

INFORME PRELIMINAR

ESTUDIO DE CONTINUIDAD DE SUMINISTRO

DEPARTAMENTO DE PEAJES

GERENCIA DE MERCADOS

octubre de 2019

www.coordinadorelectrico.cl



INDICE GENERAL

| | Pág. |
|---|------|
| RESUMEN EJECUTIVO..... | 7 |
| I. ANTECEDENTES..... | 11 |
| II. METODOLOGÍA..... | 17 |
| 2.1 Recolección de datos | 17 |
| 2.2 Cálculo de indicadores de calidad de suministro..... | 18 |
| 2.3 Análisis evolución anual y causas de las variaciones | 22 |
| 2.4 Análisis de conglomerados..... | 22 |
| 2.5 Homologación de información histórica..... | 23 |
| 2.6 Determinación de índices de continuidad aceptables..... | 24 |
| 2.7 Determinación de índices TTIK aceptables en barras del Sistema de Transmisión Nacional..... | 27 |
| 2.8 Análisis de índices de indisponibilidad Gx-Tx..... | 27 |
| 2.9 Determinación de nuevos estándares de indisponibilidad Gx-Tx..... | 29 |
| III. ANÁLISIS DE LA BASE DE DATOS..... | 31 |
| 3.1 Análisis descriptivo..... | 31 |
| 3.2 Análisis de evolución anual y causas de las variaciones | 44 |
| 3.2.1 Iquique | 44 |
| a) FMIK..... | 44 |
| b) TTIK..... | 47 |
| c) ENS..... | 50 |
| 3.2.2 Tocopilla | 53 |
| a) FMIK..... | 53 |
| b) TTIK..... | 56 |
| c) ENS..... | 59 |
| 3.2.3 Antofagasta | 62 |
| a) FMIK..... | 62 |
| b) TTIK..... | 65 |
| c) ENS..... | 68 |

| | |
|---------------------------|-----|
| 3.2.4 Copiapó | 71 |
| a) FMIK..... | 71 |
| b) TTIK..... | 74 |
| c) ENS..... | 77 |
| 3.2.5 Coquimbo | 80 |
| a) FMIK..... | 80 |
| b) TTIK..... | 83 |
| c) ENS..... | 86 |
| 3.2.6 Valparaíso..... | 89 |
| a) FMIK..... | 89 |
| b) TTIK..... | 92 |
| c) ENS..... | 95 |
| 3.2.7 Aconcagua..... | 98 |
| a) FMIK..... | 98 |
| b) TTIK..... | 101 |
| c) ENS..... | 104 |
| 3.2.8 Metropolitana | 107 |
| a) FMIK..... | 107 |
| b) TTIK..... | 110 |
| c) ENS..... | 113 |
| 3.2.9 Melipilla..... | 117 |
| a) FMIK..... | 117 |
| b) TTIK..... | 120 |
| c) ENS..... | 123 |
| 3.2.10 Rapel..... | 126 |
| a) FMIK..... | 126 |
| b) TTIK..... | 129 |
| c) ENS..... | 132 |
| 3.2.11 Rancagua..... | 135 |
| a) FMIK..... | 135 |
| b) TTIK..... | 138 |
| c) ENS..... | 141 |

| | |
|---|-----|
| 3.2.12 Itahue | 144 |
| a) FMIK..... | 144 |
| b) TTIK..... | 147 |
| c) ENS..... | 150 |
| 3.2.13 Charrúa..... | 153 |
| a) FMIK..... | 153 |
| b) TTIK..... | 156 |
| c) ENS..... | 159 |
| 3.2.14 Concepción..... | 162 |
| a) FMIK..... | 162 |
| b) TTIK..... | 165 |
| c) ENS..... | 168 |
| 3.2.15 Araucanía | 171 |
| a) FMIK..... | 171 |
| b) TTIK..... | 174 |
| c) ENS..... | 177 |
| 3.2.16 Chiloé | 180 |
| a) FMIK..... | 180 |
| b) TTIK..... | 183 |
| c) ENS..... | 186 |
| 3.3 Análisis de conglomerados..... | 189 |
| IV. RESULTADOS..... | 192 |
| 4.1 Evolución anual de índices de continuidad extendidos..... | 192 |
| 4.2 Índices de continuidad aceptables FMIK y TTIK en los Puntos de Control de Clientes..... | 195 |
| 4.3 Índices TTIK aceptables en barras del Sistema de Transmisión Nacional ²⁰⁷ | |
| 4.4 Comparación de índices de indisponibilidad registrados y límites de la NTSyCS | |
| 210 | |
| 4.4.1 Indisponibilidad de Generación | 210 |
| 4.4.2 Indisponibilidad de Transmisión | 213 |
| V. RECOMENDACIONES | 217 |

| | |
|---|-----|
| VI. REFERENCIAS | 220 |
| ANEXO 1: ÍNDICES DE CONTINUIDAD FMIK Y TTIK POR PUNTO DE CONTROL DE CLIENTES 221 | |
| ANEXO 2: ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE ÍNDICES DE INDISPONIBILIDAD GENERACIÓN | 247 |
| ANEXO 3: ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE ÍNDICES DE INDISPONIBILIDAD TRANSMISIÓN | 256 |

RESUMEN EJECUTIVO

El presente informe contiene el Estudio de Continuidad de Suministro del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de acuerdo a lo estipulado en el artículo 6-26 y 6-27 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS).

El objetivo es analizar la frecuencia y el tiempo medio de las interrupciones de suministro en los puntos de control de clientes del SEN, mediante los índices de continuidad FMIK y TTIK, revisando su evolución interanual e identificando las causas de sus variaciones. A continuación se presenta la variación de los índices de continuidad promedio por zona registrados entre 2015 y 2018.

Tabla 1 Índices de continuidad FMIK y TTIK promedio entre 2015 y 2018

| ZONA | FMIK 2015 | FMIK 2016 | FMIK 2017 | FMIK 2018 | TTIK 2015 | TTIK 2016 | TTIK 2017 | TTIK 2018 |
|---------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Iquique | 1.8 | 1.0 | 2.0 | 2.3 | 6.0 | 0.6 | 1.6 | 12.1 |
| Tocopilla | 1.0 | 1.1 | 0.4 | 0.3 | 0.7 | 1.3 | 0.4 | 1.5 |
| Antofagasta | 1.9 | 0.9 | 0.9 | 0.7 | 4.0 | 5.1 | 1.9 | 1.5 |
| Copiapó | 3.0 | 1.5 | 3.7 | 1.3 | 7.4 | 3.9 | 32.5 | 3.0 |
| Coquimbo | 2.5 | 1.9 | 1.7 | 1.0 | 5.3 | 2.9 | 5.1 | 1.3 |
| Valparaíso | 2.1 | 0.8 | 1.9 | 0.5 | 5.2 | 0.7 | 1.3 | 0.6 |
| Aconcagua | 2.0 | 2.5 | 1.6 | 1.1 | 6.4 | 11.1 | 4.5 | 2.1 |
| Metropolitana | 0.4 | 0.6 | 0.8 | 0.7 | 0.9 | 1.1 | 0.9 | 2.0 |
| Melipilla | 3.7 | 2.9 | 2.5 | 0.1 | 4.9 | 1.9 | 2.0 | 0.1 |
| Rapel | 2.7 | 2.2 | 0.8 | 2.1 | 1.5 | 4.0 | 4.9 | 6.6 |
| Rancagua | 2.1 | 3.8 | 1.7 | 1.1 | 1.1 | 4.1 | 2.7 | 1.4 |
| Itahue | 3.9 | 6.5 | 3.7 | 1.0 | 3.4 | 4.6 | 4.4 | 0.8 |
| Charrúa | 2.0 | 3.9 | 3.6 | 1.2 | 4.1 | 5.5 | 5.2 | 3.9 |
| Concepción | 1.7 | 0.8 | 2.0 | 1.3 | 5.7 | 1.7 | 3.7 | 2.4 |
| Araucanía | 1.1 | 1.4 | 1.6 | 1.6 | 1.4 | 3.8 | 3.7 | 3.1 |
| Chiloé | 3.6 | 5.3 | 3.9 | 2.1 | 3.7 | 7.6 | 9.9 | 2.2 |
| SEN | 1.8 | 2.0 | 1.9 | 1.1 | 3.3 | 3.3 | 4.6 | 2.4 |

Realizado el análisis anterior, se presenta una propuesta de índices de continuidad aceptables para los diferentes puntos de control agrupados por zonas eléctricas.

Tabla 2 Índices de continuidad FMIK y TTIK aceptables propuestos para el SEN

| Zona | FMIK límite | TTIK límite |
|----------------------|--------------------|--------------------|
| Iquique | 2,3 | 3,1 |
| Tocopilla | 0,9 | 0,7 |
| Antofagasta | 1,5 | 1,9 |
| Copiapó | 3,1 | 6,5 |
| Coquimbo | 2,2 | 1,8 |
| Valparaíso | 1,5 | 0,7 |
| Aconcagua | 2,2 | 3,1 |
| Metropolitana | 0,5 | 0,1 |
| Melipilla | 3,1 | 2,4 |
| Rapel | 2,6 | 3,7 |
| Rancagua | 2,9 | 1,7 |
| Itahue | 3,4 | 1,3 |
| Charrúa | 3,3 | 1,6 |
| Concepción | 1,7 | 1,3 |
| Araucanía | 1,8 | 2,0 |
| Chiloé | 5,2 | 5,7 |
| SEN | 1,9 | 1,4 |

Obtenidos los índices de continuidad aceptables, la indisponibilidad aceptable TTIK se refiere a aquellas barras del Sistema de Transmisión (ST) en las cuales la Comisión Nacional de Energía (CNE) efectúe fijación de precios de nudo de corto plazo con el desglose de acuerdo al origen de la indisponibilidad: Generación, Transmisión Nacional, Transmisión Dedicada, Transmisión Zonal y Otros.

Tabla 3 Índices de continuidad TTIK aceptables en barras del Sistema de Transmisión Nacional propuestos para el SEN

| Promedio ponderado TTIK aceptable (h/año) por Barra del Sistema de Transmisión Nacional del SEN | | | | | | | |
|---|------------|-------|-------------------|----------------------|----------------------|-------|-----------------------|
| Barra STN/ Origen | Generación | Otros | Transmisión Zonal | Transmisión Dedicada | Transmisión Nacional | TOTAL | NTSyCS 2018, Art. 9-3 |
| Parinacota 220 | 0,013 | 0,165 | 1,634 | 1,150 | 0,109 | 3,07 | |
| Condores 220 | 0,013 | 0,165 | 1,634 | 1,150 | 0,109 | 3,07 | |
| Pozo Almonte 220 | 0,013 | 0,165 | 1,634 | 1,150 | 0,109 | 3,07 | |
| Tarapaca 220 | 0,013 | 0,165 | 1,634 | 1,150 | 0,109 | 3,07 | 5,16 |
| Lagunas 220 | 0,013 | 0,165 | 1,634 | 1,150 | 0,109 | 3,07 | 5,16 |
| Nueva Victoria 220 | 0,013 | 0,165 | 1,634 | 1,150 | 0,109 | 3,07 | |
| Crucero 220 | 0,005 | 0,069 | 0,679 | 0,478 | 0,045 | 1,28 | 3,64 |
| Chuquicamata 220 | 0,003 | 0,037 | 0,366 | 0,258 | 0,024 | 0,69 | |
| Calama 220 | 0,003 | 0,037 | 0,366 | 0,258 | 0,024 | 0,69 | |
| Encuentro 220 | 0,006 | 0,070 | 0,697 | 0,491 | 0,046 | 1,31 | 3,64 |
| Atacama 220 | 0,008 | 0,108 | 1,066 | 0,750 | 0,071 | 2,00 | 5,16 |
| O'Higgins 220 | 0,008 | 0,103 | 1,015 | 0,715 | 0,068 | 1,91 | |
| Laberinto 220 | 0,008 | 0,103 | 1,015 | 0,715 | 0,068 | 1,91 | |
| El Tesoro 220 | 0,008 | 0,103 | 1,015 | 0,715 | 0,068 | 1,91 | |
| Esperanza 220 | 0,008 | 0,103 | 1,015 | 0,715 | 0,068 | 1,91 | |
| El Cobre 220 | 0,008 | 0,103 | 1,015 | 0,715 | 0,068 | 1,91 | |
| Diego de Almagro 220 | 0,027 | 0,348 | 3,449 | 2,428 | 0,230 | 6,48 | 11,03 |
| Carrera Pinto 220 | 0,028 | 0,349 | 3,460 | 2,436 | 0,230 | 6,50 | 11,03 |
| Cardones 220 | 0,028 | 0,349 | 3,460 | 2,436 | 0,230 | 6,50 | 10,73 |
| Maitencillo 220 | 0,026 | 0,333 | 3,295 | 2,320 | 0,219 | 6,19 | 9,03 |
| Pan de Azucar 220 | 0,008 | 0,099 | 0,978 | 0,689 | 0,065 | 1,84 | 9,15 |
| Los Vilos 220 | 0,007 | 0,087 | 0,860 | 0,605 | 0,057 | 1,62 | 9,15 |
| Nogales 220 | 0,007 | 0,088 | 0,874 | 0,616 | 0,058 | 1,64 | 9,15 |
| Quillota 220 | 0,008 | 0,104 | 1,031 | 0,726 | 0,069 | 1,94 | 7,35 |
| Los Maquis 220 | 0,009 | 0,116 | 1,152 | 0,811 | 0,077 | 2,16 | |
| El Llano 220 | 0,008 | 0,099 | 0,976 | 0,687 | 0,065 | 1,84 | |
| Polpaico 220 | 0,000 | 0,004 | 0,043 | 0,030 | 0,003 | 0,08 | 7,09 |
| Lampa 220 | 0,000 | 0,004 | 0,043 | 0,030 | 0,003 | 0,08 | 7,09 |
| Cerro Navia 220 | 0,000 | 0,004 | 0,043 | 0,030 | 0,003 | 0,08 | 3,63 |
| Chena 220 | 0,000 | 0,004 | 0,043 | 0,030 | 0,003 | 0,08 | 3,63 |
| Alto Jahuel 220 | 0,002 | 0,028 | 0,274 | 0,193 | 0,018 | 0,52 | 3,63 |
| Maipo 220 | 0,000 | 0,004 | 0,043 | 0,030 | 0,003 | 0,08 | |
| Candelaria 220 | 0,007 | 0,091 | 0,901 | 0,634 | 0,060 | 1,69 | 8,5 |
| Colbun 220 | 0,006 | 0,072 | 0,716 | 0,504 | 0,048 | 1,35 | 8,5 |
| Melipilla 220 | 0,011 | 0,136 | 1,350 | 0,950 | 0,090 | 2,54 | 7,09 |
| Rapel 220 | 0,015 | 0,196 | 1,942 | 1,367 | 0,129 | 3,65 | 7,09 |
| Itahue 220 | 0,007 | 0,085 | 0,845 | 0,595 | 0,056 | 1,59 | 7,15 |
| Ancoa 220 | 0,006 | 0,074 | 0,732 | 0,516 | 0,049 | 1,38 | 8,5 |
| Charrua 220 | 0,006 | 0,080 | 0,793 | 0,558 | 0,053 | 1,49 | 8,42 |
| Lagunillas 220 | 0,006 | 0,072 | 0,709 | 0,499 | 0,047 | 1,33 | 12,45 |
| Hualpen 220 | 0,006 | 0,072 | 0,711 | 0,500 | 0,047 | 1,34 | 12,45 |
| Duqueco 220 | 0,007 | 0,083 | 0,826 | 0,582 | 0,055 | 1,55 | |
| Temuco 220 | 0,008 | 0,107 | 1,063 | 0,748 | 0,071 | 2,00 | 8,92 |
| Ciruelos 220 | 0,008 | 0,099 | 0,979 | 0,689 | 0,065 | 1,84 | 11,24 |
| Valdivia 220 | 0,009 | 0,108 | 1,070 | 0,753 | 0,071 | 2,01 | 11,24 |
| Rahue 220 | 0,009 | 0,108 | 1,070 | 0,753 | 0,071 | 2,01 | 11,62 |
| Melipulli 220 | 0,014 | 0,181 | 1,791 | 1,261 | 0,119 | 3,37 | 11,62 |
| Chiloe 220 | 0,024 | 0,304 | 3,007 | 2,117 | 0,200 | 5,65 | |

Adicionalmente se analizan las desconexiones forzadas y programadas de los diferentes elementos del sistema eléctrico (generadores, líneas de transmisión, transformadores y equipos de compensación) mediante los índices de indisponibilidades HPRO, HFOR, FFOR comparándolos con los estándares definidos en la NTSyCS y entregando una recomendación acerca de su modificación o ratificación, zonificación, u otra medida que se estime conveniente considerar.

Tabla 4 Índices de indisponibilidad de generación actuales y propuestos

| ÍNDICE DE INDISPONIBILIDAD | HIDRÁULICA EMBALSE | HIDRÁULICA PASADA | TERMICA VAPOR | CICLO COMBINADO | TURBINA A GAS | MOTOR DIÉSEL | PARQUE MOTORES DIÉSEL | PARQUE EÓLICO Y FOTOVOLTAICO |
|-------------------------------|-----------------------|----------------------|------------------|--------------------|------------------|-----------------|--------------------------|---------------------------------|
| HPROg NTSyCS | 400 | 300 | 750 | 500 | 300 | 300 | 20 | 20 |
| HPROg SUGERIDO | 400 | 380 | 750 | 630 | 380 | 300 | 20 | 20 |
| HFORg NTSyCS | 100 | 50 | 200 | 200 | 50 | 100 | 10 | 10 |
| HFORg SUGERIDO | 130 | 60 | 250 | 250 | 60 | 130 | 10 | 10 |
| FFORg NTSyCS | 8 | 4 | 12 | 12 | 4 | 8 | 4 | 4 |
| FFORg SUGERIDO | 6 | 4 | 12 | 10 | 4 | 10 | 4 | 4 |

Tabla 5 Índices de indisponibilidad de transmisión actuales y propuestos

| INDISPONIBILIDAD | Líneas entre 44 a 100 kV | Líneas entre 100 a 220 kV | Líneas entre 220 a 500 kV | Líneas de más de 500 kV | Transformadores | Equipos de Compensación |
|------------------|-----------------------------|------------------------------|------------------------------|----------------------------|-----------------|----------------------------|
| HPROg NTSyCS | 15 | 20 | 20 | 20 | 30 | 30 |
| HPROg SUGERIDO | 20 | 20 | 20 | 20 | 30 | 40 |
| HFORg NTSyCS | 30 | 15 | 10 | 5 | 45 | 45 |
| HFORg SUGERIDO | 25 | 10 | 10 | 5 | 35 | 45 |
| FFORg NTSyCS | 5 | 4 | 3 | 2 | 1 | 1 |
| FFORg SUGERIDO | 4 | 3 | 3 | 2 | 1 | 1 |

I. ANTECEDENTES

Según lo establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL4) y su reglamentación vigente, las exigencias de Seguridad y Calidad de Servicio de los sistemas interconectados son establecidas en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, en adelante NTSyCS [1].

Se entenderá como Seguridad de Servicio a la capacidad de respuesta de un sistema eléctrico, o parte de él, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos, a través de respaldos, utilización de reservas y, en general, de los Servicios Complementarios.

Por otro lado, la Calidad de Servicio se define como el atributo de un sistema eléctrico determinado conjuntamente por la Calidad del Producto, la Calidad del Suministro y la Calidad del Servicio Comercial, entregado a sus distintos usuarios y clientes.

En particular, la Calidad del Suministro corresponde a la componente de la Calidad de Servicio que permite calificar el suministro entregado por los distintos agentes del Sistema Interconectado y que se caracteriza, entre otros, por la frecuencia de ocurrencia, la profundidad y la duración de las interrupciones de suministro.

Para estos efectos, el artículo 5-61 de la NTSyCS establece la forma de evaluar las interrupciones de suministro en los puntos de control:

Artículo 5-61

Para todas las interrupciones totales o parciales de suministro a los Puntos de Control de Clientes cuyo origen corresponda a desconexiones forzadas o programadas de instalaciones de generación o transmisión, el Coordinador determinará la frecuencia media de ocurrencia y el tiempo medio de interrupción del suministro. En el caso de interrupciones parciales, ambos parámetros se calcularán en términos equivalentes respecto de la demanda previa al inicio de la interrupción.

A estos efectos, el Coordinador deberá informar a los Coordinados, a más tardar el día 15 de cada mes, las desconexiones forzadas de las instalaciones de generación y transmisión ocurridas el mes anterior que afectaron sus respectivos Puntos de Control.

Entendiéndose como Puntos de Control las barras en las que se efectúa el control de la Calidad del Suministro, del Producto y del factor de potencia del Cliente, las que pueden o no coincidir con Puntos de Conexión entre Coordinados de distinta categoría, definidas como sigue:

a) En el caso de un Cliente Regulado, son Puntos de Control las barras de media tensión de las Subestaciones Primarias de Distribución.

b) En el caso de un Cliente Libre, el o los Puntos de Control de cada Cliente serán determinados por el Coordinador.

Por otro lado, la forma de evaluar la calidad del suministro en instalaciones de generación y transmisión se indica en el artículo 5-58:

Artículo 5-58

La Calidad de Suministro de generación y transmisión se evaluará a través de los índices de Disponibilidad de las instalaciones de generación y de transmisión.

A estos efectos el Coordinador deberá calcular la Disponibilidad forzada y programada de las instalaciones de generación y transmisión. Las instalaciones a las cuales se les determinará los índices de Disponibilidad serán las siguientes:

- a) *Unidades de generación sincrónicas*
- b) *Transformadores de poder y reactores shunt*
- c) *Líneas de transmisión, por circuito*
- d) *Equipos de Compensación reactiva*
- e) *Equipos de Compensación de Energía Activa*
- f) *Parques eólicos y fotovoltaicos*

Los índices de Disponibilidad Forzada y Programada de las instalaciones serán determinados como promedio móvil con una ventana de cinco años.

Será responsabilidad de cada Coordinado tomar todas las medidas necesarias para dar cumplimiento en sus instalaciones a los estándares que se definen en el Artículo 5-59 y Artículo 5-60.

El Coordinador efectuará mensualmente los cálculos señalados en el presente título de acuerdo al Anexo Técnico "Informe Calidad de Suministro y Calidad de Producto"¹, indicando los incumplimientos registrados en cada instalación e informando de ello a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Asimismo, en el Capítulo N°6 de la NTSyCS se indican los diferentes estudios para programación de la seguridad y calidad de servicio que deberá llevar a cabo el Coordinador. En lo relativo a la

¹ El Anexo Técnico "Informe de Calidad de Suministro y Calidad de Producto" fue incorporado en la NTSyCS por la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N°427/2017 de 04 de agosto de 2017

calidad de suministro, los artículos 6-26 y 6-27 de la NTSyCS establecen el desarrollo del Estudio de Continuidad de Suministro:

Artículo 6-26

El Coordinador deberá realizar anualmente un Estudio de Continuidad de Suministro.

A partir de los índices de continuidad FMIK² y TTIK³ obtenidos de acuerdo al Anexo Técnico “Informe de Calidad de Suministro y Calidad de Producto” se determinarán en los Puntos de Control de Clientes, un análisis de su evolución respecto de años anteriores y de las causas de las variaciones.

Los análisis anteriores deben identificar si las diferencias entre los índices de continuidad por barra registrados tienen su origen en:

- a) indisponibilidades aceptables definidas en el Artículo 5-59 o Artículo 5-60 excesivamente permisivas para las instalaciones.*
- b) inversiones insuficientes.*
- c) operación insegura.*
- d) otras causas.*

Sobre la base de este Estudio, el Coordinador deberá proponer a la Comisión índices de continuidad aceptables FMIK y TTIK en los Puntos de Control de Clientes.

Adicionalmente, el Coordinador elaborará un Informe anual en que comparará los valores registrados con los valores límites establecidos en el Artículo 5-59 y Artículo 5-60, entregando una recomendación a la Comisión acerca de su modificación o ratificación, zonificación, u otra medida que estime conveniente considerar.

Artículo 6-27

En el Estudio de Continuidad de Suministro se incluirá la determinación de la indisponibilidad aceptable TTIK, en aquellas barras del ST en las cuales la Comisión efectúe fijación de precios de nudo de corto plazo, con el desglose de acuerdo al origen de la indisponibilidad (generación, transmisión nacional, zonal o dedicada).

² FMIK: Frecuencia Media de Interrupción de Suministro

³ TTIK: Tiempo Medio de Interrupción de Suministro

La nueva versión de la NTSyCS, que define una nueva metodología de cálculo para los índices de continuidad y un nuevo enfoque del estudio de continuidad de suministro, fue publicada el 21 de julio de 2014 mediante la Resolución Exenta N° 321 y modificada el 20 de enero de 2016 por Resolución Exenta N°37 y posteriormente el 26 de abril de 2018 por Resolución Exenta N°299. Por lo anterior, actualmente se tiene disponible 4 años y medio de información estadística según lo estipulado (desde octubre de 2014 hasta diciembre de 2018 para el SEN-SING y desde julio de 2014 hasta diciembre de 2018 para el SEN-SIC).

Los artículos 9-2 y 9-3 definen las disposiciones transitorias a aplicar mientras no se cuente con al menos 5 años de información estadística:

Artículo 9-2

Los índices de Indisponibilidad programada y forzada de generación y de transmisión deberán ser calculados por la DP utilizando la información estadística ya reunida y la que se vaya reuniendo sobre cada instalación de generación y de transmisión.

El cumplimiento de los Valores Límite de los índices de indisponibilidad establecidos en los Artículo 5-59 y Artículo 5-60 será exigible a partir de las fechas en que cada instalación complete una estadística real de cinco años.

Artículo 9-3

El Estudio de Continuidad de Suministro deberá realizarse una vez que se cuente con un año de estadísticas para los índices FMIK y TTIK, de acuerdo a la metodología de cálculo indicada en el Artículo 5-62.

En el primer estudio que realice cada CDEC⁴ en virtud de lo dispuesto en el Artículo 6-27 se efectuará la determinación aproximada de los índices TTIK aceptables sobre la base de las estadísticas existentes. Este método aproximado se aplicará hasta disponer de una estadística real de 5 años por instalación.

Mientras no se realice el estudio antes mencionado, las indisponibilidades aceptables de generación y de transmisión son las siguientes:

⁴ CDEC: Centro de Despacho Económico de Carga

Sistema Interconectado del Norte Grande

| Subestación Troncal | Indisponibilidad de Generación [horas/año] | Indisponibilidad de Transmisión Troncal [horas/año] | Indisponibilidad de Transmisión Secundaria [horas/año] | Indisponibilidad Total [horas/año] |
|---------------------|--|---|--|------------------------------------|
| Tarapacá | 3,40 | 0,24 | 1,52 | 5,16 |
| Lagunas | 3,40 | 0,24 | 1,52 | 5,16 |
| Crucero | 3,40 | 0,24 | 0,00 | 3,64 |
| Encuentro | 3,40 | 0,24 | 0,00 | 3,64 |
| Atacama | 3,40 | 0,24 | 1,52 | 5,16 |

Sistema Interconectado Central

| Subestación Troncal | Indisponibilidad de Generación [horas/año] | Indisponibilidad de Transmisión Troncal [horas/año] | Indisponibilidad de Transmisión Secundaria [horas/año] | Indisponibilidad Total [horas/año] |
|---------------------|--|---|--|------------------------------------|
| Diego de Almagro | 1,90 | 1,63 | 7,50 | 11,03 |
| Carrera Pinto | 1,90 | 1,63 | 7,50 | 11,03 |
| Cardones | 1,90 | 1,63 | 7,20 | 10,73 |
| Maitencillo | 1,90 | 1,63 | 5,50 | 9,03 |
| Punta Colorada | 1,90 | 1,63 | 5,62 | 9,15 |
| Pan de Azúcar | 1,90 | 1,63 | 5,62 | 9,15 |
| Los Vilos | 1,90 | 1,63 | 5,62 | 9,15 |
| Nogales | 1,90 | 1,63 | 5,62 | 9,15 |
| Quillota | 1,90 | 1,63 | 3,82 | 7,35 |
| Polpaico | 1,90 | 1,63 | 3,56 | 7,09 |
| Lampa | 1,90 | 1,63 | 3,56 | 7,09 |
| Cerro Navía (*) | 1,90 | 1,63 | 0,10 | 3,63 |
| Alto Jahuel (*) | 1,90 | 1,63 | 0,10 | 3,63 |
| Chena (*) | 1,90 | 1,63 | 0,10 | 3,63 |
| Cerro Navía | 1,90 | 1,63 | 3,56 | 7,09 |
| Alto Jahuel | 1,90 | 1,63 | 6,37 | 9,90 |
| Chena | 1,90 | 1,63 | 3,56 | 7,09 |
| Candelaria | 1,90 | 1,63 | 4,97 | 8,50 |
| Colbún | 1,90 | 1,63 | 4,97 | 8,50 |
| Melipilla | 1,90 | 1,63 | 3,56 | 7,09 |
| Rapel | 1,90 | 1,63 | 3,56 | 7,09 |
| Itahue | 1,90 | 1,63 | 3,62 | 7,15 |
| Ancoa | 1,90 | 1,63 | 4,97 | 8,50 |
| Charrúa | 1,90 | 1,63 | 4,89 | 8,42 |
| Lagunillas | 1,90 | 1,63 | 8,92 | 12,45 |
| Hualpén | 1,90 | 1,63 | 8,92 | 12,45 |
| Temuco | 1,90 | 1,63 | 5,39 | 8,92 |
| Cinuelos | 1,90 | 1,63 | 7,71 | 11,24 |
| Valdivia | 1,90 | 1,63 | 7,71 | 11,24 |
| Rahue | 1,90 | 1,63 | 8,09 | 11,62 |
| Puerto Montt | 1,90 | 1,63 | 8,09 | 11,62 |

(*) Se refiere a la indisponibilidad en puntos de retro alimentados desde las líneas de transmisión que se muestran en el siguiente cuadro.

| Líneas de Transmisión |
|--|
| Cerro Navia – San Cristóbal 110 [kV] |
| San Cristóbal – Los Almendros 110 [kV] |
| Los Almendros – Florida 110 [kV] |
| Florida - Alto Jahuel 110 [kV] |
| Buín - Lo Espejo 110 [kV] |
| Lo Espejo – Ochagavía 110 [kV] |
| Ochagavía – Florida 110 [kV] |
| Chena - Cerro Navia 110 [kV] |

Para dar cumplimiento a los requerimientos de la NTSyCS, durante el año 2015, el CDECSIC⁵ en conjunto con el CDEC-SING⁶ realizaron un proceso de licitación internacional, en el cual fueron invitadas empresas consultoras nacionales e internacionales con experiencia en la materia. Al finalizar este proceso, se adjudicó a la empresa Estudio Energéticos Consultores la elaboración de un estudio [3] que fue finalizado en septiembre de 2016.

En diciembre de 2016, la DP del CDECSIC publicó el Informe Definitivo Estudio de Continuidad de Suministro 2015 del SIC [2] donde se presentan los principales resultados y conclusiones del estudio de continuidad de suministro 2015, las metodologías utilizadas, las recomendaciones correspondientes y el informe realizado por el consultor. Por su parte, el Coordinador Eléctrico Nacional⁷ publicó el Informe Definitivo Estudio de Continuidad de Suministro 2015 del SING [3] en marzo de 2017. En diciembre de 2017, el Coordinador publicó el Informe Definitivo Estudio de Continuidad de Suministro 2016 del SEN, que consideraba la información estadística disponible entre julio de 2014 y diciembre de 2016. Finalmente, en diciembre de 2018, el Coordinador publicó el Informe Definitivo Estudio de Continuidad de Suministro 2018 del SEN, que consideraba la información estadística disponible entre julio de 2014 y diciembre de 2017.

En el presente informe se presenta el desarrollo del Estudio de Continuidad de Suministro del SEN realizado por el Coordinador Eléctrico Nacional, que considera la información estadística disponible entre julio de 2014 y diciembre de 2018.

⁵ CDECSIC: Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central

⁶ CDEC-SING: Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande

⁷ A partir del 1 de enero de 2017, CDECSIC y CDEC-SING se integraron y pasaron a formar el Coordinador Eléctrico Nacional que es un organismo técnico e independiente, encargado de la coordinación de la operación del conjunto de instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional que operen interconectadas entre sí.

II. METODOLOGÍA

Para el desarrollo del estudio se aplicaron diferentes metodologías para cada uno de los siguientes pasos: recolección de datos, cálculo de indicadores de calidad de suministro, presentación de indicadores en sistema de información georreferenciado, análisis descriptivo, análisis de conglomerados, homologación de información histórica a base de datos actual, determinación de índices de continuidad aceptables, determinación de índices TTIK aceptables en barras del Sistema de Transmisión Nacional y análisis índices de indisponibilidad Gx-Tx. A continuación se detalla cada una de las metodologías utilizadas:

2.1 Recolección de datos

La información a utilizar corresponde a las interrupciones de suministro en los puntos de control de cliente y las asociadas a las indisponibilidades de generación y transmisión según establecido en los artículos 6-14, 6-15, 6-16 y 6-17 de la NTSyCS.

Artículo 6-14

El Coordinador deberá emitir el Informe Mensual al que se refiere el Anexo Técnico “Informe Calidad de Suministro y Calidad de Producto”.

Artículo 6-15

Los Coordinados deberán mantener los registros detallados de las mediciones de cantidad, duración y profundidad de las interrupciones, con el fin de informarlos de acuerdo a lo indicado en los Anexos Técnicos “Informes de Falla de Coordinados” e “Informe de Calidad de Suministro y Calidad de Producto”.

Artículo 6-16

El Coordinador deberá elaborar el Informe Mensual a que se refiere el Artículo 6-14 y publicarlo en su página web, de conformidad con lo dispuesto en el Anexo Técnico “Informes de Calidad de Suministro y Calidad de Producto”.

Artículo 6-17

Para la elaboración del Informe Mensual a que se refiere el Artículo 6-14, el Coordinador podrá solicitar a los Coordinados justificadamente la información adicional que requiera, en los plazos y formatos que éste establezca.

Mediante la información entregada por los clientes se generó una base de datos con las interrupciones de suministro en los puntos de control para el periodo octubre 2014 – diciembre 2018 para el SEN-SING y julio 2014 – diciembre 2018 para el SEN-SIC.

La información de interrupciones de suministro del SIC, desde julio de 2014 hasta julio de 2015, fue solicitada a los clientes mediante las cartas DP Nos 303/2015, 500/2015 y 676/2015.

Posteriormente, mediante carta DP N°601/2016 fue solicitada la información desde agosto de 2015 hasta mayo de 2016.

Finalmente, desde junio de 2016 hasta la fecha, la información de interrupciones de suministro del SEN-SIC es cargada mensualmente en la plataforma GESCAL⁸ del Coordinador Eléctrico Nacional.

En relación a la información de interrupciones de suministro del SEN-SING, se consideró la información disponible desde octubre de 2014 hasta septiembre de 2015 utilizada para el estudio de continuidad 2015, la que se complementó con el registro de desconexiones de consumos desde octubre de 2015 hasta marzo de 2017 de acuerdo al procedimiento utilizado en CDEC-SING. La información de las interrupciones de suministro del SEN-SING correspondientes al periodo abril- septiembre 2017 se solicitaron a través de la carta DE N°4424-17.

A partir de septiembre de 2017 hasta la fecha, la información de interrupciones de suministro del SEN-SING se integró a la plataforma GESCAL donde es cargada mensualmente, lo anterior de acuerdo con lo señalado en la carta DE N°03581-2017, donde además se solicitó la confirmación y/o ratificación de los puntos de control de los clientes.

Para los eventos que no fueron informados por las empresas en el proceso de calidad de suministro y que cuentan con información en los Estudios de Análisis de Falla, estos se incorporaron a la base de datos considerando la desconexión total del punto de control para efectos de estimar los índices de continuidad.

2.2 Cálculo de indicadores de calidad de suministro

El artículo 6-18 de la NTSyCS establece el cálculo de los indicadores para evaluar la calidad de suministro:

Artículo 6-18

⁸ Plataforma web del Coordinador Eléctrico Nacional para la gestión de calidad de producto y suministro

Con los Informes de los Clientes indicados en el Artículo 6-17, el Coordinador determinará para cada Punto de Control de Clientes, los índices FMIK y TTIK del último mes, determinados en la forma indicada en el Anexo Técnico “Informe de Calidad de Suministro y Calidad de Producto”.

El Coordinador determinará valores acumulados de los 12 últimos meses para cada Punto de Control de Clientes, según lo establecido en el Artículo 6-26.

Asimismo, con los Informes indicados en el Artículo 6-14, el Coordinador consolidará la información mensual entregada por cada Coordinado que explote instalaciones de generación o de transmisión y determinará valores acumulados de Indisponibilidad para cada instalación y para cada tipo de instalación de acuerdo a lo establecido en el Artículo 5-58.

Por otra parte, el cálculo de los indicadores para evaluar la calidad de suministro se encuentra estipulado en el artículo 5-62 de la NTSyCS:

Artículo 5-62

Las interrupciones deberán ser medidas por los Índices de Continuidad FMIK y TTIK resultantes de la operación real registrada, definidos como:

$$FMIK = \sum_{i=1}^n \frac{kWfs_i}{kWtot_i}$$

$$TTIK = \sum_{i=1}^n \frac{kWfs_i \cdot Tfs_i}{kWtot_i}$$

Donde,

- $kWfs_i$: Potencia activa interrumpida en el Punto de Control, en [kW]. Corresponde a la diferencia entre la potencia activa previa al inicio de la interrupción “i” y la potencia registrada durante la interrupción “i”.
- $kWtot_i$: Demanda del Cliente en el Punto de Control, en [kW], previa a la interrupción “i”.
- Tfs_i : Tiempo de duración de cada interrupción, medido desde el inicio de la interrupción “i” hasta el instante en que el Coordinador autoriza la normalización del suministro.
- n : Número de interrupciones en el período.

Estos índices serán determinados por el Coordinador en forma desglosada de acuerdo a lo siguiente:

a) según la duración de la interrupción, identificando interrupciones de más de tres minutos de duración, e interrupciones de duración menor o igual a tres minutos.

b) según el origen de la falla inicial que ocasionó la interrupción, identificando si éste corresponde a instalaciones de generación, transmisión nacional, zonal, para polos de desarrollo, dedicado u otro.

c) identificando cuando la interrupción responde a la actuación de los EDAC y Sistemas de Protección Multiárea en los que participa el consumo afectado.

El cálculo de los indicadores para evaluar la calidad de suministro de instalaciones de generación y transmisión se encuentra estipulado en los artículos 5-59 y 5-60 de la NTSyCS:

Artículo 5-59

Los Índices de Disponibilidad Programada y Forzada de generación calculados de acuerdo a lo establecido en el Anexo Técnico “Informe Calidad de Suministro y Calidad de Producto”, no deberán superar los valores límite que se indican a continuación, según el tipo de central:

| Tipo de Central | HPROg | HFORg | FFORg |
|-------------------------------------|-------|-------|-------|
| Hidráulica Embalse (por unidad) | 400 | 100 | 8 |
| Hidráulica Pasada (por unidad) | 300 | 50 | 4 |
| Térmica Vapor (por unidad) | 750 | 200 | 12 |
| Térmica Ciclo Combinado (por ciclo) | 500 | 200 | 12 |
| Turbina Gas (por unidad) | 300 | 50 | 4 |
| Motores Diésel (por unidad) | 300 | 100 | 8 |
| Parque de Motores Diésel | 20 | 10 | 4 |
| Parques Eólicos y Fotovoltaicos | 20 | 10 | 4 |

- *HPROg: Límite de horas de desconexión promedio anual de generación por concepto de Disponibilidad Programada, con una ventana móvil de 60 meses.*
- *HFORg: Límite de horas de desconexión promedio anual de generación por concepto de Disponibilidad Forzada, con una ventana móvil de 60 meses.*
- *FFORg: Límite de frecuencia de desconexiones promedio anual de generación por concepto de Disponibilidad Forzada, con una ventana móvil de 60 meses.*

Artículo 5-60

Los índices de Disponibilidad Programada y Forzada determinados en instalaciones de transmisión para circuitos de líneas de hasta 300 [km] de longitud, transformadores, equipos

serie y compensación calculados de acuerdo a lo establecido en el Anexo Técnico “Informe Calidad de Suministro y Calidad de Producto”, no deberán superar los valores límite que se indican a continuación:

| Nivel de Tensión | HPROt | HFORT | FFORT |
|---|-------|-------|-------|
| Mayor o igual que 500 [kV] | 20 | 5 | 2 |
| Mayor o igual que 220 [kV] y menor que 500 [kV] | 20 | 10 | 3 |
| Mayor o igual que 100 [kV] y menor que 220 [kV] | 20 | 15 | 4 |
| Mayor o igual que 44 [kV] y menor que 100 [kV] | 15 | 30 | 5 |
| Transformadores, equipos serie y compensación | 30 | 45 | 1 |

- *HPROt: Límite de horas de desconexión promedio anual de transmisión por concepto de Indisponibilidad Programada, con una ventana móvil de 60 meses. En caso de líneas, el valor corresponde por cada 100 [km] de circuito de línea.*
- *HFORT: Límite de horas de desconexión promedio anual de transmisión por concepto de Indisponibilidad Forzada, con una ventana móvil de 60 meses. En caso de líneas, el valor corresponde por cada 100 [km] de circuito de línea.*
- *FFORT: Límite de frecuencia de desconexiones promedio anual de transmisión por concepto de Indisponibilidad Forzada, con una ventana móvil de 60 meses. En caso de líneas, el valor corresponde por cada 100 [km] de circuito de línea.*

Para circuitos de líneas de longitud inferior a 100 [km] se considerará como valor límite un valor fijo de desconexiones como si fuera ésta un circuito de línea de 100 [km].

Para circuitos de líneas de longitud superior a 300 [km] los valores límite se determinarán considerando para los primeros 300 [km], los valores por cada 100 [km] señalados en la tabla anterior, y para la longitud en exceso de 300 [km] un 65% de los valores de dicha tabla por cada 100 [km] adicionales.

Para efectos del cálculo de índice HPROt no deberán ser considerados lo eventos de Origen Externo según lo defina el AT “Informe de Calidad de Servicio y Calidad de Producto”, ni los trabajos que se programen a raíz de adecuaciones para cumplir con nuevas exigencias normativas de conformidad a lo que determine el Coordinador, siempre que dichos trabajos hayan sido previamente programados y aprobados por éste.

Los índices de continuidad utilizados para el desarrollo del estudio se presentan en el Anexo 1.

2.3 Análisis evolución anual y causas de las variaciones

Utilizando el software R⁹ se realiza un análisis descriptivo de la estadística del periodo enero 2015 – diciembre 2018. Lo anterior permite visualizar las variaciones de los índices de continuidad y las diferencias entre las diferentes zonas eléctricas.

Para visualizar las diferencias entre los índices de continuidad acumulados anualmente para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en los puntos de control del SEN, utilizando el software QGIS¹⁰ se muestran en el mapa vectorial “División regional: polígonos de las regiones de Chile” obtenido del sitio web de la Biblioteca del Congreso Nacional de Chile (BCN). Para lograr una mejor representación de las diferencias entre los indicadores se realiza una interpolación de los puntos de control y se ajusta la capa al mapa de Chile obteniendo las intensidades de los indicadores mediante una banda de colores entre verde y rojo (menores y mayores valores respectivamente).

2.4 Análisis de conglomerados

Utilizando el software R se realiza un análisis de conglomerados de los índices de continuidad acumulados entre 2015 y 2018. Esto permite definir un criterio de agrupamiento de puntos de control para aplicar un factor que permita homologar la información histórica a la actual según lo indicado posteriormente en 2.5.

El agrupamiento se realiza para el SEN utilizando los índices FMIK, TTIK y ENS acumulados para los puntos de control que tienen estadística disponible. Estos valores se normalizan para que los indicadores sean comparables entre ellos y luego se calcula la distancia euclidiana entre cada punto. El método de clustering utilizado corresponde a k-means.

⁹ R es un entorno de programación libre para realizar análisis y gráficos estadísticos licenciado bajo GNU - General Public License (ver <https://www.r-project.org/>). En el presente estudio se utilizó la versión 3.5.3

¹⁰ QGIS es un Sistema de Información Geográfica (SIG) de Código Abierto licenciado bajo GNU - General Public License (ver <http://www.qgis.org/es/site/>). La versión utilizada en el presente estudio corresponde a la 3.8.1

2.5 Homologación de información histórica

Al ser el cuarto año de ejecución del estudio de continuidad de suministro según la nueva versión de la NTSyCS, y considerando que se cuenta con cuatro años y medio de estadísticas de los índices de continuidad FMIK y TTIK, desde julio de 2014 hasta diciembre de 2018 para el SEN-SIC y desde octubre de 2014 hasta diciembre de 2018 para el SEN-SING, los análisis realizados para determinar los índices de continuidad aceptables corresponden a una aproximación que complementa la estadística existente con la información histórica desde enero de 2007 hasta junio de 2014 para el SEN-SIC y desde enero de 2007 hasta septiembre de 2014 para el SEN-SING, disponible de acuerdo a los requerimientos establecidos en el Oficio SEC 2853, que con fecha 13 de mayo de 2003 establece procedimiento de información de eventos en el sistema eléctrico.

Es importante destacar que la información del Oficio SEC presenta para cada registro sólo los tiempos de interrupción de suministro por subestación (no por punto de control) y no registra la potencia interrumpida ni demanda previa asociada a la misma. Considerando lo anterior, para calcular los índices FMIK y TTIK se asume que todas las interrupciones son totales y se homologan a los puntos de control de cliente existentes en la subestación respectiva. Adicionalmente las interrupciones son catalogadas según el origen de la falla como Generación, Transmisión, Libre o Distribución y no se tiene la distinción entre Transmisión Nacional, Zonal y Dedicada o desconexiones por EDAC.

Para realizar la homologación de los índices de continuidad determinados a partir de los datos del Oficio SEC, con aquellos calculados a partir de julio de 2014, se siguió el siguiente procedimiento:

1. Para cada registro de la estadística del Oficio SEC se asocian tantos puntos de control de cliente como tenga la subestación respectiva, considerando las diferentes secciones de barras.
2. Se agruparon los Puntos de Control de Clientes en cluster.
3. Se determinan factores de intensidad (FI) promedios para cada cluster a partir de la estadística disponible julio 2014 – diciembre 2018.
4. Para corregir el efecto de considerar todos los registros como interrupciones totales, se ponderan los índices de continuidad determinados a partir de los datos del Oficio SEC por su respectivo factor de intensidad, obteniendo la homologación de los índices de continuidad según NTSyCS vigente.

Los Factores de Intensidad (FI) se requieren para lograr la homologación de los índices de continuidad IC calculados con los datos del Oficio SEC 2853 respecto a la NTSyCS vigente.

El FI de un cluster se define por la siguiente expresión:

$$FI_X = \frac{\sum_{i=1}^N \frac{kWf_{S_{k,i}}}{kW_{tot_{k,i}}}}{N}$$

Donde:

- FIX: Factor de Intensidad del cluster “X”.
- kWf_{S_{k,i}}: Potencia interrumpida por el evento “i” en los Puntos de Control “k” que pertenecen al cluster “X” en el periodo julio 2014 a diciembre 2018.
- kW_{tot_{k,i}}: Potencia previa al evento “i” en los Puntos de Control “k” que pertenecen al cluster “X” en el periodo julio 2014 a diciembre 2018.
- N: Número de eventos de desconexión de consumos por cada punto de control que pertenece al cluster “X” en el periodo julio 2014 a diciembre 2018.

El detalle de la información utilizada para el desarrollo del estudio y el cálculo de los índices de continuidad por punto de control se puede encontrar en el archivo “BD2018-ECS_pre.xlsx”.

2.6 Determinación de índices de continuidad aceptables

La metodología para determinar los índices de continuidad aceptables se describe a continuación:

- Se divide el sistema en grupos de puntos de control de acuerdo a la zona eléctrica a la que pertenecen. Se utilizan los siguientes grupos:

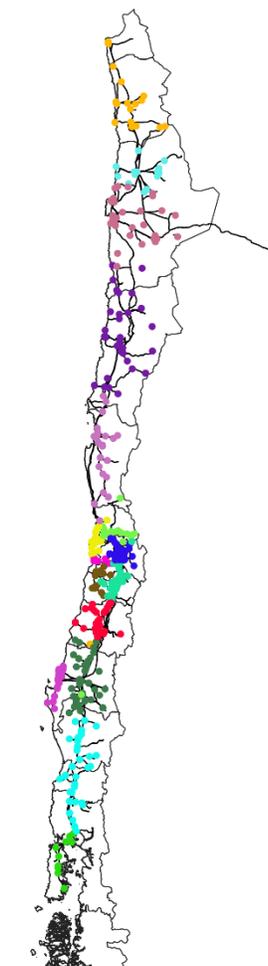
|  | ZONA | N° DE PUNTOS DE CONTROL | DESCRIPCIÓN DE UBICACIÓN DE PUNTOS DE CONTROL |
|--|------------------|-------------------------|---|
| | 01 Iquique | 24 | Puntos de Control ubicados al norte de la S/E Crucero |
| | 02 Tocopilla | 25 | Entre S/E Crucero y la S/E Encuentro, incluyendo Tocopilla y Chuquicamata |
| | 03 Antofagasta | 47 | Puntos de Control ubicados al sur de la S/E Encuentro hasta la S/E Los Changos |
| | 04 Copiapó | 46 | Desde la S/E Paposo hasta la S/E Maitencillo |
| | 05 Coquimbo | 37 | Desde la S/E Algarrobo hasta la S/E Casas Viejas |
| | 06 Valparaíso | 47 | En la zona costera de la Región de Valparaíso, entre las SSEE Marbella, San Pedro y Algarrobo |
| | 07 Aconcagua | 31 | En la zona centro de la región de Valparaíso, entre las S/E San Pedro, Las Vegas y Aconcagua |
| | 08 Metropolitana | 180 | Puntos de Control ubicados dentro del anillo de 220 kV de la región Metropolitana, entre las SSEE Polpaico, Maitenes, Cerro Navia, Chena, Alto Jahuel y Los Almendros |
| | 09 Melipilla | 14 | Entre las SSEE San Sebastián, Melipilla y El Monte |
| | 10 Rapel | 15 | Desde la S/E Mandinga hasta la S/E Paniahue |
| | 11 Rancagua | 59 | Desde la S/E Buin hasta la S/E Quinta |
| | 12 Itahue | 59 | Desde la S/E Teno hasta la S/E Linares |
| | 13 Charrúa | 83 | Entre la SSEE Longaví, Charrúa y Collipulli |
| | 14 Concepción | 61 | En la zona costera de la región del Biobío, entre S/E Tomé hasta S/E Lebu |
| | 15 Araucanía | 87 | Desde la S/E Victoria hasta S/E Melipulli |
| | 16 Chiloé | 12 | Desde S/E Melipulli hasta S/E Quellón |

Figura 1 Cantidad de puntos de control por zonas del SEN

- Se propone utilizar límites que puedan ser cumplidos por al menos el 70% de los casos y, periódicamente, revisar estos estándares para adecuarlos (presumiblemente en disminución) a la evolución del desempeño (mejora) que muestren las estadísticas.
- Sobre la base de las estadísticas de los últimos 5 años, los valores límites FMIK y TTIK mencionados en el párrafo anterior se calculan mediante una expresión analítica

que representa la distribución de probabilidad Weibull de 3 parámetros, inferida por sus parámetros característicos y la proporción de registros “no nulos” en el total de puntos de control de clientes y años de la estadística.

- En última instancia, la eventual fijación de límites es potestad del ente regulador. De modo que lo aquí expuesto debe tomarse como un método para fijar los límites con un criterio objetivo y paramétrico, basado en la realidad técnica del sistema eléctrico.

El detalle de los cálculos se puede encontrar en las planillas “IC_Aceptables_SEN_2019_pre.xlsx”.

2.7 Determinación de índices TTIK aceptables en barras del Sistema de Transmisión Nacional

Para llevar los valores de los índices TTIK aceptables en los Puntos de Control a índices agregados a nivel de las Barras del Sistema de Transmisión Nacional a las que están vinculados, se utiliza la siguiente metodología:

- Asociar a cada barra del Sistema de Transmisión Nacional los puntos de control de acuerdo a los factores “ f_i ” del Decreto N°14-2013 que fija tarifas de sistemas de subtransmisión y de transmisión adicional ahora denominadas Transmisión Zonal y Transmisión Dedicada.
- Calcular para cada barra del Sistema de Transmisión Nacional el promedio ponderado de los índices TTIK aceptables por los MWh de consumo anual de los Puntos de Control asociados de acuerdo al punto anterior.
- Separar el TTIK aceptable en barra del Sistema de Transmisión Nacional según el origen (Generación, Otro, Transmisión Zonal, Transmisión Dedicada, Transmisión Nacional) considerando el porcentaje de los índices TTIK reales del año 2018 (en el año 2016, 2017 y 2018 se han realizado nuevas calificaciones de instalaciones, por lo anterior solo se utiliza la información del último año analizado).

El detalle de los cálculos se puede encontrar en la planilla “TTIK_Barra_STN_2019_pre.xlsx”.

2.8 Análisis de índices de indisponibilidad Gx-Tx

La información utilizada corresponde a los índices de indisponibilidad calculados al 31 de diciembre de 2018, los cuales se encuentran publicados en la página web del coordinador. Esta información se encuentra contenida en los siguientes archivos:

Tabla 6 Fuente de información de índices de indisponibilidad utilizados para el estudio

| Archivo | Descripción |
|----------------------------|--|
| IndispGen_201812.xlsx | Indisponibilidades de Generación del SEN al 31 de diciembre de 2018 |
| IndispLineas_1218-SEN.xlsx | Indisponibilidades de Líneas del SEN al 31 de diciembre de 2018 |
| IndispTransf_1218-SEN.xlsx | Indisponibilidades de Transformadores del SEN al 31 de diciembre de 2018 |
| IndispCCEE_1218-SEN.xlsx | Indisponibilidades de Equipos de Compensación del SEN al 31 de diciembre de 2018 |

Sobre la base los índices de continuidad calculados que tengan más de 5 años de historia, agrupados según la clasificación de la NTSyCS, se ajustan expresiones analíticas para los valores no nulos representadas por una distribución log-normal para los índices HPRO y HFOR y distribución exponencial para el FFOR.

En particular para las líneas de transmisión, los índices de indisponibilidad se normalizan todos a tramos de 100 km o menos de longitud para hacerlo comparables entre ellos.

Mediante la expresión analítica se pueden inferir los principales estadísticos y se puede obtener la probabilidad de excedencia de cada subgrupo respecto los límites establecidos en la NTSyCS.

El detalle de los análisis realizados para el SEN se encuentra en los archivos “IndispGen_201812+análisis_pre.xlsx”, “IndispLineas_1218-SEN+análisis_pre.xlsx”, “IndispTransf_1218-SEN+análisis_pre.xlsx” y “IndispCCEE_1218-SEN+análisis_pre.xlsx”. En el anexo 2 se encuentra un resumen de los análisis de Indisponibilidad de generación y transmisión.

A continuación se presenta la cantidad de instalaciones con una estadística mayor o igual a 5 años que fueron utilizadas para el análisis del SEN:

Tabla 7 Cantidad de instalaciones de generación por tecnología

| Tipo de Central | N° Instalaciones SEN |
|---------------------------------|----------------------|
| Hidráulica Embalse | 26 |
| Hidráulica Pasada | 114 |
| Térmica Vapor | 61 |
| Térmica Ciclo Combinado | 9 |
| Turbina Gas | 37 |
| Motores Diésel | 152 |
| Parque de Motores Diésel | 7 |
| Parques Eólicos y Fotovoltaicos | 29 |
| Total | 435 |

Tabla 8 Cantidad de instalaciones de transmisión por tipo

| Nivel de Tensión | N° Instalaciones SEN |
|---|----------------------|
| Mayor o igual que 500 kV | 6 |
| Mayor o igual que 220 kV y menor que 500 kV | 322 |
| Mayor o igual que 100 kV y menor que 220 kV | 517 |
| Mayor o igual que 44 kV y menor que 100 kV | 438 |
| Transformadores | 904 |
| Equipos serie y compensación | 275 |
| Total | 2462 |

2.9 Determinación de nuevos estándares de indisponibilidad Gx-Tx

Los nuevos límites normativos para estos índices deberían ser determinados según un criterio que tenga en cuenta tanto los límites hoy vigentes como la información aportada por los análisis estadísticos del SEN y el *benchmarking* internacional.

Para la indisponibilidad de generación se utiliza como referencia la estadística de la NERC (North American Electric Reliability Corporation). Para la indisponibilidad de transmisión, al no disponer de una estadística internacional se utilizan los estándares aplicados por ANEEL (*Agência Nacional de Energia Elétrica*) en su Resolución Normativa N°729 de 2016 para los descuentos por indisponibilidad de instalaciones de transmisión.

Para la determinación de los nuevos límites de cada uno de los indicadores, se define primero un rango de referencia para cada uno de ellos (valor inferior y superior). Este rango se define entre los valores actuales de la NTSyCS y el valor de referencia de la estadística de la NERC para Gx y el estándar de ANEEL para Tx. Comparando la estadística X25% del indicador en cuestión para el SEN, con este rango se determina el nuevo límite. El detalle de la metodología propuesta se presenta a continuación:

Metodología para establecer nuevo índice de indisponibilidad de generación:

- 1) En cada caso se toma como referencia el rango entre el valor límite actual y un valor tal que en la estadística NERC resulta excedido con una frecuencia relativa de 25% para HPROg, HFORg y FFORg.
- 2) Se compara el rango de referencia con un valor objetivo del índice tal que en las estadísticas del SEN resulta excedido 25% en frecuencia relativa.
- 3) Si el valor objetivo del SEN es menor que el rango de referencia, entonces se adopta como límite normativo para ese indicador el valor inferior del rango.
- 4) Si el valor objetivo del SEN excede el rango de referencia, entonces se adopta como límite normativo el valor superior del rango.
- 5) En cualquier condición diferente a 3) y 4) se adopta como límite normativo el valor objetivo del SEN restringido a variaciones de hasta un 25% del límite actual.

- 6) Los valores límites propuestos de HPROg y HFORg determinados según lo anterior se redondean en fracciones enteras de 10 horas y los de FFORg al entero superior más próximo.

El detalle de los cálculos se puede encontrar en la planilla “IndispGx_NERC_SEN_25%_ECS2019_pre.xlsx”.

Metodología para establecer nuevo índice de indisponibilidad de transmisión:

- 1) En cada caso se toma como referencia el rango entre el valor límite actual y el estándar utilizado por ANEEL.
- 2) Se compara el rango de referencia con un valor objetivo del índice tal que en las estadísticas del SEN resulta excedido 25% en frecuencia relativa.
- 3) Si el valor objetivo del SEN es menor que el rango de referencia, entonces se adopta como límite normativo para ese indicador el valor inferior del rango.
- 4) Si el valor objetivo del SEN excede el rango de referencia, entonces se adopta como límite normativo el valor superior del rango
- 5) Si el valor objetivo del SEN se mantiene dentro del rango establecido se adopta como límite normativo restringido a variaciones de hasta un 25% del límite actual.
- 6) Los valores límites propuestos de HPROt y HFORT determinados según lo anterior se redondean en fracciones enteras de 5 horas y los de FFORT al entero superior más próximo.

El detalle de los cálculos se encuentra en la planilla “IndispTx_ANEEL_SEN_25%_ECS2019_pre.xlsx”.

III. ANÁLISIS DE LA BASE DE DATOS

A continuación, se presentan los índices de continuidad FMIK y TTIK en el sistema georreferenciado y los resultados del análisis descriptivo y de conglomerados de la base de datos de interrupciones de suministro del periodo enero 2015 – diciembre 2018 de acuerdo a la información entregada por los clientes.

La información del año 2014 se encuentra incompleta ya que la estadística según la nueva NTSyCS comenzó a registrarse a partir de octubre para el SEN-SING y a partir de julio para el SEN-SIC, por lo anterior, no se considerará en el análisis.

3.1 Análisis descriptivo

A continuación se presenta el resumen estadístico para los índices de continuidad FMIK y TTIK y la ENS por cada año para el SEN.

Tabla 9 Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK y TTIK y ENS para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en el SEN

| INDICE | AÑO | MÍNIMO | 1er CUARTIL | MEDIANA | 3er CUARTIL | MÁXIMO | MEDIA | DESV ESTÁNDAR |
|----------------------------|------|--------|-------------|---------|-------------|---------|-------|---------------|
| FMIK [veces/año] | 2015 | 0.0 | 0.0 | 1.0 | 3.0 | 18.0 | 1.8 | 2.5 |
| | 2016 | 0.0 | 0.0 | 1.0 | 3.0 | 29.0 | 2.0 | 3.4 |
| | 2017 | 0.0 | 0.0 | 1.0 | 3.0 | 20.9 | 1.9 | 2.5 |
| | 2018 | 0.0 | 0.0 | 1.0 | 1.2 | 9.0 | 1.1 | 1.5 |
| TTIK [horas/año] | 2015 | 0.0 | 0.0 | 0.2 | 2.3 | 114.4 | 3.3 | 9.5 |
| | 2016 | 0.0 | 0.0 | 0.2 | 2.7 | 154.7 | 3.3 | 11.6 |
| | 2017 | 0.0 | 0.0 | 0.3 | 2.3 | 365.9 | 4.6 | 22.6 |
| | 2018 | 0.0 | 0.0 | 0.2 | 1.6 | 164.5 | 2.4 | 10.1 |
| ENS [MWh/año] | 2015 | 0.0 | 0.0 | 0.5 | 11.5 | 2770.0 | 20.4 | 108.8 |
| | 2016 | 0.0 | 0.0 | 0.7 | 13.2 | 2058.0 | 24.7 | 106.5 |
| | 2017 | 0.0 | 0.0 | 1.2 | 13.4 | 12845.9 | 66.8 | 707.0 |
| | 2018 | 0.0 | 0.0 | 0.5 | 9.5 | 2138.5 | 18.4 | 93.9 |

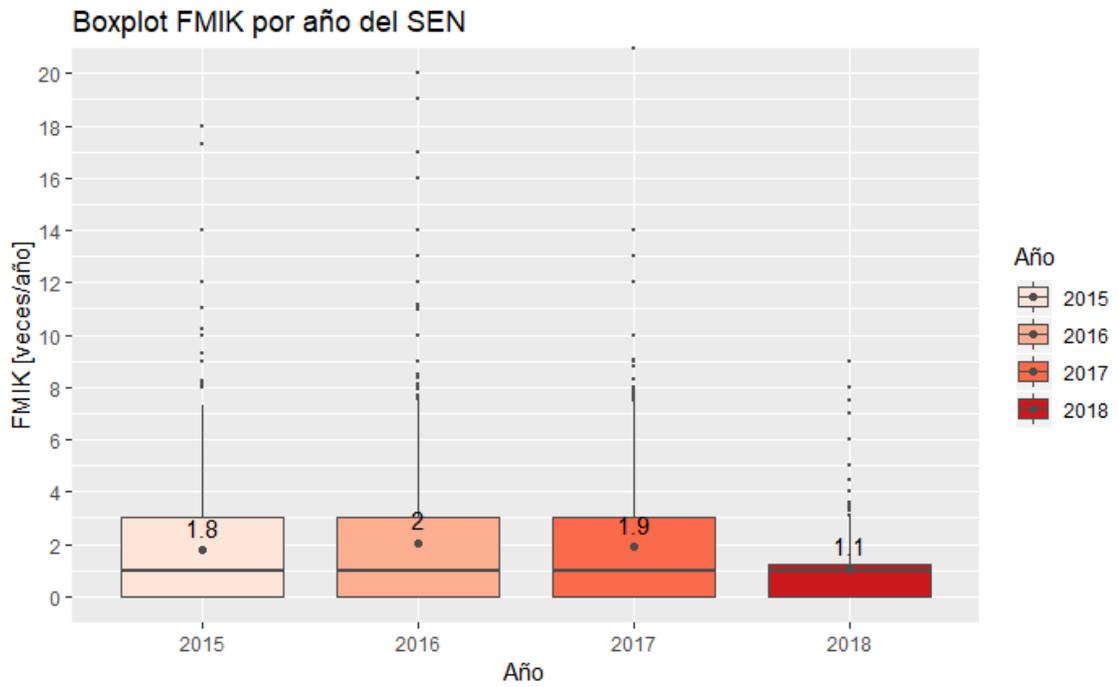


Figura 2 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad FMIK del Sistema Eléctrico Nacional

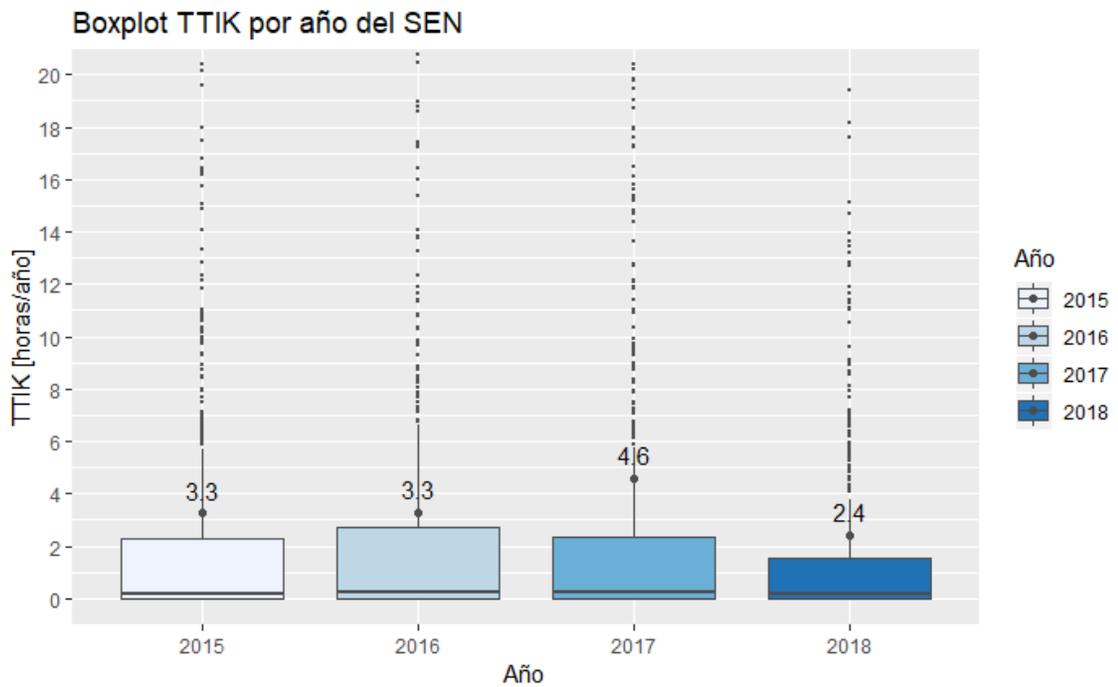


Figura 3 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad TTIK del Sistema Eléctrico Nacional

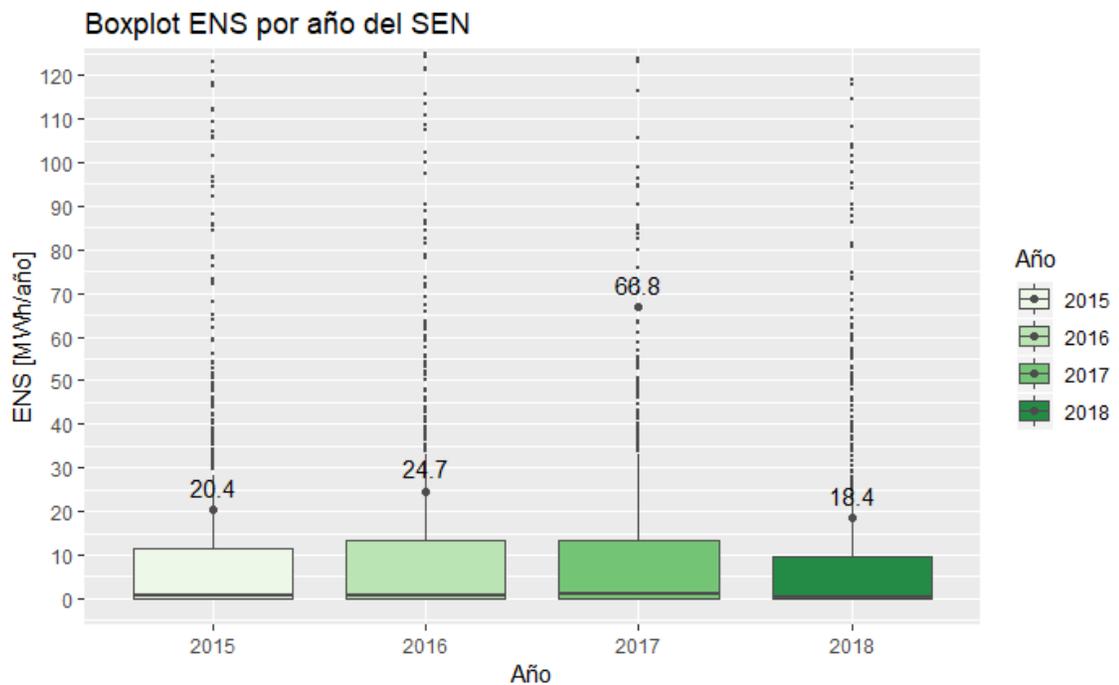


Figura 4 Gráfico BoxPlot de la ENS del Sistema Eléctrico Nacional

El FMIK promedio se mantuvo entre 1.8 veces/año y 2 veces/año durante 2015 y 2017 disminuyendo significativamente a 1.1 veces/año en 2018.

El TTIK promedio se mantuvo en 3.3 horas/año durante 2015 y 2016 incrementándose a 4.6 horas/año en 2017 y luego disminuyendo a 2.4 horas/año en 2018.

La ENS promedio presentó un aumento importante entre 2016 a 2017 pasando de 24.7 MWh/año a 66.8 MWh/año, bajando significativamente en 2018 a 18.4 MWh/año.

La información anterior muestra una estabilidad en los índices de desempeño a nivel sistémico y una mejora significativa en 2018 atribuible principalmente a la entrada de nuevas instalaciones y la interconexión de los sistemas SING y SIC.

La siguiente figura presenta una apertura por zona eléctrica para obtener un mayor detalle del comportamiento de estos indicadores.

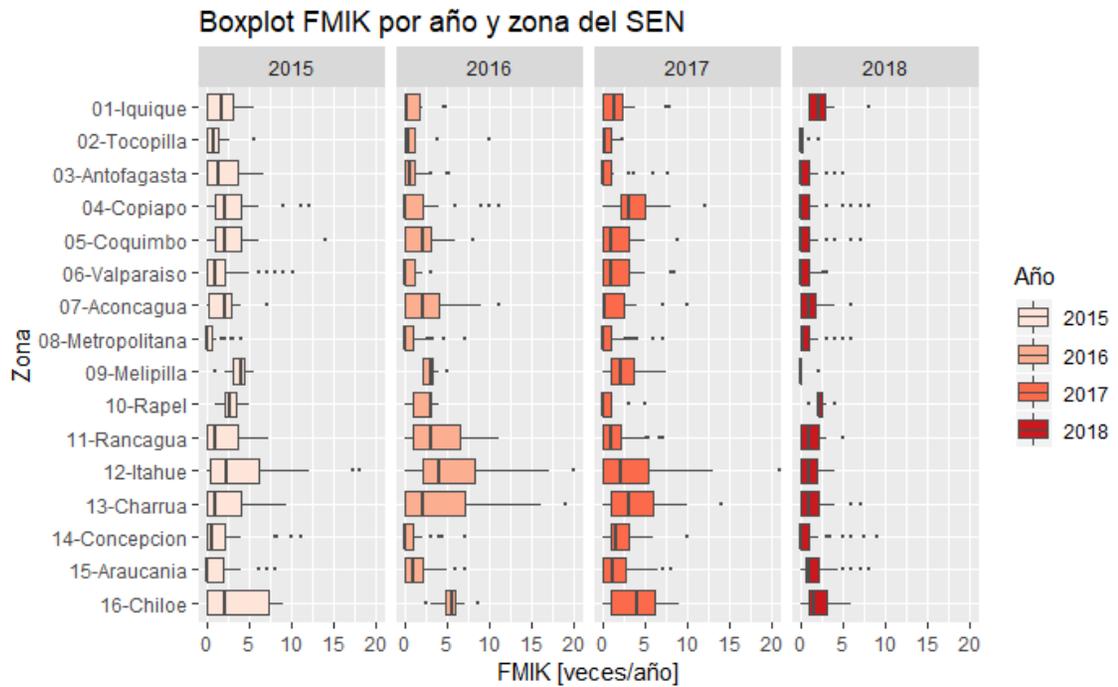


Figura 5 Gráfico BoxPlot de los índices FMIK separados por zona del Sistema Eléctrico Nacional

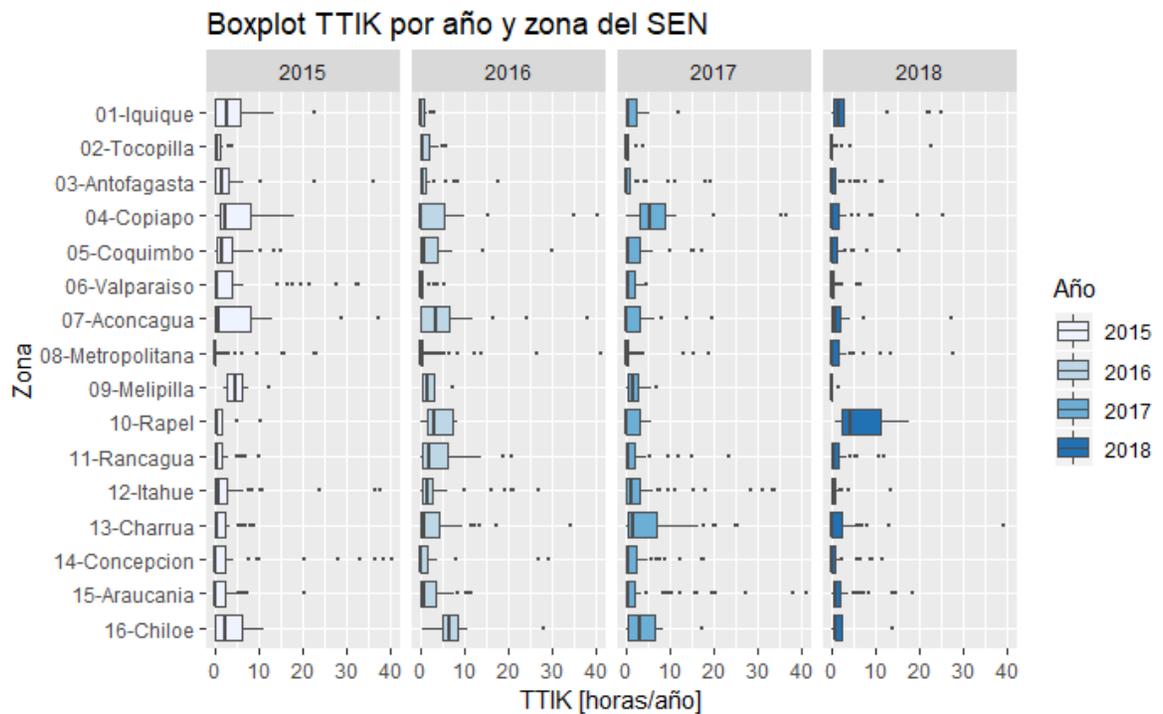


Figura 6 Gráfico BoxPlot de los índices TTIK separados por zona del Sistema Eléctrico Nacional

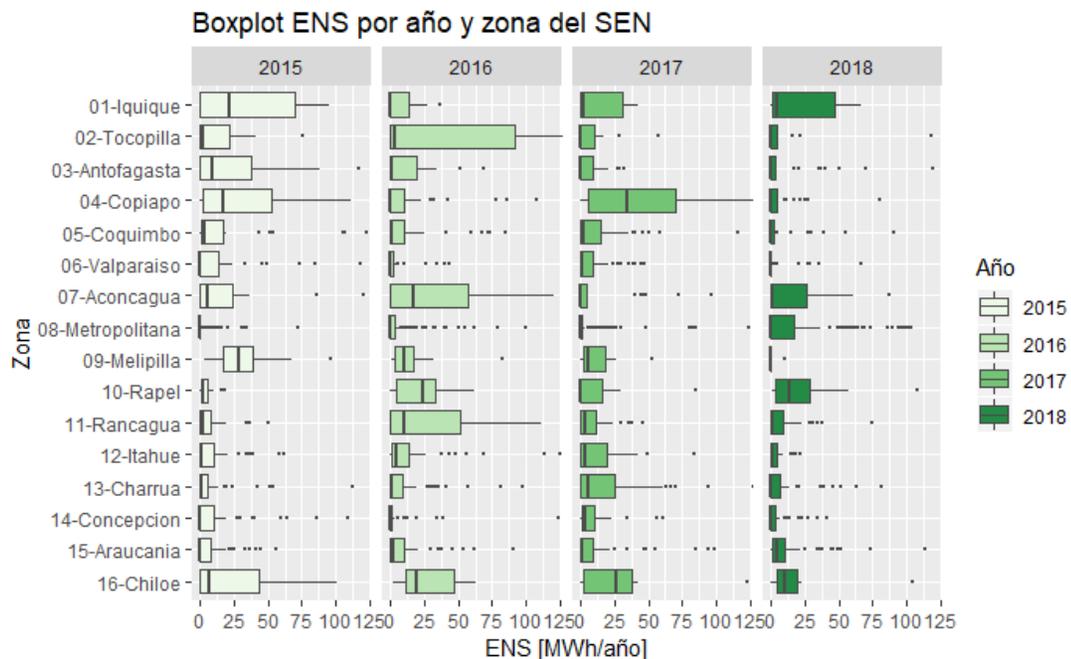


Figura 7 Gráfico BoxPlot de la ENS separados por zona del Sistema Eléctrico Nacional

Al separar los indicadores registrados por zona eléctrica se muestran las diferencias entre cada una de éstas. Se distingue que la Región Metropolitana mantiene las menores frecuencias de interrupciones con una baja dispersión de datos, esto debido al nivel de enmallamiento de los puntos de control. Por otra parte, Chiloé e Itahue que concentraban las mayores frecuencias de interrupción del sistema presentaron mejoras significativas en 2018. Lo mismo ocurre en las zonas de Aconcagua, Rancagua y Charrúa con una baja importante en el último año.

Entre 2016 y 2017 los índices TTIK presentaron aumentos significativos en las zonas de Rapel, Rancagua y Charrúa; sin embargo, estos disminuyeron en 2018 para todas las zonas con excepción de la zona de Rapel donde se presentó un aumento.

En los siguientes gráficos se presenta la distribución del porcentaje total de los indicadores desglosado según las causas de fallas y tipo de instalación fallada. Para la categorización de la causa de las fallas se utilizó la codificación de los Estudios de Análisis de Falla (EAF) y para el tipo de instalación fallada las clasificaciones de los artículos 5-59 y 5-60 de la NTSyCS.

FMIK total del SEN según causa

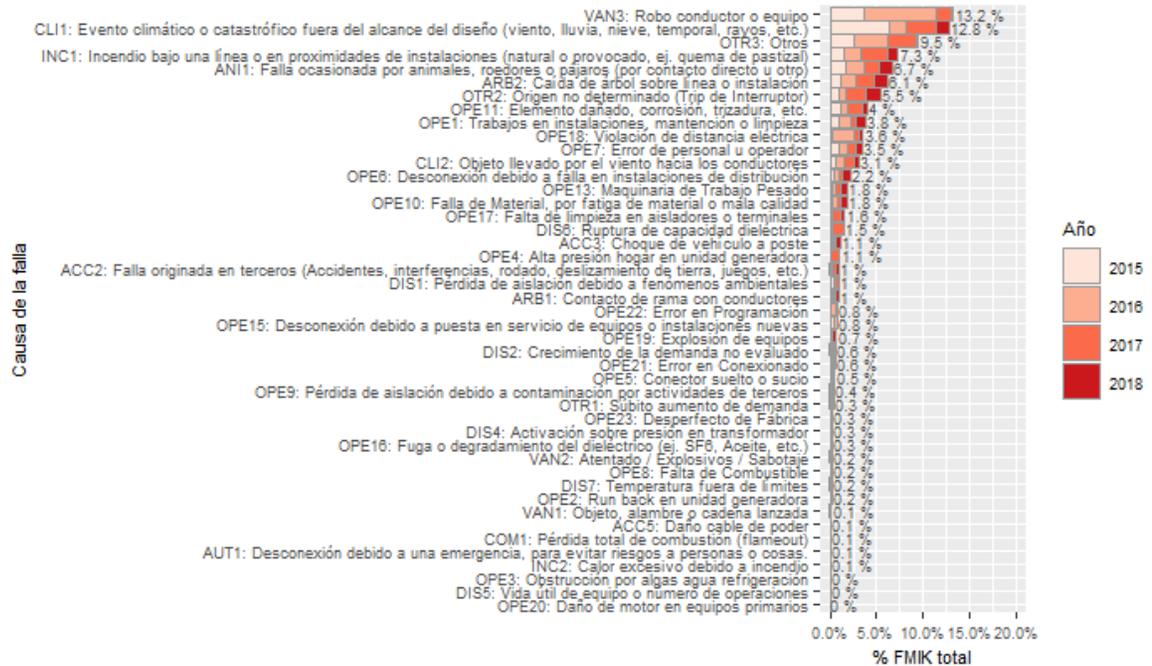


Figura 8 Porcentaje del total acumulado en el Sistema Eléctrico Nacional de los índices FMIK según causa de la falla

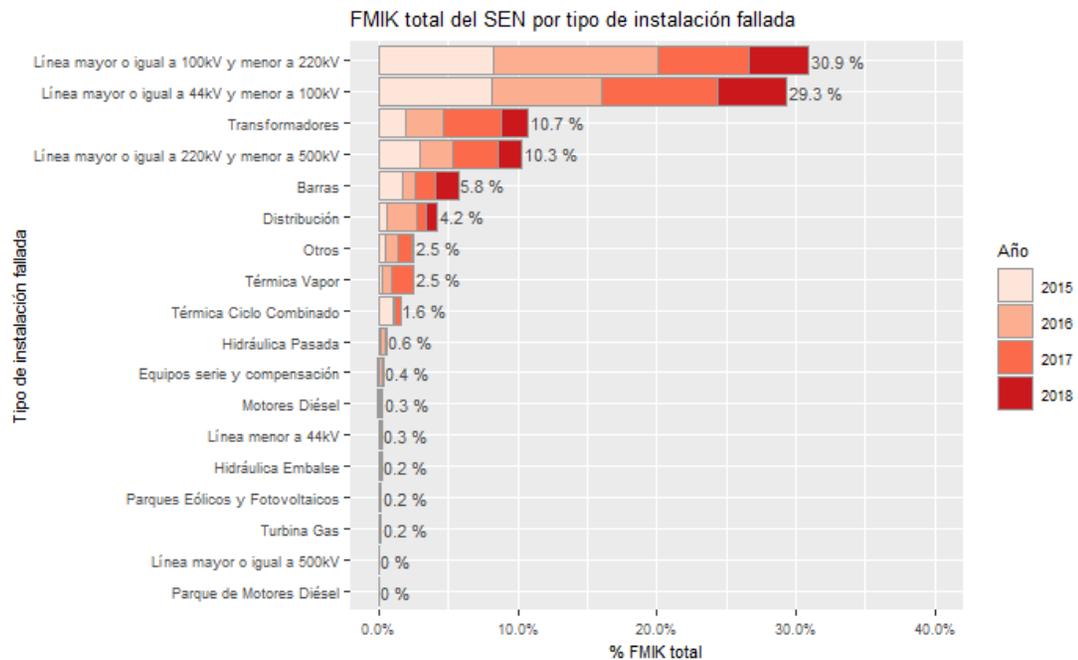


Figura 9 Porcentaje del total acumulado en el Sistema Eléctrico Nacional de los índices FMIK según el tipo de instalación fallada

TTIK total del SEN según causa

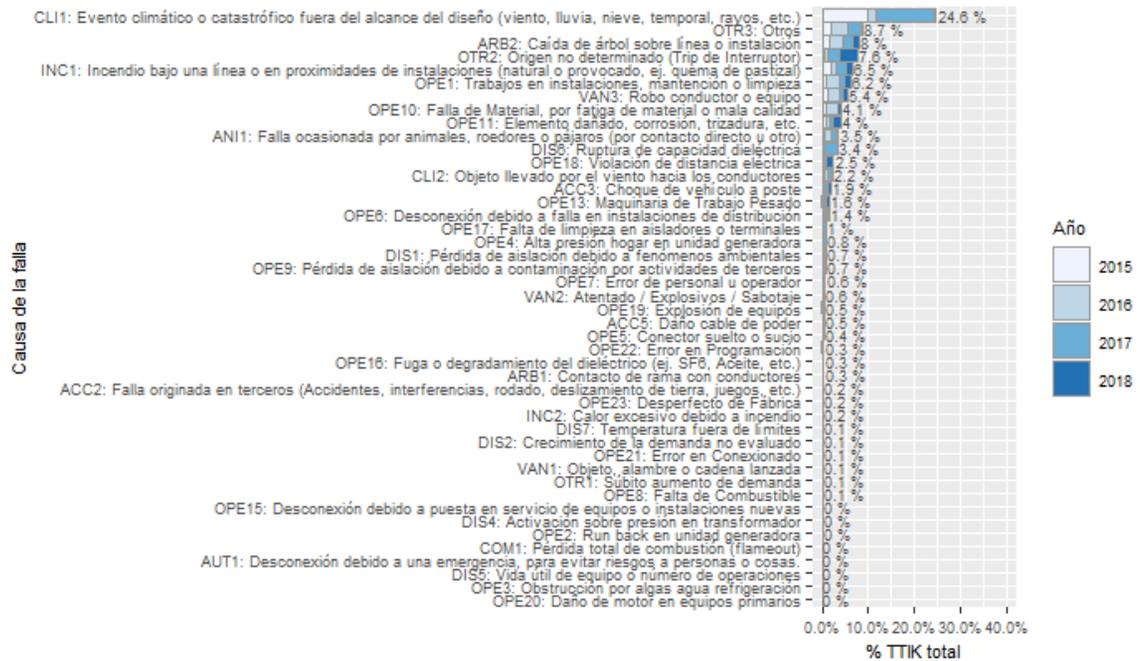


Figura 10 Porcentaje del total acumulado en el Sistema Eléctrico Nacional de los índices TTIK según causa de la falla

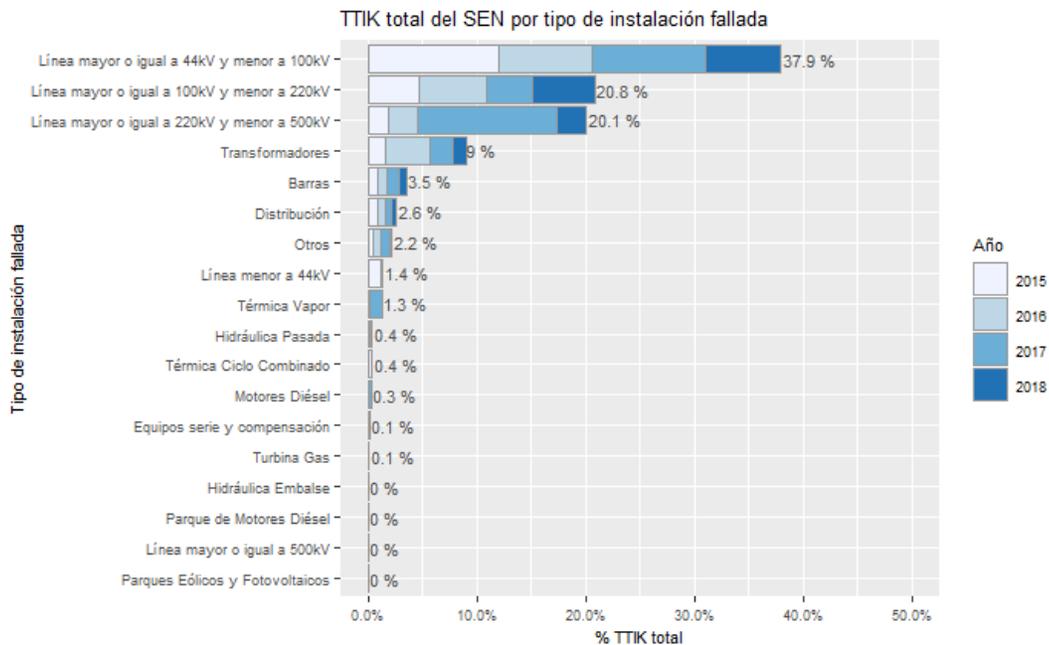


Figura 11 Porcentaje del total acumulado en el Sistema Eléctrico Nacional de los índices TTIK según el tipo de instalación fallada

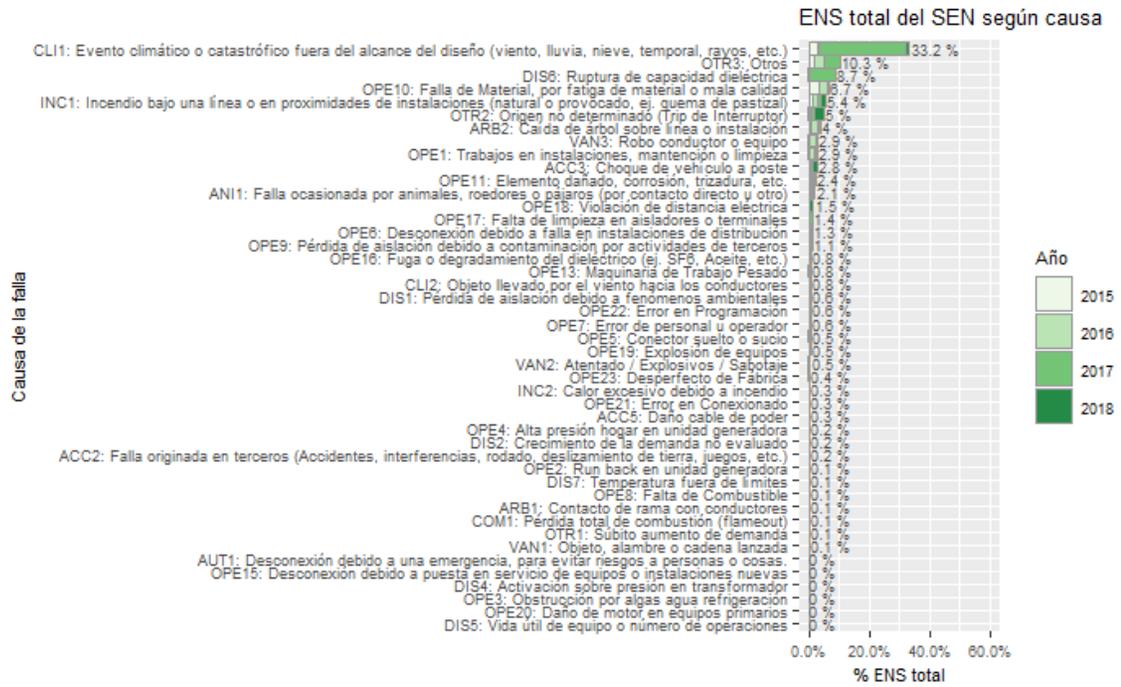


Figura 12 Porcentaje del total acumulado en el Sistema Eléctrico Nacional de la ENS según causa de la falla

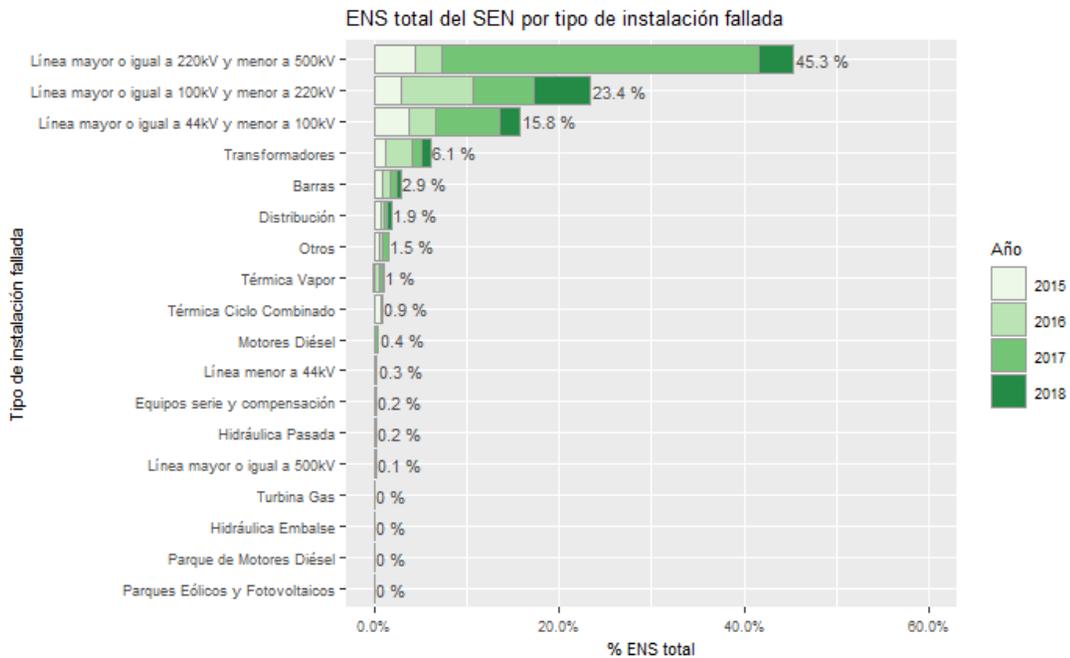


Figura 13 Porcentaje del total acumulado en el Sistema Eléctrico Nacional de la ENS según el tipo de instalación fallada

Las principales causas de fallas que afectaron el FMIK corresponden a robo de conductores o equipos (13%), eventos climáticos o catastróficos fuera del alcance de diseño (13%) y otras causas (10%). Las instalaciones falladas que más afectaron este indicador corresponden a líneas de 110 kV y 154 kV (31%), líneas de 44 kV y 66 kV (29%), le siguen transformadores y líneas de 220 kV con 11% y 10% respectivamente.

El TTIK es explicado principalmente por las siguientes causas: eventos climáticos o catastróficos fuera del alcance del diseño (25%), Otros (9%), Caída de árboles sobre líneas o instalaciones (8%) y orígenes no determinados (8%). Las instalaciones falladas que más incidieron en el TTIK corresponden a líneas de 44 kV y 66 kV (38%), líneas de 110 kV y 154 kV (21%), líneas de 220 kV (20%) y equipos de transformación (9%).

En la figura se presenta, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 la interpolación de los índices de continuidad FMIK y TTIK y la ENS en los puntos de control sobre el mapa de Chile, entre Arica y Chiloé, que corresponde a la cobertura del SEN. En color negro se pueden visualizar las líneas de transmisión y con la banda de colores de verde a rojo se marcan las zonas con menores y mayores índices de continuidad respectivamente.

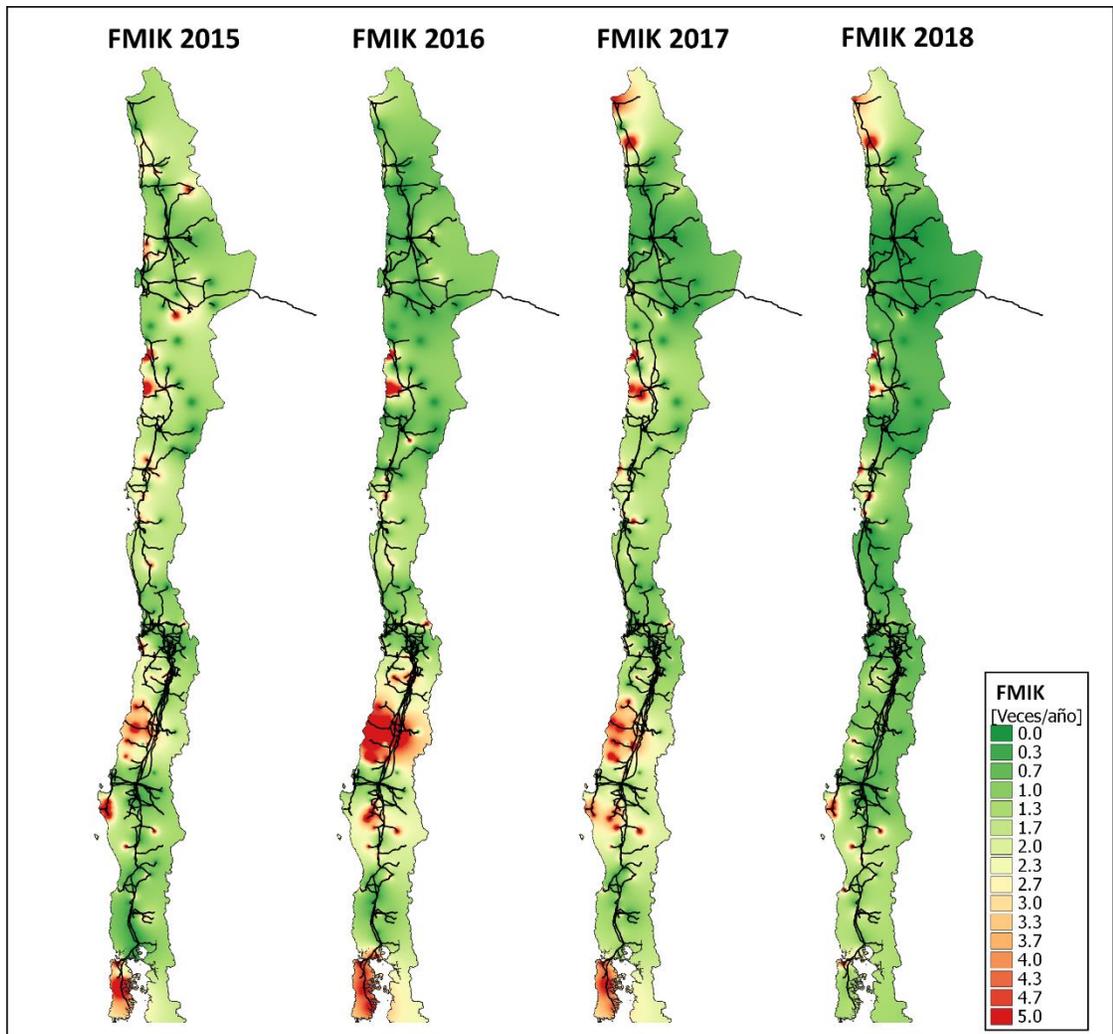


Figura 14 Índices de continuidad FMIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de Chile

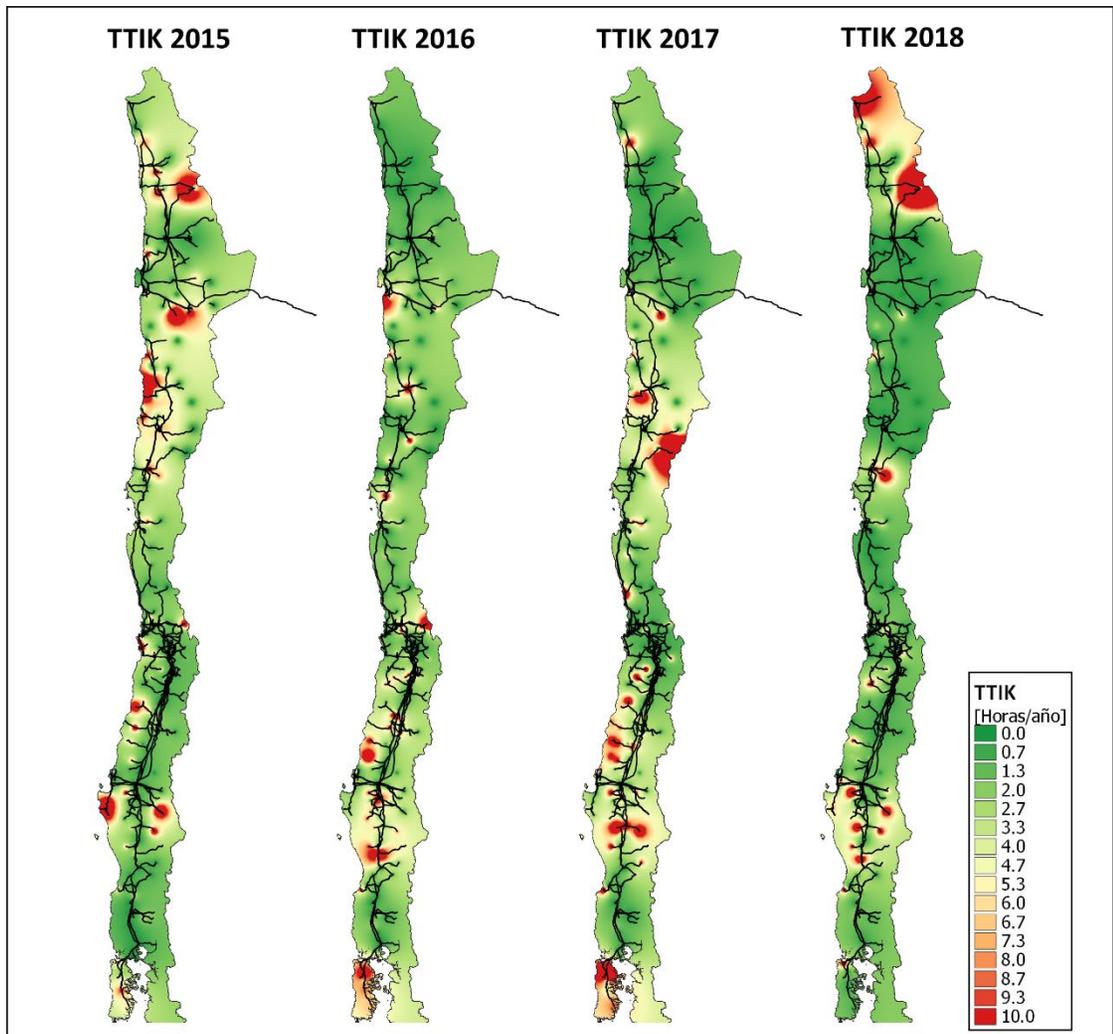


Figura 15 Índices de continuidad FMIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de Chile

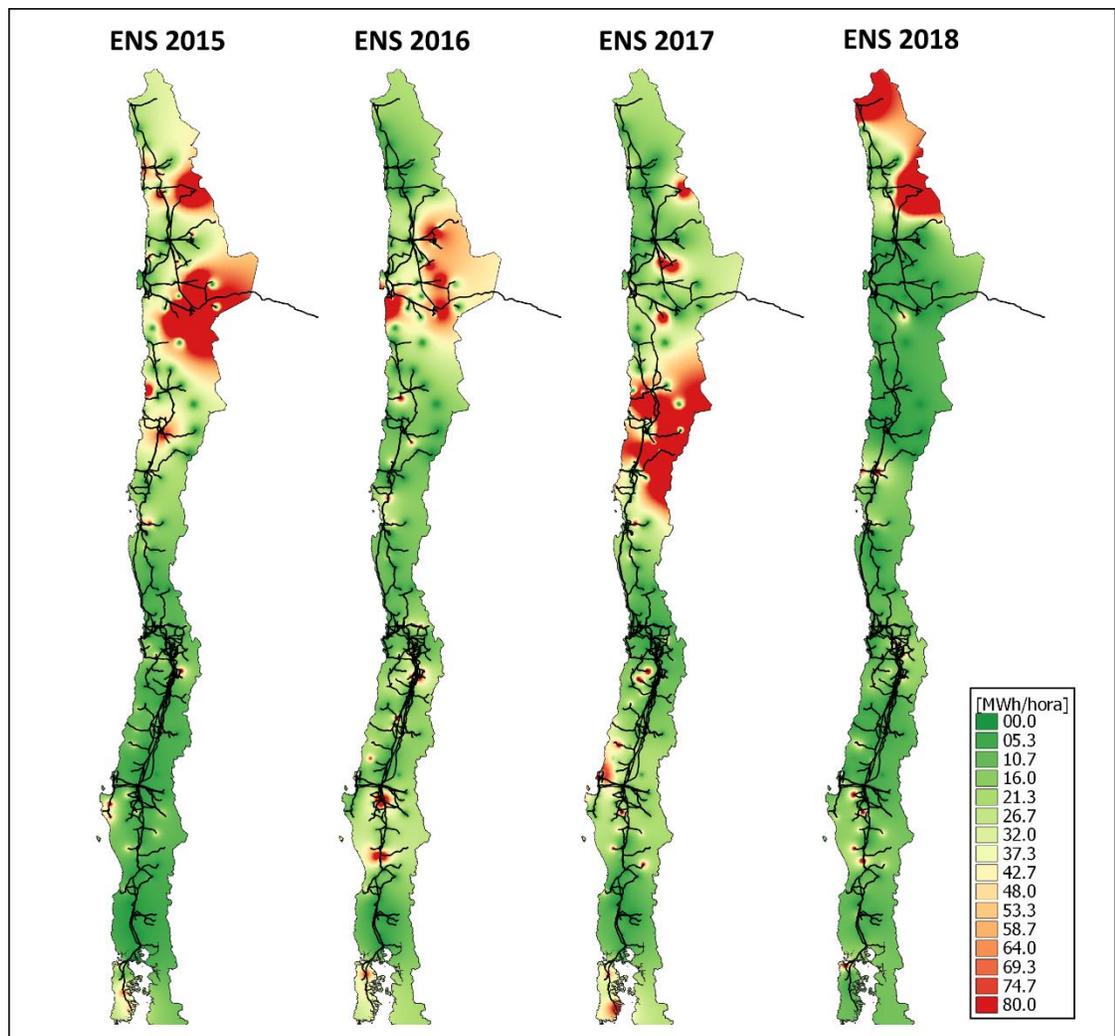


Figura 16 Energía no suministrada entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de Chile

En general, para el año 2015 toda la zona norte presenta una tendencia a valores de FMIK entre 2 y 2,5 veces/año (marcadas manchas amarillas), situación que mejora en 2016, 2017 y 2018, con valores entre 0,7 y 1,5 veces/año, excepto para los tramos sin redundancia de vínculo.

En la zona centro sur se presenta un aumento en la tendencia de los FMIK, pasando de valores entre 2 y 3 veces/año (verde claro y naranja) en 2015 hasta alcanzar valores de 5 veces/año o más (rojo) en 2016 y 2017, en algunas zonas como Itahue que ha sido afectada por el robo de conductores en reiteradas ocasiones. En 2018 se visualiza una mejora en términos generales.

La zona sur también ha tenido un aumento en los valores de FMIK pasando de una tendencia entre 1 y 2 veces/año (verde claro) en 2015 a valores entre 2 y 4 veces/año (amarillo y rojo) en

2016 y 2017. En la isla de Chiloé se observa una marcada tendencia a valores sobre 4 veces/año en 2016 y 2017 que se puede explicar al ser una zona con puntos de control sin redundancia de vínculo en transmisión. En 2018 se presentan mejoras ya que disminuyen las zonas rojas en la zona sur.

Respecto a los TTIK, para el año 2015 se observan tiempos excesivos de interrupciones de suministro en la zona de Taltal y Chañaral producto del temporal que azotó al norte grande en marzo de 2015 y también se ven tiempos excesivos en Quebrada Blanca, Nueva Victoria, Tamarugal y Caserones. El valor medio del TTIK del año 2017 registra un aumento en la zona de Copiapó producto de la falla de la línea de transmisión 220 kV Maitencillo - Caserones, la cual permaneció fuera de servicio desde el 11 al 21 de mayo de 2017. En 2018 se visualizan algunos puntos con valores elevados principalmente por fallas que afectaron a Quebrada Blanca, Quiani, Pucará y Chinchorró.

La zona centro presenta un aumento en los tiempos de las interrupciones en especial los tramos radiales sin redundancia de vínculo como por ejemplo Licantén, Nirivilo, Cauquenes.

En la zona sur también se visualiza un aumento en los tiempos de interrupciones en lugares sin redundancia de vínculo como Lebu, Curacautín, y en la isla de Chiloé.

Es importante destacar que en las zonas centro y sur se visualizan mejoras importantes en 2018 disminuyendo las zonas rojas del TTIK.

3.2 Análisis de evolución anual y causas de las variaciones

A continuación se detalla la evolución anual y las causas de las variaciones para cada una de las zonas eléctricas definidas considerando la información disponible para los años 2015, 2016, 2017 y 2018. Adicionalmente se representa gráficamente en el mapa de cada zona la interpolación de los índices FMIK, TTIK y ENS identificando los puntos de control con mayores valores promedio en los últimos 4 años.

3.2.1 Iquique

Corresponden a los puntos de control ubicados al norte de la S/E Crucero, desde la S/E Parinacota hasta S/E Nueva Victoria. A continuación se presenta un resumen de los principales estadísticos por índice:

a) FMIK

Tabla 10 Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Iquique

| INDICE | AÑO | MÍNIMO | 1er CUARTIL | MEDIANA | 3er CUARTIL | MÁXIMO | MEDIA | DESV ESTÁNDAR |
|--------|------|--------|-------------|---------|-------------|--------|-------|---------------|
| FMIK | 2015 | 0.0 | 0.0 | 1.6 | 2.9 | 5.5 | 1.8 | 1.6 |
| | 2016 | 0.0 | 0.0 | 0.1 | 1.6 | 4.7 | 1.0 | 1.4 |
| | 2017 | 0.0 | 0.0 | 1.3 | 2.3 | 7.8 | 2.0 | 2.6 |
| | 2018 | 1.0 | 1.0 | 2.0 | 2.7 | 8.0 | 2.3 | 2.0 |

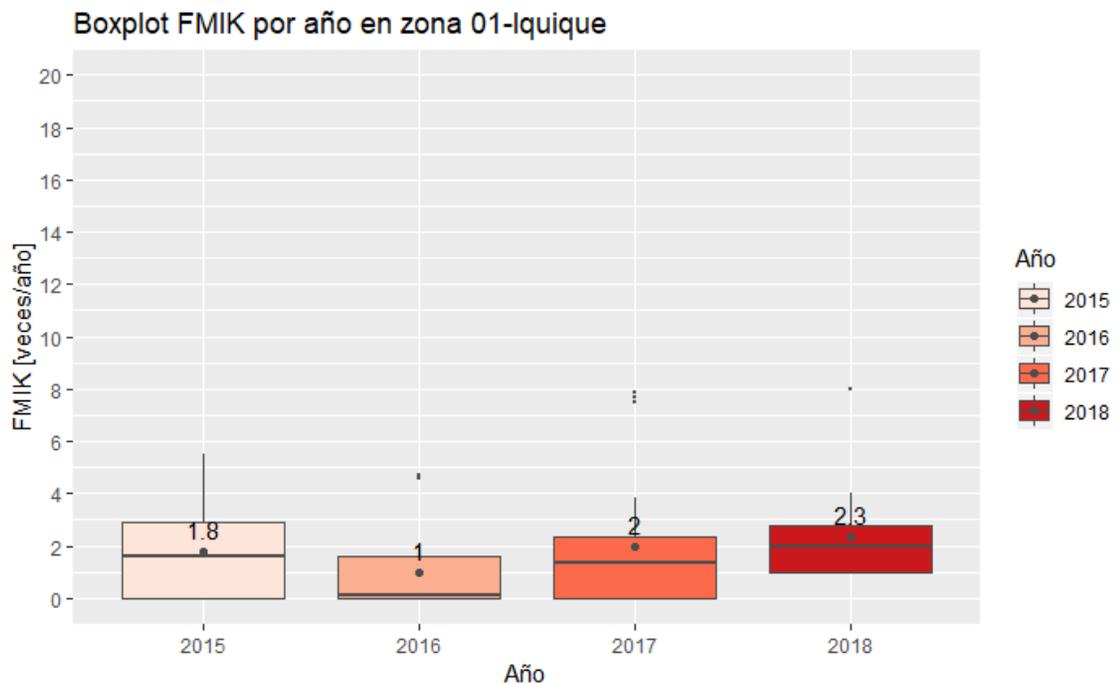


Figura 17 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad FMIK de Iquique

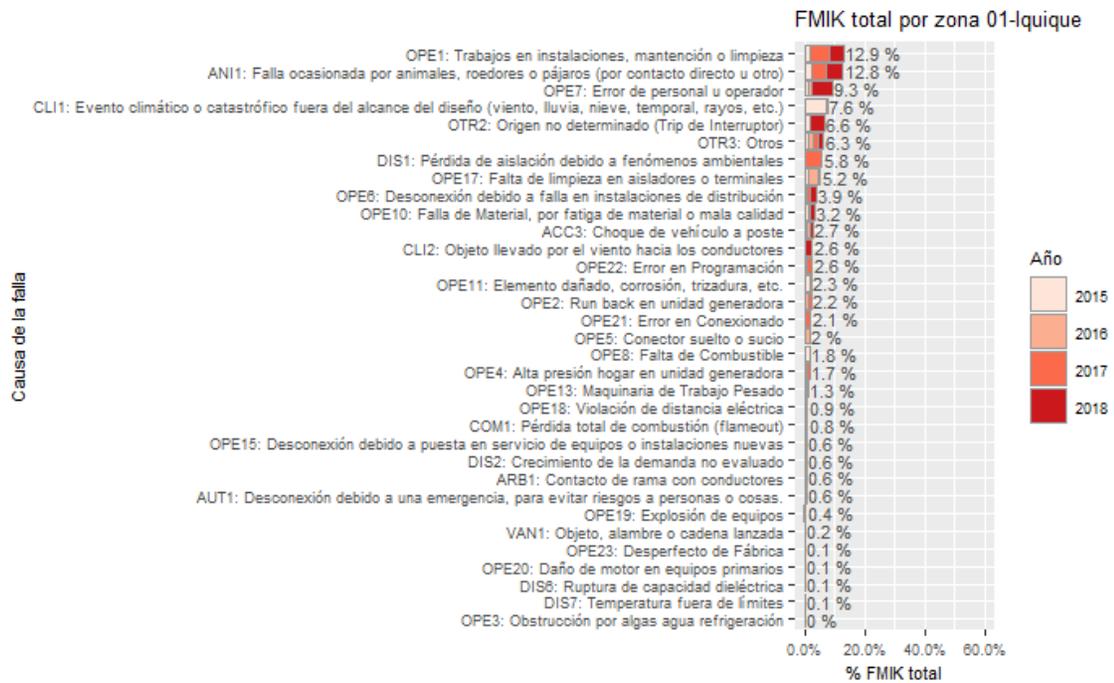


Figura 18 Porcentaje del total acumulado del FMIK según la causa de la falla presentados en la zona de Iquique

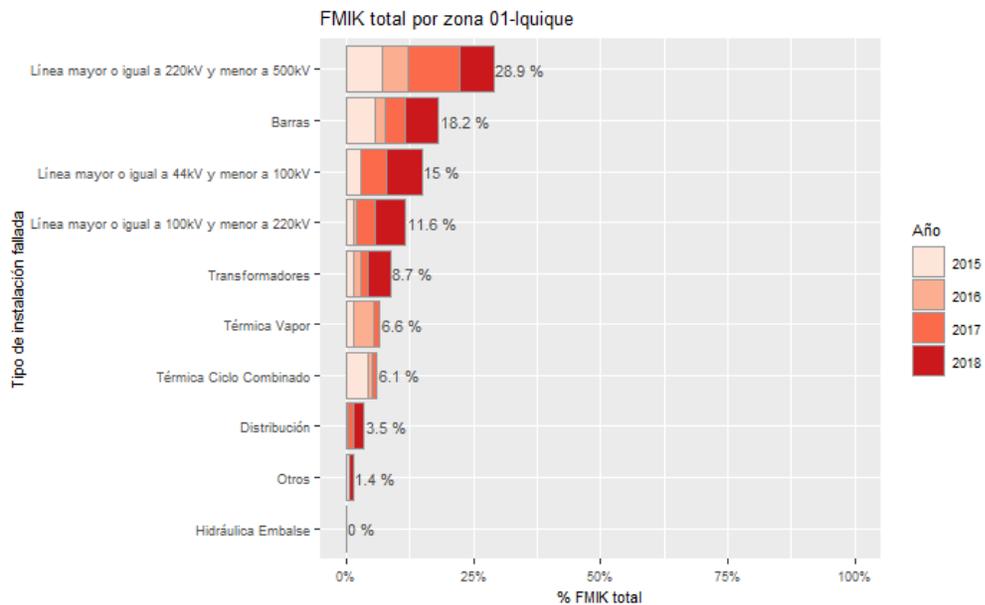


Figura 19 Porcentaje del total acumulado del FMIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Iquique

En la zona de Iquique en el año 2016 se presentó una disminución de los valores medios de FMIK en relación con el 2015, pasando de 1.8 veces/año a 1 veces/año, mientras que en 2017 y 2018 se presentó un aumento registrándose valores medios de 2 y 2.3 veces /año respectivamente.

Las principales causas de las fallas de esta zona que aportan al indicador FMIK en los últimos 4 años corresponden a trabajos en instalaciones, mantención o limpieza, fallas ocasionadas por animales y errores operacionales de personal u operadores, las cuales presentan un 12.9%, 12.8% y 9.3% de participación cada una.

Por otra parte, las instalaciones que registran un mayor porcentaje de participación en las fallas para la zona de Iquique respecto del total acumulado de los últimos cuatro años son las líneas de transmisión mayores a 220 kV con un 28.9%, seguido de fallas en barras con un 18.2% y líneas de transmisión de 66 kV con un 15%.

En la siguiente figura se presenta, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 la interpolación de los índices de continuidad FMIK en los puntos de control sobre el mapa de la zona de Iquique.

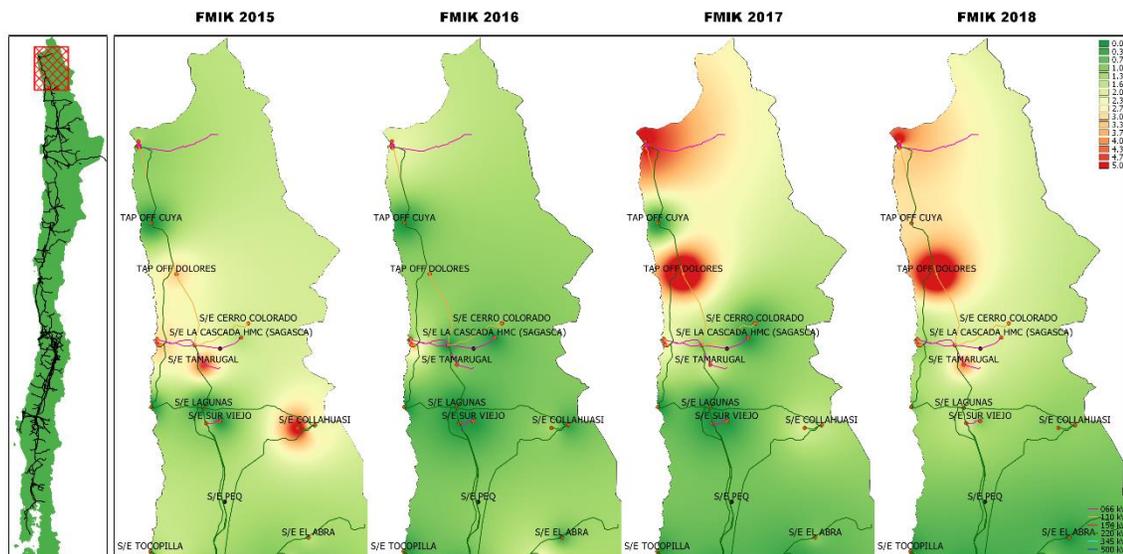


Figura 20 Índices de continuidad FMIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Iquique

A continuación se presentan los 5 puntos de control con mayores índices FMIK promedio en los últimos 4 años:

Tabla 11 Puntos de control con mayores índices FMIK promedio entre 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Iquique

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|-----------------------------|---------|------|------|------|------|-------|
| BA S/E TAP OFF DOLORES 24KV | ELIQSA | 3.1 | 1.0 | 7.8 | 8 | 5.0 |
| BA S/E QUIANI 13.8KV-BP1 | EMELARI | 1.7 | 2.0 | 7.5 | 8 | 4.8 |
| BA S/E PUKARA 13.8KV BP1 | EMELARI | 1.0 | 2.0 | 7.7 | 3 | 3.4 |

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|--------------------------|---------|------|------|------|------|-------|
| BA S/E CHINCHORRO 13.8KV | EMELARI | 1.5 | 4.7 | 3.9 | 3 | 3.3 |
| BA S/E TAMARUGAL 23KV | ELIQSA | 4.7 | 1.0 | 2.0 | 4 | 2.9 |

b) TTIK

Tabla 12 Resumen estadístico de índices de continuidad TTIK para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Iquique

| INDICE | AÑO | MÍNIMO | 1er CUARTIL | MEDIANA | 3er CUARTIL | MÁXIMO | MEDIA | DESV ESTÁNDAR |
|--------|------|--------|-------------|---------|-------------|--------|-------|---------------|
| TTIK | 2015 | 0.0 | 0.0 | 2.5 | 5.7 | 53.1 | 6.0 | 11.8 |
| | 2016 | 0.0 | 0.0 | 0.1 | 0.7 | 2.9 | 0.6 | 0.9 |
| | 2017 | 0.0 | 0.0 | 0.4 | 2.3 | 11.9 | 1.6 | 2.7 |
| | 2018 | 0.1 | 0.5 | 1.6 | 2.6 | 164.5 | 12.1 | 34.9 |

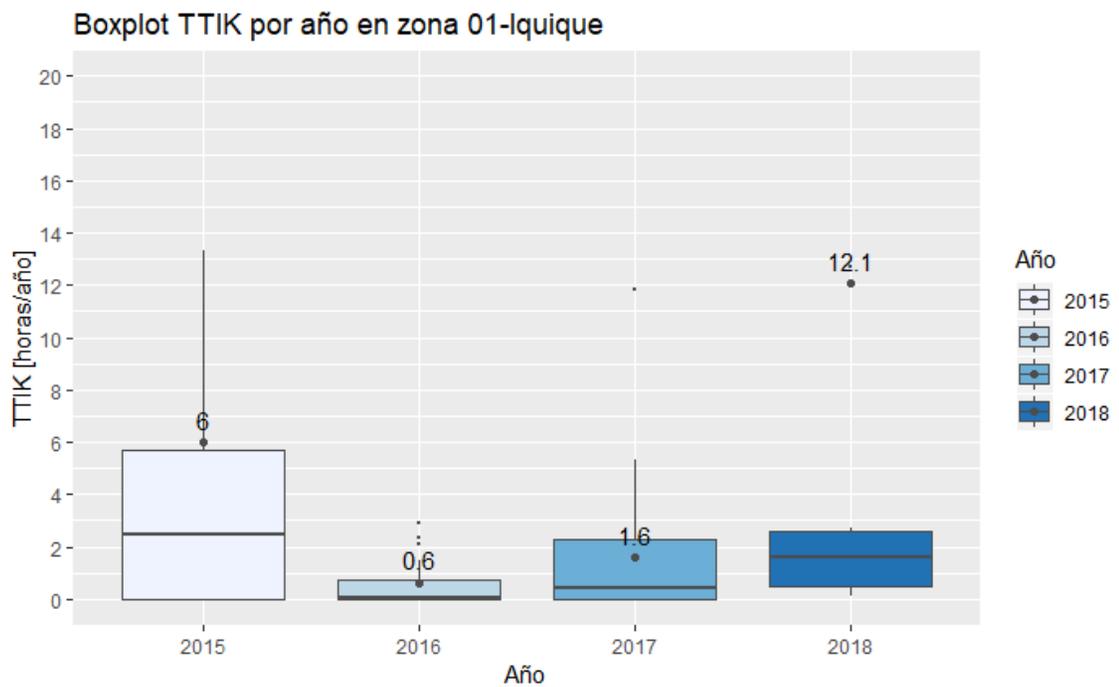


Figura 21 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad TTIK de Iquique

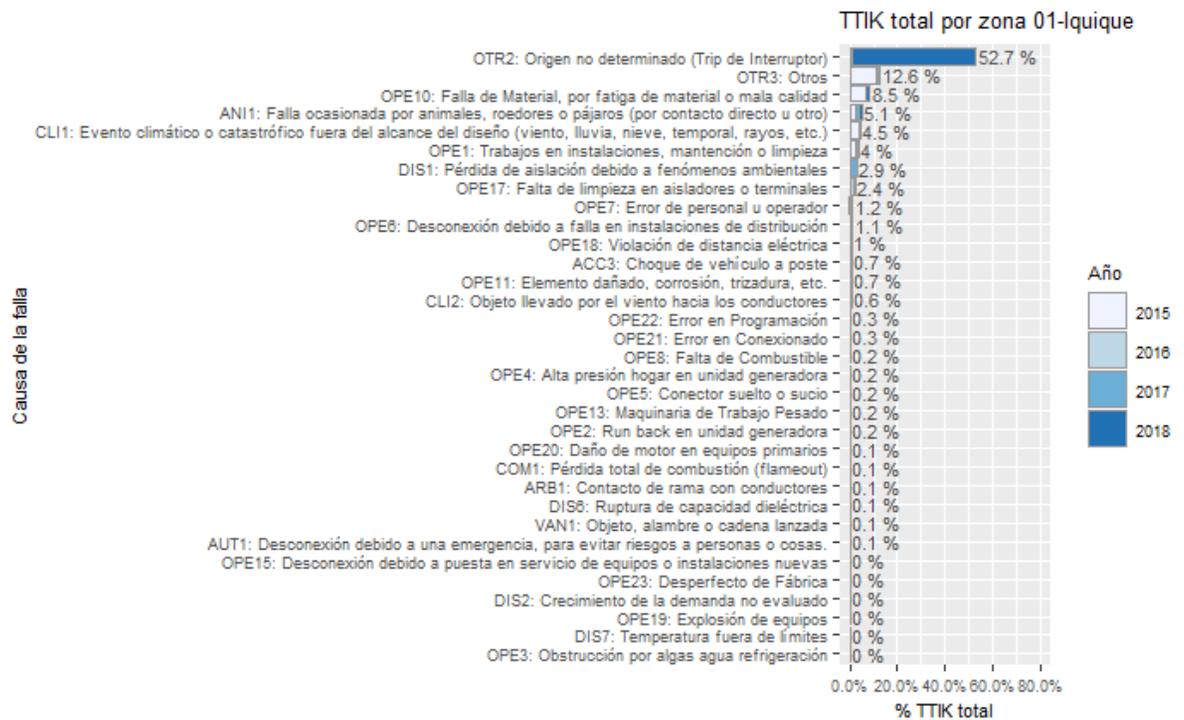


Figura 22 Porcentaje del total acumulado del TTIK según la causa de la falla presentados en la zona de Iquique

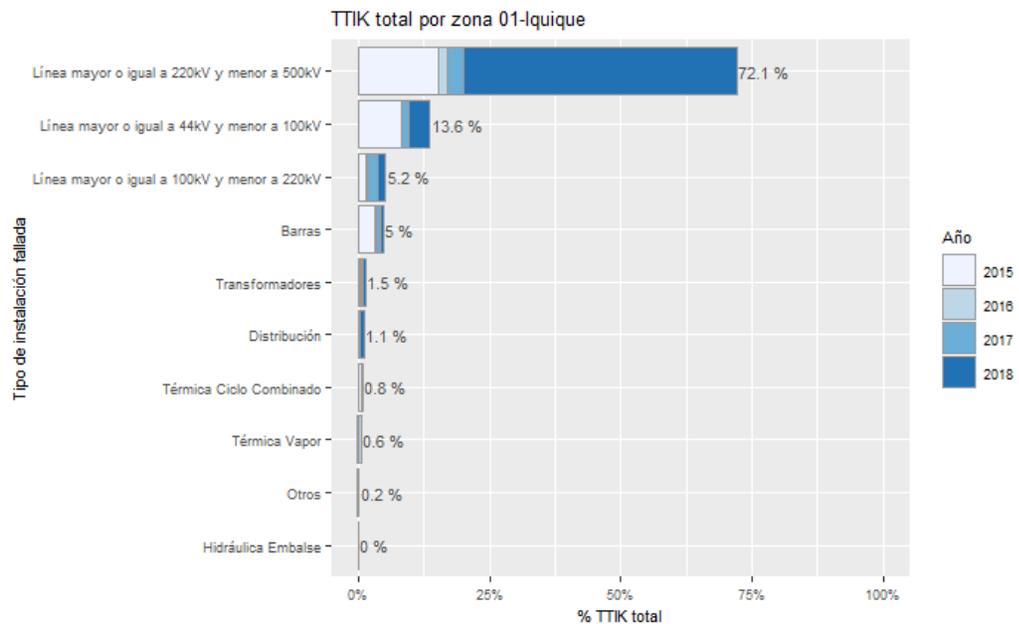


Figura 23 Porcentaje del total acumulado del TTIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Iquique

Respecto del año 2015, donde se presentó un TTIK promedio de 6 horas/año, en 2016 y 2017 se tienen disminuciones alcanzando las 5.4 y 4.4 horas/año respectivamente, mientras que en 2018 se produjo un aumento en el valor medio alcanzando 12.1 horas/años para esta zona.

Las principales causas de las fallas que han producido los valores de TTIK en los últimos 4 años en la zona corresponden a origen no determinado con un 52.7%, seguido de otros con un 12.6% y fatiga de materiales o mala calidad de estos con un 8.5%.

Las principales instalaciones donde se originan las fallas para la zona de Iquique y que explican el comportamiento del TTIK son en el sistema de transmisión, específicamente en las líneas 220 kV que representan un 72.1% de incidencia en las fallas sobre el total acumulado de los últimos cuatro años, seguido de fallas en líneas de transmisión de 66 kV y 110 kV que tienen una participación de un 13.6% y 5.2% cada una respectivamente.

En la siguiente figura se presenta, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 la interpolación de los índices de continuidad TTIK en los puntos de control sobre el mapa de la zona de Iquique.

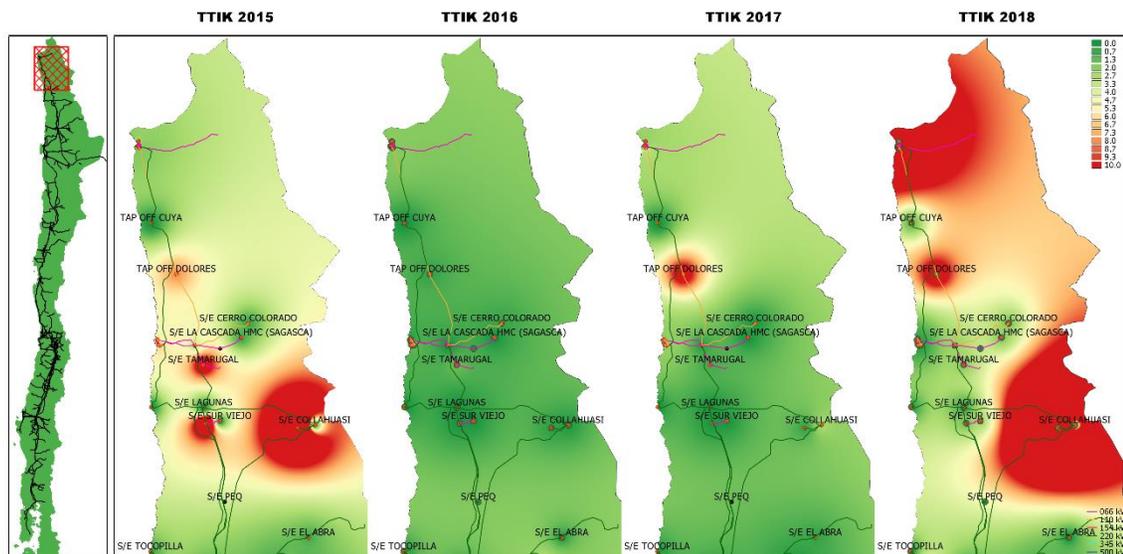


Figura 24 Índices de continuidad TTIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Iquique

A continuación se presentan los 5 puntos de control con mayores índices TTIK promedio en los últimos 4 años:

Tabla 13 Puntos de control con mayores índices TTIK promedio entre 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Iquique

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|------------------------------|------------------------|------|------|------|-------|-------|
| BA S/E QUEBRADA BLANCA 220KV | MINERA QUEBRADA BLANCA | 53.1 | 0.4 | 0.6 | 164.5 | 54.6 |
| BA S/E TAP OFF DOLORES 24KV | ELIQSA | 7.9 | 0.6 | 11.9 | 12.7 | 8.3 |

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|--------------------------|---------|------|------|------|------|-------|
| BA S/E QUIANI 13.8KV-BP1 | EMELARI | 2.8 | 2.4 | 2.6 | 24.8 | 8.1 |
| BA S/E PUKARA 13.8KV BP1 | EMELARI | 2.1 | 2.4 | 5.3 | 22.3 | 8.0 |
| BA S/E CHINCHORRO 13.8KV | EMELARI | 2.8 | 2.9 | 1.7 | 21.9 | 7.3 |

c) ENS

Tabla 14 Resumen estadístico de la ENS para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Iquique

| INDICE | AÑO | MÍNIMO | 1er CUARTIL | MEDIANA | 3er CUARTIL | MÁXIMO | MEDIA | DESV ESTÁNDAR |
|--------|------|--------|-------------|---------|-------------|--------|-------|---------------|
| ENS | 2015 | 0.0 | 0.0 | 21.5 | 69.7 | 534.0 | 60.0 | 115.8 |
| | 2016 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 13.9 | 36.2 | 7.2 | 11.0 |
| | 2017 | 0.0 | 0.0 | 2.2 | 30.7 | 201.4 | 20.4 | 43.2 |
| | 2018 | 0.2 | 1.5 | 4.7 | 46.8 | 2138.5 | 142.0 | 455.5 |

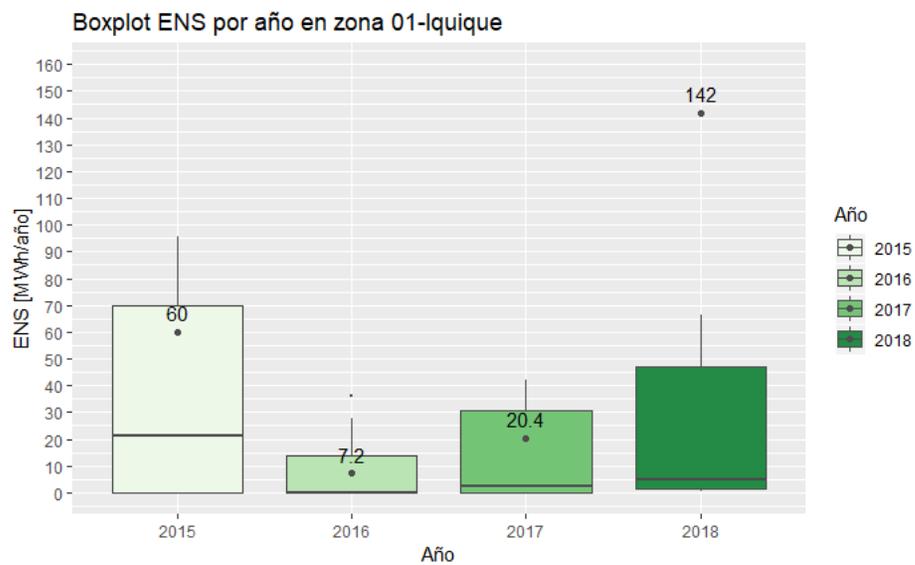


Figura 25 Gráfico BoxPlot de la ENS por año en Iquique

ENS total por zona 01-Iquique

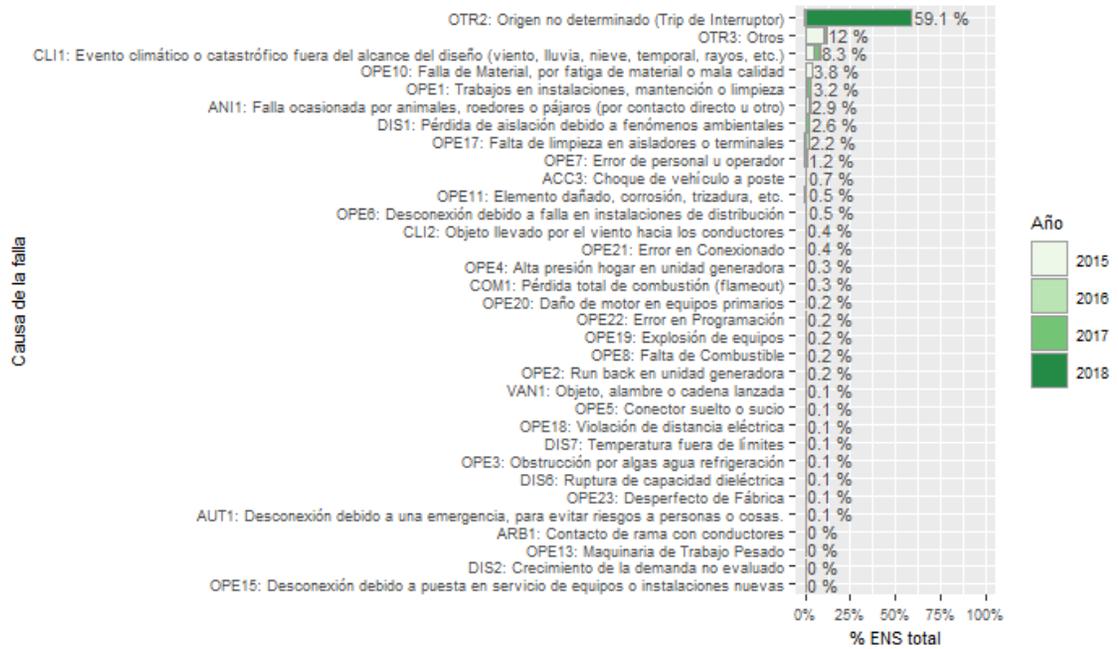


Figura 26 Porcentaje del total acumulado de la ENS según la causa de la falla presentados en la zona de Iquique

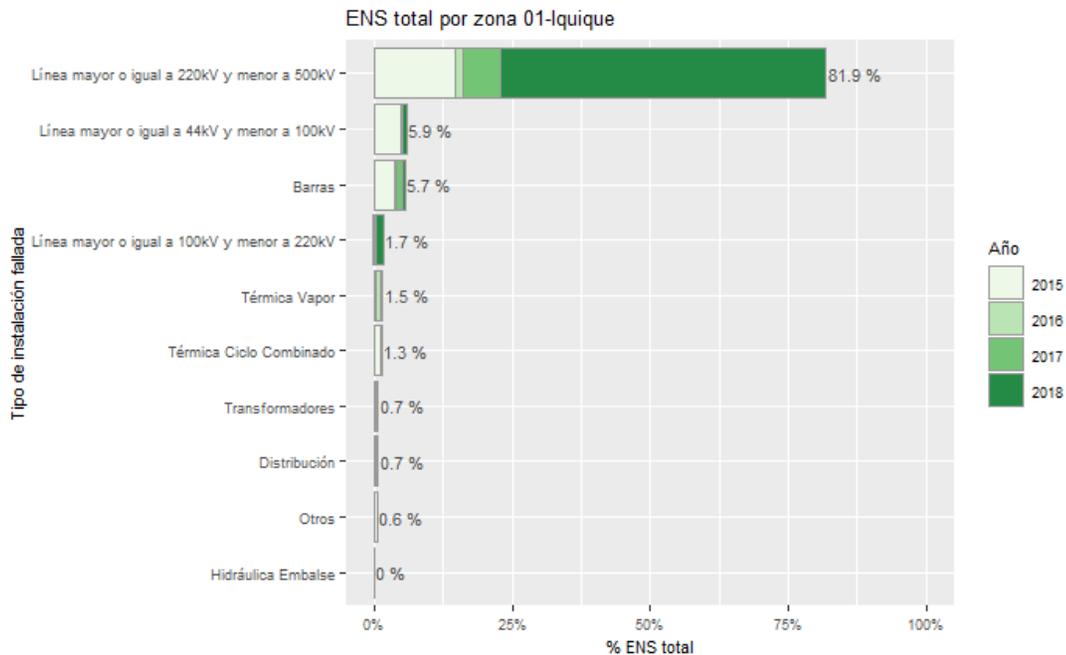


Figura 27 Porcentaje del total acumulado de la ENS según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Iquique

La ENS para esta zona registra una disminución en su valor medio pasando de 60 MWh/año a 7.2 MWh/año entre el 2015 y 2016, mientras que para el 2017 y 2018 el valor alcanzó 20.4 y 142 MWh/año respectivamente.

Las principales causas de las fallas en la formación de la ENS para esta zona en los últimos 4 años corresponden a origen no determinado (trip del interruptor) con un 59%, seguido de otros con un 12% y evento climático o catastrófico fuera del alcance de diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.) con un 8.3%.

Las principales instalaciones donde se originan las fallas en la zona de Iquique que aportan al indicador ENS son en el sistema de transmisión, específicamente en las líneas de 220 kV que presentan un 81.9% de incidencia en las fallas sobre el total acumulado de los últimos cuatro años, seguido de fallas en las líneas de transmisión de 66 kV y las fallas en barras que tienen una participación de un 5.9% y 5.7% cada una respecto del total acumulado en el periodo 2015-2018.

En la siguiente figura se presenta, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018, la interpolación de la ENS en los puntos de control sobre el mapa de la zona de Iquique.

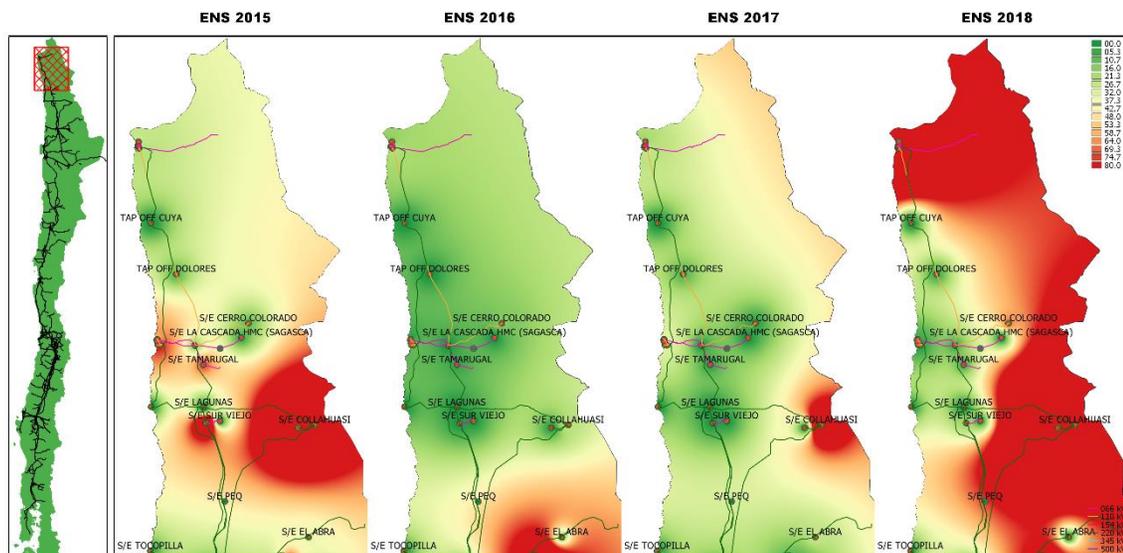


Figura 28 Energía no suministrada entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Iquique.

A continuación se presentan los 5 puntos de control con mayor ENS promedio en los últimos 4 años:

Tabla 15 Puntos de Control con mayor ENS promedio entre 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Iquique

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|------------------------------|------------------------|-------|------|-------|--------|-------|
| BA S/E QUEBRADA BLANCA 220KV | MINERA QUEBRADA BLANCA | 534.0 | 2.6 | 1.6 | 2138.5 | 669.2 |
| BA S/E PUKARA 13.8KV BP1 | EDELAR | 24.7 | 36.2 | 41.9 | 318.5 | 105.4 |
| BA S/E CHINCHORRO 13.8KV | EDELAR | 40.6 | 27.9 | 28.9 | 280.4 | 94.4 |
| BA S/E COLLAHUASI 220KV-BP1 | MINERA COLLAHUASI | 94.3 | 25.7 | 201.4 | 55.8 | 94.3 |
| BA S/E QUIANI 13.8KV-BP1 | EDELAR | 33.6 | 15.7 | 20.3 | 198.8 | 67.1 |

3.2.2 Tocopilla

Corresponden a los puntos de control ubicados entre la S/E Crucero y la S/E Encuentro incluyendo Tocopilla y Chuquicamata. A continuación se presenta un resumen de los principales estadísticos:

a) FMIK

Tabla 16 Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Tocopilla

| INDICE | AÑO | MÍNIMO | 1er CUARTIL | MEDIANA | 3er CUARTIL | MÁXIMO | MEDIA | DESV ESTÁNDAR |
|--------|------|--------|-------------|---------|-------------|--------|-------|---------------|
| FMIK | 2015 | 0 | 0 | 0.7 | 1.3 | 5.5 | 1.0 | 1.4 |
| | 2016 | 0 | 0 | 0.4 | 1.0 | 9.9 | 1.1 | 2.3 |
| | 2017 | 0 | 0 | 0.1 | 0.9 | 2.2 | 0.4 | 0.7 |
| | 2018 | 0 | 0 | 0.0 | 0.2 | 2.0 | 0.3 | 0.6 |

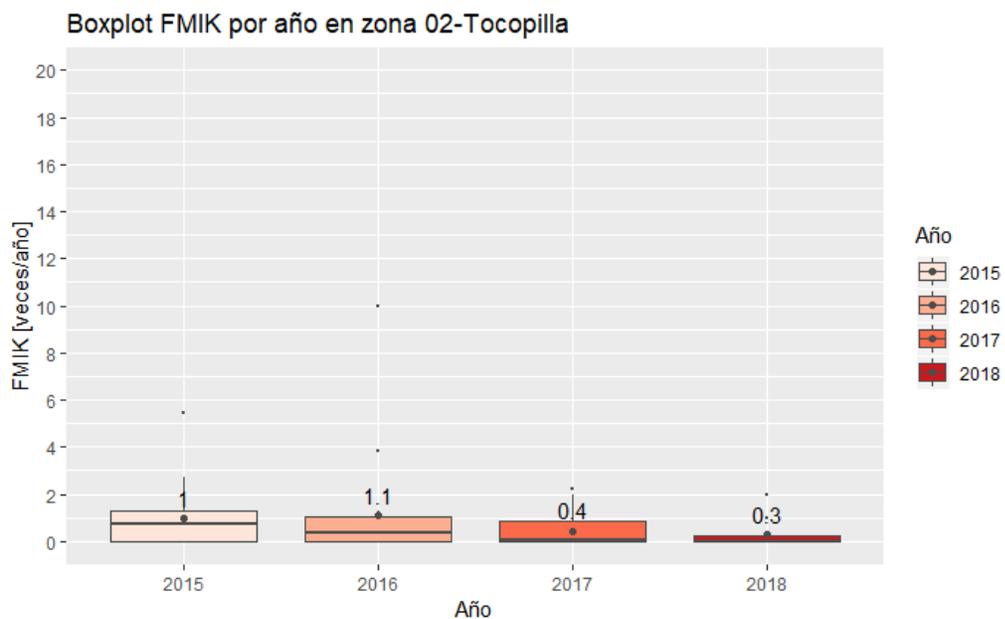


Figura 29 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad FMIK de Tocopilla

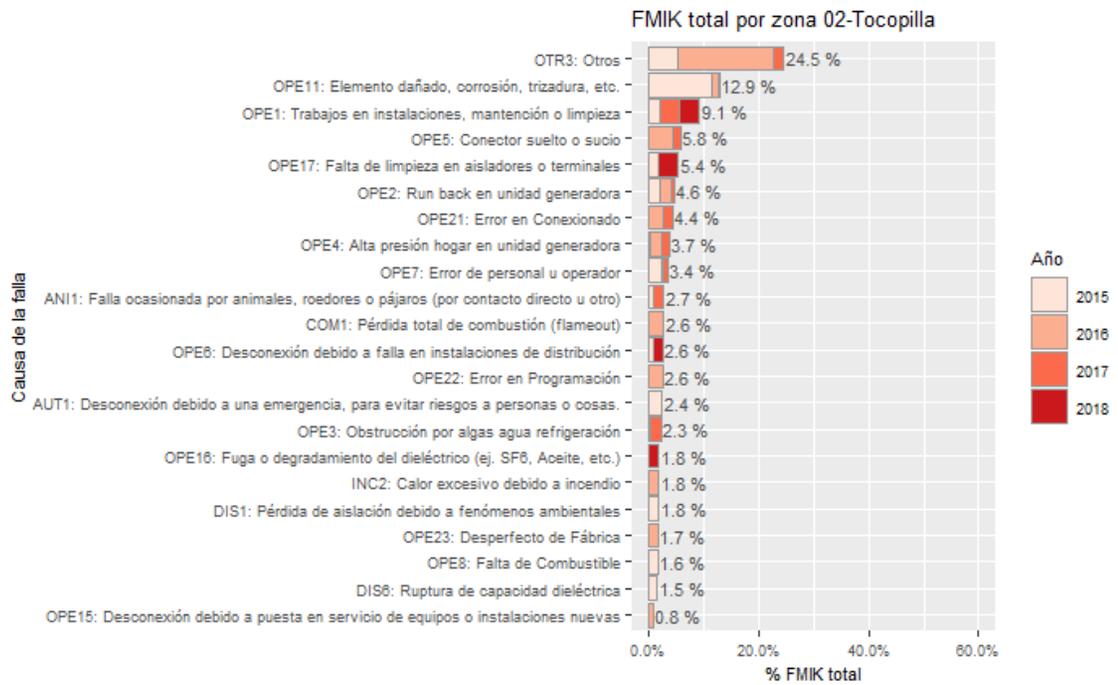


Figura 30 Porcentaje del total acumulado del FMIK según la causa de la falla presentados en la zona de Tocopilla

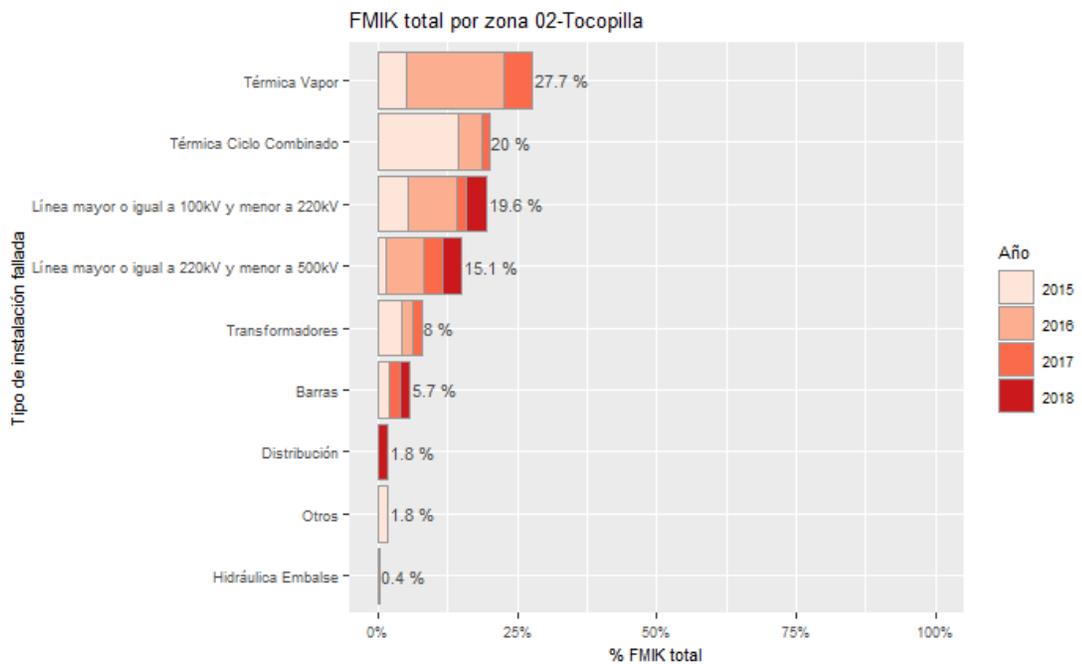


Figura 31 Porcentaje del total acumulado del FMIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Tocopilla

En la zona de Tocopilla se aprecia una disminución de los valores medios del FMIK a partir del 2016, pasando de un valor de 1.1 veces/año en el 2016 a 0.4 y 0.3 veces/año para los años 2017 y 2018 respectivamente.

Las principales causas de las fallas de esta zona que han aportado en el indicador FMIK corresponden a otros, elemento dañado o trizado y trabajos en instalaciones de mantención o limpieza, las cuales presentan un 24.5%, 12.9% y 9.1% de participación cada una en relación con el total acumulado de los últimos 4 años de la zona.

Las instalaciones que registran un mayor porcentaje de participación en las fallas en la zona de Tocopilla corresponden a centrales térmicas a vapor, centrales térmicas de ciclo combinado y líneas de transmisión de 110 kV, cuyos porcentajes de participación del total acumulado de los últimos cuatro años de cada una las categorías indicadas son de 27.7%, 20% y 19.6% respectivamente.

En la siguiente figura se presenta, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 la interpolación de los índices de continuidad FMIK en los puntos de control sobre el mapa de la zona de Tocopilla.

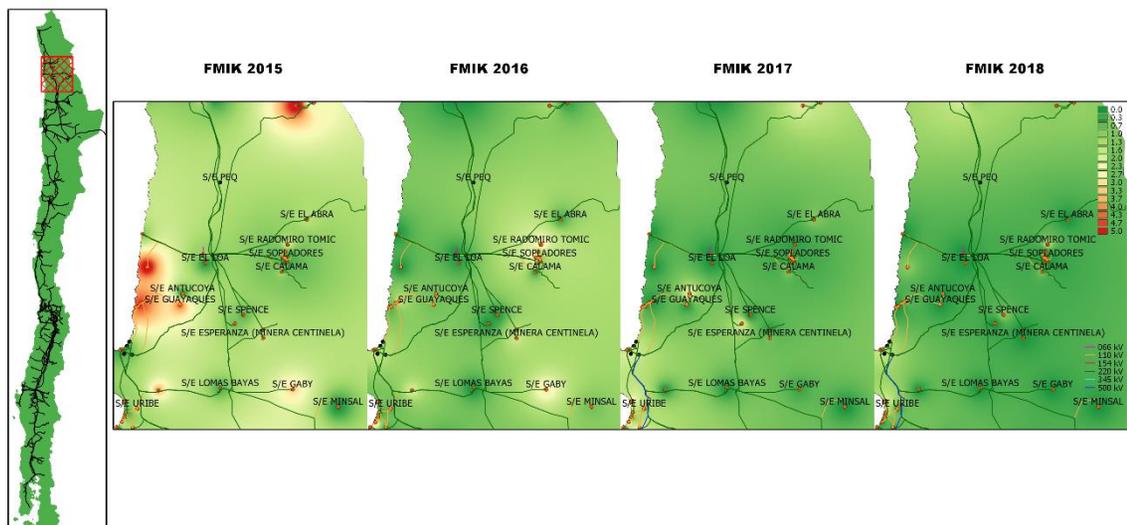


Figura 32 Índices de continuidad FMIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Tocopilla

A continuación se presentan los 5 puntos de control con mayores índices FMIK promedio en los últimos 4 años:

Tabla 17 Puntos de control con mayores índices FMIK promedio entre 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Tocopilla

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|--------------------|---------------|------|------|------|------|-------|
| BA S/E A 100KV-BP1 | CODELCO CHILE | 2.7 | 9.9 | 0.8 | 0 | 3.4 |

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|---------------------------------|-----------------|------|------|------|------|-------|
| BA S/E RADOMIRO TOMIC 220KV-BP1 | CODELCO CHILE | 2.5 | 3.8 | 0.2 | 2 | 2.1 |
| BA S/E MANTOS DE LA LUNA 110KV | GRACE | 5.5 | 0.0 | 0.0 | 1 | 1.6 |
| BA S/E CALAMA 23KV - BP1 | ELECDA | 1.5 | 0.0 | 1.0 | 1 | 0.9 |
| BA S/E ANTUCOYA 220KV | MINERA ANTUCOYA | 0.0 | 0.8 | 2.2 | 0 | 0.7 |

b) TTIK

Tabla 18 Resumen estadístico de índices de continuidad TTIK para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Tocopilla

| INDICE | AÑO | MÍNIMO | 1er CUARTIL | MEDIANA | 3er CUARTIL | MÁXIMO | MEDIA | DESV ESTÁNDAR |
|--------|------|--------|-------------|---------|-------------|--------|-------|---------------|
| TTIK | 2015 | 0 | 0 | 0.2 | 1.0 | 3.6 | 0.7 | 1.1 |
| | 2016 | 0 | 0 | 0.2 | 1.9 | 5.7 | 1.3 | 1.8 |
| | 2017 | 0 | 0 | 0.0 | 0.4 | 3.7 | 0.4 | 0.9 |
| | 2018 | 0 | 0 | 0.0 | 0.1 | 22.7 | 1.5 | 5.1 |

Boxplot TTIK por año en zona 02-Tocopilla

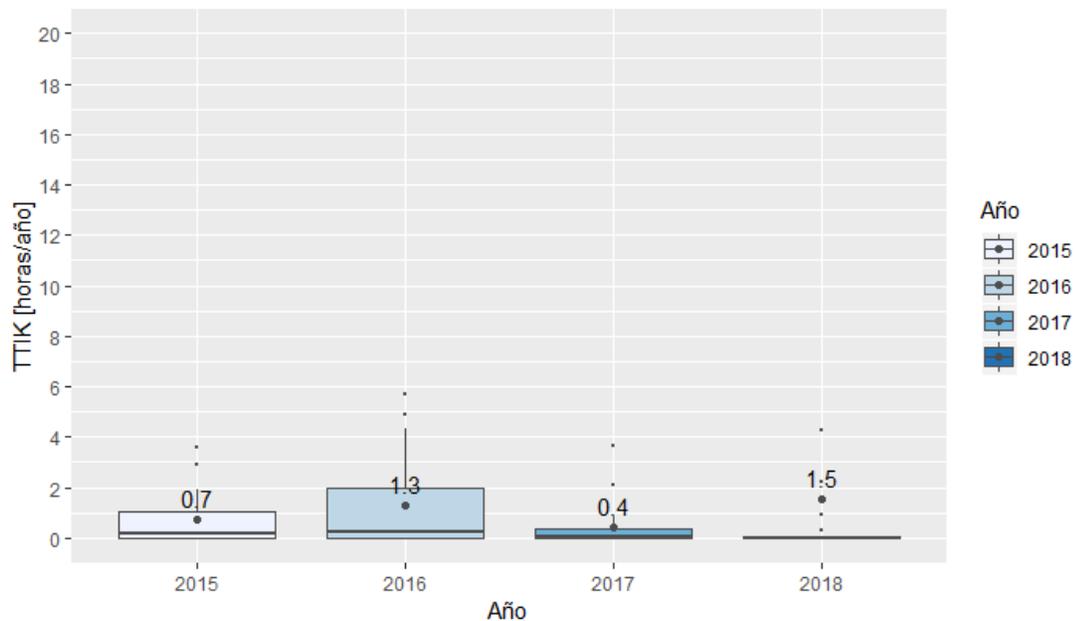


Figura 33 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad TTIK de Tocopilla

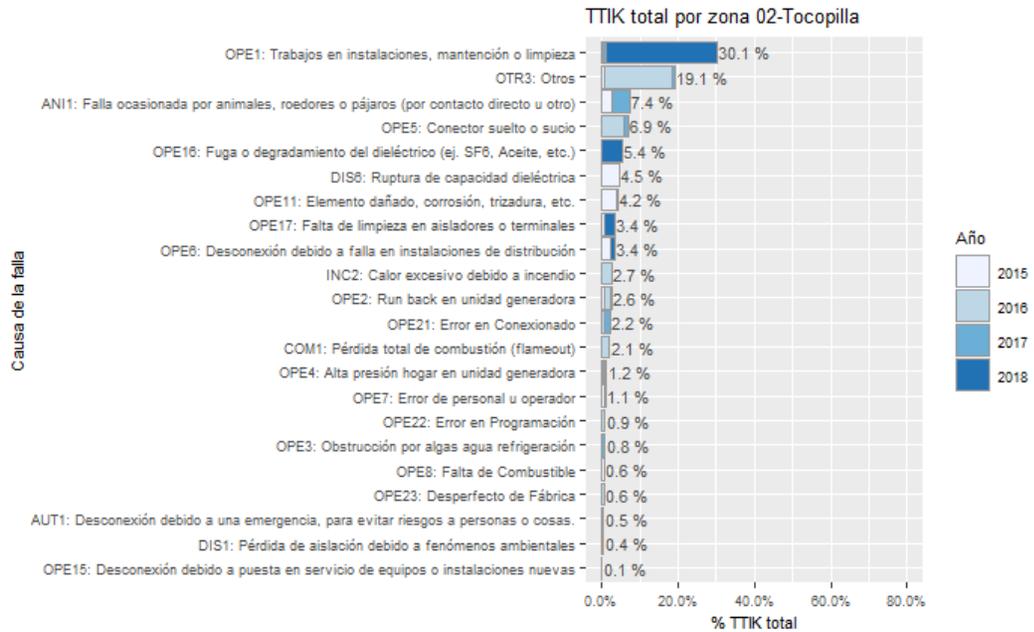


Figura 34 Porcentaje del total acumulado del TTIK según la causa de la falla presentados en la zona de Tocopilla

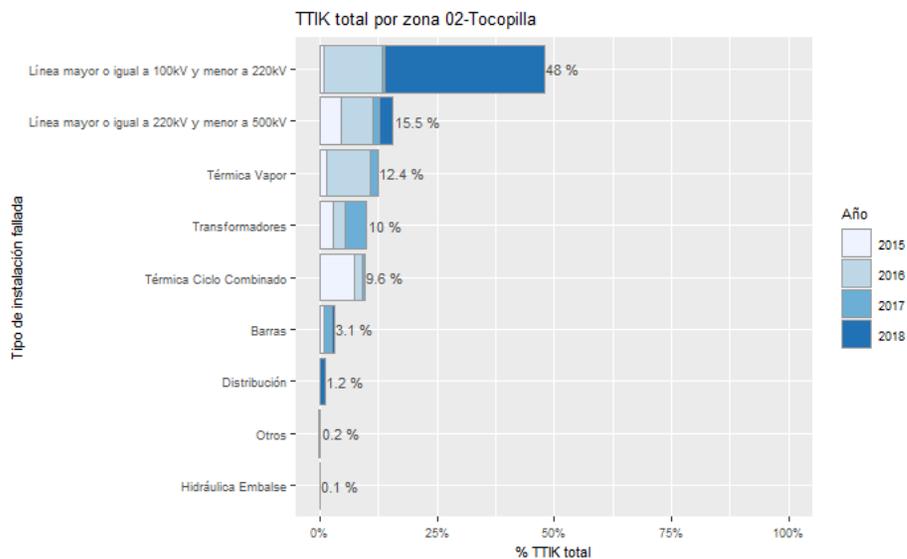


Figura 35 Porcentaje del total acumulado del TTIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Tocopilla

Respecto del año 2015, donde se presentó un TTIK promedio de 0.7 horas/año, en 2016 se registra un aumento alcanzando las 1.3 horas/año promedio, mientras que en el 2017 el valor disminuye a 0.4 horas/año y para el 2018 el valor registrado fue de 1.5 horas/año.

Las principales causas de las fallas en la formación del TTIK para esta zona corresponden a trabajos de mantención o limpieza en instalaciones, otros y fallas ocasionadas por animales, roedores o pájaros, los cuales tienen una participación de 30.1%, 19.1% y 6.9% respectivamente, respecto del total acumulado de los últimos cuatro años.

Las instalaciones falladas que explican el comportamiento del TTIK para la zona de Tocopilla son en el sistema de transmisión, específicamente en las líneas de 110 kV, que tienen un 48% de incidencia en las fallas sobre el total acumulado de los últimos cuatro años, seguido de las líneas 220 kV y las centrales térmicas de vapor, que tienen una participación de un 15.5% y 12.4% cada una respectivamente.

En la siguiente figura se presenta, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 la interpolación de los índices de continuidad TTIK en los puntos de control sobre el mapa de la zona de Tocopilla.

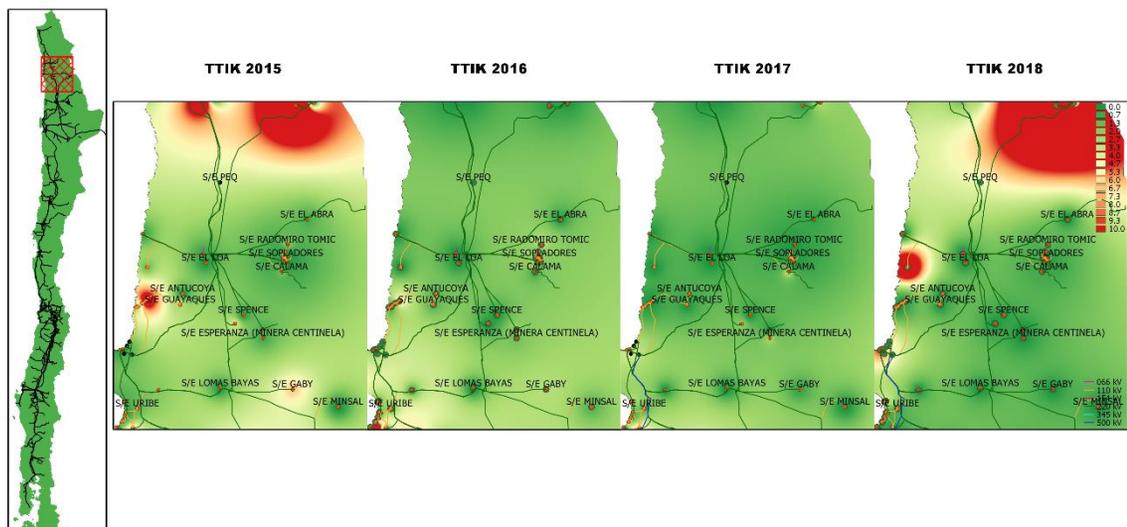


Figura 36 Índices de continuidad TTIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Tocopilla

A continuación se presentan los 5 puntos de control con mayores índices TTIK promedio en los últimos 4 años:

Tabla 19 Puntos de control con mayores índices TTIK promedio entre 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Tocopilla

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|---------------------------------|---------------|------|------|------|------|-------|
| BA S/E MANTOS DE LA LUNA 110KV | GRACE | 1.6 | 0.0 | 0.0 | 22.7 | 6.1 |
| BA S/E RADOMIRO TOMIC 220KV-BP1 | CODELCO CHILE | 2.9 | 4.3 | 0.1 | 2.2 | 2.4 |

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|---------------------------------|------------------|------|------|------|------|-------|
| BA S/E A 100KV-BP1 | CODELCO CHILE | 1.6 | 5.7 | 0.4 | 0.0 | 1.9 |
| BA S/E CALAMA 23KV - BP1 | ELECDA | 1.9 | 0.0 | 3.7 | 0.9 | 1.6 |
| BA S/E SIERRA GORDA 220KV - BP1 | SIERRA GORDA SCM | 3.6 | 0.0 | 2.1 | 0.0 | 1.4 |

c) ENS

Tabla 20 Resumen estadístico de la ENS para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Tocopilla

| INDICE | AÑO | MÍNIMO | 1er CUARTIL | MEDIANA | 3er CUARTIL | MÁXIMO | MEDIA | DESV ESTÁNDAR |
|--------|------|--------|-------------|---------|-------------|--------|-------|---------------|
| ENS | 2015 | 0 | 0 | 1.9 | 21.7 | 162.9 | 19.3 | 39.5 |
| | 2016 | 0 | 0 | 3.4 | 91.3 | 351.8 | 61.3 | 108.2 |
| | 2017 | 0 | 0 | 0.2 | 10.4 | 234.6 | 18.7 | 52.7 |
| | 2018 | 0 | 0 | 0.0 | 3.9 | 723.9 | 54.3 | 165.8 |

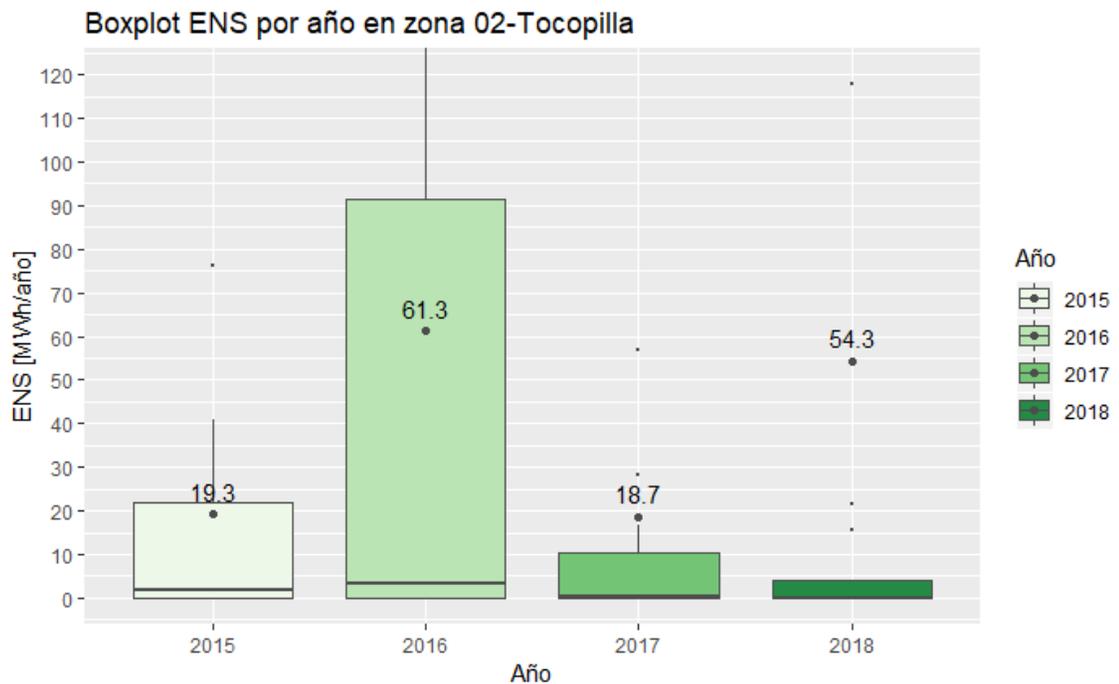


Figura 37 Gráfico BoxPlot de la ENS por año en Tocopilla

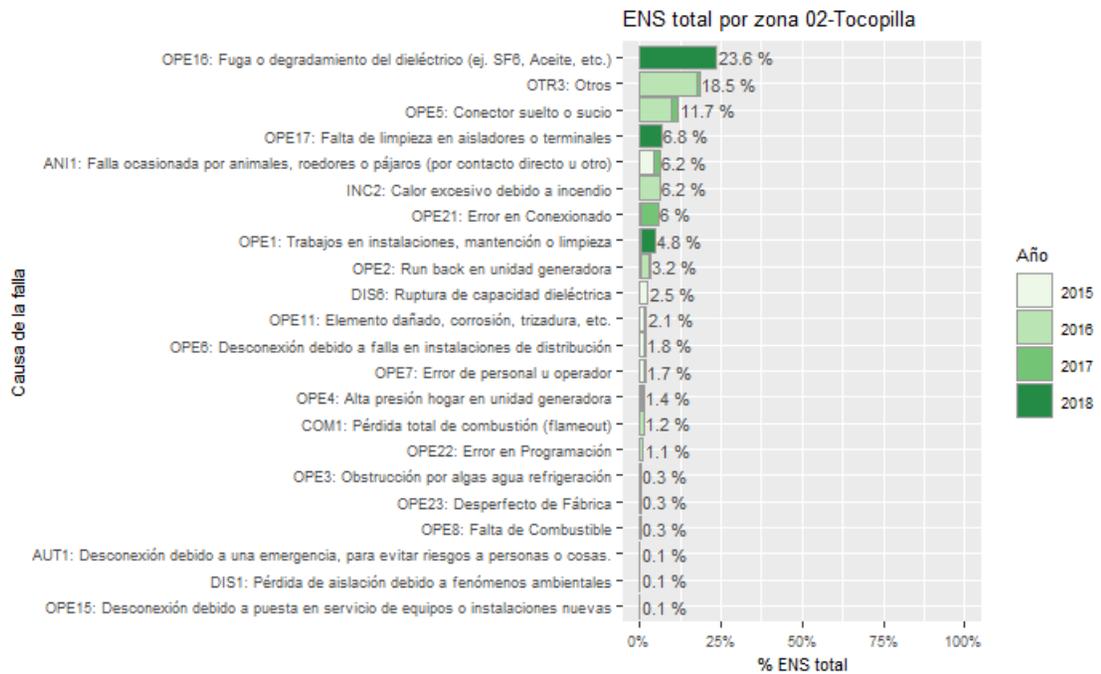


Figura 38 Porcentaje del total acumulado de la ENS según la causa de la falla presentados en la zona de Tocopilla

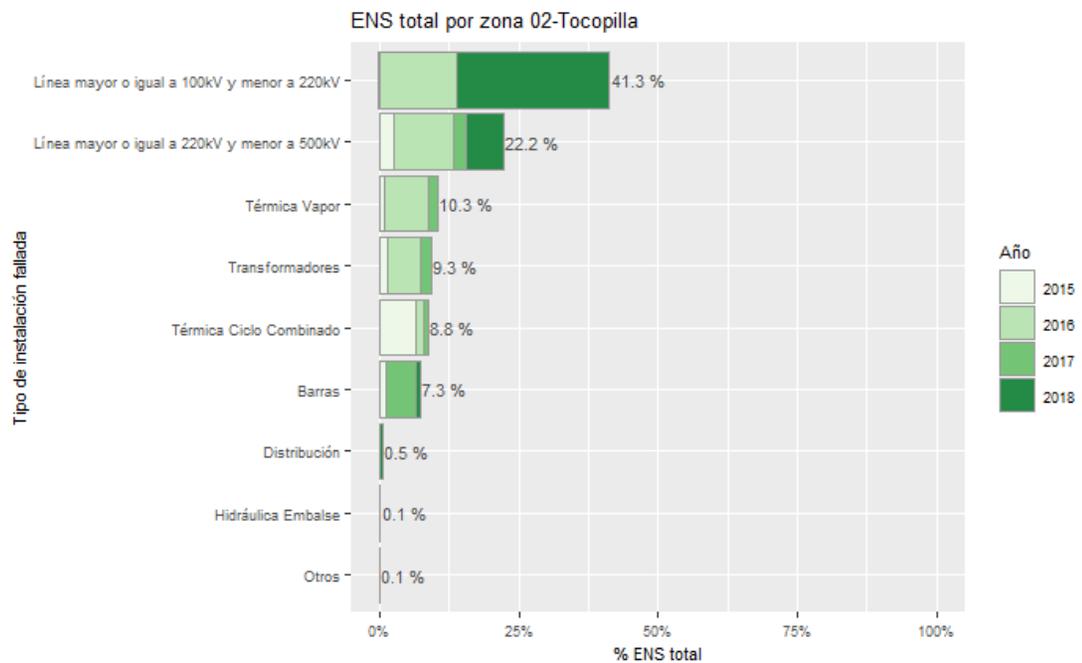


Figura 39 Porcentaje del total acumulado de la ENS según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Tocopilla.

La ENS para esta zona registra un aumento en su valor medio pasando de 19.3 MWh/año a 61.3 MWh/año entre el año 2015 y 2016, mientras que para el 2017 y 2018 los valores registrados fueron de 18.7 y 54.3 MWh/año respectivamente.

Las principales causas de las fallas en la formación de la ENS en los últimos 4 años para esta zona corresponden a fuga o degradación del dieléctrico (OPE16), otros y conector suelto o sucio, los cuales registran valores de 23.6%, 18.5% y 11.7% cada una.

Las principales instalaciones donde se originan las fallas en la zona de Tocopilla que aportan al indicador ENS en los últimos 4 años son en el sistema de transmisión, específicamente en las líneas de tensión de 110 kV que presentan un 41.3%, seguido de fallas en las líneas de transmisión de 220 kV y fallas en las centrales térmicas a vapor que tienen una participación de un 22.2% y 10.3% cada una.

En la siguiente figura se presenta, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018, la interpolación de la ENS en los puntos de control sobre el mapa de la zona de Tocopilla

Figura 40 Porcentaje del total acumulado de la ENS según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Tocopilla

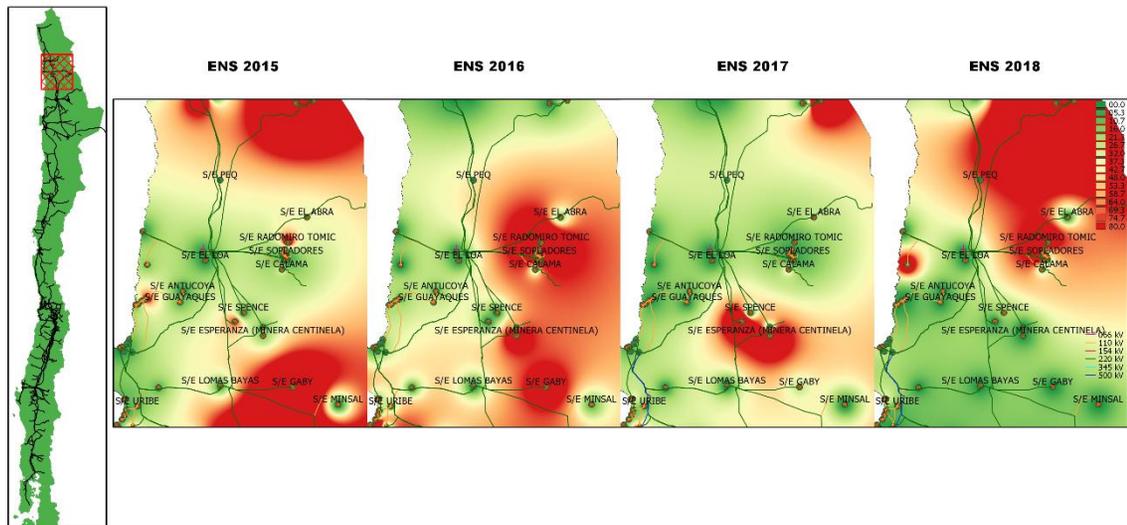


Figura 41 Energía no suministrada entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Tocopilla.

A continuación se presentan los 5 puntos de control con mayor ENS promedio en los últimos 4 años:

Tabla 21 Puntos de Control con mayor ENS promedio entre 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Tocopilla

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|---------------------------------|------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| BA S/E CHUQUICAMATA 220KV-BP1 | CODELCO CHILE | 0.0 | 0.0 | 4.2 | 723.9 | 182.0 |
| BA S/E RADOMIRO TOMIC 220KV-BP1 | CODELCO CHILE | 162.9 | 337.3 | 8.9 | 207.0 | 179.0 |
| BA S/E 10A 100KV BP1 | CODELCO CHILE | 0.0 | 351.8 | 3.1 | 0.0 | 88.7 |
| BA S/E SIERRA GORDA 220KV - BP1 | SIERRA GORDA SCM | 76.1 | 0.0 | 234.6 | 0.0 | 77.7 |
| BA S/E A 100KV-BP1 | CODELCO CHILE | 38.5 | 143.3 | 16.6 | 0.0 | 49.6 |

3.2.3 Antofagasta

Corresponden a los puntos de control ubicados al sur de la S/E Encuentro. A continuación se presenta un resumen de los principales estadísticos:

a) FMIK

Tabla 22 Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Antofagasta

| INDICE | AÑO | MÍNIMO | 1er CUARTIL | MEDIANA | 3er CUARTIL | MÁXIMO | MEDIA | DESV ESTÁNDAR |
|--------|------|--------|-------------|---------|-------------|--------|-------|---------------|
| FMIK | 2015 | 0 | 0 | 1.2 | 3.6 | 6.7 | 1.9 | 1.9 |
| | 2016 | 0 | 0 | 0.5 | 1.2 | 5.2 | 0.9 | 1.3 |
| | 2017 | 0 | 0 | 0.0 | 1.0 | 7.6 | 0.9 | 1.8 |
| | 2018 | 0 | 0 | 0.0 | 1.0 | 5.0 | 0.7 | 1.3 |

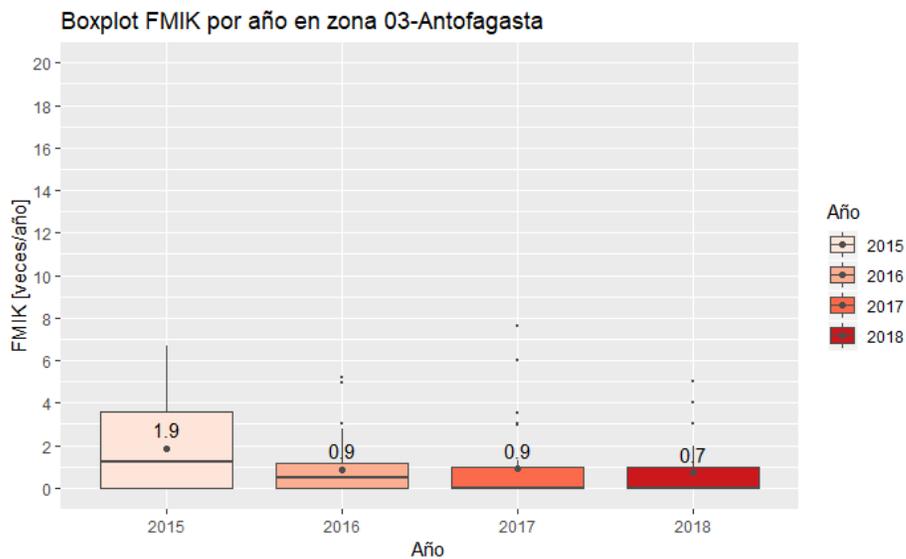


Figura 42 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad FMIK de Antofagasta

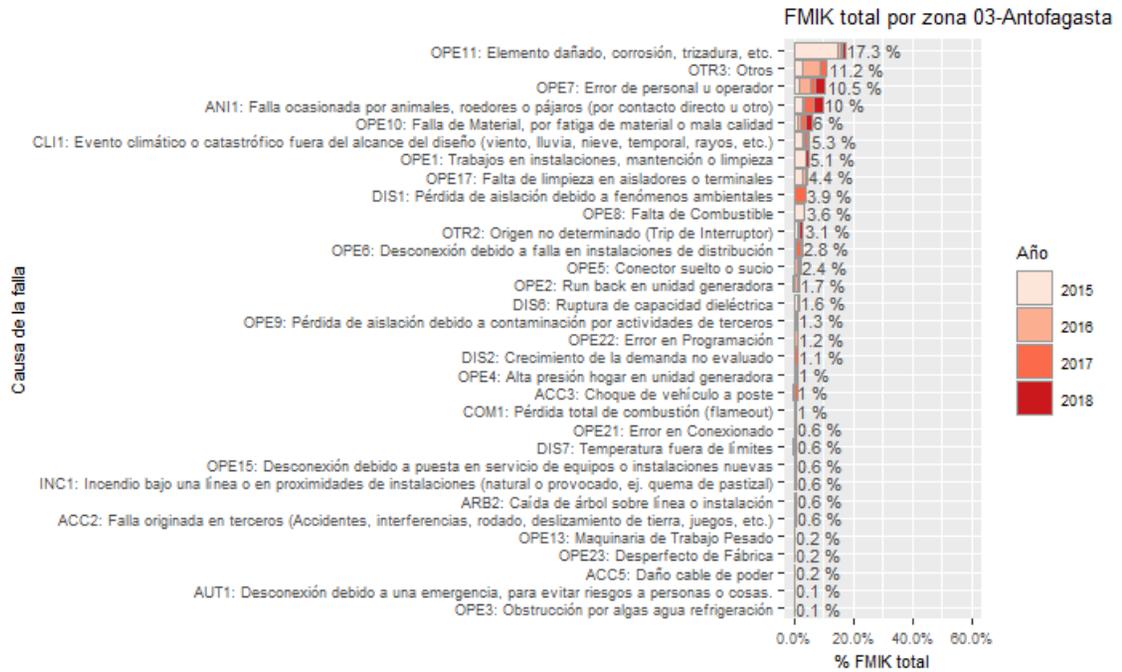


Figura 43 Porcentaje del total acumulado del FMIK según la causa de la falla presentados en la zona de Antofagasta

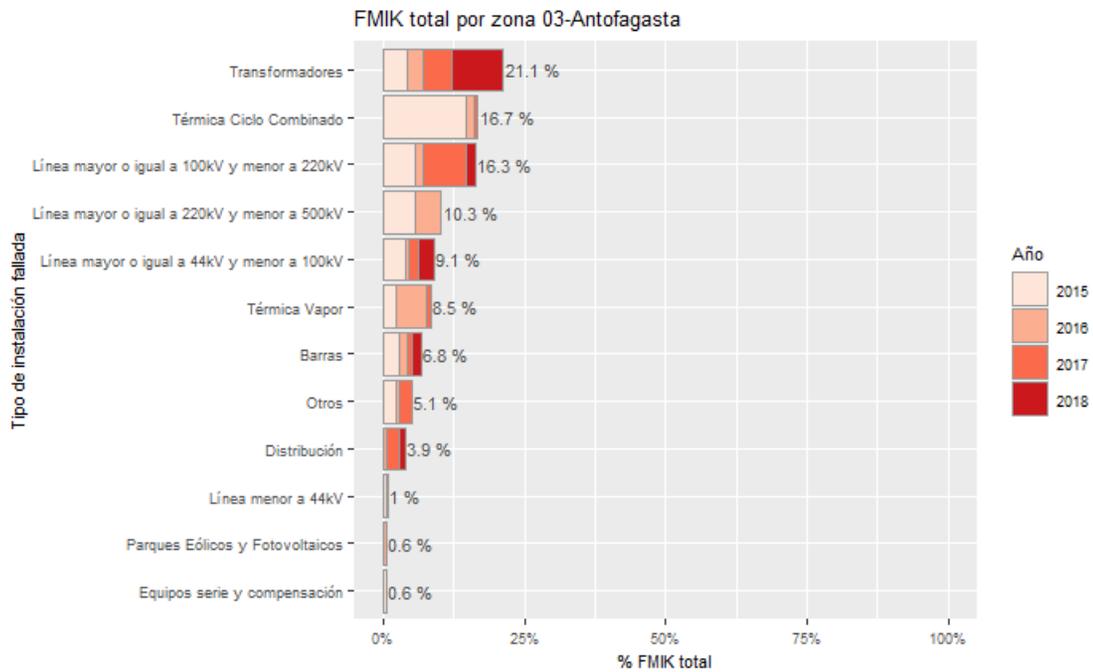


Figura 44 Porcentaje del total acumulado del FMIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Antofagasta

En la zona de Antofagasta se registra una disminución en el valor medio del FMIK desde el año 2015 en adelante, pasando de 1.9 veces/año en el 2015 a 0.9 veces/año para el 2016-2017 y 0.7 veces/año en el 2018.

Las principales causas de fallas que han incidido en los valores del FMIK en los últimos 4 años corresponden a elementos dañados (corrosión o trizadura, etc.), otros y errores de personal u operadores, las cuales presentan un 17.3%, 11.2% y 10.5% de participación cada una correspondientemente.

Las instalaciones que registran un mayor porcentaje de participación en las fallas para la zona de Antofagasta son los transformadores, centrales térmicas de ciclo combinado y las líneas de transmisión de 110 kV, cuyos porcentajes de participación respecto del total acumulado de los últimos 4 años son 21.1%, 16.7% y 16.3% respectivamente.

En la siguiente figura se presenta, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 la interpolación de los índices de continuidad FMIK en los puntos de control sobre el mapa de la zona de Antofagasta.

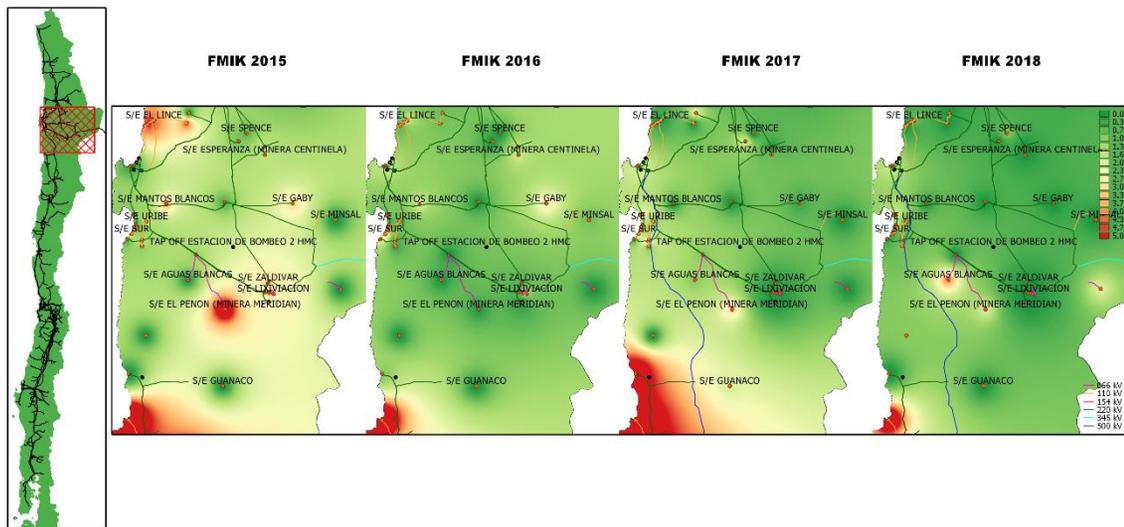


Figura 45 Índices de continuidad FMIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Antofagasta

A continuación se presentan los 5 puntos de control con mayores índices FMIK promedio en los últimos 4 años:

Tabla 23 Puntos de control con mayores índices FMIK promedio entre 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Antofagasta

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|------------------------------|-----------------|------|------|------|------|-------|
| BA S/E MEJILLONES 23KV | ELECDA | 1.0 | 5.0 | 6.0 | 4 | 4.0 |
| BA S/E LA PORTADA 23KV – BP1 | ELECDA | 4.0 | 3.0 | 7.6 | 0 | 3.7 |
| BA S/E EL PEÑÓN 66KV | MINERA MERIDIAN | 6.7 | 0.1 | 3.0 | 2 | 3.0 |

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|------------------------------------|---------|------|------|------|------|-------|
| BA S/E SUR 13.8KV | ELECDA | 2.8 | 5.2 | 3.5 | 0 | 2.9 |
| BA S/E TAP OFF LA NEGRA 23KV – BP1 | ELECDA | 2.3 | 0.9 | 6.0 | 1 | 2.6 |

b) TTIK

Tabla 24 Resumen estadístico de índices de continuidad TTIK para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Antofagasta

| INDICE | AÑO | MÍNIMO | 1er CUARTIL | MEDIANA | 3er CUARTIL | MÁXIMO | MEDIA | DESV ESTÁNDAR |
|--------|------|--------|-------------|---------|-------------|--------|-------|---------------|
| TTIK | 2015 | 0 | 0 | 1.3 | 3.1 | 43.0 | 4.0 | 9.1 |
| | 2016 | 0 | 0 | 0.1 | 1.1 | 154.7 | 5.1 | 24.2 |
| | 2017 | 0 | 0 | 0.0 | 0.6 | 19.0 | 1.9 | 4.5 |
| | 2018 | 0 | 0 | 0.0 | 0.6 | 11.6 | 1.5 | 3.3 |

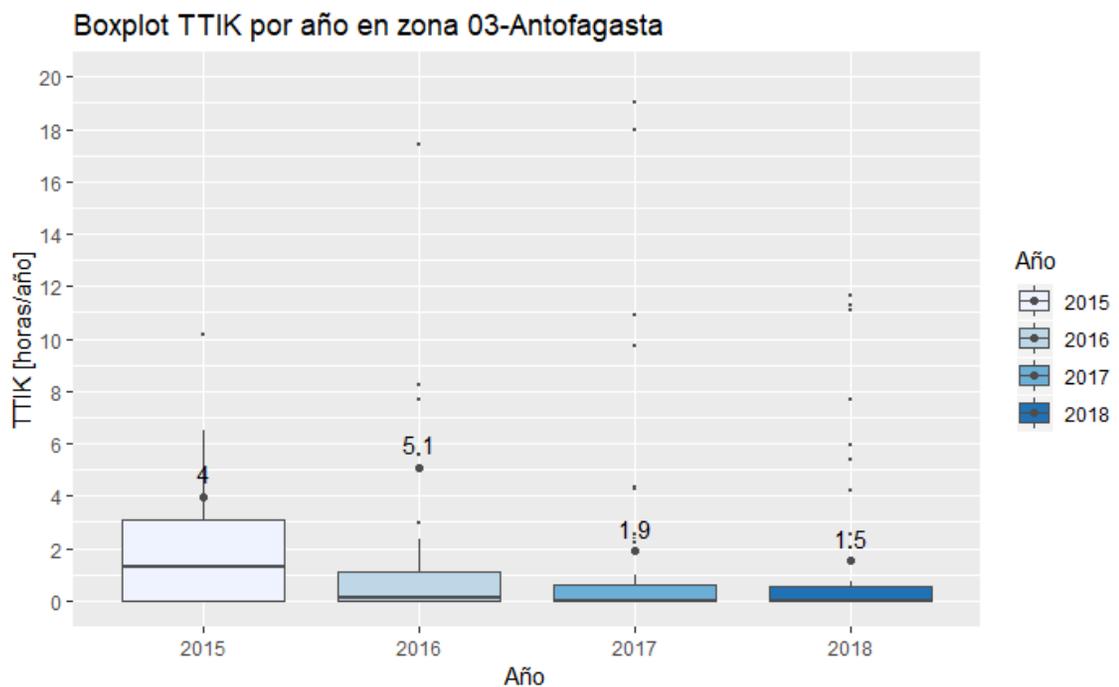


Figura 46 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad TTIK de Antofagasta

TTIK total por zona 03-Antofagasta

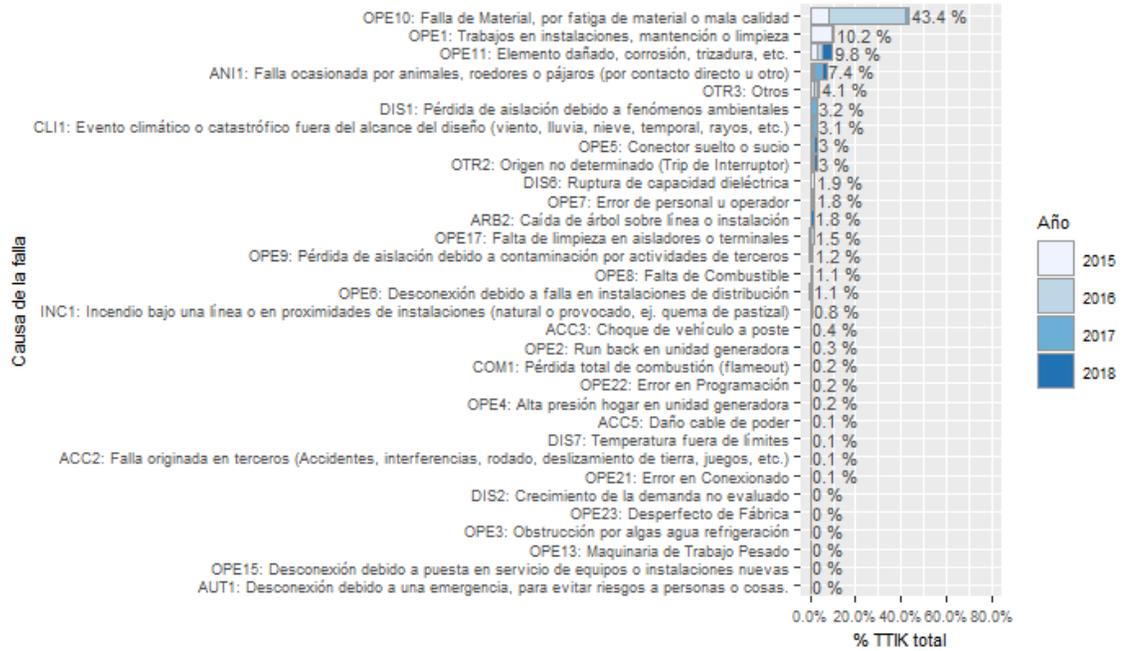


Figura 47 Porcentaje del total acumulado del TTIK según la causa de la falla presentados en la zona de Antofagasta

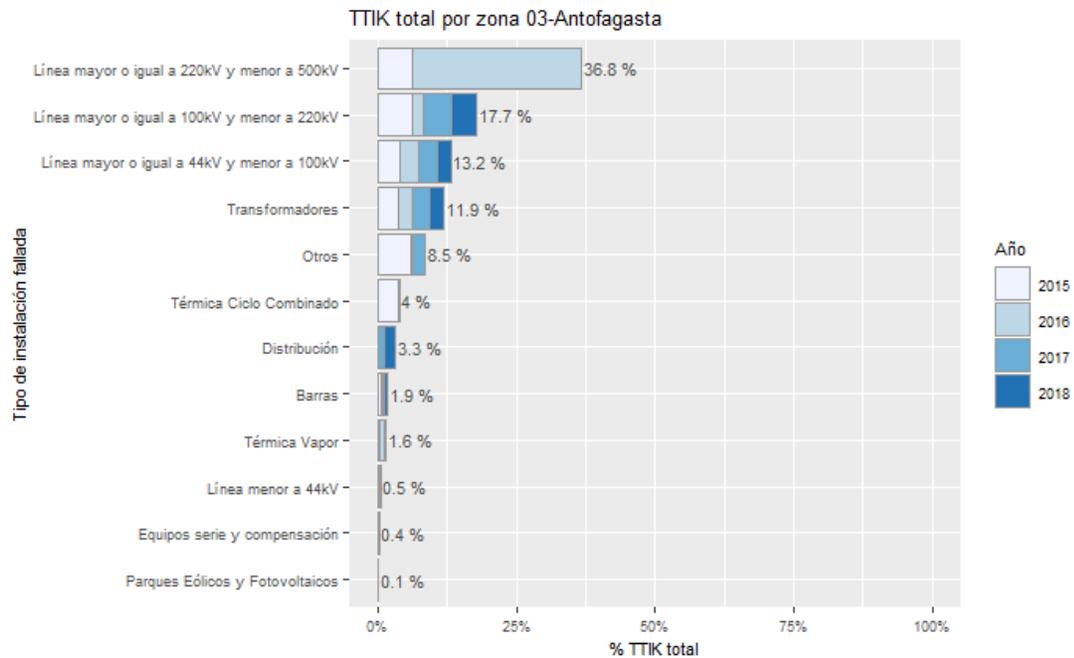


Figura 48 Porcentaje del total acumulado del TTIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Antofagasta

Respecto del año 2015, donde se presentó un TTIK promedio de 4 horas/año, en 2016 se registra un aumento alcanzando las 5.1 horas/año promedio, mientras que en el 2017 y 2018 el valor medio de la zona disminuye a 1.9 y 1.5 horas/año respectivamente.

Las principales causas de las fallas en la formación del TTIK para esta zona respecto del total acumulado de los últimos cuatro años corresponden a falla o fatiga de material con un 43.4%, seguido de trabajo en instalaciones (mantención o limpieza) con un 10.2% y elementos dañados por corrosión o trizadura con un 9.8%.

Las principales instalaciones falladas que han incidido en el valor del TTIK en los últimos 4 años para la zona de Antofagasta corresponden a líneas de 220 kV con un 36.8%, seguido de líneas de 110 kV y 66 kV que tienen una participación de un 17.7% y 13.2% respectivamente.

En la siguiente figura se presenta, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 la interpolación de los índices de continuidad TTIK en los puntos de control sobre el mapa de la zona de Antofagasta.

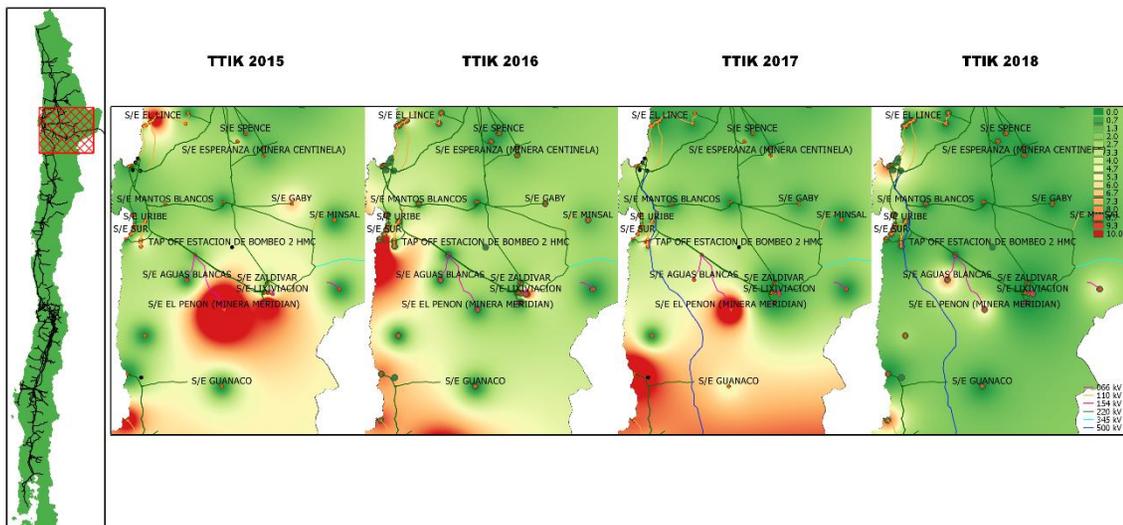


Figura 49 Índices de continuidad TTIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Antofagasta

A continuación se presentan los 5 puntos de control con mayores índices TTIK promedio en los últimos 4 años:

Tabla 25 Puntos de control con mayores índices TTIK promedio entre 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Antofagasta

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|---------------------------|------------------|------|-------|------|------|-------|
| BA S/E COLOSO 220KV - BP1 | MINERA ESCONDIDA | 0.0 | 154.7 | 0.0 | 0.0 | 38.7 |
| BA S/E EL PEÑÓN 66KV | MINERA MERIDIAN | 43.0 | 0.1 | 18.0 | 5.4 | 16.6 |
| BA S/E LAGUNA SECA 220KV | MINERA ESCONDIDA | 36.1 | 0.0 | 0.1 | 0.0 | 9.0 |
| BA S/E MEJILLONES 23KV | ELECDA | 1.6 | 8.2 | 10.9 | 11.6 | 8.1 |
| BA S/E EL LINCE 110KV | MINERA MICHILLA | 22.4 | 7.7 | 0.0 | 0.6 | 7.7 |

c) ENS

Tabla 26 Resumen estadístico de la ENS para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Antofagasta

| INDICE | AÑO | MÍNIMO | 1er CUARTIL | MEDIANA | 3er CUARTIL | MÁXIMO | MEDIA | DESV ESTÁNDAR |
|--------|------|--------|-------------|---------|-------------|--------|-------|---------------|
| ENS | 2015 | 0 | 0 | 9.4 | 37.8 | 2770.0 | 105.3 | 433.6 |
| | 2016 | 0 | 0 | 1.4 | 19.3 | 2058.0 | 80.7 | 332.0 |
| | 2017 | 0 | 0 | 0.0 | 8.4 | 268.0 | 22.6 | 57.1 |
| | 2018 | 0 | 0 | 0.0 | 3.3 | 119.2 | 9.8 | 23.7 |

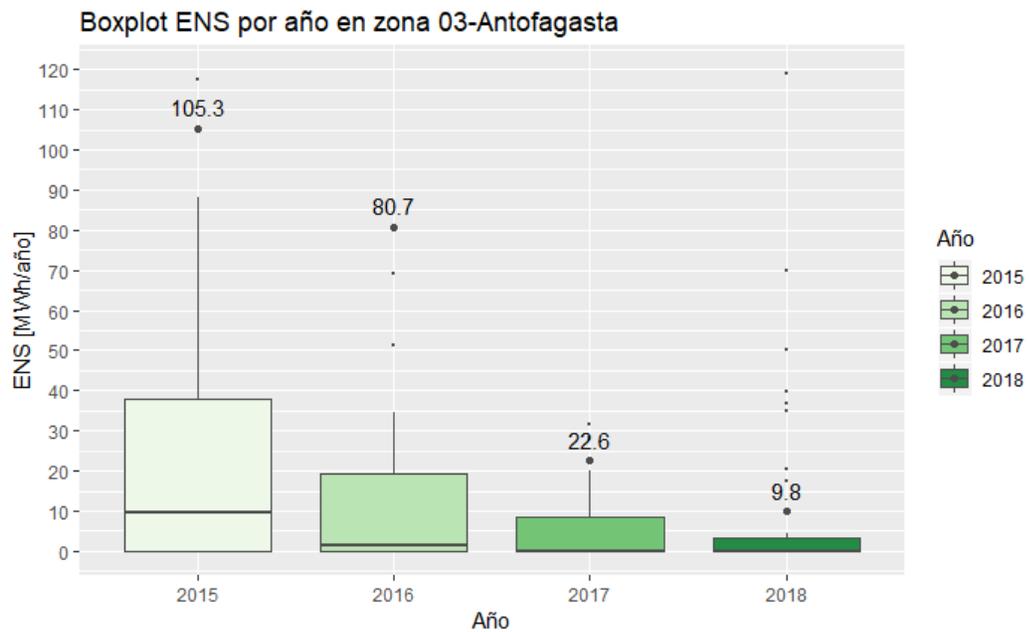


Figura 50 Gráfico BoxPlot de la ENS por año en Antofagasta

ENS total por zona 03-Antofagasta

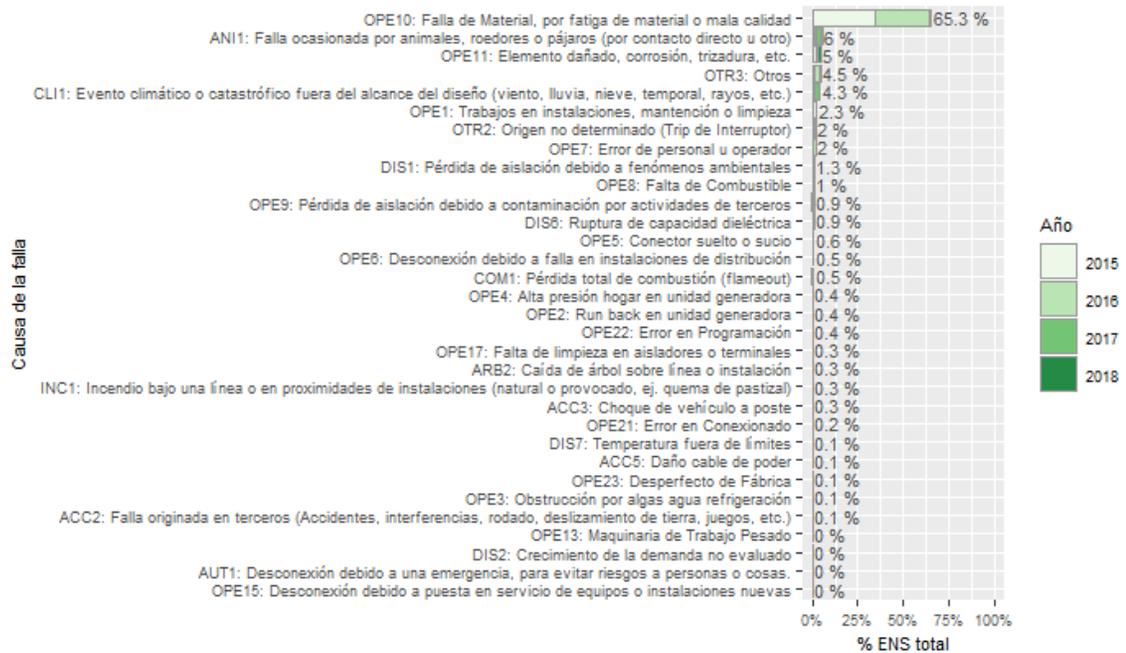


Figura 51 Porcentaje del total acumulado de la ENS según la causa de la falla presentados en la zona de Antofagasta

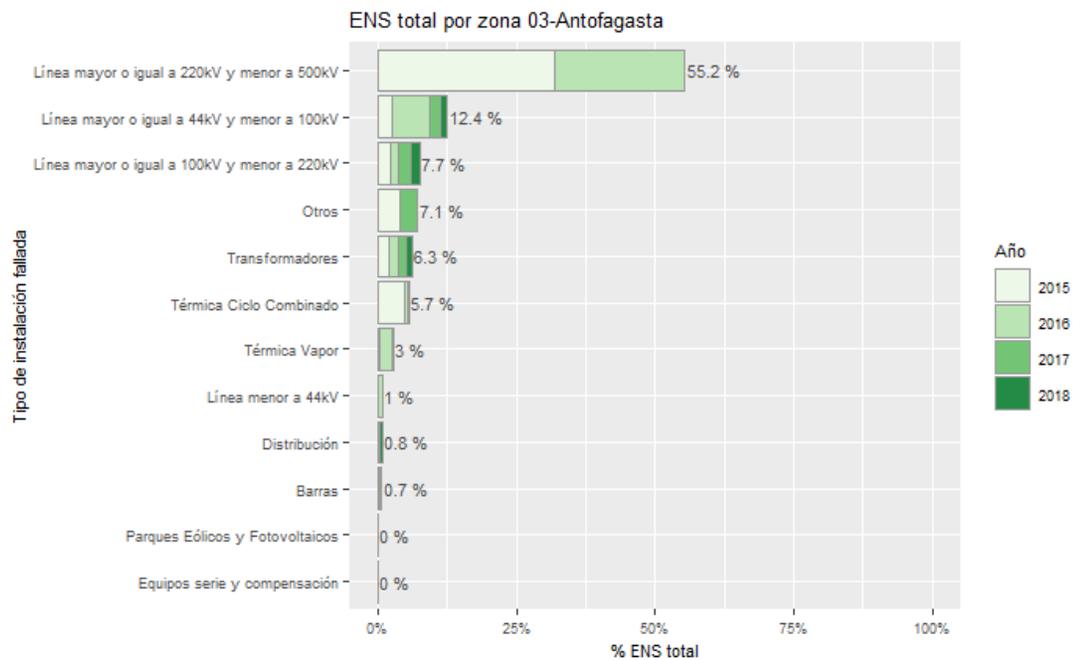


Figura 52 Porcentaje del total acumulado de la ENS según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Antofagasta

La ENS promedio para esta zona registra una tendencia de disminución en los últimos 4 años, pasando de 105.3 MWh/año el 2015 a 80.7, 22.6 y 9.8 MWh/año para el año 2016, 2017 y 2018 respectivamente.

Las principales causas de las fallas en la formación de la ENS para esta zona corresponden a falla de material (por fatiga de material o mala calidad), fallas ocasionadas por animales (roedores o pájaros) y debido a elementos dañados o corrosión de estos, las cuales registran valores de 65.36%, 6% y 5% cada una en relación con el total acumulado de los últimos cuatro años.

Las principales instalaciones donde se originan las fallas en la zona de Antofagasta que aportan al indicador ENS son en el sistema de transmisión, específicamente en las líneas de 220 kV que presentan un 55.2% de incidencia en las fallas sobre el total acumulado de los últimos 4 años, seguido de fallas en las líneas de transmisión de 66 kV y 110 kV que tienen una participación de un 12.4% y 7.7% respectivamente en el mismo periodo de tiempo.

En la siguiente figura se presenta, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018, la interpolación de la ENS en los puntos de control sobre el mapa de la zona de Antofagasta.

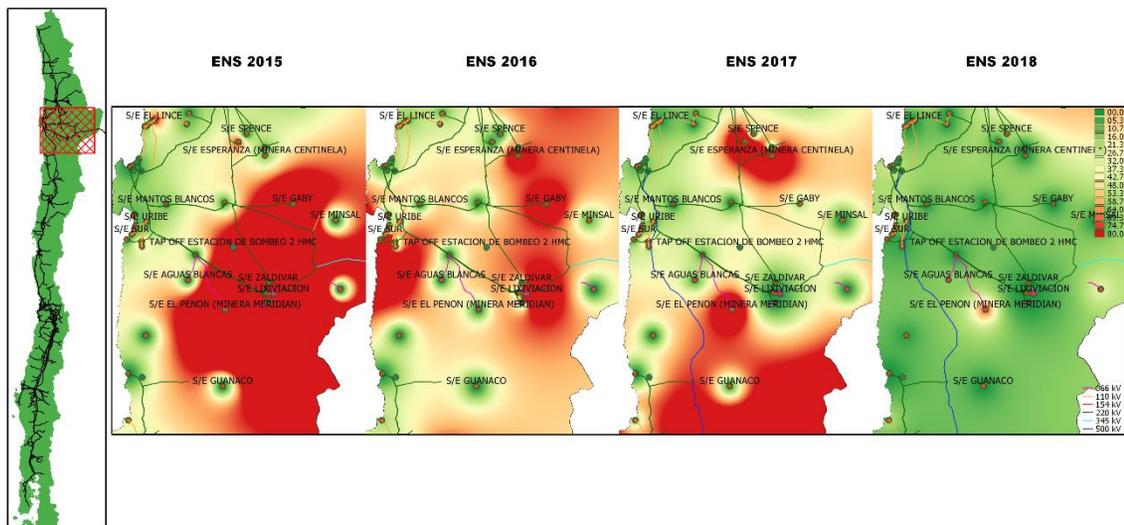


Figura 53 Energía no suministrada entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Antofagasta.

A continuación se presentan los 5 puntos de control con mayor ENS promedio en los últimos 4 años:

Tabla 27 Puntos de Control con mayor ENS promedio entre 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Antofagasta

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|---------------------------|------------------|--------|--------|------|------|-------|
| BA S/E LAGUNA SECA 220KV | MINERA ESCONDIDA | 2770.0 | 1.4 | 2.3 | 0.0 | 693.4 |
| BA S/E COLOSO 220KV – BP1 | MINERA ESCONDIDA | 0.0 | 2058.0 | 0.0 | 0.0 | 514.5 |

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|------------------------------|------------------|-------|-------|-------|------|-------|
| BA S/E LIXIVIACIÓN 69KV - BS | MINERA ESCONDIDA | 46.0 | 622.4 | 0.0 | 0.0 | 167.1 |
| BA S/E EL PEÑÓN 66KV | MINERA MERIDIAN | 323.6 | 1.3 | 182.5 | 69.8 | 144.3 |
| BA S/E GABY 220KV | CODELCO CHILE | 309.4 | 142.9 | 27.8 | 0.0 | 120.0 |

3.2.4 Copiapó

Corresponden a los puntos de control ubicados desde la S/E Paposo hasta la S/E Maitencillo. A continuación se presenta un resumen de los principales estadísticos:

a) FMIK

Tabla 28 Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Copiapó

| INDICE | AÑO | MÍNIMO | 1er CUARTIL | MEDIANA | 3er CUARTIL | MÁXIMO | MEDIA | DESV ESTÁNDAR |
|--------|------|--------|-------------|---------|-------------|--------|-------|---------------|
| FMIK | 2015 | 0 | 1.0 | 2.0 | 4.0 | 12.0 | 3.0 | 2.8 |
| | 2016 | 0 | 0.0 | 0.0 | 2.0 | 11.0 | 1.5 | 2.7 |
| | 2017 | 0 | 2.0 | 3.0 | 5.0 | 12.0 | 3.7 | 2.6 |
| | 2018 | 0 | 0.0 | 0.0 | 1.0 | 8.0 | 1.3 | 2.2 |

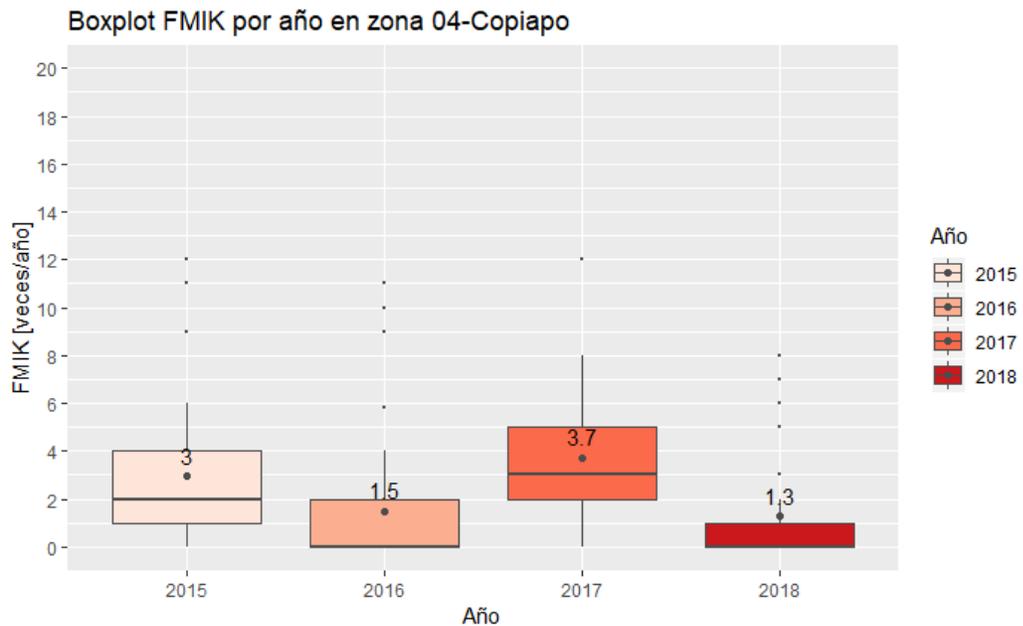


Figura 54 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad FMIK de Copiapó

FMIK total por zona 04-Copiapo

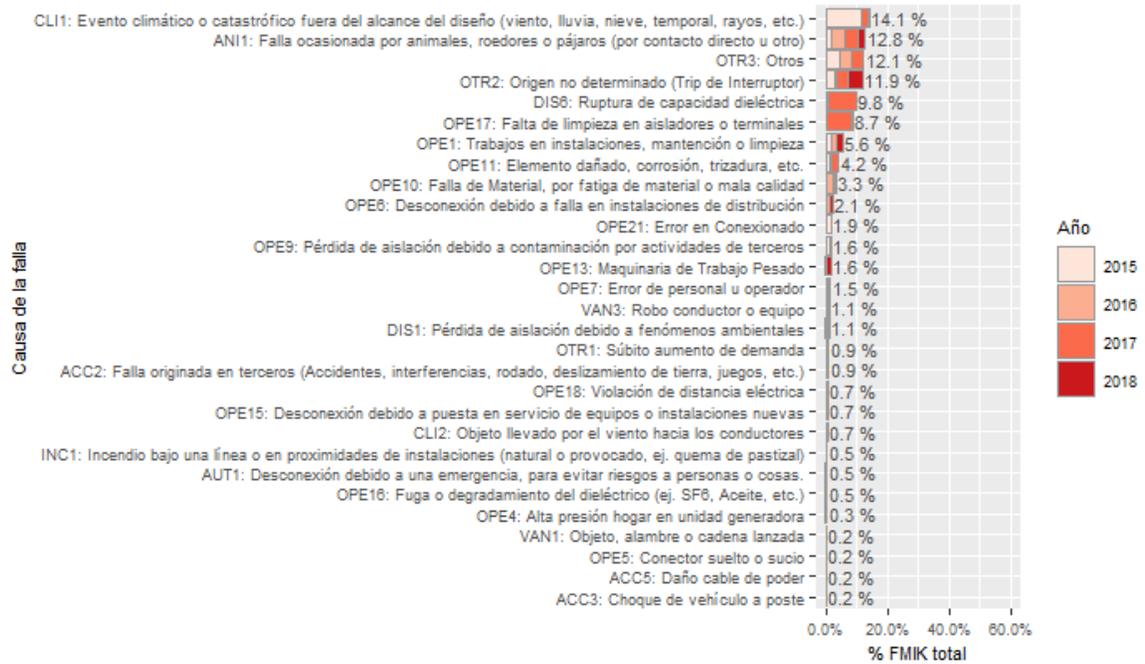


Figura 55 Porcentaje del total acumulado del FMIK según la causa de la falla presentados en la zona de Copiapó

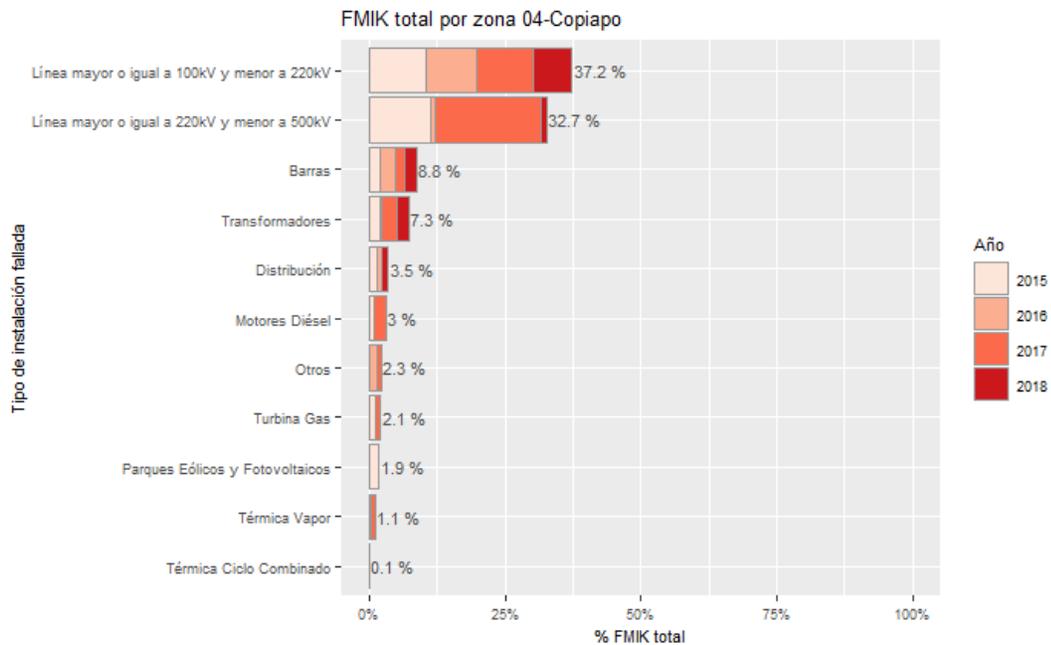


Figura 56 Porcentaje del total acumulado del FMIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Copiapó

En la zona de Copiapó se registra una disminución en el valor medio del FMIK en el 2016 respecto del año 2015 pasando de 3 veces/año a 1.5 veces/año, mientras que en el 2017 se registra un valor medio de 3.7 veces/año el cual registra una disminución para el 2018 alcanzando las 1.3 veces/año.

Las principales causas de fallas que han incidido en los valores del FMIK en los últimos 4 años corresponden a eventos climáticos o catastróficos fuera del alcance de diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.) con un 14.1%, seguido de fallas ocasionadas por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro) con un 12.8% y otros con 12.1%.

Las instalaciones que registran un mayor porcentaje de participación en las fallas para la zona de Copiapó en los últimos 4 años corresponden a las líneas de transmisión de 110 kV, líneas de 220 kV y fallas en barras las cuales registraron una incidencia de 37.2%, 32.7% y 8.8% respectivamente.

En la siguiente figura se presenta, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 la interpolación de los índices de continuidad FMIK en los puntos de control sobre el mapa de la zona de Copiapó.

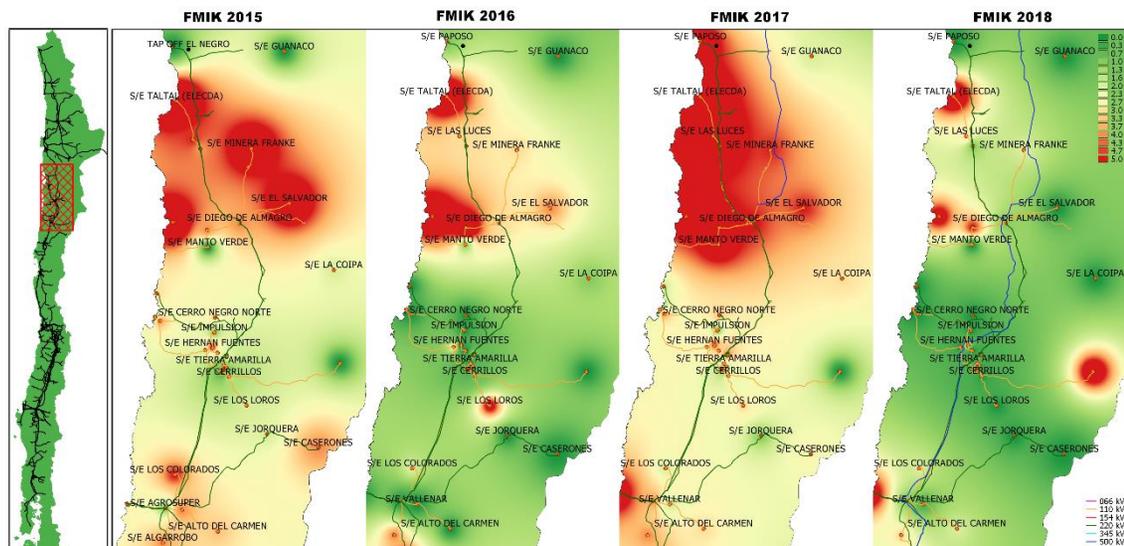


Figura 57 Índices de continuidad FMIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Copiapó

A continuación se presentan los 5 puntos de control con mayores índices FMIK promedio en los últimos 4 años:

Tabla 29 Puntos de control con mayores índices FMIK promedio entre 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Copiapó

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|-------------------------------|---------|------|------|------|------|-------|
| BA S/E TALTAL (ELECDA) 13.2KV | ELECDA | 12.0 | 10 | 12.0 | 8 | 10.5 |

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|---------------------------|--------------------|------|------|------|------|-------|
| BA S/E CHANARAL 13.8KV | CONAFE | 11.0 | 11 | 8.0 | 6 | 9.0 |
| BA S/E EL SALADO 23KV | EMELAT | 4.0 | 9 | 8.0 | 5 | 6.5 |
| BA S/E MINERA FRANKE 23KV | MINERA CENTENARIO | 9.0 | 3 | 4.9 | 2 | 4.7 |
| BA S/E LAS LUCES 110KV | MINERA LAS CENIZAS | 4.9 | 3 | 8.0 | 3 | 4.7 |

b) TTIK

Tabla 30 Resumen estadístico de índices de continuidad TTIK para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Copiapó

| INDICE | AÑO | MÍNIMO | 1er CUARTIL | MEDIANA | 3er CUARTIL | MÁXIMO | MEDIA | DESV ESTÁNDAR |
|--------|------|--------|-------------|---------|-------------|--------|-------|---------------|
| TTIK | 2015 | 0 | 0.9 | 2.3 | 8.0 | 114.4 | 7.4 | 17.3 |
| | 2016 | 0 | 0.0 | 0.0 | 5.5 | 40.2 | 3.9 | 8.2 |
| | 2017 | 0 | 3.1 | 5.3 | 8.9 | 365.9 | 32.5 | 85.3 |
| | 2018 | 0 | 0.0 | 0.0 | 1.6 | 42.9 | 3.0 | 7.9 |

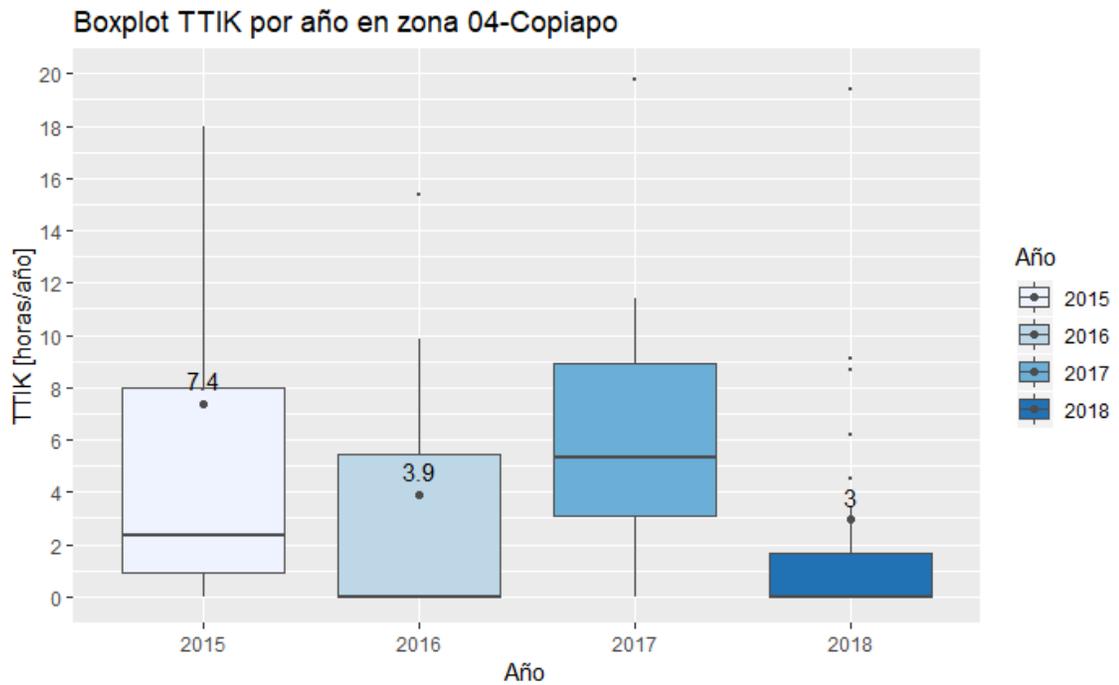


Figura 58 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad TTIK de Copiapó

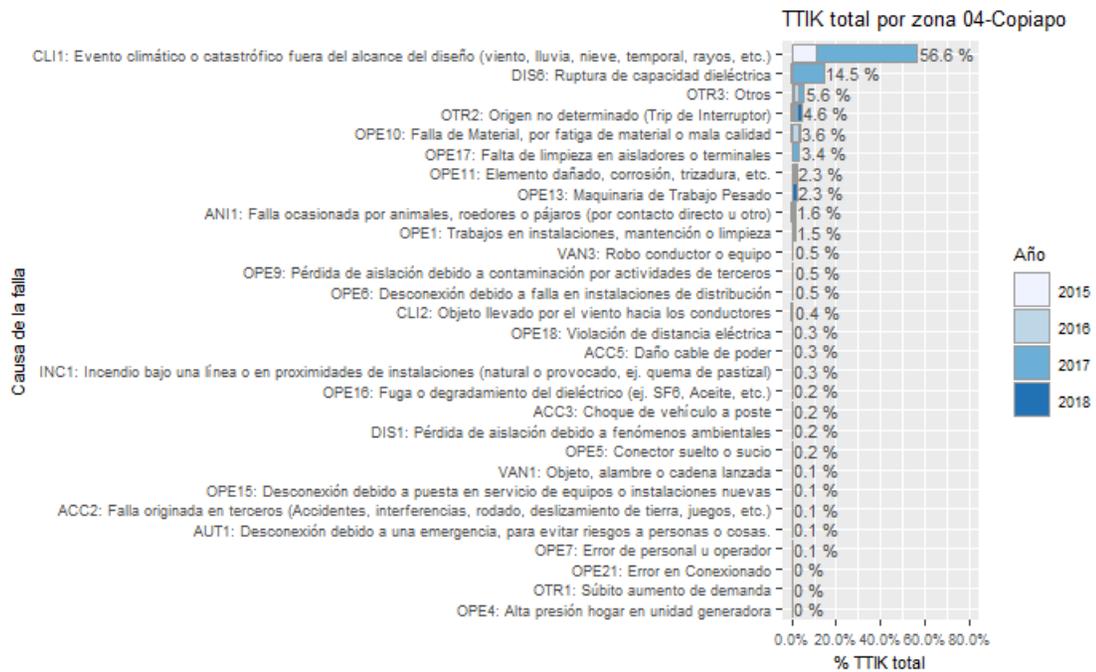


Figura 59 Porcentaje del total acumulado del TTIK según la causa de la falla presentados en la zona de Copiapó

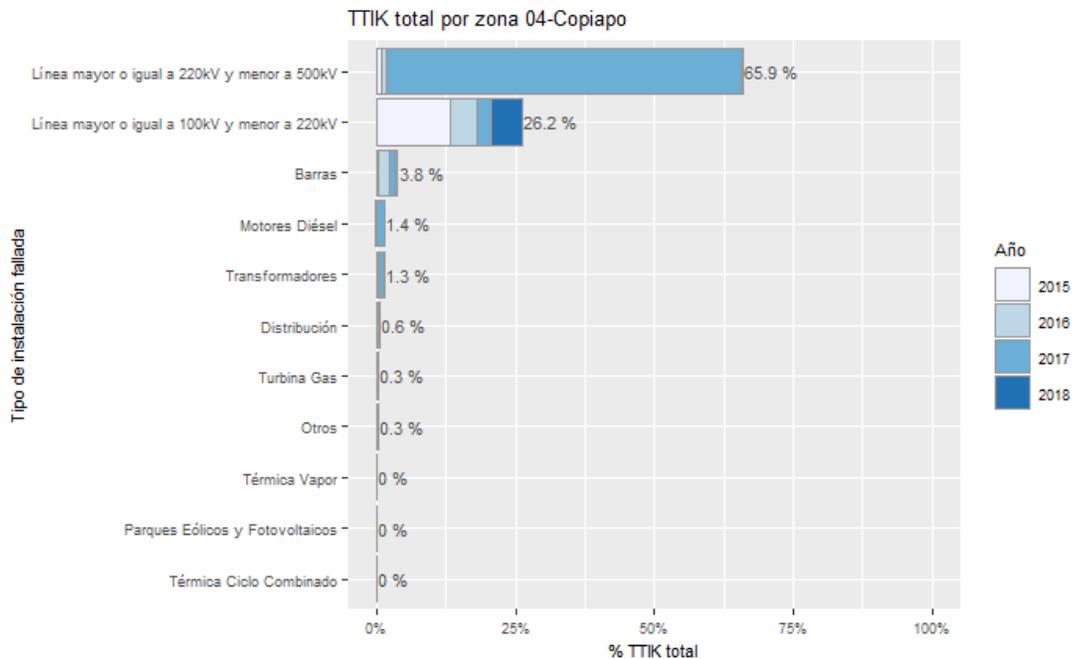


Figura 60 Porcentaje del total acumulado del TTIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Copiapó

Respecto del año 2015, donde se presentó un TTIK promedio de 7.4 horas/año, en 2016 se registra una disminución alcanzando las 3.9 horas/año, mientras que para el 2017 dicho valor registró un aumento significativo alcanzando las 32.5 horas/año y en el 2018 se experimenta una disminución alcanzando las 3 horas/año.

Cabe señalar que el valor medio del TTIK del año 2017 registra una fuerte alza producto de la falla de la línea de transmisión 220 kV Maitencillo - Caserones, la cual permaneció fuera de servicio desde el 11 al 21 de mayo de 2017 a causa de fuerte nevazón y viento en la zona de Caserones que ocasionaron daños a las estructuras N°500, 501 y 512 a 3600 msnm. A raíz de la falla se produjo la pérdida de 106 MW de consumo asociado a SSEE Jorquera y Caserones registrándose una estimación de energía no suministrada equivalente a 714 MWh y 24515.7 MWh en cada una de las subestaciones respectivamente según el EAF 156 del 2017.

Las principales causas de fallas que han producido los valores del TTIK en los últimos 4 años corresponden a eventos climáticos o catastróficos fuera del alcance de diseño, ruptura de la capacidad dieléctrica y otros, los cuales registraron porcentajes de 56.6%, 14.5% y 5.6% respectivamente.

Por otra parte, las instalaciones falladas que presentan un mayor porcentaje de participación y que explican el comportamiento del TTIK en los últimos 4 años corresponden a líneas de transmisión de 220 kV con un 65.9%, seguido de líneas de 110 KV con 26.2% y barras con un 3.8%.

En la siguiente figura se presenta, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 la interpolación de los índices de continuidad TTIK en los puntos de control sobre el mapa de la zona de Copiapó.

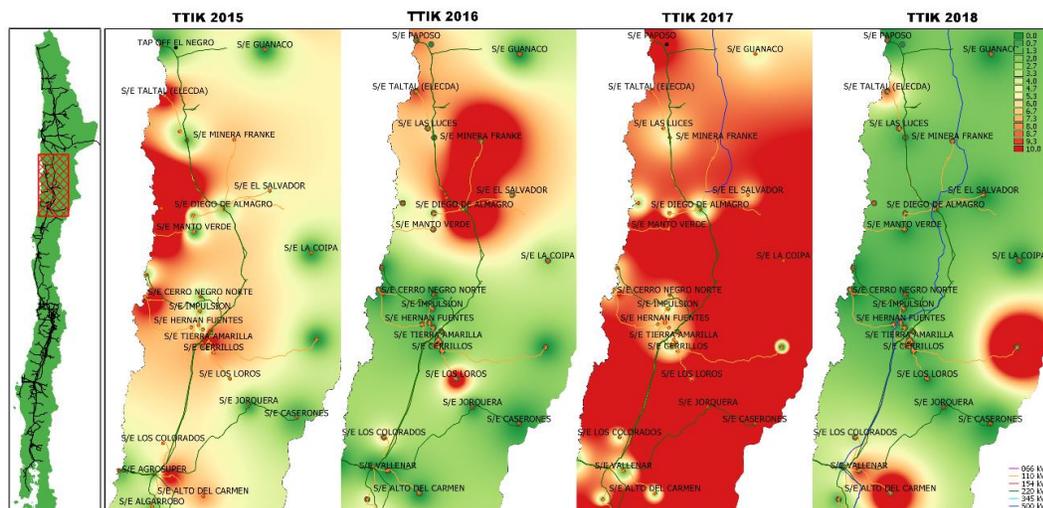


Figura 61 Índices de continuidad TTIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Copiapó

A continuación se presentan los 5 puntos de control con mayores índices TTIK promedio en los últimos 4 años:

Tabla 31 Puntos de control con mayores índices TTIK promedio entre 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Copiapó

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|---------------------------------|----------------------|-------|------|-------|------|-------|
| BA S/E CASERONES 220kV BARRA 1A | MINERA LUMINA COPPER | 0.9 | 0 | 365.9 | 0.0 | 91.7 |
| BA S/E CASERONES 220kV BARRA 1C | MINERA LUMINA COPPER | 0.9 | 0 | 341.0 | 0.0 | 85.5 |
| BA S/E CASERONES 220kV BARRA 1B | MINERA LUMINA COPPER | 0.9 | 0 | 238.0 | 0.0 | 59.7 |
| BA S/E JORQUERA 220kV | MINERA LUMINA COPPER | 0.2 | 0 | 238.0 | 0.0 | 59.6 |
| BA S/E CHANARAL 13.8KV | CONAFE | 114.4 | 4 | 3.1 | 1.7 | 30.8 |

c) ENS

Tabla 32 Resumen estadístico de la ENS para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Copiapó

| INDICE | AÑO | MÍNIMO | 1er CUARTIL | MEDIANA | 3er CUARTIL | MÁXIMO | MEDIA | DESV ESTÁNDAR |
|--------|------|--------|-------------|---------|-------------|---------|-------|---------------|
| ENS | 2015 | 0 | 1.9 | 16.7 | 52.9 | 252.0 | 41.2 | 56.2 |
| | 2016 | 0 | 0.0 | 0.0 | 10.6 | 302.4 | 24.4 | 57.9 |
| | 2017 | 0 | 5.3 | 34.6 | 70.1 | 12845.9 | 796.5 | 2799.2 |
| | 2018 | 0 | 0.0 | 0.0 | 4.2 | 188.4 | 12.3 | 36.0 |

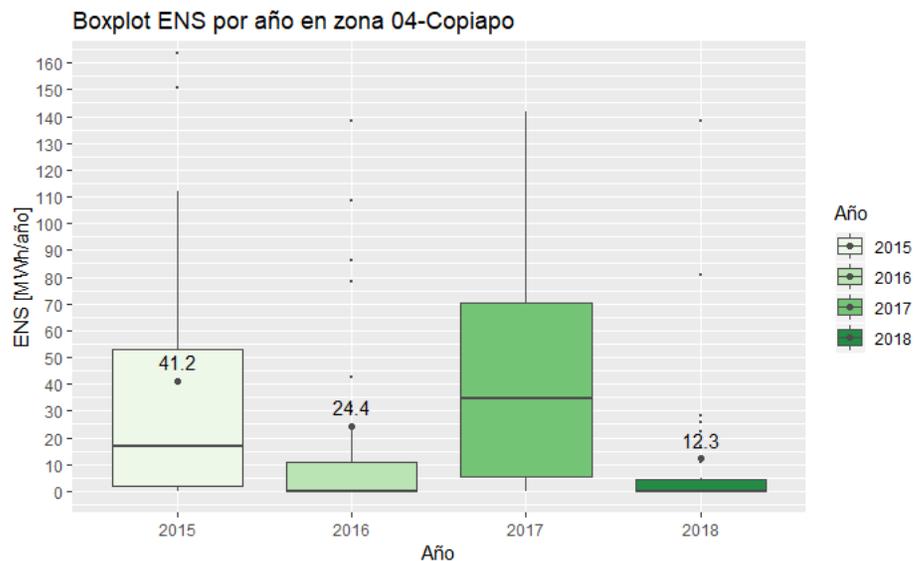


Figura 62 Gráfico BoxPlot de la ENS por año en Copiapó

ENS total por zona 04-Copiapo

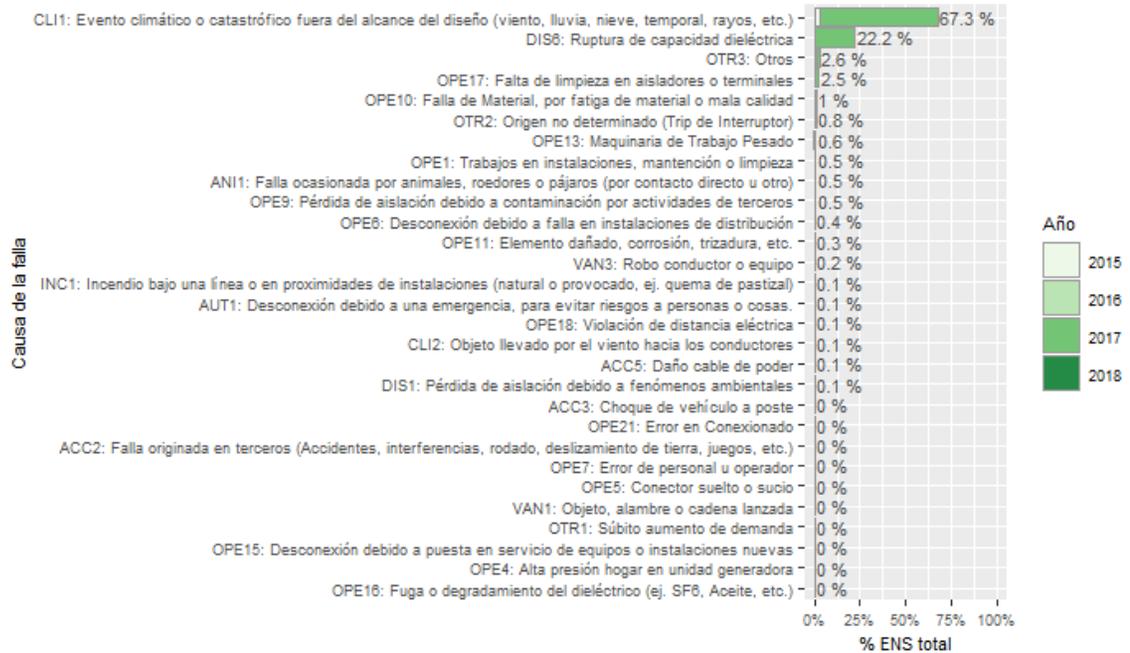


Figura 63 Porcentaje del total acumulado de la ENS según la causa de la falla presentados en la zona de Copiapo

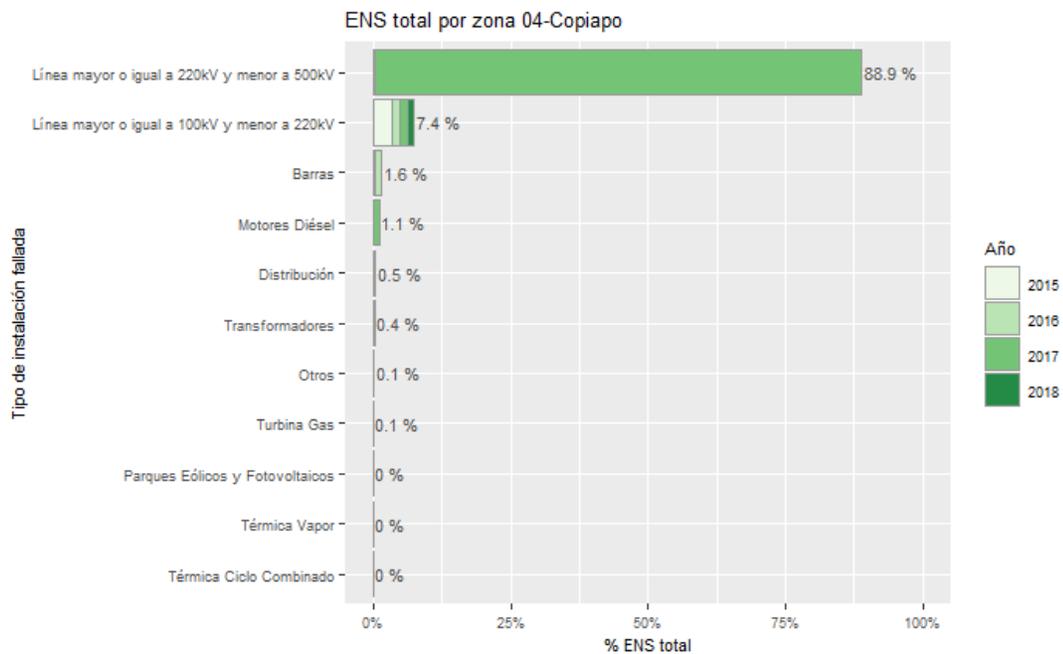


Figura 64 Porcentaje del total acumulado de la ENS según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Copiapó

La ENS promedio presentó una disminución en el 2016 respecto del año 2015, pasando de 41.2 MWh/año a 24.4 MWh/año, mientras que para el 2017 registra un aumento brusco en el valor medio de la zona alcanzando los 796.5 MWh/año, debido principalmente a la falla Maitencillo - Caserones que permaneció fuera de servicio desde el 11 al 21 de mayo con 109 MW de consumos afectados en las SSEE Jorquera y Caserones, registrándose un total de 714 MWh y 24515 MWh de energía no suministrada en cada subestación según el EAF 156-2017. Finalmente en el 2018 el indicador presentó una disminución en su valor medio alcanzando los 12.3 MWh/año.

Las principales causas de las fallas en la formación de la ENS para esta zona corresponden a eventos climáticos o catastróficos fuera del alcance de diseño (lluvia, viento, nieve, temporal, rayos, etc.), ruptura de la capacidad dieléctrica y otros, los cuales registran valores de 67.3%, 22.2% y 2.6% respectivamente, en relación con el total acumulado de los últimos cuatro años.

Las principales instalaciones donde se originan las fallas en la zona de Copiapó que aportan al indicador ENS en los últimos cuatro años son en el sistema de transmisión, específicamente en las líneas de 220 kV que presentan un 88.9%, seguido de fallas en las líneas de 110 kV y fallas en barras que tienen una participación de un 7.4% y 1.6% respectivamente.

En la siguiente figura se presenta, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018, la interpolación de la ENS en los puntos de control sobre el mapa de la zona de Copiapó.

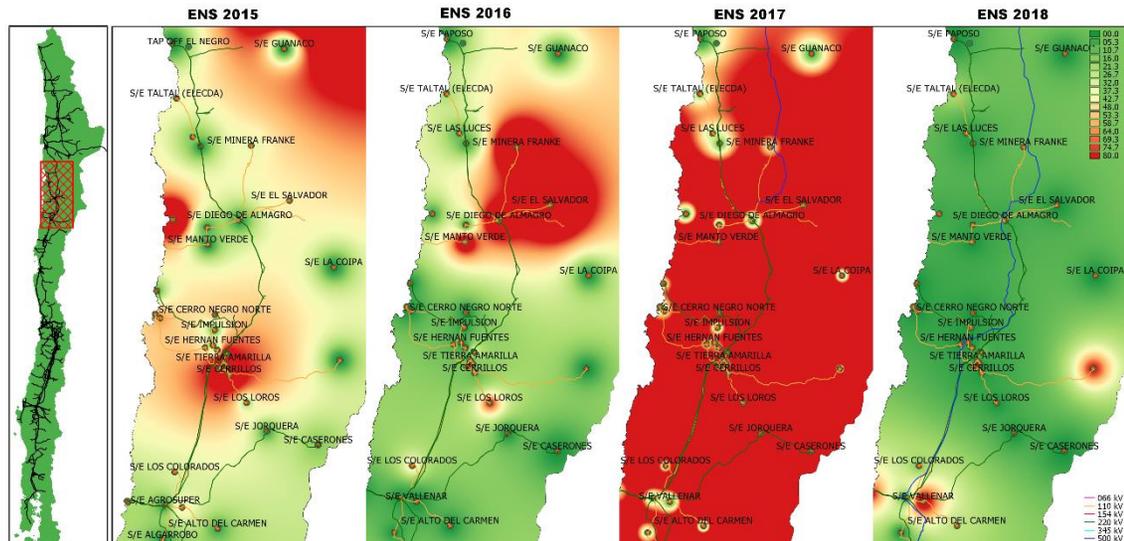


Figura 65 Energía no suministrada entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Copiapó.

A continuación se presentan los 5 puntos de control con mayor ENS promedio en los últimos 4 años:

Tabla 33 Puntos de Control con mayor ENS promedio entre 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Copiapó

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|---|-----------------------------------|------|-------|---------|------|--------|
| BA S/E CASERONES 220kV BARRA 1A | MINERA LUMINA COPPER | 16.7 | 0.0 | 12845.9 | 0 | 3215.7 |
| BA S/E CASERONES 220kV BARRA 1C | MINERA LUMINA COPPER | 16.7 | 0.0 | 11851.3 | 0 | 2967.0 |
| BA S/E CASERONES 220kV BARRA 1B | MINERA LUMINA COPPER | 16.7 | 0.0 | 8171.9 | 0 | 2047.2 |
| BA S/E DIEGO DE ALMAGRO 110KV SECCIÓN 2 | ANGLO AMERICAN NORTE - MANTOVERDE | 0.0 | 108.4 | 617.4 | 0 | 181.5 |
| BA S/E JORQUERA 220kV | MINERA LUMINA COPPER | 6.5 | 0.0 | 714.0 | 0 | 180.1 |

3.2.5 Coquimbo

Corresponden a los puntos de control ubicados desde la S/E Algarrobo hasta S/E Casas Viejas. A continuación se presenta un resumen de los principales estadísticos:

a) FMIK

Tabla 34 Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Coquimbo

| INDICE | AÑO | MÍNIMO | 1er CUARTIL | MEDIANA | 3er CUARTIL | MÁXIMO | MEDIA | DESV ESTÁNDAR |
|--------|------|--------|-------------|---------|-------------|--------|-------|---------------|
| FMIK | 2015 | 0 | 1.0 | 2.0 | 4.0 | 14.0 | 2.5 | 2.5 |
| | 2016 | 0 | 0.0 | 2.0 | 3.0 | 8.0 | 1.9 | 2.0 |
| | 2017 | 0 | 0.0 | 1.0 | 3.0 | 8.8 | 1.7 | 1.9 |
| | 2018 | 0 | 0.0 | 0.0 | 1.0 | 7.0 | 1.0 | 1.8 |

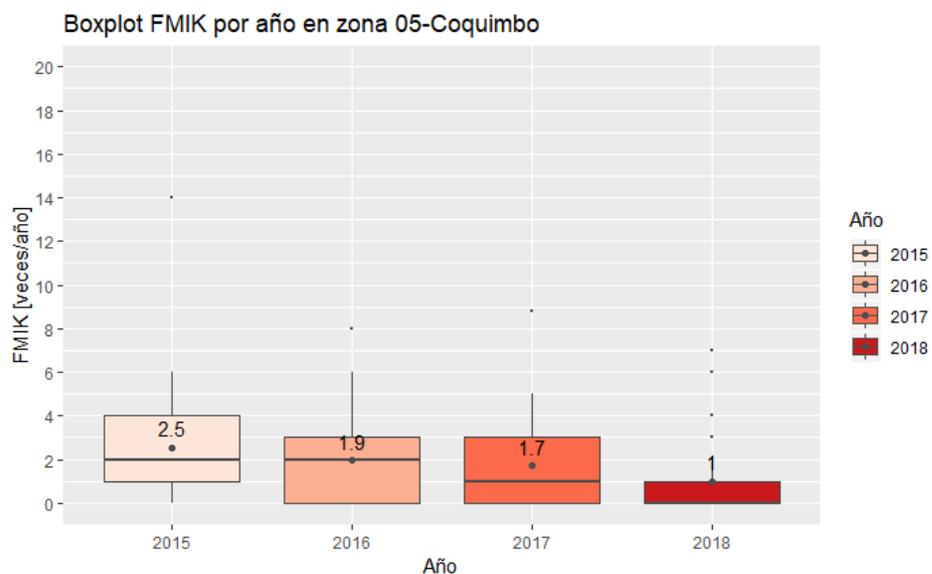


Figura 66 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad FMIK de Coquimbo

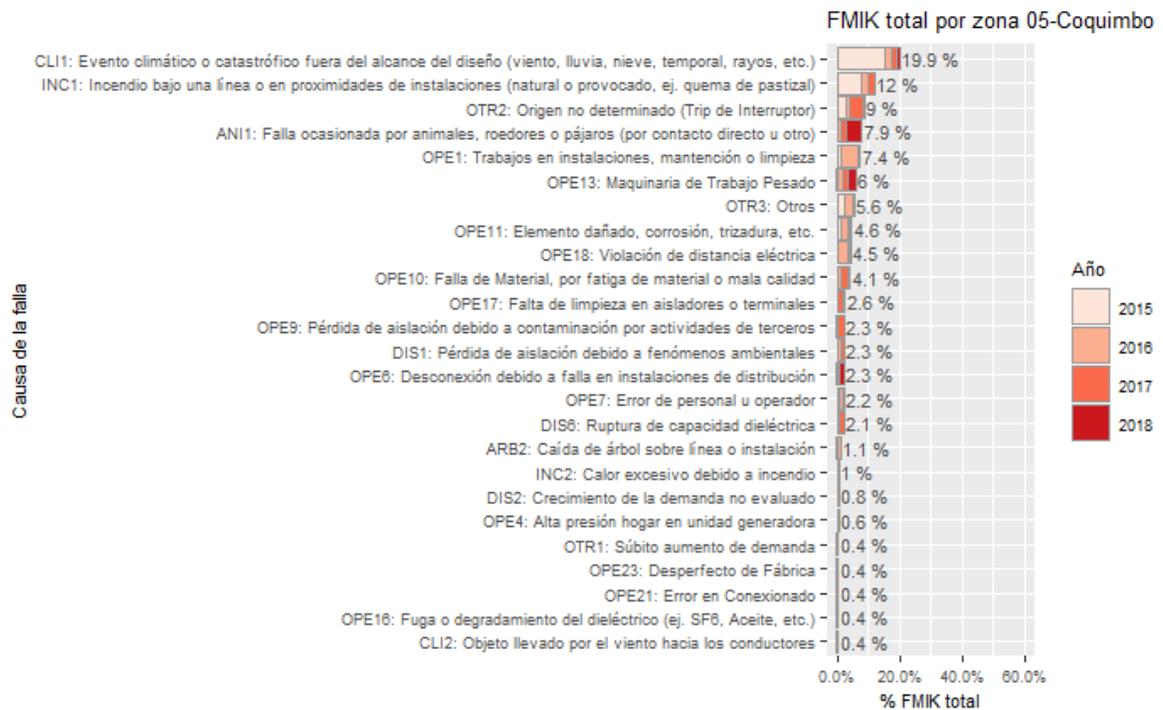


Figura 67 Porcentaje del total acumulado del FMIK según la causa de la falla presentados en la zona de Coquimbo

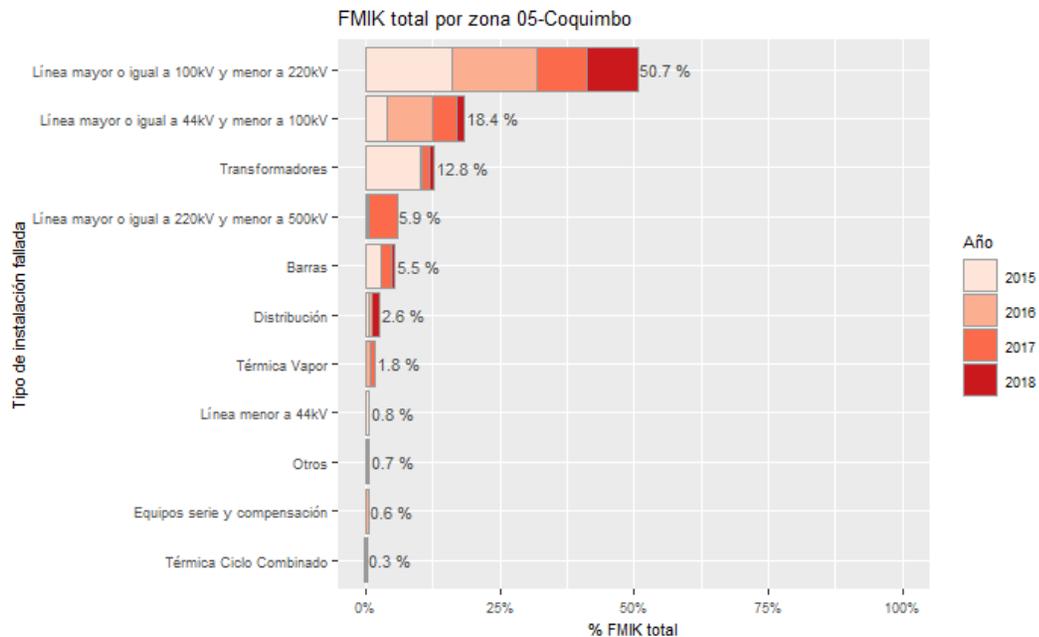


Figura 68 Porcentaje del total acumulado del FMIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Coquimbo

En la zona de Coquimbo se registra una disminución en el valor medio del FMIK desde el año 2015 en adelante pasando de 2.5 veces/año a 1.9, 1.7 y 1 veces/año para el 2016, 2017 y 2018 respectivamente.

Las principales causas de las fallas de esta zona que han incidido en los valores del FMIK en los últimos 4 años corresponden a eventos climáticos o catastróficos fuera del alcance de diseño, incendios bajo las líneas y origen no determinado, las cuales presentan un 19.9%, 12% y 9% de participación cada una.

Las instalaciones que registran un mayor porcentaje de participación en las fallas y que explican el comportamiento del FMIK para la zona de Coquimbo son las líneas de transmisión de 110 kV, líneas de 66 kV y los transformadores, cuyos porcentajes de participación de cada una las categorías indicadas respecto del total acumulado de los últimos cuatro años son de 50.7%, 18.4% y 12.8% respectivamente.

En la siguiente figura se presenta, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 la interpolación de los índices de continuidad FMIK en los puntos de control sobre el mapa de la zona de Coquimbo.

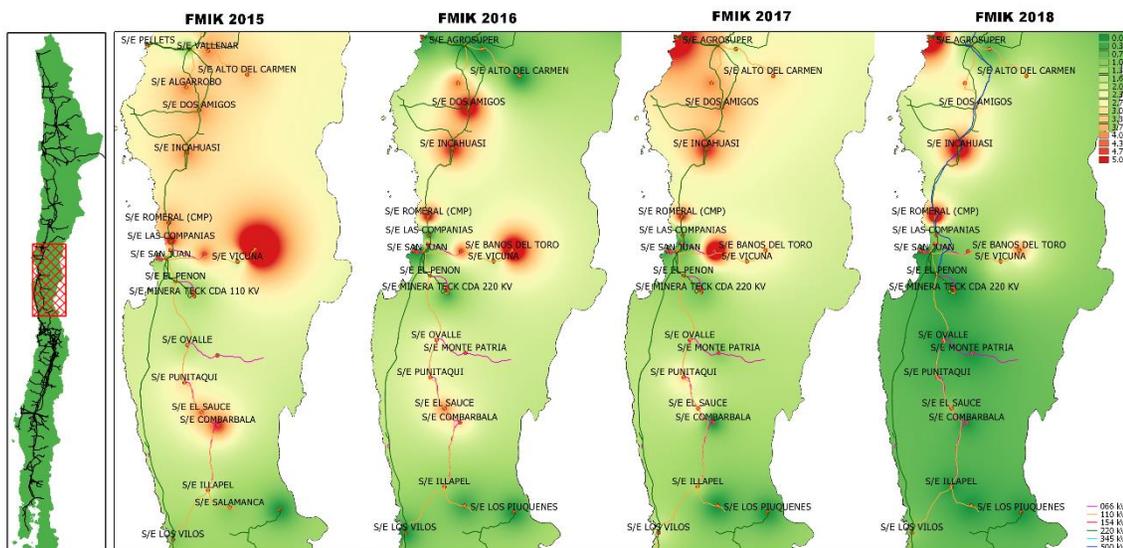


Figura 69 Índices de continuidad FMIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Coquimbo

A continuación se presentan los 5 puntos de control con mayores índices FMIK promedio en los últimos 4 años:

Tabla 35 Puntos de control con mayores índices FMIK promedio entre 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Coquimbo

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|--------------------------------|-----------------------|------|------|------|------|-------|
| BA S/E MINERAL EL INDIÓ 13.2KV | MINERA ZALDIVAR LTDA. | 14.0 | 8.0 | 3.0 | 4 | 7.2 |

| | | | | | | |
|----------------------------|---------|-----|-----|-----|---|-----|
| BA S/E ROMERAL (CMP) 110KV | CAP CMP | 4.0 | 5.4 | 5.0 | 7 | 5.4 |
| BA S/E INCAHUASI 23KV | CONAFE | 4.0 | 5.0 | 5.0 | 6 | 5.0 |
| BA S/E MARQUESA 23KV | CONAFE | 4.4 | 4.5 | 8.8 | 1 | 4.7 |
| BA S/E DOS AMIGOS 23KV | CEMIN | 4.0 | 6.0 | 4.0 | 3 | 4.2 |

b) TTIK

Tabla 36 Resumen estadístico de índices de continuidad TTIK para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Coquimbo

| INDICE | AÑO | MÍNIMO | 1er CUARTIL | MEDIANA | 3er CUARTIL | MÁXIMO | MEDIA | DESV ESTÁNDAR |
|--------|------|--------|-------------|---------|-------------|--------|-------|---------------|
| TTIK | 2015 | 0 | 0.2 | 1.5 | 3.7 | 97.7 | 5.3 | 16.0 |
| | 2016 | 0 | 0.0 | 0.6 | 3.6 | 29.7 | 2.9 | 5.5 |
| | 2017 | 0 | 0.0 | 0.4 | 3.0 | 50.4 | 5.1 | 11.6 |
| | 2018 | 0 | 0.0 | 0.0 | 1.1 | 15.1 | 1.3 | 3.0 |

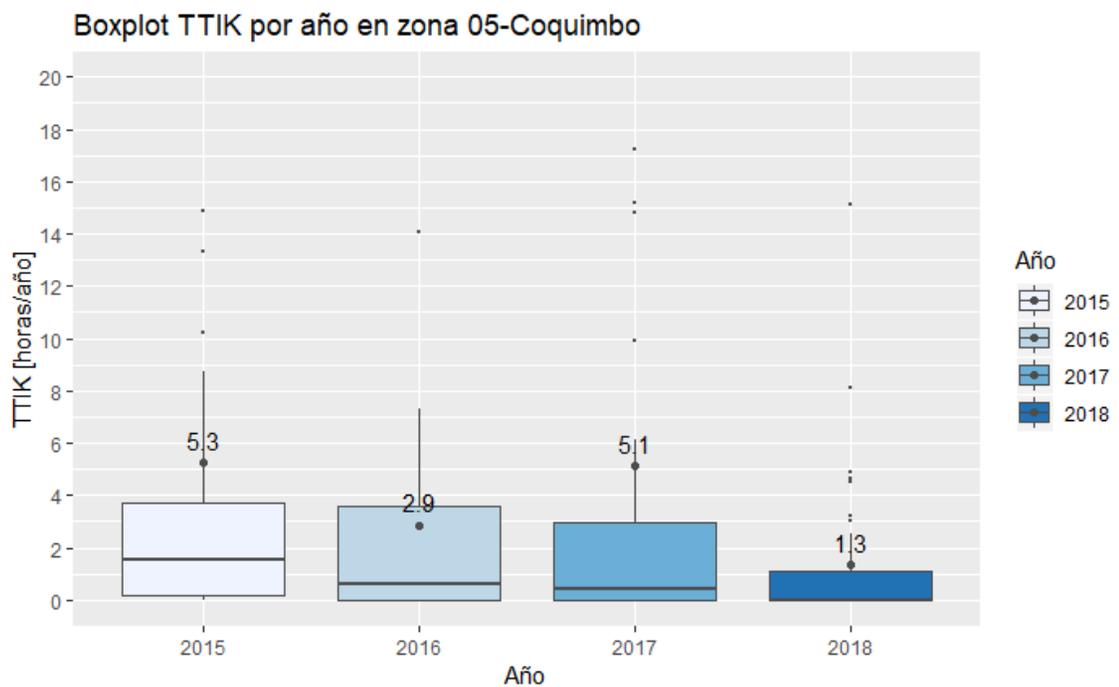


Figura 70 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad TTIK de Coquimbo

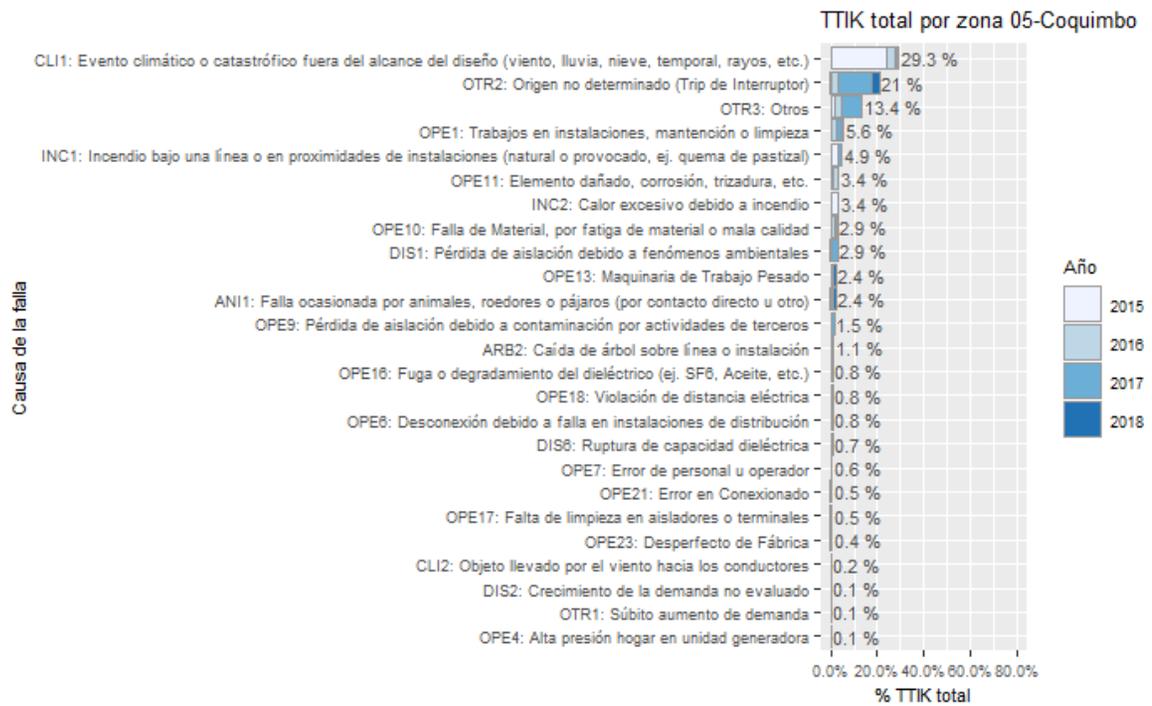


Figura 71 Porcentaje del total acumulado del TTIK según la causa de la falla presentados en la zona de Coquimbo

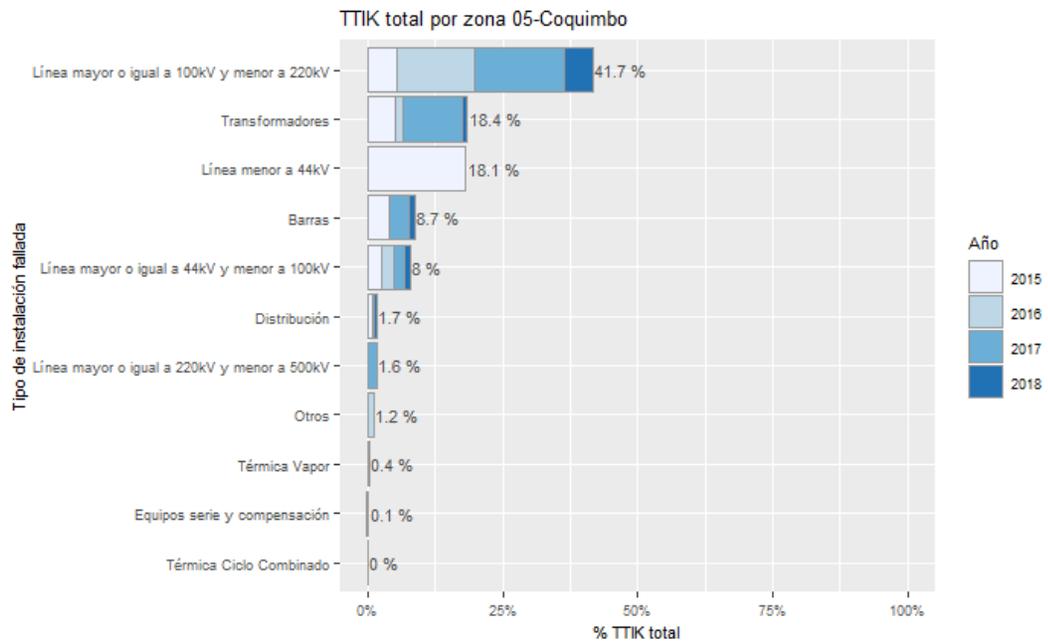


Figura 72 Porcentaje del total acumulado del TTIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Coquimbo

Respecto del año 2015, donde se presentó un TTIK promedio de 5.3 horas/año, en 2016 se registra una disminución en el indicador alcanzando las 2.9 horas/año, mientras que para el 2017 existe un aumento a 5.1 horas/año promedio y en el 2018 el valor de la zona disminuye a 1.3 horas/año.

Las principales instalaciones donde se originan las fallas en la zona y que explican el comportamiento del TTIK en los últimos 4 años corresponden a eventos climáticos catastróficos fuera del alcance de diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.), origen no determinado y otros, los cuales tienen valores de participación de 29.3%, 21% y 13.4% cada una.

Las principales instalaciones donde se originan las fallas en la zona de Coquimbo que aportan al indicador TTIK en los últimos cuatro años son en el sistema de transmisión, específicamente en las líneas de 110 kV que presentan un 41.7%, seguido de fallas en los transformadores y fallas en líneas menores a 44 kV que tienen una participación de un 18.4% y 18.1% respectivamente.

En la siguiente figura se presenta, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 la interpolación de los índices de continuidad TTIK en los puntos de control sobre el mapa de la zona de Coquimbo.

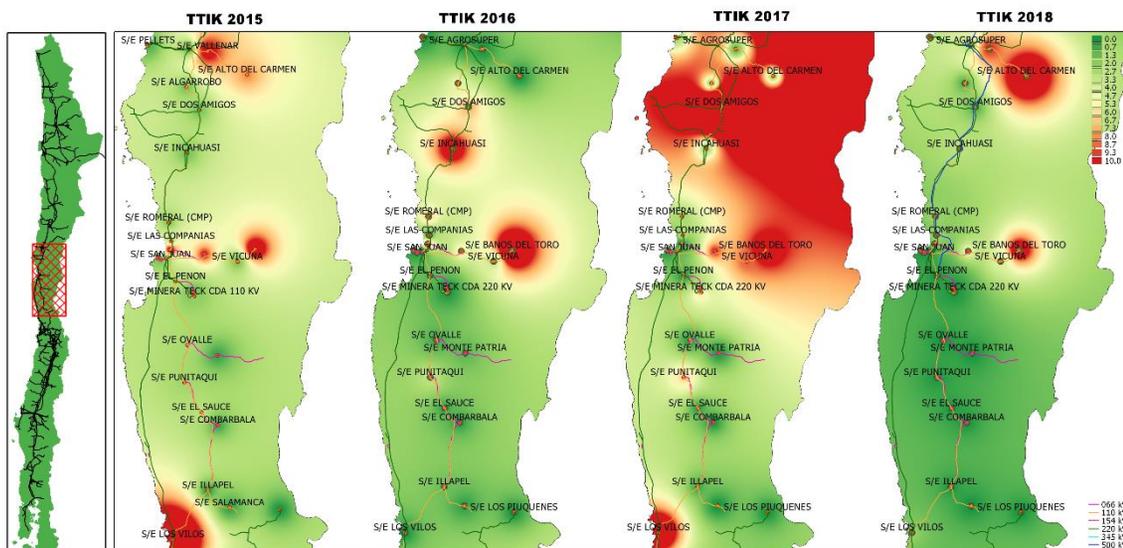


Figura 73 Índices de continuidad TTIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Coquimbo

A continuación se presentan los 5 puntos de control con mayores índices TTIK promedio en los últimos 4 años:

Tabla 37 Puntos de control con mayores índices TTIK promedio entre 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Coquimbo

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|----------------------------------|-----------------------|------|------|------|------|-------|
| BA S/E LOS VILOS 220KV SECCIÓN 2 | MINERA LOS PELAMBRES | 97.7 | 0.0 | 48.4 | 0.0 | 36.5 |
| BA S/E MINERAL EL INDIÓ 13.2KV | MINERA ZALDIVAR LTDA. | 14.9 | 29.7 | 17.2 | 15.1 | 19.2 |

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|------------------------|---------|------|------|------|------|-------|
| BA S/E DOS AMIGOS 23KV | CEMIN | 1.7 | 7.3 | 50.4 | 1.1 | 15.1 |
| BA S/E MARQUESA 23KV | CONAFE | 10.2 | 5.3 | 9.9 | 4.9 | 7.6 |
| BA S/E INCAHUASI 23KV | CONAFE | 1.7 | 14.0 | 2.6 | 3.2 | 5.4 |

c) ENS

Tabla 38 Resumen estadístico de la ENS para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Coquimbo

| INDICE | AÑO | MÍNIMO | 1er CUARTIL | MEDIANA | 3er CUARTIL | MÁXIMO | MEDIA | DESV ESTÁNDAR |
|--------|------|--------|-------------|---------|-------------|--------|-------|---------------|
| ENS | 2015 | 0 | 0.8 | 2.9 | 16.4 | 122.9 | 19.6 | 34.9 |
| | 2016 | 0 | 0.0 | 1.3 | 10.4 | 84.5 | 13.8 | 24.7 |
| | 2017 | 0 | 0.0 | 2.1 | 15.3 | 132.8 | 15.9 | 31.2 |
| | 2018 | 0 | 0.0 | 0.0 | 1.6 | 90.4 | 7.3 | 18.8 |

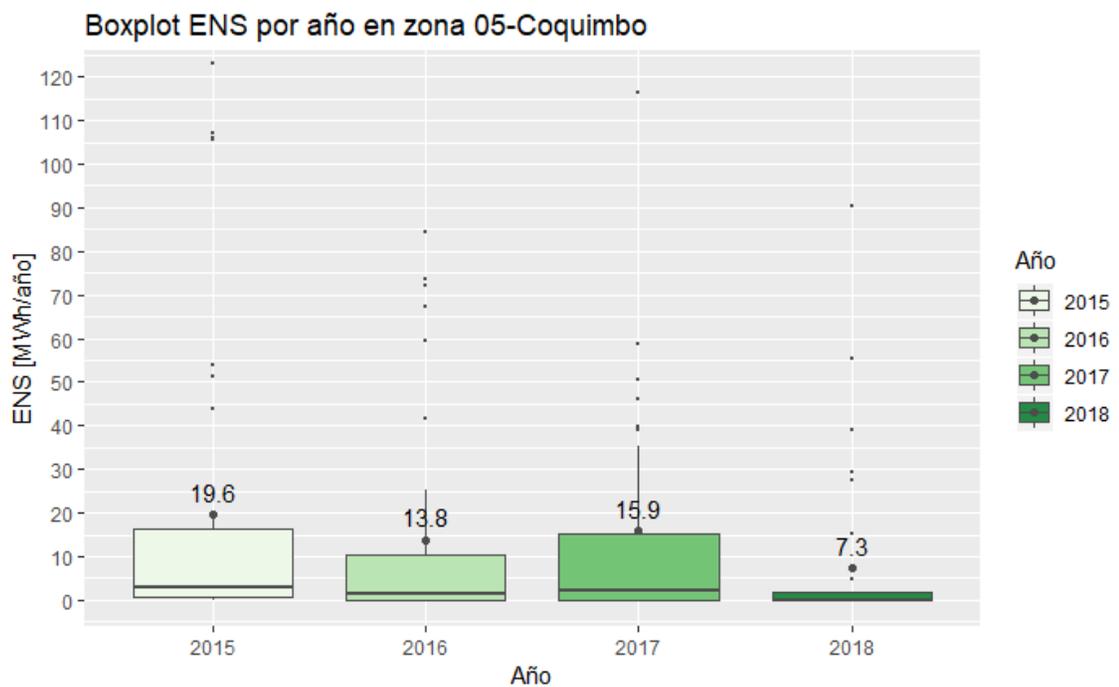


Figura 74 Gráfico BoxPlot de la ENS por año en Coquimbo

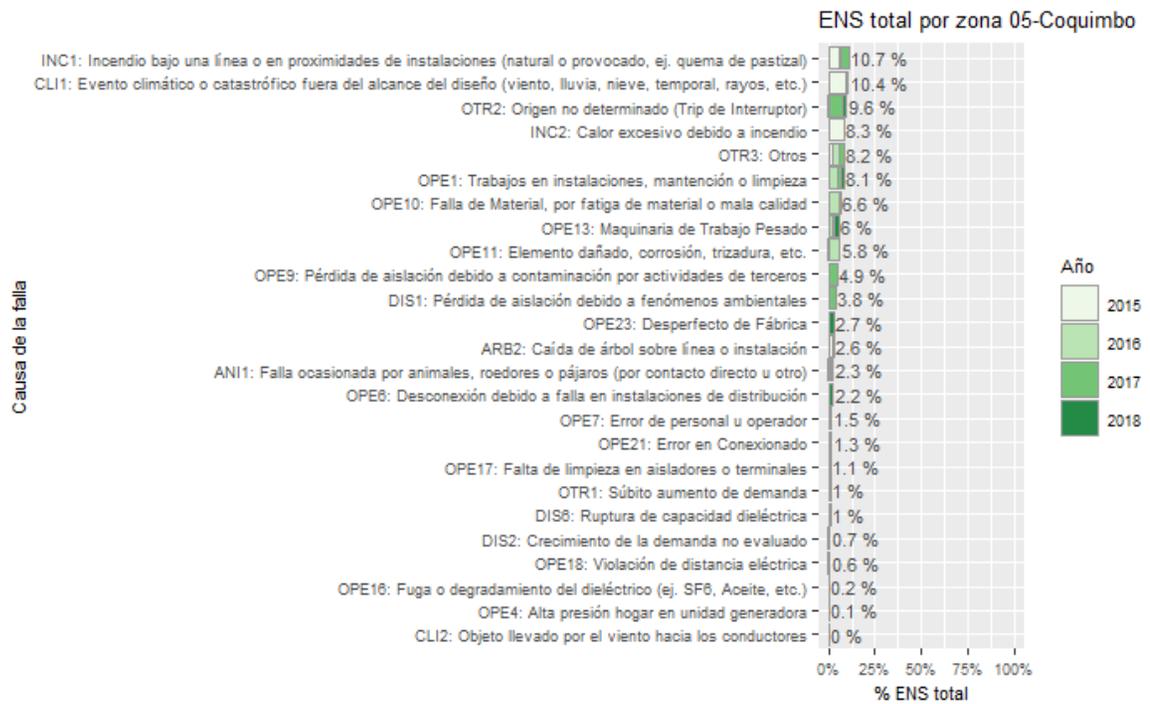


Figura 75 Porcentaje del total acumulado de la ENS según la causa de la falla presentados en la zona de Coquimbo

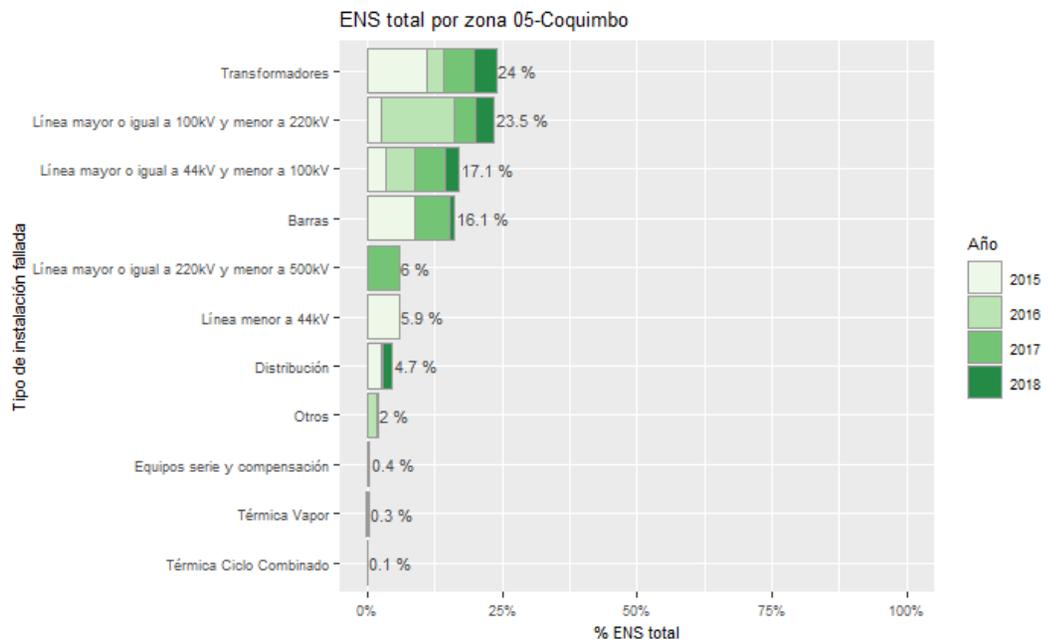


Figura 76 Porcentaje del total acumulado de la ENS según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Coquimbo

La ENS promedio presentó una disminución en el 2016 respecto del año 2015 pasando de 19.6 MWh/año a 13.8 MWh/año respectivamente, mientras que en 2017 se registra un aumento en el valor llegando a los 15.9 MWh/año promedio para la zona y para el 2018 disminuye a 7.3 MWh/año.

Las principales causas de las fallas en la formación de la ENS para Coquimbo corresponden a incendios bajo las líneas de transmisión o en proximidades de instalaciones (natural o provocado), eventos climáticos fuera o catastróficos fuera del alcance de diseño (lluvia, viento, nieve, temporal, rayos, etc.) y de origen no determinado, los cuales registran valores de 10.7%, 10.4% y 9.6% respectivamente, en relación con el total acumulado de los últimos cuatro años.

Las principales instalaciones donde se originan las fallas en la zona de Coquimbo que aportan al indicador ENS en los últimos cuatro años son los transformadores con un 24%, seguidos de las líneas de 110 kV y las líneas de 66 kV con un 23.5% y 17.1% cada una.

En la siguiente figura se presenta, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018, la interpolación de la ENS en los puntos de control sobre el mapa de la zona de Coquimbo.

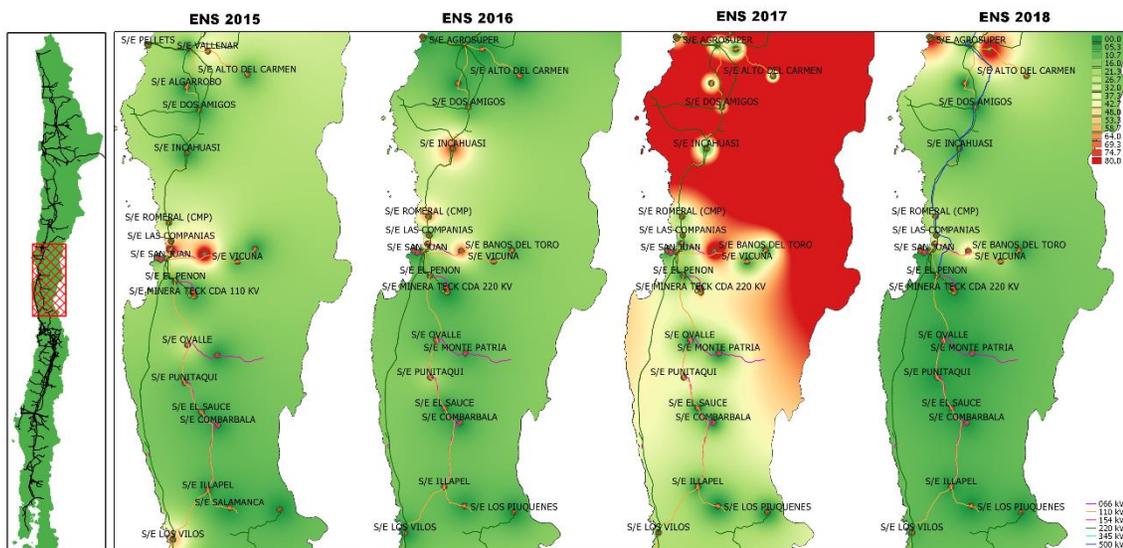


Figura 77 Energía no suministrada entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Coquimbo.

A continuación se presentan los 5 puntos de control con mayor ENS promedio en los últimos 4 años:

Tabla 39 Puntos de Control con mayor ENS promedio entre 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Coquimbo

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|----------------------|---------|-------|------|-------|------|-------|
| BA S/E MARQUESA 23KV | CONAFE | 107.2 | 72.0 | 116.2 | 55.4 | 87.7 |

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|---|--------------------------|-------|------|-------|------|-------|
| BA S/E SAN JOAQUIN (TRANSNET) 13.2KV C1 | CONAFE | 105.9 | 84.5 | 0.0 | 90.4 | 70.2 |
| BA S/E LOS VILOS 220KV SECCIÓN 2 | MINERA LOS PELAMBRES | 122.9 | 0.0 | 46.2 | 0.0 | 42.3 |
| BA S/E SAN JOAQUIN (TRANSNET) 13.2KV C2 | CONAFE | 105.7 | 59.4 | 0.0 | 0.0 | 41.3 |
| BA S/E MINERA TECK CDA 220KV | TECK-CARMEN DE ANDACOLLO | 0.0 | 0.0 | 132.8 | 0.0 | 33.2 |

3.2.6 Valparaíso

Corresponden a los puntos de control ubicados en la zona costera de la Región de Valparaíso, entre las SSEE Marbella, San Pedro y Algarrobo Norte. A continuación se presenta un resumen con los principales estadísticos.

a) FMIK

Tabla 40 Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Valparaíso

| INDICE | AÑO | MÍNIMO | 1er CUARTIL | MEDIANA | 3er CUARTIL | MÁXIMO | MEDIA | DESV ESTÁNDAR |
|--------|------|--------|-------------|---------|-------------|--------|-------|---------------|
| FMIK | 2015 | 0 | 0 | 1.0 | 2.0 | 10.2 | 2.1 | 3.0 |
| | 2016 | 0 | 0 | 0.0 | 1.2 | 3.0 | 0.8 | 1.2 |
| | 2017 | 0 | 0 | 1.0 | 3.0 | 8.3 | 1.9 | 2.2 |
| | 2018 | 0 | 0 | 0.0 | 1.0 | 3.0 | 0.5 | 0.7 |

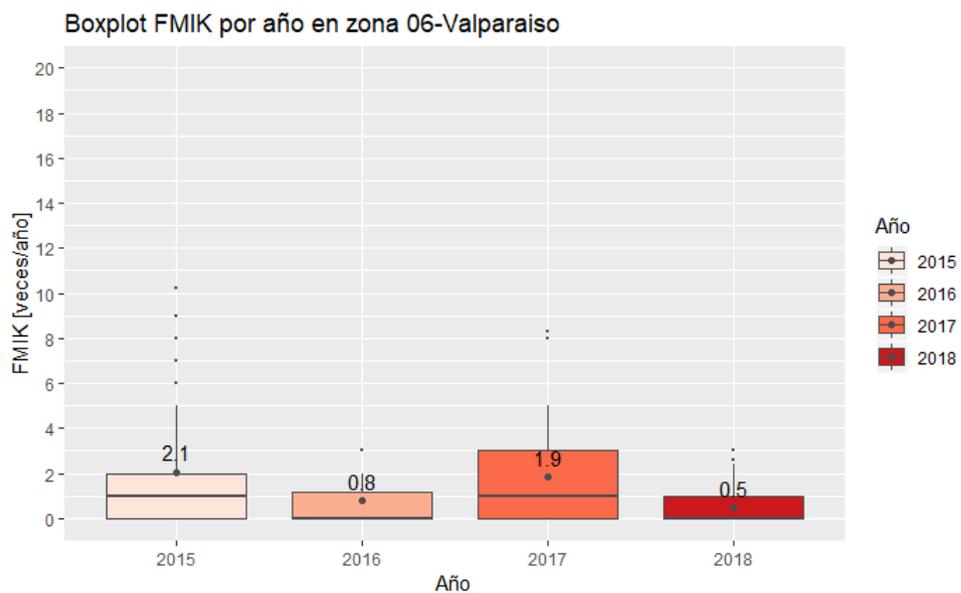


Figura 78 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad FMIK de Valparaíso

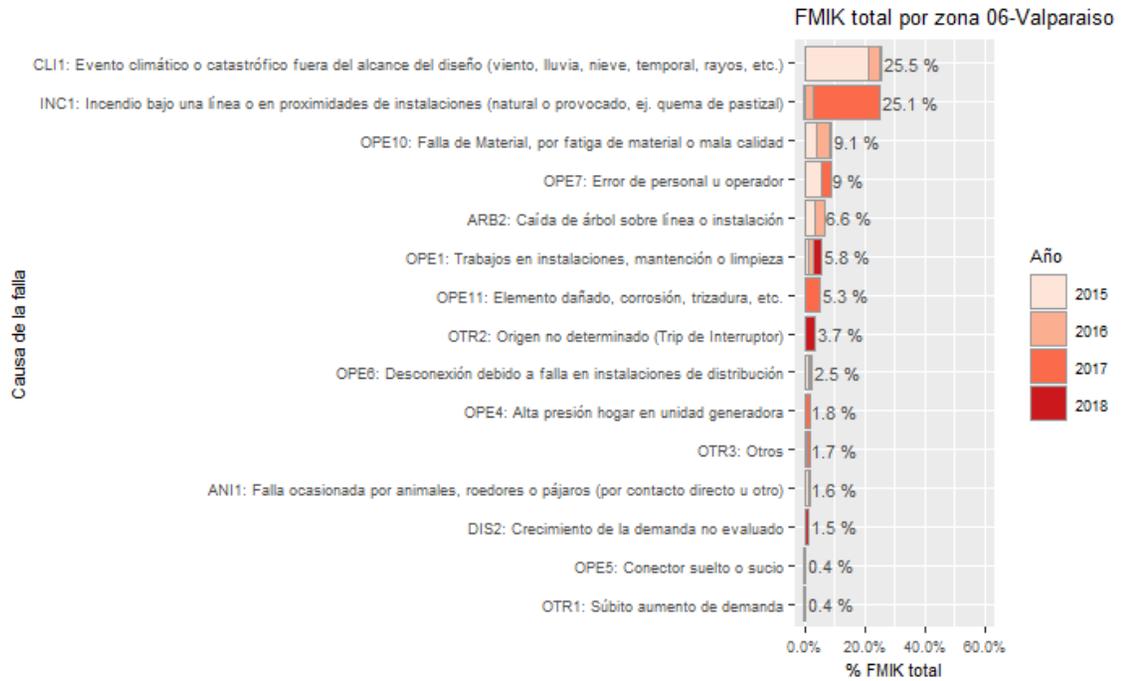


Figura 79 Porcentaje del total acumulado del FMIK según la causa de la falla presentados en la zona de Valparaíso

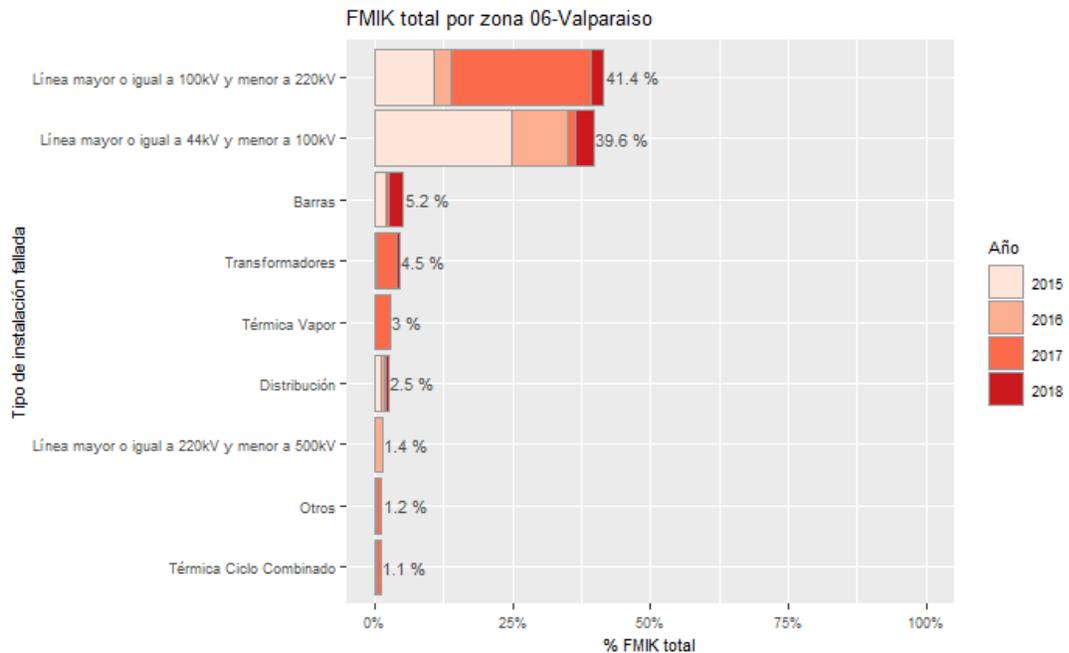


Figura 80 Porcentaje del total acumulado del FMIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Valparaíso

En la zona de Valparaíso se registró una disminución en el valor medio del FMIK en el 2016 respecto del 2015 pasando de 2.1 veces/año a 0.8 veces/año respectivamente, mientras que para el 2017 se registra un aumento en el indicador llegando a un valor medio de 1.9 veces/año el cual disminuye a 0.5 veces/año en el 2018.

Las principales causas de las fallas de esta zona que aportan al indicador FMIK en los últimos 4 años corresponden a eventos climáticos o catastróficos fuera del alcance de diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayo, etc.), fallas ocasionadas por incendios bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado) y ante falla de material o fatiga de los estos por mala calidad, las cuales presentan un 25.5%, 25.1% y 9.1% de participación cada una respectivamente.

Las instalaciones que registran un mayor porcentaje de participación en las fallas para la zona de Valparaíso son las líneas de transmisión de 110 kV, líneas de 44 kV y fallas en barras, cuyos porcentajes de participación respecto del total acumulado de los últimos 4 años son de 41.4%, 39.6% y 5.2% cada una.

En la siguiente figura se presenta, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 la interpolación de los índices de continuidad FMIK en los puntos de control sobre el mapa de la zona de Valparaíso.

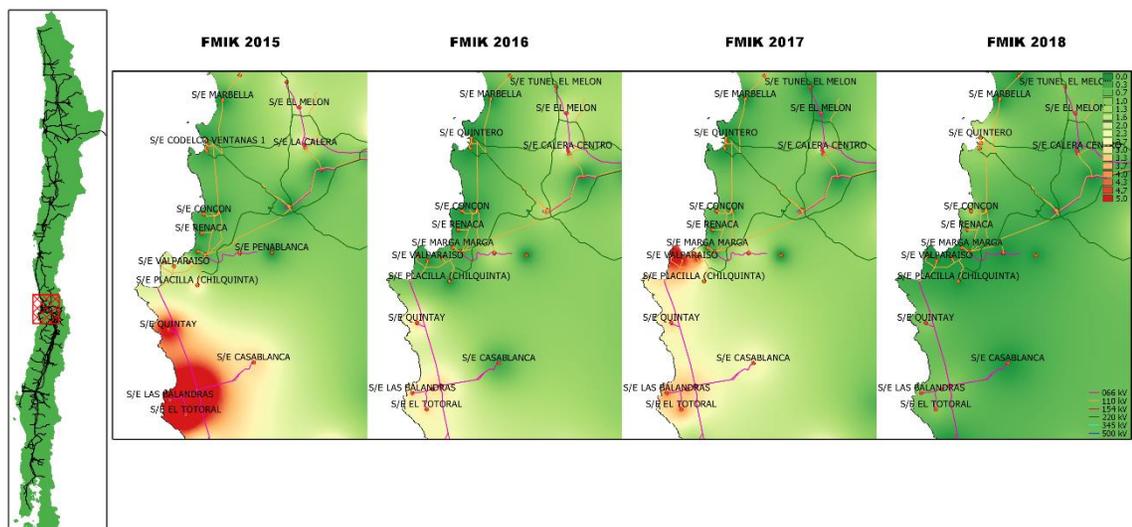


Figura 81 Índices de continuidad FMIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Valparaíso

A continuación se presentan los 5 puntos de control con mayores índices FMIK promedio en los últimos 4 años:

Tabla 41 Puntos de control con mayores índices FMIK promedio entre 2015, 2016, 2017 y 2018 en

la zona de Valparaíso

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|---------------------------|------------|------|------|------|------|-------|
| BA S/E CASABLANCA 12KV B1 | CHILQUINTA | 10.2 | 1.6 | 8.3 | 0 | 5.0 |
| BA S/E EL TOTORAL 12KV | LITORAL | 9.0 | 3.0 | 4.0 | 1 | 4.2 |
| BA S/E LAS BALANDRAS 12KV | LITORAL | 9.0 | 3.0 | 4.0 | 1 | 4.2 |
| BA S/E LAS PINATAS 12KV | LITORAL | 9.0 | 3.0 | 4.0 | 1 | 4.2 |
| BA S/E SAN JERONIMO 12KV | LITORAL | 8.0 | 3.0 | 3.0 | 1 | 3.8 |

b) TTIK

Tabla 42 Resumen estadístico de índices de continuidad TTIK para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Valparaíso

| INDICE | AÑO | MÍNIMO | 1er CUARTIL | MEDIANA | 3er CUARTIL | MÁXIMO | MEDIA | DESV ESTÁNDAR |
|--------|------|--------|-------------|---------|-------------|--------|-------|---------------|
| TTIK | 2015 | 0 | 0 | 0.1 | 3.6 | 32.5 | 5.2 | 9.7 |
| | 2016 | 0 | 0 | 0.0 | 0.5 | 5.4 | 0.7 | 1.3 |
| | 2017 | 0 | 0 | 0.4 | 1.9 | 4.7 | 1.3 | 1.6 |
| | 2018 | 0 | 0 | 0.0 | 0.2 | 6.3 | 0.6 | 1.3 |

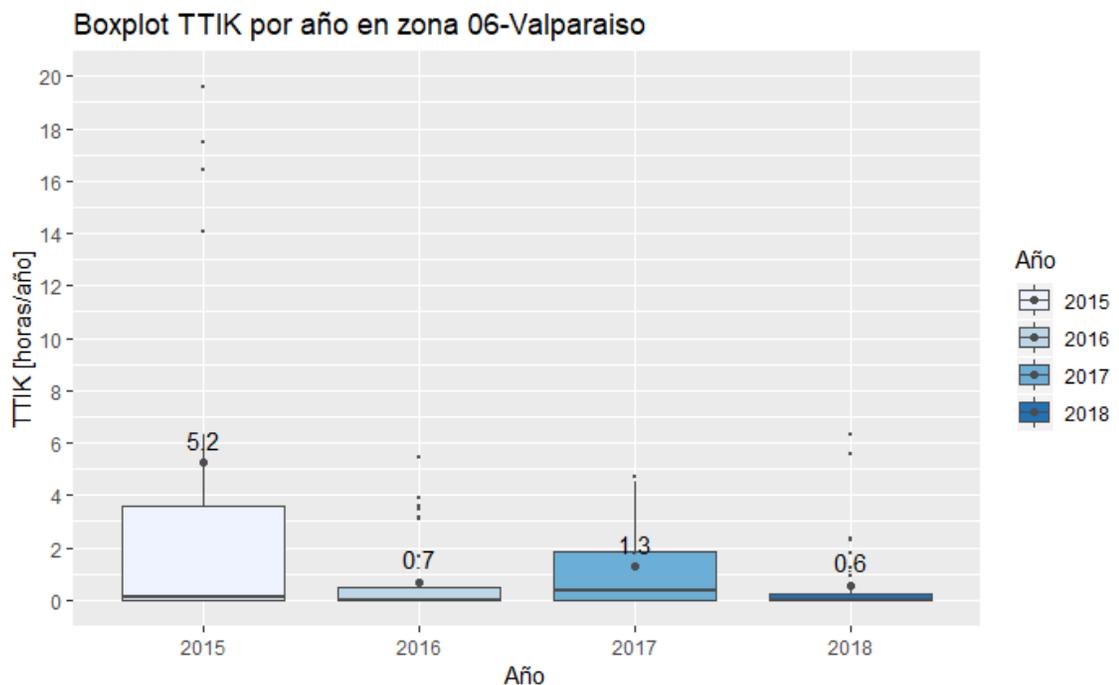


Figura 82 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad TTIK de Valparaíso

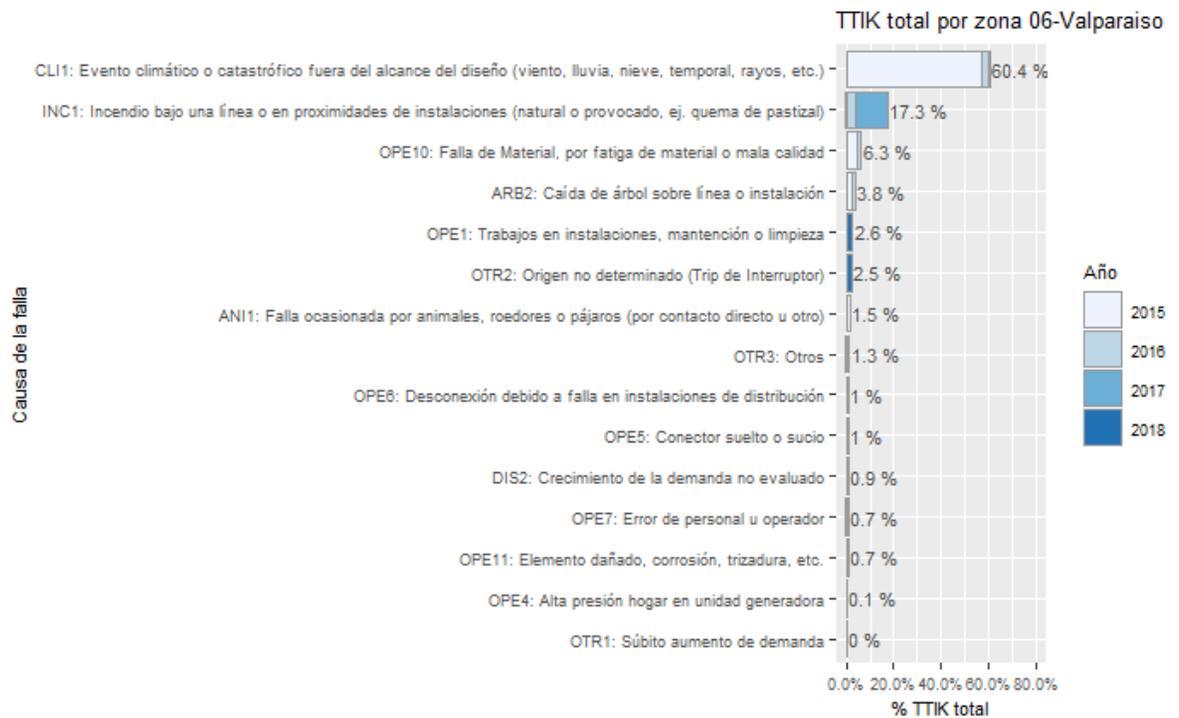


Figura 83 Porcentaje del total acumulado del TTIK según la causa de la falla presentados en la zona de Valparaíso

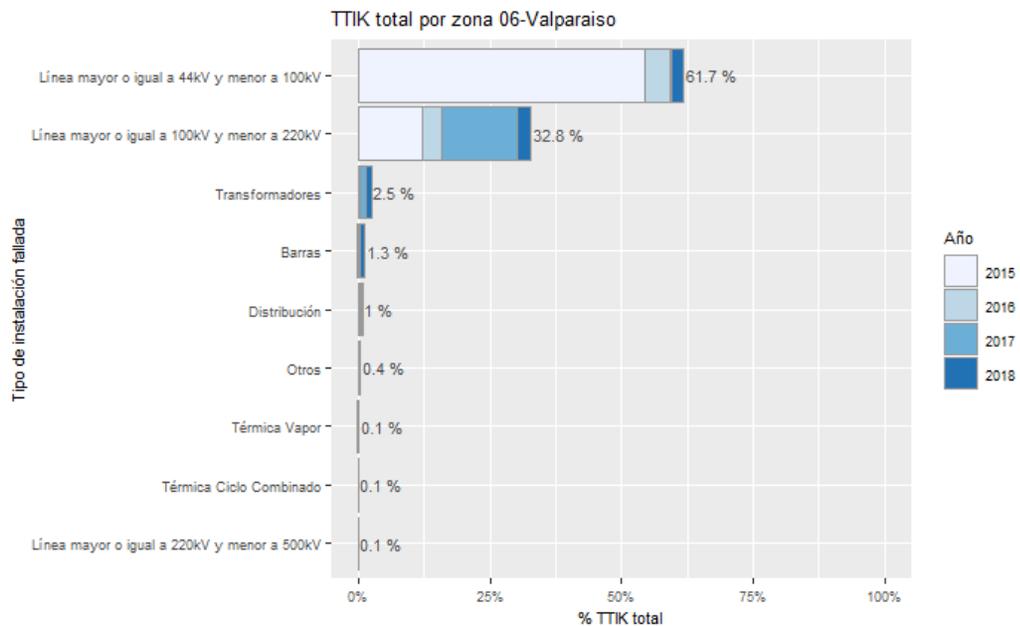


Figura 84 Porcentaje del total acumulado del TTIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Valparaíso

Respecto del año 2015, donde se presentó un TTIK promedio de 5.2 horas/año, para el 2016 se registra una disminución a 0.7 horas/año, mientras que en el 2017 dicho valor presenta un aumento alcanzando las 1.3 horas/año y para el 2018 nuevamente disminuye 0.6 horas/año.

Las principales causas de fallas que han producido los valores del TTIK en la zona durante los últimos 4 años corresponden a eventos climáticos o catastróficos fuera del alcance de diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayo, etc.), incendios bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado) y falla de materiales o fatiga de estos por mala calidad, los cuales registran porcentajes de 60.4%, 17.3% y 6.3% respectivamente.

Por otra parte, las instalaciones falladas que presentan un mayor porcentaje de participación y que explican el comportamiento del TTIK en los últimos cuatro años corresponden a líneas de transmisión de 66 kV con un 61.7%, seguido de líneas de 110 KV con 32.8% y transformadores con un 2.5%.

En la siguiente figura se presenta, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 la interpolación de los índices de continuidad TTIK en los puntos de control sobre el mapa de la zona de Valparaíso.

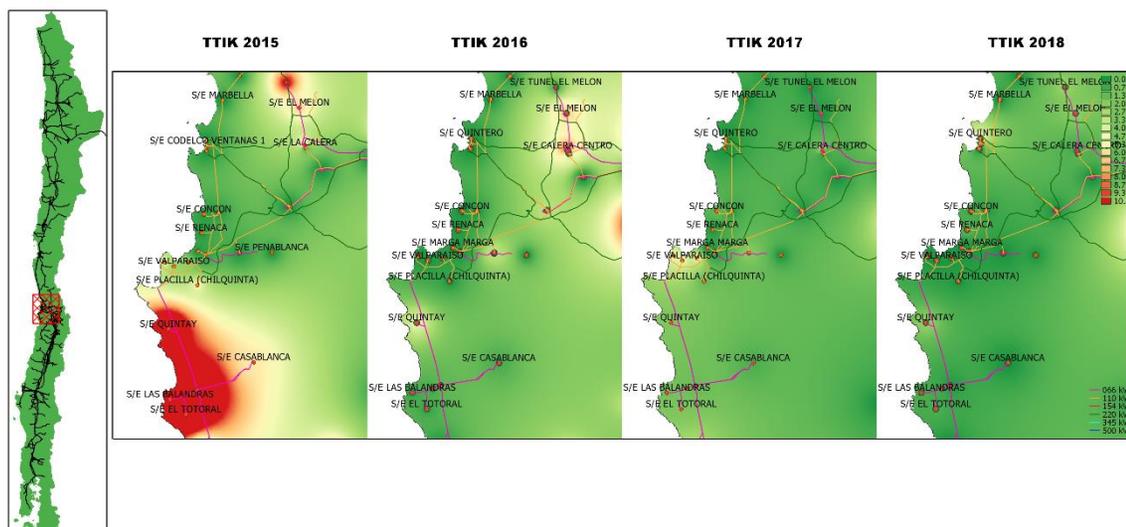


Figura 85 Índices de continuidad TTIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Valparaíso.

A continuación se presentan los 5 puntos de control con mayores índices TTIK promedio en los últimos 4 años:

Tabla 43 Puntos de control con mayores índices TTIK promedio entre 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Valparaíso

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|------------------------|------------|------|------|------|------|-------|
| BA S/E QUINTAY 12KV | CHILQUINTA | 27.7 | 5.4 | 1.8 | 2.3 | 9.3 |
| BA S/E EL TOTORAL 12KV | LITORAL | 32.3 | 0.5 | 1.8 | 0.9 | 8.9 |

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|---------------------------|------------|------|------|------|------|-------|
| BA S/E LAS PINATAS 12KV | LITORAL | 32.5 | 0.5 | 1.6 | 0.9 | 8.9 |
| BA S/E LAS BALANDRAS 12KV | LITORAL | 32.2 | 0.5 | 1.6 | 0.9 | 8.8 |
| BA S/E CASABLANCA 12KV B1 | CHILQUINTA | 16.4 | 3.6 | 3.7 | 0.0 | 5.9 |

c) ENS

Tabla 44 Resumen estadístico de la ENS para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Valparaíso

| INDICE | AÑO | MÍNIMO | 1er CUARTIL | MEDIANA | 3er CUARTIL | MÁXIMO | MEDIA | DESV ESTÁNDAR |
|--------|------|--------|-------------|---------|-------------|--------|-------|---------------|
| ENS | 2015 | 0 | 0 | 0.2 | 13.1 | 118.3 | 12.6 | 24.4 |
| | 2016 | 0 | 0 | 0.0 | 1.7 | 43.4 | 3.9 | 10.3 |
| | 2017 | 0 | 0 | 1.1 | 8.7 | 47.1 | 8.7 | 14.1 |
| | 2018 | 0 | 0 | 0.0 | 0.3 | 66.3 | 4.5 | 12.5 |

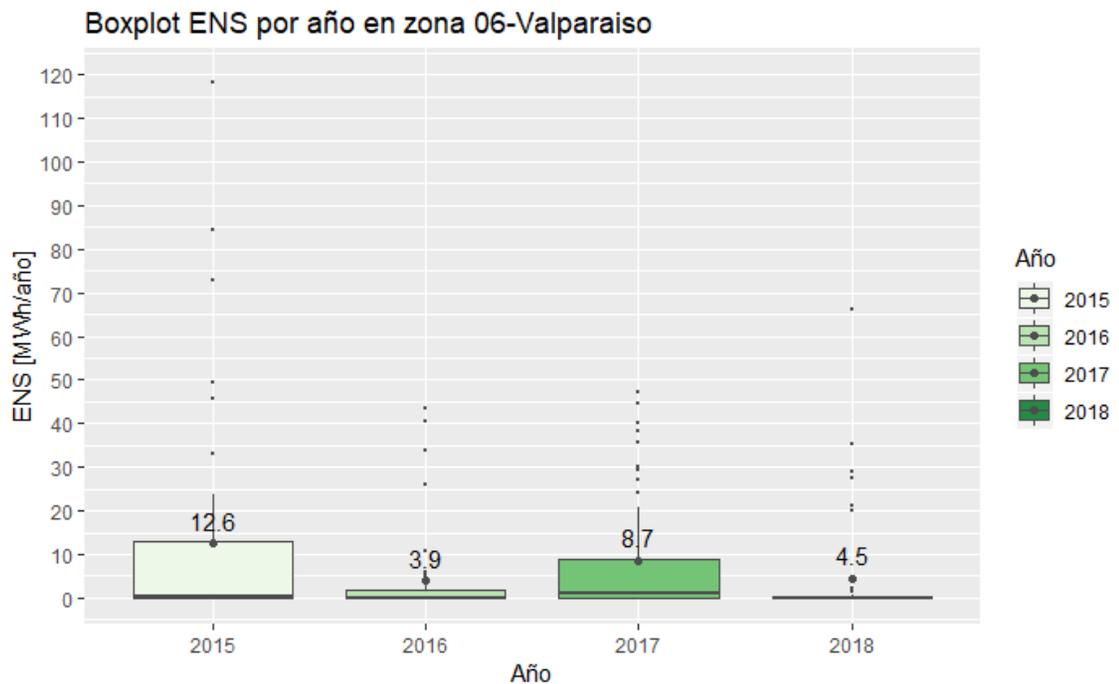


Figura 86 Gráfico BoxPlot de la ENS por año en Valparaíso

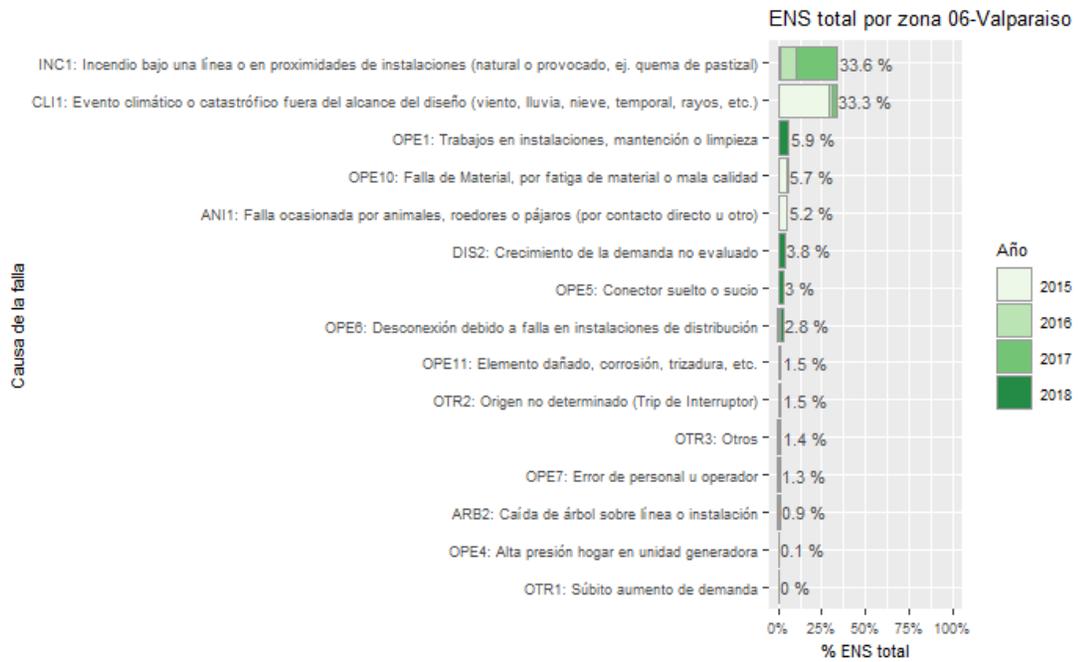


Figura 87 Porcentaje del total acumulado de la ENS según la causa de la falla presentados en la zona de Valparaíso

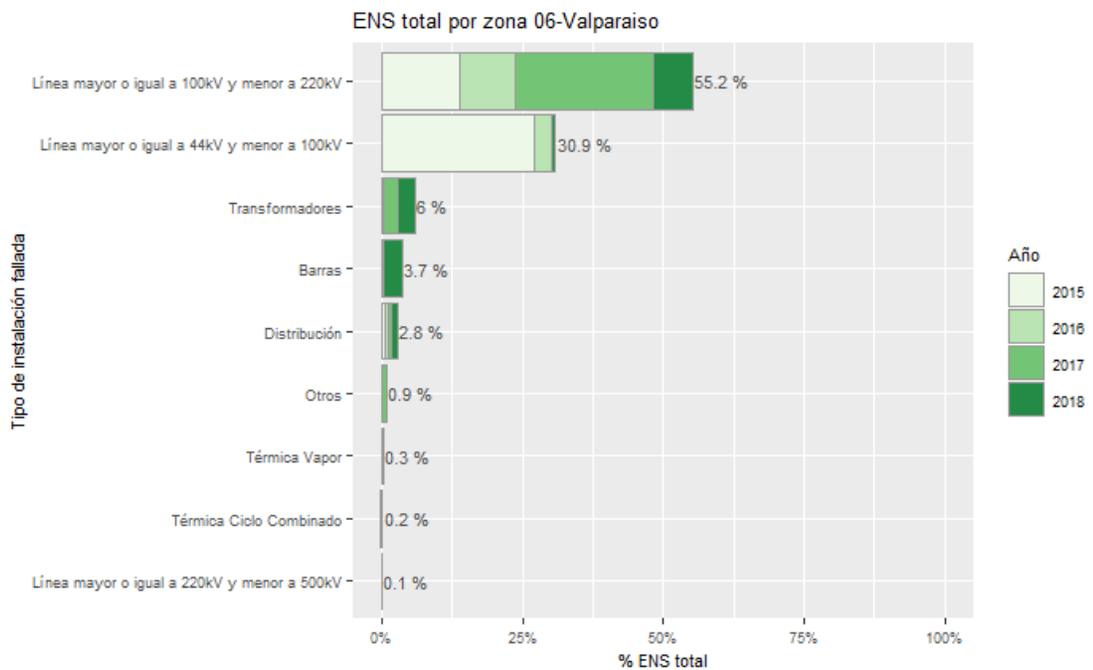


Figura 88 Porcentaje del total acumulado de la ENS según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Valparaíso

La ENS promedio presentó una disminución en el 2016 respecto del 2015 pasando de 12.6 MWh/año a 3.9 MWh/año respectivamente, mientras que en el 2017 se registra un aumento en el valor medio llegando a 8.7 MWh/año para la zona y en el 2018 disminuye alcanzando los 4.5 MWh/año.

Las principales causas de las fallas en la formación de la ENS para esta zona corresponden a incendios bajo la línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado), evento climático o catastrófico fuera del alcance de diseño (lluvia, viento, nieve, temporal, rayos, etc.) y trabajo de mantención o limpieza en las instalaciones, los cuales registran valores de 33.6%, 33.3% y 5.9% respectivamente, en relación con el total acumulado de los últimos cuatro años.

Las principales instalaciones donde se originan las fallas en la zona de Valparaíso que aportan al indicador ENS en los últimos cuatro años son en el sistema de transmisión, específicamente las líneas de 110 kV que presentan un 55.2%, seguido de fallas en las líneas de 44 kV y fallas en transformadores que tienen una participación de un 30.9% y 6% respectivamente.

En la siguiente figura se presenta, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018, la interpolación de la ENS en los puntos de control sobre el mapa de la zona de Valparaíso.

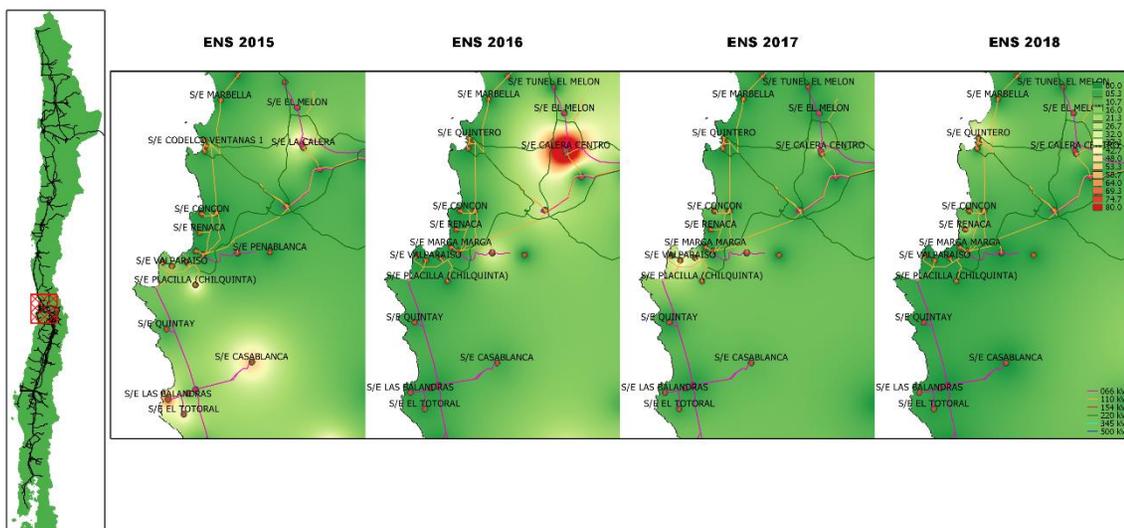


Figura 89 Energía no suministrada entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Valparaíso.

A continuación se presentan los 5 puntos de control con mayor ENS promedio en los últimos 4 años:

Tabla 45 Puntos de Control con mayor ENS promedio entre 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Valparaíso

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|-----------------------------------|------------|-------|------|------|------|-------|
| BA S/E CASABLANCA 12KV B1 | CHILQUINTA | 118.3 | 26.1 | 38.4 | 0.0 | 45.7 |
| BA S/E LAS BALANDRAS 12KV | LITORAL | 72.8 | 2.0 | 6.1 | 4.4 | 21.3 |
| BA S/E CASABLANCA 12KV B1 | EMELCA | 84.4 | 0.0 | 0.1 | 0.0 | 21.1 |
| BA S/E QUILPUE BARRA 12KV N° 2 | CHILQUINTA | 0.5 | 43.4 | 30.0 | 0.0 | 18.5 |
| BA S/E VALPARAISO BARRA 12KV N° 1 | CHILQUINTA | 23.8 | 0.0 | 44.7 | 0.0 | 17.1 |

3.2.7 Aconcagua

Corresponden a los puntos de control ubicados en la zona centro de la Región de Valparaíso, entre las SSEE San Pedro, Las Vegas y Aconcagua. A continuación se presentan los principales estadísticos.

a) FMIK

Tabla 46 Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Aconcagua

| INDICE | AÑO | MÍNIMO | 1er CUARTIL | MEDIANA | 3er CUARTIL | MÁXIMO | MEDIA | DESV ESTÁNDAR |
|--------|------|--------|-------------|---------|-------------|--------|-------|---------------|
| FMIK | 2015 | 0 | 0.1 | 2.0 | 2.9 | 7.0 | 2.0 | 2.1 |
| | 2016 | 0 | 0.0 | 2.0 | 3.9 | 11.0 | 2.5 | 2.8 |
| | 2017 | 0 | 0.0 | 0.2 | 2.5 | 10.0 | 1.6 | 2.6 |
| | 2018 | 0 | 0.0 | 1.0 | 1.8 | 6.0 | 1.1 | 1.4 |

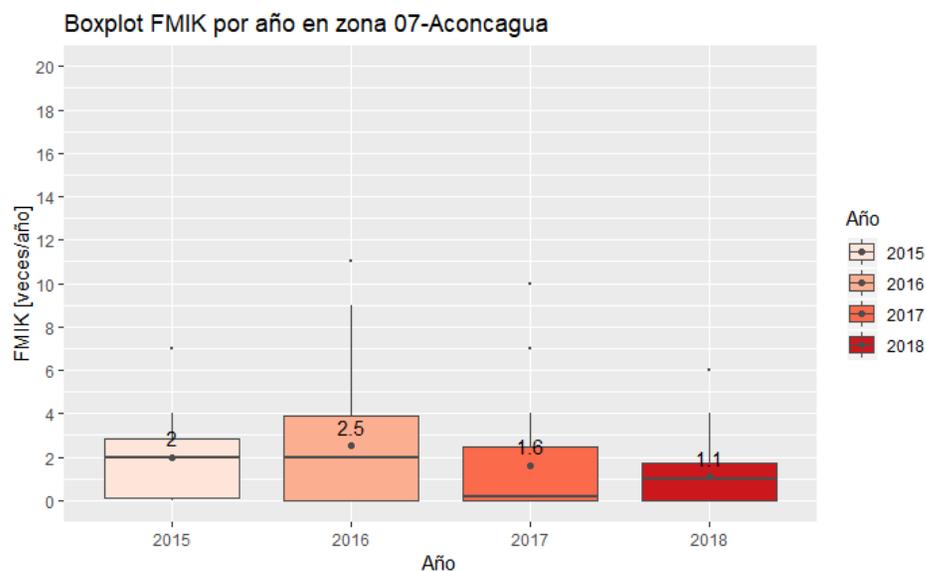


Figura 90 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad FMIK de Aconcagua

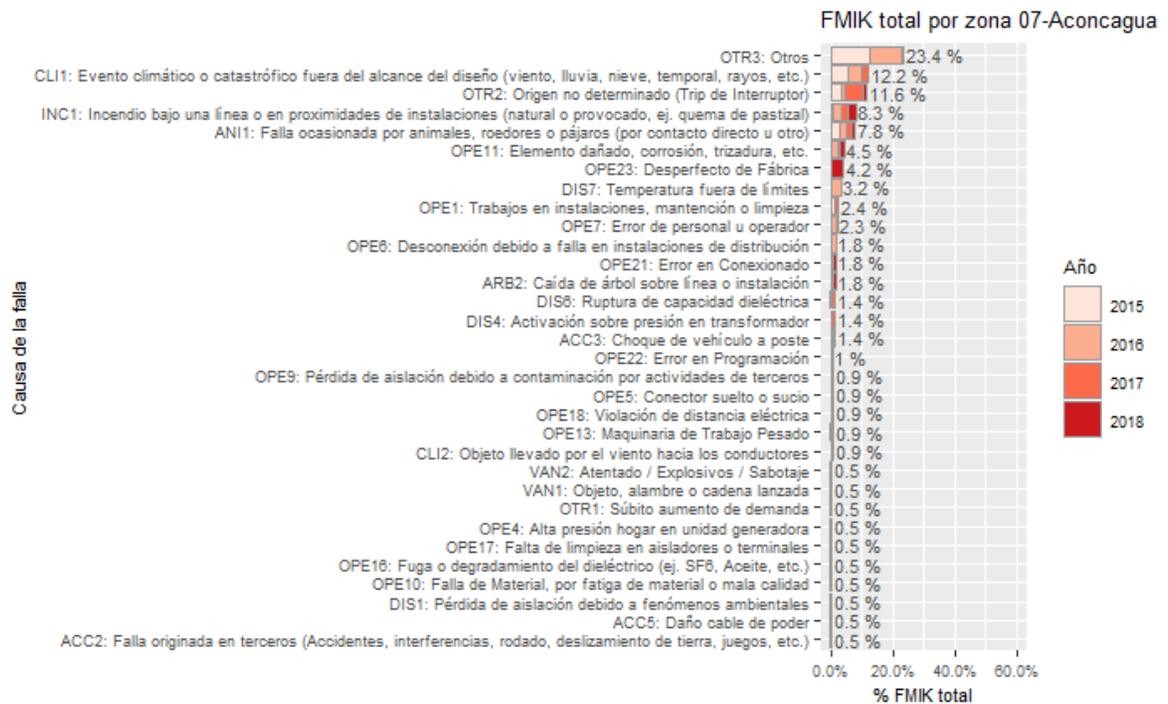


Figura 91 Porcentaje del total acumulado del FMIK según la causa de la falla presentados en la zona de Aconcagua

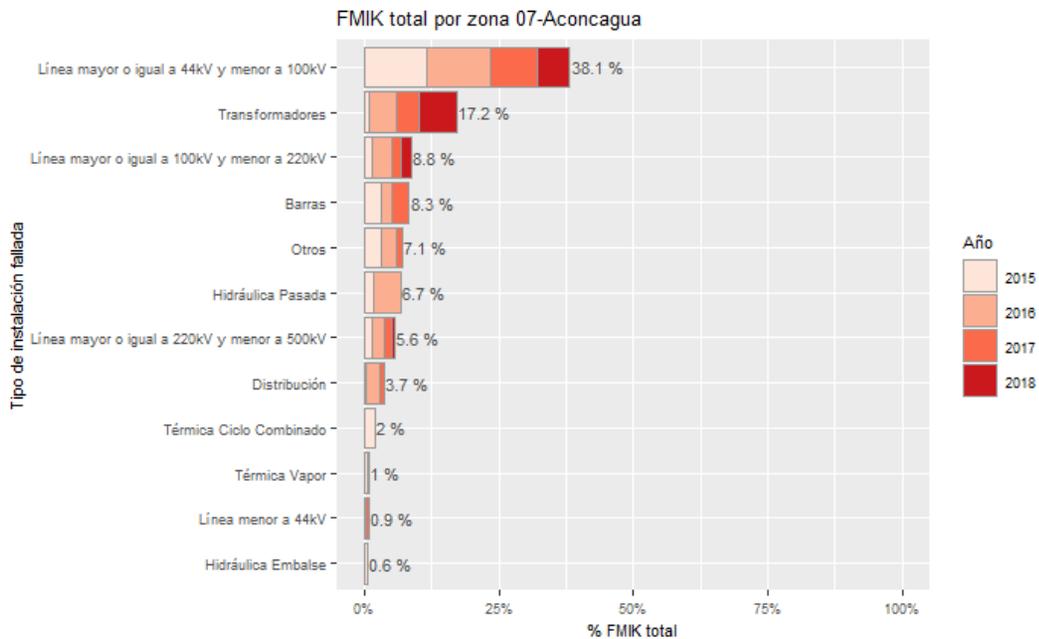


Figura 92 Porcentaje del total acumulado del FMIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Aconcagua

En la zona de Aconcagua se registra un aumento en el valor medio del FMIK del año 2016 respecto del año 2015 alcanzando valores de 2 veces/año y 2.5 veces/año, mientras que para el año 2017 y 2018 se registra una disminución en el valor medio llegando a 1.6 veces/año y 1.1 veces/año respectivamente.

Las principales causas de las fallas de esta zona que aportan al indicador FMIK en los últimos 4 años corresponden a otros, eventos climáticos o catastróficos fuera del alcance de diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayo, etc.) y fallas sin origen determinado, las cuales presentan un 23.4%, 12.2% y 11.6% de participación cada una de ellas respectivamente.

Las instalaciones que registran un mayor porcentaje de participación en el FMIK para la zona de Aconcagua respecto del total acumulado de los últimos cuatro años son las líneas de transmisión de 44 kV con un 38.1%, seguido de transformadores con un 17.2% y líneas de 110 kV con un 8.8%.

En la siguiente figura se presenta, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 la interpolación de los índices de continuidad FMIK en los puntos de control sobre el mapa de la zona de Aconcagua.

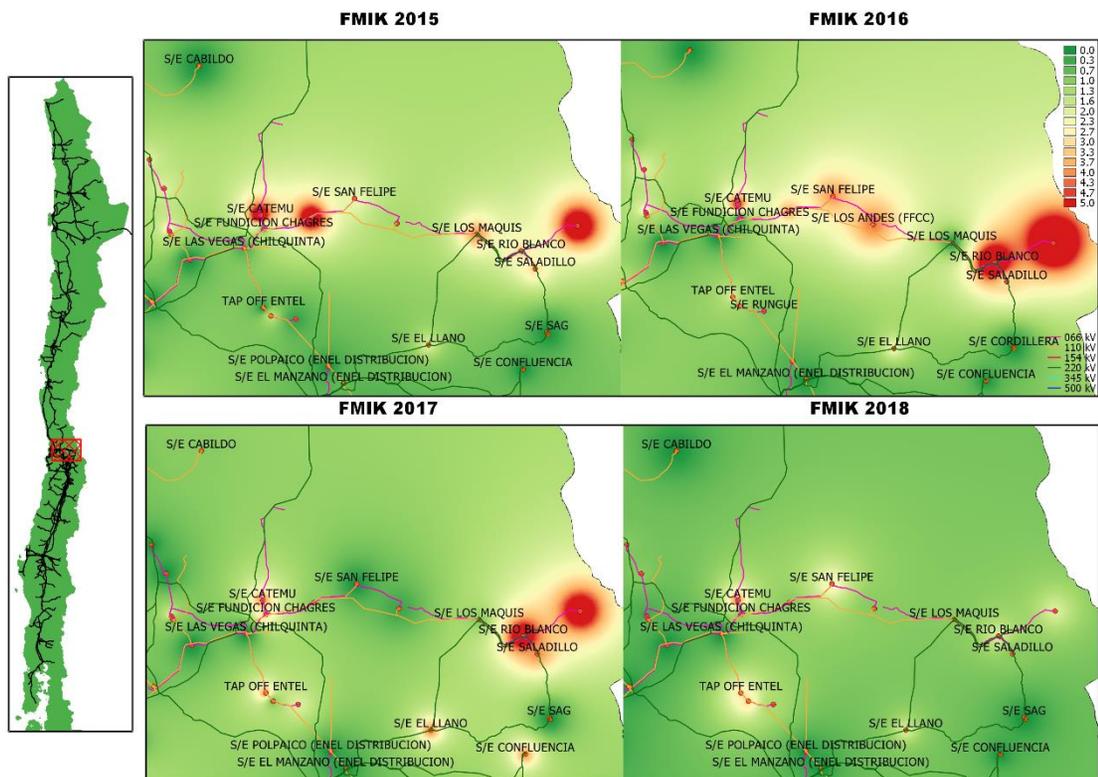


Figura 93 Índices de continuidad FMIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Aconcagua

A continuación se presentan los 5 puntos de control con mayores índices FMIK promedio en los últimos 4 años:

Tabla 47 Puntos de control con mayores índices FMIK promedio entre 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Aconcagua

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|-------------------------------|--------------------|------|------|------|------|-------|
| BA S/E JUNCAL PORTILLO 12KV | CHILQUINTA | 7 | 11.0 | 7 | 2 | 6.8 |
| BA S/E LOS ANGELES 44KV | MINERA CERRO NEGRO | 3 | 6.0 | 10 | 6 | 6.2 |
| BA S/E RIO BLANCO 12KV | CHILQUINTA | 3 | 9.0 | 7 | 2 | 5.2 |
| BA S/E CATEMU BARRA 12KV N° 1 | CHILQUINTA | 7 | 5.0 | 4 | 4 | 5.0 |
| BA S/E PANQUEHUE BARRA 12KV | CHILQUINTA | 7 | 3.6 | 1 | 1 | 3.1 |

b) TTIK

Tabla 48 Resumen estadístico de índices de continuidad TTIK para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Aconcagua

| INDICE | AÑO | MÍNIMO | 1er CUARTIL | MEDIANA | 3er CUARTIL | MÁXIMO | MEDIA | DESV ESTÁNDAR |
|--------|------|--------|-------------|---------|-------------|--------|-------|---------------|
| TTIK | 2015 | 0 | 0.0 | 0.7 | 8.1 | 43.7 | 6.4 | 11.2 |
| | 2016 | 0 | 0.0 | 3.3 | 6.3 | 136.3 | 11.1 | 26.3 |
| | 2017 | 0 | 0.0 | 0.0 | 3.1 | 71.1 | 4.5 | 13.4 |
| | 2018 | 0 | 0.0 | 0.6 | 2.0 | 27.2 | 2.1 | 5.0 |

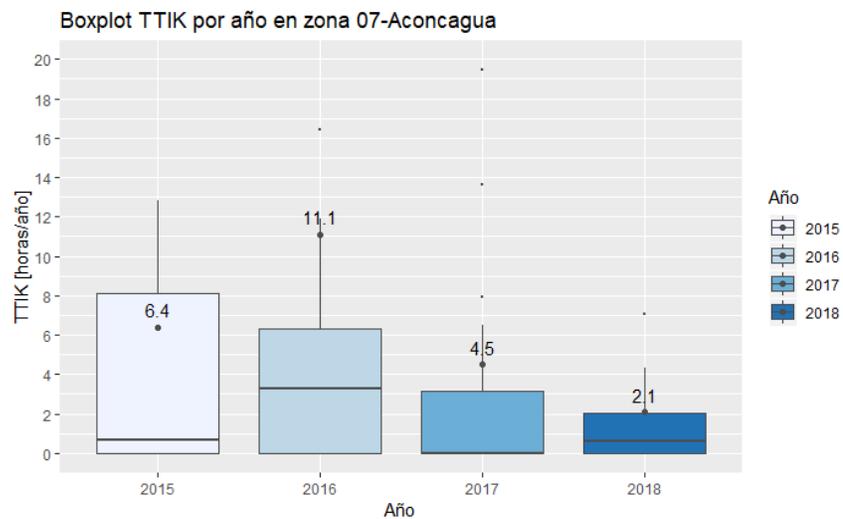


Figura 94 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad TTIK de Aconcagua

TTIK total por zona 07-Aconcagua

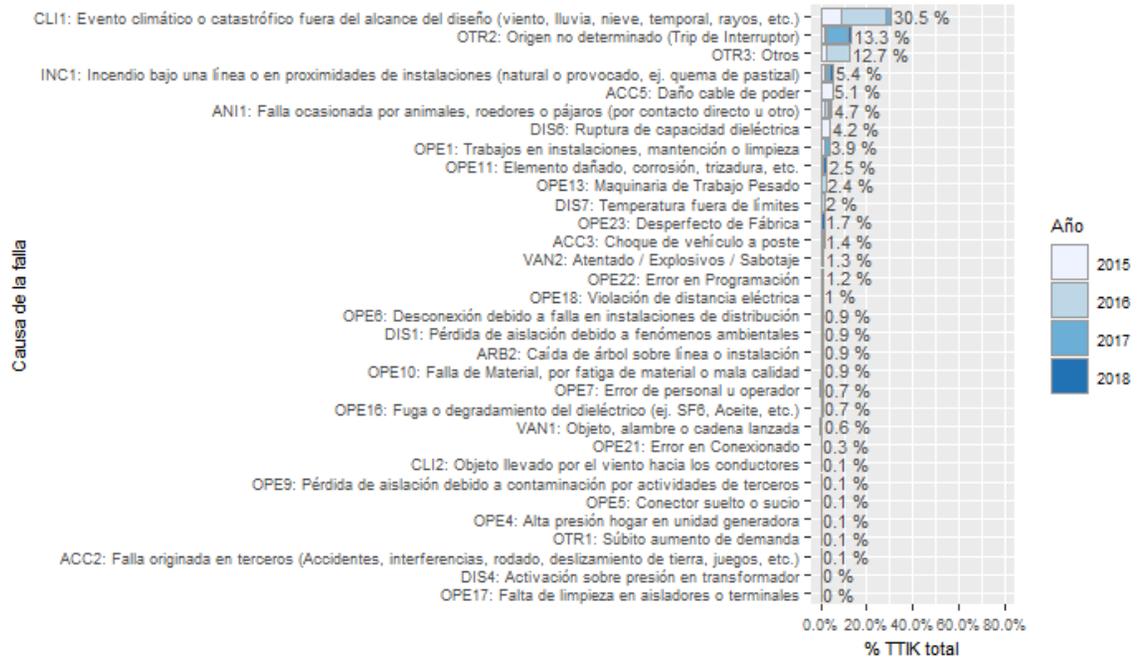


Figura 95 Porcentaje del total acumulado del TTIK según la causa de la falla presentados en la zona de Aconcagua

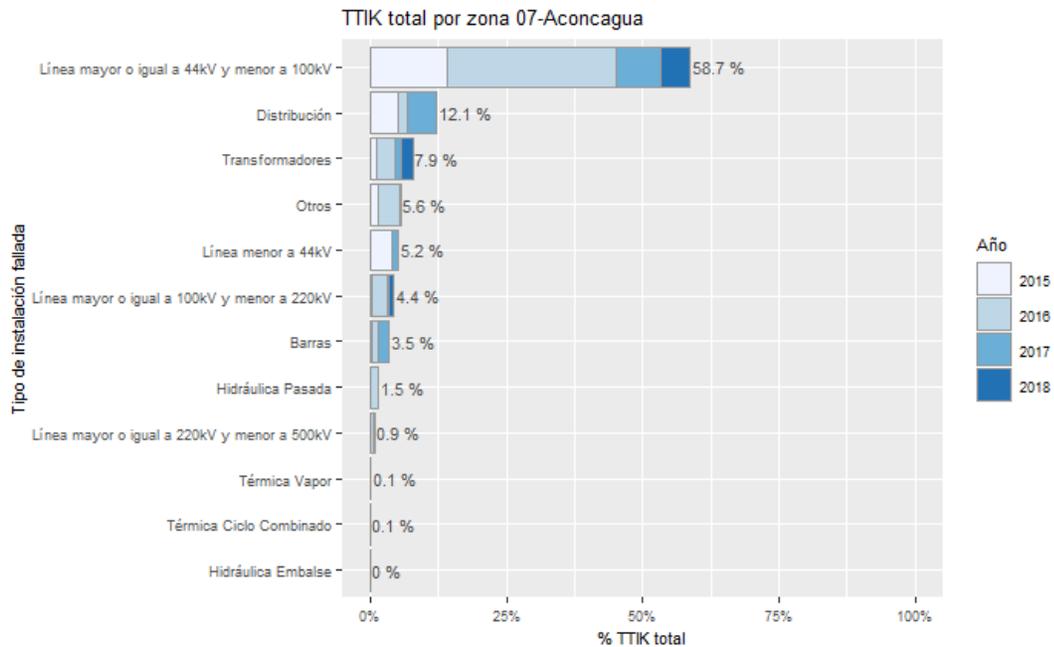


Figura 96 Porcentaje del total acumulado del TTIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Aconcagua

Respecto del año 2015, donde se presentó un TTIK promedio de 6.4 horas/año, en 2016 se registró un aumento alcanzado las 11.1 horas/año, mientras que en el 2017 y 2018 los valores medios presentaron una disminución en los valores alcanzando las 4.5 y 2.1 horas/año respectivamente.

Las principales causas de fallas que han producido los valores del TTIK en la zona durante los últimos 4 años corresponden a eventos climáticos o catastróficos fuera del alcance de diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayo, etc.), origen no determinado y otros, las cuales registran porcentajes de 30.5%, 13.3% y 12.7% cada una respectivamente.

Las instalaciones falladas que presentan un mayor porcentaje de participación y que explican el comportamiento del TTIK en los últimos cuatro años corresponden a líneas de transmisión de 44 kV con un 61.7%, fallas en distribución con un 12.1% y transformadores con un 7.9%.

En la siguiente figura se presenta, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 la interpolación de los índices de continuidad TTIK en los puntos de control sobre el mapa de la zona de Aconcagua.

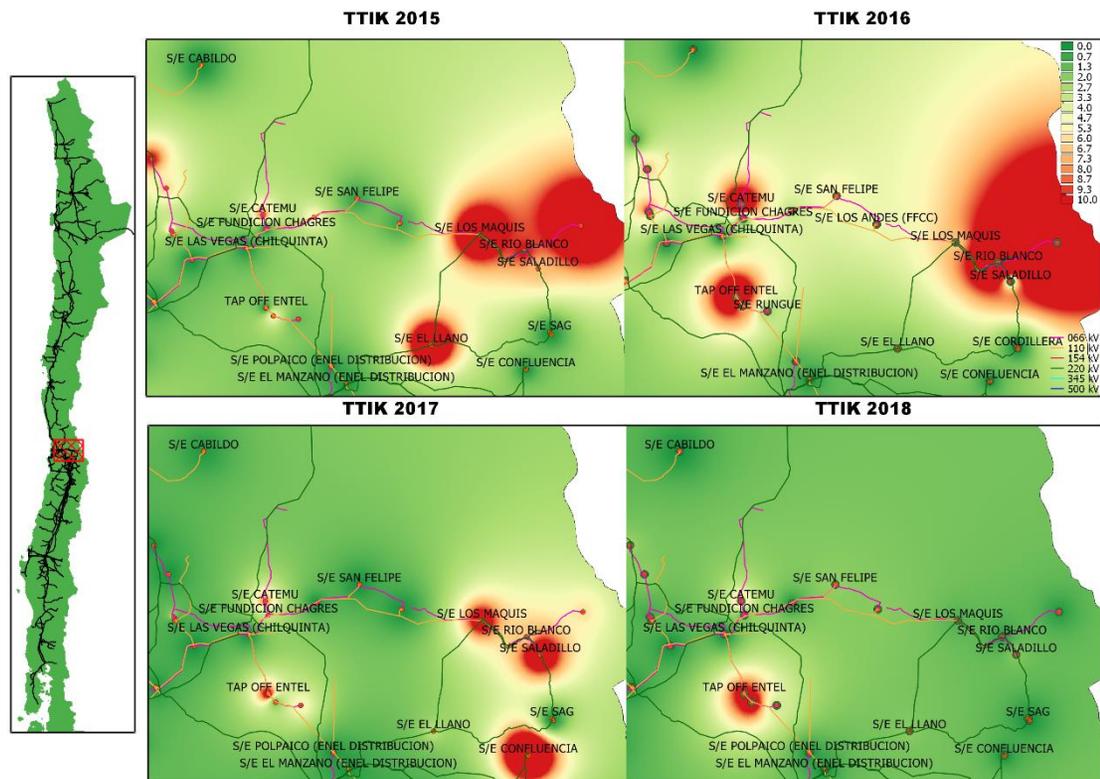


Figura 97 Índices de continuidad TTIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Aconcagua

A continuación se presentan los 5 puntos de control con mayores índices TTIK promedio en los últimos 4 años:

Tabla 49 Puntos de control con mayores índices TTIK promedio entre 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Aconcagua

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|-------------------------------|---------------------------------|------|-------|------|------|-------|
| BA S/E JUNCAL PORTILLO 12KV | CHILQUINTA | 43.7 | 136.3 | 5.9 | 0.3 | 46.5 |
| BA S/E LOS ANGELES 44KV | MINERA CERRO NEGRO | 12.8 | 49.3 | 71.1 | 27.2 | 40.1 |
| BA S/E RIO BLANCO 12KV | CHILQUINTA | 10.6 | 37.8 | 6.5 | 0.3 | 13.8 |
| BA S/E LOS MAQUIS 110KV | CODELCO CHILE - DIVISIÓN ANDINA | 28.8 | 6.6 | 13.6 | 0.9 | 12.5 |
| BA S/E CATEMU BARRA 12KV N° 1 | CHILQUINTA | 8.5 | 24.3 | 8.0 | 7.0 | 11.9 |

c) ENS

Tabla 50 Resumen estadístico de la ENS para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Aconcagua

| INDICE | AÑO | MÍNIMO | 1er CUARTIL | MEDIANA | 3er CUARTIL | MÁXIMO | MEDIA | DESV ESTÁNDAR |
|--------|------|--------|-------------|---------|-------------|--------|-------|---------------|
| ENS | 2015 | 0 | 0.1 | 5.2 | 23.3 | 151.4 | 19.7 | 36.6 |
| | 2016 | 0 | 0.0 | 16.8 | 57.9 | 224.9 | 46.3 | 66.9 |
| | 2017 | 0 | 0.0 | 0.0 | 4.3 | 164.2 | 17.5 | 37.3 |
| | 2018 | 0 | 0.0 | 0.8 | 25.7 | 87.8 | 15.6 | 22.4 |

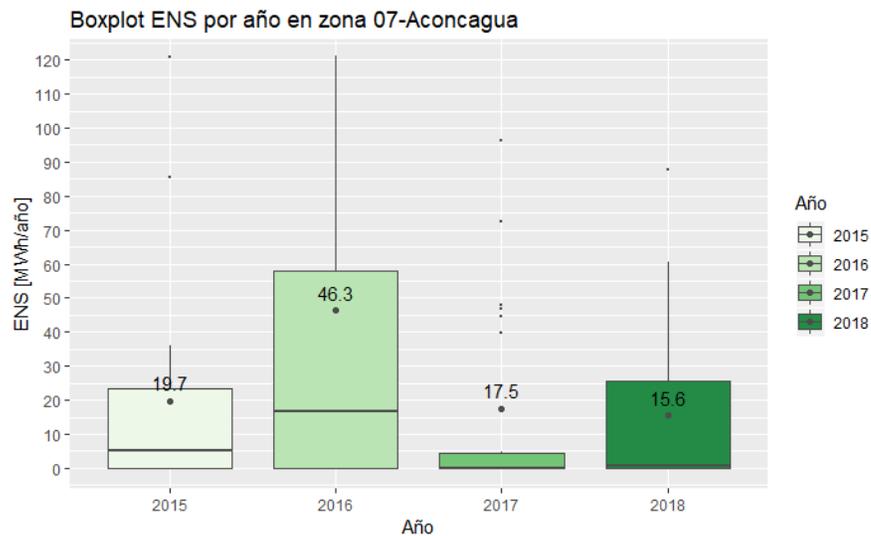


Figura 98 Gráfico BoxPlot de la ENS por año en Aconcagua

ENS total por zona 07-Aconcagua

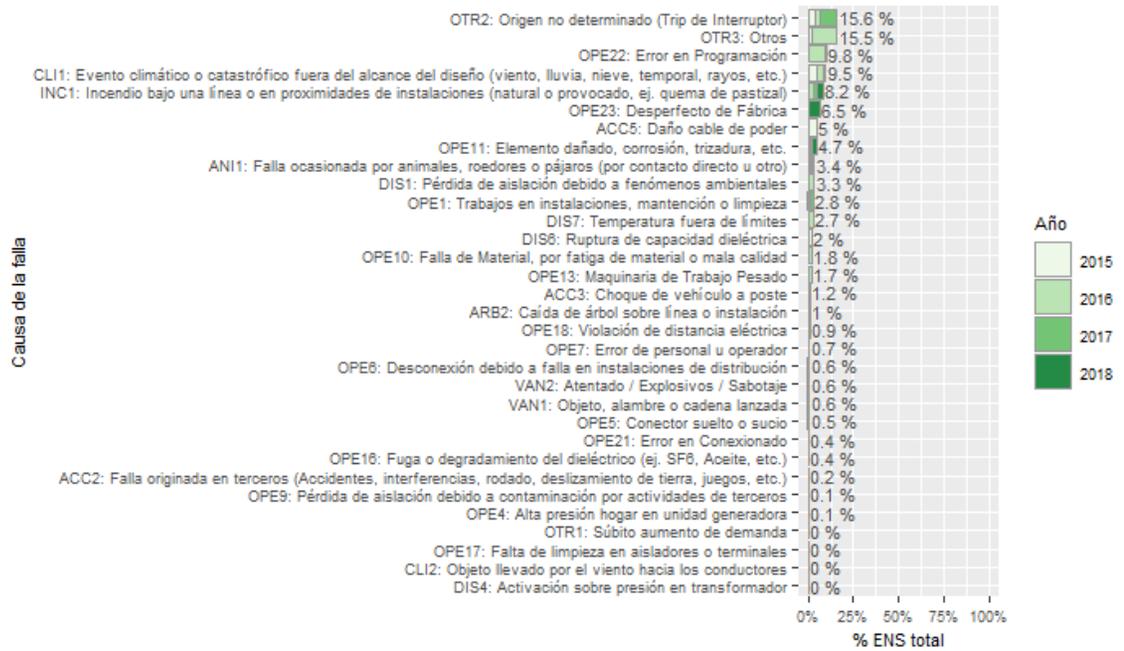


Figura 99 Porcentaje del total acumulado de la ENS según la causa de la falla presentados en la zona de Aconcagua

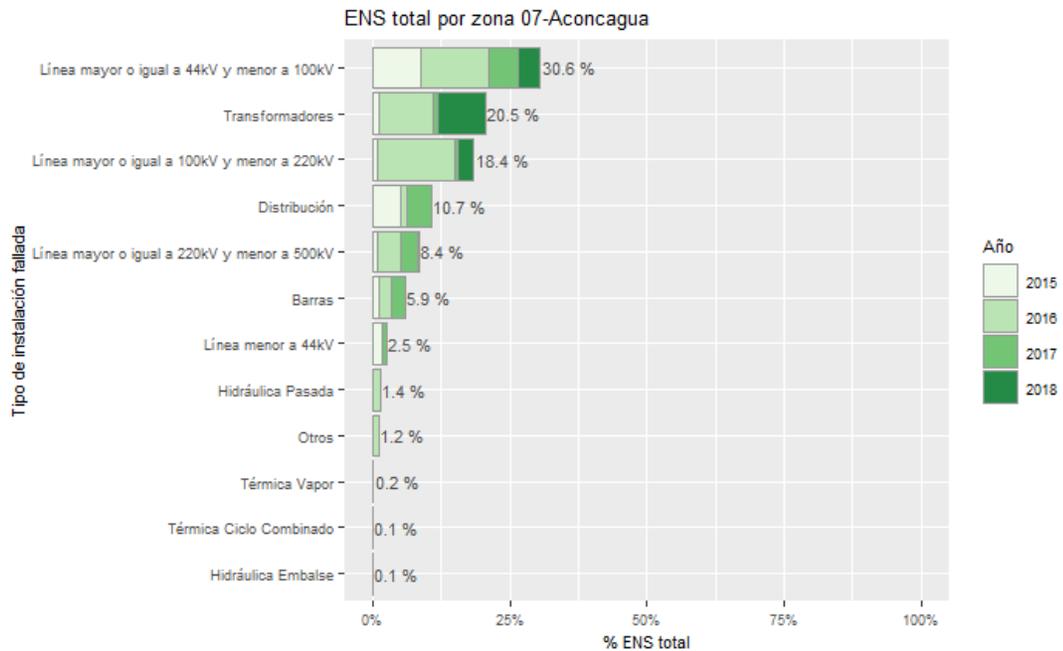


Figura 100 Porcentaje del total acumulado de la ENS según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Aconcagua

La ENS promedio presentó un aumento en el 2016 respecto del año 2015 pasando de 19.7 MWh/año a 46.3 MWh/año respectivamente, mientras que en el 2017 se registra una disminución en el valor medio llegando a 17.5 MWh/año para la zona y en el 2018 se registra nuevamente un aumento alcanzando los 15.6 MWh/año.

Las principales causas de las fallas en la formación de la ENS para esta zona corresponden a origen no determinado, otros y error en programación, los cuales registran valores de 15.6%, 15.5% y 9.8% respectivamente, en relación con el total acumulado de los últimos cuatro años.

Las principales instalaciones donde se originan las fallas en la zona de Aconcagua que aportan al indicador ENS en los últimos cuatro años son en el sistema de transmisión, específicamente en las líneas de 44 kV que presentan un 30.6%, seguido de fallas en transformadores con un 20.5% y líneas de 110 kV con un 18.4%.

En la siguiente figura se presenta, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018, la interpolación de la ENS en los puntos de control sobre el mapa de la zona de Aconcagua.

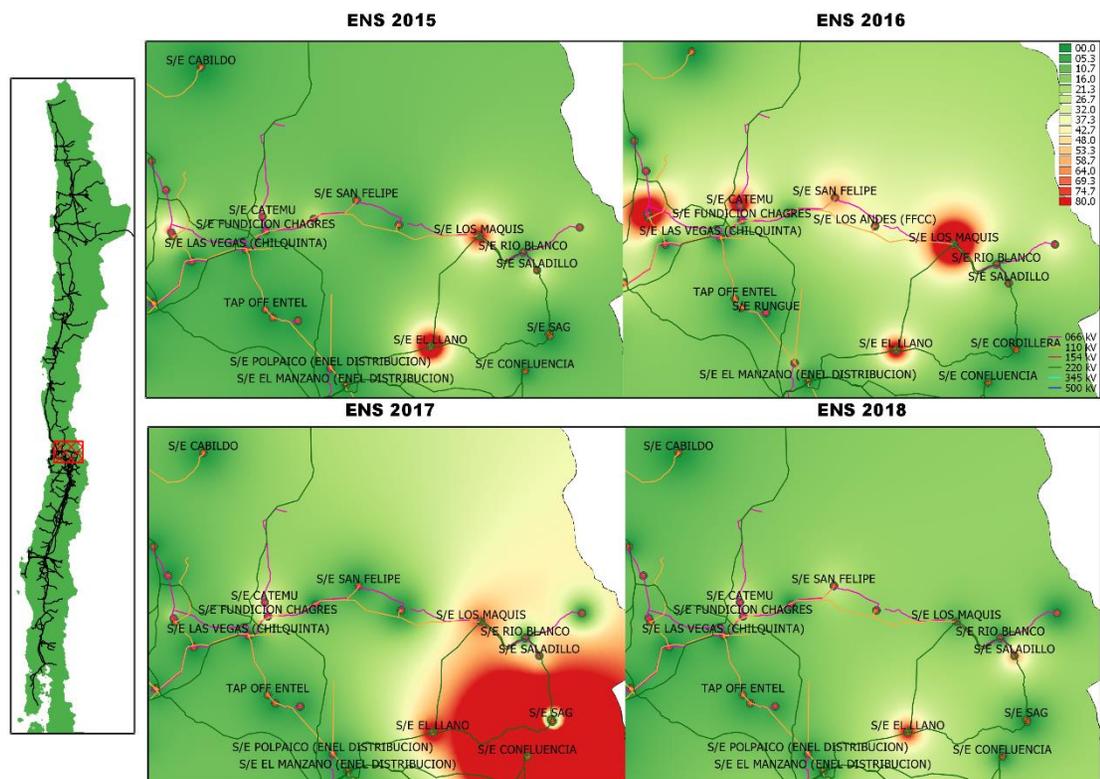


Figura 101 Energía no suministrada entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Aconcagua.

A continuación se presentan los 5 puntos de control con mayor ENS promedio en los últimos 4 años:

Tabla 51 Puntos de Control con mayor ENS promedio entre 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Aconcagua

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|---------------------------|---------------------------------|-------|-------|-------|------|-------|
| BA TAP EL LLANO 220KV | CODELCO CHILE – DIVISIÓN ANDINA | 151.4 | 102.1 | 96.2 | 87.8 | 109.4 |
| BA S/E CALERA CENTRO 62KV | CEMENTO MELÓN | 121.0 | 221.0 | 46.8 | 0.0 | 97.2 |
| BA S/E LOS ANGELES 44KV | MINERA CERRO NEGRO | 31.3 | 115.7 | 164.2 | 60.7 | 93.0 |
| BA S/E LOS MAQUIS 110KV | CODELCO CHILE – DIVISIÓN ANDINA | 85.6 | 197.6 | 72.6 | 7.5 | 90.8 |
| BA S/E LA CALERA 110KV | ANGLO AMERICAN SUR – EL SOLDADO | 23.3 | 224.9 | 4.7 | 0.0 | 63.2 |

3.2.8 Metropolitana

Corresponden a los puntos de control ubicados dentro del anillo de 220 kV en la Región Metropolitana, entre las SSEE Polpaico, Maitenes, Cerro Navia, Chena, Alto Jahuel y Los Almendros. A continuación se presentan los principales estadísticos.

a) FMIK

Tabla 52 Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona Metropolitana

| INDICE | AÑO | MÍNIMO | 1er CUARTIL | MEDIANA | 3er CUARTIL | MÁXIMO | MEDIA | DESV ESTÁNDAR |
|--------|------|--------|-------------|---------|-------------|--------|-------|---------------|
| FMIK | 2015 | 0 | 0 | 0.0 | 0.5 | 4.0 | 0.4 | 0.8 |
| | 2016 | 0 | 0 | 0.0 | 1.0 | 7.0 | 0.6 | 1.1 |
| | 2017 | 0 | 0 | 0.0 | 1.0 | 7.0 | 0.8 | 1.4 |
| | 2018 | 0 | 0 | 0.2 | 1.0 | 6.0 | 0.7 | 1.0 |

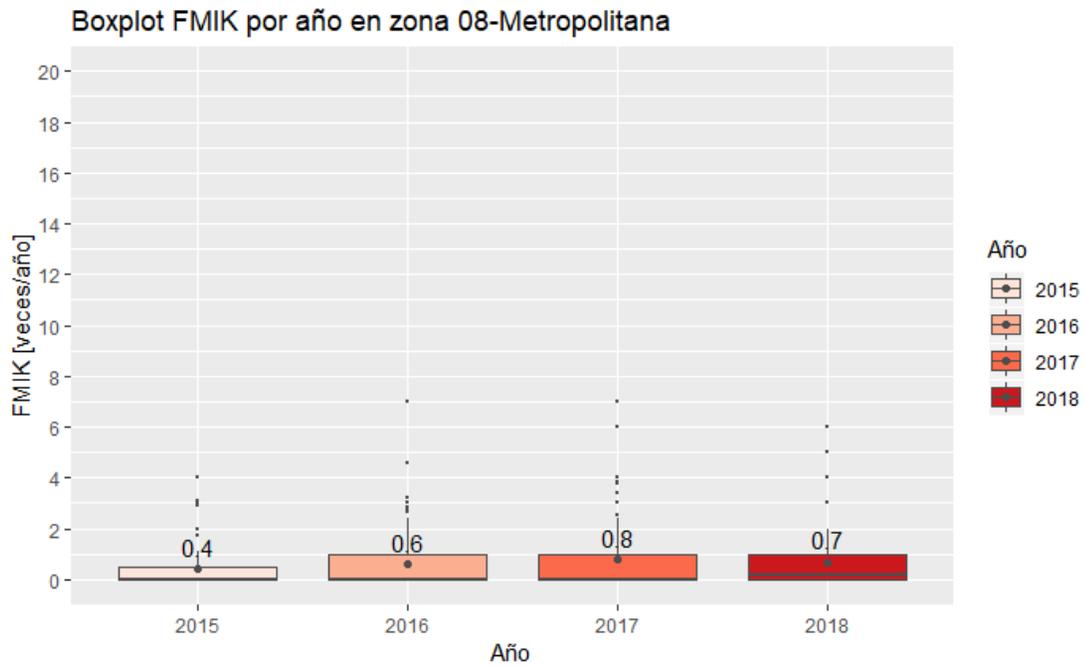


Figura 102 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad FMIK de Metropolitana

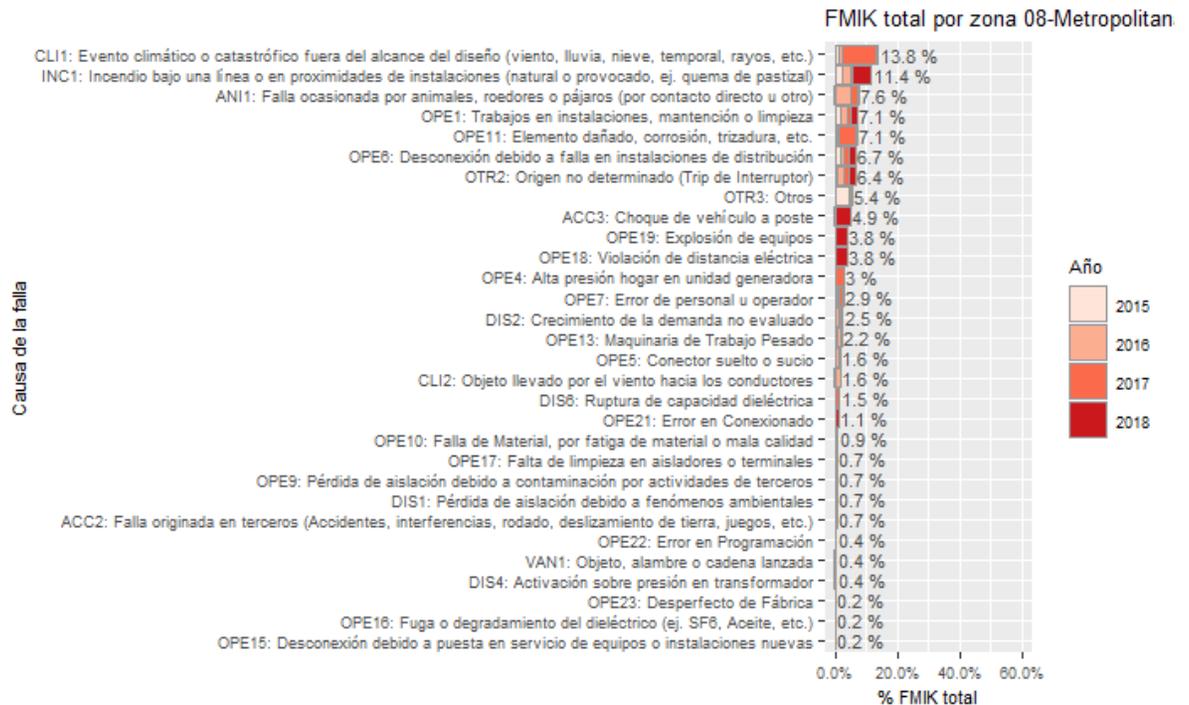


Figura 103 Porcentaje del total acumulado del FMIK según la causa de la falla presentados en la zona de Metropolitana

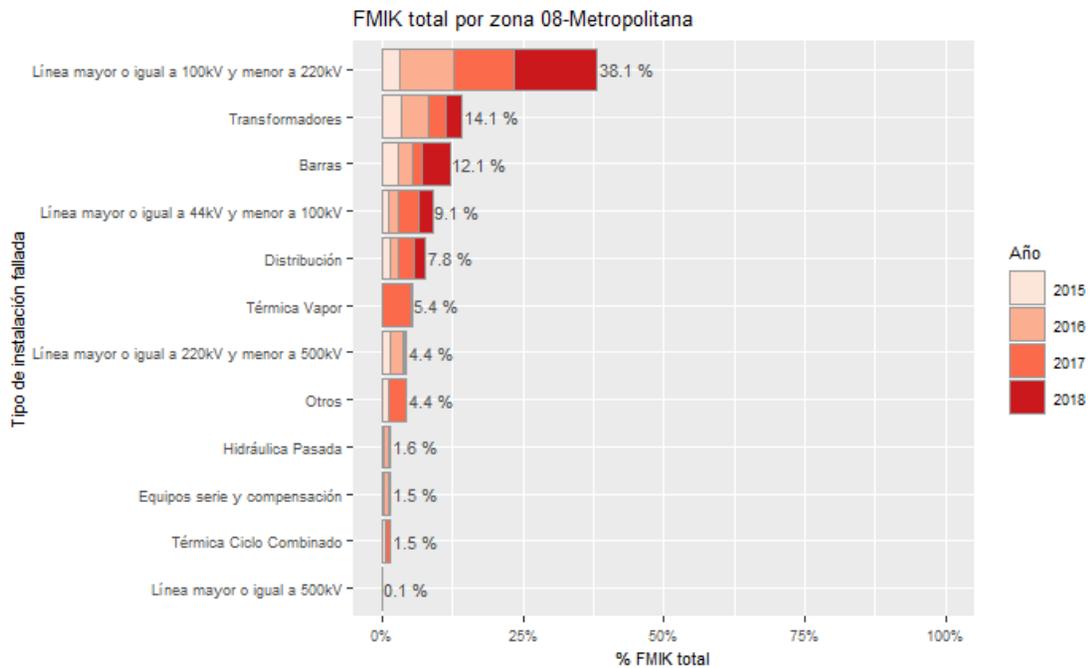


Figura 104 Porcentaje del total acumulado del FMIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Metropolitana

En la zona Metropolitana se registra un aumento en el valor medio desde el 2015 hasta el 2017 registrando 0.4, 0.6, y 0.716 veces/año respectivamente mientras que en el año 2018 el valor medio descendió alcanzando las 0.7 veces/año.

Las principales causas de las fallas de esta zona que han incidido en los valores del FMIK en los últimos 4 años corresponden a eventos climáticos o catastróficos fuera del alcance de diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayo, etc.), incendio bajo líneas o en proximidades de instalaciones (natural o provocado) y fallas ocasionadas por animales, roedores o pájaros (contacto directo u otro), las cuales presentan una participación de 13.8%, 11.4% y 7.6% cada una respectivamente.

Las instalaciones que registran un mayor porcentaje de participación en el FMIK para la zona Metropolitana respecto del total acumulado de los últimos cuatro años son las líneas de transmisión de 110 kV con un 38.1%, seguido de transformadores con un 14.1% y fallas en barras con 12.1%.

En la siguiente figura se presenta, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 la interpolación de los índices de continuidad FMIK en los puntos de control sobre el mapa de la zona Metropolitana.

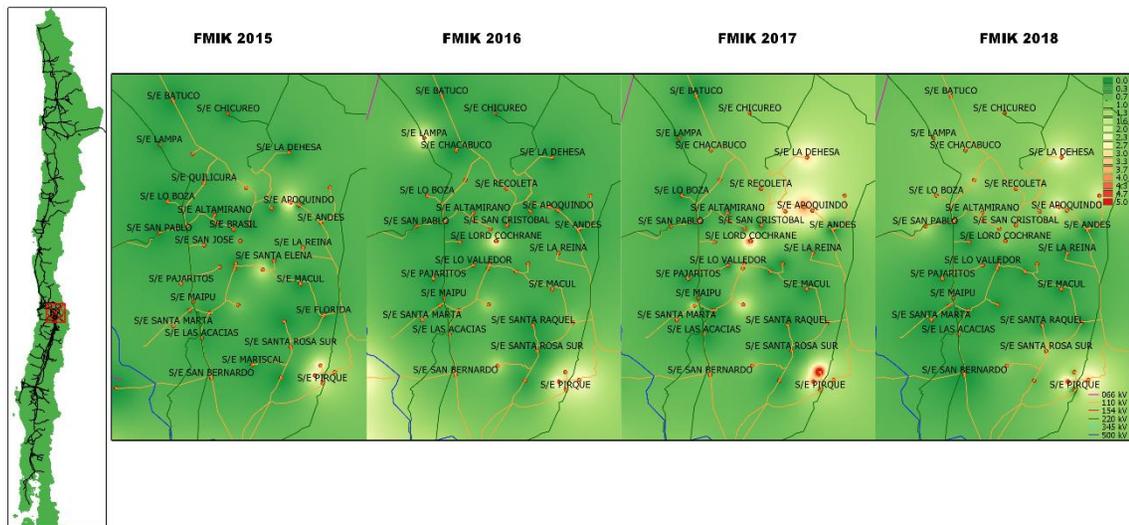


Figura 105 Índices de continuidad FMKI entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Metropolitana

A continuación se presentan los 5 puntos de control con mayores índices FMKI promedio en los últimos 4 años:

Tabla 53 Puntos de control con mayores índices FMKI promedio entre 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona Metropolitana

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|-----------------------------------|-------------------|------|------|------|------|-------|
| BA S/E QUELTEHUES 12KV | CGE DISTRIBUCIÓN | 3.0 | 7.0 | 3.0 | 2 | 3.8 |
| BA S/E COSTANERA 12KV | EEPA | 3.1 | 3.2 | 3.8 | 4 | 3.5 |
| BA S/E PUENTE ALTO 12KV B2 | EEPA | 2.0 | 4.6 | 3.4 | 4 | 3.5 |
| BA S/E ALONSO DE CORDOVA 12KV BP1 | ENEL DISTRIBUCIÓN | 3.0 | 2.0 | 4.0 | 5 | 3.5 |
| BA S/E RUNGUE 23KV BP1 | ENEL DISTRIBUCIÓN | 0.9 | 2.7 | 6.0 | 4 | 3.4 |

b) TTIK

Tabla 54 Resumen estadístico de índices de continuidad TTIK para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona Metropolitana

| INDICE | AÑO | MÍNIMO | 1er CUARTIL | MEDIANA | 3er CUARTIL | MÁXIMO | MEDIA | DESV ESTÁNDAR |
|--------|------|--------|-------------|---------|-------------|--------|-------|---------------|
| TTIK | 2015 | 0 | 0 | 0.0 | 0.0 | 45.5 | 0.9 | 4.5 |
| TTIK | 2016 | 0 | 0 | 0.0 | 0.2 | 41.1 | 1.1 | 4.0 |
| TTIK | 2017 | 0 | 0 | 0.0 | 0.2 | 46.6 | 0.9 | 4.0 |
| TTIK | 2018 | 0 | 0 | 0.0 | 1.6 | 148.2 | 2.0 | 11.3 |

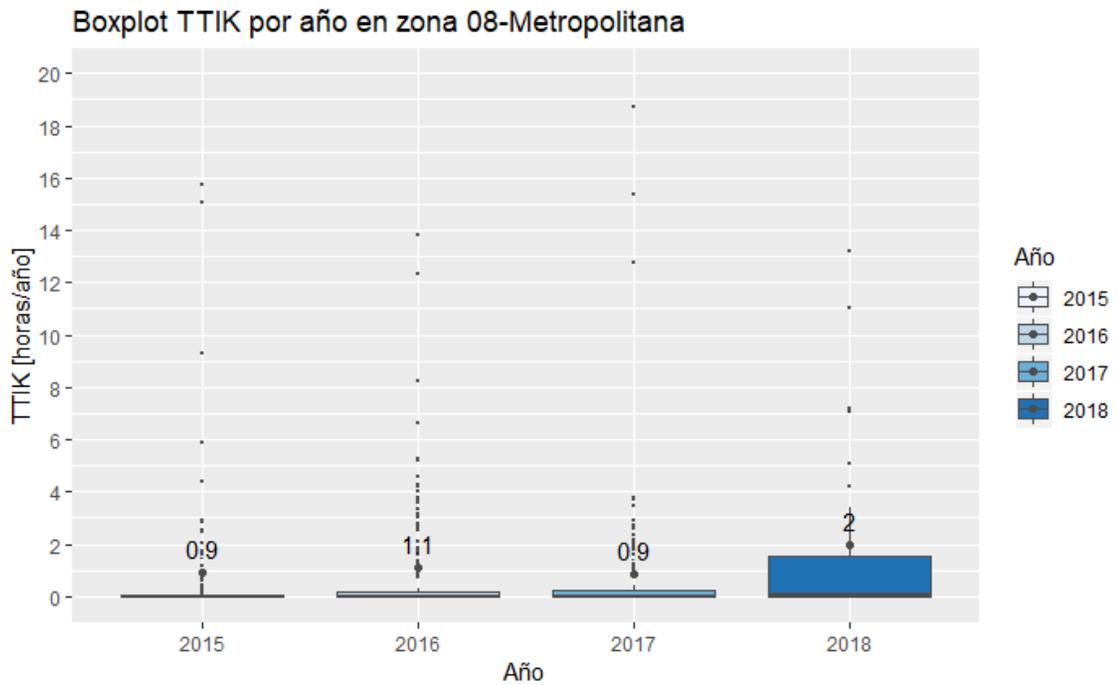


Figura 106 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad TTIK de Metropolitana

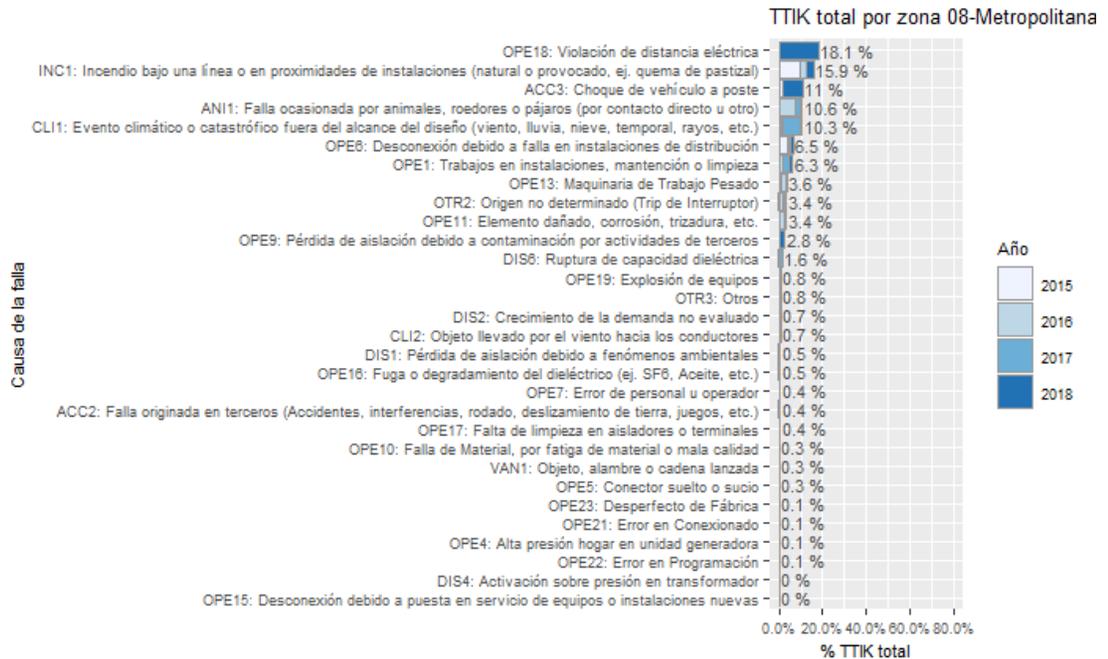


Figura 107 Porcentaje del total acumulado del TTIK según la causa de la falla presentados en la zona de Metropolitana

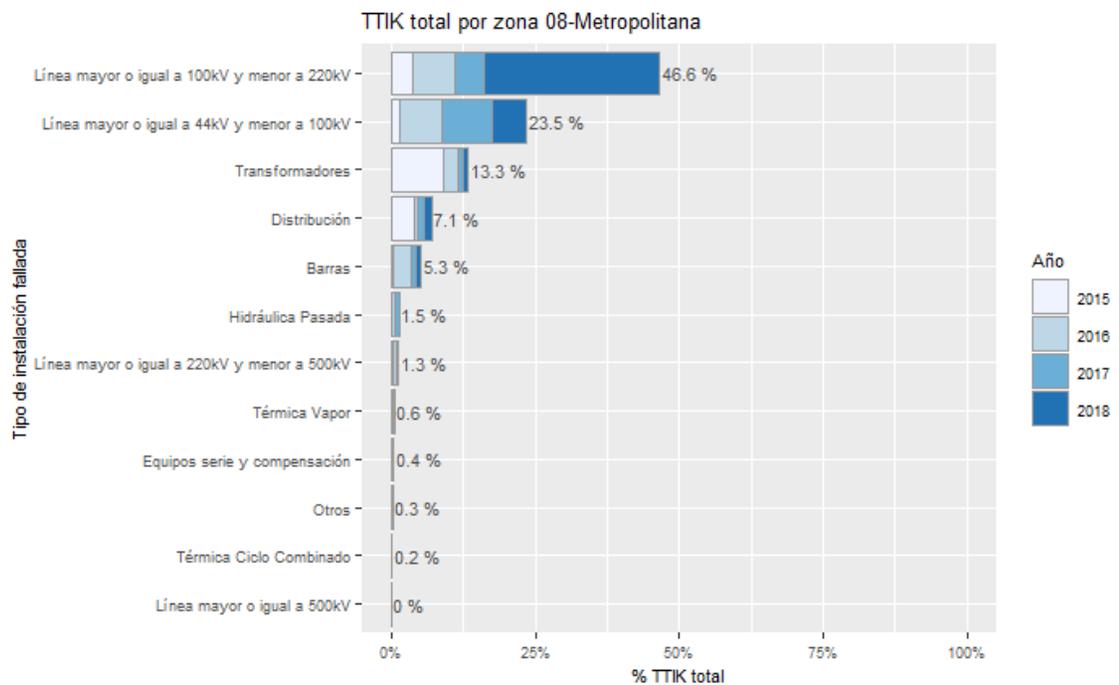


Figura 108 Porcentaje del total acumulado del TTIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Metropolitana

Respecto del año 2015, donde se presentó un TTIK promedio de 0.9 horas/año, en 2016 se registra un aumento en el indicador alcanzado las 1.1 horas/año, mientras que para el 2017 se presentó una disminución alcanzando las 0.9 horas/año y en el 2018 aumenta a 2 horas/año.

Las principales causas de las fallas de esta zona que han incidido en los valores del TTIK en los últimos 4 años corresponden a violación de distancia eléctrica, incendio bajo líneas o en proximidades de instalaciones (natural o provocado) y choques de vehículos con los postes, las cuales registran porcentajes de 18.1%, 15.9% y 11% respectivamente.

Las instalaciones que registran un mayor porcentaje de participación en el FMIK para la zona y que explican el comportamiento del TTIK en los últimos cuatro años corresponden a líneas de transmisión de 110 kV con un 46.6%, fallas en líneas de 44 kV con un 23.5% y transformadores con un 13.3%.

En la siguiente figura se presenta, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 la interpolación de los índices de continuidad TTIK en los puntos de control sobre el mapa de la zona Metropolitana.

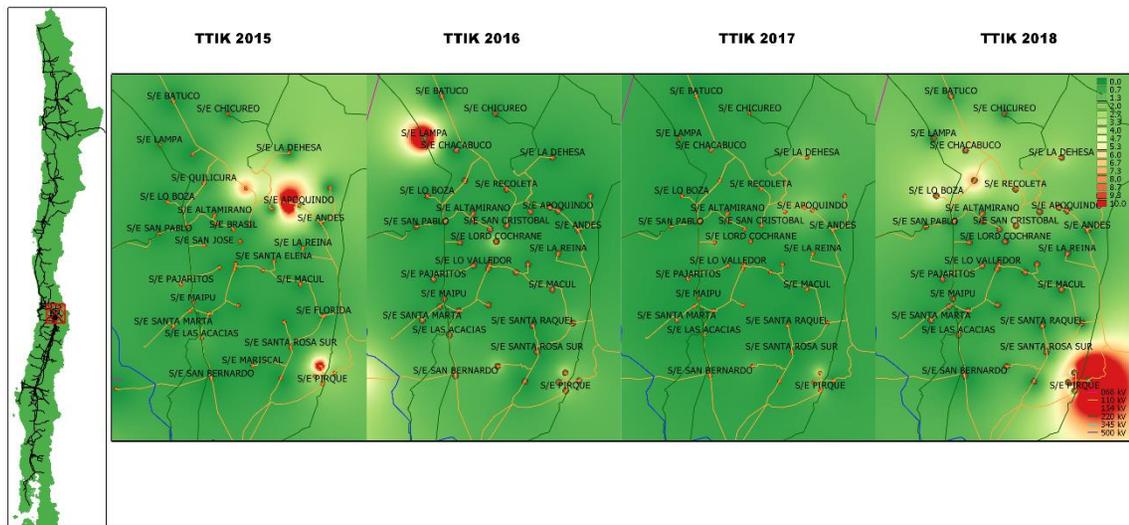


Figura 109 Índices de continuidad TTIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona Metropolitana

A continuación se presentan los 5 puntos de control con mayores índices TTIK promedio en los últimos 4 años:

Tabla 55 Puntos de control con mayores índices TTIK promedio entre 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona Metropolitana

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|-----------------------------------|----------------------------------|------|------|------|-------|-------|
| BA S/E PUENTE ALTO 12KV B1 | CGE DISTRIBUCIÓN | 1.6 | 1.6 | 0.0 | 148.2 | 37.9 |
| BA TAP ENTEL 12KV | ENEL DISTRIBUCIÓN | 0.0 | 41.1 | 12.8 | 13.2 | 16.8 |
| BA S/E CALEU 12KV BP1 | ENEL DISTRIBUCIÓN | 9.3 | 13.8 | 3.7 | 27.6 | 13.6 |
| BA S/E ALONSO DE CORDOVA 12KV BP2 | ENEL DISTRIBUCIÓN | 45.5 | 0.0 | 2.0 | 2.4 | 12.5 |
| BA S/E POLPAICO 220KV SECCION 1 | ANGLO AMERICAN SUR – LOS BRONCES | 0.0 | 0.0 | 46.6 | 0.0 | 11.7 |

c) ENS

Tabla 56 Resumen estadístico de la ENS para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona Metropolitana

| INDICE | AÑO | MÍNIMO | 1er CUARTIL | MEDIANA | 3er CUARTIL | MÁXIMO | MEDIA | DESV ESTÁNDAR |
|--------|------|--------|-------------|---------|-------------|--------|-------|---------------|
| ENS | 2015 | 0 | 0 | 0.0 | 0.3 | 505.2 | 9.4 | 49.6 |
| | 2016 | 0 | 0 | 0.0 | 3.2 | 276.3 | 12.0 | 38.0 |
| | 2017 | 0 | 0 | 0.0 | 1.5 | 3178.9 | 22.7 | 237.1 |
| | 2018 | 0 | 0 | 0.0 | 16.9 | 995.5 | 23.0 | 79.8 |

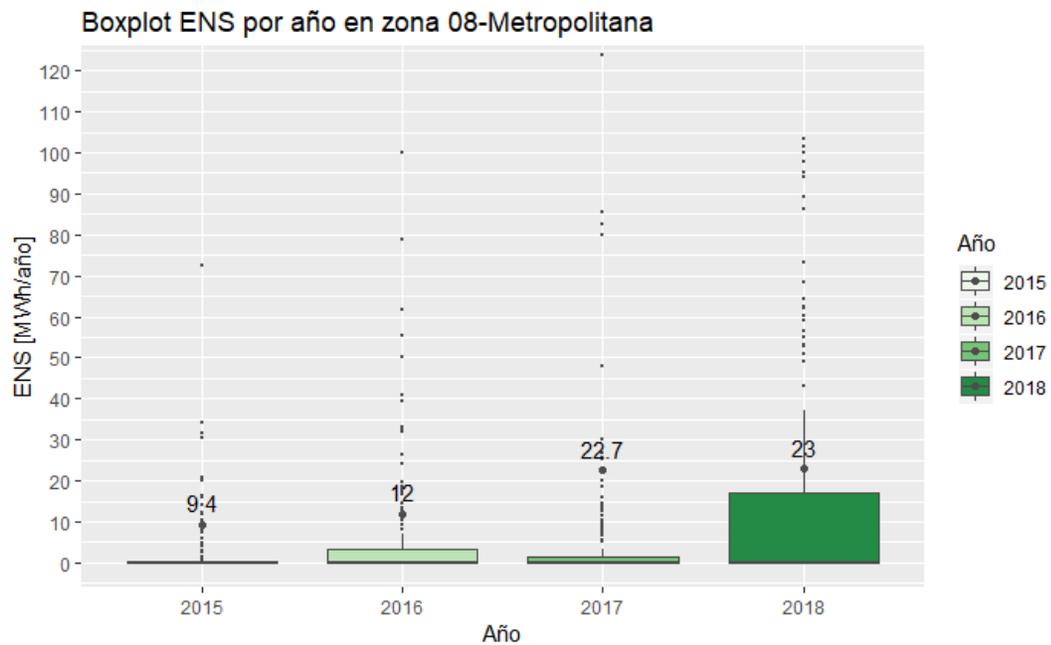


Figura 110 Gráfico BoxPlot de la ENS por año en la zona Metropolitana

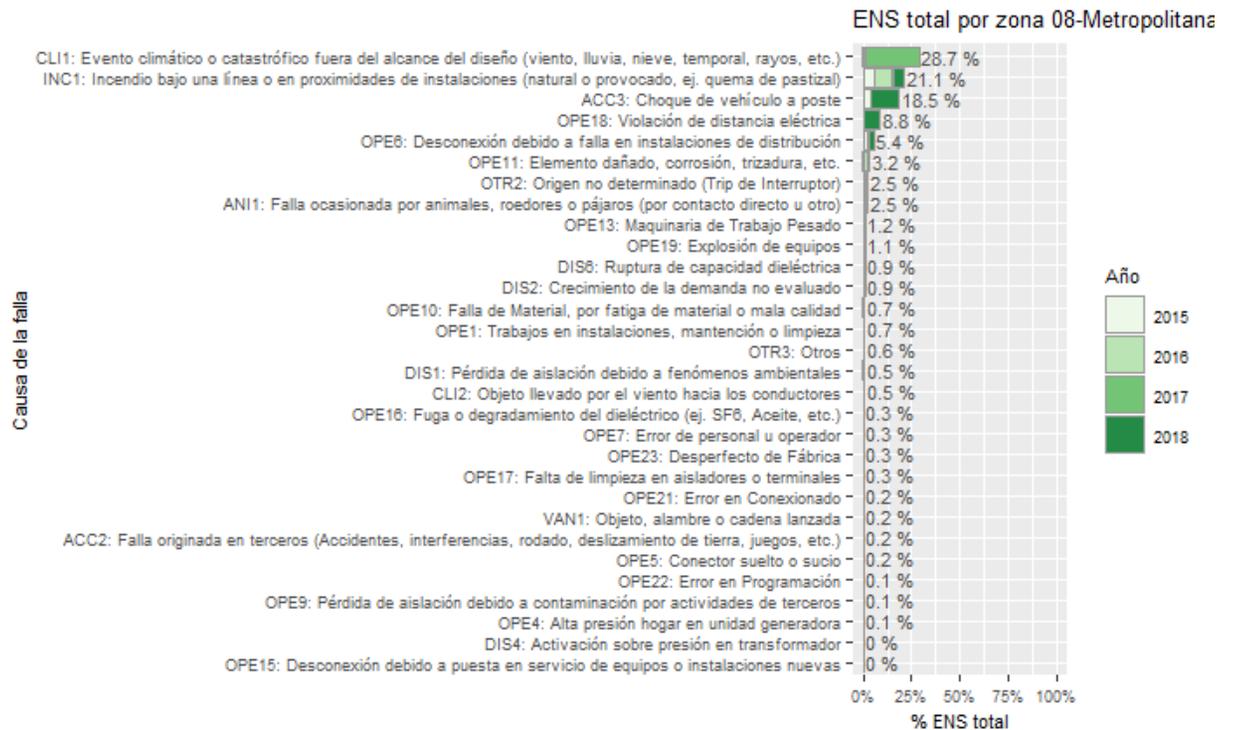


Figura 111 Porcentaje del total acumulado de la ENS según la causa de la falla presentados en la zona Metropolitana

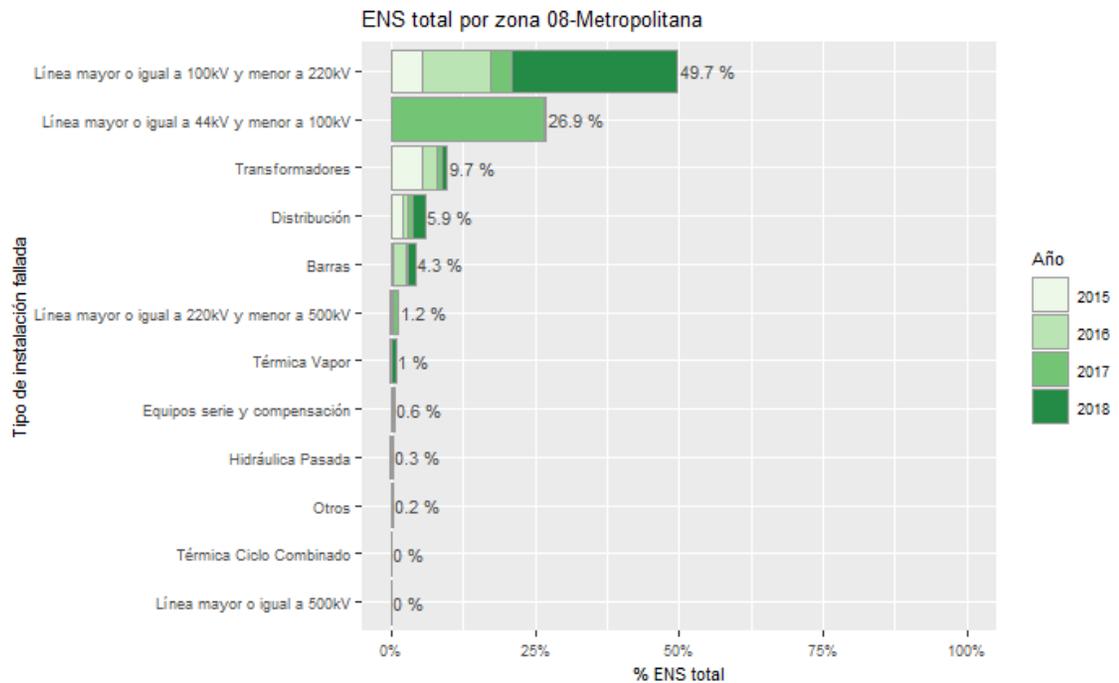


Figura 1.12 Porcentaje del total acumulado de la ENS según el tipo de instalación fallada presentados en la zona Metropolitana

La ENS promedio en la zona Metropolitana ha presentado un constante aumento desde el año 2015 al 2018, alcanzando los 9.4, 12, 22.7 y 23 MWh/año para cada uno de los años respectivamente.

Las principales causas de las fallas en la formación de la ENS para esta zona corresponden a eventos climáticos o catastróficos fuera del alcance de diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayo, etc.), incendio bajo las líneas o en proximidades de instalaciones (natural o provocado) y choques de vehículos con postes, los cuales registran valores de 28.7%, 21.1% y 18.5% respectivamente, en relación con el total acumulado de los últimos cuatro años.

Las principales instalaciones donde se originan las fallas en la zona Metropolitana que aportan al indicador ENS en los últimos cuatro años son en el sistema de transmisión, específicamente en las líneas de 110 kV que presentan un 49.7%, seguido de fallas en líneas de 44 kV que tienen una participación de un 26.9% y en transformadores con un 9.7%.

En la siguiente figura se presenta, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018, la interpolación de la ENS en los puntos de control sobre el mapa de la zona Metropolitana.

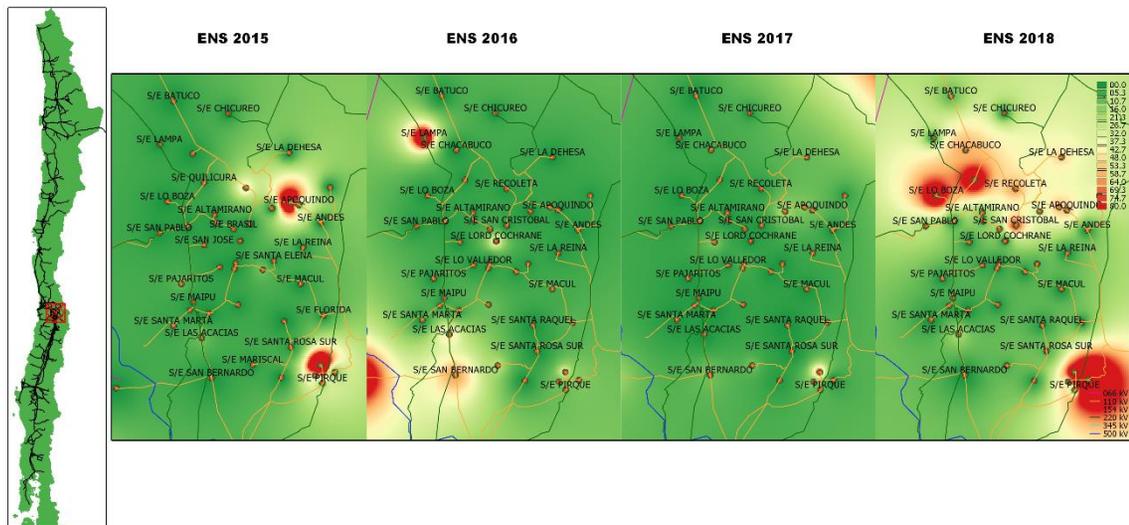


Figura 113 Energía no suministrada entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Metropolitana.

A continuación se presentan los 5 puntos de control con mayor ENS promedio en los últimos 4 años:

Tabla 57 Puntos de Control con mayor ENS promedio entre 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Metropolitana

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|-----------------------------------|----------------------------------|-------|-------|--------|-------|-------|
| BA S/E POLPAICO 220KV SECCION 1 | ANGLO AMERICAN SUR – LOS BRONCES | 0.0 | 0.0 | 3178.9 | 0.0 | 794.7 |
| BA S/E PUENTE ALTO 12KV B1 | CGE DISTRIBUCIÓN | 9.9 | 19.7 | 0.0 | 995.5 | 256.3 |
| BA S/E PUENTE ALTO (CMPC) 110KV | CMPC PAPELES CORDILLERA | 505.2 | 40.7 | 85.5 | 103.3 | 183.7 |
| BA S/E MALLOCO 12KV BP1 | CGE DISTRIBUCIÓN | 0.0 | 276.3 | 82.4 | 21.9 | 95.1 |
| BA S/E ALONSO DE CORDOVA 12KV BP3 | ENEL DISTRIBUCIÓN | 322.9 | 0.0 | 9.0 | 33.6 | 91.4 |

3.2.9 Melipilla

Corresponden a los puntos de control ubicados entre las SSEE San Sebastián, Melipilla y El Monte. A continuación se presentan los principales estadísticos.

a) FMIK

Tabla 58 Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Melipilla

| INDICE | AÑO | MÍNIMO | 1er CUARTIL | MEDIANA | 3er CUARTIL | MÁXIMO | MEDIA | DESV ESTÁNDAR |
|--------|------|--------|-------------|---------|-------------|--------|-------|---------------|
| FMIK | 2015 | 1.0 | 3.1 | 4.0 | 4.3 | 5.5 | 3.7 | 1.2 |
| | 2016 | 2.0 | 2.0 | 3.0 | 3.2 | 5.0 | 2.9 | 0.9 |
| | 2017 | 0.0 | 1.0 | 2.0 | 3.6 | 7.5 | 2.5 | 2.0 |
| | 2018 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 2.0 | 0.1 | 0.5 |

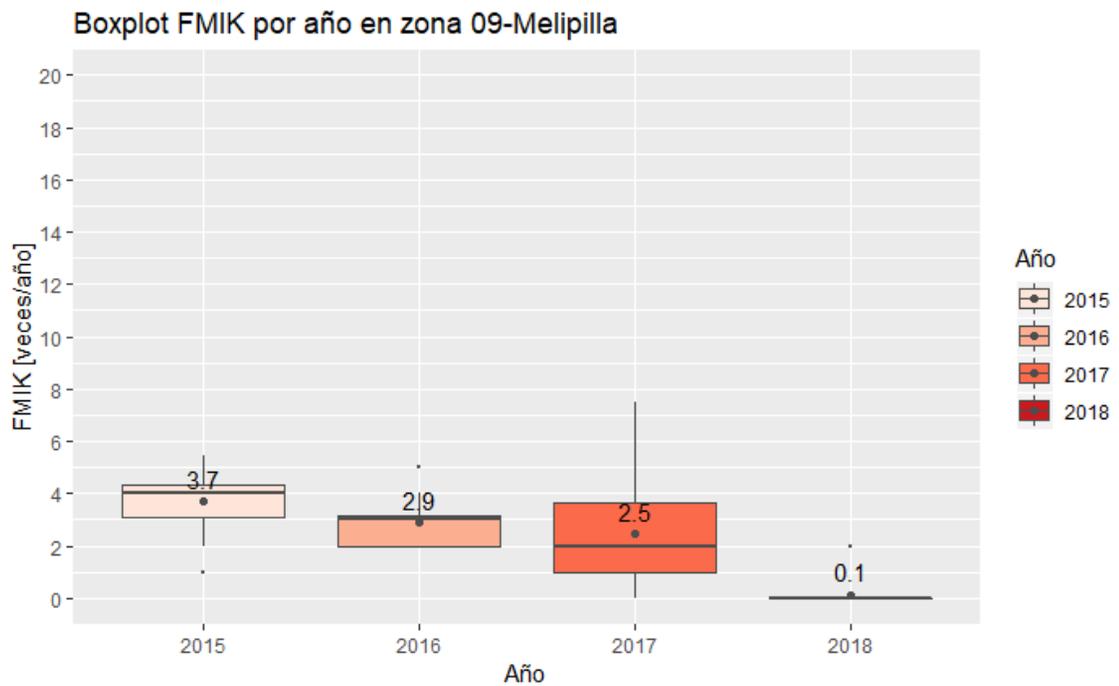


Figura 114 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad FMIK de Melipilla

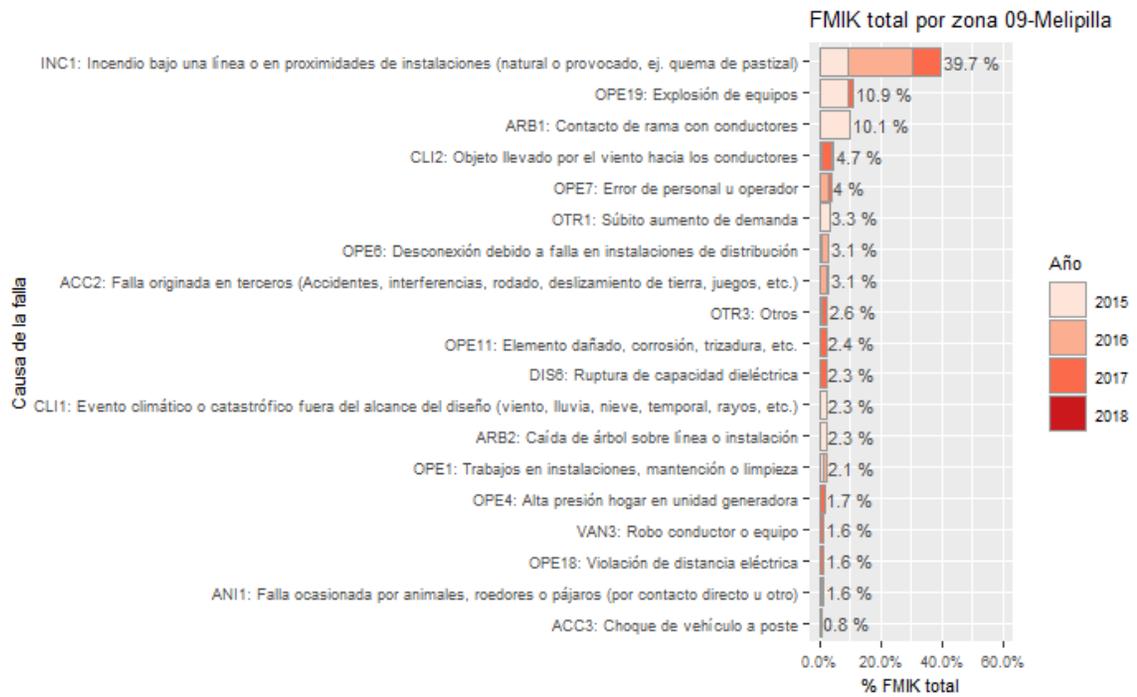


Figura 1.15 Porcentaje del total acumulado del FMIK según la causa de la falla presentados en la zona de Melipilla

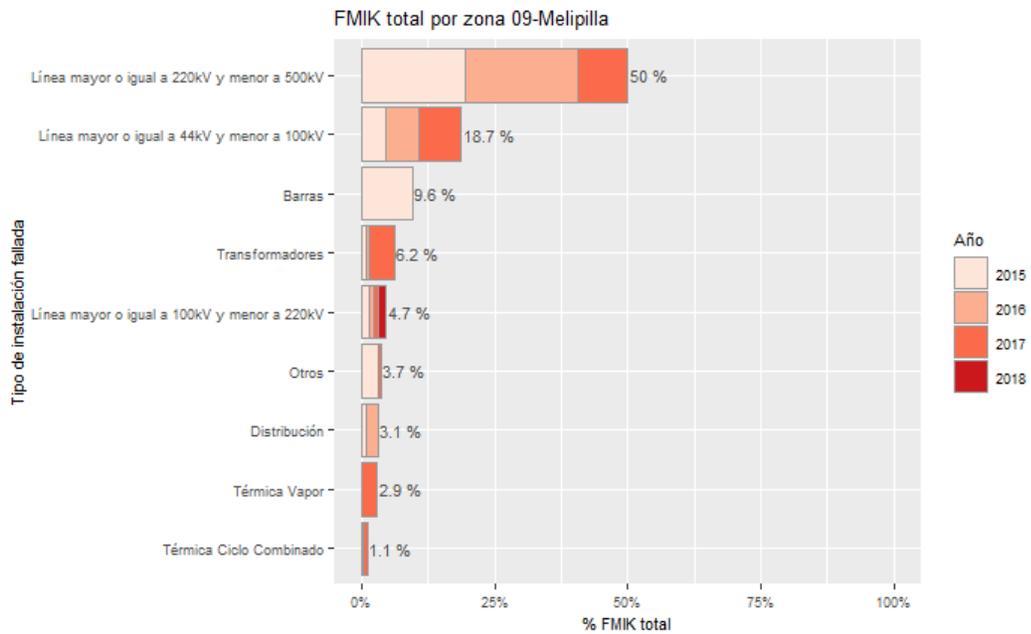


Figura 1.16 Porcentaje del total acumulado del FMIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Melipilla

En la zona de Melipilla se registra una disminución en el valor medio del FMIK desde el año 2015 en adelante pasando de 3.7 veces/año a 2.9, 2.5 y 0.1 veces/año para el 2016, 2017 y 2018 respectivamente.

Las principales causas de las fallas de esta zona que han incidido en los valores del FMIK en los últimos 4 años corresponden a incendio bajo las líneas de transmisión o en proximidades de instalaciones (natural o provocado) con un 39.7% seguido de explosión de equipos con un 10.9% y contacto de rama con conductores con un 10.1%.

Las instalaciones que registran un mayor porcentaje de participación en el FMIK para la zona de Melipilla respecto del total acumulado de los últimos 4 años son las líneas de transmisión de 220 kV con un 50%, seguido de líneas de 66 kV con un 18.7% y fallas en barras con 9.6%.

En la siguiente figura se presenta, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 la interpolación de los índices de continuidad FMIK en los puntos de control sobre el mapa de la zona de Melipilla.

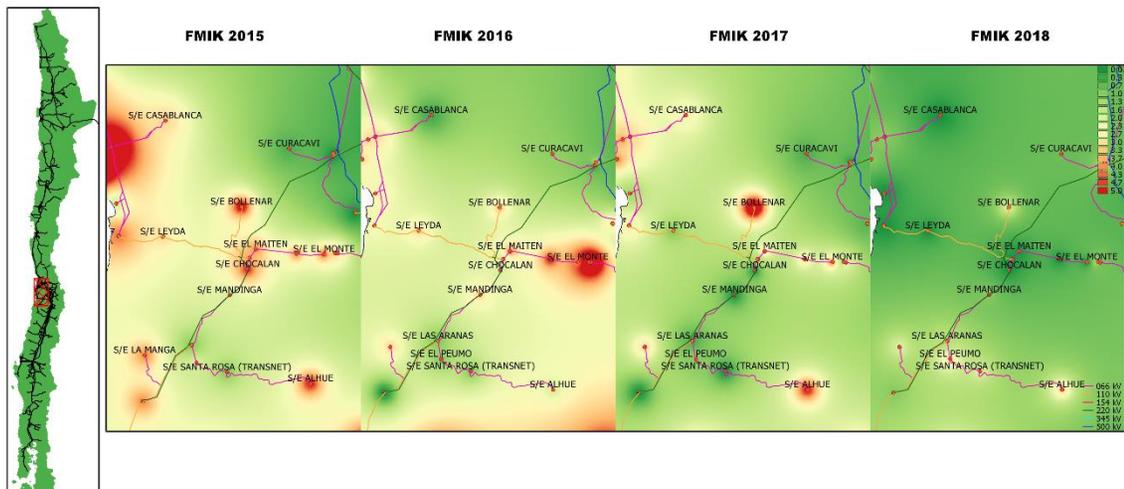


Figura 117 Índices de continuidad FMIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Melipilla

A continuación se presentan los 5 puntos de control con mayores índices FMIK promedio en los últimos 4 años:

Tabla 59 Puntos de control con mayores índices FMIK promedio entre 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Melipilla

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|------------------------------------|------------------|------|------|------|------|-------|
| BA S/E BOLLENAR 13.2KV | CGE DISTRIBUCIÓN | 5.5 | 3.2 | 7.5 | 2 | 4.5 |
| BA S/E EL PAICO 13.2KV | CGE DISTRIBUCIÓN | 4.0 | 5.0 | 4.0 | 0 | 3.2 |
| BA S/E EL MONTE 13.2KV | CGE DISTRIBUCIÓN | 4.5 | 4.0 | 4.0 | 0 | 3.1 |
| BA S/E EL MAITEN 13.2KV | CGE DISTRIBUCIÓN | 4.0 | 4.0 | 3.0 | 0 | 2.8 |
| BA S/E SAN ANTONIO BARRA 12KV N° 2 | CHILQUINTA | 4.4 | 2.1 | 3.9 | 0 | 2.6 |

b) TTIK

Tabla 60 Resumen estadístico de índices de continuidad TTIK para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Melipilla

| INDICE | AÑO | MÍNIMO | 1er CUARTIL | MEDIANA | 3er CUARTIL | MÁXIMO | MEDIA | DESV ESTÁNDAR |
|--------|------|--------|-------------|---------|-------------|--------|-------|---------------|
| TTIK | 2015 | 1.7 | 2.6 | 4.7 | 6.1 | 12.3 | 4.9 | 2.9 |
| | 2016 | 0.1 | 0.3 | 1.5 | 2.9 | 7.2 | 1.9 | 1.9 |
| | 2017 | 0.0 | 0.2 | 1.3 | 2.6 | 6.7 | 2.0 | 2.2 |
| | 2018 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 1.6 | 0.1 | 0.4 |

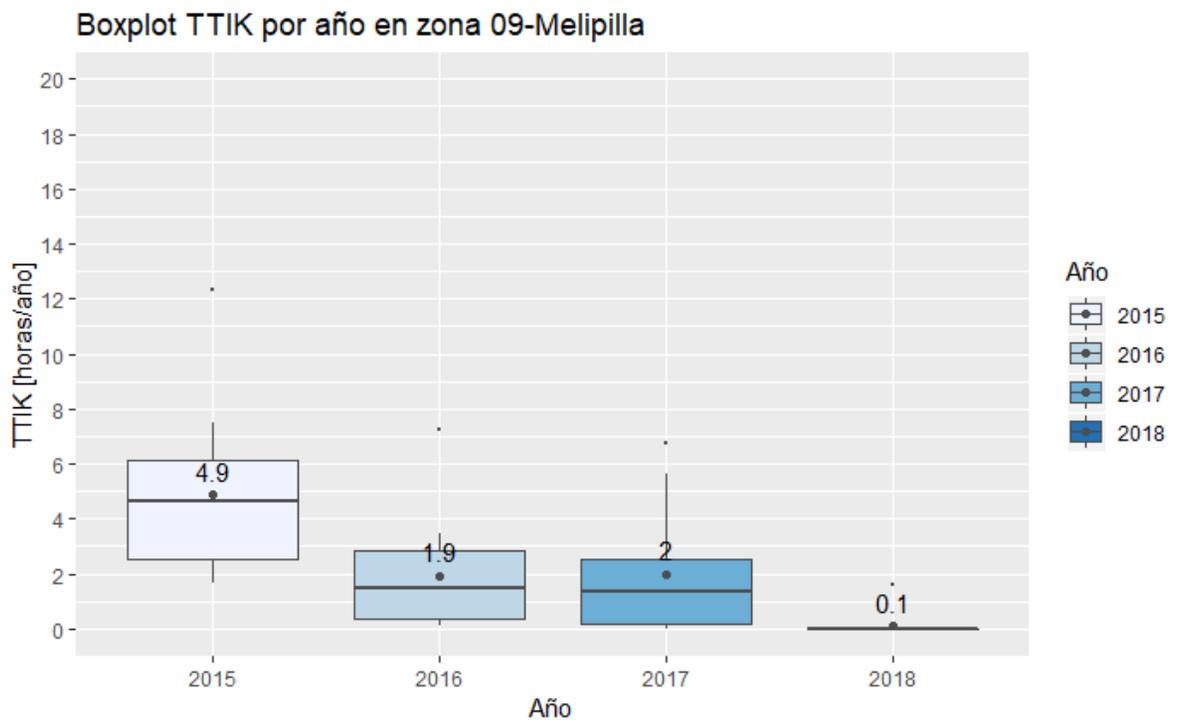


Figura 118 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad TTIK de Melipilla

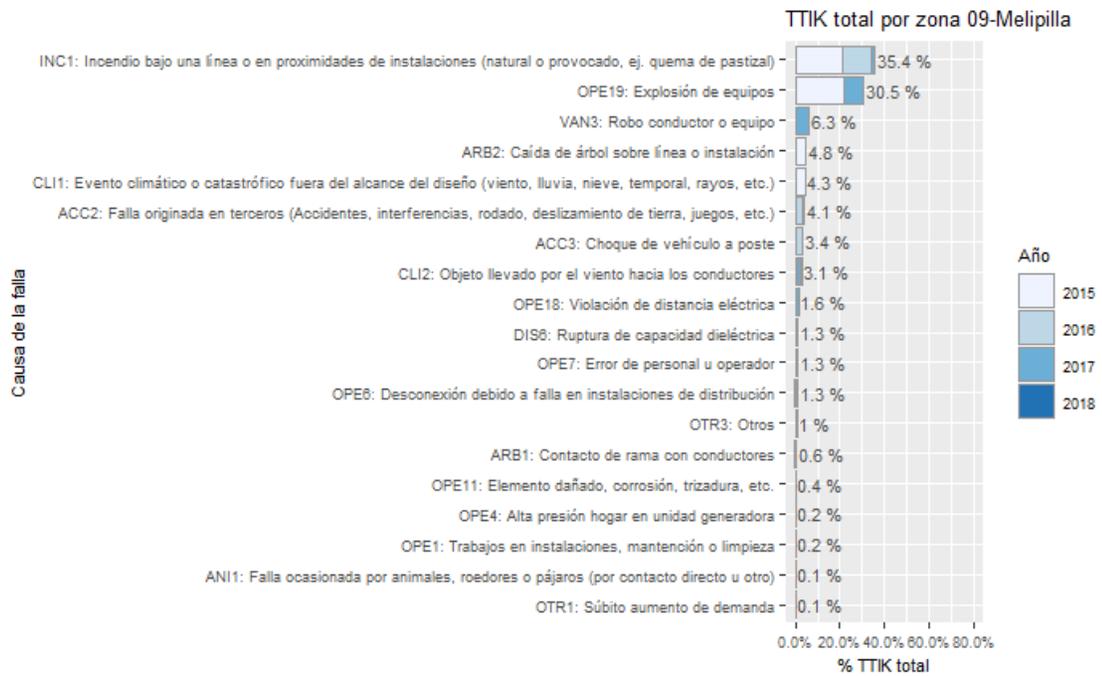


Figura 119 Porcentaje del total acumulado del TTIK según la causa de la falla presentados en la zona de Melipilla

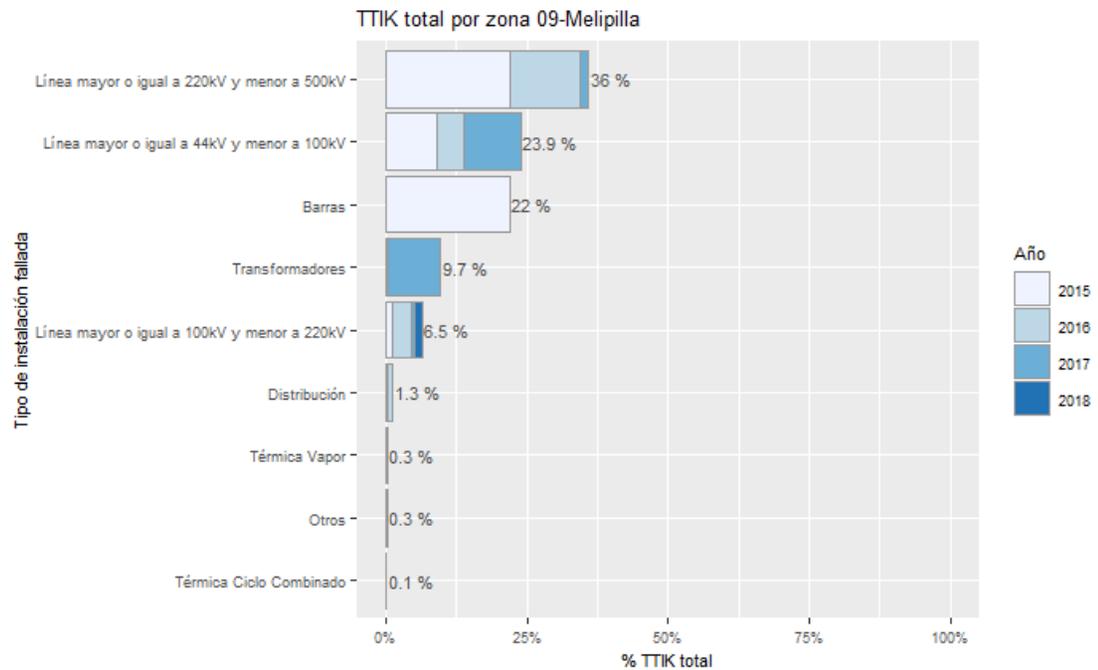


Figura 120 Porcentaje del total acumulado del TTIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Melipilla

Respecto del año 2015, donde se presentó un TTIK promedio de 4.9 horas/año, en 2016 se registra una disminución en el indicador alcanzado 1.9 horas/año, mientras que para el 2017 el TTIK aumentó alcanzando las 2 horas/año y para el 2018 el valor presentó una disminución llegando a las 0.1 horas/año.

Las principales causas de fallas que han producido los valores del TTIK en la zona durante los últimos 4 años corresponden a incendios bajo la línea o en proximidades de las instalaciones (natural o provocado), explosión de equipos y robo de conductor o equipo, las cuales registran porcentajes de 35.4%, 30.5% y 6.3% cada una respectivamente.

Por otra parte, las instalaciones falladas que presentan un mayor porcentaje de participación y que explican el comportamiento del TTIK en los últimos cuatro años corresponden a líneas de transmisión de 220 kV con un 36%, fallas en líneas de transmisión de 66 kV con un 23.9% y fallas en barras con un 22%.

En la siguiente figura se presenta, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 la interpolación de los índices de continuidad TTIK en los puntos de control sobre el mapa de la zona de Melipilla.

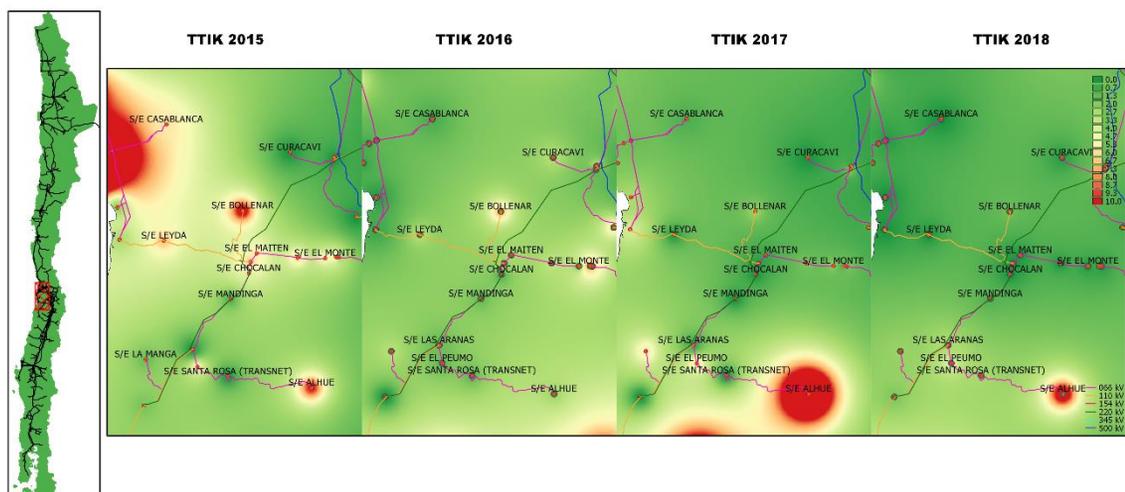


Figura 121 Índices de continuidad TTIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Melipilla

A continuación se presentan los 5 puntos de control con mayores índices TTIK promedio en los últimos 4 años:

Tabla 61 Puntos de control con mayores índices TTIK promedio entre 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Melipilla

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|----------------------------------|------------------|------|------|------|------|-------|
| BA S/E BOLLENAR 13.2KV | CGE DISTRIBUCIÓN | 12.3 | 7.2 | 2.3 | 1.6 | 5.9 |
| BA S/E EL PAICO 13.2KV | CGE DISTRIBUCIÓN | 6.3 | 3.4 | 2.6 | 0.0 | 3.1 |
| BA S/E BAJO MELIPILLA 13.2KV BP1 | CGE DISTRIBUCIÓN | 7.5 | 2.4 | 0.4 | 0.0 | 2.6 |

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|------------------------|------------------|------|------|------|------|-------|
| BA S/E LEYDA 13.2KV | CGE DISTRIBUCION | 6.8 | 3.0 | 0.2 | 0.0 | 2.5 |
| BA S/E EL MONTE 13.2KV | CGE DISTRIBUCIÓN | 5.5 | 1.7 | 2.1 | 0.0 | 2.3 |

c) ENS

Tabla 62 Resumen estadístico de la ENS para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Melipilla

| INDICE | AÑO | MÍNIMO | 1er CUARTIL | MEDIANA | 3er CUARTIL | MÁXIMO | MEDIA | DESV ESTÁNDAR |
|--------|------|--------|-------------|---------|-------------|--------|-------|---------------|
| ENS | 2015 | 3.7 | 17.5 | 28.9 | 38.4 | 96.8 | 32.7 | 24.7 |
| | 2016 | 0.4 | 2.7 | 10.2 | 16.4 | 82.5 | 15.9 | 21.6 |
| | 2017 | 0.0 | 1.9 | 5.9 | 17.9 | 52.8 | 12.0 | 14.6 |
| | 2018 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 10.4 | 0.7 | 2.8 |

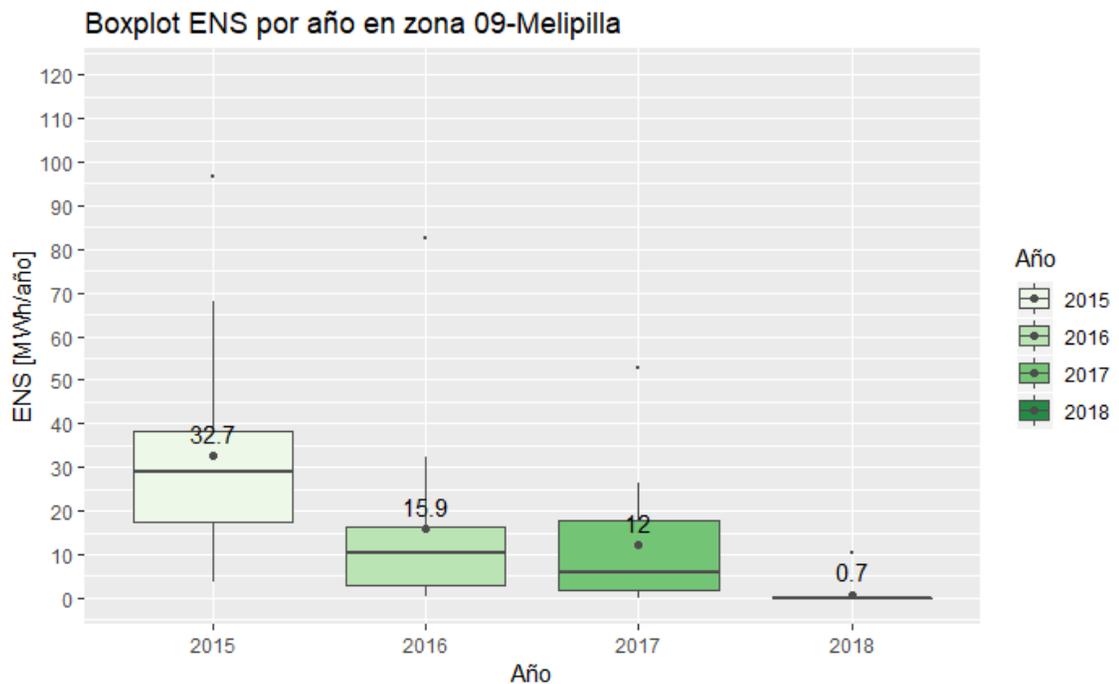


Figura 122 Gráfico BoxPlot de la ENS por año en Melipilla

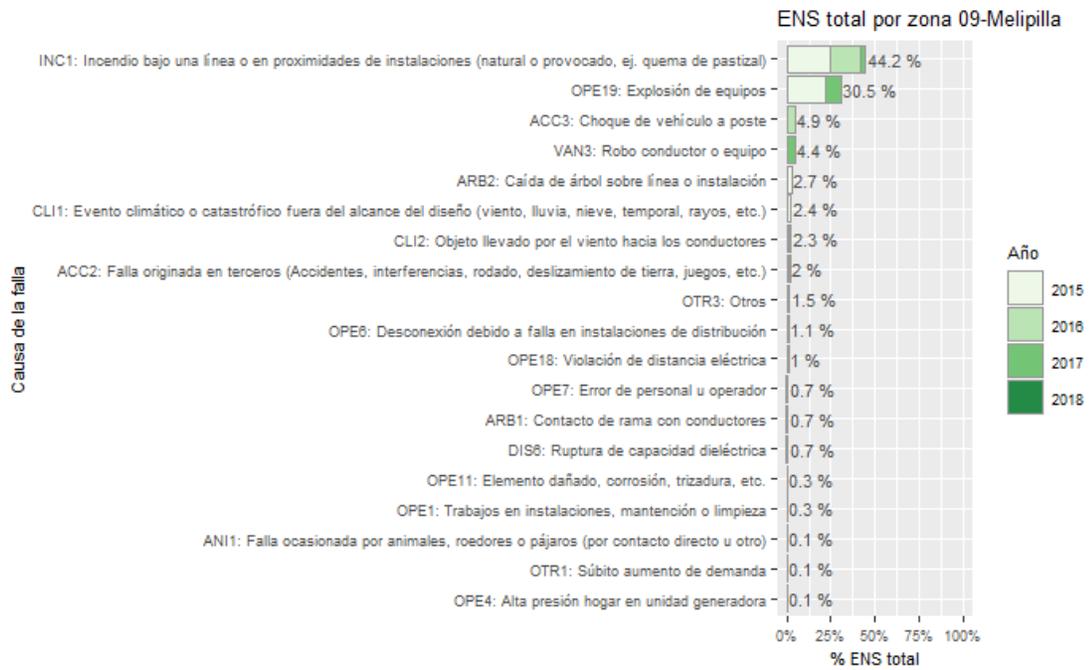


Figura 123 Porcentaje del total acumulado de la ENS según la causa de la falla presentados en la zona de Melipilla

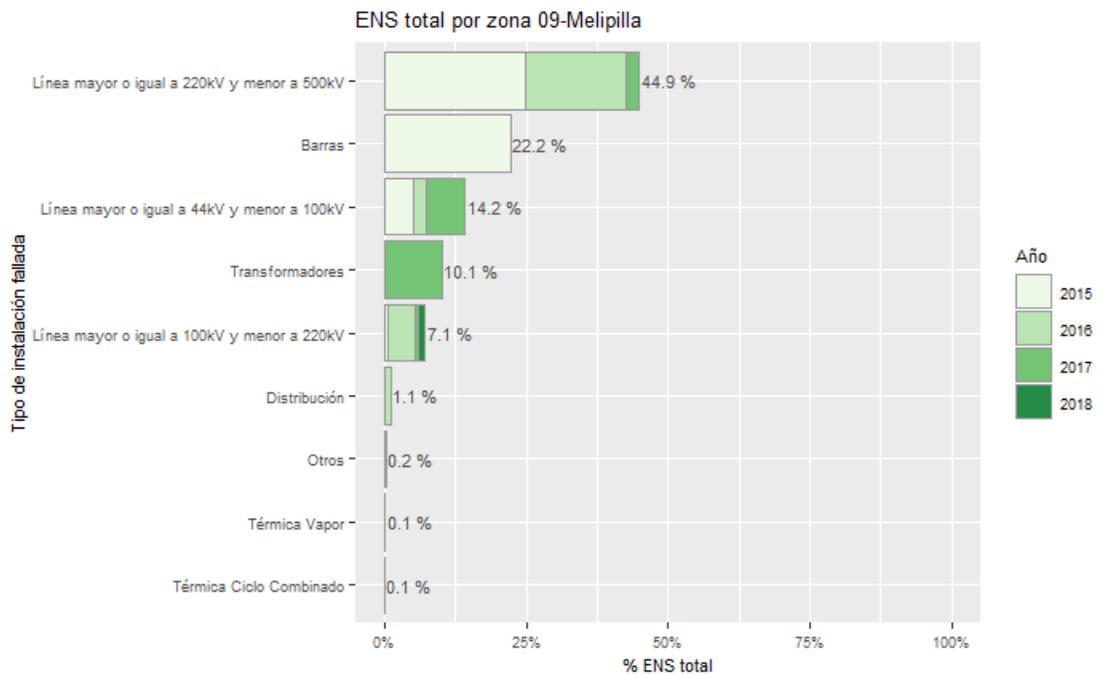


Figura 124 Porcentaje del total acumulado de la ENS según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Melipilla

La ENS promedio presentó una disminución desde el año 2015 en adelante pasando de 32.7 MWh/año a 15.9, 12 y 0.7 MWh/año para el año 2016, 2017 y 2018 respectivamente.

Las principales fallas en la formación de la ENS para esta zona corresponden a incendios bajo la línea o en proximidades de las instalaciones (natural o provocado) con un 44.2% seguido de explosión de equipos con un 30.5% y choque de vehículo con las estructuras (postes) con un 4.9%.

Las principales instalaciones donde se originan las fallas en la zona de Melipilla que aportan al indicador ENS en los últimos cuatro años son en el sistema de transmisión, específicamente en las líneas de 220 kV que presentan un 44.9%, seguido de fallas en barras y líneas de 66 kV que tienen una participación de un 22.2% y 14.2% respectivamente.

En la siguiente figura se presenta, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018, la interpolación de la ENS en los puntos de control sobre el mapa de la zona de Melipilla.

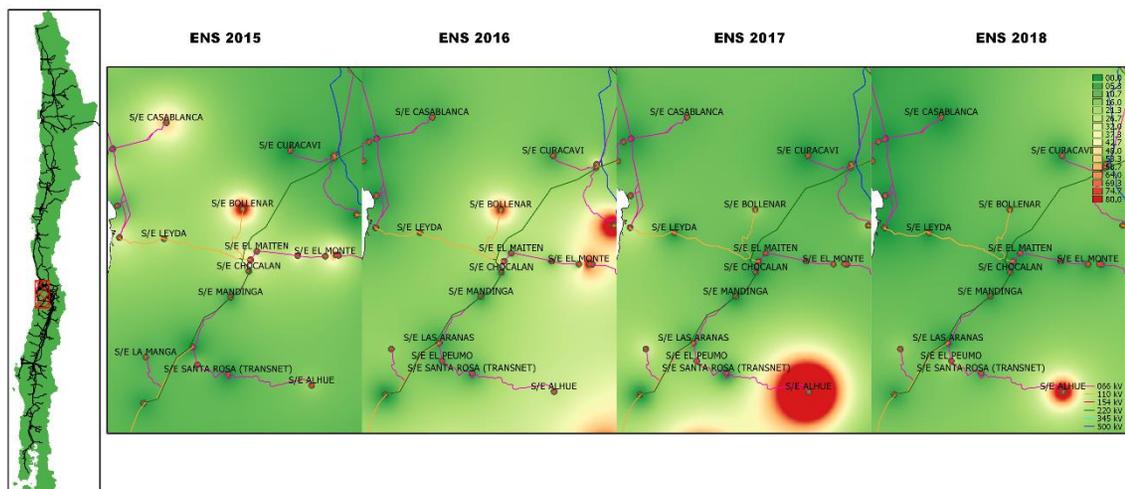


Figura 125 Energía no suministrada entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Melipilla.

A continuación se presentan los 5 puntos de control con mayor ENS promedio en los últimos 4 años:

Tabla 63 Puntos de Control con mayor ENS promedio entre 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Melipilla

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|------------------------------------|------------------|------|------|------|------|-------|
| BA S/E BOLLENAR 13.2KV | CGE DISTRIBUCIÓN | 96.8 | 82.5 | 18.3 | 10.4 | 52.0 |
| BA S/E BAJO MELIPILLA 13.2KV BP1 | CGE DISTRIBUCIÓN | 67.9 | 32.3 | 3.6 | 0.0 | 26.0 |
| BA S/E SAN ANTONIO BARRA 12KV N° 2 | CHILQUINTA | 25.2 | 5.7 | 52.8 | 0.0 | 20.9 |
| BA S/E SAN ANTONIO BARRA 12KV N° 1 | CHILQUINTA | 40.7 | 2.2 | 26.4 | 0.0 | 17.4 |
| BA S/E BAJO MELIPILLA 13.2KV BP2 | CGE DISTRIBUCIÓN | 36.7 | 29.0 | 1.6 | 0.0 | 16.8 |

3.2.10 Rapel

Corresponden a los puntos de control ubicados desde la S/E Mandinga hasta la S/E Paniahue. A continuación se presentan los principales estadísticos.

a) FMIK

Tabla 64 Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Rapel

| INDICE | AÑO | MÍNIMO | 1er CUARTIL | MEDIANA | 3er CUARTIL | MÁXIMO | MEDIA | DESV ESTÁNDAR |
|--------|------|--------|-------------|---------|-------------|--------|-------|---------------|
| FMIK | 2015 | 1.0 | 2.0 | 2.7 | 3.5 | 5.0 | 2.7 | 1.2 |
| | 2016 | 0.0 | 1.0 | 3.0 | 3.0 | 4.0 | 2.2 | 1.1 |
| | 2017 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 1.0 | 5.0 | 0.8 | 1.4 |
| | 2018 | 1.0 | 2.0 | 2.0 | 2.5 | 4.0 | 2.1 | 0.8 |

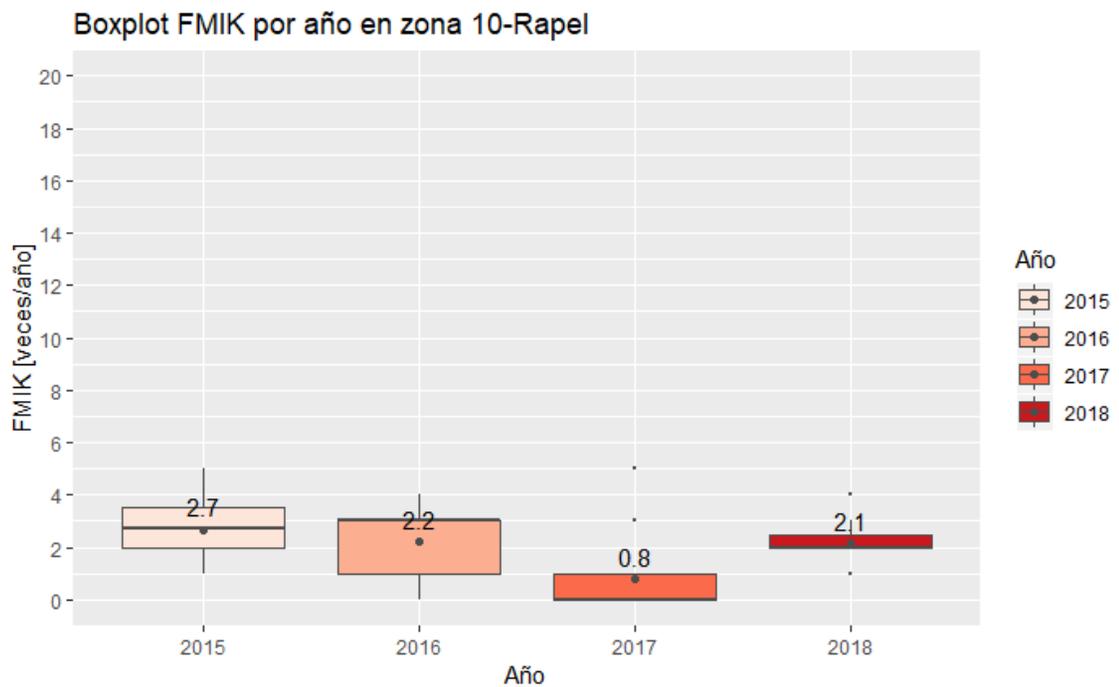


Figura 126 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad FMIK de Rapel

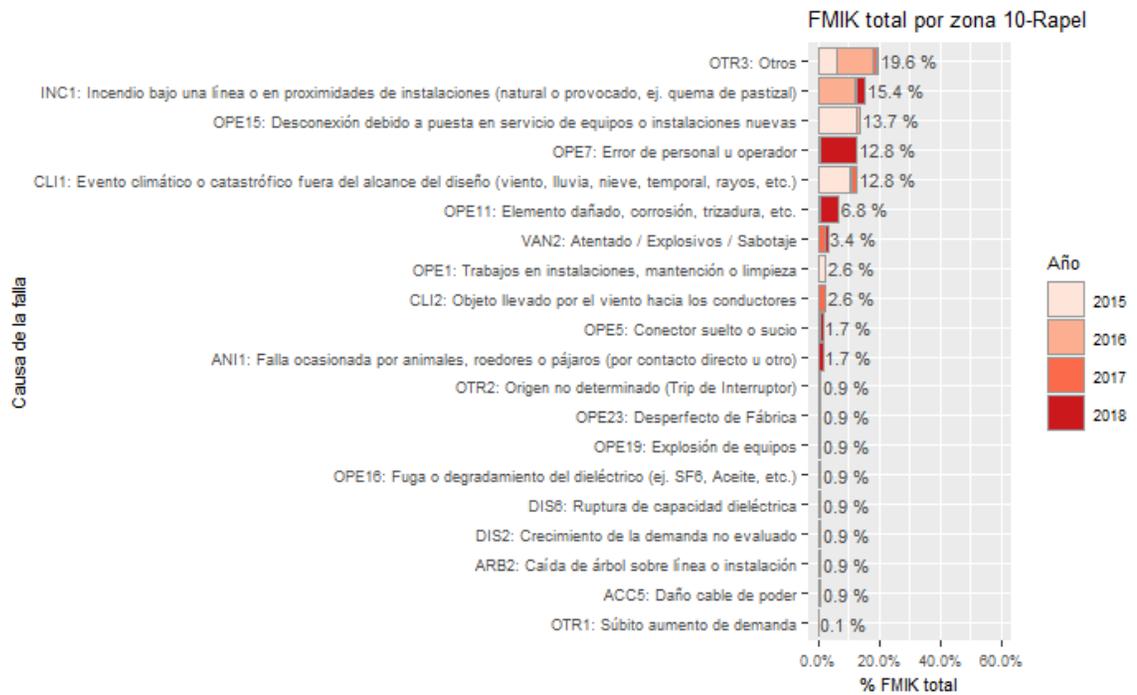


Figura 127 Porcentaje del total acumulado del FMIK según la causa de la falla presentados en la zona de Rapel

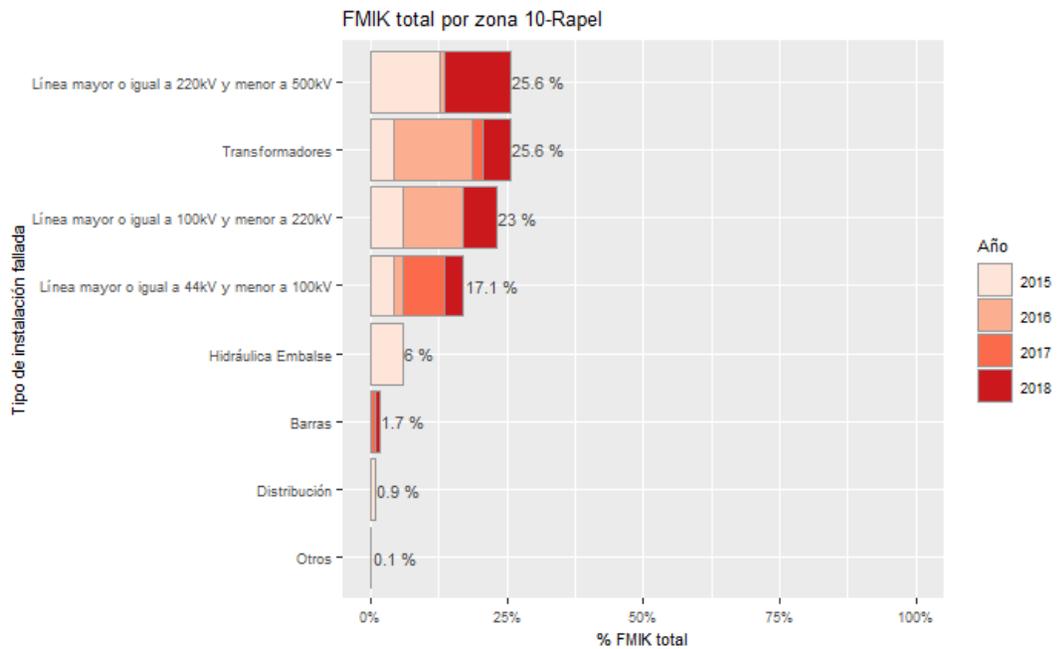


Figura 128 Porcentaje del total acumulado del FMIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Rapel

En la zona de Rapel se registra una disminución en el valor medio para los años 2016 y 2017 respecto del año 2015, alcanzando valores de 2.7, 2.2 y 0.8 veces/año para cada uno de los años respectivamente, mientras que para el 2018 el valor medio registrado experimentó un aumento llegando a 2.1 veces/año.

Las principales causas de las fallas de esta zona corresponden a otros, incendio bajo la línea o en proximidades de las instalaciones (natural o provocado) y por puesta en servicio de equipos e instalaciones nuevas, las cuales presentan un 19.6%, 15.4% y 13.7% de participación cada una respectivamente, en relación con el total acumulado de los últimos cuatro años de la zona.

Las instalaciones que registran un mayor porcentaje de participación en el FMIK para la zona de Rapel respecto del total acumulado de los últimos cuatro años son las líneas de transmisión de 220 kV con un 25.6%, seguido de transformadores con un 25.6% y líneas de 110 kV con un 23%.

En la siguiente figura se presenta, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 la interpolación de los índices de continuidad FMIK en los puntos de control sobre el mapa de la zona de Rapel.

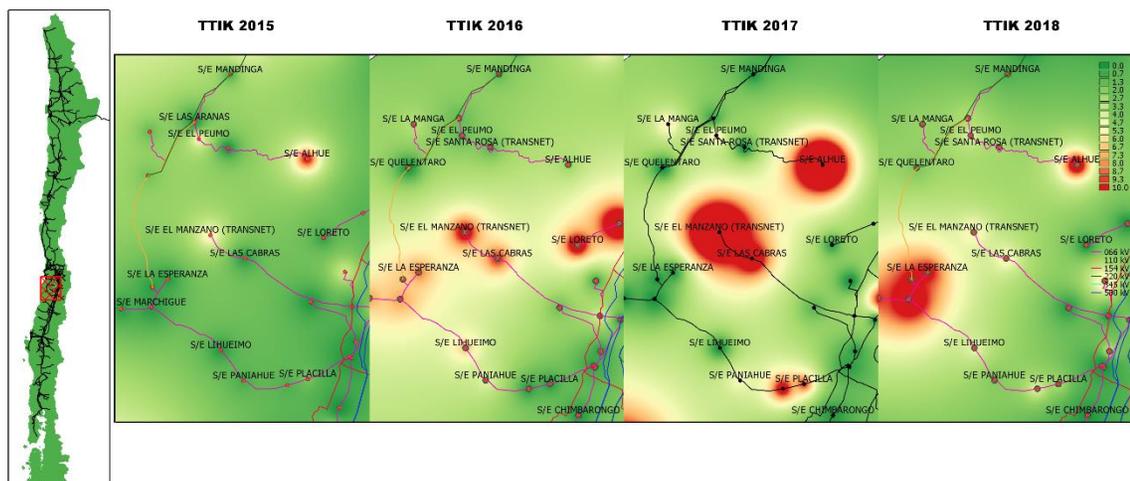


Figura 129 Índices de continuidad FMIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Rapel

A continuación se presentan los 5 puntos de control con mayores índices FMIK promedio en los últimos 4 años:

Tabla 65 Puntos de control con mayores índices FMIK promedio entre 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Rapel

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|---------------------------------------|------------------|------|------|------|------|-------|
| BA S/E ALHUE 23KV | CGE DISTRIBUCIÓN | 5.0 | 2 | 5 | 3 | 3.8 |
| BA S/E LA MANGA 13.2KV | CGE DISTRIBUCIÓN | 4.0 | 3 | 3 | 2 | 3.0 |
| BA S/E PANIAHUE 13.2KV | CGE DISTRIBUCIÓN | 4.0 | 3 | 1 | 2 | 2.5 |
| BA S/E MARCHIGÜE 13.2KV | CGE DISTRIBUCIÓN | 2.7 | 3 | 0 | 4 | 2.4 |
| BA S/E LA ESPERANZA (TRANSNET) 13.2KV | CGE DISTRIBUCIÓN | 2.6 | 4 | 1 | 2 | 2.4 |

b) TTIK

Tabla 66 Resumen estadístico de índices de continuidad TTIK para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Rapel

| INDICE | AÑO | MÍNIMO | 1er CUARTIL | MEDIANA | 3er CUARTIL | MÁXIMO | MEDIA | DESV ESTÁNDAR |
|--------|------|--------|-------------|---------|-------------|--------|-------|---------------|
| TTIK | 2015 | 0.1 | 0.3 | 0.3 | 1.3 | 10.3 | 1.5 | 2.7 |
| | 2016 | 0.0 | 1.3 | 3.0 | 7.1 | 8.4 | 4.0 | 3.0 |
| | 2017 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 3.1 | 55.3 | 4.9 | 14.1 |
| | 2018 | 0.6 | 2.1 | 4.3 | 11.1 | 17.6 | 6.6 | 5.4 |

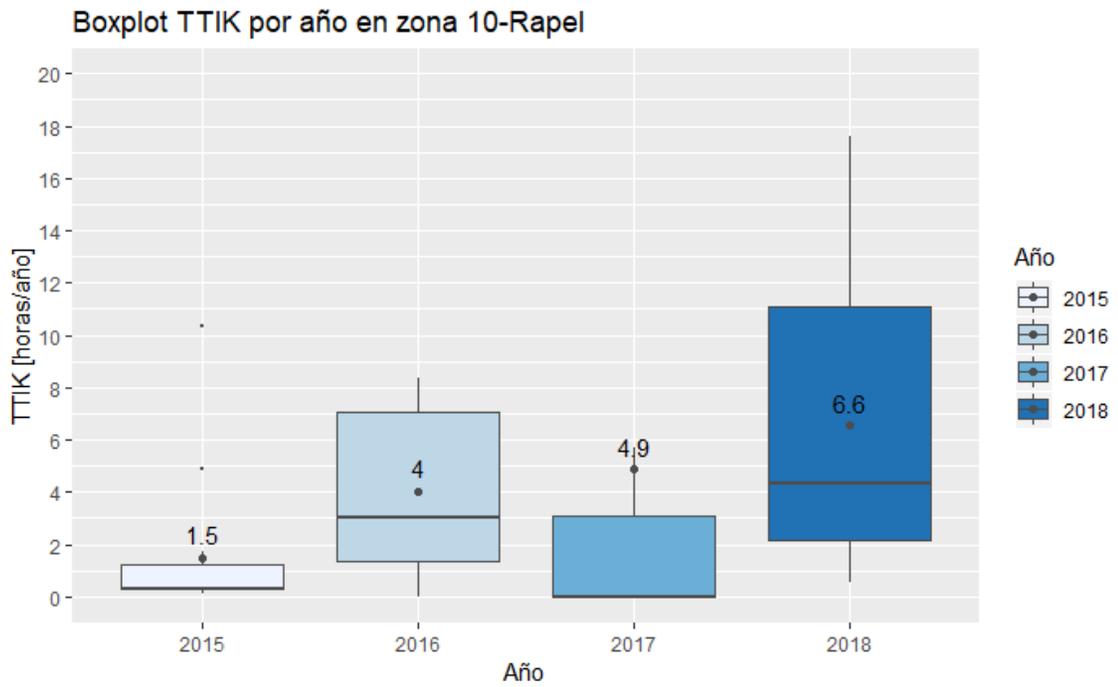


Figura 130 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad TTIK de Rapel

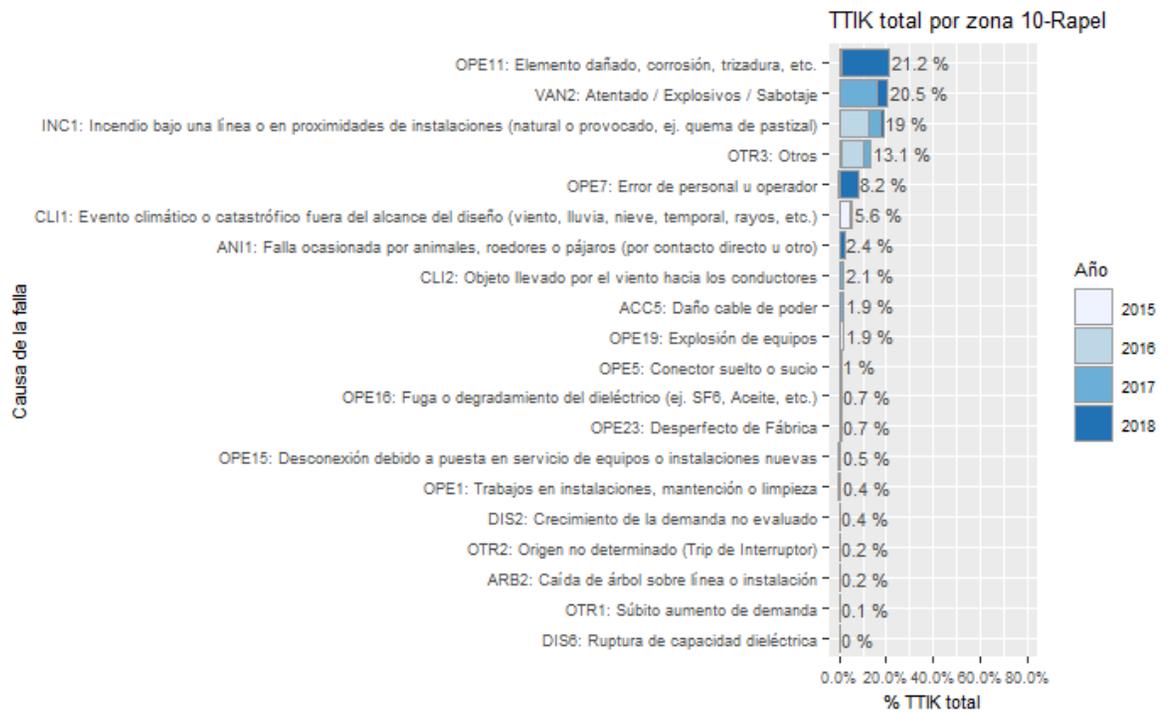


Figura 131 Porcentaje del total acumulado del TTIK según la causa de la falla presentados en la zona de Rapel

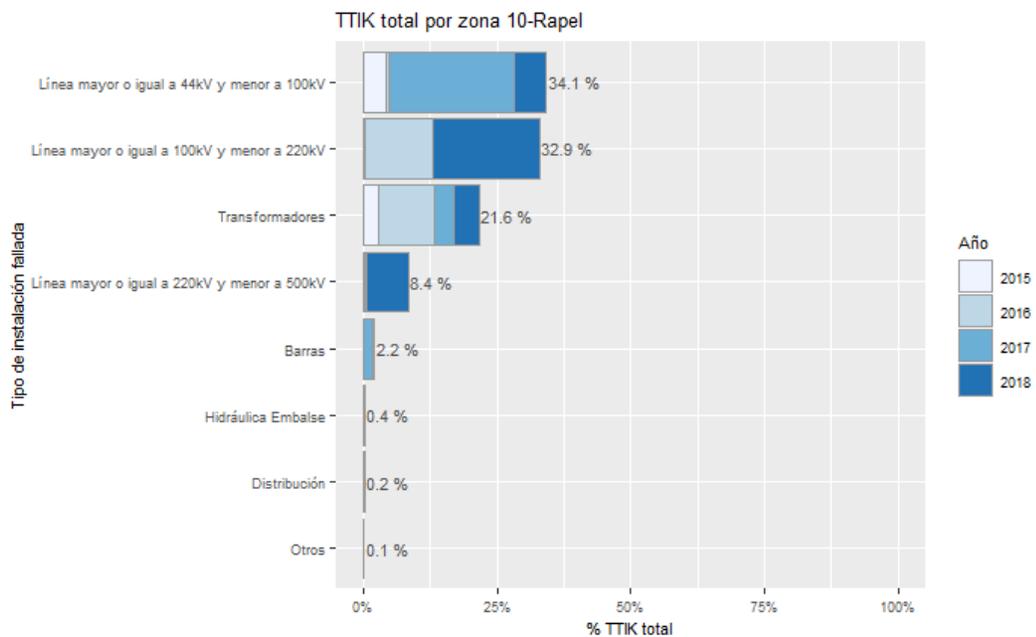


Figura 132 Porcentaje del total acumulado del TTIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Rapel

Respecto del año 2015, donde se registró un TTIK promedio de 1.5 horas/año, en 2016 se presentó un aumento en el valor medio alcanzando las 4 horas/año, mientras que en 2017 nuevamente se registró una disminución alcanzando 4.9 horas/año y para el 2018 se presentó un aumento llegando a las 6.6 horas/año.

Las principales causas de las fallas en la formación del TTIK en los últimos cuatro años corresponden a elemento dañado, corrosión o trizadura, atentados/explosivos/sabotaje e incendios bajo las líneas o en proximidades de instalaciones (natural o provocado), los cuales alcanzan el 21.2%, 20.5% y 19 % respectivamente.

Las instalaciones falladas que presentan un mayor porcentaje de participación y que explican el comportamiento del TTIK en los últimos cuatro años corresponden a líneas de transmisión de 66 kV con un 34.1%, fallas en líneas de transmisión de 110 kV con un 32.9% y fallas en transformadores con un 21.6%.

En la siguiente figura se presenta, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 la interpolación de los índices de continuidad TTIK en los puntos de control sobre el mapa de la zona de Rapel.

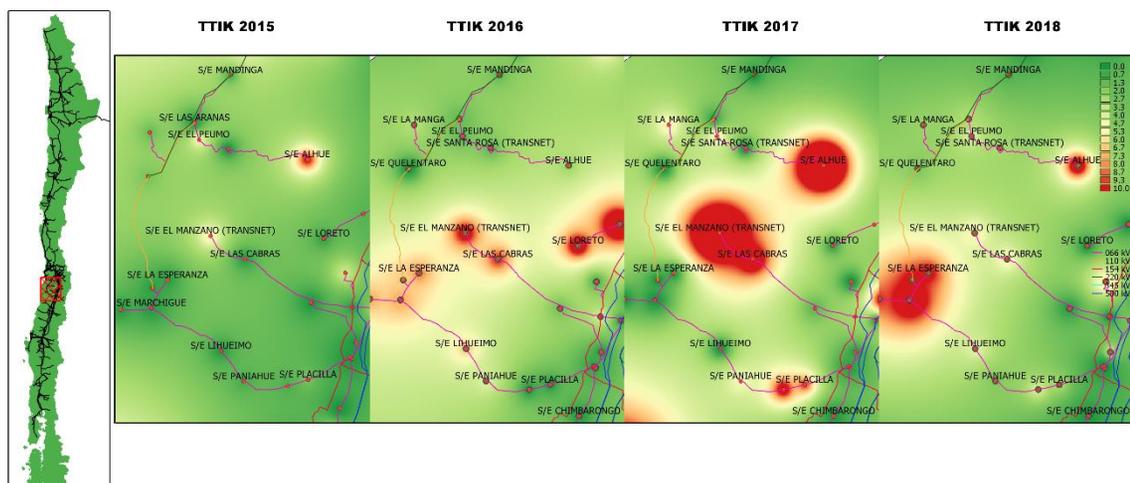


Figura 133 Índices de continuidad TTIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Rapel

A continuación se presentan los 5 puntos de control con mayores índices TTIK promedio en los últimos 4 años:

Tabla 67 Puntos de control con mayores índices TTIK promedio entre 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Rapel

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|---------------------------------------|------------------|------|------|------|------|-------|
| BA S/E ALHUE 23KV | CGE DISTRIBUCIÓN | 10.3 | 2.4 | 55.3 | 13.6 | 20.4 |
| BA S/E MARCHIGÜE 13.2KV | CGE DISTRIBUCIÓN | 0.3 | 7.5 | 0.0 | 17.6 | 6.3 |
| BA S/E LA ESPERANZA (TRANSNET) 13.2KV | CGE DISTRIBUCIÓN | 0.3 | 8.4 | 0.2 | 11.1 | 5.0 |

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|----------------------------|------------------|------|------|------|------|-------|
| BA S/E MARCHIGUE 23KV | CGE DISTRIBUCION | 0.2 | 7.5 | 0.0 | 11.4 | 4.8 |
| BA S/E PORTEZUELO 23KV ET3 | CGE DISTRIBUCIÓN | 0.3 | 6.6 | 0.0 | 11.1 | 4.5 |

c) ENS

Tabla 68 Resumen estadístico de la ENS para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Rapel

| INDICE | AÑO | MÍNIMO | 1er CUARTIL | MEDIANA | 3er CUARTIL | MÁXIMO | MEDIA | DESV ESTÁNDAR |
|--------|------|--------|-------------|---------|-------------|--------|-------|---------------|
| ENS | 2015 | 0.2 | 0.8 | 1.5 | 5.8 | 18.7 | 4.5 | 5.8 |
| | 2016 | 0.0 | 4.6 | 24.3 | 32.6 | 62.3 | 22.6 | 19.1 |
| | 2017 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 16.1 | 531.3 | 45.2 | 136.3 |
| | 2018 | 0.7 | 3.2 | 13.9 | 28.1 | 108.0 | 23.0 | 29.1 |

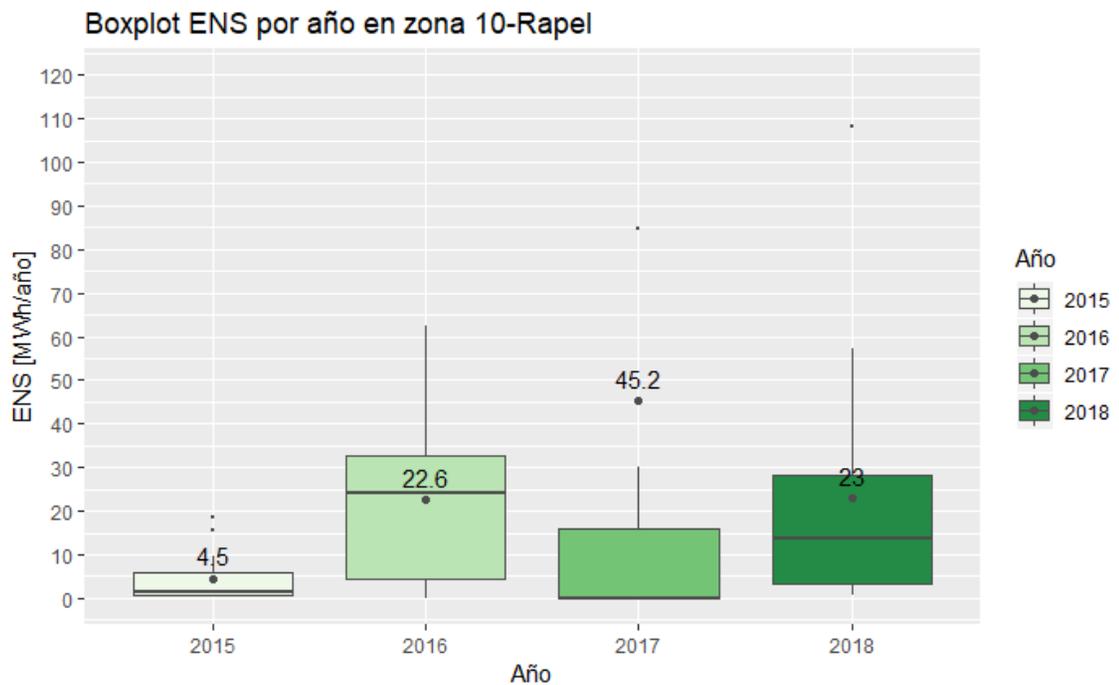


Figura 134 Gráfico BoxPlot de la ENS por año en Rapel

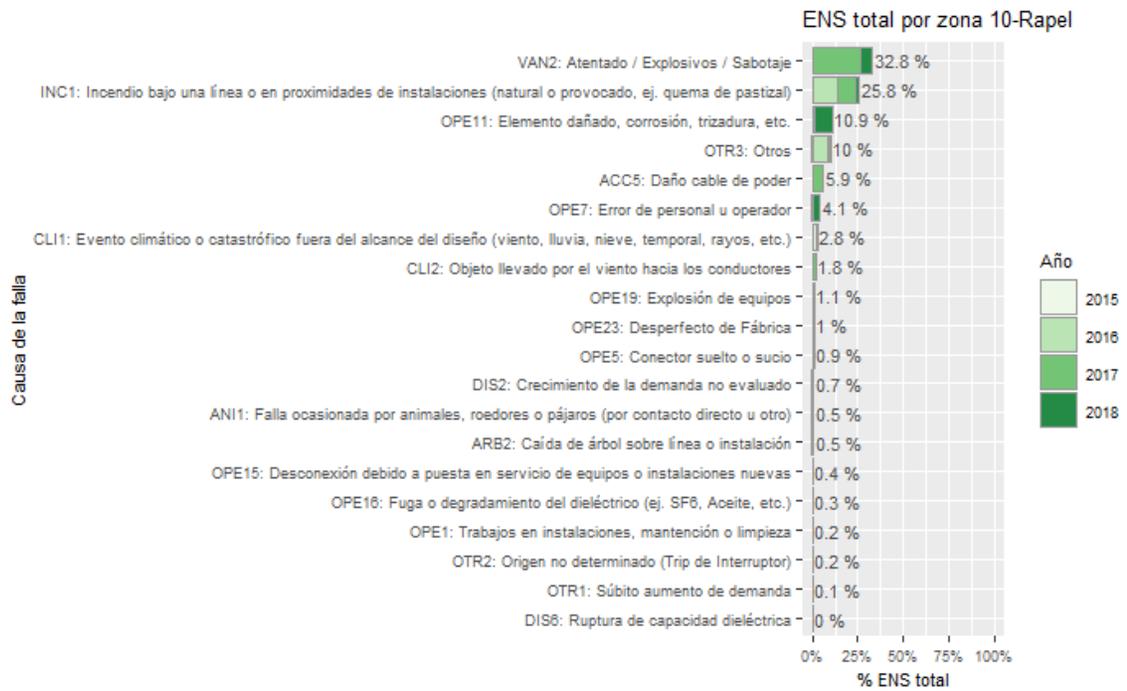


Figura 135 Porcentaje del total acumulado de la ENS según la causa de la falla presentados en la zona de Rapel

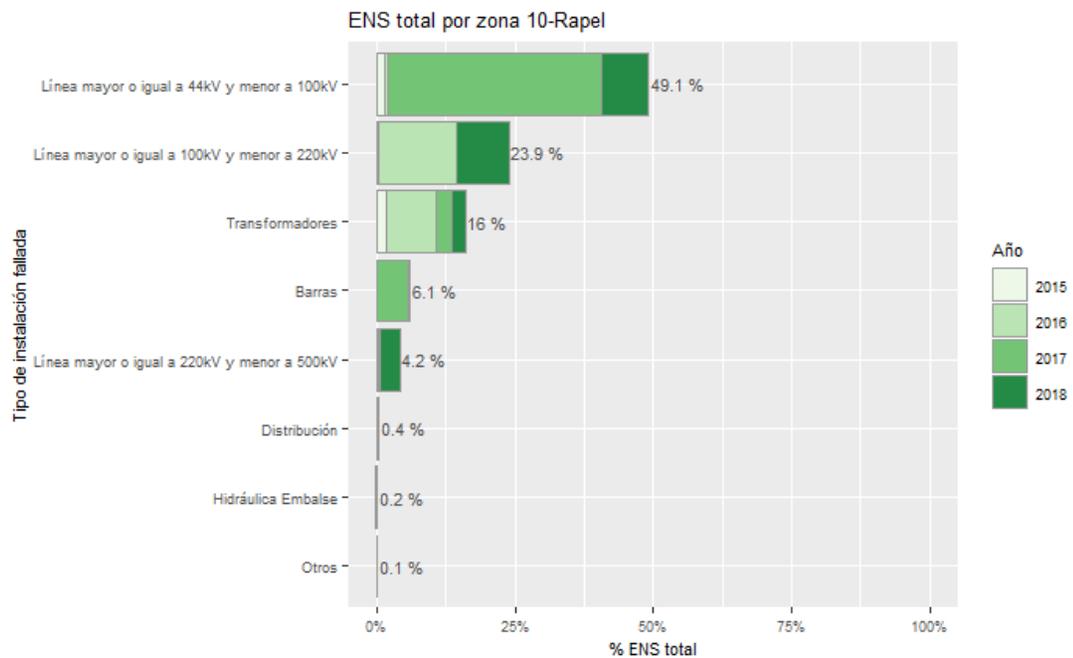


Figura 136 Porcentaje del total acumulado de la ENS según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Rapel

La ENS promedio presentó un aumento pasando de 4.5 MWh/año en 2015 a 22.6 y 45.2 MWh/año para los años 2016 y 2017 respectivamente, mientras que en el 2018 se registró una disminución alcanzando los 23 MWh/año.

Las principales causas de las fallas en la formación de la ENS para esta zona corresponden a atentados/explosivos/sabotaje, incendio bajo la línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado) y elemento dañado por corrosión o trizadura, los cuales registran valores de 32.8%, 25.8 % y 10.9% respectivamente, en relación con el total acumulado de los últimos cuatro años.

Las principales instalaciones donde se originan las fallas en la zona de Rapel que aportan al indicador ENS en los últimos cuatro años son en el sistema de transmisión, específicamente en las líneas de 66 kV que presentan un 49.1%, seguido de fallas en líneas de 110 kV y transformadores que tienen una participación de un 23.9% y 16% respectivamente.

En la siguiente figura se presenta, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018, la interpolación de la ENS en los puntos de control sobre el mapa de la zona de Rapel.

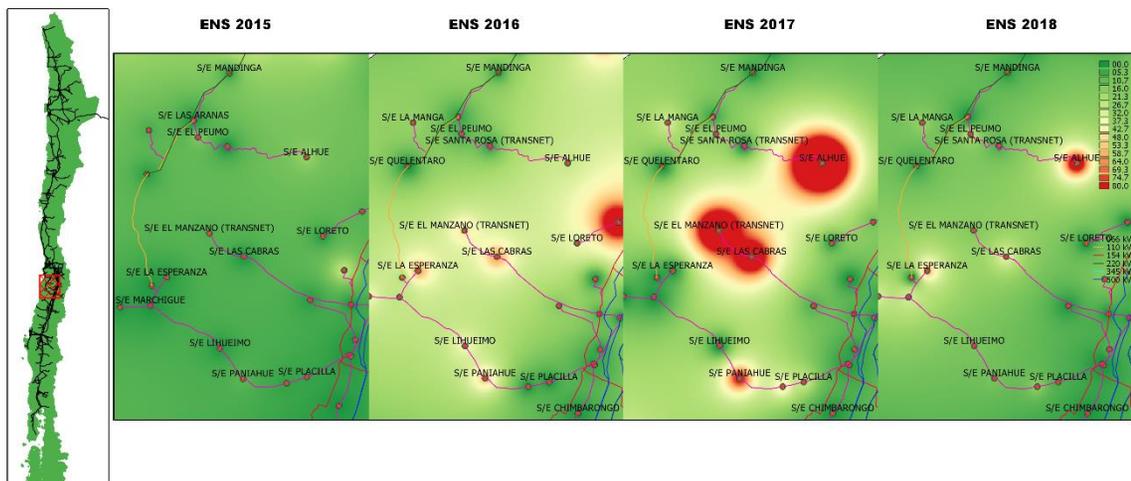


Figura 137 Energía no suministrada entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Rapel.

A continuación se presentan los 5 puntos de control con mayor ENS promedio en los últimos 4 años:

Tabla 69 Puntos de Control con mayor ENS promedio entre 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Rapel

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|------------------------|------------------|------|------|-------|-------|-------|
| BA S/E ALHUE 23KV | CGE DISTRIBUCIÓN | 18.7 | 28.2 | 531.3 | 108.0 | 171.5 |
| BA S/E PANIAHUE 13.2KV | CGE DISTRIBUCIÓN | 9.5 | 53.0 | 84.8 | 13.9 | 40.3 |

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|---------------------------------------|------------------|------|------|------|------|-------|
| BA S/E LA ESPERANZA (TRANSNET) 13.2KV | CGE DISTRIBUCIÓN | 1.4 | 62.3 | 0.2 | 57.3 | 30.3 |
| BA S/E MARCHIGÜE 13.2KV | CGE DISTRIBUCIÓN | 1.1 | 25.8 | 0.0 | 48.1 | 18.7 |
| BA S/E LA MANGA 13.2KV | CGE DISTRIBUCIÓN | 7.4 | 18.5 | 29.9 | 17.8 | 18.4 |

3.2.11 Rancagua

Corresponden a los puntos de control ubicados desde la S/E Buin hasta S/E Quinta. A continuación se presentan los principales estadísticos.

a) FMIK

Tabla 70 Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Rancagua

| INDICE | AÑO | MÍNIMO | 1er CUARTIL | MEDIANA | 3er CUARTIL | MÁXIMO | MEDIA | DESV ESTÁNDAR |
|--------|------|--------|-------------|---------|-------------|--------|-------|---------------|
| FMIK | 2015 | 0 | 0.0 | 1.0 | 3.7 | 7.3 | 2.1 | 2.3 |
| | 2016 | 0 | 1.0 | 3.0 | 6.4 | 11.0 | 3.8 | 3.0 |
| | 2017 | 0 | 0.0 | 1.0 | 2.0 | 7.0 | 1.7 | 1.7 |
| | 2018 | 0 | 0.0 | 1.0 | 2.0 | 5.0 | 1.1 | 1.2 |

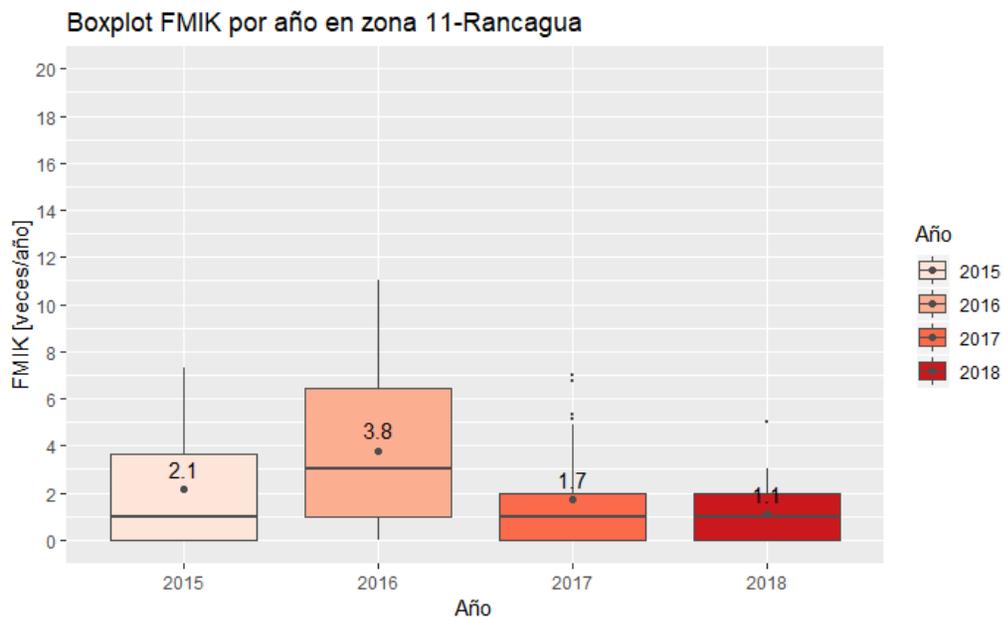


Figura 138 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad FMIK de Rancagua

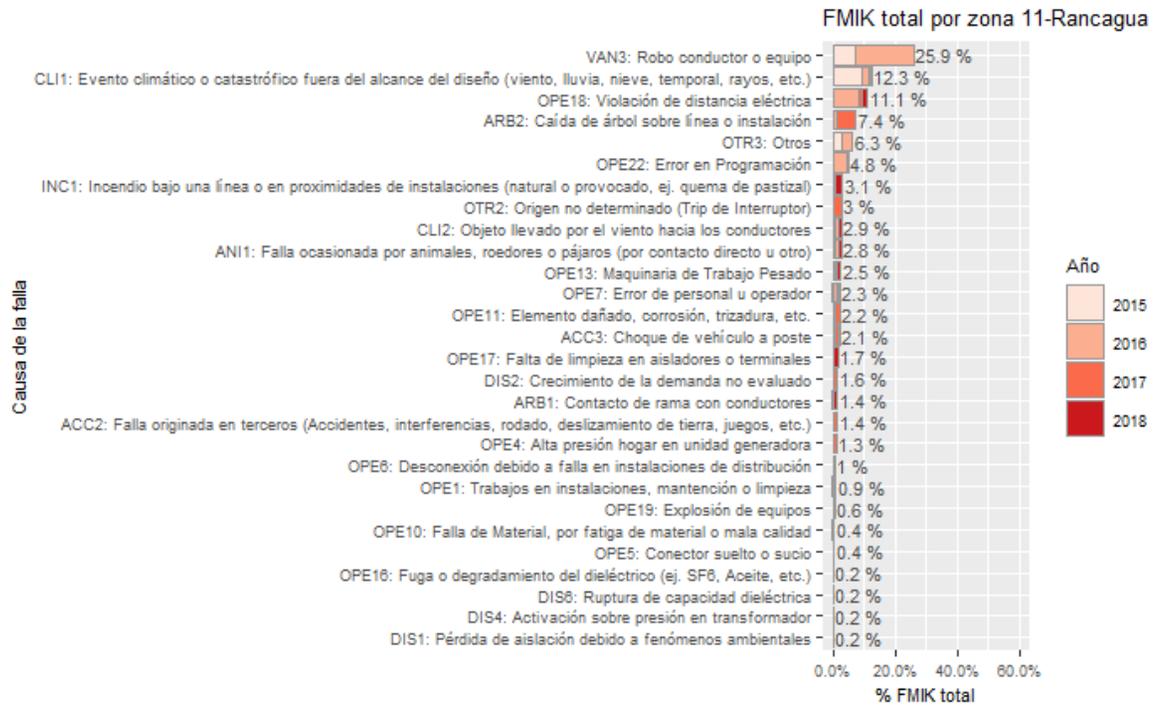


Figura 139 Porcentaje del total acumulado del FMIK según la causa de la falla presentados en la zona de Rancagua

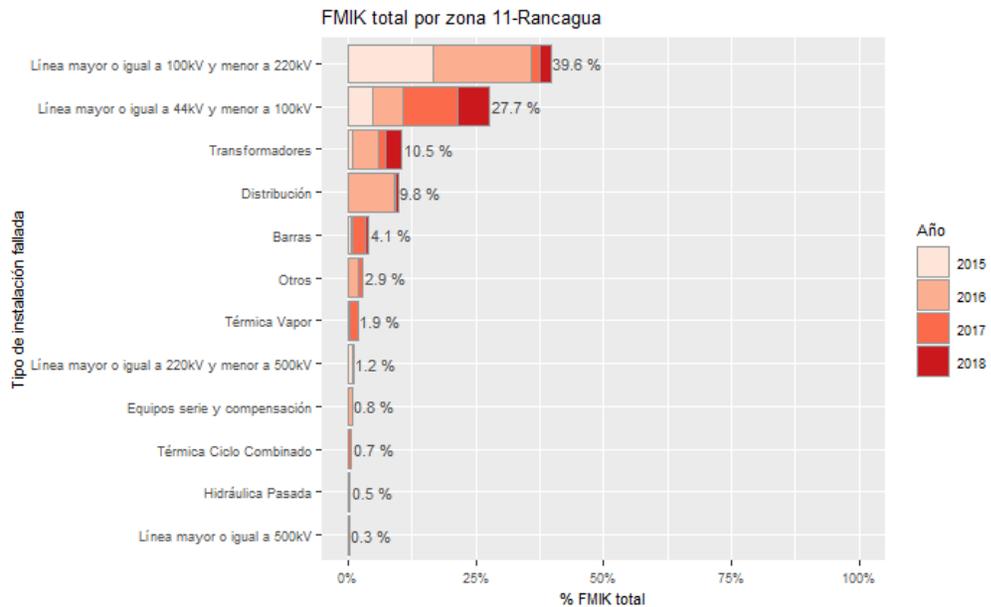


Figura 140 Porcentaje del total acumulado del FMIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Rancagua

En la zona de Rancagua se registra un aumento en el valor medio del año 2016 respecto del año 2015 alcanzando valores de 2.1 veces/año y 3.8 veces/año respectivamente, mientras que para el año 2017 y 2018 se registra una disminución alcanzando un valor medio de 1.7 veces/año y 1.1 veces/año en cada año.

Las principales causas de las fallas de esta zona que aportan al indicador FMIK en los últimos 4 años corresponden a robo de conductor o equipo, eventos climáticos o catastróficos fuera del alcance de diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayo, etc.) y violación de distancia eléctrica, las cuales presentan un 25.9%, 12.3% y 11.1% de participación cada una respectivamente.

Las instalaciones que registran un mayor porcentaje de participación en el FMIK para la zona de Rancagua respecto del total acumulado de los últimos cuatro años son las líneas de transmisión de 154 kV con un 39.6%, seguido de líneas de 66 kV con un 27.6% y transformadores con un 10.5%.

En la siguiente figura se presenta, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 la interpolación de los índices de continuidad FMIK en los puntos de control sobre el mapa de la zona de Rancagua.

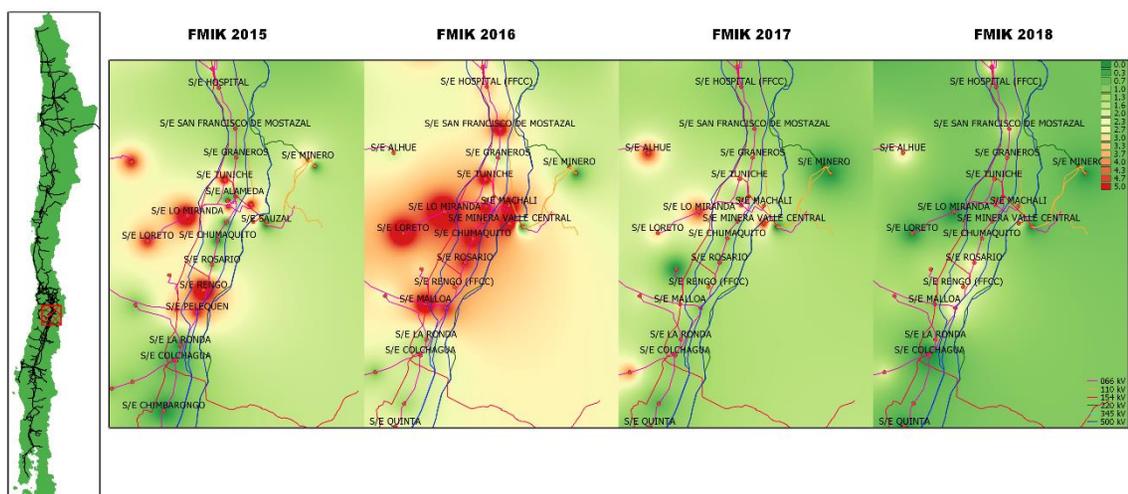


Figura 141 Índices de continuidad FMIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Rancagua

A continuación se presentan los 5 puntos de control con mayores índices FMIK promedio en los últimos 4 años:

Tabla 71 Puntos de control con mayores índices FMIK promedio entre 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Rancagua

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|-----------------------------------|------------------|------|------|------|------|-------|
| BA S/E EL MANZANO (TRANSNET) 15KV | CGE DISTRIBUCIÓN | 5.0 | 9.0 | 7.0 | 5 | 6.5 |
| BA S/E LO MIRANDA 15KV C1 | CGE DISTRIBUCIÓN | 7.3 | 8.5 | 6.8 | 0 | 5.6 |
| BA S/E LAS CABRAS 15KV | CGE DISTRIBUCIÓN | 4.0 | 8.0 | 4.0 | 5 | 5.2 |
| BA S/E CACHAPOAL 15KV C2 | CGE DISTRIBUCIÓN | 6.1 | 7.3 | 4.9 | 1 | 4.8 |

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|------------------------------|------------------|------|------|------|------|-------|
| BA S/E ISLA DE MAIPO 12KV C1 | CGE DISTRIBUCION | 3.0 | 11.0 | 3.0 | 1 | 4.5 |

b) TTIK

Tabla 72 Resumen estadístico de índices de continuidad TTIK para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Rancagua

| INDICE | AÑO | MÍNIMO | 1er CUARTIL | MEDIANA | 3er CUARTIL | MÁXIMO | MEDIA | DESV ESTÁNDAR |
|--------|------|--------|-------------|---------|-------------|--------|-------|---------------|
| TTIK | 2015 | 0 | 0.0 | 0.3 | 1.3 | 10.0 | 1.1 | 2.0 |
| | 2016 | 0 | 0.2 | 1.7 | 6.2 | 20.8 | 4.1 | 5.1 |
| | 2017 | 0 | 0.0 | 0.4 | 1.9 | 48.8 | 2.7 | 7.3 |
| | 2018 | 0 | 0.0 | 0.2 | 1.6 | 11.9 | 1.4 | 2.5 |

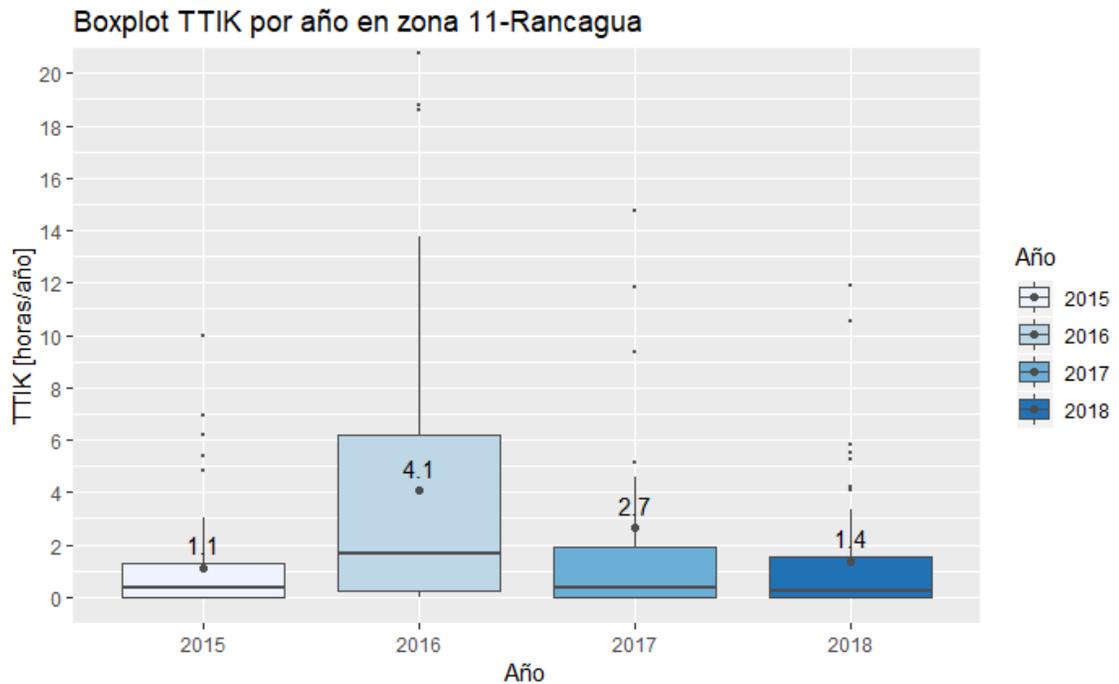


Figura 142 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad TTIK de Rancagua

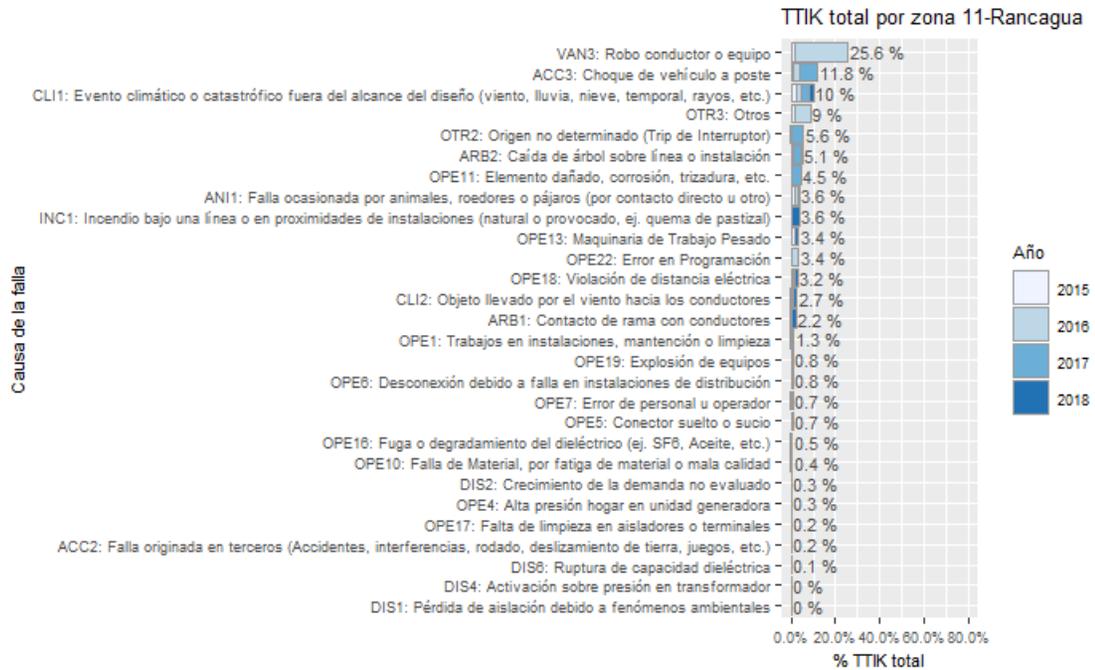


Figura 143 Porcentaje del total acumulado del TTIK según la causa de la falla presentados en la zona de Rancagua

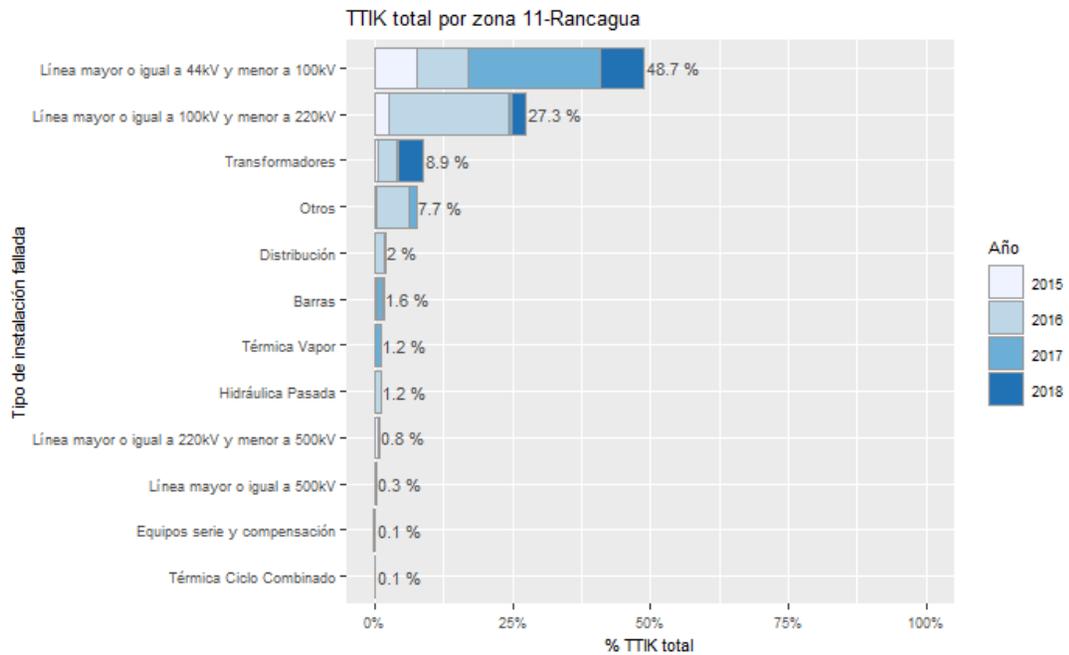


Figura 144 Porcentaje del total acumulado del TTIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Rancagua

Respecto del año 2015, donde se presentó un TTIK promedio de 1.1 horas/año, en 2016 se registró un aumento en el valor alcanzado las 4.1 horas/año, mientras que para el 2017 y 2018 se registraron disminuciones alcanzando las 2.7 horas/año y 1.4 horas/año en cada año.

Las principales causas de fallas que han producido los valores del TTIK en la zona durante los últimos 4 años corresponden a robo de conductor o equipo, choque de vehículos con estructuras (postes) y eventos climáticos o catastróficos fuera del alcance de diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayo, etc.), las cuales registran porcentajes de 25.6%, 11.8% y 10% respectivamente.

Por otra parte, las instalaciones falladas que presentan un mayor porcentaje de participación y que explican el comportamiento del TTIK en los últimos cuatro años corresponden a líneas de transmisión de 66 kV con un 48.7%, fallas en líneas de transmisión de 154 kV con un 27.3% y transformadores con un 8.9%.

En la siguiente figura se presenta, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 la interpolación de los índices de continuidad TTIK en los puntos de control sobre el mapa de la zona de Rancagua.

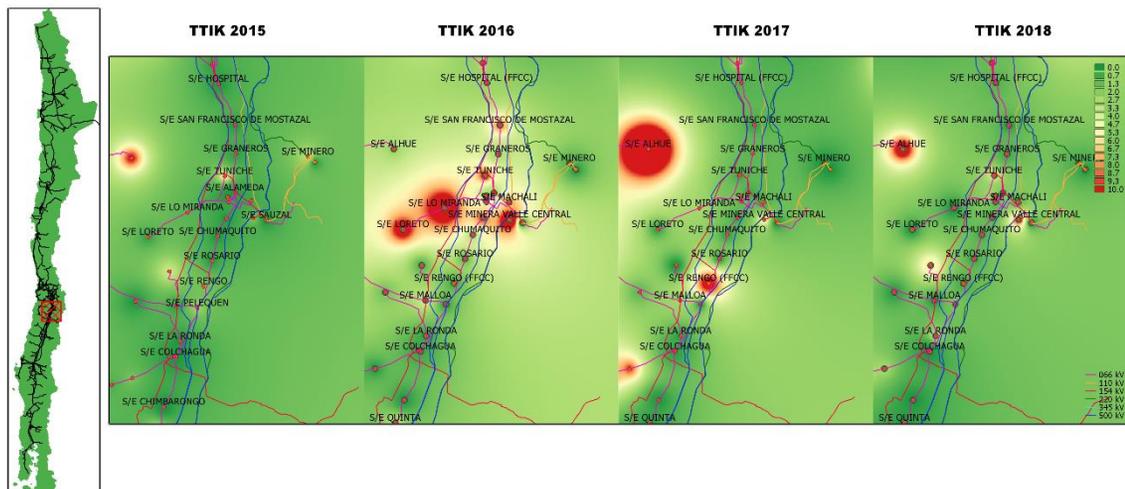


Figura 145 Índices de continuidad TTIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Rancagua

A continuación se presentan los 5 puntos de control con mayores índices TTIK promedio en los últimos 4 años:

Tabla 73 Puntos de control con mayores índices TTIK promedio entre 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Rancagua

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|-----------------------------------|----------------------|------|------|------|------|-------|
| BA S/E EL MANZANO (TRANSNET) 15KV | CGE DISTRIBUCIÓN | 5.4 | 11.6 | 48.8 | 5.5 | 17.8 |
| BA S/E MINERA VALLE CENTRAL 154KV | MINERA VALLE CENTRAL | 1.7 | 20.8 | 5.2 | 10.5 | 9.5 |
| BA S/E LAS CABRAS 15KV | CGE DISTRIBUCIÓN | 0.3 | 9.8 | 14.8 | 5.2 | 7.5 |

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|-----------------------------|------------------|------|------|------|------|-------|
| BA S/E RENGO (FFCC) 66KV B1 | EFE | 1.6 | 0.2 | 23.4 | 0.8 | 6.5 |
| BA S/E LO MIRANDA 15KV C1 | CGE DISTRIBUCIÓN | 1.6 | 18.8 | 4.6 | 0.0 | 6.2 |

c) ENS

Tabla 74 Resumen estadístico de la ENS para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Rancagua

| INDICE | AÑO | MÍNIMO | 1er CUARTIL | MEDIANA | 3er CUARTIL | MÁXIMO | MEDIA | DESV ESTÁNDAR |
|--------|------|--------|-------------|---------|-------------|--------|-------|---------------|
| ENS | 2015 | 0 | 0.0 | 1.8 | 8.1 | 254.5 | 16.0 | 49.7 |
| | 2016 | 0 | 0.3 | 10.4 | 51.7 | 735.5 | 41.4 | 101.3 |
| | 2017 | 0 | 0.0 | 2.7 | 10.7 | 217.4 | 15.2 | 38.6 |
| | 2018 | 0 | 0.0 | 0.9 | 9.5 | 387.4 | 14.1 | 51.3 |

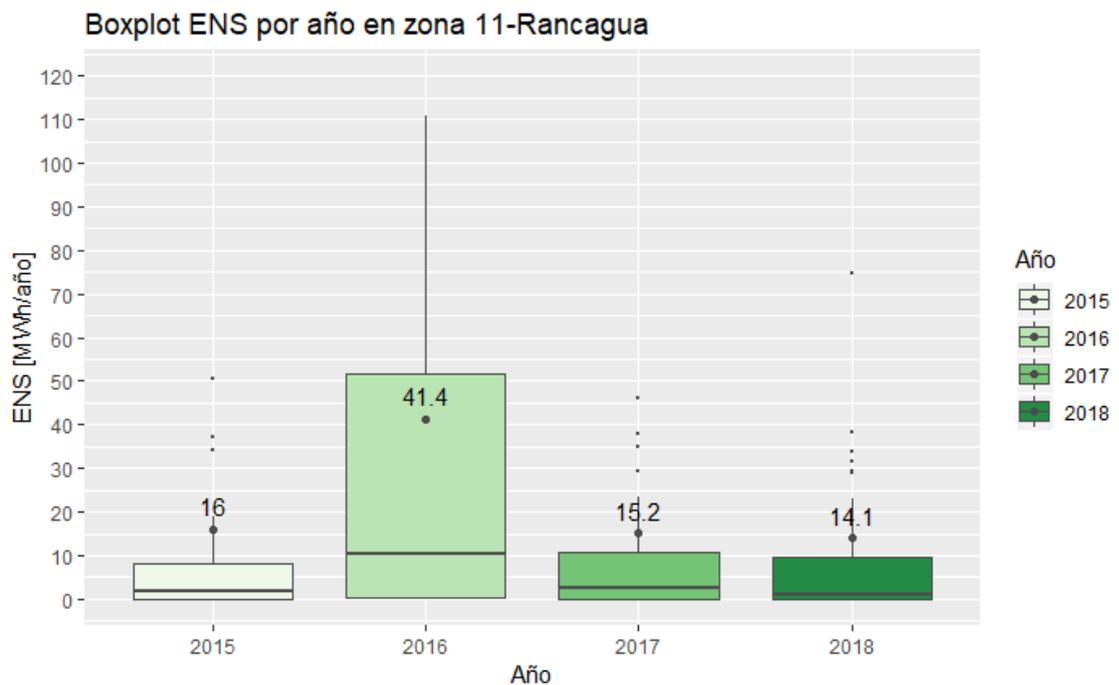


Figura 146 Gráfico BoxPlot de la ENS por año en Rancagua

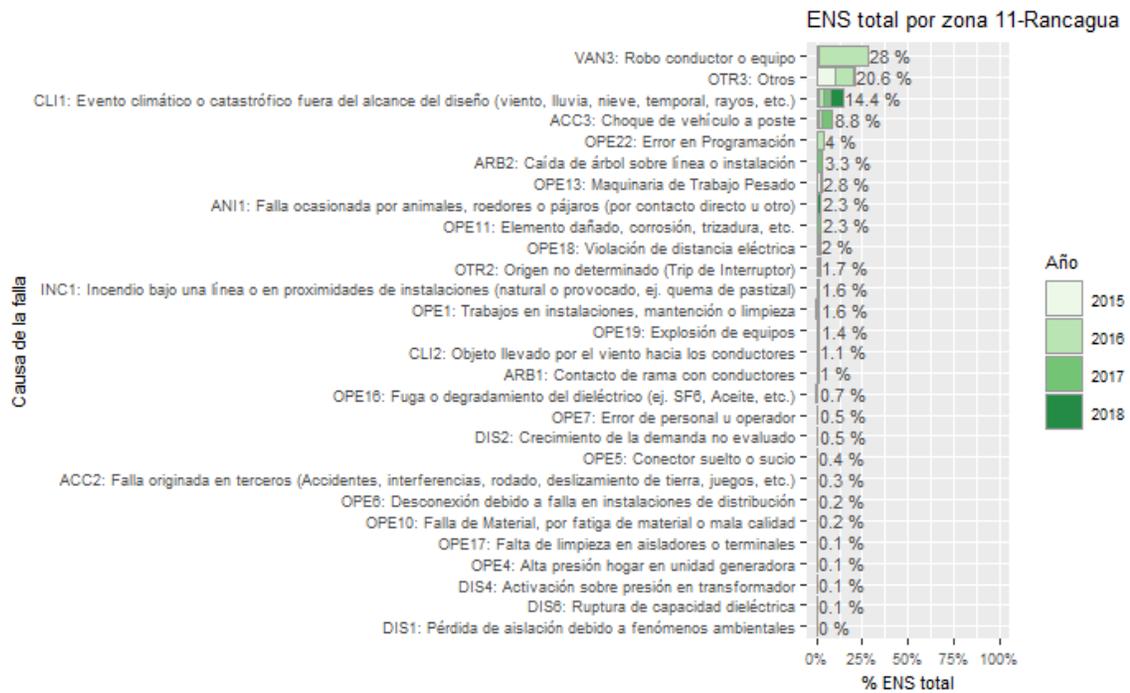


Figura 147 Porcentaje del total acumulado de la ENS según la causa de la falla presentados en la zona de Rancagua

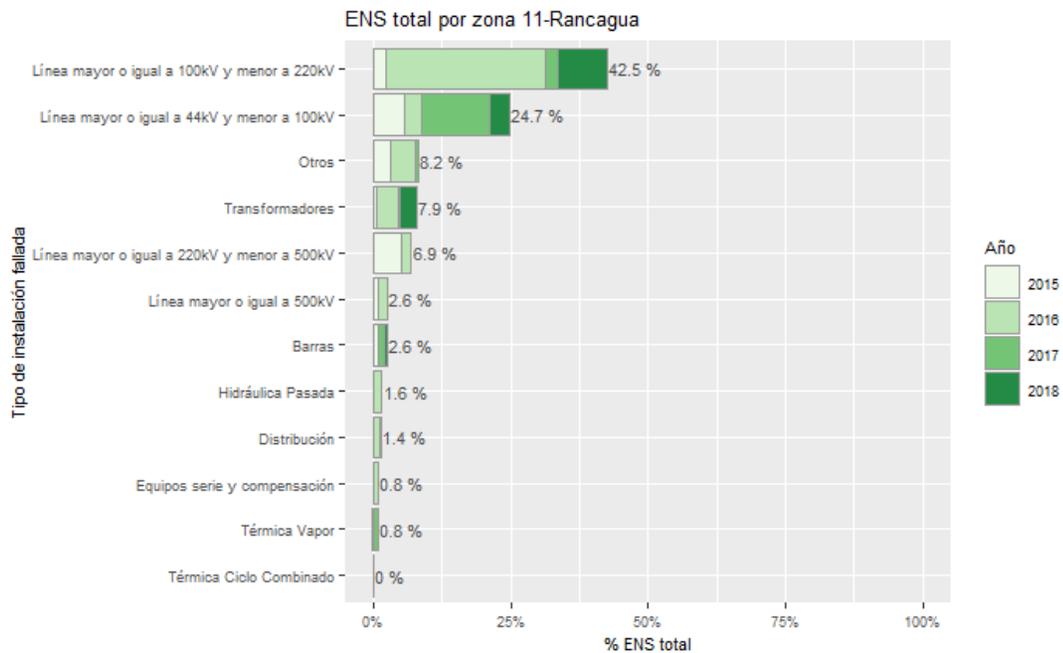


Figura 148 Porcentaje del total acumulado de la ENS según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Rancagua

La ENS promedio de la zona presentó un aumento pasando de 16 MWh/año en 2015 a 41.4 MWh/año en el 2016, mientras que para el 2017 y 2018 se registra una disminución respecto de los años anteriores alcanzando los 15.2 y 14.1 MWh/año respectivamente.

Las principales causas de las fallas en la formación de la ENS para esta zona en los últimos cuatro años corresponden a robo de conductor o equipo con un 28%, otros con un 20.6% y eventos climáticos o catastróficos fuera del alcance de diseño (viento, lluvia, temporal, rayos) con un 14.4%.

Las principales instalaciones donde se originan las fallas en la zona de Rancagua que aportan al indicador ENS en los últimos cuatro años son en el sistema de transmisión, específicamente en las líneas de 154 kV que presentan un 42.5%, seguido de fallas en líneas de 66 kV y otros que tienen una participación de un 24.7% y 8.2% respectivamente.

En la siguiente figura se presenta, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018, la interpolación de la ENS en los puntos de control sobre el mapa de la zona de Rancagua.

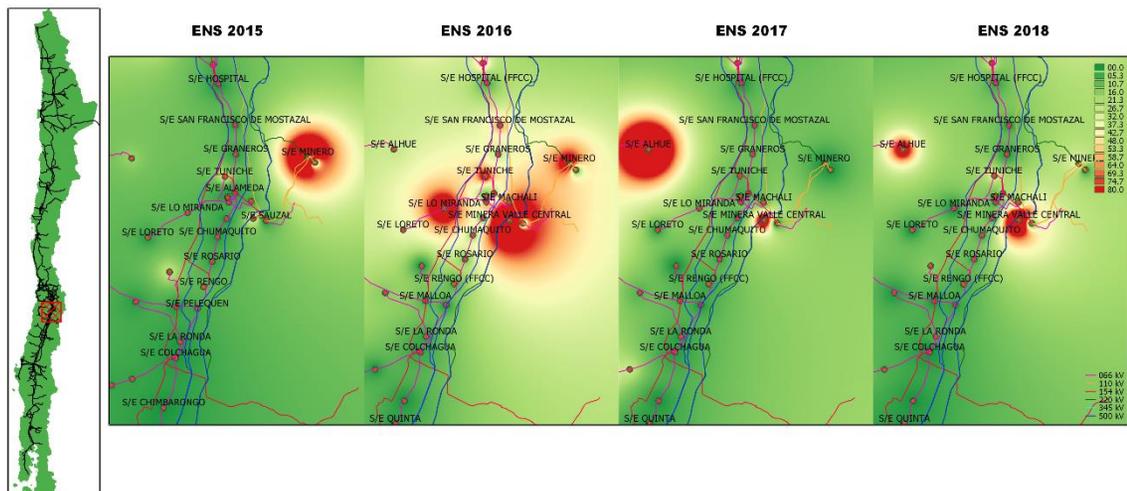


Figura 149 Energía no suministrada entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Rancagua.

A continuación se presentan los 5 puntos de control con mayor ENS promedio en los últimos 4 años:

Tabla 75 Puntos de Control con mayor ENS promedio entre 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Rancagua

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|-----------------------------------|--------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| BA S/E MINERA VALLE CENTRAL 154KV | MINERA VALLE CENTRAL | 37.1 | 735.5 | 149.5 | 387.4 | 327.4 |
| BA S/E MINERO 110KV BP1 | CODELCO CHILE - DIVISIÓN EL TENIENTE | 254.5 | 111.0 | 0.0 | 74.8 | 110.1 |

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|-----------------------------------|--------------------------------------|-------|-------|-------|------|-------|
| BA S/E MINERO 110KV BP2 | CODELCO CHILE - DIVISIÓN EL TENIENTE | 254.5 | 111.0 | 0.0 | 0.0 | 91.4 |
| BA S/E PAPELERA TALAGANTE 66KV | CMPC TISSUE | 149.1 | 168.6 | 2.7 | 17.7 | 84.5 |
| BA S/E EL MANZANO (TRANSNET) 15KV | CGE DISTRIBUCIÓN | 8.4 | 47.6 | 217.4 | 15.5 | 72.2 |

3.2.12 Itahue

Corresponden a los puntos de control ubicados entre las SSEE Teno y Linares. A continuación se presenta un resumen con los principales estadísticos.

a) FMIK

Tabla 76 Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Itahue

| INDICE | AÑO | MÍNIMO | 1er CUARTIL | MEDIANA | 3er CUARTIL | MÁXIMO | MEDIA | DESV ESTÁNDAR |
|--------|------|--------|-------------|---------|-------------|--------|-------|---------------|
| FMIK | 2015 | 0 | 0.2 | 2.3 | 6.0 | 18.0 | 3.9 | 4.4 |
| FMIK | 2016 | 0 | 2.0 | 4.0 | 8.3 | 29.0 | 6.5 | 7.3 |
| FMIK | 2017 | 0 | 0.0 | 2.0 | 5.4 | 20.9 | 3.7 | 4.2 |
| FMIK | 2018 | 0 | 0.0 | 1.0 | 1.9 | 4.0 | 1.0 | 0.9 |

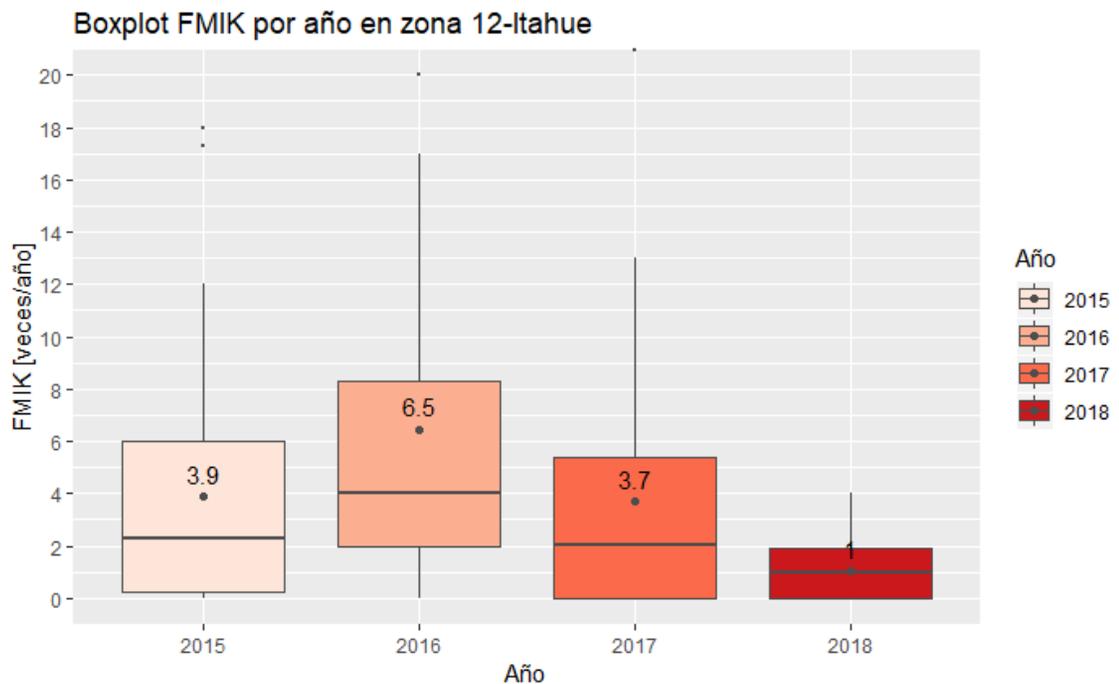


Figura 150 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad FMIK de Itahue

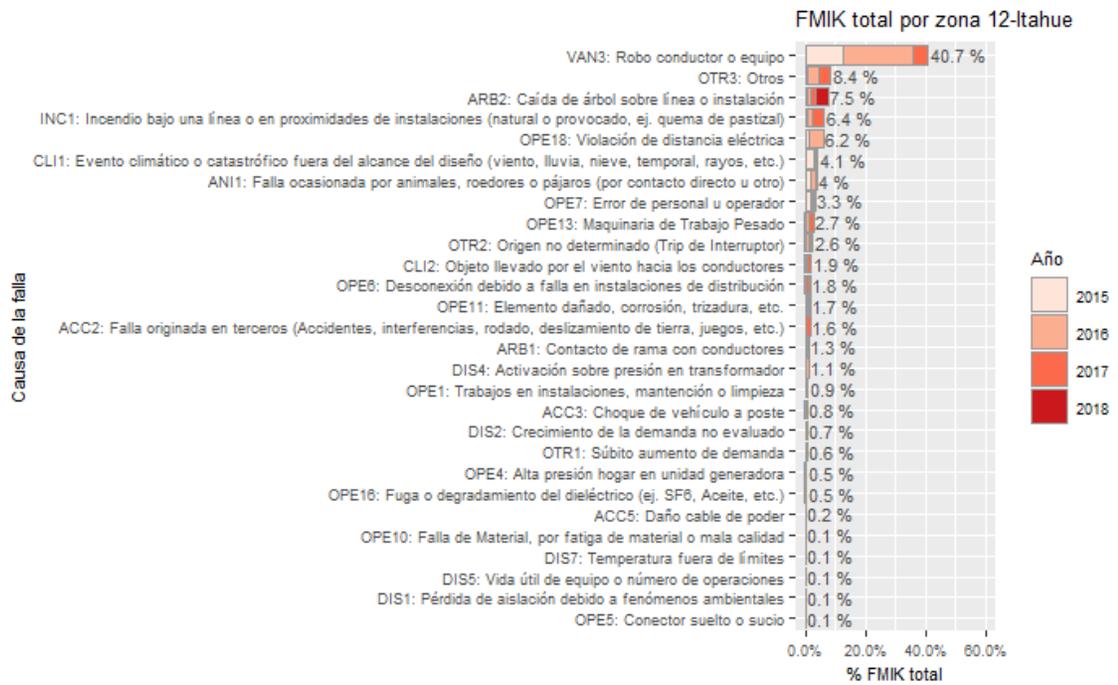


Figura 151 Porcentaje del total acumulado del FMIK según la causa de la falla presentados en la zona de Itahue

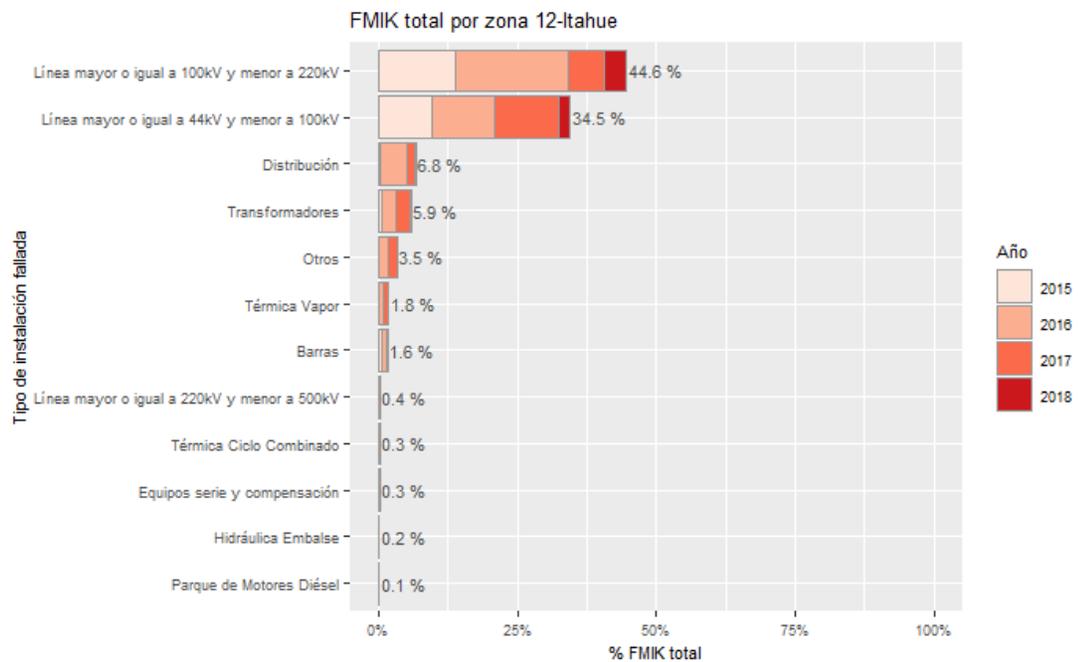


Figura 152 Porcentaje del total acumulado del FMIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Itahue

En la zona de Itahue se registra un aumento en el valor medio del año 2016 respecto del año 2015 alcanzando valores de 3.9 veces/año y 6.5 veces/año respectivamente, mientras que para el año 2017 y 2018 se registra una disminución alcanzando un valor medio de 3.7 veces/año y 1 veces/año en cada año.

Las principales causas de las fallas de esta zona que aportan al indicador FMIK en los últimos 4 años corresponden a robo de conductor o equipo, otros y caídas de árboles sobre líneas o instalaciones, las cuales presentan un 40.9%, 8.4% y 7.5% de participación cada una.

Las instalaciones que registran un mayor porcentaje de participación en el FMIK para la zona respecto del total acumulado de los últimos cuatro años son las líneas de transmisión de 154 kV con un 44.6%, seguido de líneas de 66 kV con un 34.5% y fallas en las redes de distribución con un 6.8%.

En la siguiente figura se presenta, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 la interpolación de los índices de continuidad FMIK en los puntos de control sobre el mapa de la zona de Itahue.

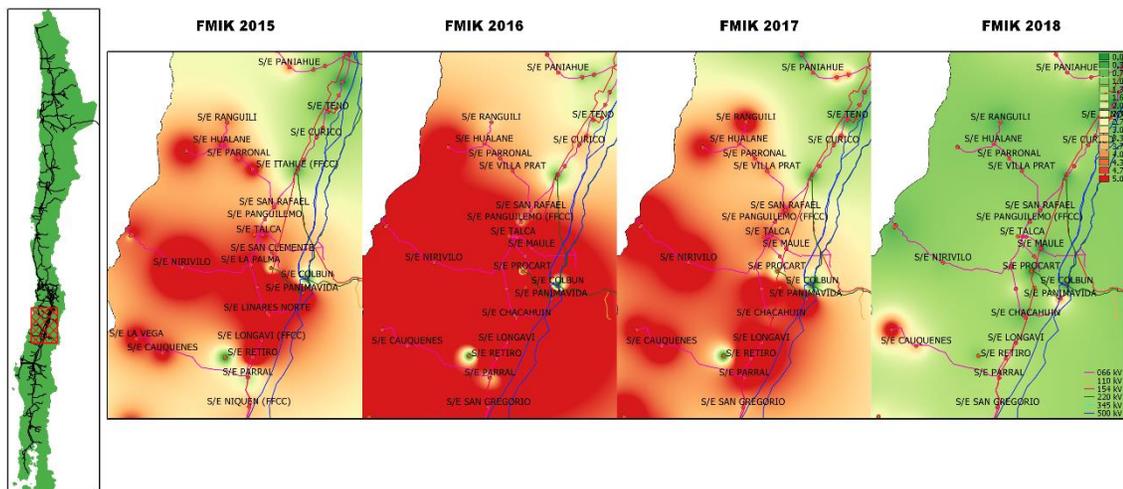


Figura 153 Índices de continuidad FMIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona e Itahue

A continuación se presentan los 5 puntos de control con mayores índices FMIK promedio en los últimos 4 años:

Tabla 77 Puntos de control con mayores índices FMIK promedio entre 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Itahue

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|----------------------------------|------------------|------|------|------|------|-------|
| BA S/E CONSTITUCION 23KV BP1 | CGE DISTRIBUCIÓN | 17.3 | 21.6 | 20.9 | 3.6 | 15.8 |
| BA S/E PANIMAVIDA BP2 13.2KV | LUZ LINARES | 11.0 | 29.0 | 12.0 | 4.0 | 14.0 |
| BA S/E NIRIVILO 23KV B1 | CGE DISTRIBUCIÓN | 18.0 | 22.0 | 13.0 | 1.0 | 13.5 |
| BA S/E LINARES NORTE BLN2 13.2KV | LUZ LINARES | 12.0 | 27.0 | 9.0 | 1.0 | 12.2 |

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|------------------------------|------------------|------|------|------|------|-------|
| BA S/E VILLA ALEGRE 15KV BP1 | CGE DISTRIBUCION | 11.0 | 25.0 | 9.0 | 2.0 | 11.8 |

b) TTIK

Tabla 78 Resumen estadístico de índices de continuidad TTIK para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Itahue

| INDICE | AÑO | MÍNIMO | 1er CUARTIL | MEDIANA | 3er CUARTIL | MÁXIMO | MEDIA | DESV ESTÁNDAR |
|--------|------|--------|-------------|---------|-------------|--------|-------|---------------|
| TTIK | 2015 | 0 | 0.0 | 0.6 | 2.7 | 37.6 | 3.4 | 7.6 |
| | 2016 | 0 | 0.4 | 1.3 | 2.8 | 78.8 | 4.6 | 11.5 |
| | 2017 | 0 | 0.0 | 0.9 | 2.8 | 33.7 | 4.4 | 8.5 |
| | 2018 | 0 | 0.0 | 0.4 | 0.8 | 13.4 | 0.8 | 1.8 |

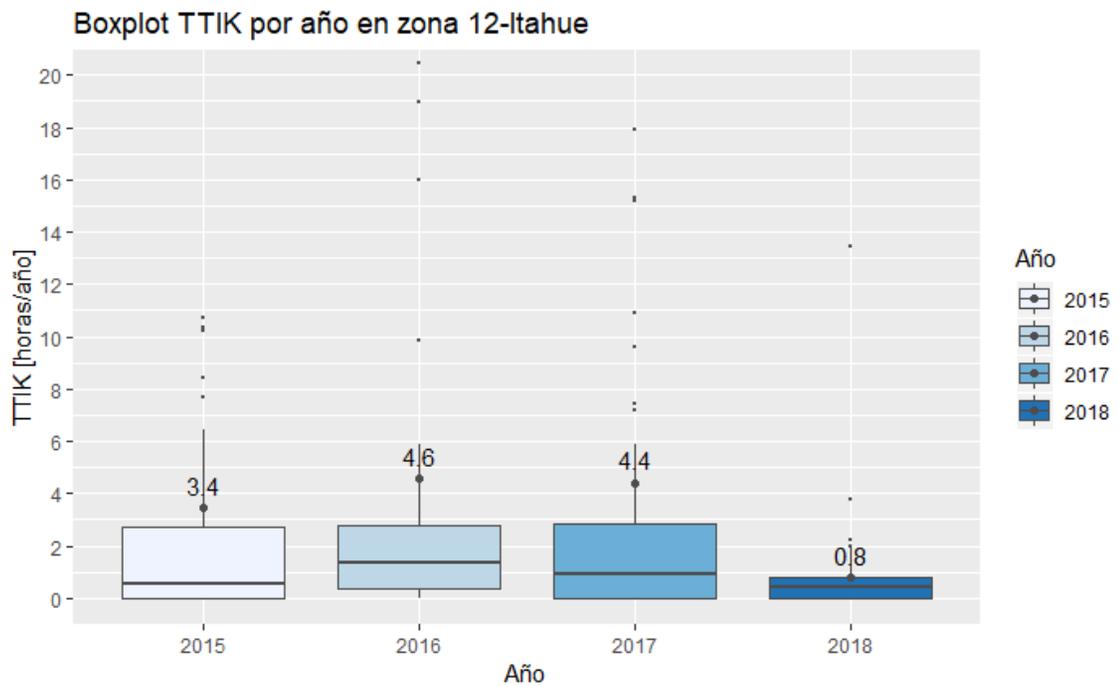


Figura 154 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad TTIK de Itahue

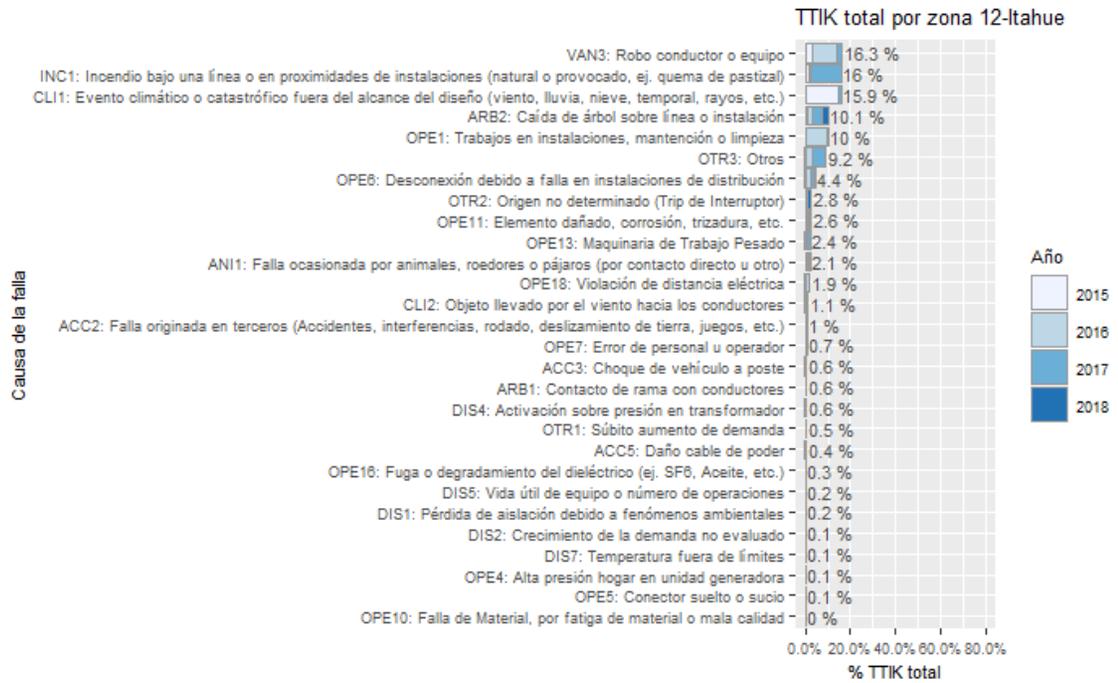


Figura 155 Porcentaje del total acumulado del TTIK según la causa de la falla presentados en la zona de Itahue

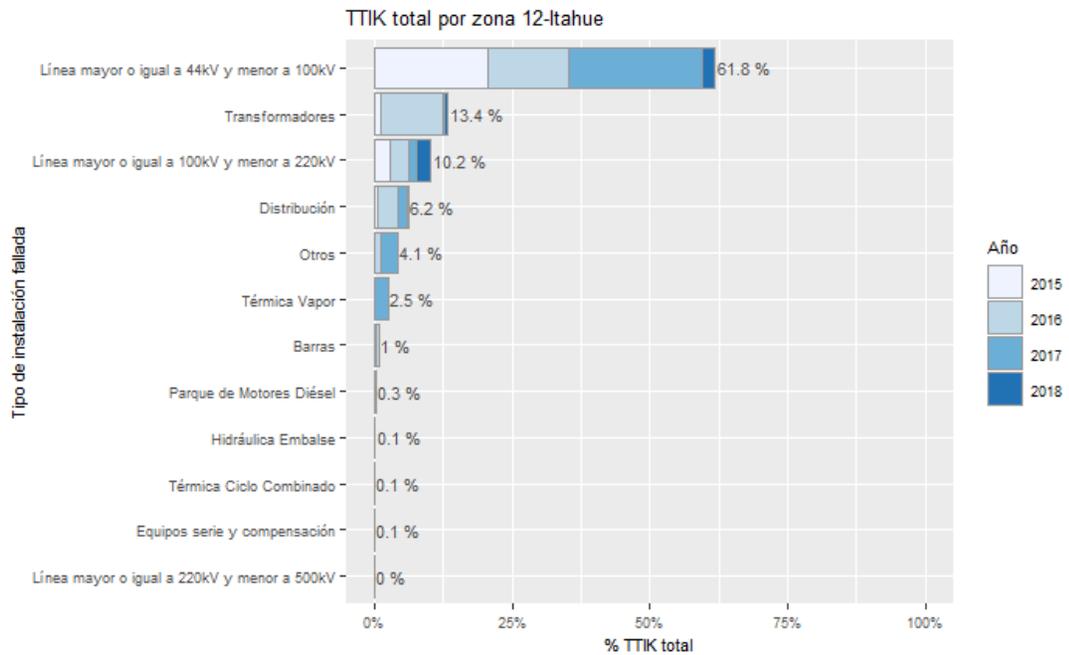


Figura 156 Porcentaje del total acumulado del TTIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Itahue

Respecto del año 2015, donde se presentó un TTIK promedio de 3.5 horas/año en la zona, en 2016 se registra un aumento en el valor alcanzado las 4.6 horas/año, mientras que para el 2017 y 2018 se registra una disminución respecto de los años anteriores alcanzando las 4.4 y 0.8 horas/año en cada año.

Las principales causas de fallas que han producido los valores del TTIK en la zona durante los últimos 4 años corresponden a robo de conductor o equipo con un 16.3% seguido de incendio bajo las líneas de transmisión o en proximidades de las instalaciones con un 16% y eventos climáticos o catastróficos fuera del alcance de diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayo, etc.) que registró un 15.9%.

Las instalaciones falladas que presentan un mayor porcentaje de participación y que explican el comportamiento del TTIK en los últimos cuatro años corresponden a líneas de transmisión de 66 kV con un 61.6%, fallas de transformadores con un 13.4% y fallas en líneas de transmisión de 154 kV con un 10.2%.

En la siguiente figura se presenta, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 la interpolación de los índices de continuidad TTIK en los puntos de control sobre el mapa de la zona de Itahue.

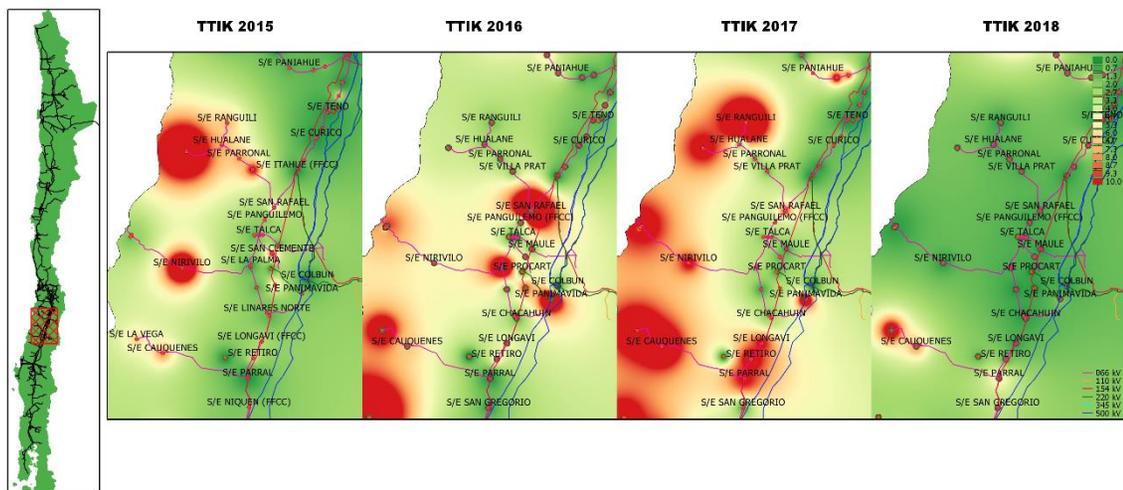


Figura 157 Índices de continuidad TTIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Itahue

A continuación se presentan los 5 puntos de control con mayores índices TTIK promedio en los últimos 4 años:

Tabla 79 Puntos de control con mayores índices TTIK promedio entre 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Itahue

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|--------------------------|------------------|------|------|------|------|-------|
| BA S/E SAN RAFAEL 13.8KV | CGE DISTRIBUCIÓN | 5.5 | 78.8 | 9.6 | 0.6 | 23.6 |
| BA S/E LICANTEN 23KV | CGE DISTRIBUCIÓN | 37.6 | 5.9 | 17.9 | 3.8 | 16.3 |

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|------------------------------|------------------|------|------|------|------|-------|
| BA S/E CONSTITUCION 23KV BP1 | CGE DISTRIBUCION | 8.4 | 21.2 | 31.0 | 1.9 | 15.6 |
| BA S/E CONSTITUCION 23KV BP2 | LUZ LINARES | 1.7 | 19.0 | 28.4 | 0.0 | 12.3 |
| BA S/E RANGUILI 13.8KV BP1 | CGE DISTRIBUCIÓN | 10.2 | 2.0 | 33.5 | 0.8 | 11.6 |

c) ENS

Tabla 80 Resumen estadístico de la ENS para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Itahue

| INDICE | AÑO | MÍNIMO | 1er CUARTIL | MEDIANA | 3er CUARTIL | MÁXIMO | MEDIA | DESV ESTÁNDAR |
|--------|------|--------|-------------|---------|-------------|--------|-------|---------------|
| ENS | 2015 | 0 | 0.0 | 1.4 | 10.3 | 62.2 | 8.4 | 14.5 |
| | 2016 | 0 | 0.4 | 4.3 | 14.0 | 280.6 | 18.3 | 43.0 |
| | 2017 | 0 | 0.0 | 2.7 | 19.6 | 218.4 | 15.2 | 31.9 |
| | 2018 | 0 | 0.0 | 0.8 | 4.4 | 21.9 | 3.3 | 5.5 |

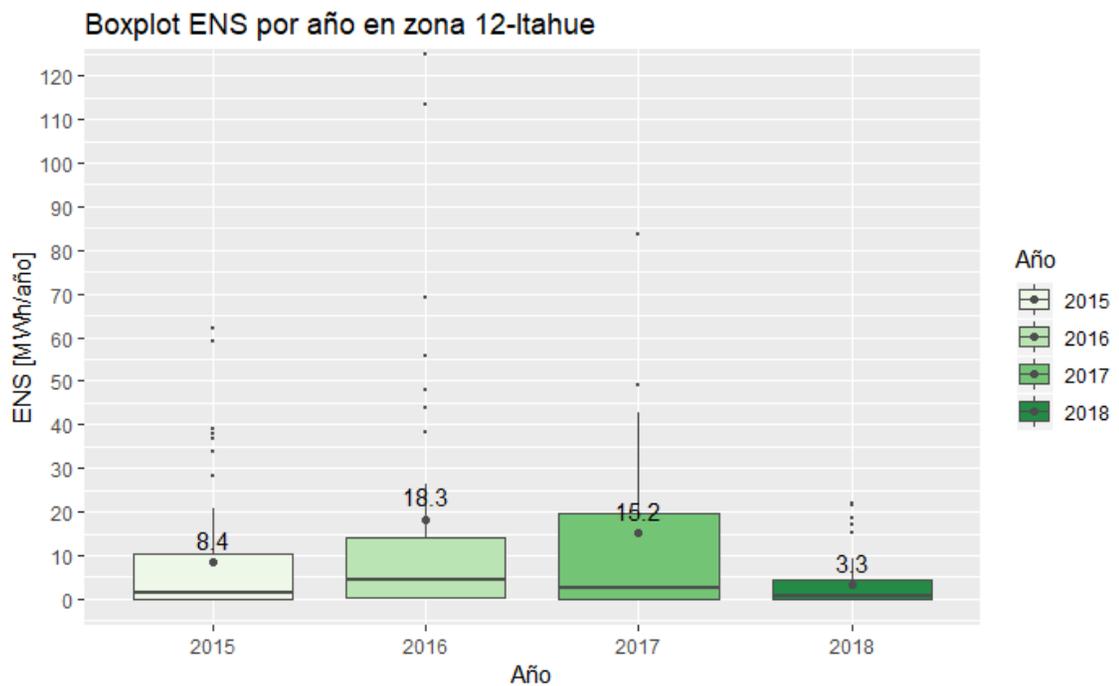


Figura 158 Gráfico BoxPlot de la ENS por año en Itahue

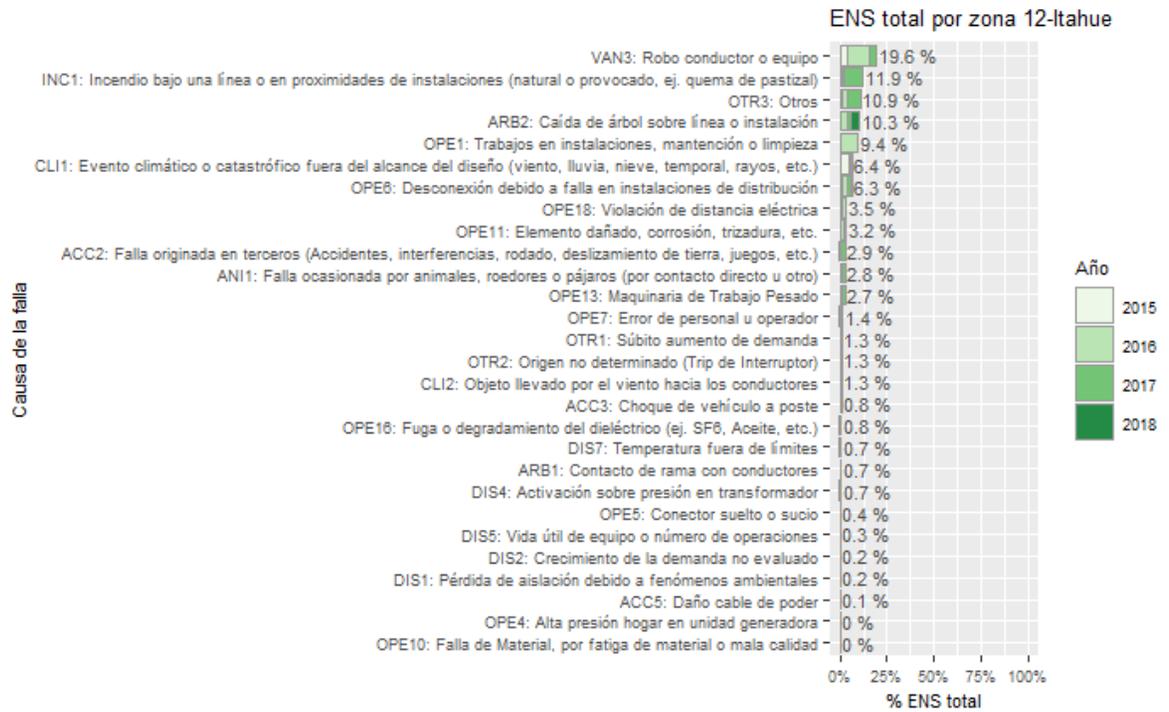


Figura 159 Porcentaje del total acumulado de la ENS según la causa de la falla presentados en la zona de Itahue

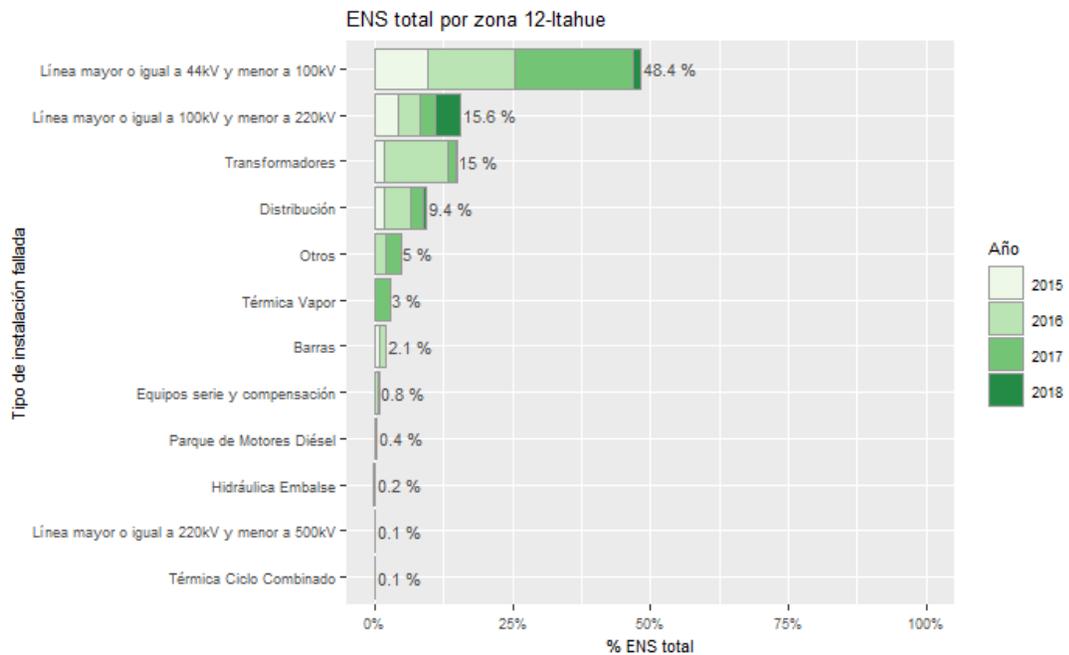


Figura 160 Porcentaje del total acumulado de la ENS según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Itahue

La ENS promedio de la zona presentó un aumento pasando de 8.4 MWh/año en 2015 a 18.3 MWh/año en el 2016, mientras que para el 2017 y 2018 se registra una disminución respecto de los años anteriores alcanzando los 15.2 y 3.3 MWh/año respectivamente.

Las principales causas de las fallas en la formación de la ENS para esta zona en los últimos cuatro años corresponden a robo de conductor o equipo con un 19.6%, seguido de incendio bajo la línea o en proximidades de las instalaciones (natural o provocado) con un 11.9% y otros 10.9%.

Las principales instalaciones donde se originan las fallas en la zona de Itahue que aportan al indicador ENS en los últimos cuatro años son en el sistema de transmisión, específicamente en las líneas de 66 kV que presentan un 48.4%, seguido de fallas en líneas de 154 kV con un 15.6% y fallas en transformadores que tienen una participación de un 15%.

En la siguiente figura se presenta, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018, la interpolación de la ENS en los puntos de control sobre el mapa de la zona de Itahue.

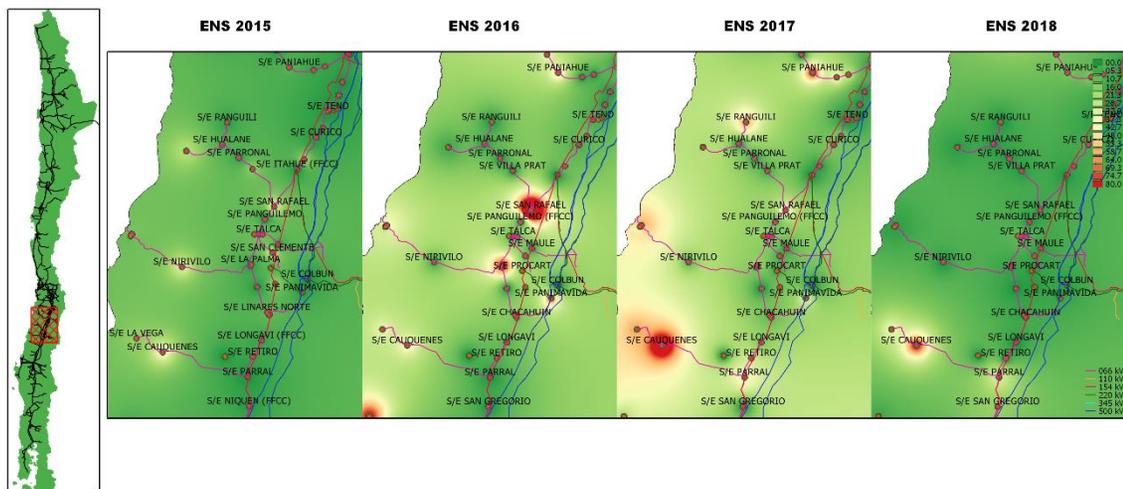


Figura 161 Energía no suministrada entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Itahue.

A continuación se presentan los 5 puntos de control con mayor ENS promedio en los últimos 4 años:

Tabla 81 Puntos de Control con mayor ENS promedio entre 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Itahue

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|------------------------------|------------------|------|-------|-------|------|-------|
| BA S/E CONSTITUCION 23KV BP1 | CGE DISTRIBUCIÓN | 62.2 | 124.8 | 218.4 | 17.2 | 105.7 |
| BA S/E SAN RAFAEL 13.8KV | CGE DISTRIBUCIÓN | 38.0 | 280.6 | 49.2 | 3.9 | 92.9 |
| BA S/E LA PALMA 15KV | CGE DISTRIBUCIÓN | 4.2 | 113.3 | 32.6 | 6.7 | 39.2 |
| BA S/E PANIMAVIDA BP2 13.2KV | LUZ LINARES | 2.1 | 69.0 | 37.2 | 4.3 | 28.1 |
| BA S/E TALCA 15KV BP2 | CGE DISTRIBUCIÓN | 28.1 | 19.1 | 38.6 | 15.0 | 25.2 |

3.2.13 Charrúa

Corresponden a los puntos de control ubicados entre las SSEE Teno y Linares. A continuación se presentan los principales estadísticos.

a) FMIK

Tabla 82 Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Charrúa

| INDICE | AÑO | MÍNIMO | 1er CUARTIL | MEDIANA | 3er CUARTIL | MÁXIMO | MEDIA | DESV ESTÁNDAR |
|--------|------|--------|-------------|---------|-------------|--------|-------|---------------|
| FMIK | 2015 | 0 | 0.0 | 1.0 | 4.0 | 9.3 | 2.0 | 2.4 |
| | 2016 | 0 | 0.0 | 2.0 | 7.0 | 19.0 | 3.9 | 4.6 |
| | 2017 | 0 | 1.0 | 3.0 | 6.0 | 14.0 | 3.6 | 3.0 |
| | 2018 | 0 | 0.0 | 1.0 | 2.0 | 7.0 | 1.2 | 1.6 |

Boxplot FMIK por año en zona 13-Charrua

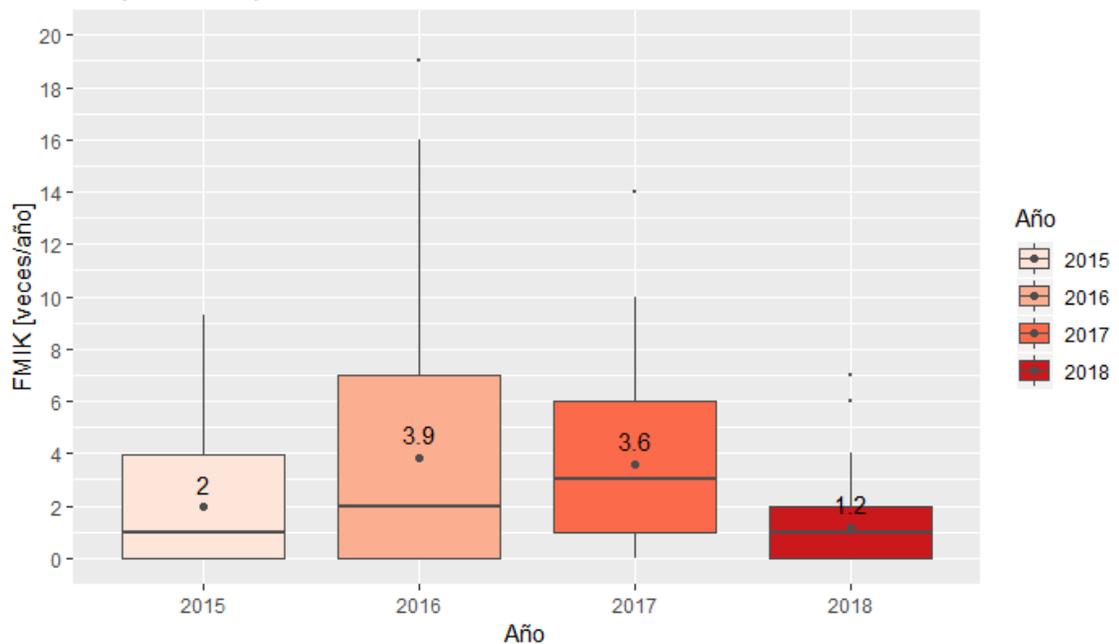


Figura 162 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad FMIK de Charrúa

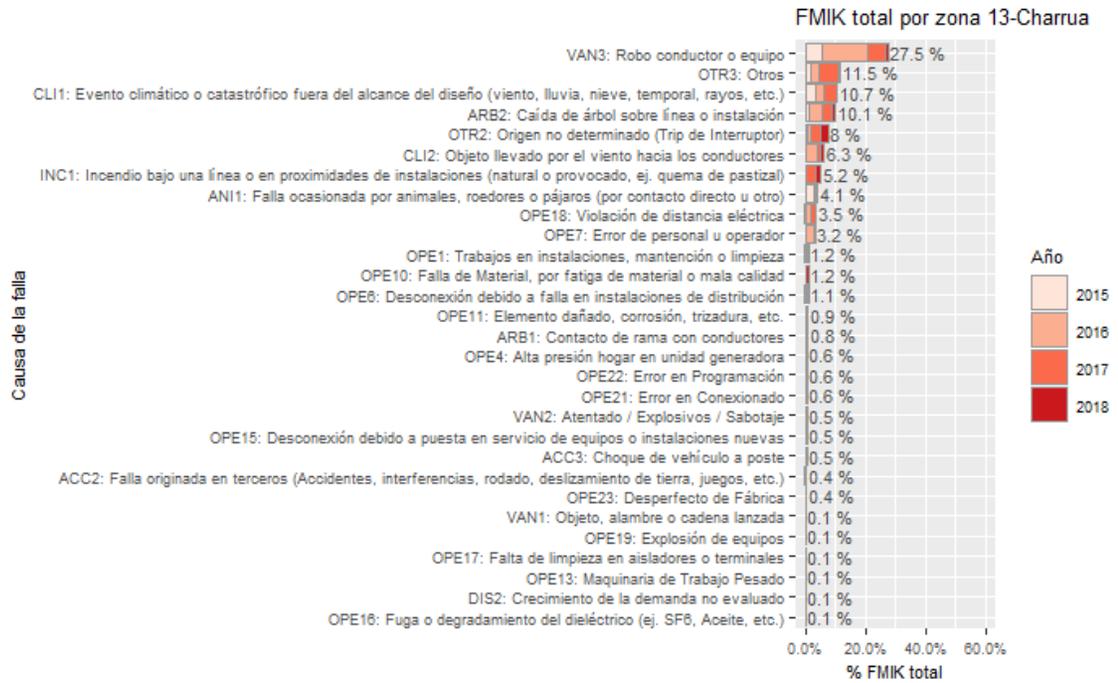


Figura 163 Porcentaje del total acumulado del FMIK según la causa de la falla presentados en la zona de Charrúa

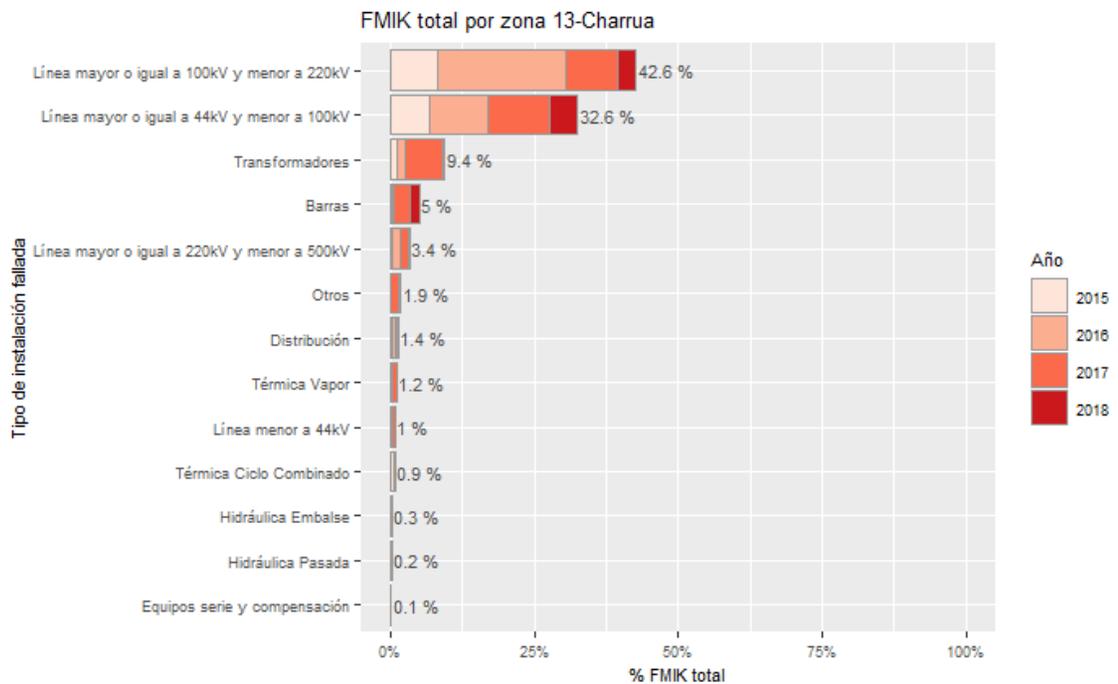


Figura 164 Porcentaje del total acumulado del FMIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Charrúa

En la zona de Charrúa se registra un aumento en el valor medio del año 2016 respecto del año 2015 alcanzando valores de 2 veces/año y 3.9 veces/año respectivamente, mientras que para el año 2017 y 2018 se registra una disminución alcanzando un valor medio de 3.6 veces/año y 1.2 veces/año en cada año.

Las principales causas de las fallas de esta zona que aportan al indicador FMIK en los últimos 4 años corresponden a robo de conductor o equipo, otros y eventos climáticos o catastróficos fuera del alcance de diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.), las cuales presentan un 27.5%, 11.5% y 10.7% de participación cada una respectivamente.

Las instalaciones que registran un mayor porcentaje de participación en el FMIK para la zona de respecto del total acumulado de los últimos cuatro años son las líneas de transmisión de 154 kV con un 42.6%, seguido de líneas de 66 kV con un 32.6% y fallas en transformadores con un 9.4%.

En la siguiente figura se presenta, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 la interpolación de los índices de continuidad FMIK en los puntos de control sobre el mapa de la zona de Charrúa.

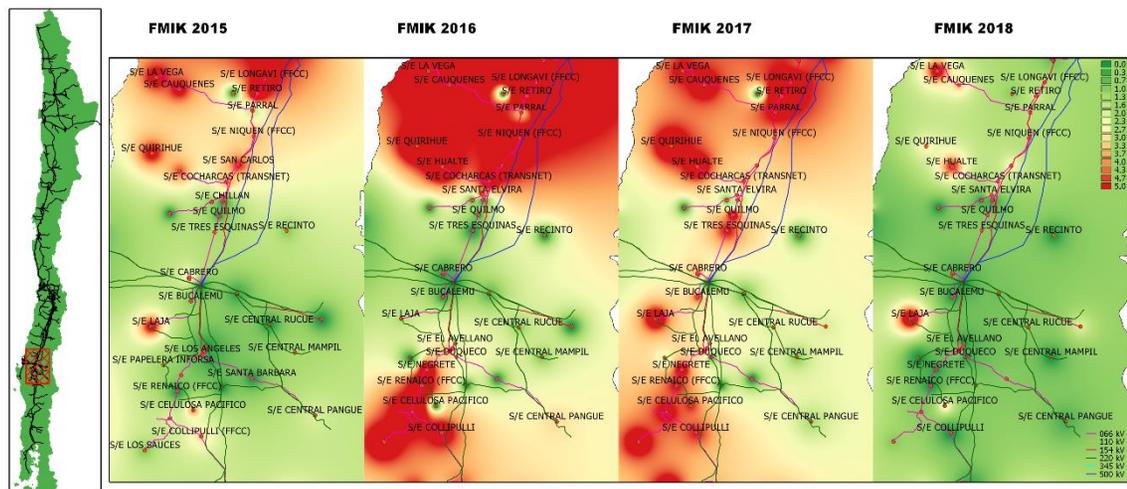


Figura 165 Índices de continuidad FMIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Charrúa

A continuación se presentan los 5 puntos de control con mayores índices FMIK promedio en los últimos 4 años:

Tabla 83 Puntos de control con mayores índices FMIK promedio entre 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Charrúa

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|----------------------|------------------|------|------|------|------|-------|
| BA S/E RETIRO 13.2KV | CGE DISTRIBUCIÓN | 9.3 | 16 | 14 | 2.0 | 10.3 |
| BA S/E LA VEGA 23KV | CGE DISTRIBUCIÓN | 6.3 | 19 | 6 | 6.0 | 9.3 |
| BA S/E HUALTE 13.2KV | CGE DISTRIBUCIÓN | 6.0 | 12 | 8 | 6.0 | 8.0 |
| BA S/E QUIRIHUE 23KV | CGE DISTRIBUCIÓN | 7.0 | 9 | 10 | 4.0 | 7.5 |

| | | | | | | |
|-------------------------|------------------|-----|----|---|-----|-----|
| BA S/E CAUQUENES 13.2KV | CGE DISTRIBUCIÓN | 5.7 | 12 | 8 | 3.3 | 7.3 |
|-------------------------|------------------|-----|----|---|-----|-----|

b) TTIK

Tabla 84 Resumen estadístico de índices de continuidad TTIK para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Charrúa

| INDICE | AÑO | MÍNIMO | 1er CUARTIL | MEDIANA | 3er CUARTIL | MÁXIMO | MEDIA | DESV ESTÁNDAR |
|--------|------|--------|-------------|---------|-------------|--------|-------|---------------|
| TTIK | 2015 | 0 | 0.0 | 0.3 | 2.1 | 66.7 | 4.1 | 13.0 |
| | 2016 | 0 | 0.0 | 0.5 | 4.2 | 100.3 | 5.5 | 15.1 |
| | 2017 | 0 | 0.3 | 1.4 | 7.0 | 44.0 | 5.2 | 7.8 |
| | 2018 | 0 | 0.0 | 0.0 | 2.3 | 83.7 | 3.9 | 12.9 |

Boxplot TTIK por año en zona 13-Charrúa

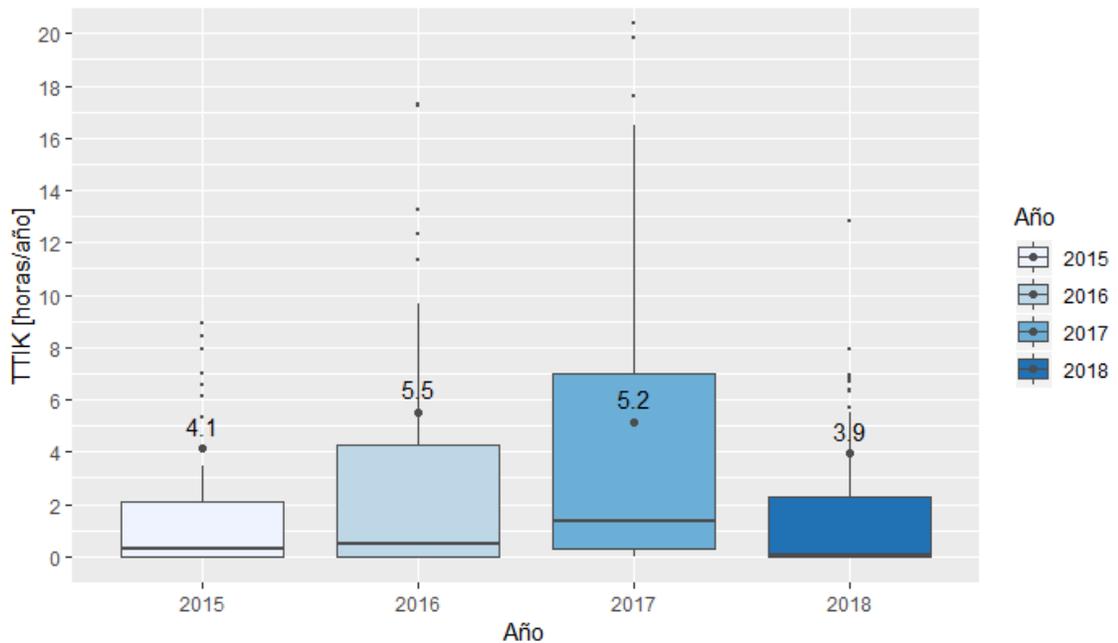


Figura 166 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad TTIK de Charrúa

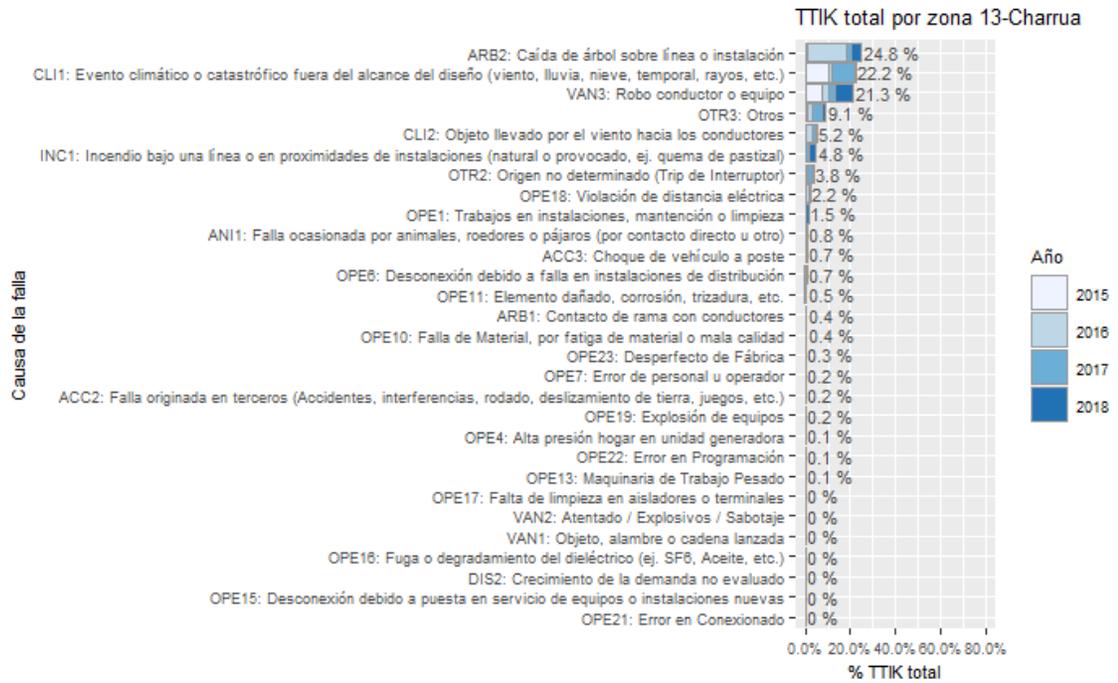


Figura 167 Porcentaje del total acumulado del TTIK según la causa de la falla presentados en la zona de Charrúa

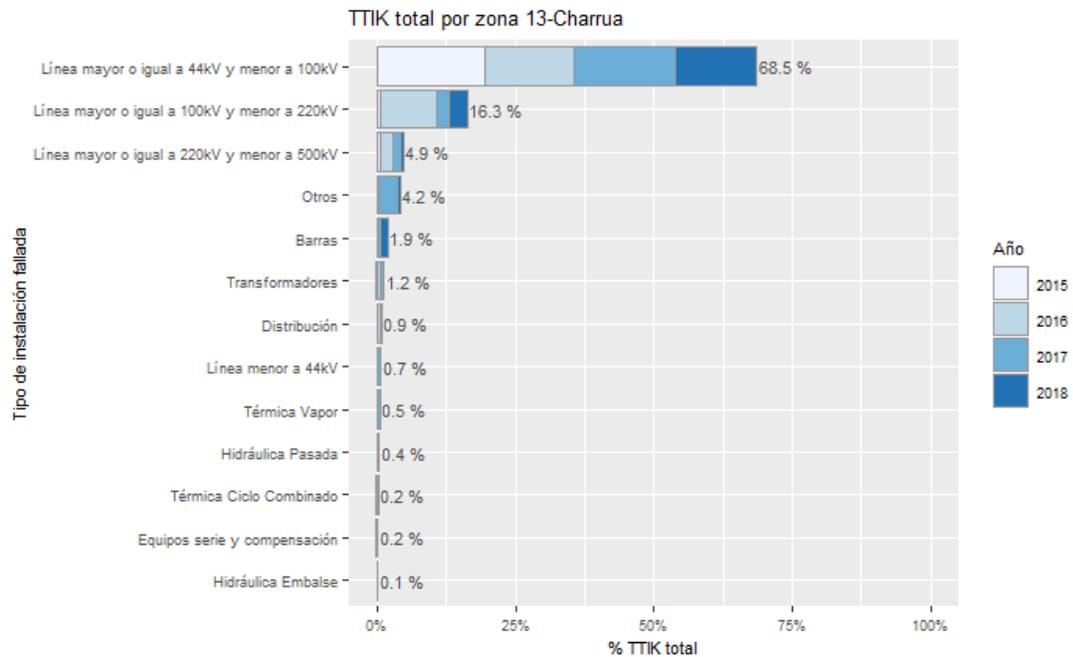


Figura 168 Porcentaje del total acumulado del TTIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Charrúa

Respecto del año 2015, donde se presentó un TTIK promedio de 4.1 horas/año en la zona, en 2016 se registra un aumento en el valor alcanzado las 5.5 horas/año, mientras que para el 2017 y 2018 se registra una disminución respecto de los años anteriores alcanzando las 5.2 y 3.9 horas/año en cada año.

Las principales causas de fallas que han producido los valores del TTIK en la zona durante los últimos 4 años corresponden a caída de árbol sobre línea o instalación con un 24.8%, seguido de eventos climáticos o catastróficos fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.) con un 22.2% y robo de conductor o equipo con un 21.3%.

Por otra parte, las instalaciones falladas que presentan un mayor porcentaje de participación y que explican el comportamiento del TTIK en los últimos cuatro años corresponden a líneas de transmisión de 66 kV, 154 kV y 220 kV, las cuales presentan un 68.5%, 16.3% y 4.9% respectivamente.

En la siguiente figura se presenta, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 la interpolación de los índices de continuidad TTIK en los puntos de control sobre el mapa de la zona de Charrúa.

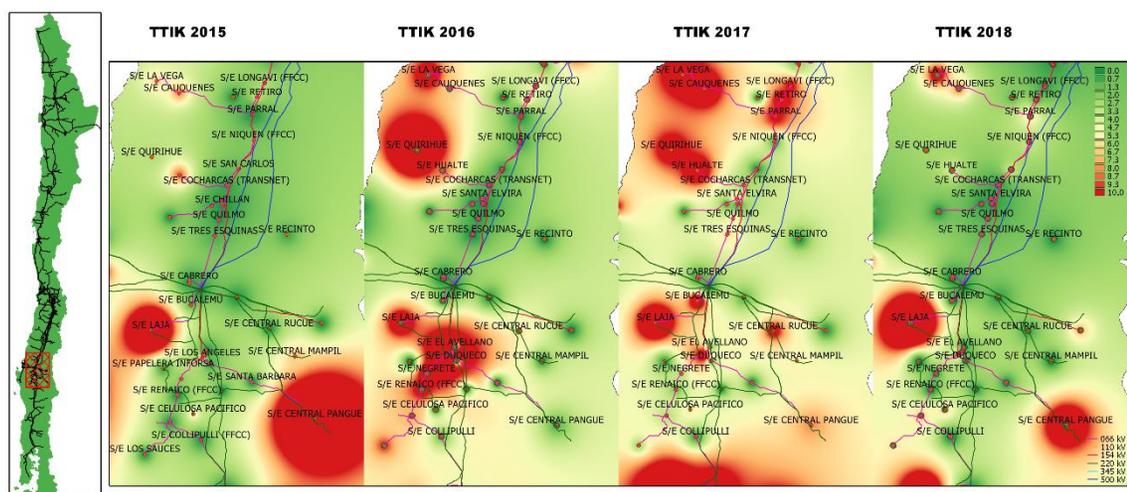


Figura 169 Índices de continuidad TTIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Charrúa

A continuación se presentan los 5 puntos de control con mayores índices TTIK promedio en los últimos 4 años:

Tabla 85 Puntos de control con mayores índices TTIK promedio entre 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Charrúa

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|----------------------------|------------------|------|-------|------|------|-------|
| BA S/E LAJA 13.8KV | FRONTEL | 46.8 | 34.2 | 44.0 | 69.7 | 48.6 |
| BA S/E LAJA (FFCC) 66KV B1 | EFE | 54.8 | 0.0 | 13.6 | 83.7 | 38.0 |
| BA S/E QUIRIHUE 13.2KV | CGE DISTRIBUCIÓN | 2.9 | 100.3 | 14.7 | 2.2 | 30.0 |

| | | | | | | |
|----------------------|---------|------|-----|-----|------|------|
| BA S/E PANGUE 13.8KV | FRONTEL | 65.5 | 1.4 | 9.5 | 39.0 | 28.9 |
| BA S/E PANGUE 13.8KV | COELCHA | 66.7 | 1.4 | 6.3 | 0.0 | 18.6 |

c) ENS

Tabla 86 Resumen estadístico de la ENS para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Charrúa

| INDICE | AÑO | MÍNIMO | 1er CUARTIL | MEDIANA | 3er CUARTIL | MÁXIMO | MEDIA | DESV ESTÁNDAR |
|--------|------|--------|-------------|---------|-------------|--------|-------|---------------|
| ENS | 2015 | 0 | 0.0 | 0.6 | 5.8 | 166.6 | 8.4 | 24.2 |
| | 2016 | 0 | 0.0 | 0.6 | 8.6 | 1093.5 | 34.7 | 149.4 |
| | 2017 | 0 | 0.2 | 5.1 | 25.3 | 210.2 | 20.6 | 37.4 |
| | 2018 | 0 | 0.0 | 0.0 | 7.1 | 338.5 | 16.0 | 48.9 |

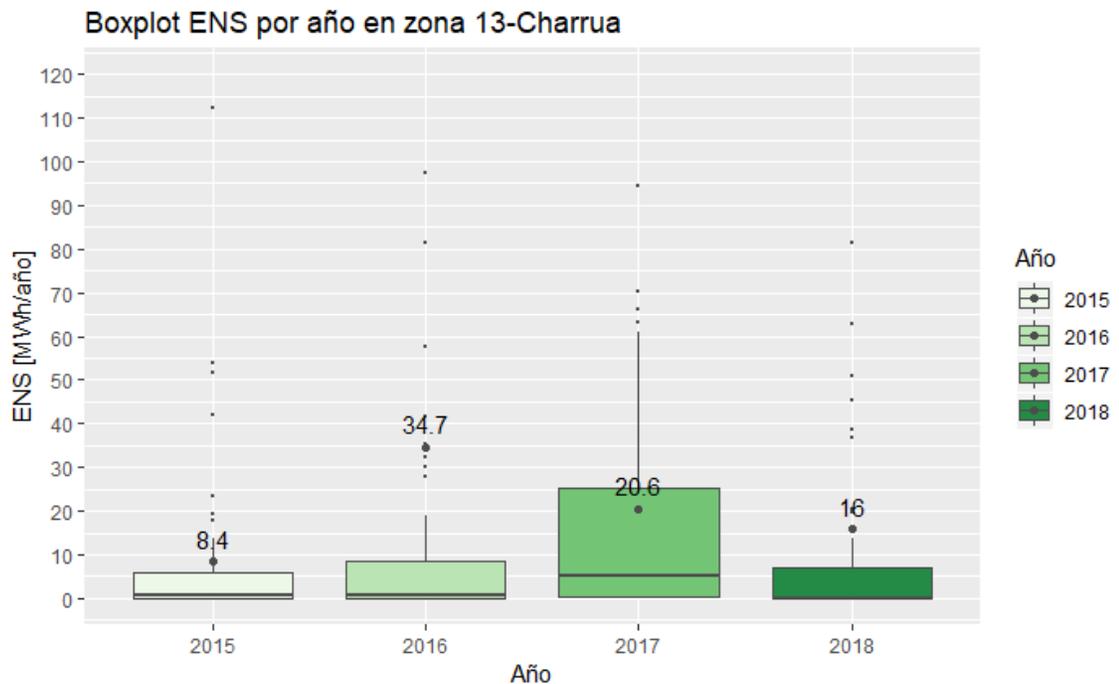


Figura 170 Gráfico BoxPlot de la ENS por año en Charrúa

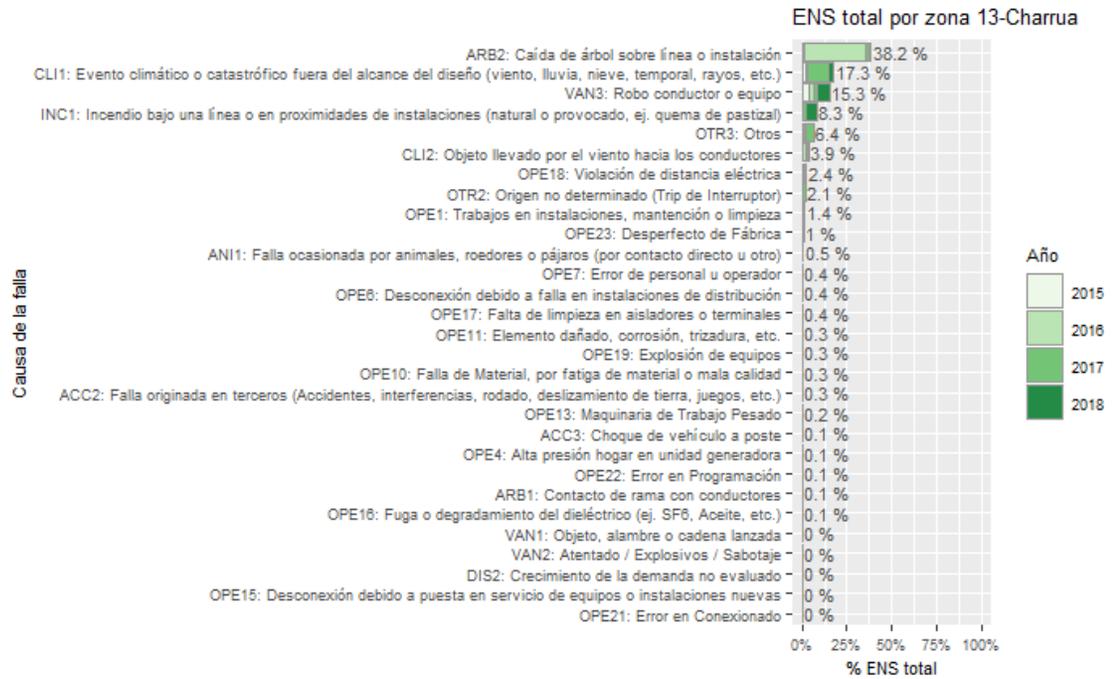


Figura 171 Porcentaje del total acumulado de la ENS según la causa de la falla presentados en la zona de Charrúa

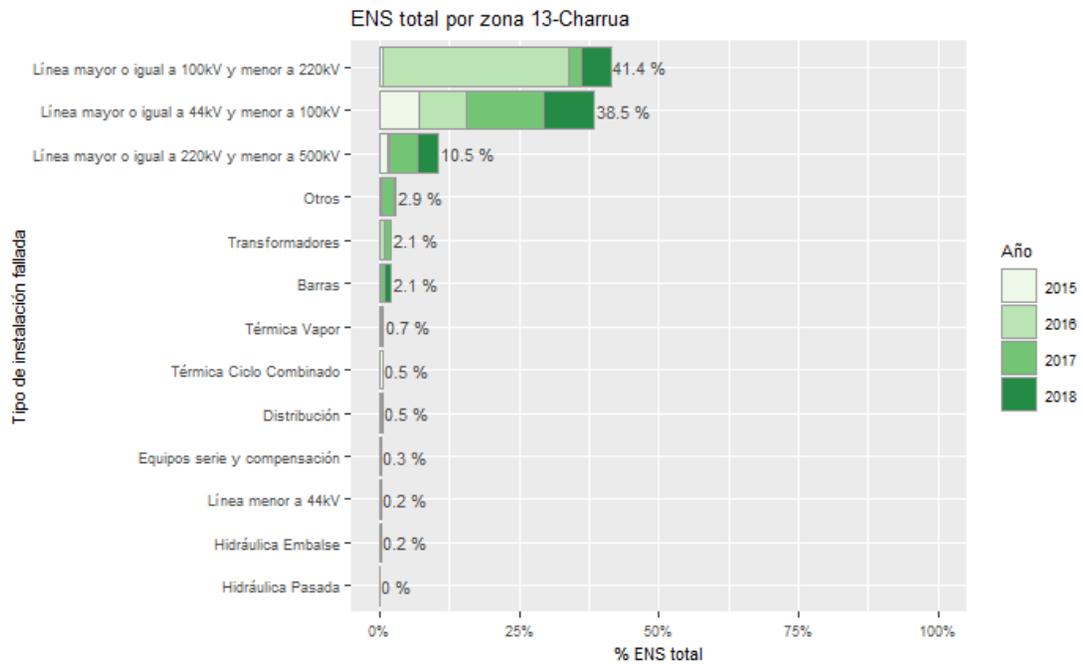


Figura 172 Porcentaje del total acumulado de la ENS según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Charrúa

La ENS promedio de la zona presentó un aumento pasando de 8.4 MWh/año en 2015 a 34.7 MWh/año en el 2016, mientras que para el 2017 y 2018 se registra una disminución respecto de del año anterior alcanzando los 20.6 y 16 MWh/año en cada año.

Las principales causas de las fallas en la formación de la ENS para esta zona en los últimos cuatro años corresponden a caída de árbol sobre línea o instalación que presenta un 38.2%, seguido de evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.) con un 17.3 % y robo de conductor o equipo con un 15.3%.

Las principales instalaciones donde se originan las fallas en la zona de Charrúa que aportan al indicador ENS en los últimos cuatro años son en el sistema de transmisión, específicamente en las líneas de 154 kV, 66 kV y 220 kV que presentan un 41.4%, 38.5% y 10.5% respectivamente.

En la siguiente figura se presenta, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018, la interpolación de la ENS en los puntos de control sobre el mapa de la zona de Charrúa.

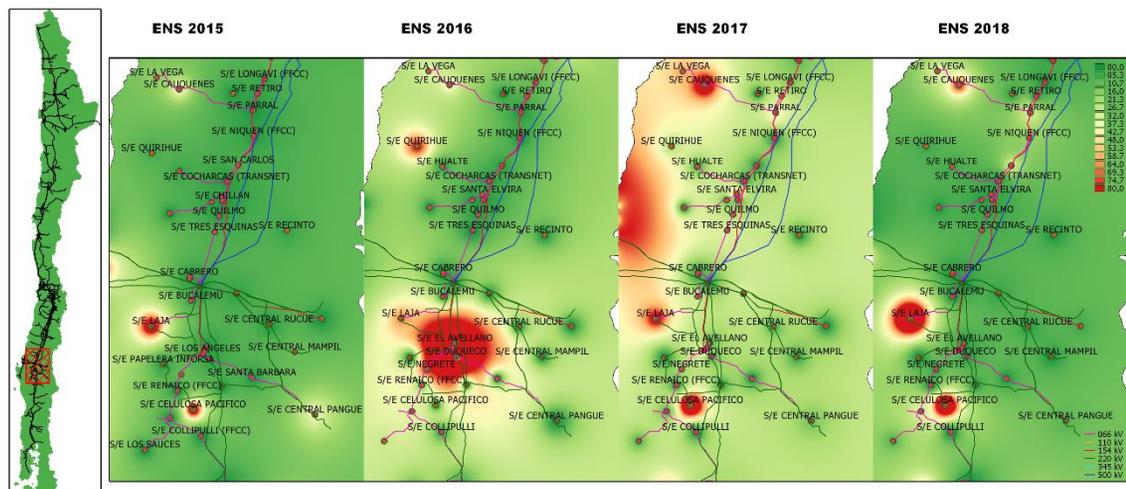


Figura 173 Energía no suministrada entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Charrúa.

A continuación se presentan los 5 puntos de control con mayor ENS promedio en los últimos 4 años:

Tabla 87 Puntos de Control con mayor ENS promedio entre 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Charrúa

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|--------------------------------|------------------|-------|--------|-------|-------|-------|
| BA S/E LOS ANGELES 15KV | CGE DISTRIBUCIÓN | 0.0 | 1093.5 | 28.3 | 0.0 | 280.5 |
| BA S/E LAJA 13.8KV | FRONTEL | 166.6 | 130.7 | 144.0 | 338.5 | 195.0 |
| BA S/E MANSO DE VELASCO 15KV | CGE DISTRIBUCIÓN | 0.0 | 739.4 | 5.9 | 2.5 | 186.9 |
| BA S/E CELULOSA PACIFICO 220KV | CMPC CELULOSA | 112.2 | 0.0 | 210.2 | 222.2 | 136.2 |
| BA S/E CAUQUENES 13.2KV | CGE DISTRIBUCIÓN | 42.0 | 41.5 | 127.6 | 81.3 | 73.1 |

3.2.14 Concepción

Corresponden a los puntos de control ubicados en la zona costera de la Región del Biobío, entre las SSEE Tome y Lebu. A continuación se presenta un resumen con los principales estadísticos.

a) FMIK

Tabla 88 Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Concepción

| INDICE | AÑO | MÍNIMO | 1er CUARTIL | MEDIANA | 3er CUARTIL | MÁXIMO | MEDIA | DESV ESTÁNDAR |
|--------|------|--------|-------------|---------|-------------|--------|-------|---------------|
| FMIK | 2015 | 0 | 0.0 | 0.6 | 2.0 | 11.0 | 1.7 | 2.7 |
| | 2016 | 0 | 0.0 | 0.0 | 1.0 | 7.0 | 0.8 | 1.3 |
| | 2017 | 0 | 1.0 | 1.5 | 3.0 | 10.0 | 2.0 | 1.9 |
| | 2018 | 0 | 0.0 | 0.0 | 1.0 | 9.0 | 1.3 | 2.3 |

Boxplot FMIK por año en zona 14-Concepcion

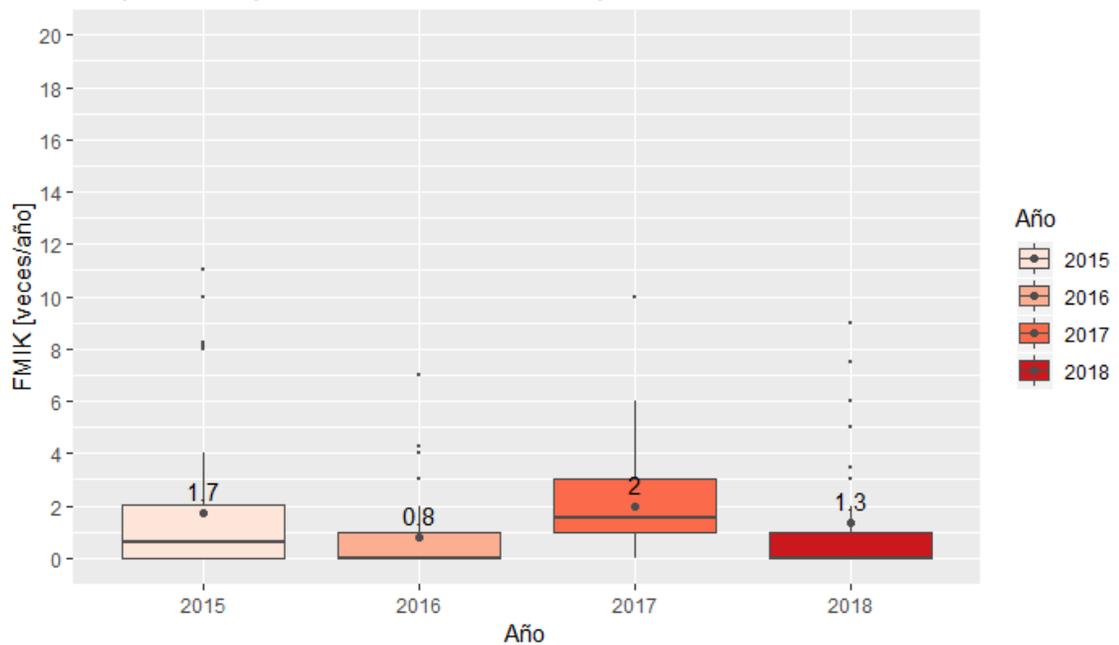


Figura 174 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad FMIK de Concepción

FMIK total por zona 14-Concepcion

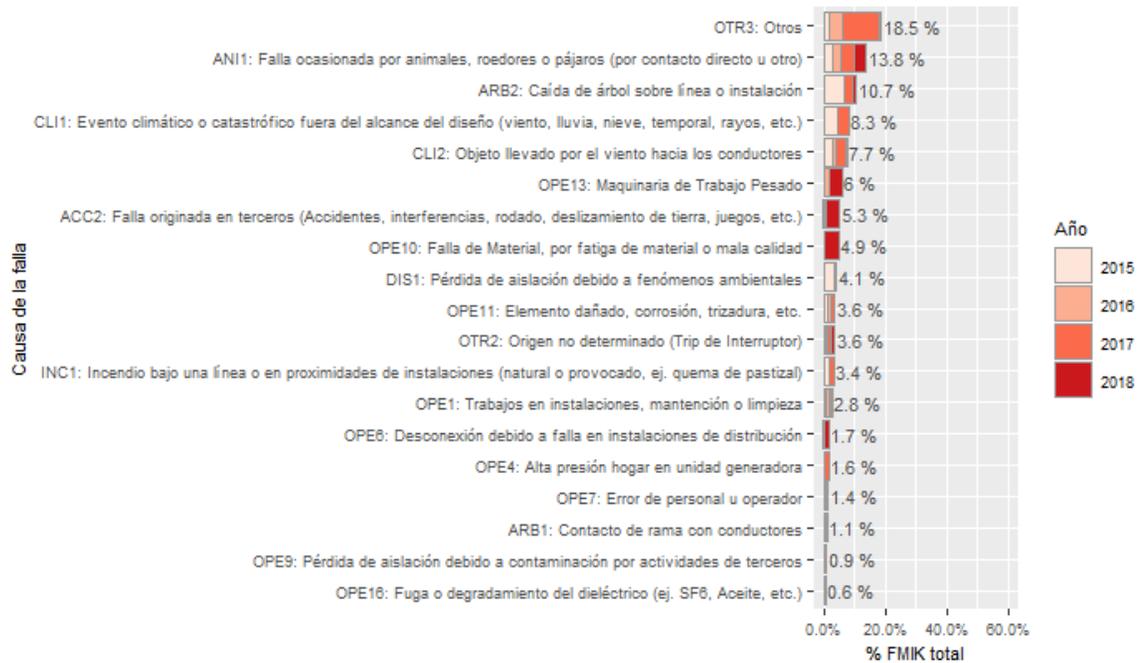


Figura 175 Porcentaje del total acumulado del FMIK según la causa de la falla presentados en la zona de Concepción

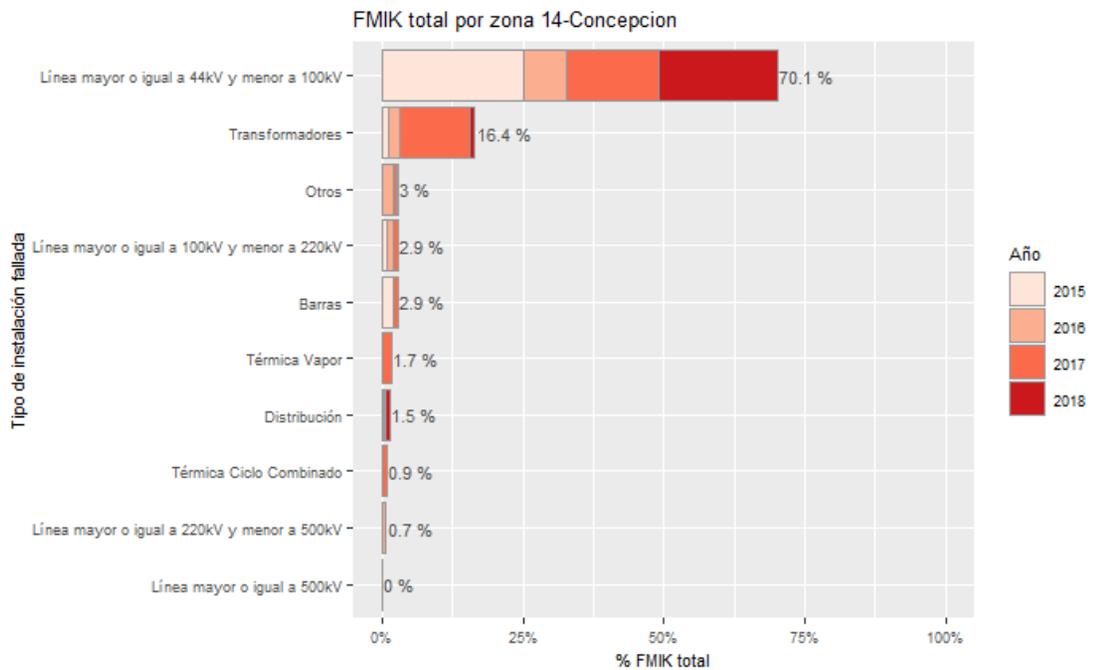


Figura 176 Porcentaje del total acumulado del FMIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Concepción

Los índices FMIK promedio han fluctuado entre 0.8 veces/año y 2 veces/año alcanzando un valor de 1.3 veces/año en 2018.

Las principales causas de fallas que han incidido en los valores del FMIK en los últimos 4 años corresponden a otros con un 19%, seguido de fallas ocasionadas por animales, roedores o pájaros con un 14% y caída de árboles sobre líneas o instalaciones con un 11%.

Las instalaciones falladas que explican el comportamiento del FMIK corresponden principalmente a líneas de transmisión de 44 kV y 66 kV con 70% y equipos de transformación con 16%.

En la siguiente figura se presenta, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 la interpolación de los índices de continuidad FMIK en los puntos de control sobre el mapa de la zona de Concepción.

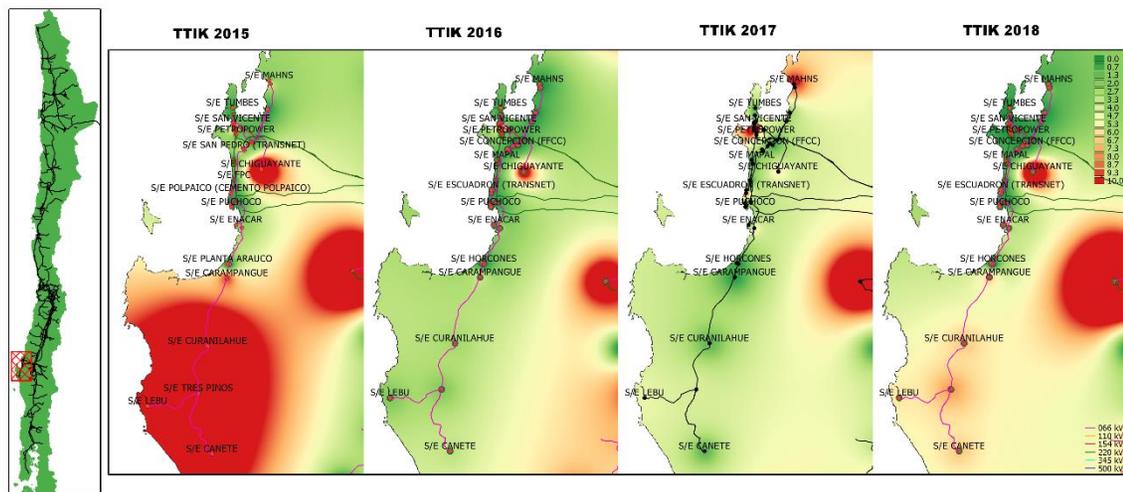


Figura 177 Índices de continuidad FMIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Concepción

A continuación se presentan los 5 puntos de control con mayores índices FMIK promedio en los últimos 4 años:

Tabla 89 Puntos de control con mayores índices FMIK promedio entre 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Concepción

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|--------------------------------|---------|------|------|------|------|-------|
| BA S/E LEBU 13.2KV | FRONTEL | 11.0 | 3 | 10.0 | 9.0 | 8.2 |
| BA S/E CANETE 23KV B.PRINCIPAL | FRONTEL | 10.0 | 2 | 6.0 | 6.0 | 6.0 |
| BA S/E TRES PINOS 23KV | FRONTEL | 8.2 | 2 | 4.9 | 7.5 | 5.7 |
| BA S/E TRES PINOS 13.2KV | FRONTEL | 8.2 | 2 | 5.1 | 6.0 | 5.3 |
| BA S/E CURANILAHUE 23KV | FRONTEL | 8.0 | 2 | 4.6 | 6.0 | 5.1 |

b) TTIK

Tabla 90 Resumen estadístico de índices de continuidad TTIK para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Concepción

| INDICE | AÑO | MÍNIMO | 1er CUARTIL | MEDIANA | 3er CUARTIL | MÁXIMO | MEDIA | DESV ESTÁNDAR |
|--------|------|--------|-------------|---------|-------------|--------|-------|---------------|
| TTIK | 2015 | 0 | 0.0 | 0.1 | 2.2 | 75.6 | 5.7 | 13.6 |
| | 2016 | 0 | 0.0 | 0.0 | 1.6 | 29.2 | 1.7 | 5.1 |
| | 2017 | 0 | 0.1 | 0.3 | 2.1 | 97.9 | 3.7 | 13.0 |
| | 2018 | 0 | 0.0 | 0.0 | 0.8 | 57.9 | 2.4 | 7.8 |

Boxplot TTIK por año en zona 14-Concepcion

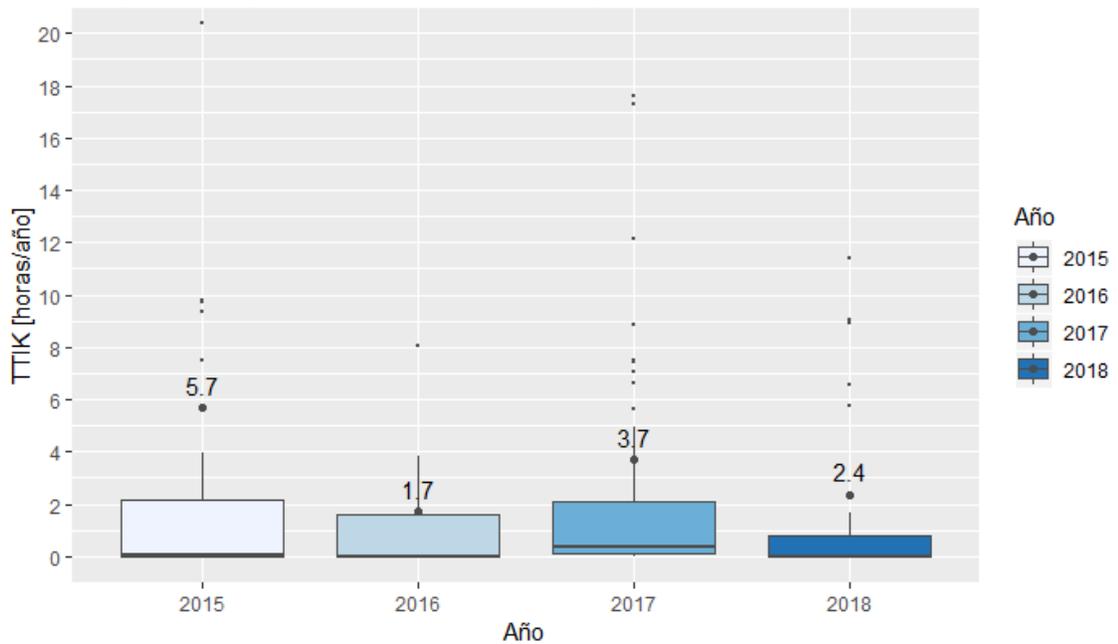


Figura 178 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad TTIK de Concepción

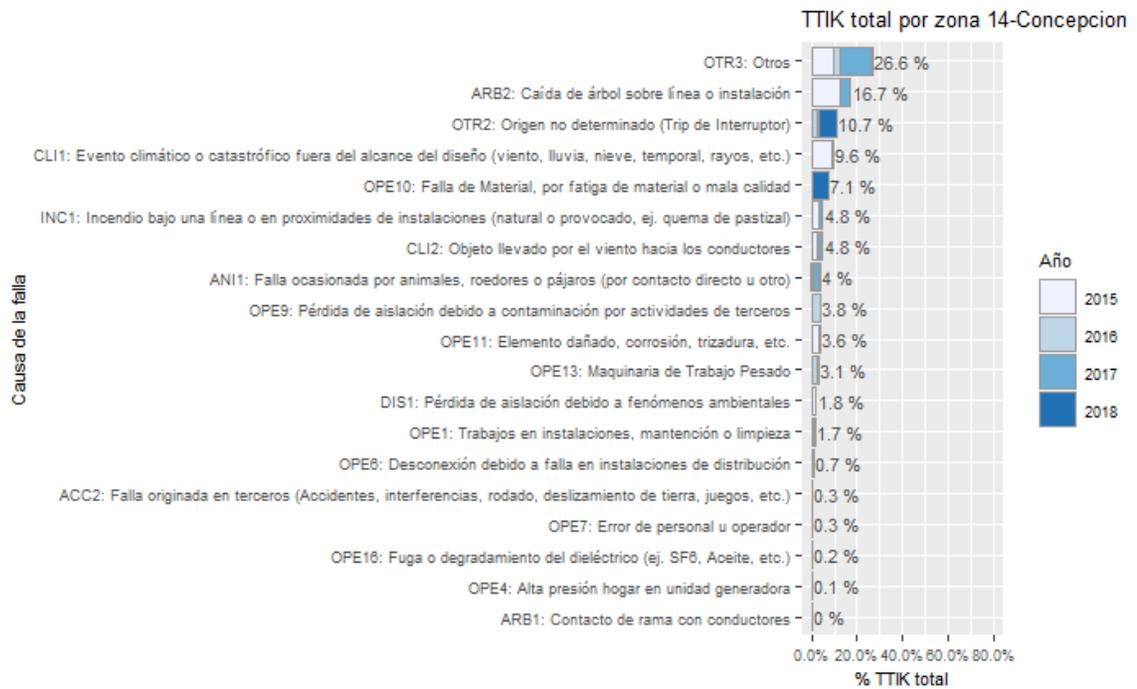


Figura 179 Porcentaje del total acumulado del TTIK según la causa de la falla presentados en la zona de Concepción

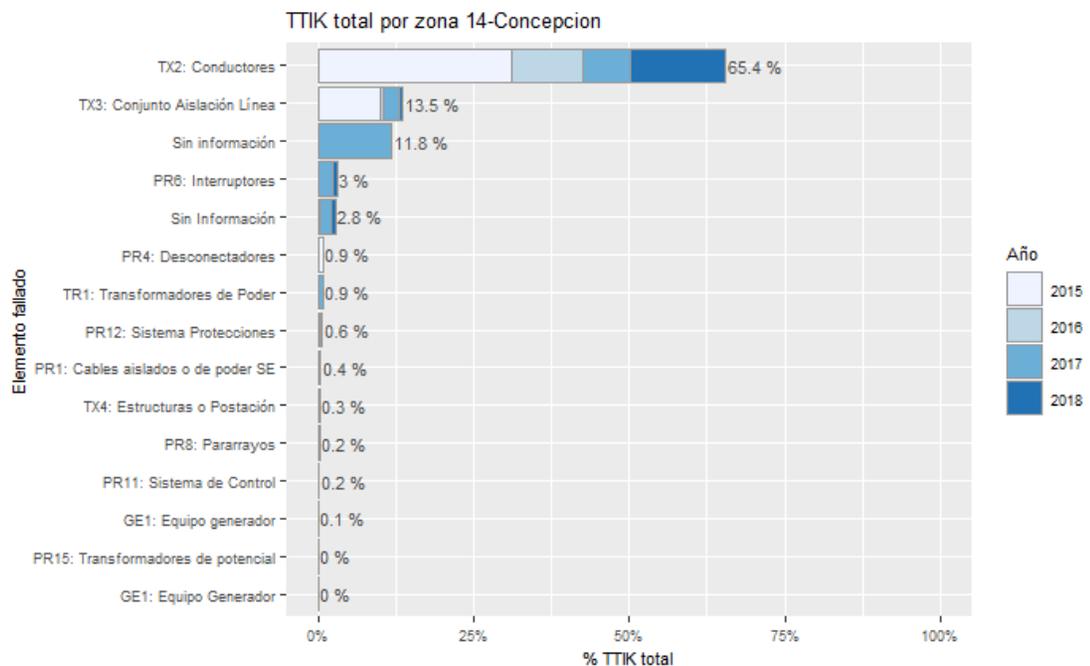


Figura 180 Porcentaje del total acumulado del TTIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Concepción

Los índices TTIK promedio presentaron oscilaciones pero con una tendencia a la baja entre 2015 y 2018 pasando desde 5.7 horas/año en 2015 a 2.4 horas/año en 2018.

Las principales causas de fallas que han producido los valores del TTIK en los últimos 4 años corresponden a orígenes no determinados por trip de interruptor con 53%, otras causas con 13% y falla de material por fatiga o mala calidad con 9%.

Las instalaciones falladas que explican el comportamiento del TTIK corresponden principalmente a líneas de transmisión de 220 kV con un 72% y líneas de 44 kV y 66 kV con 14%. Con un menor porcentaje se encuentran líneas de 110 kV y 154 kV y fallas en barras con 5% cada una.

En la siguiente figura se presenta, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 la interpolación de los índices de continuidad TTIK en los puntos de control sobre el mapa de la zona de Concepción.

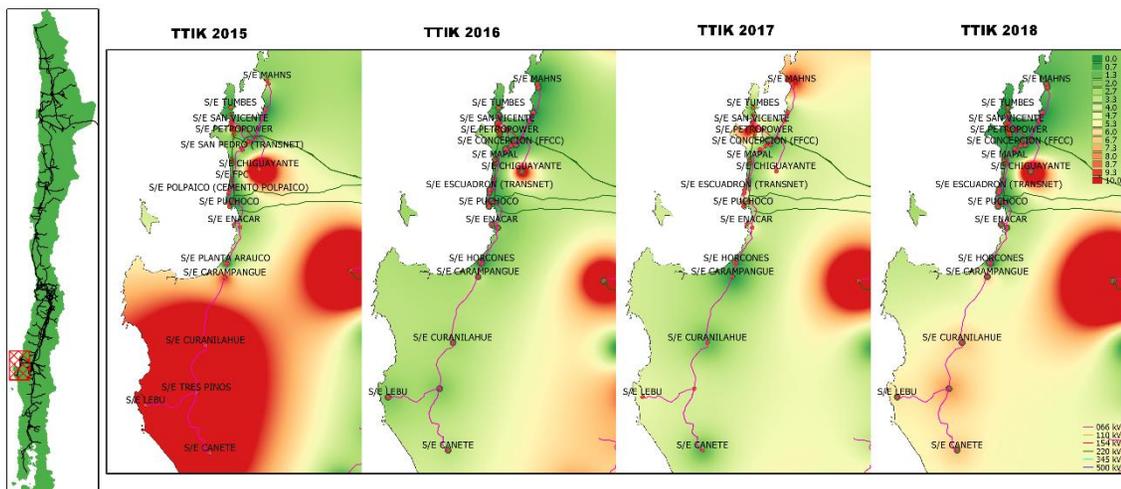


Figura 181 Índices de continuidad TTIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Concepción

A continuación se presentan los 5 puntos de control con mayores índices TTIK promedio en los últimos 4 años:

Tabla 91 Puntos de control con mayores índices TTIK promedio entre 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Concepción

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|--------------------------|-----------|------|------|------|------|-------|
| BA S/E CHIGUAYANTE 66KV | EFE | 75.6 | 29.2 | 12.1 | 57.9 | 43.7 |
| BA S/E EKA CHILE 154KV | EKA CHILE | 9.7 | 2.0 | 97.9 | 0.0 | 27.4 |
| BA S/E LEBU 13.2KV | FRONTEL | 38.2 | 3.8 | 8.9 | 11.4 | 15.6 |
| BA S/E CURANILAHUE 23KV | FRONTEL | 40.1 | 3.6 | 1.6 | 6.5 | 12.9 |
| BA S/E TRES PINOS 13.2KV | FRONTEL | 32.8 | 2.0 | 7.4 | 6.5 | 12.2 |

c) ENS

Tabla 92 Resumen estadístico de la ENS para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Concepción

| INDICE | AÑO | MÍNIMO | 1er CUARTIL | MEDIANA | 3er CUARTIL | MÁXIMO | MEDIA | DESV ESTÁNDAR |
|--------|------|--------|-------------|---------|-------------|--------|-------|---------------|
| ENS | 2015 | 0 | 0.0 | 0.2 | 10.2 | 521.4 | 24.7 | 76.3 |
| | 2016 | 0 | 0.0 | 0.0 | 1.4 | 560.6 | 16.1 | 75.1 |
| | 2017 | 0 | 0.4 | 3.0 | 9.9 | 4569.6 | 85.6 | 589.0 |
| | 2018 | 0 | 0.0 | 0.0 | 3.6 | 227.4 | 7.9 | 30.1 |

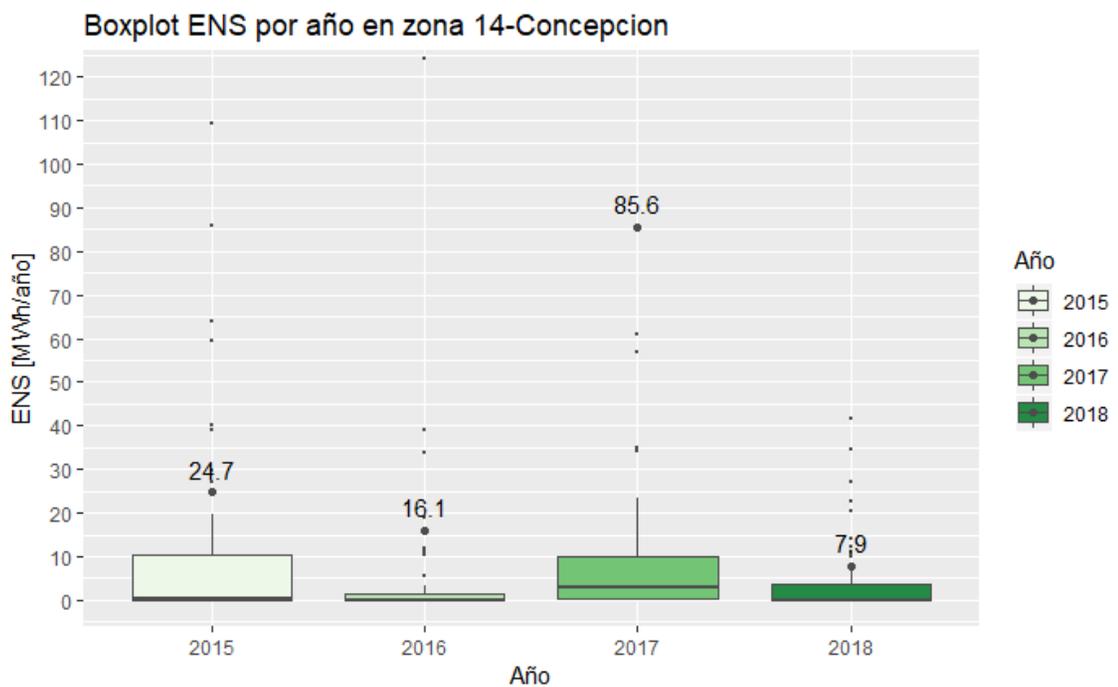


Figura 182 Gráfico BoxPlot de la ENS por año en Concepción

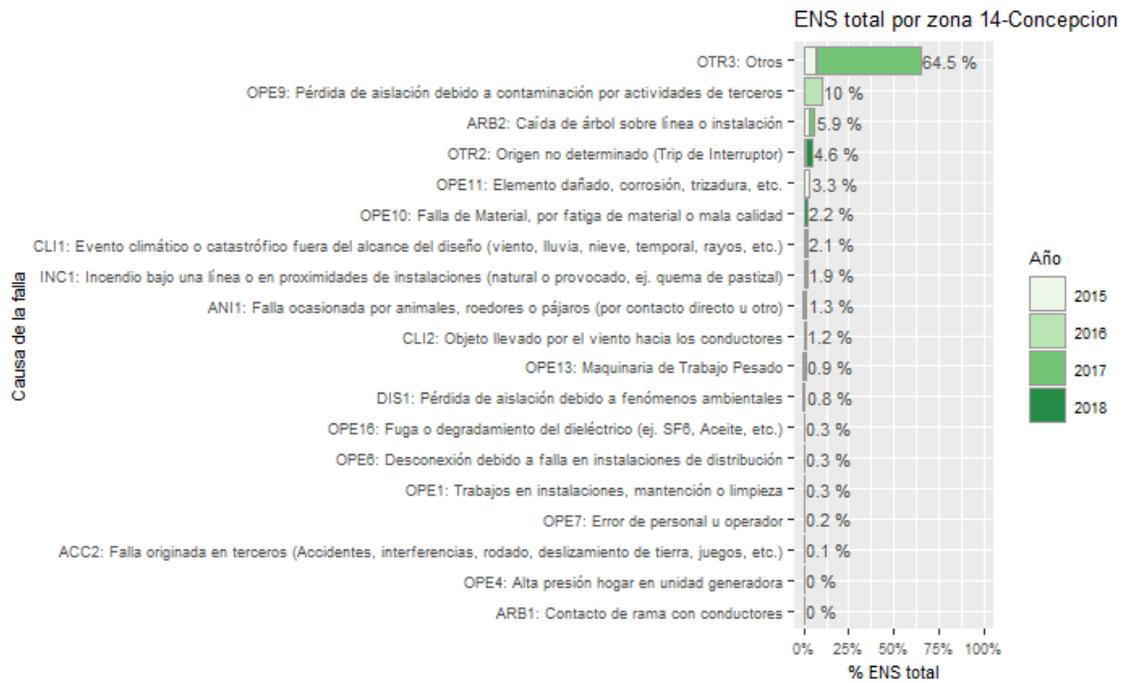


Figura 183 Porcentaje del total acumulado de la ENS según la causa de la falla presentados en la zona de Concepción

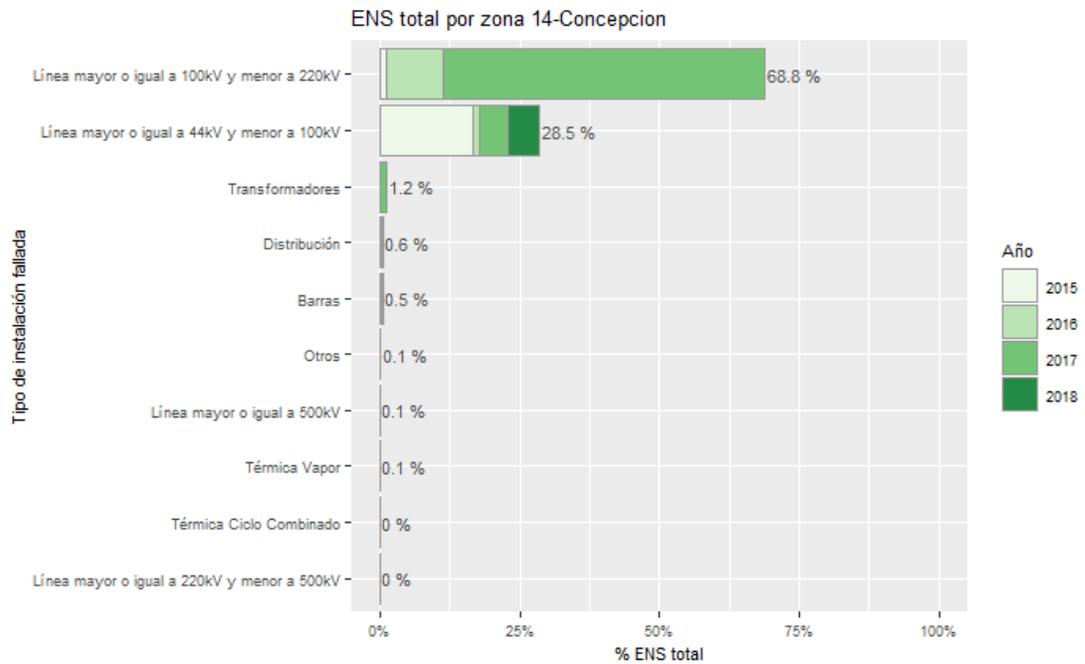


Figura 184 Porcentaje del total acumulado de la ENS según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Concepción

La ENS promedio presentó una tendencia a la baja entre 2015 y 2018 pasando de 24.7 MWh/año a 7.9 MWh/año. Sin embargo, en 2017 se produjo un aumento significativo alcanzando 85.6 MWh/año con una reducción importante en 2018.

Dentro de las principales causas de fallas que han producido los valores de ENS en los últimos 4 años se encuentran incendios bajo línea o proximidades de instalaciones con 44% y explosión de equipos con 31%. Le siguen con un menor porcentaje los choques de vehículos a poste y robo de conductores o equipos con 5% y 4% respectivamente.

Las principales instalaciones falladas que explican el comportamiento de la ENS corresponden líneas de transmisión de 220 kV con un 45%, barras con 22%, líneas de 44 kV y 66 kV con 14% y de los equipos de transformación con un 10%.

En la siguiente figura se presenta, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018, la interpolación de la ENS en los puntos de control sobre el mapa de la zona de Concepción.

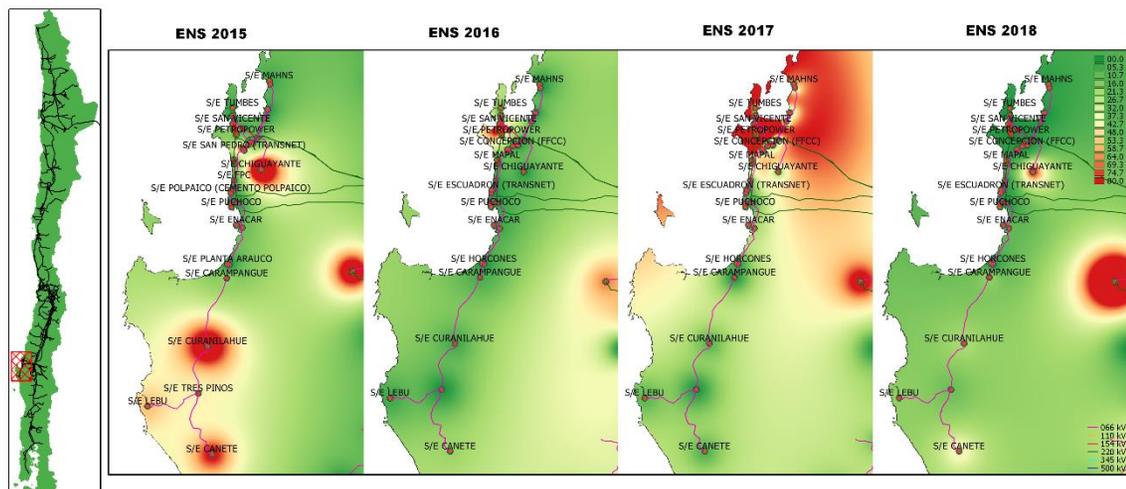


Figura 185 Energía no suministrada entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Charrúa.

A continuación se presentan los 5 puntos de control con mayor ENS promedio en los últimos 4 años:

Tabla 93 Puntos de Control con mayor ENS promedio entre 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Concepción

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|-------------------------|-----------|-------|-------|--------|-------|--------|
| BA S/E EKA CHILE 154KV | EKA CHILE | 38.9 | 124.0 | 4569.6 | 0.0 | 1183.1 |
| BA S/E CHIGUAYANTE 66KV | EFE | 521.4 | 2.4 | 34.9 | 227.4 | 196.5 |
| BA S/E OXY 154KV | OXY | 14.5 | 560.6 | 60.9 | 0.0 | 159.0 |

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|------------------------------|-----------------|-------|------|------|------|-------|
| BA S/E PAPELERA BIO BIO 66KV | PAPELES BIO BIO | 225.3 | 38.8 | 56.7 | 0.0 | 80.2 |
| BA S/E CURANILAHUE 23KV | FRONTEL | 155.8 | 2.5 | 13.0 | 20.4 | 47.9 |

3.2.15 Araucanía

Corresponden a los puntos de control ubicados entre las SSEE Victoria y Melipulli. A continuación se presentan los principales estadísticos.

a) FMIK

Tabla 94 Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Araucanía

| INDICE | AÑO | MÍNIMO | 1er CUARTIL | MEDIANA | 3er CUARTIL | MÁXIMO | MEDIA | DESV ESTÁNDAR |
|--------|------|--------|-------------|---------|-------------|--------|-------|---------------|
| FMIK | 2015 | 0 | 0.0 | 0.0 | 1.8 | 8.0 | 1.1 | 1.7 |
| | 2016 | 0 | 0.0 | 1.0 | 2.0 | 7.0 | 1.4 | 1.7 |
| | 2017 | 0 | 0.0 | 1.0 | 2.7 | 8.0 | 1.6 | 1.7 |
| | 2018 | 0 | 0.5 | 1.0 | 2.1 | 8.0 | 1.6 | 1.6 |

Boxplot FMIK por año en zona 15-Araucanía

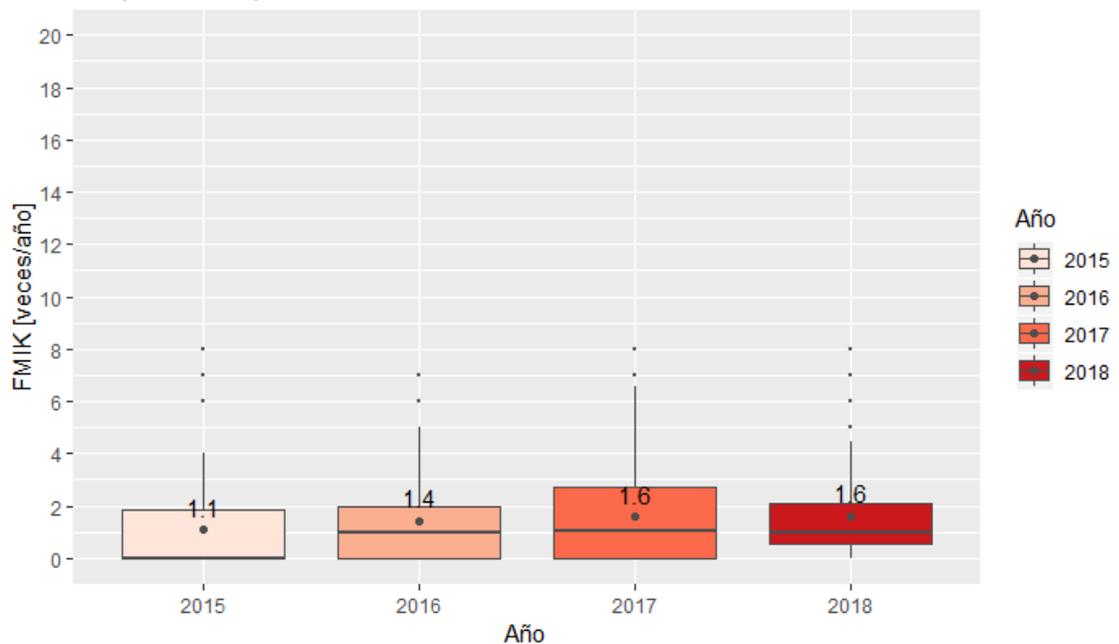


Figura 186 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad FMIK de Araucanía

FMIK total por zona 15-Araucanía

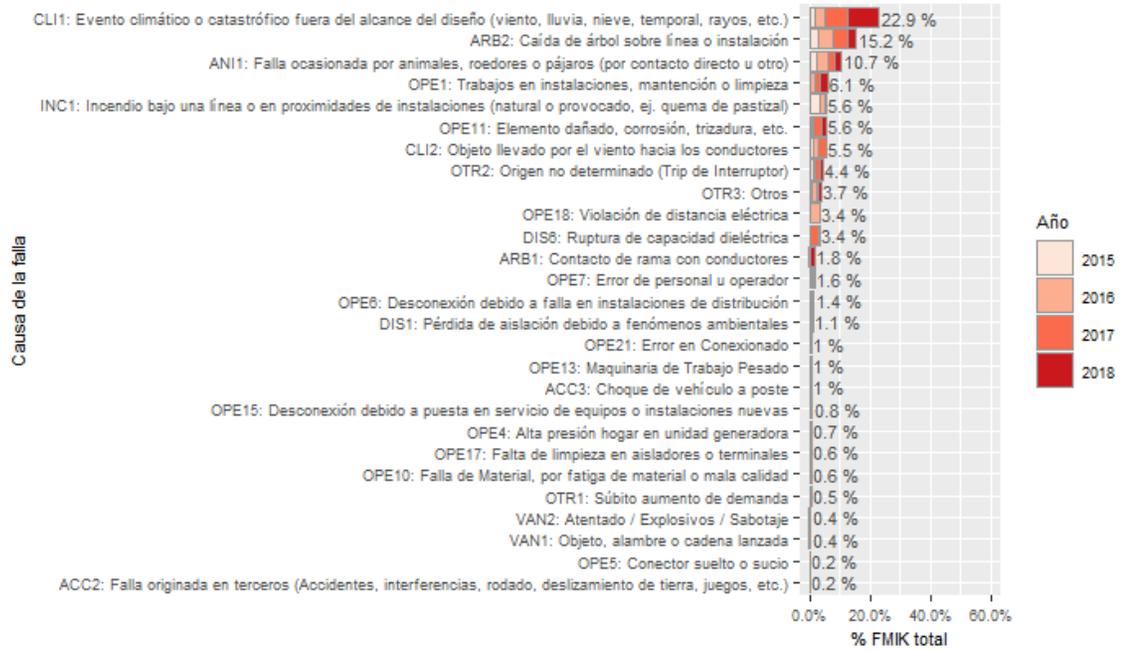


Figura 187 Porcentaje del total acumulado del FMIK según la causa de la falla presentados en la zona de Araucanía

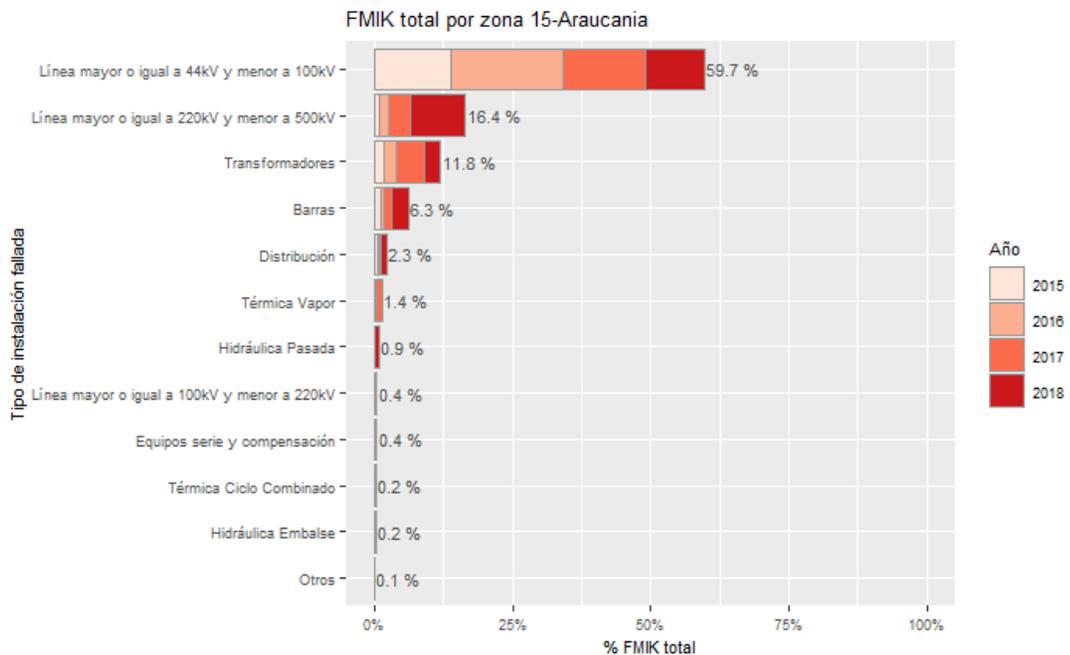


Figura 188 Porcentaje del total acumulado del FMIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Araucanía

Los índices FMIK promedio presentan una leve alza en los últimos 4 años, pasando de 1.1 veces/año en 2016 a 1.6 veces/año en 2018.

Las principales causas de fallas que han incidido en los valores del FMIK en los últimos 4 años corresponden a eventos climáticos o catastróficos fuera del alcance de diseño con un 23%, caída de árboles sobre líneas o instalaciones con 15% y fallas ocasionadas por roedores y pájaros con un 11%.

Las instalaciones falladas que explican el comportamiento del FMIK corresponden principalmente a líneas de transmisión de 66 kV con 60%, líneas de 220 KV con 16% y equipos de transformación con un 12%.

En la siguiente figura se presenta, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 la interpolación de los índices de continuidad FMIK en los puntos de control sobre el mapa de la zona de la Araucanía.

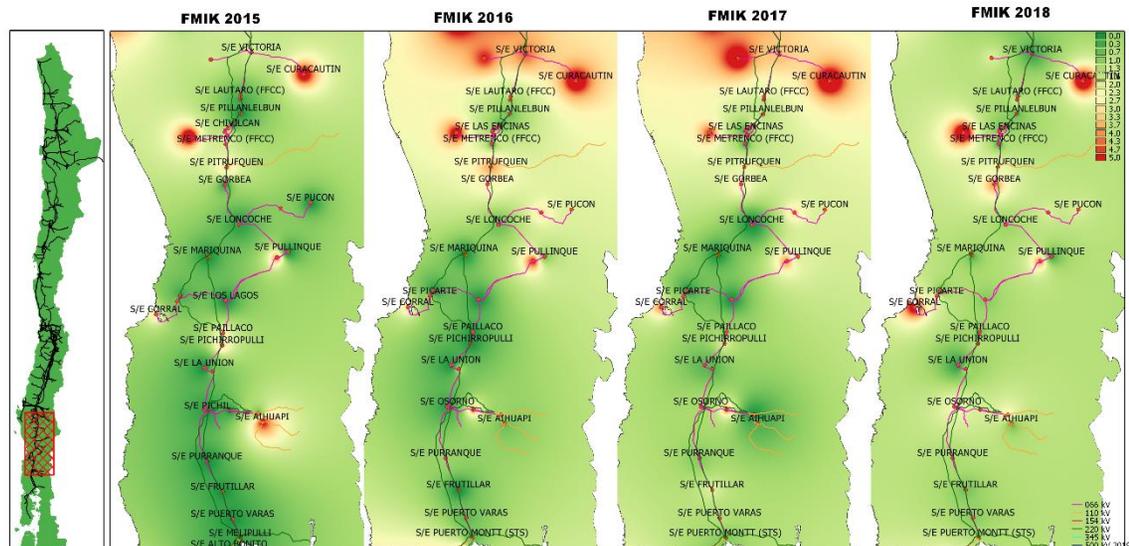


Figura 189 Índices de continuidad FMIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Araucanía

A continuación se presentan los 5 puntos de control con mayores índices FMIK promedio en los últimos 4 años:

Tabla 95 Puntos de control con mayores índices FMIK promedio entre 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Araucanía

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|--------------------------|---------|------|------|------|------|-------|
| BA S/E CURACAUTIN 13.2KV | FRONTEL | 6 | 7 | 8.0 | 7 | 7.0 |
| BA S/E IMPERIAL 23KV | FRONTEL | 7 | 6 | 4.9 | 8 | 6.5 |
| BA S/E LICANCO 23KV | FRONTEL | 4 | 6 | 4.0 | 5 | 4.8 |
| BA S/E PANGUIPULLI 23KV | SAESA | 4 | 5 | 4.0 | 4 | 4.2 |
| BA S/E CORRAL 13.8KV | SAESA | 3 | 3 | 4.0 | 6 | 4.0 |

b) TTIK

Tabla 96 Resumen estadístico de índices de continuidad TTIK para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Araucanía

| INDICE | AÑO | MÍNIMO | 1er CUARTIL | MEDIANA | 3er CUARTIL | MÁXIMO | MEDIA | DESV ESTÁNDAR |
|--------|------|--------|-------------|---------|-------------|--------|-------|---------------|
| TTIK | 2015 | 0 | 0.0 | 0.0 | 2.0 | 20.1 | 1.4 | 2.8 |
| | 2016 | 0 | 0.0 | 0.6 | 3.2 | 154.2 | 3.8 | 16.5 |
| | 2017 | 0 | 0.0 | 0.5 | 1.7 | 47.7 | 3.7 | 8.9 |
| | 2018 | 0 | 0.3 | 0.8 | 1.8 | 72.9 | 3.1 | 9.5 |

Boxplot TTIK por año en zona 15-Araucanía

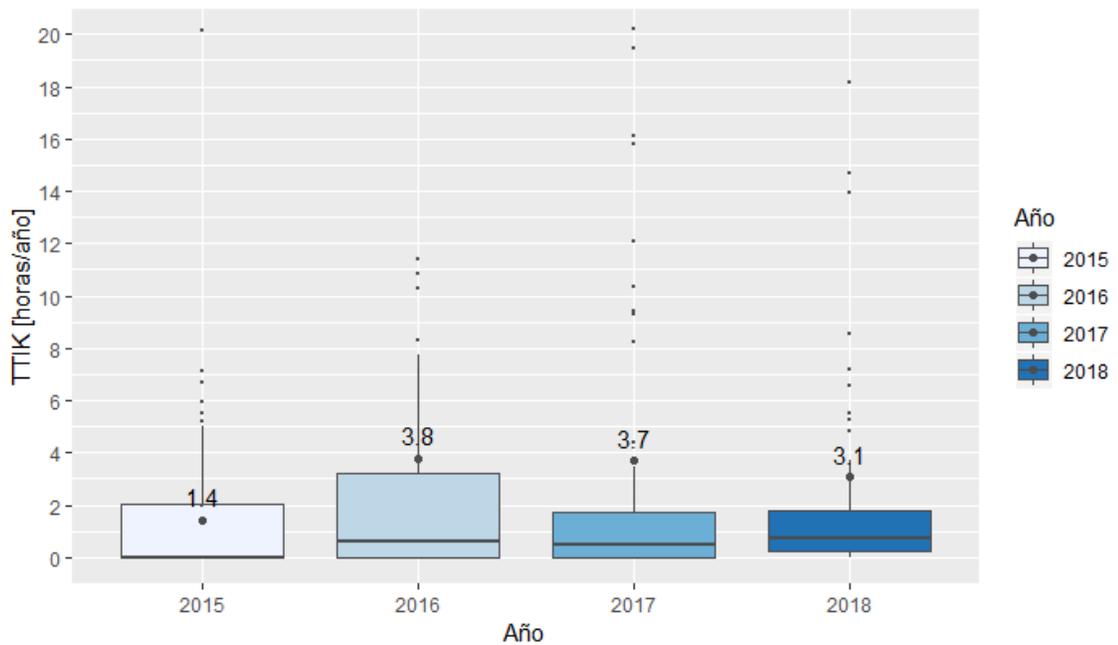


Figura 190 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad TTIK de Araucanía

TTIK total por zona 15-Araucanía

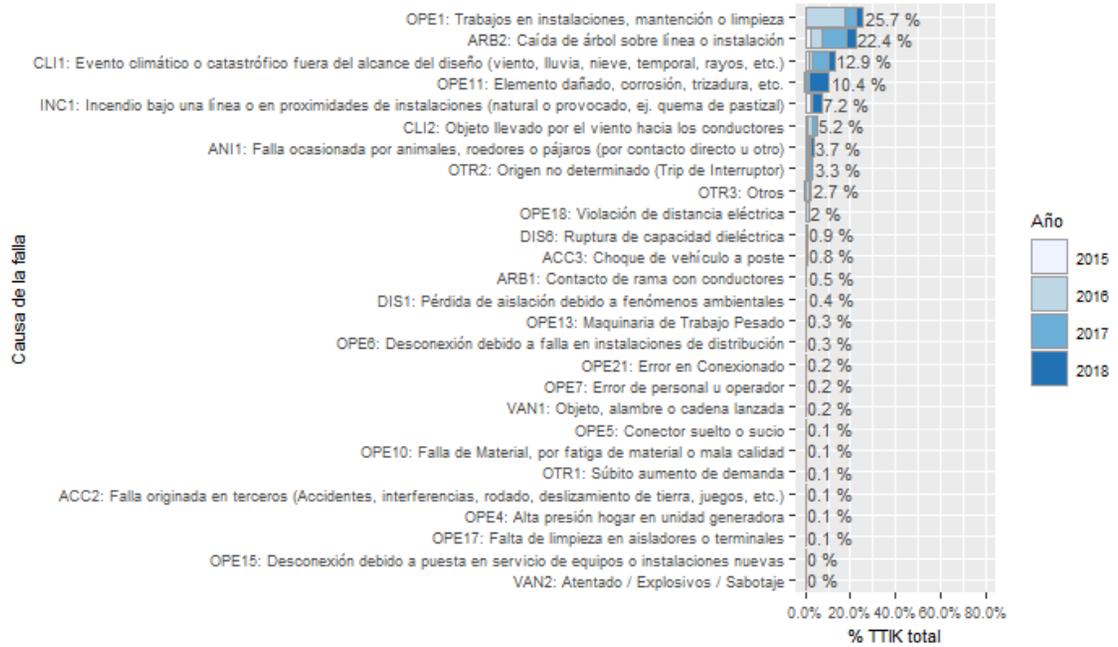


Figura 191 Porcentaje del total acumulado del TTIK según la causa de la falla presentados en la zona de Araucanía

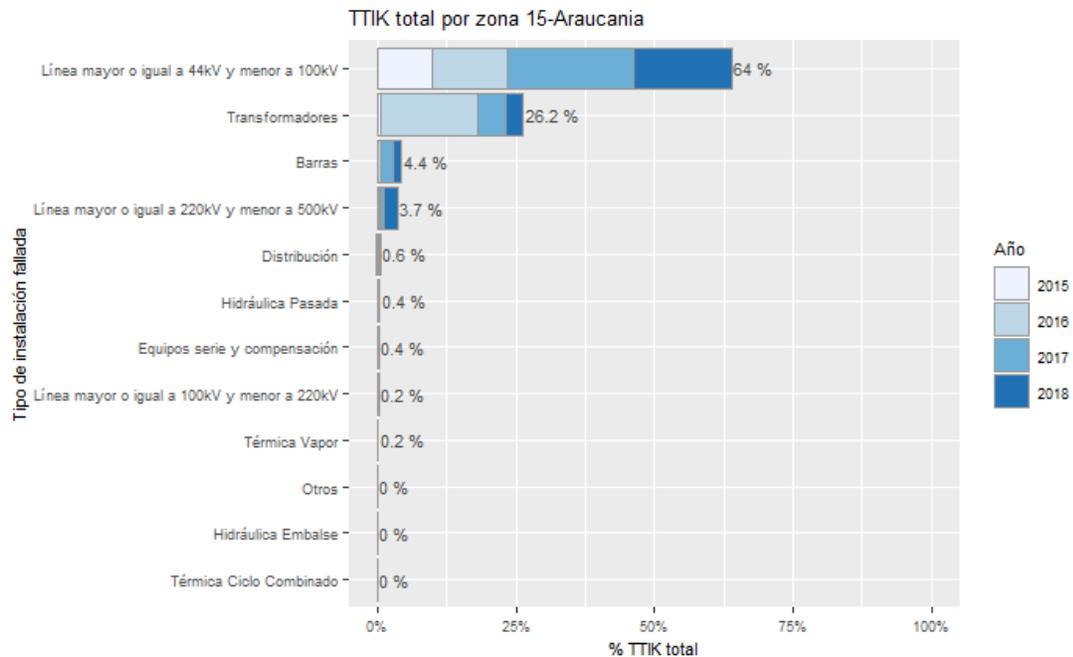


Figura 192 Porcentaje del total acumulado del TTIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Araucanía

Los índices TTIK promedio presentaron una disminución entre 2016 y 2018 desde 3.8 horas/año a 3.1 horas/año.

Las principales causas de fallas que han producido los valores del TTIK en los últimos 4 años corresponden a trabajos en instalaciones, mantención o limpieza con 26%, caída de árboles sobre líneas o instalaciones con 22% y eventos climáticos o catastróficos fuera del alcance de diseño con un 13%.

Las instalaciones falladas que explican el comportamiento del TTIK corresponden principalmente a líneas de transmisión de 66 kV con un 64%, equipos de transformación con un 26%. Con porcentajes menores se encuentran las fallas en barras y líneas de 220 kV con 4%.

En la siguiente figura se presenta, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 la interpolación de los índices de continuidad TTIK en los puntos de control sobre el mapa de la zona de la Araucanía.

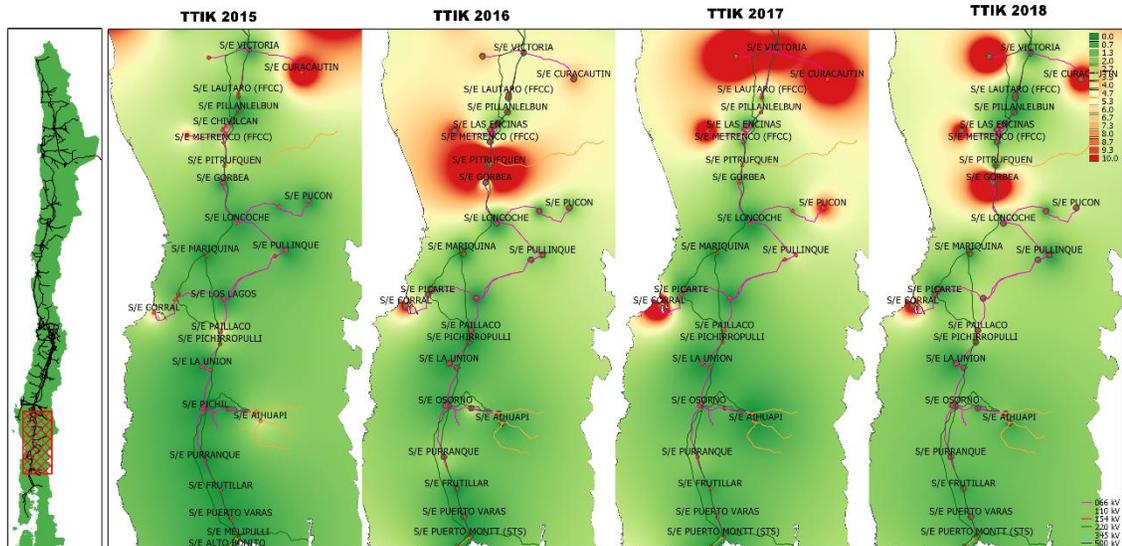


Figura 193 Índices de continuidad TTIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Araucanía

A continuación se presentan los 5 puntos de control con mayores índices TTIK promedio en los últimos 4 años:

Tabla 97 Puntos de control con mayores índices TTIK promedio entre 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Araucanía

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|--------------------------|------------------|------|-------|------|------|-------|
| BA S/E PITRUFQUEN 15KV | CGE DISTRIBUCIÓN | 5.5 | 154.2 | 3.4 | 1.0 | 41.1 |
| BA S/E TRAIGUEN 13.2KV | CODINER | 2.2 | 7.3 | 47.7 | 47.0 | 26.1 |
| BA S/E CURACAUTIN 13.2KV | FRONTEL | 20.1 | 7.7 | 37.8 | 18.2 | 21.0 |
| BA S/E GORBEA 13,2KV | CODINER | 0.2 | 2.7 | 1.0 | 72.9 | 19.2 |
| BA S/E TRAIGUEN 13.2KV | FRONTEL | 5.0 | 6.1 | 41.1 | 7.2 | 14.8 |

c) ENS

Tabla 98 Resumen estadístico de la ENS para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Araucanía

| INDICE | AÑO | MÍNIMO | 1er CUARTIL | MEDIANA | 3er CUARTIL | MÁXIMO | MEDIA | DESV ESTÁNDAR |
|--------|------|--------|-------------|---------|-------------|--------|-------|---------------|
| ENS | 2015 | 0 | 0.0 | 0.0 | 8.2 | 56.1 | 5.8 | 11.2 |
| | 2016 | 0 | 0.0 | 1.9 | 9.8 | 941.5 | 19.1 | 101.3 |
| | 2017 | 0 | 0.0 | 0.7 | 8.8 | 98.8 | 9.1 | 19.4 |
| | 2018 | 0 | 0.8 | 4.4 | 10.2 | 324.4 | 13.9 | 38.1 |

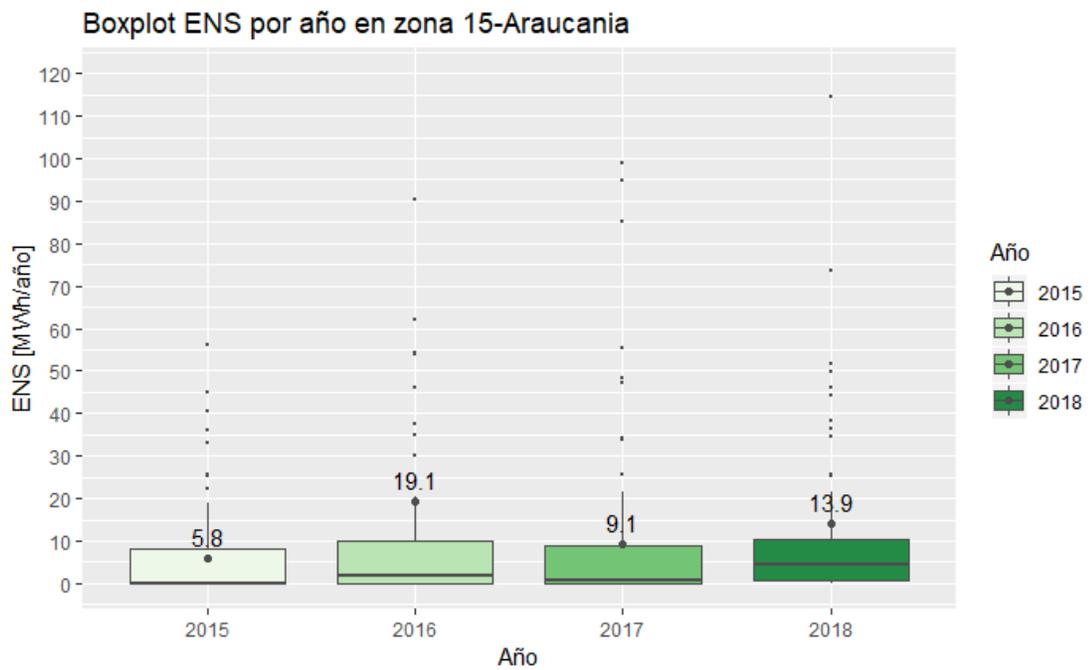


Figura 194 Gráfico BoxPlot de la ENS por año en Araucanía

ENS total por zona 15-Araucanía

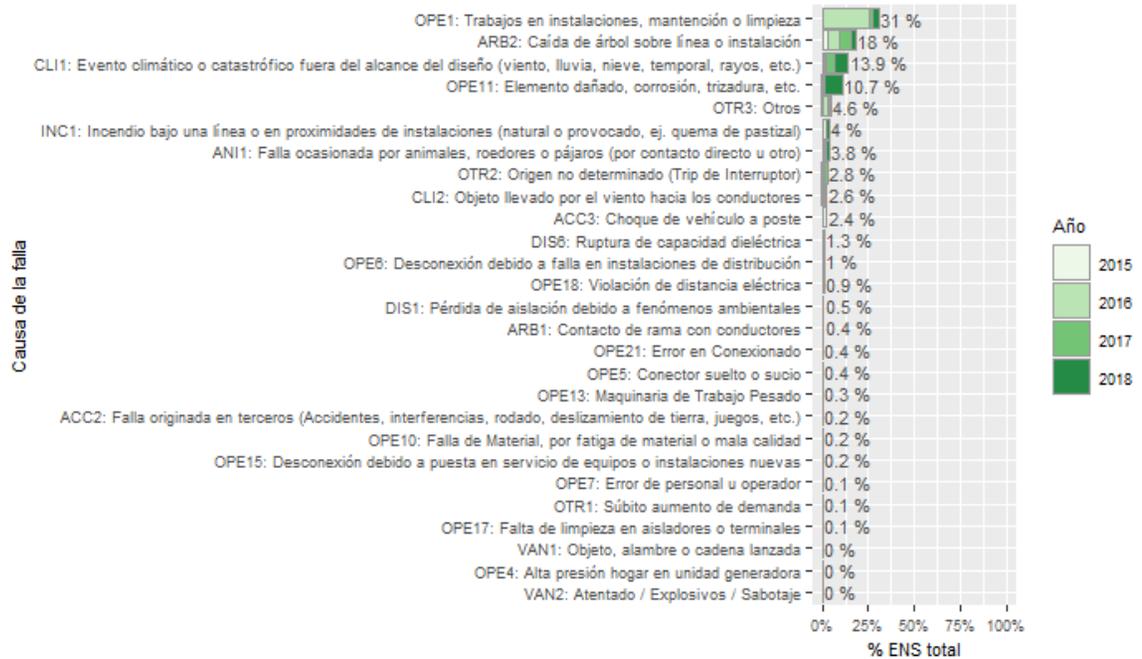


Figura 195 Porcentaje del total acumulado de la ENS según la causa de la falla presentados en la zona de Araucanía

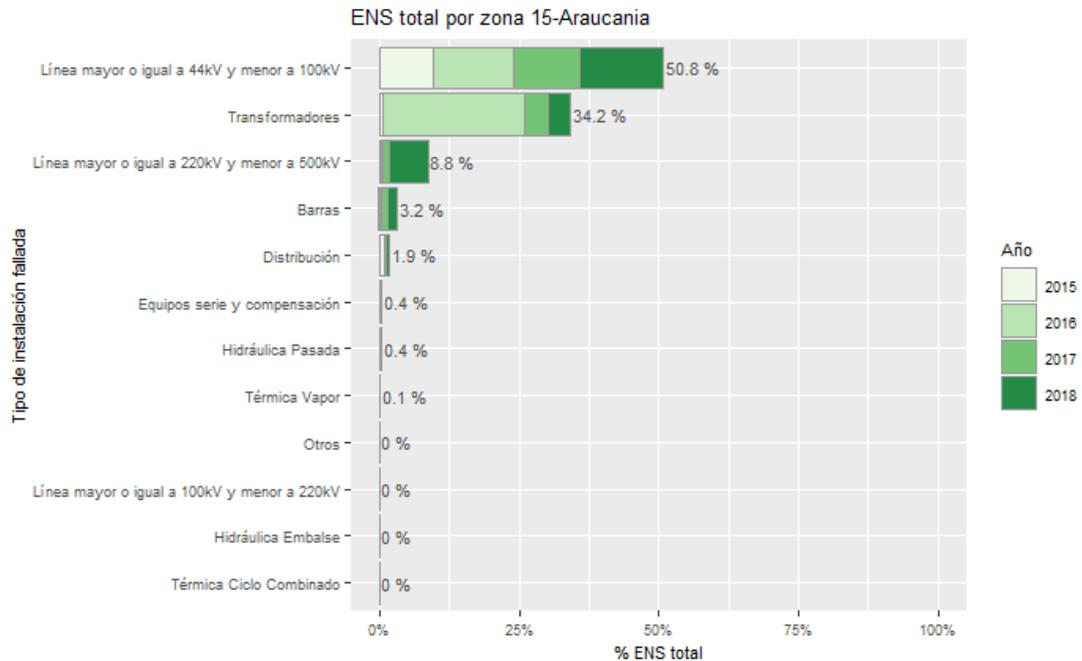


Figura 196 Porcentaje del total acumulado de la ENS según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Araucanía

La ENS promedio se mantuvo oscilando entre 5.8 MWh/año y 19.1 MWh/año llegando a un valor de 13.9 MWh/año en 2018.

Dentro de las principales causas de fallas que han producido los valores de ENS en los últimos 4 años se encuentran trabajos en instalaciones, mantención o limpieza con 31%, caída de árboles sobre líneas o instalaciones con 18% y eventos climáticos o catastróficos fuera del alcance de diseño con un 14%.

Las principales instalaciones falladas que explican el comportamiento de la ENS corresponden las líneas de transmisión de 44 kV y 66 kV con un 51%, transformadores con 34% y líneas de 220 kV con un 8%.

En la siguiente figura se presenta, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018, la interpolación de la ENS en los puntos de control sobre el mapa de la zona de la Araucanía.

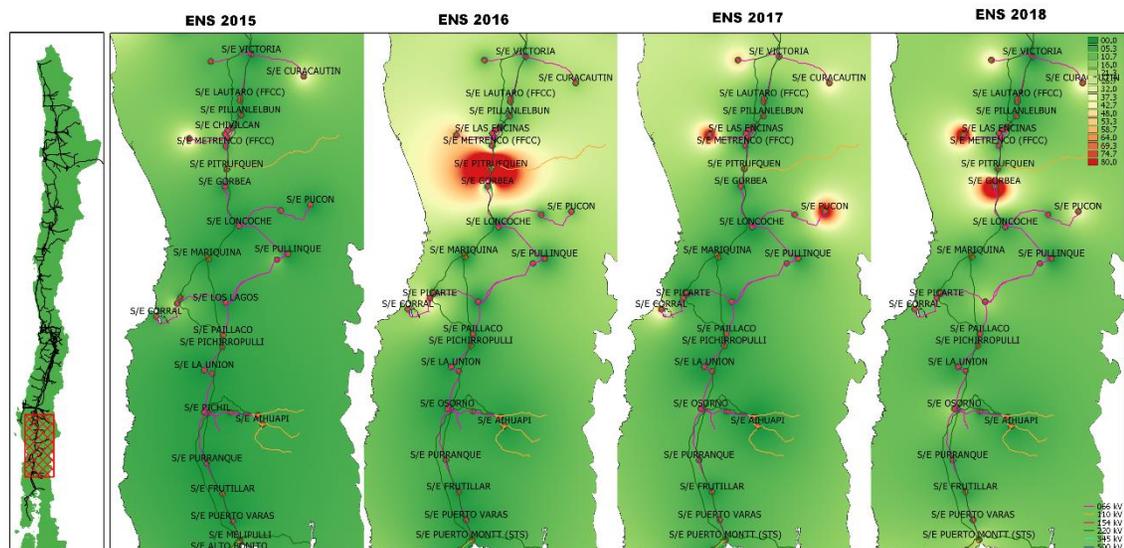


Figura 197 Energía no suministrada entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Araucanía.

A continuación se presentan los 5 puntos de control con mayor ENS promedio en los últimos 4 años:

Tabla 99 Puntos de Control con mayor ENS promedio entre 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Araucanía

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|--------------------------|------------------|------|-------|------|-------|-------|
| BA S/E PITRUFQUEN 15KV | CGE DISTRIBUCIÓN | 15.2 | 941.5 | 48.2 | 12.5 | 254.4 |
| BA S/E IMPERIAL 23KV | FRONTEL | 56.1 | 61.9 | 98.8 | 114.3 | 82.8 |
| BA S/E GORBEA 13,2KV | CODINER | 0.2 | 3.7 | 0.3 | 324.4 | 82.1 |
| BA S/E CURACAUTIN 13.2KV | FRONTEL | 40.6 | 18.1 | 47.2 | 49.7 | 38.9 |
| BA S/E PICARTE 23KV B2 | SAESA | 36.0 | 90.2 | 8.0 | 14.5 | 37.2 |

3.2.16 Chiloé

Corresponden a los puntos de control ubicados al sur de la S/E Puerto Montt, desde S/E Melipulli hasta S/E Quellón. A continuación se presenta un resumen con los principales estadísticos.

a) FMIK

Tabla 100 Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Chiloé

| INDICE | AÑO | MÍNIMO | 1er CUARTIL | MEDIANA | 3er CUARTIL | MÁXIMO | MEDIA | DESV ESTÁNDAR |
|--------|------|--------|-------------|---------|-------------|--------|-------|---------------|
| FMIK | 2015 | 0.0 | 0.0 | 2.0 | 7.2 | 9.0 | 3.6 | 3.9 |
| | 2016 | 2.5 | 4.8 | 5.4 | 6.0 | 8.5 | 5.3 | 1.7 |
| | 2017 | 0.0 | 1.0 | 4.0 | 6.0 | 9.0 | 3.9 | 2.9 |
| | 2018 | 0.0 | 1.0 | 1.5 | 3.0 | 6.0 | 2.1 | 1.6 |

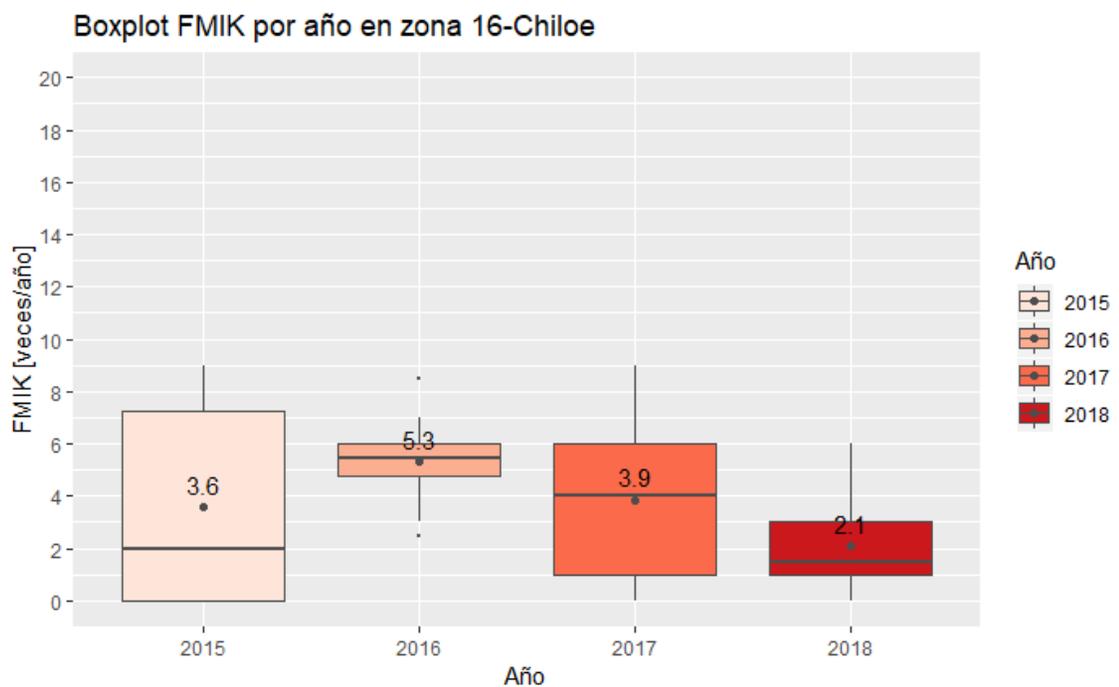


Figura 198 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad FMIK de Chiloé

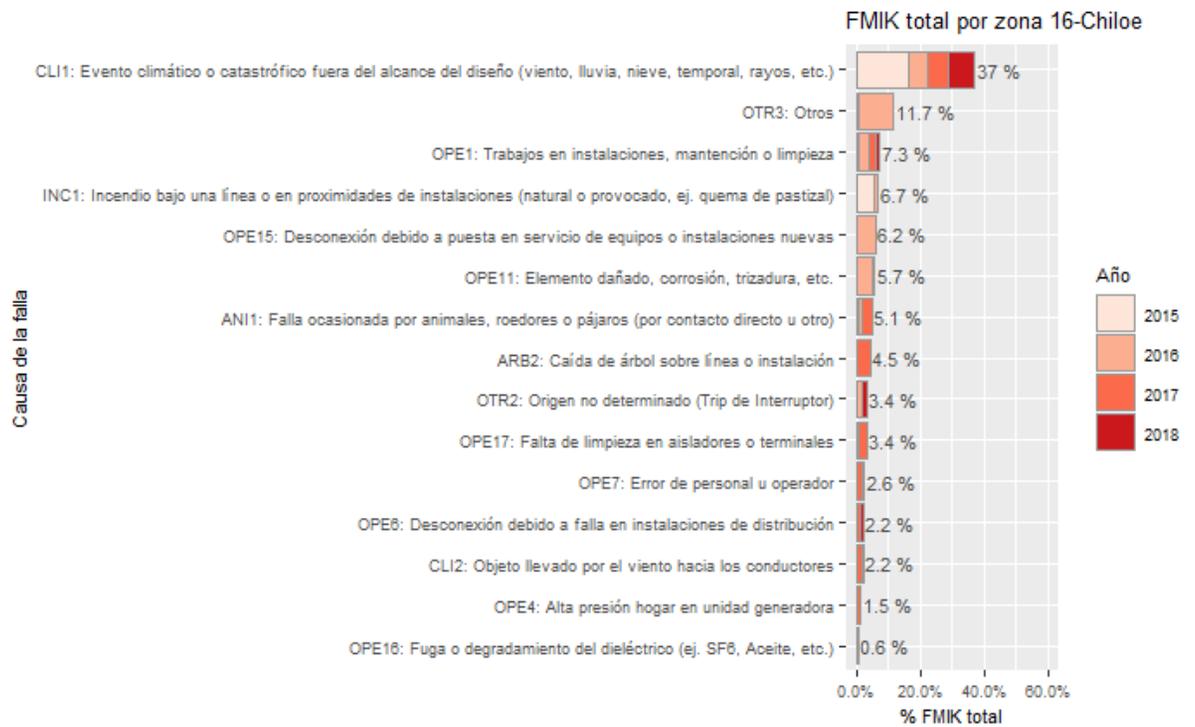


Figura 199 Porcentaje del total acumulado del FMIK según la causa de la falla presentados en la zona de Chiloé

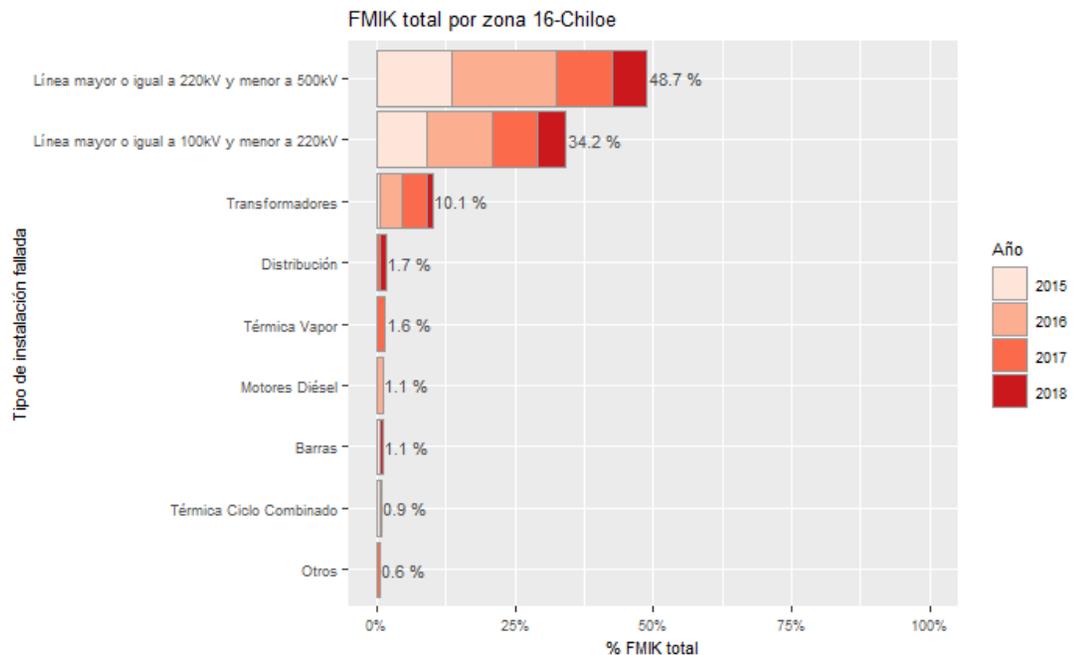


Figura 200 Porcentaje del total acumulado del FMIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Chiloé

Los índices FMIK promedio presentan una tendencia a la baja en los últimos 3 años, pasando de 5.3 veces/año en 2016 a 2.1 veces/año en 2018.

Las principales causas de fallas que han incidido en los valores del FMIK en los últimos 4 años corresponden a eventos climáticos o catastróficos fuera del alcance de diseño con un 37%, seguido de otras causas con un 12% y trabajos en instalaciones, mantenimiento y limpieza con un 7%.

Las instalaciones falladas que explican el comportamiento del FMIK corresponden principalmente a líneas de transmisión de 220 kV con 49% seguido de líneas de 110 KV con 34% y equipos de transformación con un 10%.

En la siguiente figura se presenta, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 la interpolación de los índices de continuidad FMIK en los puntos de control sobre el mapa de la zona de Chiloé.

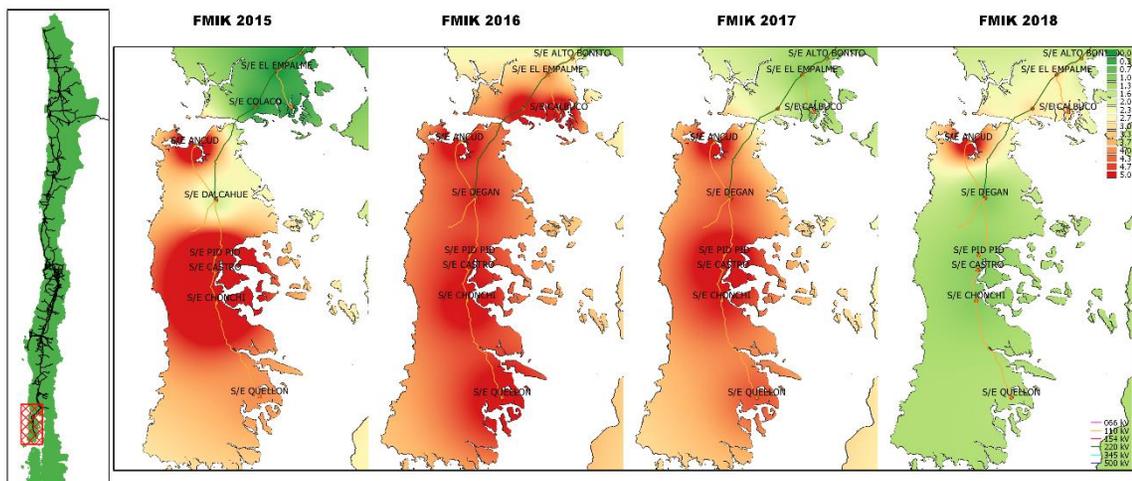


Figura 201 Índices de continuidad FMIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Chiloé

A continuación se presentan los 5 puntos de control con mayores índices FMIK promedio en los últimos 4 años:

Tabla 101 Puntos de control con mayores índices FMIK promedio entre 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Chiloé

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|-------------------------|---------|------|------|------|------|-------|
| BA S/E QUELLON 23KV BP1 | SAESA | 8 | 8.5 | 9.0 | 3 | 7.1 |
| BA S/E ANCUD 23KV | SAESA | 7 | 6.0 | 6.0 | 6 | 6.2 |
| BA S/E PID PID 23KV | SAESA | 9 | 5.0 | 6.3 | 1 | 5.3 |
| BA S/E CHONCHI 23KV | SAESA | 8 | 6.0 | 5.0 | 1 | 5.0 |
| BA S/E CASTRO 23KV | SAESA | 7 | 5.0 | 6.0 | 1 | 4.8 |

b) TTIK

Tabla 102 Resumen estadístico de índices de continuidad TTIK para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Chiloé

| INDICE | AÑO | MÍNIMO | 1er CUARTIL | MEDIANA | 3er CUARTIL | MÁXIMO | MEDIA | DESV ESTÁNDAR |
|--------|------|--------|-------------|---------|-------------|--------|-------|---------------|
| TTIK | 2015 | 0.0 | 0.0 | 2.2 | 6.0 | 11.0 | 3.7 | 4.3 |
| | 2016 | 0.3 | 4.9 | 6.4 | 8.3 | 28.0 | 7.6 | 7.1 |
| | 2017 | 0.0 | 0.2 | 3.1 | 6.3 | 75.3 | 9.9 | 21.2 |
| | 2018 | 0.0 | 0.8 | 0.9 | 2.1 | 13.7 | 2.2 | 3.7 |

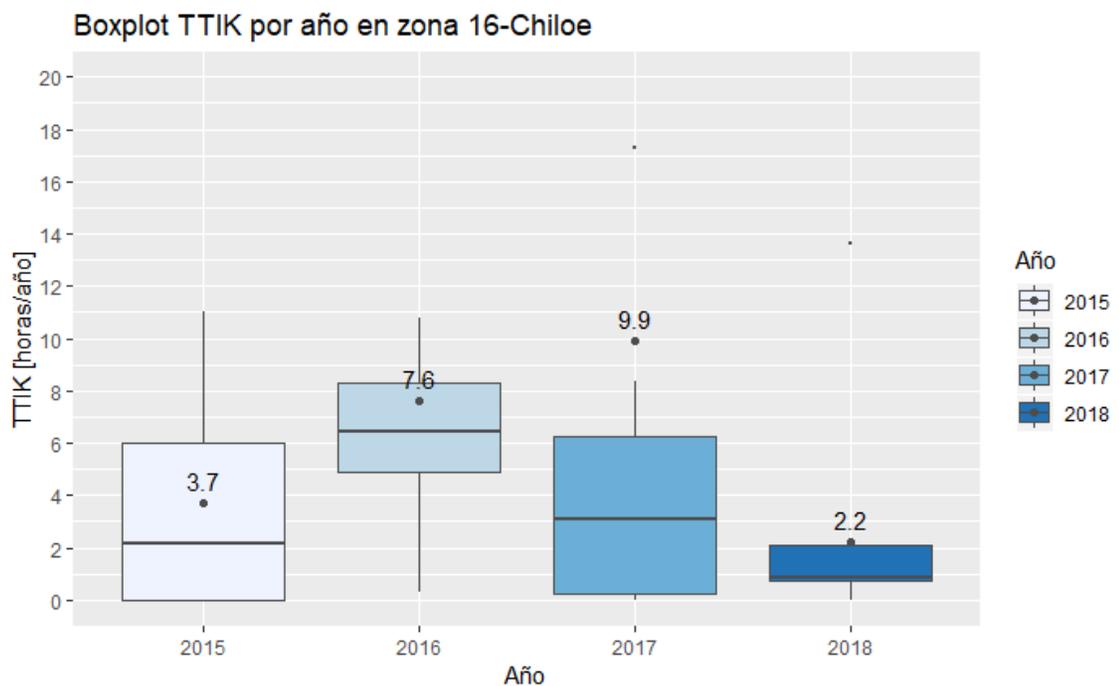


Figura 202 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad TTIK de Chiloé

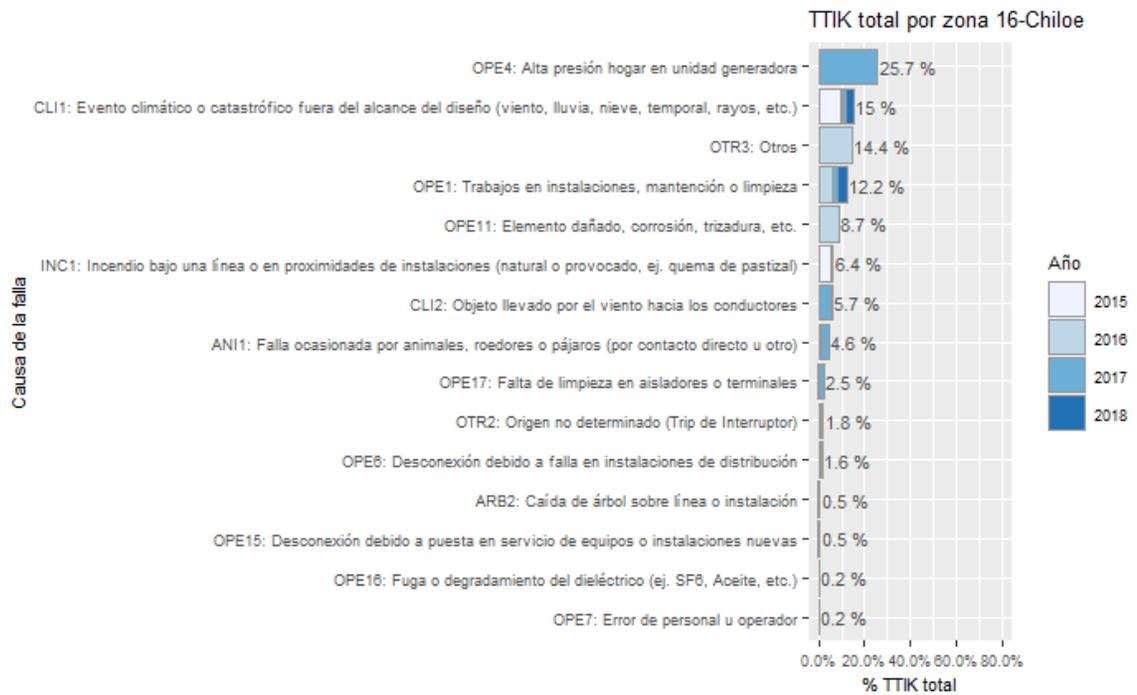


Figura 203 Porcentaje del total acumulado del TTIK según la causa de la falla presentados en la zona de Chiloé

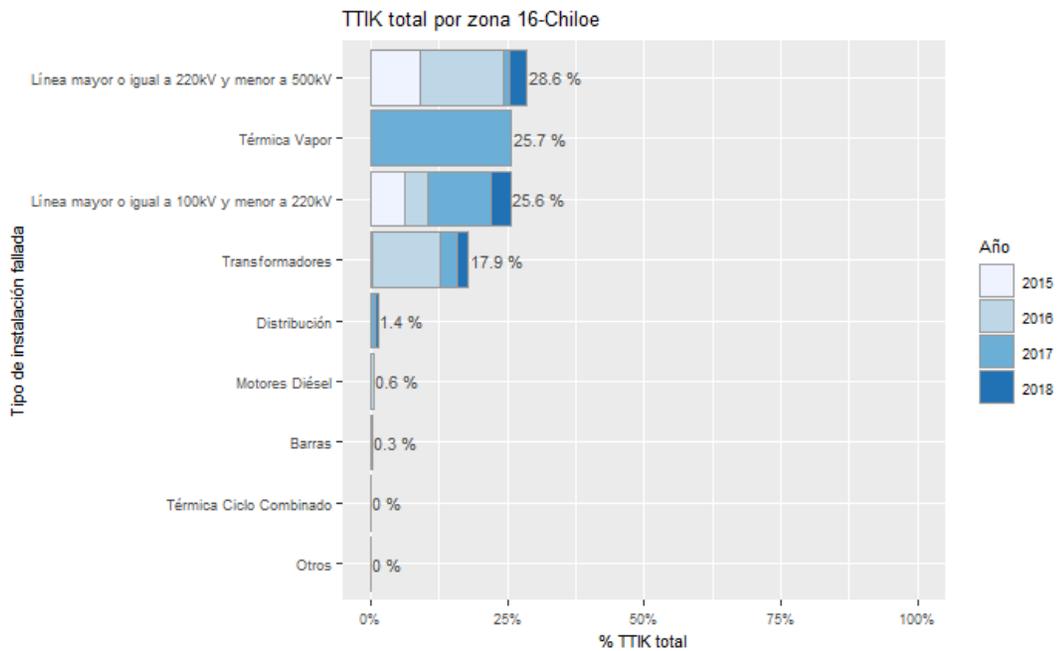


Figura 204 Porcentaje del total acumulado del TTIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Chiloé

Los índices TTIK promedio presentaron una tendencia al alza entre 2015 y 2017 aumentando desde 3.7 horas/año a 9.9 horas/año; sin embargo, en 2018 presentan una disminución significativa a 2.2 horas/año.

Las principales causas de fallas que han producido los valores del TTIK en los últimos 4 años corresponden a alta presión hogar en unidad generadora con un 26%, eventos climáticos o catastróficos fuera del alcance de diseño con un 15% y otras causas con un 14%.

Las instalaciones falladas que explican el comportamiento del TTIK corresponden principalmente a líneas de transmisión de 220 kV con un 29%, centrales térmicas a vapor y líneas de 110 KV con 26% y equipos de transformación con un 18%.

En la siguiente figura se presenta, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 la interpolación de los índices de continuidad TTIK en los puntos de control sobre el mapa de la zona de Chiloé.

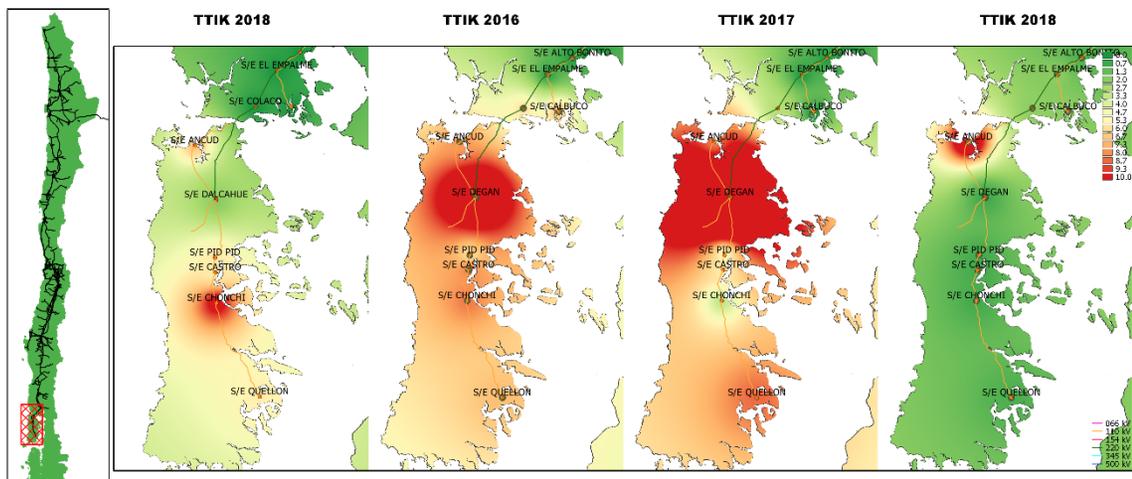


Figura 205 Índices de continuidad TTIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Chiloé

A continuación se presentan los 5 puntos de control con mayores índices TTIK promedio en los últimos 4 años:

Tabla 103 Puntos de control con mayores índices TTIK promedio entre 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Chiloé

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|--------------------------|---------|------|------|------|------|-------|
| BA S/E DALCAHUE 23KV BP1 | SAESA | 0.0 | 28.0 | 75.3 | 0.8 | 26.0 |
| BA S/E QUELLON 23KV BP1 | SAESA | 11.0 | 10.8 | 17.3 | 1.9 | 10.2 |
| BA S/E ANCUD 23KV | SAESA | 6.8 | 7.9 | 8.3 | 13.7 | 9.2 |
| BA S/E CHONCHI 23KV | SAESA | 10.9 | 8.4 | 3.3 | 0.8 | 5.8 |
| BA S/E CASTRO 23KV | SAESA | 5.6 | 8.2 | 5.6 | 0.8 | 5.0 |

c) ENS

Tabla 104 Resumen estadístico de la ENS para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Chiloé

| INDICE | AÑO | MÍNIMO | 1er CUARTIL | MEDIANA | 3er CUARTIL | MÁXIMO | MEDIA | DESV ESTÁNDAR |
|--------|------|--------|-------------|---------|-------------|--------|-------|---------------|
| ENS | 2015 | 0.0 | 0.0 | 6.6 | 43.8 | 101.4 | 26.7 | 34.8 |
| ENS | 2016 | 2.5 | 10.7 | 18.8 | 47.3 | 145.1 | 35.7 | 40.1 |
| ENS | 2017 | 0.0 | 1.5 | 26.3 | 38.0 | 170.3 | 38.4 | 53.8 |
| ENS | 2018 | 0.0 | 4.6 | 10.7 | 19.5 | 104.3 | 18.6 | 28.1 |

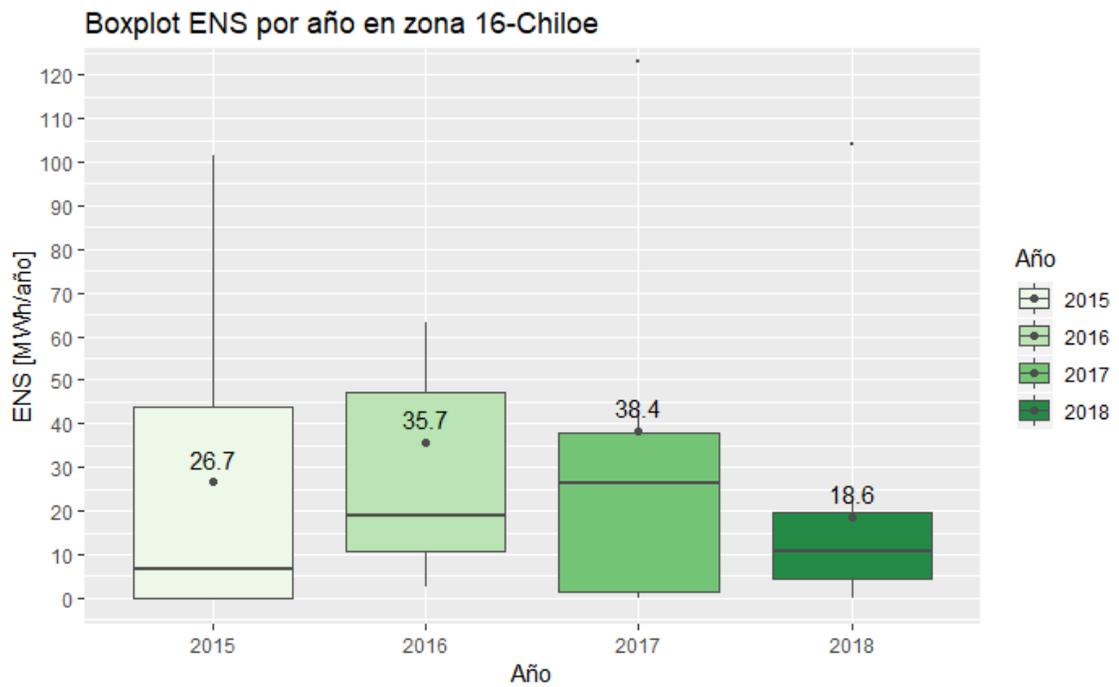


Figura 206 Gráfico BoxPlot de la ENS por año en Chiloé

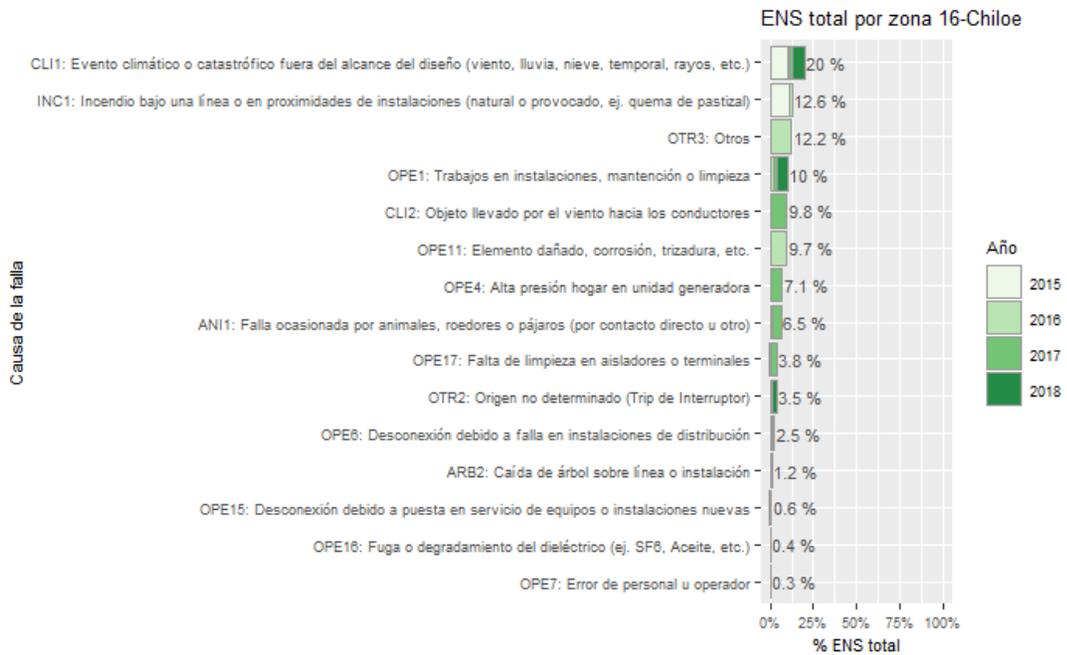


Figura 207 Porcentaje del total acumulado de la ENS según la causa de la falla presentados en la zona de Chiloé

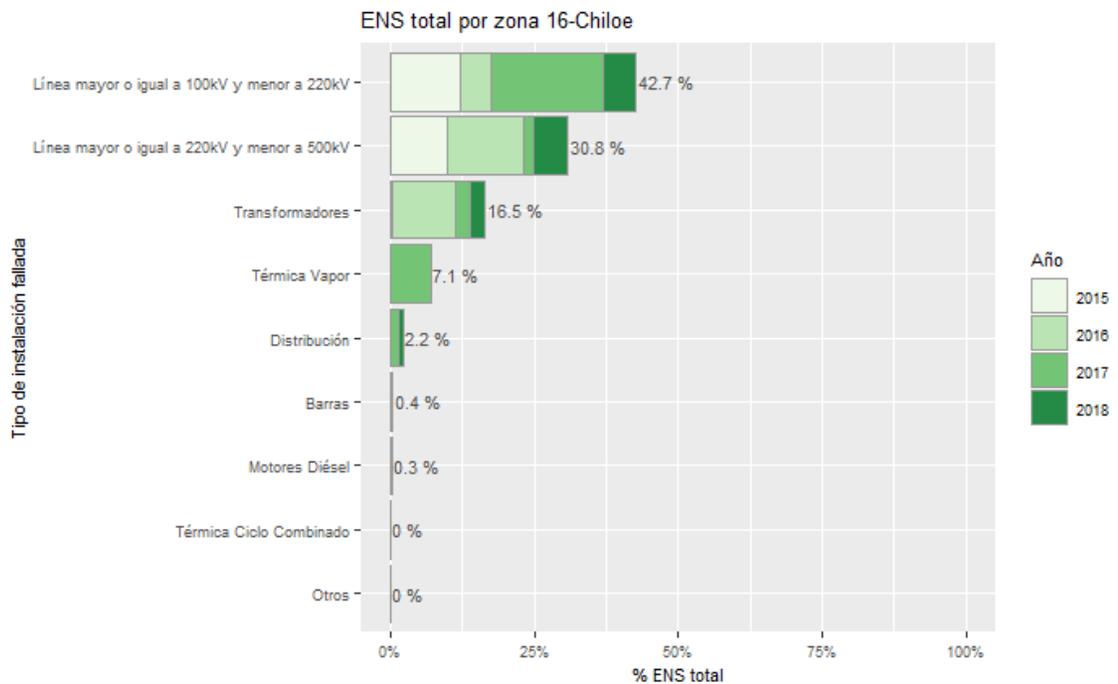


Figura 208 Porcentaje del total acumulado de la ENS según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Chiloé

La ENS promedio presentó un leve aumento entre 2015 y 2017 pasando de 26.7 MWh/año a 38.4 MWh/año disminuyendo luego en 2018 a 18 MWh/año.

Dentro de las principales causas de fallas que han producido los valores de ENS en los últimos 4 años se encuentran los eventos climáticos o catastróficos fuera del alcance de diseño con un 20%, incendio bajo una línea o en proximidades de instalaciones con 13% y otras causas con un 12%.

Las principales instalaciones falladas que explican el comportamiento de la ENS corresponden las líneas de transmisión de 110 kV con un 43%, las líneas de 220 KV con 31% y de los equipos de transformación con un 17%.

En la siguiente figura se presenta, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018, la interpolación de la ENS en los puntos de control sobre el mapa de la zona de Chiloé.

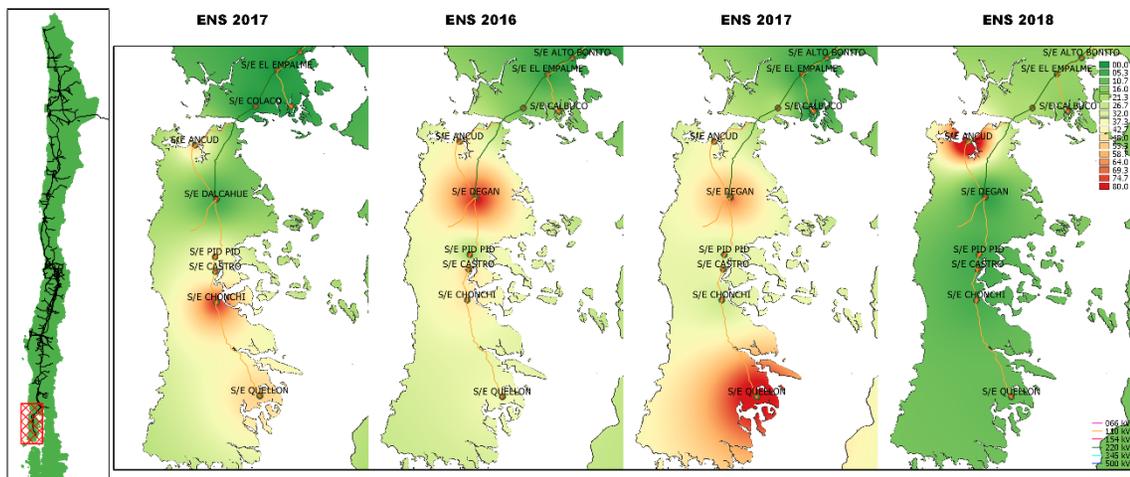


Figura 209 Energía no suministrada entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Chiloé.

A continuación se presentan los 5 puntos de control con mayor ENS promedio en los últimos 4 años.

Tabla 105 Puntos de Control con mayor ENS promedio entre 2015, 2016, 2017 y 2018 en la zona de Chiloé

| BARRA | EMPRESA | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | MEDIA |
|--------------------------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|
| BA S/E QUELLON 23KV BP1 | SAESA | 101.4 | 63.2 | 170.3 | 22.0 | 89.2 |
| BA S/E DALCAHUE 23KV BP1 | SAESA | 0.0 | 145.1 | 122.9 | 4.0 | 68.0 |
| BA S/E ANCUD 23KV | SAESA | 48.4 | 45.2 | 41.9 | 104.3 | 59.9 |
| BA S/E CHONCHI 23KV | SAESA | 76.2 | 45.7 | 29.2 | 6.4 | 39.4 |
| BA S/E CASTRO 23KV | SAESA | 38.9 | 52.1 | 36.7 | 5.9 | 33.4 |

3.3 Análisis de conglomerados

Según la metodología descrita en 2.4, a continuación se presenta el dendograma obtenido para los puntos de control del SEN que han registrado eventos en los últimos 4 años.

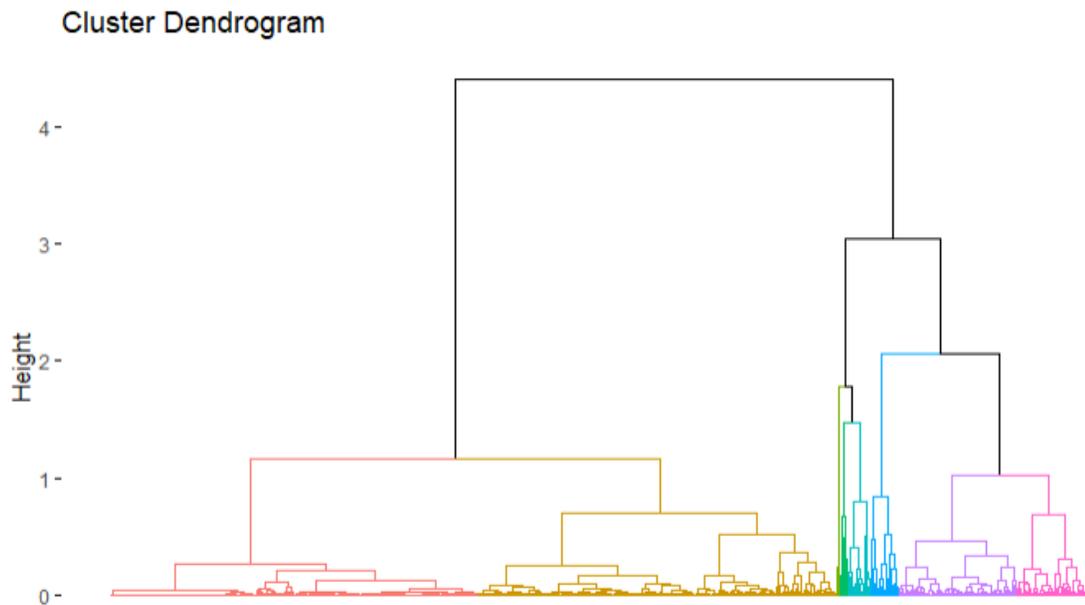


Figura 210 Dendograma de puntos de control del SEN

Debido a la gran cantidad de puntos de control el dendograma no permite distinguir claramente la cantidad de conglomerados existentes. Por lo anterior, para determinar el número de clusters apropiado se utiliza el método del codo donde se verifica el cambio en la suma de error cuadrático interno, o cohesión. De acuerdo a lo anterior, en el siguiente gráfico se visualiza que 8 conglomerados son razonablemente suficientes para la partición final ya que a partir de ese valor el error cuadrático interno no tiene cambios significativos.

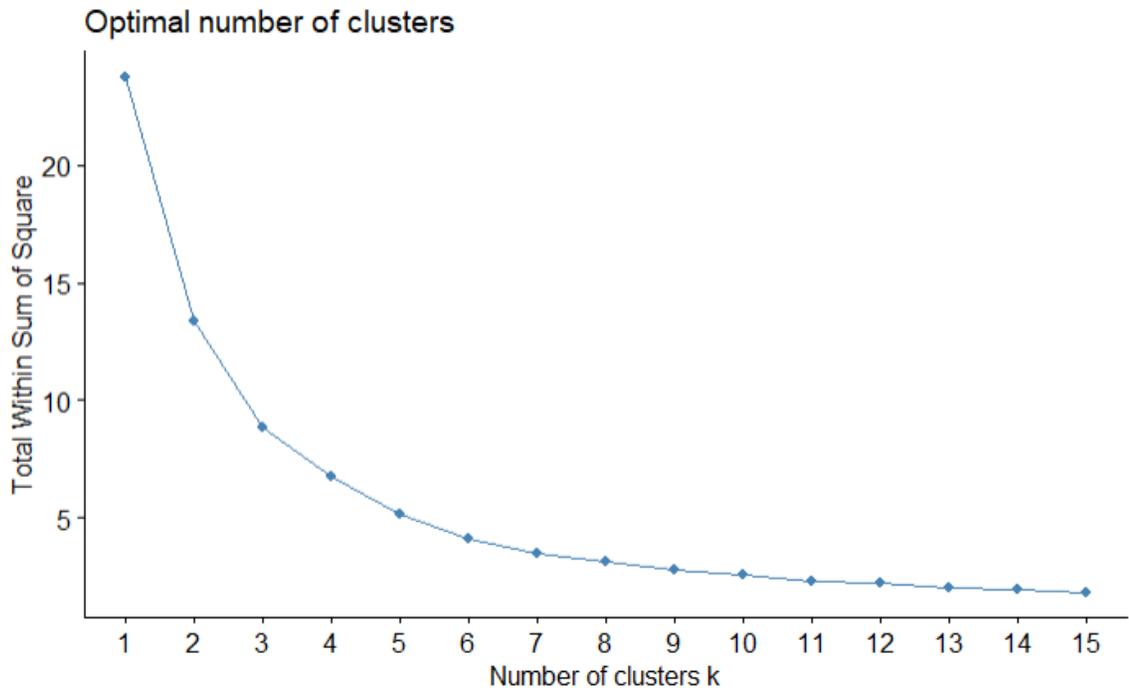


Figura 211 Distancia en cada paso de integración de los cluster del SEN

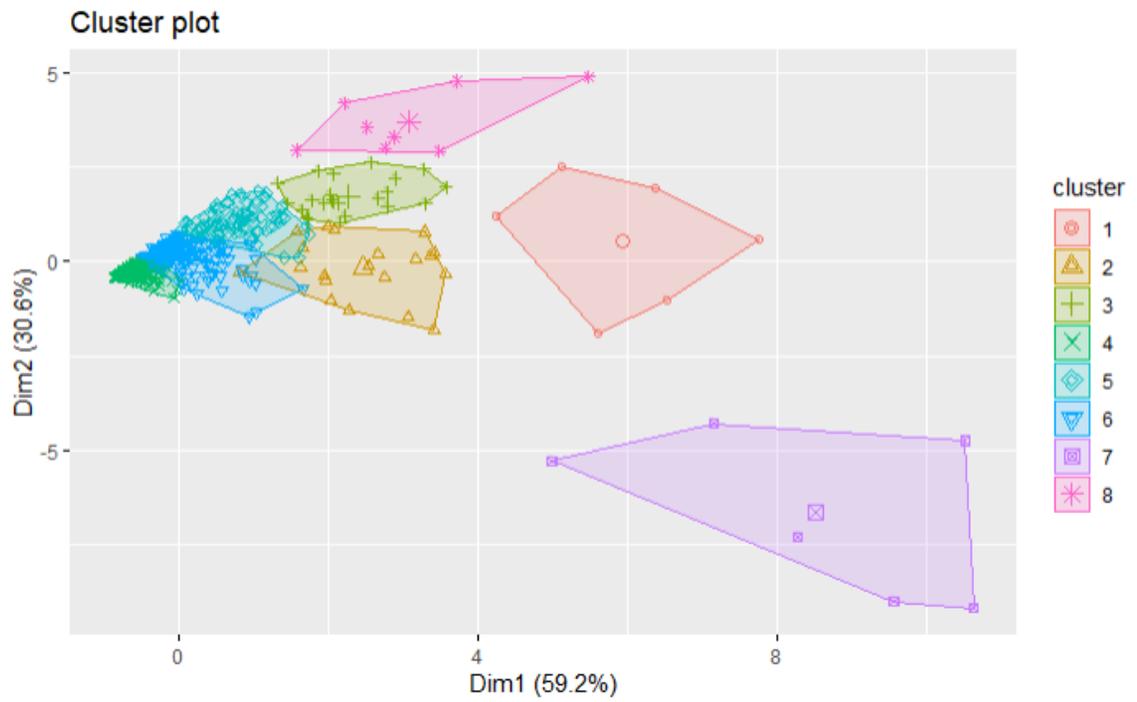


Figura 212 Clustering de los puntos de control del SEN

Obtenidos los conglomerados es posible calcular los factores de intensidad promedio por cada uno de estos, los resultados se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 106 Factor de Intensidad obtenido para cada cluster del SEN

| CLUSTER | FI PROMEDIO | N° EVENTOS | N° PUNTOS DE CONTROL |
|----------------|--------------------|-------------------|-----------------------------|
| 1 | 0,788 | 170 | 6 |
| 2 | 0,581 | 389 | 20 |
| 3 | 0,867 | 718 | 23 |
| 4 | 0,225 | 3307 | 409 |
| 5 | 0,777 | 1998 | 90 |
| 6 | 0,551 | 2500 | 181 |
| 7 | 0,282 | 89 | 6 |
| 8 | 0,877 | 423 | 8 |

IV. RESULTADOS

4.1 Evolución anual de índices de continuidad extendidos

Considerando la homologación de la base de datos del Oficio SEC y la información estadística actual, a continuación se presentan los valores promedios de 5 años por zona de los índices FMIK (desde enero de 2007 hasta diciembre de 2018).

Tabla 107 Promedio móvil de 5 años de los índices de continuidad FMIK del SEN

| FMIK Promedio 5 | | | | | | | | | |
|------------------|---------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| años SEN | Periodo | | | | | | | | |
| Zona | | 2007-2011 | 2008-2012 | 2009-2013 | 2010-2014 | 2011-2015 | 2012-2016 | 2013-2017 | 2014-2018 |
| 01-Iquique | | 3,8 | 3,3 | 3,1 | 2,8 | 2,6 | 2,0 | 2,0 | 1,9 |
| 02-Tocopilla | | 1,6 | 1,6 | 1,7 | 1,8 | 1,8 | 1,3 | 1,1 | 0,9 |
| 03-Antofagasta | | 1,8 | 1,8 | 1,9 | 2,1 | 2,2 | 1,6 | 1,5 | 1,3 |
| 04-Copiapó | | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,9 | 1,3 | 1,4 | 2,1 | 2,2 |
| 05-Coquimbo | | 0,9 | 0,8 | 0,9 | 0,9 | 1,2 | 1,4 | 1,7 | 1,6 |
| 06-Valparaíso | | 1,0 | 1,1 | 1,3 | 1,4 | 1,4 | 1,3 | 1,6 | 1,2 |
| 07-Aconcagua | | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,2 | 1,4 | 1,5 | 1,7 |
| 08-Metropolitana | | 0,4 | 0,4 | 0,5 | 0,5 | 0,4 | 0,4 | 0,5 | 0,5 |
| 09-Melipilla | | 2,8 | 3,1 | 3,0 | 2,8 | 2,4 | 2,2 | 2,4 | 2,3 |
| 10-Rapel | | 2,3 | 2,5 | 2,4 | 2,4 | 2,0 | 2,0 | 1,7 | 1,9 |
| 11-Rancagua | | 2,6 | 2,2 | 1,7 | 1,5 | 1,4 | 1,7 | 1,9 | 2,1 |
| 12-Itahue | | 3,5 | 3,1 | 3,0 | 2,7 | 2,7 | 3,5 | 3,6 | 3,3 |
| 13-Charrúa | | 1,2 | 1,1 | 1,0 | 1,2 | 1,3 | 1,8 | 2,3 | 2,5 |
| 14-Concepción | | 1,0 | 1,1 | 1,1 | 1,3 | 1,3 | 1,2 | 1,4 | 1,5 |
| 15-Araucanía | | 2,3 | 1,8 | 1,2 | 1,1 | 0,9 | 1,0 | 1,1 | 1,3 |
| 16-Chiloé | | 5,2 | 4,8 | 3,5 | 3,1 | 3,1 | 3,4 | 3,5 | 3,6 |
| SEN | | 1,5 | 1,4 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,4 | 1,6 | 1,6 |

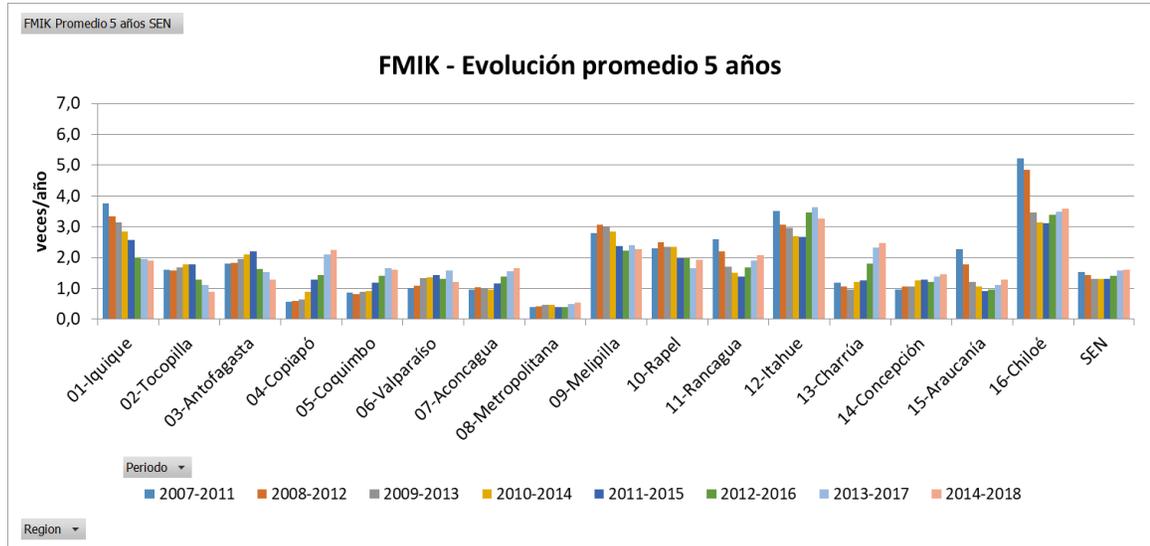


Figura 213 Gráfico de los promedios móviles de 5 años del FMIK del SEN

Las medias móviles de 5 años del FMIK presentan una tendencia a la baja entre 2007 y 2018. La zona de la región Metropolitana tiene el mejor comportamiento con valores menores a 1 veces/año en el último quinquenio. En general, en los últimos 5 años los valores medios por zona no sobrepasan las 2 veces/año, con excepción de las zonas de Copiapó, Melipilla, Rancagua y Charrúa donde este valor es excedido ligeramente. En Itahue y Chiloé los valores medios sobrepasan las 3 veces/año en el periodo 2014-2018.

A continuación se presentan los valores promedios de 5 años por zona de los índices TTIK (desde enero de 2007 hasta diciembre de 2018).

Tabla 108 Promedio móvil de 5 años de los índices de continuidad TTIK del SEN

| TTIK Promedio 5 años SEN | | | | | | | | |
|--------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| años SEN | Periodo | | | | | | | |
| Zona | 2007-2011 | 2008-2012 | 2009-2013 | 2010-2014 | 2011-2015 | 2012-2016 | 2013-2017 | 2014-2018 |
| 01-Iquique | 7,2 | 7,6 | 7,2 | 7,2 | 7,7 | 4,7 | 3,7 | 5,1 |
| 02-Tocopilla | 7,0 | 7,9 | 8,5 | 9,0 | 8,9 | 3,5 | 2,2 | 1,6 |
| 03-Antofagasta | 6,3 | 7,4 | 7,9 | 9,1 | 9,5 | 5,8 | 4,7 | 4,1 |
| 04-Copiapó | 2,4 | 2,6 | 2,3 | 3,0 | 3,9 | 4,4 | 10,6 | 10,6 |
| 05-Coquimbo | 3,0 | 3,0 | 1,9 | 2,5 | 3,0 | 3,2 | 4,0 | 3,7 |
| 06-Valparaíso | 1,6 | 1,8 | 2,1 | 2,0 | 2,4 | 1,9 | 1,9 | 1,7 |
| 07-Aconcagua | 4,4 | 4,7 | 4,2 | 3,7 | 3,3 | 4,7 | 5,2 | 5,2 |
| 08-Metropolitana | 1,0 | 1,2 | 1,2 | 1,4 | 1,0 | 1,1 | 1,0 | 1,3 |
| 09-Melipilla | 6,2 | 6,7 | 6,4 | 6,0 | 2,7 | 2,3 | 2,1 | 2,0 |
| 10-Rapel | 9,6 | 9,8 | 9,5 | 9,1 | 2,6 | 2,7 | 3,1 | 4,1 |
| 11-Rancagua | 3,7 | 3,5 | 3,2 | 3,3 | 1,0 | 1,6 | 2,0 | 2,1 |
| 12-Itahue | 7,7 | 7,5 | 7,2 | 7,1 | 3,1 | 3,3 | 3,4 | 3,0 |
| 13-Charrúa | 5,5 | 5,4 | 4,8 | 4,8 | 1,9 | 2,7 | 3,4 | 4,0 |
| 14-Concepción | 5,9 | 6,4 | 6,4 | 6,7 | 3,3 | 3,3 | 3,1 | 3,2 |
| 15-Araucanía | 5,1 | 4,6 | 3,4 | 3,2 | 2,1 | 2,4 | 2,8 | 3,0 |
| 16-Chiloé | 17,3 | 16,6 | 11,4 | 7,6 | 6,1 | 5,9 | 5,4 | 5,3 |
| SEN | 4,3 | 4,4 | 4,1 | 4,2 | 2,9 | 2,7 | 3,1 | 3,2 |

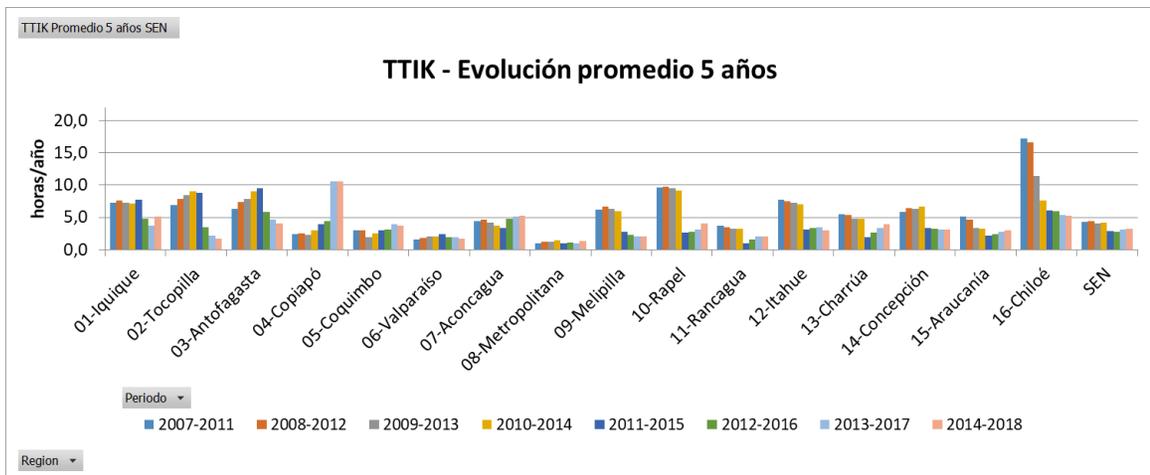


Figura 214 Gráfico de los promedios móviles de 5 años del TTIK del SING

Al igual que los FMIK, las medias móviles de 5 años de los TTIK también presentan una tendencia a la baja al revisar la evolución de los quinquenios. En los últimos 5 años, los valores por zona en general se encuentran bajo las 5 horas/año con excepción de las zonas de Copiapó y Chiloé que exceden este valor en el último quinquenio.

4.2 Índices de continuidad aceptables FMIK y TTIK en los Puntos de Control de Clientes

A continuación se presentan las curvas de probabilidad, empírica y analítica, de los índices de continuidad por cada grupo de puntos de control considerando el periodo de 5 años más reciente (2014-2018).

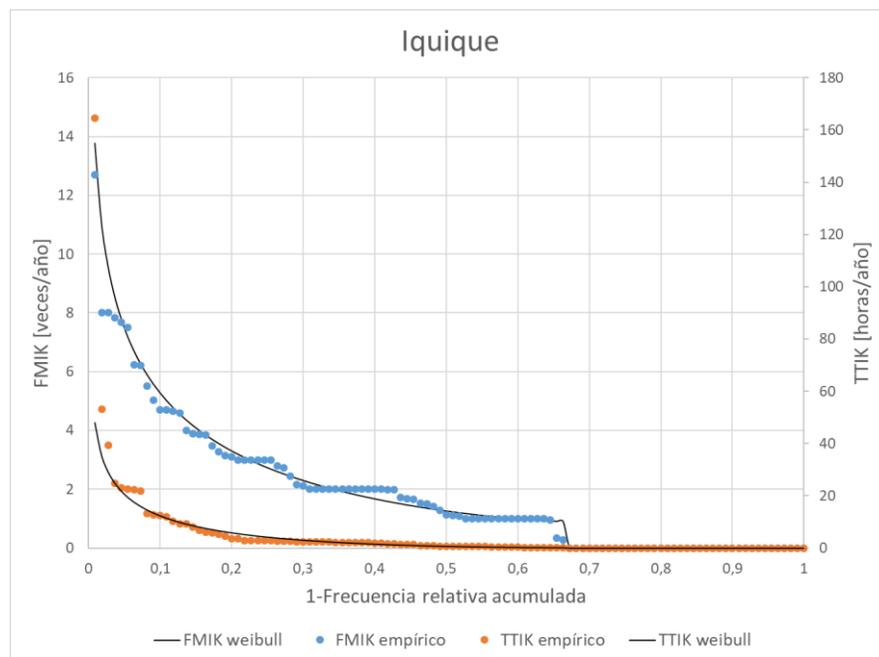


Figura 215 Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Iquique

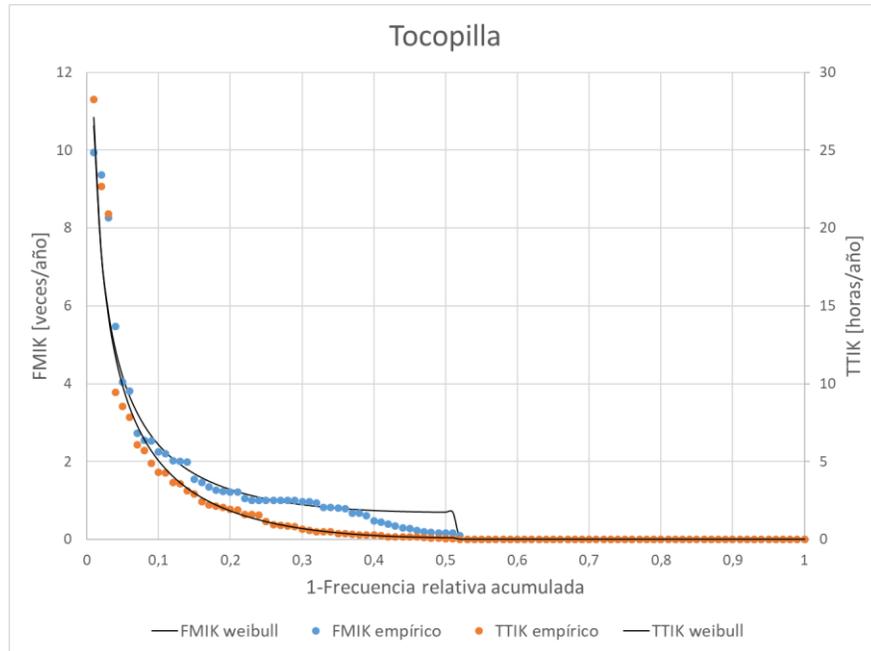


Figura 216 Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Tocopilla

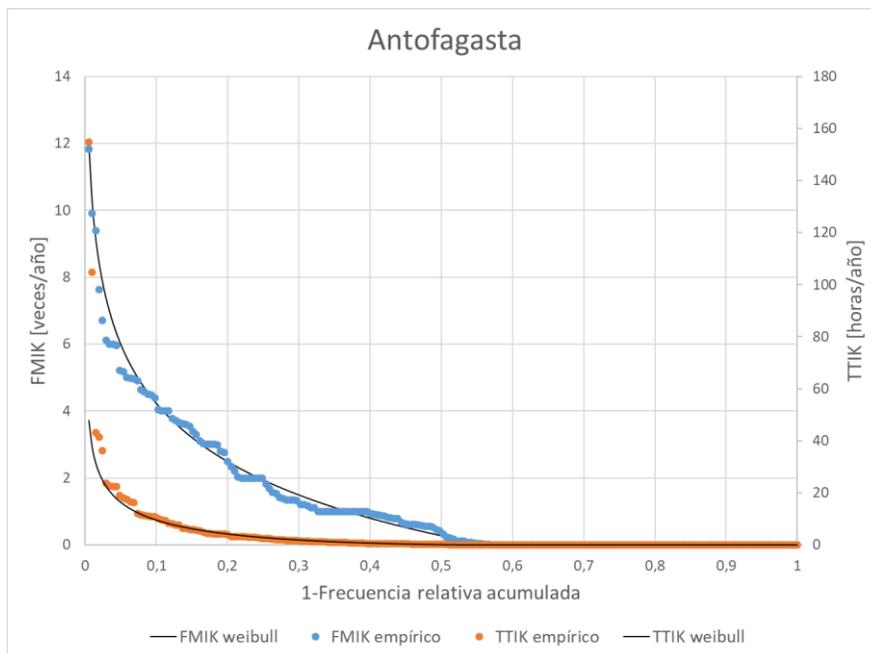


Figura 217 Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Antofagasta

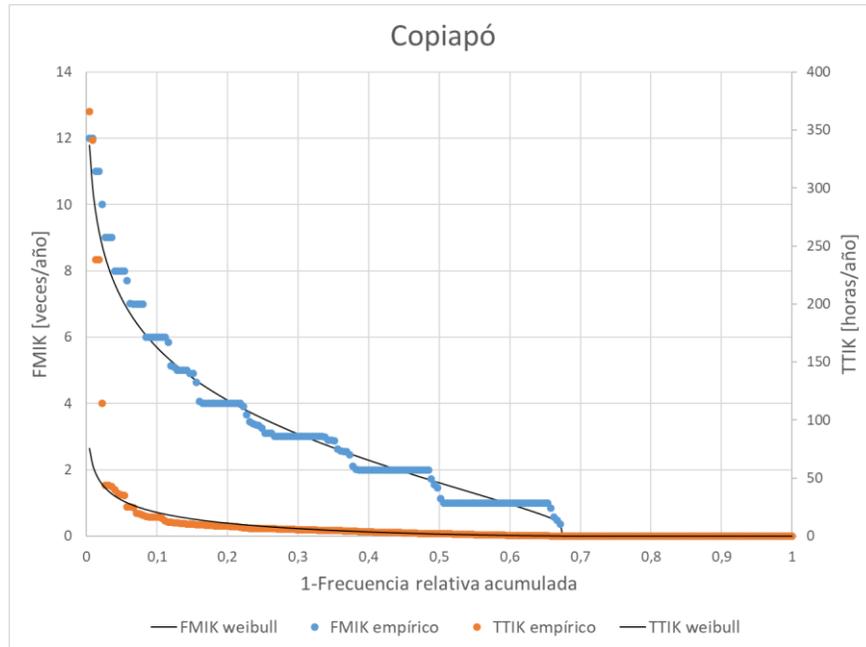


Figura 218 Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Copiapó

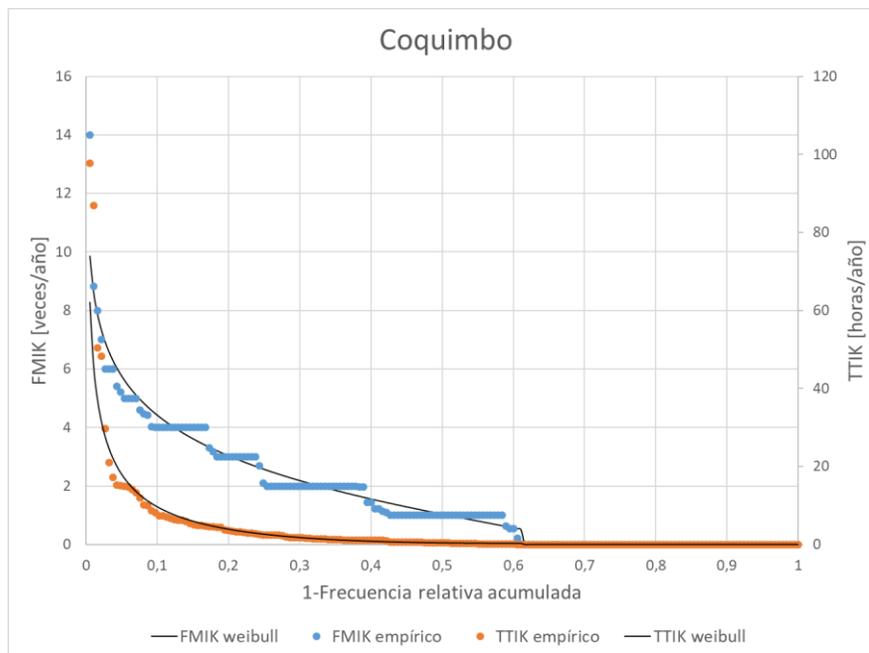


Figura 219 Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Coquimbo

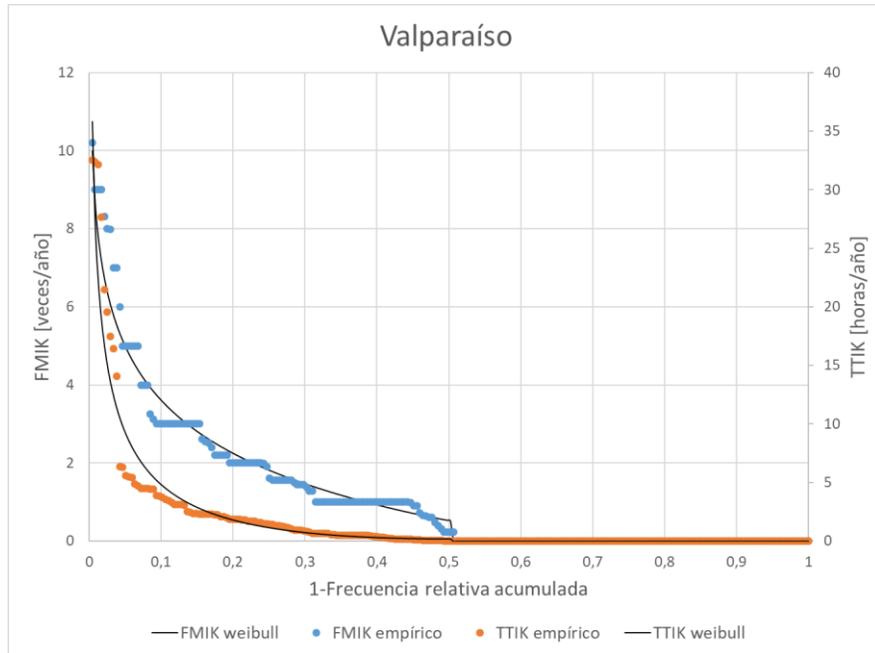


Figura 220 Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Valparaíso

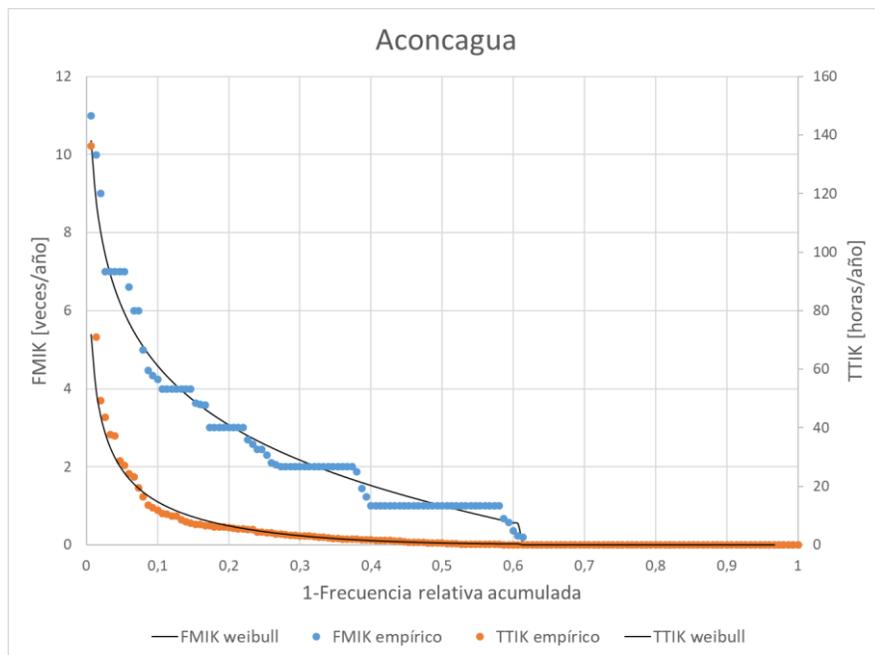


Figura 221 Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Aconcagua

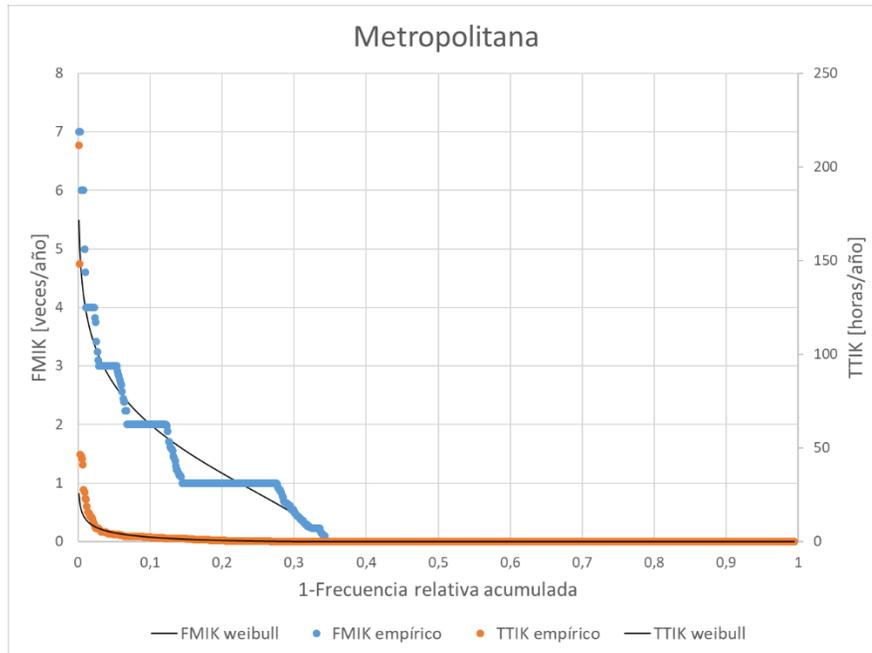


Figura 222 Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona Metropolitana

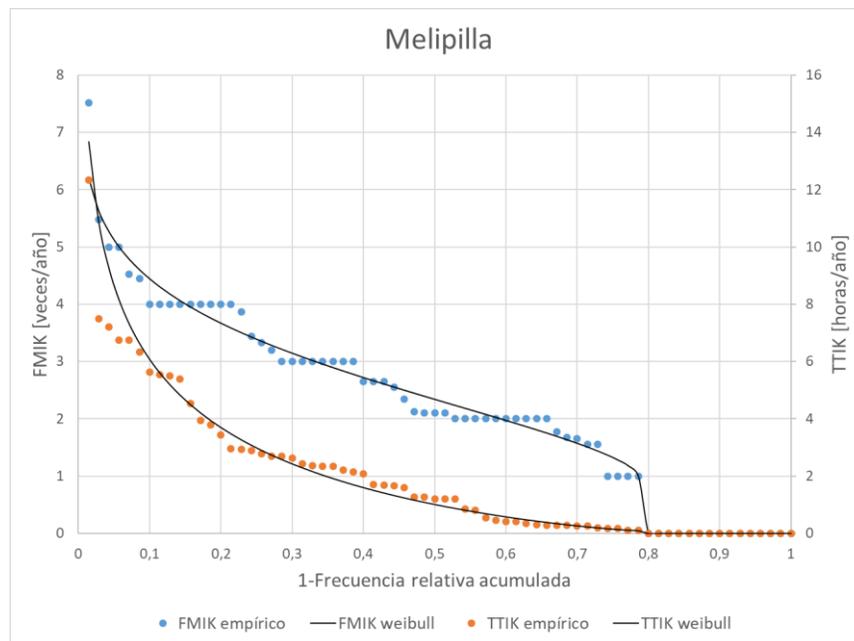


Figura 223 Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Melipilla

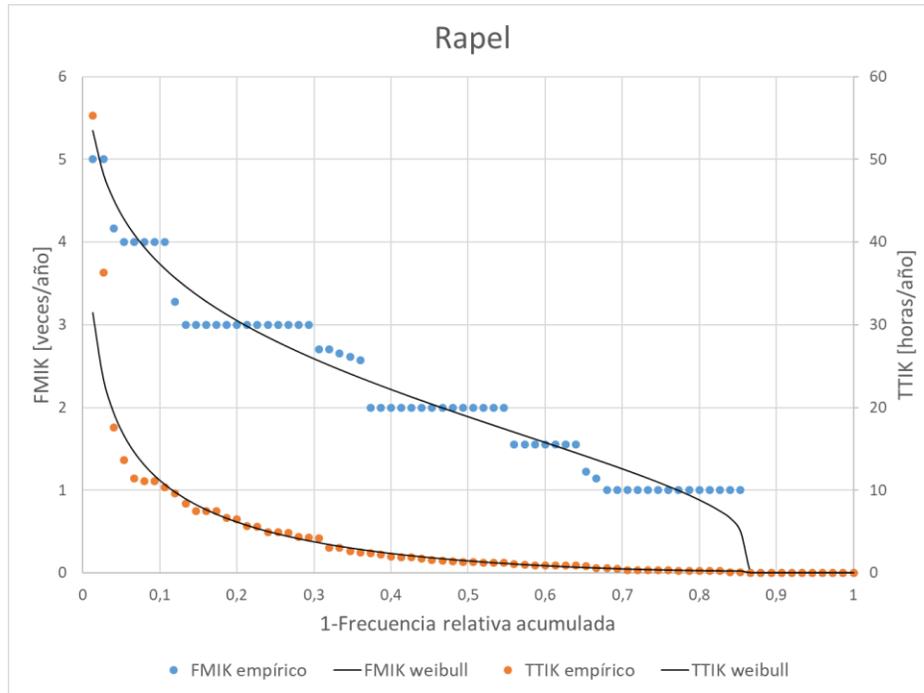


Figura 224 Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Rapel

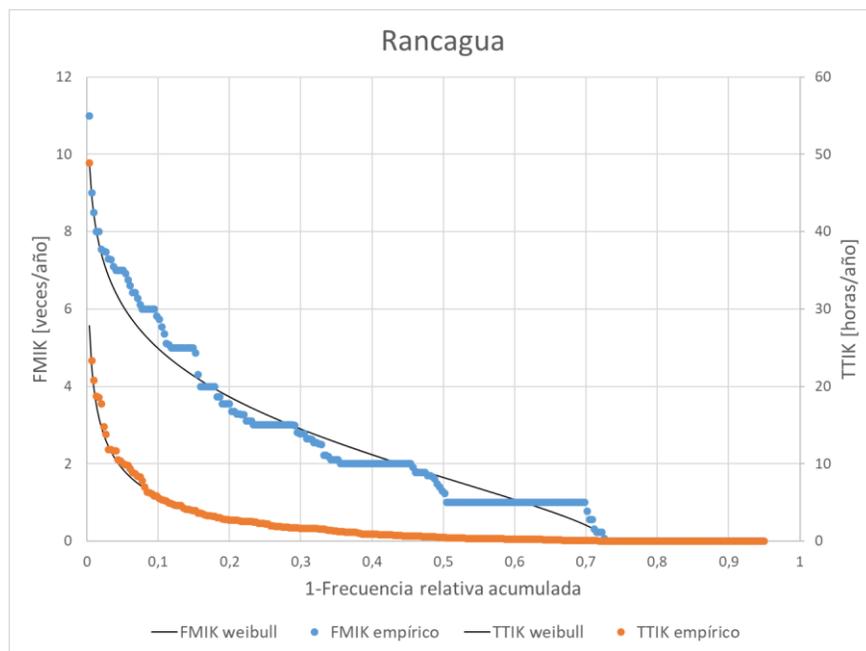


Figura 225 Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Rancagua

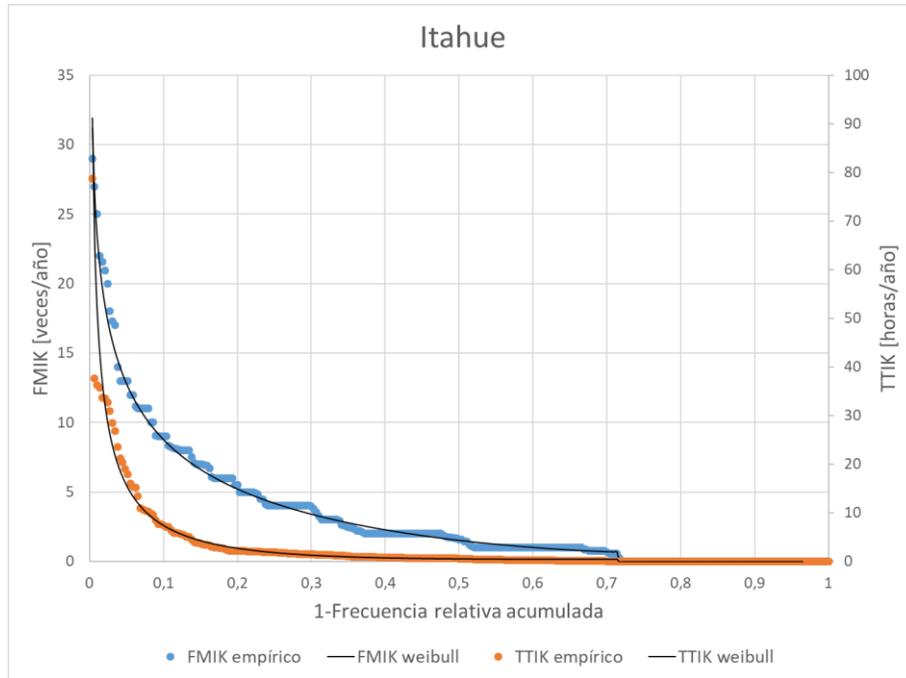


Figura 226 Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Itahue

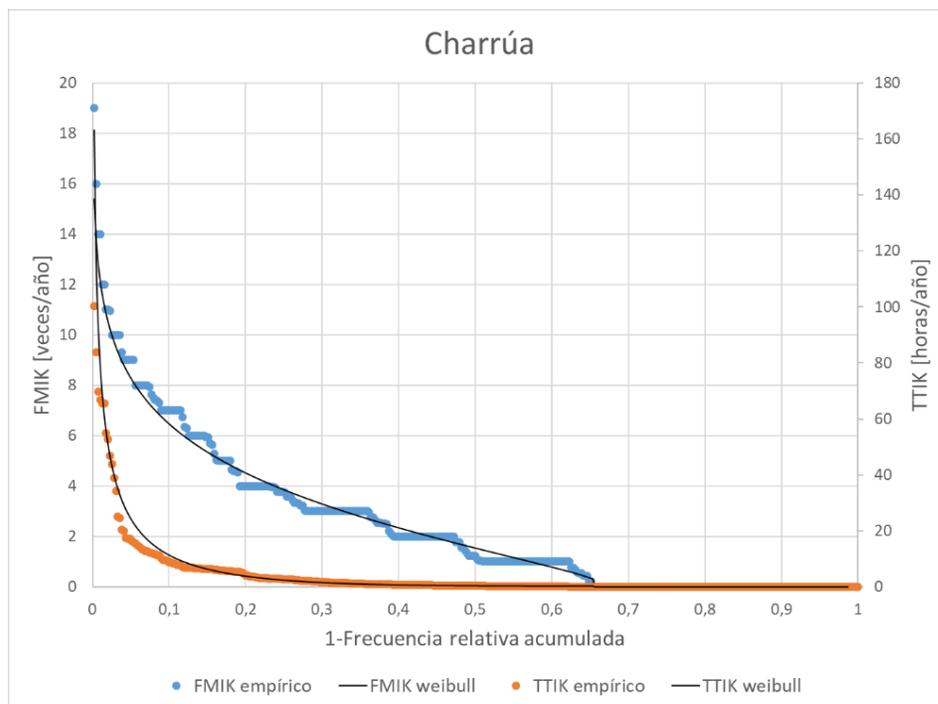


Figura 227 Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Charrúa

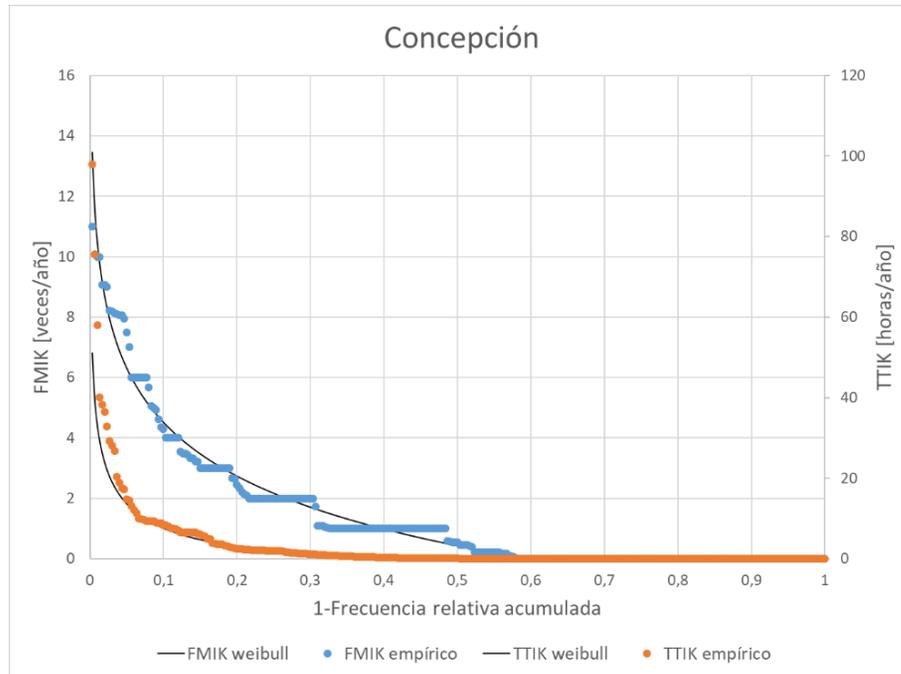


Figura 228 Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Concepción

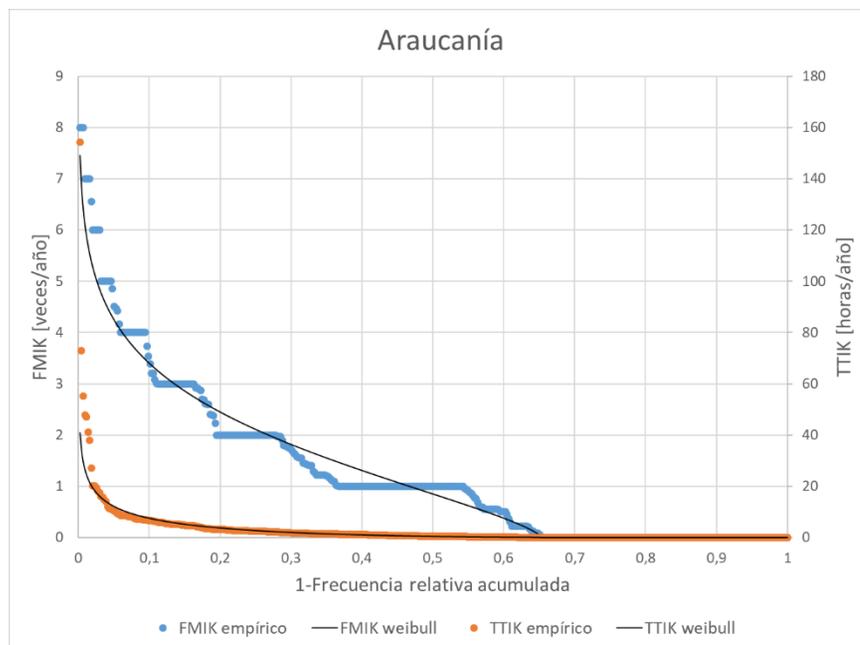


Figura 229 Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Araucanía

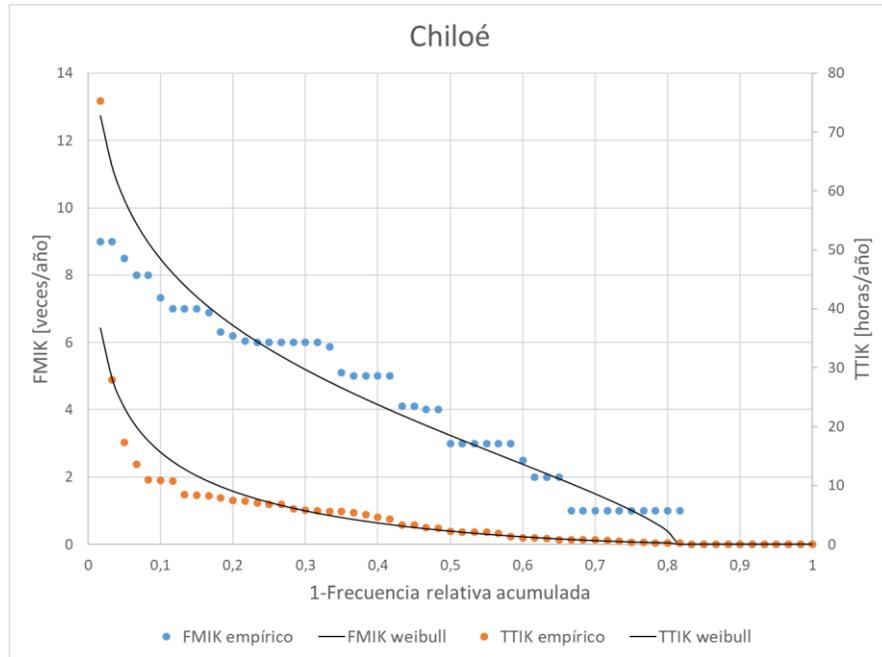


Figura 230 Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Chiloé

En las siguientes tablas se resumen los valores no nulos, los valores promedios, los valores máximos, los percentiles 70% y 80% de los datos empíricos y analíticos para los índices FMIK y TTIK por cada grupo de puntos de control.

Tabla 109 Resumen de estadísticos del FMIK para el SEN

| Zona | Porcentaje no nulos | FMIK promedio | FMIK máximo | FMIK empírico | | Parámetros Weibull | | | FMIK weibull | |
|---------------|---------------------|---------------|-------------|---------------|------|--------------------|-----|-------|--------------|-----|
| | | | | 0,2 | 0,25 | Beta | Eta | Gamma | 0,2 | 0,3 |
| Iquique | 66% | 1,9 | 12,7 | 3,2 | 3,0 | 0,8 | 1,9 | 0,9 | 3,3 | 2,3 |
| Tocopilla | 52% | 0,9 | 9,9 | 1,2 | 1,0 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 1,3 | 0,9 |
| Antofagasta | 57% | 1,3 | 11,8 | 2,8 | 2,0 | 1,0 | 2,4 | 0,0 | 2,5 | 1,5 |
| Copiapó | 67% | 2,2 | 12,0 | 4,0 | 3,3 | 1,3 | 3,2 | 0,4 | 4,1 | 3,1 |
| Coquimbo | 61% | 1,6 | 14,0 | 3,0 | 2,1 | 1,1 | 2,3 | 0,5 | 3,0 | 2,2 |
| Valparaíso | 51% | 1,2 | 10,2 | 2,0 | 1,9 | 1,0 | 1,9 | 0,5 | 2,2 | 1,5 |
| Aconcagua | 61% | 1,7 | 11,0 | 3,0 | 2,5 | 1,0 | 2,3 | 0,5 | 3,1 | 2,2 |
| Metropolitana | 34% | 0,5 | 7,0 | 1,0 | 1,0 | 1,5 | 1,7 | 0,0 | 1,2 | 0,5 |
| Melipilla | 79% | 2,3 | 7,5 | 4,0 | 3,4 | 1,6 | 2,2 | 1,0 | 3,7 | 3,1 |
| Rapel | 85% | 1,9 | 5,0 | 3,0 | 3,0 | 1,6 | 2,0 | 0,5 | 3,1 | 2,6 |
| Rancagua | 73% | 2,1 | 11,0 | 3,6 | 3,0 | 1,5 | 3,0 | 0,1 | 3,7 | 2,9 |
| Itahue | 72% | 3,3 | 29,0 | 5,5 | 4,0 | 0,7 | 3,3 | 0,7 | 5,2 | 3,4 |
| Charrúa | 65% | 2,5 | 19,0 | 4,0 | 3,8 | 1,2 | 3,7 | 0,3 | 4,5 | 3,3 |
| Concepción | 58% | 1,5 | 11,0 | 2,4 | 2,0 | 1,0 | 2,5 | 0,1 | 2,7 | 1,7 |
| Araucanía | 65% | 1,3 | 8,0 | 2,0 | 2,0 | 1,4 | 2,2 | 0,0 | 2,4 | 1,8 |
| Chiloé | 82% | 3,6 | 9,0 | 6,2 | 6,0 | 1,5 | 5,2 | 0,0 | 6,5 | 5,2 |
| SEN | 58% | 1,6 | 29,0 | 3,0 | 2,6 | 1,0 | 2,3 | 0,4 | 2,9 | 1,9 |

Tabla 110 Resumen de estadísticos del TTIK para el SEN

| Zona | Porcentaje no nulos | TTIK promedio | TTIK máximo | TTIK empírico | | Parámetros Weibull | | | TTIK weibull | |
|---------------|---------------------|---------------|-------------|---------------|------|--------------------|-----|-------|--------------|-----|
| | | | | 0,2 | 0,25 | Beta | Eta | Gamma | 0,2 | 0,3 |
| Iquique | 66% | 5,1 | 164,5 | 4,6 | 2,8 | 0,6 | 4,2 | 0,2 | 5,9 | 3,1 |
| Tocopilla | 52% | 1,6 | 28,3 | 2,1 | 1,6 | 0,5 | 1,9 | 0,1 | 1,8 | 0,7 |
| Antofagasta | 57% | 4,1 | 154,7 | 4,2 | 2,6 | 0,6 | 4,0 | 0,0 | 4,2 | 1,9 |
| Copiapó | 67% | 10,6 | 365,9 | 8,7 | 6,8 | 0,7 | 8,5 | 0,2 | 11,2 | 6,5 |
| Coquimbo | 61% | 3,7 | 97,7 | 3,6 | 2,5 | 0,5 | 2,9 | 0,3 | 3,9 | 1,8 |
| Valparaíso | 51% | 1,7 | 32,5 | 1,9 | 1,5 | 0,5 | 1,9 | 0,2 | 1,8 | 0,7 |
| Aconcagua | 61% | 5,2 | 136,3 | 5,9 | 4,3 | 0,6 | 5,1 | 0,3 | 6,5 | 3,1 |
| Metropolitana | 34% | 1,3 | 211,6 | 0,7 | 0,3 | 0,7 | 1,7 | 0,0 | 0,7 | 0,1 |
| Melipilla | 79% | 2,0 | 12,3 | 3,8 | 2,9 | 0,8 | 2,4 | 0,1 | 3,7 | 2,4 |
| Rapel | 85% | 4,1 | 55,3 | 6,5 | 4,9 | 0,6 | 3,3 | 0,2 | 6,1 | 3,7 |
| Rancagua | 73% | 2,1 | 48,8 | 2,8 | 2,3 | 0,6 | 1,9 | 0,1 | 3,0 | 1,7 |
| Itahue | 72% | 3,0 | 78,8 | 2,2 | 1,9 | 0,4 | 1,2 | 0,5 | 2,8 | 1,3 |
| Charrúa | 65% | 4,0 | 100,3 | 4,3 | 2,8 | 0,4 | 2,3 | 0,3 | 3,8 | 1,6 |
| Concepción | 58% | 3,2 | 97,9 | 2,5 | 2,0 | 0,6 | 2,8 | 0,0 | 3,1 | 1,3 |
| Araucanía | 65% | 3,0 | 154,2 | 3,1 | 2,4 | 0,6 | 2,8 | 0,1 | 3,8 | 2,0 |
| Chiloé | 82% | 5,3 | 75,3 | 7,4 | 6,8 | 0,7 | 5,4 | 0,2 | 9,0 | 5,7 |
| SEN | 58% | 3,2 | 365,9 | 2,8 | 2,1 | 0,5 | 2,8 | 0,1 | 3,2 | 1,4 |

Utilizando la metodología indicada en 2.6, se presentan los índices FMIK y TTIK aceptables obtenidos para los diferentes grupos de puntos de control del Sistema Eléctrico Nacional:

Tabla 111 Índices de continuidad aceptables propuestos para el SEN

| Zona | FMIK límite | TTIK límite |
|---------------|-------------|-------------|
| Iquique | 2,3 | 3,1 |
| Tocopilla | 0,9 | 0,7 |
| Antofagasta | 1,5 | 1,9 |
| Copiapó | 3,1 | 6,5 |
| Coquimbo | 2,2 | 1,8 |
| Valparaíso | 1,5 | 0,7 |
| Aconcagua | 2,2 | 3,1 |
| Metropolitana | 0,5 | 0,1 |
| Melipilla | 3,1 | 2,4 |
| Rapel | 2,6 | 3,7 |
| Rancagua | 2,9 | 1,7 |
| Itahue | 3,4 | 1,3 |
| Charrúa | 3,3 | 1,6 |
| Concepción | 1,7 | 1,3 |
| Araucanía | 1,8 | 2,0 |
| Chiloé | 5,2 | 5,7 |
| SEN | 1,9 | 1,4 |

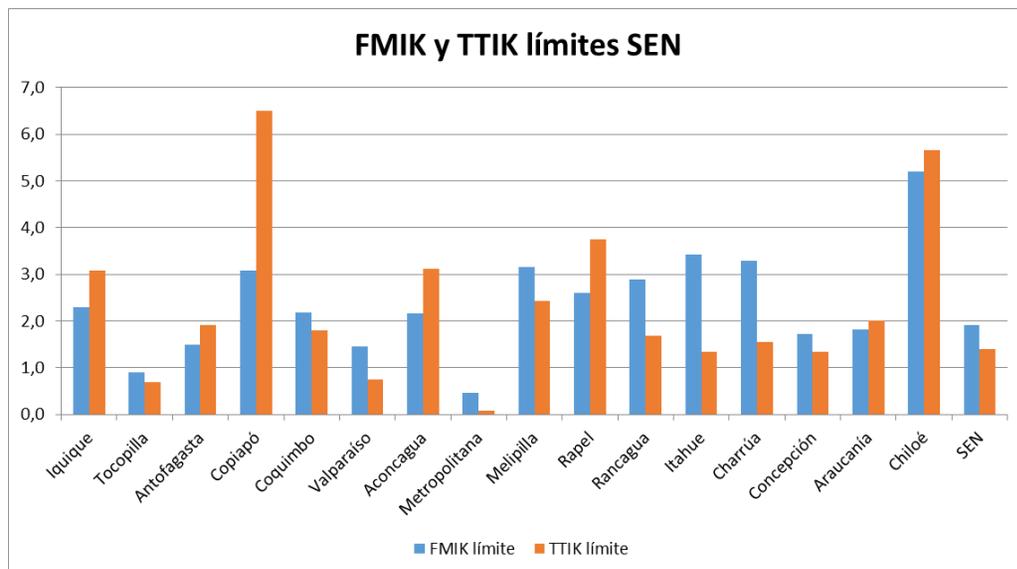


Figura 231 Índices de continuidad aceptables propuestos para el SEN

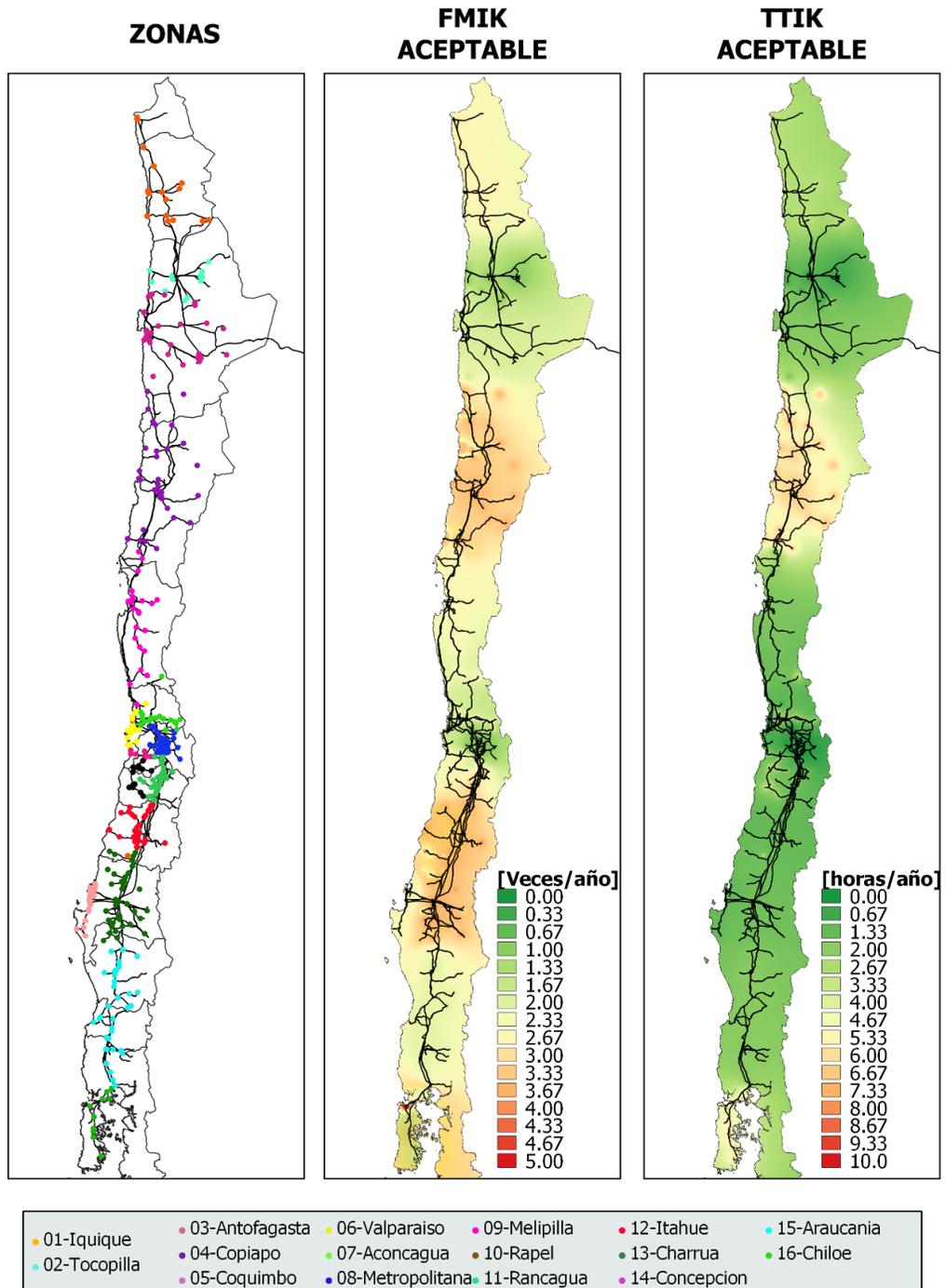


Figura 232 Índices de continuidad aceptables propuestos para el SEN presentados en el mapa de Chile

4.3 Índices TTIK aceptables en barras del Sistema de Transmisión Nacional

A continuación se presentan los índices de Continuidad TTIK calculados a nivel de Barras del Sistema de Transmisión Nacional, de acuerdo a la metodología indicada, para el periodo enero 2018 – diciembre 2018.

Tabla 112 Índices de continuidad TTIK en barras del Sistema de Transmisión Nacional del 2018

| Promedio ponderado TTIK aceptable (h/año) por Barra del Sistema de Transmisión Nacional del SEN | | | | | | | |
|---|------------|-------|-------------------|----------------------|----------------------|-------|-----------------------|
| Barra STN/ Origen | Generación | Otros | Transmisión Zonal | Transmisión Dedicada | Transmisión Nacional | TOTAL | NTSyCS 2018, Art. 9-3 |
| Parinacota 220 | - | - | 21,29 | 0,71 | 0,61 | 22,62 | |
| Condores 220 | 0,09 | - | - | 0,24 | - | 0,33 | |
| Pozo Almonte 220 | - | 0,74 | 1,28 | 0,58 | - | 2,60 | |
| Tarapaca 220 | - | - | - | 0,42 | - | 0,42 | 5,16 |
| Lagunas 220 | - | - | 0,01 | 14,54 | - | 14,55 | 5,16 |
| Nueva Victoria 220 | - | - | - | 1,72 | - | 1,72 | |
| Crucero 220 | 0,00 | 0,08 | 0,19 | 1,09 | - | 1,36 | 3,64 |
| Chuquicamata 220 | - | - | - | 0,40 | - | 0,40 | |
| Calama 220 | - | 0,93 | - | - | - | 0,93 | |
| Encuentro 220 | - | - | 0,06 | 3,52 | - | 3,58 | 3,64 |
| Atacama 220 | - | - | 1,18 | 0,38 | - | 1,57 | 5,16 |
| O'Higgins 220 | - | - | 0,01 | 0,03 | - | 0,04 | |
| Laberinto 220 | - | - | - | 1,25 | - | 1,25 | |
| El Tesoro 220 | - | - | - | - | - | 0,00 | |
| Esperanza 220 | - | - | - | - | - | 0,00 | |
| El Cobre 220 | - | - | - | - | - | 0,00 | |
| Diego de Almagro 220 | - | 0,01 | 0,52 | 0,01 | 0,03 | 0,56 | 11,03 |
| Carrera Pinto 220 | - | - | - | - | - | 0,00 | 11,03 |
| Cardones 220 | - | - | 0,04 | 1,53 | - | 1,57 | 10,73 |
| Maitencillo 220 | - | - | 1,67 | 0,92 | - | 2,59 | 9,03 |
| Pan de Azúcar 220 | - | 0,19 | 0,67 | - | - | 0,86 | 9,15 |
| Los Vilos 220 | - | 0,04 | 0,56 | - | - | 0,60 | 9,15 |
| Nogales 220 | 0,07 | 0,02 | 0,40 | 0,17 | - | 0,65 | 9,15 |
| Quillota 220 | 0,05 | 0,01 | 0,40 | 0,17 | - | 0,63 | 7,35 |
| Los Maquis 220 | - | - | 0,36 | 0,70 | - | 1,06 | |
| El Llano 220 | - | - | - | 0,44 | - | 0,44 | |
| Polpaico 220 | 0,00 | 0,58 | 0,65 | - | - | 1,24 | 7,09 |
| Lampa 220 | - | - | - | - | 0,07 | 0,07 | 7,09 |
| Cerro Navia 220 | 0,00 | 1,05 | 0,49 | - | - | 1,54 | 3,63 |
| Chena 220 | 0,00 | 0,53 | 0,59 | - | - | 1,11 | 3,63 |
| Alto Jahuel 220 | 0,00 | 0,27 | 0,98 | 0,34 | - | 1,59 | 3,63 |
| Maipo 220 | - | - | - | 2,14 | - | 2,14 | |
| Candelaria 220 | - | - | - | 0,59 | - | 0,59 | 8,5 |
| Colbun 220 | 0,01 | - | - | - | - | 0,01 | 8,5 |
| Melipilla 220 | - | - | 0,55 | 0,09 | - | 0,64 | 7,09 |
| Rapel 220 | - | - | 5,62 | 1,11 | - | 6,73 | 7,09 |
| Itahue 220 | 0,00 | 0,06 | 0,75 | 0,52 | - | 1,33 | 7,15 |
| Ancoa 220 | 0,06 | 0,08 | 0,82 | 0,31 | - | 1,27 | 8,5 |
| Charrua 220 | 0,05 | 0,06 | 1,37 | 0,66 | 0,01 | 2,15 | 8,42 |
| Lagunillas 220 | - | 0,03 | 1,85 | 0,03 | - | 1,91 | 12,45 |
| Hualpen 220 | - | 0,02 | 0,11 | 0,07 | - | 0,20 | 12,45 |
| Duqueco 220 | - | 0,01 | 0,18 | 0,08 | - | 0,27 | |
| Temuco 220 | - | 0,06 | 1,92 | - | 0,37 | 2,35 | 8,92 |
| Ciruelos 220 | - | - | 0,37 | - | 0,10 | 0,47 | 11,24 |
| Valdivia 220 | 0,02 | 0,05 | 1,11 | 0,00 | 0,36 | 1,53 | 11,24 |
| Rahue 220 | 0,04 | 0,00 | 1,05 | 0,01 | 0,32 | 1,42 | 11,62 |
| Melipulli 220 | - | - | 0,46 | - | 0,68 | 1,14 | 11,62 |
| Chiloe 220 | - | 0,18 | 1,85 | - | 0,75 | 2,78 | |

De la tabla anteriores se obtienen los siguientes porcentajes de participación de cada segmento en la formación del índice TTIK. A continuación se muestran los porcentajes de participación de cada segmento en la formación del índice TTIK acumulado en el sistema según la estadística disponible en 2018:

Tabla 113 Porcentaje de participación del índice TTIK acumulado en 2017 según el sistema

| SISTEMA | Generación | Otros | Transmisión Zonal | Transmisión Dedicada | Transmisión Nacional |
|---------|------------|-------|-------------------|----------------------|----------------------|
| SEN | 0,4% | 5,4% | 53,2% | 37,5% | 3,5% |

Considerando los índices TTIK aceptables propuestos en 4.2, utilizando la metodología descrita se pueden llevar estos valores a las barras del ST en las cuales la CNE efectúe fijación de precios de nudo de corto plazo. A continuación se presentan los índices TTIK propuestos en barras del Sistema de Transmisión Nacional:

Tabla 114 Índices de continuidad TTIK aceptables en barras del Sistema de Transmisión Nacional del SEN

| Promedio ponderado TTIK aceptable (h/año) por Barra del Sistema de Transmisión Nacional del SEN | | | | | | | |
|---|------------|-------|-------------------|----------------------|----------------------|-------|-----------------------|
| Barra STN/ Origen | Generación | Otros | Transmisión Zonal | Transmisión Dedicada | Transmisión Nacional | TOTAL | NTSyCS 2018, Art. 9-3 |
| Parinacota 220 | 0,013 | 0,165 | 1,634 | 1,150 | 0,109 | 3,07 | |
| Condores 220 | 0,013 | 0,165 | 1,634 | 1,150 | 0,109 | 3,07 | |
| Pozo Almonte 220 | 0,013 | 0,165 | 1,634 | 1,150 | 0,109 | 3,07 | |
| Tarapaca 220 | 0,013 | 0,165 | 1,634 | 1,150 | 0,109 | 3,07 | 5,16 |
| Lagunas 220 | 0,013 | 0,165 | 1,634 | 1,150 | 0,109 | 3,07 | 5,16 |
| Nueva Victoria 220 | 0,013 | 0,165 | 1,634 | 1,150 | 0,109 | 3,07 | |
| Crucero 220 | 0,005 | 0,069 | 0,679 | 0,478 | 0,045 | 1,28 | 3,64 |
| Chuquicamata 220 | 0,003 | 0,037 | 0,366 | 0,258 | 0,024 | 0,69 | |
| Calama 220 | 0,003 | 0,037 | 0,366 | 0,258 | 0,024 | 0,69 | |
| Encuentro 220 | 0,006 | 0,070 | 0,697 | 0,491 | 0,046 | 1,31 | 3,64 |
| Atacama 220 | 0,008 | 0,108 | 1,066 | 0,750 | 0,071 | 2,00 | 5,16 |
| O'Higgins 220 | 0,008 | 0,103 | 1,015 | 0,715 | 0,068 | 1,91 | |
| Laberinto 220 | 0,008 | 0,103 | 1,015 | 0,715 | 0,068 | 1,91 | |
| El Tesoro 220 | 0,008 | 0,103 | 1,015 | 0,715 | 0,068 | 1,91 | |
| Esperanza 220 | 0,008 | 0,103 | 1,015 | 0,715 | 0,068 | 1,91 | |
| El Cobre 220 | 0,008 | 0,103 | 1,015 | 0,715 | 0,068 | 1,91 | |
| Diego de Almagro 220 | 0,027 | 0,348 | 3,449 | 2,428 | 0,230 | 6,48 | 11,03 |
| Carrera Pinto 220 | 0,028 | 0,349 | 3,460 | 2,436 | 0,230 | 6,50 | 11,03 |
| Cardones 220 | 0,028 | 0,349 | 3,460 | 2,436 | 0,230 | 6,50 | 10,73 |
| Maitencillo 220 | 0,026 | 0,333 | 3,295 | 2,320 | 0,219 | 6,19 | 9,03 |
| Pan de Azucar 220 | 0,008 | 0,099 | 0,978 | 0,689 | 0,065 | 1,84 | 9,15 |
| Los Vilos 220 | 0,007 | 0,087 | 0,860 | 0,605 | 0,057 | 1,62 | 9,15 |
| Nogales 220 | 0,007 | 0,088 | 0,874 | 0,616 | 0,058 | 1,64 | 9,15 |
| Quillota 220 | 0,008 | 0,104 | 1,031 | 0,726 | 0,069 | 1,94 | 7,35 |
| Los Maquis 220 | 0,009 | 0,116 | 1,152 | 0,811 | 0,077 | 2,16 | |
| El Llano 220 | 0,008 | 0,099 | 0,976 | 0,687 | 0,065 | 1,84 | |
| Polpaico 220 | 0,000 | 0,004 | 0,043 | 0,030 | 0,003 | 0,08 | 7,09 |
| Lampa 220 | 0,000 | 0,004 | 0,043 | 0,030 | 0,003 | 0,08 | 7,09 |
| Cerro Navia 220 | 0,000 | 0,004 | 0,043 | 0,030 | 0,003 | 0,08 | 3,63 |
| Chena 220 | 0,000 | 0,004 | 0,043 | 0,030 | 0,003 | 0,08 | 3,63 |
| Alto Jahuel 220 | 0,002 | 0,028 | 0,274 | 0,193 | 0,018 | 0,52 | 3,63 |
| Maipo 220 | 0,000 | 0,004 | 0,043 | 0,030 | 0,003 | 0,08 | |
| Candelaria 220 | 0,007 | 0,091 | 0,901 | 0,634 | 0,060 | 1,69 | 8,5 |
| Colbun 220 | 0,006 | 0,072 | 0,716 | 0,504 | 0,048 | 1,35 | 8,5 |
| Melipilla 220 | 0,011 | 0,136 | 1,350 | 0,950 | 0,090 | 2,54 | 7,09 |
| Rapel 220 | 0,015 | 0,196 | 1,942 | 1,367 | 0,129 | 3,65 | 7,09 |
| Itahue 220 | 0,007 | 0,085 | 0,845 | 0,595 | 0,056 | 1,59 | 7,15 |
| Ancoa 220 | 0,006 | 0,074 | 0,732 | 0,516 | 0,049 | 1,38 | 8,5 |
| Charrua 220 | 0,006 | 0,080 | 0,793 | 0,558 | 0,053 | 1,49 | 8,42 |
| Lagunillas 220 | 0,006 | 0,072 | 0,709 | 0,499 | 0,047 | 1,33 | 12,45 |
| Hualpen 220 | 0,006 | 0,072 | 0,711 | 0,500 | 0,047 | 1,34 | 12,45 |
| Duqueco 220 | 0,007 | 0,083 | 0,826 | 0,582 | 0,055 | 1,55 | |
| Temuco 220 | 0,008 | 0,107 | 1,063 | 0,748 | 0,071 | 2,00 | 8,92 |
| Ciruelos 220 | 0,008 | 0,099 | 0,979 | 0,689 | 0,065 | 1,84 | 11,24 |
| Valdivia 220 | 0,009 | 0,108 | 1,070 | 0,753 | 0,071 | 2,01 | 11,24 |
| Rahue 220 | 0,009 | 0,108 | 1,070 | 0,753 | 0,071 | 2,01 | 11,62 |
| Melipulli 220 | 0,014 | 0,181 | 1,791 | 1,261 | 0,119 | 3,37 | 11,62 |
| Chiloe 220 | 0,024 | 0,304 | 3,007 | 2,117 | 0,200 | 5,65 | |

4.4 Comparación de índices de indisponibilidad registrados y límites de la NTSyCS

Se analizan los índices de indisponibilidad de generación–transmisión calculados en diciembre de 2018 para cada uno de los elementos según la NTSyCS.

4.4.1 Indisponibilidad de Generación

En las siguientes tablas se presentan los estándares establecidos en la NTSyCS para cada tecnología, los valores medios, los percentiles 75 y 80, y la probabilidad de exceder el límite.

Tabla 115 Resumen del análisis de índices de indisponibilidad de generación HPROg

| COMPARACIÓN DE DURACIÓN ANUAL DE INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA [h/año/unidad] | | | | | | | | |
|---|------------|------------|------------|------------|------------|------------|-----------|----------------|
| Índices de Indisponibilidad | HIDRÁULICA | HIDRÁULICA | TÉRMICA | CICLO | TURBINA A | MOTOR | PARQUE | PARQUE |
| | EMBALSE | PASADA | VAPOR | COMBINADO | GAS | DIÉSEL | MOTORES | Y FOTOVOLTAICO |
| NTSyCS: HPROg [h/año] | 400 | 300 | 750 | 500 | 300 | 300 | 20 | 20 |
| Número unidades SEN | 26 | 114 | 61 | 9 | 37 | 152 | 7 | 29 |
| Media Estadística SEN | 283,2 | 310,7 | 480,2 | 725,8 | 460,0 | 1646,3 | 34,1 | 45,9 |
| Percentil 75% SEN | 347,6 | 388,9 | 602,2 | 904,9 | 470,6 | 1859,1 | 42,6 | 56,9 |
| Percentil 80% SEN | 375,5 | 429,6 | 669,0 | 993,0 | 586,2 | 2247,3 | 47,0 | 65,4 |
| Prob. Exceder HPROg SEN | 16,4% | 40,5% | 15,3% | 65,2% | 37,0% | 82,5% | 73,0% | 71,7% |

Tabla 116 Resumen del análisis de índices de indisponibilidad de generación HFORg

| COMPARACIÓN DE DURACIÓN ANUAL DE INDISPONIBILIDAD FORZADA [h/año/unidad] | | | | | | | | |
|--|------------|------------|------------|------------|-----------|------------|-----------|----------------|
| Índices de Indisponibilidad | HIDRÁULICA | HIDRÁULICA | TÉRMICA | CICLO | TURBINA A | MOTOR | PARQUE | PARQUE |
| | EMBALSE | PASADA | VAPOR | COMBINADO | GAS | DIÉSEL | MOTORES | Y FOTOVOLTAICO |
| NTSyCS: HFORg [h/año] | 100 | 50 | 200 | 200 | 50 | 100 | 10 | 10 |
| Número unidades SEN | 26 | 114 | 61 | 9 | 37 | 152 | 7 | 29 |
| Media Estadística SEN | 154,6 | 225,8 | 763,2 | 750,1 | 705,6 | 666,2 | 118,1 | 231,9 |
| Percentil 75% SEN | 167,3 | 257,0 | 925,0 | 937,3 | 603,2 | 677,7 | 147,7 | 241,4 |
| Percentil 80% SEN | 205,1 | 309,8 | 1082,3 | 1032,3 | 781,7 | 845,4 | 167,8 | 299,3 |
| Prob. Exceder HFORg SEN | 40,0% | 78,5% | 83,0% | 97,7% | 82,4% | 78,0% | 99,8% | 96,4% |

Tabla 117 Resumen del análisis de índices de indisponibilidad de generación FFORg

| COMPARACIÓN DE FRECUENCIA ANUAL DE INDISPONIBILIDAD FORZADA [#año/unidad] | | | | | | | | |
|---|------------|------------|-----------|-----------|-----------|----------|----------|----------------|
| Índices de Indisponibilidad | HIDRÁULICA | HIDRÁULICA | TÉRMICA | CICLO | TURBINA A | MOTOR | PARQUE | PARQUE |
| | EMBALSE | PASADA | VAPOR | COMBINADO | GAS | DIÉSEL | MOTORES | Y FOTOVOLTAICO |
| NTSyCS: FFORg [#año] | 8 | 4 | 12 | 12 | 4 | 8 | 4 | 4 |
| Número unidades SEN | 26 | 114 | 61 | 9 | 37 | 152 | 7 | 29 |
| Media Estadística SEN | 2,3 | 3,3 | 8,4 | 7,5 | 2,5 | 7,0 | 0,5 | 1,6 |
| Percentil 75% SEN | 3,1 | 4,5 | 11,7 | 10,4 | 3,5 | 9,7 | 0,7 | 2,3 |
| Percentil 80% SEN | 3,7 | 5,2 | 13,5 | 12,1 | 4,1 | 11,2 | 0,8 | 2,6 |
| Prob. Exceder FFORg SEN | 2,9% | 29,3% | 24,0% | 20,1% | 20,8% | 31,8% | 0,0% | 8,6% |

El siguiente gráfico muestra las probabilidades de excedencia en el SEN de los estándares de indisponibilidad de generación establecidos en la NTSyCS considerando la estadística disponible.

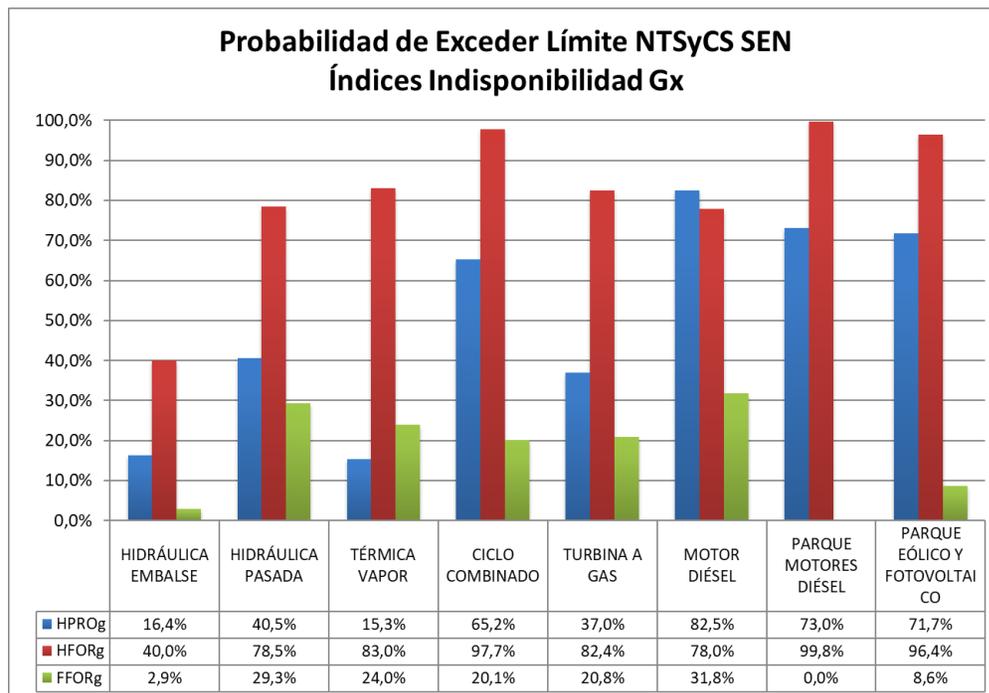


Figura 233 Probabilidad de excedencia de índices de indisponibilidad de generación límites establecidos en la NTSyCS para el SEN

Los valores HPROg límites son excedidos en sobre un 40% para las centrales hidráulicas de pasada y en un 83% en el caso de los motores diésel. En particular las centrales de ciclo combinado se exceden un 65% mientras que las térmicas de vapor y turbinas a gas no sobrepasan un 35%. Los parques de motores diésel, eólicos y fotovoltaicos tienen una probabilidad de excedencia sobre 70%.

Los valores HFORg límites son excedidos sobre un 75% para todas las tecnologías, con excepción de las centrales hidráulicas de embalse que alcanzan un 40%.

Los valores FFORg límites presentan probabilidades de excedencia menores al 30% para la mayoría de las tecnologías. Para los motores diésel en cambio se ven excedidos un 32%.

Considerando la estadística disponible y la metodología indicada en 2.10, a continuación se presenta la propuesta de nuevos índices de indisponibilidad de generación:

Tabla 118 Comparación de límites sugeridos para los índices de indisponibilidad de generación

| SEN - COMPARACIÓN DE LÍMITES SUGERIDOS PARA LOS ÍNDICES DE INDISPONIBILIDAD Gx | | | | | | | | | | |
|--|-----------------------------|----------------------|------------------|--------------------|------------------|-----------------|--------------------------|---------------------------------|-----------|--|
| Índices de Indisponibilidad | HIDRÁULICA EMBALSE | HIDRÁULICA PASADA | TERMICA VAPOR | CICLO COMBINADO | TURBINA A GAS | MOTOR DIÉSEL | PARQUE MOTORES DIÉSEL | PARQUE EÓLICO Y FOTOVOLTAICO | | |
| LÍMITES DE DURACIÓN ANUAL DE INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA [h/año/unidad] | | | | | | | | | | |
| 1 | NTSyCS: HPROg ACTUAL | 400 | 300 | 750 | 500 | 300 | 300 | 20 | 20 | |
| 2 | Modelo SEN: X25% | 348 | 389 | 602 | 905 | 471 | 1859 | 43 | 57 | |
| 3 | Modelo NERC: X25% | 1124 | 1124 | 984 | 955 | 461 | 171 | --- | --- | |
| 4 | HPROg SUGERIDO | 400 | 380 | 750 | 630 | 380 | 300 | 20 | 20 | |
| LÍMITES DE DURACIÓN ANUAL DE INDISPONIBILIDAD FORZADA [h/año/unidad] | | | | | | | | | | |
| 1 | NTSyCS: HFORg ACTUAL | 100 | 50 | 200 | 200 | 50 | 100 | 10 | 10 | |
| 2 | Modelo SEN: X25% | 167 | 257 | 925 | 937 | 603 | 678 | 148 | 241 | |
| 3 | Modelo NERC: X25% | 407 | 407 | 563 | 291 | 358 | 340 | --- | --- | |
| 4 | HFORg SUGERIDO | 130 | 60 | 250 | 250 | 60 | 130 | 10 | 10 | |
| LÍMITES DE FRECUENCIA ANUAL DE INDISPONIBILIDAD FORZADA [#año/unidad] | | | | | | | | | | |
| 1 | NTSyCS: FFORg ACTUAL | 8 | 4 | 12 | 12 | 4 | 8 | 4 | 4 | |
| 2 | Modelo SEN: X25% | 3,1 | 4,5 | 12 | 10,4 | 3,5 | 10 | 0,7 | 2,3 | |
| 3 | Modelo NERC: X25% | 4,2 | 4,2 | 9,3 | 8,6 | 4,5 | 18,3 | --- | --- | |
| 4 | FFORg SUGERIDO | 6 | 4 | 12 | 10 | 4 | 10 | 4 | 4 | |

Considerando los límites sugeridos el siguiente gráfico muestra las probabilidades de excedencia de los nuevos estándares de indisponibilidad de generación considerando la estadística del SEN.

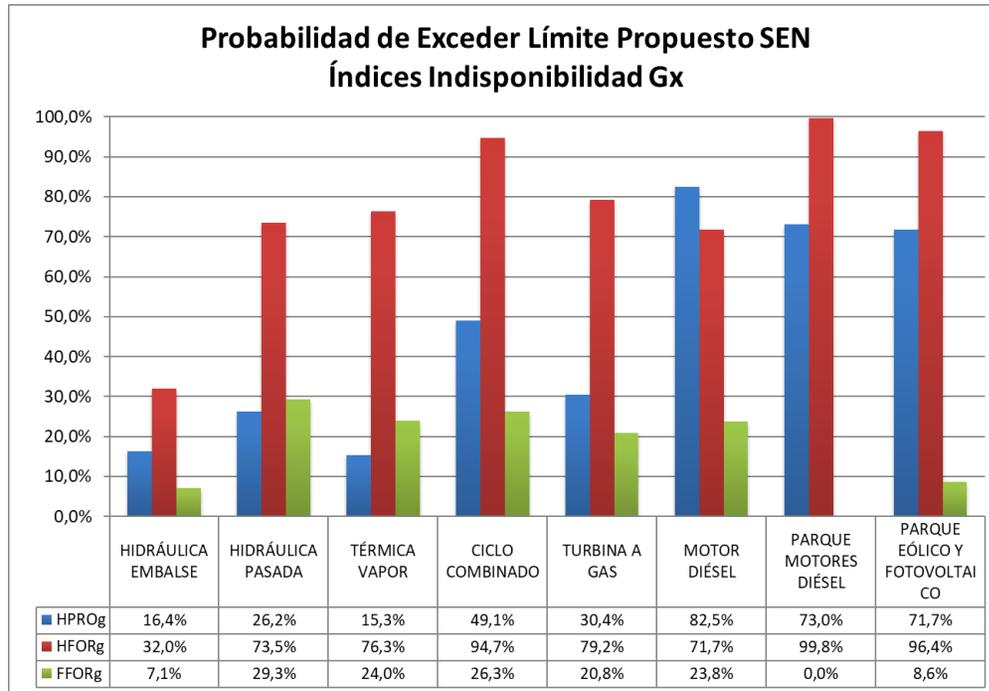


Figura 234 Probabilidad de excedencia de límites sugeridos de índices de indisponibilidad de generación para el SEN

4.4.2 Indisponibilidad de Transmisión

En las siguientes tablas se presentan los estándares establecidos en la NTSyCS para cada elemento, los valores medios, el percentil 75 y 80, y la probabilidad de exceder el valor límite.

Tabla 119 Resumen del análisis de índices de indisponibilidad de transmisión HPROt

| COMPARACIÓN DE DURACIÓN ANUAL DE INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA [h/año/elemento] | | | | | | |
|---|--------------------------|---------------------------|---------------------------|-------------------------|-----------------|-------------------------|
| Índices de Indisponibilidad | Líneas entre 44 a 100 kV | Líneas entre 100 a 220 kV | Líneas entre 220 a 500 kV | Líneas de más de 500 kV | Transformadores | Equipos de Compensación |
| NTSyCS: HPROt [h/año] | 15 | 20 | 20 | 20 | 30 | 30 |
| Número elementos SEN | 438 | 517 | 322 | 6 | 904 | 275 |
| Media Estadística SEN | 36,1 | 83,9 | 51,9 | 8,6 | 36,9 | 114,1 |
| Percentil 75% SEN | 22,8 | 73,1 | 48,9 | 10,4 | 29,5 | 62,9 |
| Percentil 80% SSEN | 31,1 | 94,4 | 62,1 | 11,2 | 38,7 | 87,3 |
| Prob. Exceder HPROt SEN | 32,7% | 56,9% | 48,0% | 1,5% | 24,7% | 38,4% |

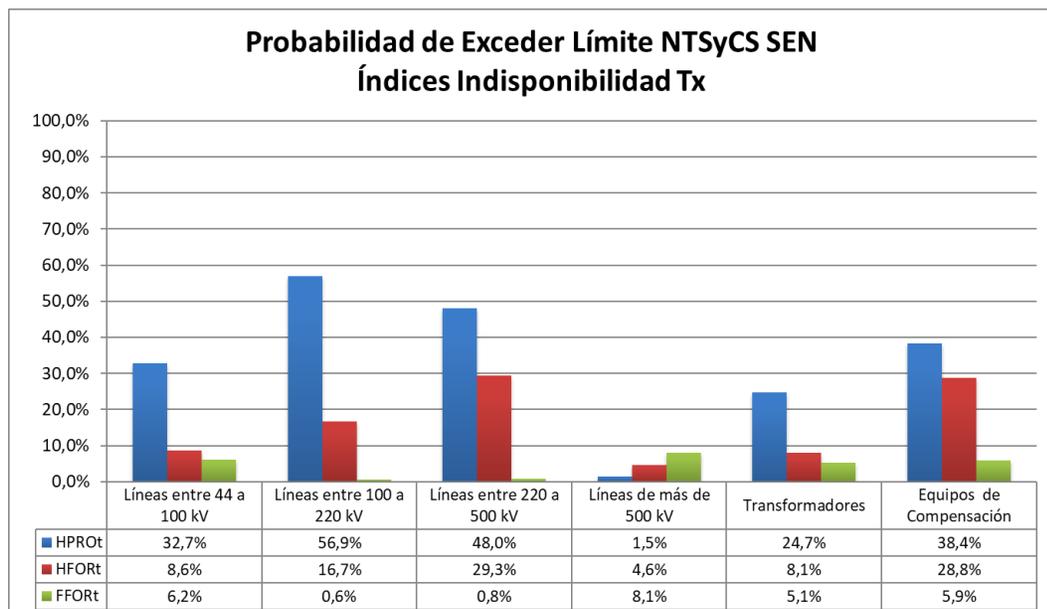
Tabla 120 Resumen del análisis de índices de indisponibilidad de transmisión HFORT

| COMPARACIÓN DE DURACIÓN ANUAL DE INDISPONIBILIDAD FORZADA [h/año/elemento] | | | | | | |
|--|--------------------------|---------------------------|---------------------------|-------------------------|-----------------|-------------------------|
| Índices de Indisponibilidad | Líneas entre 44 a 100 kV | Líneas entre 100 a 220 kV | Líneas entre 220 a 500 kV | Líneas de más de 500 kV | Transformadores | Equipos de Compensación |
| NTSyCS: HFORT [h/año] | 30 | 15 | 10 | 5 | 45 | 45 |
| Número elementos SEN | 438 | 517 | 322 | 6 | 904 | 275 |
| Media Estadística SEN | 12,0 | 11,6 | 19,5 | 2,3 | 18,0 | 50,6 |
| Percentil 75% SEN | 13,0 | 9,4 | 12,7 | 2,9 | 12,4 | 52,3 |
| Percentil 80% SSEN | 16,0 | 12,3 | 17,2 | 3,1 | 16,7 | 65,0 |
| Prob. Exceder HFORT SEN | 8,6% | 16,7% | 29,3% | 4,6% | 8,1% | 28,8% |

Tabla 121 Resumen del análisis de índices de indisponibilidad de transmisión FFORT

| COMPARACIÓN DE FRECUENCIA ANUAL DE INDISPONIBILIDAD FORZADA [# /año/elemento] | | | | | | |
|---|--------------------------|---------------------------|---------------------------|-------------------------|-----------------|-------------------------|
| Índices de Indisponibilidad | Líneas entre 44 a 100 kV | Líneas entre 100 a 220 kV | Líneas entre 220 a 500 kV | Líneas de más de 500 kV | Transformadores | Equipos de Compensación |
| NTSyCS: FFORT [# /año] | 5 | 4 | 3 | 2 | 1 | 1 |
| Número elementos SEN | 438 | 517 | 322 | 6 | 904 | 275 |
| Media Estadística SEN | 1,8 | 0,8 | 0,6 | 0,8 | 0,3 | 0,4 |
| Percentil 75% SEN | 2,5 | 1,1 | 0,9 | 1,1 | 0,5 | 0,5 |
| Percentil 80% SSEN | 2,9 | 1,2 | 1,0 | 1,3 | 0,5 | 0,6 |
| Prob. Exceder FFORT SEN | 6,2% | 0,6% | 0,8% | 8,1% | 5,1% | 5,9% |

El siguiente gráfico muestra las probabilidades de excedencia en el SEN de los estándares de indisponibilidad de transmisión establecidos en la NTSyCS considerando la estadística disponible.


Figura 235 Probabilidad de excedencia de índices de indisponibilidad de transmisión límites establecidos en la NTSyCS para el SEN

Las líneas con tensiones mayores o iguales a 500 kV tienen una muestra insuficiente de datos para obtener conclusiones de las mismas.

Los índices HPROt límites presentan probabilidades de excedencia sobre 30% para todas las líneas entre 44 kV y menores a 500 kV. Los transformadores alcanzan valores de 25% y los equipos de compensación llegan hasta un 38% de excedencia.

Los límites HFORt en cambio son excedidos en menos del 10% para líneas menores a 100 kV y transformadores. Las líneas con tensiones entre 100 kV y menores a 220 kV alcanzan probabilidades de excedencia de 17% y las líneas con tensiones entre 220 kV y menos de 500 kV junto con los equipos de compensación exceden en más del 25% los límites de la NTSyCS.

Los límites FFORt son excedidos en menos del 10% para todas las instalaciones de transmisión.

Considerando la estadística disponible y la metodología indicada en 2.10, a continuación se presenta la propuesta de nuevos índices de indisponibilidad de transmisión:

Tabla 122 Comparación de límites sugeridos para los índices de indisponibilidad de transmisión

| SEN - COMPARACIÓN DE LÍMITES SUGERIDOS PARA LOS ÍNDICES DE INDISPONIBILIDAD Tx | | | | | | | |
|--|-----------------------------|---------------------------|---------------------------|-------------------------|-----------------|-------------------------|-----------|
| Índices de Indisponibilidad | Líneas entre 44 a 100 kV | Líneas entre 100 a 220 kV | Líneas entre 220 a 500 kV | Líneas de más de 500 kV | Transformadores | Equipos de Compensación | |
| LÍMITES DE DURACIÓN ANUAL DE INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA [h/año/unidad] | | | | | | | |
| 1 | NTSyCS: HPROg ACTUAL | 15 | 20 | 20 | 20 | 30 | 30 |
| 2 | Modelo SEN: X25% | 23 | 73 | 49 | 10 | 30 | 63 |
| 3 | ANEEL | 26 | 21 | 21 | 38 | 21 | 46 |
| 4 | HPROg SUGERIDO | 20 | 20 | 20 | 20 | 30 | 40 |
| LÍMITES DE DURACIÓN ANUAL DE INDISPONIBILIDAD FORZADA [h/año/unidad] | | | | | | | |
| 1 | NTSyCS: HFORg ACTUAL | 30 | 15 | 10 | 5 | 45 | 45 |
| 2 | Modelo SEN: X25% | 13 | 9 | 13 | 3 | 12 | 52 |
| 3 | ANEEL | 1 | 2 | 2 | 2 | 1 | 3 |
| 4 | HFORg SUGERIDO | 25 | 10 | 10 | 5 | 35 | 45 |
| LÍMITES DE FRECUENCIA ANUAL DE INDISPONIBILIDAD FORZADA [# /año/unidad] | | | | | | | |
| 1 | NTSyCS: FFORg ACTUAL | 5 | 4 | 3 | 2 | 1 | 1 |
| 2 | Modelo SEN: X25% | 2,5 | 1,1 | 0,9 | 1,1 | 0,5 | 0,5 |
| 3 | ANEEL | 1,0 | 3,0 | 3,0 | 2,0 | 1,0 | 3,0 |
| 4 | FFORg SUGERIDO | 4 | 3 | 3 | 2 | 1 | 1 |

Considerando los límites sugeridos el siguiente gráfico muestra las probabilidades de excedencia de los nuevos estándares de indisponibilidad de transmisión considerando la estadística del SEN.

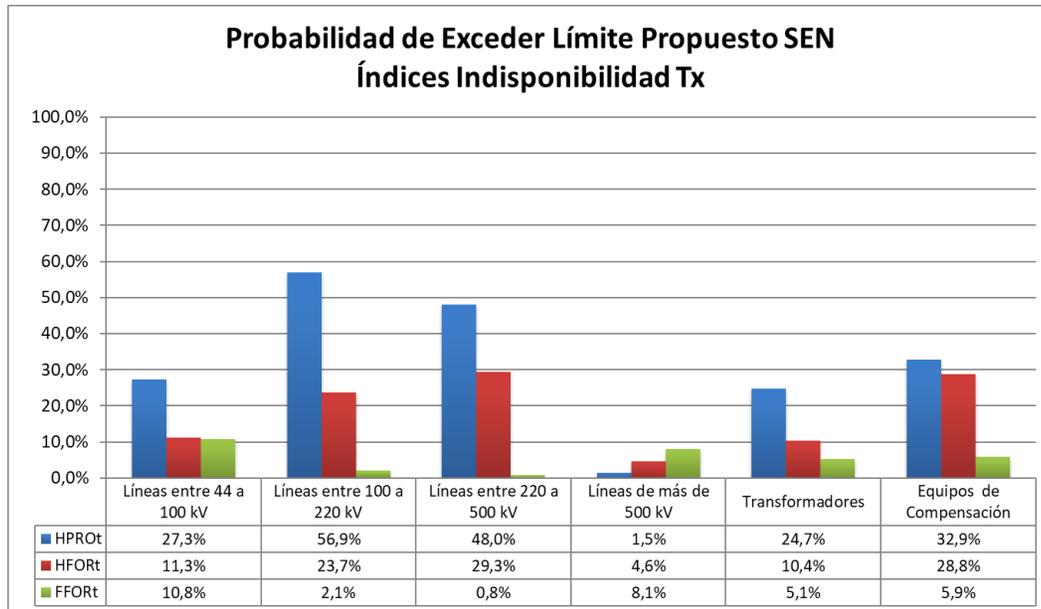


Figura 236 Probabilidad de excedencia de límites sugeridos de índices de indisponibilidad de transmisión para el SEN

V. RECOMENDACIONES

A continuación se resumen las recomendaciones del Coordinador de acuerdo a lo dispuesto en los artículos 6-26 y 6-27 de la NTSyCS. Es relevante señalar, que considerando que ésta es la cuarta versión de este estudio y que se cuenta con cuatro años de estadística relativa a los Índices de Continuidad en Puntos de Control, estas recomendaciones, más allá de los resultados, apuntan a consolidar una metodología que permite obtener de manera objetiva los estándares descritos en la NTSyCS y cuyos valores finalmente son definidos por la Comisión Nacional de Energía.

a) Índices de continuidad aceptables FMIK y TTIK en los Puntos de Control de Clientes

| Zona | FMIK límite | TTIK límite |
|---------------|-------------|-------------|
| Iquique | 2,3 | 3,1 |
| Tocopilla | 0,9 | 0,7 |
| Antofagasta | 1,5 | 1,9 |
| Copiapó | 3,1 | 6,5 |
| Coquimbo | 2,2 | 1,8 |
| Valparaíso | 1,5 | 0,7 |
| Aconcagua | 2,2 | 3,1 |
| Metropolitana | 0,5 | 0,1 |
| Melipilla | 3,1 | 2,4 |
| Rapel | 2,6 | 3,7 |
| Rancagua | 2,9 | 1,7 |
| Itahue | 3,4 | 1,3 |
| Charrúa | 3,3 | 1,6 |
| Concepción | 1,7 | 1,3 |
| Araucanía | 1,8 | 2,0 |
| Chiloé | 5,2 | 5,7 |
| SEN | 1,9 | 1,4 |

b) Índices de Indisponibilidad de Generación

| Índice de Indisponibilidad | Hidráulica Embalse | Hidráulica Pasada | Térmica Vapor | Ciclo Combinado | Turbina a Gas | Motor Diésel | Parques Motores Diésel | Parques Eólicos y Fotovoltaico |
|----------------------------|--------------------|-------------------|---------------|-----------------|---------------|--------------|------------------------|--------------------------------|
| HPROg | 400 | 380 | 750 | 630 | 380 | 300 | 20 | 20 |
| HFORg | 130 | 60 | 250 | 250 | 60 | 130 | 10 | 10 |
| FFORg | 6 | 4 | 12 | 10 | 4 | 10 | 4 | 4 |

c) Índices de Indisponibilidad de Transmisión

| Índice de Indisponibilidad | Líneas entre 44 a 100 kV | Líneas entre 100 a 220 kV | Líneas entre 220 a 500 kV | Líneas de más de 500 kV | Transformadores | Equipos de Compensación |
|----------------------------|--------------------------|---------------------------|---------------------------|-------------------------|-----------------|-------------------------|
| HPROt | 20 | 20 | 20 | 20 | 30 | 40 |
| HFORt | 25 | 10 | 10 | 5 | 35 | 45 |
| FFORt | 4 | 3 | 3 | 2 | 1 | 1 |

- d) Indisponibilidad aceptable TTIK, en aquellas barras del STN en las cuales la CNE efectúe fijación de precios de nudo de corto plazo con el desglose de acuerdo al origen de la indisponibilidad (Transmisión Nacional, Transmisión Zonal, Transmisión Dedicada, Generación y Otros)

| Promedio ponderado TTIK aceptable (h/año) por Barra del Sistema de Transmisión Nacional del SEN | | | | | | | |
|---|------------|-------|-------------------|----------------------|----------------------|-------|-----------------------|
| Barra STN/ Origen | Generación | Otros | Transmisión Zonal | Transmisión Dedicada | Transmisión Nacional | TOTAL | NTSyCS 2018, Art. 9.3 |
| Parinacota 220 | 0,013 | 0,165 | 1,634 | 1,150 | 0,109 | 3,07 | |
| Condores 220 | 0,013 | 0,165 | 1,634 | 1,150 | 0,109 | 3,07 | |
| Pozo Almonte 220 | 0,013 | 0,165 | 1,634 | 1,150 | 0,109 | 3,07 | |
| Tarapaca 220 | 0,013 | 0,165 | 1,634 | 1,150 | 0,109 | 3,07 | 5,16 |
| Lagunas 220 | 0,013 | 0,165 | 1,634 | 1,150 | 0,109 | 3,07 | 5,16 |
| Nueva Victoria 220 | 0,013 | 0,165 | 1,634 | 1,150 | 0,109 | 3,07 | |
| Crucero 220 | 0,005 | 0,069 | 0,679 | 0,478 | 0,045 | 1,28 | 3,64 |
| Chuquicamata 220 | 0,003 | 0,037 | 0,366 | 0,258 | 0,024 | 0,69 | |
| Calama 220 | 0,003 | 0,037 | 0,366 | 0,258 | 0,024 | 0,69 | |
| Encuentro 220 | 0,006 | 0,070 | 0,697 | 0,491 | 0,046 | 1,31 | 3,64 |
| Atacama 220 | 0,008 | 0,108 | 1,066 | 0,750 | 0,071 | 2,00 | 5,16 |
| O'Higgins 220 | 0,008 | 0,103 | 1,015 | 0,715 | 0,068 | 1,91 | |
| Laberinto 220 | 0,008 | 0,103 | 1,015 | 0,715 | 0,068 | 1,91 | |
| El Tesoro 220 | 0,008 | 0,103 | 1,015 | 0,715 | 0,068 | 1,91 | |
| Esperanza 220 | 0,008 | 0,103 | 1,015 | 0,715 | 0,068 | 1,91 | |
| El Cobre 220 | 0,008 | 0,103 | 1,015 | 0,715 | 0,068 | 1,91 | |
| Diego de Almagro 220 | 0,027 | 0,348 | 3,449 | 2,428 | 0,230 | 6,48 | 11,03 |
| Carrera Pinto 220 | 0,028 | 0,349 | 3,460 | 2,436 | 0,230 | 6,50 | 11,03 |
| Cardones 220 | 0,028 | 0,349 | 3,460 | 2,436 | 0,230 | 6,50 | 10,73 |
| Maitencillo 220 | 0,026 | 0,333 | 3,295 | 2,320 | 0,219 | 6,19 | 9,03 |
| Pan de Azucar 220 | 0,008 | 0,099 | 0,978 | 0,689 | 0,065 | 1,84 | 9,15 |
| Los Vilos 220 | 0,007 | 0,087 | 0,860 | 0,605 | 0,057 | 1,62 | 9,15 |
| Nogales 220 | 0,007 | 0,088 | 0,874 | 0,616 | 0,058 | 1,64 | 9,15 |
| Quillota 220 | 0,008 | 0,104 | 1,031 | 0,726 | 0,069 | 1,94 | 7,35 |
| Los Maquis 220 | 0,009 | 0,116 | 1,152 | 0,811 | 0,077 | 2,16 | |
| El Llano 220 | 0,008 | 0,099 | 0,976 | 0,687 | 0,065 | 1,84 | |
| Polpaico 220 | 0,000 | 0,004 | 0,043 | 0,030 | 0,003 | 0,08 | 7,09 |
| Lampa 220 | 0,000 | 0,004 | 0,043 | 0,030 | 0,003 | 0,08 | 7,09 |
| Cerro Navia 220 | 0,000 | 0,004 | 0,043 | 0,030 | 0,003 | 0,08 | 3,63 |
| Chena 220 | 0,000 | 0,004 | 0,043 | 0,030 | 0,003 | 0,08 | 3,63 |
| Alto Jahuel 220 | 0,002 | 0,028 | 0,274 | 0,193 | 0,018 | 0,52 | 3,63 |
| Maipo 220 | 0,000 | 0,004 | 0,043 | 0,030 | 0,003 | 0,08 | |
| Candelaria 220 | 0,007 | 0,091 | 0,901 | 0,634 | 0,060 | 1,69 | 8,5 |
| Colbun 220 | 0,006 | 0,072 | 0,716 | 0,504 | 0,048 | 1,35 | 8,5 |
| Melipilla 220 | 0,011 | 0,136 | 1,350 | 0,950 | 0,090 | 2,54 | 7,09 |
| Rapel 220 | 0,015 | 0,196 | 1,942 | 1,367 | 0,129 | 3,65 | 7,09 |
| Itahue 220 | 0,007 | 0,085 | 0,845 | 0,595 | 0,056 | 1,59 | 7,15 |
| Ancoa 220 | 0,006 | 0,074 | 0,732 | 0,516 | 0,049 | 1,38 | 8,5 |
| Charrua 220 | 0,006 | 0,080 | 0,793 | 0,558 | 0,053 | 1,49 | 8,42 |
| Lagunillas 220 | 0,006 | 0,072 | 0,709 | 0,499 | 0,047 | 1,33 | 12,45 |
| Hualpen 220 | 0,006 | 0,072 | 0,711 | 0,500 | 0,047 | 1,34 | 12,45 |
| Duqueco 220 | 0,007 | 0,083 | 0,826 | 0,582 | 0,055 | 1,55 | |
| Temuco 220 | 0,008 | 0,107 | 1,063 | 0,748 | 0,071 | 2,00 | 8,92 |
| Ciruelos 220 | 0,008 | 0,099 | 0,979 | 0,689 | 0,065 | 1,84 | 11,24 |
| Valdivia 220 | 0,009 | 0,108 | 1,070 | 0,753 | 0,071 | 2,01 | 11,24 |
| Rahue 220 | 0,009 | 0,108 | 1,070 | 0,753 | 0,071 | 2,01 | 11,62 |
| Melipulli 220 | 0,014 | 0,181 | 1,791 | 1,261 | 0,119 | 3,37 | 11,62 |
| Chiloe 220 | 0,024 | 0,304 | 3,007 | 2,117 | 0,200 | 5,65 | |

VI. REFERENCIAS

- [1] Comisión Nacional de Energía (2018), **Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio**, Santiago, Chile.
- [2] Comisión Nacional de Energía (2017), **ANEXO TÉCNICO: Informe Calidad de Suministro y Calidad de Producto**, Santiago, Chile.
- [3] Departamento de Peajes, Coordinador Eléctrico Nacional (2018), **Informe Definitivo Estudio de Continuidad de Suministro**, Santiago, Chile.
- [4] Departamento de Peajes, Coordinador Eléctrico Nacional (2017), **Informe Definitivo Estudio de Continuidad de Suministro 2016**, Santiago, Chile.
- [5] Departamento de Estudios, Dirección de Peajes CDECSIC (2016) **Informe Final Estudio de Continuidad de Suministro 2015**, Santiago, Chile.
- [6] Departamento de Peajes, Dirección de Peajes CDEC-SING (2017) **Informe Final Estudio de Continuidad de Suministro 2015**, Santiago, Chile.
- [7] Estudios Energéticos Consultores (2016) **Estudio de continuidad 2015 y Análisis Complementario**, Santiago, Chile.

ANEXO 1: ÍNDICES DE CONTINUIDAD FMIK Y TTIK POR PUNTO DE CONTROL DE CLIENTES

| Punto de Control | FMIK | | | | TTIK | | | |
|--------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|-------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| 01-Iquique | | | | | | | | |
| CGE DISTRIBUCIÓN | | | | | | | | |
| BA S/E CENTRAL DIESEL ARICA 13.8KV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 |
| ELIQSA | | | | | | | | |
| BA S/E ALTO HOSPICIO 13.8KV | 3,5 | 4,6 | 2,4 | 1,0 | 6,0 | 2,1 | 2,3 | 0,2 |
| BA S/E CENTRAL TARAPACÁ 13.8KV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,4 |
| BA S/E CERRO DRAGÓN 13.8KV | 3,0 | 2,0 | 2,0 | 1,0 | 6,8 | 0,7 | 2,2 | 0,2 |
| BA S/E LAGUNAS 23KV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,6 |
| BA S/E PACÍFICO 13.8KV | 3,0 | 0,0 | 2,0 | 2,0 | 3,6 | 0,0 | 2,1 | 0,6 |
| BA S/E PALAFITOS 13.8KV BP1 | 2,7 | 1,7 | 3,0 | 1,0 | 4,6 | 0,4 | 2,3 | 0,3 |
| BA S/E POZO ALMONTE 23KV | 2,1 | 0,0 | 1,0 | 2,0 | 3,6 | 0,0 | 0,4 | 2,3 |
| BA S/E TAMARUGAL 23KV | 4,7 | 1,0 | 2,0 | 4,0 | 13,3 | 1,5 | 0,8 | 2,1 |
| BA S/E TAP OFF DOLORES 24KV | 3,2 | 1,0 | 7,8 | 8,0 | 7,9 | 0,6 | 11,9 | 12,7 |
| EMELARI | | | | | | | | |
| BA S/E CHINCHORRO 13.8KV | 1,5 | 4,7 | 3,9 | 3,0 | 2,8 | 2,9 | 1,7 | 21,9 |
| BA S/E PUKARA 13.8KV BP1 | 1,0 | 2,0 | 7,7 | 3,0 | 2,1 | 2,4 | 5,3 | 22,3 |
| BA S/E QUIANI 13.8KV-BP1 | 1,7 | 2,0 | 7,5 | 8,0 | 2,8 | 2,4 | 2,6 | 24,8 |
| BA S/E TAP OFF CUYA 13.8KV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,4 |
| HALDEMAN | | | | | | | | |
| BA S/E LA CASCADA HMC (SAGASCA) 66KV | 1,5 | 0,0 | 0,0 | 2,0 | 0,7 | 0,0 | 0,0 | 2,0 |
| LUZ PARRAL | | | | | | | | |
| BA S/E PASO HONDO 13.2KV BP1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,3 |
| MINERA CERRO COLORADO | | | | | | | | |
| BA S/E CERRO COLORADO 110KV | 2,0 | 1,1 | 0,3 | 2,0 | 0,6 | 0,6 | 0,1 | 1,9 |
| MINERA COLLAHUASI | | | | | | | | |
| BA S/E COLLAHUASI 220KV-BP1 | 2,2 | 0,3 | 1,7 | 1,1 | 0,8 | 0,2 | 2,7 | 0,4 |
| MINERA QUEBRADA BLANCA | | | | | | | | |
| BA S/E QUEBRADA BLANCA 220KV | 5,5 | 1,3 | 2,0 | 1,0 | 53,1 | 0,4 | 0,6 | 164,5 |
| SQM | | | | | | | | |
| BA S/E LAGUNAS 23KV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,9 |
| BA S/E SUR VIEJO 23KV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,7 |
| BA S/E TAP OFF NUEVA VICTORIA 220KV | 1,4 | 0,0 | 0,0 | 2,0 | 22,7 | 0,0 | 0,0 | 1,7 |
| 02-Tocopilla | | | | | | | | |
| CODELCO CHILE | | | | | | | | |

| Punto de Control | FMIK | | | | TTIK | | | |
|-------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| BA S/E 10 100KV | 0,0 | 1,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3,1 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E 10A 100KV BP1 | 0,0 | 1,2 | 0,2 | 0,0 | 0,0 | 4,9 | 0,1 | 0,0 |
| BA S/E A 100KV-BP1 | 2,7 | 9,9 | 0,8 | 0,0 | 1,6 | 5,7 | 0,4 | 0,0 |
| BA S/E CHAMY 100KV | 0,8 | 0,9 | 0,0 | 0,0 | 0,3 | 0,5 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E CHUQUICAMATA 220KV-BP1 | 0,0 | 0,0 | 0,2 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 4,3 |
| BA S/E K1 100KV BP1 | 0,0 | 0,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,2 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E KM6 100KV-BP1 | 0,0 | 0,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,6 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E MMH 220KV - BP1 | 0,1 | 1,2 | 0,2 | 0,0 | 0,0 | 2,1 | 0,2 | 0,0 |
| BA S/E RADOMIRO TOMIC 220KV-BP1 | 2,5 | 3,8 | 0,2 | 2,0 | 2,9 | 4,3 | 0,1 | 2,2 |
| BA S/E SALAR 100KV - BP1 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 0,0 | 0,2 | 1,9 | 0,4 | 0,0 |
| BA S/E SOPLADORES 100KV BP1 | 0,0 | 0,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,2 | 0,0 | 0,0 |
| ELECDA | | | | | | | | |
| BA S/E CALAMA 23KV - BP1 | 1,5 | 0,0 | 1,0 | 1,0 | 1,9 | 0,0 | 3,7 | 0,9 |
| BA S/E TOCOPILLA 5KV | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| GRACE | | | | | | | | |
| BA S/E MANTOS DE LA LUNA 110KV | 5,5 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 1,6 | 0,0 | 0,0 | 22,7 |
| MINERA ANTUCOYA | | | | | | | | |
| BA S/E ANTUCOYA 220KV | 0,0 | 0,8 | 2,2 | 0,0 | 0,0 | 1,2 | 0,8 | 0,0 |
| MINERA EL ABRA | | | | | | | | |
| BA S/E EL ABRA 220KV | 1,5 | 0,4 | 1,0 | 0,0 | 0,9 | 0,3 | 0,5 | 0,0 |
| MINERA SPENCE | | | | | | | | |
| BA S/E SPENCE 220KV | 0,6 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,3 | 0,0 | 0,0 | 0,3 |
| SIERRA GORDA SCM | | | | | | | | |
| BA S/E SIERRA GORDA 220KV - BP1 | 0,8 | 0,0 | 2,0 | 0,0 | 3,6 | 0,0 | 2,1 | 0,0 |
| SQM | | | | | | | | |
| BA S/E EL LOA 10KV | 0,0 | 0,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E TAP OFF LA CRUZ 220KV | 1,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 03-Antofagasta | | | | | | | | |
| AGUAS ANTOFAGASTA | | | | | | | | |
| BA S/E DESALANT 110KV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 11,3 |
| BA S/E TAP OFF DESALANT 110KV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| CODELCO CHILE | | | | | | | | |
| BA S/E GABY 220KV | 3,0 | 2,8 | 0,3 | 0,0 | 6,5 | 3,0 | 0,5 | 0,0 |
| COMPAÑÍA MINERA ZALDIVAR SPA | | | | | | | | |
| BA S/E ZALDÍVAR 220KV | 3,4 | 0,6 | 0,2 | 0,0 | 1,7 | 0,4 | 0,1 | 0,0 |
| ELECDA | | | | | | | | |
| BA S/E ANTOFAGASTA 13.8KV BP1 | 0,0 | 0,0 | 3,0 | 3,0 | 0,0 | 0,0 | 2,2 | 0,8 |
| BA S/E ANTOFAGASTA 23KV | 0,0 | 0,1 | 1,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,3 | 0,1 |

| Punto de Control | FMIK | | | | TTIK | | | |
|------------------------------------|------|------|------|------|------|-------|------|------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| BA S/E CENTRO 110KV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,0 |
| BA S/E CENTRO 13.8KV BP1 | 1,3 | 1,1 | 1,0 | 0,0 | 0,4 | 0,3 | 0,6 | 0,0 |
| BA S/E CENTRO 23KV | 1,1 | 0,6 | 0,0 | 0,0 | 1,1 | 0,1 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E LA PORTADA 110KV - BP | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 6,0 |
| BA S/E LA PORTADA 23KV - BP1 | 4,0 | 3,0 | 7,6 | 0,0 | 3,3 | 5,6 | 9,7 | 0,0 |
| BA S/E MEJILLONES 23KV | 1,0 | 5,0 | 6,0 | 4,0 | 1,6 | 8,2 | 10,9 | 11,6 |
| BA S/E SUR 13.8KV | 2,8 | 5,2 | 3,5 | 0,0 | 1,5 | 0,9 | 4,3 | 0,0 |
| BA S/E TAP OFF LA NEGRA 23KV - BP1 | 2,3 | 0,9 | 6,0 | 1,0 | 10,2 | 0,2 | 19,0 | 0,1 |
| BA S/E URIBE 23KV | 2,0 | 0,6 | 1,0 | 0,0 | 1,3 | 0,1 | 0,6 | 0,0 |
| ENAEX | | | | | | | | |
| BA S/E CENTRAL DIESEL ENAEX 110KV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 11,1 |
| MINERA ATACAMA MINERALS | | | | | | | | |
| BA S/E AGUAS BLANCAS 13.8KV | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 4,0 | 0,0 | 0,0 | 4,3 | 7,7 |
| BA S/E EL TESORO 220KV | 1,6 | 1,4 | 0,1 | 0,0 | 0,9 | 2,3 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E ESPERANZA 220KV | 1,7 | 1,8 | 0,9 | 0,0 | 0,8 | 1,5 | 2,6 | 0,0 |
| BA S/E GUAYAQUES 110KV | 4,4 | 0,8 | 0,0 | 0,0 | 2,8 | 1,1 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E MUELLE 110KV | 3,6 | 0,4 | 1,3 | 0,0 | 1,8 | 0,5 | 1,0 | 0,0 |
| BA S/E TAP OFF LICANCABUR 110KV | 5,0 | 0,5 | 0,0 | 0,0 | 3,2 | 0,8 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E TAP OFF LLANOS 220KV | 1,2 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 1,3 | 0,0 | 4,3 | 0,0 |
| BA S/E TAP OFF SAIRECABUR 110KV | 5,2 | 0,9 | 0,0 | 0,0 | 3,1 | 1,4 | 0,0 | 0,0 |
| MINERA ESCONDIDA | | | | | | | | |
| BA S/E COLOSO 220KV - BP1 | 0,0 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 154,7 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E ESCONDIDA 220KV-BP1 | 4,5 | 1,2 | 0,0 | 0,0 | 3,9 | 0,6 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E LAGUNA SECA 220KV | 4,5 | 0,0 | 0,1 | 0,0 | 36,1 | 0,0 | 0,1 | 0,0 |
| BA S/E LIXIVIACIÓN 69KV - BS | 2,5 | 1,4 | 0,0 | 0,0 | 2,6 | 17,4 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E MONTURAQUI 69KV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 4,2 |
| BA S/E OGP1 220KV - BP1 | 0,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E OLAP 69KV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E PLANTA ÓXIDOS 220KV | 3,7 | 0,6 | 0,0 | 0,0 | 3,0 | 0,2 | 0,0 | 0,0 |
| MINERA LOMAS BAYAS | | | | | | | | |
| BA S/E LOMAS BAYAS 220KV | 0,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| MINERA MANTOS BLANCOS | | | | | | | | |
| BA S/E MANTOS BLANCOS 220KV | 3,6 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 2,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 |
| MINERA MERIDIAN | | | | | | | | |
| BA S/E EL PEÑÓN 66KV | 6,7 | 0,1 | 3,0 | 2,0 | 43,0 | 0,1 | 18,0 | 5,4 |
| MINERA MICHILLA | | | | | | | | |
| BA S/E EL LINCE 110KV | 4,0 | 2,0 | 0,0 | 1,0 | 22,4 | 7,7 | 0,0 | 0,6 |
| MOLY-COP | | | | | | | | |

| Punto de Control | FMIK | | | | TTIK | | | |
|--|------|------|------|------|-------|------|------|------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| BA S/E CHACAYA 220KV-BP1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| SAESA | | | | | | | | |
| BA S/E ARMAZONES 23KV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,5 |
| SQM | | | | | | | | |
| BA S/E MINSAL 110KV | 0,0 | 0,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,1 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E TAP OFF EL NEGRO 110KV | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 4,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| XSTRATA COPPER - ALTONORTE | | | | | | | | |
| BA S/E ALTO NORTE 110KV | 0,9 | 0,0 | 0,1 | 1,0 | 3,3 | 0,0 | 0,0 | 0,1 |
| 04-Copiapo | | | | | | | | |
| AGROSUPER | | | | | | | | |
| BA S/E AGROSUPER 220KV | 1,0 | 0,0 | 4,0 | 1,0 | 0,9 | 0,0 | 7,5 | 2,5 |
| ANGLO AMERICAN NORTE - MANTOVERDE | | | | | | | | |
| BA S/E DIEGO DE ALMAGRO 110KV SECCIÓN 2 | 0,0 | 1,1 | 7,0 | 0,0 | 0,0 | 5,5 | 36,4 | 0,0 |
| BA S/E IMPULSION 23KV BP1 | 1,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 2,1 | 0,0 | 2,3 | 0,0 |
| CAP CMP | | | | | | | | |
| BA S/E CERRO NEGRO NORTE 220KV | 3,0 | 0,0 | 3,3 | 0,0 | 2,3 | 0,0 | 6,5 | 0,0 |
| BA S/E LOS COLORADOS 110KV | 5,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 5,0 | 6,1 | 3,9 | 3,4 |
| BA S/E MAGNETITA 110KV | 1,0 | 1,0 | 3,0 | 1,0 | 16,8 | 2,1 | 5,9 | 6,2 |
| BA S/E PELLETS 110KV | 3,0 | 0,4 | 7,7 | 7,0 | 1,1 | 0,1 | 3,0 | 4,5 |
| BA S/E TOTORALILLO 220KV | 3,0 | 0,0 | 2,0 | 0,0 | 2,3 | 0,0 | 6,3 | 0,0 |
| CODELCO CHILE - DIVISIÓN SALVADOR | | | | | | | | |
| BA S/E DIEGO DE ALMAGRO 110KV SECCIÓN 2 | 9,0 | 4,0 | 5,0 | 0,0 | 4,5 | 6,8 | 6,4 | 0,0 |
| COMPAÑÍA MINERA GUANACO SpA | | | | | | | | |
| BA S/E GUANACO 13.8 KV | 0,0 | 0,0 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 4,6 | 0,0 |
| CONAFE | | | | | | | | |
| BA S/E ALTO DEL CARMEN 13.8KV | 3,4 | 0,0 | 3,0 | 2,0 | 8,0 | 0,0 | 2,6 | 25,4 |
| BA S/E CALDERA 23KV | 4,0 | 0,0 | 4,0 | 0,0 | 18,0 | 0,0 | 11,0 | 0,0 |
| BA S/E CERRILLOS 23KV | 2,0 | 1,0 | 3,0 | 0,0 | 8,9 | 0,5 | 7,2 | 0,0 |
| BA S/E CHANARAL 13.8KV | 11,0 | 11,0 | 8,0 | 6,0 | 114,4 | 4,0 | 3,1 | 1,7 |
| BA S/E COPIAPO 13.8KV B1 | 2,0 | 0,0 | 3,0 | 0,0 | 2,5 | 0,0 | 5,3 | 0,0 |
| BA S/E COPIAPO 13.8KV B2 | 2,0 | 0,0 | 3,0 | 0,0 | 2,5 | 0,0 | 5,3 | 0,0 |
| BA S/E HERNAN FUENTES 23KV | 6,0 | 0,0 | 5,0 | 2,0 | 4,0 | 0,0 | 8,9 | 0,2 |
| BA S/E HUASCO 13.8KV B1 | 2,0 | 0,0 | 6,0 | 6,0 | 0,9 | 0,0 | 1,7 | 2,1 |
| BA S/E LOS LOROS 23KV | 2,0 | 5,8 | 3,0 | 0,0 | 4,7 | 15,4 | 7,2 | 0,0 |
| BA S/E PLANTAS 13.8KV | 2,0 | 2,0 | 4,6 | 0,0 | 16,3 | 9,8 | 5,4 | 0,0 |
| BA S/E TIERRA AMARILLA 23KV BP11 | 1,0 | 0,0 | 2,0 | 1,0 | 16,2 | 0,0 | 4,9 | 1,1 |
| BA S/E TIERRA AMARILLA 23KV BP2 | 1,0 | 0,0 | 2,0 | 0,0 | 16,2 | 0,0 | 5,0 | 0,0 |
| BA S/E VALLENAR 13.2KV | 4,0 | 0,0 | 3,0 | 1,0 | 11,8 | 0,0 | 2,1 | 19,4 |

| Punto de Control | FMIK | | | | TTIK | | | |
|--------------------------------------|------|------|------|------|------|------|-------|------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| BA TAP EL EDEN 13.2KV BP1 | 4,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 10,9 | 0,0 | 0,5 | 0,0 |
| ELECDA | | | | | | | | |
| BA S/E PAPOSO 220KV SECCIÓN 1 | 0,0 | 1,0 | 7,0 | 0,0 | 0,0 | 8,3 | 19,8 | 0,0 |
| BA S/E PAPOSO 220KV SECCIÓN 2 | 0,0 | 1,0 | 6,0 | 0,0 | 0,0 | 8,3 | 9,6 | 0,0 |
| BA S/E TALTAL (ELECDA) 13.2KV | 12,0 | 10,0 | 12,0 | 8,0 | 12,1 | 9,3 | 9,0 | 8,7 |
| EMELAT | | | | | | | | |
| BA S/E DIEGO DE ALMAGRO 23KV | 4,0 | 3,0 | 5,1 | 1,0 | 2,0 | 40,2 | 1,9 | 0,6 |
| BA S/E EL SALADO 23KV | 4,0 | 9,0 | 8,0 | 5,0 | 1,6 | 3,2 | 3,1 | 1,6 |
| ENAMI PAIPOTE | | | | | | | | |
| BA S/E FUNDICION PAIPOTE 110KV | 3,0 | 0,0 | 4,0 | 1,0 | 2,3 | 0,0 | 11,4 | 9,1 |
| MINERA ATACAMA KOZAN | | | | | | | | |
| BA S/E ATACAMA KOZAN 110KV | 1,0 | 1,0 | 2,0 | 0,0 | 16,2 | 4,6 | 4,8 | 0,0 |
| MINERA CANDELARIA | | | | | | | | |
| BA S/E CANDELARIA B1 - 220KV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E MINERA LA CANDELARIA 220KV B1 | 0,5 | 0,8 | 2,0 | 1,0 | 0,8 | 0,2 | 5,3 | 0,5 |
| BA S/E PUNTA PADRONES 23KV B1 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E TRAVESIA 110KV B1 | 1,7 | 2,6 | 2,0 | 0,0 | 6,8 | 1,8 | 5,3 | 0,0 |
| MINERA CENTENARIO | | | | | | | | |
| BA S/E MINERA FRANKE 23KV | 9,0 | 3,0 | 4,9 | 2,0 | 6,8 | 34,9 | 8,8 | 1,5 |
| MINERA LAS CENIZAS | | | | | | | | |
| BA S/E LAS LUCES 110KV | 4,9 | 3,0 | 8,0 | 3,0 | 3,1 | 6,1 | 5,7 | 1,4 |
| BA S/E PLANTA OXIDO 110KV | 3,9 | 3,0 | 7,0 | 1,0 | 1,2 | 6,1 | 4,6 | 0,6 |
| MINERA LUMINA COPPER | | | | | | | | |
| BA S/E CASERONES 220kv BARRA 1A | 4,0 | 0,0 | 3,4 | 0,0 | 0,9 | 0,0 | 365,9 | 0,0 |
| BA S/E CASERONES 220kv BARRA 1B | 4,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,9 | 0,0 | 238,0 | 0,0 |
| BA S/E CASERONES 220kv BARRA 1C | 4,0 | 0,0 | 3,3 | 0,0 | 0,9 | 0,0 | 341,0 | 0,0 |
| BA S/E JORQUERA 220kv | 2,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,3 | 0,0 | 238,0 | 0,0 |
| MINERA MANTOS DE ORO | | | | | | | | |
| BA S/E LA COIPA 220KV | 2,0 | 1,0 | 3,0 | 0,0 | 0,3 | 2,4 | 35,4 | 0,0 |
| MINERA MARICUNGA | | | | | | | | |
| BA S/E MINERA MARICUNGA 23KV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 7,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 42,9 |
| MINERA OJOS DEL SALADO | | | | | | | | |
| BA S/E MINERA LA CANDELARIA 23KV B2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 05-Coquimbo | | | | | | | | |
| CAP CMP | | | | | | | | |
| BA S/E ALGARROBO 110KV | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 3,0 | 1,7 | 4,5 | 2,4 | 1,1 |
| BA S/E ROMERAL (CMP) 110KV | 4,0 | 5,4 | 5,0 | 7,0 | 1,8 | 6,8 | 2,5 | 2,5 |
| CEMIN | | | | | | | | |

| Punto de Control | FMIK | | | | TTIK | | | |
|---|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| BA S/E DOS AMIGOS 23KV | 4,0 | 6,0 | 4,0 | 3,0 | 1,7 | 7,3 | 50,4 | 1,1 |
| CONAFE | | | | | | | | |
| BA S/E ANDACOLLO 13.8KV BP1 | 1,0 | 2,0 | 1,0 | 0,0 | 1,2 | 0,2 | 1,1 | 0,0 |
| BA S/E ANDACOLLO 23KV BP1 | 1,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 1,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E COMBARBALA 13.2KV | 5,0 | 3,0 | 0,0 | 0,0 | 0,6 | 0,4 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E EL PENON 13.2KV C1 | 1,0 | 2,7 | 1,0 | 0,0 | 1,2 | 0,9 | 0,1 | 0,0 |
| BA S/E EL PENON 23KV | 2,0 | 2,0 | 1,0 | 0,0 | 4,7 | 1,6 | 0,3 | 0,0 |
| BA S/E EL SAUCE 13.2KV | 4,0 | 4,0 | 3,0 | 1,0 | 3,2 | 0,6 | 0,4 | 0,1 |
| BA S/E GUAYACAN 13.2KV C1 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E GUAYACAN 13.2KV C2 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E ILLAPEL 23KV | 2,1 | 1,1 | 1,5 | 0,0 | 0,2 | 1,4 | 0,6 | 0,0 |
| BA S/E INCAHUASI 23KV | 4,0 | 5,0 | 5,0 | 6,0 | 1,7 | 14,0 | 2,6 | 3,2 |
| BA S/E LAS COMPANIAS 13.2KV | 6,0 | 0,0 | 1,0 | 1,0 | 2,3 | 0,0 | 3,4 | 3,0 |
| BA S/E MARQUESA 23KV | 4,4 | 4,5 | 8,8 | 1,0 | 10,2 | 5,3 | 9,9 | 4,9 |
| BA S/E MONTE PATRIA 13.2KV | 2,0 | 2,0 | 1,0 | 0,0 | 0,6 | 1,2 | 0,1 | 0,0 |
| BA S/E MONTE PATRIA 23KV | 2,0 | 2,0 | 1,0 | 0,0 | 0,6 | 1,2 | 0,1 | 0,0 |
| BA S/E OVALLE 23KV C1 | 2,0 | 3,3 | 2,0 | 0,0 | 5,1 | 1,1 | 0,5 | 0,0 |
| BA S/E OVALLE 23KV C2 | 1,0 | 2,0 | 1,0 | 0,0 | 0,2 | 0,5 | 0,3 | 0,0 |
| BA S/E PAN DE AZUCAR 13.2KV BP1 | 3,0 | 0,0 | 2,0 | 0,0 | 2,5 | 0,0 | 3,0 | 0,0 |
| BA S/E PAN DE AZUCAR 13.2KV BP2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E PUNITAQUI 13.2KV | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 1,0 | 4,9 | 6,3 | 6,1 | 0,3 |
| BA S/E QUEREO 23KV | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 0,4 | 4,5 |
| BA S/E QUINQUIMO 23KV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,6 |
| BA S/E SALAMANCA 23KV BP1 | 1,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 1,4 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E SALAMANCA 23KV BP2 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E SAN JOAQUIN (TRANSNET) 13.2KV C1 | 2,0 | 2,0 | 0,0 | 2,0 | 8,8 | 7,1 | 0,0 | 4,6 |
| BA S/E SAN JOAQUIN (TRANSNET) 13.2KV C2 | 4,6 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 13,3 | 7,3 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E SAN JUAN 13.2KV | 1,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 1,3 | 0,0 | 0,4 | 0,0 |
| BA S/E VICUNA 110KV | 0,0 | 2,0 | 3,0 | 0,0 | 0,0 | 3,6 | 14,8 | 0,0 |
| BA S/E VICUNA 23KV | 4,0 | 2,0 | 2,0 | 4,0 | 3,7 | 3,3 | 2,8 | 8,1 |
| MINERA ALTOS DE PUNITAQUI | | | | | | | | |
| BA S/E PUNITAQUI 13.2KV BP2 | 2,0 | 1,0 | 2,0 | 0,0 | 0,1 | 0,3 | 5,9 | 0,0 |
| MINERA LOS PELAMBRES | | | | | | | | |
| BA S/E LOS VILOS 220KV SECCIÓN 2 | 2,0 | 0,0 | 3,0 | 0,0 | 97,7 | 0,0 | 48,4 | 0,0 |
| MINERA TRES VALLES | | | | | | | | |
| BA S/E SALAMANCA 23KV BP1 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| MINERA ZALDIVAR LTDA. | | | | | | | | |
| BA S/E MINERAL EL INDIO 13.2KV | 14,0 | 8,0 | 3,0 | 4,0 | 14,9 | 29,7 | 17,2 | 15,1 |

| Punto de Control | FMIK | | | | TTIK | | | |
|--|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| TECK-CARMEN DE ANDACOLLO | | | | | | | | |
| BA S/E EL PENON 110KV | 3,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 4,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E MINERA TECK CDA 220KV | 0,0 | 0,0 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 15,2 | 0,0 |
| 06-Valparaiso | | | | | | | | |
| CHILQUINTA | | | | | | | | |
| BA S/E ALGARROBO NORTE 12KV | 7,0 | 3,0 | 3,0 | 1,0 | 19,6 | 1,7 | 1,5 | 0,2 |
| BA S/E BOSQUEMAR 12KV SECCION 1 | 1,0 | 0,0 | 1,0 | 1,0 | 0,8 | 0,0 | 0,8 | 0,2 |
| BA S/E CASABLANCA 12KV B1 | 10,2 | 1,6 | 8,3 | 0,0 | 16,4 | 3,6 | 3,7 | 0,0 |
| BA S/E CASABLANCA 12KV B2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E CONCON BARRA 12KV N°1 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 3,0 | 0,0 | 0,0 | 3,1 | 2,3 |
| BA S/E CONCON BARRA 12KV N°2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E LOS PLACERES BARRA 12KV N° 1 | 2,0 | 0,0 | 5,0 | 0,0 | 2,3 | 0,0 | 4,5 | 0,0 |
| BA S/E LOS PLACERES BARRA 12KV N° 2 | 2,0 | 1,0 | 5,0 | 0,0 | 2,3 | 0,5 | 4,5 | 0,0 |
| BA S/E MIRAFLORES 23KV BP3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E MIRAFLORES BARRA 12KV BP1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E MIRAFLORES BARRA 12KV BP2 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E PEÑABLANCA 12KV-BP2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E PLACILLA (CHILQUINTA) 12KV | 3,0 | 0,0 | 2,0 | 0,0 | 4,8 | 0,0 | 1,3 | 0,0 |
| BA S/E PLAYA ANCHA BARRA 12KV N° 1 | 2,5 | 0,5 | 8,0 | 0,0 | 2,3 | 0,0 | 4,7 | 0,0 |
| BA S/E PLAYA ANCHA BARRA 12KV N° 2 | 2,0 | 0,0 | 5,0 | 0,0 | 5,5 | 0,0 | 4,5 | 0,0 |
| BA S/E QUILPUE BARRA 12KV N° 1 | 1,0 | 1,4 | 1,0 | 0,0 | 0,1 | 3,1 | 1,8 | 0,0 |
| BA S/E QUILPUE BARRA 12KV N° 2 | 0,4 | 2,0 | 3,1 | 0,0 | 0,0 | 3,1 | 2,1 | 0,0 |
| BA S/E QUILPUE BARRA 12KV N° 3 | 2,0 | 1,0 | 1,0 | 0,0 | 0,9 | 3,1 | 1,9 | 0,0 |
| BA S/E QUINTAY 12KV | 6,0 | 3,0 | 3,0 | 1,0 | 27,7 | 5,4 | 1,9 | 2,3 |
| BA S/E QUINTERO BARRA 12KV N° 1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 6,3 |
| BA S/E QUINTERO BARRA 12KV N° 2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,6 |
| BA S/E RENACA BARRA 12KV N° 1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,8 |
| BA S/E RENACA BARRA 12KV N° 2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,2 |
| BA S/E VALPARAISO BARRA 12KV N° 1 | 2,0 | 0,0 | 5,0 | 0,0 | 2,3 | 0,0 | 4,5 | 0,0 |
| BA S/E VALPARAISO BARRA 12KV N° 2 | 2,0 | 0,0 | 5,0 | 0,0 | 2,3 | 0,0 | 4,5 | 0,0 |
| CODELCO CHILE - DIVISIÓN ANDINA | | | | | | | | |
| BA S/E SAG 220KV B1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| CODELCO CHILE - DIVISIÓN VENTANAS | | | | | | | | |
| BA S/E 1 CODELCO VENTANAS 110KV | 1,0 | 0,0 | 1,0 | 1,0 | 1,2 | 0,0 | 2,3 | 0,6 |
| CONAFE | | | | | | | | |
| BA S/E CABILDO 23KV BP1 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,0 |
| BA S/E CABILDO 23KV BP2 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,3 | 0,0 |
| BA S/E CASAS VIEJAS 13.2KV | 1,3 | 1,0 | 1,3 | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,3 | 0,0 |

| Punto de Control | FMIK | | | | TTIK | | | |
|--|------|------|------|------|------|-------|------|------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| BA S/E MARBELLA 13.2KV BP1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E MARGA MARGA 13.2KV BP1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E MARGA MARGA 13.2KV BP2 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,2 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E MARGA MARGA 13.2KV BP3 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,4 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E MIRAFLORES BARRA 12KV BP2 | 1,0 | 1,0 | 1,5 | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,4 | 0,0 |
| EMELCA | | | | | | | | |
| BA S/E CASABLANCA 12KV B1 | 2,0 | 0,0 | 2,0 | 0,0 | 6,3 | 0,0 | 0,1 | 0,0 |
| ENAP REFINERÍA ACONCAGUA | | | | | | | | |
| BA S/E TORQUEMADA HBP1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| GNL QUINTERO | | | | | | | | |
| BA S/E GNL QUINTERO 110KV HA | 0,3 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 |
| BA S/E GNL QUINTERO 110KV HB | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 |
| LITORAL | | | | | | | | |
| BA S/E ALGARROBO NORTE 12KV | 7,0 | 3,0 | 3,0 | 1,0 | 17,5 | 1,7 | 1,4 | 0,2 |
| BA S/E CASABLANCA 12KV B1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E EL TOTORAL 12KV | 9,0 | 3,0 | 4,0 | 1,0 | 32,3 | 0,5 | 1,8 | 0,9 |
| BA S/E LAS BALANDRAS 12KV | 9,0 | 3,0 | 4,0 | 1,0 | 32,2 | 0,5 | 1,6 | 0,9 |
| BA S/E LAS PINATAS 12KV | 9,0 | 3,0 | 4,0 | 1,0 | 32,5 | 0,5 | 1,6 | 0,9 |
| BA S/E QUINTAY 12KV | 5,0 | 3,0 | 3,0 | 1,0 | 14,1 | 3,5 | 1,9 | 2,3 |
| BA S/E SAN JERONIMO 12KV | 8,0 | 3,0 | 3,0 | 1,0 | 21,5 | 0,6 | 1,4 | 0,3 |
| METRO VALPARAÍSO | | | | | | | | |
| BA S/E EL SOL 110KV | 0,0 | 2,0 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 3,9 | 2,1 | 0,0 |
| 07-Aconcagua | | | | | | | | |
| ANGLO AMERICAN SUR - CHAGRES | | | | | | | | |
| BA S/E FUNDICION CHAGRES 110KV B1 | 1,0 | 0,0 | 3,0 | 1,0 | 0,1 | 0,0 | 3,2 | 1,4 |
| ANGLO AMERICAN SUR - EL SOLDADO | | | | | | | | |
| BA S/E LA CALERA 110KV | 2,0 | 2,0 | 1,0 | 0,0 | 1,5 | 7,5 | 0,2 | 0,0 |
| CEMENTO MELÓN | | | | | | | | |
| BA S/E CALERA CENTRO 62KV | 4,0 | 4,0 | 3,0 | 0,0 | 9,9 | 16,4 | 4,1 | 0,0 |
| CHILQUINTA | | | | | | | | |
| BA S/E CATEMU BARRA 12KV N° 1 | 7,0 | 5,0 | 4,0 | 4,0 | 8,5 | 24,3 | 8,0 | 7,0 |
| BA S/E EL MELON 12KV | 2,0 | 3,0 | 0,0 | 2,0 | 6,1 | 11,9 | 0,0 | 4,3 |
| BA S/E EL MELON 12KV SECCION 2 | 2,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 6,1 | 0,9 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E JUNCAL PORTILLO 12KV | 7,0 | 11,0 | 7,0 | 2,0 | 43,7 | 136,3 | 5,9 | 0,3 |
| BA S/E LA CALERA BARRA 12KV N° 1 (AUXILIAR) | 0,6 | 1,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 1,2 | 0,0 | 1,9 |
| BA S/E LA CALERA BARRA 12KV N° 2 (PRINCIPAL) | 0,7 | 0,0 | 1,0 | 1,0 | 0,1 | 0,0 | 0,2 | 1,9 |
| BA S/E LAS VEGAS 12KV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E PANQUEHUE BARRA 12KV | 7,0 | 3,6 | 1,0 | 1,0 | 5,2 | 3,4 | 0,0 | 0,2 |

| Punto de Control | FMIK | | | | TTIK | | | |
|--|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| BA S/E RIO BLANCO 12KV | 3,0 | 9,0 | 7,0 | 2,0 | 10,6 | 37,8 | 6,5 | 0,3 |
| BA S/E SAN FELIPE BARRA 12KV N° 1 | 2,5 | 4,2 | 0,0 | 2,7 | 0,5 | 5,6 | 0,0 | 2,8 |
| BA S/E SAN FELIPE BARRA 12KV N° 2 | 2,0 | 3,6 | 0,0 | 2,5 | 0,6 | 5,4 | 0,0 | 1,6 |
| BA S/E SAN PEDRO (FFCC) CBP1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E SAN PEDRO (FFCC) CBP2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E SAN PEDRO(AES GENER) 12KV BP1 | 0,0 | 2,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 3,1 | 0,2 | 0,0 |
| BA S/E SAN PEDRO(AES GENER) 12KV BP2 | 0,0 | 1,0 | 0,4 | 0,0 | 0,0 | 3,2 | 0,1 | 0,0 |
| BA S/E SAN RAFAEL (CHILQUINTA) 23KV | 2,0 | 3,6 | 1,0 | 1,0 | 0,8 | 4,5 | 0,2 | 2,2 |
| BA S/E SAN RAFAEL (CHILQUINTA) BARRA 12KV N° 1 | 1,0 | 4,5 | 0,0 | 1,0 | 0,7 | 5,2 | 0,0 | 2,1 |
| BA S/E SAN RAFAEL (CHILQUINTA) BARRA 12KV N° 2 | 1,0 | 4,3 | 0,0 | 1,0 | 0,7 | 4,1 | 0,0 | 1,7 |
| BA S/E TUNEL EL MELÓN 12KV | 2,0 | 1,0 | 0,0 | 1,0 | 10,7 | 0,9 | 0,0 | 2,4 |
| CODELCO CHILE - DIVISIÓN ANDINA | | | | | | | | |
| BA S/E LOS MAQUIS 110KV | 4,0 | 0,2 | 1,0 | 1,0 | 28,8 | 6,6 | 13,6 | 0,9 |
| BA S/E SALADILLO 66KV B1 | 3,0 | 3,0 | 4,0 | 1,0 | 7,0 | 3,8 | 19,4 | 1,9 |
| BA TAP EL LLANO 220KV | 2,0 | 2,3 | 4,0 | 2,0 | 37,3 | 1,7 | 3,1 | 2,1 |
| CRISTALCHILE | | | | | | | | |
| BA S/E LAS VEGAS BARRA 1 110KV | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| EFE | | | | | | | | |
| BA S/E SAN PEDRO (FFCC) 12KV B2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| MINERA CERRO NEGRO | | | | | | | | |
| BA S/E LOS ANGELES 44KV | 3,0 | 6,0 | 10,0 | 6,0 | 12,8 | 49,3 | 71,1 | 27,2 |
| MINERA LOS PELAMBRES | | | | | | | | |
| BA S/E QUILLOTA 220KV SECCION 1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E QUILLOTA 220KV SECCION 2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 08-Metropolitana | | | | | | | | |
| ANGLO AMERICAN SUR - LOS BRONCES | | | | | | | | |
| BA S/E POLPAICO 220KV SECCION 1 | 0,0 | 0,0 | 3,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 46,6 | 0,0 |
| BA S/E POLPAICO 220KV SECCION 2 | 2,0 | 0,0 | 2,2 | 0,0 | 2,5 | 0,0 | 1,2 | 0,0 |
| CEMENTO POLPAICO | | | | | | | | |
| BA S/E PUNTA PEUCO 110KV | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,1 | 0,0 | 0,0 |
| CGE DISTRIBUCIÓN | | | | | | | | |
| BA S/E CENTRAL MAITENES 12KV BP1 | 0,0 | 3,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,7 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E CURACAVI 12KV BP1 | 0,0 | 2,0 | 0,0 | 0,3 | 0,0 | 5,3 | 0,0 | 0,2 |
| BA S/E CURACAVI 12KV BP2 | 0,0 | 2,0 | 1,0 | 0,7 | 0,0 | 5,3 | 0,0 | 0,3 |
| BA S/E FLORIDA 1 12KV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E LA PINTANA 12KV BP1 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 1,2 | 0,5 |
| BA S/E LA PINTANA 12KV BP2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,5 |
| BA S/E LA PINTANA 12KV BP3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |

| Punto de Control | FMIK | | | | TTIK | | | |
|--|------|------|------|------|------|------|------|-------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| BA S/E LAS ACACIAS 23KV BP1 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 3,6 | 0,0 | 1,9 |
| BA S/E LAS ACACIAS 23KV BP2 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,9 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E LAS ACACIAS 23KV BP3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E MALLOCO 12KV BP1 | 0,0 | 7,0 | 2,0 | 1,0 | 0,0 | 12,3 | 2,6 | 1,4 |
| BA S/E MALLOCO 12KV BP2 | 0,0 | 2,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 3,2 | 1,6 | 0,0 |
| BA S/E MALLOCO 23KV BP3 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,9 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E MARISCAL 12KV | 0,0 | 3,0 | 2,0 | 1,0 | 0,0 | 4,6 | 2,0 | 0,5 |
| BA S/E MARISCAL 23KV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,5 |
| BA S/E PANAMERICANA 12KV BP1 | 0,0 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,7 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E PANAMERICANA 12KV BP2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E PANAMERICANA 12KV BP4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E PIRQUE 13.2KV | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 0,0 | 1,7 | 2,8 | 2,2 | 0,0 |
| BA S/E PUENTE ALTO 12KV B1 | 1,0 | 2,0 | 0,0 | 4,0 | 1,7 | 1,6 | 0,0 | 148,2 |
| BA S/E PUENTE ALTO 12KV B2 | 0,0 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,9 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E QUELTEHUES 12KV | 3,0 | 7,0 | 3,0 | 2,0 | 2,5 | 6,6 | 18,7 | 1,2 |
| BA S/E SAN BERNARDO 12KV BP1 | 1,0 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 3,6 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E SAN BERNARDO 12KV BP2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E SAN BERNARDO 12KV BP3 | 1,0 | 2,0 | 1,0 | 0,0 | 0,1 | 1,7 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E SAN BERNARDO 12KV BP4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E SANTA MARTA 12KV BP1 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,8 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E SANTA MARTA 12KV BP2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E SANTA MARTA 23KV BP3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E SANTA RAQUEL 12KV BP1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E SANTA RAQUEL 12KV BP2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E SANTA RAQUEL 12KV BP4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E SANTA ROSA (CHILECTRA) 12KV BP1 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 2,0 | 0,4 | 0,0 | 0,0 | 0,8 |
| BA S/E SANTA ROSA (CHILECTRA) 12KV BP2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,8 |
| BA S/E SANTA ROSA (CHILECTRA) 12KV BP3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,5 |
| BA S/E SANTA ROSA (CHILECTRA) 12KV BP4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,7 |
| CMPC PAPELES CORDILLERA | | | | | | | | |
| BA S/E PUENTE ALTO (CMPC) 110KV | 3,0 | 2,0 | 7,0 | 1,0 | 15,7 | 3,8 | 3,5 | 2,8 |
| EEPA | | | | | | | | |
| BA S/E COSTANERA 12KV | 3,1 | 3,2 | 3,8 | 4,0 | 2,0 | 1,0 | 1,1 | 3,3 |
| BA S/E LA PINTANA 12KV BP1 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,3 | 0,0 | 0,5 |
| BA S/E PUENTE ALTO 12KV B1 | 2,0 | 2,2 | 2,0 | 4,0 | 2,9 | 0,9 | 0,1 | 4,2 |
| BA S/E PUENTE ALTO 12KV B2 | 2,0 | 4,6 | 3,4 | 4,0 | 2,9 | 3,3 | 0,3 | 4,2 |
| EFE | | | | | | | | |
| BA S/E LO ESPEJO (FFCC) 110KV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |

| Punto de Control | FMIK | | | | TTIK | | | |
|--|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| BA S/E RUNGUE (FFCC) 44KV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| ELÉCTRICA TIL TIL | | | | | | | | |
| BA S/E CALEU 12KV BP1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E RUNGUE 23KV BP1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| ENEL DISTRIBUCIÓN | | | | | | | | |
| BA S/E ALONSO DE CORDOVA 12KV BP1 | 3,0 | 2,0 | 4,0 | 5,0 | 15,1 | 0,9 | 2,9 | 2,7 |
| BA S/E ALONSO DE CORDOVA 12KV BP2 | 3,0 | 0,0 | 4,0 | 2,0 | 45,5 | 0,0 | 2,0 | 2,4 |
| BA S/E ALONSO DE CORDOVA 12KV BP3 | 3,0 | 0,0 | 4,0 | 1,0 | 22,5 | 0,0 | 2,0 | 1,6 |
| BA S/E ALTAMIRANO 12KV BP1 | 0,0 | 0,1 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,5 |
| BA S/E ALTAMIRANO 12KV BP2 | 0,0 | 0,1 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,5 |
| BA S/E ANDES 12KV BP1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E ANDES 12KV BP2 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E ANDES 12KV BP4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E APOQUINDO 12KV BP1 | 0,0 | 0,0 | 4,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 2,2 | 1,6 |
| BA S/E APOQUINDO 12KV BP2 | 0,0 | 0,0 | 3,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 1,9 | 1,6 |
| BA S/E APOQUINDO 12KV BP3 | 0,0 | 0,0 | 2,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 1,6 | 1,6 |
| BA S/E BATUCO 23KV BP1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 |
| BA S/E BATUCO 23KV BP2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E BATUCO 23KV BP3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,5 |
| BA S/E BICENTENARIO 12KV BP1 | 0,0 | 0,0 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,2 | 0,0 |
| BA S/E BRASIL 12KV BP1 | 0,0 | 0,7 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,2 | 0,0 | 0,5 |
| BA S/E BRASIL 12KV BP2 | 0,0 | 0,3 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,1 | 0,0 | 0,5 |
| BA S/E CALEU 12KV BP1 | 3,0 | 2,4 | 2,0 | 6,0 | 9,3 | 13,8 | 3,7 | 27,6 |
| BA S/E CARRASCAL 12KV BP1 | 0,0 | 0,6 | 1,0 | 1,0 | 0,0 | 0,2 | 0,1 | 0,5 |
| BA S/E CARRASCAL 12KV BP2 | 0,0 | 0,6 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,2 | 0,0 | 0,5 |
| BA S/E CHACABUCO 12KV BP1 | 1,0 | 0,0 | 3,0 | 1,0 | 0,1 | 0,0 | 1,2 | 2,8 |
| BA S/E CHACABUCO 23KV BP2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,8 |
| BA S/E CHACABUCO 23KV BP3 | 1,0 | 0,0 | 1,0 | 1,0 | 0,1 | 0,0 | 0,1 | 2,8 |
| BA S/E CHACABUCO 23KV BP6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,8 |
| BA S/E CHACABUCO 23KV BP8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,8 |
| BA S/E CHICUREO 23KV BP1 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,3 | 0,2 |
| BA S/E CLUB HIPICO 12KV BP1 | 0,0 | 1,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,2 | 0,3 | 0,0 |
| BA S/E CLUB HIPICO 12KV BP2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E CLUB HIPICO 12KV BP3 | 0,0 | 0,0 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,8 | 0,0 |
| BA S/E CLUB HIPICO 12KV BP4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E CURACAVI 12KV BP1 | 2,0 | 0,4 | 1,0 | 1,0 | 0,3 | 1,0 | 0,0 | 0,5 |
| BA S/E CURACAVI 12KV BP2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,5 |
| BA S/E EL MANZANO (CHILECTRA) 23KV BP1 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |

| Punto de Control | FMIK | | | | TTIK | | | |
|--|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| BA S/E EL MANZANO (CHILECTRA) 23KV BP2 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E EL MANZANO (CHILECTRA) 23KV BP4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E FLORIDA 12KV | 0,0 | 2,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 3,1 | 1,6 | 0,0 |
| BA S/E LA CISTERNA 12KV BP1 | 0,9 | 1,1 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 0,2 | 0,2 | 0,0 |
| BA S/E LA CISTERNA 12KV BP2 | 1,0 | 1,4 | 2,0 | 0,0 | 0,1 | 0,3 | 0,4 | 0,0 |
| BA S/E LA CISTERNA 12KV BP3 | 0,8 | 1,1 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 0,3 | 0,2 | 0,0 |
| BA S/E LA DEHESA 12KV BA1 | 0,0 | 0,0 | 3,0 | 3,0 | 0,0 | 0,0 | 1,8 | 2,9 |
| BA S/E LA DEHESA 12KV BP2 | 0,0 | 0,0 | 3,0 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 1,9 | 2,7 |
| BA S/E LA PINTANA 12KV BP1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,2 |
| BA S/E LA PINTANA 12KV BP2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,2 |
| BA S/E LA REINA 12KV BP1 | 2,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,2 | 0,0 | 0,8 | 0,0 |
| BA S/E LA REINA 12KV BP2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E LA REINA 12KV BP3 | 0,0 | 0,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E LA REINA 12KV BP4 | 0,0 | 1,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E LAMPA 23KV BP2 | 0,0 | 2,9 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 26,3 | 0,0 | 0,1 |
| BA S/E LAS ACACIAS 23KV BP1 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 3,6 | 0,0 | 1,9 |
| BA S/E LAS ACACIAS 23KV BP2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E LAS ACACIAS 23KV BP3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E LO AGUIRRE 12KV BP1 | 0,0 | 1,6 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 4,2 | 0,0 | 0,5 |
| BA S/E LO BOZA 12KV BP1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,1 |
| BA S/E LO BOZA 12KV BP2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,1 |
| BA S/E LO BOZA 12KV BP4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,1 |
| BA S/E LO BOZA 23KV BP3 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,1 | 0,0 | 5,1 |
| BA S/E LO PRADO 12KV BP1 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 2,7 | 3,4 |
| BA S/E LO VALLEDOR 12KV BP1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,9 |
| BA S/E LO VALLEDOR 12KV BP3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E LO VALLEDOR 12KV BP4 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E LORD COCHRANE 12KV BP1 | 0,0 | 2,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 4,0 | 0,0 | 0,2 |
| BA S/E LOS DOMINICOS 12KV BP2 | 0,0 | 1,0 | 1,0 | 3,0 | 0,0 | 0,1 | 0,2 | 1,6 |
| BA S/E LOS DOMINICOS 12KV BP3 | 1,0 | 0,0 | 2,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 1,6 | 1,6 |
| BA S/E MACUL 12KV BP3 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,4 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E MACUL 12KV BP4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E MACUL 20.4KV BP6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E MAIPU 12KV BP1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 |
| BA S/E MAIPU 12KV BP2 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E MALLOCO 12KV BP2 | 0,0 | 2,7 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 5,2 | 0,0 | 1,8 |
| BA S/E MALLOCO 23KV BP3 | 0,0 | 1,5 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 4,2 | 0,0 | 1,4 |
| BA S/E OCHAGAVIA 12KV BP1 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,2 | 0,0 |

| Punto de Control | FMIK | | | | TTIK | | | |
|---|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| BA S/E OCHAGAVIA 12KV BP2 | 0,4 | 0,4 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,9 | 0,0 |
| BA S/E PAJARITOS 12KV BP1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E PAJARITOS 12KV BP2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E PAJARITOS 23KV BP3 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E PANAMERICANA 12KV BP1 | 0,0 | 1,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,7 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E PANAMERICANA 12KV BP2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E PANAMERICANA 12KV BP4 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E POLPAICO 23KV BP1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E PUDAHUEL 12KV BP1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E PUDAHUEL 12KV BP2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E PUDAHUEL 12KV BP3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E QUILICURA 12KV BP2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 7,1 |
| BA S/E QUILICURA 12KV BP3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 7,2 |
| BA S/E QUILICURA 12KV BP4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 7,1 |
| BA S/E QUILICURA 23KV BP1 | 1,0 | 2,0 | 2,0 | 1,0 | 1,6 | 1,1 | 0,9 | 7,1 |
| BA S/E RECOLETA 12KV BP1 | 3,0 | 0,7 | 0,0 | 1,0 | 23,1 | 0,0 | 0,0 | 2,8 |
| BA S/E RECOLETA 12KV BP2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,8 |
| BA S/E RECOLETA 12KV BP4 | 0,0 | 1,0 | 3,0 | 1,0 | 0,0 | 0,1 | 0,3 | 2,8 |
| BA S/E RUNGUE 23KV BP1 | 0,9 | 2,7 | 6,0 | 4,0 | 4,4 | 8,2 | 15,4 | 11,0 |
| BA S/E SAN BERNARDO 12KV BP1 | 1,0 | 1,0 | 2,4 | 0,0 | 0,1 | 3,6 | 2,3 | 0,0 |
| BA S/E SAN BERNARDO 12KV BP2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E SAN BERNARDO 12KV BP3 | 0,3 | 0,0 | 2,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 |
| BA S/E SAN BERNARDO 12KV BP4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E SAN CRISTOBAL 12KV BP1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,8 |
| BA S/E SAN CRISTOBAL 12KV BP2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,8 |
| BA S/E SAN CRISTOBAL 12KV BP3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,8 |
| BA S/E SAN CRISTOBAL 12KV BP5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,8 |
| BA S/E SAN JOAQUIN (CHILECTRA) 12KV BP1 | 4,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E SAN JOAQUIN (CHILECTRA) 12KV BP2 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,3 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E SAN JOAQUIN (CHILECTRA) 12KV BP3 | 2,9 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E SAN JOAQUIN (CHILECTRA) 12KV BP4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E SAN JOSE 12KV BP1 | 1,0 | 0,0 | 1,9 | 0,0 | 0,8 | 0,0 | 3,7 | 0,0 |
| BA S/E SAN JOSE 12KV BP2 | 0,0 | 0,0 | 0,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,8 | 0,0 |
| BA S/E SAN JOSE 12KV BP3 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E SAN JOSE 12KV BP4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E SAN PABLO 23KV BP1 | 0,0 | 0,2 | 0,0 | 3,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,0 |
| BA S/E SAN PABLO 23KV BP2 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,4 | 0,5 |
| BA S/E SAN PABLO 23KV BP3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |

| Punto de Control | FMIK | | | | TTIK | | | |
|--|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| BA S/E SANTA ELENA 12KV BP2 | 0,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E SANTA ELENA 12KV BP3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E SANTA ELENA 12KV BP4 | 0,1 | 1,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,3 | 0,0 | 0,7 |
| BA S/E SANTA MARTA 12KV BP1 | 1,7 | 0,5 | 2,0 | 0,0 | 0,7 | 0,0 | 0,2 | 0,0 |
| BA S/E SANTA MARTA 12KV BP2 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E SANTA MARTA 23KV BP3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E SANTA RAQUEL 12KV BP1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,2 |
| BA S/E SANTA RAQUEL 12KV BP2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 |
| BA S/E SANTA RAQUEL 12KV BP4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 |
| BA S/E SANTA RAQUEL 20.4KV BP5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 |
| BA S/E SANTA ROSA (CHILECTRA) 12KV BP1 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 1,3 | 1,7 | 0,0 | 0,0 | 0,5 |
| BA S/E SANTA ROSA (CHILECTRA) 12KV BP2 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,3 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,1 |
| BA S/E SANTA ROSA (CHILECTRA) 12KV BP3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 |
| BA S/E SANTA ROSA (CHILECTRA) 12KV BP4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,3 |
| BA S/E VITACURA 12KV BP1 | 0,0 | 0,0 | 3,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 1,9 | 1,6 |
| BA S/E VITACURA 12KV BP2 | 0,0 | 0,0 | 3,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 1,9 | 1,6 |
| BA S/E VITACURA 12KV BP3 | 0,0 | 0,0 | 3,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 1,9 | 1,6 |
| BA S/E VITACURA 12KV BP4 | 0,0 | 0,0 | 3,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 1,9 | 1,6 |
| BA TAP ENTEL 12KV | 0,0 | 2,0 | 4,0 | 3,0 | 0,0 | 41,1 | 12,8 | 13,2 |
| METRO | | | | | | | | |
| BA S/E MACUL 20.4KV BP6 | 0,0 | 0,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E METRO BARRA A1-110KV | 0,7 | 2,8 | 6,0 | 1,0 | 0,1 | 2,7 | 0,3 | 0,1 |
| BA S/E METRO BARRA B1-110KV | 1,1 | 2,8 | 6,0 | 1,0 | 0,1 | 2,5 | 0,3 | 0,1 |
| BA S/E SANTA RAQUEL 20.4KV BP5 | 0,0 | 0,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 09-Melipilla | | | | | | | | |
| CGE DISTRIBUCIÓN | | | | | | | | |
| BA S/E BAJO MELIPILLA 13.2KV BP1 | 3,4 | 2,0 | 2,0 | 0,0 | 7,5 | 2,4 | 0,4 | 0,0 |
| BA S/E BAJO MELIPILLA 13.2KV BP2 | 4,0 | 2,0 | 1,0 | 0,0 | 5,4 | 2,9 | 0,2 | 0,0 |
| BA S/E BOLLENAR 13.2KV | 5,5 | 3,2 | 7,5 | 2,0 | 12,3 | 7,2 | 2,3 | 1,6 |
| BA S/E CHOCALAN 13.2KV | 5,0 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 3,9 | 0,8 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E EL MAITEN 13.2KV | 4,0 | 4,0 | 3,0 | 0,0 | 5,5 | 2,8 | 0,6 | 0,0 |
| BA S/E EL MONTE 13.2KV | 4,5 | 4,0 | 4,0 | 0,0 | 5,5 | 1,7 | 2,1 | 0,0 |
| BA S/E EL PAICO 13.2KV | 4,0 | 5,0 | 4,0 | 0,0 | 6,3 | 3,4 | 2,6 | 0,0 |
| BA S/E LEYDA 13.2KV | 3,0 | 3,0 | 1,0 | 0,0 | 6,8 | 3,0 | 0,2 | 0,0 |
| CHILQUINTA | | | | | | | | |
| BA S/E SAN ANTONIO BARRA 12KV N° 1 | 4,0 | 2,0 | 3,0 | 0,0 | 3,8 | 0,3 | 4,5 | 0,0 |
| BA S/E SAN ANTONIO BARRA 12KV N° 2 | 4,4 | 2,1 | 3,9 | 0,0 | 1,7 | 0,4 | 6,7 | 0,0 |
| BA S/E SAN ANTONIO BARRA 23KV N° 1 | 4,0 | 3,0 | 1,0 | 0,0 | 2,9 | 1,3 | 0,2 | 0,0 |

| Punto de Control | FMIK | | | | TTIK | | | |
|---------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| BA S/E SAN SEBASTIAN BARRA 12KV N° 1 | 3,0 | 3,0 | 2,0 | 0,0 | 2,4 | 0,3 | 2,4 | 0,0 |
| LITORAL | | | | | | | | |
| BA S/E SAN SEBASTIAN BARRA 12KV N° 1 | 2,0 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 2,2 | 0,1 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E SAN SEBASTIAN BARRA 12KV N° 2 | 1,0 | 3,0 | 2,0 | 0,0 | 2,1 | 0,3 | 5,6 | 0,0 |
| 10-Rapel | | | | | | | | |
| CGE DISTRIBUCIÓN | | | | | | | | |
| BA S/E ALCONES 23KV | 2,7 | 3,0 | 0,0 | 2,0 | 0,3 | 7,5 | 0,0 | 9,6 |
| BA S/E ALHUE 23KV | 5,0 | 2,0 | 5,0 | 3,0 | 10,3 | 2,4 | 55,3 | 13,6 |
| BA S/E EL PEUMO 23KV | 2,0 | 1,0 | 1,0 | 3,0 | 4,9 | 1,3 | 5,7 | 4,3 |
| BA S/E LA ESPERANZA (TRANSNET) 13.2KV | 2,6 | 4,0 | 1,0 | 2,0 | 0,3 | 8,4 | 0,2 | 11,1 |
| BA S/E LA MANGA 13.2KV | 4,0 | 3,0 | 3,0 | 2,0 | 1,5 | 3,0 | 5,6 | 2,3 |
| BA S/E LAS ARANAS 13.2KV | 1,1 | 1,0 | 0,0 | 1,0 | 0,4 | 1,3 | 0,0 | 0,6 |
| BA S/E LAS ARANAS 23KV | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 2,0 | 0,1 | 1,6 | 1,3 | 4,9 |
| BA S/E LIHUEIMO 13.2KV T1-T2 | 3,0 | 3,0 | 0,0 | 3,0 | 0,3 | 6,5 | 0,0 | 4,3 |
| BA S/E MANDINGA 13.8KV | 2,0 | 3,0 | 0,0 | 1,0 | 1,0 | 1,4 | 0,0 | 1,0 |
| BA S/E MARCHIGÜE 13.2KV | 2,7 | 3,0 | 0,0 | 4,0 | 0,3 | 7,5 | 0,0 | 17,6 |
| BA S/E MARCHIGÜE 23KV | 2,0 | 3,0 | 0,0 | 2,0 | 0,2 | 7,5 | 0,0 | 11,4 |
| BA S/E PANIAHUE 13.2KV | 4,0 | 3,0 | 1,0 | 2,0 | 0,9 | 4,2 | 4,9 | 1,9 |
| BA S/E PORTEZUELO 23KV ET3 | 3,0 | 2,0 | 0,0 | 2,0 | 0,3 | 6,6 | 0,0 | 11,1 |
| BA S/E QUELENTARO 13.2KV | 4,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 1,7 | 0,0 | 0,0 | 1,9 |
| BA S/E SANTA ROSA (TRANSNET) 23KV | 1,0 | 1,0 | 0,0 | 2,0 | 0,1 | 1,3 | 0,0 | 2,7 |
| 11-Rancagua | | | | | | | | |
| CEC | | | | | | | | |
| BA S/E QUINTA 13.2KV | 0,0 | 1,0 | 1,9 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,3 | 0,0 |
| CGE DISTRIBUCIÓN | | | | | | | | |
| BA S/E ALAMEDA 15KV C1 | 0,1 | 3,3 | 2,0 | 1,0 | 0,0 | 2,6 | 0,5 | 1,9 |
| BA S/E ALAMEDA 15KV C2 | 1,3 | 2,2 | 1,0 | 1,0 | 0,3 | 2,3 | 0,4 | 1,7 |
| BA S/E BUIN (TRANSNET) 15KV C1 | 3,3 | 2,8 | 0,0 | 1,0 | 0,9 | 3,6 | 0,0 | 0,1 |
| BA S/E BUIN (TRANSNET) 15KV C2 | 3,3 | 6,3 | 5,4 | 2,0 | 0,2 | 1,7 | 1,5 | 0,2 |
| BA S/E CACHAPOAL 15KV C1 | 5,8 | 7,1 | 2,5 | 1,0 | 0,7 | 6,3 | 0,6 | 0,3 |
| BA S/E CACHAPOAL 15KV C2 | 6,1 | 7,3 | 4,9 | 1,0 | 0,8 | 8,7 | 1,6 | 0,1 |
| BA S/E CHIMBARONGO 15KV B1 | 0,0 | 2,0 | 1,0 | 1,0 | 0,0 | 0,3 | 0,2 | 0,1 |
| BA S/E CHIMBARONGO 15KV B2 | 0,0 | 2,0 | 1,0 | 1,0 | 0,0 | 0,3 | 0,2 | 0,1 |
| BA S/E CHIMBARONGO 15KV BT | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E CHUMAQUITO 15KV | 0,0 | 6,0 | 1,0 | 1,0 | 0,0 | 2,6 | 0,4 | 0,7 |
| BA S/E COLCHAGUA 15KV C1 | 1,0 | 3,0 | 1,0 | 0,0 | 0,2 | 1,3 | 0,2 | 0,0 |
| BA S/E COLCHAGUA 15KV C2 | 0,3 | 2,0 | 1,0 | 0,0 | 0,1 | 0,9 | 0,2 | 0,0 |
| BA S/E EL MANZANO (TRANSNET) 15KV | 5,0 | 9,0 | 7,0 | 5,0 | 5,4 | 11,6 | 48,8 | 5,5 |

| Punto de Control | FMIK | | | | TTIK | | | |
|---|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| BA S/E FATIMA 15KV BP1 | 2,0 | 3,0 | 1,0 | 3,0 | 0,2 | 2,8 | 2,6 | 1,4 |
| BA S/E GRANEROS 15KV T1 | 1,8 | 4,3 | 2,0 | 1,0 | 0,7 | 8,3 | 1,9 | 0,8 |
| BA S/E GRANEROS 66KV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,8 |
| BA S/E HOSPITAL 15KV | 3,0 | 7,0 | 2,0 | 2,0 | 0,4 | 4,1 | 0,2 | 3,3 |
| BA S/E HOSPITAL 66KV | 0,0 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,5 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E ISLA DE MAIPO 12KV C1 | 3,0 | 11,0 | 3,0 | 1,0 | 2,3 | 8,4 | 2,6 | 0,2 |
| BA S/E ISLA DE MAIPO 12KV C3 | 3,0 | 6,0 | 2,0 | 1,0 | 2,7 | 4,9 | 1,9 | 0,2 |
| BA S/E ISLA DE MAIPO 23KV C2 | 2,0 | 6,0 | 2,0 | 0,0 | 0,9 | 3,9 | 1,3 | 0,0 |
| BA S/E LA RONDA 15KV | 0,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 0,0 | 0,2 | 0,2 | 3,4 |
| BA S/E LAS CABRAS 15KV | 4,0 | 8,0 | 4,0 | 5,0 | 0,3 | 9,8 | 14,8 | 5,2 |
| BA S/E LO MIRANDA 15KV C1 | 7,3 | 8,5 | 6,8 | 0,0 | 1,6 | 18,8 | 4,6 | 0,0 |
| BA S/E LO MIRANDA 15KV C2 | 5,7 | 6,4 | 2,6 | 0,0 | 0,7 | 18,6 | 0,6 | 0,0 |
| BA S/E LORETO 15KV | 5,0 | 7,5 | 3,0 | 0,0 | 0,5 | 13,8 | 0,5 | 0,0 |
| BA S/E MACHALI 15KV | 5,5 | 7,5 | 2,0 | 1,0 | 0,6 | 7,8 | 0,5 | 0,6 |
| BA S/E MALLOA 15KV C1 | 4,0 | 7,0 | 2,0 | 1,0 | 0,4 | 3,9 | 2,5 | 0,1 |
| BA S/E NANCAGUA 13.2KV | 1,0 | 1,0 | 4,0 | 2,0 | 1,0 | 0,2 | 11,9 | 4,1 |
| BA S/E PELEQUEN 15KV | 5,1 | 5,0 | 1,0 | 3,0 | 2,3 | 0,4 | 0,3 | 1,8 |
| BA S/E PLACILLA 13.2KV | 1,0 | 1,0 | 4,0 | 2,0 | 1,7 | 0,2 | 9,4 | 2,7 |
| BA S/E QUINTA DE TILCOCO 15KV | 5,0 | 6,0 | 0,0 | 3,0 | 6,9 | 2,3 | 0,0 | 11,9 |
| BA S/E QUINTA DE TILCOCO 66KV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E RENGÓ 15KV | 6,9 | 7,0 | 1,0 | 3,0 | 1,7 | 1,6 | 0,3 | 0,9 |
| BA S/E ROSARIO 15KV | 1,0 | 5,0 | 1,0 | 3,0 | 0,3 | 1,2 | 0,4 | 0,6 |
| BA S/E SAN FERNANDO 15KV | 0,0 | 0,0 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,2 | 0,0 |
| BA S/E SAN FRANCISCO DE MOSTAZAL 15KV C2 | 1,0 | 6,6 | 1,0 | 2,0 | 0,1 | 8,9 | 0,4 | 0,2 |
| BA S/E SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA 15KV C1 | 0,0 | 2,0 | 1,0 | 2,0 | 0,0 | 2,2 | 0,2 | 0,4 |
| BA S/E SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA 15KV C2 | 2,0 | 3,0 | 3,0 | 1,0 | 0,3 | 1,2 | 2,5 | 0,3 |
| BA S/E SAUZAL 13.8KV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E TUNICHE 15KV | 6,0 | 6,4 | 3,0 | 1,0 | 4,8 | 11,7 | 0,5 | 4,2 |
| CMPC TISSUE | | | | | | | | |
| BA S/E PAPELERA TALAGANTE 66KV | 4,0 | 8,0 | 1,0 | 2,0 | 10,0 | 9,9 | 0,2 | 1,3 |
| CODELCO CHILE - DIVISIÓN EL TENIENTE | | | | | | | | |
| BA S/E CORDILLERA 110KV HB1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E EL COBRE (CODELCO) 110KV B1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E MINERO 110KV BP1 | 3,4 | 1,7 | 0,0 | 1,0 | 3,0 | 1,1 | 0,0 | 1,8 |
| BA S/E MINERO 110KV BP2 | 3,4 | 1,7 | 0,0 | 0,0 | 3,0 | 1,1 | 0,0 | 0,0 |
| EFE | | | | | | | | |
| BA S/E GRANEROS (FFCC) 66KV | 1,0 | 1,0 | 2,0 | 1,0 | 0,6 | 0,1 | 1,6 | 0,8 |
| BA S/E HOSPITAL (FFCC) 66KV B1 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 0,0 | 0,1 | 1,7 | 2,8 | 0,0 |

| Punto de Control | FMIK | | | | TTIK | | | |
|------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| BA S/E LOS GUINDOS (FFCC) 66KV | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E LOS LIRIOS (FFCC) 66KV | 0,0 | 5,0 | 1,0 | 1,0 | 0,0 | 10,4 | 0,4 | 0,7 |
| BA S/E QUINTA (FFCC) 66KV | 2,0 | 4,0 | 0,0 | 0,0 | 6,2 | 6,1 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E RENGO (FFCC) 66KV B1 | 6,0 | 1,0 | 2,0 | 2,0 | 1,7 | 0,2 | 23,4 | 0,8 |
| BA S/E SAN FERNANDO (FFCC) 66KV B1 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,2 | 0,0 | 0,0 |
| FUNDICIÓN TALLERES | | | | | | | | |
| BA S/E R 13.8KV B1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E R 13.8KV B2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E R2 13.8KV B1 | 0,0 | 5,0 | 2,0 | 1,0 | 0,0 | 4,6 | 3,6 | 5,8 |
| BA S/E R2 13.8KV B2 | 0,0 | 5,0 | 2,0 | 1,0 | 0,0 | 4,6 | 3,6 | 5,8 |
| MINERA VALLE CENTRAL | | | | | | | | |
| BA S/E MINERA VALLE CENTRAL 154KV | 3,0 | 7,5 | 5,1 | 2,0 | 1,7 | 20,8 | 5,2 | 10,5 |
| 12-Itahue | | | | | | | | |
| CARTULINAS CMPC | | | | | | | | |
| BA S/E PROCART 220KV | 2,2 | 1,0 | 1,0 | 0,0 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,0 |
| CEC | | | | | | | | |
| BA S/E CURICO 13.8KV BP1 | 2,6 | 4,5 | 1,4 | 2,0 | 0,2 | 1,4 | 1,4 | 0,9 |
| BA S/E CURICO 13.8KV BP2 | 0,0 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,8 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E CURICO 13.8KV BP3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E TENO 13.2KV BP2 | 1,0 | 2,0 | 0,0 | 1,0 | 0,1 | 0,3 | 0,0 | 0,2 |
| CELULOSA ARAUCO | | | | | | | | |
| BA S/E LICANTEN 66KV | 0,0 | 1,0 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 15,1 | 0,0 |
| CEMENTO BIO BIO CENTRO | | | | | | | | |
| BA S/E TENO 13.2KV BP2 | 1,0 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 0,5 | 5,6 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E TENO 15KV | 0,0 | 0,0 | 2,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,0 |
| CGE DISTRIBUCIÓN | | | | | | | | |
| BA S/E ANCOA 13.8KV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E CHACAHUIN 15KV BP1 | 11,0 | 11,0 | 1,0 | 0,0 | 1,9 | 0,7 | 5,9 | 0,0 |
| BA S/E CHACAHUIN 15KV BP2 | 0,0 | 13,0 | 8,0 | 2,0 | 0,0 | 1,5 | 0,7 | 1,3 |
| BA S/E CIPRESSES 13.2KV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E COLBUN 13.8KV | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 1,0 |
| BA S/E CONSTITUCION 23KV BP1 | 17,3 | 21,6 | 20,9 | 3,6 | 8,4 | 21,2 | 31,0 | 1,9 |
| BA S/E CONSTITUCION 23KV BP2 | 0,0 | 4,1 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 1,5 | 0,2 | 0,0 |
| BA S/E CURICO 13.2KV BP1 | 2,4 | 7,0 | 2,0 | 1,0 | 0,4 | 1,3 | 0,7 | 2,2 |
| BA S/E CURICO 13.2KV BP2 | 1,2 | 3,3 | 3,0 | 2,0 | 0,3 | 0,8 | 2,2 | 0,7 |
| BA S/E HUALANE 13.2KV | 5,0 | 4,0 | 4,0 | 1,0 | 7,7 | 2,1 | 1,7 | 0,8 |
| BA S/E ITAHUE 13.8KV | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 0,1 | 0,2 | 0,1 | 0,6 |
| BA S/E LA PALMA 15KV | 6,0 | 20,0 | 4,0 | 2,0 | 0,6 | 20,4 | 5,1 | 1,0 |

| Punto de Control | FMIK | | | | TTIK | | | |
|----------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| BA S/E LICANTEN 13.2KV | 7,0 | 10,0 | 6,0 | 1,0 | 36,2 | 4,0 | 2,6 | 1,3 |
| BA S/E LICANTEN 23KV | 10,0 | 8,3 | 8,0 | 2,0 | 37,6 | 5,9 | 17,9 | 3,8 |
| BA S/E LINARES NORTE BLN2 13.2KV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E MAULE 15KV | 4,0 | 8,0 | 3,0 | 0,0 | 0,3 | 0,5 | 0,3 | 0,0 |
| BA S/E MOLINA 15KV BP1 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 1,0 | 2,9 | 1,0 | 0,2 | 0,6 |
| BA S/E MOLINA 15KV BP2 | 1,0 | 2,0 | 1,0 | 2,0 | 0,1 | 1,0 | 0,1 | 0,7 |
| BA S/E NIRIVILO 23KV B1 | 18,0 | 22,0 | 13,0 | 1,0 | 23,5 | 5,0 | 10,9 | 0,3 |
| BA S/E PANGUILEMO 15KV | 3,0 | 5,0 | 6,0 | 1,0 | 2,1 | 1,5 | 7,5 | 0,7 |
| BA S/E PARRONAL 13.2KV | 5,0 | 4,0 | 4,0 | 1,0 | 7,7 | 2,1 | 1,7 | 0,8 |
| BA S/E PIDUCO 15KV | 5,0 | 11,2 | 4,0 | 1,0 | 0,8 | 1,6 | 1,2 | 0,5 |
| BA S/E RANGUILI 13.8KV BP1 | 5,5 | 3,8 | 7,5 | 1,0 | 10,2 | 2,0 | 33,5 | 0,8 |
| BA S/E RANGUILI 13.8KV BP2 | 2,5 | 2,2 | 5,5 | 0,0 | 3,5 | 1,6 | 33,7 | 0,0 |
| BA S/E RAUQUEN 13.2KV BP1 | 2,9 | 6,7 | 4,0 | 1,6 | 0,9 | 3,0 | 1,7 | 0,2 |
| BA S/E RAUQUEN 13.2KV BP2 | 0,0 | 1,0 | 4,9 | 1,4 | 0,0 | 0,4 | 2,2 | 0,2 |
| BA S/E SAN CLEMENTE 13.2KV | 4,0 | 5,0 | 2,0 | 1,0 | 10,4 | 4,5 | 1,0 | 0,8 |
| BA S/E SAN JAVIER 23KV | 6,0 | 14,0 | 3,0 | 1,0 | 0,6 | 16,0 | 0,6 | 0,7 |
| BA S/E SAN MIGUEL 15KV | 6,0 | 9,0 | 4,0 | 2,0 | 3,2 | 1,0 | 1,1 | 0,7 |
| BA S/E SAN RAFAEL 13.8KV | 4,0 | 4,0 | 5,0 | 1,0 | 5,5 | 78,8 | 9,6 | 0,7 |
| BA S/E TALCA 13.8KV | 2,0 | 4,0 | 2,0 | 1,0 | 0,7 | 0,9 | 0,9 | 0,7 |
| BA S/E TALCA 15KV BP1 | 4,8 | 8,1 | 4,4 | 2,0 | 1,2 | 1,4 | 1,7 | 2,2 |
| BA S/E TALCA 15KV BP2 | 6,9 | 6,9 | 9,0 | 2,0 | 2,3 | 1,4 | 7,2 | 0,8 |
| BA S/E TENO 13.2KV BP1 | 1,0 | 3,0 | 0,0 | 1,0 | 0,1 | 1,9 | 0,0 | 0,2 |
| BA S/E TENO 13.2KV BP2 | 1,0 | 2,0 | 0,0 | 1,0 | 0,1 | 0,3 | 0,0 | 0,2 |
| BA S/E TENO 15KV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E VILLA ALEGRE 15KV BP1 | 11,0 | 25,0 | 9,0 | 2,0 | 1,2 | 3,4 | 1,0 | 0,2 |
| BA S/E VILLA PRAT 13.2KV | 6,0 | 4,0 | 4,0 | 1,0 | 10,7 | 2,1 | 1,7 | 0,8 |
| CMPC MADERAS | | | | | | | | |
| BA S/E CONSTITUCION 23KV BP2 | 0,0 | 4,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,7 | 0,0 | 0,0 |
| EFE | | | | | | | | |
| BA S/E CURICO (FFCC) 66KV B1 | 2,0 | 3,0 | 2,0 | 2,0 | 0,1 | 0,4 | 3,8 | 13,4 |
| BA S/E ITAHUE (FFCC) 66KV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E PANGUILEMO (FFCC) 66KV B1 | 2,0 | 2,0 | 1,0 | 1,0 | 2,1 | 0,3 | 0,1 | 0,7 |
| BA S/E VILLA ALEGRE (FFCC) 66KV | 11,0 | 7,0 | 8,0 | 2,0 | 1,2 | 1,8 | 0,7 | 0,2 |
| LUZ LINARES | | | | | | | | |
| BA S/E CONSTITUCION 23KV BP2 | 6,0 | 13,0 | 13,0 | 0,0 | 1,7 | 19,0 | 28,4 | 0,0 |
| BA S/E LINARES NORTE BLN2 13.2KV | 12,0 | 27,0 | 9,0 | 1,0 | 3,4 | 5,8 | 2,1 | 0,1 |
| BA S/E PANIMAVIDA BP2 13.2KV | 11,0 | 29,0 | 12,0 | 4,0 | 1,9 | 26,8 | 15,3 | 2,0 |
| BA S/E YERBAS BUENAS 13.2KV | 9,0 | 17,0 | 6,0 | 1,0 | 6,5 | 9,9 | 2,9 | 0,1 |

| Punto de Control | FMIK | | | | TTIK | | | |
|----------------------------------|------|------|------|------|------|-------|------|------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| PANELES ARAUCO | | | | | | | | |
| BA S/E PLANTA MDP TENO 13.2KV | 2,0 | 3,0 | 0,0 | 2,0 | 0,2 | 0,4 | 0,0 | 1,5 |
| BA S/E PLANTA VINALES 66KV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| SAESA | | | | | | | | |
| BA S/E TENO 13.2KV BP2 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,2 | 0,0 | 0,0 |
| 13-Charrua | | | | | | | | |
| CARTULINAS CMPC | | | | | | | | |
| BA S/E BUCALEMU 13.2KV | 1,0 | 0,0 | 5,0 | 0,0 | 1,3 | 0,0 | 19,9 | 0,0 |
| BA S/E PAPELERA INFORSA 220KV | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 |
| CELULOSA ARAUCO | | | | | | | | |
| BA S/E NUEVA ALDEA 66KV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| CGE DISTRIBUCIÓN | | | | | | | | |
| BA S/E CAUQUENES 13.2KV | 5,7 | 12,0 | 8,0 | 3,3 | 7,9 | 6,6 | 24,7 | 7,9 |
| BA S/E CHILLAN 13.2KV B1 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,3 | 0,0 |
| BA S/E CHILLAN 13.2KV B2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E CHILLAN 15KV | 0,0 | 0,0 | 4,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,7 | 2,7 |
| BA S/E COCHARCAS (TRANSNET) 15KV | 4,0 | 9,0 | 4,0 | 2,0 | 0,5 | 2,1 | 2,2 | 0,7 |
| BA S/E DUQUECO 23KV | 0,0 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,6 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E EL AVELLANO 15KV | 0,0 | 1,0 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 1,2 | 0,3 | 0,0 |
| BA S/E EL AVELLANO 23KV | 0,0 | 3,0 | 3,0 | 0,0 | 0,0 | 4,9 | 1,2 | 0,0 |
| BA S/E HUALTE 13.2KV | 6,0 | 12,0 | 8,0 | 6,0 | 8,9 | 13,2 | 20,4 | 5,5 |
| BA S/E LA VEGA 23KV | 6,3 | 19,0 | 6,0 | 6,0 | 6,1 | 17,2 | 25,1 | 12,8 |
| BA S/E LOS ANGELES 15KV | 0,0 | 5,0 | 3,0 | 0,0 | 0,0 | 65,6 | 1,4 | 0,0 |
| BA S/E MANSO DE VELASCO 15KV | 0,0 | 3,0 | 2,0 | 1,0 | 0,0 | 52,8 | 0,3 | 0,2 |
| BA S/E MANSO DE VELASCO 23KV | 0,0 | 2,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 1,2 | 0,2 | 0,0 |
| BA S/E PARRAL 13.8KV BP1 | 4,0 | 7,0 | 6,0 | 2,0 | 0,3 | 0,5 | 9,5 | 6,3 |
| BA S/E PARRAL 13.8KV BP2 | 0,0 | 0,0 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 6,5 | 0,0 |
| BA S/E QUIRIHUE 13.2KV | 4,0 | 9,0 | 7,0 | 1,0 | 2,9 | 100,3 | 14,7 | 2,2 |
| BA S/E QUIRIHUE 23KV | 7,0 | 9,0 | 10,0 | 4,0 | 3,1 | 4,3 | 16,5 | 3,1 |
| BA S/E RETIRO 13.2KV | 9,3 | 16,0 | 14,0 | 2,0 | 3,5 | 5,6 | 16,1 | 1,0 |
| BA S/E SAN CARLOS 13.2KV | 6,0 | 10,0 | 3,0 | 3,0 | 2,1 | 0,5 | 0,3 | 6,8 |
| BA S/E SANTA ELVIRA 15KV BP1 | 4,0 | 7,7 | 3,0 | 2,5 | 0,7 | 0,9 | 12,7 | 0,3 |
| BA S/E SANTA ELVIRA 15KV BP2 | 4,0 | 6,3 | 3,0 | 2,5 | 0,7 | 0,6 | 7,9 | 0,3 |
| BA S/E TRES ESQUINAS 066KV | 0,0 | 0,0 | 8,0 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 10,3 | 2,5 |
| CMPC CELULOSA | | | | | | | | |
| BA S/E CELULOSA PACIFICO 220KV | 3,9 | 0,0 | 5,0 | 3,0 | 5,3 | 0,0 | 5,7 | 7,0 |
| BA S/E CELULOSA SANTA FE 220KV | 3,6 | 0,8 | 4,0 | 0,0 | 2,4 | 0,1 | 0,6 | 0,0 |
| CMPC MADERAS | | | | | | | | |

| Punto de Control | FMIK | | | | TTIK | | | |
|-------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| BA S/E CELULOSA SANTA FE 220KV | 0,0 | 0,0 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,3 | 0,0 |
| BA S/E CHARRUA 13.2KV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| COELCHA | | | | | | | | |
| BA S/E CABRERO 13.2KV | 2,0 | 0,0 | 3,0 | 0,0 | 0,3 | 0,0 | 0,3 | 0,0 |
| BA S/E PANGUE 13.8KV | 2,0 | 3,0 | 1,0 | 0,0 | 66,7 | 1,4 | 6,3 | 0,0 |
| COPELAN | | | | | | | | |
| BA S/E EL AVELLANO 23KV | 0,0 | 1,0 | 3,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,5 | 0,0 |
| BA S/E LOS ANGELES 13.2KV | 1,0 | 2,0 | 3,0 | 0,0 | 7,0 | 1,7 | 1,5 | 0,0 |
| BA S/E LOS ANGELES 15KV | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 11,3 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E MAMPIL 13.8KV B1 | 1,3 | 1,0 | 1,0 | 0,0 | 6,5 | 0,5 | 5,2 | 0,0 |
| BA S/E RUCUE 23KV | 0,0 | 1,0 | 2,0 | 1,0 | 0,0 | 5,9 | 11,9 | 0,5 |
| COPELEC | | | | | | | | |
| BA S/E CHILLAN 13.2KV B1 | 0,0 | 0,0 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,4 | 0,0 |
| BA S/E CHILLAN 13.2KV B2 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,3 | 0,0 |
| BA S/E CHILLAN 15KV | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,3 | 0,0 |
| BA S/E COCHARCAS 13.8KV | 4,0 | 6,0 | 4,0 | 3,0 | 0,4 | 0,4 | 2,2 | 0,8 |
| BA S/E HUALTE 13.2KV | 3,0 | 7,9 | 7,0 | 4,0 | 8,4 | 4,2 | 15,6 | 2,3 |
| BA S/E QUILMO 033KV | 0,0 | 0,0 | 7,3 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 6,2 | 0,9 |
| BA S/E RECINTO 023KV | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E SAN CARLOS 13.2KV | 4,0 | 6,0 | 3,0 | 2,0 | 0,9 | 0,4 | 0,3 | 0,2 |
| BA S/E SANTA ELISA 023KV | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E TRES ESQUINAS 13.8KV N°1 | 4,0 | 0,0 | 7,4 | 1,0 | 3,0 | 0,0 | 7,2 | 1,5 |
| EFE | | | | | | | | |
| BA S/E BULNES (FFCC) 66KV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E COCHARCAS (FFCC) 66KV | 4,0 | 6,0 | 3,0 | 1,0 | 0,4 | 0,5 | 2,1 | 0,1 |
| BA S/E COLLIPULLI (FFCC) 66KV B1 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 0,0 | 0,4 | 0,3 | 0,3 | 0,0 |
| BA S/E LAJA (FFCC) 66KV B1 | 3,0 | 0,0 | 3,8 | 7,0 | 54,8 | 0,0 | 13,6 | 83,7 |
| BA S/E LONGAVI (FFCC) 66KV B1 | 8,0 | 9,0 | 8,0 | 2,0 | 3,3 | 3,8 | 17,6 | 1,0 |
| BA S/E MONTE AGUILA (FFCC) 66KV BP1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E NIQUEN (FFCC) 66KV | 3,0 | 7,0 | 3,0 | 1,0 | 2,8 | 0,5 | 1,1 | 0,0 |
| BA S/E RENAICO (FFCC) 66KV | 0,0 | 5,0 | 3,0 | 0,0 | 0,0 | 11,4 | 0,4 | 0,0 |
| FRONTEL | | | | | | | | |
| BA S/E ABANICO 13.8KV B1 | 0,0 | 0,0 | 2,0 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 0,2 | 6,7 |
| BA S/E ANGOL 13.2KV | 2,0 | 10,0 | 6,7 | 1,0 | 0,3 | 8,8 | 3,1 | 6,4 |
| BA S/E ANGOL 23KV B1 | 2,0 | 11,0 | 5,0 | 1,0 | 0,3 | 5,9 | 3,0 | 6,4 |
| BA S/E CABRERO 23KV BP1 | 5,0 | 1,0 | 5,3 | 0,7 | 0,5 | 0,0 | 2,1 | 0,2 |
| BA S/E CHARRUA 13.2KV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E CHOLGUAN (STS) 13.2KV | 1,0 | 2,0 | 0,5 | 1,4 | 0,7 | 1,8 | 1,3 | 1,6 |

| Punto de Control | FMIK | | | | TTIK | | | |
|---|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| BA S/E COLLIPULLI 13.2KV | 3,0 | 10,0 | 7,0 | 0,0 | 0,4 | 2,9 | 0,9 | 0,0 |
| BA S/E DUQUECO 23KV | 0,0 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,6 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E LAJA 13.8KV | 8,0 | 3,0 | 10,0 | 7,0 | 46,8 | 34,2 | 44,0 | 69,7 |
| BA S/E LOS ANGELES 13.2KV | 0,0 | 5,0 | 3,0 | 0,0 | 0,0 | 8,5 | 2,7 | 0,0 |
| BA S/E LOS SAUCES 23KV PRINCIPAL | 1,0 | 11,0 | 8,0 | 1,0 | 0,3 | 9,7 | 2,7 | 5,7 |
| BA S/E NAHUEL BUTA 13.2KV CPR1 | 0,0 | 11,0 | 7,5 | 0,0 | 0,0 | 12,3 | 3,1 | 0,0 |
| BA S/E NEGRETE 23KV | 1,0 | 9,0 | 7,0 | 0,0 | 2,0 | 17,3 | 2,6 | 0,0 |
| BA S/E PANGUE 13.8KV | 2,0 | 3,0 | 2,0 | 1,0 | 65,6 | 1,4 | 9,5 | 39,0 |
| BA S/E PICOLTUE 23KV B. PRINCIPAL | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E SANTA BARBARA 13.2KV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,9 |
| LUZ PARRAL | | | | | | | | |
| BA S/E LONGAVI BL2 13.2KV | 5,0 | 14,0 | 7,0 | 1,0 | 2,3 | 5,6 | 3,7 | 0,0 |
| BA S/E PARRAL 13.8KV BP1 | 3,0 | 6,0 | 7,0 | 2,0 | 0,2 | 0,4 | 14,4 | 6,8 |
| BA S/E PARRAL 13.8KV BP2 | 0,0 | 1,0 | 6,0 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 12,2 | 6,8 |
| BA S/E SAN GREGORIO BSG2 13.2KV | 4,0 | 9,0 | 4,0 | 2,0 | 1,0 | 0,6 | 1,2 | 6,8 |
| MASISA | | | | | | | | |
| BA S/E FIBRANOVA 13.2KV | 1,0 | 0,0 | 3,0 | 1,0 | 0,3 | 0,0 | 0,3 | 0,3 |
| BA S/E MASISA 13.2KV | 2,0 | 0,0 | 3,0 | 1,0 | 0,3 | 0,0 | 0,3 | 0,3 |
| PANELES ARAUCO | | | | | | | | |
| BA S/E CHOLGUAN (STS) 13.2KV | 0,0 | 0,0 | 2,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 3,1 | 0,0 |
| BA S/E PLANTA CHOLGUAN 13.2KV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 14-Concepcion | | | | | | | | |
| ARAUCO BIOENERGÍA | | | | | | | | |
| BA S/E HORCONES 66KV B1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| CAP HUACHIPATO | | | | | | | | |
| BA S/E SAN VICENTE 154KV SECCIÓN A | 0,2 | 0,4 | 0,1 | 0,0 | 0,1 | 0,7 | 0,0 | 0,0 |
| CELULOSA ARAUCO | | | | | | | | |
| BA S/E PLANTA ARAUCO 66KV | 0,0 | 0,0 | 2,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,9 | 0,1 |
| CEMENTO BÍO BÍO DEL SUR | | | | | | | | |
| BA S/E CEMENTOS BIO BIO 66KV | 1,0 | 0,0 | 0,1 | 0,0 | 0,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| CEMENTO POLPAICO | | | | | | | | |
| BA S/E POLPAICO(CEMENTOS POLPAICO) 66KV | 0,0 | 0,0 | 3,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 17,6 | 0,0 |
| CGE DISTRIBUCIÓN | | | | | | | | |
| BA S/E ANDALIEN 15KV C1 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,2 | 0,0 |
| BA S/E ANDALIEN 15KV C2 | 0,0 | 0,0 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,3 | 0,0 |
| BA S/E ARENAS BLANCAS 15KV | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,0 |
| BA S/E CHIGUAYANTE 15KV | 0,0 | 1,0 | 2,0 | 2,0 | 0,0 | 8,1 | 2,1 | 5,8 |
| BA S/E CHIGUAYANTE 15KV - 2 | 0,0 | 0,0 | 2,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 2,0 | 1,1 |

| Punto de Control | FMIK | | | | TTIK | | | |
|--------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| BA S/E COLO COLO 15KV | 1,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 1,1 | 0,0 | 0,1 | 0,0 |
| BA S/E COLO COLO 15KV -2 | 1,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,6 | 0,0 | 0,1 | 0,0 |
| BA S/E CORONEL 15KV B1 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,0 |
| BA S/E CORONEL 15KV B2 | 0,0 | 0,0 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,4 | 0,0 |
| BA S/E EJERCITO 15KV B1 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,2 | 0,1 |
| BA S/E EJERCITO 15KV B2 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,2 | 0,0 |
| BA S/E ESCUADRON (TRANSNET) 15KV | 2,0 | 0,0 | 1,0 | 1,0 | 2,0 | 0,0 | 0,1 | 0,1 |
| BA S/E LATORRE 15KV C1 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,0 |
| BA S/E LATORRE 15KV C2 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,5 | 0,0 |
| BA S/E LEBU 13.2KV BP1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E LIRQUEN 15KV BP1 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E LIRQUEN 15KV BP2 | 0,0 | 0,0 | 3,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 4,9 | 0,0 |
| BA S/E LOMA COLORADA 15KV | 3,0 | 0,0 | 2,0 | 1,0 | 0,2 | 0,0 | 0,3 | 0,4 |
| BA S/E MAHNS 15KV | 1,0 | 1,0 | 3,0 | 2,0 | 1,1 | 0,1 | 17,3 | 0,7 |
| BA S/E MAHNS 15KV-2 | 1,0 | 1,0 | 2,0 | 0,0 | 2,1 | 0,1 | 6,6 | 0,0 |
| BA S/E PENCO 15KV | 1,0 | 0,0 | 2,0 | 1,0 | 0,1 | 0,0 | 2,1 | 0,1 |
| BA S/E PERALES 15KV C1 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,2 | 0,0 |
| BA S/E PERALES 15KV C2 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,2 | 0,0 |
| BA S/E PUCHOCO 15KV | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 1,7 |
| BA S/E SAN PEDRO (TRANSNET) 15KV BP1 | 2,0 | 1,0 | 3,6 | 1,0 | 0,9 | 0,1 | 0,7 | 0,2 |
| BA S/E SAN PEDRO (TRANSNET) 15KV BP2 | 3,5 | 0,0 | 3,4 | 1,0 | 1,0 | 0,0 | 1,3 | 0,2 |
| BA S/E TALCAHUANO 15KV C1 | 1,0 | 1,0 | 2,0 | 0,0 | 1,1 | 0,1 | 0,4 | 0,0 |
| BA S/E TALCAHUANO 15KV C2 | 2,1 | 0,2 | 3,2 | 0,0 | 0,7 | 0,0 | 0,4 | 0,0 |
| BA S/E TOME 23KV | 2,0 | 1,0 | 3,0 | 2,0 | 4,0 | 0,1 | 7,0 | 2,4 |
| BA S/E TUMBES 15KV | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,0 |
| EFE | | | | | | | | |
| BA S/E CHIGUAYANTE 66KV | 3,0 | 3,0 | 2,4 | 3,5 | 75,6 | 29,2 | 12,1 | 57,9 |
| BA S/E CONCEPCION (FFCC) 66KV | 3,0 | 0,0 | 2,4 | 0,0 | 2,3 | 0,0 | 2,2 | 0,0 |
| BA S/E ESCUADRON (TRANSNET) 66KV | 0,0 | 2,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 2,2 | 0,0 | 0,1 |
| EKA CHILE | | | | | | | | |
| BA S/E EKA CHILE 154KV | 1,0 | 1,0 | 2,0 | 0,0 | 9,7 | 2,0 | 97,9 | 0,0 |
| ENAP REFINERÍA BIO BIO | | | | | | | | |
| BA S/E ERBB 66KV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| FPC | | | | | | | | |
| BA S/E ESCUADRON (TRANSNET) 66KV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E FPC 154KV BP1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| FRONTEL | | | | | | | | |
| BA S/E CANETE 23KV B.PRINCIPAL | 10,0 | 2,0 | 6,0 | 6,0 | 20,4 | 3,2 | 1,3 | 6,6 |

| Punto de Control | FMIK | | | | TTIK | | | |
|-------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| BA S/E CARAMPANGUE 13.2KV | 4,0 | 2,0 | 4,0 | 6,0 | 9,4 | 3,7 | 0,3 | 6,6 |
| BA S/E CARAMPANGUE 23KV | 4,0 | 2,0 | 4,0 | 6,0 | 9,4 | 3,6 | 0,3 | 6,6 |
| BA S/E CORONEL 15KV B1 | 0,0 | 0,2 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 1,8 | 7,5 | 0,0 |
| BA S/E CURANILAHUE 13.2KV | 8,1 | 2,0 | 4,4 | 6,0 | 28,0 | 1,5 | 1,0 | 6,6 |
| BA S/E CURANILAHUE 23KV | 8,0 | 2,0 | 4,6 | 6,0 | 40,1 | 3,6 | 1,6 | 6,6 |
| BA S/E ENACAR 13.2KV | 2,0 | 1,0 | 4,0 | 3,0 | 1,4 | 1,0 | 1,3 | 9,0 |
| BA S/E LEBU 13.2KV | 11,0 | 3,0 | 10,0 | 9,0 | 38,2 | 3,8 | 8,9 | 11,4 |
| BA S/E LOTA 13.2KV B1 | 3,0 | 4,0 | 2,0 | 5,0 | 2,4 | 2,6 | 5,6 | 2,2 |
| BA S/E TRES PINOS 13.2KV | 8,2 | 2,0 | 5,1 | 6,0 | 32,8 | 2,0 | 7,4 | 6,6 |
| BA S/E TRES PINOS 23KV | 8,2 | 2,0 | 4,9 | 7,5 | 36,5 | 2,0 | 0,4 | 8,9 |
| INCHALAM | | | | | | | | |
| BA S/E SAN VICENTE 13.2KV SECCIÓN A | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| MASISA | | | | | | | | |
| BA S/E MAPAL 154KV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| MOLY-COP | | | | | | | | |
| BA S/E SAN VICENTE 13.2KV SECCIÓN A | 1,0 | 7,0 | 0,0 | 0,0 | 0,5 | 0,3 | 0,0 | 0,0 |
| OXY | | | | | | | | |
| BA S/E OXY 154KV | 0,1 | 1,0 | 1,0 | 0,0 | 0,7 | 26,8 | 2,9 | 0,0 |
| PAPELES BIO BIO | | | | | | | | |
| BA S/E PAPELERA BIO BIO 66KV | 3,2 | 4,3 | 5,7 | 0,0 | 7,5 | 1,4 | 2,9 | 0,0 |
| PETRODOW | | | | | | | | |
| BA S/E PETRODOW 154KV | 2,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 9,8 | 2,0 | 0,0 | 0,0 |
| PETROQUIM | | | | | | | | |
| BA S/E PETROPOWER 66KV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 15-Araucanía | | | | | | | | |
| CARTULINAS CMPC | | | | | | | | |
| BA S/E CHUMPULLO 66KV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,5 |
| CELULOSA ARAUCO | | | | | | | | |
| BA S/E PLANTA VALDIVIA 220KV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| CGE DISTRIBUCIÓN | | | | | | | | |
| BA S/E CHIVILCAN 15KV B1 | 2,0 | 1,0 | 0,0 | 0,6 | 3,4 | 3,3 | 0,0 | 0,4 |
| BA S/E CHIVILCAN 15KV B2 | 1,0 | 1,0 | 0,0 | 0,4 | 2,4 | 3,1 | 0,0 | 0,2 |
| BA S/E LAS ENCINAS 15KV B1 | 2,0 | 1,0 | 0,0 | 0,5 | 2,0 | 1,6 | 0,0 | 0,2 |
| BA S/E LAS ENCINAS 15KV B2 | 1,0 | 1,0 | 0,0 | 0,5 | 2,0 | 2,6 | 0,0 | 0,2 |
| BA S/E LAUTARO 15KV | 0,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 0,0 | 4,0 | 1,3 | 0,3 |
| BA S/E LONCOCHE 13.2KV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,5 |
| BA S/E LONCOCHE 23KV | 1,0 | 1,0 | 0,0 | 1,0 | 1,7 | 0,4 | 0,0 | 0,5 |
| BA S/E PADRE LAS CASAS 15KV | 2,0 | 1,0 | 0,0 | 1,0 | 0,9 | 1,1 | 0,0 | 0,6 |

| Punto de Control | FMIK | | | | TTIK | | | |
|------------------------------|------|------|------|------|------|-------|------|------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| BA S/E PILLANLELBUN 15KV BP1 | 0,0 | 1,0 | 2,0 | 0,5 | 0,0 | 2,1 | 2,3 | 0,2 |
| BA S/E PILLANLELBUN 15KV BP2 | 0,0 | 1,0 | 1,0 | 0,5 | 0,0 | 2,1 | 0,1 | 0,2 |
| BA S/E PILLANLELBUN 23KV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,3 |
| BA S/E PITRUFQUEN 15KV | 4,0 | 5,0 | 3,0 | 3,0 | 5,5 | 154,2 | 3,4 | 1,0 |
| BA S/E PUCON 23KV | 0,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 0,0 | 1,6 | 10,4 | 3,7 |
| BA S/E PUMAHUE 15KV | 0,2 | 0,2 | 3,5 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,7 | 0,5 |
| BA S/E VILLARRICA 23KV | 1,0 | 3,0 | 3,0 | 2,0 | 0,4 | 0,5 | 1,6 | 0,8 |
| CODINER | | | | | | | | |
| BA S/E GORBEA 13,2KV | 0,5 | 3,0 | 2,7 | 4,0 | 0,2 | 2,7 | 1,0 | 72,9 |
| BA S/E LAUTARO 13.2KV | 0,0 | 1,0 | 2,0 | 1,0 | 0,0 | 4,7 | 1,4 | 0,3 |
| BA S/E LONCOCHE 13.2KV | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 2,0 | 0,0 | 0,4 | 0,0 | 5,5 |
| BA S/E PITRUFQUEN 13.2KV | 3,7 | 3,0 | 2,9 | 3,0 | 4,7 | 8,3 | 4,4 | 1,1 |
| BA S/E PITRUFQUEN 23KV | 1,0 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 2,3 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E TEMUCO 13.2KV | 0,0 | 0,0 | 1,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,5 | 0,0 |
| BA S/E TEMUCO 23KV | 0,0 | 1,0 | 3,0 | 2,0 | 0,0 | 0,4 | 0,5 | 1,3 |
| BA S/E TRAIGUEN 13.2KV | 1,6 | 5,0 | 6,6 | 2,0 | 2,2 | 7,3 | 47,7 | 47,0 |
| BA S/E VICTORIA 13.2KV | 0,8 | 4,0 | 2,9 | 0,0 | 0,1 | 4,2 | 16,1 | 0,0 |
| COOPREL | | | | | | | | |
| BA S/E LA UNION 13.8KV | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E PILMAIQUEN 13.2KV | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 2,9 | 1,8 | 0,0 | 0,0 | 2,4 |
| CRELL | | | | | | | | |
| BA S/E MELIPULLI 23KV | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,3 | 0,7 |
| BA S/E PILMAIQUEN 13.2KV | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E PUERTO VARAS 13.8KV | 0,0 | 0,0 | 1,7 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,7 | 0,8 |
| EFE | | | | | | | | |
| BA S/E LAUTARO (FFCC) 66KV | 1,0 | 3,0 | 4,0 | 0,0 | 5,9 | 5,9 | 9,4 | 0,0 |
| BA S/E METRENCO (FFCC) 66KV | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E VICTORIA (FFCC) 66KV | 2,0 | 5,0 | 4,5 | 1,0 | 1,2 | 6,8 | 9,3 | 1,4 |
| FRONTEL | | | | | | | | |
| BA S/E CURACAUTIN 13.2KV | 6,0 | 7,0 | 8,0 | 7,0 | 20,1 | 7,7 | 37,8 | 18,2 |
| BA S/E GORBEA 13,2KV | 0,0 | 2,0 | 3,0 | 4,0 | 0,0 | 1,2 | 1,0 | 0,9 |
| BA S/E IMPERIAL 23KV | 7,0 | 6,0 | 4,9 | 8,0 | 7,1 | 10,8 | 19,5 | 14,7 |
| BA S/E LAUTARO 13.2KV | 0,0 | 1,0 | 1,4 | 3,0 | 0,0 | 4,7 | 0,7 | 0,4 |
| BA S/E LAUTARO 23KV | 1,0 | 1,0 | 1,6 | 3,0 | 1,8 | 4,6 | 0,9 | 0,4 |
| BA S/E LICANCO 23KV | 4,0 | 6,0 | 4,0 | 5,0 | 4,2 | 5,5 | 12,1 | 8,6 |
| BA S/E PILLANLELBUN 23KV | 0,0 | 1,0 | 3,0 | 1,0 | 0,0 | 4,6 | 15,8 | 0,3 |
| BA S/E PITRUFQUEN 23KV | 3,0 | 5,0 | 3,0 | 3,0 | 2,7 | 10,3 | 3,5 | 1,2 |
| BA S/E PULLINQUE 13.2KV | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,4 | 0,0 | 0,0 |

| Punto de Control | FMIK | | | | TTIK | | | |
|---|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| BA S/E TRAIGUEN 13.2KV | 2,0 | 5,0 | 7,0 | 2,0 | 5,0 | 6,1 | 41,1 | 7,2 |
| BA S/E VICTORIA 13.2KV | 3,0 | 4,0 | 3,0 | 0,0 | 0,3 | 2,7 | 20,2 | 0,0 |
| LUZ OSORNO | | | | | | | | |
| BA S/E AIHUAPI 13.8KV | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E AIHUAPI 23KV | 6,0 | 0,8 | 0,6 | 1,0 | 5,2 | 0,4 | 0,1 | 0,4 |
| BA S/E LA UNION 13.8KV | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,0 | 0,6 | 0,0 | 0,1 |
| BA S/E LOS NEGROS 23KV | 0,0 | 4,0 | 4,0 | 2,0 | 0,0 | 4,0 | 1,4 | 0,8 |
| BA S/E LOS TAMBORES PR 23KV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,7 |
| BA S/E OSORNO 13.8KV | 0,0 | 0,0 | 1,2 | 2,2 | 0,0 | 0,0 | 1,9 | 1,3 |
| BA S/E PICHIL BPR1 23KV | 0,0 | 1,0 | 0,3 | 2,4 | 0,0 | 2,7 | 0,2 | 3,0 |
| BA S/E PILMAIQUEN 13.2KV | 1,0 | 2,0 | 0,0 | 3,1 | 2,7 | 2,6 | 0,0 | 2,7 |
| BA S/E PURRANQUE 13.8KV | 0,0 | 0,0 | 0,9 | 1,4 | 0,0 | 0,0 | 3,0 | 1,5 |
| SAESA | | | | | | | | |
| BA S/E AIHUAPI 23KV | 8,0 | 1,2 | 1,2 | 1,0 | 5,2 | 0,2 | 0,1 | 0,4 |
| BA S/E BARRO BLANCO 23KV B1 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 1,8 |
| BA S/E CORRAL 13.8KV | 3,0 | 3,0 | 4,0 | 6,0 | 6,7 | 11,4 | 27,2 | 13,9 |
| BA S/E FRUTILLAR 13.2KV | 0,0 | 0,0 | 2,0 | 1,1 | 0,0 | 0,0 | 0,5 | 0,8 |
| BA S/E FRUTILLAR 23KV | 0,0 | 0,0 | 2,0 | 0,6 | 0,0 | 0,0 | 0,5 | 0,4 |
| BA S/E LA UNION 13.8KV | 0,0 | 0,0 | 0,9 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,1 |
| BA S/E LA UNION 23KV-1 | 0,0 | 0,0 | 2,0 | 0,8 | 0,0 | 0,0 | 0,2 | 0,5 |
| BA S/E LA UNION 23KV-2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E LONCOCHE 13.2KV | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 1,5 | 0,0 | 0,3 | 0,0 | 5,3 |
| BA S/E LONCOCHE 23KV | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,5 | 0,0 | 0,3 | 0,0 | 0,3 |
| BA S/E LOS LAGOS 13.2KV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 6,6 |
| BA S/E LOS TAMBORES PR 23KV | 2,0 | 3,0 | 1,0 | 2,0 | 0,8 | 1,6 | 0,1 | 1,9 |
| BA S/E MARIQUINA 23KV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,7 |
| BA S/E MELIPULLI 23KV | 0,0 | 1,0 | 0,9 | 1,0 | 0,0 | 0,1 | 0,2 | 0,8 |
| BA S/E OSORNO 23KV | 1,0 | 0,0 | 1,4 | 2,4 | 0,2 | 0,0 | 0,6 | 1,5 |
| BA S/E OSORNO 23KV 3 | 0,0 | 0,0 | 1,4 | 2,4 | 0,0 | 0,0 | 0,6 | 1,5 |
| BA S/E PANGUIPULLI 23KV | 4,0 | 5,0 | 4,0 | 4,0 | 1,7 | 2,1 | 2,5 | 2,0 |
| BA S/E PICARTE 23KV B1 | 1,0 | 1,0 | 1,4 | 3,4 | 1,7 | 4,9 | 0,5 | 1,4 |
| BA S/E PICARTE 23KV B2 | 1,0 | 2,0 | 1,6 | 2,6 | 1,7 | 5,1 | 0,5 | 1,1 |
| BA S/E PICHIL BPR1 23KV | 0,0 | 1,0 | 2,7 | 2,6 | 0,0 | 1,1 | 2,3 | 2,4 |
| BA S/E PICHIRROPULLI 13.8KV | 3,0 | 0,0 | 2,0 | 1,2 | 2,5 | 0,0 | 1,6 | 2,4 |
| BA S/E PICHIRROPULLI 23KV | 3,0 | 0,0 | 2,0 | 1,8 | 2,5 | 0,0 | 0,6 | 2,4 |
| BA S/E PILMAIQUEN 13.2KV | 1,0 | 2,0 | 0,0 | 4,4 | 3,3 | 1,3 | 0,0 | 3,1 |
| BA S/E PUERTO MONTT 220KV 2 (MELIPULLI) | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 2,0 | 1,2 | 0,1 | 0,2 | 1,1 |
| BA S/E PUERTO VARAS 13.8KV | 0,0 | 1,0 | 0,7 | 0,2 | 0,0 | 0,1 | 0,3 | 0,1 |

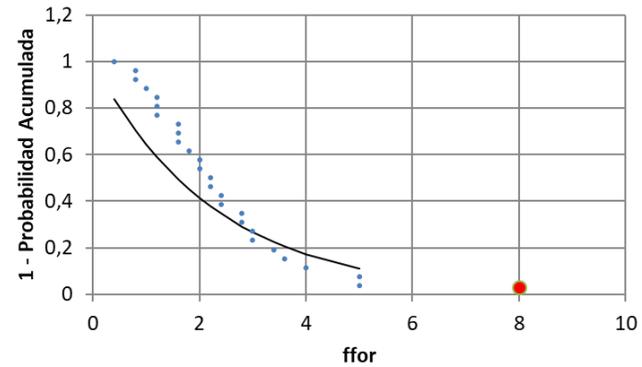
| Punto de Control | FMIK | | | | TTIK | | | |
|--------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| BA S/E PUERTO VARAS 23KV | 0,0 | 1,0 | 2,0 | 1,8 | 0,0 | 0,1 | 1,0 | 1,2 |
| BA S/E PULLINQUE 13.2KV | 0,0 | 1,0 | 4,0 | 1,0 | 0,0 | 1,4 | 8,2 | 0,5 |
| BA S/E PURRANQUE 13.8KV | 0,0 | 0,6 | 1,1 | 1,3 | 0,0 | 0,7 | 3,1 | 1,3 |
| BA S/E PURRANQUE 23KV | 0,0 | 3,0 | 1,0 | 1,3 | 0,0 | 7,1 | 0,1 | 1,4 |
| BA S/E VALDIVIA 13.2KV | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 2,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E VALDIVIA 23KV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,9 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,6 |
| SOCOEPA | | | | | | | | |
| BA S/E LOS LAGOS 13.2KV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BA S/E PAILLACO 13.8KV | 2,6 | 0,0 | 1,0 | 1,0 | 4,7 | 0,0 | 1,3 | 4,8 |
| 16-Chiloe | | | | | | | | |
| SAESA | | | | | | | | |
| BA S/E ALTO BONITO 23KV | 0,0 | 3,0 | 1,0 | 2,0 | 0,0 | 0,3 | 0,2 | 1,0 |
| BA S/E ANCUD 23KV | 7,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,8 | 7,9 | 8,3 | 13,7 |
| BA S/E CALBUCO 23KV | 0,0 | 7,0 | 1,0 | 3,0 | 0,0 | 6,8 | 0,2 | 2,1 |
| BA S/E CASTRO 23KV | 7,0 | 5,0 | 6,0 | 1,0 | 5,6 | 8,2 | 5,6 | 0,8 |
| BA S/E CHONCHI 23KV | 8,0 | 6,0 | 5,0 | 1,0 | 10,9 | 8,4 | 3,3 | 0,8 |
| BA S/E COLACO 23KV B2 | 0,0 | 6,0 | 2,0 | 3,0 | 0,0 | 5,9 | 2,9 | 2,1 |
| BA S/E DALCAHUE 23KV BP1 | 0,0 | 5,9 | 6,0 | 1,0 | 0,0 | 28,0 | 75,3 | 0,8 |
| BA S/E DEGAN 23KV B2 | 4,0 | 4,0 | 3,0 | 1,0 | 4,3 | 5,4 | 0,3 | 0,7 |
| BA S/E EL EMPALME 23KV | 0,0 | 5,0 | 1,0 | 3,0 | 0,0 | 0,5 | 0,2 | 2,1 |
| BA S/E PID PID 23KV | 9,0 | 5,0 | 6,3 | 1,0 | 5,7 | 6,0 | 5,1 | 0,8 |
| BA S/E QUELLON 23KV BP1 | 8,0 | 8,5 | 9,0 | 3,0 | 11,0 | 10,8 | 17,3 | 1,9 |
| BA S/E QUELLON 23KV BP2 | 0,0 | 2,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3,3 | 0,0 | 0,0 |

ANEXO 2: ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE ÍNDICES DE INDISPONIBILIDAD GENERACIÓN

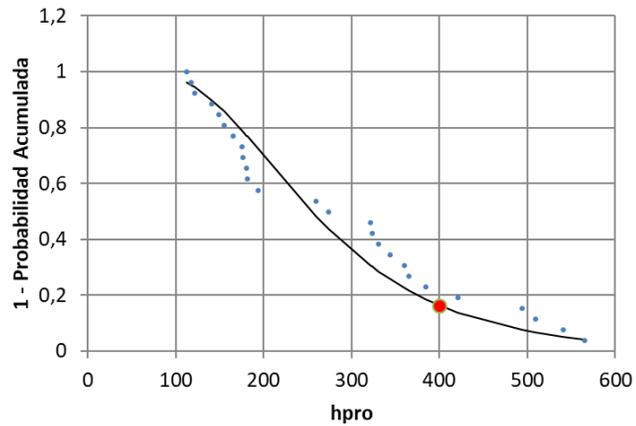
Hidráulica Embalse

| INDISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN: EMBALSE | | | |
|---|--------|--------|-------|
| Período ene14-dic18 | | | |
| Duración período: A (años) | 5 | | |
| Unidades técnicas: N (#) | 26 | | |
| MODELO ESTOCÁSTICO | Hpro | Hfor | Ffor |
| (1/5) media 5 años | 283,2 | 154,6 | 2,3 |
| (1/5) desvío 5 años | 138,0 | 285,8 | --- |
| Coefficiente de variación: cv | 0,4874 | 1,8494 | --- |
| 1+cv*cv | 1,2375 | 4,4204 | --- |
| sigma | 0,4617 | 1,2191 | --- |
| mu | 5,5397 | 4,2974 | --- |
| X25% | 348 | 167 | 3,1 |
| X20% | 375 | 205 | 3,7 |
| X15% | 411 | 260 | 4,3 |
| X10% | 460 | 351 | 5,2 |
| X5% | 544 | 546 | 6,8 |
| CUMPLIMIENTO NTSyCS | HPROg | HFORg | FFORg |
| Límite NTSyCS | 400 | 100 | 8 |
| Pr(X>Límite NTSyCS) | 16,4% | 40,0% | 2,9% |

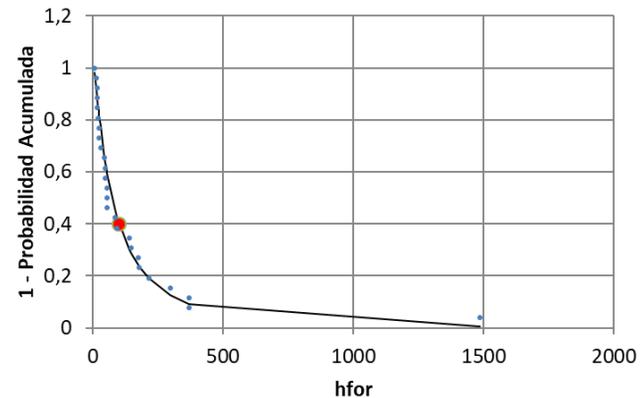
Frecuencia Forzada



Indisponibilidad Programada

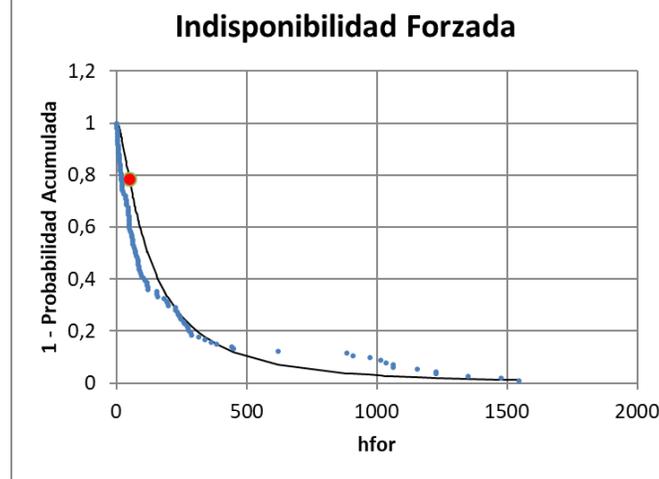
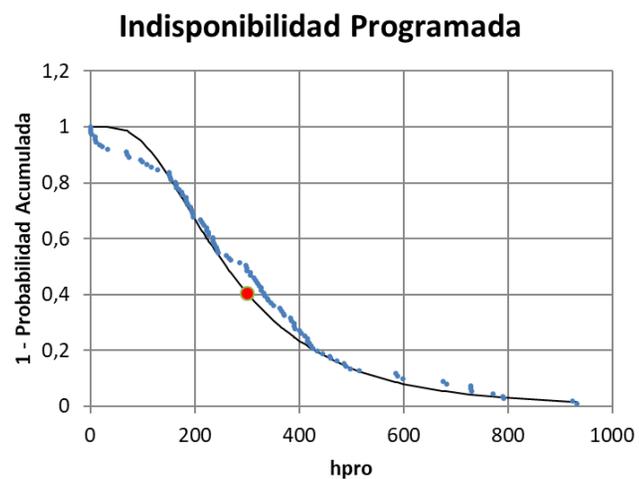
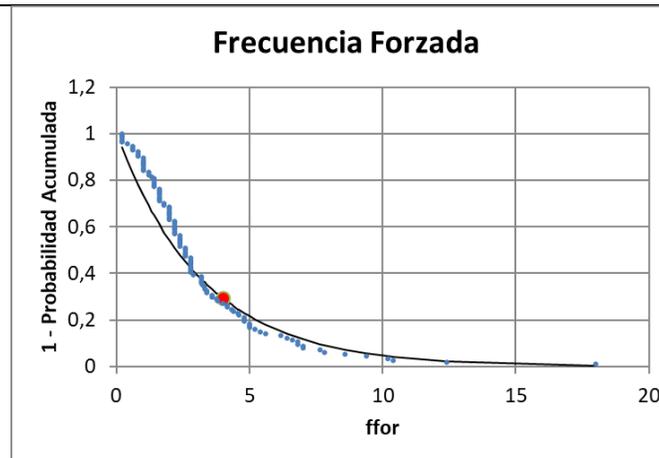


Indisponibilidad Forzada



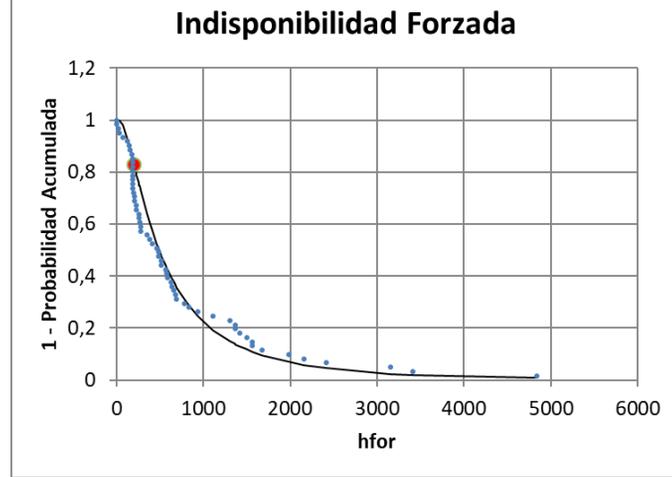
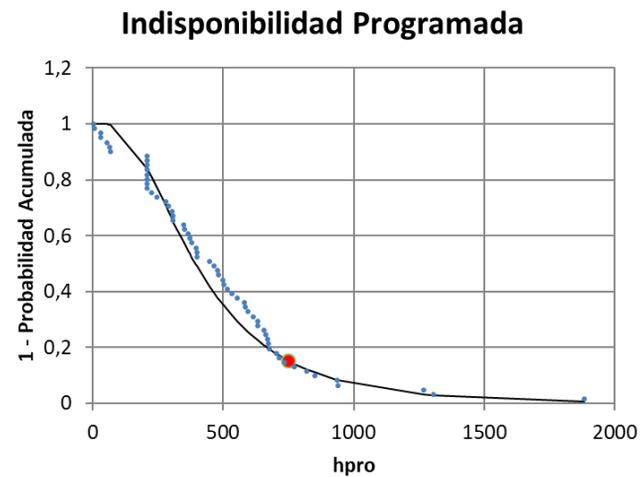
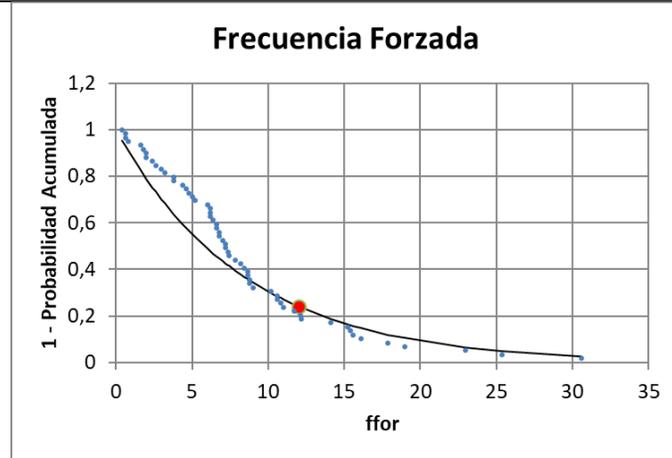
Hidráulica Pasada

| INDISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN: PASADA | | | |
|--|--------|--------|-------|
| Período ene14-dic18 | | | |
| Duración período: A (años) | 5 | | |
| Unidades técnicas: N (#) | 114 | | |
| MODELO ESTOCÁSTICO | Hpro | Hfor | Ffor |
| (1/5) media 5 años | 310,7 | 225,8 | 3,3 |
| (1/5) desvío 5 años | 203,0 | 356,0 | --- |
| Coefficiente de variación: cv | 0,6534 | 1,5766 | --- |
| 1+cv*cv | 1,4270 | 3,4857 | --- |
| sigma | 0,5963 | 1,1174 | --- |
| mu | 5,5611 | 4,7953 | --- |
| X25% | 389 | 257 | 4,5 |
| X20% | 430 | 310 | 5,2 |
| X15% | 483 | 385 | 6,2 |
| X10% | 558 | 506 | 7,5 |
| X5% | 694 | 760 | 9,8 |
| CUMPLIMIENTO NTSyCS | HPROg | HFORg | FFORg |
| Límite NTSyCS | 300 | 50 | 4 |
| Pr(X>Límite NTSyCS) | 40,5% | 78,5% | 29,3% |



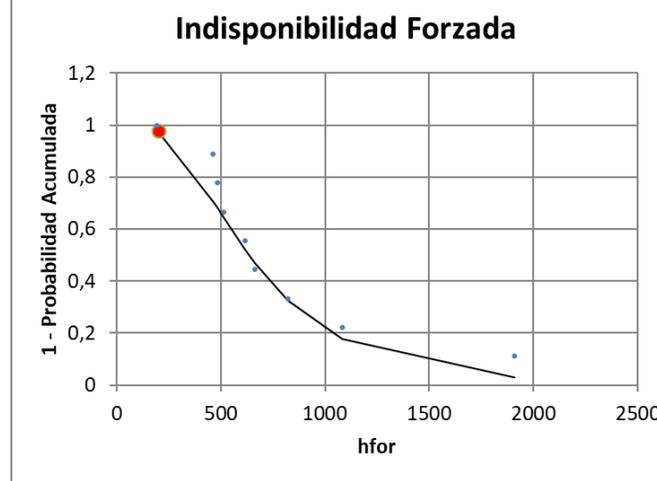
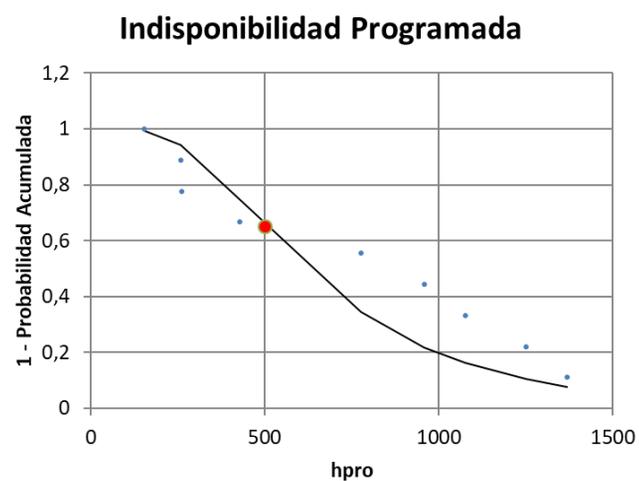
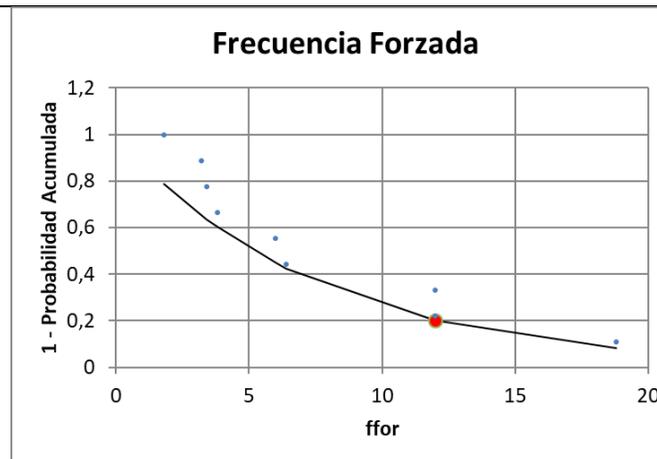
Térmica Vapor

| INDISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN: VAPOR | | | |
|---------------------------------------|--------|--------|-------|
| Período ene14-dic18 | | | |
| Duración período: A (años) | 5 | | |
| Unidades técnicas: N (#) | 61 | | |
| MODELO ESTOCÁSTICO | Hpro | Hfor | Ffor |
| (1/5) media 5 años | 480,2 | 763,2 | 8,4 |
| (1/5) desvío 5 años | 334,6 | 909,2 | --- |
| Coefficiente de variación: cv | 0,6968 | 1,1913 | --- |
| 1+cv*cv | 1,4856 | 2,4191 | --- |
| sigma | 0,6291 | 0,9399 | --- |
| mu | 5,9763 | 6,1958 | --- |
| X25% | 602 | 925 | 11,7 |
| X20% | 669 | 1082 | 13,5 |
| X15% | 756 | 1300 | 16,0 |
| X10% | 882 | 1637 | 19,4 |
| X5% | 1109 | 2303 | 25,2 |
| CUMPLIMIENTO NTSyCS | HPROg | HFORg | FFORg |
| Límite NTSyCS | 750 | 200 | 12 |
| Pr(X>Límite NTSyCS) | 15,3% | 83,0% | 24,0% |



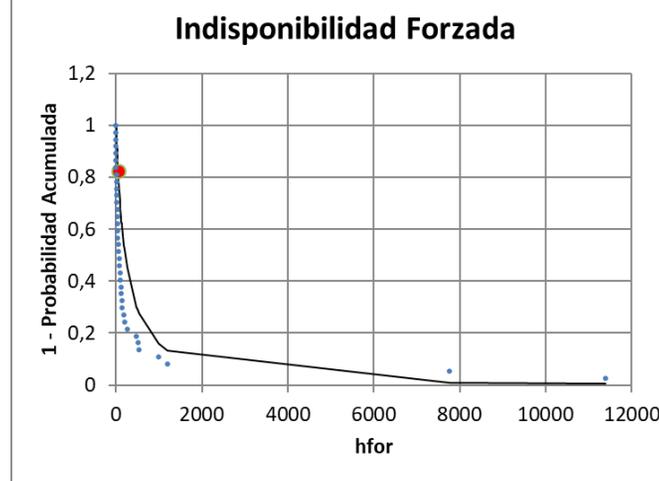
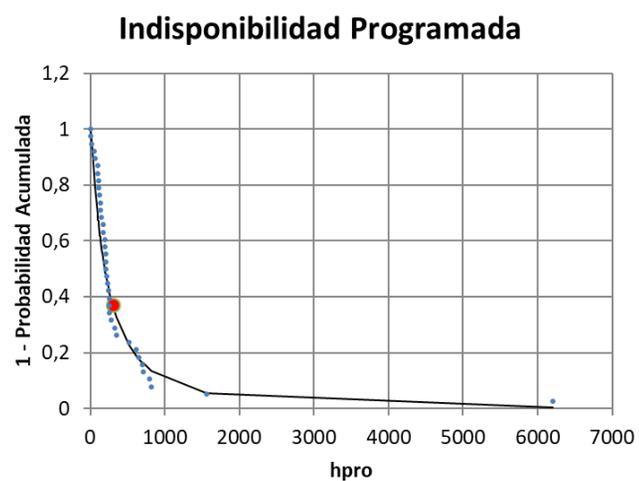
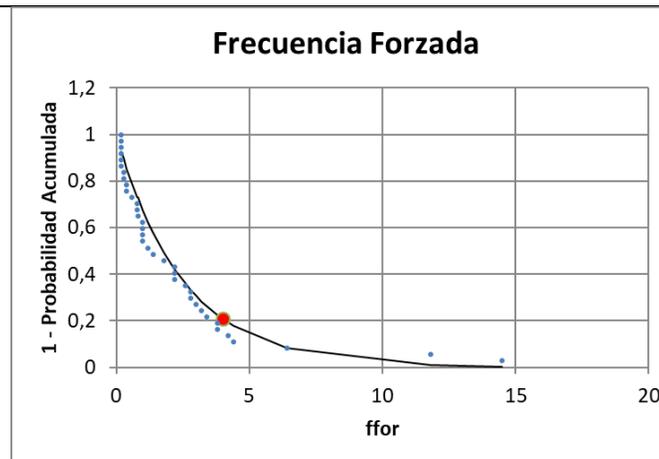
Térmica Ciclo Combinado

| INDISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN: CC | | | |
|------------------------------------|--------|--------|-------|
| Período ene14-dic18 | | | |
| Duración período: A (años) | 5 | | |
| Unidades técnicas: N (#) | 9 | | |
| MODELO ESTOCÁSTICO | Hpro | Hfor | Ffor |
| (1/5) media 5 años | 725,8 | 750,1 | 7,5 |
| (1/5) desvío 5 años | 437,0 | 472,1 | --- |
| Coefficiente de variación: cv | 0,6021 | 0,6294 | --- |
| 1+cv*cv | 1,3625 | 1,3961 | --- |
| sigma | 0,5562 | 0,5777 | --- |
| mu | 6,4326 | 6,4534 | --- |
| X25% | 905 | 937 | 10,4 |
| X20% | 993 | 1032 | 12,1 |
| X15% | 1107 | 1155 | 14,2 |
| X10% | 1268 | 1331 | 17,2 |
| X5% | 1552 | 1642 | 22,4 |
| CUMPLIMIENTO NTSyCS | HPROg | HFORg | FFORg |
| Límite NTSyCS | 500 | 200 | 12 |
| Pr(X>Límite NTSyCS) | 65,2% | 97,7% | 20,1% |



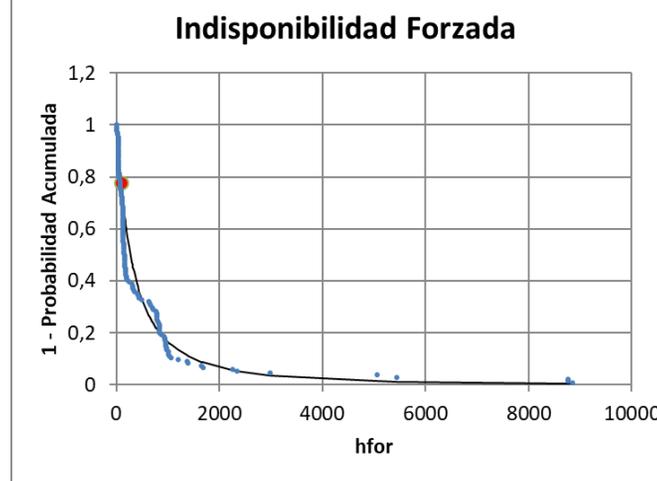
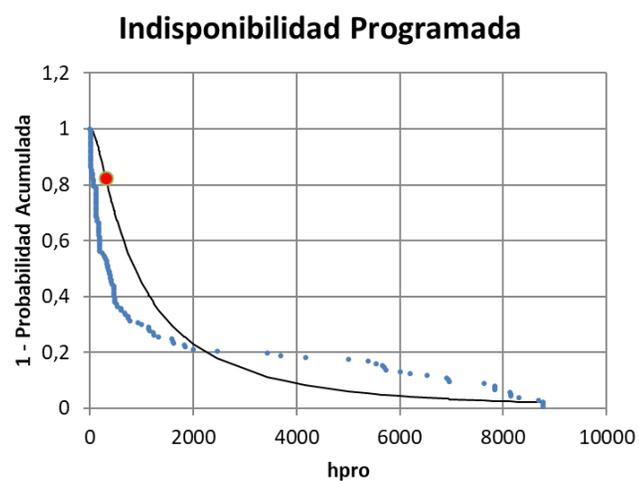
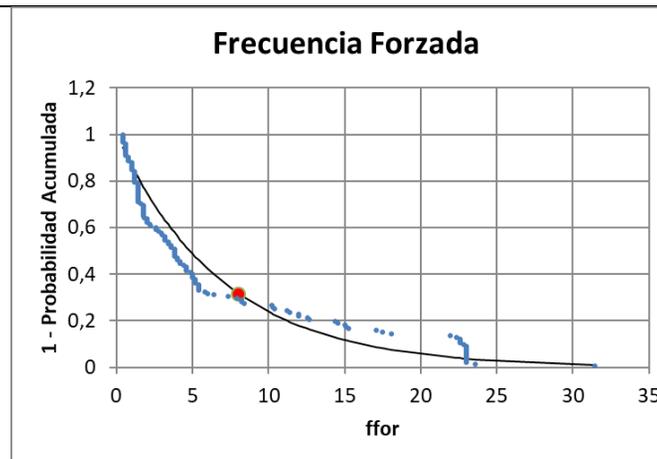
Turbina Gas

| INDISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN: TG | | | |
|------------------------------------|--------|---------|-------|
| Período ene14-dic18 | | | |
| Duración período: A (años) | 5 | | |
| Unidades técnicas: N (#) | 37 | | |
| MODELO ESTOCÁSTICO | Hpro | Hfor | Ffor |
| (1/5) media 5 años | 460,0 | 705,6 | 2,5 |
| (1/5) desvío 5 años | 989,9 | 2241,6 | --- |
| Coefficiente de variación: cv | 2,1518 | 3,1767 | --- |
| 1+cv*cv | 5,6301 | 11,0914 | --- |
| sigma | 1,3146 | 1,5512 | --- |
| mu | 5,2673 | 5,3560 | --- |
| X25% | 471 | 603 | 3,5 |
| X20% | 586 | 782 | 4,1 |
| X15% | 757 | 1058 | 4,8 |
| X10% | 1045 | 1547 | 5,9 |
| X5% | 1685 | 2718 | 7,6 |
| CUMPLIMIENTO NTSyCS | HPROg | HFORg | FFORg |
| Límite NTSyCS | 300 | 50 | 4 |
| Pr(X>Límite) | 37,0% | 82,4% | 20,8% |



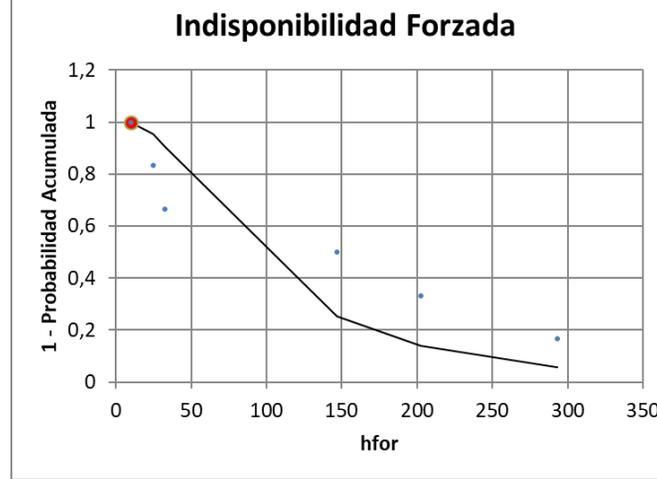
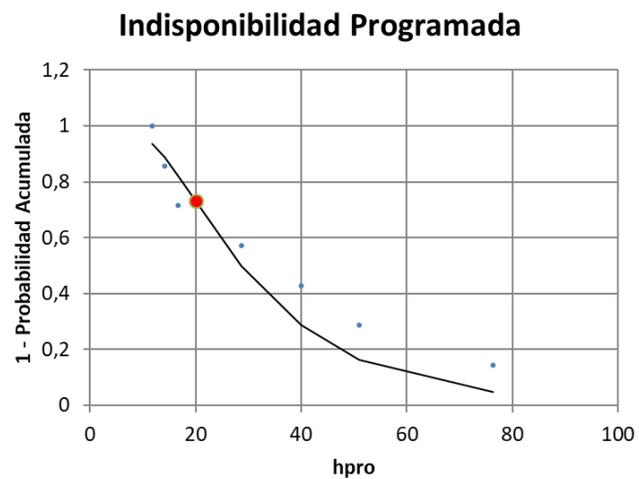
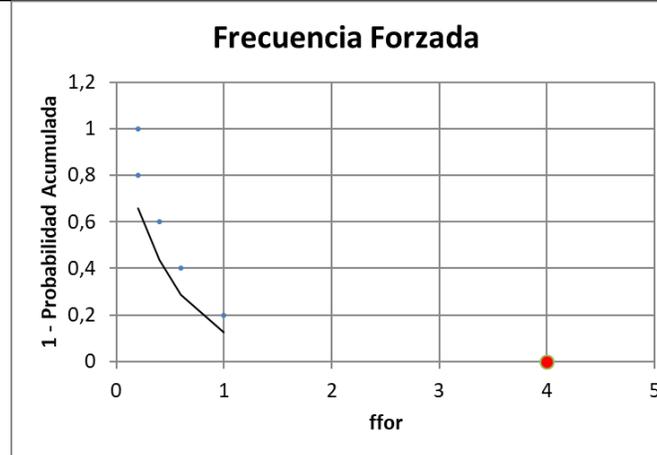
Motores Diésel

| INDISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN: DIESEL | | | |
|--|--------|--------|-------|
| Período ene14-dic18 | | | |
| Duración período: A (años) | 5 | | |
| Unidades técnicas: N (#) | 152 | | |
| MODELO ESTOCÁSTICO | Hpro | Hfor | Ffor |
| (1/5) media 5 años | 1646,3 | 666,2 | 7,0 |
| (1/5) desvío 5 años | 2666,6 | 1453,2 | --- |
| Coefficiente de variación: cv | 1,6198 | 2,1814 | --- |
| 1+cv*cv | 3,6236 | 5,7583 | --- |
| sigma | 1,1347 | 1,3231 | --- |
| mu | 6,7625 | 5,6263 | --- |
| X25% | 1859 | 678 | 9,7 |
| X20% | 2247 | 845 | 11,2 |
| X15% | 2803 | 1094 | 13,2 |
| X10% | 3702 | 1513 | 16,1 |
| X5% | 5591 | 2447 | 20,9 |
| CUMPLIMIENTO NTSyCS | HPROg | HFORg | FFORg |
| Límite NTSyCS | 300 | 100 | 8 |
| Pr(X>Límite) | 82,5% | 78,0% | 31,8% |



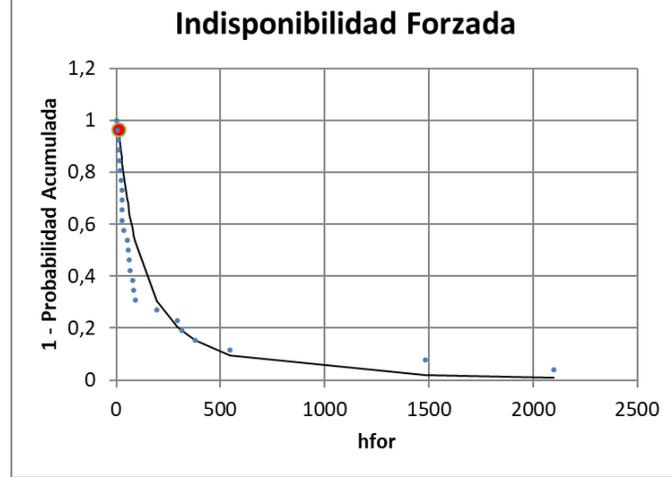
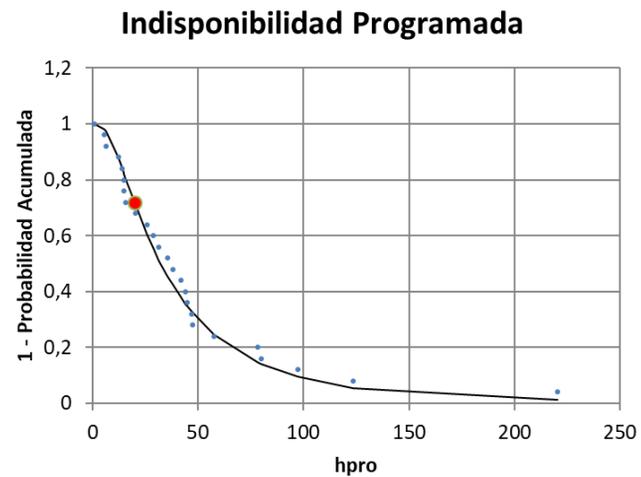
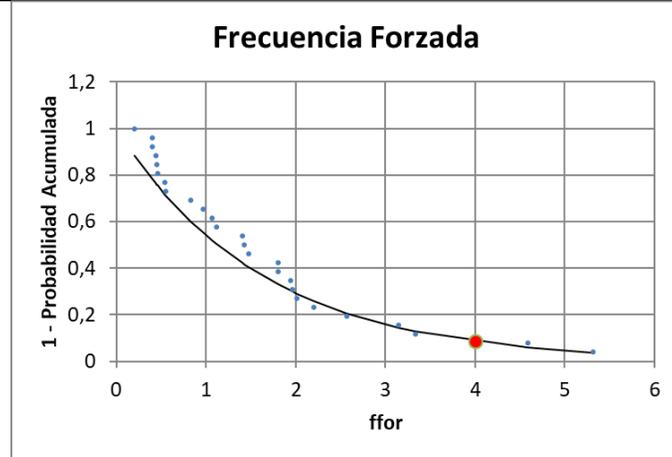
Parques de Motores Diésel

| INDISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN: PARQUES MOTORES DIESEL | | | |
|--|--------|--------|-------|
| Período ene14-dic18 | | | |
| Duración período: A (años) | 5 | | |
| Unidades técnicas: N (#) | 7 | | |
| MODELO ESTOCÁSTICO | Hpro | Hfor | Ffor |
| (1/5) media 5 años | 34,1 | 118,1 | 0,5 |
| (1/5) desvío 5 años | 21,8 | 105,2 | --- |
| Coefficiente de variación: cv | 0,6413 | 0,8909 | --- |
| 1+cv*cv | 1,4113 | 1,7938 | --- |
| sigma | 0,5870 | 0,7644 | --- |
| mu | 3,3561 | 4,4795 | --- |
| X25% | 43 | 148 | 0,7 |
| X20% | 47 | 168 | 0,8 |
| X15% | 53 | 195 | 0,9 |
| X10% | 61 | 235 | 1,1 |
| X5% | 75 | 310 | 1,4 |
| CUMPLIMIENTO NTSyCS | HPROg | HFORg | FFORg |
| Pr(X>Límite NTSyCS) | 20 | 10 | 4 |
| Pr(X>Límite) | 73,0% | 99,8% | 0,0% |



Parques Eólicos y Fotovoltaicos

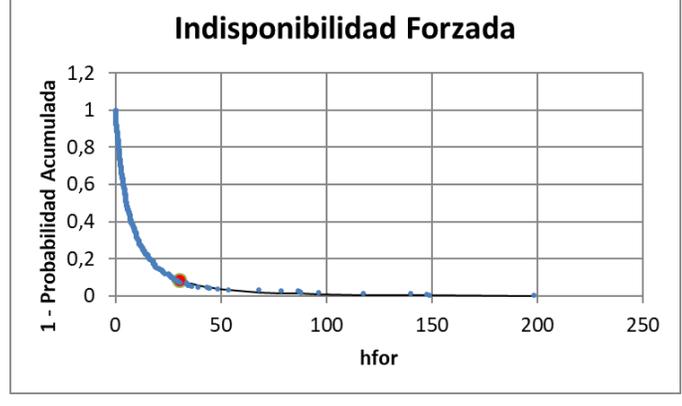
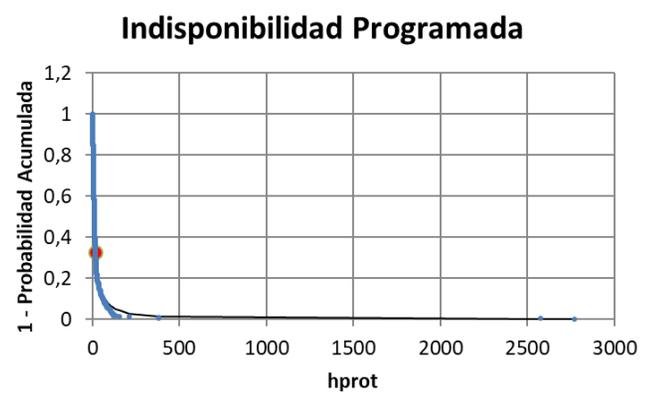
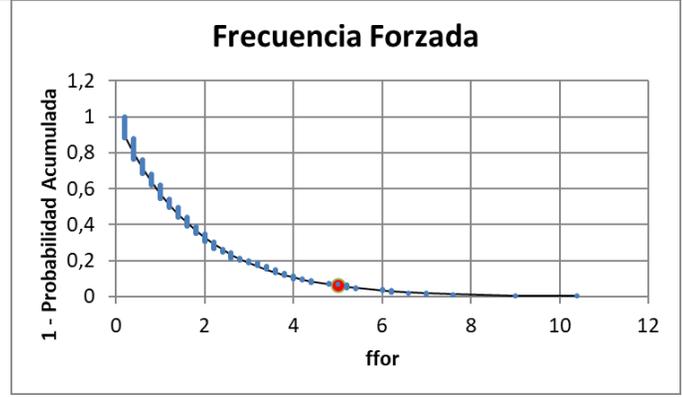
| INDISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN: P. EOLICOS Y FOTOVOLTAICOS | | | |
|--|--------|--------|-------|
| Período ene14-dic18 | | | |
| Duración período: A (años) | 5 | | |
| Unidades técnicas: N (#) | 29 | | |
| MODELO ESTOCÁSTICO | Hpro | Hfor | Ffor |
| (1/5) media 5 años | 45,9 | 231,9 | 1,6 |
| (1/5) desvío 5 años | 46,2 | 476,8 | --- |
| Coefficiente de variación: cv | 1,0072 | 2,0561 | --- |
| 1+cv*cv | 2,0144 | 5,2276 | --- |
| sigma | 0,8368 | 1,2861 | --- |
| mu | 3,4761 | 4,6192 | --- |
| X25% | 57 | 241 | 2,3 |
| X20% | 65 | 299 | 2,6 |
| X15% | 77 | 385 | 3,1 |
| X10% | 94 | 527 | 3,8 |
| X5% | 128 | 841 | 4,9 |
| CUMPLIMIENTO NTSyCS | HPROg | HFORg | FFORg |
| Pr(X>Límite NTSyCS) | 20 | 10 | 4 |
| Pr(X>Límite) | 71,7% | 96,4% | 8,6% |



ANEXO 3: ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE ÍNDICES DE INDISPONIBILIDAD TRANSMISIÓN

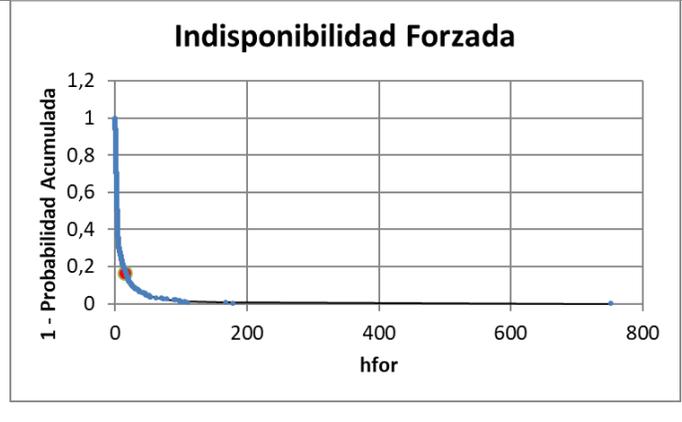
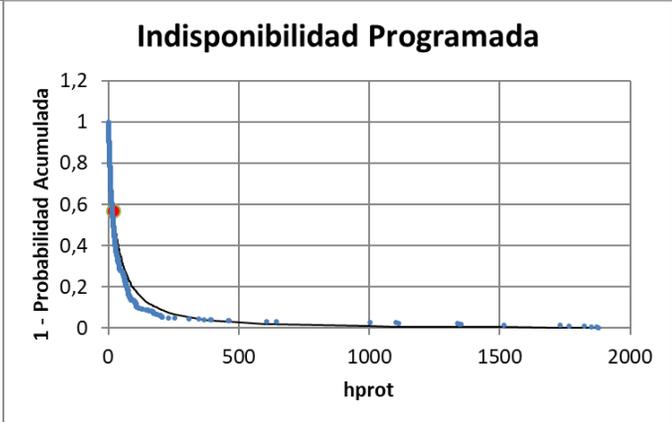
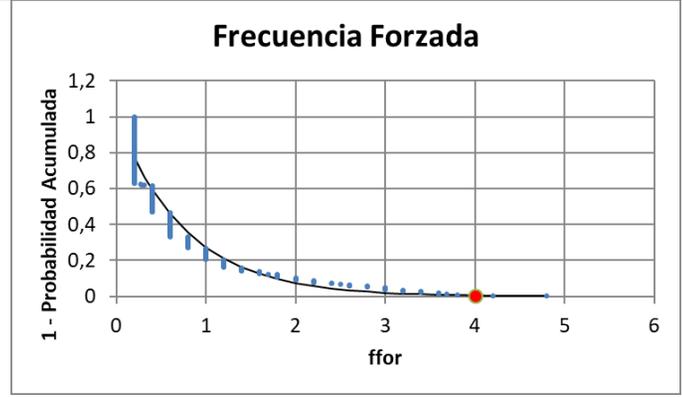
Línea mayor o igual que 44 kV y menor que 100 kV

| INDISPONIBILIDAD DE LÍNEAS: 44 kV ≤ Tensión < 100 kV | | | |
|--|---------|--------|-------|
| Período ene14-dic18 | | | |
| Duración período: A (años) | 5 | | |
| Unidades técnicas: N (#) | 438 | | |
| MODELO ESTOCÁSTICO | Hpro | Hfor | Ffor |
| (1/5) media 5 años | 36,1 | 12,0 | 1,8 |
| (1/5) desvío 5 años | 195,5 | 21,9 | --- |
| Coefficiente de variación: cv | 5,4093 | 1,8275 | --- |
| 1+cv ² cv | 30,2607 | 4,3397 | --- |
| sigma | 1,8466 | 1,2115 | --- |
| mu | 1,8825 | 1,7502 | --- |
| X25% | 23 | 13 | 2,5 |
| X20% | 31 | 16 | 2,9 |
| X15% | 45 | 20 | 3,4 |
| X10% | 70 | 27 | 4,1 |
| X5% | 137 | 42 | 5,4 |
| CUMPLIMIENTO NTSyCS | HPROt | HFORt | FFORT |
| Límite NTSyCS | 15 | 30 | 5 |
| Pr(X>Límite NTSyCS) | 32,7% | 8,6% | 6,2% |



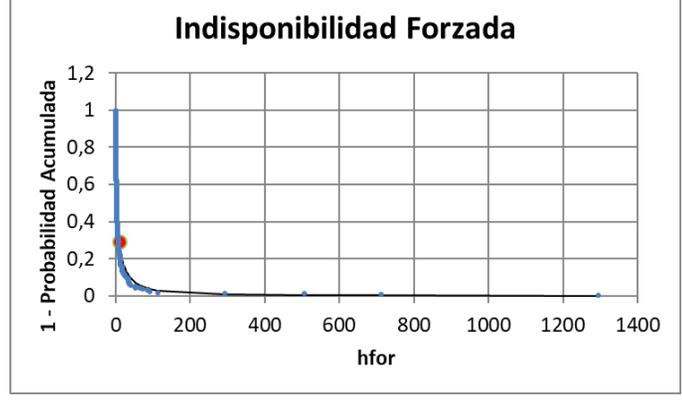
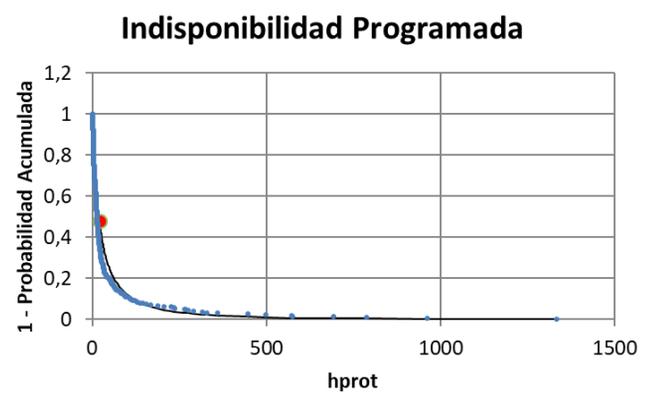
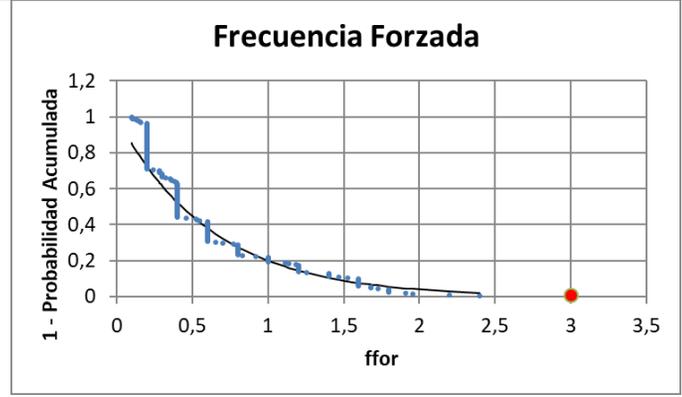
Línea mayor o igual que 100 kV y menor que 220 kV

| INDISPONIBILIDAD DE LÍNEAS: 100 kV ≤ Tensión < 220 kV | | | |
|---|---------|---------|-------|
| Período ene14-dic18 | | | |
| Duración período: A (años) | 5 | | |
| Unidades técnicas: N (#) | 517 | | |
| MODELO ESTOCÁSTICO | Hpro | Hfor | Ffor |
| (1/5) media 5 años | 83,9 | 11,6 | 0,8 |
| (1/5) desvío 5 años | 256,8 | 41,5 | --- |
| Coefficiente de variación: cv | 3,0598 | 3,5688 | --- |
| 1+cv ² cv | 10,3625 | 13,7360 | --- |
| sigma | 1,5291 | 1,6186 | --- |
| mu | 3,2607 | 1,1437 | --- |
| X25% | 73 | 9 | 1,1 |
| X20% | 94 | 12 | 1,2 |
| X15% | 127 | 17 | 1,5 |
| X10% | 185 | 25 | 1,8 |
| X5% | 322 | 45 | 2,3 |
| CUMPLIMIENTO NTSyCS | HPROt | HFORt | FFORT |
| Límite NTSyCS | 20 | 15 | 4 |
| Pr(X>Límite NTSyCS) | 56,9% | 16,7% | 0,6% |



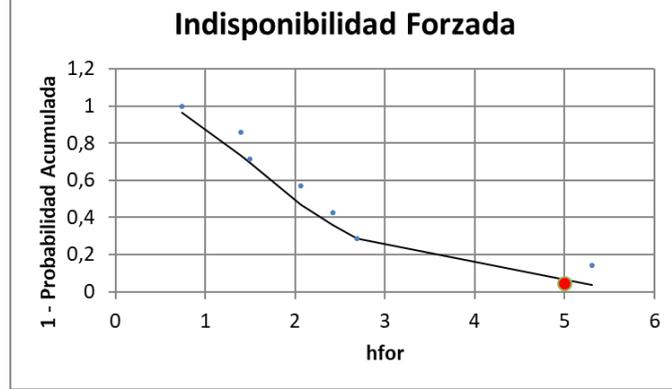
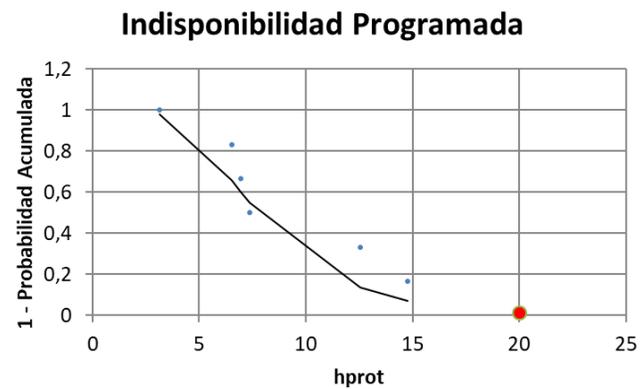
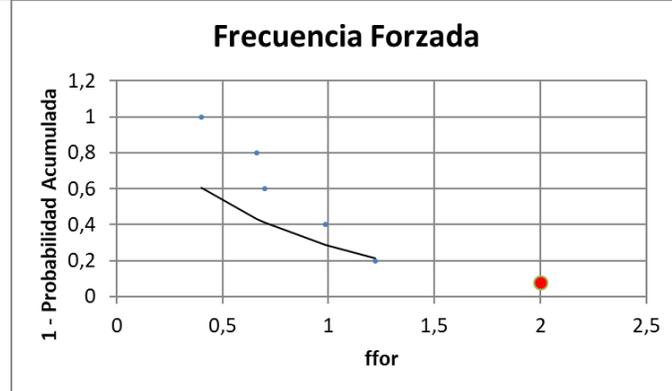
Línea mayor o igual que 2200 kV y menor que 500 kV

| INDISPONIBILIDAD DE LÍNEAS: 220 kV ≤ Tensión < 500 kV | | | |
|---|--------|---------|-------|
| Período ene14-dic18 | | | |
| Duración período: A (años) | 5 | | |
| Unidades técnicas: N (#) | 322 | | |
| MODELO ESTOCÁSTICO | Hpro | Hfor | Ffor |
| (1/5) media 5 años | 51,9 | 19,5 | 0,6 |
| (1/5) desvío 5 años | 135,3 | 100,6 | --- |
| Coefficiente de variación: cv | 2,6055 | 5,1535 | --- |
| 1+cv ² cv | 7,7884 | 27,5584 | --- |
| sigma | 1,4327 | 1,8211 | --- |
| mu | 2,9236 | 1,3129 | --- |
| X25% | 49 | 13 | 0,9 |
| X20% | 62 | 17 | 1,0 |
| X15% | 82 | 25 | 1,2 |
| X10% | 117 | 38 | 1,4 |
| X5% | 196 | 74 | 1,9 |
| CUMPLIMIENTO NTSyCS | HPROt | HFORT | FFORT |
| Límite NTSyCS | 20 | 10 | 3 |
| Pr(X>Límite NTSyCS) | 48,0% | 29,3% | 0,8% |



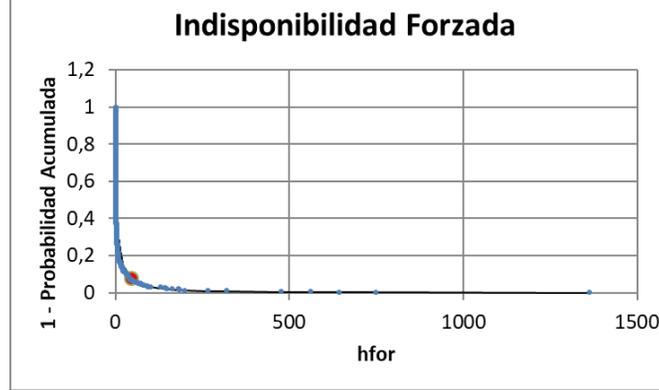
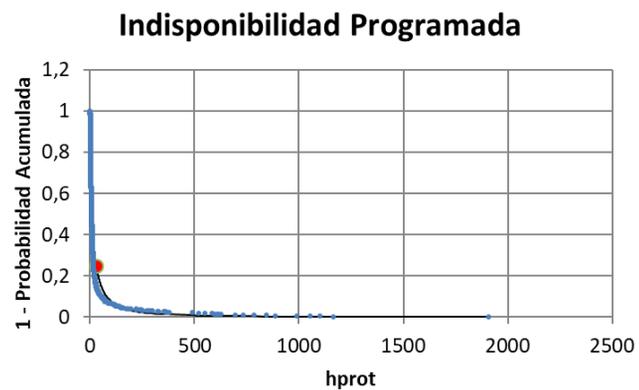
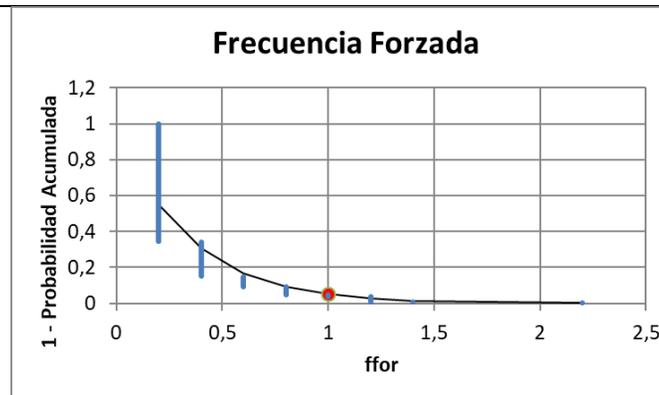
Línea mayor o igual que 500 kV

| INDISPONIBILIDAD DE LÍNEAS: Tensión \geq 500 kV | | | |
|---|--------|--------|-------|
| Período ene14-dic18 | | | |
| Duración período: A (años) | 5 | | |
| Unidades técnicas: N (#) | 6 | | |
| MODELO ESTOCÁSTICO | Hpro | Hfor | Ffor |
| (1/5) media 5 años | 8,6 | 2,3 | 0,8 |
| (1/5) desvío 5 años | 3,9 | 1,4 | --- |
| Coefficiente de variación: cv | 0,4567 | 0,5957 | --- |
| 1+cv ² cv | 1,2086 | 1,3549 | --- |
| sigma | 0,4353 | 0,5511 | --- |
| mu | 2,0523 | 0,6812 | --- |
| X25% | 10 | 3 | 1,1 |
| X20% | 11 | 3 | 1,3 |
| X15% | 12 | 3 | 1,5 |
| X10% | 14 | 4 | 1,8 |
| X5% | 16 | 5 | 2,4 |
| CUMPLIMIENTO NTSyCS | HPROt | HFORt | FFORT |
| Límite NTSyCS | 20 | 5 | 2 |
| Pr(X>Límite NTSyCS) | 1,5% | 4,6% | 8,1% |



Transformadores

| INDISPONIBILIDAD DE TRANSFORMADORES | | | |
|-------------------------------------|---------|---------|-------|
| Período ene14-dic18 | | | |
| Duración período: A (años) | 5 | | |
| Unidades técnicas: N (#) | 904 | | |
| MODELO ESTOCÁSTICO | Hpro | Hfor | Ffor |
| (1/5) media 5 años | 36,9 | 18,0 | 0,3 |
| (1/5) desvío 5 años | 132,3 | 84,8 | --- |
| Coefficiente de variación: cv | 3,5891 | 4,7004 | --- |
| 1+cv ² cv | 13,8819 | 23,0940 | --- |
| sigma | 1,6219 | 1,7719 | --- |
| mu | 2,2917 | 1,3233 | --- |
| X25% | 30 | 12 | 0,5 |
| X20% | 39 | 17 | 0,5 |
| X15% | 53 | 24 | 0,6 |
| X10% | 79 | 36 | 0,8 |
| X5% | 143 | 69 | 1,0 |
| CUMPLIMIENTO NTSyCS | HPROt | HFORt | FFORT |
| Límite NTSyCS | 30 | 45 | 1 |
| Pr(X>Límite NTSyCS) | 24,7% | 8,1% | 5,1% |



Equipos de Serie y Compensación

| INDISPONIBILIDAD DE EQUIPOS DE COMPENSACIÓN | | | |
|---|---------|--------|-------|
| Período ene14-dic18 | | | |
| Duración período: A (años) | 5 | | |
| Unidades técnicas: N (#) | 275 | | |
| MODELO ESTOCÁSTICO | Hpro | Hfor | Ffor |
| (1/5) media 5 años | 114,1 | 50,6 | 0,4 |
| (1/5) desvío 5 años | 765,5 | 106,1 | --- |
| Coefficiente de variación: cv | 6,7101 | 2,0958 | --- |
| 1+cv ² cv | 46,0255 | 5,3924 | --- |
| sigma | 1,9568 | 1,2981 | --- |
| mu | 2,8223 | 3,0820 | --- |
| X25% | 63 | 52 | 0,5 |
| X20% | 87 | 65 | 0,6 |
| X15% | 128 | 84 | 0,7 |
| X10% | 206 | 115 | 0,8 |
| X5% | 420 | 184 | 1,1 |
| CUMPLIMIENTO NTSyCS | HPROt | HFORt | FFORT |
| Límite NTSyCS | 30 | 45 | 1 |
| Pr(X>Límite NTSyCS) | 38,4% | 28,8% | 5,9% |

