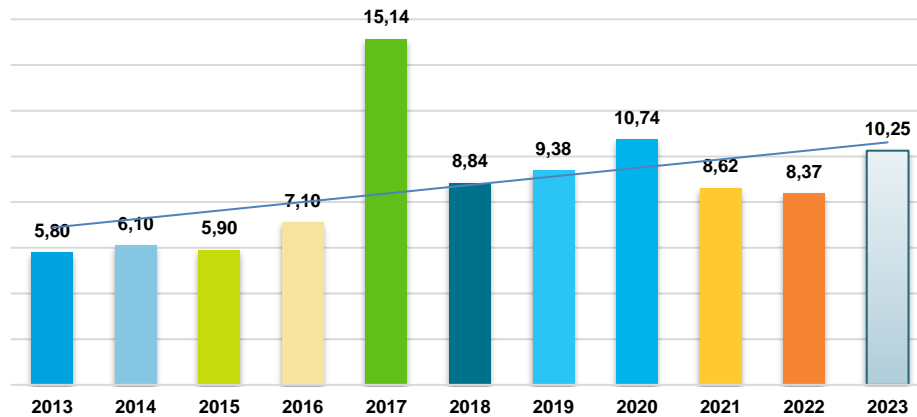


Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

Por último, el gráfico N° 31, muestra los valores del indicador DPIR en el ámbito nacional para el periodo 2013-2023 y la línea de tendencia que muestra que este indicador tiene una propensión al alza. Nótese también el valor atípico en el 2017, que obedeció al impacto de los huracanes y tormentas tropicales que afectaron al país, en ese año.

Gráfico Nº 31

Tiempo promedio de interrupción por abonado
Comportamiento anual: 2013-2023
(Horas)



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



3. Evaluación de la calidad de la tensión de suministro eléctrico.

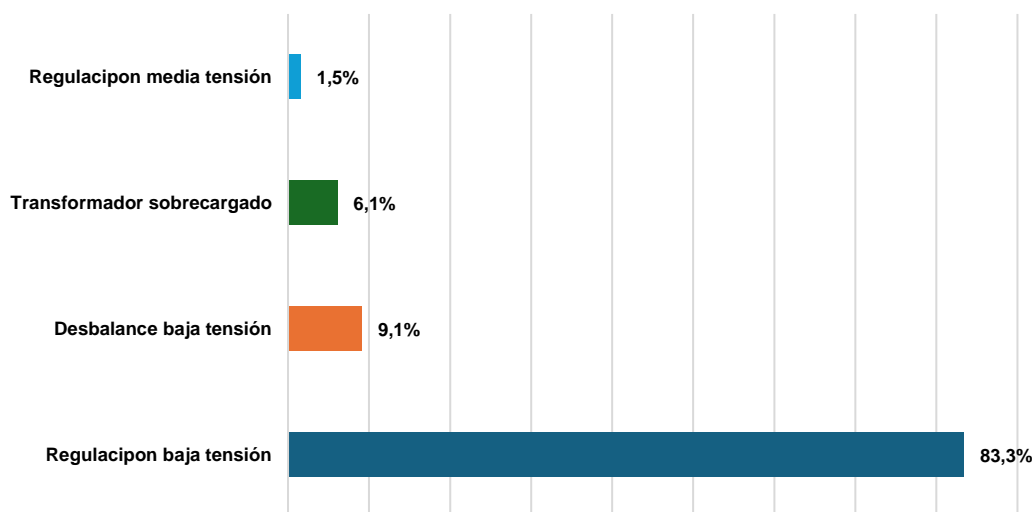
3.1 Programa de intervención de transformadores.

En lo que respecta al programa de intervención de transformadores establecido en el capítulo VI: Programas de medición de la calidad de la tensión, de la norma o reglamento técnico vigente AR-NT-SUCAL, durante el 2023 las empresas eléctricas de distribución intervinieron un total de 3 412 puntos de transformación media/baja tensión para verificar la calidad de la tensión de suministro, las cuales beneficiaron a un total de 15 115 usuarios. Del total de intervenciones realizadas, únicamente 66 servicios (1,9 %) mostraron niveles de tensión fuera de norma, es decir, que el suministro del servicio se estaba brindando en condiciones de tensión no acordes con los parámetros establecidos por la norma técnica supra citada.

Del análisis de causalidad de dichas deficiencias de tensión, según se desprende del gráfico N.º 32, las no conformidades se deben principalmente a: la regulación de la tensión en los transformadores de distribución (83,3 %), el desbalance de carga de la red de baja (9,1 %), sobre carga de transformadores (6,1 %) y regulación de tensión en la red de media tensión (1,5%).

GRÁFICO N.º 32

**Distribución de causas de inconformidades de tensión.
Intervención de transformadores
2023**



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

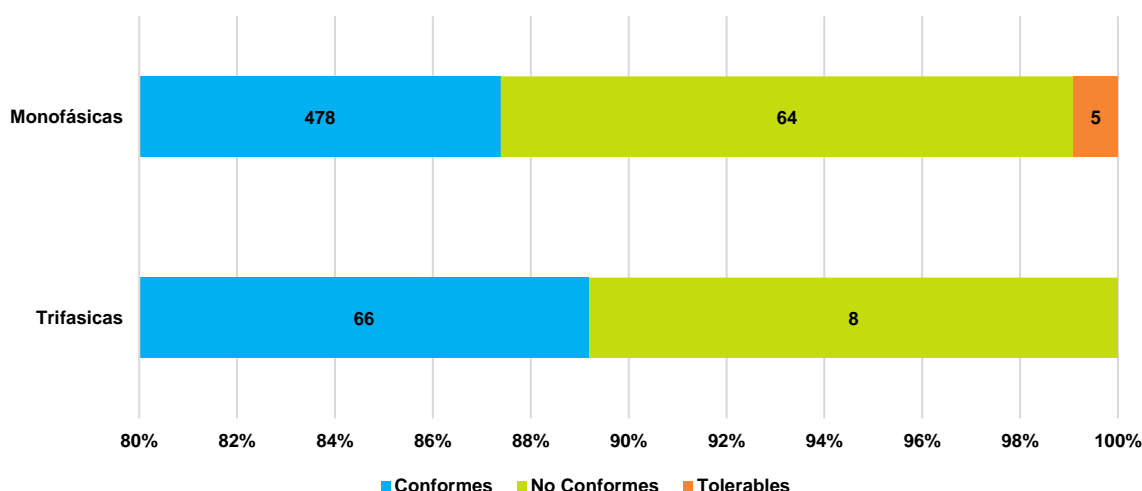


3.2 Programa de evaluación de la tensión: ARESEP-UECASE.

Referente al programa de evaluación de la calidad de la electricidad, promovido por la Intendencia de Energía con apoyo de la Universidad de Costa Rica⁴, durante el 2023 se realizaron un total de 621 estudios de verificación de la calidad de la tensión de suministro a servicios monofásicos (547) y trifásicos (74) servidos en baja tensión, los cuales fueron debidamente comunicados y notificados, tanto a las empresas como a los usuarios respectivos.

GRÁFICO N° 33

**Distribución de mediciones conformes, tolerables y no conformes
Por tipo de servicio.
2023. Datos nacionales.**



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

De los servicios sometidos a pruebas de conformidad de la calidad de la tensión, 72 presentaron al menos una no conformidad respecto a la normativa técnica y 5 presentaron condiciones de tensión en los rangos tolerables establecidos en la normativa vigente. En el gráfico N° 33 se muestra la totalidad de mediciones realizadas, agrupadas por condición de conformidad y tipo de servicio.

El porcentaje de no conformidades, agrupadas por empresa distribuidora, se muestra en el gráfico N°34. Como se observa del gráfico, la muestra analizada dentro del área servida por COOPEALFARORUIZ, presentó cero (0) no conformidades, en el periodo de estudio. En lo que respecta a las demás empresas, todas tuvieron un porcentaje mayor al 80 % de servicios medidos con resultados conformes. En ese contexto un 100;0% de los servicios efectuados a las empresas

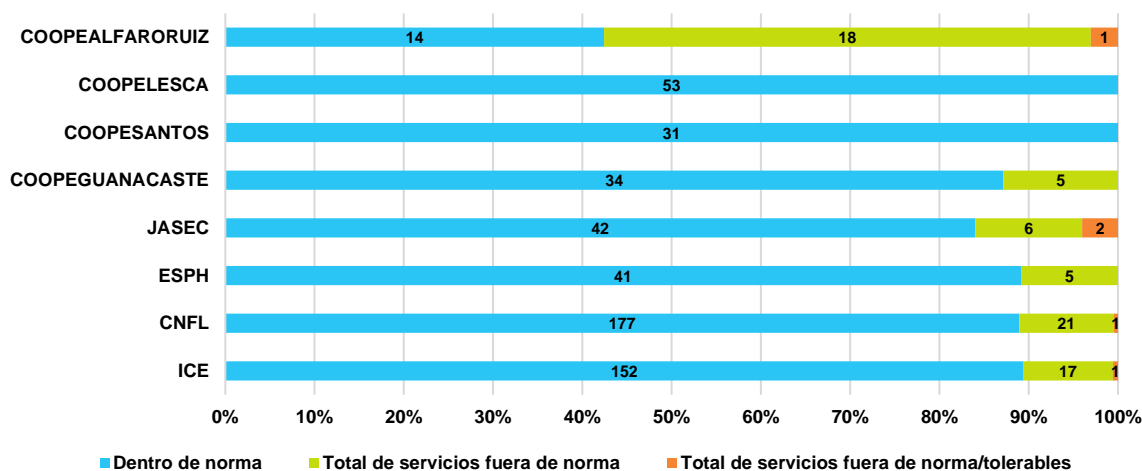
⁴ A través de la Unidad de Verificación de la Calidad del Suministro Eléctrico (UECASE), del Centro de Investigación en Electroquímica y Energía Química (CELEQ), de la Universidad de Costa Rica.



COOPESANTOS y COOPELESCA, se determinaron como conformes; COOPEALFARORUIZ fue la empresa con mayor porcentaje de estudios fuera de norma (57,6%) seguido por COOPEGUANACASTE, JASEC, CNFL, ESPH e ICE.

GRÁFICO N° 34

Distribución de mediciones dentro y fuera de norma por empresa
UVECASE-2023



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 sometidos a pruebas de conformidad de la calidad de la tensión por la UVECASE, el gráfico N° 35, muestra la segregación porcentual.

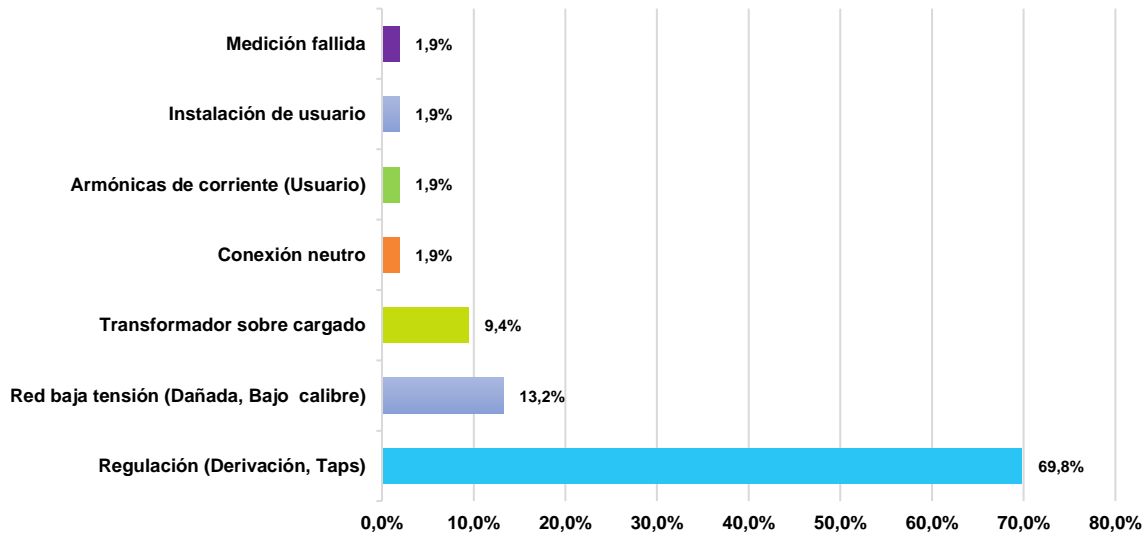
Del gráfico se observa que el ajuste de regulación en los transformadores de distribución es la principal razón que da origen a las deficiencias en la tensión de suministro (69,8 %), la segunda causa que aparece son los daños o defectos de la red de baja tensión (13,2 %), seguido por sobre carga de transformadores (9,4 %), entre otros.

Considerando que las dos causas principales tienen relación con la cargabilidad de los transformadores, es recomendable que las empresas eléctricas distribuidoras, fortalezcan los mecanismos de control y distribución de carga, así como mejorar la gestión de activo productivo de los transformadores, de manera que puedan identificarse estas situaciones de forma previa.



GRÁFICO N° 35

**Causas de no conformidades
Estudios UVECASE-2023**



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

3.3 Deficiencias de tensión reportadas por los usuarios. Análisis de causas.

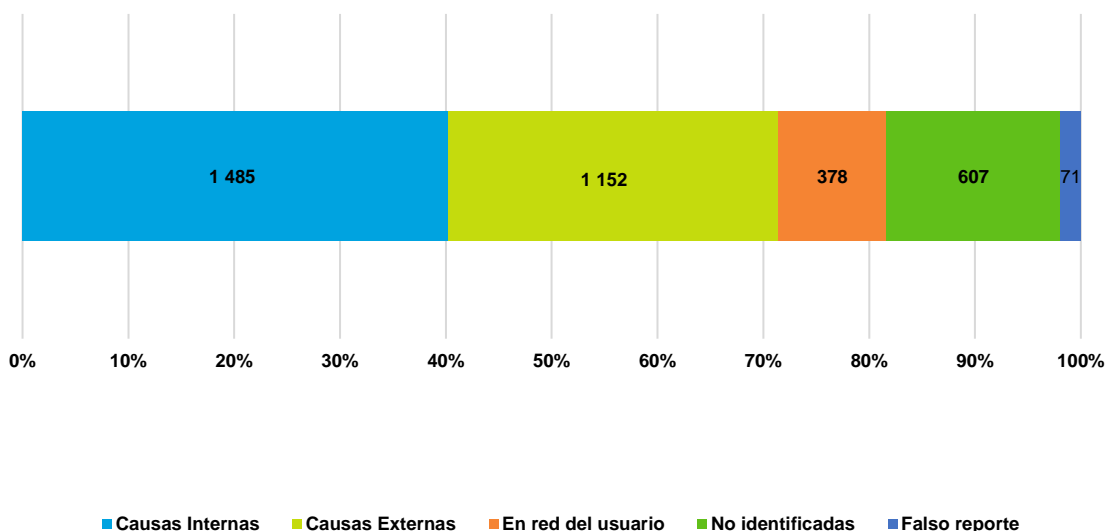
De acuerdo con los datos reportados por las empresas distribuidoras, durante el 2023 se reportaron un total de 3 693 perturbaciones en la red eléctrica nacional asociadas a deficiencias en la tensión del suministro eléctrico de uno o más servicios eléctricos. Del total de perturbaciones asociadas a deficiencias de tensión, 40,3 % tuvieron una causa originada en aspectos internos de la red, 31,1 % se originaron a causas externas a la red, 16,4% a causas de origen no identificado, y un 10,2 % se presentaron propiamente en el servicio eléctrico de los usuarios, a consecuencias de fallas o deficiencias en la red eléctrica interna del inmueble y finalmente un 2,0 % fueron falsos reportes.

En el gráfico N° 36 se muestra la distribución de los orígenes de las deficiencias de tensión reportadas por los abonados y usuarios del servicio eléctrico durante el 2023.



GRÁFICO Nº 36

**Cantidad de causas de deficiencias de tensión por tipo
2022. Datos nacionales.**

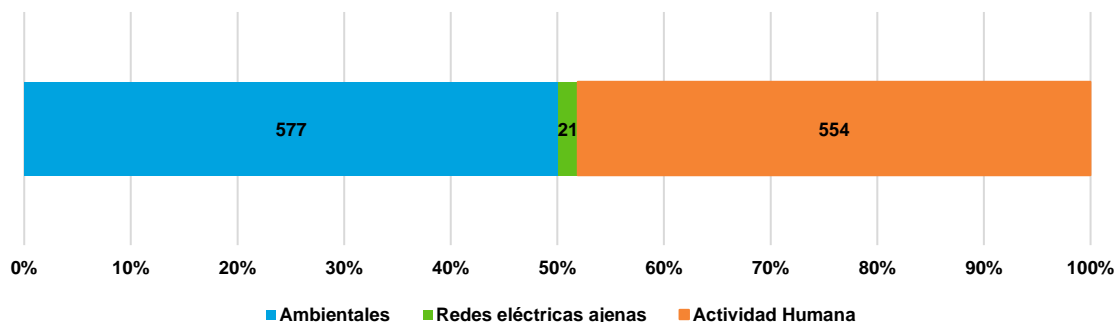


Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas y elaboración propia.

En lo que respecta a las causas externas de las deficiencias de tensión reportadas por los abonados, el gráfico Nº 37 muestra que un 1,8 % de las causas externas se dieron por influencia de redes eléctrica ajenas a la de la empresa eléctrica, un 50,1 % a factores ambientales (lluvia, viento, flora, fauna, entre otros) sobre la red eléctrica y un 48,1 % a la influencia de actividades humanas sobre la red de distribución.

GRÁFICO Nº 37

**Detalle de causas externas de deficiencias de tensión
2023. Datos nacionales.**



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

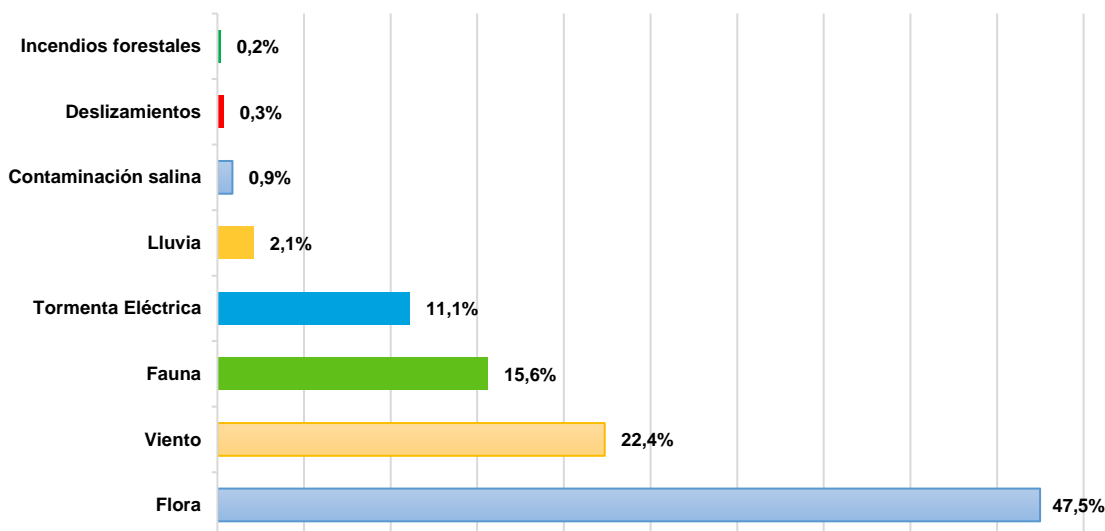
El detalle de las deficiencias de tensión debido a incidentes ambientales se muestra en el gráfico Nº 38, y destaca el hecho de que la mayoría se debió a la influencia de



la flora (47,5 %), el viento (22,4%), la fauna (15,6 %), actividad eléctrica atmosférica (11,1 %), lluvia (2,1 %) y otros. Al respecto, es recomendable que se analicen medidas de mitigación del riesgo en los casos con mayores incidencias.

GRÁFICO Nº 38

**Detalle de causas ambientales de deficiencias de tensión
2023. Datos nacionales.**



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

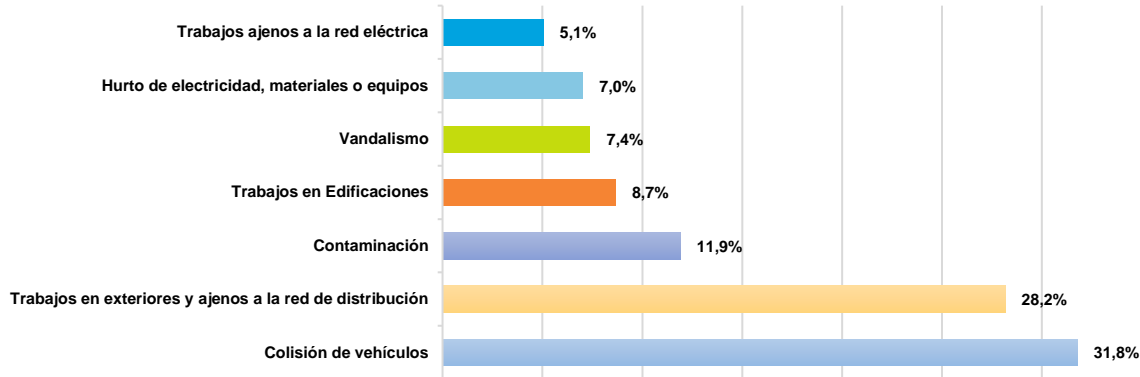
Por su parte, en lo que respecta a los incidentes ocurridos debido a la actividad humana sobre la red de distribución nacional (554 en total), que suscitaron alteraciones en la tensión en el suministro eléctrico, el gráfico Nº 39 muestra que la colisión de vehículos con la postiería de la red eléctrica fue la causa de mayor incidencia (31,8 %), seguida por trabajos en exteriores en edificaciones (28,2 %) y la contaminación (11,9 %) y otros.

Otras actividades humanas cuya influencia sobre la red de distribución nacional, llevó hacia deficiencias en el suministro eléctrico de al menos un usuario, fueron los trabajos en edificaciones (8,7%) y el vandalismo (7,4 %).



GRÁFICO Nº 39

**Detalle de causas de deficiencias de tensión por actividad humana
2023.Datos nacionales.**



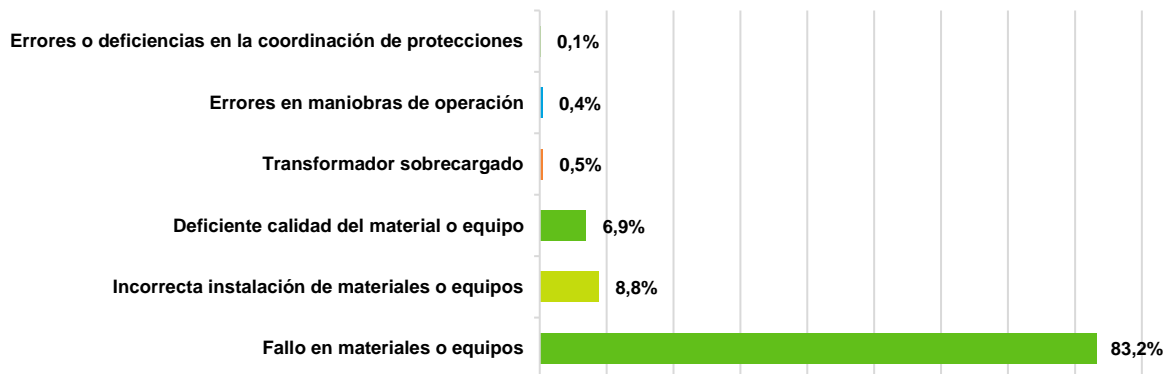
Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas y elaboración propia.

En cuanto a las causas internas de las deficiencias de tensión reportadas por los abonados que fueron un total de 1 485, arrojó como resultados que el 99,9 % (1 484) fueron por condiciones forzadas (es decir referente a fallas en la infraestructura eléctrica de la empresa) y un 0,1 % a situaciones programadas de mantenimiento preventivo y correctivo.

Conforme al detalle que se muestra en el gráfico Nº 40, las principales causas de las deficiencias de tensión forzadas fueron, entre otros, el fallo en materiales o equipos, (83,2 %), por su incorrecta instalación (8,8 %) y la deficiencia de la calidad (6,9 %) de los mismos, entre otras causas.

GRÁFICO Nº 40

**Detalle de deficiencias de tensión por causas internas: forzadas
2023.Datos nacionales.**



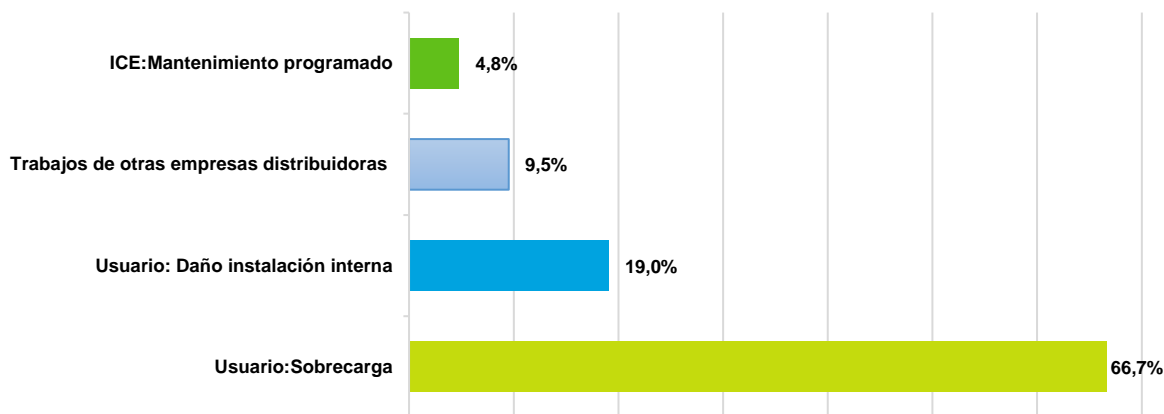
Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas y elaboración propia.



Además, tal y como se observa en el gráfico N° 41, se logró determinar que del total de condiciones de tensión debido a redes eléctricas ajenas a la red de distribución nacional (38), la mayoría se debió a la sobre carga (66,7 %) y al daño de las instalaciones internas de los abonados (19,0 %), entre otros.

Gráfico N° 41

**Detalle de deficiencias de tensión por redes externas
2023.Datos nacionales.**



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

En lo que respecta al tiempo de respuesta de las empresas eléctricas ante las deficiencias de tensión reportadas por los usuarios del servicio público de electricidad, se tiene que durante el 2023, el tiempo promedio de atención fue de 4,76 horas (4 horas y 46 minutos), segregado de la siguiente manera: organización para la atención de la perturbación 3,66 horas (3 horas y 40 minutos), desplazamiento hacia el lugar 0,52 horas (31 minutos), localización de la avería o falla en la red 0,11 horas (7 minutos) y reparación del daño 0,48 horas (29 minutos).



4. Evaluación de la gestión comercial.

De manera complementaria a los aspectos asociados a las características técnicas que repercuten en la operación óptima y vida útil de los artefactos eléctricos usados por los usuarios del servicio público de electricidad, la evaluación de la gestión comercial adquiere especial relevancia porque en términos de la prestación del servicio, es una dimensión que refiere a las relaciones entre el abonado y la empresa distribuidora, en la atención de situaciones que inciden directamente en la percepción que tienen los abonados en función de la capacidad resolutoria de las empresas eléctricas, en la atención de todos los aspectos relacionados con la conexión de servicios nuevos, problemas de facturación y altos consumos entre otros.

Es de práctica internacional regulatoria, evaluar la calidad de la gestión comercial en función de indicadores asociados al número de gestiones comerciales por cada 10 mil abonados del servicio, relacionadas con reportes de interrupciones, condiciones deficientes de tensión y diferentes quejas como de facturación, medición, entre otras.

En ese contexto seguidamente se exponen los resultados de la gestión comercial de las empresas eléctricas distribuidoras de acuerdo con los indicadores regulatorios establecidos en la norma o reglamento técnico vigente AR-NT-SUCOM “Supervisión de la gestión comercial en baja y media tensión”.

4.1 Reportes de eventos (interrupciones y tensión) y tiempo de atención.

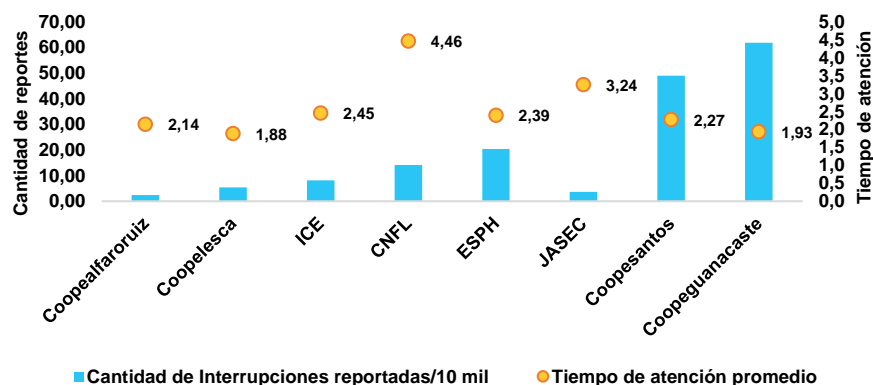
En el gráfico Nº 42 se muestra la cantidad promedio mensual de reportes de interrupción en el servicio eléctrico por cada diez mil abonados (barras azules) y el tiempo promedio de atención de ellas (puntos color naranja). Puede observarse que las empresas distribuidoras con mayor cantidad de reportes de interrupción del servicio fueron COOPESANTOS y COOPEGUANACASTE. En el caso de COOPEGUANACASTE el tiempo de atención de las interrupciones reportadas fue de 1,93 horas hábiles (1 hora y 56 minutos) y en el caso de COOPESANTOS, un tiempo de atención por evento de 2,27 horas (2 horas, 16 minutos). Destaca durante el 2023, el caso de la CNFL, que presentó el mayor tiempo de respuesta antes las perturbaciones con interrupción del servicio: 4,46 horas (4 horas, 28 minutos).

En contraste, COOPEALFARORUIZ y JASEC, tuvieron la menor cantidad de reportes por cada 10 mil abonados (2,38 y 3,64 respectivamente), sin embargo, en el caso particular de JASEC, si bien tuvo una baja cantidad de reportes, requirió un tiempo de atención por evento de 3,24 horas (3 horas y 14 minutos), que fue el segundo más alto del año.



GRÁFICO Nº 42

Cantidad promedio mensual y tiempo de atención de perturbaciones de
continuidad/ cada 10 mil abonados
Tiempo en horas hábiles
2023

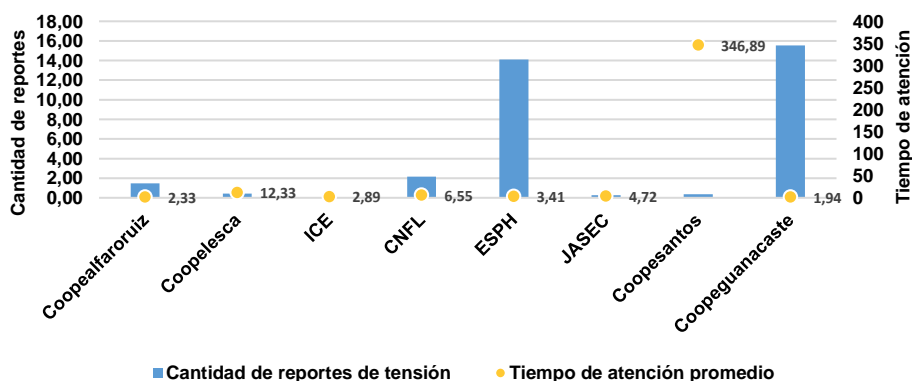


Fuente: Aresep a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

La cantidad promedio mensual de reportes de perturbaciones de tensión en el servicio eléctrico por cada diez mil abonados y su tiempo promedio de atención, se muestra en el gráfico Nº 43. Puede observarse que las empresas distribuidoras con mayor cantidad de reportes de perturbaciones de tensión fueron ESPH y COOPEGUANACASTE. En el caso de ESPH, con una cantidad mensual de 14,10 reportes de tensión, el tiempo de atención fue de 3,41 horas (3 horas y 25 minutos). Sin embargo, en el caso de COOPEGUANACASTE, a pesar de que tuvo la mayor cantidad promedio mensual de reportes (15,53), también el menor tiempo de atención: 1,94 horas (1 horas y 56 minutos).

GRÁFICO Nº 43

Cantidad promedio mensual y tiempo de atención de perturbaciones de
tensión/ cada 10 mil abonados
Tiempo en horas hábiles
2023



Fuente: Aresep a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas



En otro extremo se observa que, COOPESANTOS y el ICE, mostraron la menor cantidad de reportes por cada 10 mil abonados (0,37, y 0,04 respectivamente), sin embargo, en el caso particular de COOPESANTOS, tener la menor cantidad de reportes de perturbaciones de tensión, requirió el mayor tiempo de atención 346,89 horas hábiles (14 días, 10 horas, 53 minutos), para cada evento reportado, lo que va en contra de las disposiciones normativas vigentes.

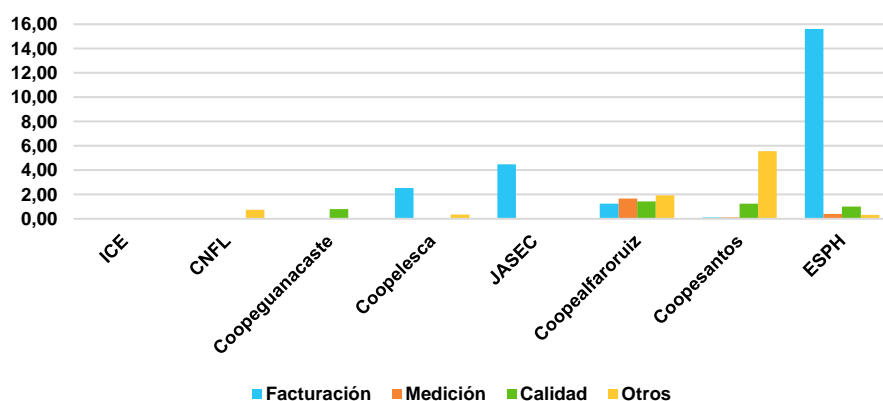
4.2 Quejas.

En relación con la cantidad de quejas recibidas, los indicadores del 2023 se resumen en el gráfico Nº 44 presentado a continuación.

En términos generales, la mayor cantidad de quejas durante 2023 se debió a la facturación del servicio eléctrico. La empresa distribuidora que mayor cantidad de quejas recibió fue ESPH (17,34 por cada 10 mil abonados), donde la mayoría correspondió al tema de facturación (15,61 por cada 10 mil abonados), le siguen COOPESANTOS y COOPEALFARORUIZ con las siguientes cantidades de quejas por cada 10 mil abonados 7,04 y 6,25 respectivamente, con una cantidad de 0,11 y 1,25 quejas por facturación por cada 10 mil abonados. En el caso de COOPESANTOS otro motivo importante de quejas fue por “Otros” (por ejemplo: ubicación de postería, acometidas) (5,55 por cada 10 mil abonados). Llama la atención las empresas ICE y CNFL, que reportan las menores cantidades de quejas: 0,14 y 0,80 quejas por cada 10 mil abonados, respectivamente.

GRÁFICO Nº 44

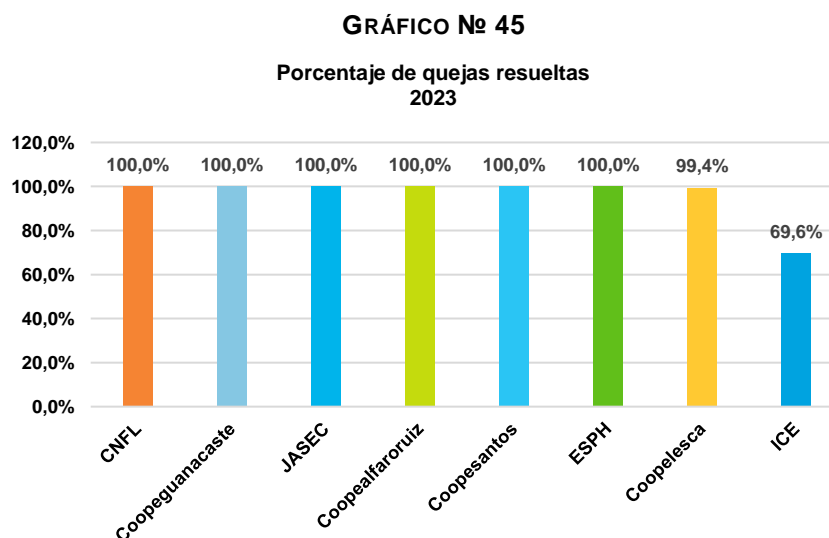
Cantidad promedio mensual de quejas por tipo por cada 10 mil servicios.
2023



Fuente: Aresep a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas



En cuanto a la atención y resolución de quejas, el gráfico N° 45 muestra que, al cierre del período, la mayoría de las empresas distribuidoras habían resuelto el 100 % de las quejas formuladas por sus abonados. Las empresas distribuidoras con rezago en la resolución de quejas son COOPELESCA e ICE, con 99,4 % y 69,6 % respectivamente.



Fuente: Aresep a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

Contrastando la información de los gráficos anteriores, resalta la baja cantidad de quejas por cada 10 mil abonados, reportadas por ICE (0,14) y COOPEGUANACASTE (0,85) y a pesar de ello, el bajo porcentaje de resolución de quejas alcanzado por ambas distribuidoras, especialmente el ICE. El caso antagónico es ESPH, que, si bien recibió la mayor cantidad de quejas por cada 10 mil abonados (17,34), alcanzó un 100 % de resolución.

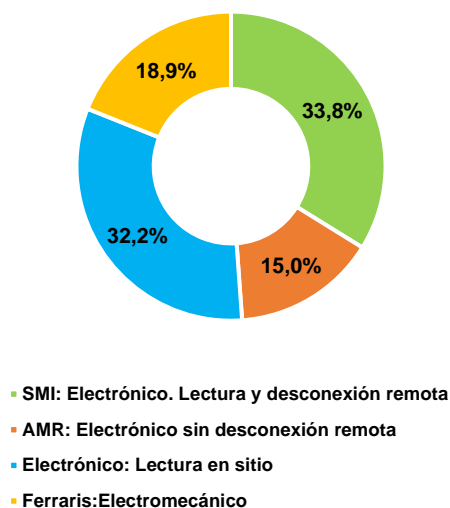
4.3 Medición.

En lo que respecta a la calidad en la comercialización del servicio público de electricidad, el uso de las nuevas tecnologías de medición y registro de la energía permite contar con una mayor calidad y precisión en lo que respecta a la facturación y control de ingresos de las empresas eléctricas distribuidoras, así como también mejoras sustanciales en la logística para la conexión y reconexión de servicios y el monitoreo de condiciones de la calidad de la energía suministrada: calidad de la tensión y continuidad del servicio.



GRÁFICO Nº 46

**Composición del Parque Nacional de Medidores por
Tecnología
Instalada - 2023**



Fuente: Aresep a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

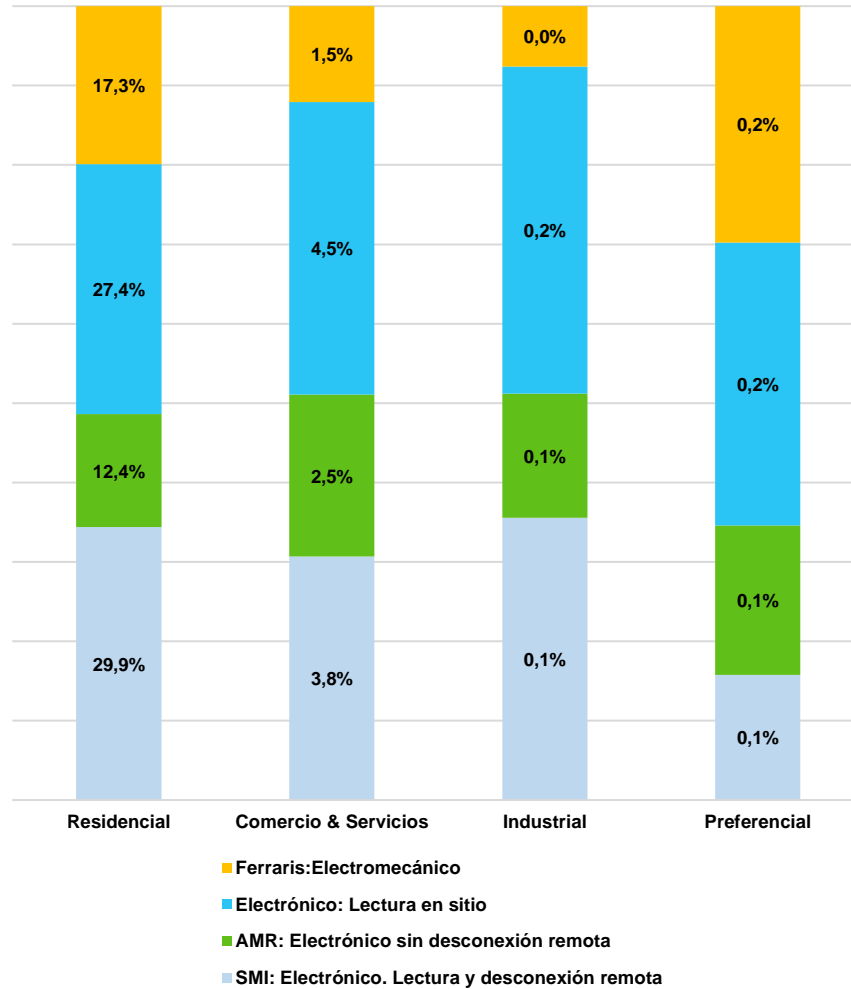
A diciembre del 2023 el parque de medidores del sistema de medición y registro de energía nacional está constituido por 1 965 413 unidades, distribuidos en función de su tecnología de funcionamiento como se muestra en el gráfico Nº 46; a pesar de que las empresas iniciaron hace unos años con la modernización de los sistemas de medición, a diciembre de 2023 aún un 51,2 % del parque de medidores son de una tecnología relativamente obsoleta (electromecánicos y electrónicos de lectura en sitio), mientras que el restante 48,8 % es de tecnología más actual. De los medidores de tecnología obsoleta un 18,9 % son electromecánicos y un 32,2 % son electrónicos de lectura en sitio, con respecto a la totalidad del parque de medidores nacional.

En lo que respecta a los medidores de tecnología más actual, se tiene que, con respecto al parque de medidores nacional, un 15,0 % son medidores de lectura automática (AMR), pero sin desconexión remota y un 33,8% medidores compatibles con una infraestructura de medición avanzada (AMI), con lectura y desconexión remota.



GRÁFICO N° 47

**Composición del Parque Nacional de Medidores por Sector y Tecnología -2023
(en porcentaje)**



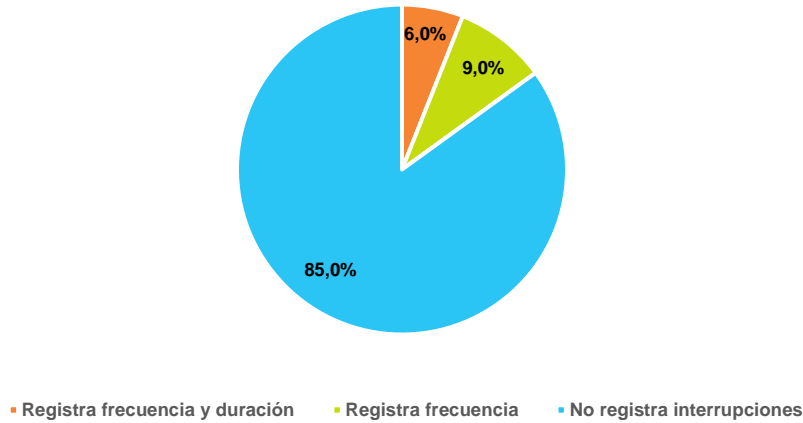
Fuente: Aresep a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

En el gráfico N°47 se observa la composición tecnológica del parque de medidores distribuido por el sector de consumo, en el que se destaca que el sector residencial es el que cuenta con mayor porcentaje de medidores con lectura y desconexión remota (29,9%) pero también el sector con mayor porcentaje de medidores electromecánicos (17,3%).



GRÁFICO Nº 48

**Porcentaje nacional de medidores con registro de interrupciones
2023**



Fuente: Aresep a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

En cuanto a la capacidad de registro de parámetros de calidad, el gráfico Nº 48, muestra que el 85,0 % de los medidores de tecnología más actual no registran las interrupciones, un 9,0 % registra la cantidad de interrupciones por ciclo de lectura y apenas un 6,0 % la cantidad y la duración de cada una de las interrupciones durante un ciclo de lectura; de igual forma se tiene que 56,3 % de estos equipos registran tensión, aunque la mayoría lo hace bajo parámetros distintos a los establecidos en la normativa regulatoria vigente.

Los datos anteriores, muestran un aumento de un 4,1% de aumento en la cantidad de medidores instalados con tecnología de medición avanza lo que evidencia la necesidad de que las empresas distribuidoras, establezcan una política de actualización del parque de medidores, cuyas características se ajusten a la normativa actual en lo que respecta al registro de parámetros de calidad, que se oriente a las necesidades y características de las redes inteligentes.



5. Conclusiones.

- Durante el 2023 los usuarios del servicio eléctrico experimentaron en promedio 8,97 interrupciones en el suministro del servicio eléctrico, con una duración superior a los cinco minutos, un valor mayor al del 2022 que fue de 6,98.
- El tiempo promedio de interrupción experimentado por abonado fue de 10,25 horas (10 horas y 15 minutos), considerando las interrupciones con duración superior a los cinco minutos, valor superior al de 2022 que fue de 8,37 horas (8 horas y 22 minutos).
- Cómo es típico en nuestro país por contar con una red eléctrica aérea, las causas externas fueron las que mayormente dieron origen a las interrupciones en el suministro eléctrico: 57,9%, y de ellas el contacto de la flora y fauna con la red fue la principal causa de las interrupciones: 68,1 %.
- La mayor cantidad de interrupciones, 53,8 %, que percibieron los usuarios fueron menores a un minuto (momentáneas), seguidas por las temporales (entre un minuto y cinco minutos) que representaron un 24,3 % y por último las permanentes (mayores a cinco minutos) que representaron un 21,9%.
- La causa de un considerable porcentaje de interrupciones, 27,7 %, no fue determinada.
- La segunda causa de interrupciones del servicio de origen externo a la red de distribución es producto de la actividad humana: 11,9 %, y dentro de esta clasificación, la colisión de vehículos es el rubro más importante: 36,8 %.
- El valor de la media aritmética de la frecuencia promedio de interrupciones durante el 2023, de los circuitos que conforman la red de distribución nacional, fue de 7,12 veces, valor por encima de la referencia normativa de 7,00 veces. El 55,3% de los circuitos tuvieron una frecuencia promedio inferior a la media de 7,12 y el 62,5 % de los circuitos presentaron una frecuencia promedio menor o igual a la referencia normativa.
- El valor de la media aritmética de la duración promedio de interrupción por abonado durante el 2023, de los circuitos que conforman la red de distribución nacional, fue de 8,56 horas, 2,56 horas superior al valor de 6,00 horas de la referencia normativa. El 64,4% de los circuitos tuvieron un tiempo de interrupción por abonado menor a la media de 8,56 horas y el 48,8 % de los circuitos presentaron un tiempo promedio de interrupción menor o igual a la referencia normativa.



- Un 9,2% y 5,1 % de los circuitos presentaron valores de tiempo y frecuencia promedio de interrupción, respectivamente, por encima de los valores límites asignados mediante la técnica de mejora continua, conocida como Six sigma.
- Los problemas de ajuste de regulación de tensión en los transformadores de distribución son la principal causa de las no conformidades en los servicios estudiados por las empresas en el programa de intervención de transformadores: 83,3 %. Esa misma causa, corresponde al 69,8 % de los servicios detectados como no conformes con la normativa, en el programa de verificación de la calidad desarrollado por la Aresep bajo contratación con la UVECASE.
- El fallo en materiales o equipos es la principal causa de las perturbaciones internas que dan origen a deficiencias en la calidad de la tensión de suministro (83,2 %), por lo que se hace necesario el desarrollo e implementación de un sistema de registro y descripción de esas fallas con el fin de tomar las medidas correctivas necesarias.
- Es necesario que las empresas aceleren el proceso de modernización del parque de medidores con la adquisición de medidores inteligentes ajustados a los requisitos de calidad como base para el establecimiento futuro de redes inteligentes.



ANEXO A.

Circuitos con frecuencia promedio por abonado y duración promedio de las interrupciones superior a los límites normativo

Ordenados por empresa

Empresa	Circuito	Abonados	DPIR	FPI
CNFL	BARVA-CIPRESAL	3756	32,73	25,97
CNFL	CAJA-INDUSTRIAS	2230	26,88	14,23
CNFL	ESCAZÚ-PIEDES	7039	23,86	24,46
CNFL	CORONADO-CASCAJAL	9777	22,96	26,82
CNFL	BRASIL-CIUDAD COLON	8644	21,12	18,52
CNFL	LINDORA-BRASIL	1012	20,86	29,87
CNFL	ELECTRIONA-POTRERILLOS	6590	18,63	11,76
CNFL	CAJA-INA	4508	16,45	15,82
CNFL	ESCAZU-SANTA ANA NORTE	8573	16,38	22,06
CNFL	HIGUITO-ASERRÍ	17327	15,63	11,52
CNFL	DESAMPARADOS-CALLE FALLAS	11346	13,36	11,62
CNFL	ESTE-SAN DIEGO	14986	13,16	9,98
CNFL	HIGUITO-PATARRÁ	9650	13,02	7,54
CNFL	ELECTRIONA-MONTANA	834	12,83	7,75
CNFL	PORROSATI-SANTA BARBARA	17360	12,74	9,76
CNFL	HIGUITO-LOS GUIDO	10355	12,33	19,72
CNFL	BRASIL-REFORMA	4980	11,47	17,98
CNFL	CURRIDABAT-CENTRAL	6212	10,99	12,60
CNFL	ESCAZU-GUACHIPELIN	4855	10,87	7,75
CNFL	BELEN-SAN JUAN	779	10,51	8,40
CNFL	ALAJUELITA-LA VERBENA	11976	9,81	23,10
CNFL	ESCAZU-JABONCILLOS	11155	9,36	12,38
CNFL	HEREDIA-BARREAL	10659	9,01	7,91
CNFL	COLIMA-GUADALUPE 2	4929	8,42	8,40
CNFL	PORROSATI-SAN LORENZO	9407	8,21	9,37
CNFL	CAJA-LOMAS	445	8,17	7,78
CNFL	SABANILLA-SAN RAFAEL	14980	7,98	15,01
CNFL	ESTE-TRES RIOS	10556	7,76	21,24
CNFL	DESAMPARADOS-SANTA MARTA	12650	7,63	14,90
CNFL	LINDORA-GUACIMA	11528	7,63	10,75
CNFL	SABANILLA-PURRAL	11110	7,27	13,32
CNFL	ESCAZU-LAURELES	5287	7,17	7,41
CNFL	SABANILLA-SAN MARINO	13469	6,76	11,50
CNFL	ESTE-PINARES	4722	6,72	7,71
CNFL	SAN MIGUEL-SAN LUIS	3726	6,61	7,33
CNFL	BRASIL-VENTANAS	1	6,56	8,00
CNFL	LINDORA-RADIAL	3034	6,35	10,19
ESPH	LOS ANGELES	3904	11,51	11,91
ESPH	INDUSTRIAL	1305	10,15	7,71
ESPH	NORTE	14855	9,32	14,05



ESPH	SAN PABLO	12032	8,93	28,17
COOPEGUANACASTE	GUAYABAL-SANTA BARBARA	5610	16,17	22,05
COOPEGUANACASTE	GUAYABAL-LAGUNILLA	2496	15,52	17,06
COOPEGUANACASTE	GUAYABAL-MARBELLA	5375	15,24	14,70
COOPEGUANACASTE	NUEVO COLON-PLAYA MATAPALO	135	13,90	12,20
COOPEGUANACASTE	SANTA RITA-HOJANCHA	8198	11,82	16,71
COOPEGUANACASTE	PINILLA-LANGOSTA	1436	8,45	11,17
COOPEGUANACASTE	GUAYABAL-NICOYA	12604	7,80	11,35
COOPEGUANACASTE	PINILLA-TAMARINDO	8859	7,51	8,53
COOPEGUANACASTE	GUAYABAL-SANTA CRUZ	6414	6,63	11,67
COOPEGUANACASTE	SANTA RITA-PAQUERA	7901	6,54	9,36
ICE	TORO-LAGUNA	74	54,66	19,17
ICE	SANTA RITA-ISLA VENADO	373	41,81	11,88
ICE	ANGOSTURA-TRES EQUIS	2916	40,65	14,85
ICE	PALMAR-PALMAR SUR	6181	39,04	28,81
ICE	COBANO - POCHOTE	3796	38,40	22,09
ICE	RIO CLARO-CHACARITA	1659	34,12	29,52
ICE	SANTA RITA-NOSARA	6716	33,44	14,77
ICE	LIBERIA-URBANO	5860	31,11	12,69
ICE	CAHUITA-BRIBRI	10473	30,16	18,52
ICE	SANTA RITA-RESPALDO NOSARA	6279	29,10	17,48
ICE	PALMAR-PUERTO JIMENEZ	2762	28,96	31,47
ICE	RIO CLARO-GOLFITO	8056	28,18	18,88
ICE	PAPAGAYO-ENLACE LIBERIA	292	27,54	17,70
ICE	PARRITA-QUEPOS	9000	26,60	11,50
ICE	SAN ISIDRO-QUEPOS	12534	26,49	18,08
ICE	COBANO - URBANO	3937	26,44	17,65
ICE	LEESVILLE-PIÑERAS	8121	26,21	7,63
ICE	CAHUITA-COSTANERA	7065	25,81	18,54
ICE	GARITA-JUNQUILLO	5310	25,42	11,82
ICE	PARRITA-JACO	2883	24,41	28,25
ICE	MOIN-PUERTO VIEJO	2685	24,13	16,21
ICE	PARRITA-SAVEGRE	9574	23,30	12,30
ICE	MIRAVALLS-DEL ORO	7199	22,00	9,75
ICE	PALMAR-CORTES	5556	21,82	13,55
ICE	GARITA-ATENAS	483	21,52	19,44
ICE	ARENAL-SANGREGADO	4251	20,48	13,62
ICE	MOIN-SIXAOLA	4465	20,08	11,79
ICE	CAÑAS-GUAYABO	2756	20,04	16,99
ICE	CAÑAS-LA IRMA	3315	19,91	12,50
ICE	SANTA RITA-ISLA CHIRA	603	19,90	9,85
ICE	COBANO - LA ESPERANZA	1210	18,18	29,36
ICE	MIRAVALLS-GUATUSO	12575	17,46	12,04
ICE	CAÑAS-BEBEDERO	4801	17,12	16,09
ICE	JUANILAMA-JACO	6226	16,71	12,60



ICE	SANTA RITA-COBANO	2955	16,68	12,88
ICE	RIO MACHO-CONCAVAS	797	15,53	25,61
ICE	JUANILAMA-HERRADURA	4424	15,26	13,47
ICE	PARRITA-MANUEL ANTONIO	2807	15,22	9,09
ICE	SAN ISIDRO-BUENOS AIRES NUEVO	13457	14,93	9,96
ICE	ANGOSTURA-PERALTA	2645	14,58	9,18
ICE	ARENAL-SANTA ELENA	6315	14,45	8,79
ICE	TRAPICHE - ZENT	15918	14,37	9,94
ICE	MIRAVALLS-LOS CHILES	18025	13,35	10,16
ICE	NARANJO-LLANO BONITO	6768	12,68	8,68
ICE	GARABITO-LA IRMA	5516	11,9	7,6
ICE	MOIN-MUELLE ALEMAN	12545	11,56	8,40
ICE	RIO CLARO-COTOS	3909	11,45	12,27
ICE	LEESVILLE-RIO FRIO	21394	11,16	9,72
ICE	RIO CLARO-TECNOLOGICO	11267	10,92	9,76
ICE	BARRANCA-PUNTARENAS 1	7153	9,25	8,75
ICE	MIRAVALLS-GUAYABO	5279	9,24	8,96
ICE	LIBERIA-BAGACES	9973	9,10	8,60
ICE	RIO CLARO-CIUDAD NEILY	10672	8,82	8,12
ICE	TRAPICHE - POCORA	6281	8,45	11,66
ICE	RIO CLARO-SAN VITO	15594	8,25	14,83
ICE	SAN ISIDRO-BUENOS AIRES	13481	8,00	9,32
ICE	GARITA-CIRUELAS	2168	7,76	9,16
ICE	TURRIALBA-GRANO DE ORO	5940	7,8	7,4
ICE	TRAPICHE - SIQUIRRES 1	10878	7,7	10,2
ICE	TURRIALBA-AZUL	4772	7,15	28,31
ICE	MOIN-LIMON	9220	7,02	10,35
ICE	GARITA-PURISCAL	4984	6,92	8,26
ICE	NARANJO-ROSARIO	2964	6,86	10,05
ICE	ARENAL-TILARAN	4782	6,66	7,88
JASEC	GUAYABAL	4777	9,64	30,43
COOPELESCA	LA TABLA	4571	23,6	12,2
COOPELESCA	MONTERREY	5149	20,3	16,1
COOPELESCA	SAN ISIDRO	11162	20,1	11,1
COOPELESCA	RANCHON	4036	17,5	14,9
COOPELESCA	VIRGEN	3952	16,61	13,15
COOPELESCA	MARINA	6663	16,1	52,9
COOPELESCA	CIUDAD QUESADA	16997	14,3	12,0
COOPELESCA	FORTUNA	11889	13,8	7,5
COOPELESCA	SANTA ROSA	11815	12,32	8,10
COOPELESCA	PITAL	5252	7,86	8,60
COOPESANTOS	LA PAZ	2386	20,74	13,05
COOPESANTOS	MORA	6121	19,95	19,70
COOPESANTOS	SAN GERARDO-PROVIDENCIA	342	19,93	10,59
COOPESANTOS	ACOSANTA (2)	15517	17,34	15,95



COOPESANTOS	RIO CONEJO (9)	8536	11,61	11,46
COOPESANTOS	SAN ANTONIO	12512	9,36	9,99
COOPESANTOS	DOTA	6370	7,38	7,52



ANEXO B.

Circuitos con frecuencia promedio por abonado y duración promedio de las interrupciones igual o inferior a los valores normativos

(Ordenados por empresa y valores de mayor a menor)

Empresa	Circuito	Abonados	DPIR	FPI
COOPEALFARORUIZ	LAGUNA NORTE	3365	4,93	6,00
COOPEALFARORUIZ	ZARCERO CENTRO	1796	4,65	4,29
COOPEALFARORUIZ	TORO	197	4,50	4,00
COOPEALFARORUIZ	SECTOR SUR	2762	3,44	4,00
CNFL	SABANILLA-SAN PEDRO	5933	5,64	3,24
CNFL	ANONOS-CIMA	1999	5,62	3,68
CNFL	SUR-BARRIO CUBA	4704	5,58	4,68
CNFL	CORONADO SAN JERONIMO	10258	5,56	4,47
CNFL	DESAMPARADOS-CENTRAL	2573	5,56	2,39
CNFL	URUCA-BARRIO MEXICO	2900	5,49	6,00
CNFL	COLIMA-TIBAS	8770	5,27	6,16
CNFL	COLIMA-PRIMER AMOR	3327	5,23	6,01
CNFL	DESAMPARADOS-PORVENIR	1869	5,17	4,86
CNFL	DESAMPARADOS-TIRIBI	2494	5,16	5,72
CNFL	LINDORA-OJO DE AGUA	5932	5,02	6,42
CNFL	SABANILLA-GUADALUPE	6859	4,90	5,66
CNFL	URUCA-VIRILLA	704	4,56	2,56
CNFL	BELEN-FABRICAS	56	4,24	3,12
CNFL	CAJA-ELECTRIONA 2	1	4,20	4,00
CNFL	SABANILLA-MIRAFLORES	3553	4,20	3,20
CNFL	SABANILLA-LOURDES	7335	4,18	4,59
CNFL	HEREDIA-LOS LAGOS	2660	4,04	1,32
CNFL	SAN MIGUEL-SANTO TOMAS	5367	4,00	6,34
CNFL	CORONADO-SAN BLAS	9110	3,97	4,26
CNFL	COLIMA-BARRIO DENT	2979	3,83	4,68
CNFL	SABANILLA-BETANIA	2930	3,75	4,46
CNFL	ALAJUELITA-LOS PINOS	9006	3,69	3,21
CNFL	GUADALUPE-SAN VICENTE	254	3,59	6,00
CNFL	ANONOS-SABANA	3042	3,34	2,73
CNFL	ANONOS-MATA REDONDA	1844	3,26	4,51
CNFL	COLIMA-PIUSES	5302	3,12	4,93
CNFL	ANONOS-INDUSTRIAL	3173	3,12	4,59
CNFL	HIGUITO-HIGUERONES	11095	3,02	1,74
CNFL	GUADALUPE-SAN JOSE	2460	2,76	3,96



CNFL	URUCA-BARRIO DON BOSCO	2906	2,75	4,05
CNFL	ELECTRIONA-SCOTT	1263	2,69	4,67
CNFL	GUADALUPE-CENTRAL	3500	2,62	2,85
CNFL	SUR-SAN CAYETANO	4990	2,44	4,55
CNFL	SAN MIGUEL-SANTO DOMINGO	8345	2,24	2,59
CNFL	SUR-DESAMPARADOS	3160	2,13	3,47
CNFL	BELEN-ZONA FRANCA AMERICA	232	2,11	2,12
CNFL	SUBTERRANEO URUCA-3B	234	2,03	1,10
CNFL	BELEN-SUBTERRANEO 1	4	1,98	2,00
CNFL	GUADALUPE-SANTA TERESITA	2387	1,96	3,04
CNFL	SUBTERRANEO URUCA-1B	607	1,92	1,00
CNFL	CAJA-CALLE RUSIA	2945	1,91	2,58
CNFL	BRASIL-FORUM	1174	1,81	6,26
CNFL	ALAJUELITA-LINDA VISTA	4488	1,80	0,70
CNFL	ESCAZU-MULTIPLAZA	1659	1,72	1,17
CNFL	SUR-ZAPOTE	2086	1,20	1,37
CNFL	PRIMER AMOR-VALENCIA	27	0,86	2,27
CNFL	CORONADO-SAN ISIDRO	10069	0,86	1,75
CNFL	COLIMA-URUCA	4	0,52	1,00
CNFL	ANONOS-ESCAZU	0	0,00	0,00
CNFL	ANONOS-LINDA VISTA	0	0,00	0,00
CNFL	BELEN-ASUNCION	0	0,00	0,00
CNFL	CAJA-ELECTRIONA 1	0	0,00	0,00
CNFL	COLIMA-CALLE BLANCOS	0	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO GUADALUPE 2B	522	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO GUADALUPE-1A	549	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO GUADALUPE-1B	631	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO GUADALUPE-2A	751	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO GUADALUPE-3A	410	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO GUADALUPE-3B	536	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO GUADALUPE-4A	571	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO GUADALUPE-4B	1116	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO LOS ANGELES-1A	529	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO LOS ANGELES-1B	281	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO LOS ANGELES-2A	775	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO LOS ANGELES-2B	868	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO LOS ANGELES-3A	418	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO LOS ANGELES-3B	263	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO LOS ANGELES-4A	872	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO LOS ANGELES-4B	792	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO URUCA-1A	1173	0,00	0,00



CNFL	SUBTERRANEO URUCA-2A	248	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO URUCA-2B	1	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO URUCA-3A	265	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO URUCA-4A	1354	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO URUCA-4B	728	0,00	0,00
CNFL	UNIVERSIDAD-UCR	0	0,00	0,00
CNFL	ESCAZU-EOLICO VALLE CENTRAL	0	0,00	0,00
CNFL	PORROSATÍ-CALLE RUSIA	0	0,00	0,00
ESPH	ZFM	473	5,82	2,44
ESPH	SAN RAFAEL	3428	5,13	5,82
ESPH	QUEBRADAS	12212	5,05	4,48
ESPH	LAS FLORES	16036	4,36	6,99
ESPH	ESTE	865	4,35	2,68
ESPH	GLOBAL	483	4,15	5,00
ESPH	OESTE	21114	3,46	6,14
ESPH	CARRILLOS	42	1,28	1,00
ESPH	SAN VICENTE	650	1,17	3,32
ESPH	SUR	2545	1,12	1,51
ESPH	HOSPIRA	53	0,07	0,04
COOPEGUANACASTE	PINILLA-HACIENDA	628	5,91	3,85
COOPEGUANACASTE	PINILLA-HERNANDEZ	1312	5,40	4,30
COOPEGUANACASTE	NUEVO COLON-POTRERO	2784	5,20	6,42
COOPEGUANACASTE	NUEVO COLON-PLAYA HERMOSA	8663	4,11	3,59
COOPEGUANACASTE	NUEVO COLON-BRASILITO	1701	2,10	2,53
ICE	NARANJO-ESTADIO	5335	5,59	3,14
ICE	JUANILAMA-OROTINA	10753	5,47	4,98
ICE	PALMAR-PALMAR NORTE	1898	5,39	4,18
ICE	NARANJO-SAN RAMON	29934	5,03	3,24
ICE	COYOL-RECOPE	2	4,96	2,00
ICE	TURRIALBA-RECOPE	5654	4,94	4,23
ICE	PAPAGAYO-PAPAGAYO 2	207	4,84	1,86
ICE	BARRANCA-CALDERA	2524	4,82	3,92
ICE	POAS-MESON	27254	4,77	3,87
ICE	BARRANCA-ESPARZA	11697	4,75	5,81
ICE	CONCAVAS-TRES RIOS	6	4,70	1,34
ICE	COCO-DULCE NOMBRE	10427	4,45	2,56
ICE	CACHI-JUAN VIÑAS	2730	4,41	4,93
ICE	TRAPICHE - LA PISTA	616	4,25	2,55
ICE	SAN ISIDRO-URBANO	12346	4,22	4,77
ICE	LIBERIA-CONDOVAC	239	4,05	4,26
ICE	COCO-CATEDRAL	6553	4,04	3,65



ICE	CAÑAS-URBANO	7386	3,85	4,59
ICE	LEESVILLE-GUAPILES	16093	3,82	2,33
ICE	COYOL-CIRUELAS	71	3,75	0,88
ICE	GARITA-SIQUIARES	452	3,66	4,83
ICE	SAN ISIDRO-INDUSTRIAS	5533	3,55	2,93
ICE	RIO MACHO-DOS AMIGOS	217	3,45	1,57
ICE	PAPAGAYO-PAPAGAYO 1	27	3,42	1,11
ICE	COCO-ALAJUELA	5540	3,24	2,15
ICE	CAÑAS-LA VIRGEN	61	3,23	4,04
ICE	MOIN – APM_ TERMINALS	153	3,23	2,80
ICE	CACHI-POSTE 70	3321	3,22	2,40
ICE	BELEN-SARET	602	3,15	2,14
ICE	BARRANCA-PUNTARENAS 2	4758	2,95	1,96
ICE	COYOL-LLANOS	110	2,66	0,39
ICE	JACO ESTERILLOS	134	2,59	1,36
ICE	BARRANCA-URBANO	11308	2,35	1,84
ICE	JACO ESTEROS	3565	2,27	2,73
ICE	LIBERIA-PAPAGAYO	538	2,25	2,32
ICE	RIO MACHO-POSTE 70	3566	1,94	1,75
ICE	POAS-LOS LLANOS	2	1,61	0,50
ICE	JACO HERRADURA	3737	1,41	0,85
ICE	COCO-TROPICANA	8465	1,31	1,64
ICE	PALMAR-INTERAMERICANA	183	1,24	1,05
ICE	MOIN-RECOPE	1	1,10	1,00
ICE	BARRANCA-ZONA FRANCA	189	1,06	2,24
ICE	EL ESTE-VICESA	151	0,98	0,33
ICE	COCO-INDUSTRIAS	340	0,90	0,93
ICE	COYOL- INDUPARK	47	0,85	1,00
ICE	COYOL-LAGO	135	0,58	0,20
ICE	POAS-COYOL 2	3	0,35	0,33
ICE	COYOL-PROPARK	44	0,11	0,04
ICE	CONCAVAS-RIO MACHO	168	0,06	0,02
ICE	NARANJO-BARRANCA	1320	0,03	0,02
ICE	COYOL-MULTITENANT	94	0,02	0,01
ICE	COYOL-LOS CEIBOS	69	0,01	0,01
ICE	LESVILLE - ARCELOR	1	0,00	0,00
ICE	QUESADA-ZARCERO	1	0,00	0,00
ICE	COYOL-DOS PINOS	1	0,00	0,00
ICE	COYOL- PORTICO	113	0,00	0,00
ICE	POAS-PANDUIT	2	0,00	0,00
JASEC	SAN BLAS	7178	5,68	3,08



JASEC	CERRILLOS	17758	4,77	4,59
JASEC	TARAS	6833	4,14	2,73
JASEC	PARQUE INDUSTRIAL	60	3,70	6,00
JASEC	CORIS INDUSTRIAL	115	3,62	1,35
JASEC	FATIMA	9661	2,23	1,33
JASEC	COCORI	3614	1,62	3,23
JASEC	CARTAGO	8053	1,61	1,64
JASEC	GRUPO Z	1239	1,09	3,00
JASEC	TECNO PARK	59	0,31	1,00
JASEC	DATA CENTER	1	0,00	0,00
COOPELESCA	SAN FRANCISCO	2182	5,47	3,20
COOPELESCA	VENECIA	4700	4,96	4,00
COOPELESCA	CHILAMATE	2823	4,85	2,29
COOPELESCA	FLORENCIA	7306	4,31	3,08
COOPELESCA	DELICIAS	4046	4,19	2,42
COOPELESCA	TORO	395	2,01	1,40
COOPESANTOS	FIDECA	1	1,28	2,00

Empresa	Circuito	Abonados	DPIR	FPI
ALFA	SECTOR SUR	2733	3,48	4,10
ALFA	TORO	194	1,30	4,00
CNFL	DESAMPARADOS-RIO AZUL	6139	5,80	3,48
CNFL	HIGUITO-ASERRÍ	17117	5,70	4,07
CNFL	PORROSATI-SAN LORENZO	9092	5,53	3,47
CNFL	ALAJUELITA-LOS PINOS	9761	5,49	6,97
CNFL	SUR-ZAPOTE	2075	5,43	3,75
CNFL	ESTE-TRES RIOS	10427	5,11	5,69
CNFL	ELECTRIONA-POTRERILLOS	6350	5,09	5,65
CNFL	DESAMPARADOS-SAN ANTONIO	12830	5,09	4,85
CNFL	SUBTERRANEO URUCA-4A	1361	5,08	1,00
CNFL	BELEN-SAN JUAN	772	4,89	4,13
CNFL	HIGUITO-HIGUERONES	10965	4,85	3,42
CNFL	SAN MIGUEL-SANTO TOMAS	9527	4,83	6,06
CNFL	CORONADO SAN JERONIMO	10094	4,82	4,17
CNFL	CAJA-CALLE RUSIA	2906	4,81	6,40
CNFL	ANONOS-MATA REDONDA	1826	4,78	3,85
CNFL	DESAMPARADOS-PORVENIR	1846	4,73	5,75
CNFL	ESTE-CONCEPCION	11916	4,39	1,61



CNFL	SAN MIGUEL-SANTO DOMINGO	8202	4,34	3,13
CNFL	COLIMA-GUADALUPE 1	2459	4,25	6,53
CNFL	ESCAZU-MULTIPLAZA	1641	4,22	3,15
CNFL	ANONOS-CIMA	1961	4,22	1,32
CNFL	SABANILLA-SAN MARINO	12949	3,87	4,04
CNFL	LINDORA-OJO DE AGUA	5840	3,87	3,95
CNFL	CURRIDABAT-CENTRAL	6112	3,76	4,75
CNFL	ALAJUELITA-EL LLANO	6482	3,72	4,83
CNFL	SUR-DESAMPARADOS	3149	3,60	5,39
CNFL	ANONOS-SABANA	2883	3,44	2,85
CNFL	SABANILLA-MIRAFLORES	3490	3,34	5,17
CNFL	ESTE-PINARES	4315	3,31	1,88
CNFL	DESAMPARADOS-CENTRAL	2560	3,20	3,80
CNFL	SAN MIGUEL-LLORENTE	14550	3,12	3,10
CNFL	URUCA-BARRIO DON BOSCO	2896	3,12	4,82
CNFL	SUR-SAN CAYETANO	4897	3,02	6,57
CNFL	SAN MIGUEL-SAN LUIS	3650	2,81	3,47
CNFL	PRIMER AMOR-VALENCIA	26	2,38	4,82
CNFL	CORONADO-SAN ISIDRO	10014	2,38	3,56
CNFL	SABANILLA-LOURDES	7266	2,32	3,20
CNFL	SUBTERRANEO GUADALUPE-3A	408	2,30	1,01
CNFL	URUCA-BARRIO MEXICO	2570	2,12	2,88
CNFL	SABANILLA-GUADALUPE	6865	2,01	2,63
CNFL	LINDORA-RADIAL	3054	1,97	1,25
CNFL	SUBTERRANEO LOS ANGELES-3A	421	1,87	1,01
CNFL	ANONOS-AYALA	7373	1,81	0,92
CNFL	GUADALUPE-SANTA TERESITA	3156	1,71	5,36
CNFL	CORONADO-SAN BLAS	9050	1,56	1,44
CNFL	BELEN-SUBTERRANEO 1	2	1,37	1,00
CNFL	ALAJUELITA-MORENOS	3830	1,28	4,17
CNFL	BELEN-ZONA FRANCA AMERICA	170	1,12	1,00
CNFL	URUCA-SANTA ROSA	3514	1,12	3,65
CNFL	BRASIL-VENTANAS	1	0,92	2,00
CNFL	CAJA-LOMAS	446	0,89	1,30
CNFL	COLIMA-TIBAS	8761	0,74	2,15
CNFL	COLIMA-URUCA	4	0,67	2,00



CNFL	GUADALUPE-SAN VICENTE	227	0,64	3,14
CNFL	CAJA-ELECTRIONA 2	1	0,44	2,00
CNFL	LINDORA-HONDURA	398	0,18	0,97
CNFL	SUBTERRANEO LOS ANGELES-1B	282	0,18	0,16
CNFL	COLIMA-PIUSES	2641	0,06	0,04
CNFL	SUBTERRANEO LOS ANGELES-4B	793	0,04	0,03
CNFL	SUBTERRANEO GUADALUPE 2B	518	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO GUADALUPE-1A	543	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO GUADALUPE-1B	634	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO GUADALUPE-2A	738	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO GUADALUPE-3B	534	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO GUADALUPE-4A	563	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO GUADALUPE-4B	1125	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO LOS ANGELES-1A	522	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO LOS ANGELES-2A	775	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO LOS ANGELES-2B	865	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO LOS ANGELES-3B	263	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO URUCA-1A	1164	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO URUCA-1B	580	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO URUCA-2A	246	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO URUCA-2B	1	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO URUCA-3A	262	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO URUCA-3B	236	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO URUCA-4B	704	0,00	0,00
ESPH	INDUSTRIAL	2784	4,61	2,95
ESPH	NORTE	27917	4,25	6,30
ESPH	LAS FLORES	34043	4,24	6,40
ESPH	SAN ISIDRO	8836	4,02	2,81
ESPH	ZFM	658	3,86	3,55
ESPH	SAN VICENTE	1266	3,74	3,54
ESPH	ESTE	1494	2,16	0,24
ESPH	SAN RAFAEL	6784	1,26	1,57



ESPH	SUR	5189	0,87	0,67
ESPH	HOSPIRA	105	0,20	0,98
GUANA	GUAYABAL-SANTA CRUZ	5824	5,89	6,02
GUANA	NUEVO COLON-OCOTAL	5742	4,96	6,10
GUANA	GUAYABAL-NICOYA	10921	4,72	6,97
GUANA	NUEVO COLON-POTRERO	2849	4,70	5,15
GUANA	SANTA RITA-HOJANCHA	9688	4,55	5,42
GUANA	#N/D	892	4,49	3,55
GUANA	GUAYABAL-SANTA BARBARA	5675	4,20	6,13
GUANA	GUAYABAL-FILADELFIA	11490	3,88	5,96
GUANA	NUEVO COLON-PLAYA MATAPALO	150	3,57	3,57
GUANA	NUEVO COLON-PLAYA HERMOSA	9978	2,93	5,53
ICE	NARANJO-LA ARGENTINA	1546	5,97	3,26
ICE	JACO HERMOSA	2122	5,78	5,67
ICE	NARANJO-SAN RAMON	58034	5,73	4,25
ICE	POAS-MESON	53186	5,72	4,97
ICE	BELEN-ALAJUELA	30974	5,65	3,51
ICE	BARRANCA-ESPARZA	22604	5,58	6,22
ICE	BARRANCA-URBANO	20700	5,15	5,07
ICE	GARITA-CEBADILLA	3202	5,03	3,72
ICE	TRAPICHE - POCORA	13545	5,02	4,54
ICE	PAPAGAYO-PAPAGAYO 2	404	4,73	1,43
ICE	BELEN-SARET	1204	4,54	1,93
ICE	NARANJO-ESTADIO	10133	4,54	2,39
ICE	COCO-ALAJUELA	11247	4,40	2,17
ICE	RIO MACHO-POSTE 70	6987	4,37	2,61
ICE	GARITA-SIQUIARES	904	4,17	2,55
ICE	JACO ESTEROS	5568	4,02	6,35
ICE	MOIN-MUELLE ALEMAN	25090	3,92	2,60
ICE	SAN ISIDRO-INDUSTRIAS	11496	3,91	4,24
ICE	CONCAVAS-LA LUCHA	92	3,85	2,23
ICE	CACHI-POSTE 70	6615	3,80	2,37
ICE	POAS-POAS	9563	3,70	3,25
ICE	COCO-DULCE NOMBRE	20854	3,59	2,58
ICE	JUANILAMA-OROTINA	20590	3,46	3,78
ICE	RIO CLARO-CIUDAD NEILY	20548	3,03	3,95
ICE	TRAPICHE - LA PISTA	2358	3,02	4,60
ICE	BARRANCA-PUNTARENAS 2	9020	2,98	4,20
ICE	RIO MACHO-EL LLANO	60	2,97	1,11



ICE	COCO-RECOPE	346	2,82	2,71
ICE	POAS-LOS LLANOS	26	2,56	1,54
ICE	JUANILAMA-INDUSTRIAS	1064	2,47	1,71
ICE	SAN ISIDRO-URBANO	23820	2,46	2,28
ICE	COYOL-LAGO	270	2,39	2,60
ICE	RIO MACHO-DOS AMIGOS	434	2,20	1,16
ICE	COYOL-CIRUELAS	184	2,09	0,67
ICE	LESVILLE - ARCELOR	2	1,82	1,00
ICE	POAS-PANDUIT	4	1,72	1,00
ICE	COYOL-LLANOS	166	1,55	1,43
ICE	TURRIALBA-RECOPE	11097	1,34	1,77
ICE	NARANJO-BARRANCA	2550	1,29	5,13
ICE	CONCAVAS-TRES RIOS	12	1,25	0,67
ICE	POAS-COYOL 2	3	1,08	1,34
ICE	COYOL-RECOPE	70	0,94	0,50
ICE	COCO-INDUSTRIAS	680	0,71	0,97
ICE	MOIN – APM_TERMINALS	306	0,63	0,46
ICE	BARRANCA-ZONA FRANCA	40	0,62	1,30
ICE	COYOL- INDUPARK	186	0,46	1,12
ICE	CONCAVAS-RIO MACHO	336	0,43	0,46
ICE	COYOL-PROPARK	52	0,29	0,26
ICE	PALMAR-INTERAMERICANA	292	0,26	0,22
ICE	COCO-TECNOPARQUES	284	0,25	1,08
ICE	MOIN-RECOPE	2	0,17	1,00
ICE	COYOL-DOS PINOS	2	0,15	1,00
ICE	EL ESTE-VICESA	233	0,12	0,02
ICE	COYOL-LOS CEIBOS	71	0,09	0,50
ICE	COYOL- PORTICO	124	0,01	0,09
ICE	COYOL-MULTITENANT	112	0,01	0,06
JASEC	PACAYAS	9851	4,07	1,53
JASEC	SAN ISIDRO	2534	4,05	2,20
JASEC	QUEBRADILLA	7069	3,55	2,38
JASEC	PARAISO	11770	2,94	1,10
JASEC	TARAS	6492	2,75	2,43
JASEC	SAN BLAS	6827	2,55	3,26
JASEC	CERRILLOS	17332	2,27	2,24
JASEC	CORIS INDUSTRIAL	114	2,16	0,68
JASEC	CARTAGO	7674	2,15	2,23
JASEC	TEJAR-GUADALUPE	13117	1,49	1,36
JASEC	FATIMA	9401	1,45	2,19



ANEXO C

Listado de los circuitos con cantidad mayor a 120 interrupciones por flora

Empresa	ID	Circuito	1-Semestre	2-Semestre	TOTAL
ICE	299	SAN ISIDRO-QUEPOS	265	308	573
ICE	179	CAHUITA-BRIBRI	233	225	458
ICE	274	PARRITA-QUEPOS	198	240	438
ICE	273	PARRITA-SAVEGRE	202	214	416
ICE	228	LEESVILLE-RIO FRIO	152	164	316
ICE	242	MIRAVALLS-DEL ORO	110	154	264
ICE	263	PALMAR-CORTES	108	141	249
ICE	181	CAÑAS-BEBEDERO	92	149	241
ICE	180	CAHUITA-COSTANERA	108	131	239
ICE	351	MIRAVALLS-LOS CHILES	96	143	239
ICE	310	TRAPICHE - ZENT	105	132	237
ICE	224	LEESVILLE-GUACIMO	77	159	236
ICE	223	LEESVILLE-CARIARI	107	119	226
ICE	222	JUANILAMA-JACO	118	107	225
ICE	207	GARITA-JUNQUILLO	109	114	223
ICE	243	MIRAVALLS-GUATUSO	93	125	218
ICE	357	PALMAR-PALMAR SUR	85	133	218
COOPELESCA	113	SAN ISIDRO	85	112	197
ICE	349	JUANILAMA-OROTINA	87	110	197
COOPELESCA	118	SANTA ROSA	87	105	192
ICE	221	JUANILAMA-HERRADURA	88	104	192
ICE	234	LIBERIA-URBANO	69	111	180
ICE	305	SANTA RITA-NOSARA	78	102	180
ICE	227	LEESVILLE-PIÑERAS	72	104	176
ICE	346	GARABITO-LA IRMA	47	112	159
ICE	183	CAÑAS-LA IRMA	44	107	151
ICE	365	SANTA RITA-RESPALDO NOSARA	69	77	146
ICE	208	GARITA-PALMARES	71	74	145
CNFL	324	CORONADO-CASCAJAL	61	80	141
ICE	285	RIO CLARO-GOLFITO	56	83	139
ICE	65	FORTUNA	46	88	134
ICE	21	BRASIL-CIUDAD COLON	56	77	133
ICE	248	MOIN-SIXAOLA	64	66	130
ICE	171	BARRANCA-ESPARZA	49	80	129
ICE	271	PARRITA-JACO	56	71	127
ICE	282	RIO CLARO-CHACARITA	54	69	123



ANEXO D.

Listado de circuitos con 12 o más interrupciones por colisión de vehículos

Empresa	ID	Circuito	1-Semestre	2-Semestre	TOTAL
ESPH	93	NORTE	15	14	29
CNFL	2	ALAJUELITA-LA VERBENA	18	10	28
ESPH	279	QUEBRADAS	14	13	27
ESPH	94	OESTE	16	10	26
COOPESANTOS	78	ACOSANTA (2)	12	12	24
ESPH	85	LAS FLORES	13	10	23
CNFL	54	ESCAZU-JABONCILLOS	8	14	22
CNFL	98	PORROSATI-SANTA BARBARA	9	13	22
JASEC	262	PACAYAS	12	9	21
CNFL	407	HIGUITO-HIGUERONES	11	10	21
CNFL	47	DESAMPARADOS-SAN ANTONIO	14	6	20
JASEC	187	CERRILLOS	11	9	20
CNFL	44	DESAMPARADOS-CALLE FALLAS	5	14	19
CNFL	71	HEREDIA-BARREAL	10	9	19
CNFL	111	SABANILLA-SAN RAFAEL	11	8	19
CNFL	7	ALAJUELITA-SAN FELIPE	6	12	18
CNFL	408	HIGUITO-ASERRÍ	7	11	18
CNFL	97	PORROSATI-SAN LORENZO	10	7	17
ESPH	117	SAN PABLO	7	10	17
JASEC	315	TEJAR-GUADALUPE	7	10	17
CNFL	325	CORONADO-SAN BLAS	9	8	17
CNFL	327	CORONADO SAN JERONIMO	11	6	17
CNFL	87	LINDORA-GUACIMA	9	7	16
CNFL	114	SAN MIGUEL-LLORENTE	7	9	16
JASEC	269	PARAISO	12	4	16
CNFL	406	HIGUITO-LOS GUIDO	6	10	16
CNFL	57	ESCAZU-SANTA ANA NORTE	10	5	15
CNFL	89	LINDORA-OJO DE AGUA	7	6	13
CNFL	106	SABANILLA-LOURDES	6	7	13
CNFL	41	CURRIDABAT-CENTRAL	10	2	12
CNFL	48	DESAMPARADOS-SANTA MARTA	7	5	12
CNFL	62	ESTE-SAN DIEGO	6	6	12
CNFL	405	HIGUITO-PATARRÁ	4	8	12

Empresa	Circuit o	Cantidad de incidencias por colisión de vehículos	Nombre Circuito
CNFL	7	33	ALAJUELITA-SAN FELIPE
CNFL	408	27	HIGUITO-ASERRÍ
CNFL	98	25	PORROSATI-SANTA BARBARA



CNFL	87	22	LINDORA-GUACIMA
CNFL	406	22	HIGUITO-LOS GUIDO
CNFL	54	21	ESCAZU- JABONCILLOS
CNFL	48	19	DESAMPARADOS- SANTA MARTA
CNFL	71	18	HEREDIA-BARREAL
CNFL	407	18	HIGUITO-HIGUERONES
CNFL	47	16	DESAMPARADOS-SAN ANTONIO
CNFL	327	16	CORONADO SAN JERONIMO
CNFL	30	15	CAJA-PAVAS
CNFL	105	14	SABANILLA-IPIS
CNFL	114	14	SAN MIGUEL- LLORENTE
CNFL	57	13	ESCAZU-SANTA ANA NORTE
CNFL	97	13	PORROSATI-SAN LORENZO
CNFL	111	13	SABANILLA-SAN RAFAEL
CNFL	2	12	ALAJUELITA-LA VERBENA
CNFL	4	12	ALAJUELITA-LOS PINOS
CNFL	62	12	ESTE-SAN DIEGO
CNFL	108	12	SABANILLA-PURRAL
CNFL	116	12	SAN MIGUEL-SANTO TOMAS
CNFL	329	12	SAN MIGUEL-SANTO DOMINGO
CNFL	58	10	ESCAZU-SANTA ANA SUR
CNFL	63	10	ESTE-TRES RIOS
CNFL	106	10	SABANILLA-LOURDES
CNFL	109	10	SABANILLA-SAN MARINO
CNFL	324	10	CORONADO- CASCAJAL
CNFL	326	10	CORONADO-SAN ISIDRO
CNFL	411	10	ESCAZÚ-PIEDES
COOPEGUANACASTE	213	15	GUAYABAL- FILADELFIA
COOPEGUANACASTE	214	15	GUAYABAL-NICOYA
COOPEGUANACASTE	304	12	SANTA RITA- HOJANCHA
COOPEGUANACASTE	217	10	GUAYABAL-SANTA CRUZ
COOPEGUANACASTE	218	10	GUAYABAL- TAMARINDO
COOPEGUANACASTE	257	10	NUEVO COLON- OCOTAL
COOPESANTOS	78	11	ACOSANTA (2)
ESPH	85	27	LAS FLORES



ESPH	94	22	OESTE
ESPH	279	22	QUEBRADAS
ESPH	93	19	NORTE
ESPH	294	10	SAN ISIDRO
ICE	351	10	MIRAVALLS-LOS CHILES
JASEC	315	21	TEJAR-GUADALUPE
JASEC	262	19	PACAYAS
JASEC	269	19	PARAISO
JASEC	292	17	SAN BLAS
JASEC	187	16	CERRILLOS
JASEC	280	12	QUEBRADILLA

Circuito	Cantidad de incidencias por colisión de vehículos	Nombre Circuito	Empresa
7	33	ALAJUELITA-SAN FELIPE	CNFL
85	27	LAS FLORES	ESPH
408	27	HIGUITO-ASERRÍ	CNFL
98	25	PORROSATI-SANTA BARBARA	CNFL
87	22	LINDORA-GUACIMA	CNFL
94	22	OESTE	ESPH
279	22	QUEBRADAS	ESPH
406	22	HIGUITO-LOS GUIDO	CNFL
54	21	ESCAZU-JABONCILLOS	CNFL
315	21	TEJAR-GUADALUPE	JASEC
48	19	DESAMPARADOS-SANTA MARTA	CNFL
93	19	NORTE	ESPH
262	19	PACAYAS	JASEC
269	19	PARAISO	JASEC
71	18	HEREDIA-BARREAL	CNFL
407	18	HIGUITO-HIGUERONES	CNFL
292	17	SAN BLAS	JASEC
47	16	DESAMPARADOS-SAN ANTONIO	CNFL
187	16	CERRILLOS	JASEC
327	16	CORONADO SAN JERONIMO	CNFL
30	15	CAJA-PAVAS	CNFL
213	15	GUAYABAL-FILADEFIA	COOPEGUANACASTE
214	15	GUAYABAL-NICOYA	COOPEGUANACASTE
105	14	SABANILLA-IPIS	CNFL
114	14	SAN MIGUEL-LLORENTE	CNFL



57	13	ESCAZU-SANTA ANA NORTE	CNFL
97	13	PORROSATI-SAN LORENZO	CNFL
111	13	SABANILLA-SAN RAFAEL	CNFL
2	12	ALAJUELITA-LA VERBENA	CNFL
4	12	ALAJUELITA-LOS PINOS	CNFL
62	12	ESTE-SAN DIEGO	CNFL
108	12	SABANILLA-PURRAL	CNFL
116	12	SAN MIGUEL-SANTO TOMAS	CNFL
280	12	QUEBRADILLA	JASEC
304	12	SANTA RITA-HOJANCHA	COOPEGUANACASTE
329	12	SAN MIGUEL-SANTO DOMINGO	CNFL



ANEXO E.

Listado de circuitos con más de 50 interrupciones por contacto de fauna

Empresa	ID	Circuito	1-Semestre	2-Semestre	TOTAL
ICE	305	SANTA RITA-NOSARA	87	115	202
COOPELESCA	118	SANTA ROSA	96	80	176
COOPELESCA	65	FORTUNA	74	46	120
COOPELESCA	91	MARINA	58	50	108
COOPELESCA	113	SAN ISIDRO	55	50	105
ICE	273	PARRITA-SAVEGRE	48	55	103
ICE	365	SANTA RITA-RESPALDO NOSARA	42	56	98
ICE	181	CAÑAS-BEBEDERO	45	44	89
ICE	341	COBANO - URBANO	40	44	84
ICE	351	MIRAVALLS-LOS CHILES	23	61	84
COOPELESCA	92	MONTERREY	47	36	83
COOPELESCA	84	LA TABLA	40	34	74
ICE	274	PARRITA-QUEPOS	40	31	71
ICE	342	COBANO - POCHOTE	39	32	71
ICE	350	MIRAVALLS-GUAYABO	22	48	70
COOPELESCA	15	BANANERAS	46	23	69
ICE	228	LEESVILLE-RIO FRIO	44	23	67
ICE	243	MIRAVALLS-GUATUSO	23	43	66
ICE	303	SANTA RITA-COBANO	35	29	64
ICE	182	CAÑAS-GUAYABO	34	28	62
COOPELESCA	95	PITAL	36	25	61
ICE	349	JUANILAMA-OROTINA	33	21	54
ICE	222	JUANILAMA-JACO	30	23	53
COOPELESCA	155	VENECIA	20	31	51

