

# INFORME DEFINITIVO

## ESTUDIO DE CONTINUIDAD DE SUMINISTRO

---

DEPARTAMENTO DE PEAJES

GERENCIA DE MERCADOS

diciembre de 2019

[www.coordinadorelectrico.cl](http://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.....	51
3.2.2 Tocopilla .....	55
a) FMIK.....	55
b) TTIK.....	58
c) ENS.....	62
3.2.3 Antofagasta .....	66
a) FMIK.....	66
b) TTIK.....	69
c) ENS.....	73

3.2.4 Copiapó .....	77
a) FMIK.....	77
b) TTIK.....	80
c) ENS.....	84
3.2.5 Coquimbo .....	88
a) FMIK.....	88
b) TTIK.....	91
c) ENS.....	95
3.2.6 Valparaíso.....	99
a) FMIK.....	99
b) TTIK.....	102
c) ENS.....	106
3.2.7 Aconcagua.....	110
a) FMIK.....	110
b) TTIK.....	113
c) ENS.....	117
3.2.8 Metropolitana .....	122
a) FMIK.....	122
b) TTIK.....	125
c) ENS.....	129
3.2.9 Melipilla.....	133
a) FMIK.....	133
b) TTIK.....	136
c) ENS.....	140
3.2.10 Rapel.....	143
a) FMIK.....	143
b) TTIK.....	147
c) ENS.....	150
3.2.11 Rancagua.....	154
a) FMIK.....	154
b) TTIK.....	157
c) ENS.....	161

3.2.12 Itahue .....	165
a)    FMIK.....	165
b)    TTIK.....	168
c)    ENS.....	172
3.2.13 Charrúa.....	176
a)    FMIK.....	176
b)    TTIK.....	179
c)    ENS.....	183
3.2.14 Concepción.....	187
a)    FMIK.....	187
b)    TTIK.....	190
c)    ENS.....	194
3.2.15 Araucanía .....	198
a)    FMIK.....	198
b)    TTIK.....	201
c)    ENS.....	204
3.2.16 Chiloé .....	208
a)    FMIK.....	208
b)    TTIK.....	211
c)    ENS.....	214
3.3    Análisis de conglomerados.....	218
IV.    RESULTADOS.....	221
4.1    Evolución anual de índices de continuidad extendidos.....	221
4.2    Índices de continuidad aceptables FMIK y TTIK en los Puntos de Control de Clientes.....	224
4.3    Índices TTIK aceptables en barras del Sistema de Transmisión Nacional <sup>235</sup>	
4.4    Comparación de índices de indisponibilidad registrados y límites de la NTSyCS	
238	
4.4.1 Indisponibilidad de Generación .....	238
4.4.2 Indisponibilidad de Transmisión .....	241
V.    RECOMENDACIONES .....	245

VI. REFERENCIAS .....	248
ANEXO 1: ÍNDICES DE CONTINUIDAD FMIK Y TTIK POR PUNTO DE CONTROL DE CLIENTES 249	
ANEXO 2: ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE ÍNDICES DE INDISPONIBILIDAD GENERACIÓN	275
ANEXO 3: ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE ÍNDICES DE INDISPONIBILIDAD TRANSMISIÓN	284

## 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**

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

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	0,022	0,278	2,754	1,939	0,183	5,18	
Condores 220	0,022	0,278	2,754	1,939	0,183	5,18	
Pozo Almonte 220	0,022	0,278	2,754	1,939	0,183	5,18	
Tarapaca 220	0,022	0,278	2,754	1,939	0,183	5,18	5,16
Lagunas 220	0,022	0,278	2,754	1,939	0,183	5,18	5,16
Nueva Victoria 220	0,022	0,278	2,754	1,939	0,183	5,18	
Crucero 220	0,009	0,109	1,078	0,759	0,072	2,03	3,64
Chuquicamata 220	0,005	0,067	0,659	0,464	0,044	1,24	
Calama 220	0,005	0,067	0,659	0,464	0,044	1,24	
Encuentro 220	0,010	0,121	1,196	0,842	0,080	2,25	3,64
Atacama 220	0,013	0,164	1,621	1,141	0,108	3,05	5,16
O'Higgins 220	0,012	0,154	1,520	1,070	0,101	2,86	
Laberinto 220	0,012	0,154	1,520	1,070	0,101	2,86	
El Tesoro 220	0,012	0,154	1,520	1,070	0,101	2,86	
Esperanza 220	0,012	0,154	1,520	1,070	0,101	2,86	
El Cobre 220	0,012	0,154	1,520	1,070	0,101	2,86	
Diego de Almagro 220	0,023	0,286	2,834	1,995	0,189	5,33	11,03
Carrera Pinto 220	0,023	0,287	2,840	1,999	0,189	5,34	11,03
Cardones 220	0,023	0,287	2,840	1,999	0,189	5,34	10,73
Maitencillo 220	0,022	0,276	2,737	1,927	0,182	5,14	9,03
Pan de Azucar 220	0,010	0,130	1,291	0,909	0,086	2,43	9,15
Los Vilos 220	0,010	0,123	1,217	0,857	0,081	2,29	9,15
Nogales 220	0,009	0,121	1,195	0,841	0,080	2,25	9,15
Quillota 220	0,010	0,130	1,287	0,906	0,086	2,42	7,35
Los Maquis 220	0,011	0,140	1,388	0,977	0,092	2,61	
El Llano 220	0,010	0,129	1,281	0,902	0,085	2,41	
Polpaico 220	0,001	0,007	0,071	0,050	0,005	0,13	7,09
Lampa 220	0,001	0,007	0,071	0,050	0,005	0,13	7,09
Cerro Navia 220	0,001	0,007	0,071	0,050	0,005	0,13	3,63
Chena 220	0,001	0,007	0,071	0,050	0,005	0,13	3,63
Alto Jahuel 220	0,002	0,031	0,309	0,218	0,021	0,58	3,63
Maipo 220	0,001	0,007	0,071	0,050	0,005	0,13	
Candelaria 220	0,007	0,095	0,942	0,663	0,063	1,77	8,5
Colbun 220	0,008	0,101	1,001	0,704	0,067	1,88	8,5
Melipilla 220	0,013	0,168	1,666	1,173	0,111	3,13	7,09
Rapel 220	0,020	0,249	2,469	1,738	0,164	4,64	7,09
Itahue 220	0,008	0,105	1,044	0,735	0,070	1,96	7,15
Ancoa 220	0,008	0,099	0,983	0,692	0,065	1,85	8,5
Charrua 220	0,007	0,088	0,872	0,614	0,058	1,64	8,42
Lagunillas 220	0,007	0,092	0,915	0,644	0,061	1,72	12,45
Hualpen 220	0,007	0,092	0,914	0,644	0,061	1,72	12,45
Duqueco 220	0,006	0,082	0,814	0,573	0,054	1,53	
Temuco 220	0,011	0,144	1,426	1,004	0,095	2,68	8,92
Ciruelos 220	0,011	0,134	1,330	0,936	0,089	2,50	11,24
Valdivia 220	0,011	0,146	1,443	1,016	0,096	2,71	11,24
Rahue 220	0,011	0,146	1,443	1,016	0,096	2,71	11,62
Melipulli 220	0,018	0,233	2,310	1,626	0,154	4,34	11,62
Chiloe 220	0,030	0,381	3,773	2,656	0,251	7,09	

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 Indisponibilidad de las instalaciones de generación y de transmisión.*

*A estos efectos el Coordinador deberá calcular la Indisponibilidad forzada y programada de las instalaciones de generación y transmisión. Las instalaciones a las cuales se les determinará los índices de Indisponibilidad 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 Indisponibilidad 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"<sup>1</sup>, 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

---

<sup>1</sup> 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 FMIK<sup>2</sup> y TTIK<sup>3</sup> 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).*

---

<sup>2</sup> FMIK: Frecuencia Media de Interrupción de Suministro

<sup>3</sup> 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 CDEC<sup>4</sup> 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:*

---

<sup>4</sup> 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 CDECSIC<sup>5</sup> en conjunto con el CDEC-SING<sup>6</sup> 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 Nacional<sup>7</sup> 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.

---

<sup>5</sup> CDECSIC: Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central

<sup>6</sup> CDEC-SING: Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande

<sup>7</sup> 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 GESCAL<sup>8</sup> 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:

---

<sup>8</sup> Plataforma web del Coordinador Eléctrico Nacional para la gestión de calidad de producto y suministro

**Artículo 6-18**

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:

$$FMIK = \sum_{i=1}^n \frac{kWf_{s_i}}{kW_{tot_i}}$$

$$TTIK = \sum_{i=1}^n \frac{kWf_{s_i} \cdot Tfs_i}{kW_{tot_i}}$$

Donde,

- $kWf_{s_i}$ : 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”.
- $kW_{tot_i}$ : 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 Indisponibilidad 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 Indisponibilidad Programada, con una ventana móvil de 60 meses.*
- *HFORg: Límite de horas de desconexión promedio anual de generación por concepto de Indisponibilidad Forzada, con una ventana móvil de 60 meses.*
- *FFORg: Límite de frecuencia de desconexiones promedio anual de generación por concepto de Indisponibilidad Forzada, con una ventana móvil de 60 meses.*

### **Artículo 5-60**

Los índices de Indisponibilidad 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 R<sup>9</sup> 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 QGIS<sup>10</sup> 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.

---

<sup>9</sup> 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

<sup>10</sup> 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<sub>S<sub>k,i</sub></sub>: 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<sub>tot<sub>k,i</sub></sub>: 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.

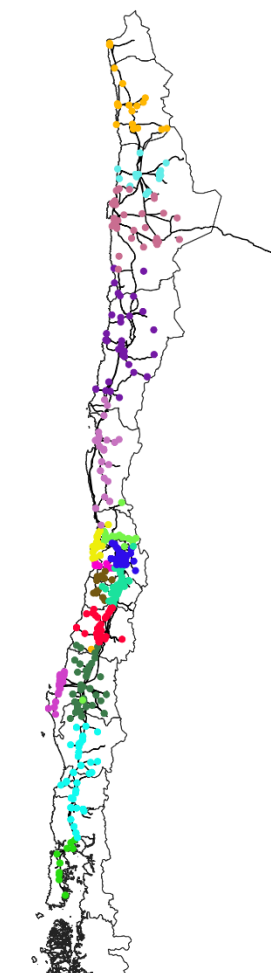
El detalle de la información utilizada para el desarrollo del estudio y el cálculo de los índices de continuidad por punto de control se puede encontrar en el archivo “BD2018-ECS\_def.xlsx”.

## 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 75% 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

- Los valores límites encontrados se restringen a variaciones de  $\pm 25\%$  respecto del índice aceptable que establezca la Comisión Nacional de Energía ó el último valor propuesto por el Coordinador. Una vez que se cuente con 5 años de estadística este límite se acotará al último valor establecido y no menos del 25%.

- 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 nacional.

El detalle de los cálculos se puede encontrar en las planillas “IC\_Aceptables\_SEN\_2019\_def.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\_def.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+ analisis\_def.xlsx”, “IndispLineas\_1218-SEN+ analisis\_def.xlsx”, “IndispTransf\_1218-SEN+ analisis\_def.xlsx” y “IndispCCEE\_1218-SEN+ analisis\_def.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
<b>Total</b>	<b>435</b>

**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
<b>Total</b>	<b>2462</b>

## 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\_def.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\_def.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
<b>FMIK</b> [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
<b>TTIK</b> [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
<b>ENS</b> [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

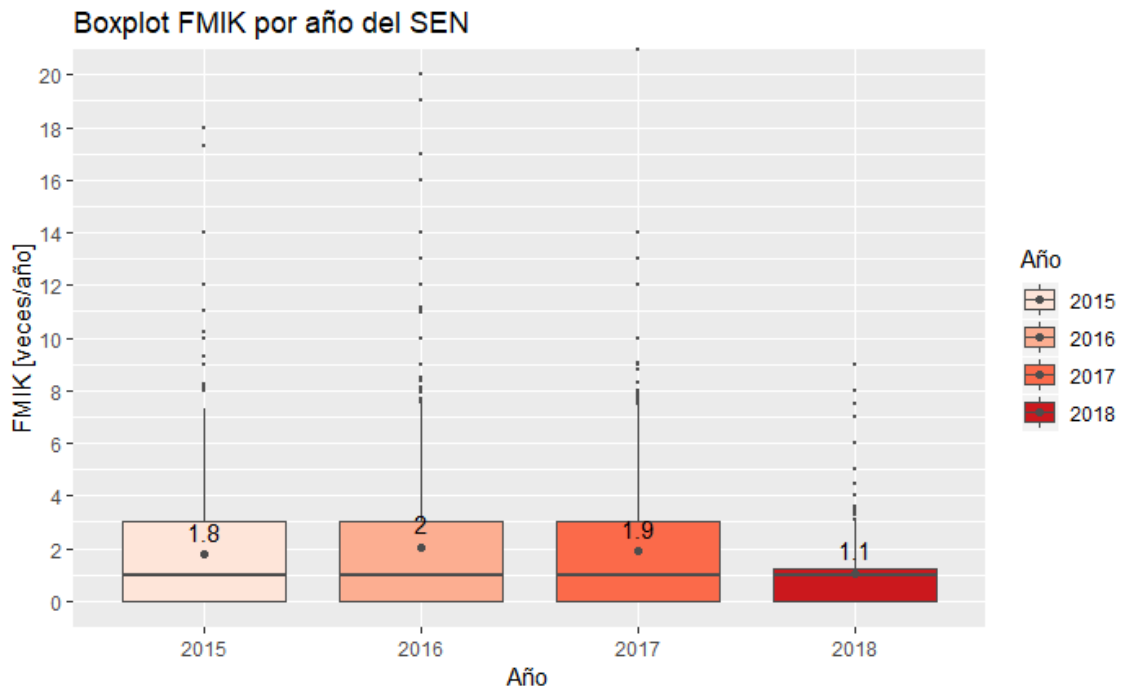


Figura 2 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad FMIK del Sistema Eléctrico Nacional

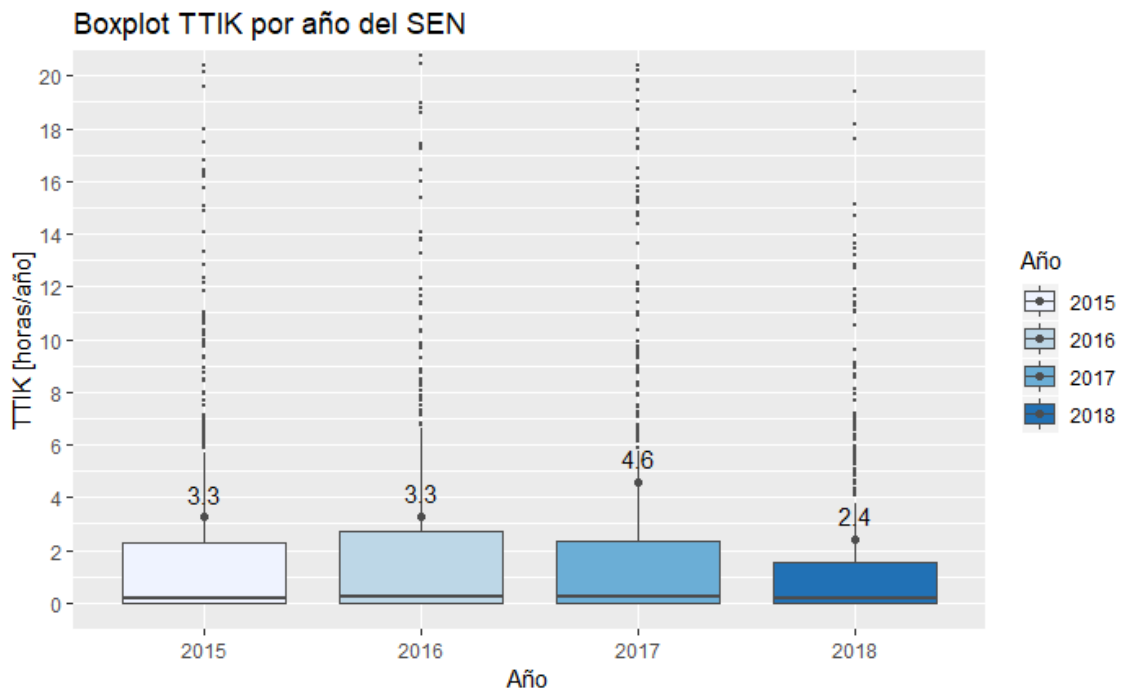
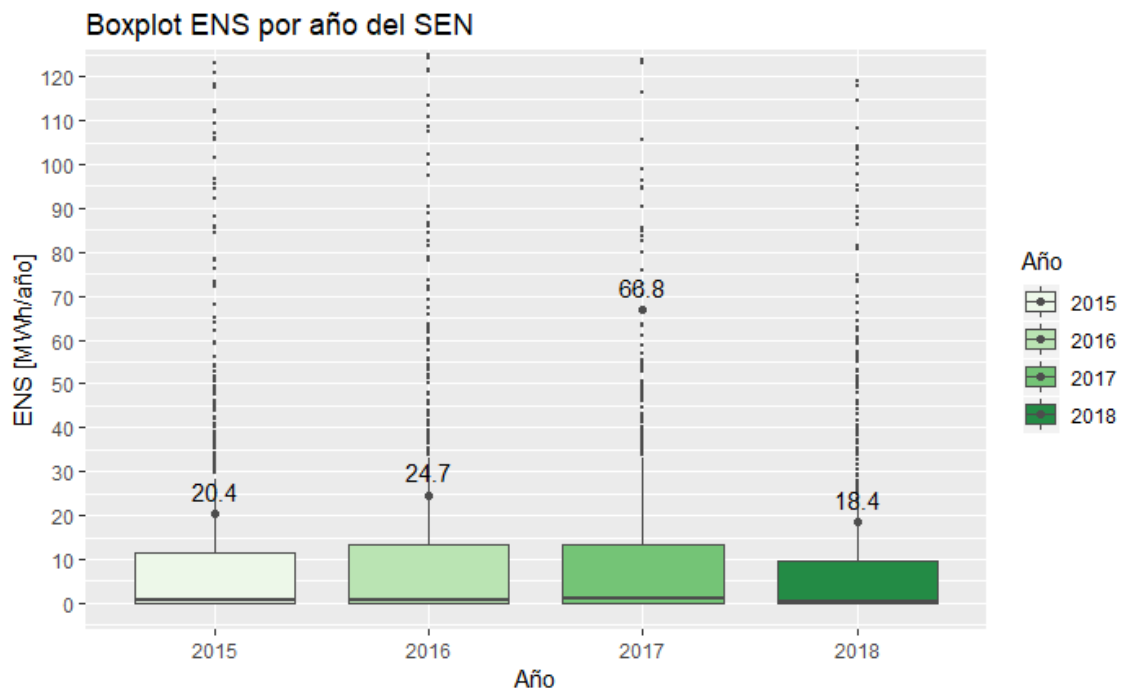


Figura 3 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad TTIK del Sistema Eléctrico Nacional





**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.

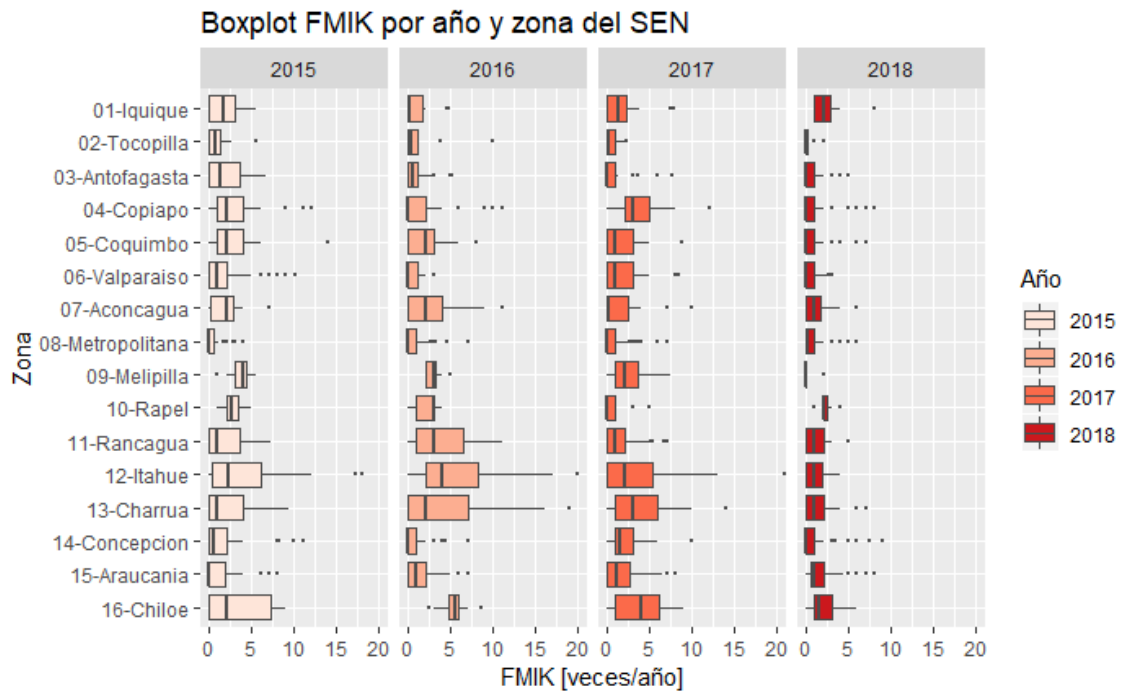


Figura 5 Gráfico BoxPlot de los índices FMIK separados por zona del Sistema Eléctrico Nacional

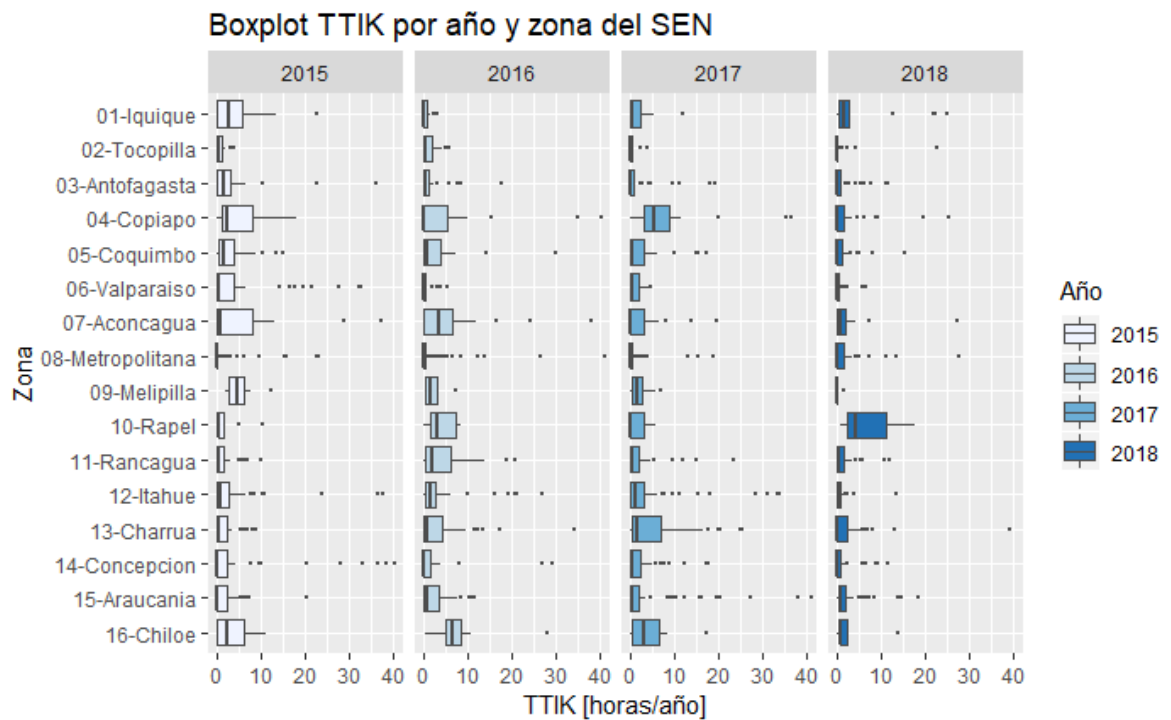
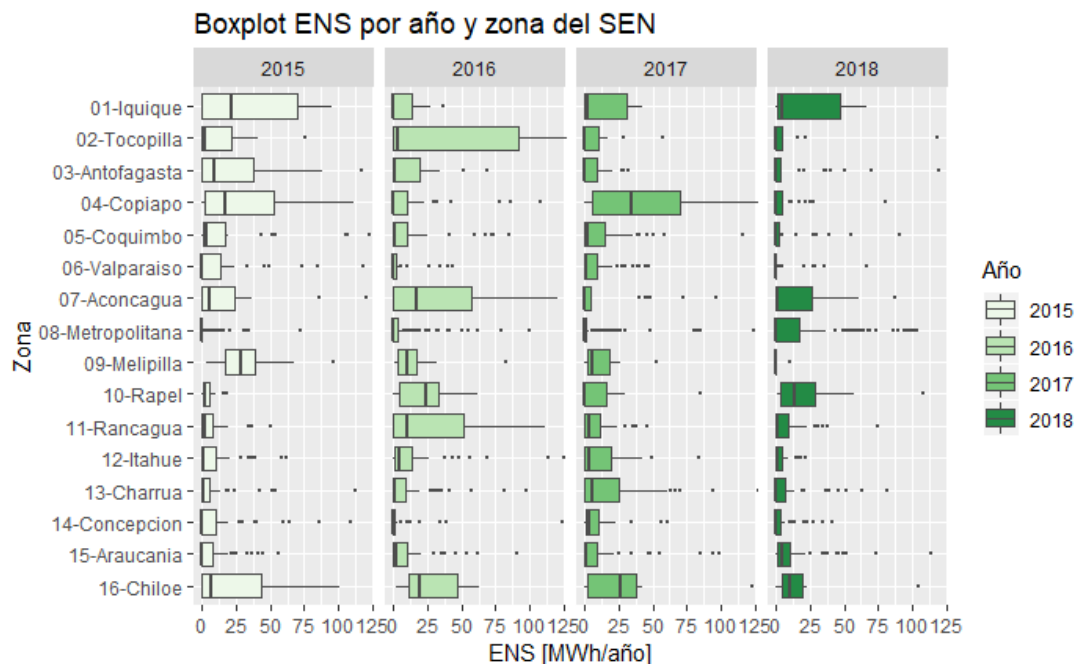


Figura 6 Gráfico BoxPlot de los índices TTIK separados por zona del Sistema Eléctrico Nacional



**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

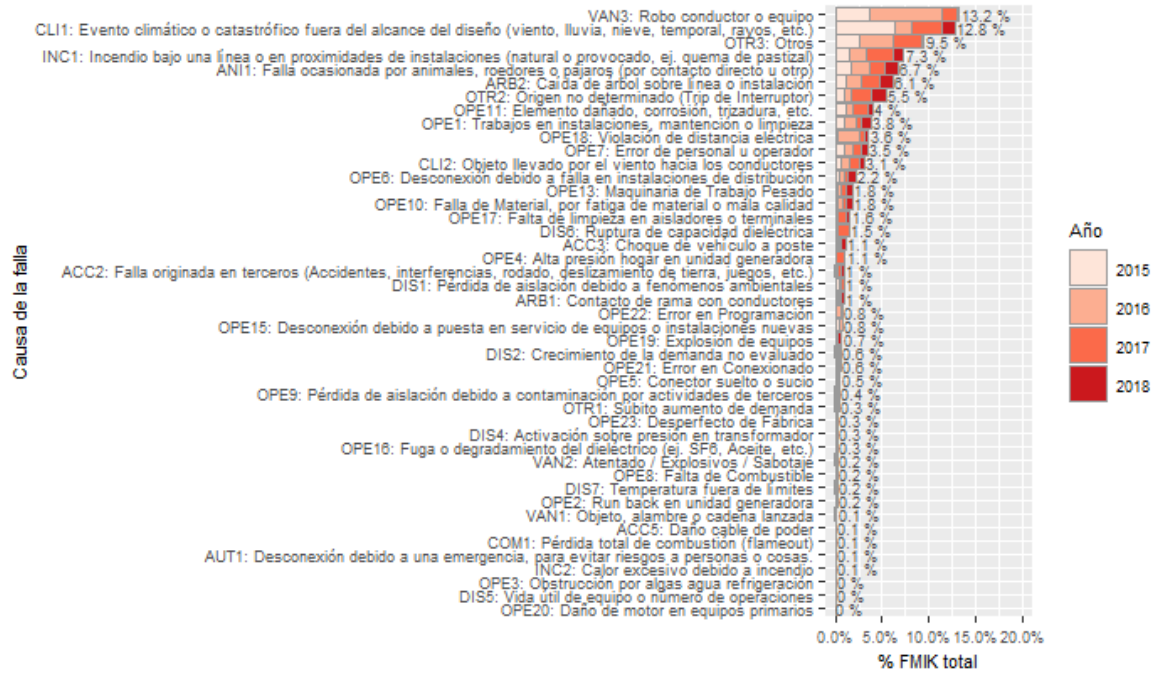


Figura 8 Porcentaje del total acumulado en el Sistema Eléctrico Nacional de los índices FMIK según causa de la falla

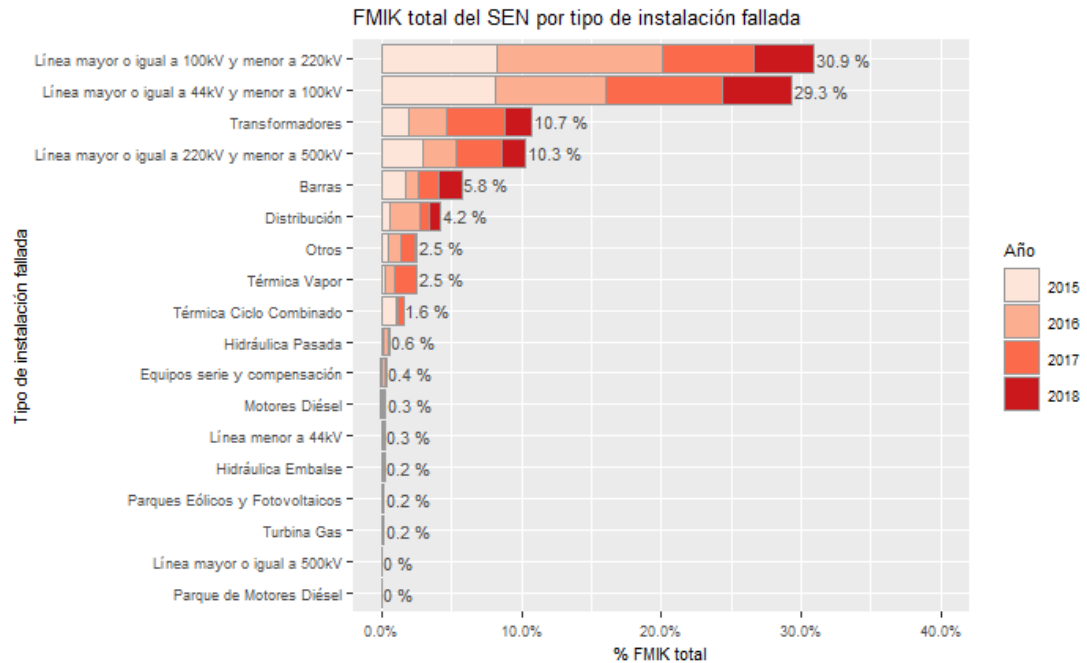


Figura 9 Porcentaje del total acumulado en el Sistema Eléctrico Nacional de los índices FMIK según el tipo de instalación fallada

TTIK total del SEN según causa

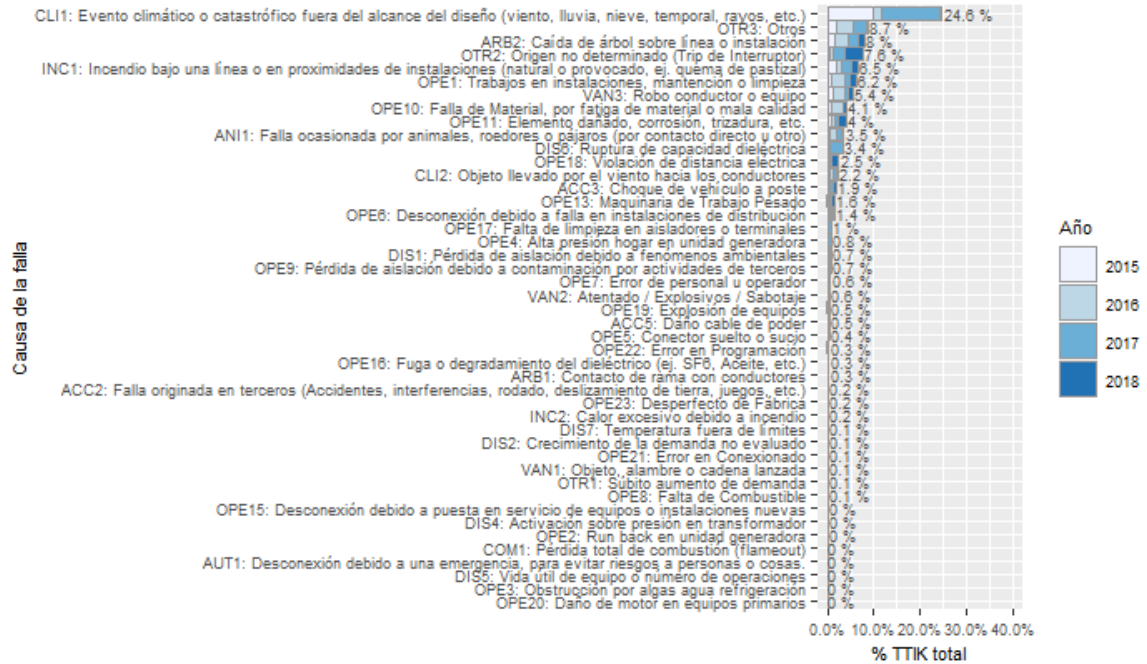


Figura 10 Porcentaje del total acumulado en el Sistema Eléctrico Nacional de los índices TTIK según causa de la falla

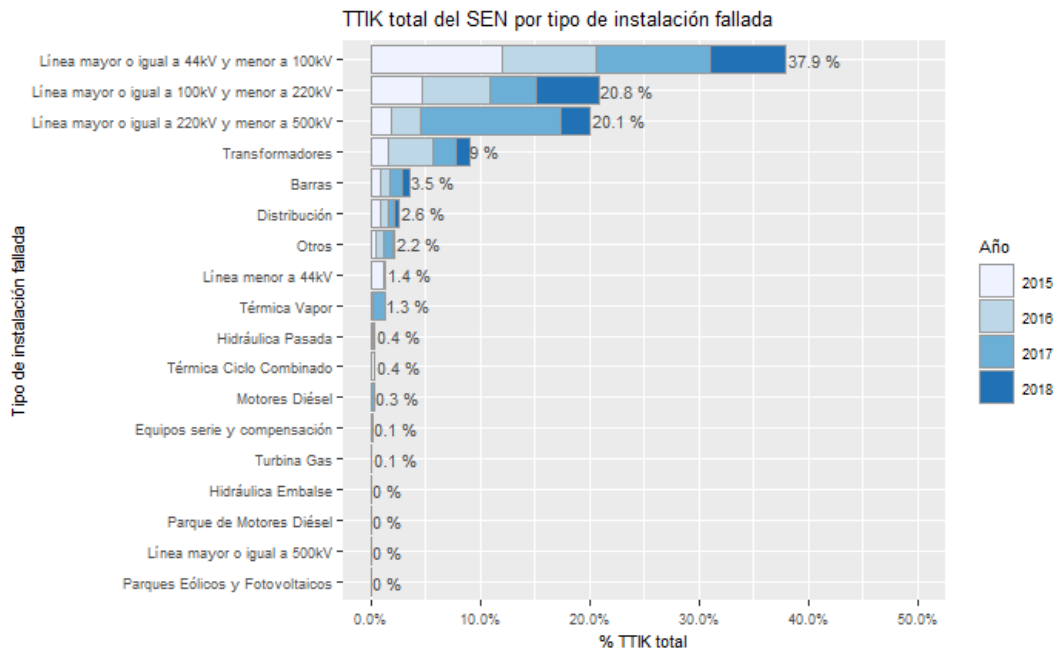
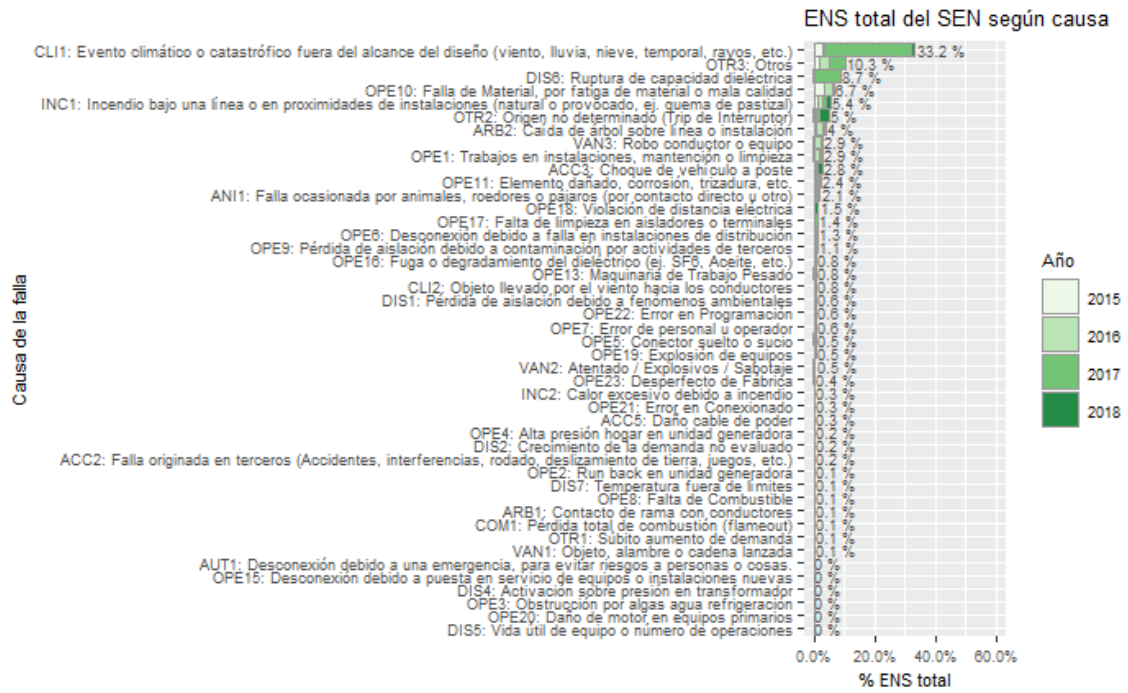
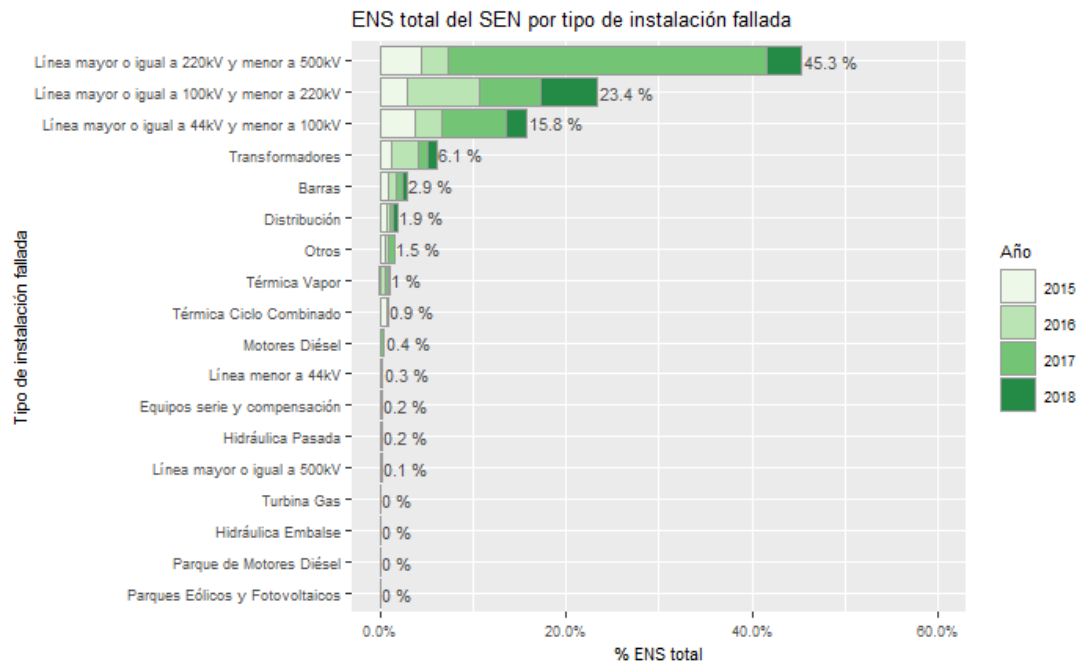


Figura 11 Porcentaje del total acumulado en el Sistema Eléctrico Nacional de los índices TTIK según el tipo de instalación fallada



**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.

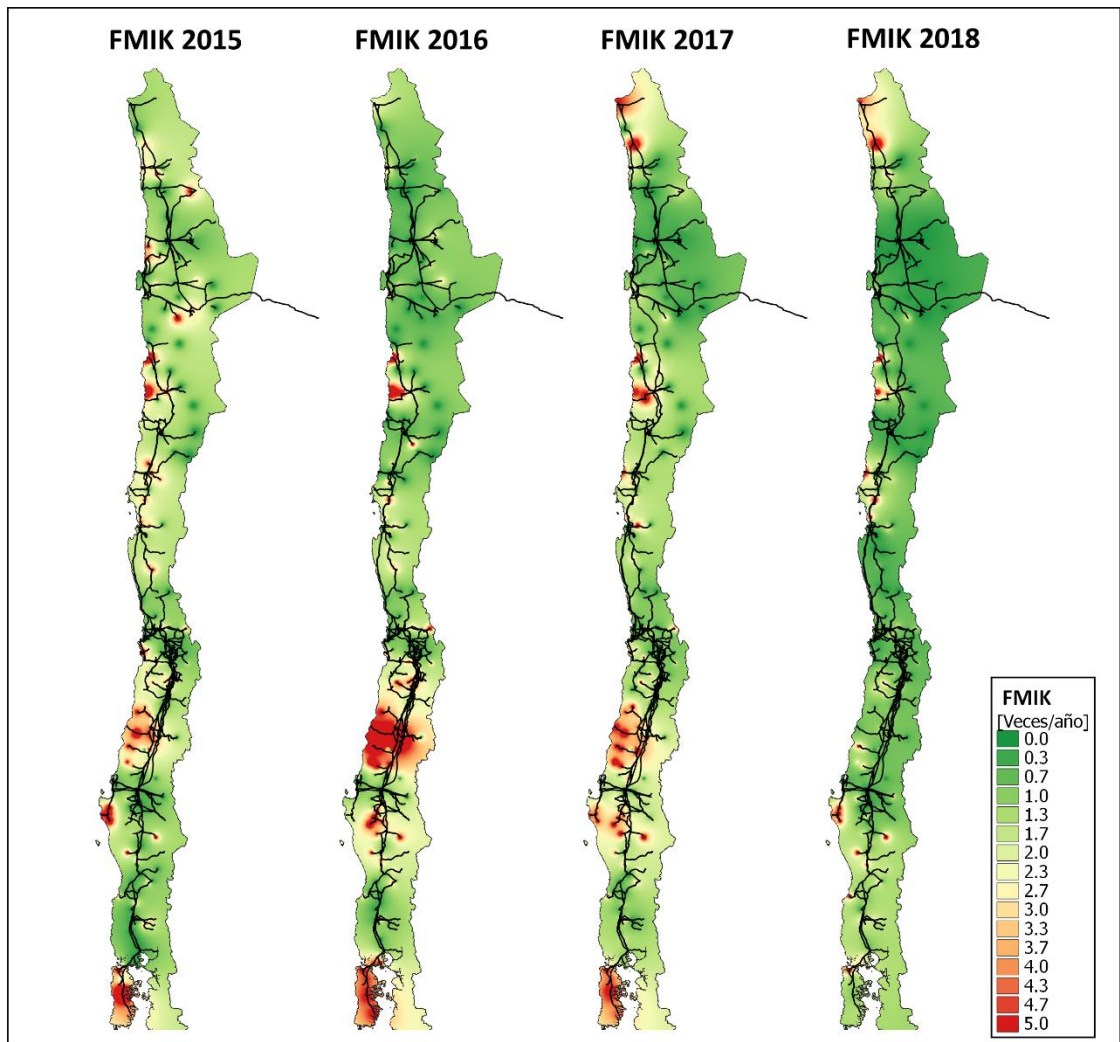


Figura 14 Índices de continuidad FMIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de Chile



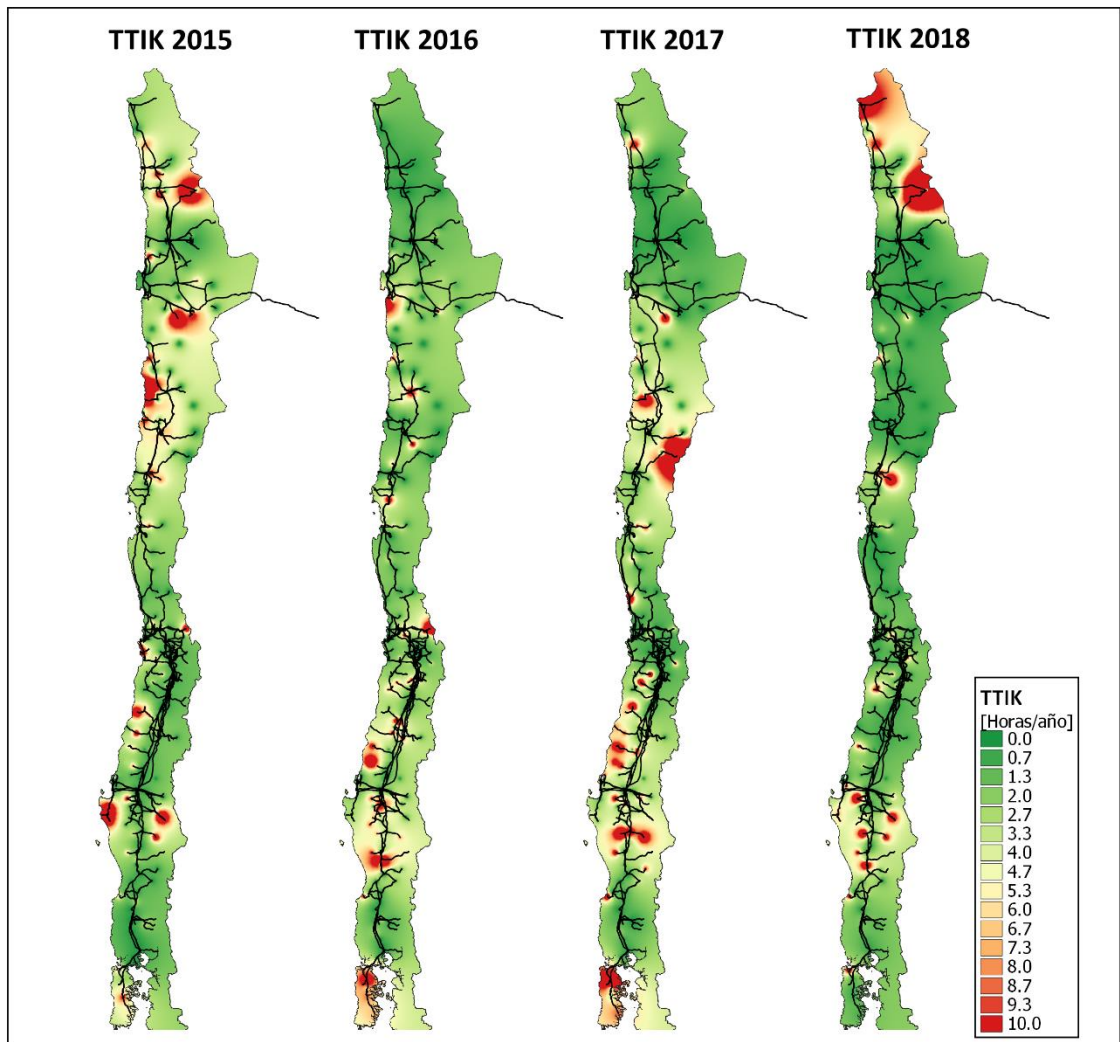


Figura 15 Índices de continuidad FMIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de Chile

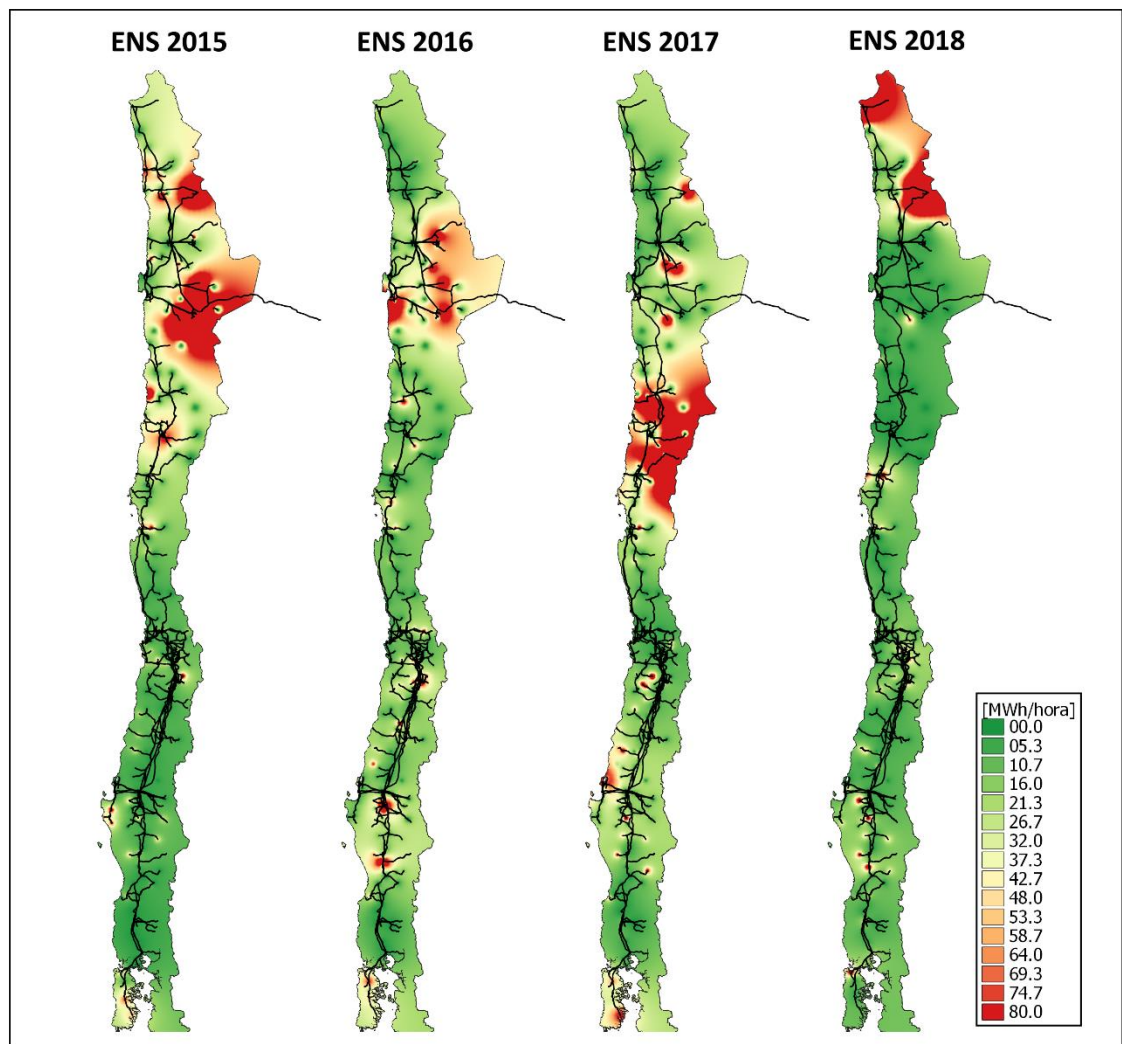


Figura 16 Energía no suministrada entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de Chile

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

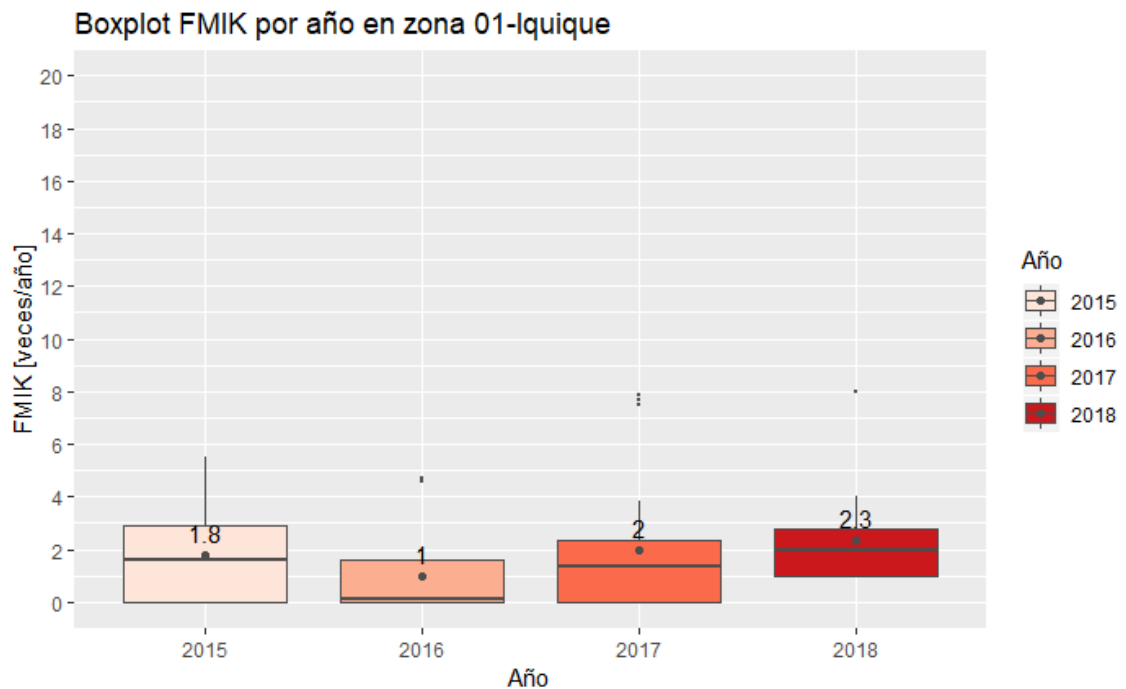
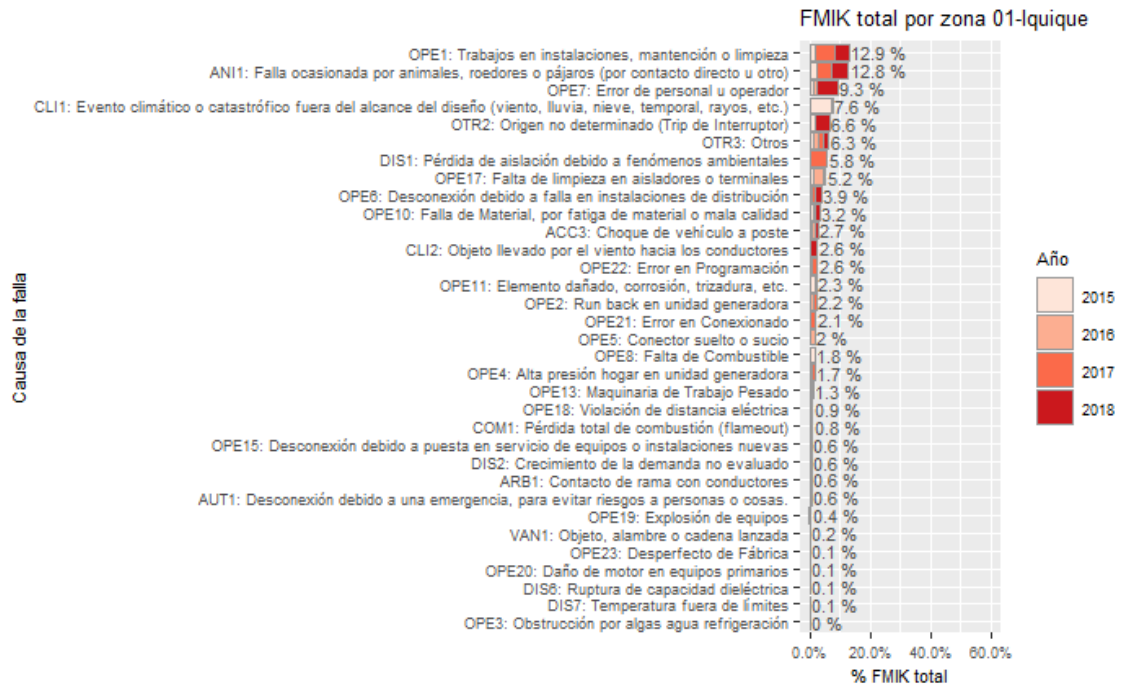
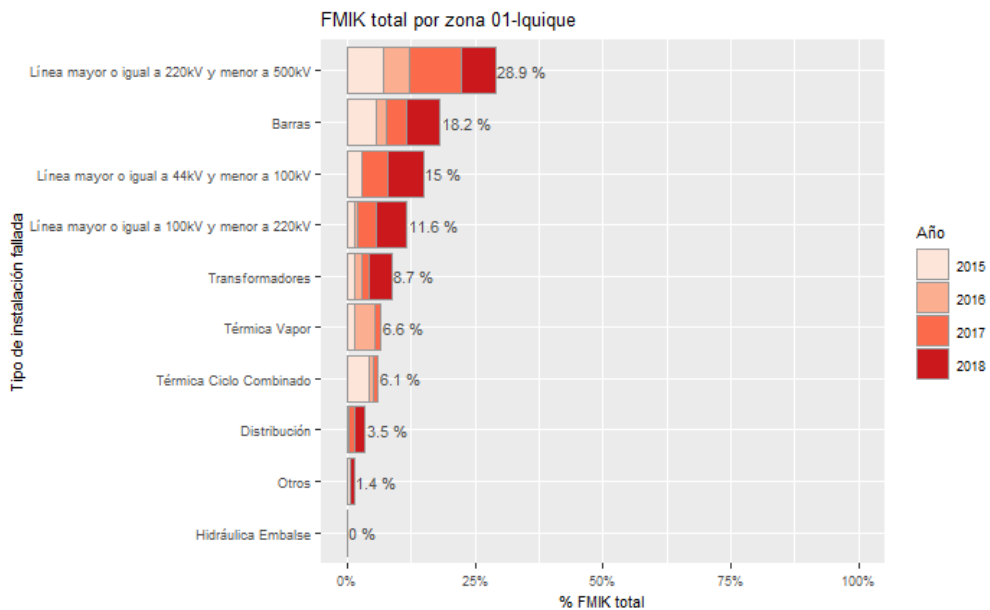


Figura 17 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad FMIK de Iquique



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



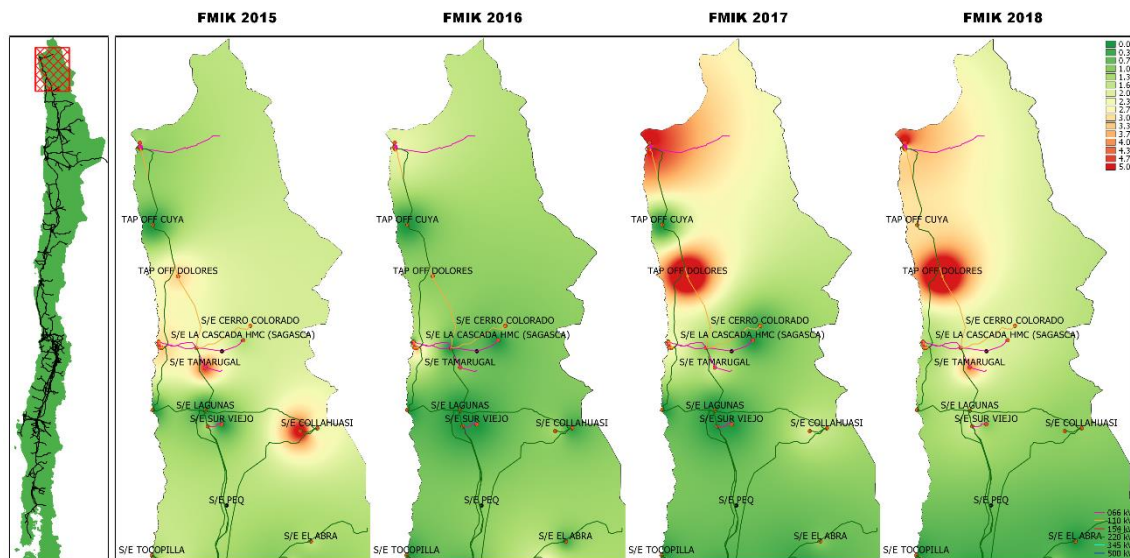
**Figura 19** Porcentaje del total acumulado del FMIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Iquique

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

Los puntos de control que presentan mayor promedio acumulado del FMIK en el periodo 2015 y 2018 corresponden a Tap off Dolores, Quiani, Pukará, Chinchorro y Tamarugal, todos éstos se encuentran en subestaciones sin redundancia de vínculo de transmisión. Los valores máximos registrados en esta zona fueron de 4.7, 4.7 y 7.8 y 8 veces/año en 2015, 2016, 2017 y 2018 registrados en Tamarugal, Chinchorro y Dolores respectivamente.

Los eventos de interrupciones asociados a Chinchorro se originaron por fallas en centrales de generación y fallas en la línea 220 kV Cóndores – Parinacota, mientras que los eventos de fallas registrados en Pukará y Tap Off Dolores se debieron principalmente a fallas en la línea Arica - Pozo Almonte 110 kV ante presencia de aves que ocasionan acortamiento de la distancia eléctrica, daños en cadena de aisladores y a fallas en las redes de distribución

#### 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

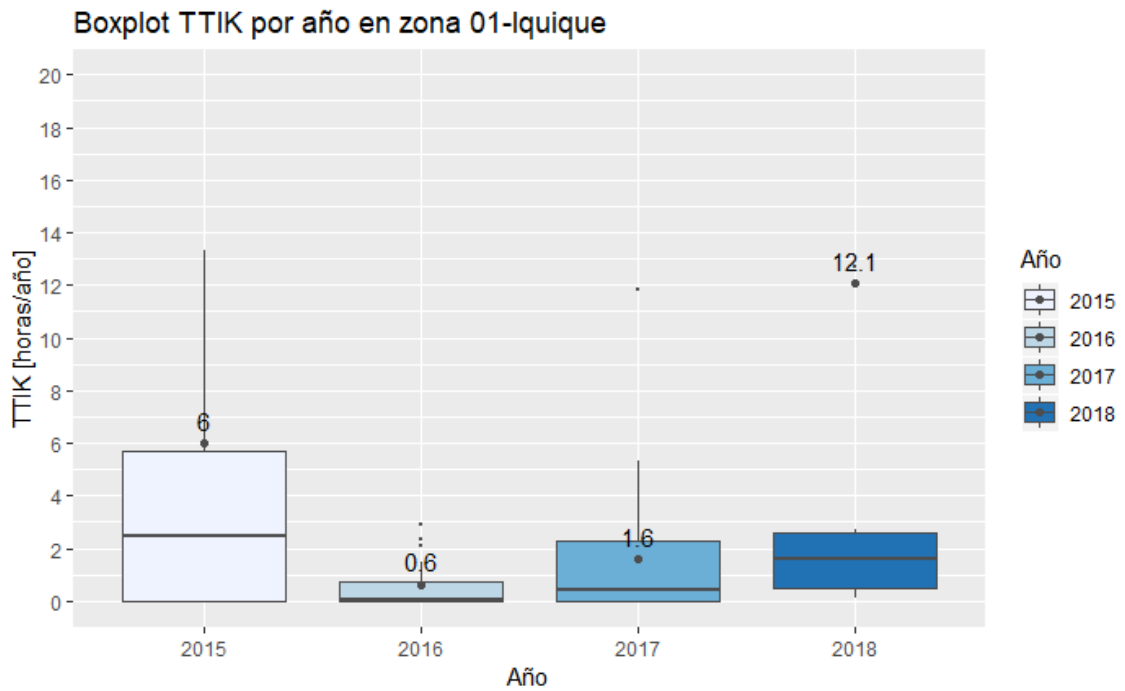


Figura 21 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad TTIK de Iquique

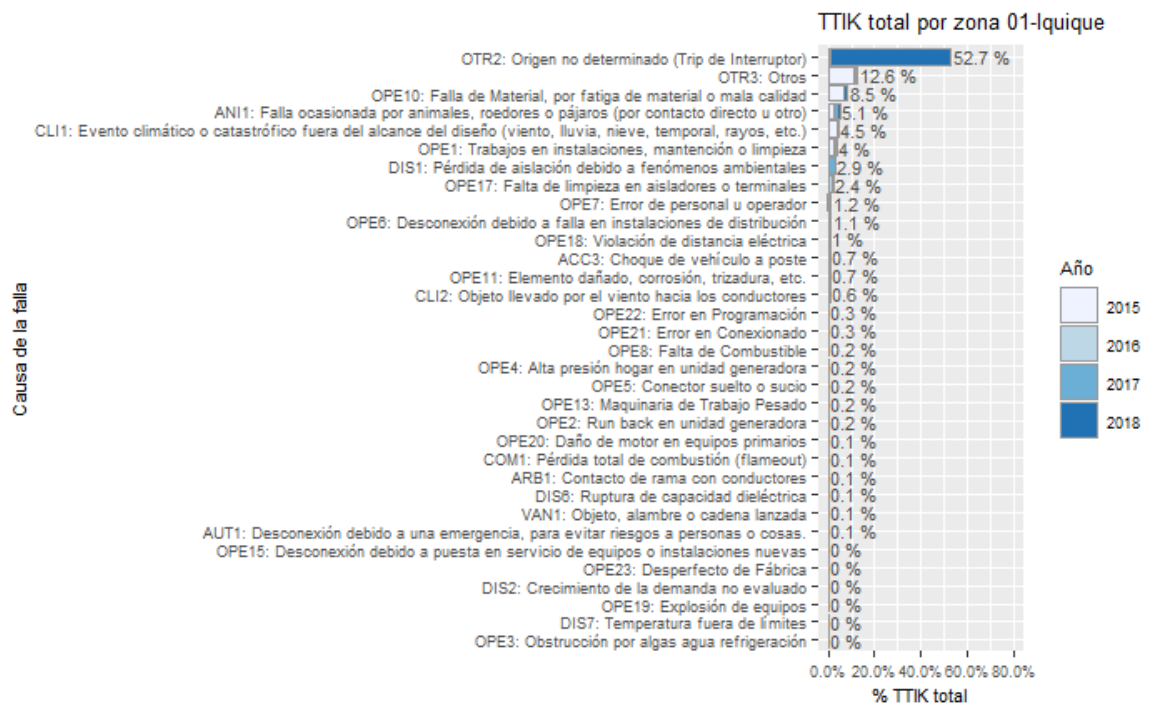
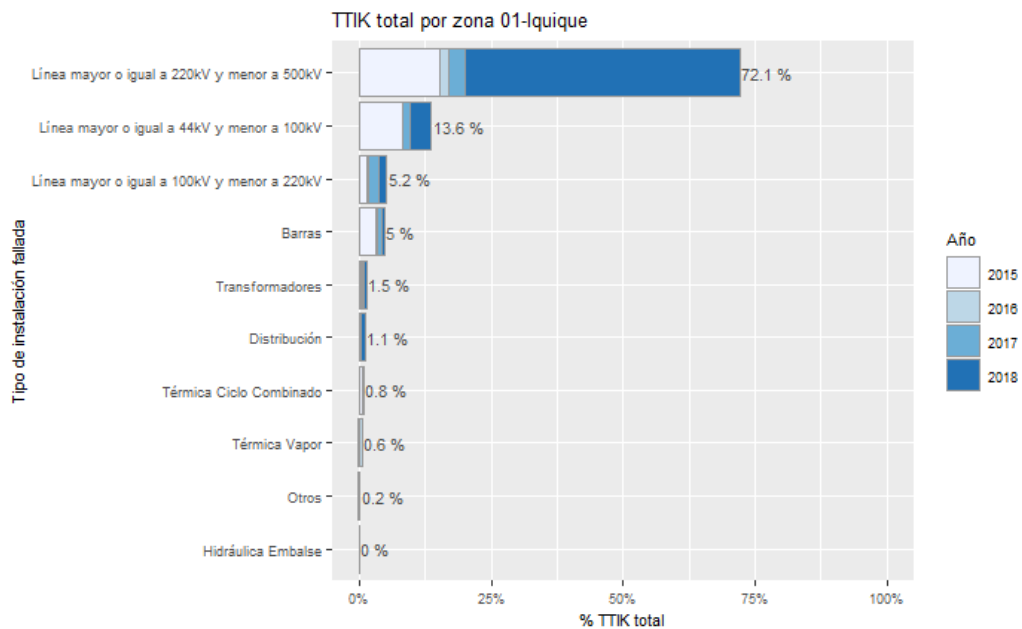


Figura 22 Porcentaje del total acumulado del TTIK según la causa de la falla presentados en la zona de Iquique





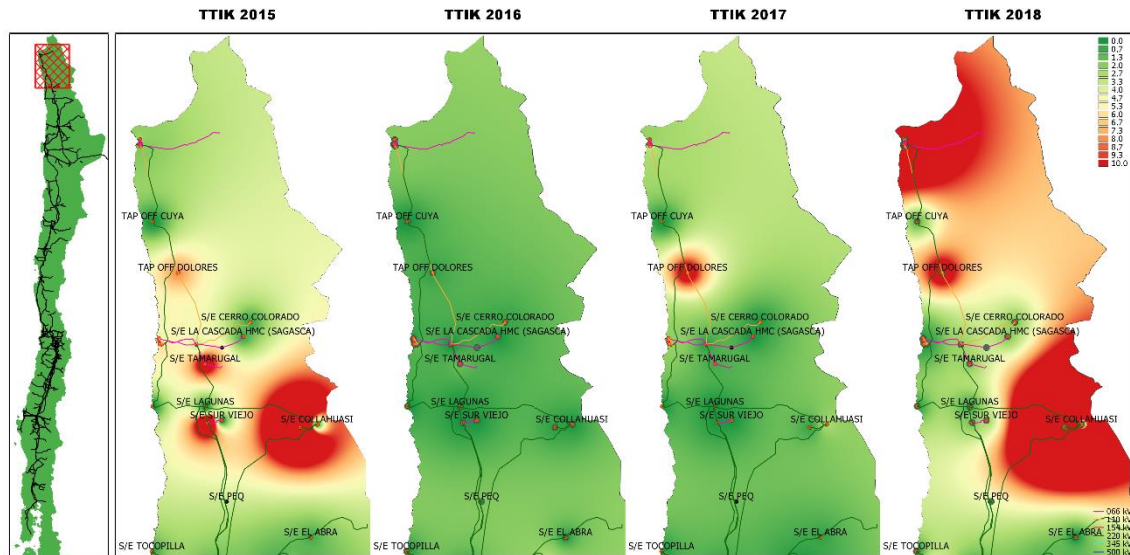
**Figura 23** Porcentaje del total acumulado del TTIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Iquique

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
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

Los puntos de control que presentan mayores promedios acumulados de TTIK en el periodo 2015 - 2018 corresponden a Quebrada Blanca, Tap Off Dolores, Quiani, Pukará y Chinchorro. En 2015 el valor máximo registrado fue de 53.1 horas/año en la S/E Quebrada Blanca, mientras que, en el 2016, 2017 y 2018 los valores máximos corresponden a 2,4 y 11.9 y 164.5 horas/año los cuales fueron registrados en la S/E Pukará, Tap Off Dolores y Quebrada Blanca respectivamente.

En el caso de Tap off Dolores y Pukará, subestaciones que no tiene redundancia de vínculo, los valores de TTIK registrados se debieron principalmente a fallas en la línea 110 kV Arica - Pozo Almonte causadas por cortocircuitos ante la presencia de aves y maquinarias que acortan la distancia eléctrica con la línea, mientras que para Quebrada Blanca las fallas que afectaron el punto de control se originaron en centrales de generación, eventos climáticos adversos en la zona y actuación de protecciones sin un origen determinado.

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

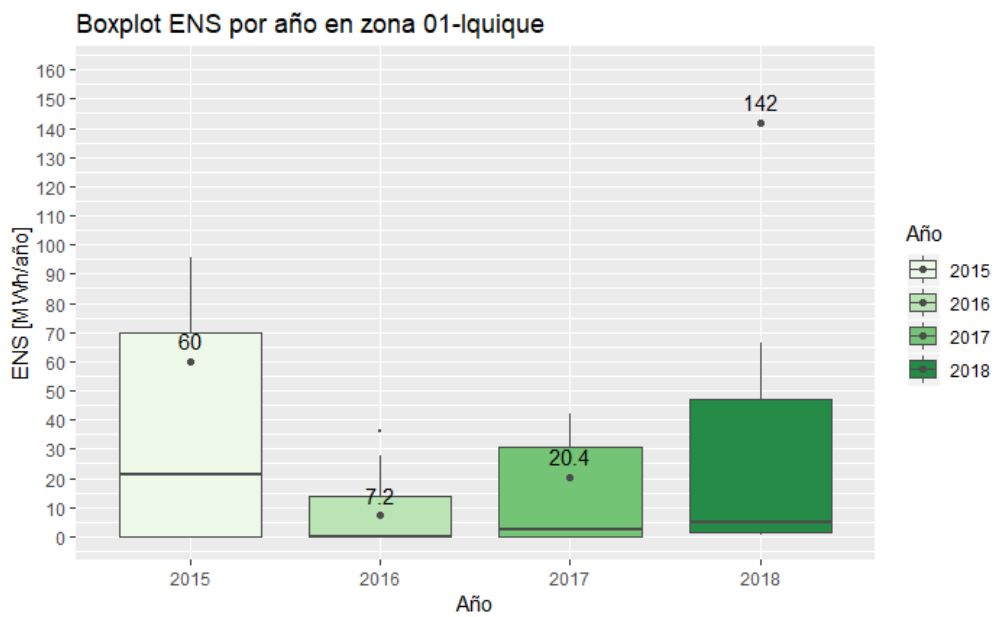


Figura 25 Gráfico BoxPlot de la ENS por año en Iquique

ENS total por zona 01-Iquique

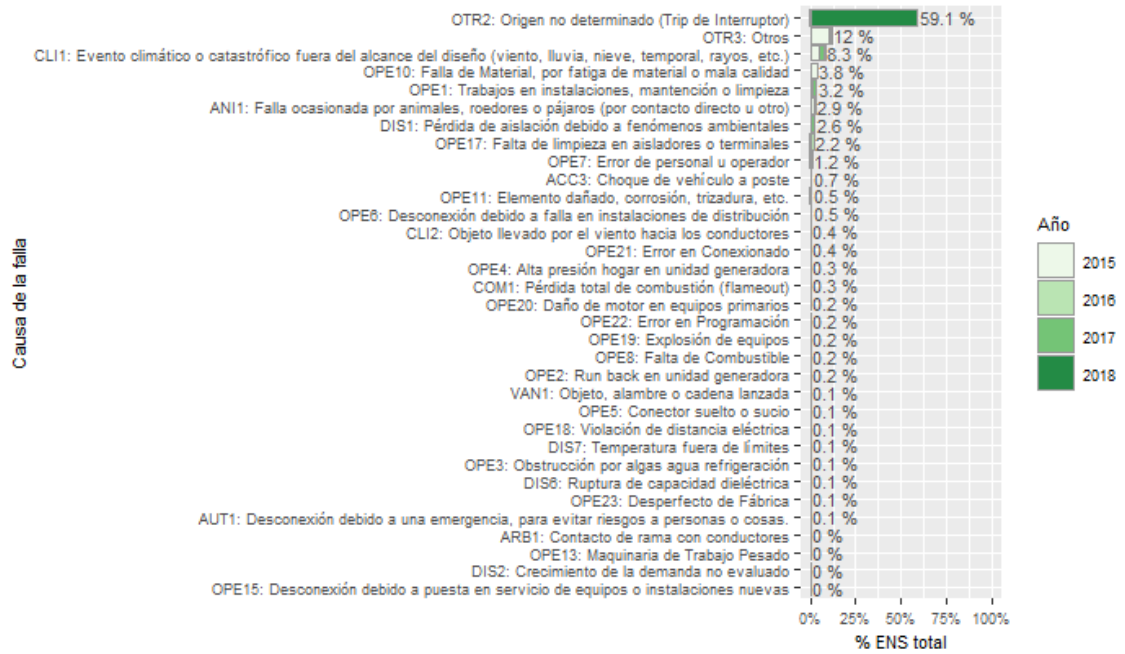


Figura 26 Porcentaje del total acumulado de la ENS según la causa de la falla presentados en la zona de Iquique

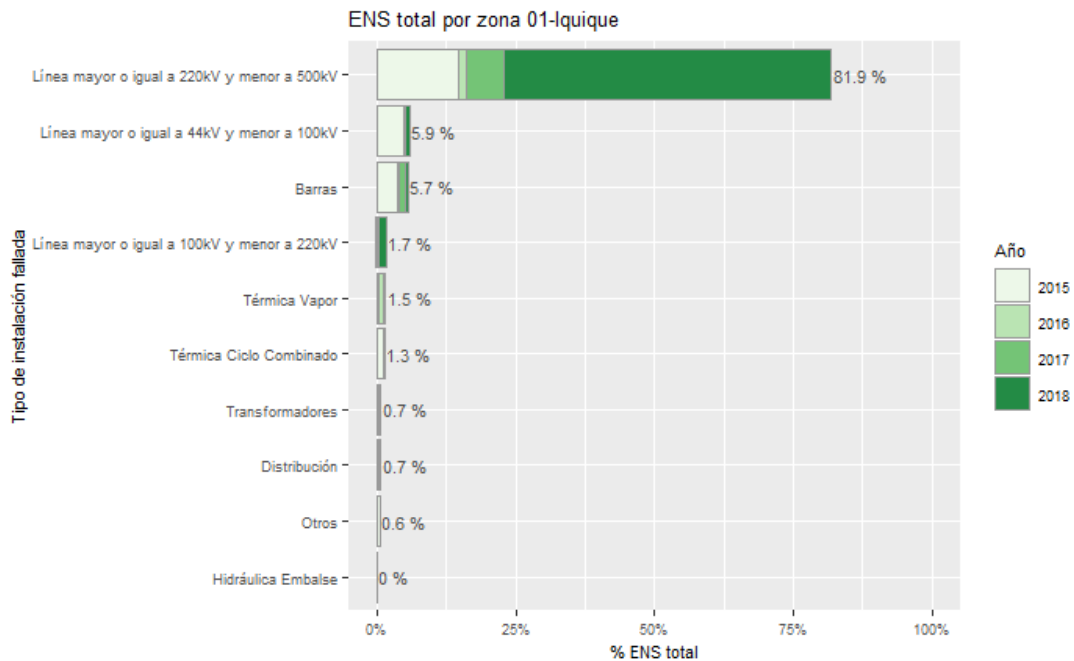


Figura 27 Porcentaje del total acumulado de la ENS según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Iquique

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.

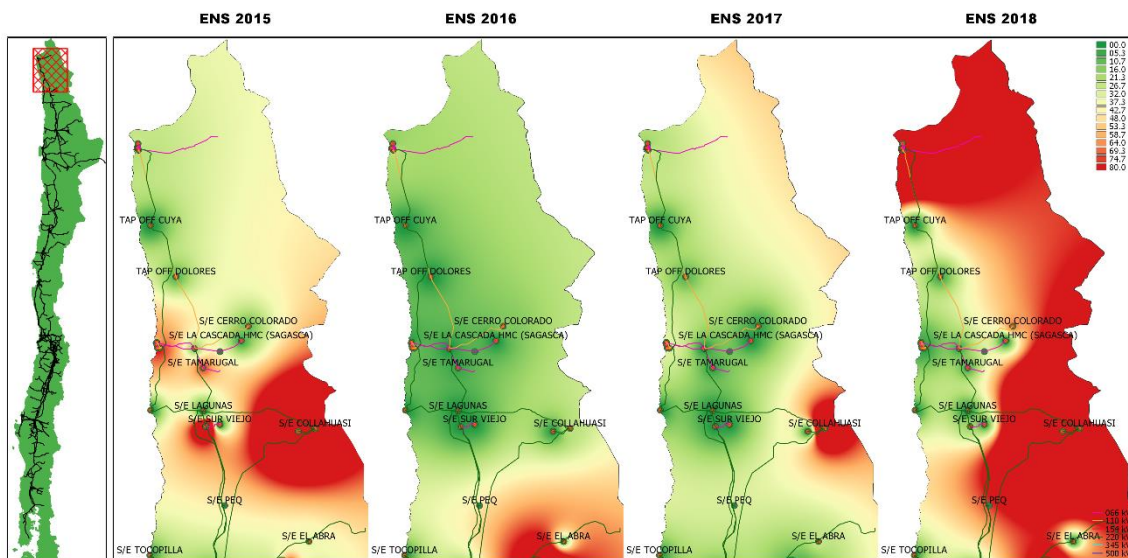


Figura 28 Energía no suministrada entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Iquique.

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	EMELARI	24.7	36.2	41.9	318.5	105.4
BA S/E CHINCHORRO 13.8KV	EMELARI	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	EMELARI	33.6	15.7	20.3	198.8	67.1

Los puntos de control con mayor promedio de energía no suministrada en el periodo 2015-2018 corresponden a Minera Quebrada Blanca, Pukará, Chinchorro, Collahuasi y Tap Off Quiani. En el caso de Minera Quebrada Blanca, la afectación del punto de control se debió principalmente a la falla de la línea Collahuasi - Quebrada Blanca 220 kV en el año 2015 y 2018, la cual permaneció por 53 y 164.5 horas fuera de servicio en cada año respectivamente. En el caso de Minera Collahuasi, desde el año 2015 ha experimentado un alza en la energía no suministrada debido a fallas en centrales generadoras, y en el año 2017, por una falla en ambos circuitos de la línea Encuentro Lagunas 220 kV.

### 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

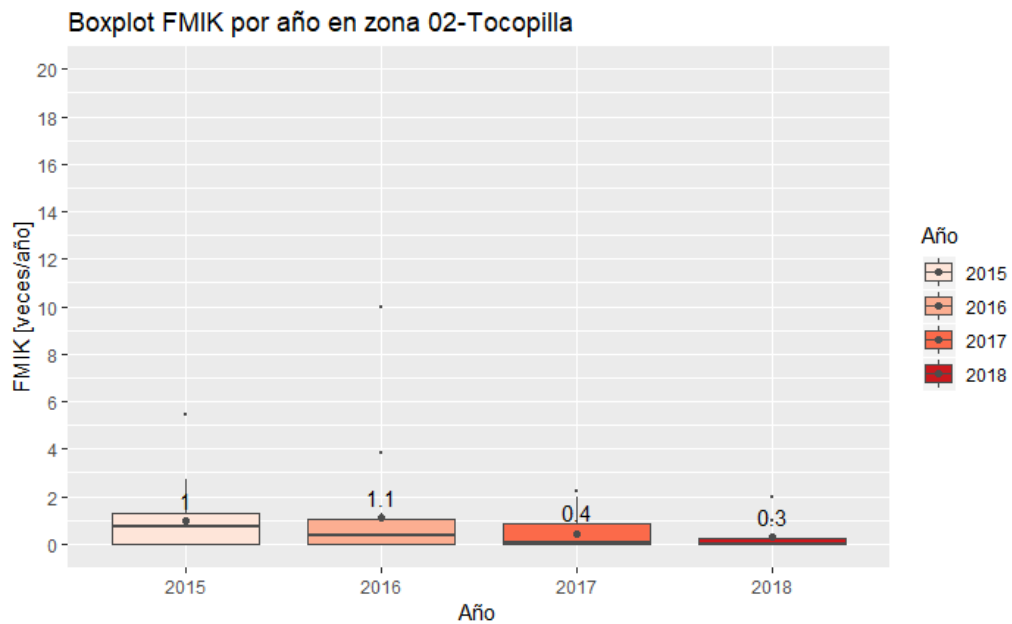


Figura 29 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad FMIK de Tocopilla

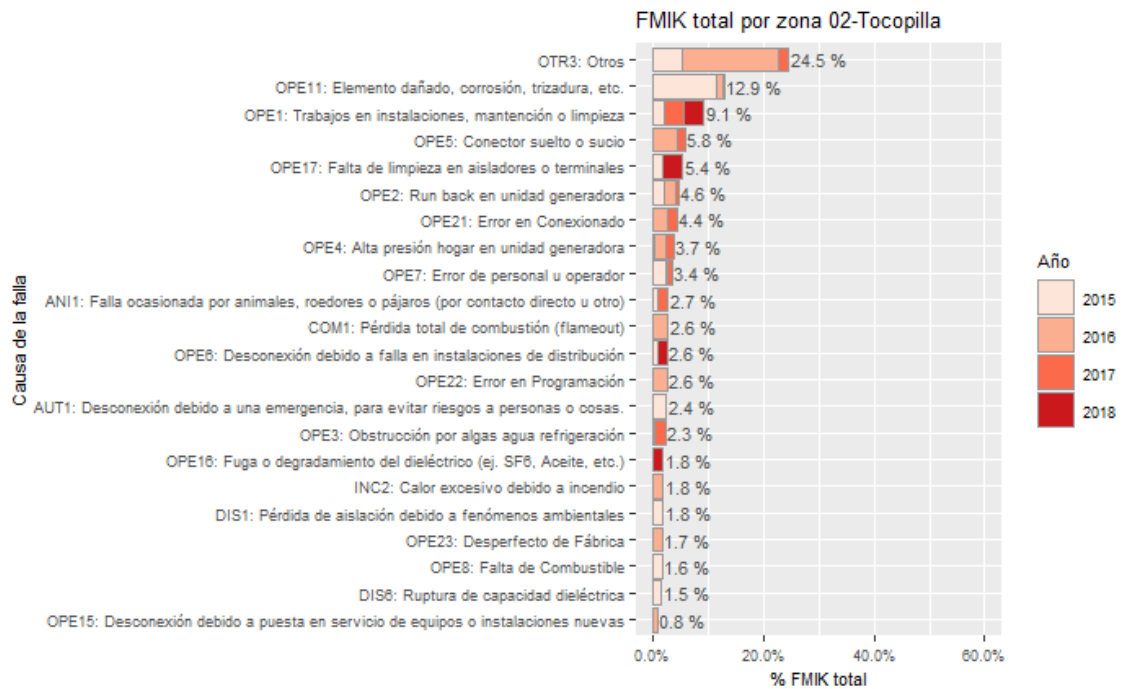


Figura 30 Porcentaje del total acumulado del FMIK según la causa de la falla presentados en la zona de Tocopilla

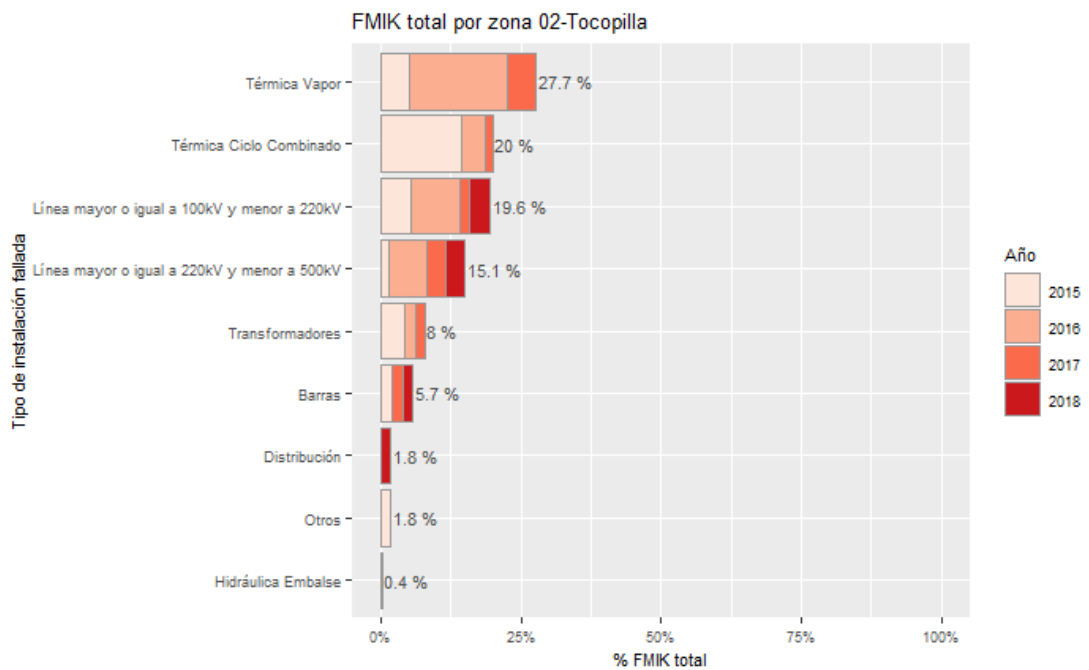


Figura 31 Porcentaje del total acumulado del FMIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Tocopilla

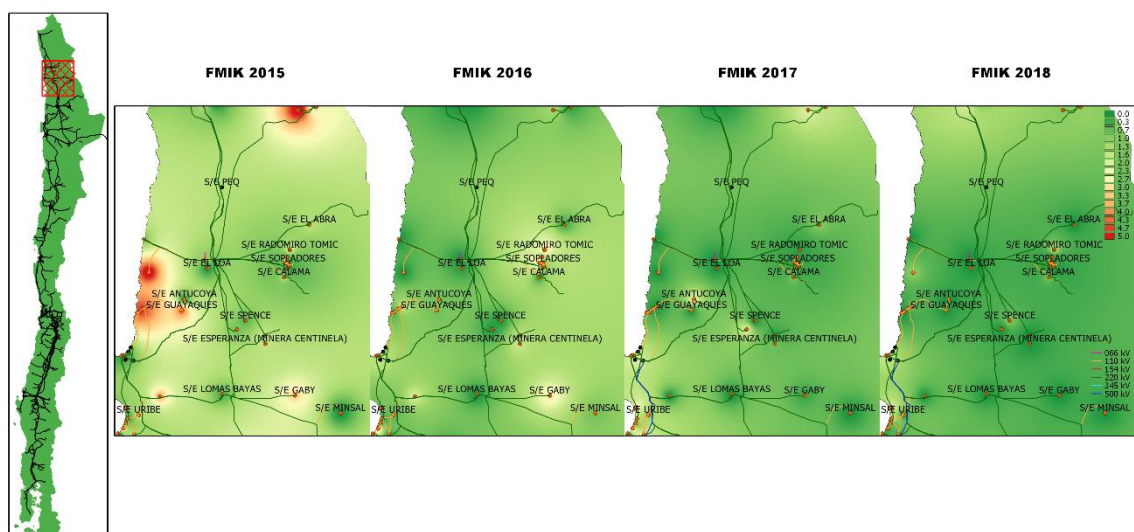


En la zona de Tocopilla se aprecia una disminución de los valores medios del FMIK a partir del 2016, pasando de un valor de 1.1 veces/año en el 2016 a 0.4 y 0.3 veces/año para los años 2017 y 2018 respectivamente.

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

Los puntos de control con mayor promedio acumulado del FMIK en el periodo 2015-2018 corresponden a las subestaciones A, Radomiro Tomic, Mantos de Luna, Calama y Antucoya. El valor máximo registrado en el año 2016 en la zona corresponde a 9,9 veces/año en S/E A cuyo origen radica principalmente en fallas de las centrales térmicas a vapor que registraron 6.16 veces/año, mientras que en el 2015 se registran 5,5 veces/año en Mantos de la Luna producto de fallas de la línea Tap Off Barriles – Mantos de la Luna y fallas en centrales de Ciclo Combinado y Térmicas a Vapor. Para el año 2017 el valor máximo registrado fue de 2.2 veces/año en Antucoya.

#### 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

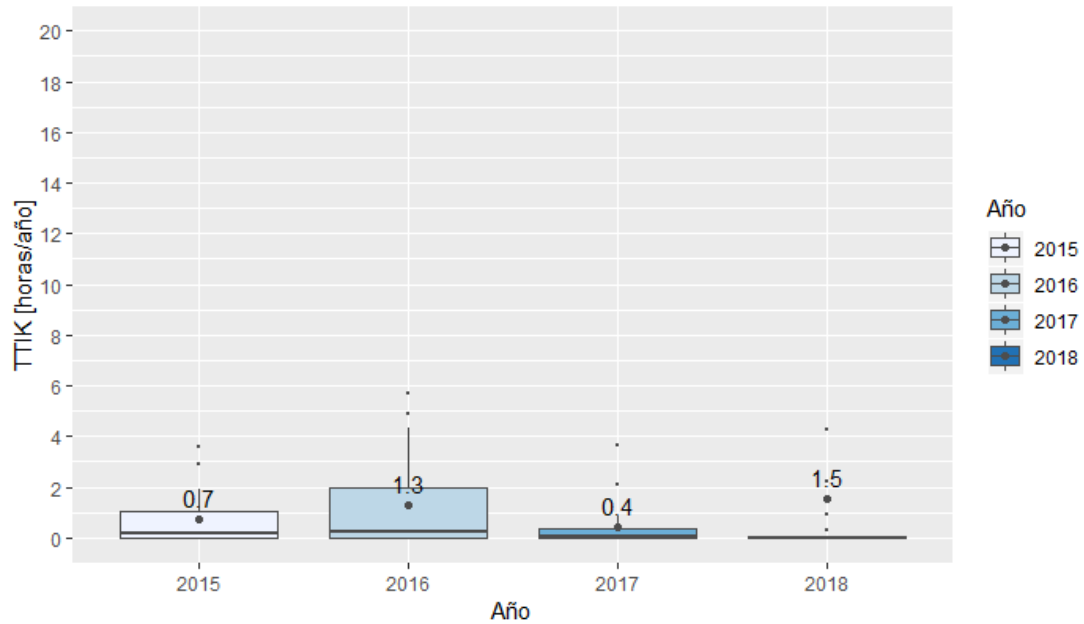


Figura 33 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad TTIK de Tocopilla

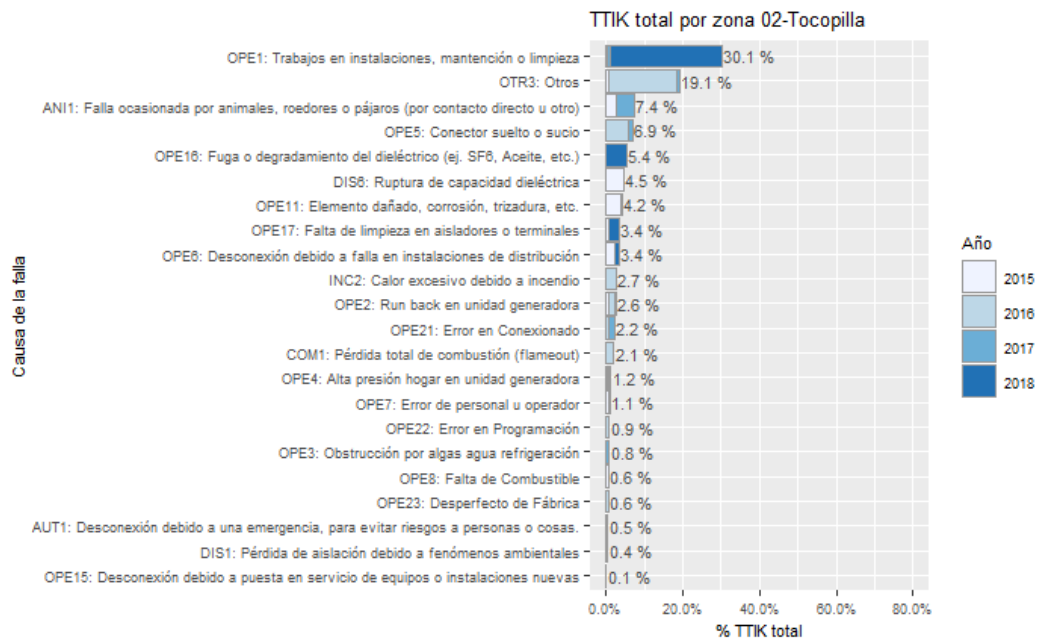
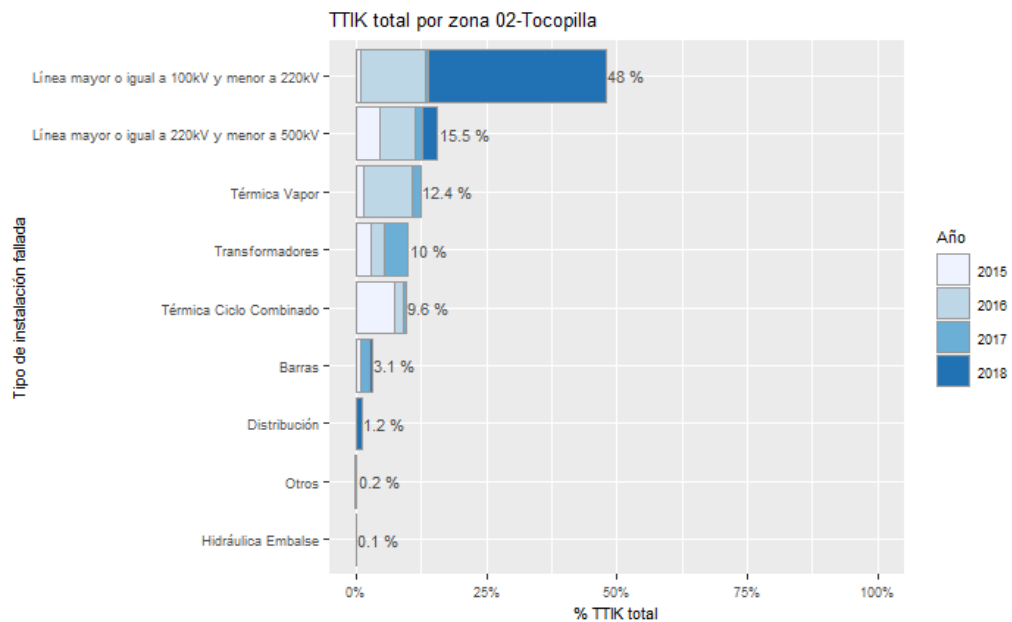


Figura 34 Porcentaje del total acumulado del TTIK según la causa de la falla presentados en la zona de Tocopilla



**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.

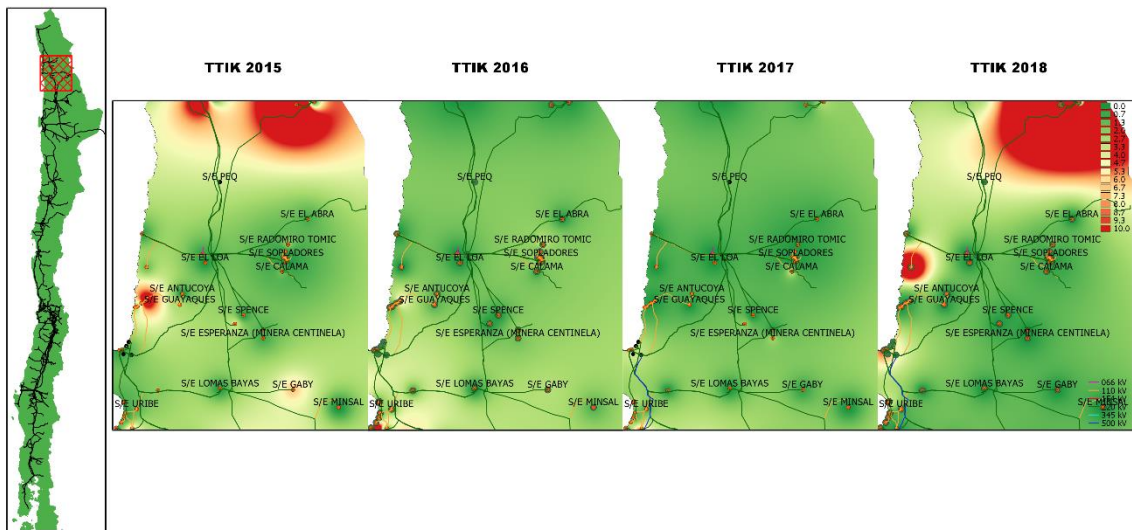


Figura 36 Índices de continuidad TTIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Tocopilla

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
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

Los puntos de control que presentan mayor promedio acumulado de TTIK en el periodo 2015 - 2018 corresponden a Mantos de la Luna, Radomiro Tomic, A 100, Calama y Sierra Gorda. El valor máximo de TTIK en horas/año para esta zona en el año 2016 corresponde a 5,7 horas/año en la S/E A, cuyo origen radica principalmente en fallas en centrales térmicas a vapor, principalmente las centrales Angamos, Andina y Cochrane. Se destaca que la S/E Radomiro Tomic y Calama no tienen redundancia de vínculo de transmisión. En el año 2017 la zona de Tocopilla disminuyó las horas de falla de los puntos de control siendo S/E Calama la más afectada con 3,7 horas/año debido a descarga eléctrica en el transformador 105/23 kV de la subestación cuya causa de la falla corresponde a la presencia de animal en la subestación, mientras que en el 2018 se registra un aumento en el valor máximo alcanzando las 22.7 horas/año en la S/E Mantos de la Luna a causa de la falla en la línea de transmisión Tap Off Barriles – Mantos de la Luna producto de trabajos programados desarrollados en las instalaciones.

**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

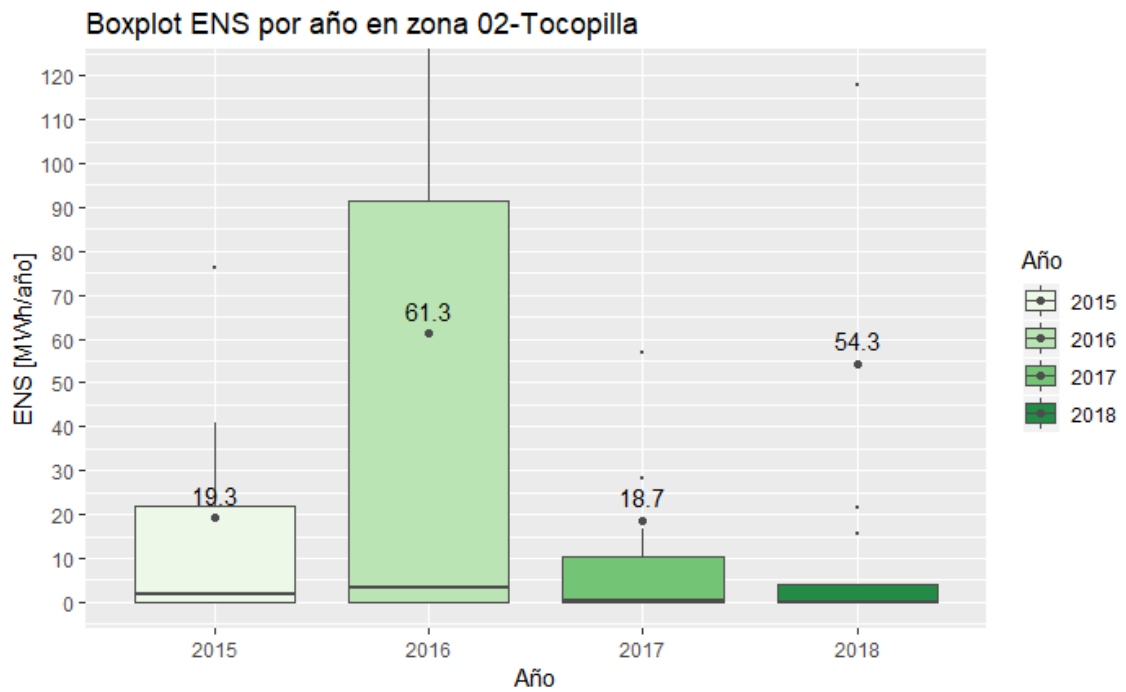
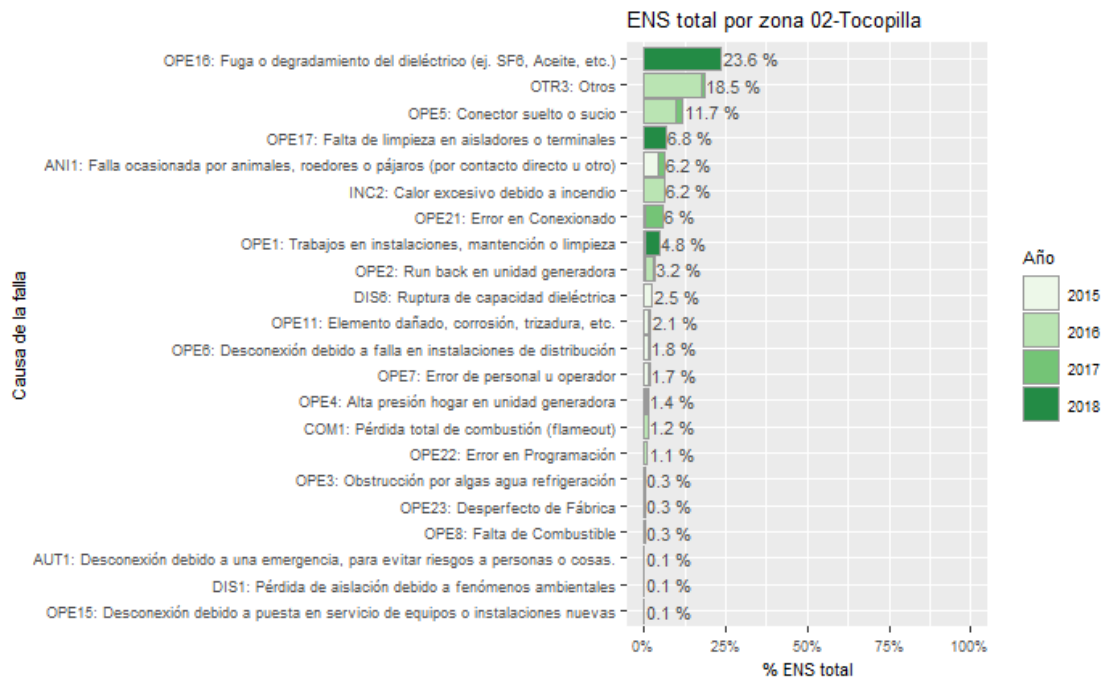
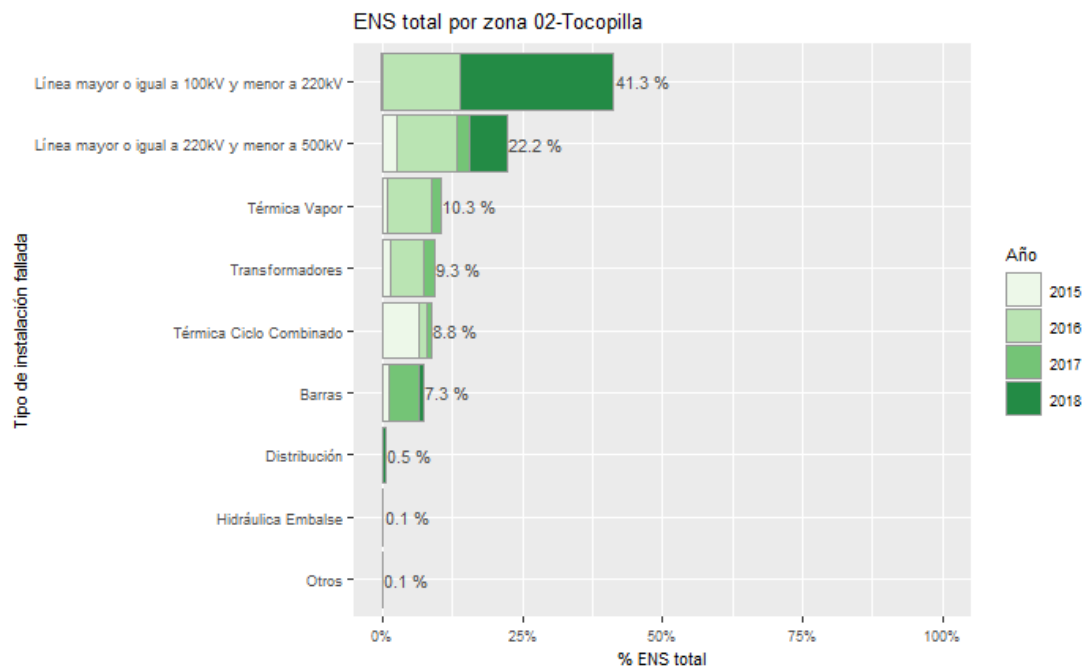


Figura 37 Gráfico BoxPlot de la ENS por año en Tocopilla



**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.

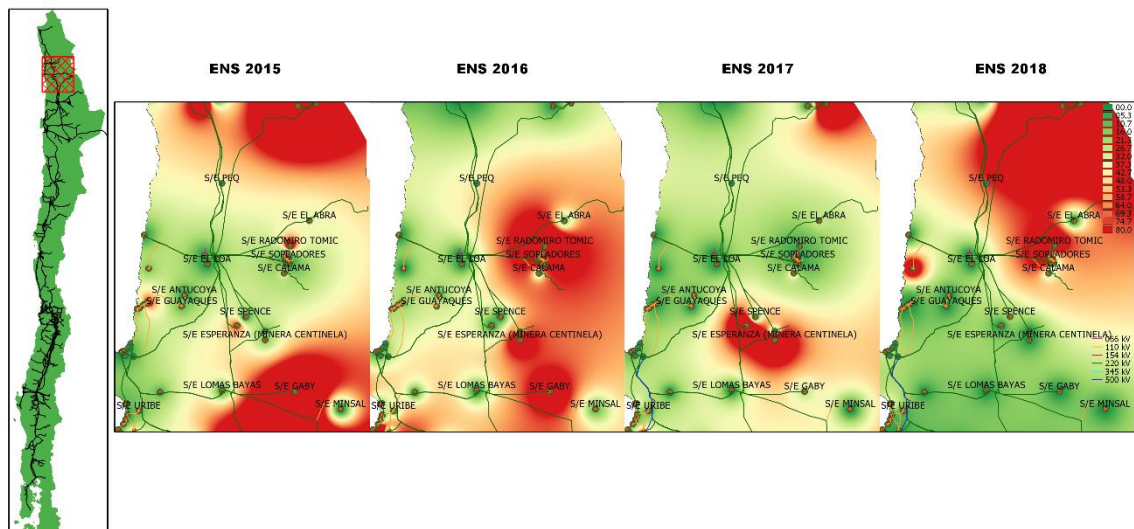
La ENS para esta zona registra un aumento en su valor medio pasando de 19.3 MWh/año a 61.3 MWh/año entre el año 2015 y 2016, mientras que para el 2017 y 2018 los valores registrados fueron de 18.7 y 54.3 MWh/año respectivamente.

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

Los puntos de control que presentan el mayor promedio acumulado en el periodo 2015 - 2018 corresponden a Chuquicamata, Radomiro Tomic, 10A, Sierra Gorda y S/E A.

El máximo valor de ENS corresponde a 337,3 MWh el cual se registra en Radomiro Tomic el año 2016, cuya causa se debe a falla del transformador 220/23 kV N°3 de dicha subestación. En el año 2017 Sierra Gorda registra el mayor valor de ENS con 234,6 MWh cuyas causas corresponden a fallas de la línea Sierra Gorda - Encuentro 220 kV N°1 y fallas en la S/E Encuentro por operación de protecciones debido a error en la implementación de un Relé, mientras que en el año 2018 en S/E Chuquicamata se registra el mayor valor alcanzando los 723.9 MWh a causa de la desconexión forzada de la barra 100 kV de la SSEE por operación de protecciones mecánicas, debido al bajo nivel de gas SF6 en paño H12.

### 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

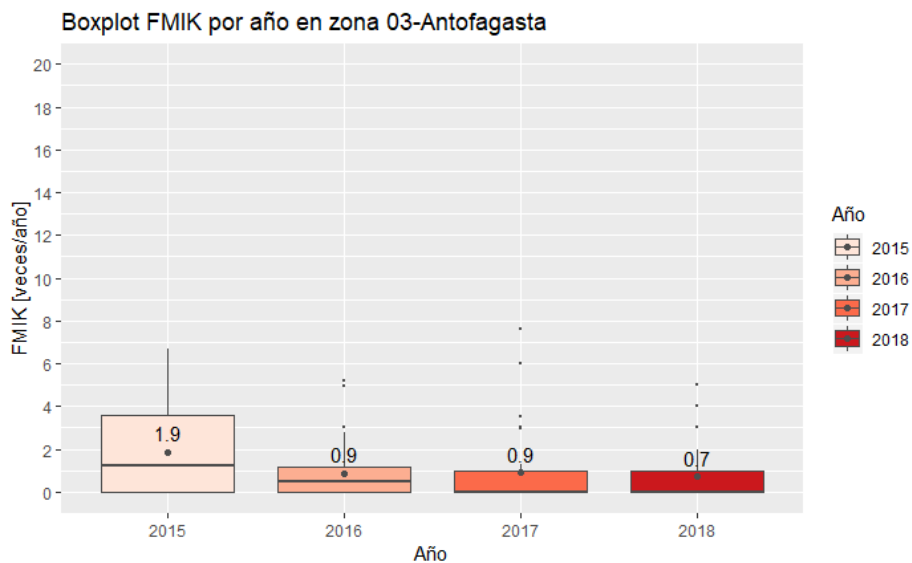
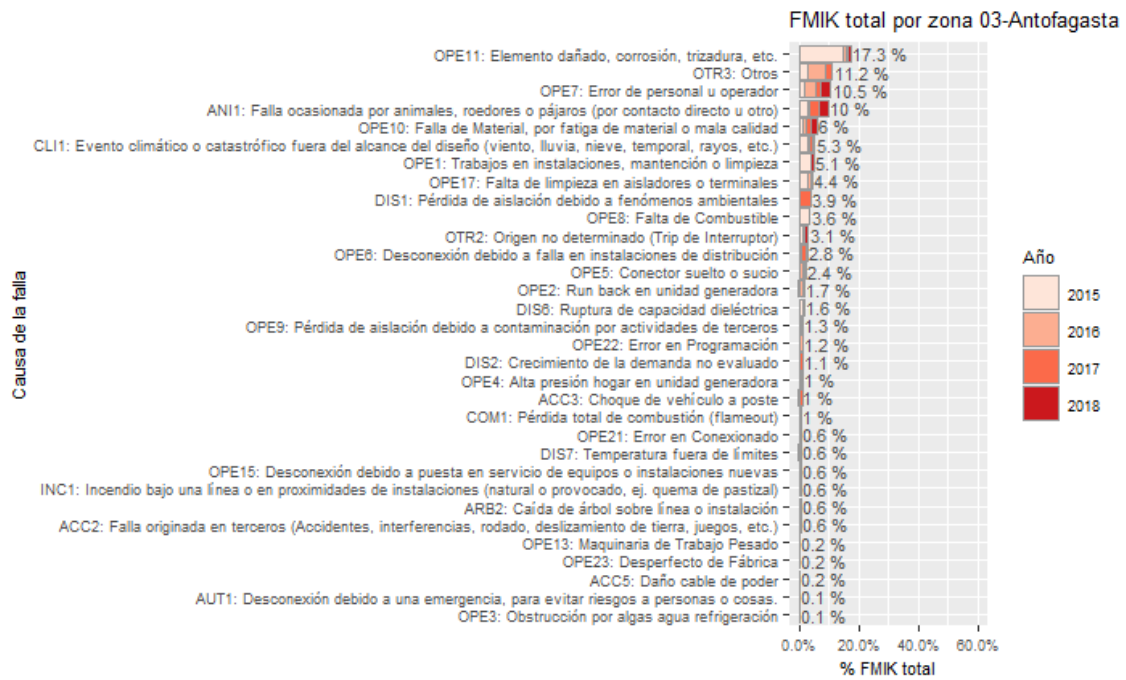
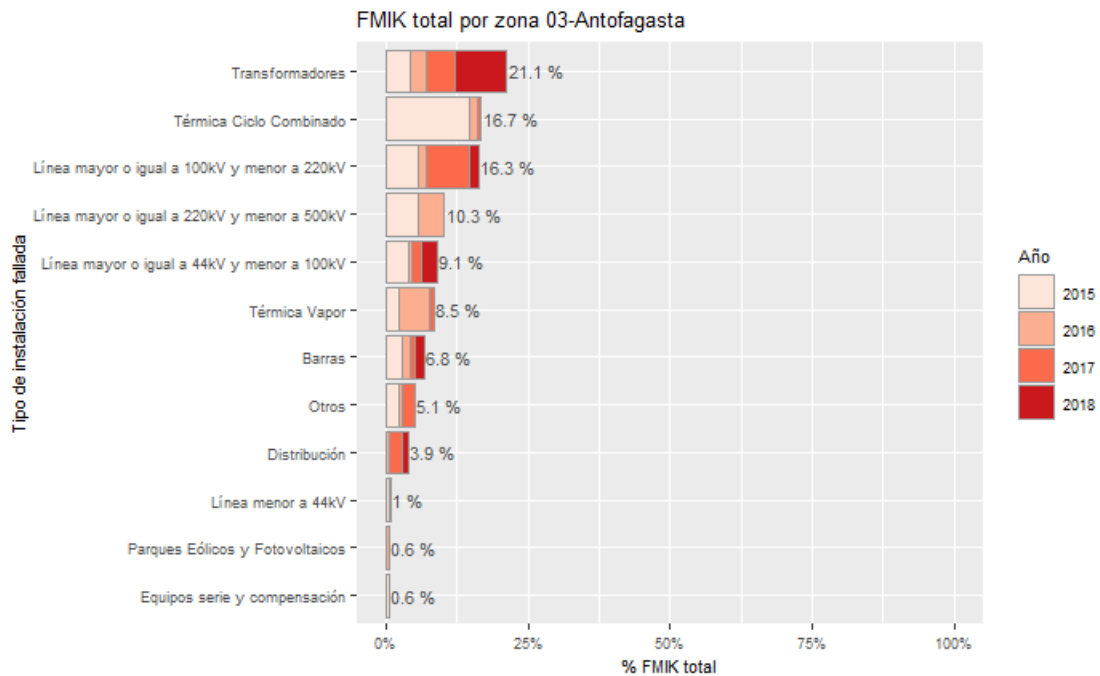


Figura 42 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad FMIK de Antofagasta



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



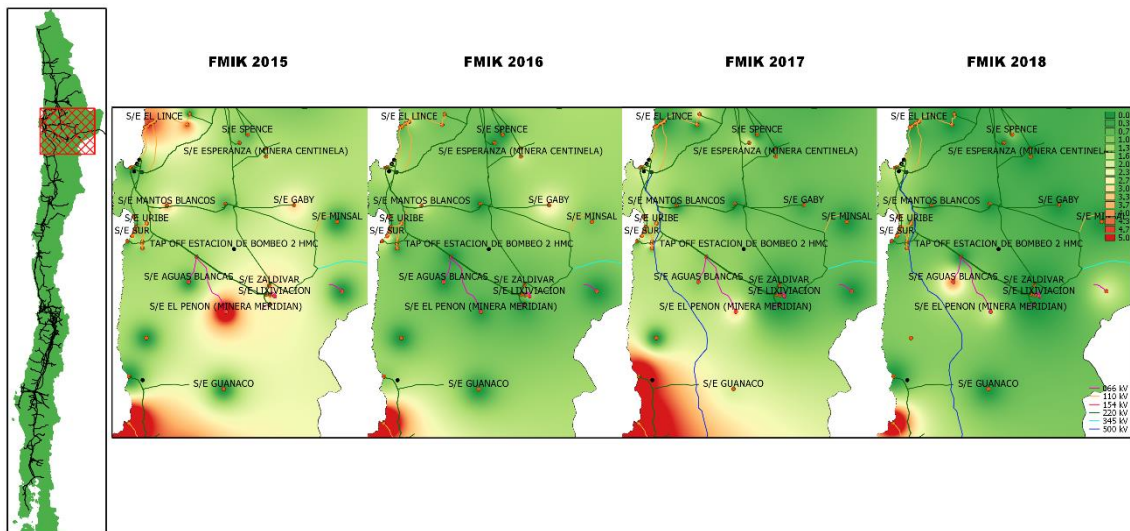
**Figura 44** Porcentaje del total acumulado del FMIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Antofagasta

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

Los puntos de control con mayor promedio acumulado en el índice FMIK en el periodo 2015-2018 corresponden a las SSEE Mejillones, La Portada, El Peñón, Sur y Tap Off La Negra. Los valores máximos en el periodo individualizado anteriormente se registraron en S/E La Portada, S/E el Peñón y Mejillones los cuales alcanzaron 7.6, 6.7 y 6 veces/año respectivamente. En el año 2017 las SSEE La Portada y Mejillones registraron eventos cuyas causas se debieron a fallas de la línea de transmisión Esmeralda - La Portada 110 kV, la cual no tiene redundancia de vínculo, y a fallas en el transformador 220/110/23 kV de la S/E Mejillones respectivamente. En el año 2018 la S/E que presenta el mayor valor de FMIK corresponde a Mejillones a causa de fallas en las redes de distribución, en total 3 veces/año, y una falla en transformador N°2 de la subestación por error operacional en actividades de reapriete en armario.

#### 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

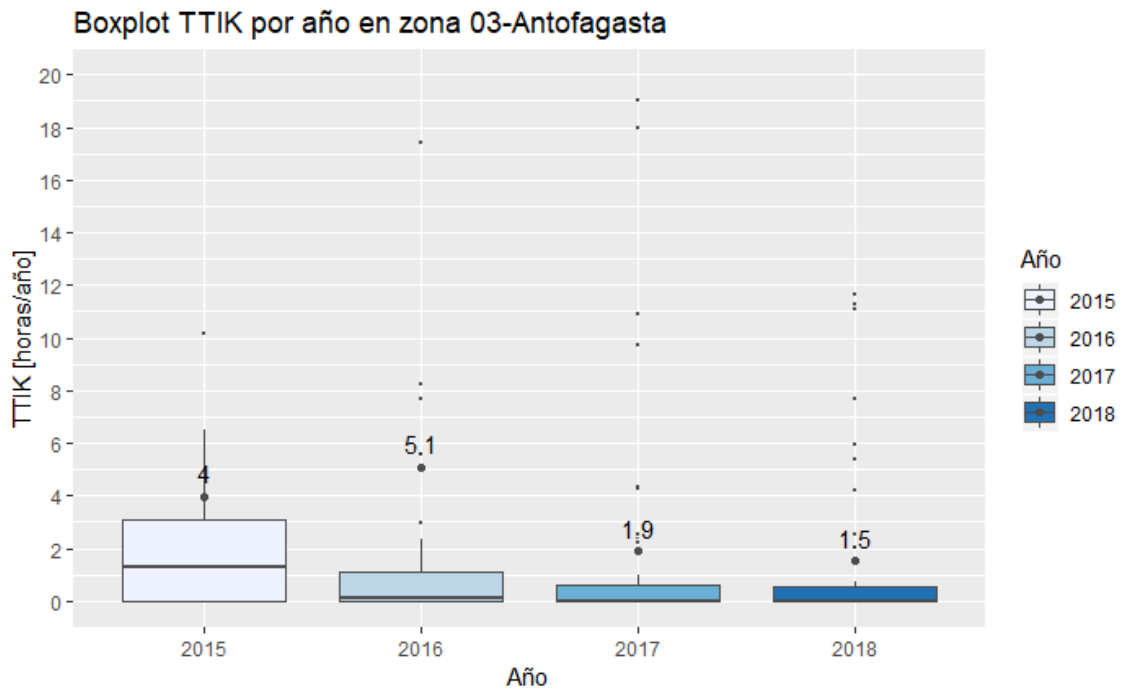


Figura 46 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad TTIK de Antofagasta

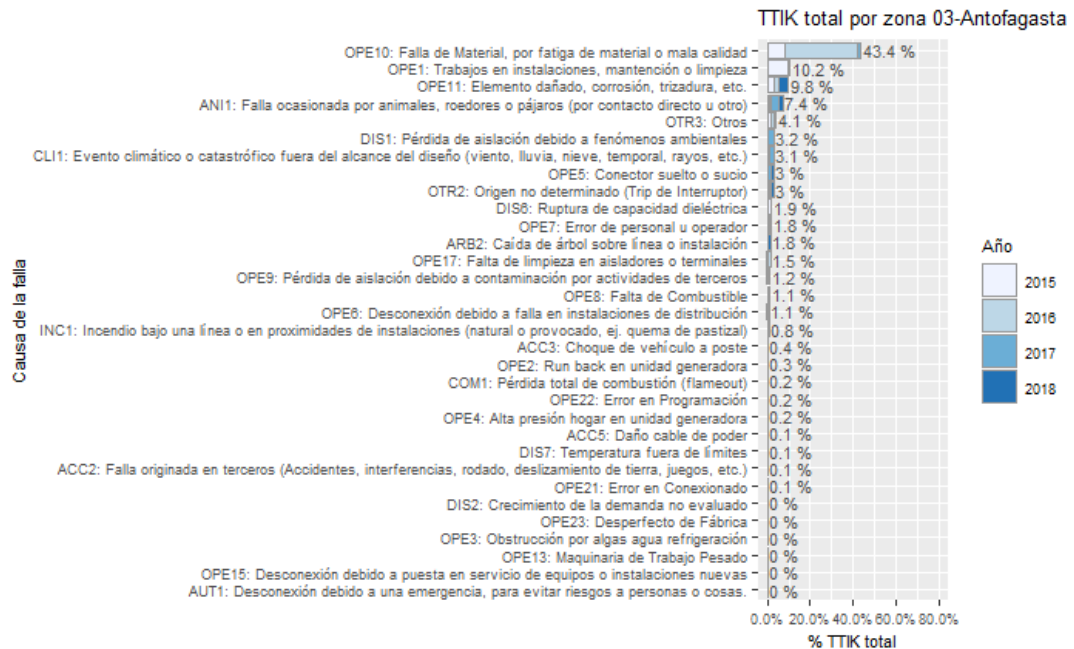
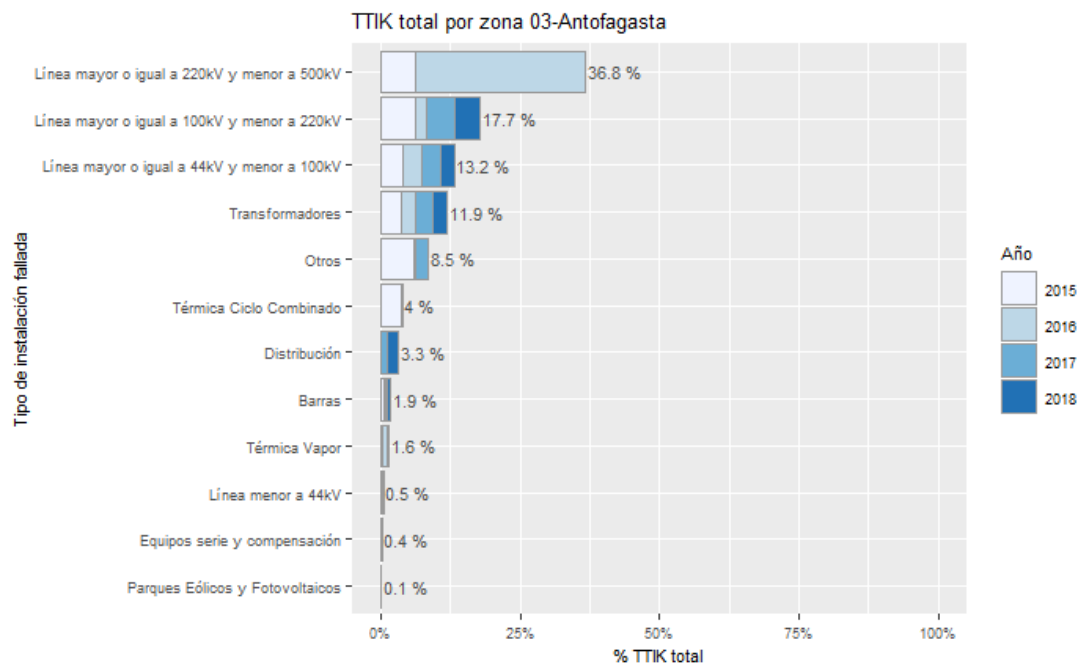


Figura 47 Porcentaje del total acumulado del TTIK según la causa de la falla presentados en la zona de Antofagasta



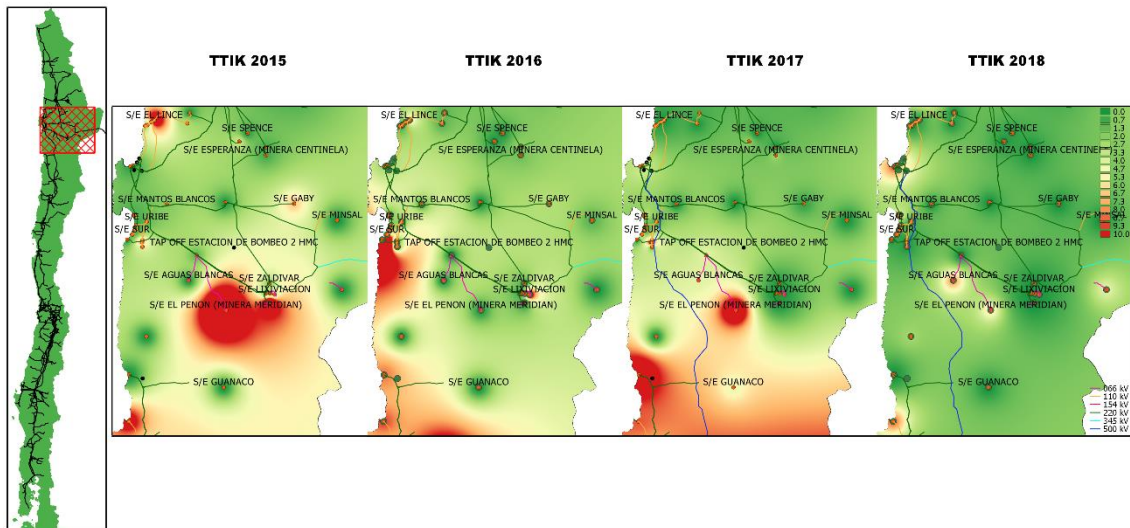
**Figura 48 Porcentaje del total acumulado del TTIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Antofagasta**

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

Los puntos de control con mayor promedio acumulado de TTIK en el periodo 2015-2018 corresponden a Coloso, El Peñón, Laguna Seca, Mejillones y El Lince, alcanzando un valor máximo de 154,7 horas/año en Coloso en el año 2016, seguida de 43 y 36.1 horas/año en El Peñón y Laguna Seca en el año 2015, mientras que para los años 2017 y 2018 los puntos de control con mayor TTIK corresponden a El Peñón y Mejillones respectivamente, en el primer las principales causas se deben a dos fallas de la línea sin redundancia de vínculo de transmisión (Tap Off Palestina - El Peñón), ante la presencia de aves que causan cortocircuitos, mientras que en el segundo caso la falla de la barra de la S/E Mejillones a causa de rama de árbol sobre las redes de distribución origina en gran medida el alto valor de TTIK en esta subestación.



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

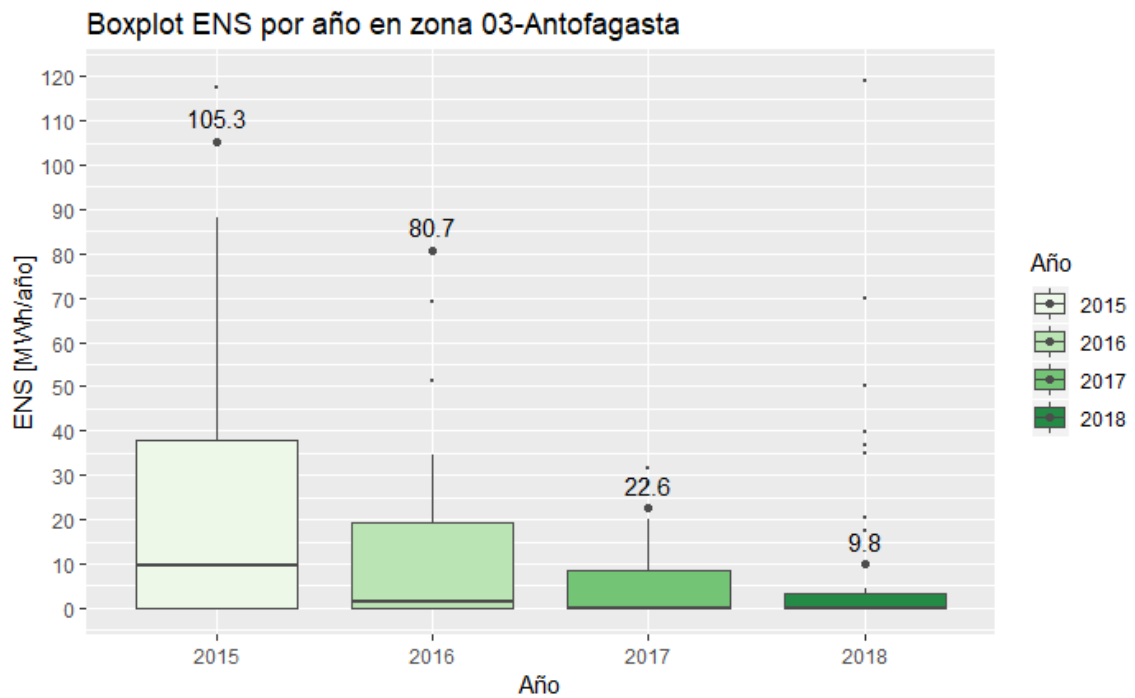


Figura 50 Gráfico BoxPlot de la ENS por año en Antofagasta

ENS total por zona 03-Antofagasta

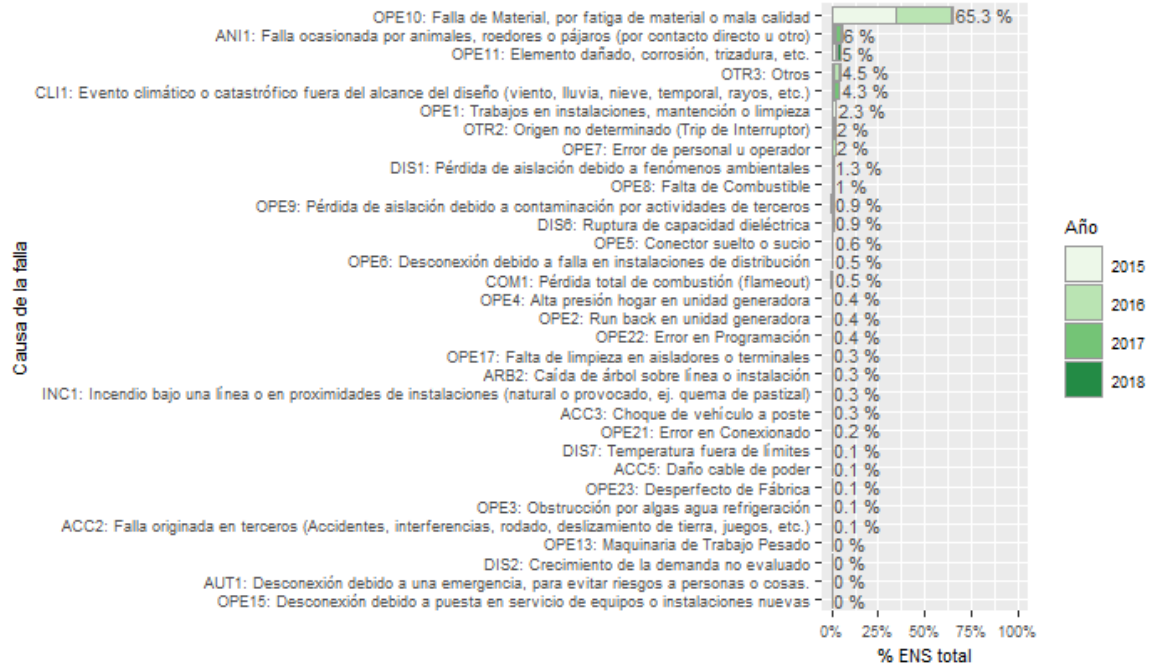


Figura 51 Porcentaje del total acumulado de la ENS según la causa de la falla presentados en la zona de Antofagasta

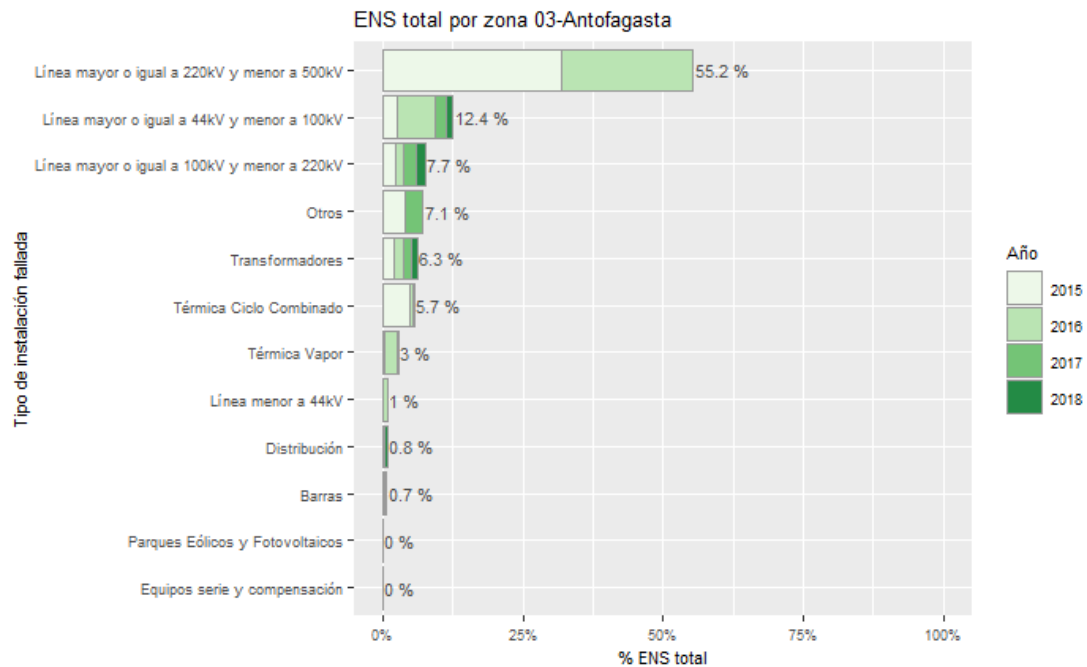


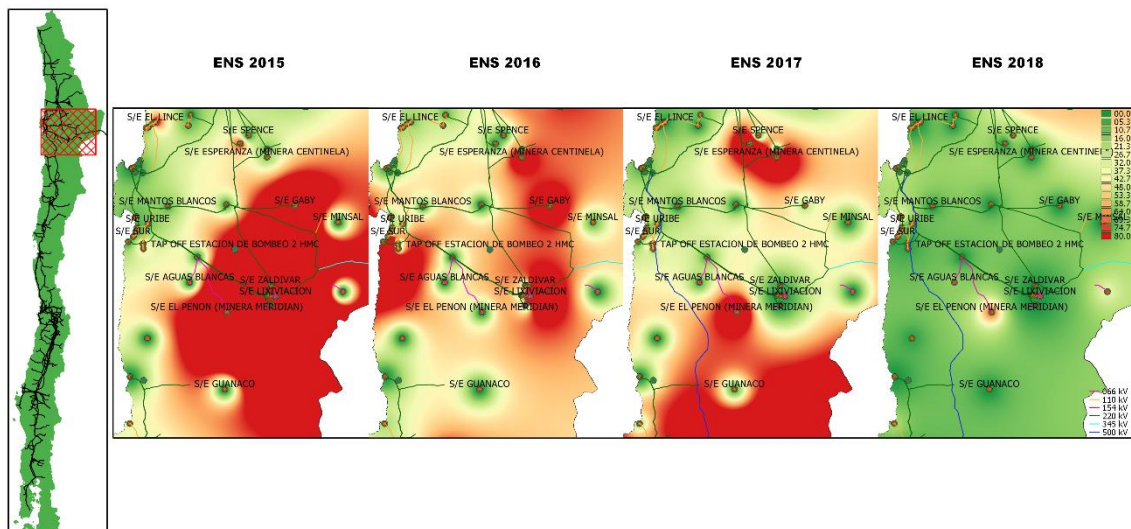
Figura 52 Porcentaje del total acumulado de la ENS según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Antofagasta

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

Los puntos de control con mayor promedio de ENS en el periodo 2015-2018 corresponden a las SSEE Laguna Seca, Coloso, Lixiviación, el Peñón y Gaby, todos estos puntos asociados a clientes libres (Minera Escondida, Meridian y Codelco).

En 2015 la subestación Laguna Seca registra 2768 MWh de ENS, producto de la falla en la línea Atacama - Domeyko 220 kV N°2 la cual se prolonga por aproximadamente 25 horas. En el año 2016 el punto de control Coloso registra 2058 MWh de ENS a causa de la falla de la línea O'Higgins - Coloso 220 kV la cual registra 155 horas de duración aproximadamente, mientras que en la subestación Lixiviación se registra 622 MWh de ENS y se debió a la falla en la barra de la subestación, ambos puntos de control no poseen redundancia de vínculo de transmisión. Para el 2017 y 2018 la subestación El Peñón registra el mayor valor de ENS alcanzando 182,5 MWh y 69.8 MWh respectivamente, asociados principalmente a fallas de la línea 66 kV Tap off Palestina - El Peñón, línea sin redundancia de vínculo de transmisión, ante la presencia de aves que ocasionan acortamiento de distancia eléctrica.

### 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

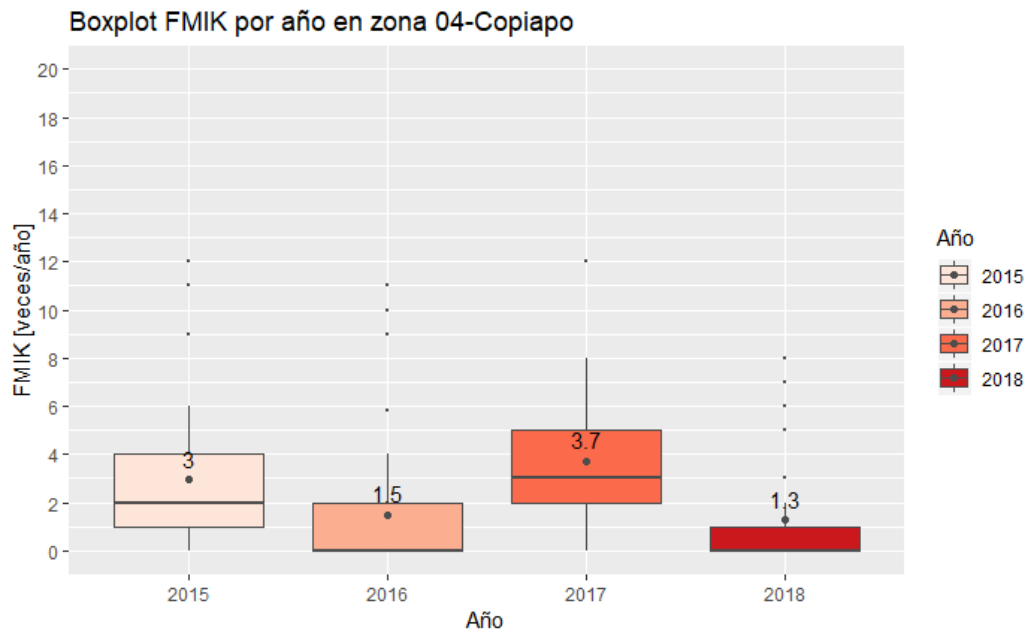


Figura 54 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad FMIK de Copiapó

FMIK total por zona 04-Copiapo

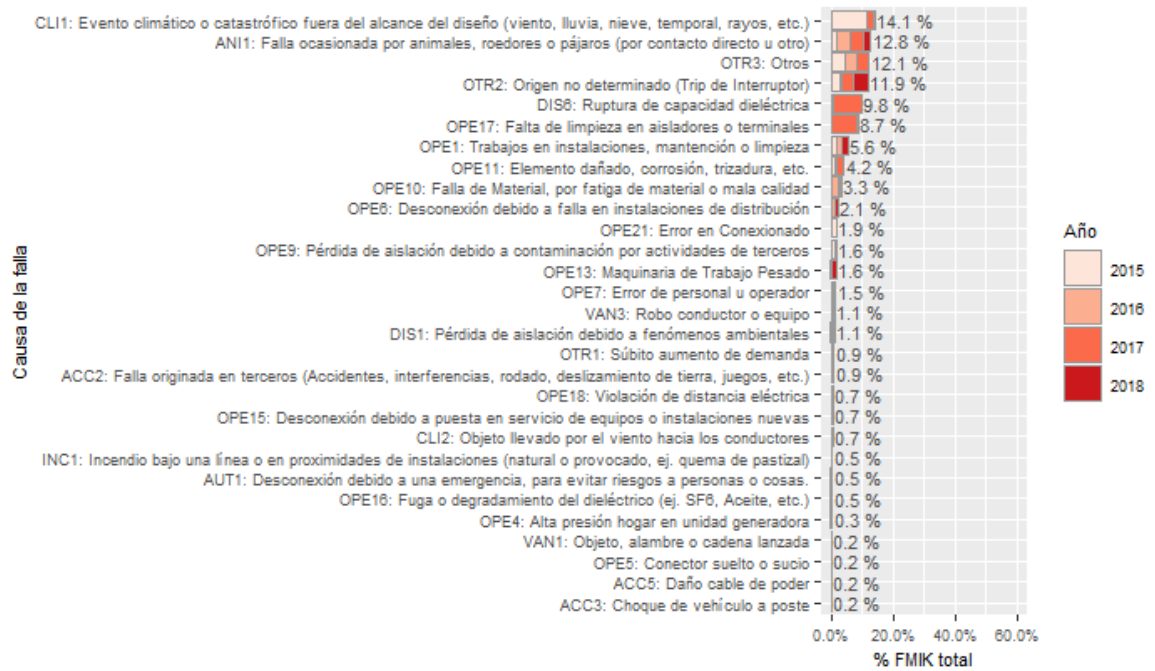


Figura 55 Porcentaje del total acumulado del FMIK según la causa de la falla presentados en la zona de Copiapó

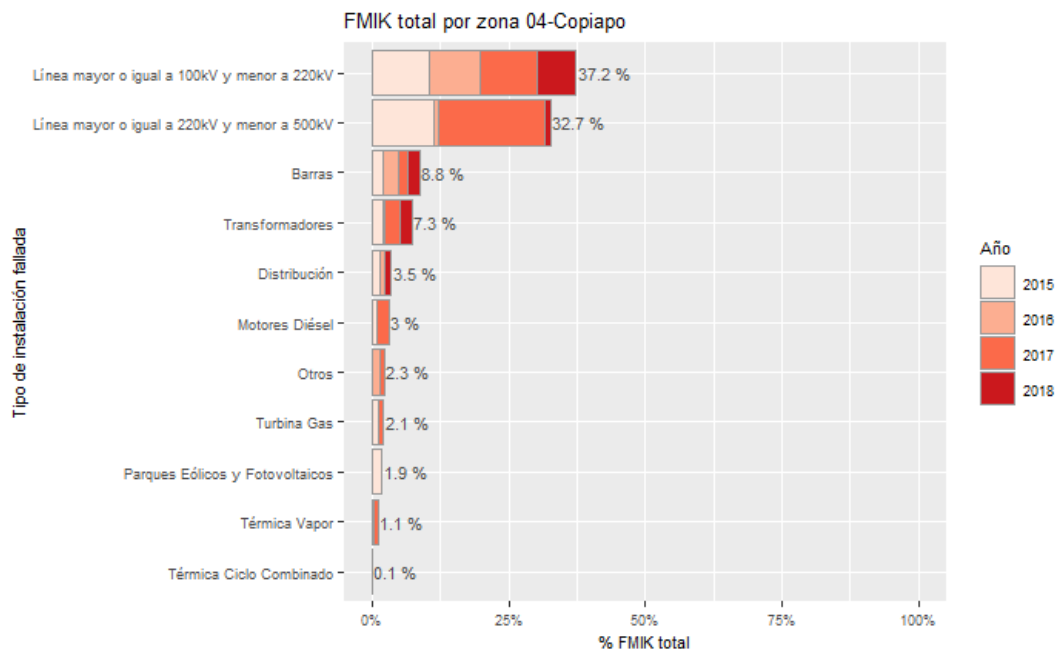


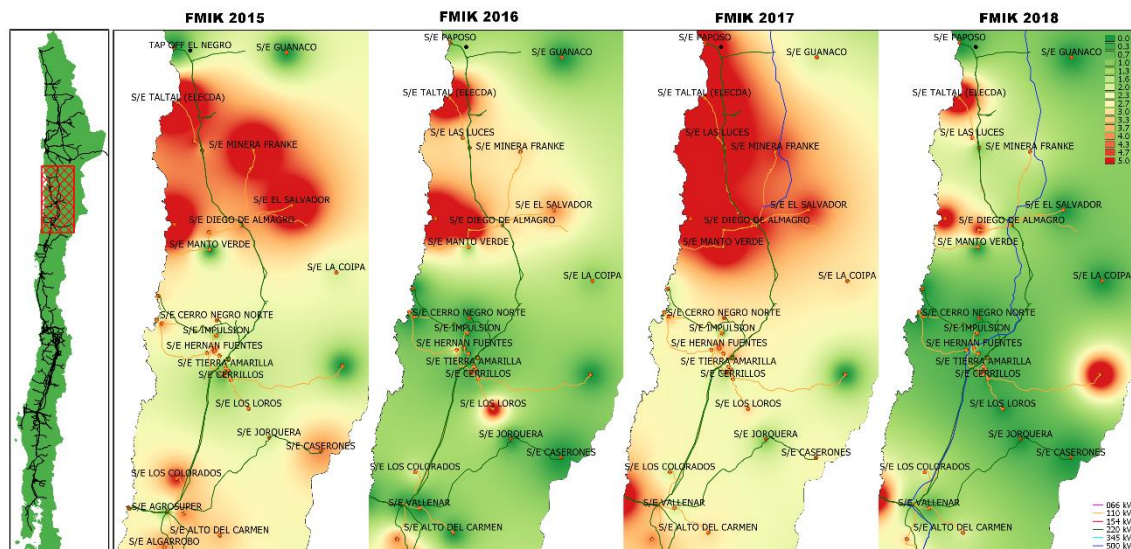
Figura 56 Porcentaje del total acumulado del FMIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Copiapó

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

Los puntos de control con mayor promedio en el FMIK se encuentran en las SSEE Taltal (Elecda), Chañaral, El Salado, Minera Franke y Las Luces; los cuales no tienen redundancia de vínculo de transmisión. En 2015 y 2016, Chañaral experimentó 11 interrupciones por año, principalmente debido a fallas de la línea Diego de Almagro - El Salado 110 kV. En año 2017, el punto de control que registró el mayor FMIK corresponde a Taltal asociado a ELECDA con un valor de 12 veces/año, lo anterior debido a fallas de la línea Diego de Almagro – Taltal 110 kV y a eventos de desconexión de los autotransformadores de la S/E Diego de Almagro que también afectaron al punto de control Taltal asociado a CONAFE. En el año 2018 la subestación Taltal nuevamente registra el mayor valor de FMIK, en total 11 veces/año, a causa de fallas en la línea 110 kV Las Luces – Taltal ante la presencia de aves carroñeras que ocasionan acortamiento de distancia eléctrica en dicha línea.

#### 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



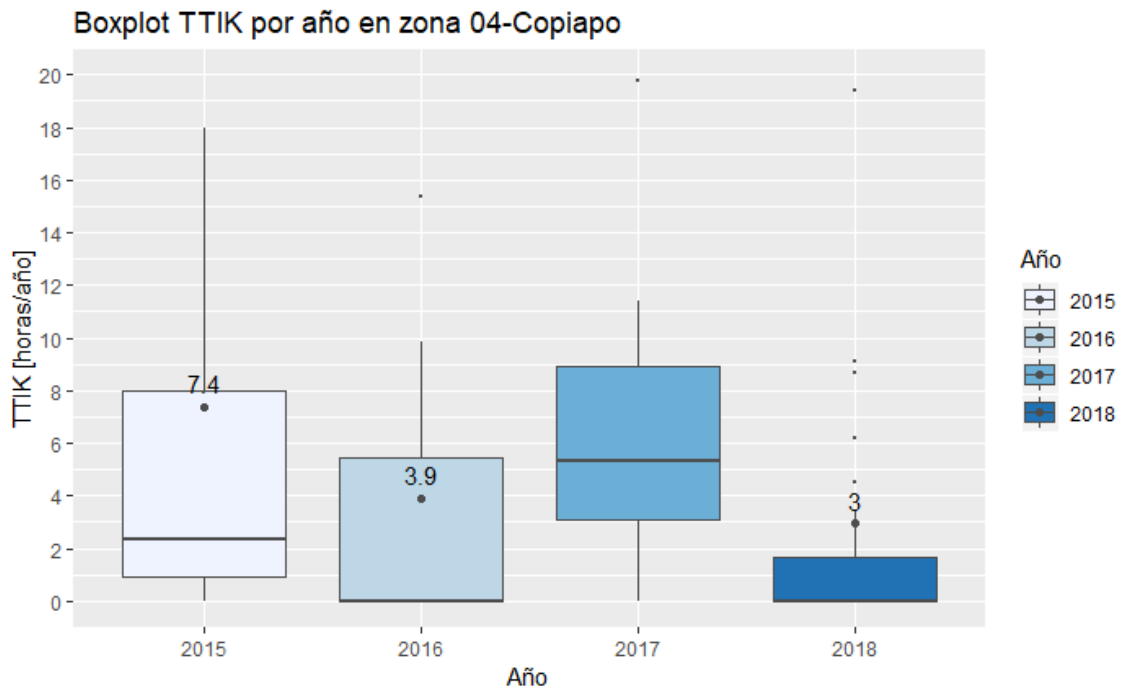


Figura 58 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad TTIK de Copiapo

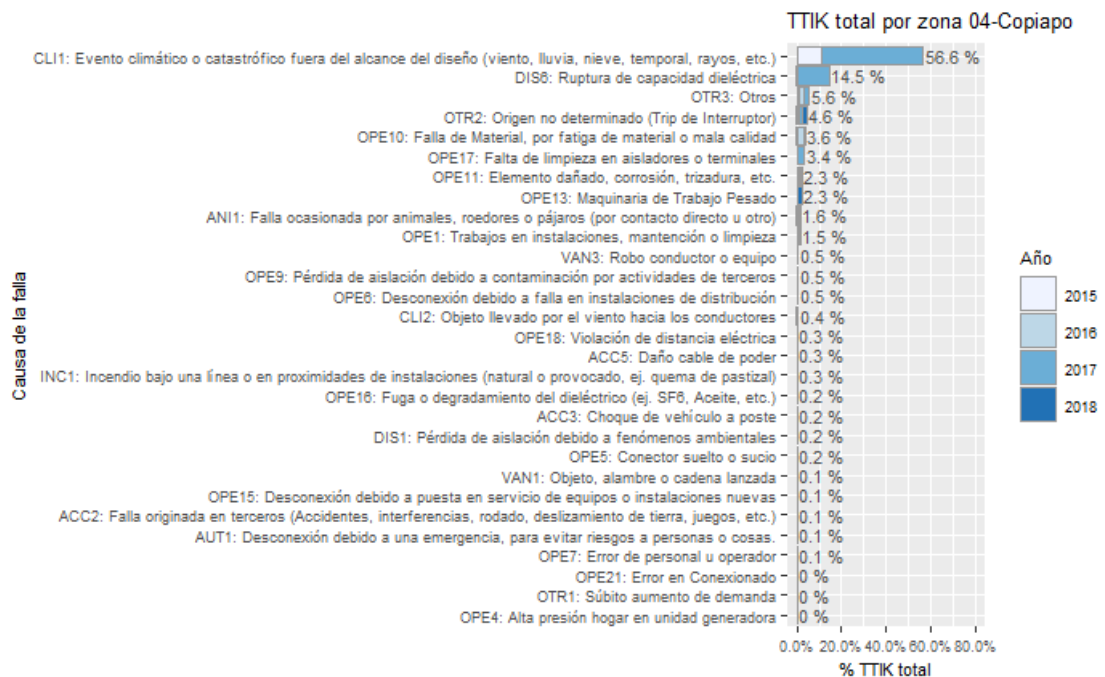
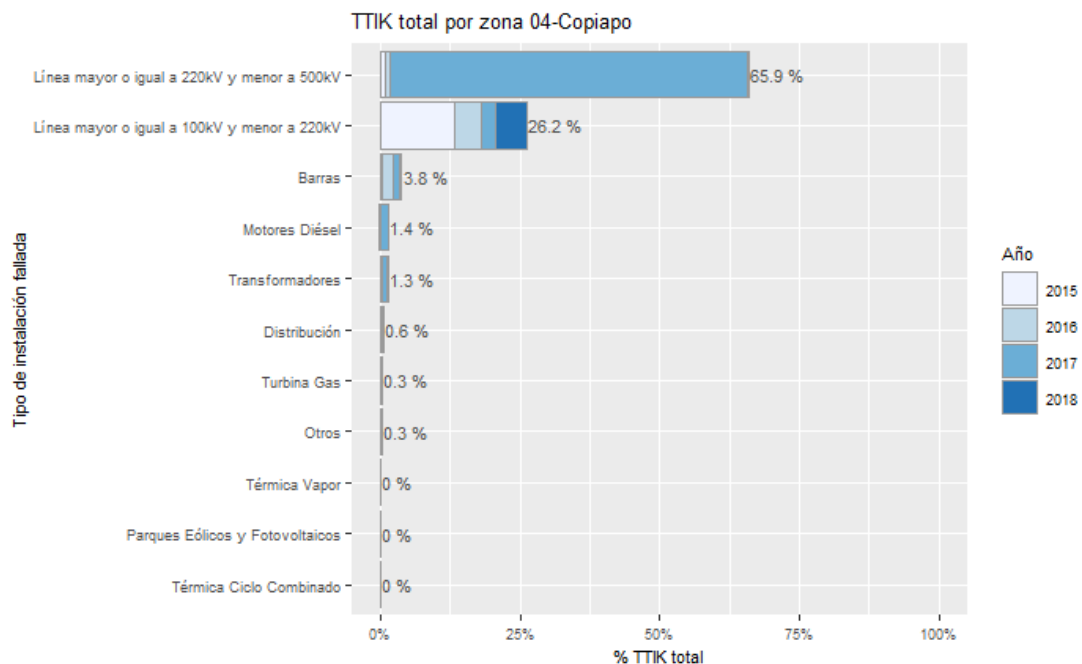


Figura 59 Porcentaje del total acumulado del TTIK según la causa de la falla presentados en la zona de Copiapo



**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.

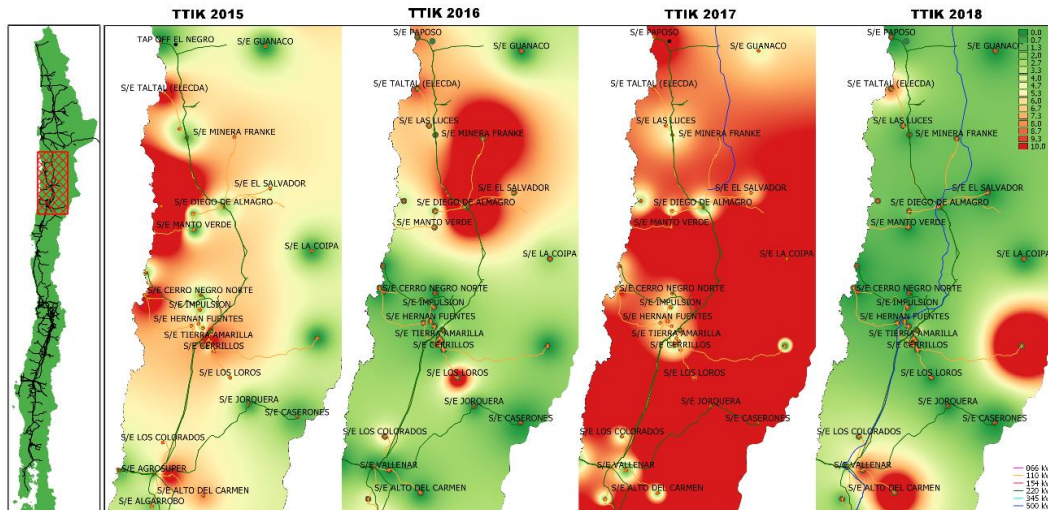


Figura 61 Índices de continuidad TTIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Copiapó

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

Los mayores valores medios de TTIK en el periodo 2015-2018 se registraron en las SSEE Caserones, Jorquera y Chañaral. El máximo valor del año 2015 se registra en Chañaral alcanzando 114.4 horas/año debido principalmente a fallas en la línea 110 kV Diego de Almagro 110 kV, la cual no posee redundancia de vínculo y también a causa de fallas en la S/E Diego de Almagro ante la presencia de tormentas eléctricas presentes en la zona.

Es importante recordar que en el año 2015 el norte grande fue afectado por un frente de mal tiempo que provocó aluviones de diferentes sectores. En el mapa se identifica la S/E Chañaral que se mantuvo un largo tiempo sin suministro eléctrico producto de la desconexión forzada de la línea 110 kV Diego de Almagro - El Salado, debido al temporal que afectó la zona, el cual

provocó el colapso de tres estructuras de la mencionada línea, además de 12 estructuras de la línea 23 kV El Salado – Chañaral, la cual no posee redundancia de vínculo de transmisión ni generación local.

En el año 2017 la subestación Caserones experimenta un alza en el valor del TTIK alcanzando las 127,8 horas/año debido a las fallas de la línea Maitencillo - Caserones 220 kV por fuertes nevazones en la zona que causan daños en las estructuras de la línea, de acuerdo con lo señalado en los Estudios de Análisis de Falla (EAF) N°156 y N°175 del 2017.

En el año 2018 se registra una disminución en los valores máximos alcanzando las 42.95 horas/año en la subestación Maricunga producto de fallas en la línea de origen radial Cardones - Refugio 110 kV.

### 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

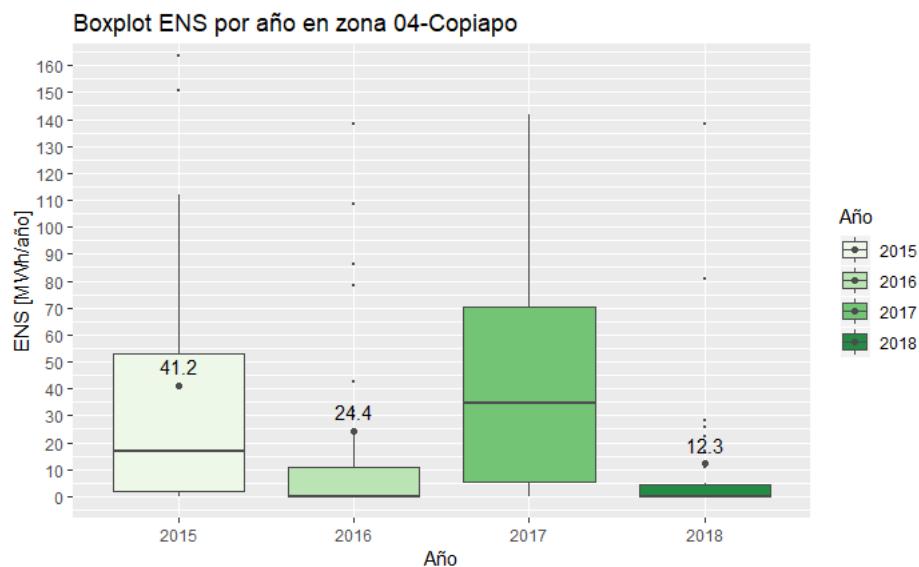


Figura 62 Gráfico BoxPlot de la ENS por año en Copiapó

ENS total por zona 04-Copiapo

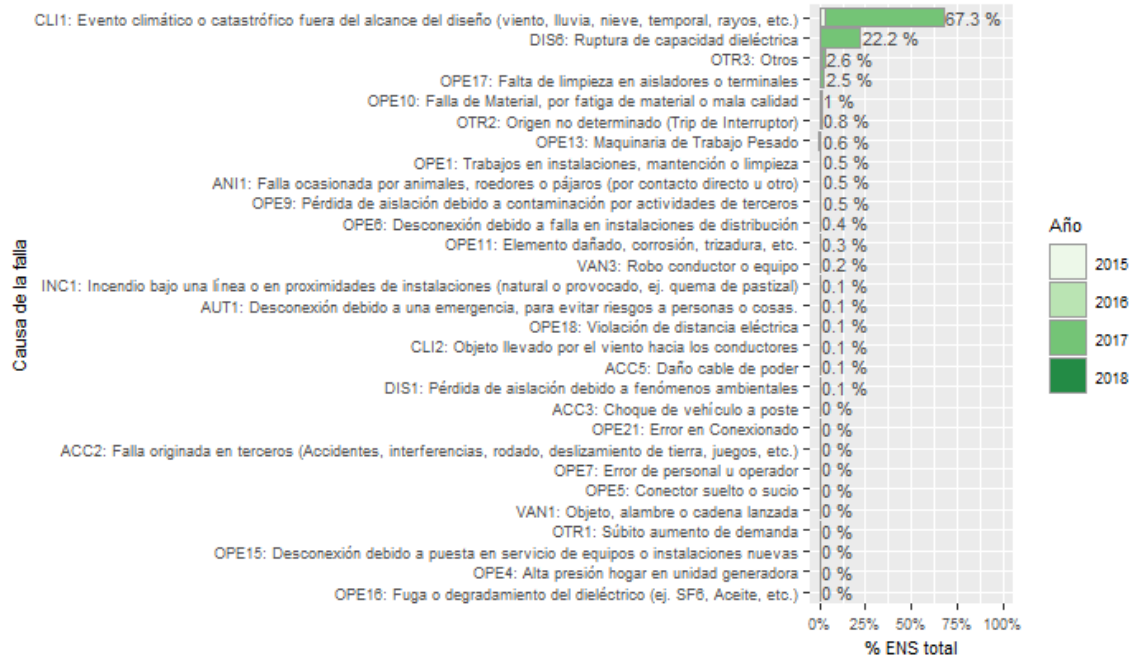


Figura 63 Porcentaje del total acumulado de la ENS según la causa de la falla presentados en la zona de Copiapo

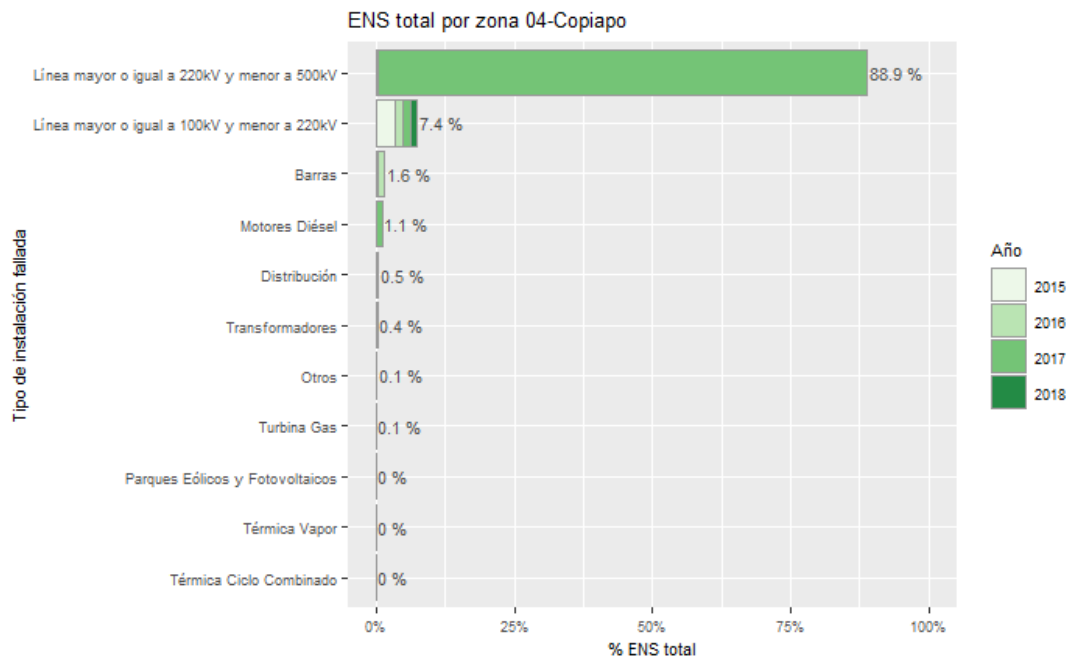


Figura 64 Porcentaje del total acumulado de la ENS según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Copiapó

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.

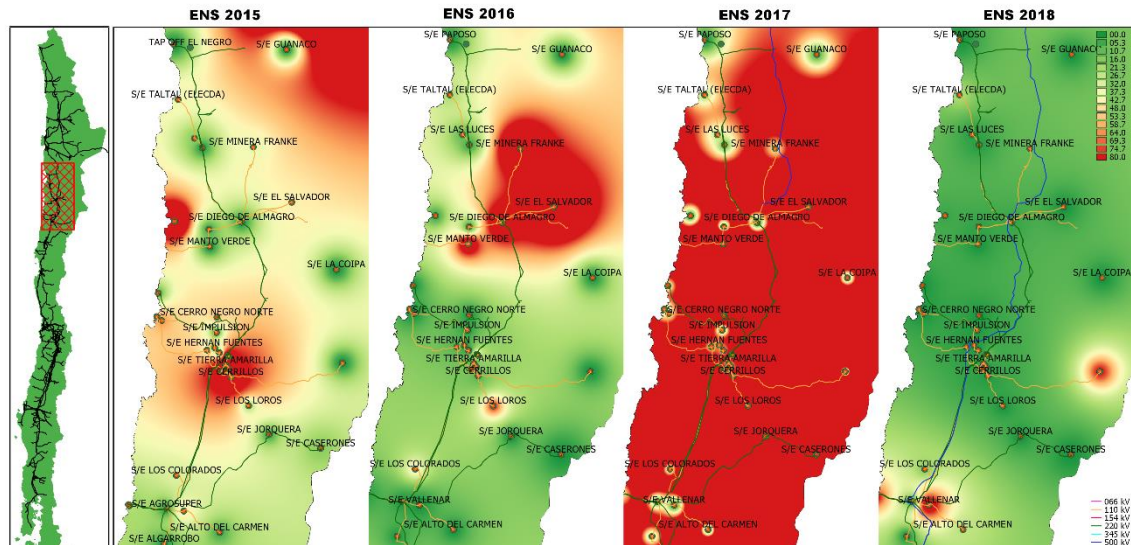


Figura 65 Energía no suministrada entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Copiapó.

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

Los puntos de control con mayor promedio de ENS en el periodo 2015-2018 se encuentran en las SSEE Caserones, Diego de Almagro y Jorquera. En el año 2015 el punto de control con el mayor valor de ENS registrado corresponde a Magnetita que presenta un valor de 252 MWh de ENS causada por falla en la línea Cardones - Magnetita 110 kV a causa de corte de conductor por tormenta eléctrica que se presentó en la zona, en el año 2016 Anglo American Manto Verde registra 108,4 MWh de ENS a causa de falla en la S/E Diego de Almagro ante la ocurrencia de fuerte sismo en la zona y en 2017 Caserones registra el mayor valor de ENS con 4674 MWh, a causa de fallas de la línea de transmisión Maitencillo - Caserones 220 kV ante la presencia de fuerte temporal con caída de nieve que ocasionan daños en las estructuras de la línea según se encuentra consignado en los EAF N°156 y N°175 del 2017.

En el año 2018 si bien los puntos que presentan el mayor promedio acumulado de los últimos 4 años no tienen eventos relevantes, igualmente se presentaron eventos en la zona que afectaron a puntos de control de clientes regulados, en particular la subestación Vallenar registra el mayor valor de ENS para el 2018 alcanzando los 188.35 MWh debido a desconexión del transformador por tormenta que afectó la zona.

### 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

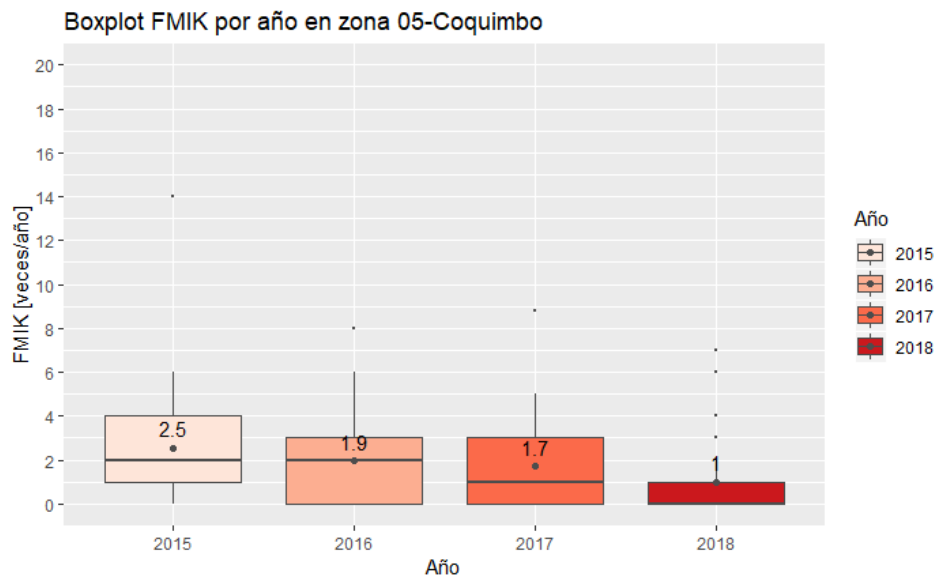


Figura 66 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad FMIK de Coquimbo



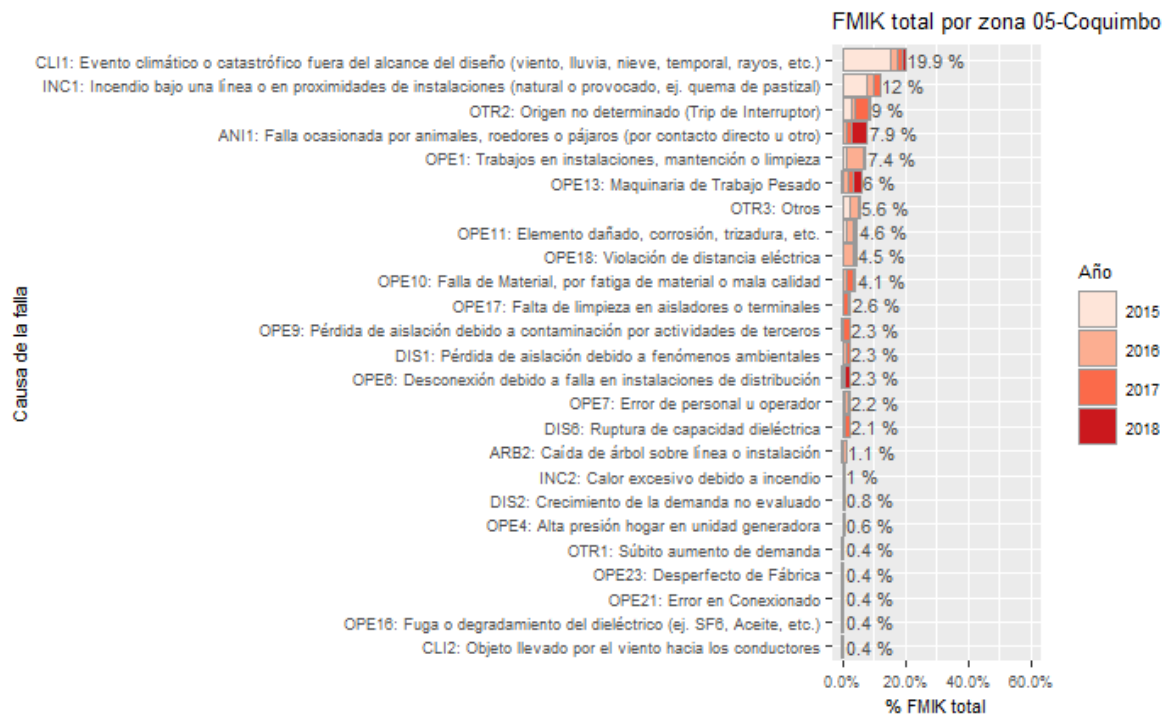


Figura 67 Porcentaje del total acumulado del FMIK según la causa de la falla presentados en la zona de Coquimbo

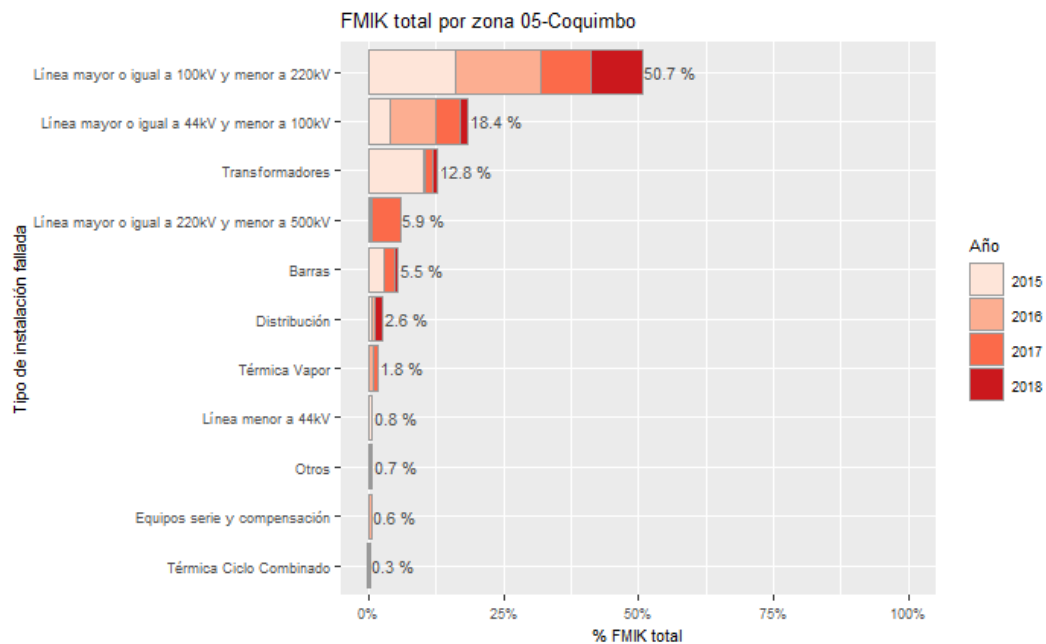


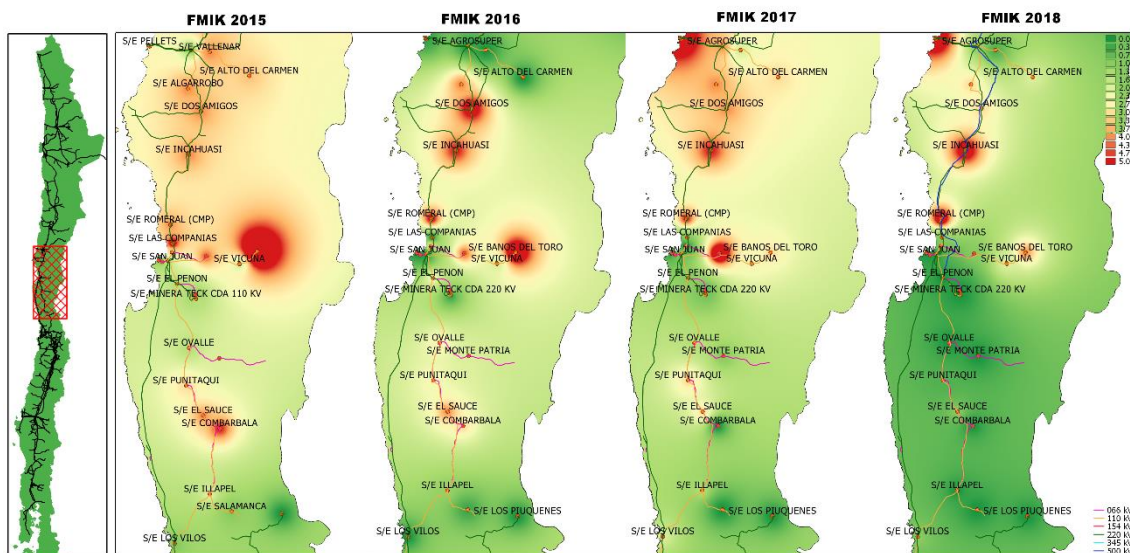
Figura 68 Porcentaje del total acumulado del FMIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Coquimbo

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

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

Los puntos de control con mayor promedio acumulado del FMIK en el periodo 2015-2018 se encuentran en las SSEE Mineral el Indio, Romeral, Incahuasi, Marquesa y Dos Amigos. En el año 2015 y 2016 la subestación Mineral el Indio registró los valores máximos de FMIK en la zona alcanzando 14 y 8 veces/año respectivamente, a causa de fallas en la línea 110 kV Vicuña – El Indio, la cual no tiene redundancia de vínculo de transmisión y debido a la presencia de sismos y tormentas eléctricas que se presentaron en la zona. Para el año 2017 se registra un valor máximo de 8,8 veces/año en Marquesa, seguida de Incahuasi y Romeral que presentan 5 interrupciones cada una. Cabe destacar que la subestación Marquesa evidenció un alza de este indicador debido a fallas de la línea 66 kV Pan de Azúcar – Marquesa la cual no tiene redundancia de vínculo de transmisión y eventos asociados a fallas en centrales de generación. En el año 2018 la S/E Romeral registra el mayor valor de FMIK, en total 7 veces/año, eventos asociados a fallas en la línea de transmisión 110 kV Maitencillo – Las Compañías a causa de la contaminación producida por aves en mencionada línea, además de eventos provocados por maquinarias que ocasionan acortamiento de la distancia eléctrica que causan la falla de la línea.

### 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

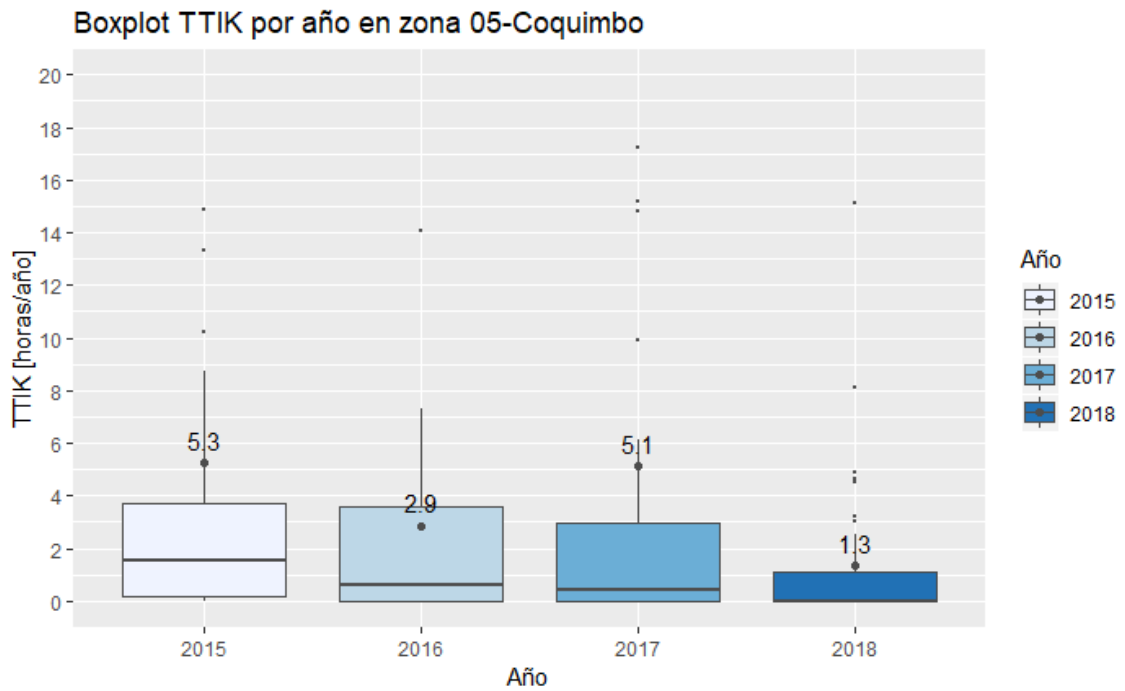


Figura 70 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad TTIK de Coquimbo

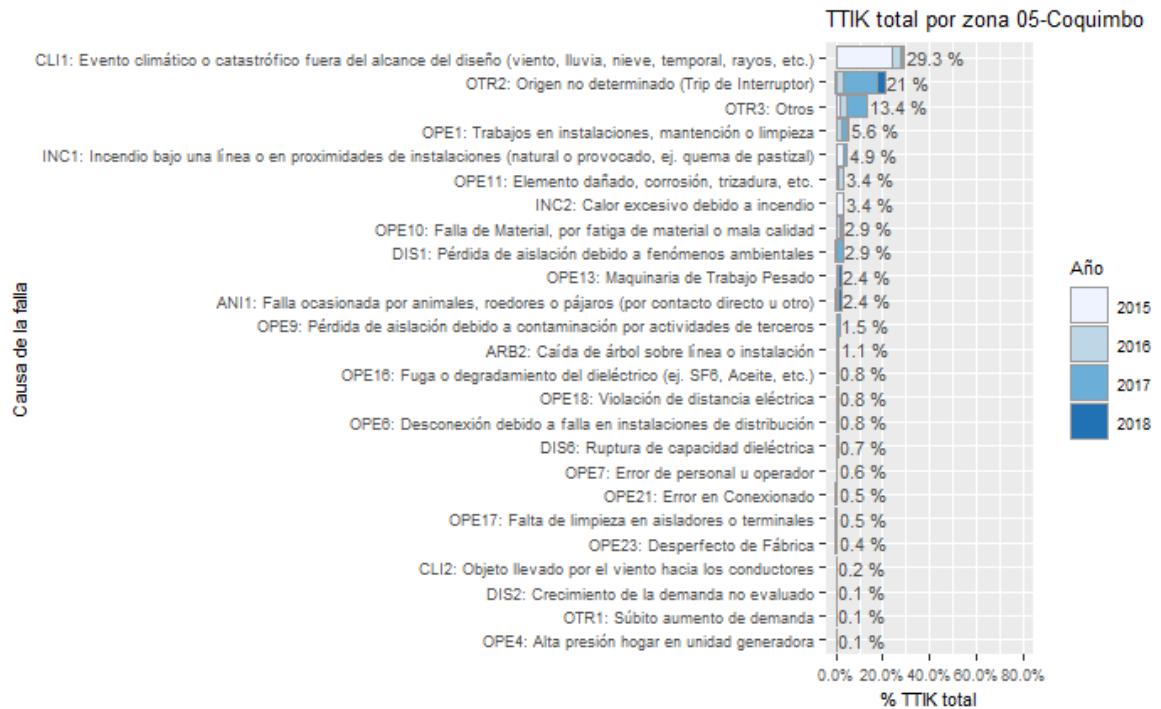
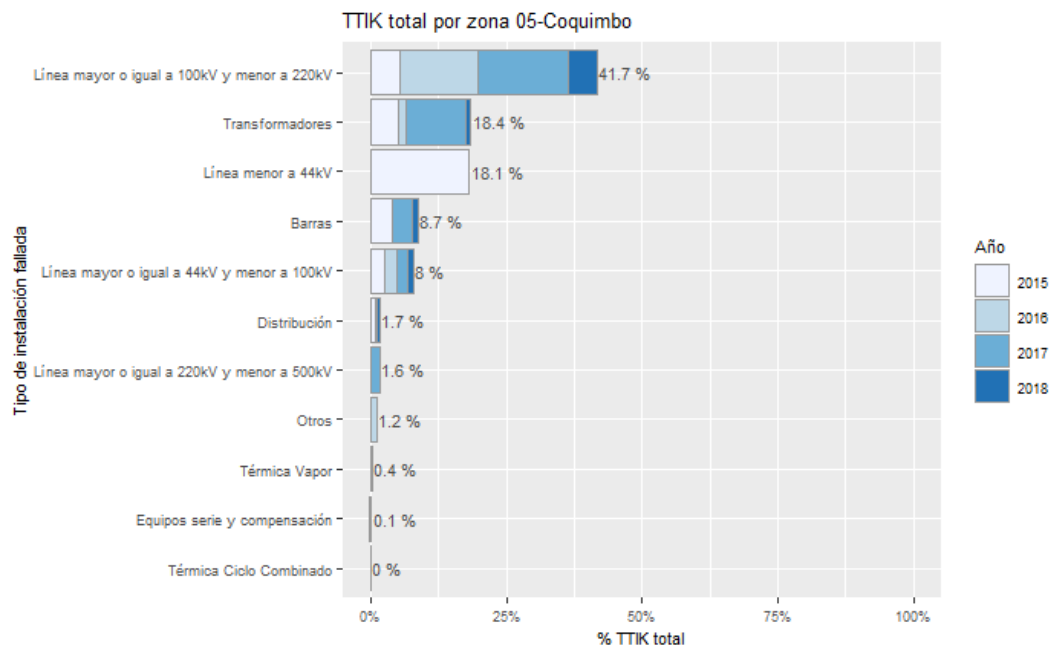


Figura 71 Porcentaje del total acumulado del TTIK según la causa de la falla presentados en la zona de Coquimbo



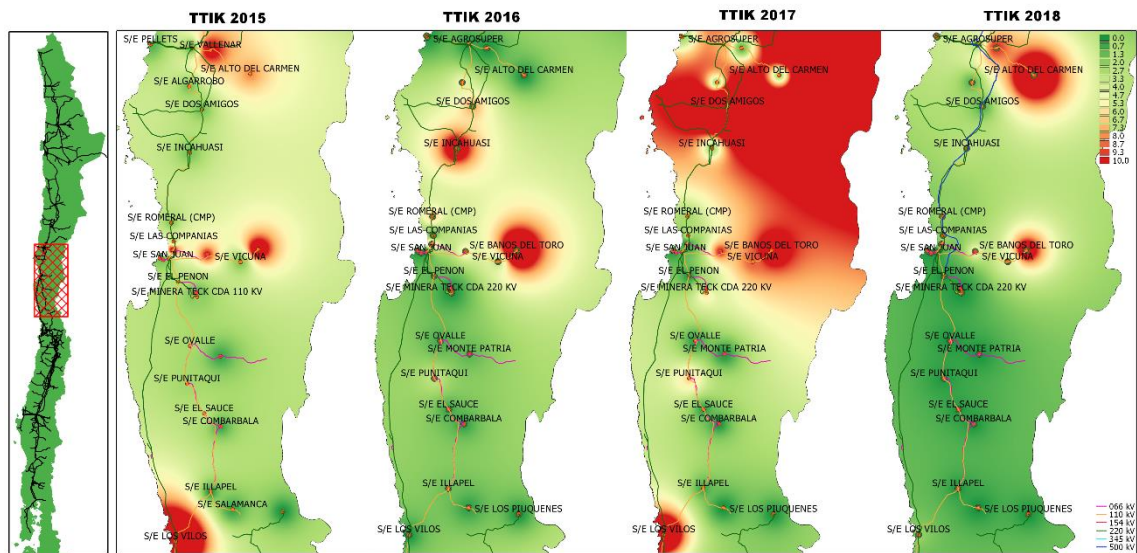
**Figura 72 Porcentaje del total acumulado del TTIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Coquimbo**

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 INDIO 13.2KV	MINERA ZALDIVAR LTDA.	14.9	29.7	17.2	15.1	19.2
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

Los puntos de control con mayor promedio en los índices TTIK se registran en las SSEE Los Vilos, Mineral el Indio, Dos Amigos, Marquesa e Incahuasi. El valor máximo registrado en la zona en el periodo 2015-2018 corresponde a S/E Los Vilos el cual alcanza las 97.7 horas/año en el 2015, mientras que para el año 2016 la S/E Mineral el Indio registra el valor máximo el cual alcanza las 29.7 horas/año. Para el año 2017 la S/E Dos amigos totaliza 50.4 Horas /año y nuevamente la S/E Los Vilos registra el segundo valor máximo alcanzando las 48.4 horas/año. Durante el año 2018 se aprecia una disminución en los valores máximos en la zona, el valor máximo de TTIK se registra en la S/E Mineral el Indio el cual alcanza las 15.1 horas/año, a causa de fallas en la línea 110 kV Vicuña – El Indio, la cual no tiene redundancia de vínculo de transmisión.

En el caso de la S/E Los Vilos, donde se encuentra asignado el punto de control de Minera Los Pelambres, en el año 2017 fue afectado por cuatro fallas, una de las cuales se debió a una falla del interruptor JT1 de la subestación, permaneciendo 44 horas sin suministro eléctrico. Los otros

eventos que afectaron a la subestación corresponden a fallas de la línea Los Vilos - Nogales 220 kV y una desconexión del transformador N°1 de 220/23 kV por una falla en los SSAA.

En el caso de la S/E Marquesa, durante el año 2017 fue afectada por trece eventos de interrupción de suministro ocasionados principalmente por la falla en la línea Pan de Azúcar - Marquesa 66 kV y a eventos de desconexión por actuación del esquema de desconexión automático de carga (EDAC) ante fallas en las centrales Bocamina II, Nehuenco II, Santa María y Colbún. Finalmente, la S/E Vicuña presentó 2 eventos de interrupciones de suministro producto de fallas en la línea Pan de Azúcar - Vicuña y Vicuña - Baños del Toro 110 kV.

### 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

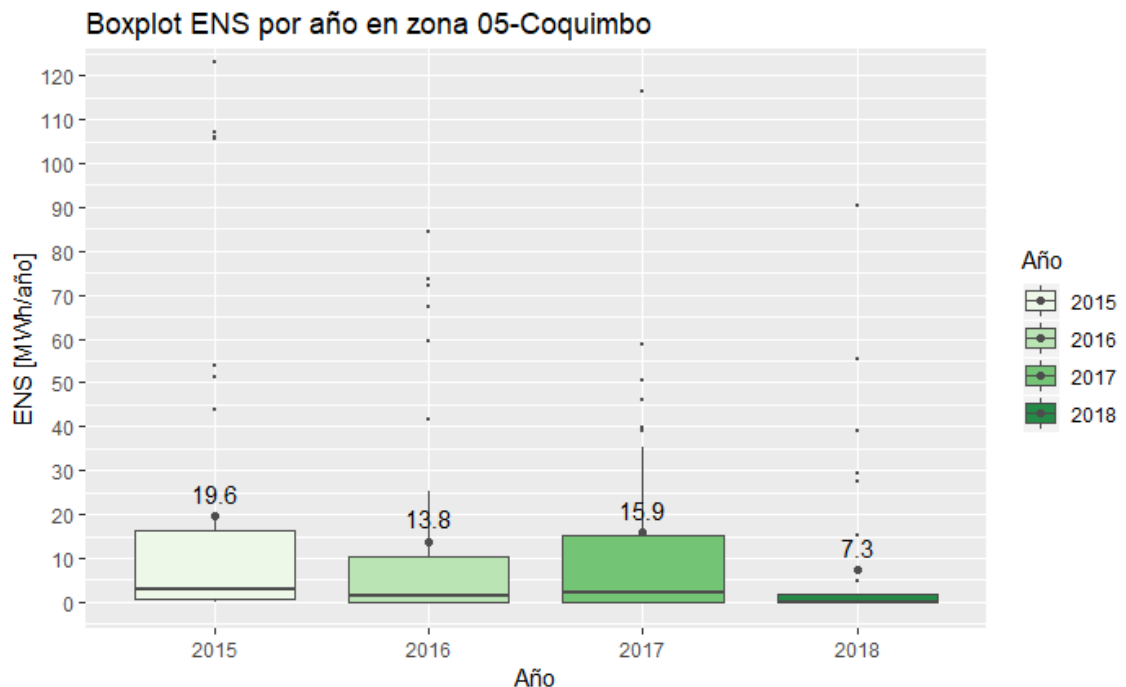


Figura 74 Gráfico BoxPlot de la ENS por año en Coquimbo

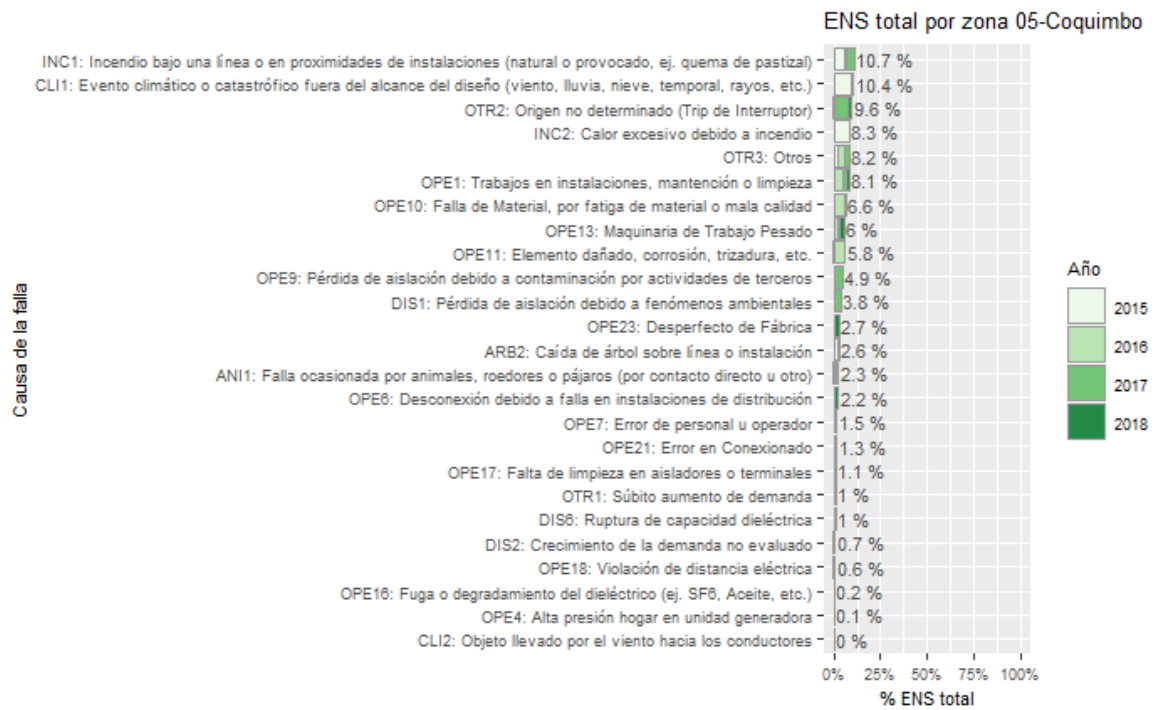


Figura 75 Porcentaje del total acumulado de la ENS según la causa de la falla presentados en la zona de Coquimbo

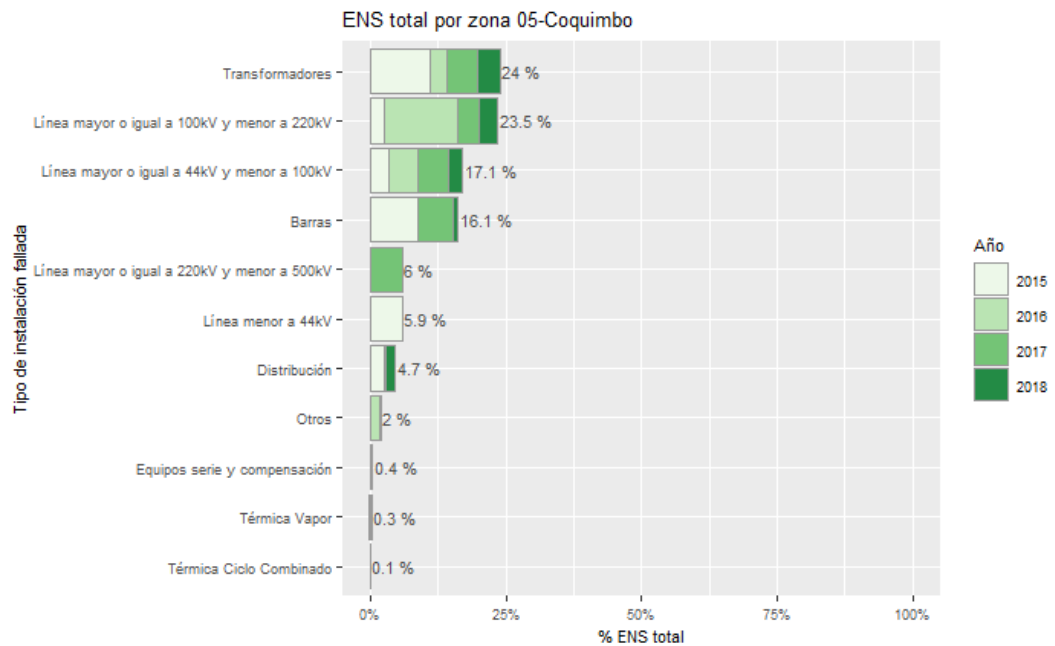


Figura 76 Porcentaje del total acumulado de la ENS según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Coquimbo

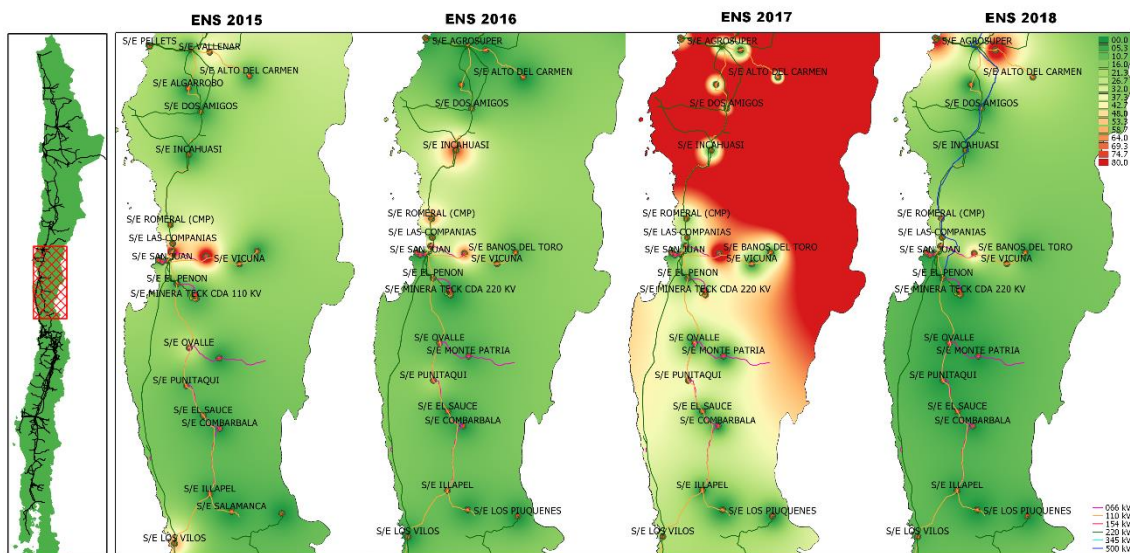


La ENS promedio presentó una disminución en el 2016 respecto del año 2015 pasando de 19.6 MWh/año a 13.8 MWh/año respectivamente, mientras que en 2017 se registra un aumento en el valor llegando a los 15.9 MWh/año promedio para la zona y para el 2018 disminuye a 7.3 MWh/año.

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

Los puntos de control que presentaron los mayores valores promedios de ENS en el periodo 2015 y 2017 se encuentran en las SSEE Marquesa, San Joaquín, Los Vilos y Minera Teck Carmen de Andacollo. En el año 2017 los valores máximos de ENS registrados para esta zona corresponden 132.8 y 116.2 MWh en las subestaciones Minera Teck CDA y Marquesa, a causa de fallas en las líneas de transmisión Pan de azúcar - Minera Teck CDA 220 kV y Pan de Azúcar - Marquesa 66 kV respectivamente. Para el año 2018 se aprecia una disminución en los valores máximos que se registran en la zona, el mayor valor que se alcanza corresponde a 90.4 MWh y se registra en la S/E San Joaquín a causa de falla en el transformador N°1 de la S/E por falla en el enrollado secundario de este y ante fallas en redes de distribución que causan la operación de las protecciones de respaldo en la subestación.

### 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

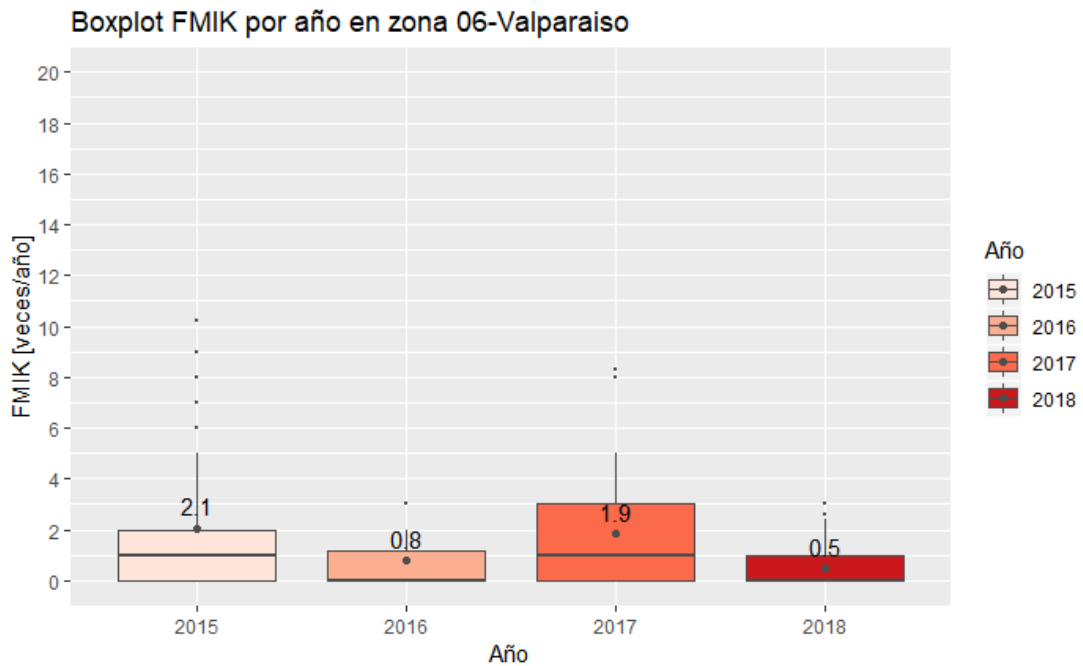


Figura 78 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad FMIK de Valparaíso

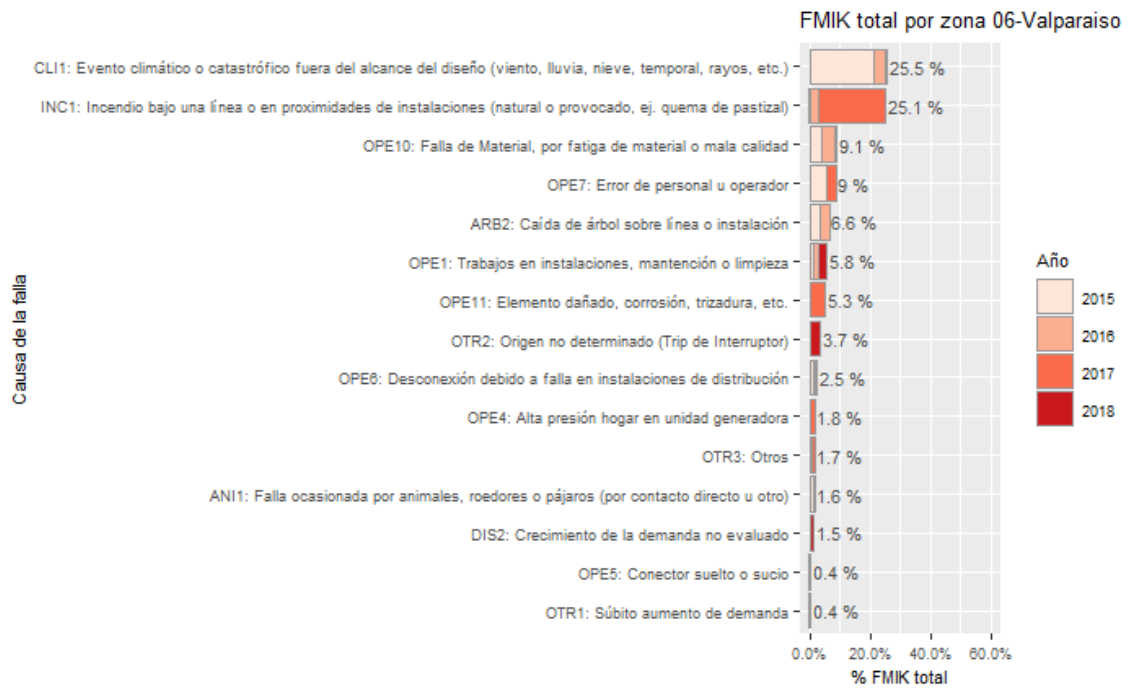


Figura 79 Porcentaje del total acumulado del FMIK según la causa de la falla presentados en la zona de Valparaíso

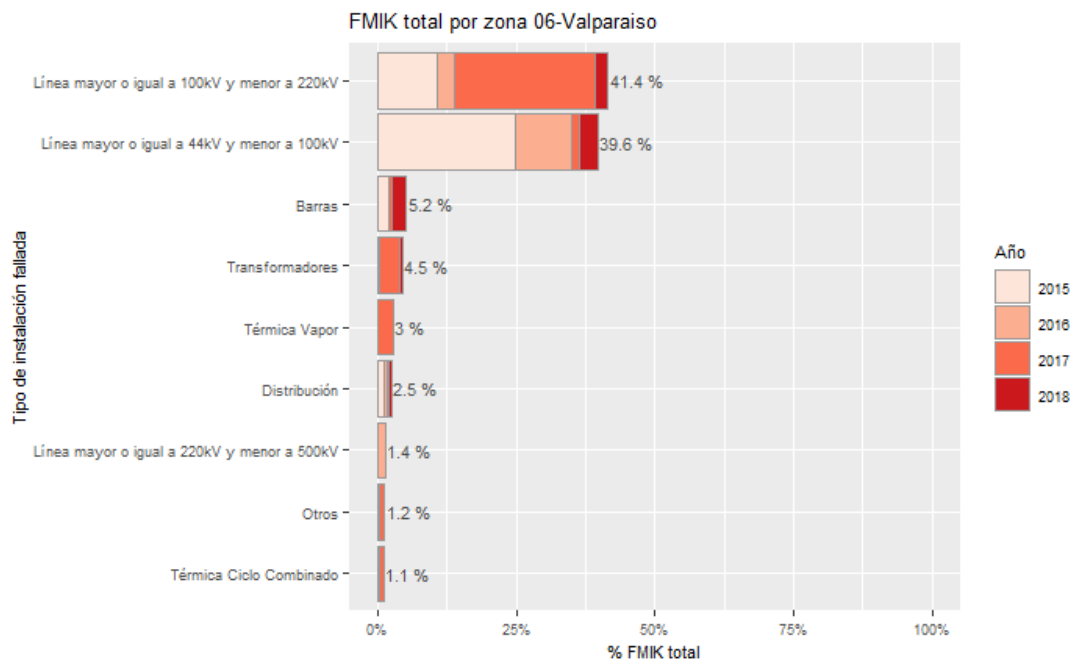


Figura 80 Porcentaje del total acumulado del FMIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Valparaíso

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.

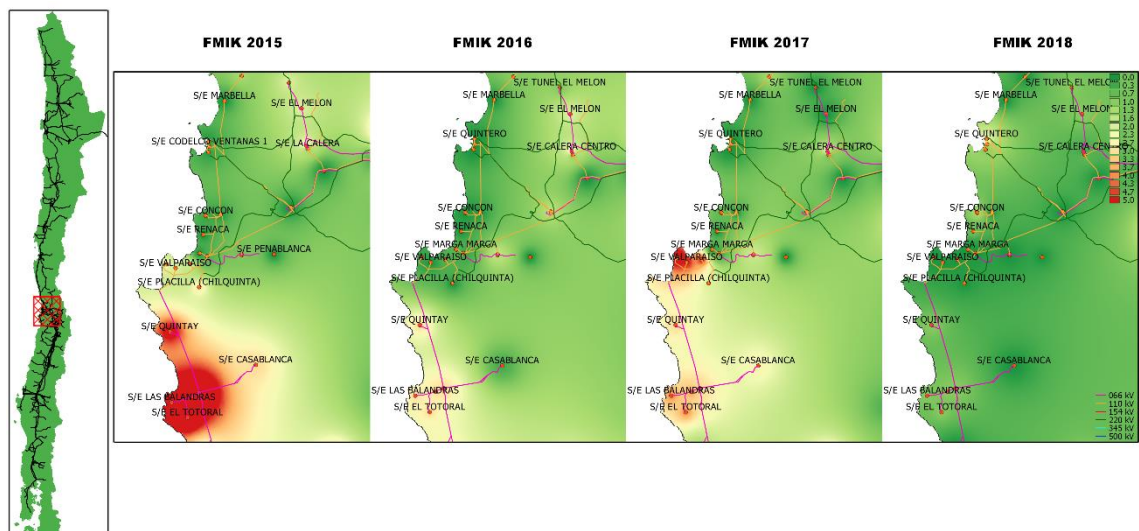


Figura 81 Índices de continuidad FMIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Valparaíso

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

Los puntos de control con mayor promedio en el FMIK entre los años 2015-2018 corresponden a los de las SSEE Casablanca, El Totoral, Las Balandras, Las Piñatas y San Jerónimo. Los mayores índices FMIK se registraron en Casablanca presentando 10.2 veces/año en 2015 y 8.3 veces/año el año 2017. En el año 2018 se aprecia una disminución en los valores máximos de la zona y en general todos los puntos no tienen más de una interrupción durante el año.

Las causas de las fallas para el año 2017 en la S/E Casa Blanca se deben esencialmente a fallas en la línea 110 kV Agua Santa - Laguna Verde, debido a incendios bajo la línea, y actuaciones de EDAC por BF debido a fallas en centrales de generación, particularmente en las centrales Nueva Ventanas, Nehuenco II y Bocamina II.

Las subestaciones El Totoral, Balandras y Piñatas registraron 4 eventos de interrupciones de suministro, todos los eventos presentados se debieron a incendios bajo las líneas Agua Santa - Laguna Verde 110 kV y San Jerónimo - Las Balandras 66 kV.

A excepción de Casablanca, todas las subestaciones anteriores no tienen redundancia de vínculo de transmisión y además se encuentran conectadas a través de Tap-off a la línea Laguna Verde - San Antonio 2x66 kV, la cual se opera generalmente en forma radial al abrir los interruptores del Tap Algarrobo.

## 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

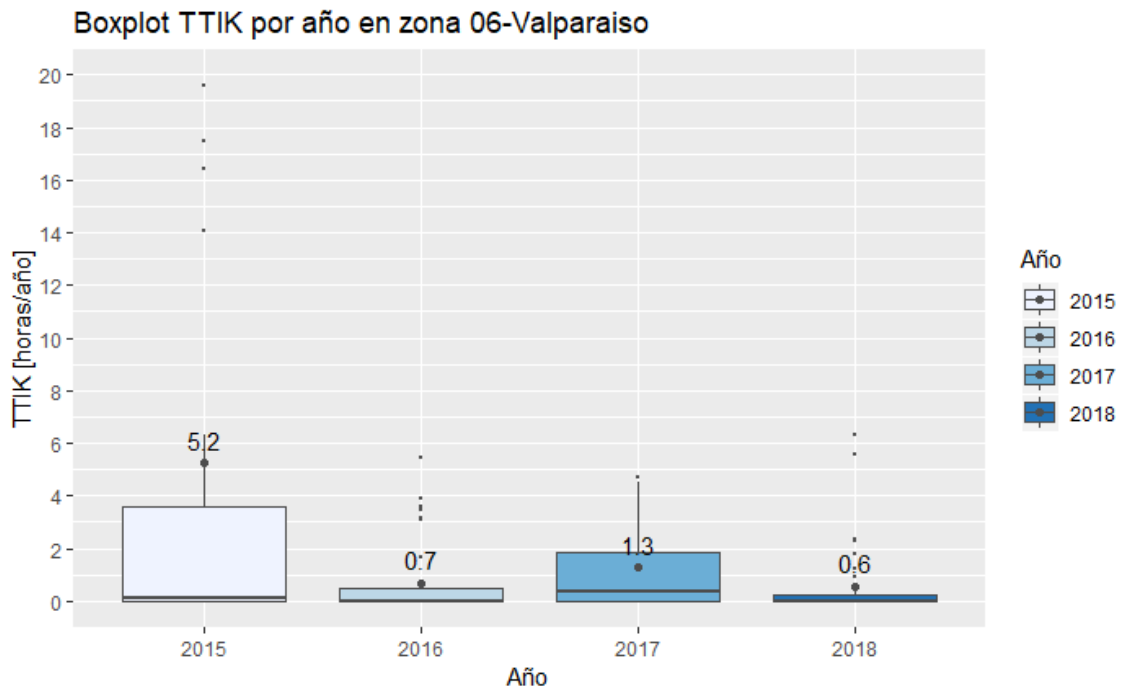


Figura 82 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad TTIK de Valparaíso

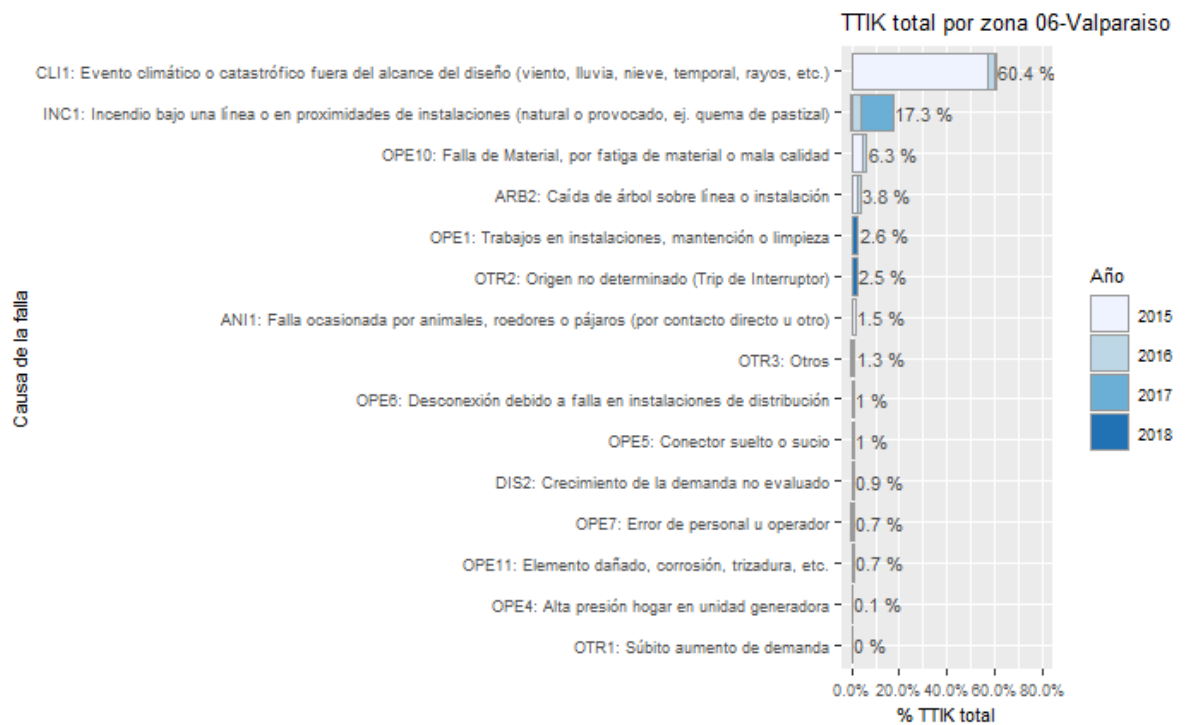
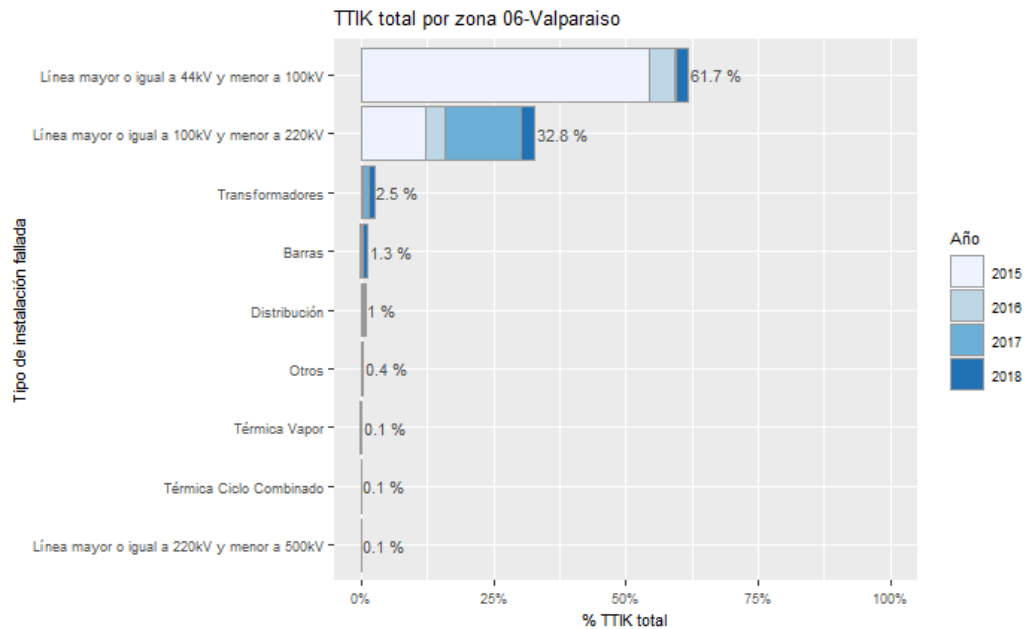


Figura 83 Porcentaje del total acumulado del TTIK según la causa de la falla presentados en la zona de Valparaíso



**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.



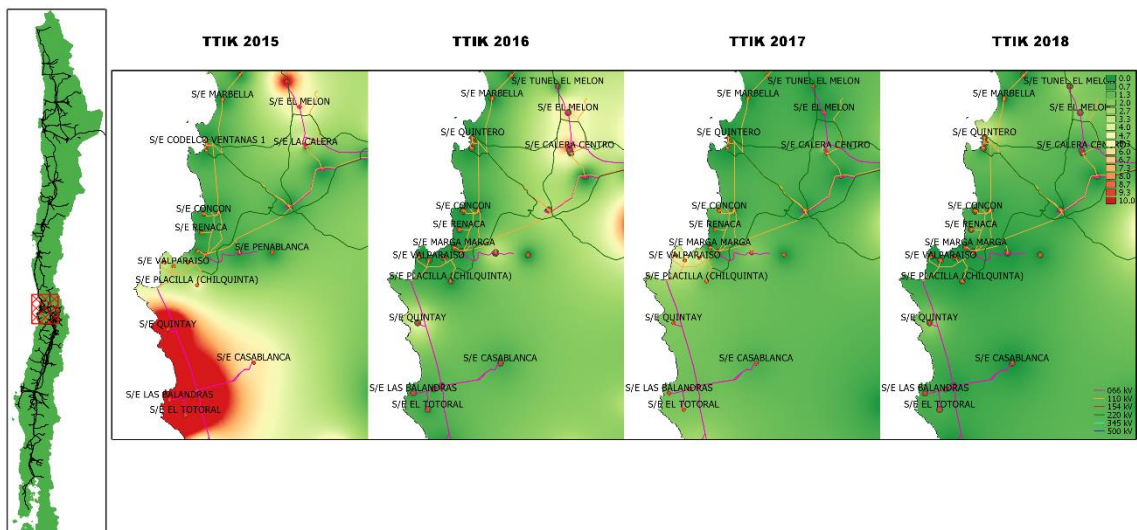


Figura 85 Índices de continuidad TTIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Valparaíso.

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
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

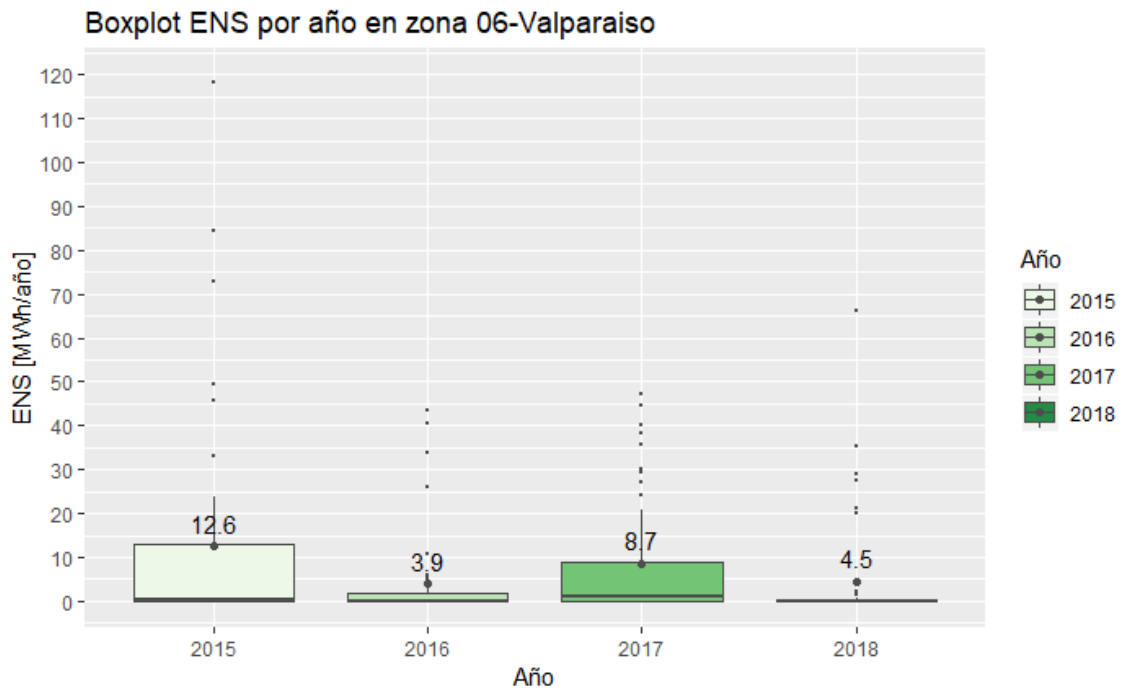
Los puntos de control con mayor promedio de TTIK en el periodo 2015-2018 corresponden a Quintay, Totoral, Las Piñatas, Las Balandras y Casablanca, en orden descendente respectivamente. El valor máximo alcanzó 32.5 horas/año en Las Piñatas en 2015 y las causas se deben a desconexiones de las líneas de transmisión San Jerónimo - Las Balandras 66 kV y Laguna Verde - Tap Algarrobo 66 kV ante la presencia de tormentas eléctricas en la zona, además de incendios bajo las líneas en el año 2017. En el año 2016 se presentan disminuciones significativas en el TTIK respecto del año 2015 para estos puntos, no obstante, para el año 2017 el promedio de TTIK para esta zona aumentó en comparación con el año 2016. Todos los puntos de control señalados anteriormente, a excepción de Casablanca, corresponden a S/E sin redundancia de vínculo de transmisión y se encuentran conectadas a través de Tap-off de la línea Tap Algarrobo - Las balandras 66 kV, exceptuando Quintay que se conecta de ambos circuitos de la línea Laguna Verde - San Antonio 66 kV. Para el año 2018 se aprecia una disminución significativa en el valor del TTIK en la zona a excepción de S/E Quintero que presenta 6.32 horas/año a causa de fallas

ocurridas debido a pérdida de aislación ante lavados de equipos de la subestación y fallas por mal diseño de equipos de control que originan fallas ante el ingreso de agua a estos.

**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

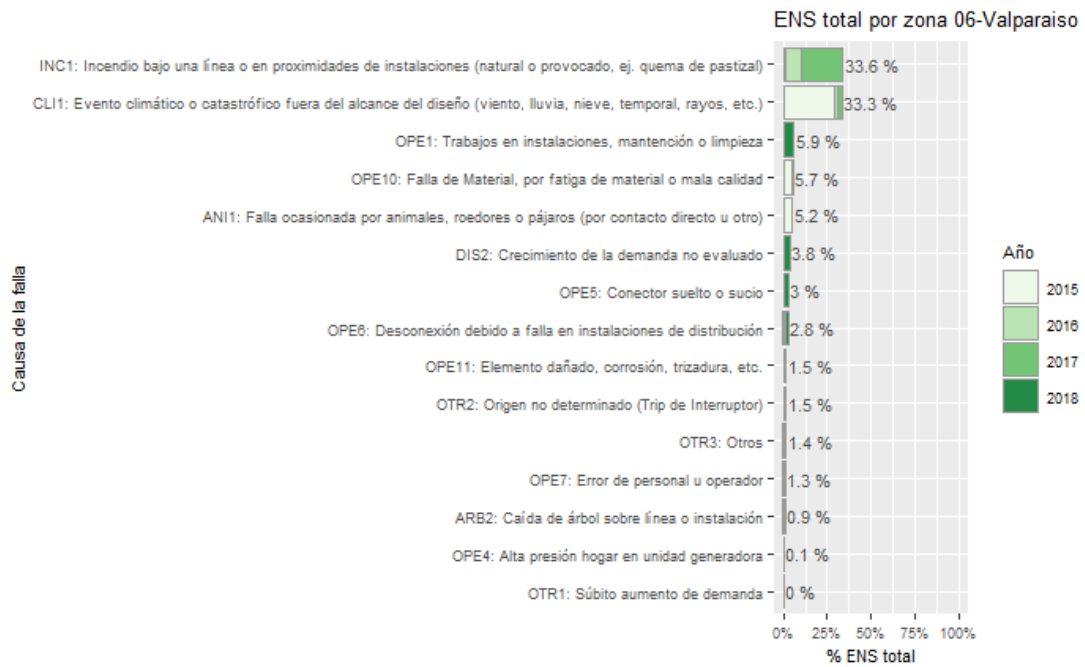


Figura 87 Porcentaje del total acumulado de la ENS según la causa de la falla presentados en la zona de Valparaíso

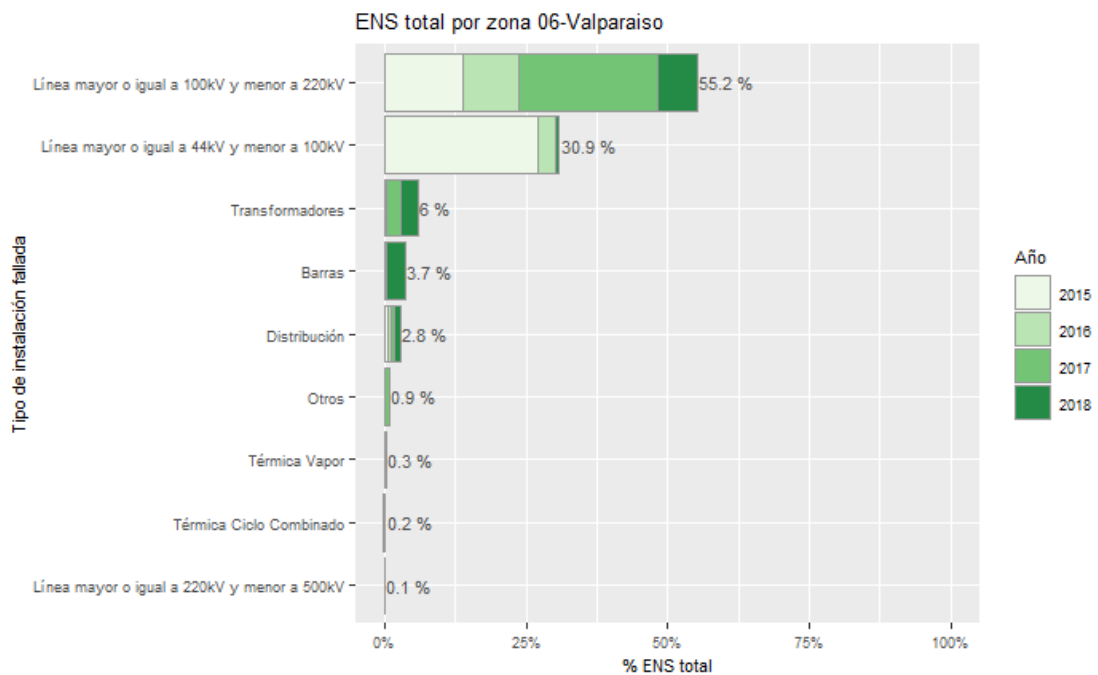


Figura 88 Porcentaje del total acumulado de la ENS según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Valparaíso

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.

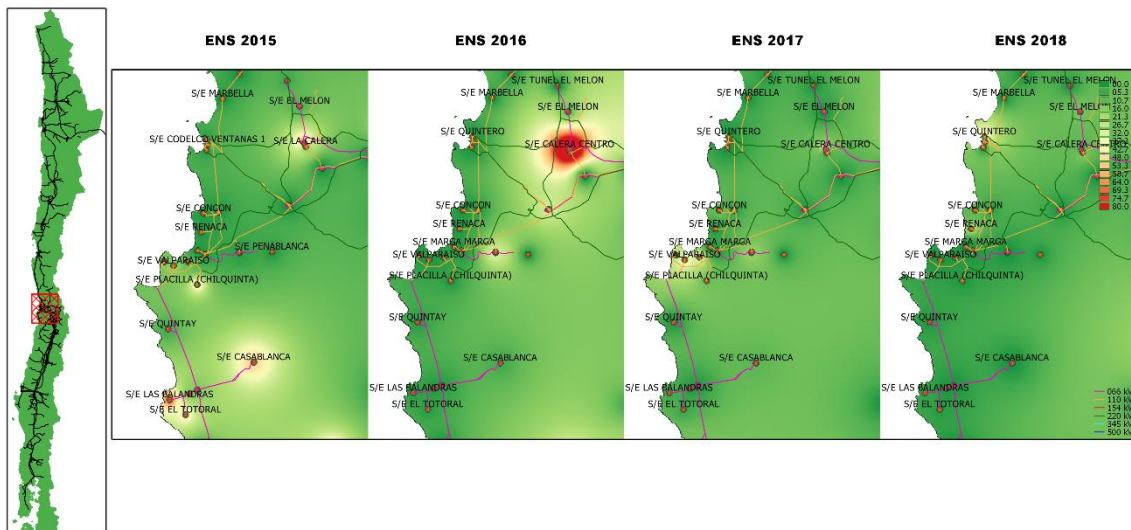


Figura 89 Energía no suministrada entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Valparaíso.

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

Los puntos de control con mayor promedio acumulado en la ENS en el periodo 2015-2018 se encuentran en las SSEE Casablanca, Las Balandras, Quilpué y Valparaíso, todos pertenecientes a la empresa Chilquinta, a excepción de Las Balandras y Casa Blanca que pertenecen a Litoral y Emelca respectivamente.

En el año 2015 Casablanca presentó fallas que produjeron 118.3 MWh de ENS a causa de eventos de falla en la línea en transmisión San Antonio - Tap Algarrobo 66 kV originadas por tormentas eléctricas presentes en la zona, y ante falla originada por corte de puente en la estructura N°75 de dicha línea. En 2017 Casablanca registró 38.4 MWh de ENS causados por fallas en la línea Agua Santa - Laguna Verde 110 kV a causa de incendio bajo la línea, falla en alimentador de media tensión de la subestación y actuación de EDAC por falla en la central Colbún. En 2016 Quilpué registró la mayor ENS, en total 43.4 MWh, a causa de la desconexión forzada de la línea Miraflores - San Pedro 110 kV provocada por incendio bajo dicha línea. En 2017 el punto de control con mayor ENS fue Valparaíso con 44.7 MWh producto de fallas en la línea Agua Santa - Laguna Verde 110 kV a causa de incendios forestales en la zona y ante la desconexión del transformador de S/E San Antonio producto de maniobra operacional durante normalización de la topología post incendio forestal. En el 2018 se aprecia una brusca disminución en la ENS de la zona alcanzando un valor medio de 4.5 MWh, se destaca que la S/E Quintero registra el mayor valor de ENS durante este año alcanzando los 66.28 MWh año a causa de fallas ocurridas debido a pérdida de aislación ante lavados de equipos de la subestación y fallas por mal diseño de equipos de control que originan fallas ante el ingreso de agua a estos.

### 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

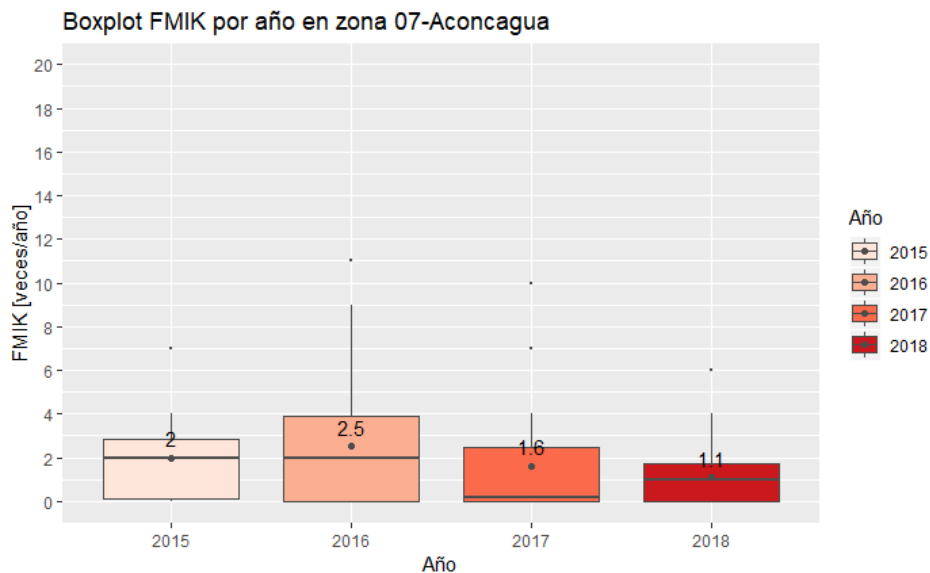


Figura 90 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad FMIK de Aconcagua

FMIK total por zona 07-Aconcagua

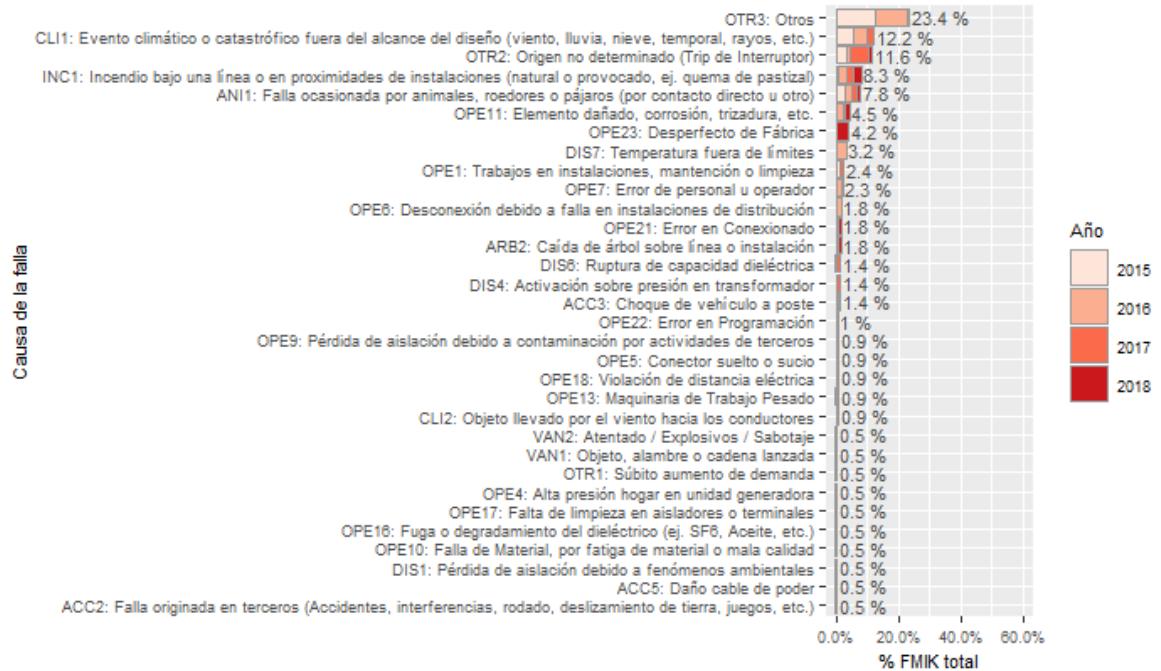


Figura 91 Porcentaje del total acumulado del FMIK según la causa de la falla presentados en la zona de Aconcagua

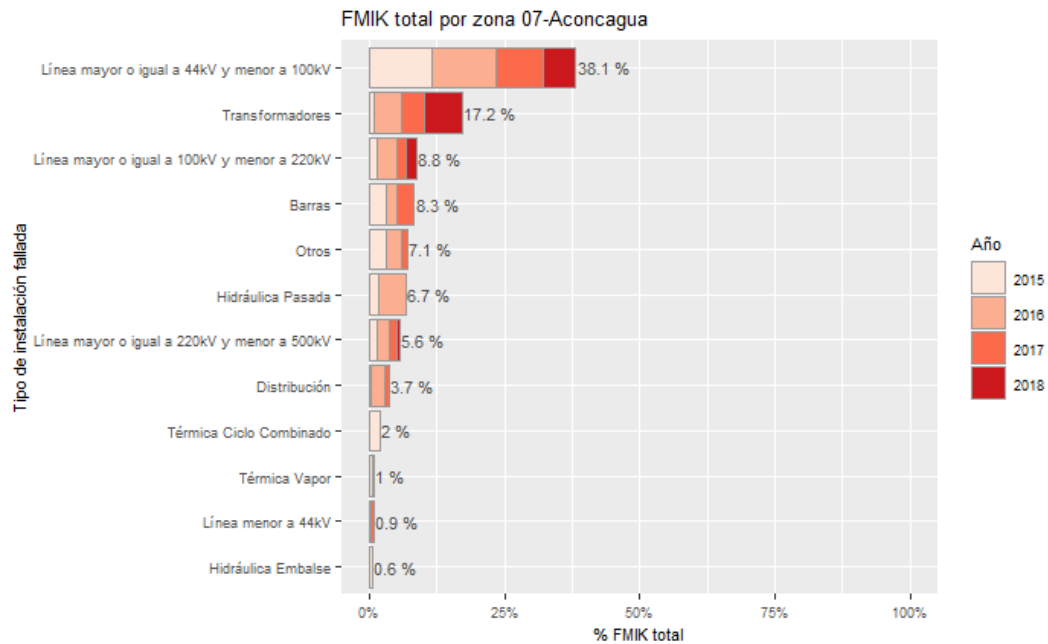


Figura 92 Porcentaje del total acumulado del FMIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Aconcagua

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.

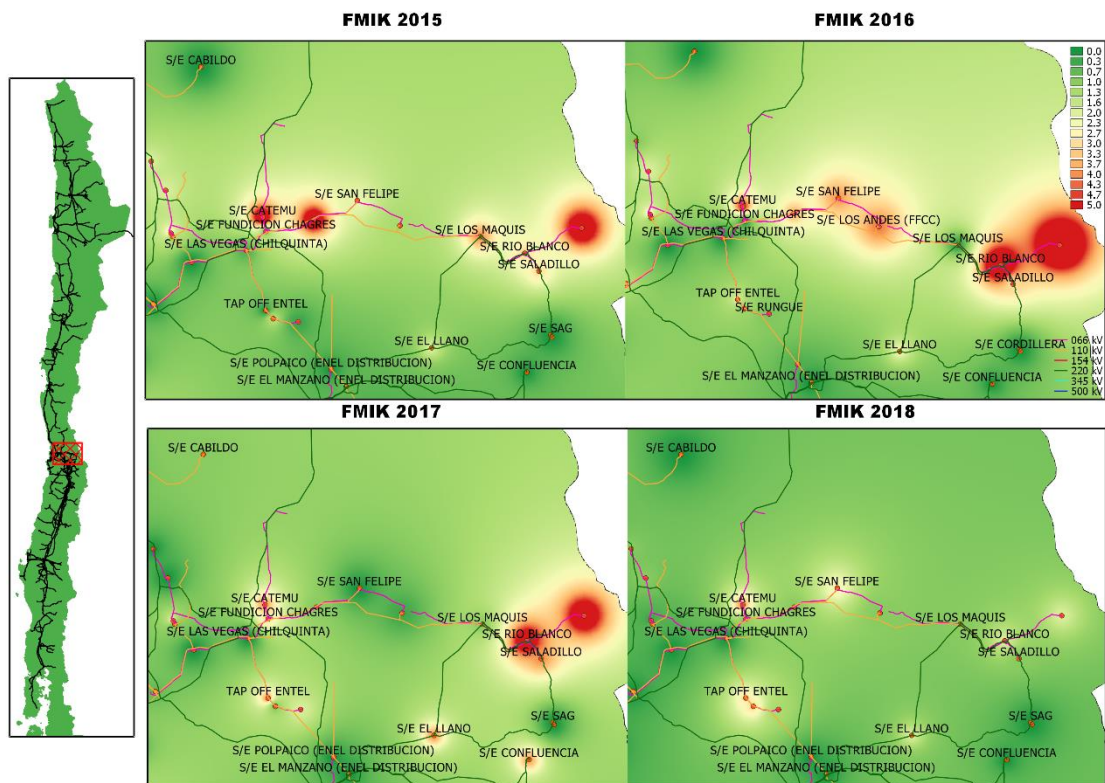


Figura 93 Índices de continuidad FMIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Aconcagua



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

Los puntos con mayor promedio de FMIK en esta zona para el periodo 2015 - 2018 corresponden a los ubicados en las SSEE Juncal Portillo, Los Angeles, Rio Blanco, Catemu y Panquehue, todos pertenecientes a Chilquinta, a excepción de Los Ángeles, perteneciente a Minera Cerro Negro. El máximo valor de FMIK se registró en Juncal llegando a 11 veces/año en 2016 y 7 veces/año en 2015 y 2017. En el 2018 se aprecia en general una disminución en los valores máximos del FMIK, particularmente Los Ángeles registra el mayor valor alcanzando las 6 veces/año.

En el año 2015 las S/E Juncal y Panquehue registraron un valor de FMIK de 7 veces/año cuyas principales causas se atribuyen a fallas de la línea de 44 kV Las Vegas - Juncal Portillo, producto de eventos climáticos adversos presentes en la zona. Los mismos valores de FMIK se registraron en la S/E Catemu en 2015 debido a fallas en la línea 44 kV Chagres - Los Ángeles a causa de la presencia de cortocircuitos en la línea sin redundancia de vínculo ocasionados por aves, y ante eventos de incendios y condiciones climáticas adversas presentes en la zona.

En el año 2016 Juncal Portillo registra el mayor FMIK, en total 11 veces/año, ocasionado por fallas en la línea 44 kV Las Vegas - FFCC Andes a causa de eventos climáticos presentes en la zona y fallas ocasionadas por la intervención de aves en dicha línea. En el año 2017 la S/E Los Ángeles de minera Cerro Negro presentó el mayor valor de FMIK con 10 veces/año, a causa de fallas en la línea de alimentación sin redundancia de vínculo por fallas atribuidas a incendios, corte de conductor, eventos climáticos y choque con estructuras. En el 2018 la S/E Los Angeles de Minera Cerro Negro registra el mayor valor de FMIK a causa de fallas en la línea de transmisión Catemu – Los Angeles 44 kV

#### **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

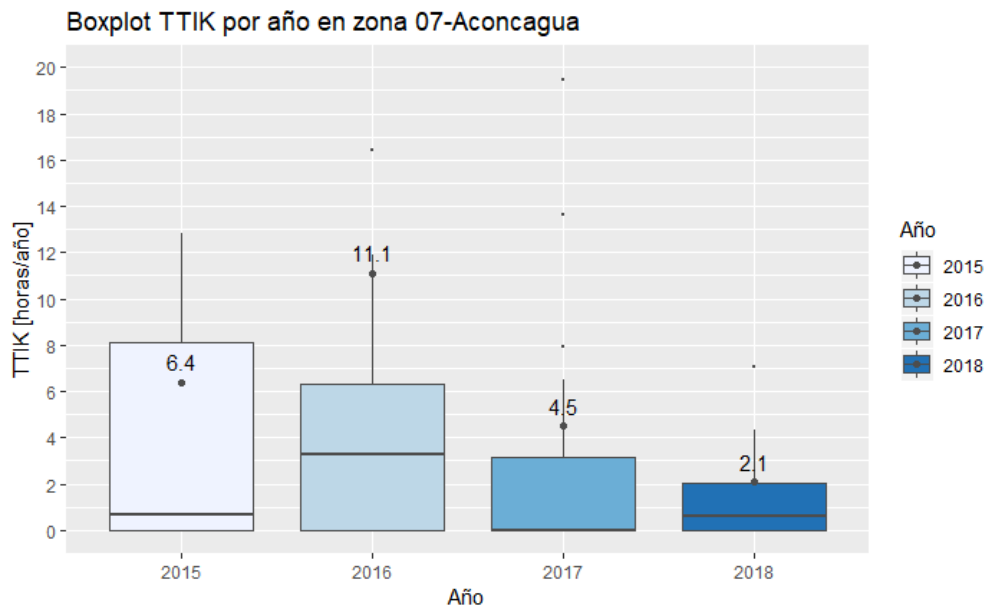


Figura 94 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad TTIK de Aconcagua

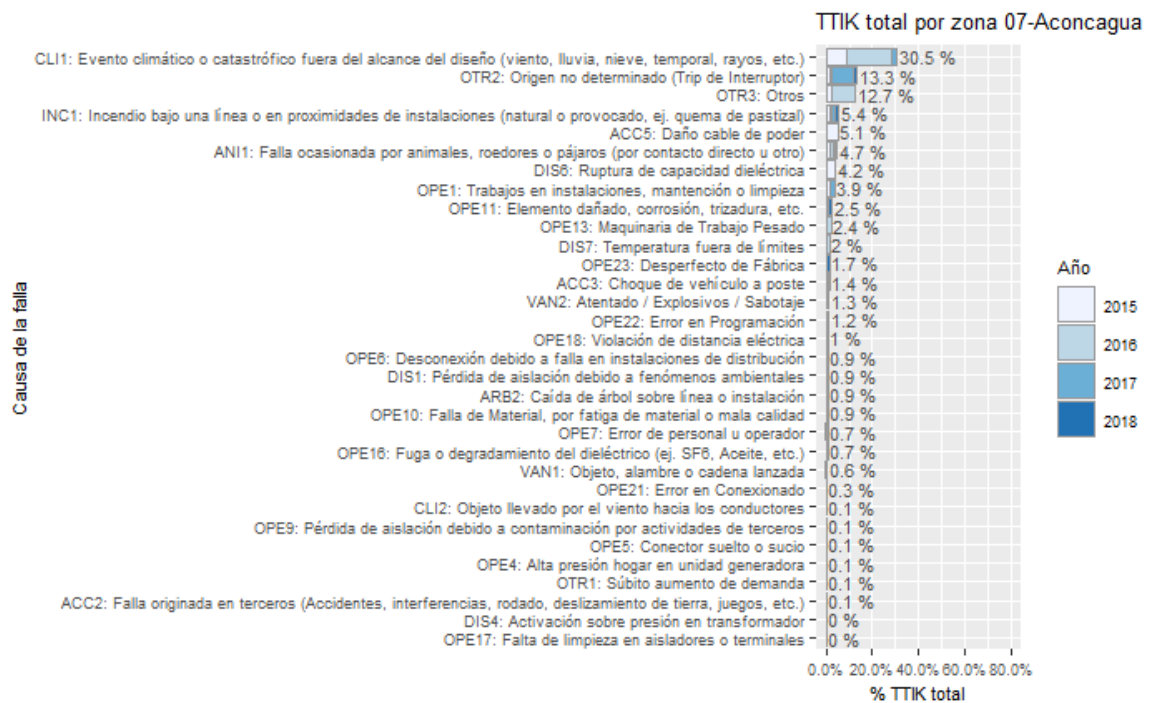
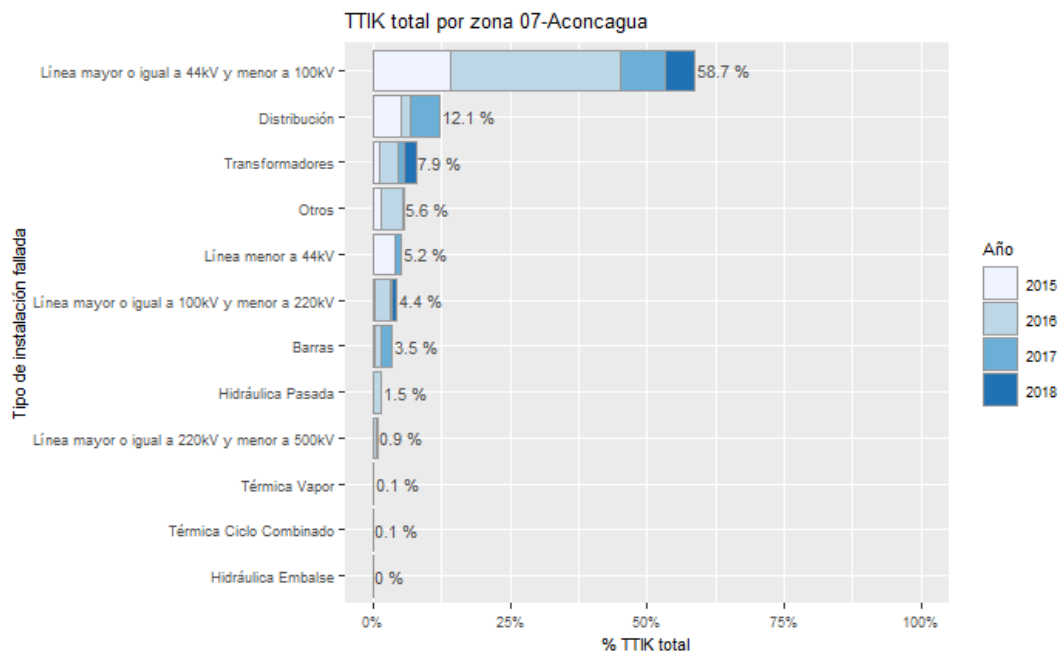


Figura 95 Porcentaje del total acumulado del TTIK según la causa de la falla presentados en la zona de Aconcagua



**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.

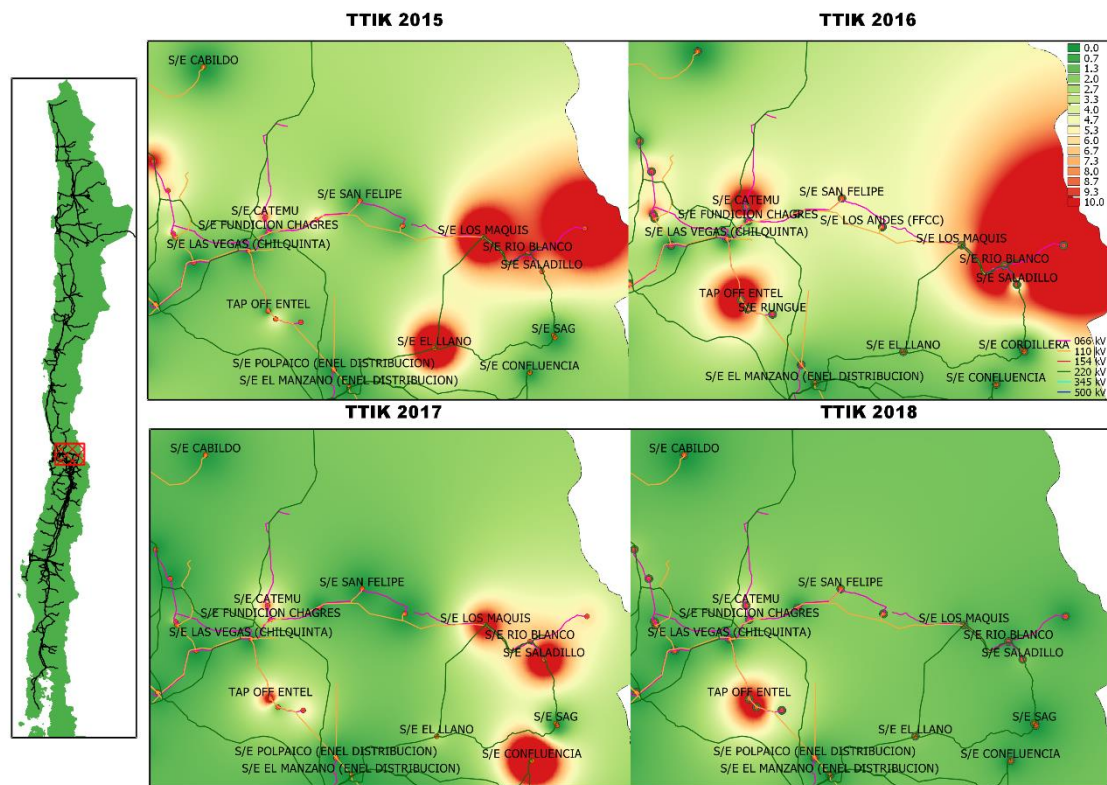


Figura 97 Índices de continuidad TTIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Aconcagua

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

Los puntos de control con mayor promedio TTIK en el periodo 2015-2018 son Juncal Portillo, Los Ángeles, Rio Blanco, Los Maquis y Catemu. De las subestaciones anteriores se debe destacar que

Catemu, Los Ángeles, Rio Blanco corresponden a conexiones en Tap-off y la S/E Juncal Portillo se alimenta radialmente de una línea de doble circuito 44 kV desde la S/E Rio Blanco.

En el año 2015 el punto de control más afectado con 43,7 horas/año, corresponde a Juncal Portillo, debido a fallas en la línea Los Andes - Hermanos Clark cuyas causas se deben a eventos climáticos e incendios de pastizales y arbustos bajo la línea.

Al igual que en el año 2015, en el 2016 el punto de control que registró el mayor valor de TTIK fue Juncal Portillo, en total 136,3 horas/año, debido a la desconexión forzada de la línea 44 kV Las Vegas - FFCC Andes N°1 originada por la operación en respaldo de su protección de sobrecorriente 51 del extremo Las Vegas ante descarga eléctrica entre fases ocurrida en la línea 44 kV FFCC Andes - Hermanos Clark N°1, la que no es despejada por sus protecciones al encontrarse su relé fallado al momento de la ocurrencia de la falla.

En el año 2017, los Ángeles de minera Cerro Negro fue el punto de control más afectado con 71,1 horas/año, debido a fallas de la línea 66 kV Catemu - Los Ángeles, de alimentación radial, ante corte de conductor por tala de árboles no autorizadas, incendios bajo la línea y condiciones climáticas adversas presentes en la zona (intensas nevazones).

### 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

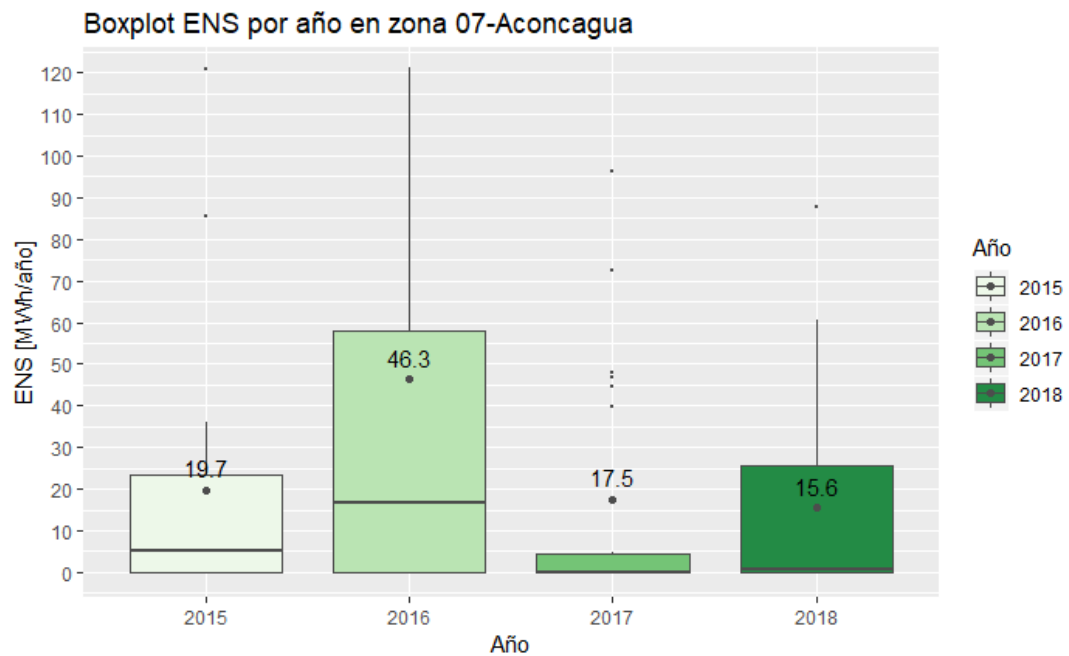


Figura 98 Gráfico BoxPlot de la ENS por año en Aconcagua

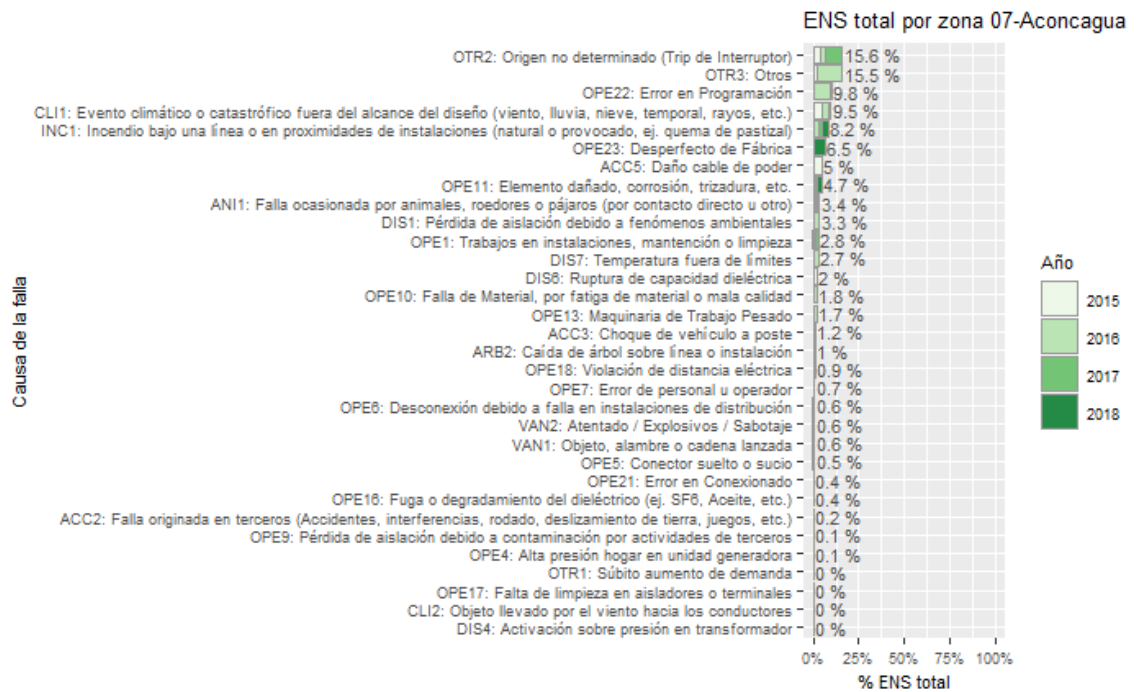
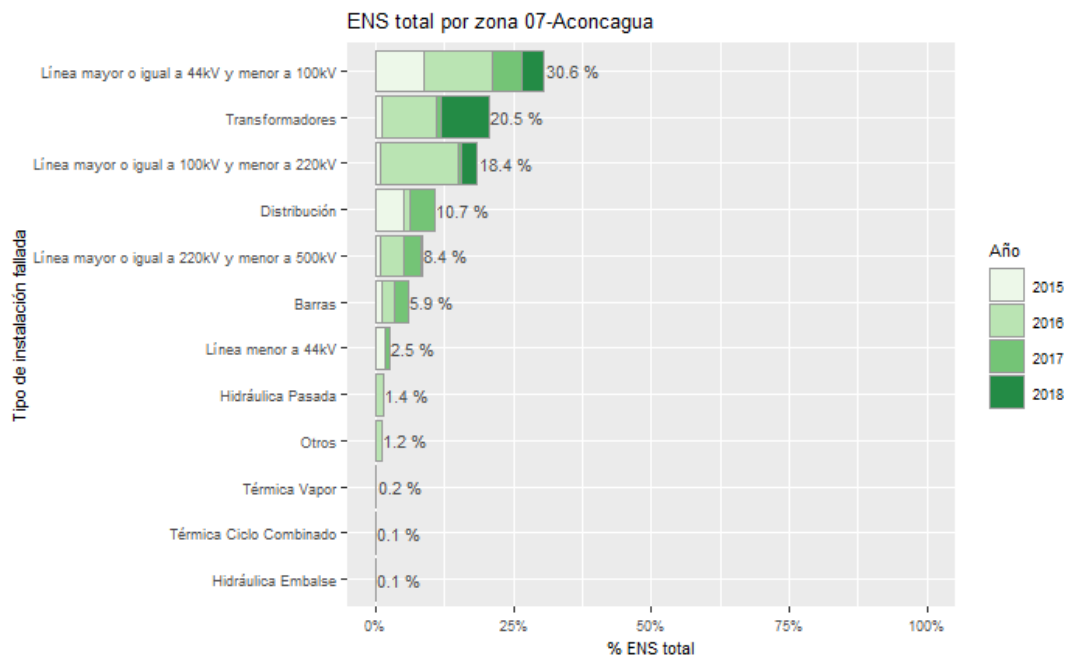


Figura 99 Porcentaje del total acumulado de la ENS según la causa de la falla presentados en la zona de Aconcagua



**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.

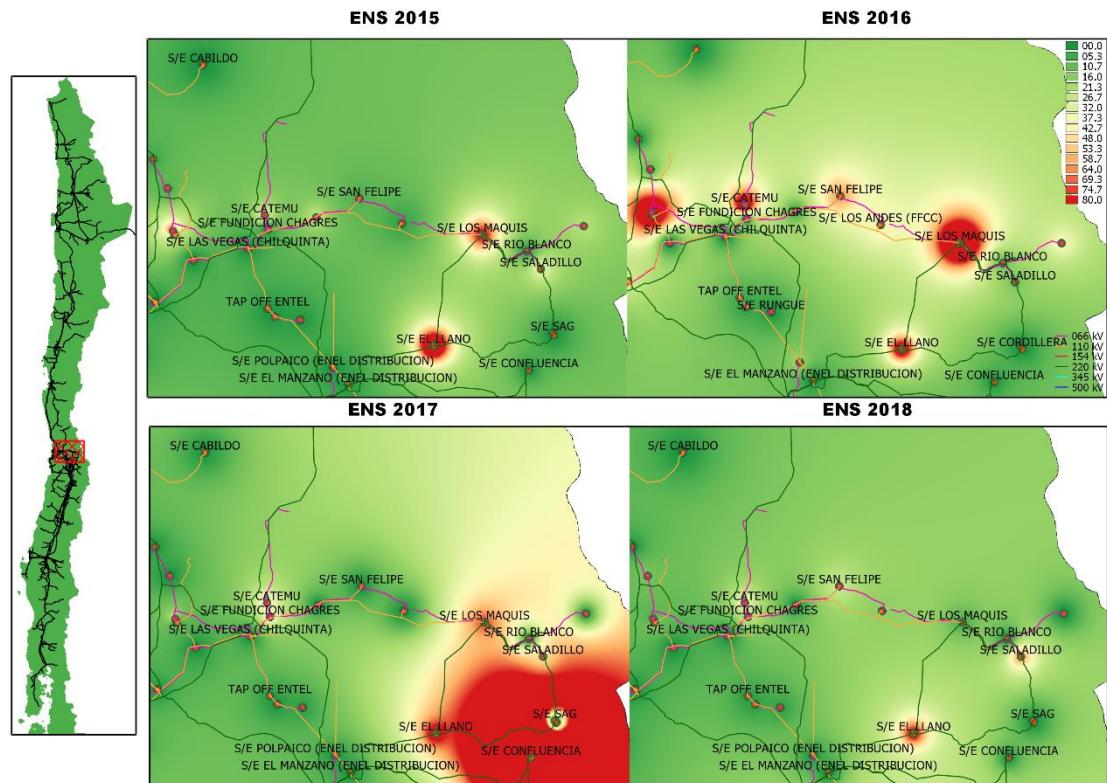


Figura 101 Energía no suministrada entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Aconcagua.

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

En el periodo 2015-2018 los puntos de control con mayor promedio de energía no suministrada corresponden a Tap El Llano, Calera Centro, Los Ángeles, Los Maquis y La Calera.



En el año 2015, el punto de control con mayor ENS registrada fue Tap El Llano con 151,4 MWh de ENS a causa de corte del cable de alimentación 33 kV de pala eléctrica mina rajo, lo cual origina falla de tipo residual y desconexión del transformador 33/7.2 kV de S/E SEM 3 por operación de protecciones en el paño E1 de dicha S/E.

En 2016 Calera y Calera Centro presentan los mayores valores de ENS alcanzando 224,9 MWh y 221 MWh respectivamente. Las principales causas fueron fallas en la línea 110 kV La Calera - El Cobre y en la línea 66 kV Esperanza - Calera Centro. En el mismo año, Los Maquis de Codelco Andina registró un valor de ENS de 197 MWh a causa de la falla en S/E Don Luis durante maniobras de energización de la subestación posterior a evento climático que se presentó en la zona.

En el año 2017, Los Ángeles de Minera Cerro Negro registró el mayor valor de ENS con 164,2 MWh, cuyas causas se deben al evento de corte de conductor en alimentador de 12 kV de Minera Cerro Negro que ocasiona la desconexión de la línea 66 kV Catemu - Los Ángeles, la cual no posee redundancia de vínculo de transmisión.

### 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

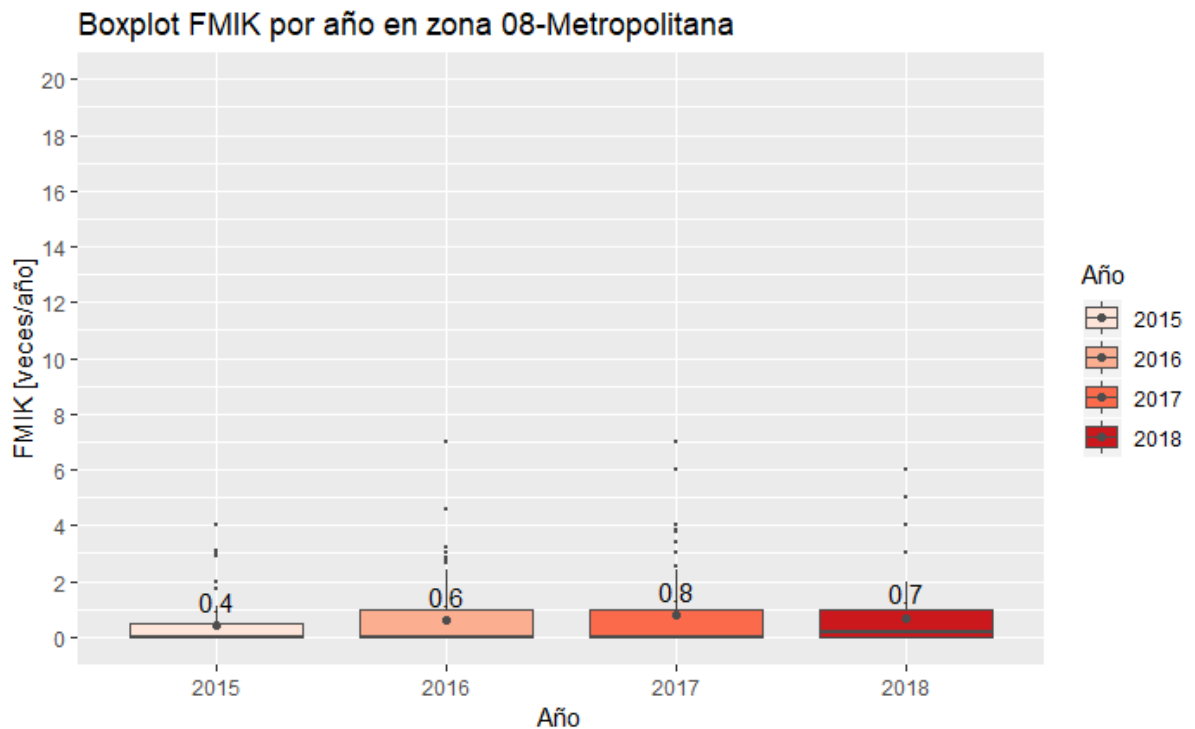
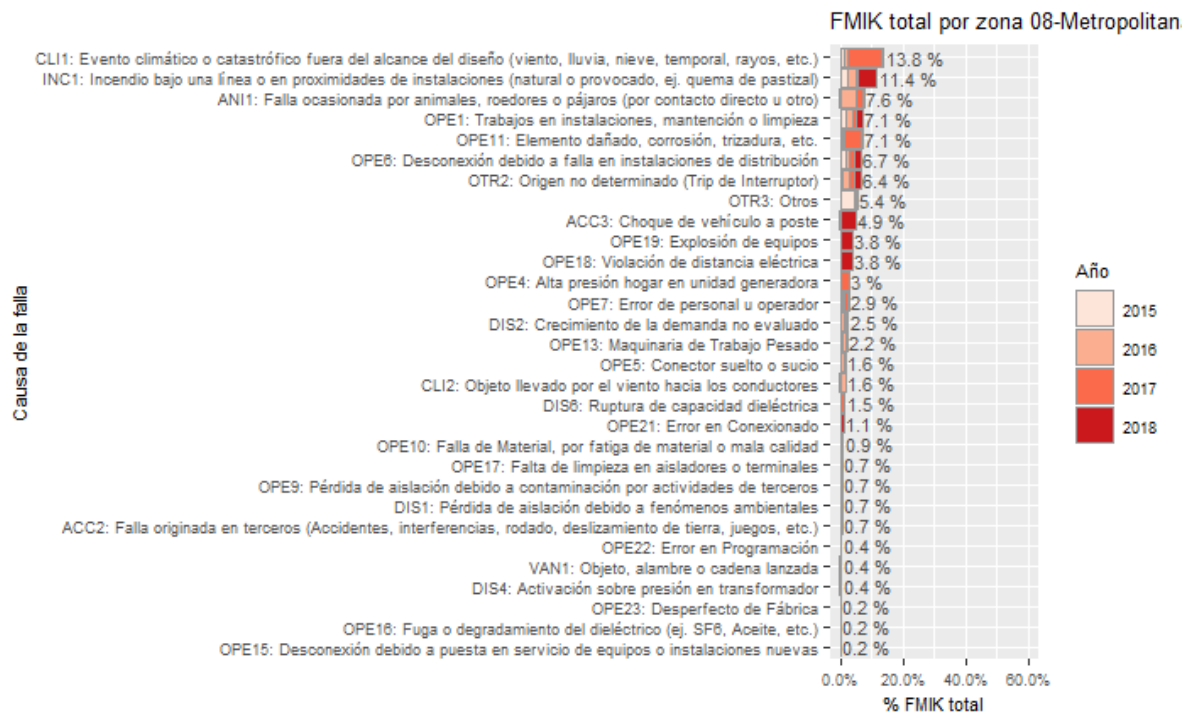
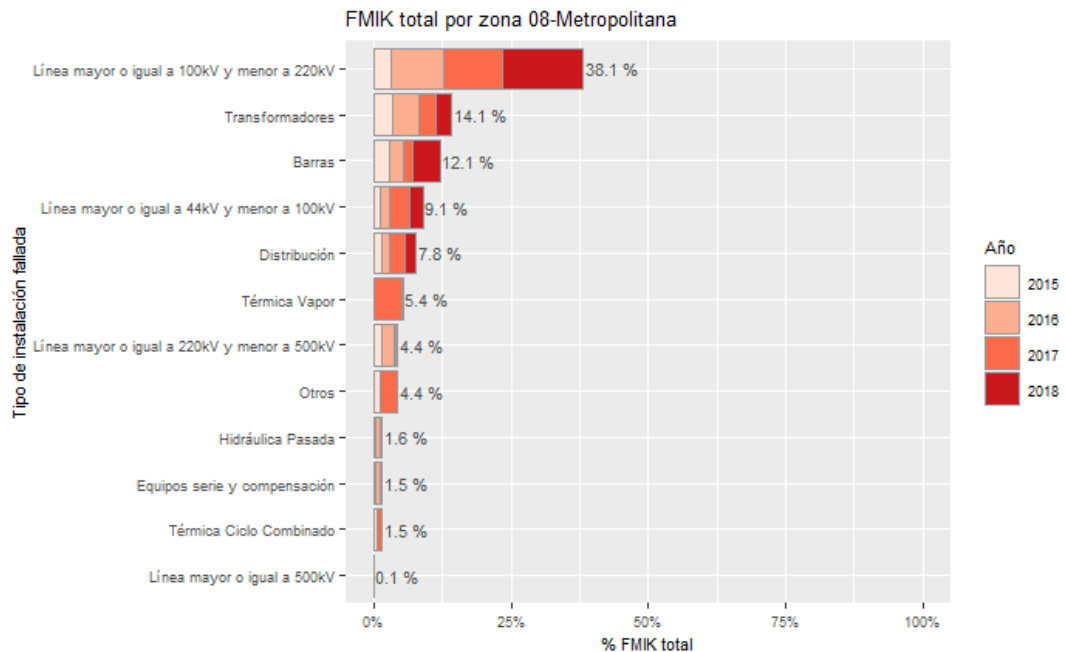


Figura 102 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad FMIK de Metropolitana



**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.

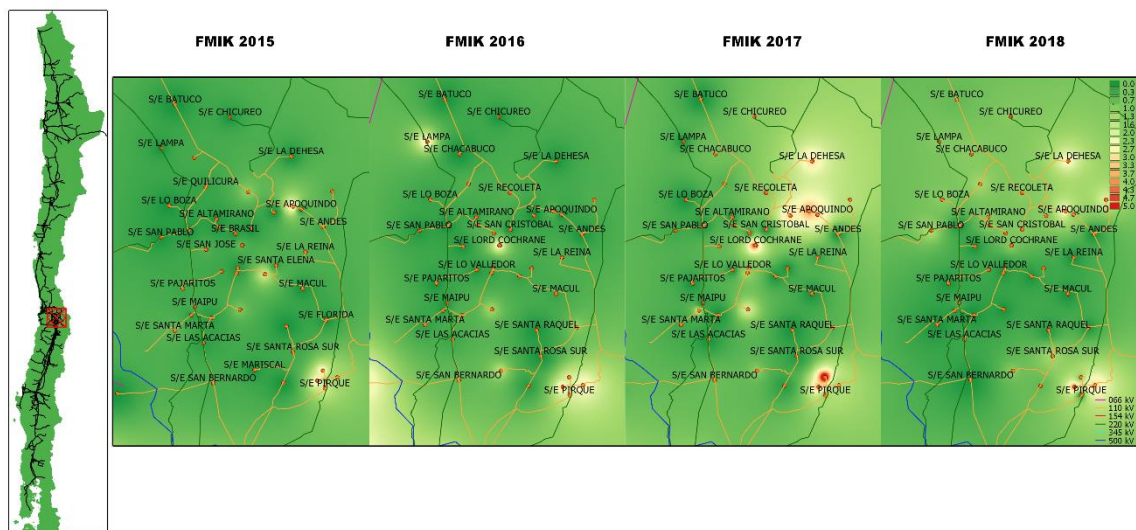


Figura 105 Índices de continuidad FMIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Metropolitana

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

Tabla 53 Puntos de control con mayores índices FMIK 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

BARRA	EMPRESA	2015	2016	2017	2018	MEDIA
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

Los puntos de control con mayor promedio de FMIK acumulado en el periodo 2015-2018 corresponden a los de las SSEE Queltehue, Costanera, Puente Alto, Alonso de Córdova y Rungue. En particular, las SSEE Puente Alto y Costanera no tienen redundancia de vínculo de transmisión, de las restantes, Rungue se conecta por medio de Tap-off y Alonso de Córdova posee redundancia de vínculo a través de una línea con 2 circuitos.

En 2015, la S/E Costanera registró el mayor valor de FMIK con 3,1 veces/año a causa de actuaciones de EDAC-CE por fallas en instalaciones de terceros, y fallas en la línea de transmisión 110 kV Puente Alto – Costanera por incendio de pastizales bajo la línea.

En el año 2016, Queltehue fue el punto de control con el mayor valor de FMIK llegando a 7 veces/año, principalmente a causa de desconexiones forzadas en los Equipos de Transformación.

En el año 2017, Rungue alcanzó un FMIK 6 veces/año cuyas causas se deben a fallas de la línea 44 kV Las Vegas - Rungue ante la presencia de fenómenos climáticos adversos en la zona (principalmente caídas de nieve) y ante cortocircuitos por acortamiento de distancia eléctrica ante la presencia de aves y maquinaria pesada.

En 2018, el punto de control de S/E Alonso de Córdova registra un FMIK máximo de 5 veces/año principalmente debido a desconexiones forzadas del transformador ubicado en la misma S/E.

## 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

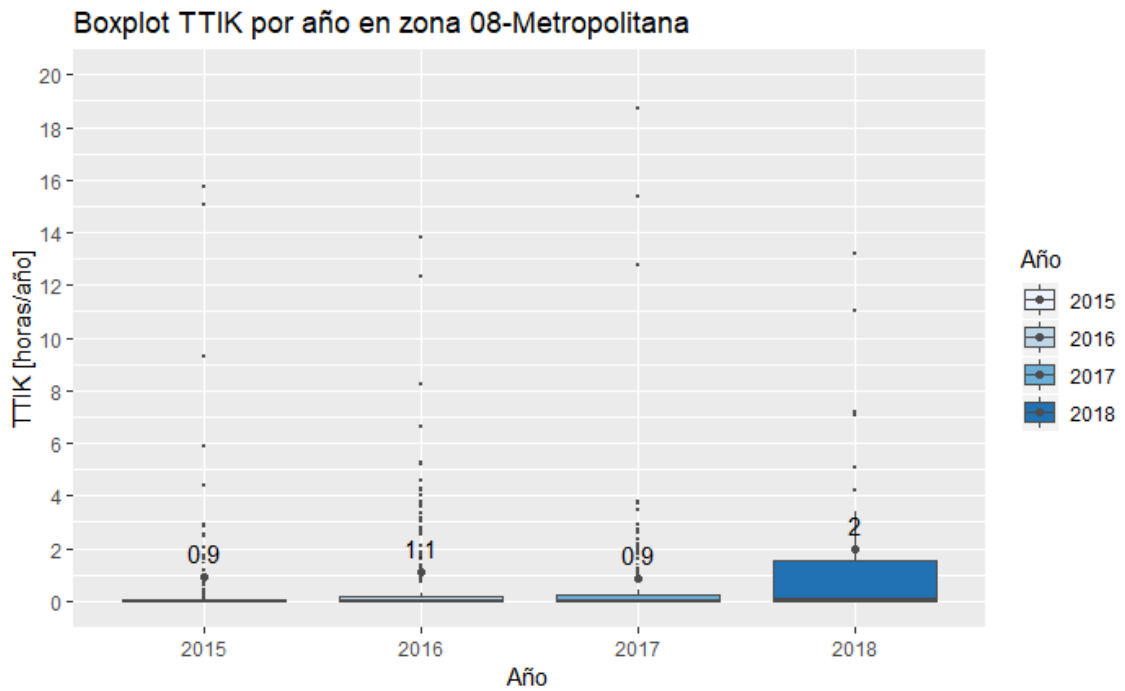


Figura 106 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad TTIK de Metropolitana

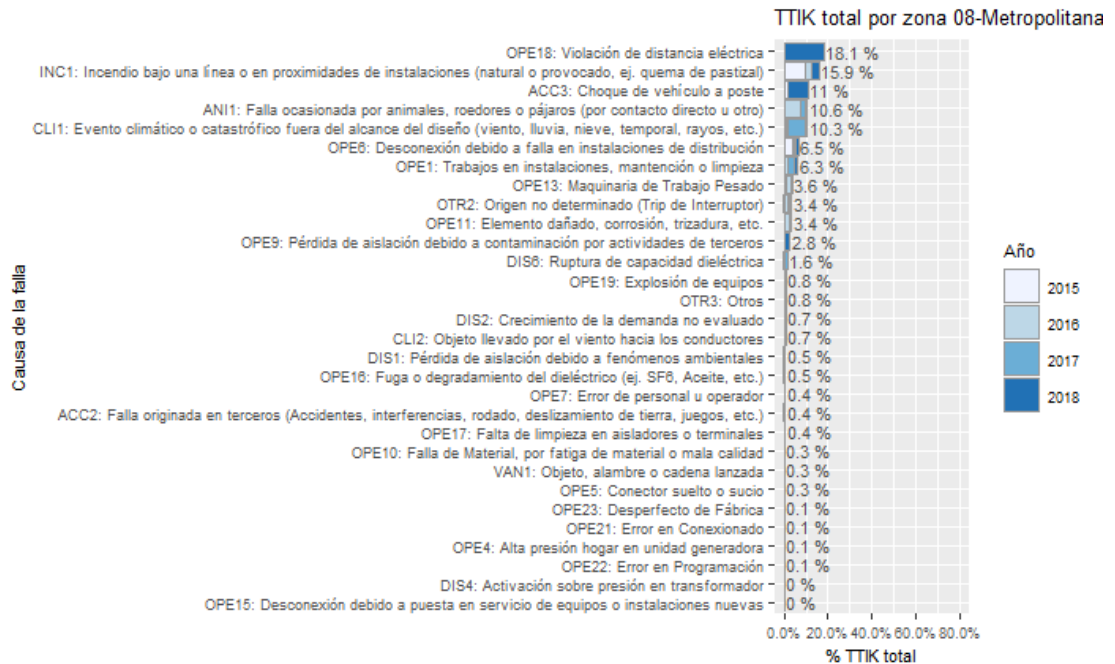
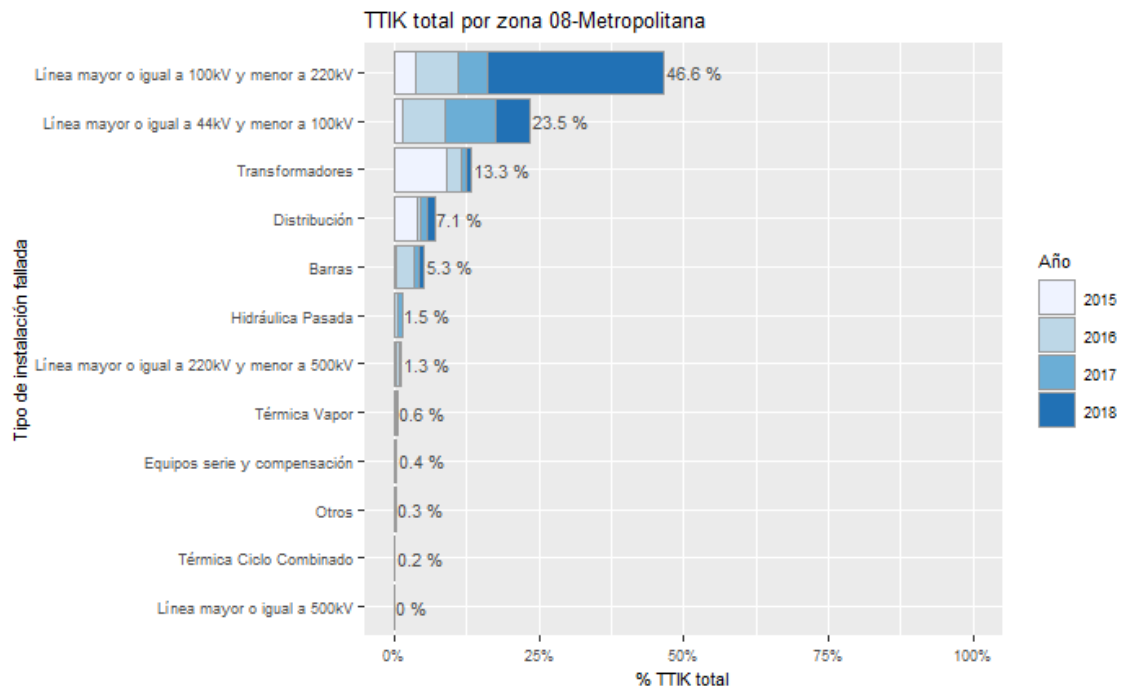


Figura 107 Porcentaje del total acumulado del TTIK según la causa de la falla presentados en la zona de Metropolitana



**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.

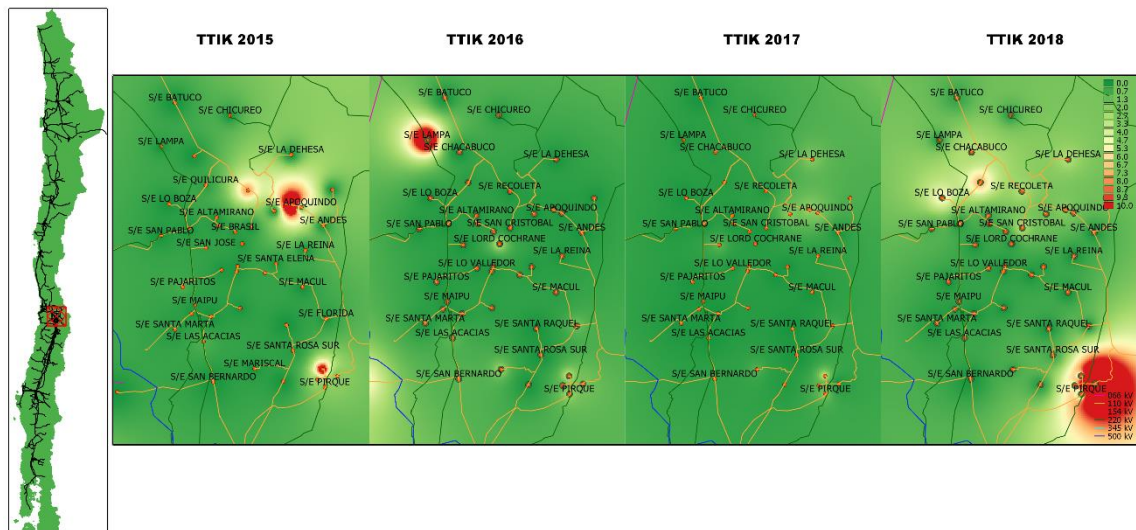


Figura 109 Índices de continuidad TTIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona Metropolitana

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

Los puntos de control con mayor promedio de TTIK en el periodo 2015-2018 se registraron en las SSEE Puente Alto, Tap Entel, Caleu, Alonso de Córdoba y Polpaico. Cabe destacar que de las SSEE anteriores Caleu y Tap Entel están conectadas a través de Tap-off de los circuitos 44 kV de la línea Las Vegas – Rungue.

En el año 2015 el punto de control con mayor valor de TTIK corresponde a Alonso de Córdoba con 45,5 horas/año. La principal causa que explica este alto valor es la desconexión forzada del transformador N°1 110/12 kV de S/E Alonso de Córdoba por operación de protecciones ante falla provocada por incendio en la subestación.



Por otra parte, en el año 2016 Tap Entel registró el mayor valor de TTIK con 41,1 horas/año, la causa principal corresponde a una falla de la línea Las Vegas - Rungue 2x44 kV originada por contacto de un ave con la estructura N°68 de la línea.

En el 2017 el punto de control que registró el mayor valor de TTIK en esta zona corresponde a Polpaico con 46,6 horas/año. Las causas principales se deben a la desconexión forzada de la línea 3x66 kV San Francisco - Los Bronces fue causada por tormenta eléctrica con la consecuente detención de los procesos productivos abastecidos desde S/E Los Bronces.

En 2018, Puente Alto registra un TTIK máximo de 148,2 horas/ año debido a la desconexión de la línea 110 kV Vizcachas- Puente Alto por operación automática de sus protecciones tras cortocircuito entre fases producto de fuerte viento en la zona y a la proximidad de dos fases entre las estructuras N°8 y N°9.

### 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

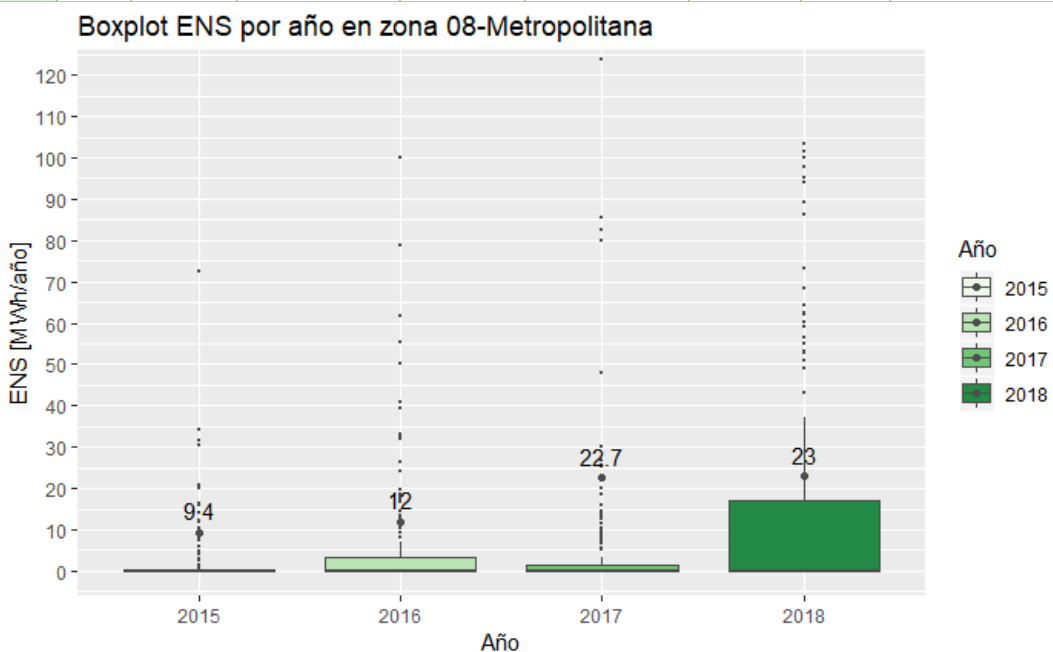


Figura 110 Gráfico BoxPlot de la ENS por año en la zona Metropolitana

ENS total por zona 08-Metropolitana

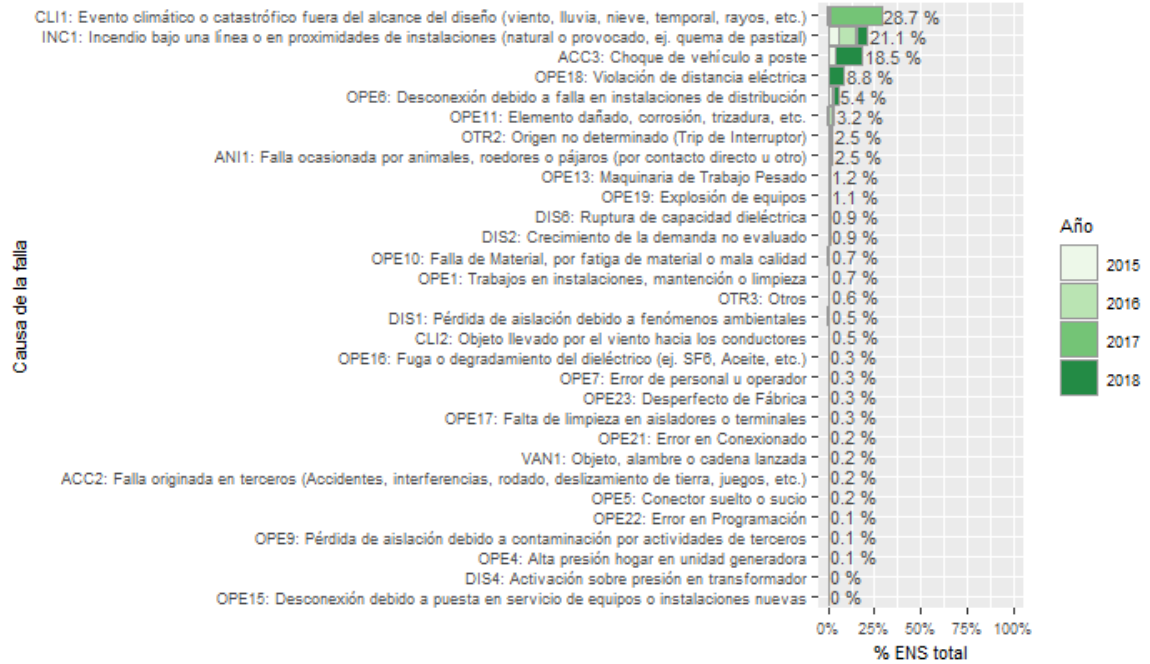


Figura 111 Porcentaje del total acumulado de la ENS según la causa de la falla presentados en la zona Metropolitana

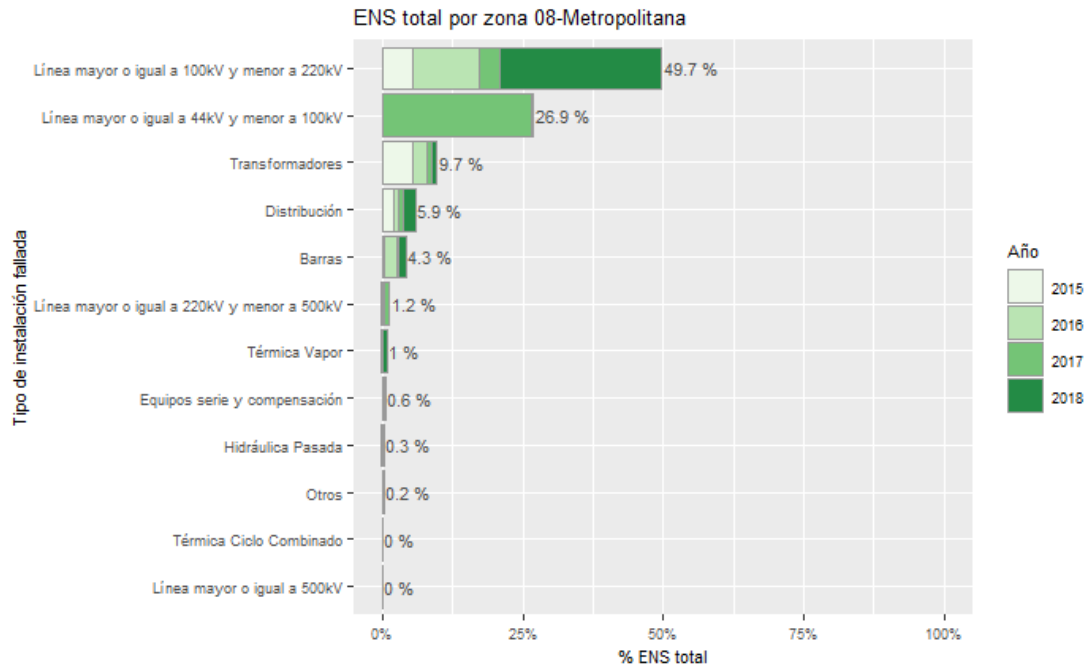


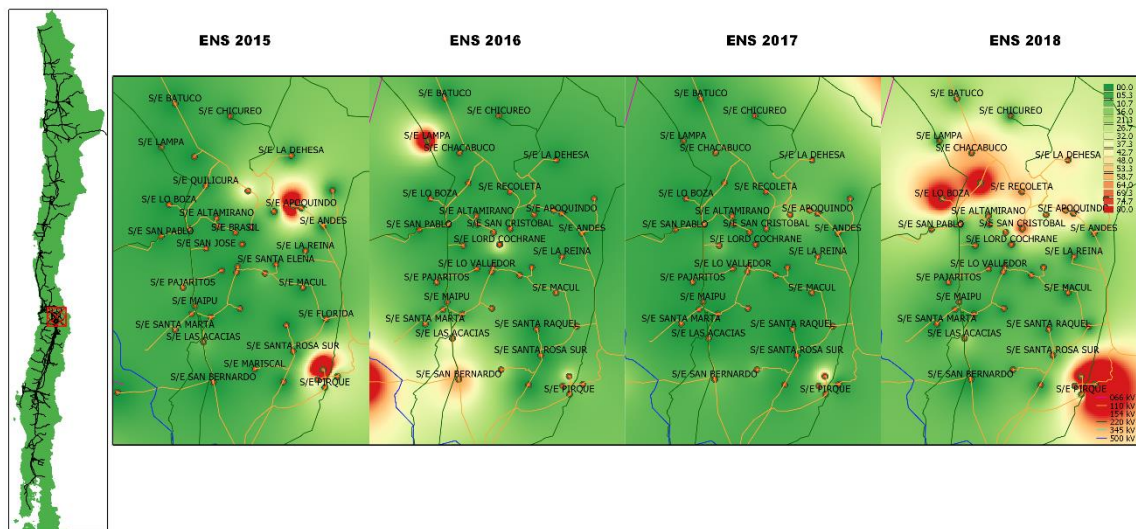
Figura 112 Porcentaje del total acumulado de la ENS según el tipo de instalación fallada presentados en la zona Metropolitana

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

En el periodo 2015-2018, los puntos de control con mayor promedio de energía no suministrada corresponden a Polpaico, Puente Alto, Malloco y Alonso de Córdova.

En el año 2015, el punto de control con mayor ENS registrada fue Puente Alto (CMPC) con 505,2 MWh, debido a falla en la línea 110 kV Maipo - Puente Alto CMPC originada a causa de choque de vehículo con la estructura N°19 de dicha línea.

En el año 2016 la subestación Malloco registró el mayor valor de ENS con 276,3 MWh, a causa de fallas en ambos circuitos de la línea 110 kV Chena - Buin causada por incendio bajo la línea, fallas en la subestación por la intervención de terceros, fallas en las redes de distribución y falla en la línea radial 110 kV San Bernardo - Malloco ocasionada por acortamiento de distancia eléctrica ante la presencia de retroexcavadora.

En el año 2017, el punto de control con mayor afectación de ENS corresponde a Polpaico con 3178,9 MWh debido a la desconexión forzada de la línea 3x66 kV San Francisco - Los Bronces fue causada por tormenta eléctrica con la consecuente detención de los procesos productivos abastecidos desde S/E Los Bronces.

En 2018 la mayor afectación se presentó en Puente Alto con 995,5 MWh producto de la desconexión de la línea 110 kV Vizcachas- Puente Alto por operación automática de sus protecciones tras cortocircuito entre fases producto de fuerte viento en la zona y a la proximidad de dos fases entre las estructuras N°8 y N°9.

### 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

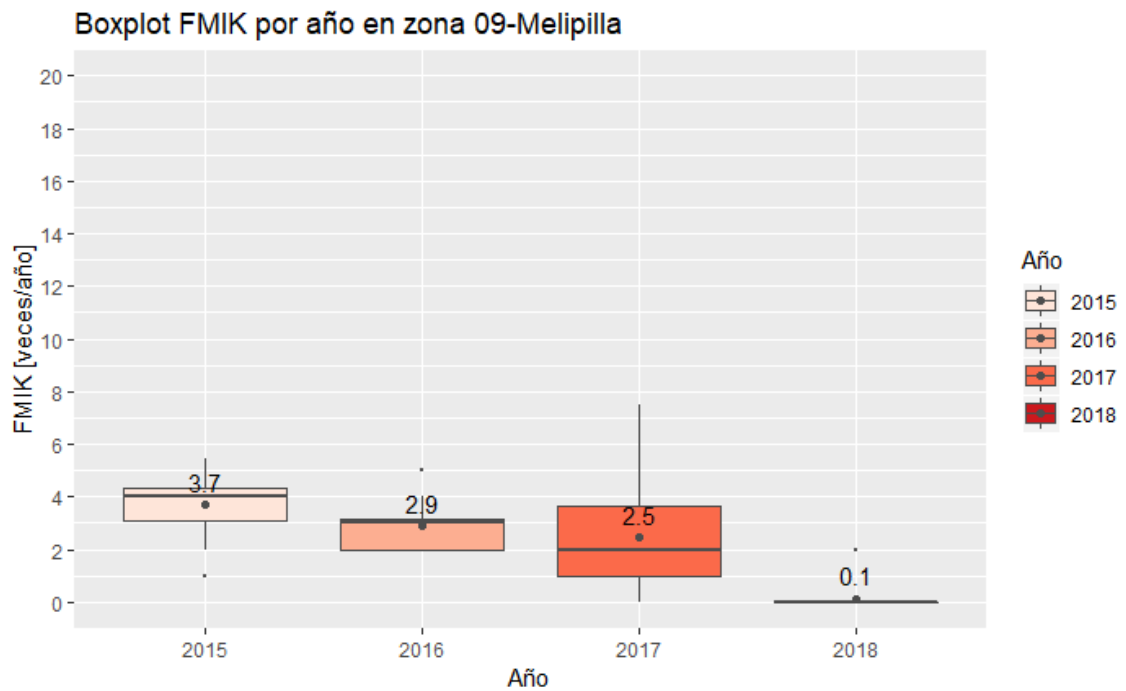


Figura 114 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad FMIK de Melipilla

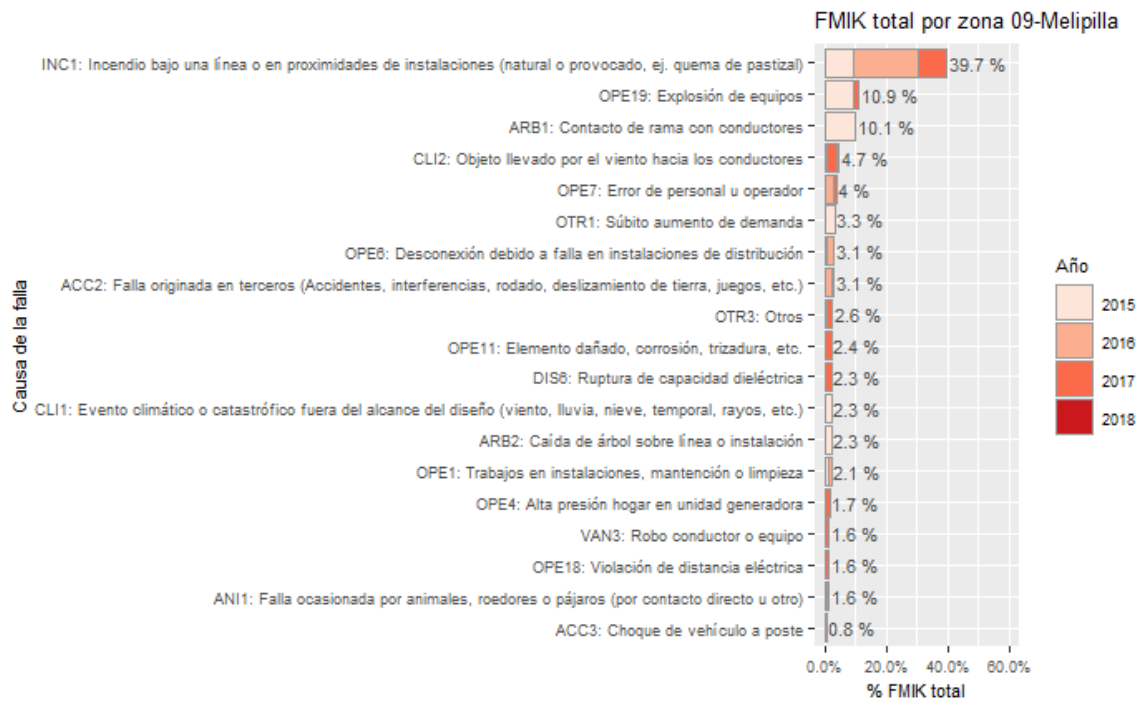


Figura 1.15 Porcentaje del total acumulado del FMIK según la causa de la falla presentados en la zona de Melipilla

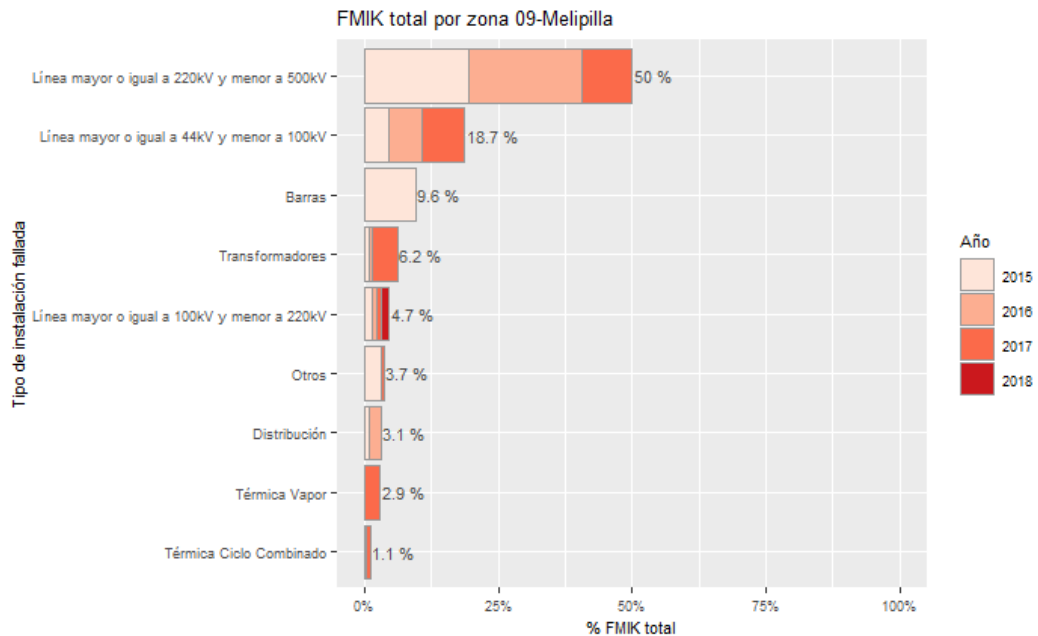


Figura 1.16 Porcentaje del total acumulado del FMIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Melipilla

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.

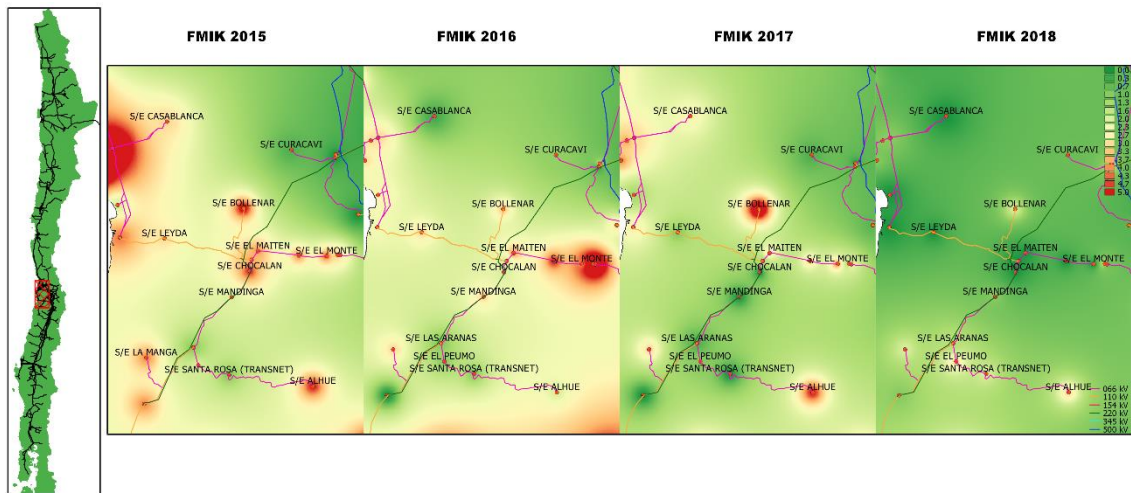


Figura 117 Índices de continuidad FMIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Melipilla

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

Los puntos de control con mayor promedio de FMIK acumulado en el periodo 2015-2018 corresponden a los de las SSEE Bollenar, El Paico, El Monte, El Maitén y San Antonio, todos pertenecientes a CGE Distribución a excepción de San Antonio que está asociado a Chilquinta.

La totalidad de los puntos de control de CGE distribución se encuentran alimentados a través de líneas radiales sin redundancia de vínculo de transmisión, en el caso de Bollenar desde el Tap-off alto Melipilla, y El Paico, El Monte y el Maitén alimentadas desde la línea de transmisión 66 kV Bajo Melipilla - Paine.

En 2015 la S/E Bollenar registra el mayor valor de FMIK con 5,5 veces/año asociados a fallas en la S/E Alto Melipilla, fallas de las líneas Alto Melipilla - Bollenar 110 kV y Rapel - Cerro Navia 220 kV y actuaciones de EDAC a causa de fallas en centrales de generación. Asimismo, en el año 2017 la S/E Bollenar registra el mayor FMIK con 7,5 veces/año, donde la principal causa es la actuación de EDAC por fallas en centrales de generación.

En el año 2016 la S/E El Paico registró el mayor FMIK con 5 veces/año donde las principales causas se deben a fallas en las líneas Rapel - Cerro Navia 220 kV y Bajo Melipilla - Paine 66 kV.

#### **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



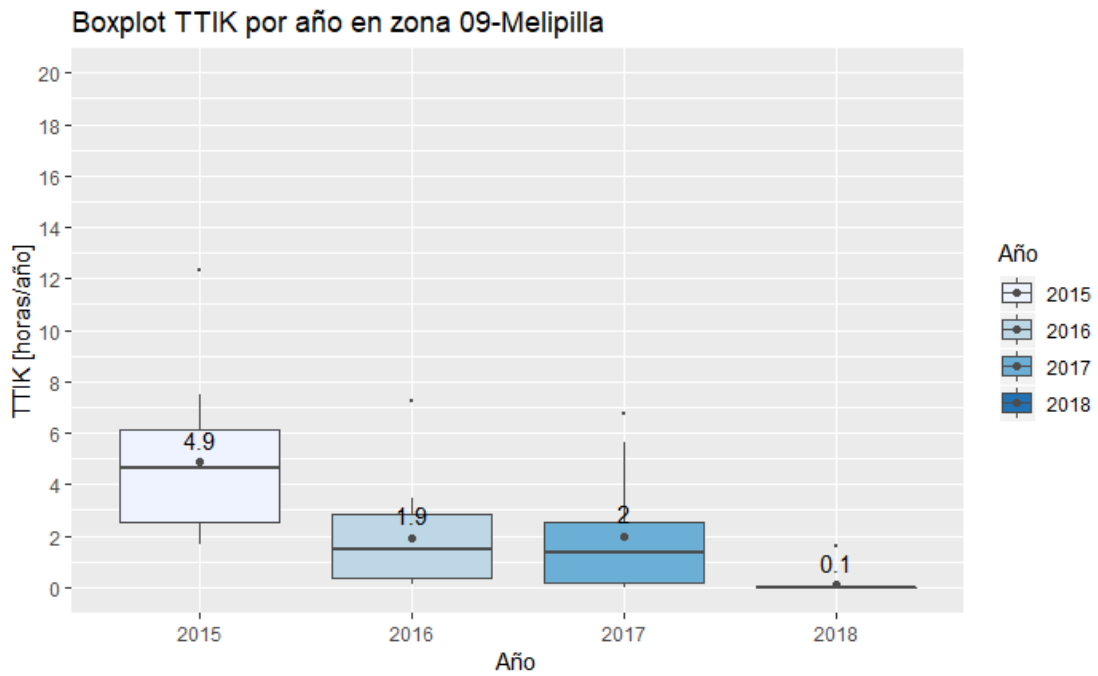


Figura 1.18 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad TTIK de Melipilla

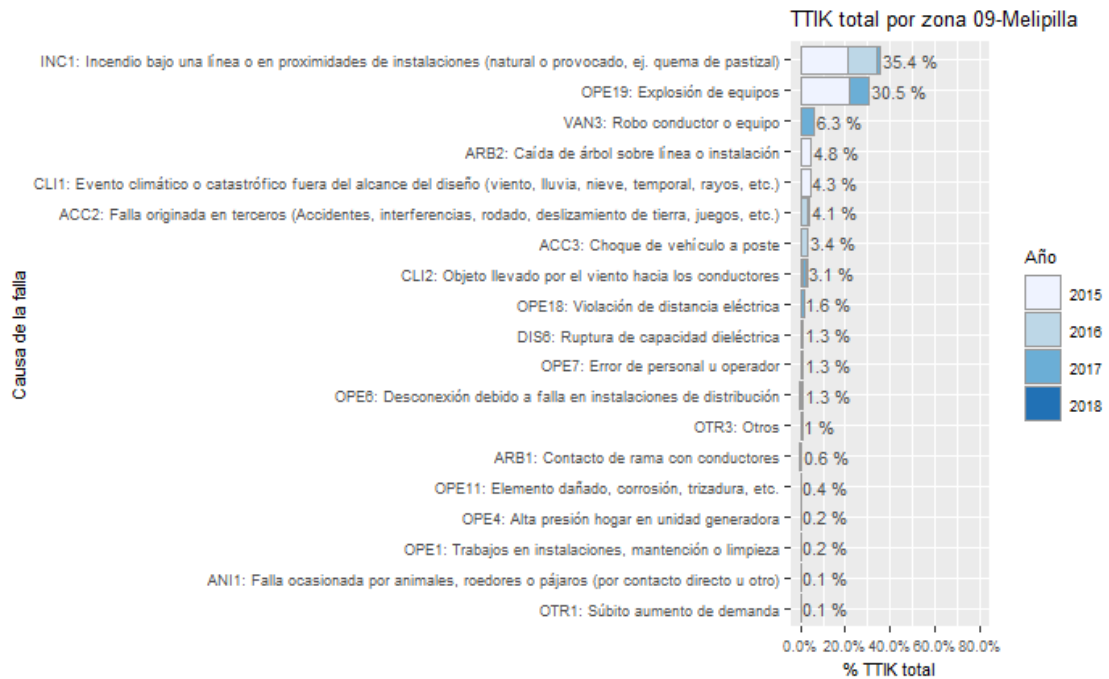
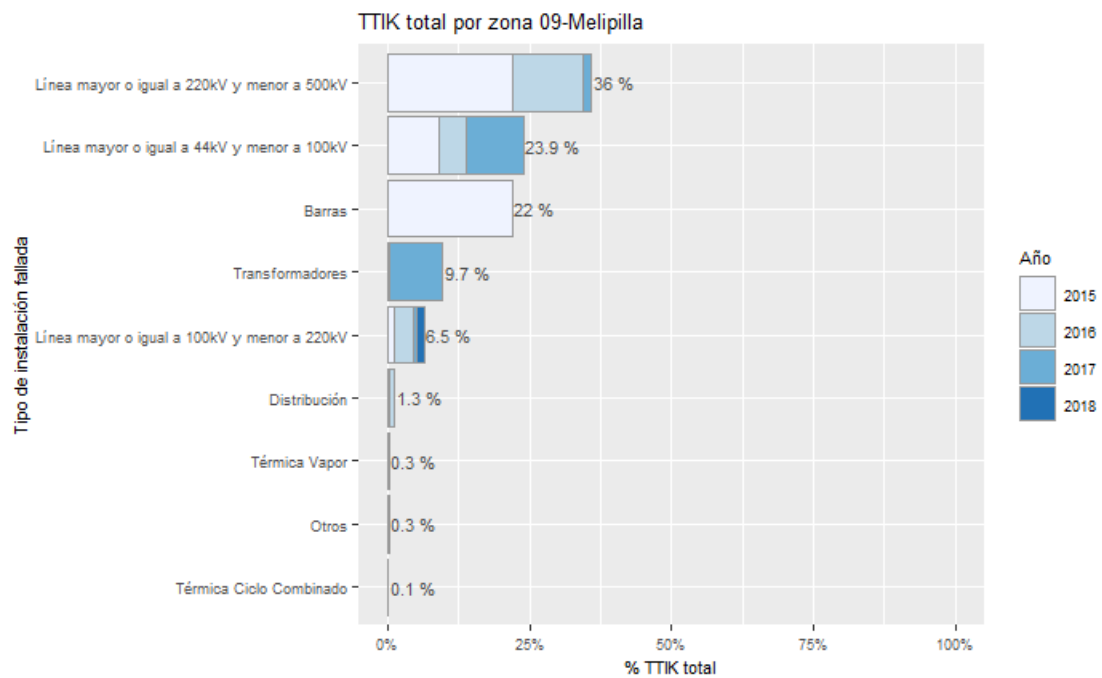


Figura 1.19 Porcentaje del total acumulado del TTIK según la causa de la falla presentados en la zona de Melipilla



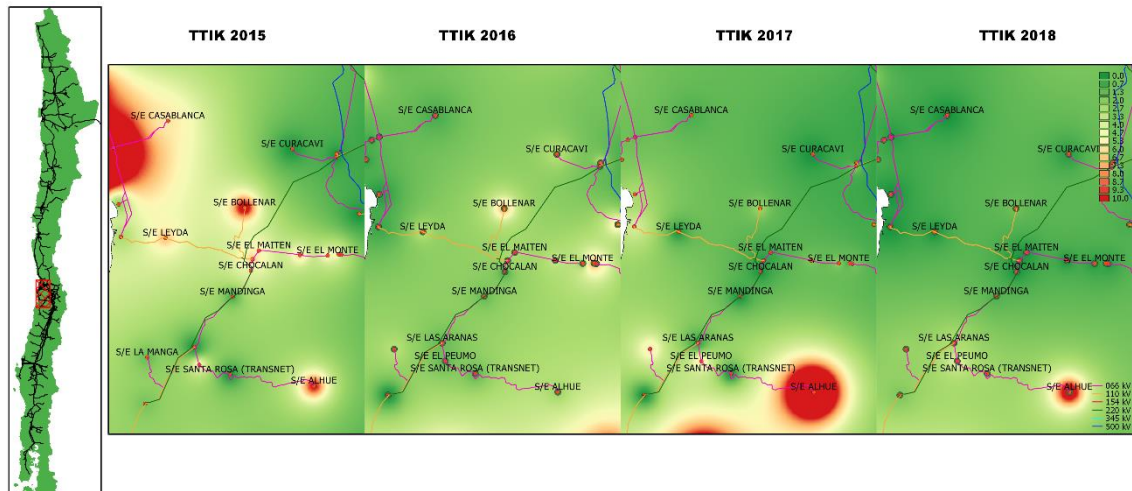
**Figura 120 Porcentaje del total acumulado del TTIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Melipilla**

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 BOLLLENAR 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
BA S/E LEYDA 13.2KV	CGE DISTRIBUCIÓN	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

Los puntos de control con el mayor promedio acumulado de TTIK en el periodo 2015-2018 se encuentran en las SSEE Bollenar, El Paico, Bajo Melipilla, Leyda y El Monte todos asociados a CGE distribución. Cabe destacar que los puntos de control señalados anteriormente no tienen redundancia de vínculo de transmisión o generalmente son operados de forma radial.

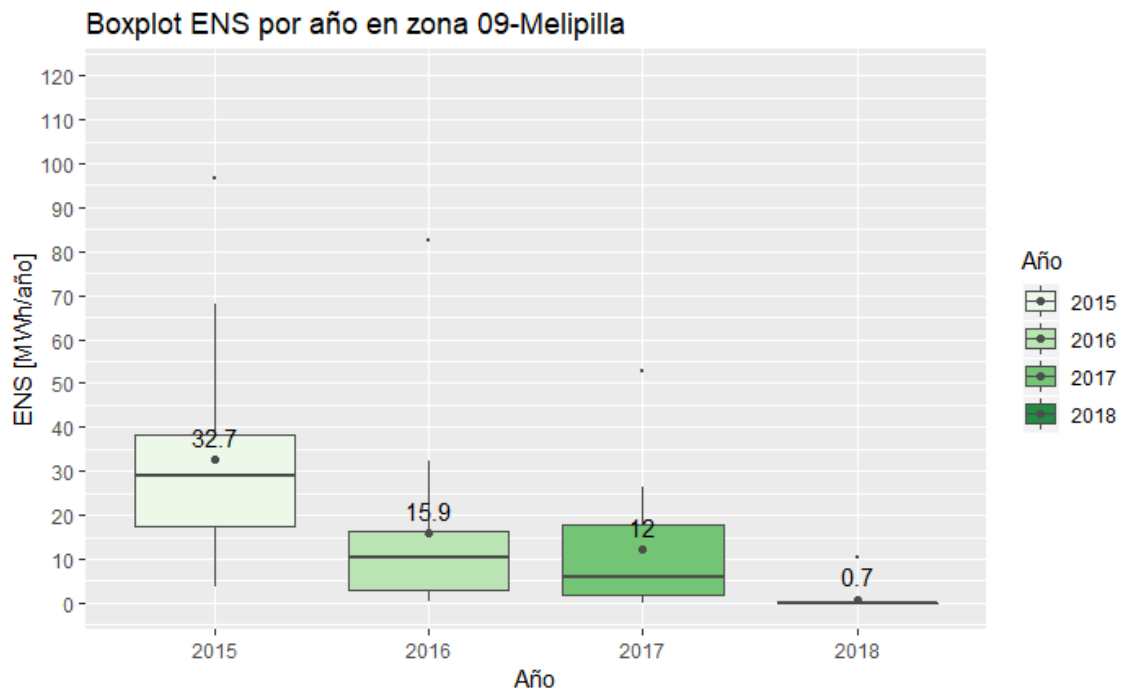
En el 2015 la S/E Bollenar registra el mayor valor de TTIK con 12,3 horas/año, donde la principal causa de este valor corresponde a la desconexión forzada de la barra de 110 kV en S/E Alto Melipilla. Asimismo, en el 2016 se registra el mayor valor de TTIK con 7,2 horas/año, debido a falla en la línea radial que abastece la subestación.

En 2017 y 2018 se presenta una disminución significativa no superando las 3 horas/año en estos puntos de control.

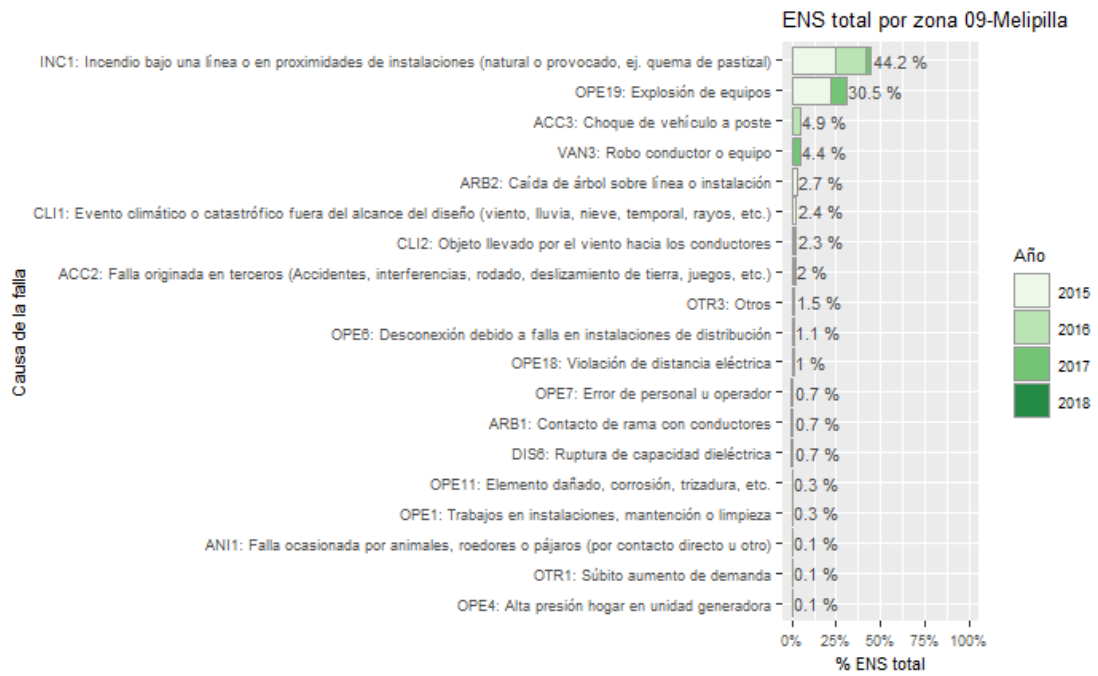
**c) ENS**

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

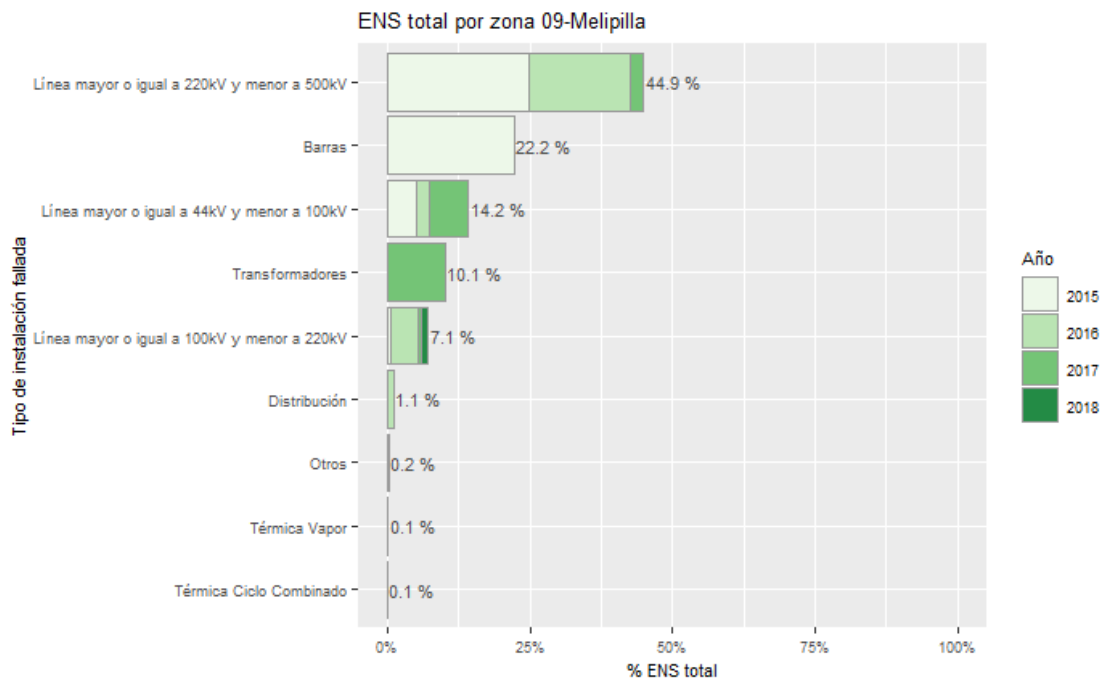
INDICE	AÑO	MÍNIMO	1er CUARTIL	MEDIANA	3er CUARTIL	MÁXIMO	MEDIA	DESV ESTÁNDAR
ENS	2015	3.7	17.5	28.9	38.4	96.8	32.7	24.7
	2016	0.4	2.7	10.2	16.4	82.5	15.9	21.6
	2017	0.0	1.9	5.9	17.9	52.8	12.0	14.6
	2018	0.0	0.0	0.0	0.0	10.4	0.7	2.8



**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.

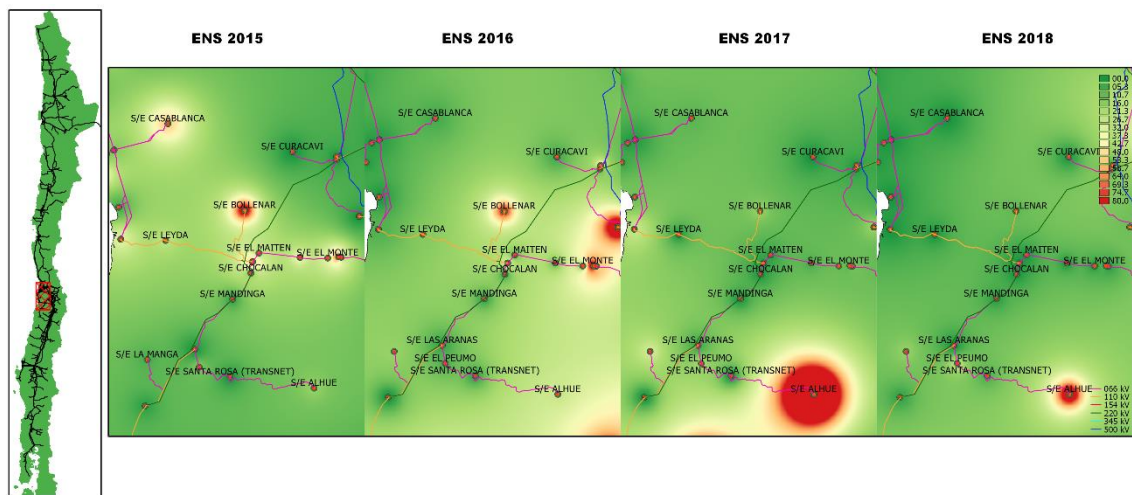


Figura 125 Energía no suministrada entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Melipilla.

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

Los puntos de control con el mayor promedio en la ENS en el periodo 2015-2018 se encuentran en las SSEE Bollenar, Bajo Melipilla y San Antonio. Al igual que en el FMIK los puntos de control no tienen redundancia de vínculo de transmisión o generalmente se operan de forma radial.

En el 2015 la S/E Bollenar registra el mayor valor de ENS, en total 96,8 MWh, donde la principal causa corresponde a la desconexión forzada de la barra de 110 kV en S/E Alto Melipilla. Asimismo, en el 2017 la S/E Bollenar también registra el mayor valor con 82,5 MWh a causa de falla en la línea radial que abastece la subestación.

En el 2017 el punto de control que registró el mayor valor de ENS en esta zona corresponde a San Antonio con 52,7MWh, cuya principal causa corresponde a la desconexión forzada del transformador N°2 110/12 kV y de la barra N°1 12 kV de S/E San Antonio, por operación de protecciones ante falla en TTCC asociado al 52CT2, ubicado en el lado de 12 kV del transformador N°2.

### 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

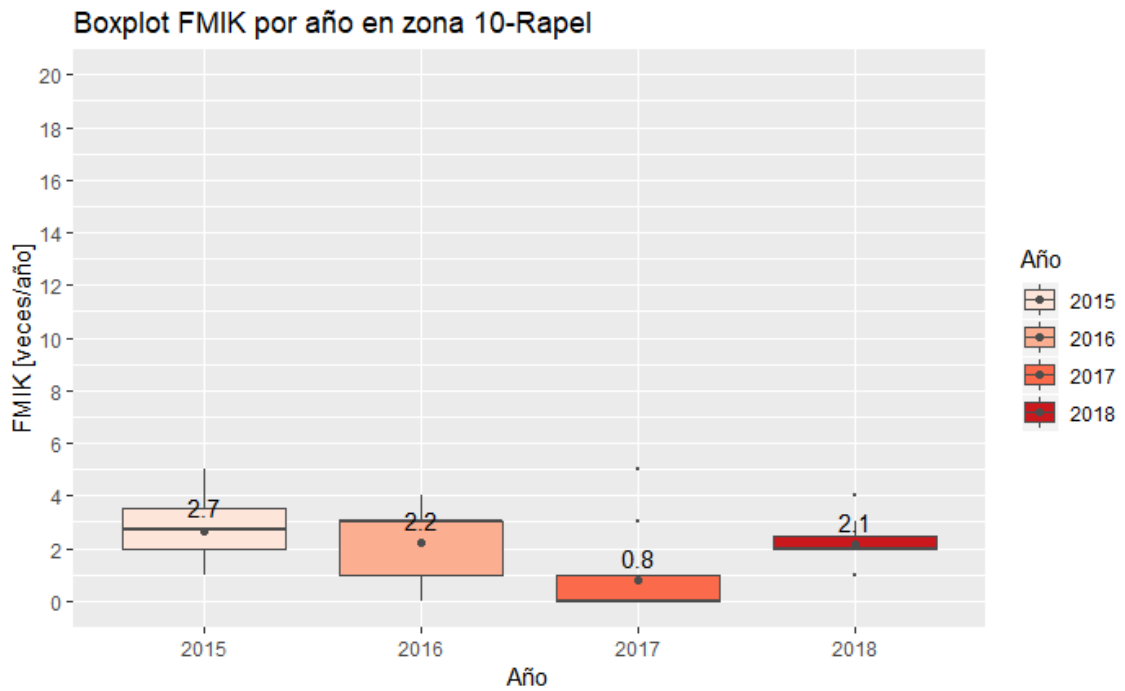


Figura 126 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad FMIK de Rapel

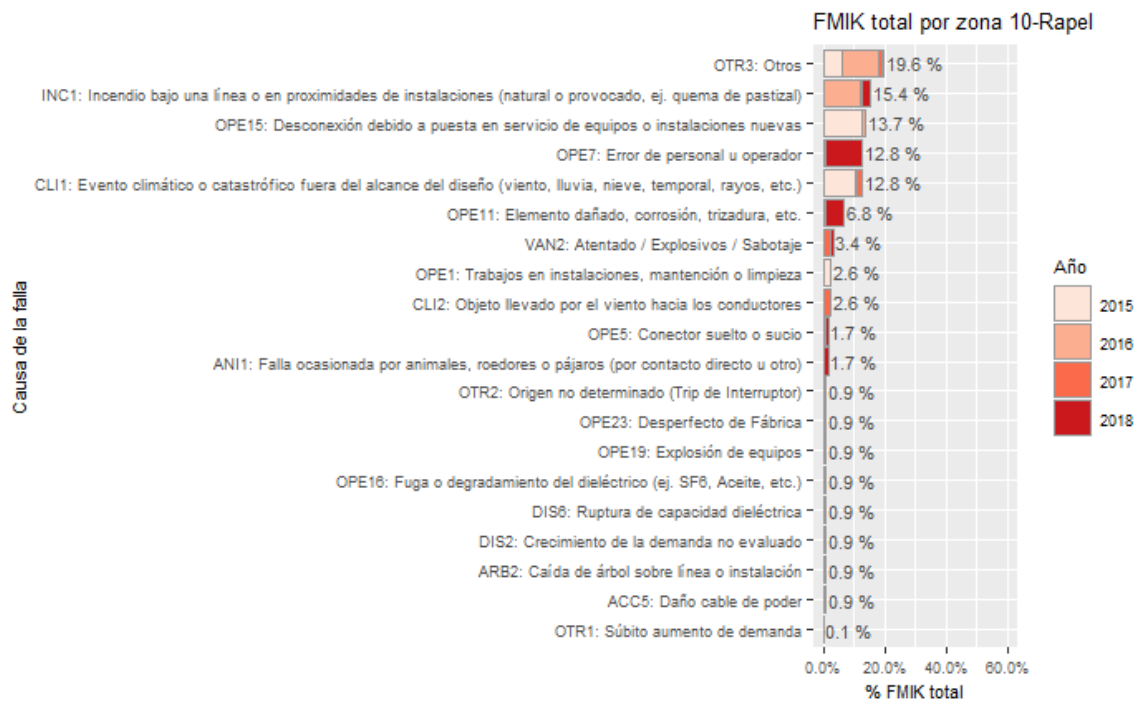
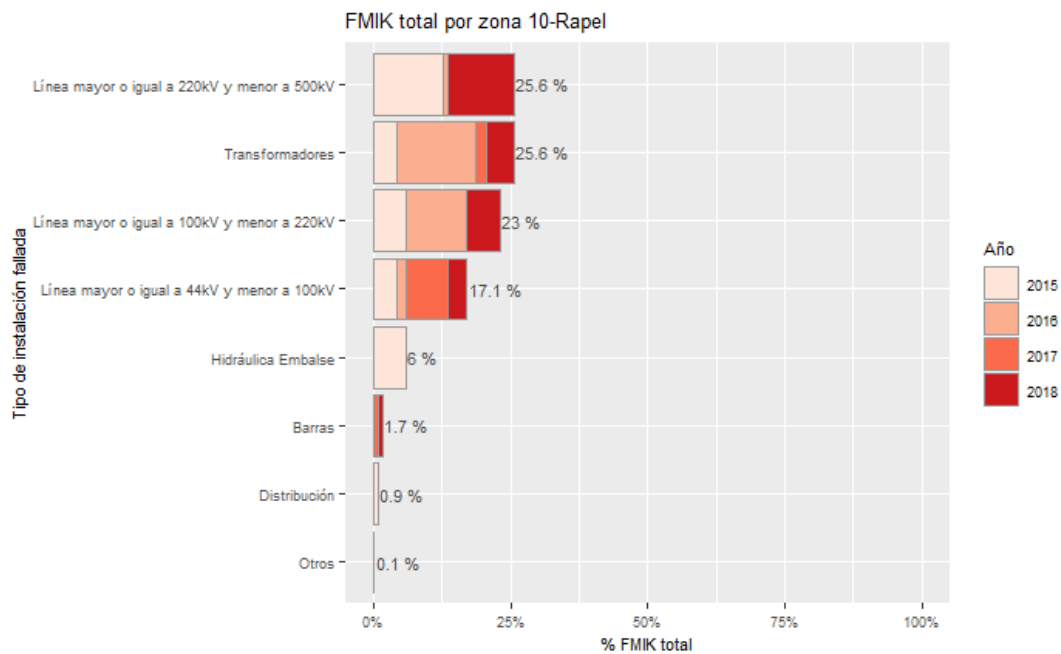


Figura 127 Porcentaje del total acumulado del FMIK según la causa de la falla presentados en la zona de Rapel





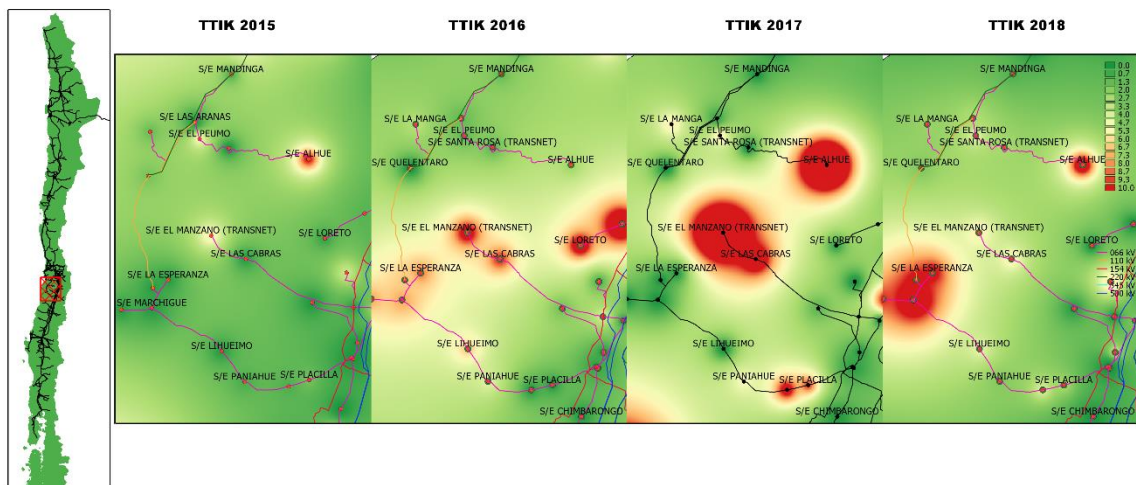
**Figura 128** Porcentaje del total acumulado del FMIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Rapel

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

Los mayores valores de FMIK que se registraron en los puntos de control de esta zona corresponden a los ubicados en las SSEE Alhué, La Manga, Paniahue, Marchigüe y La Esperanza. De los puntos de control anteriores, La Esperanza, la Manga y Alhué no tienen redundancia de vínculo de transmisión y los demás generalmente son operados de forma radial como es el caso de Marchigüe y Paniahue, alimentados desde la S/E Portezuelo y S/E San Fernando respectivamente.

El valor máximo de FMIK registrado en esta zona corresponde a 5 veces/año en Alhué en el año 2015 y 2017 a causa de fallas en la línea Santa Rosa - Alhué ante la presencia de fuertes temporales en la zona. En el 2016 el valor máximo registrado corresponde a 4 veces/año en S/E La Esperanza a causa de fallas en la línea 110 kV Portezuelo - Quelentaro por incendios forestales, fuertes temporales de lluvia y viento y ante la desconexión forzada del transformador N°1 66/13.2 kV de S/E Esperanza ante aumento brusco de la demanda. En 2018 la S/E Marchigüe registró el mayor valor con 4 veces/año.

**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

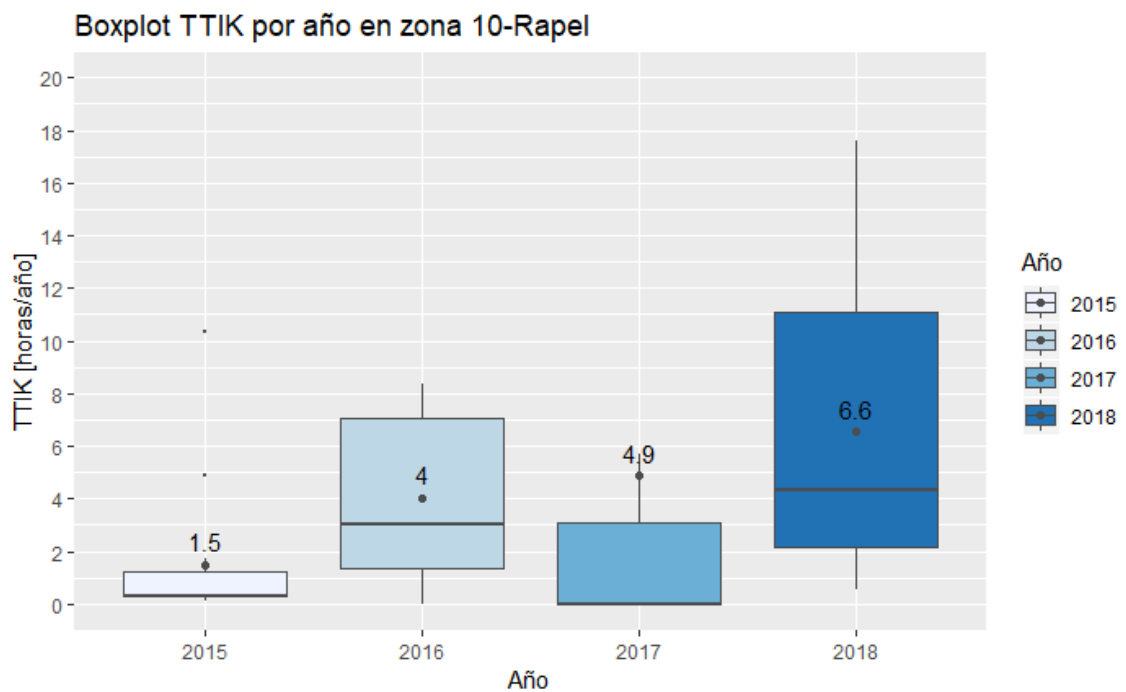


Figura 130 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad TTIK de Rapel

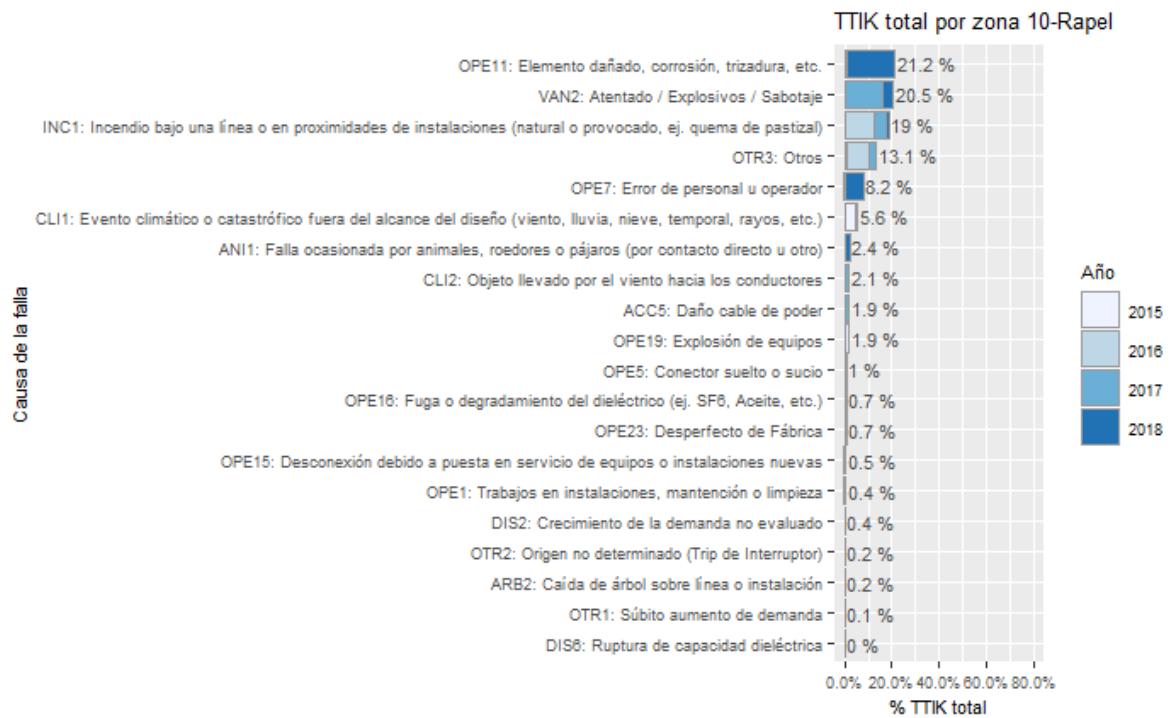


Figura 131 Porcentaje del total acumulado del TTIK según la causa de la falla presentados en la zona de Rapel

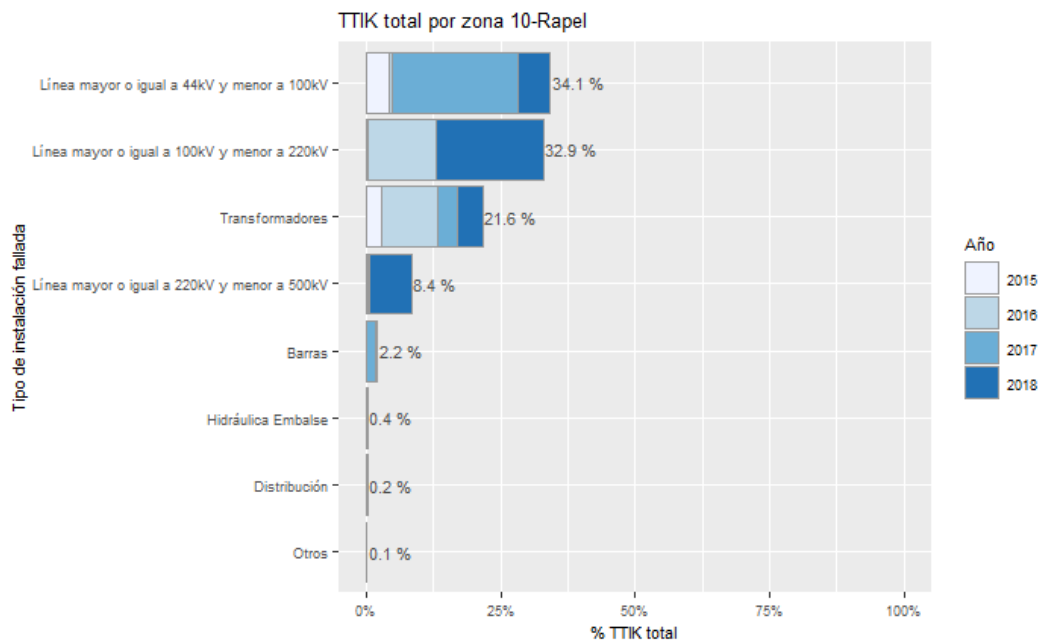


Figura 132 Porcentaje del total acumulado del TTIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Rapel

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.

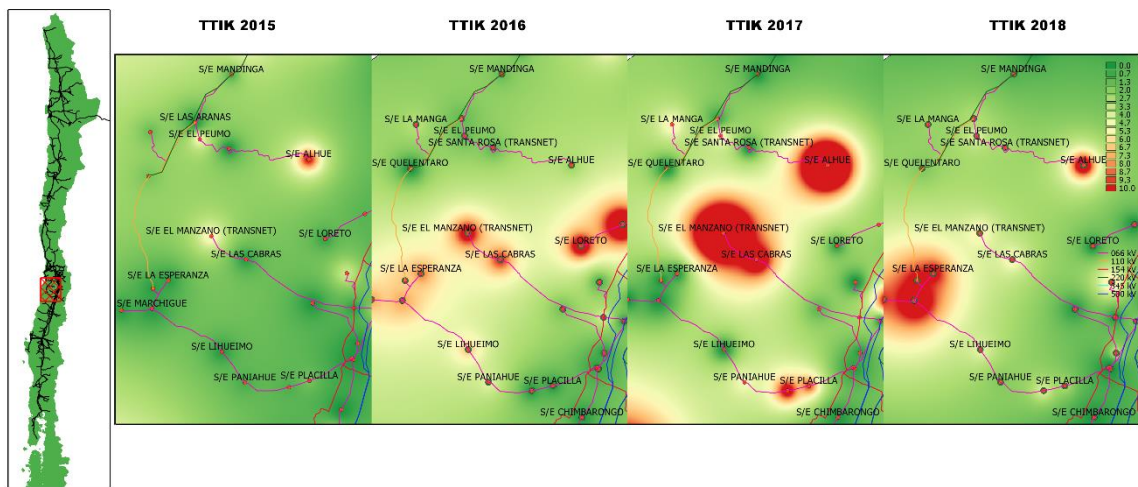


Figura 133 Índices de continuidad TTIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Rapel

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 MARCHIGÜE 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

Los índices TTIK que presentaron sus mayores valores medios en la zona corresponden a los ubicados en las SSEE Alhué, Marchigüe, La Esperanza y Portezuelo. El máximo valor se registró en Alhué alcanzando 55,3 horas/año en 2017 y 13,6 horas/año en 2018 seguido de S/E Marchigüe con 17,6 horas/año en 2018. En el caso de Alhué, las principales causas de los altos índices corresponden a acercamiento de conductores en la línea Santa Rosa - Alhué 1x66 kV debido a fuerte temporal de viento y lluvia en la zona. En la S/E Marchigüe las principales causas fueron la desconexión forzada de la línea 110 kV Quelentaro – Portezuelo y de la línea 220 kV Rapel – Quelentaro.

### 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

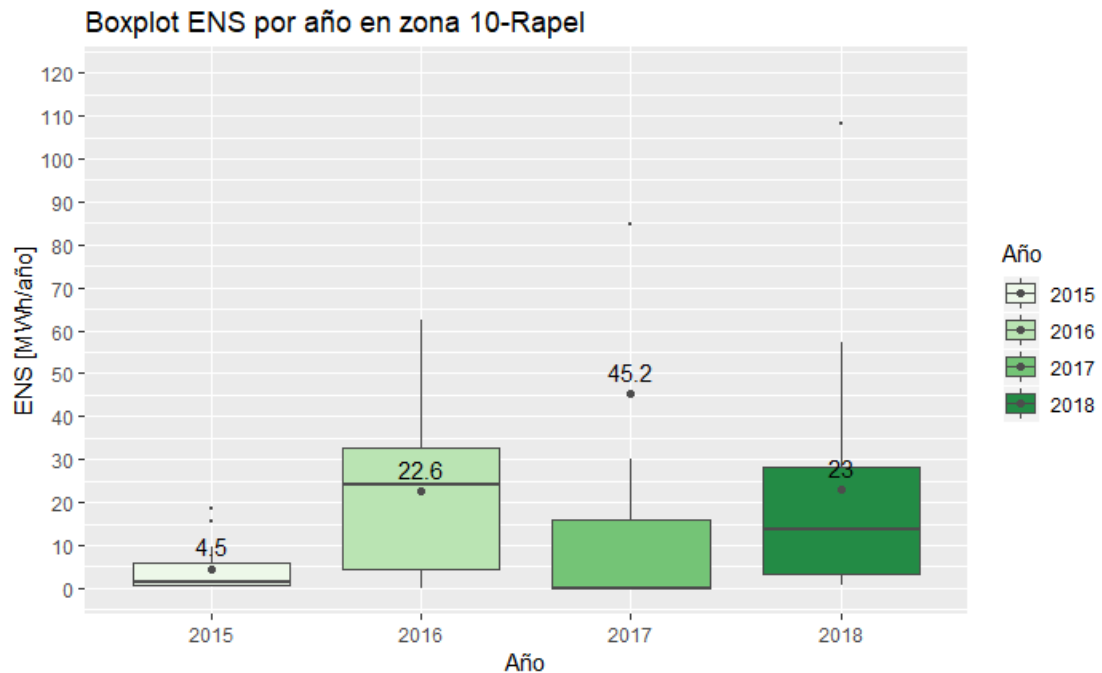


Figura 134 Gráfico BoxPlot de la ENS por año en Rapel

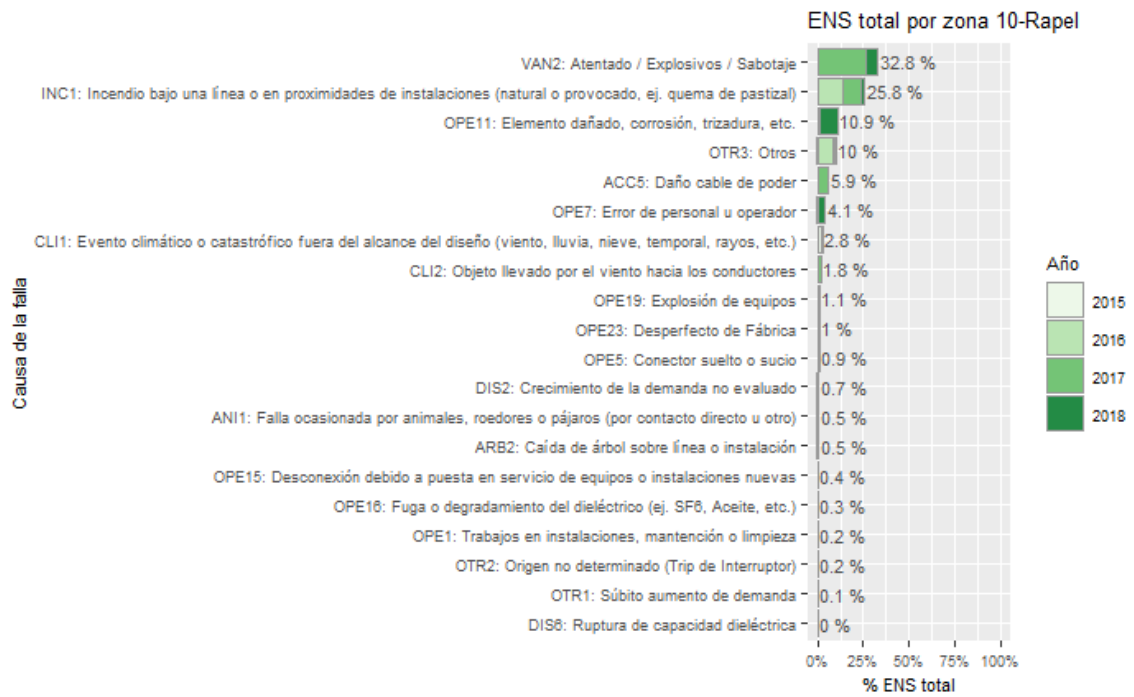


Figura 135 Porcentaje del total acumulado de la ENS según la causa de la falla presentados en la zona de Rapel

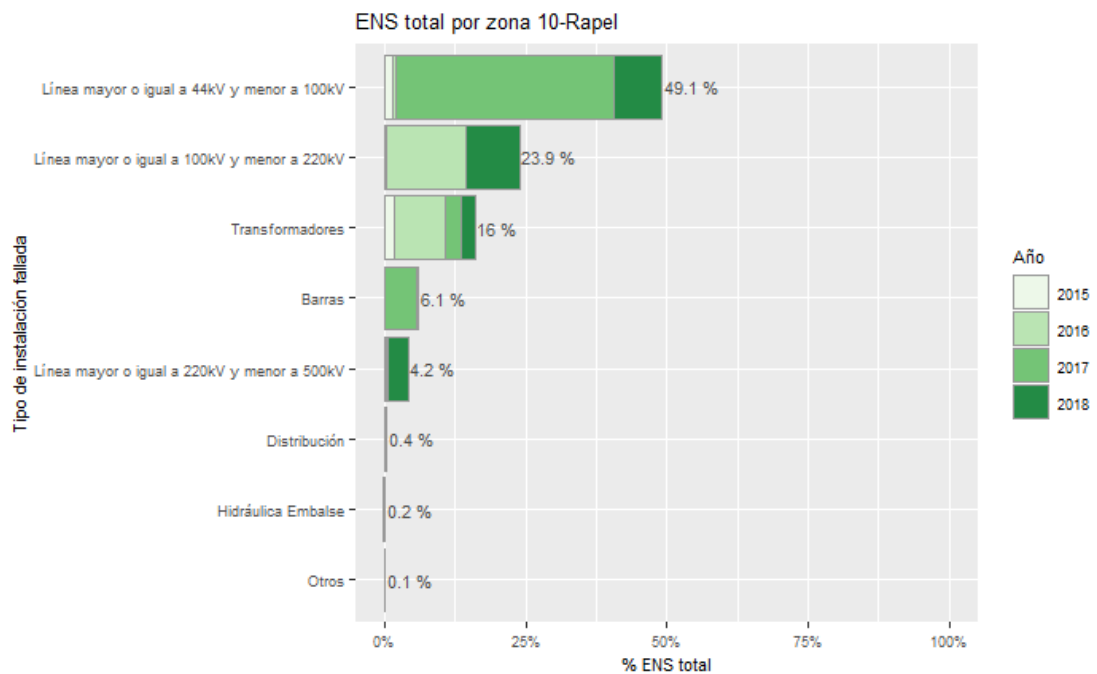


Figura 136 Porcentaje del total acumulado de la ENS según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Rapel

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.

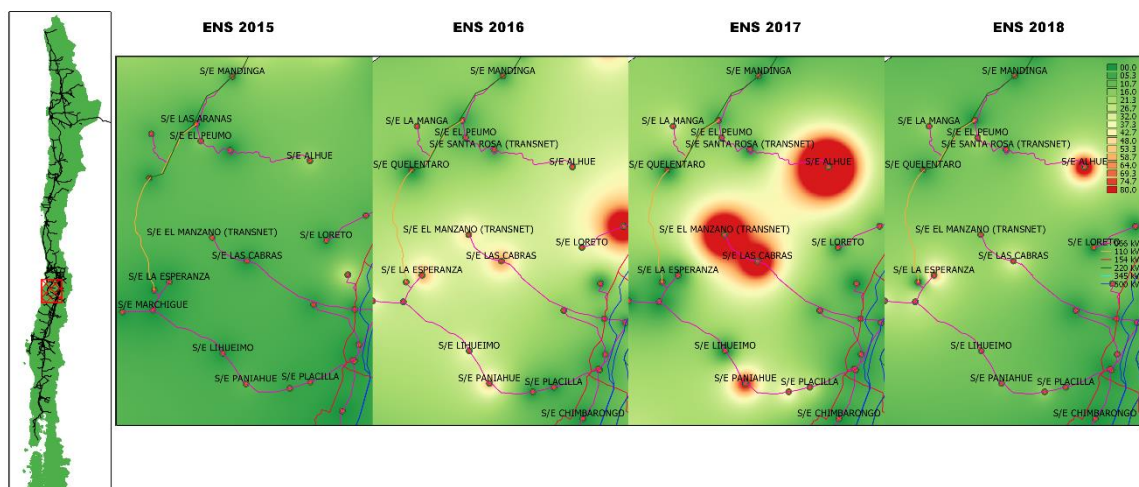


Figura 137 Energía no suministrada entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Rapel.

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

Los mayores valores de ENS se registraron en los puntos de control de las SSEE Alhué, Paniahue, La Esperanza, Marchigüe y La Manga. El máximo valor registrado corresponde a 531,3 MWh en Alhué en el año 2017 a causa de fallas en la línea 66kV Santa Rosa - Alhué por incendio y actos vandálicos en la línea, en total 3 eventos de esta naturaleza.

De las SSEE mencionadas, Alhué, La Manga y La Esperanza no poseen redundancia de vínculo de transmisión, y en el caso de Paniahue es alimentada generalmente de forma radial desde San Fernando; sin embargo, también podría ser alimentada desde la S/E Portezuelo.

### 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

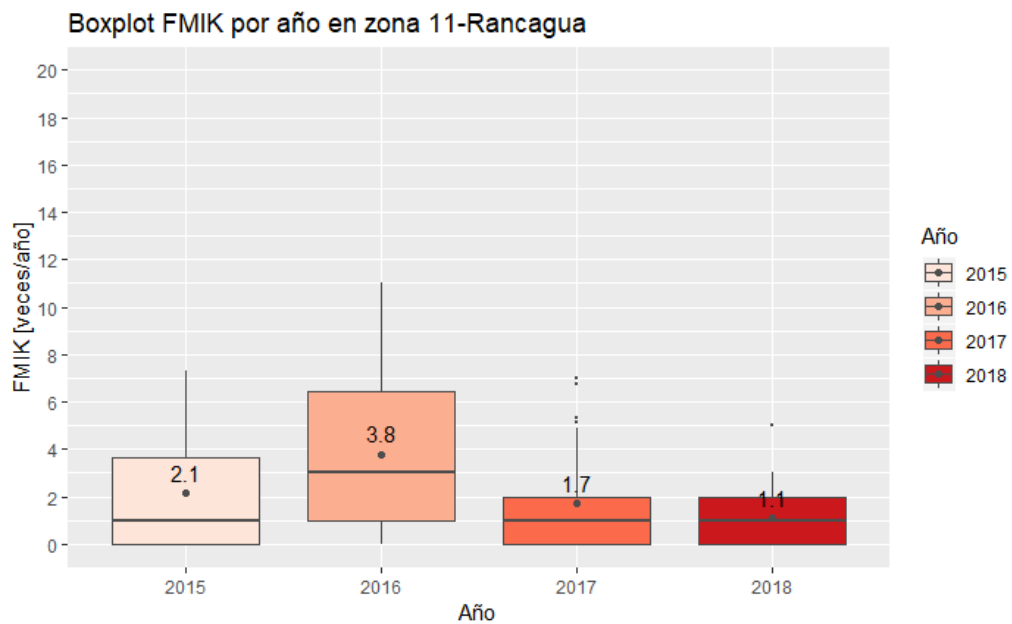
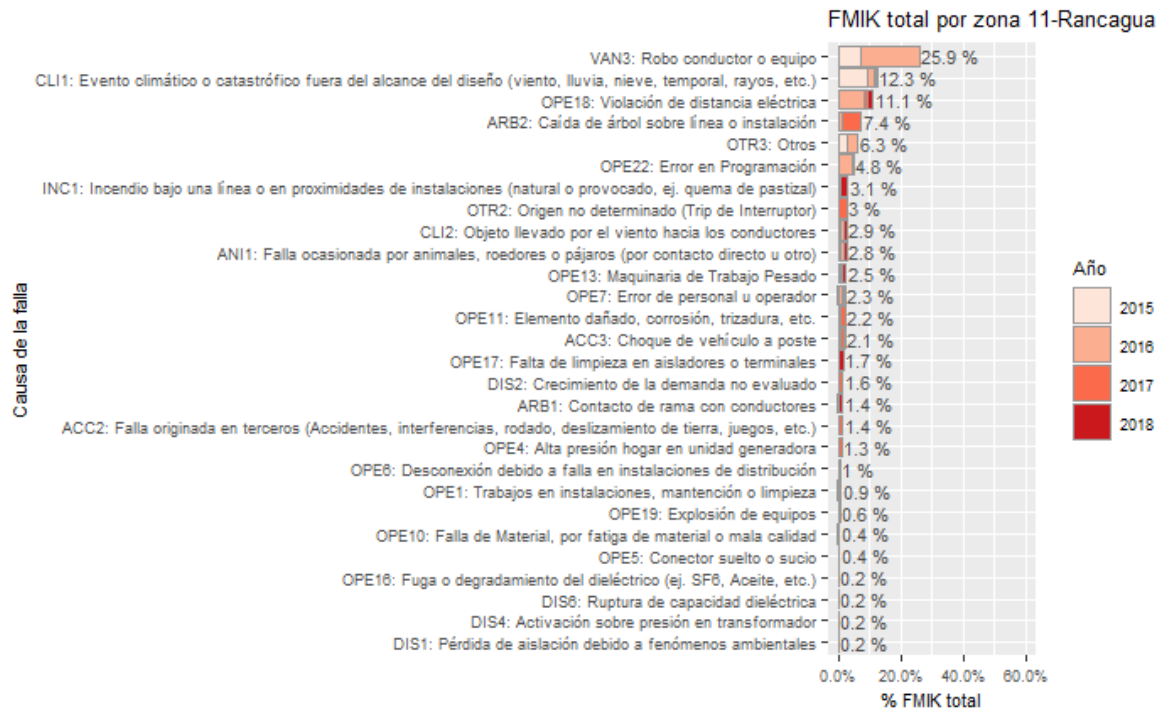
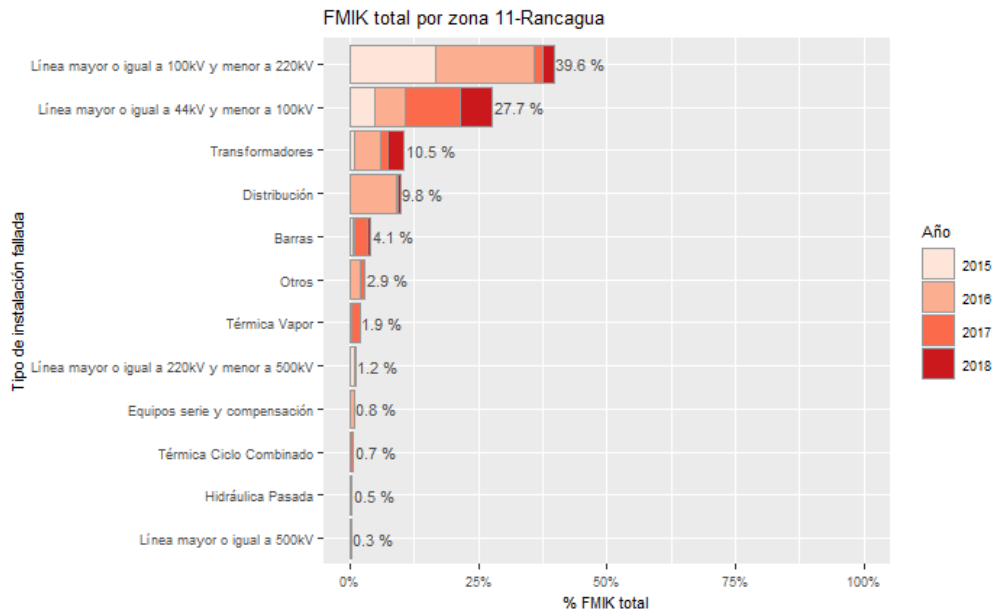


Figura 138 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad FMIK de Rancagua



**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.

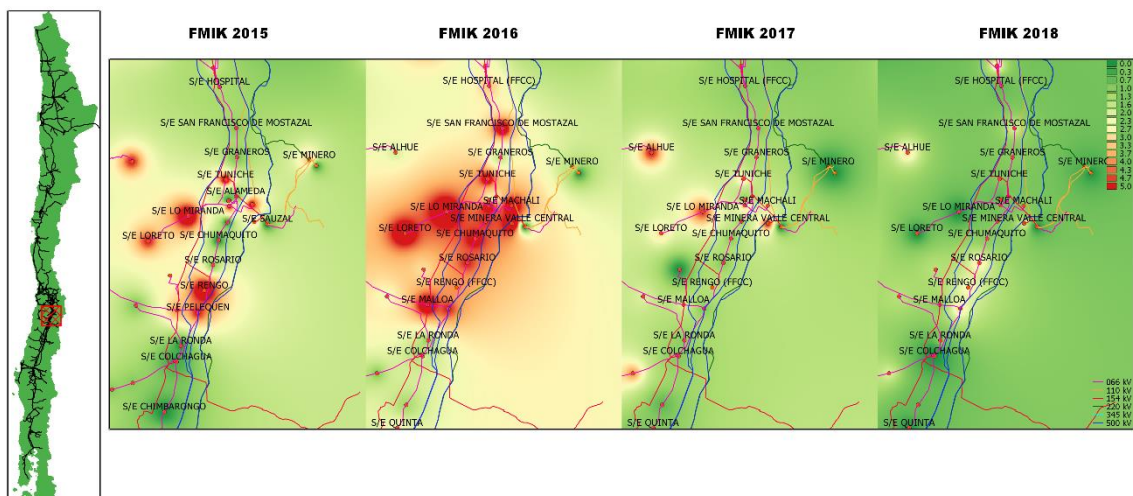


Figura 141 Índices de continuidad FMIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Rancagua

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

Los puntos de control que registraron mayor promedio en el FMIK corresponden a los ubicados en las SSEE El Manzano, Lo Miranda, Las Cabras, Cachapoal e Isla de Maipo, de los cuales las SSEE El Manzano, Las Cabras no tienen redundancia de vínculo de transmisión, las demás si bien tienen redundancia de vínculo y generalmente son operadas de forma radial, en el caso de Isla de Maipo alimentado desde la S/E Paine y Cachapoal desde la S/E Punta de Cortes.

En 2016 el valor máximo registrado en esta zona corresponde a 11 veces/año en la S/E Isla de Maipo cuyas causas principales se deben a fallas en la línea 154 kV Alto Jahuel - Rancagua - Tinguiririca, ante la ocurrencia de robos de conductor, en total 5 eventos, además de fallas en la línea 66 kV Paine - Bajo Melipilla.

En el 2017 el valor máximo registrado corresponde a 7 veces/año en S/E El Manzano, seguida de 6,8 veces/año en S/E Lo Miranda. En el primer caso las fallas se debieron a choques o acortamientos de distancia eléctrica de vehículos con la línea San Vicente de Tagua Tagua - El Manzano, además de eventos climáticos adversos presentes en la zona, por otra parte, en el caso de la S/E Lo Miranda, el índice registrado se debe principalmente a las actuaciones de EDAC a causa de fallas en centrales de generación.

En 2018 se mantienen índices elevados en los puntos de control de SSEE El Manzano y Las Cabras con un valor de 5 veces/año.

#### 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

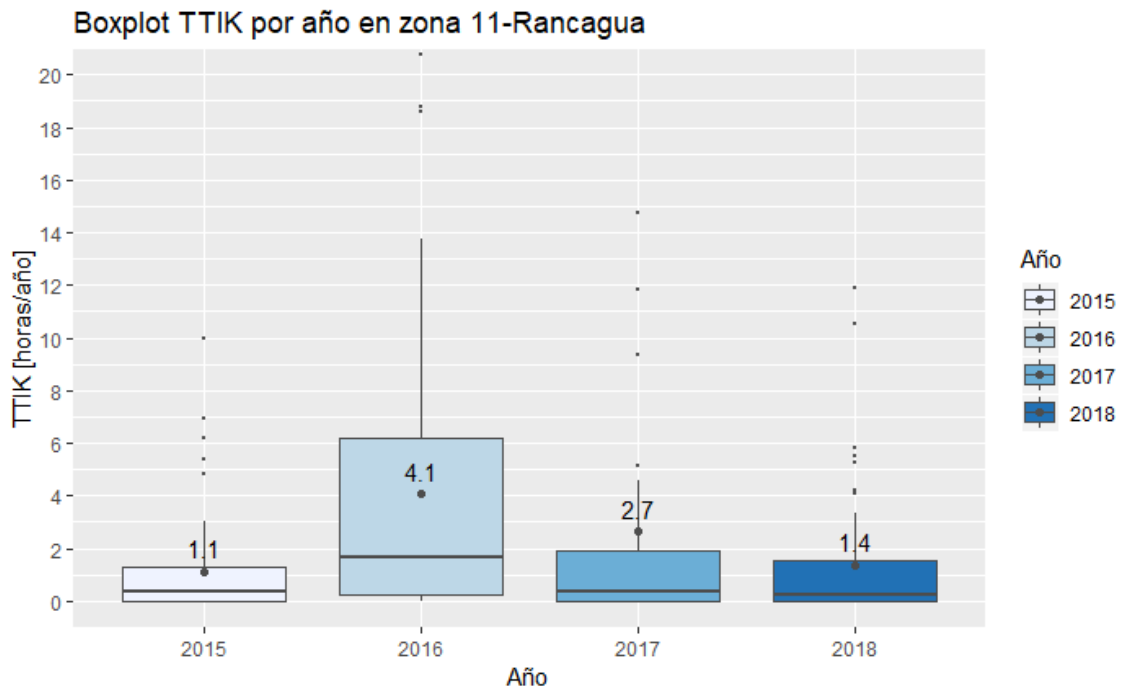


Figura 142 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad TTIK de Rancagua

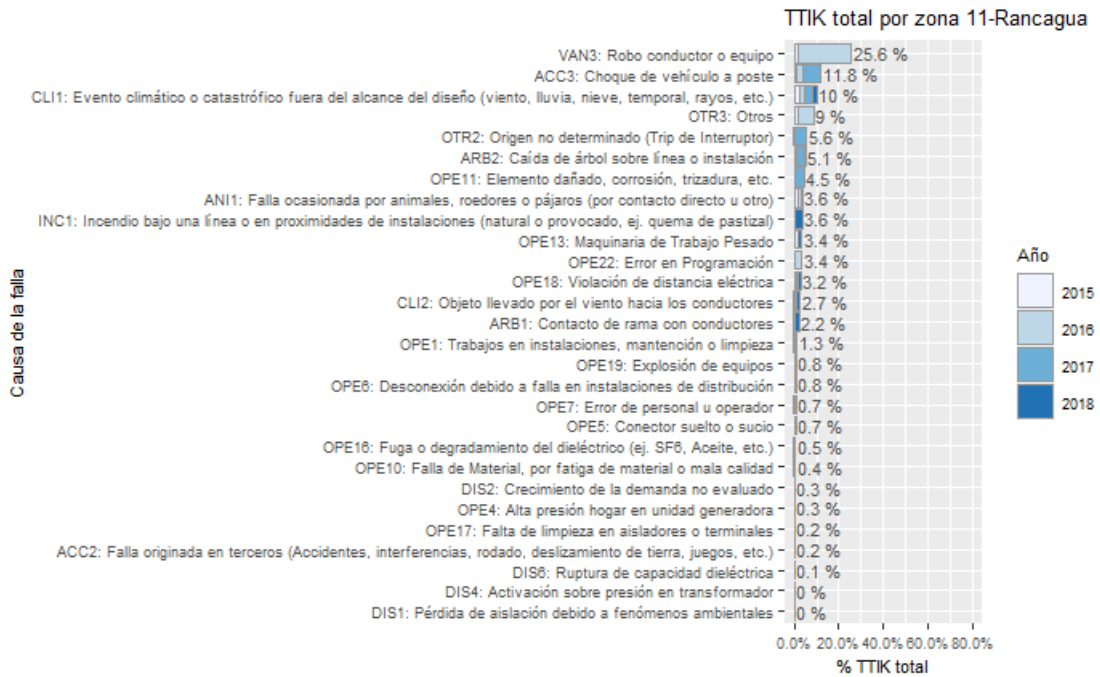
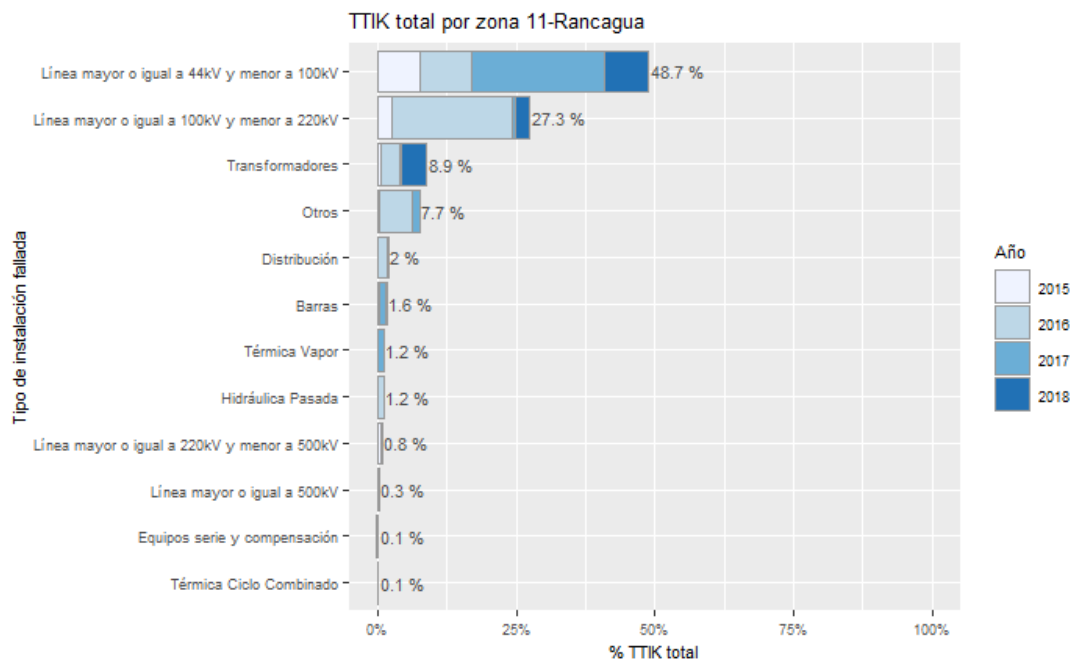


Figura 143 Porcentaje del total acumulado del TTIK según la causa de la falla presentados en la zona de Rancagua



**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.

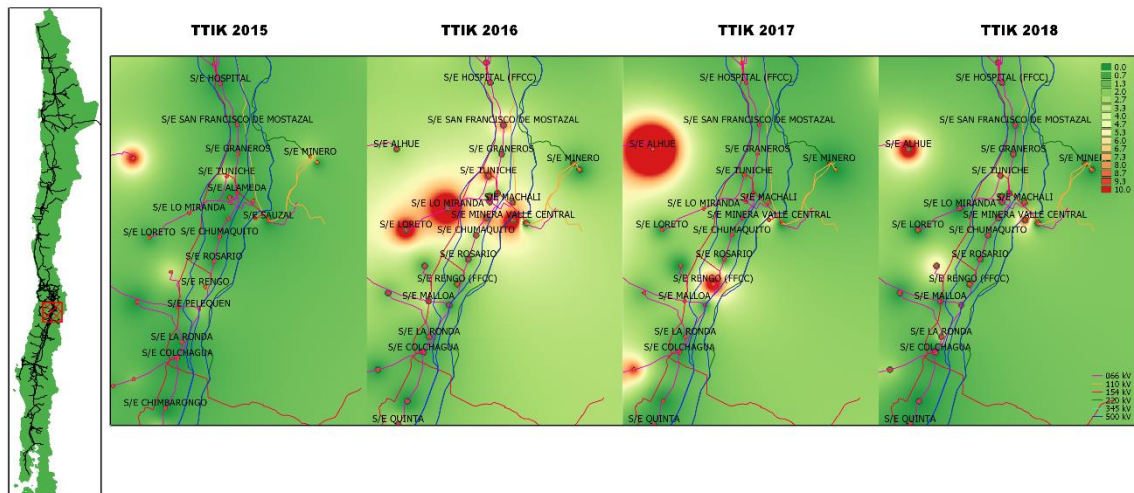


Figura 145 Índices de continuidad TTIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Rancagua

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
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

Los mayores índices TTIK se registraron en las SSEE El Manzano, Minera Valle Central, Las Cabras, Rengo y Lo Miranda. El valor máximo fue de 48,8 horas/año y se registró en El Manzano en 2017 debido a fallas en la línea de transmisión 66 kV Las Cabras - El Manzano a causa de choques de vehículos con las estructuras de la línea, en total 2 eventos que suman 26 horas aproximadamente, además de un evento asociado a la presencia de fuerte viento y lluvia en la zona el cual origina la falla en la línea con una duración de 18 horas.

En 2016 S/E Lo Miranda presenta un valor máximo de 18,8 horas/año cuya principal causa corresponde a robo de conductor en la línea Alto Jahuel - Tinguiririca 154 kV. Por otra parte, la S/E Minera Valle Central registra 20,8 horas/año a causa de falla que afectó la línea 154kV Sauzal - Rancagua por intento de robo de conductor en la línea. Se destaca que el punto de control de Minera Valle Central no posee redundancia de vínculo de transmisión y se conecta mediante un Tap-off a la línea Rancagua - Sauzal 154 kV.



En 2018 Minera Valle Central presentó un TTIK de 10,5 horas/año producto de la desconexión forzada de la línea de transmisión 154kV Sauzal - Tap off Minera Valle Central - Rancagua, por operación de protecciones ante falla atribuida a descarga eléctrica originada por la caída de un rayo sobre la línea de transmisión 154kV Tap off Minera Valle Central - S/E Minera Valle Central.

**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

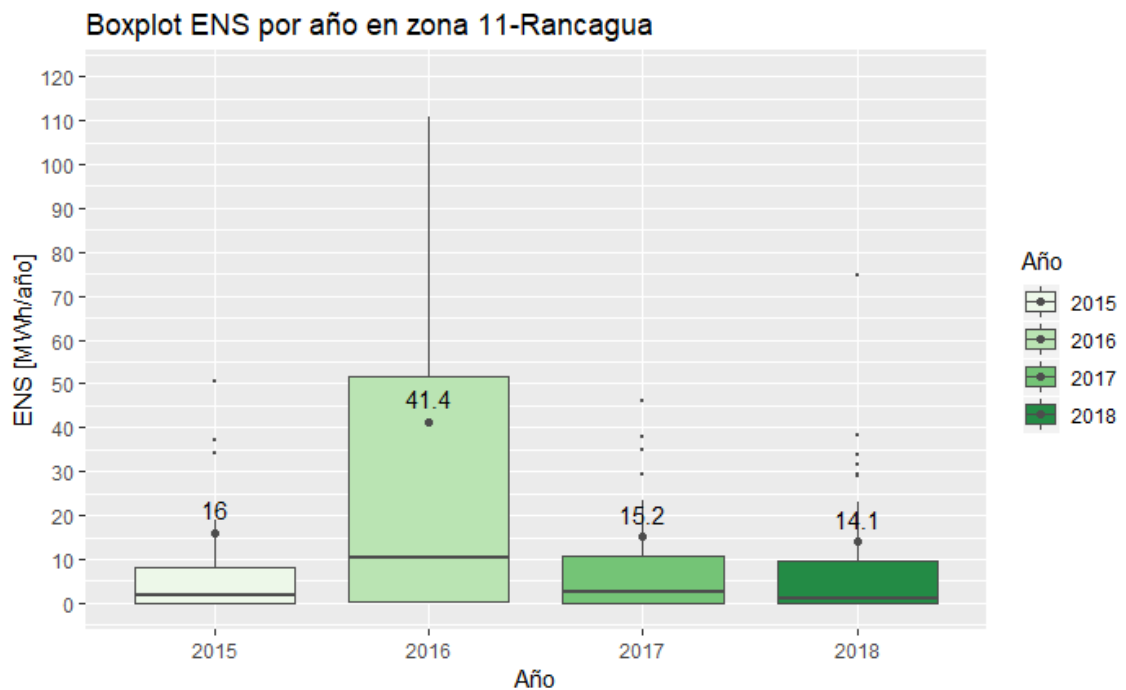


Figura 146 Gráfico BoxPlot de la ENS por año en Rancagua

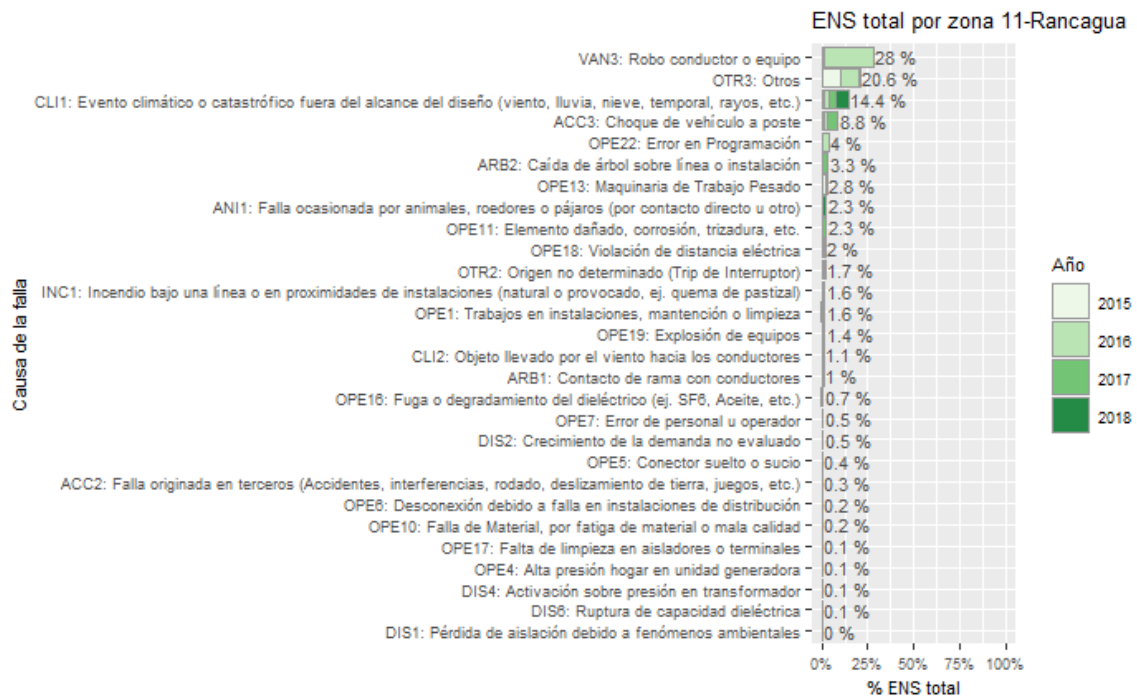


Figura 147 Porcentaje del total acumulado de la ENS según la causa de la falla presentados en la zona de Rancagua

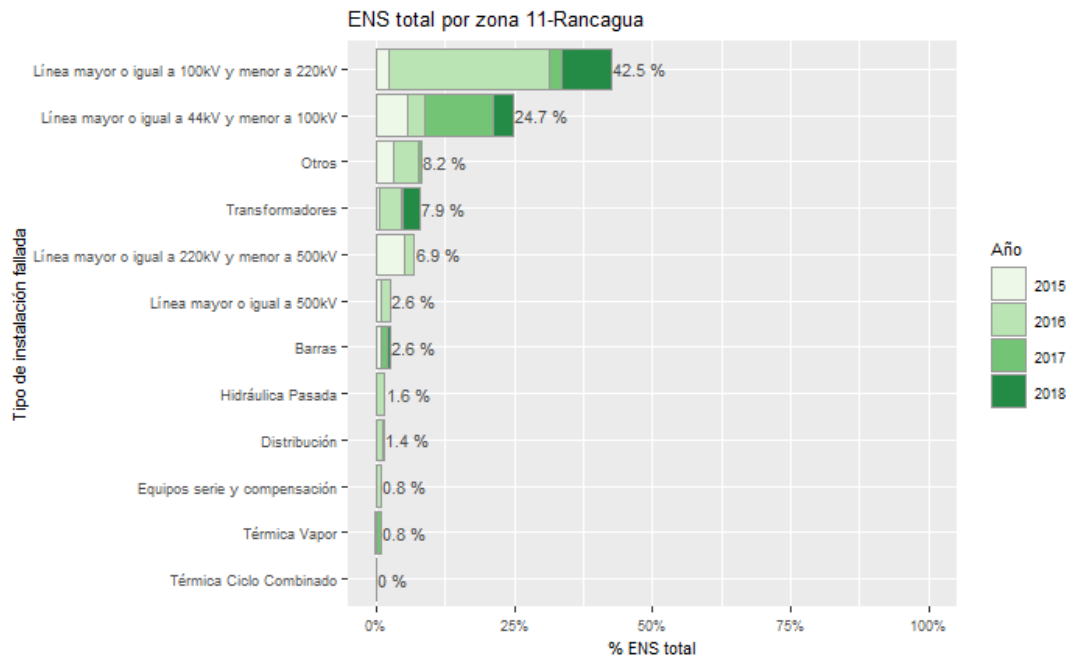


Figura 148 Porcentaje del total acumulado de la ENS según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Rancagua

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.

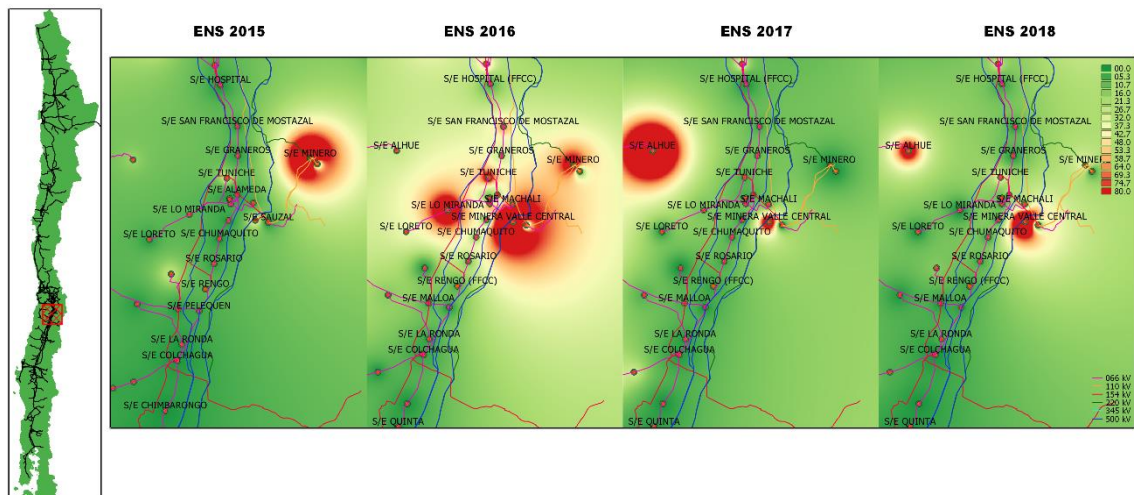


Figura 149 Energía no suministrada entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Rancagua.

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

Los mayores valores promedio de ENS en el periodo 2015-2018 se registraron en los puntos de control de las SSEE Minera Valle Central, Minero, Papelera Talagante y El Manzano. El valor máximo registrado corresponde a 735,5 MWh en Minera Valle Central en el año 2016 y 387,4 MWh en 2018, seguido de 254,5 MWh en S/E Minero (ambas barras) en el 2015. En 2017 la S/E El Manzano registra mayor valor de ENS, en total 217 MWh, a causa de fallas en la línea de transmisión radial que alimenta a la subestación.

### 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

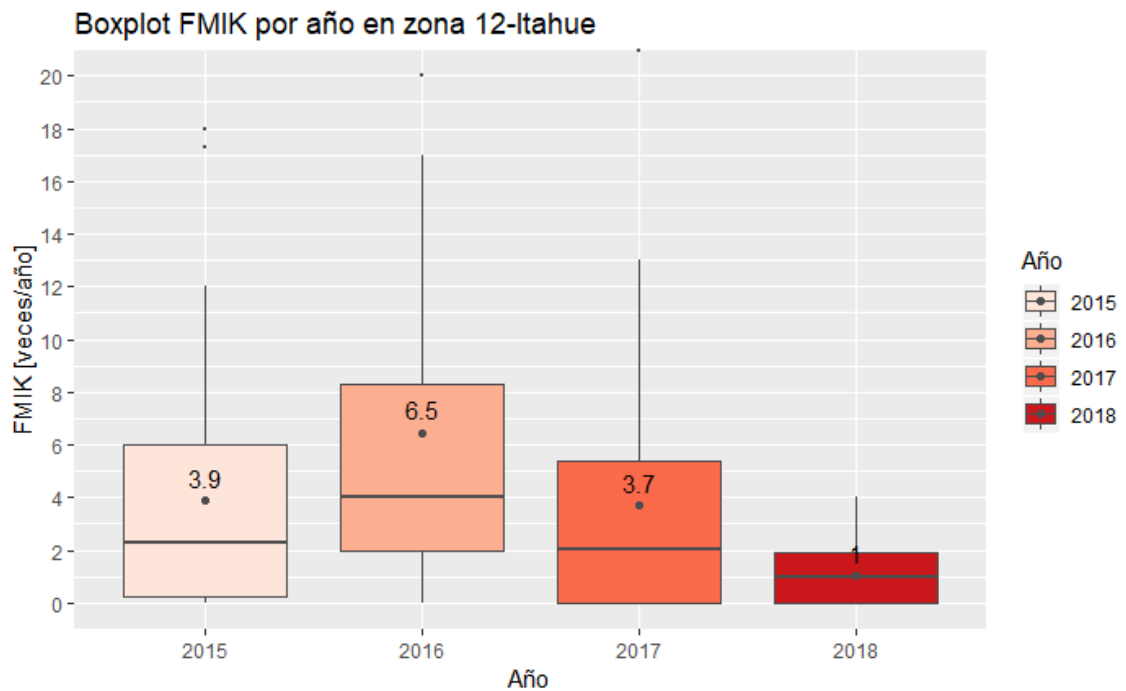
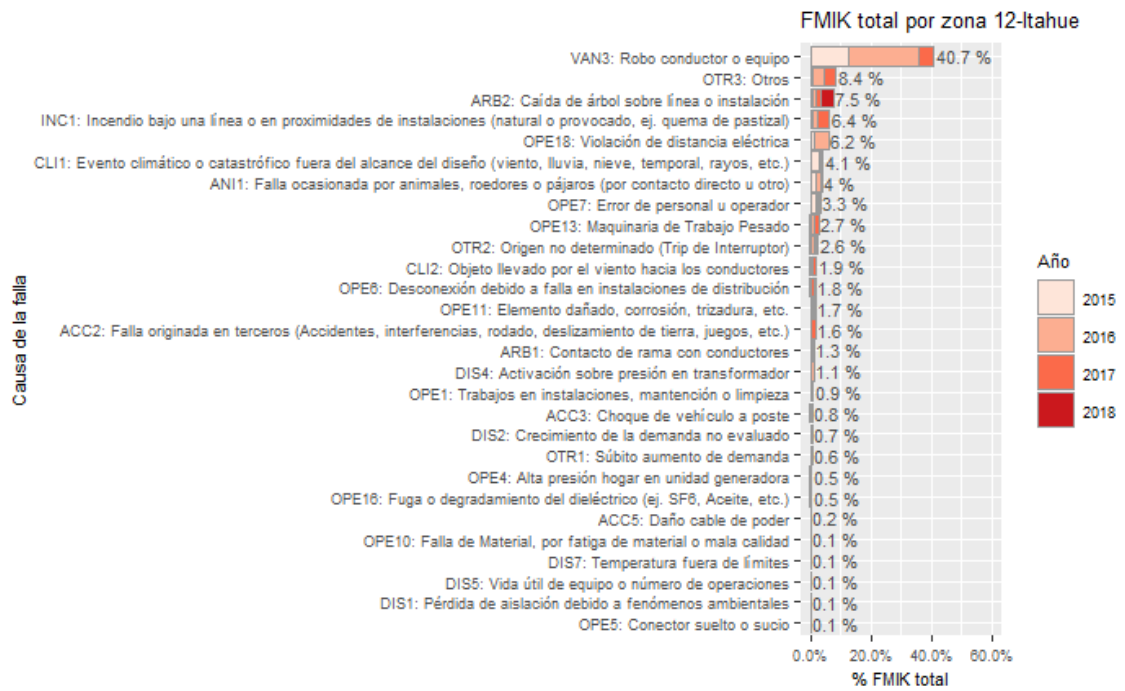
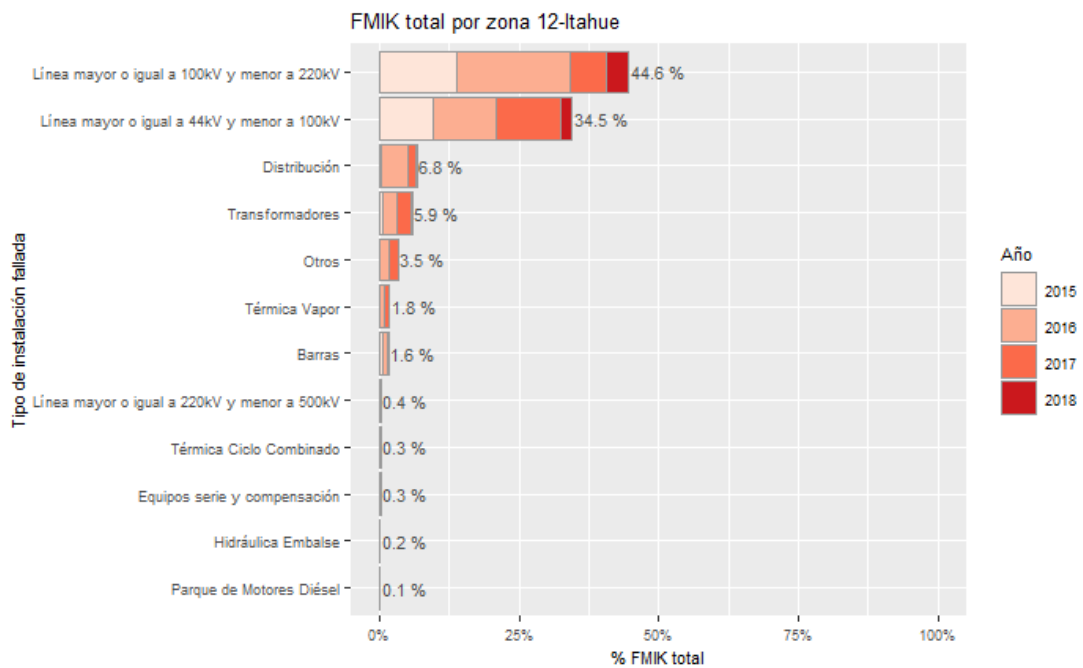


Figura 150 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad FMIK de Itahue



**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.

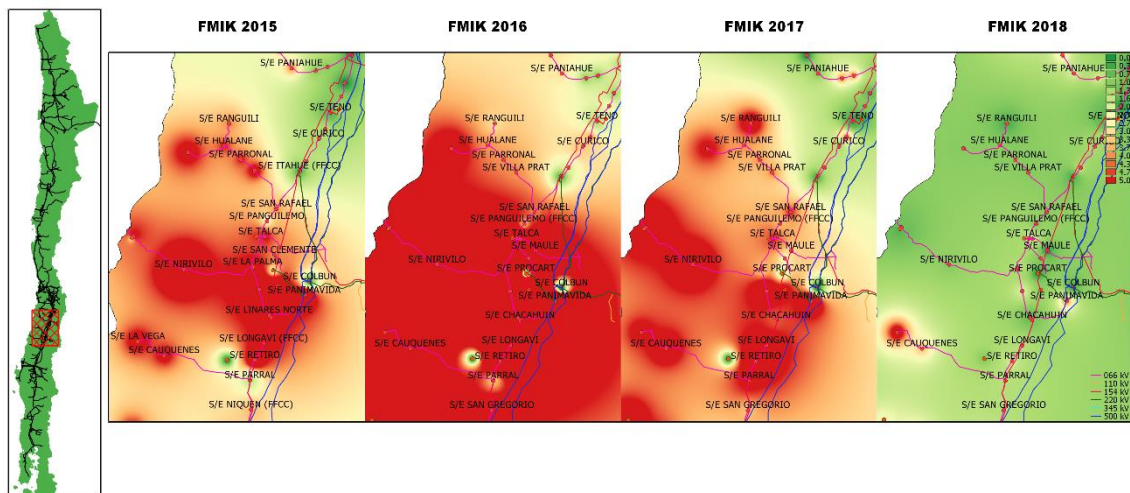


Figura 153 Índices de continuidad FMIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona e Itahue

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

En el periodo 2015-2018 los mayores promedios acumulados en el FMIK que se registraron en esta zona corresponden a los puntos de control de las SSEE Constitución, Panimávida, Nirivilo, Linares Norte y Villa Alegre.

En el 2015 los valores máximos que se registran en esta zona son de 18 veces/año en S/E Nirivilo, 17,3 veces/año en Constitución y 12 veces/año en Linares Norte, valores que están muy elevados en relación con el valor promedio del sistema el cual alcanzó los 1,8 veces ese mismo año. En 2016 los valores máximos que se registran son de 29 veces/año en Panimavida, seguido de 27 veces/año en S/E Linares Norte, 25 veces/año en Villa Alegre, 22,0 veces/año en Nirivilo y 21,6 veces/año en Constitución, valores que al igual que en el periodo anterior se encuentran muy elevados en comparación con el valor promedio del sistema el cual alcanzó los 2,0 veces ese año. En el 2017 los valores máximos que se registran son de 20,9 veces/año en Constitución, seguido de 13 veces/año en S/E Nirivilo y 12 veces/año en Panimávida, valores que al igual que en años anteriores están muy elevados respecto del valor promedio del sistema el cual alcanza 1,9 veces año en 2017. En 2018 se presenta una disminución importante con valores de FMIK no mayores a 4,0 veces/año.

Los puntos de control de las subestaciones Constitución y Nirivilo se encuentran alimentados radialmente a través de la línea 66 kV San Javier - Constitución, situación que se traduce en los altos valores en el índice FMIK ante la ocurrencia de fallas en mencionada línea. Las fallas características que afectan a estos puntos de control corresponden a robo de conductor en la línea de transmisión 154 kV Itahue - Parral, fallas en la línea San Javier - Nirivilo - Constitución ocasionadas por eventos climáticos adversos en la zona (temporales de lluvia y viento, incendios forestales, etc.), robo de conductor, actuación de protecciones ante la superación de los umbrales de operación y la actuación de los EDAC en condiciones de operación en isla.

Al igual que Constitución y Nirivilo, los demás puntos de control no tienen redundancia de vínculo de transmisión y son operados habitualmente de forma radial. Cabe destacar que Linares Norte y Constitución tienen generación local que respaldan el suministro ante eventuales fallas en las líneas de transmisión.

#### 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



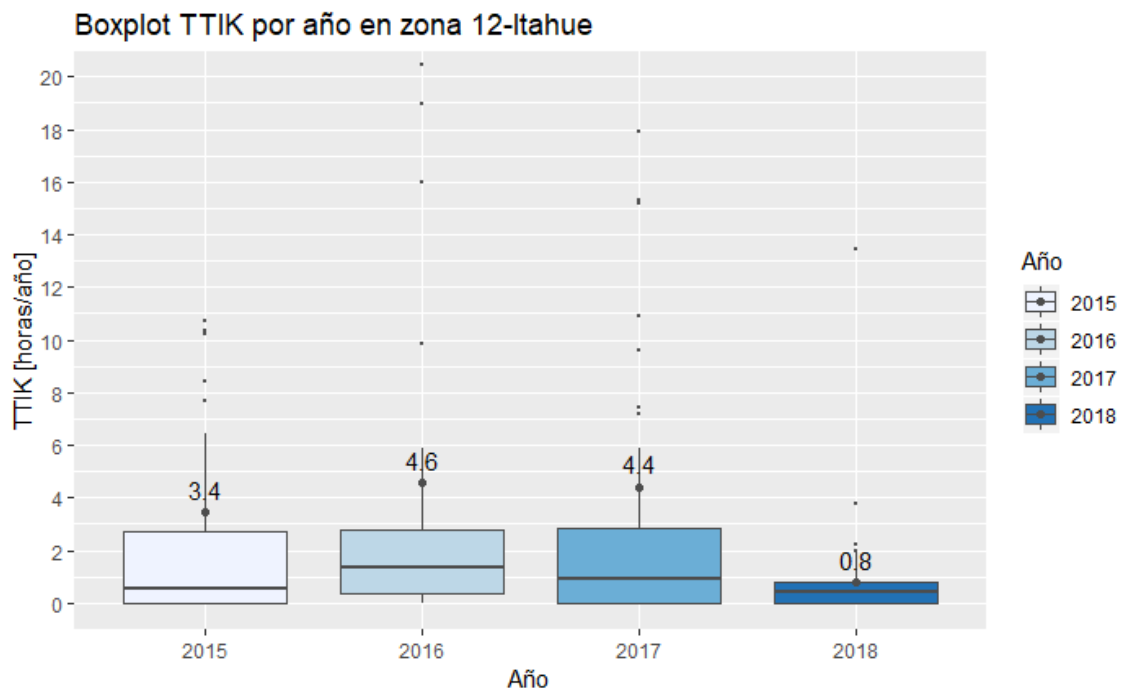


Figura 154 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad TTIK de Itahue

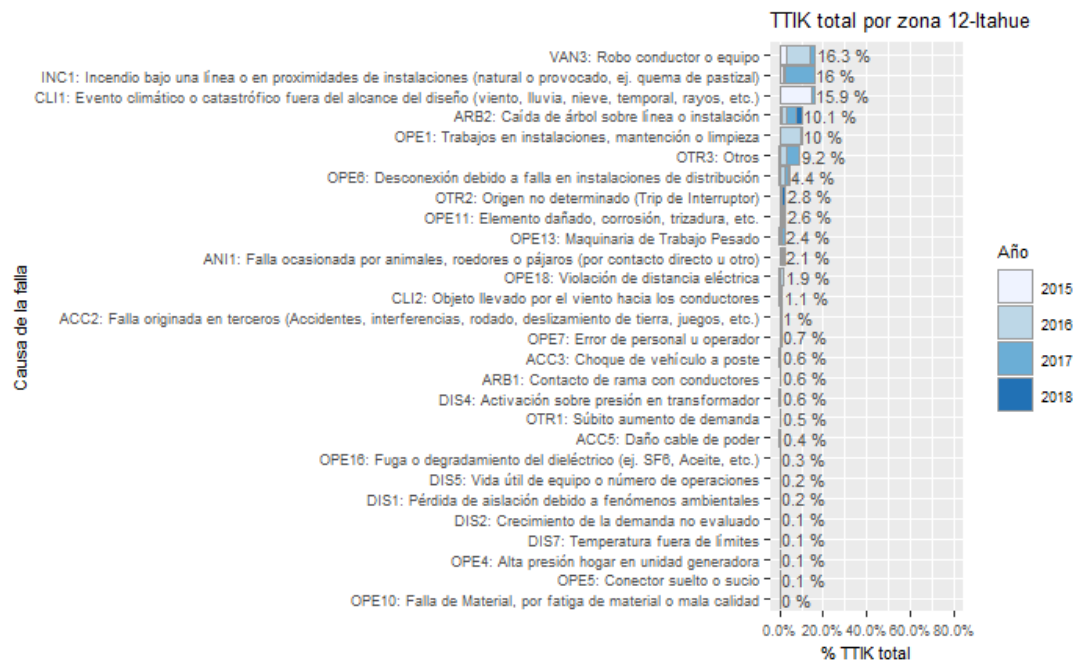
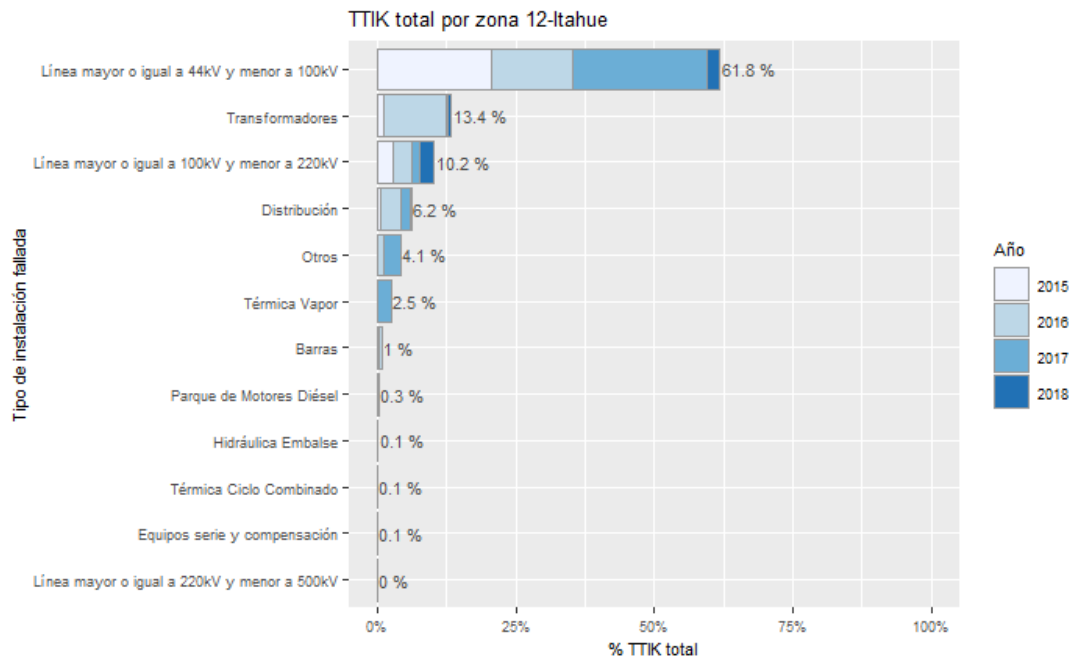


Figura 155 Porcentaje del total acumulado del TTIK según la causa de la falla presentados en la zona de Itahue



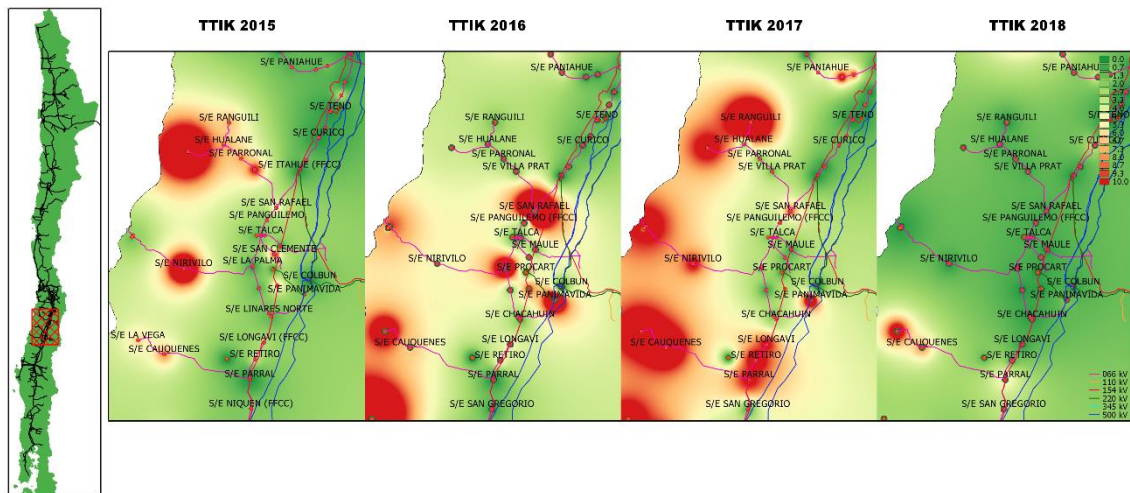
**Figura 156 Porcentaje del total acumulado del TTIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Itahue**

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
BA S/E CONSTITUCION 23KV BP1	CGE DISTRIBUCIÓN	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

Los mayores valores promedios de TTIK en el periodo 2015-2018 se registraron en las SSEE San Rafael, Licantén, Constitución y Ranguilí.

En 2016 el valor máximo registrado en la zona corresponde a 78,8 horas/año en San Rafael, donde la causa principal corresponde a la desconexión por cierre de puentes asociado a la línea Itahue-Talca N°2 (IF 1821/2016). El segundo valor máximo de TTIK registrado corresponde a Licantén en el año 2015 el cual alcanza 37,6 horas/año en la barra de 23 kV, donde la principal causa corresponde a la falla de la línea de 66 kV Hualañé - Licantén por fuerte temporal de lluvia y viento que provocó la caída de un árbol en dicha línea. La subestación Constitución también registrara un valor de TTIK elevado, en total 8,4 horas/año el 2015 principalmente por la operación del escalón 1 del EDAC BF de la zona de Constitución, la cual se encontraba en modo isla, debido a una caída en la frecuencia originada por la desconexión intempestiva de la central Maule. En 2016 también se registra un alto valor de TTIK en Constitución, en total 21,2 horas/año en barra 1 y 19,0 horas/año en barra 2, debido a falla en la línea 66 kV San Javier - Constitución

por cortocircuito monofásico en la fase C a causa de la caída de árbol sobre la estructura N°336, a una distancia aproximada de 13,5 Km desde S/E Constitución, mientras que en 2017 el valor registrado corresponde a 31 horas/año en barra 1 y 28,4 horas/año en barra 2 esencialmente por la desconexión forzada de las centrales Celco y Constitución 1 cuando se encontraban operando en isla suministrando los consumos de la subestación.

En el 2017 Ranguilí presenta el mayor valor máximo de TTIK en esta zona, en total 33,5 horas/año, a causa de la desconexión forzada de la línea 66 kV Hualañé - Ranguilí a causa de la falla bifásica con corte de conductor entre las estructuras N°37 y N°38, a una distancia de 4.5 km desde S/E Hualañé, ocasionada por incendio forestal en la zona.

Es importante señalar que las SSEE San Rafael, Licantén, Ranguilí y Constitución no poseen redundancia de vínculo y cualquier falla en la línea de alimentación provoca la pérdida de suministro en las mismas en el caso que no tengan respaldo de generación local.

### 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

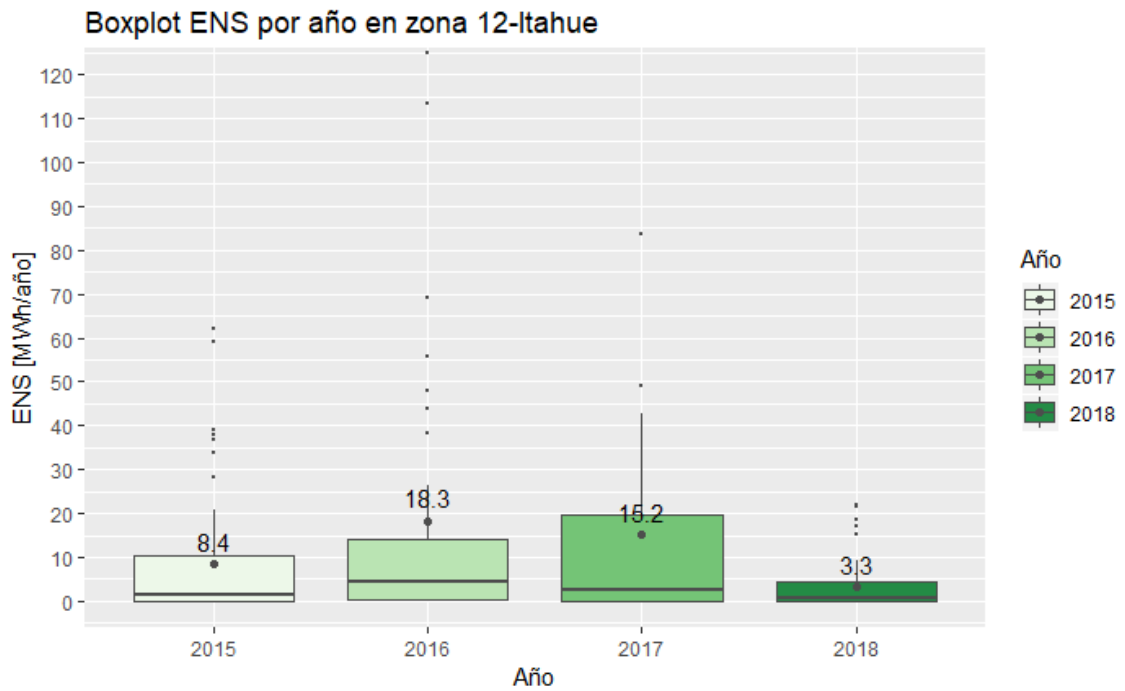


Figura 158 Gráfico BoxPlot de la ENS por año en Itahue

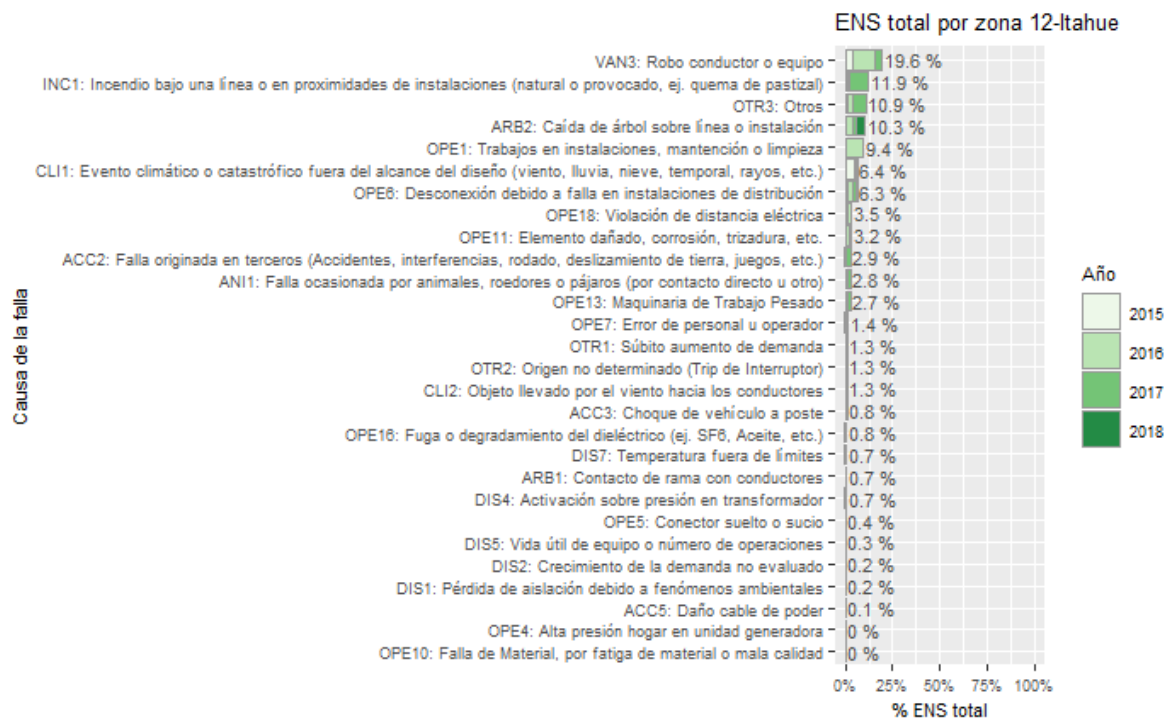
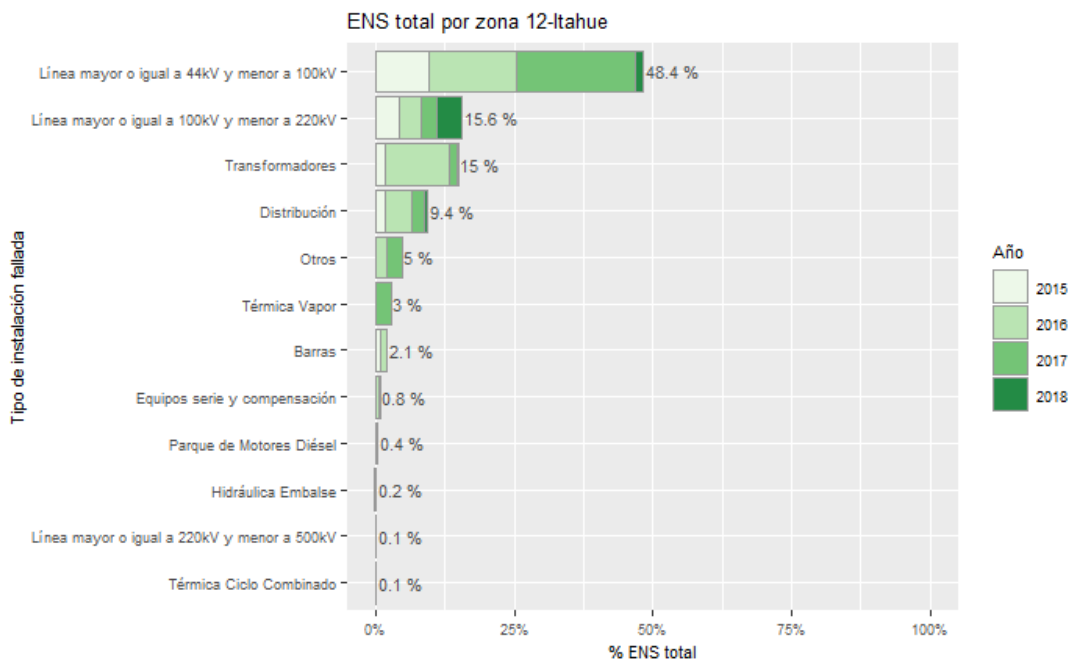


Figura 159 Porcentaje del total acumulado de la ENS según la causa de la falla presentados en la zona de Itahue



**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.

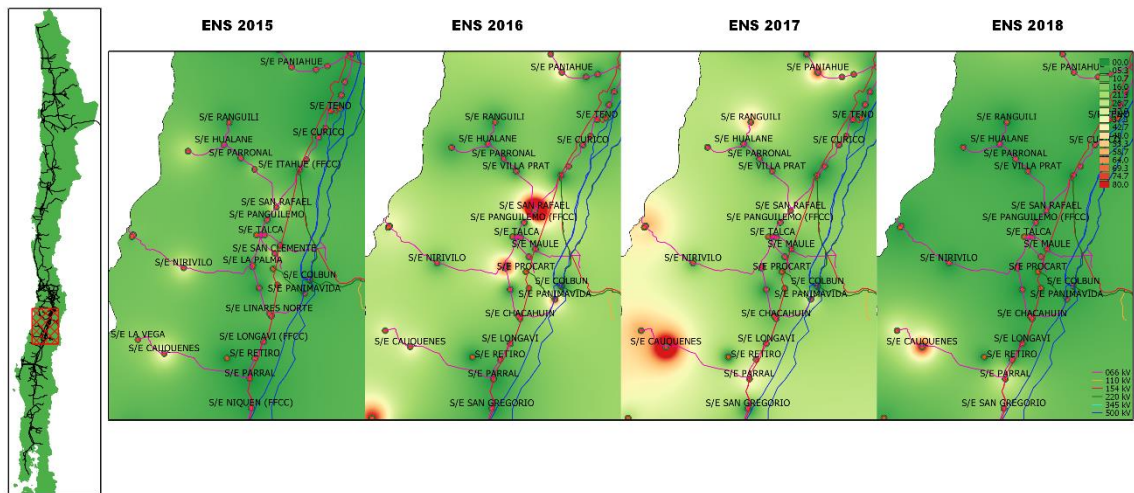


Figura 161 Energía no suministrada entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Itahue.

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

En el caso de la ENS, los mayores valores promedios registrados en esta zona en el periodo 2015-2018 corresponden a los puntos de control de Constitución, San Rafael, La Palma, Panimávida y Ranguilí, todos asociados a CGE Distribución a excepción de Panimávida correspondiente a Luz Linares. El valor máximo registrado corresponde a 280,6 MWh en San Rafael en 2016 seguido de 218,9 MWh en S/E Constitución en el 2017, por las mismas causas descritas en los puntos anteriores.

### 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

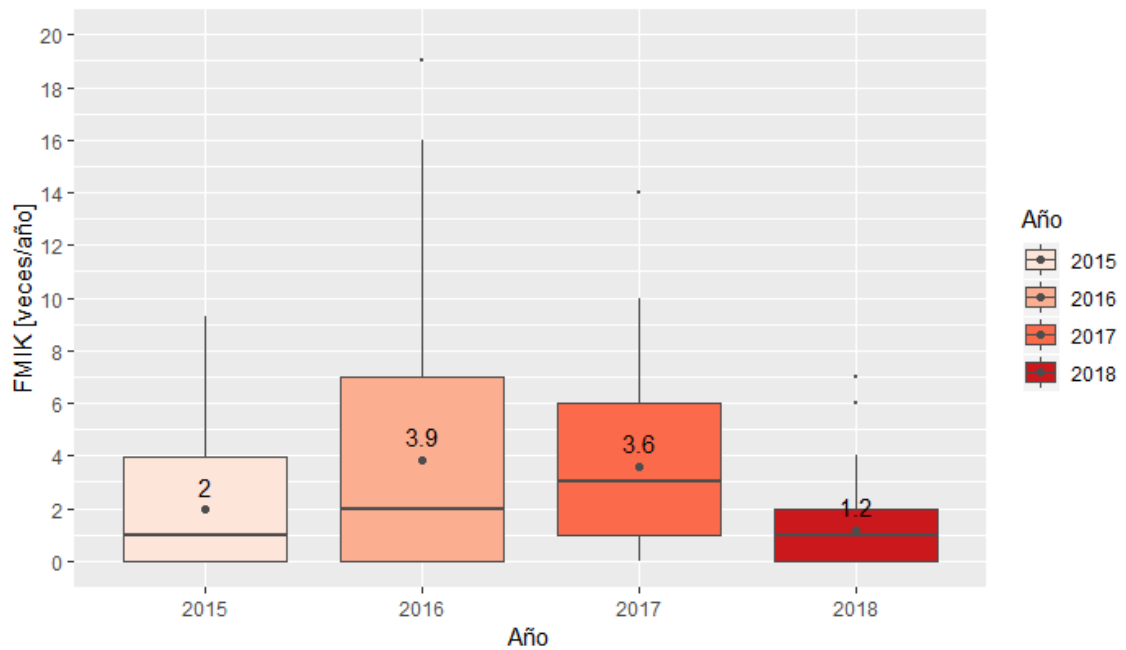


Figura 162 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad FMIK de Charrúa



FMIK total por zona 13-Charrua

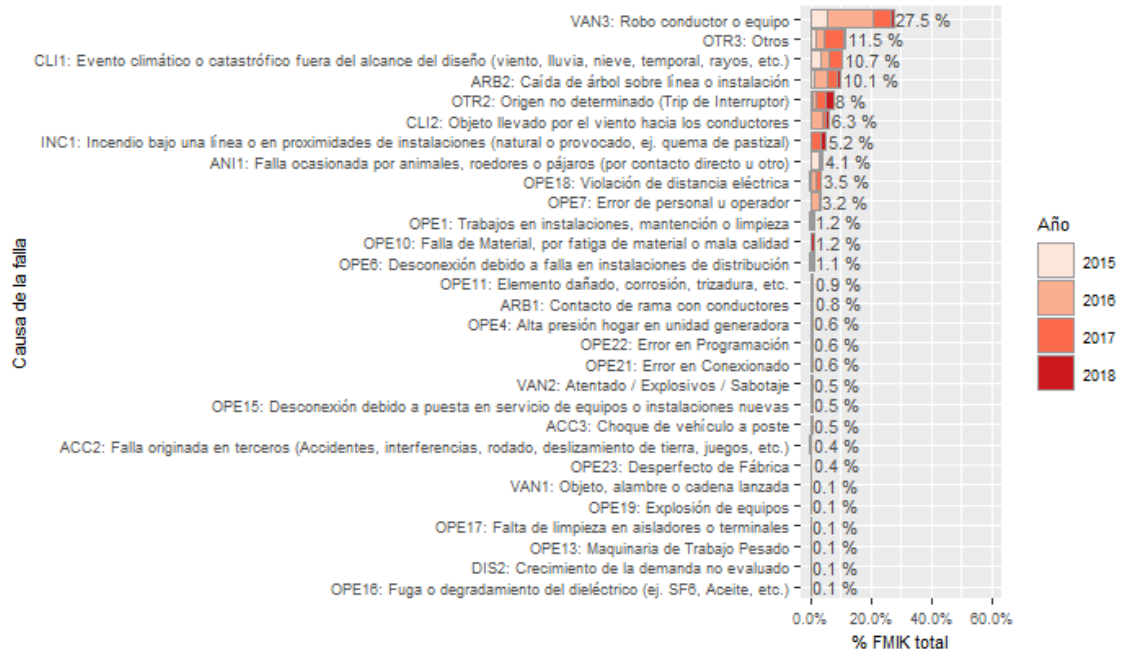


Figura 163 Porcentaje del total acumulado del FMIK según la causa de la falla presentados en la zona de Charrúa

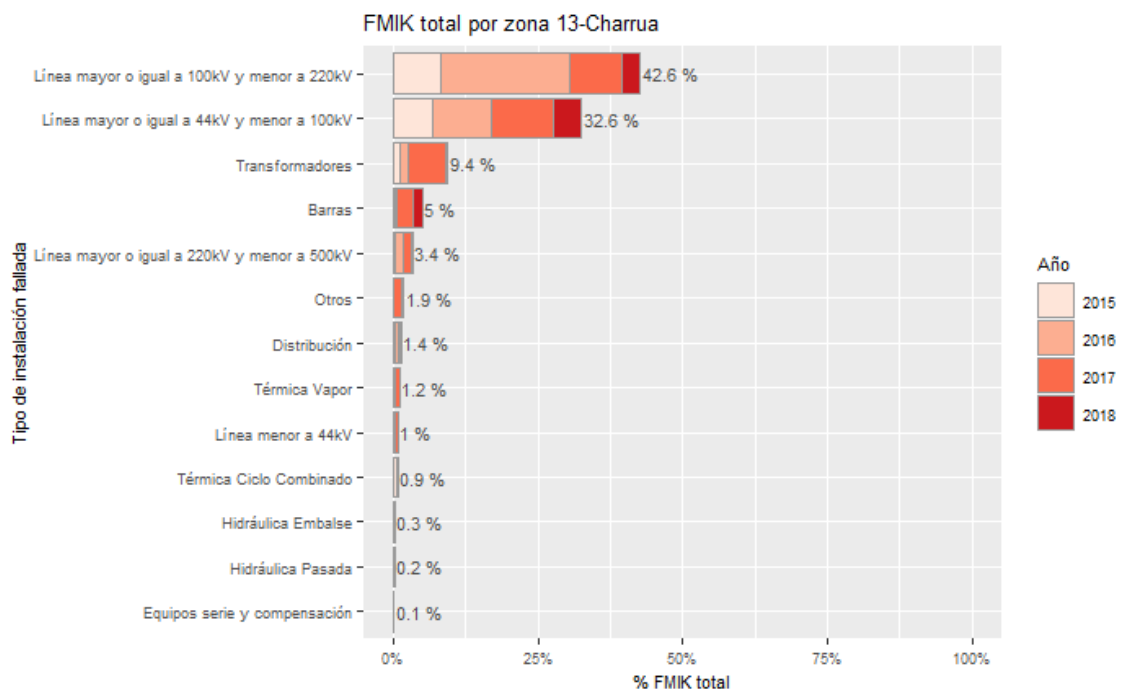


Figura 164 Porcentaje del total acumulado del FMIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Charrúa

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.

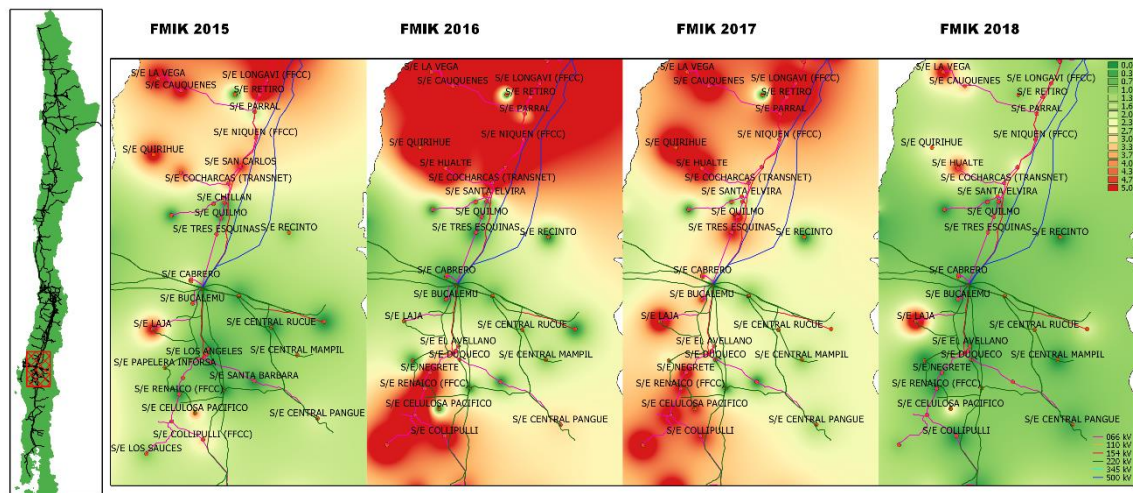


Figura 165 Índices de continuidad FMIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Charrúa

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

BARRA	EMPRESA	2015	2016	2017	2018	MEDIA
BA S/E CAUQUENES 13.2KV	CGE DISTRIBUCION	5.7	12	8	3.3	7.3

Los mayores promedios acumulados en el periodo 2015-2018 en el FMIK se encuentran en los puntos de control de las SSEE Retiro, La Vega, Hualte, Quirihue y Cauquenes, todos correspondientes a CGE Distribución. Cabe señalar que estos puntos de control no tienen redundancia de vínculo de transmisión y generalmente se operan de forma radial.

En 2015 la subestación Retiro registró un FMIK de 9,3 veces/año siendo el mayor valor en esta zona ese año, esencialmente por fallas en la línea 66 kV Parral - Linares a causa de frentes de mal tiempo (tormentas eléctricas en la zona) y fallas en la línea de transmisión Itahue - Parral 154 kV las cuales se originan principalmente a causa de robos de conductor de la línea. Cabe destacar que esta subestación se encuentra conectada a través de Tap-off de la línea 66 kV Linares - Parral, la cual además no tiene redundancia de vínculo de transmisión y habitualmente se opera de manera radial.

El valor máximo en el 2016 alcanza 19 veces/año en la S/E La Vega seguido de 16 veces/año en S/E Retiro y 12 veces/año en las SSEE Hualte y Cauquenes, principalmente por fallas de la línea Itahue - Charrúa 154 kV a causa de robos de conductor, además de fallas en la línea 66 kV Cauquenes - Parral y La Vega- Cauquenes ocasionadas por cortezas de árbol sobre los conductores de la línea y caídas de árboles sobre la misma.

En el 2017 los valores máximos que se registran son de 14 veces/año en Retiro a causa de robos de conductor en la línea Itahue - Charrúa 154kV (en el tamo Parral - Charrúa), actuaciones de EDAC por fallas en centrales de generación y fallas en la línea de transmisión 66 kV Linares - Parral.

## 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

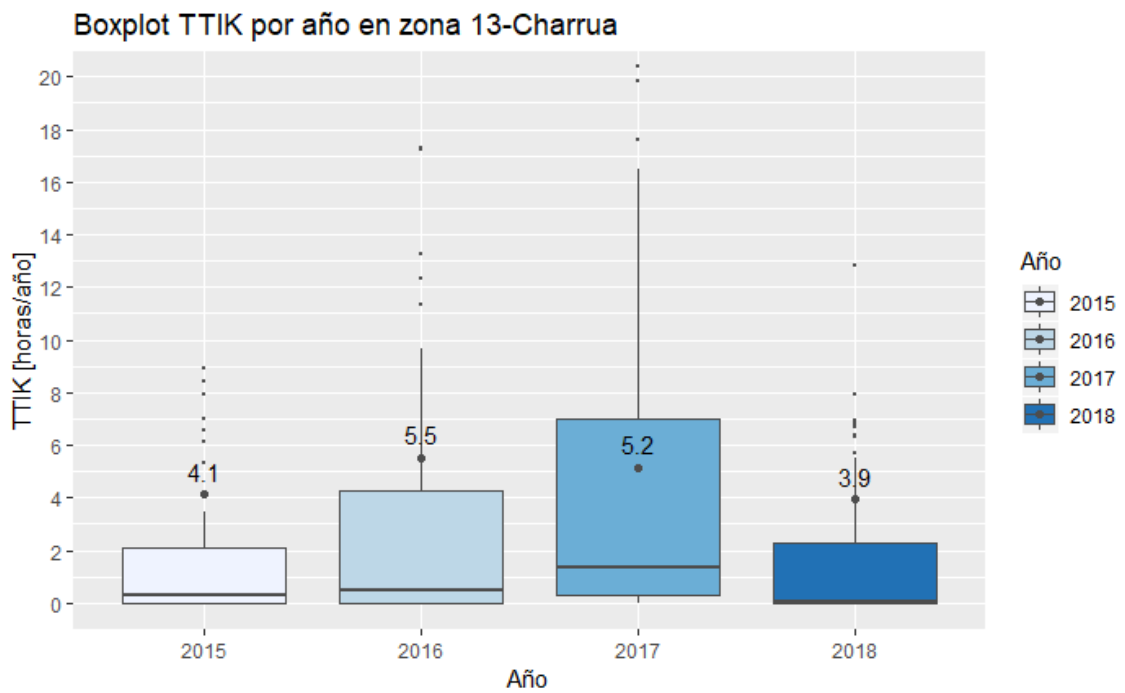


Figura 166 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad TTIK de Charrúa

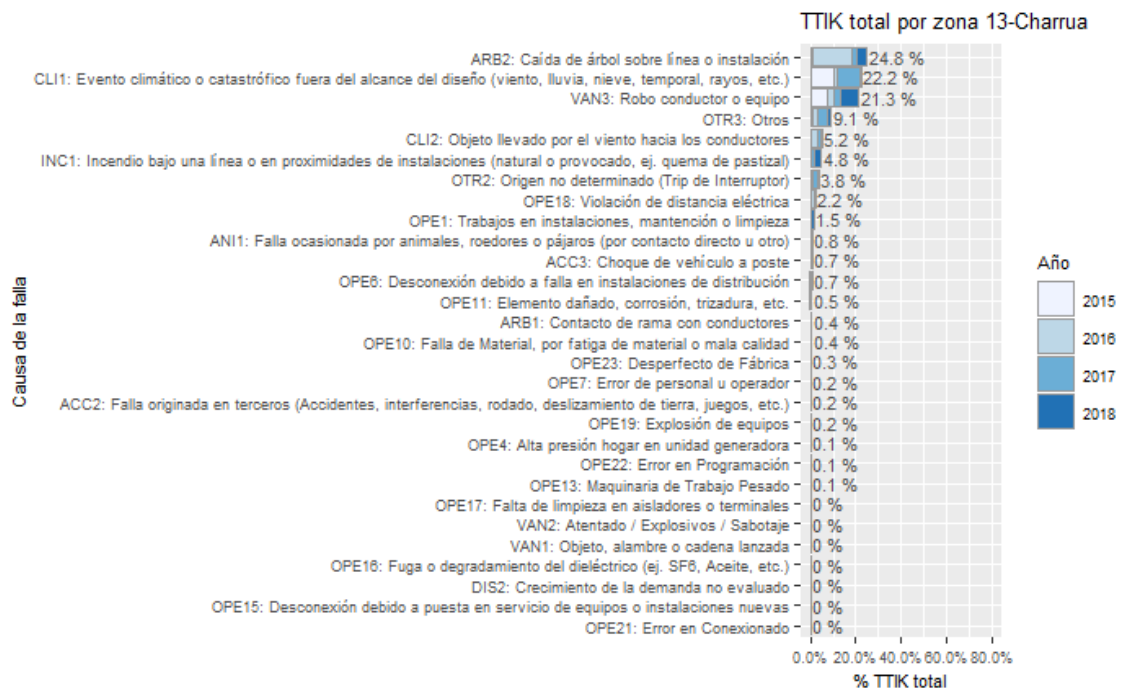
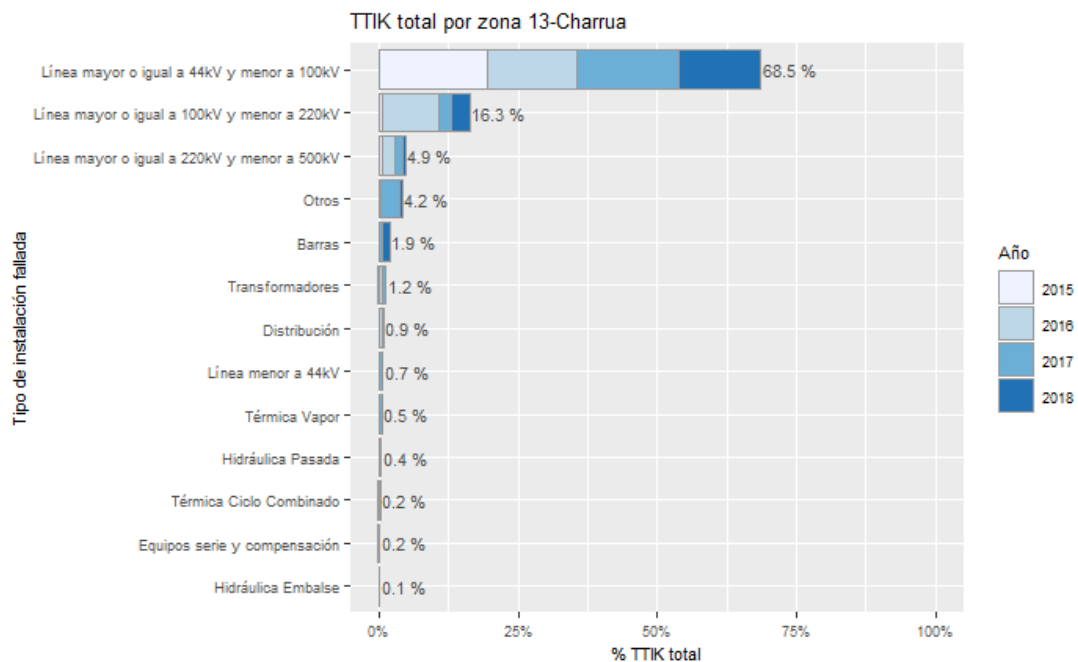


Figura 167 Porcentaje del total acumulado del TTIK según la causa de la falla presentados en la zona de Charrúa



**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.

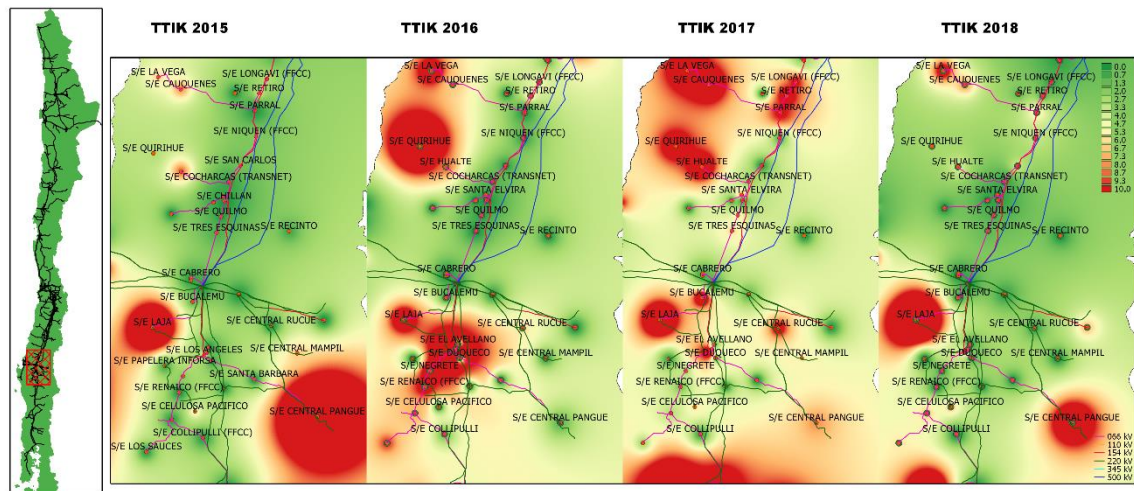


Figura 169 Índices de continuidad TTIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Charrúa

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

Los mayores valores de promedios acumulados de TTIK en esta zona en el periodo 2015-2018 se registraron en los puntos de control de las SSEE Laja (Frontel), Laja (EFE), Quirihue y Pangué.

En el 2015 los puntos de control con mayor valor TTIK fueron Pangué de Frontel y Coelcha con 66,7 horas/año y 65,5 horas/año respectivamente, seguido de Laja (EFE) con 54,8 horas/año. En Pangué la principal causa fue por la desconexión forzada de la línea 66 kV Los Ángeles - Pangué por operación de protecciones ante falla atribuida al temporal que afectaba la zona, mientras que en la subestación Laja (EFE) la principal causa corresponde a las desconexiones de la línea 66 kV Charrúa - Laja.

En el 2016 el valor máximo registrado de FMIK fue en Quirihue con 100,3 horas/año y la principal causa del alto valor corresponde a la descarga eléctrica entre fases B y C ocurrida en la línea 66 kV Cocharcas - Hualte causada por caída de árboles, entre sus estructuras N°54 y N°55, durante fuerte temporal de viento y lluvia que afectó a la zona.

En 2017 laja registra el mayor valor de TTIK con 44,0 horas/año por la desconexión forzada de la línea 66kV Charrúa - Laja principalmente a causa de una falla monofásica a tierra en la fase A ante corte de conductor provocado por robo, entre las estructuras N°133 y N°134, aproximadamente a 26 km desde la S/E Charrúa, además aporta al TTIK la falla en la línea debido a caída de árbol entre las estructuras N°128 y N°129, provocando el corte de los conductores y dañando parte de las estructuras entes mencionadas. En 2018 los mayores valores se presentan en los puntos de control de Laja de EFE con 83,7 horas/año y Laja de Frontel con 69,7 horas/año principalmente por desconexiones de la Línea 66 kV Charrúa – Laja.

### 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

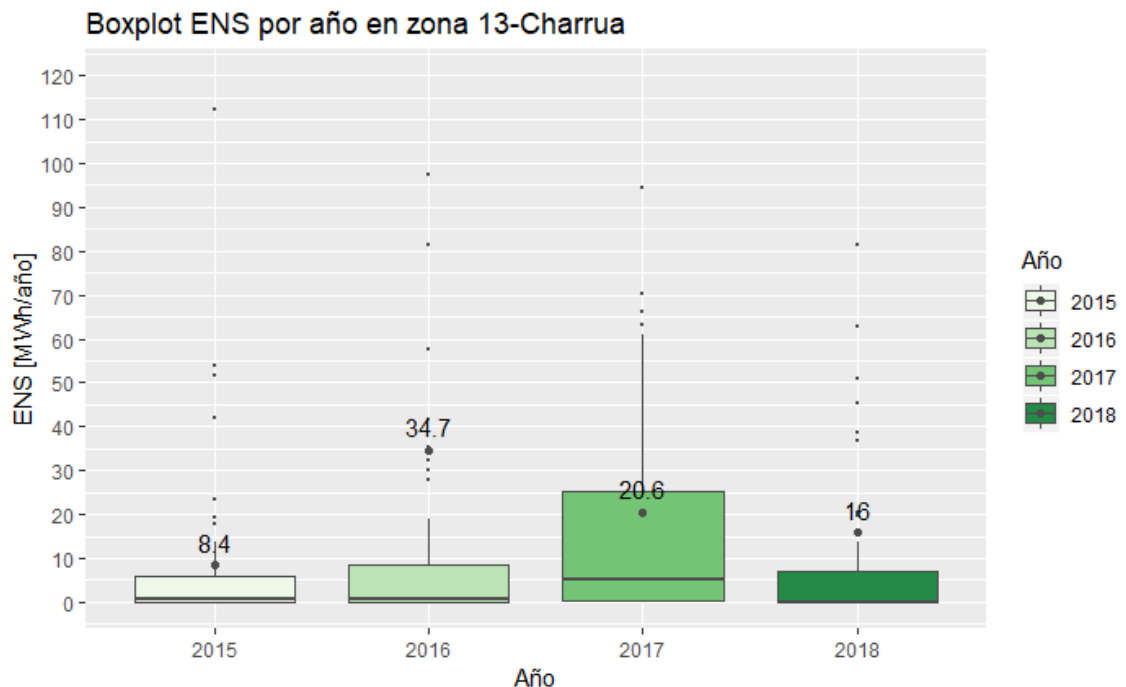


Figura 170 Gráfico BoxPlot de la ENS por año en Charrúa

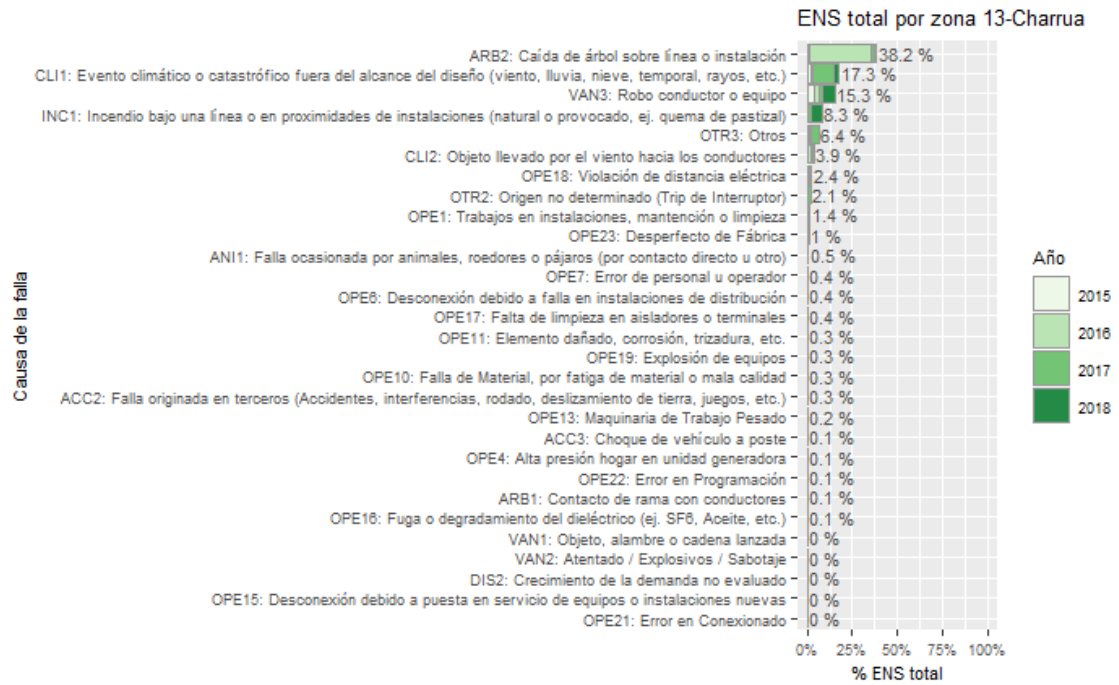


Figura 171 Porcentaje del total acumulado de la ENS según la causa de la falla presentados en la zona de Charrúa

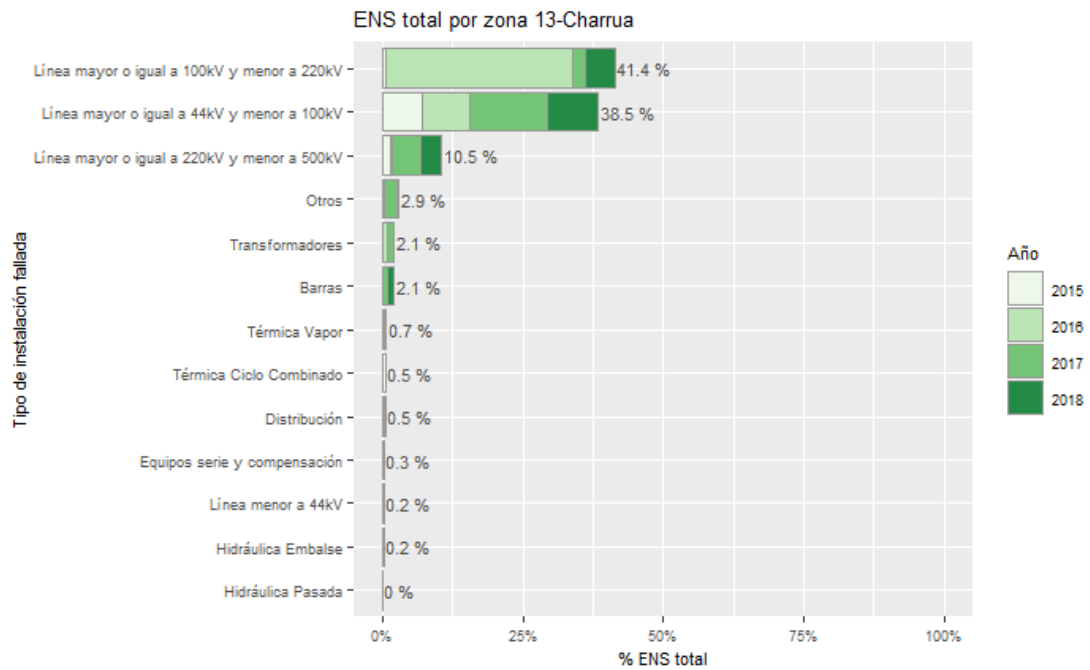


Figura 172 Porcentaje del total acumulado de la ENS según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Charrúa



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.

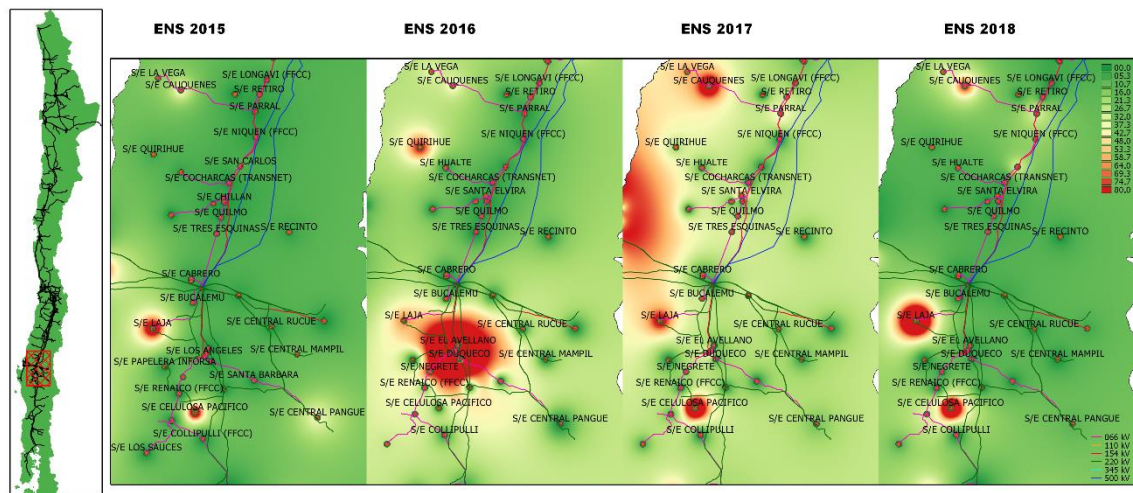


Figura 173 Energía no suministrada entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Charrúa.

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

En el caso de la ENS, los puntos de control con mayor promedio acumulado en el periodo 2015 y 2018 se encuentran en las SSEE Los Ángeles, Laja, Manso de Velasco, Celulosa Pacifico y Cauquenes. En el año 2015 la S/E Laja experimentó varias fallas que originaron 166,6 MWh de ENS debido principalmente a eventos de robo de conductor de la línea Charrúa - Laja.

En 2016 la S/E Los Ángeles registró 1093,5 MWh de ENS causados por el evento de falla asociado a la línea 154 kV Charrúa - Los Ángeles, por operación de protecciones ante caída de árbol sobre la línea, entre las estructuras N°134 y N°135. A raíz de este último evento, la S/E Manto de Velasco también registra un valor elevado de ENS en este periodo con 739,4 MWh.

En el 2017 el valor máximo de ENS registrado en esta zona corresponde a Celulosa Pacífico, punto de control asociado a CMPC Celulosa, ante la ocurrencia de la falla de la línea 220 kV Charrúa - Celulosa Pacífico a causa de descarga atmosférica sobre la línea a una distancia aproximada de 46 km desde S/E Charrúa, en momentos en que se registraba una fuerte lluvia y tormenta eléctrica en la zona, además de un evento asociados con la caída y contacto de árboles con la línea 220 kV Charrúa Celulosa Pacífico.

En 2018 el valor máximo de ENS se registró en S/E Laja de Frontel con 338.5 MWh seguido de Celulosa Pacífico con 222,2 MWh.

### 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

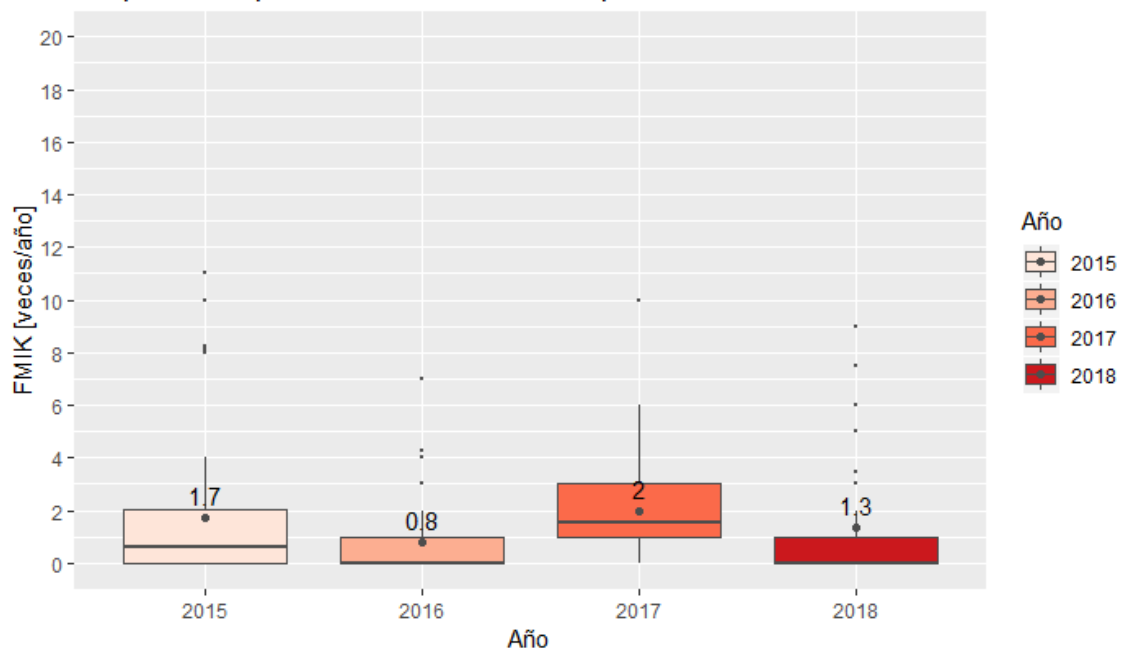


Figura 174 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad FMIK de Concepción

FMIK total por zona 14-Concepcion

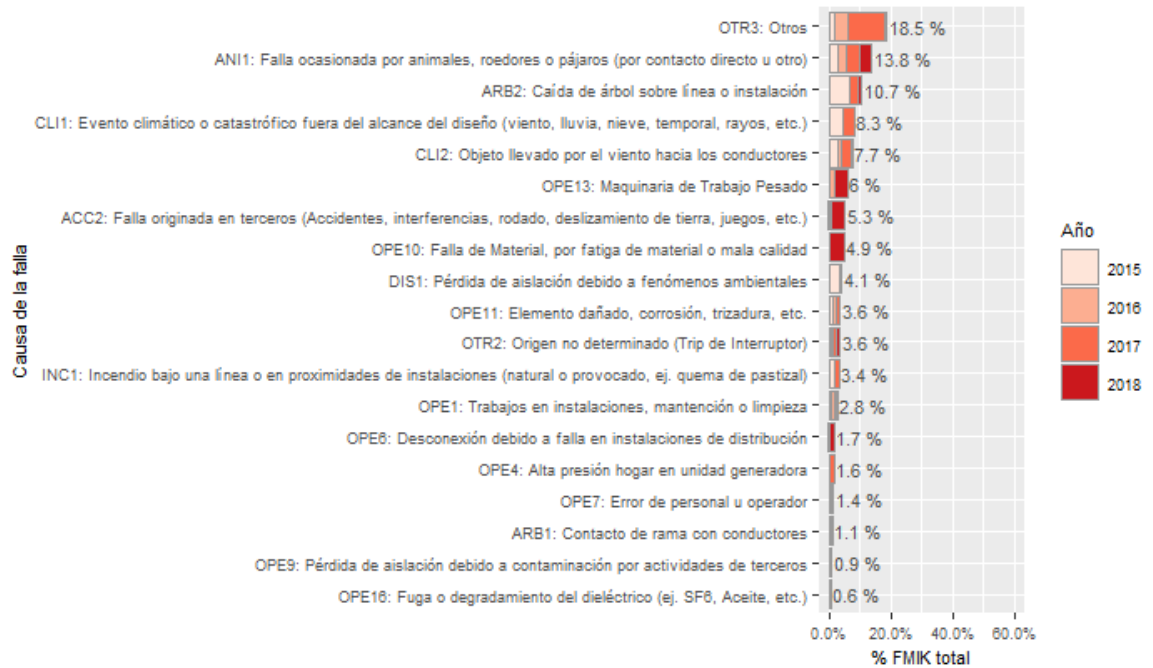


Figura 175 Porcentaje del total acumulado del FMIK según la causa de la falla presentados en la zona de Concepción

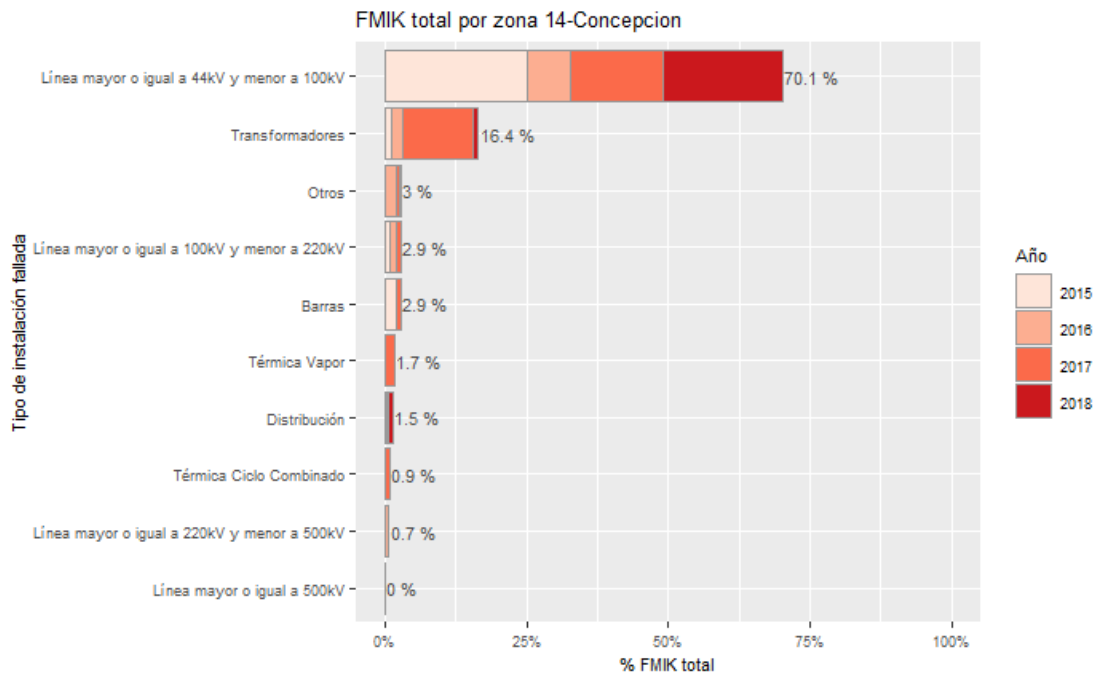


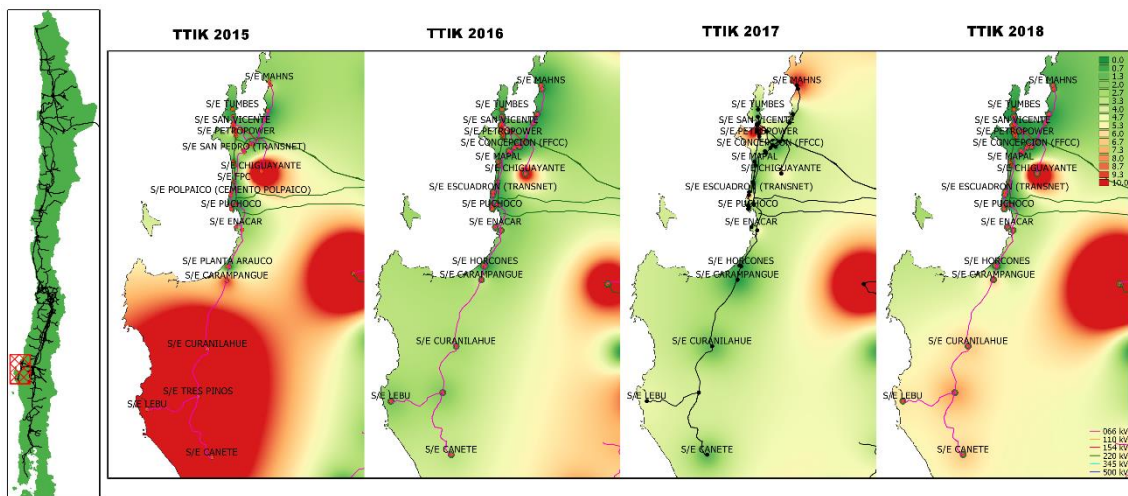
Figura 176 Porcentaje del total acumulado del FMIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Concepción

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

Los mayores índices FMIK se encuentran en los puntos de control de las SSEE Lebu, Cañete, Tres Pinos y Curanilahue, todos correspondientes a Frontel. Los puntos de control señalados anteriormente no tienen redundancia de vínculo de transmisión y generalmente se operan de forma radial desde la Subestación Horcones.

En 2015 la subestación Lebu experimenta un FMIK de 11 veces/año siendo el mayor valor en esta zona, principalmente por fallas en la línea 66 kV El Manco - Horcones, a causa de la caída de un árbol sobre la línea 66 kV Carampangue - Curanilahue por tala de árboles ejecutada por terceros fuera de la franja de servidumbre, además de tres fallas en la línea 66 kV Tres Pinos - Lebu, provocada por caídas de árboles sobre la línea ante la presencia de fuertes temporales de lluvia y viento que afectaron la zona. En el mismo año la S/E Cañete registra el segundo mayor valor de FMIK, en total 10 veces/año, a causa de una serie de fallas en las líneas Carampangue - Curanilahue y El Manco - horcones, producto de caídas de árboles sobre las líneas, contaminación de aisladores, incendios forestales y condiciones climáticas adversas presentes en la zona.

El valor máximo en el 2017 alcanza 10 veces/año en S/E Lebu a causa de las fallas en las líneas de transmisión 66 kV Tres Pinos - Lebu, Carampangue - Curanilahue y El Manco - Horcones, todas las líneas anteriores desde donde se encuentra alimentada radialmente la S/E Lebu. En 2018 la S/E Lebu presentó un valor de 9 veces/año.

#### 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

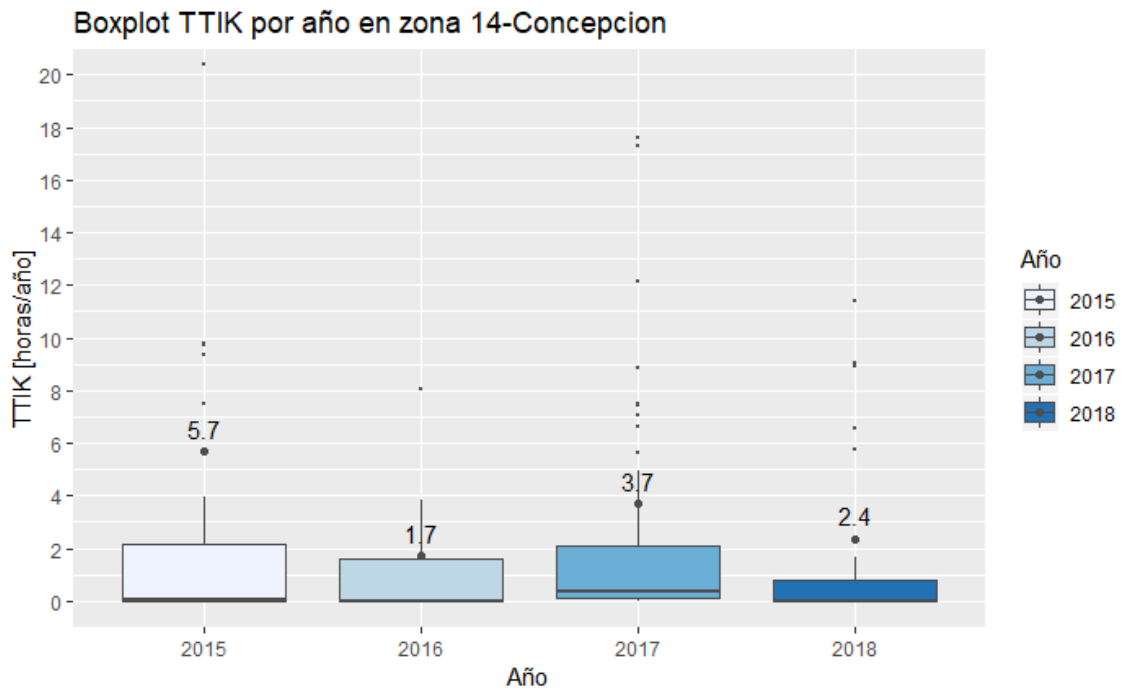


Figura 178 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad TTIK de Concepción

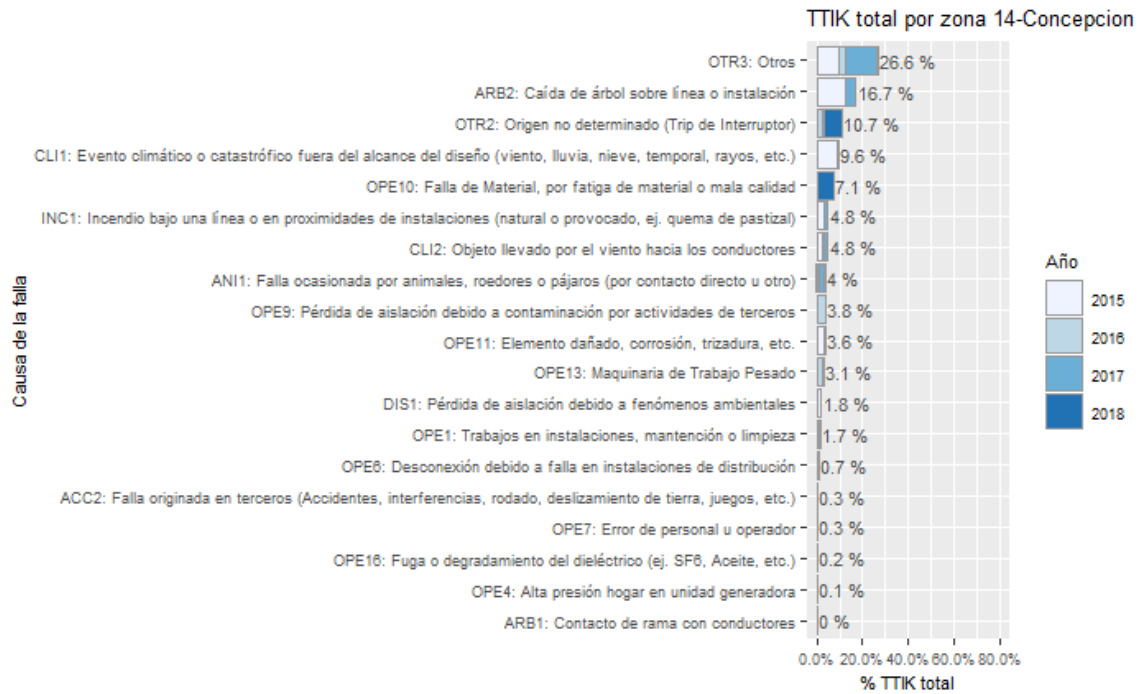
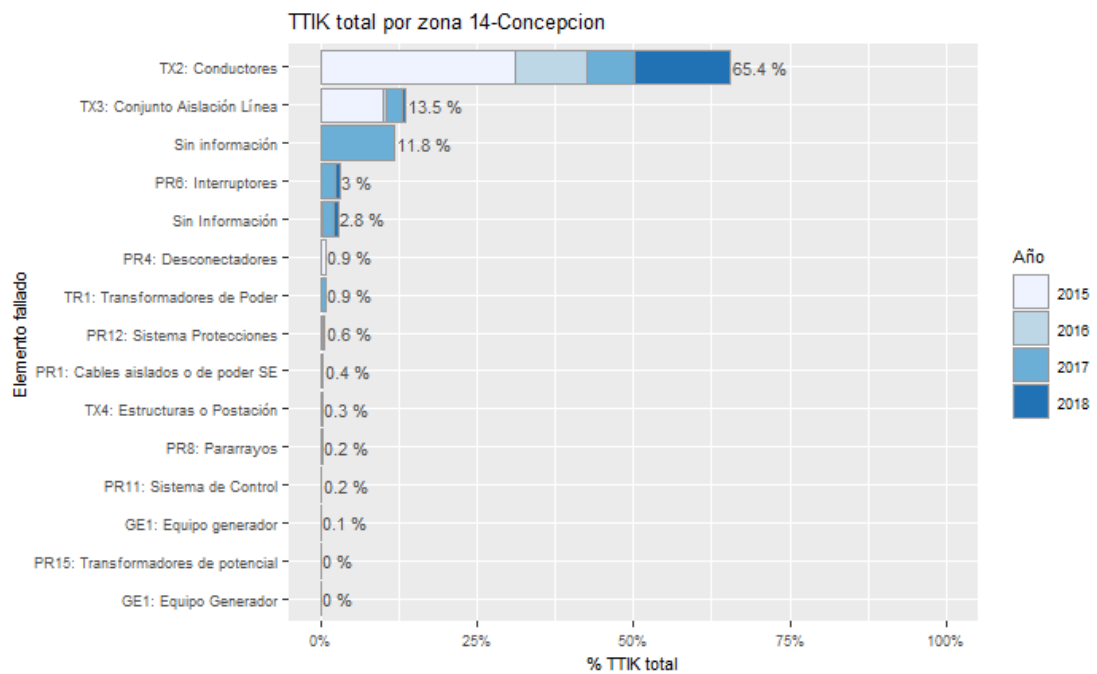


Figura 179 Porcentaje del total acumulado del TTIK según la causa de la falla presentados en la zona de Concepción



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

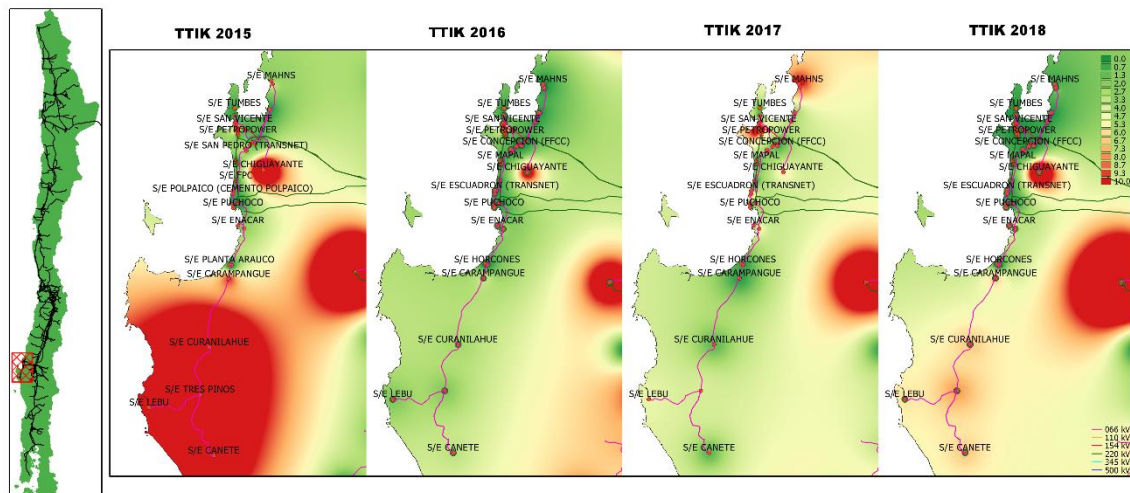
Los índices TTIK promedio presentaron oscilaciones pero con una tendencia a la baja entre 2015 y 2018 pasando desde 5.7 horas/año en 2015 a 2.4 horas/año en 2018.

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

Los TTIK promedios acumulados más elevados de esta zona en el periodo 2015-2018 se registraron en las S/E Chiguayante, Eka Chile, Lebu, Curanilahue y Tres Pinos.

En el 2015 el punto de control con mayor valor TTIK fue Chiguayante de EFE alcanzando 75,6 horas/año seguido de Curanilahue con 40,1 horas/año y Lebu con 38,2 horas/año. En Chiguayante los altos valores se explican por la desconexión forzada de la línea 66 kV Chiguayante - Quilacoya. Por otro lado, en Curanilahue la principal causa fue la desconexión forzada de la línea 66 kV El Manco - Horcones, a causa de la caída de un árbol sobre la línea 66 kV Carampangue - Curanilahue, durante el desarrollo de una tala de árboles ejecutada por terceros fuera de la franja de servidumbre (evento que también afectó a la S/E Lebu, la segunda con mayor valor de TTIK en este año), además de caídas de árboles, temporales de lluvia y viento e incendios bajo la línea.

En el 2017 la S/E Eka Chile registra el mayor valor de TTIK, en total 97,3 horas/año, esencialmente por la desconexión forzada de la línea 154 kV Hualpén - San Vicente, circuito N°1, por operación de sus protecciones a causa de un cortocircuito monofásico a tierra de la fase C, producto de una falla en el arranque de Petroquímicas. Cabe mencionar que Eka Chile no tiene redundancia de vínculo de transmisión. En 2018 el mayor valor se registra en el punto de control Chiguayante de EFE llegando a un valor de 57,9 horas/año nuevamente por la desconexión forzada de la línea 66kV Chiguayante – Quilacoya que opera de forma radial.

### 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

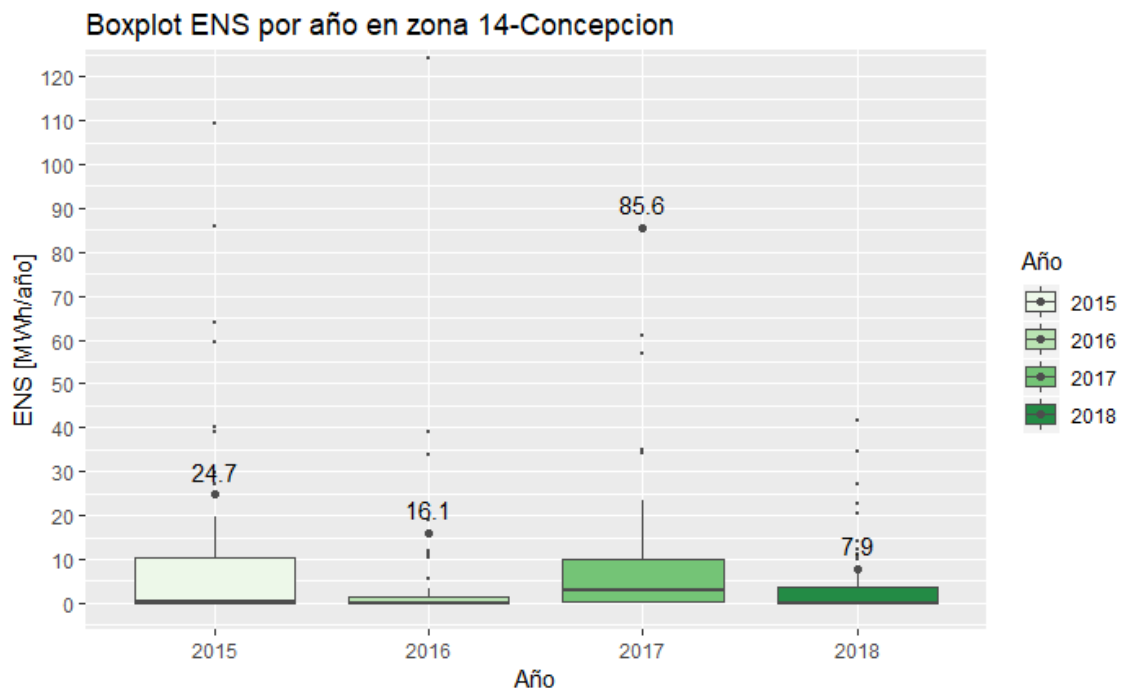


Figura 182 Gráfico BoxPlot de la ENS por año en Concepción

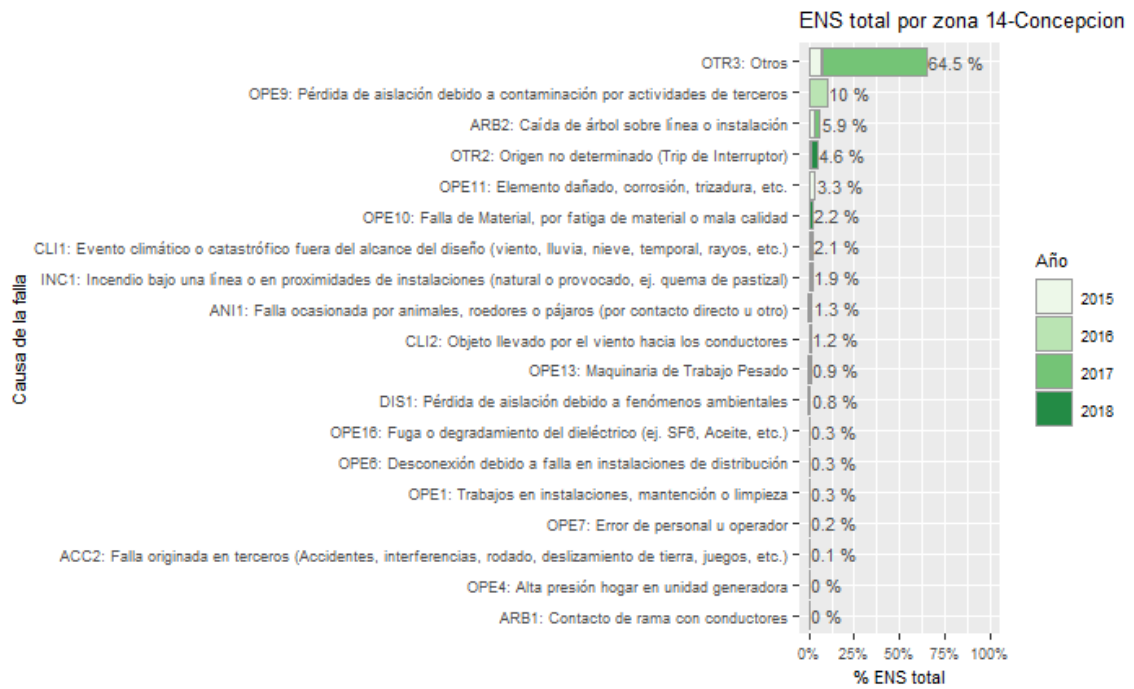


Figura 183 Porcentaje del total acumulado de la ENS según la causa de la falla presentados en la zona de Concepción

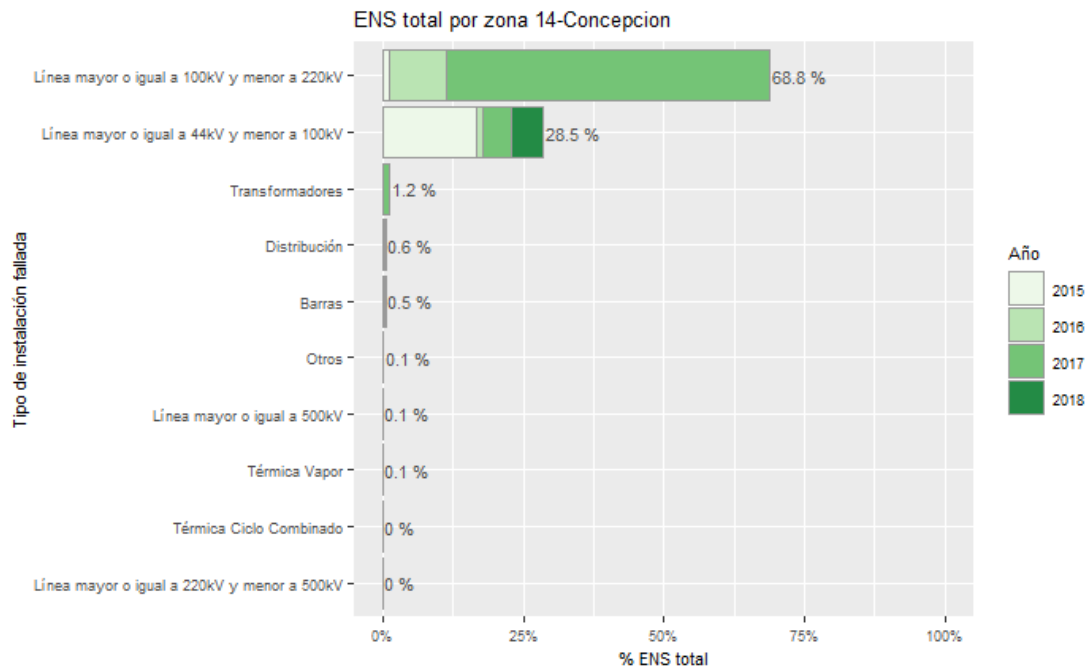


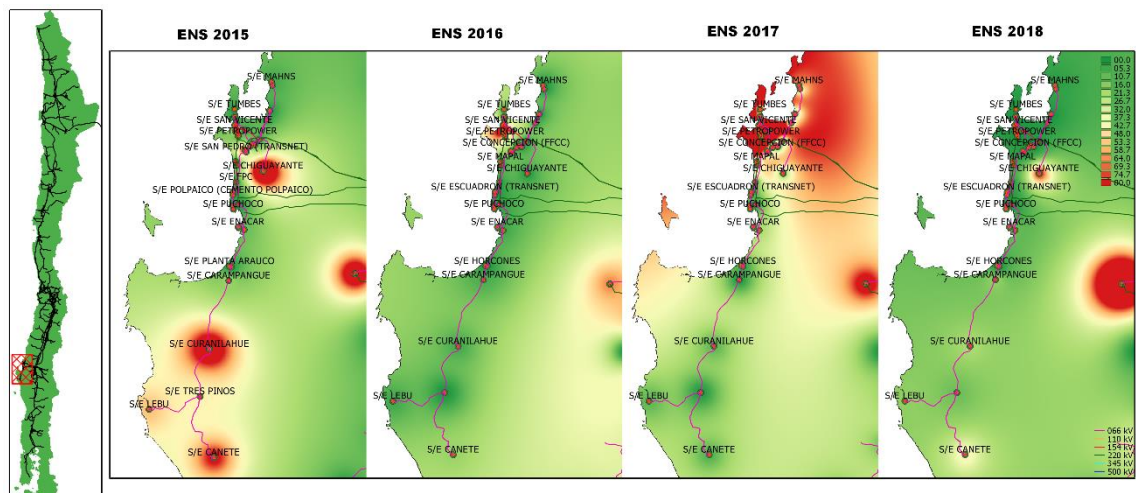
Figura 184 Porcentaje del total acumulado de la ENS según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Concepción

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

Los puntos de control con mayor promedio de ENS en el periodo 2015 y 2018 corresponden a los ubicados en las SSEE Eka Chile, Chiguayante, Oxy, Papelera Bio Bio y Curanilahue.

En 2015, el punto de control Chiguayante de EFE presentó un valor de 521,4 MWh de ENS principalmente por la desconexión forzada de la línea 66kV Chiguayante - Quilacoya, S/E Papelera Bio Bio registró 225,3 MWh de ENS y se debió a la desconexión forzada del circuito N°1 de la línea 2x66 kV Concepción - Coronel, por operación de protecciones ante falla en el desconectador 89QL1 de S/E Papelera Bio Bio.

En 2016 el punto de control más afectado fue Oxy con 560,6 MWh de ENS por la desconexión de la línea 154 kV Hualpén - San Vicente N°1 producto de la apertura de los interruptores 52A1 de S/E Hualpén y 52A2 de S/E San Vicente debido a una falla en la derivación del Tap Petroquímicas.

En 2017 la S/E Eka Chile registra el mayor valor de ENS con 4569,6 MWh a causa de las fallas descritas anteriormente mientras que en 2018 el valor máximo se presentó en el punto de control Chiguayante de EFE llegando a 227,4 MWh de ENS.

### 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-Araucania

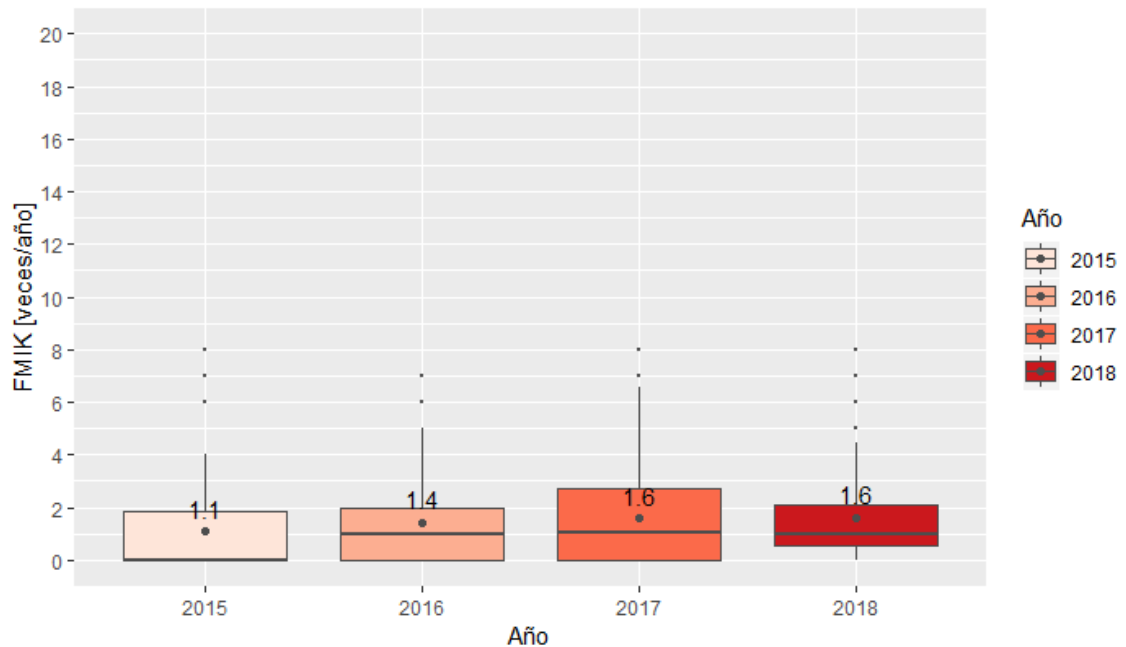


Figura 186 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad FMIK de Araucanía

FMIK total por zona 15-Araucanía

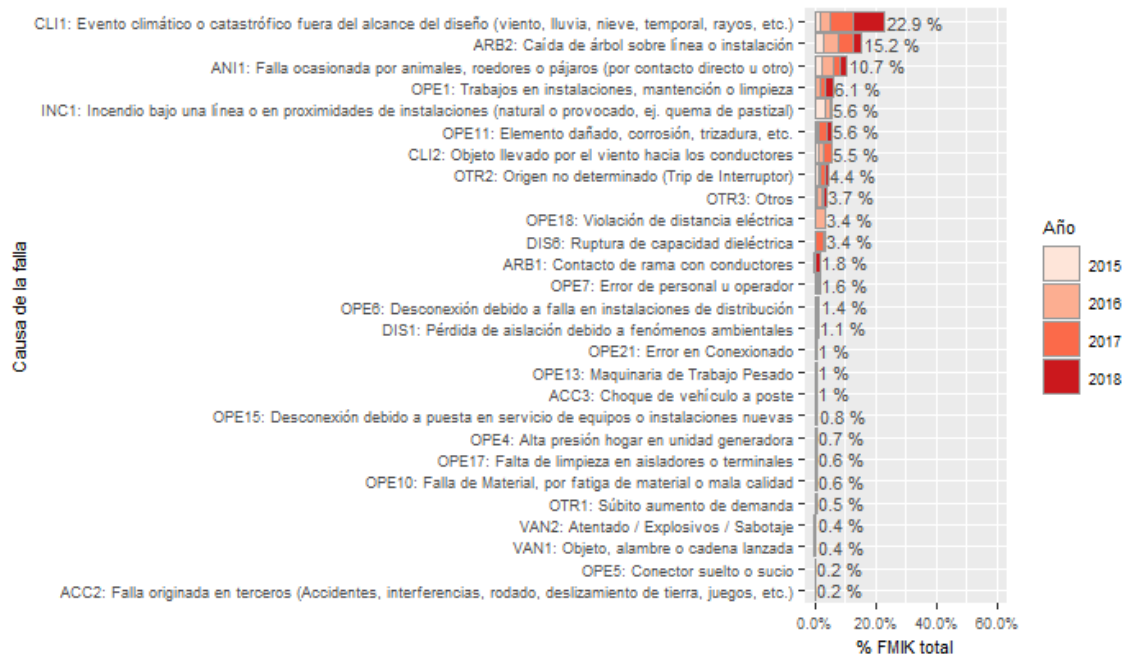


Figura 187 Porcentaje del total acumulado del FMIK según la causa de la falla presentados en la zona de Araucanía

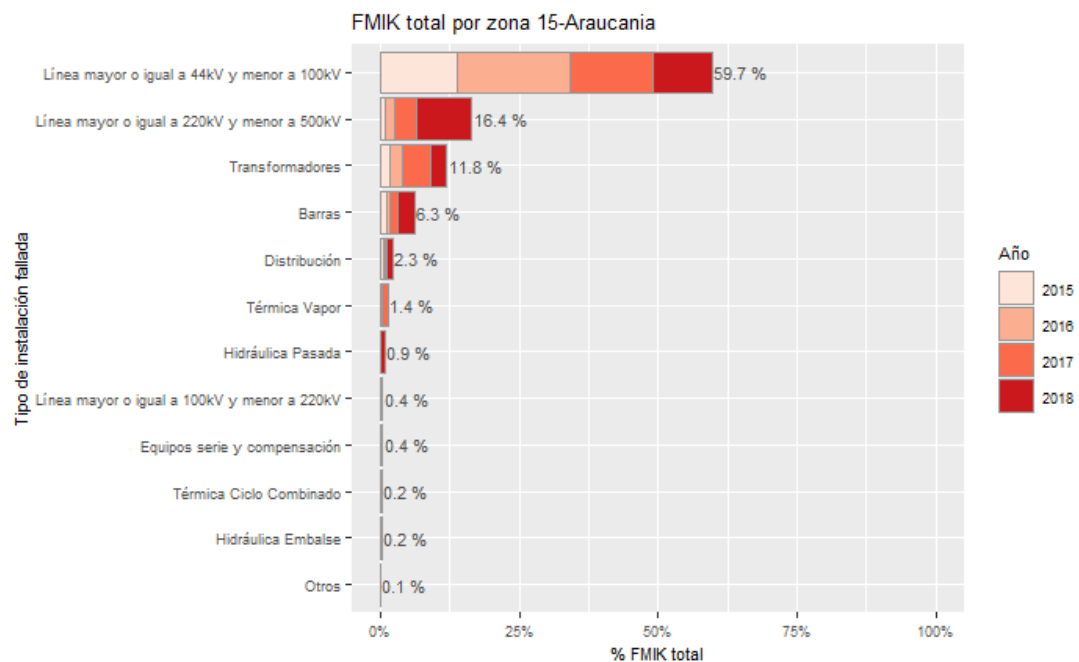


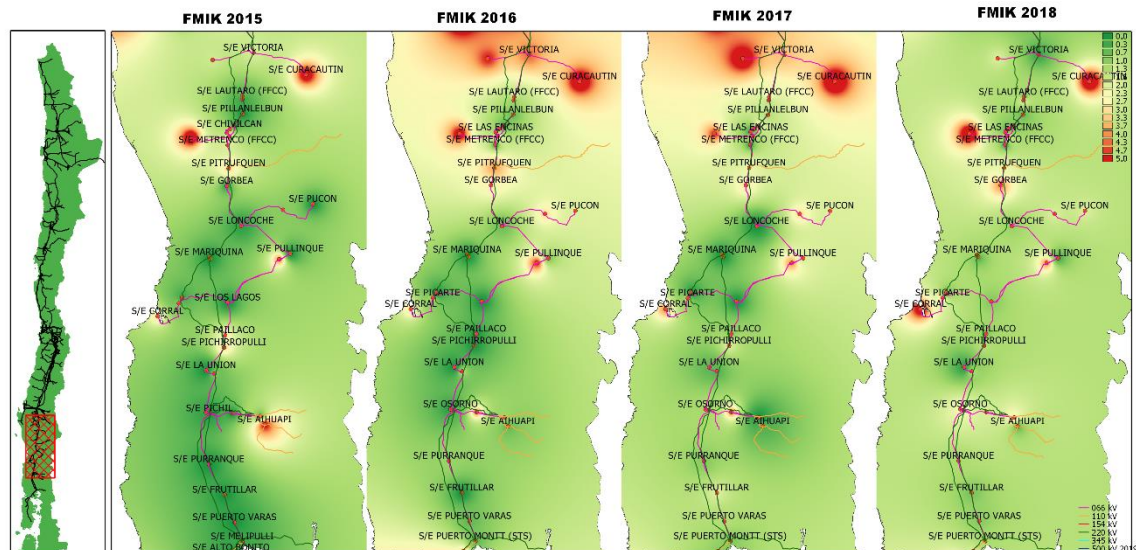
Figura 188 Porcentaje del total acumulado del FMIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Araucanía

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



Los mayores valores de FMIK se registraron en Curacautín, Imperial, Licanco, Panguipulli y Corral alcanzando en 2017 un máximo de 8 veces/año en Curacautín principalmente por fallas en la línea Los Peumos – Curacautín 66 kV sin redundancia de vínculo de transmisión y en 2018 el mismo valor en Imperial.

### 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

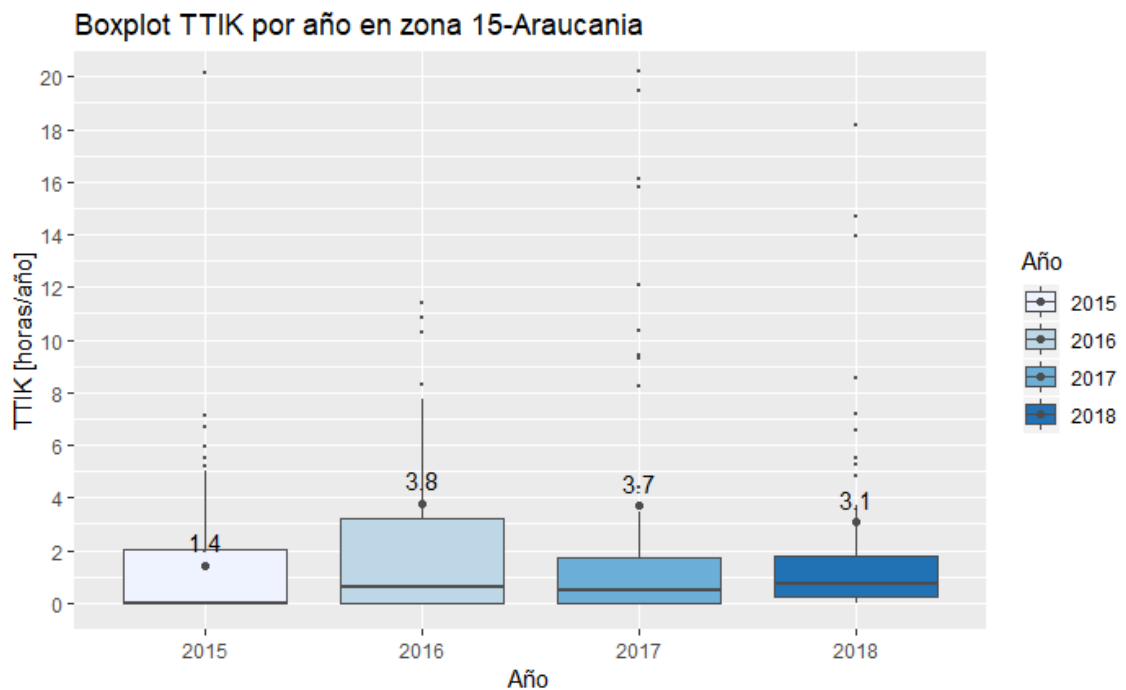


Figura 190 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad TTIK de Araucanía

TTIK total por zona 15-Araucanía

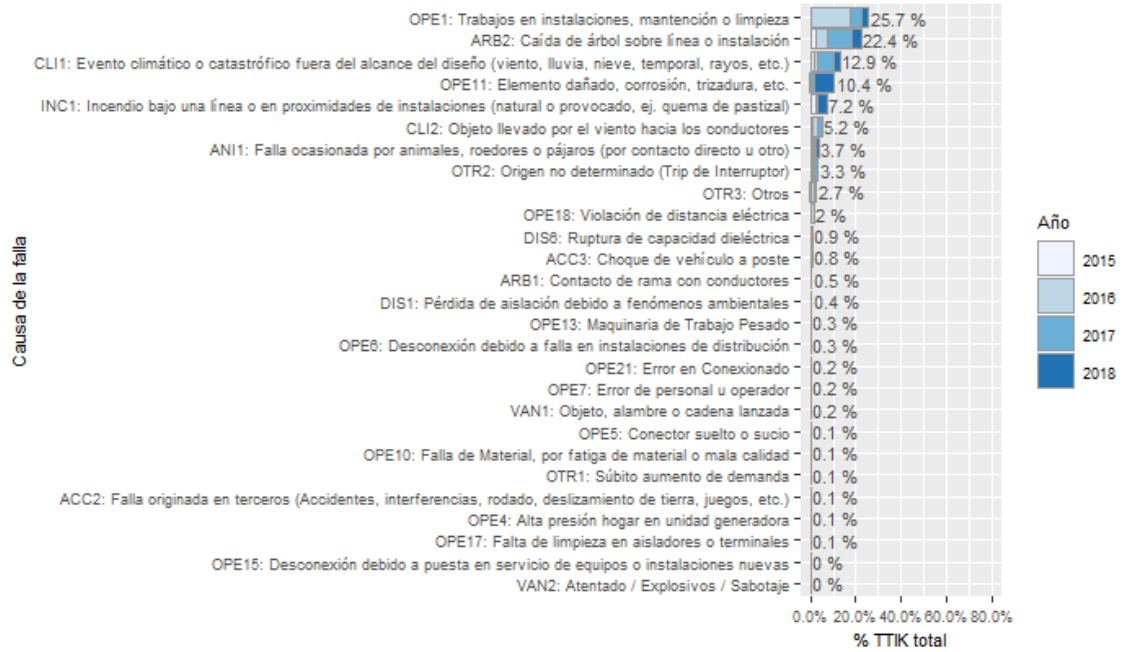


Figura 191 Porcentaje del total acumulado del TTIK según la causa de la falla presentados en la zona de Araucanía

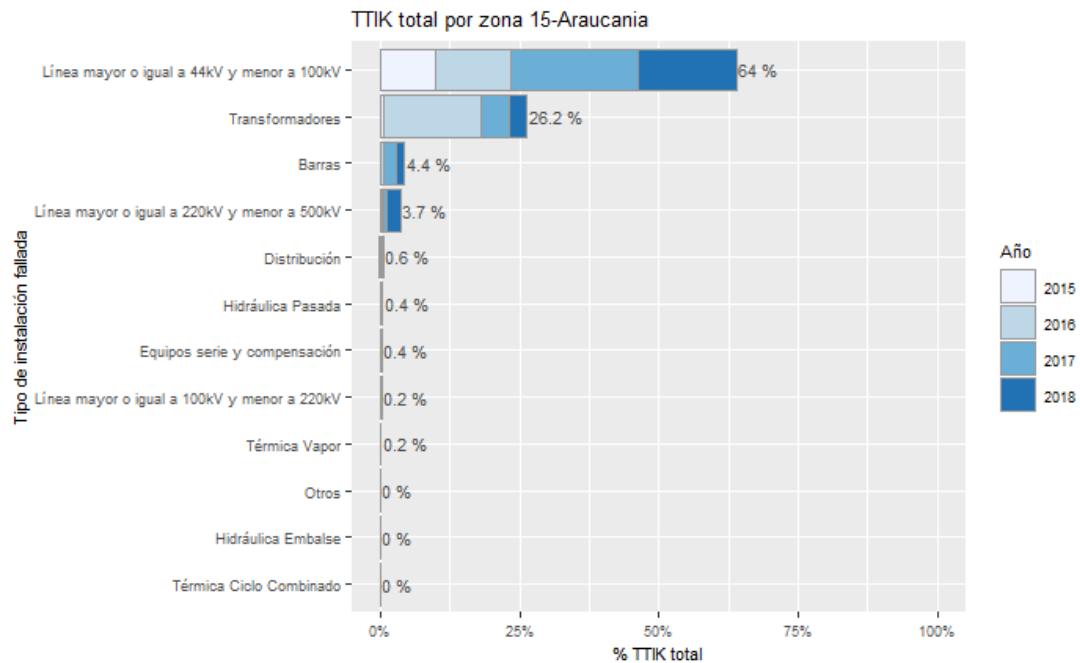


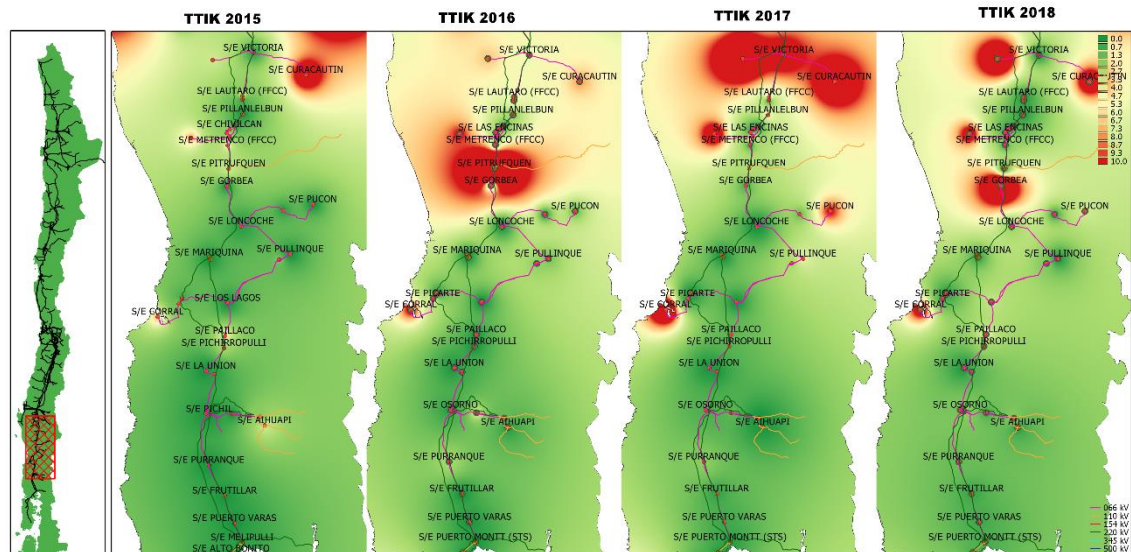
Figura 192 Porcentaje del total acumulado del TTIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Araucanía

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

Los TTIK más elevados se encuentran en Pitrufrquén, Traiguén, Curacautín y Gorbea. El máximo valor registrado corresponde a 154,2 horas/año en Pitrufrquén en 2016 causada principalmente por la mantención correctiva a DD.CC 89BT3 asociado al transformador N°3 de la S/E Pitrufrquén (solicitud de desconexión N° 14934). Los siguientes valores máximos corresponden a Traiguén con 47,7 y 41,1 horas/año en 2017, explicado principalmente por fallas en la línea Victoria - Traiguén 66 kV y también producto de la desconexión forzada de la LT 66 kV Lautaro - Victoria a causa de la caída de un árbol sobre la línea durante un temporal de viento y lluvia presente en la zona. En 2018 Gobeia alcanza un valor de 72,9 horas/año producto de la desconexión de la línea 66 kV Temuco - Loncoche N°2, por falla a tierra provocada por corte de conductor entre las estructuras N°313 y N°314, sin un origen determinado seguido de Traiguén con 47 horas/año por la desconexión forzada de la línea 66 kV Victoria - Traiguén, debido a corte de conductores provocado por incendio bajo la línea, entre las estructuras N°25 y N°26, ubicadas a 4.5 km desde S/E Victoria.

### 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

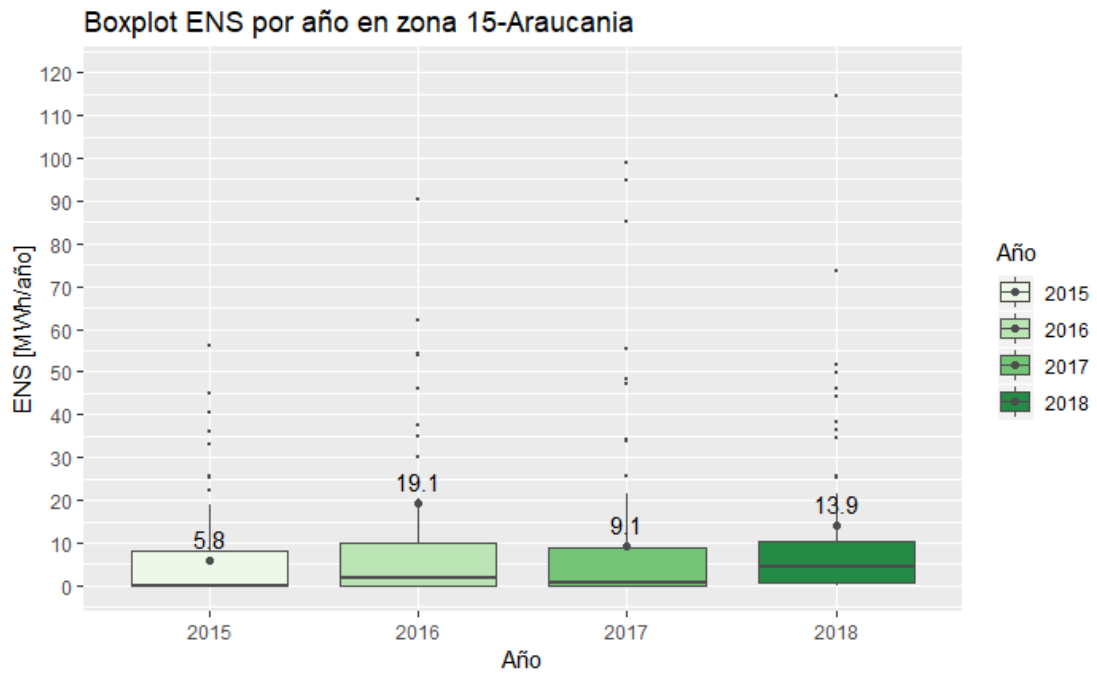


Figura 194 Gráfico BoxPlot de la ENS por año en Araucanía

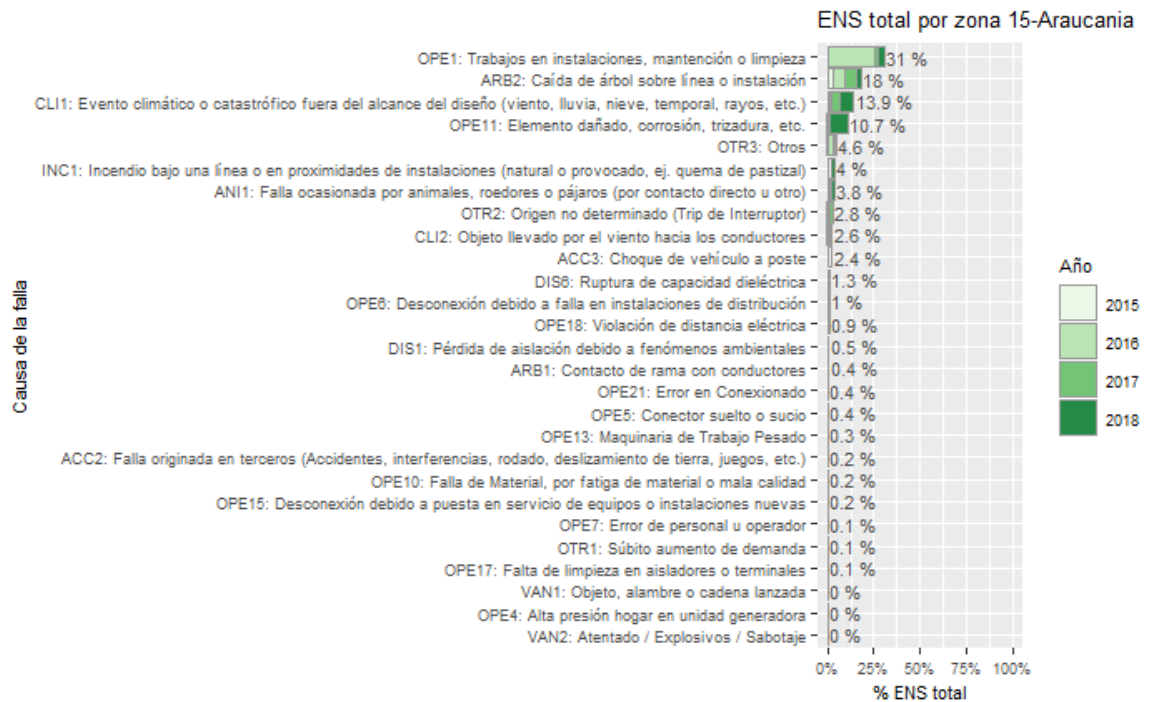
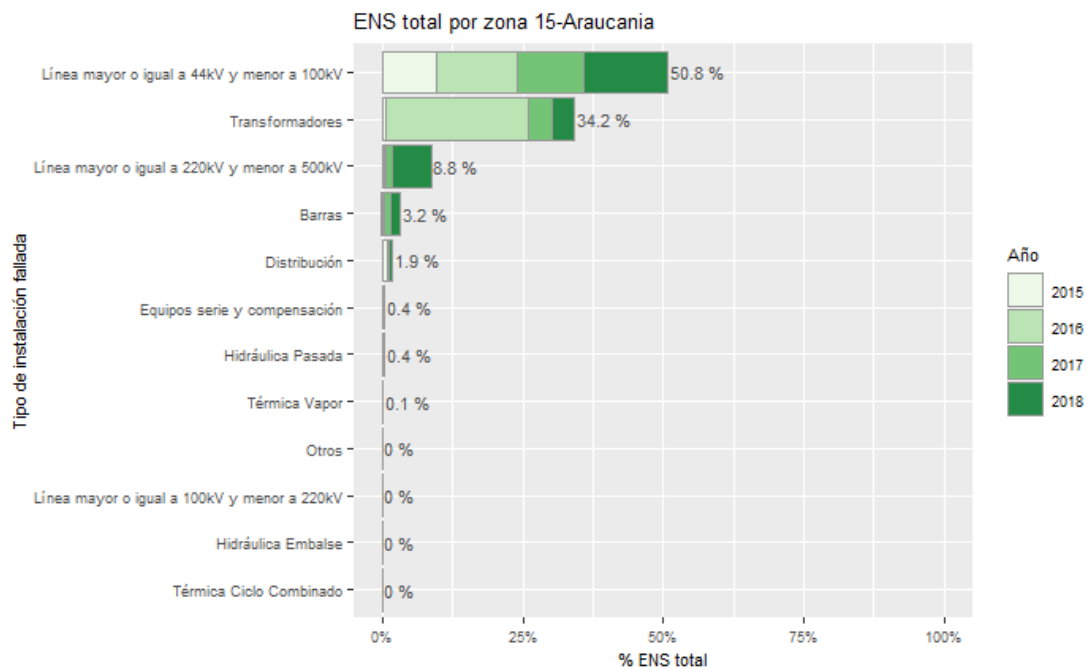


Figura 195 Porcentaje del total acumulado de la ENS según la causa de la falla presentados en la zona de Araucanía



**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.

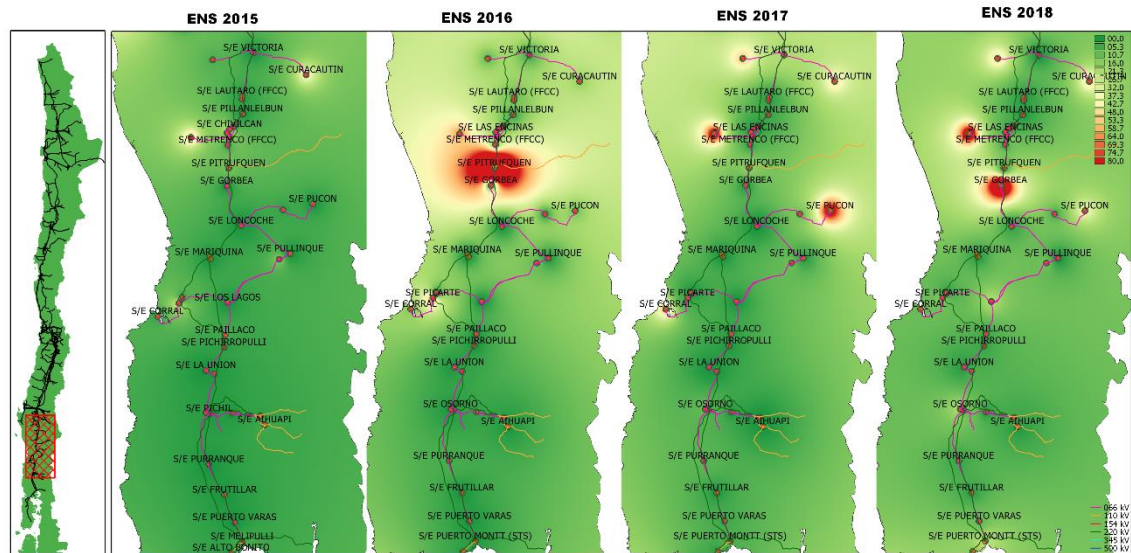


Figura 197 Energía no suministrada entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Araucanía.

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

Los puntos con mayor ENS corresponden a Pitrufquén, Imperial, Gorbea, Curacautín y Picarte. El máximo valor registrado corresponde a 941,5 MWh en Pitrufquén en 2016 causado principalmente por la mantención correctiva a DD.CC 89BT3 asociado al transformador N°3 de la S/E Pitrufquén (Solicitud de desconexión N° 14934). Otro de los puntos con mayor ENS corresponde a Gorbea con 324,4 MWh en 2018 producto de la desconexión de la línea 66 kV Temuco - Loncoche N°2, por falla a tierra provocada por corte de conductor entre las estructuras N°313 y N°314, sin un origen determinado para dicha causa (corte de conductor).

### 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

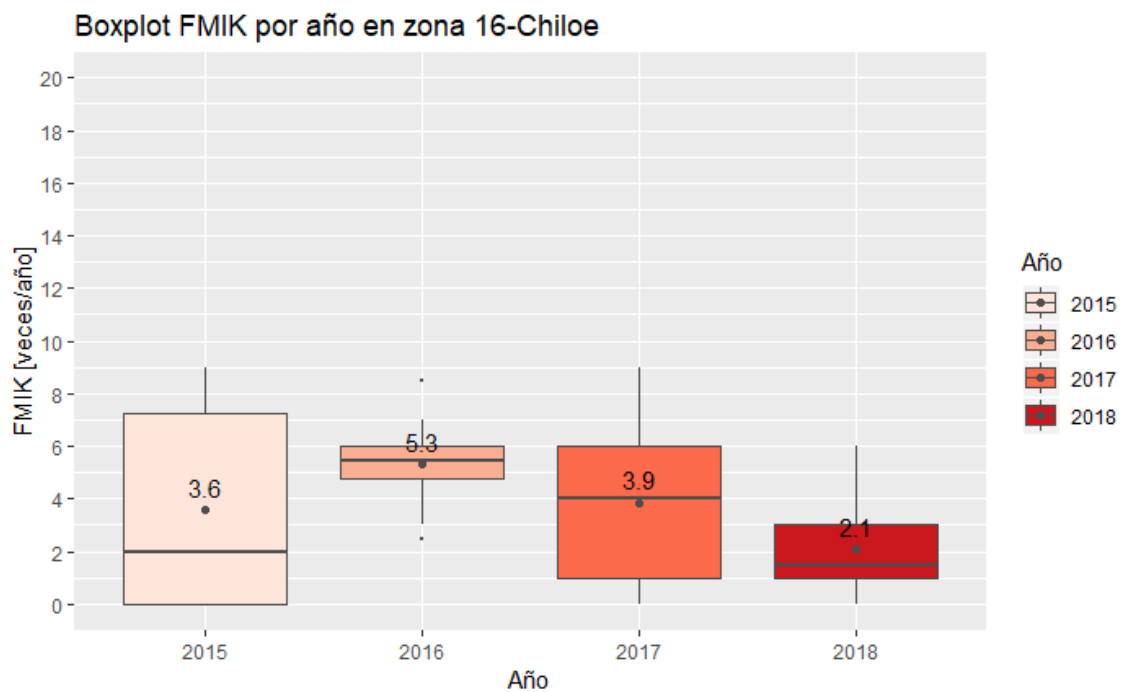


Figura 198 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad FMIK de Chiloé



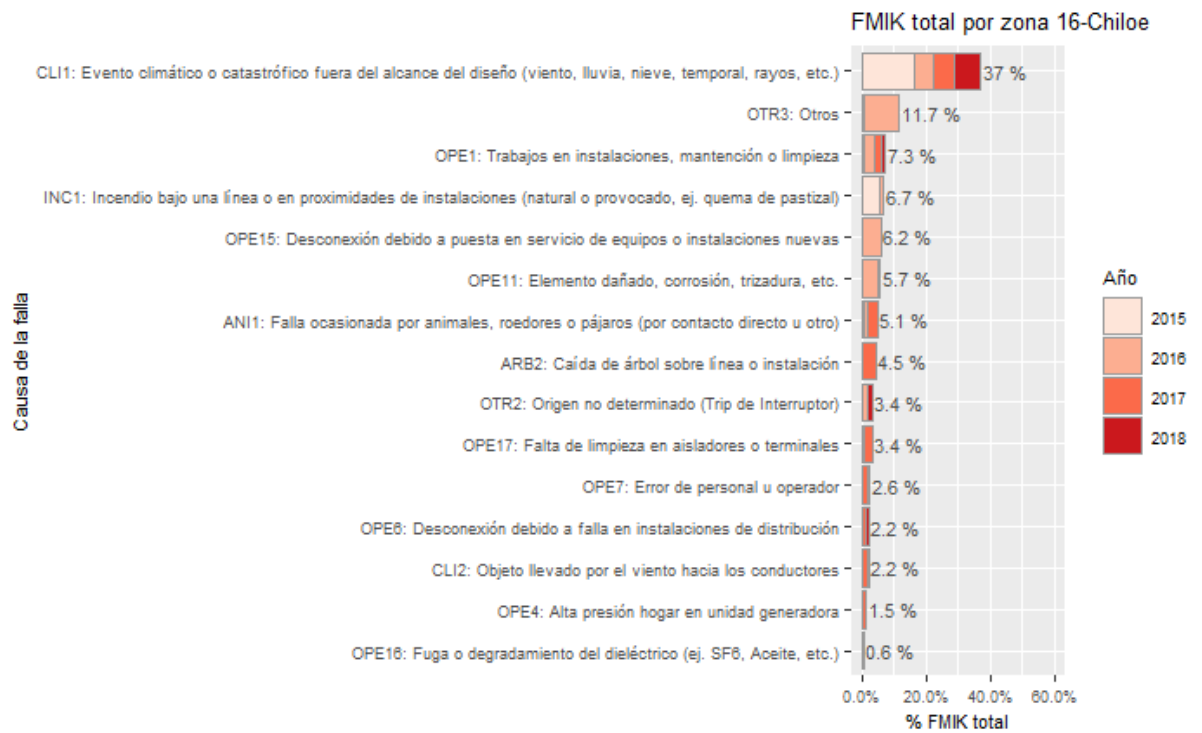


Figura 199 Porcentaje del total acumulado del FMIK según la causa de la falla presentados en la zona de Chiloé

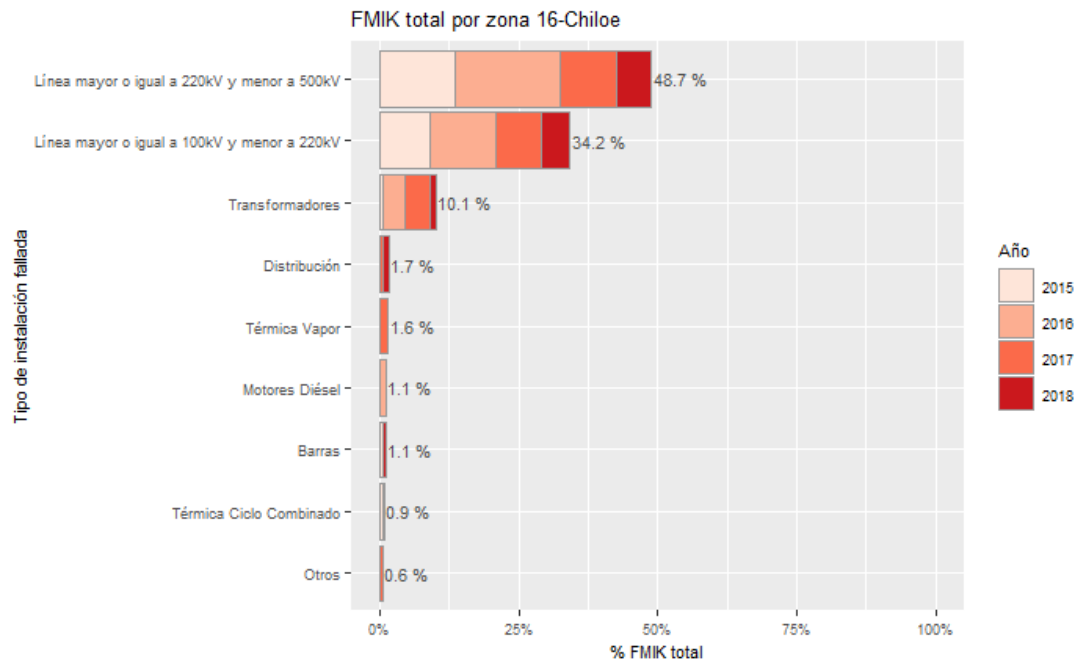


Figura 200 Porcentaje del total acumulado del FMIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Chiloé

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.

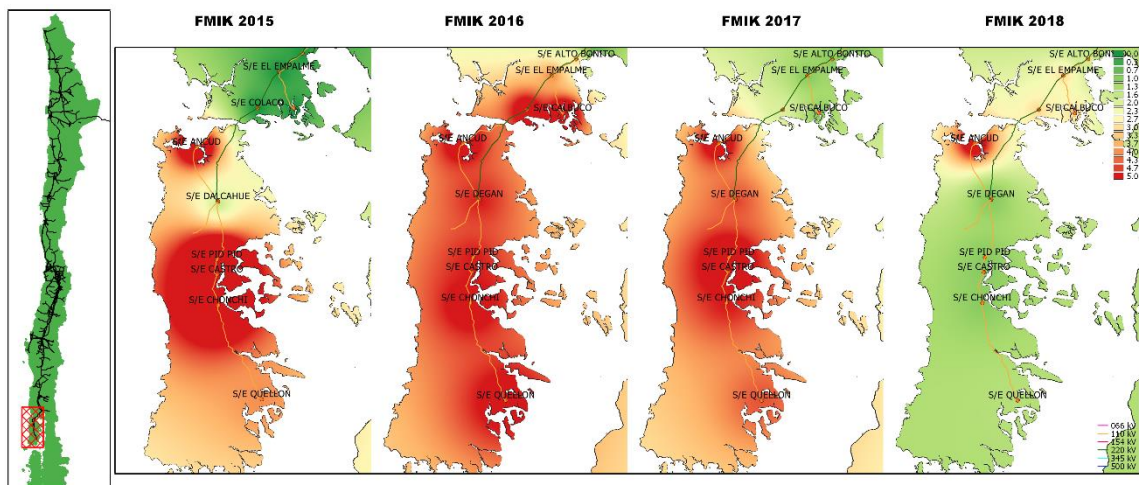


Figura 201 Índices de continuidad FMIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Chiloé

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

Los mayores índices de continuidad FMIK se concentran en los puntos de control de las SSEE Quellón, Ancud, Pid Pid, Chonchi y Castro alcanzado un valor máximo de 9 veces/año en 2015 en Pid Pid y Quellón en 2017 principalmente por fallas de líneas de transmisión sin redundancia de vínculo como Melipulli - Chiloé 220 kV, Chiloé - Pid Pid 110 kV y Castro - Chonchi 110 kV.

### 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

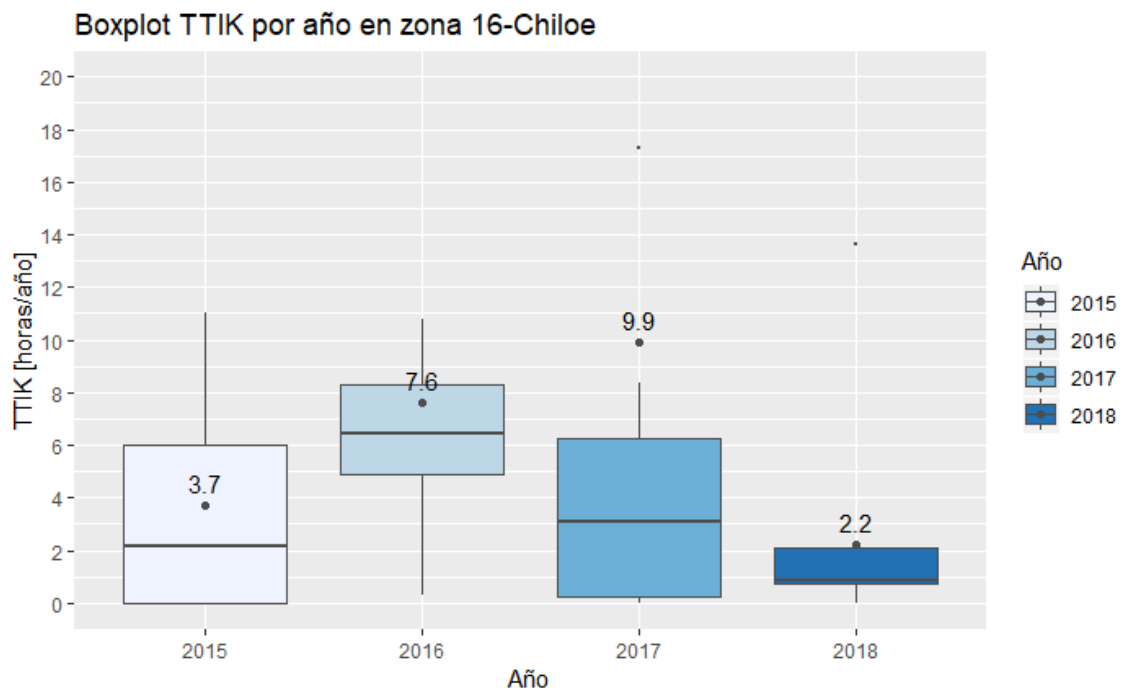


Figura 202 Gráfico BoxPlot de los índices de continuidad TTIK de Chiloé

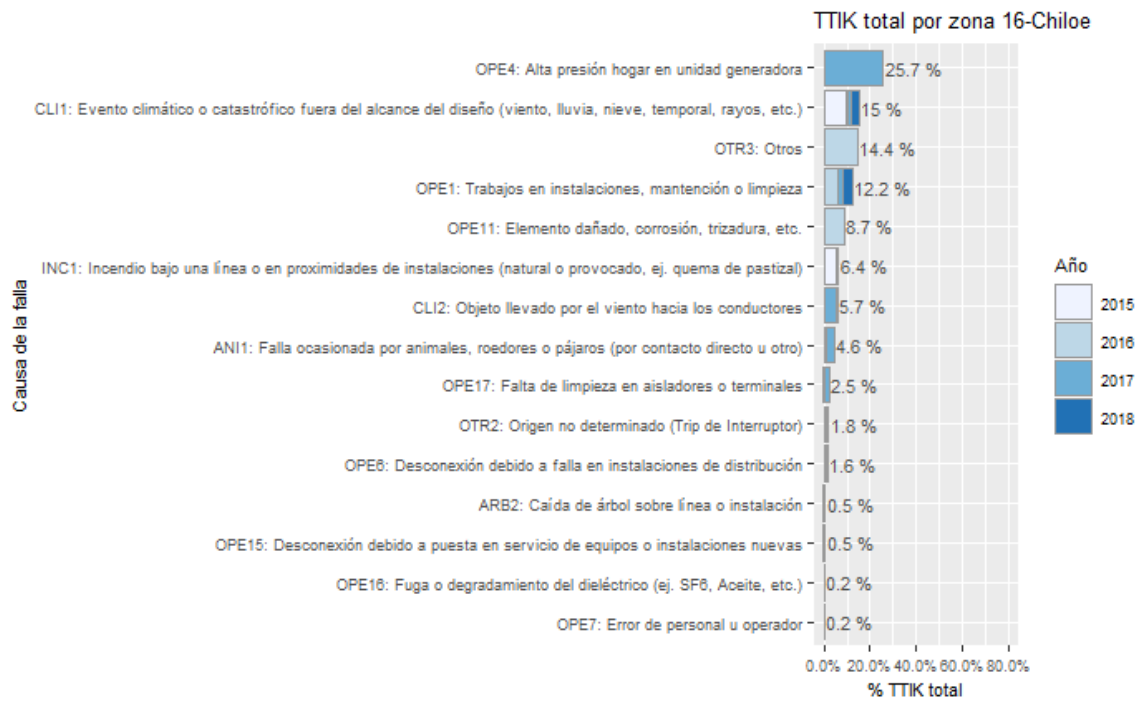


Figura 203 Porcentaje del total acumulado del TTIK según la causa de la falla presentados en la zona de Chiloé

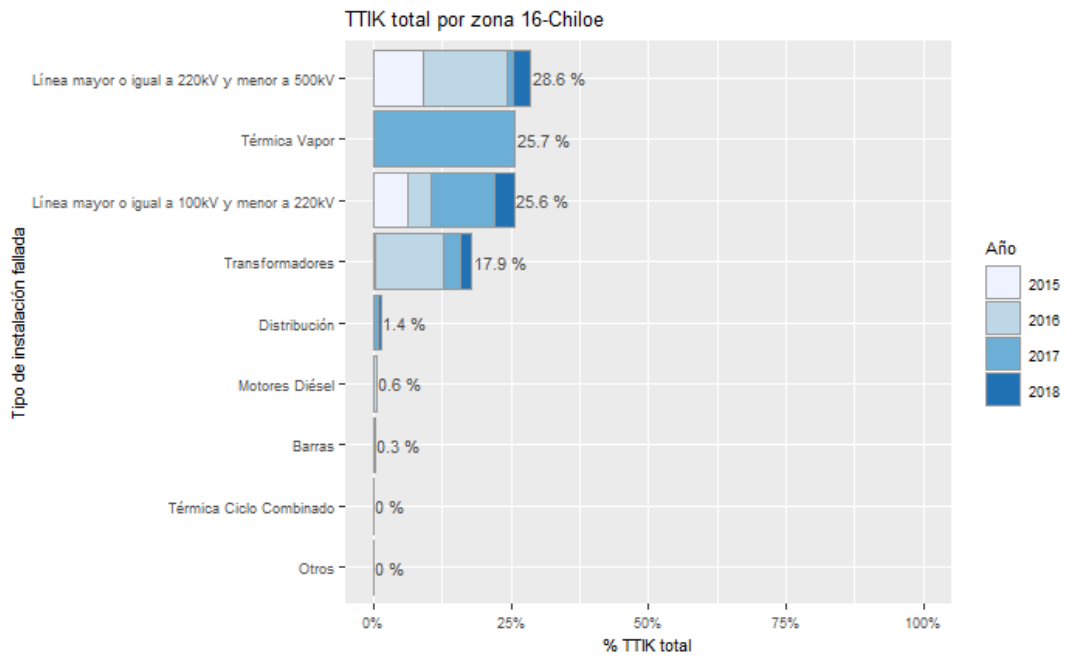


Figura 204 Porcentaje del total acumulado del TTIK según el tipo de instalación fallada presentados en la zona de Chiloé

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.

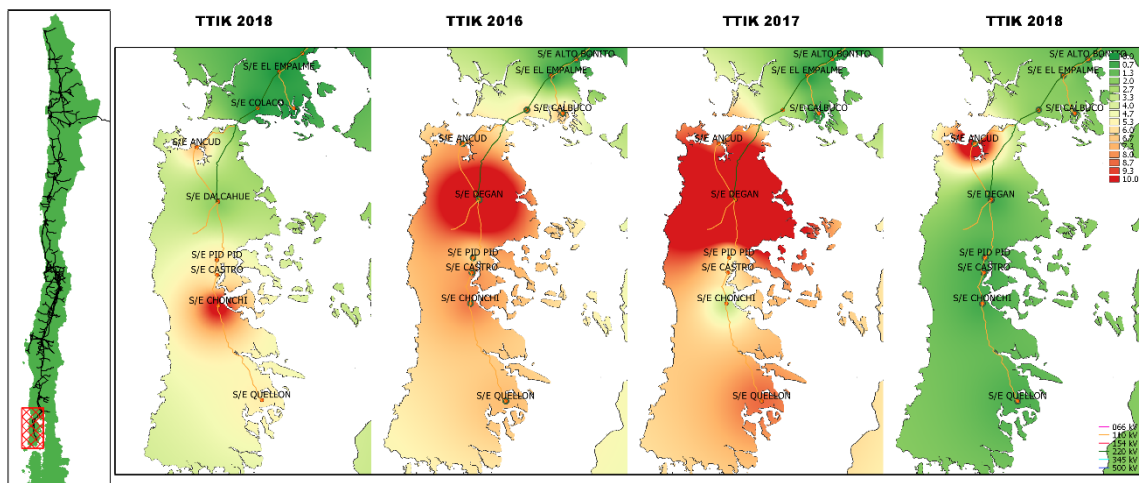


Figura 205 Índices de continuidad TTIK entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Chiloé

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

Los mayores índices TTIK se registraron en Dalcahue, Quellón, Ancud, Chonchi y Castro. El máximo valor registrado fue en Dalcahue en 2017 alcanzando 75 horas/año y 28 horas/año en 2016 seguido de Quellón con 17 horas/año en 2017 y 11 horas/año en 2015. En 2018 Ancud presentó un valor de 13,7 horas/año.

En el caso de Dalcahue, el alto índice TTIK de 2016 fue debido a que el Monitor digital de temperatura del transformador, se encontraba con señal de daño por humedad, el cual dio orden de trip erróneo a relé maestro 86T1. En Quellón y Pid Pid, la principal causa corresponde a fallas en las líneas de transmisión que no poseen redundancia de vínculo. En 2017 la principal causa fue la salida intempestiva de la Central Bocamina II producida a causa de una alta presión en la cámara de combustión que origina el trip de caldera en la unidad. A consecuencia de la falla se produce la operación de esquemas EDAC - BF en el SIC.

En el caso de Quellón la principal causa corresponde a fallas de líneas de transmisión sin redundancia de vínculo como Melipulli – Chiloé 220 kV, Chiloé – Pid Pid 110 kV y Castro – Chonchi 110 kV.

### 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

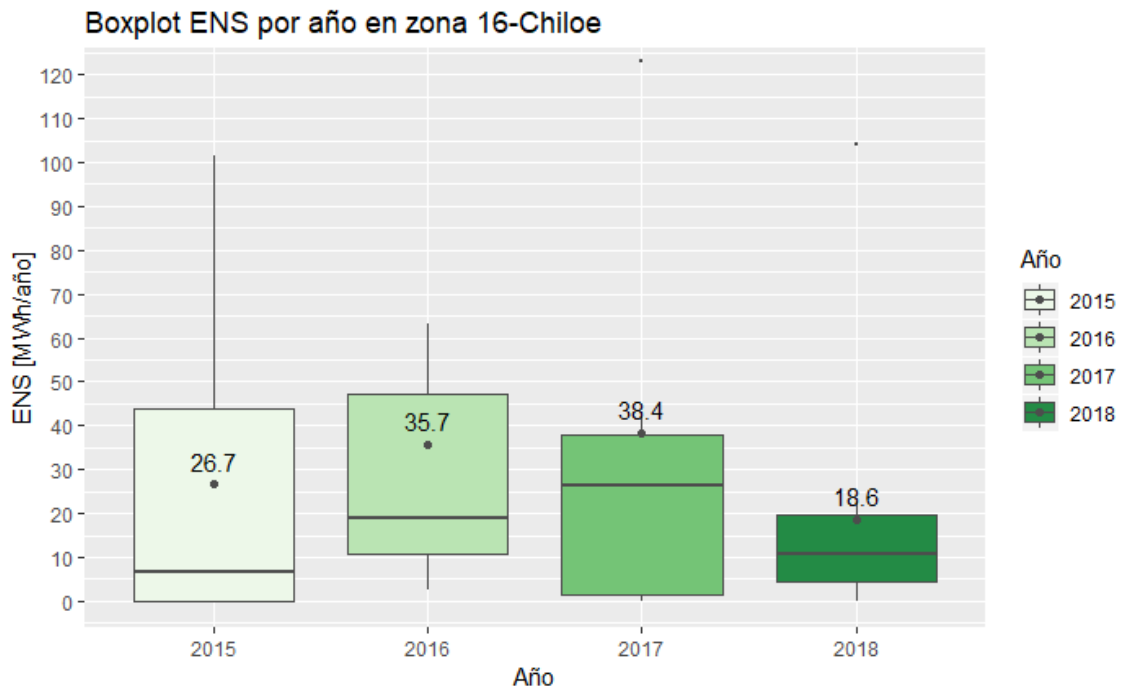


Figura 206 Gráfico BoxPlot de la ENS por año en Chiloé

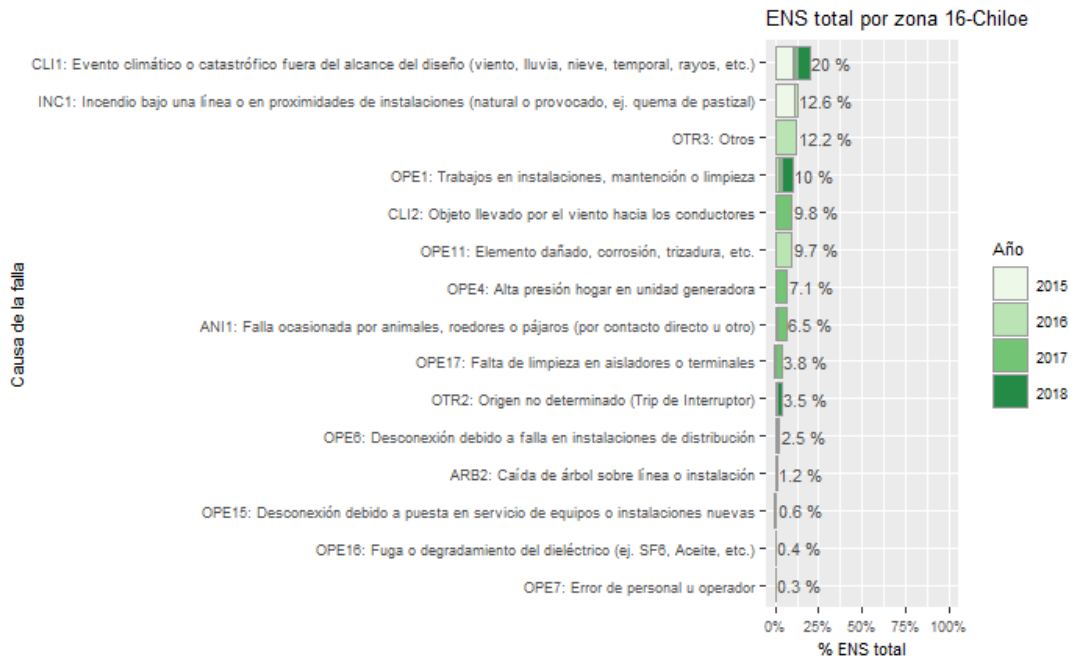
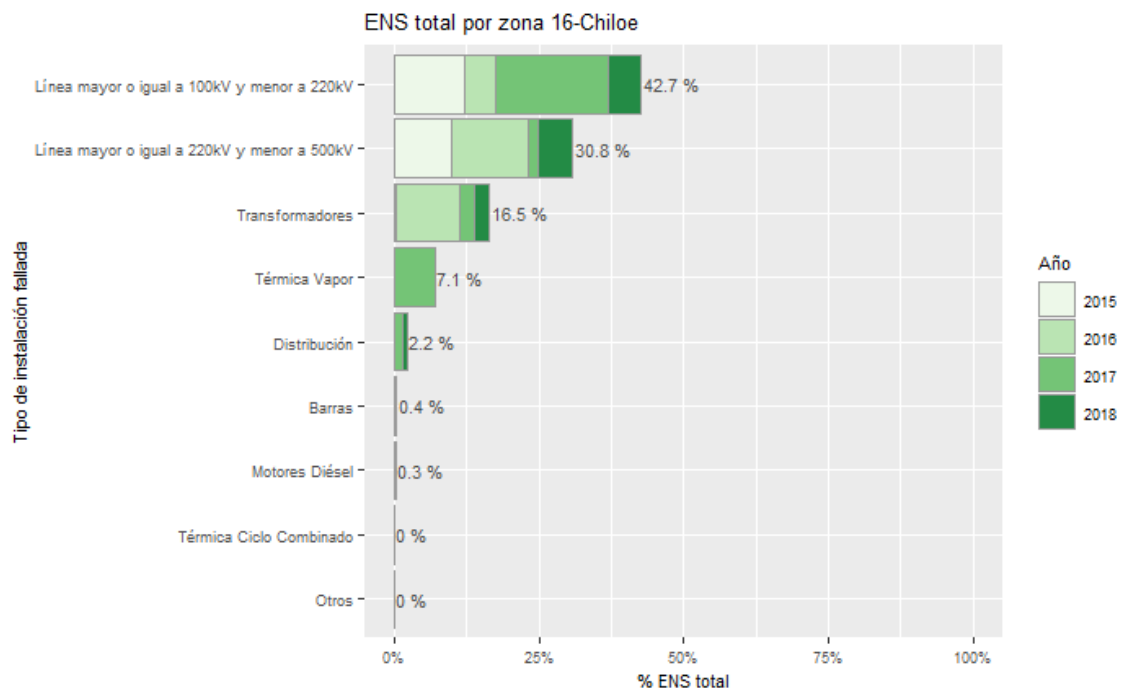


Figura 207 Porcentaje del total acumulado de la ENS según la causa de la falla presentados en la zona de Chiloé



**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.



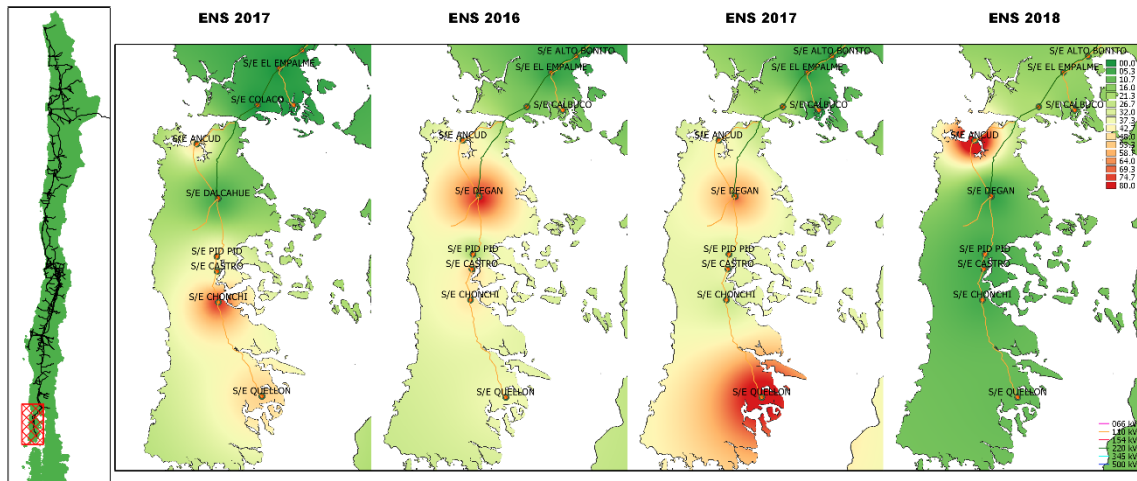


Figura 209 Energía no suministrada entre 2015, 2016, 2017 y 2018 presentados en el mapa de la zona de Chiloé.

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

En el caso de la ENS, los mayores valores promedios en los últimos 3 años se registraron en Quellón, Dalcahue, Ancud, Chonchi y Castro. El máximo valor registrado fue en Quellón en 2017 alcanzando 170,3 MWh y 101,4 MWh en 2015 seguido de Dalcahue con 145,1 MWh en 2016 y 122,9 MWh en 2017. En 2018 Ancud presentó un valor de 104,3 MWh.

Ninguna de las SSEE de la zona de Chiloé posee redundancia de vínculo en transmisión y cualquier falla en las líneas puede provocar interrupciones de suministro en los puntos de control.

### 3.3 Análisis de conglomerados

Según la metodología descrita en 2.4, a continuación se presenta el dendrograma obtenido para los puntos de control del SEN que han registrado eventos en los últimos 4 años.

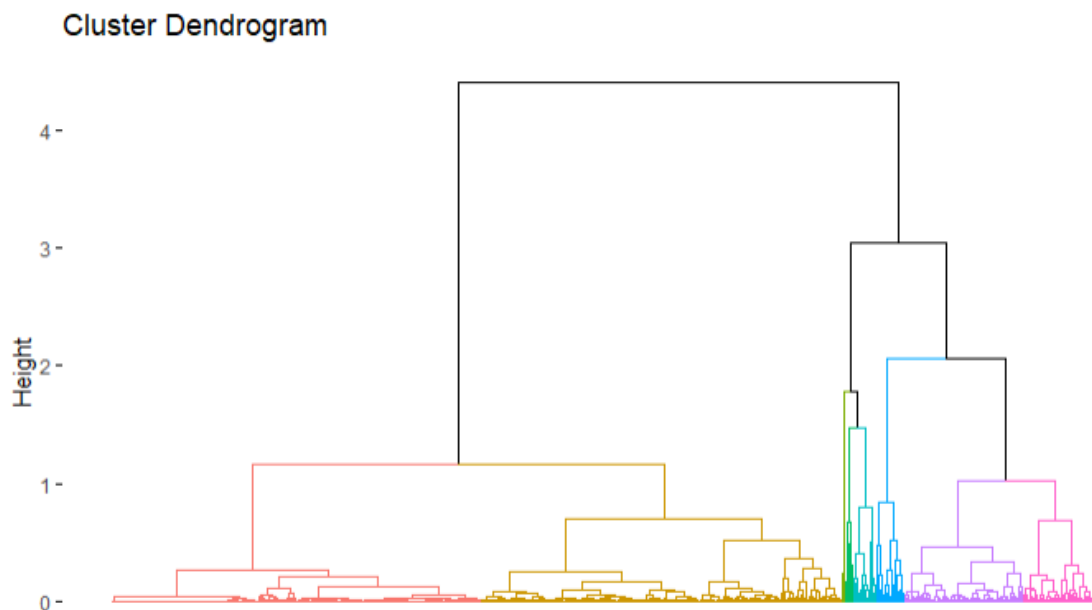


Figura 210 Dendrograma de puntos de control del SEN

Debido a la gran cantidad de puntos de control el dendrograma 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.

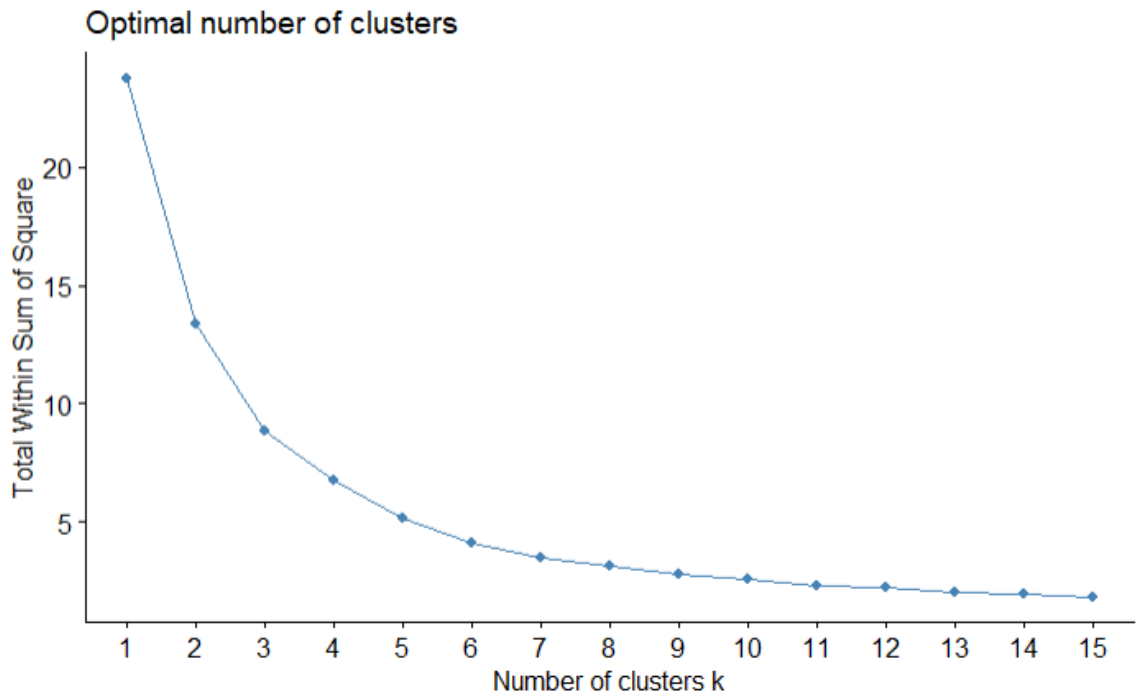


Figura 211 Distancia en cada paso de integración de los cluster del SEN

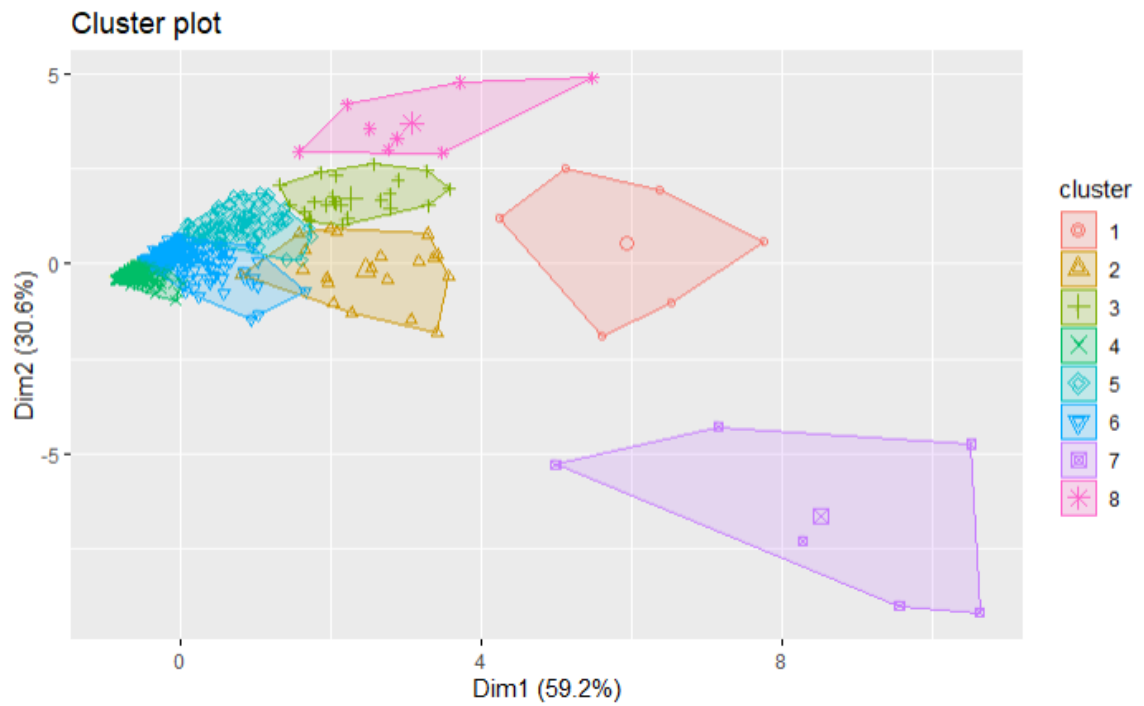


Figura 212 Clustering de los puntos de control del SEN

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**

<b>CLUSTER</b>	<b>FI PROMEDIO</b>	<b>N° EVENTOS</b>	<b>N° PUNTOS DE CONTROL</b>
<b>1</b>	0,788	170	6
<b>2</b>	0,581	389	20
<b>3</b>	0,867	718	23
<b>4</b>	0,225	3307	409
<b>5</b>	0,777	1998	90
<b>6</b>	0,551	2500	181
<b>7</b>	0,282	89	6
<b>8</b>	0,877	423	8

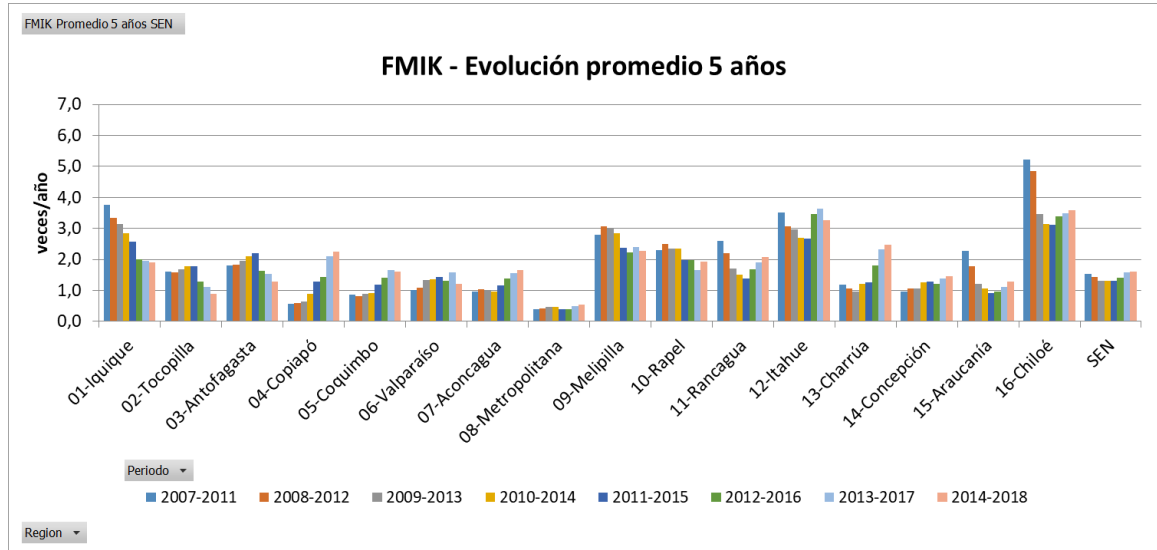
## IV. RESULTADOS

### 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



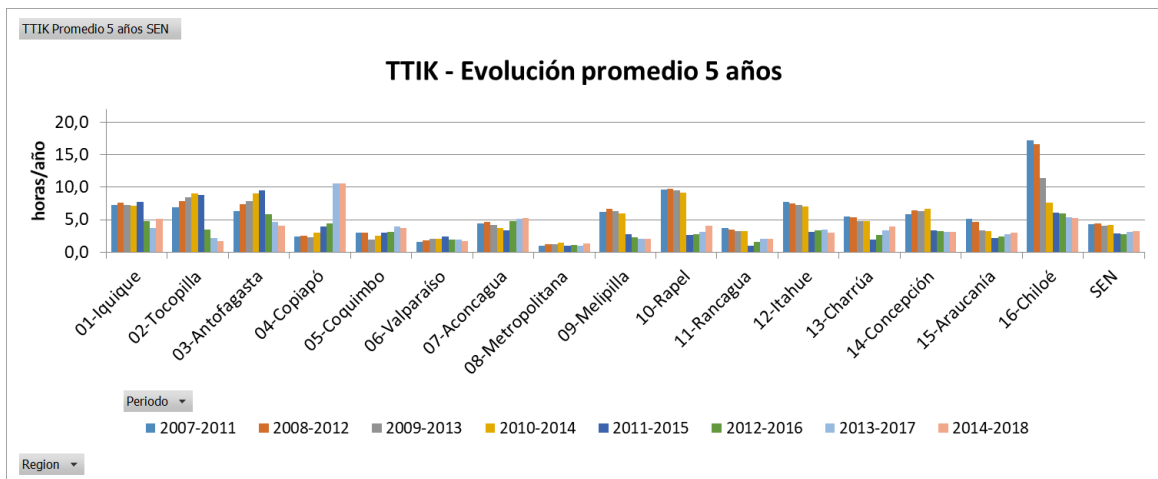
**Figura 213 Gráfico de los promedios móviles de 5 años del FMIK del SEN**

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).

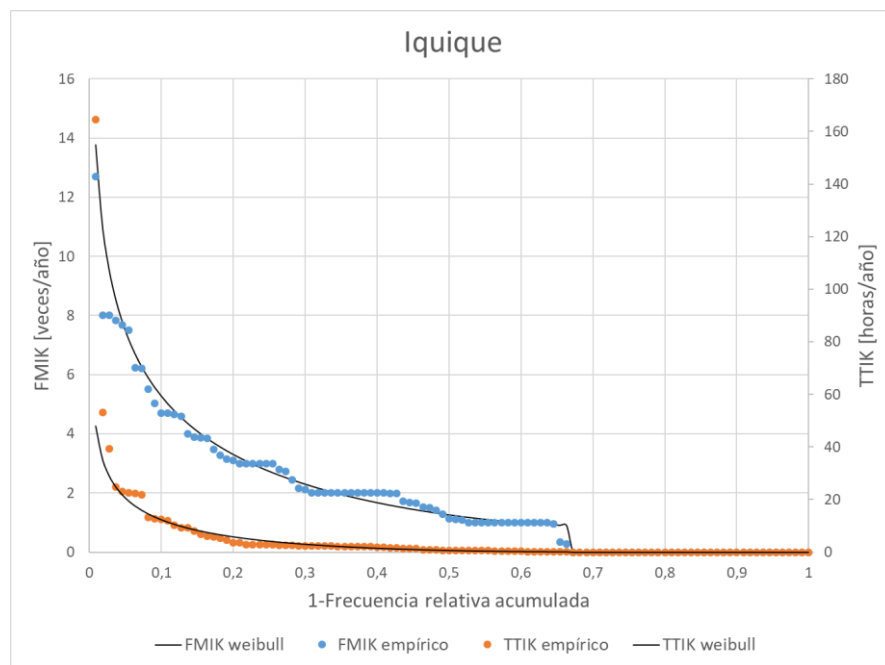
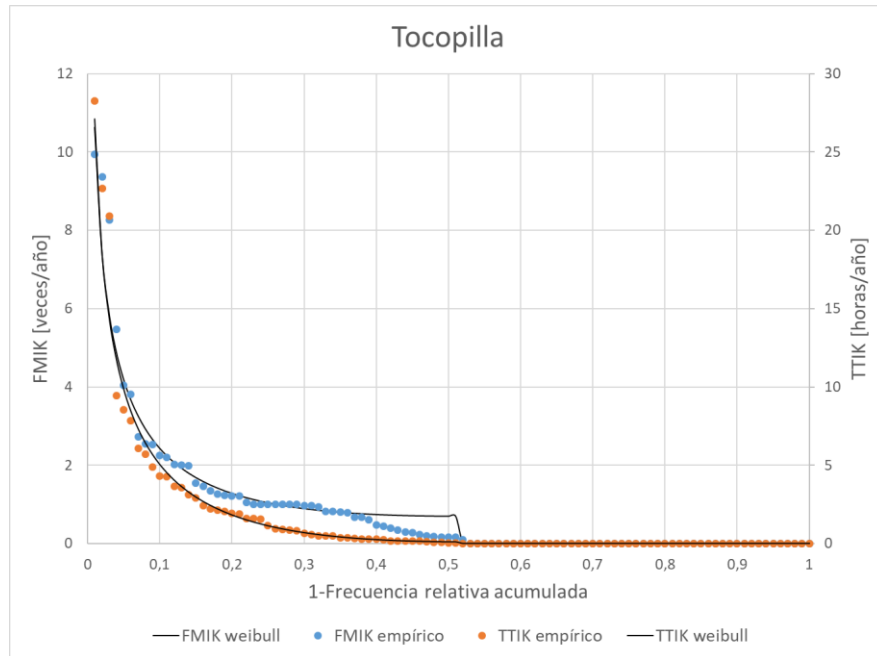
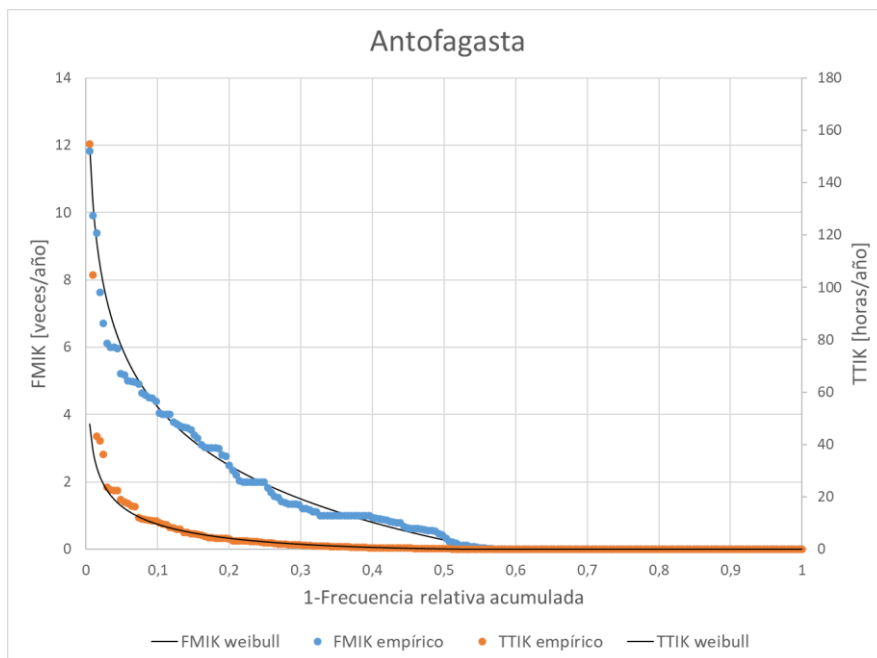


Figura 215 Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Iquique

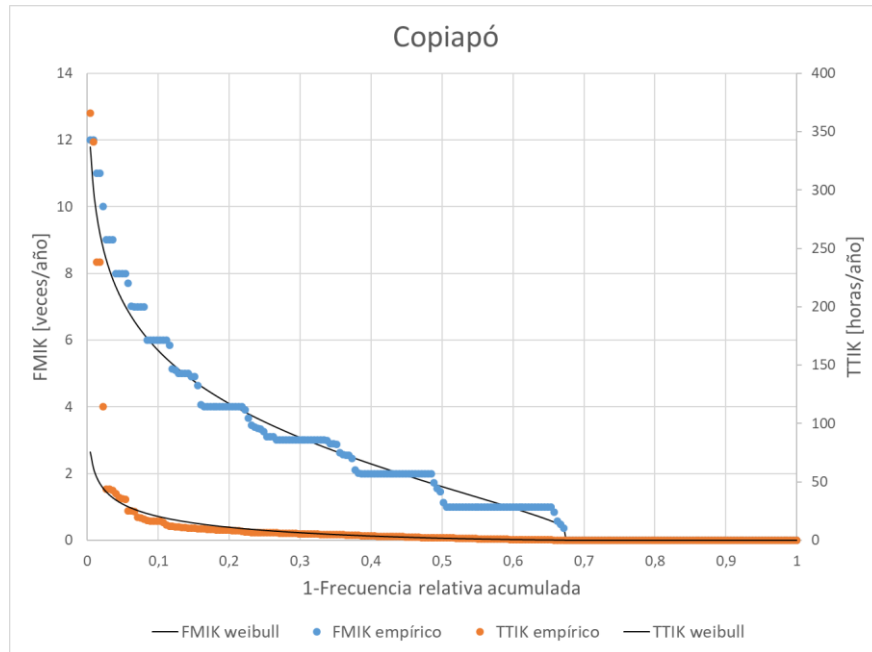




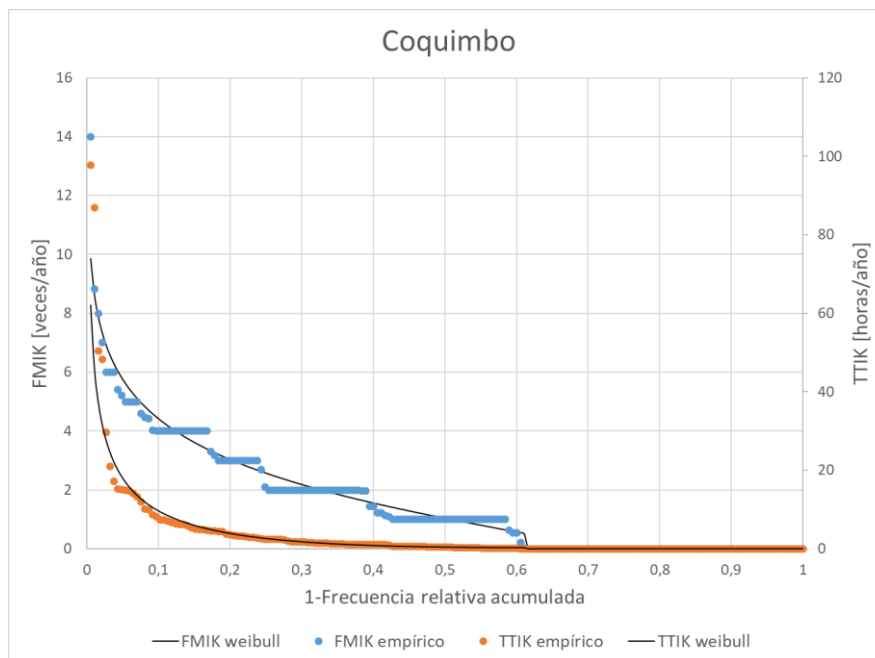
**Figura 216** Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Tocopilla



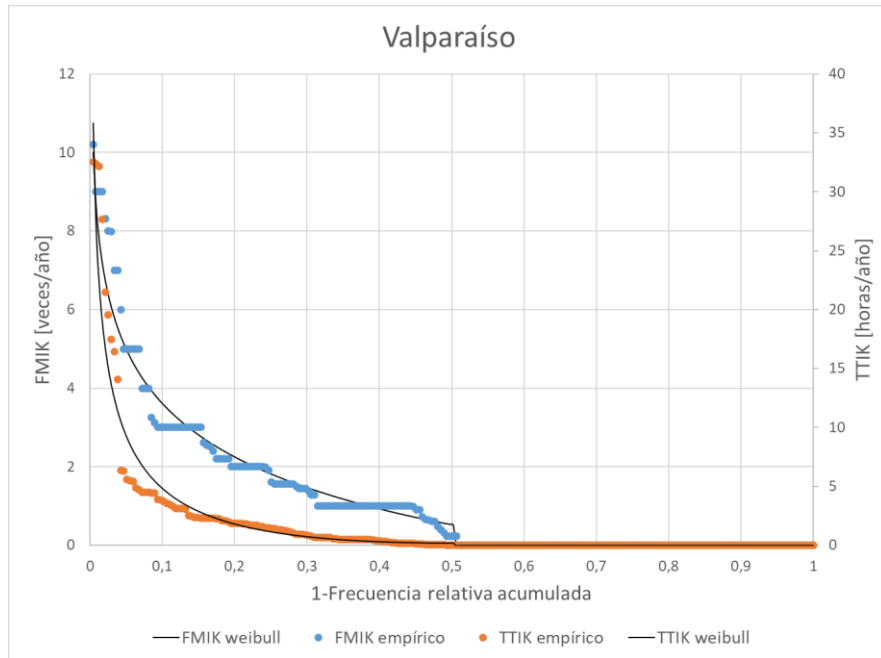
**Figura 217** Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Antofagasta



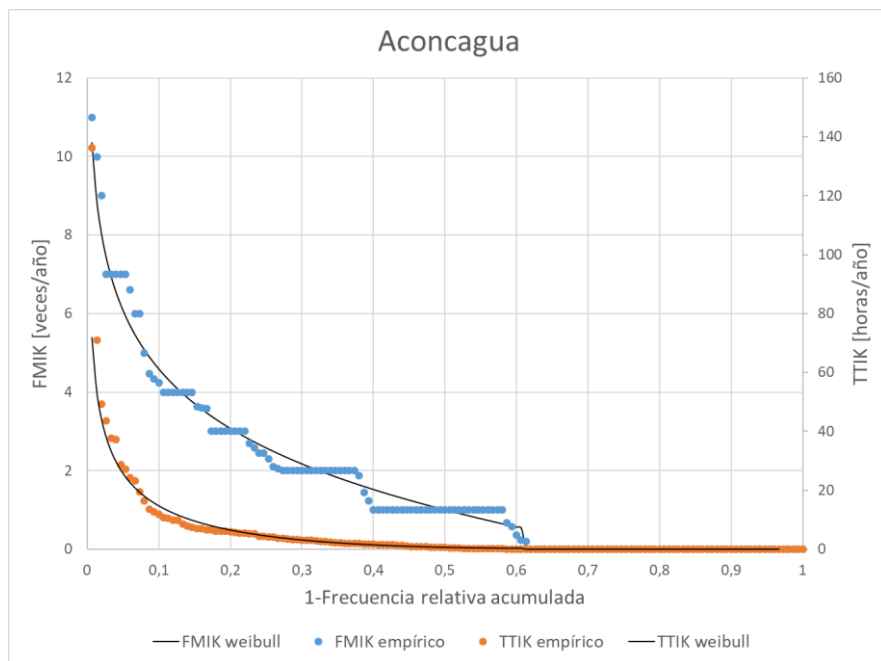
**Figura 218** Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Copiapó



**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

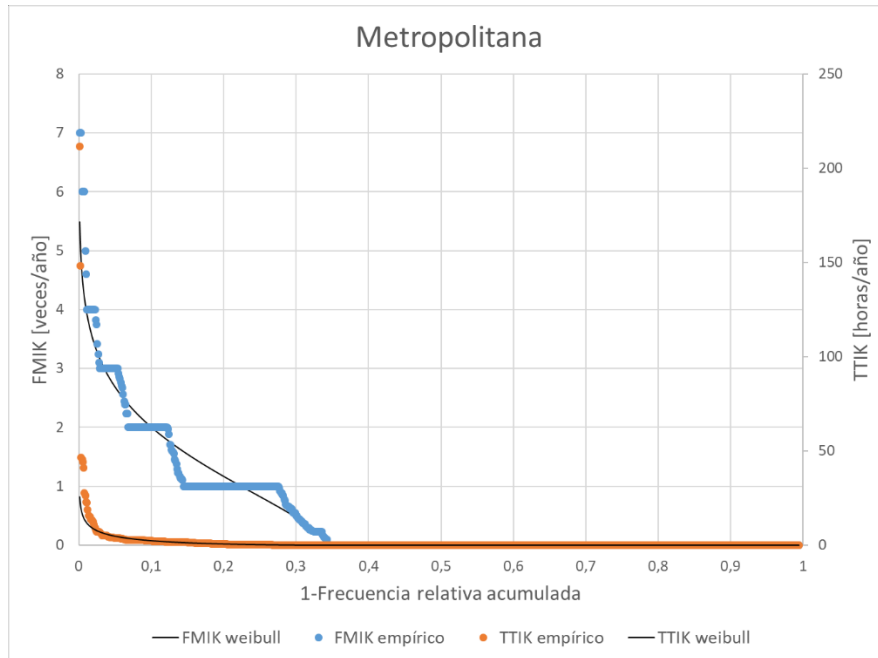


Figura 222 Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona Metropolitana

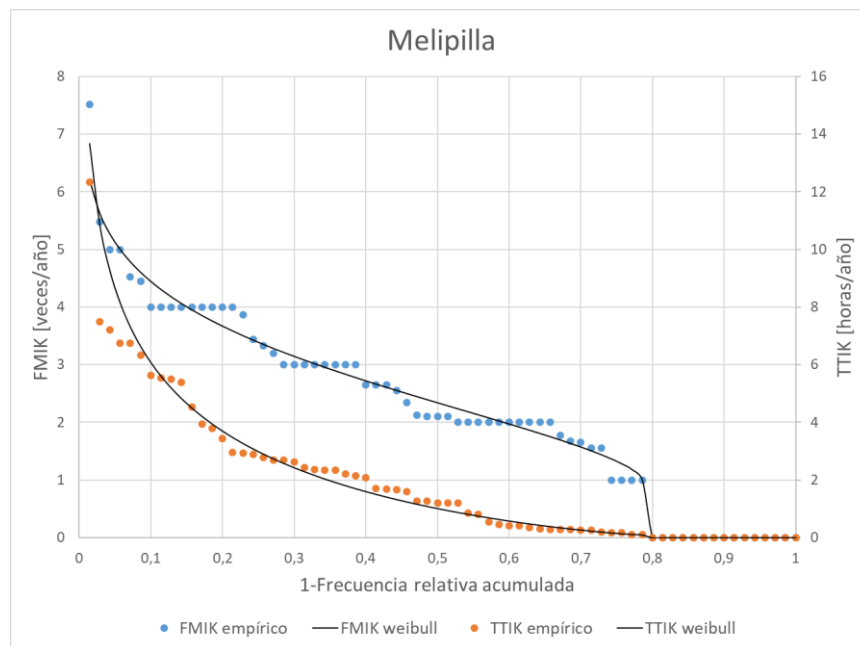


Figura 223 Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Melipilla

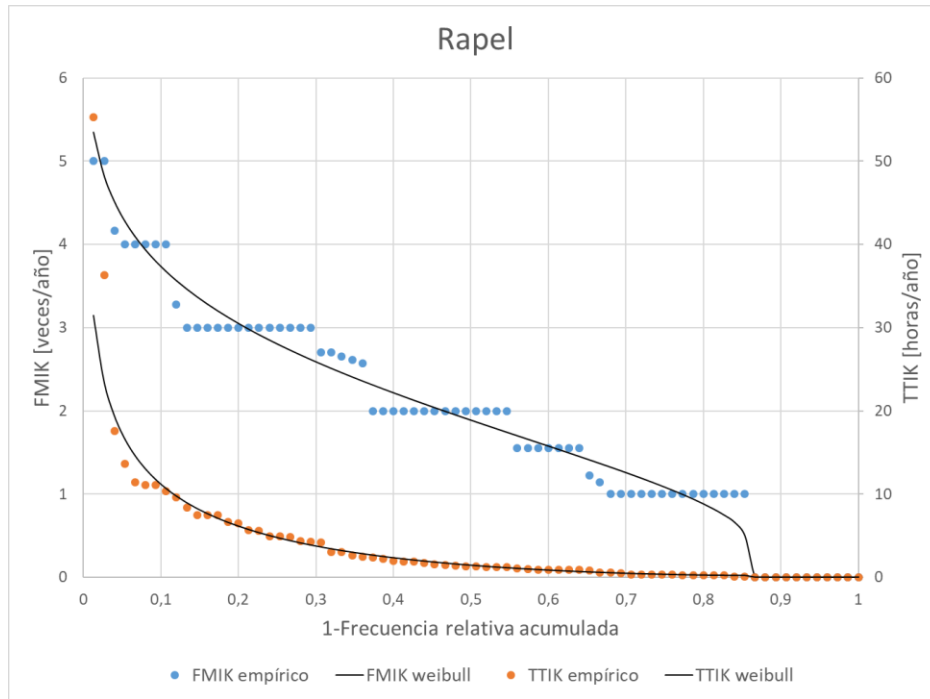


Figura 224 Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Rapel

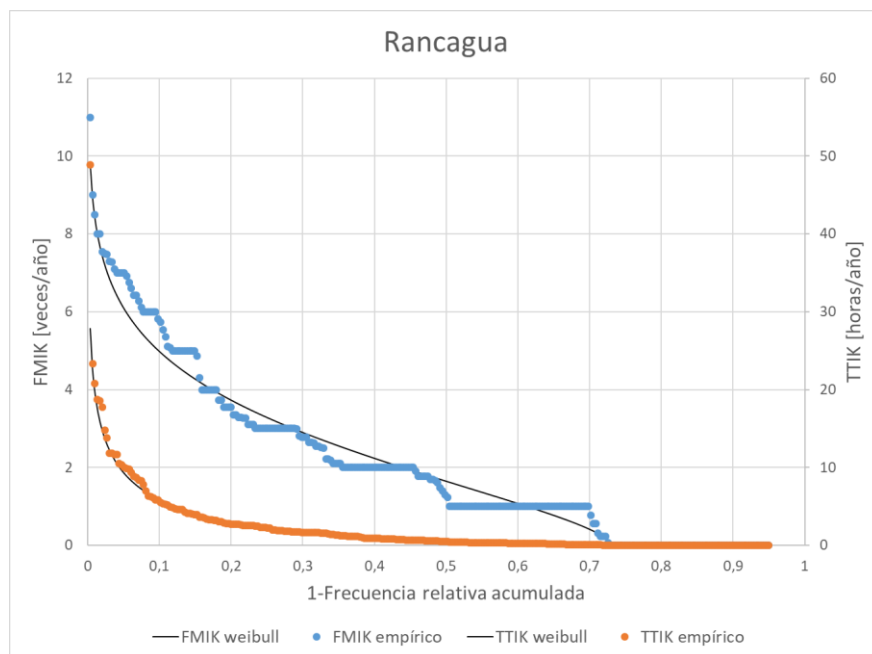


Figura 225 Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Rancagua

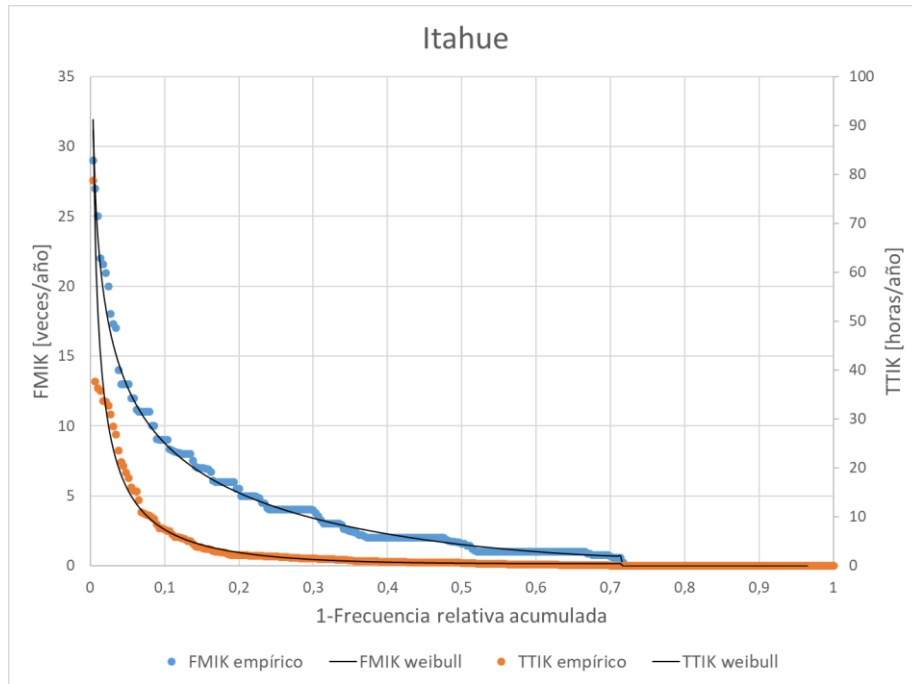


Figura 226 Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Itahue

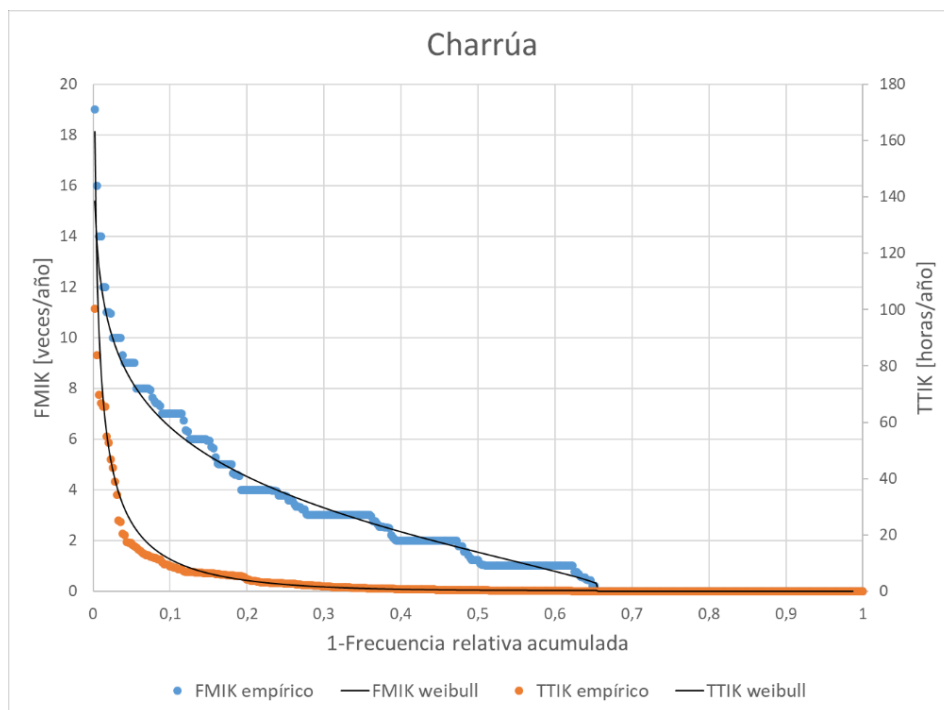
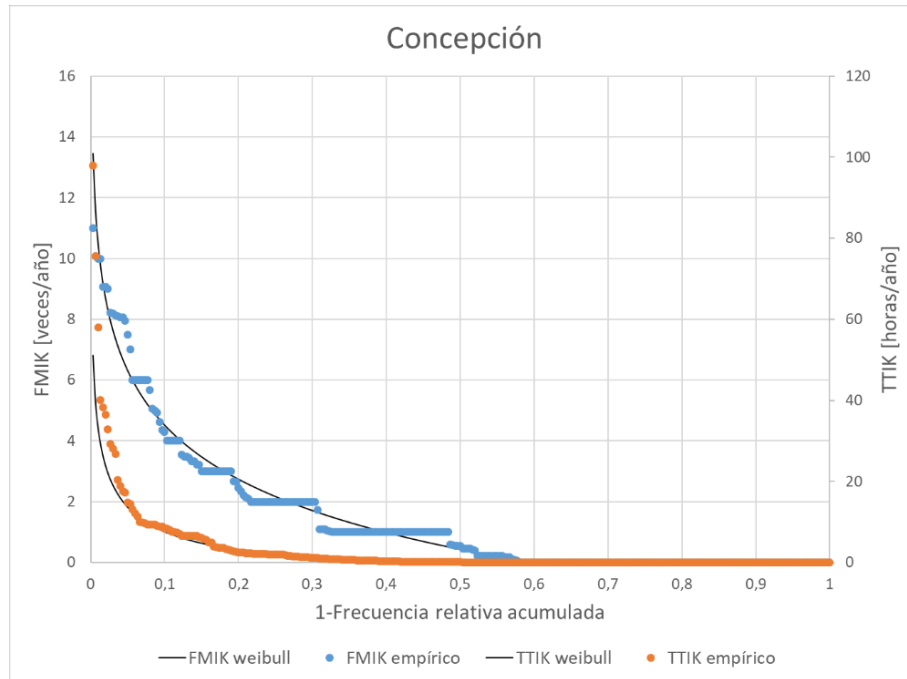
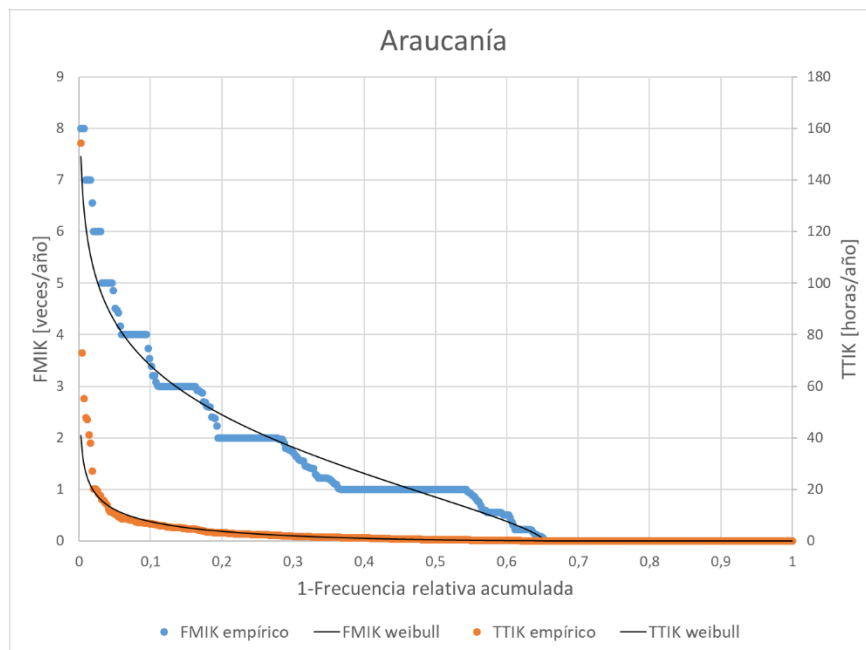


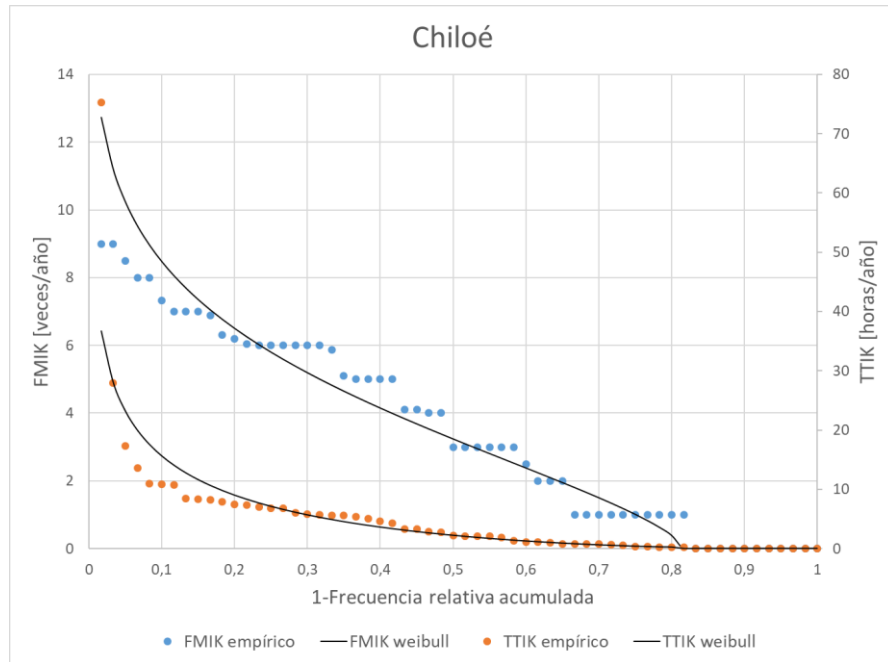
Figura 227 Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Charrúa



**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 75% 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	0,25
Iquique	66%	1,9	12,7	3,2	3,0	0,8	1,9	0,9	3,3	2,7
Tocopilla	52%	0,9	9,9	1,2	1,0	0,5	0,6	0,7	1,3	1,0
Antofagasta	57%	1,3	11,8	2,8	2,0	1,0	2,4	0,0	2,5	1,9
Copiapó	67%	2,2	12,0	4,0	3,3	1,3	3,2	0,4	4,1	3,5
Coquimbo	61%	1,6	14,0	3,0	2,1	1,1	2,3	0,5	3,0	2,6
Valparaíso	51%	1,2	10,2	2,0	1,9	1,0	1,9	0,5	2,2	1,8
Aconcagua	61%	1,7	11,0	3,0	2,5	1,0	2,3	0,5	3,1	2,6
Metropolitana	34%	0,5	7,0	1,0	1,0	1,5	1,7	0,0	1,2	0,8
Melipilla	79%	2,3	7,5	4,0	3,4	1,6	2,2	1,0	3,7	3,4
Rapel	85%	1,9	5,0	3,0	3,0	1,6	2,0	0,5	3,1	2,8
Rancagua	73%	2,1	11,0	3,6	3,0	1,5	3,0	0,1	3,7	3,3
Itahue	72%	3,3	29,0	5,5	4,0	0,7	3,3	0,7	5,2	4,2
Charrúa	65%	2,5	19,0	4,0	3,8	1,2	3,7	0,3	4,5	3,9
Concepción	58%	1,5	11,0	2,4	2,0	1,0	2,5	0,1	2,7	2,2
Araucanía	65%	1,3	8,0	2,0	2,0	1,4	2,2	0,0	2,4	2,1
Chiloé	82%	3,6	9,0	6,2	6,0	1,5	5,2	0,0	6,5	5,8
SEN	58%	1,6	29,0	3,0	2,6	1,0	2,3	0,4	2,9	2,4

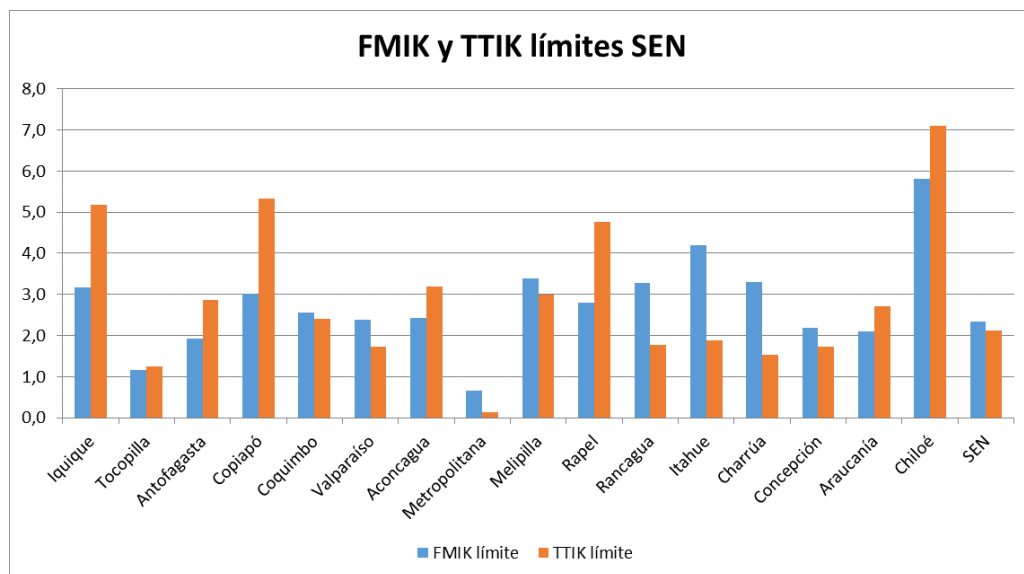
**Tabla 110 Resumen de estadísticos del TTIK para el SEN**

Zona	Porcentaje no nulos	TTIK promedio	TTIK máximo	TTIK empírico		Parámetros Weibull			TTIK weibull	
				0,2	0,25	Beta	Eta	Gamma	0,2	0,25
Iquique	66%	3,7	53,1	4,6	2,8	0,6	4,0	0,2	5,6	4,1
Tocopilla	52%	1,6	28,3	2,1	1,6	0,5	1,9	0,1	1,8	1,1
Antofagasta	56%	2,8	43,0	4,2	2,6	0,6	3,8	0,0	4,0	2,7
Copiapó	66%	4,9	43,8	8,7	6,8	0,8	7,4	0,2	9,5	7,4
Coquimbo	61%	3,7	97,7	3,6	2,5	0,5	2,9	0,3	3,9	2,6
Valparaíso	51%	1,7	32,5	1,9	1,5	0,5	1,9	0,2	1,8	1,2
Aconcagua	61%	4,4	71,1	5,9	4,3	0,6	5,0	0,3	6,3	4,4
Metropolitana	34%	0,9	46,6	0,7	0,3	0,7	1,7	0,0	0,7	0,3
Melipilla	79%	2,0	12,3	3,8	2,9	0,8	2,4	0,1	3,7	3,0
Rapel	85%	4,1	55,3	6,5	4,9	0,6	3,3	0,2	6,1	4,8
Rancagua	73%	2,1	48,8	2,8	2,3	0,6	1,9	0,1	3,0	2,2
Itahue	72%	3,0	78,8	2,2	1,9	0,4	1,2	0,5	2,8	1,9
Charrúa	65%	4,0	100,3	4,3	2,8	0,4	2,3	0,3	3,8	2,4
Concepción	58%	3,2	97,9	2,5	2,0	0,6	2,8	0,0	3,1	2,1
Araucanía	65%	2,6	72,9	3,1	2,4	0,7	2,8	0,1	3,7	2,7
Chiloé	82%	5,3	75,3	7,4	6,8	0,7	5,4	0,2	9,0	7,1
SEN	58%	2,7	100,3	2,8	2,1	0,5	2,8	0,1	3,2	2,1

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	3,2	5,2
Tocopilla	1,2	1,2
Antofagasta	1,9	2,9
Copiapó	3,0	5,3
Coquimbo	2,6	2,4
Valparaíso	2,4	1,7
Aconcagua	2,4	3,2
Metropolitana	0,7	0,1
Melipilla	3,4	3,0
Rapel	2,8	4,8
Rancagua	3,3	1,8
Itahue	4,2	1,9
Charrúa	3,3	1,5
Concepción	2,2	1,7
Araucanía	2,1	2,7
Chiloé	5,8	7,1
SEN	2,4	2,1



**Figura 231 Índices de continuidad aceptables propuestos para el SEN**

### 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 2018 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	0,022	0,278	2,754	1,939	0,183	5,18	
Condores 220	0,022	0,278	2,754	1,939	0,183	5,18	
Pozo Almonte 220	0,022	0,278	2,754	1,939	0,183	5,18	
Tarapaca 220	0,022	0,278	2,754	1,939	0,183	5,18	5,16
Lagunas 220	0,022	0,278	2,754	1,939	0,183	5,18	5,16
Nueva Victoria 220	0,022	0,278	2,754	1,939	0,183	5,18	
Crucero 220	0,009	0,109	1,078	0,759	0,072	2,03	3,64
Chuquicamata 220	0,005	0,067	0,659	0,464	0,044	1,24	
Calama 220	0,005	0,067	0,659	0,464	0,044	1,24	
Encuentro 220	0,010	0,121	1,196	0,842	0,080	2,25	3,64
Atacama 220	0,013	0,164	1,621	1,141	0,108	3,05	5,16
O'Higgins 220	0,012	0,154	1,520	1,070	0,101	2,86	
Laberinto 220	0,012	0,154	1,520	1,070	0,101	2,86	
El Tesoro 220	0,012	0,154	1,520	1,070	0,101	2,86	
Esperanza 220	0,012	0,154	1,520	1,070	0,101	2,86	
El Cobre 220	0,012	0,154	1,520	1,070	0,101	2,86	
Diego de Almagro 220	0,023	0,286	2,834	1,995	0,189	5,33	11,03
Carrera Pinto 220	0,023	0,287	2,840	1,999	0,189	5,34	11,03
Cardones 220	0,023	0,287	2,840	1,999	0,189	5,34	10,73
Maitencillo 220	0,022	0,276	2,737	1,927	0,182	5,14	9,03
Pan de Azucar 220	0,010	0,130	1,291	0,909	0,086	2,43	9,15
Los Vilos 220	0,010	0,123	1,217	0,857	0,081	2,29	9,15
Nogales 220	0,009	0,121	1,195	0,841	0,080	2,25	9,15
Quillota 220	0,010	0,130	1,287	0,906	0,086	2,42	7,35
Los Maquis 220	0,011	0,140	1,388	0,977	0,092	2,61	
El Llano 220	0,010	0,129	1,281	0,902	0,085	2,41	
Polpaico 220	0,001	0,007	0,071	0,050	0,005	0,13	7,09
Lampa 220	0,001	0,007	0,071	0,050	0,005	0,13	7,09
Cerro Navia 220	0,001	0,007	0,071	0,050	0,005	0,13	3,63
Chena 220	0,001	0,007	0,071	0,050	0,005	0,13	3,63
Alto Jahuel 220	0,002	0,031	0,309	0,218	0,021	0,58	3,63
Maipo 220	0,001	0,007	0,071	0,050	0,005	0,13	
Candelaria 220	0,007	0,095	0,942	0,663	0,063	1,77	8,5
Colbun 220	0,008	0,101	1,001	0,704	0,067	1,88	8,5
Melipilla 220	0,013	0,168	1,666	1,173	0,111	3,13	7,09
Rapel 220	0,020	0,249	2,469	1,738	0,164	4,64	7,09
Itahue 220	0,008	0,105	1,044	0,735	0,070	1,96	7,15
Ancoa 220	0,008	0,099	0,983	0,692	0,065	1,85	8,5
Charrua 220	0,007	0,088	0,872	0,614	0,058	1,64	8,42
Lagunillas 220	0,007	0,092	0,915	0,644	0,061	1,72	12,45
Hualpen 220	0,007	0,092	0,914	0,644	0,061	1,72	12,45
Duqueco 220	0,006	0,082	0,814	0,573	0,054	1,53	
Temuco 220	0,011	0,144	1,426	1,004	0,095	2,68	8,92
Ciruelos 220	0,011	0,134	1,330	0,936	0,089	2,50	11,24
Valdivia 220	0,011	0,146	1,443	1,016	0,096	2,71	11,24
Rahue 220	0,011	0,146	1,443	1,016	0,096	2,71	11,62
Melipulli 220	0,018	0,233	2,310	1,626	0,154	4,34	11,62
Chiloe 220	0,030	0,381	3,773	2,656	0,251	7,09	

#### 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 EMBALSE	HIDRÁULICA PASADA	TÉRMICA VAPOR	CICLO COMBINADO	TURBINA A GAS	MOTOR DIÉSEL	PARQUE MOTORES DIÉSEL	PARQUE EÓLICO Y FOTOVOLTAICO
<b>NTSyCS: HPROg [h/año]</b>	<b>400</b>	<b>300</b>	<b>750</b>	<b>500</b>	<b>300</b>	<b>300</b>	<b>20</b>	<b>20</b>
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%

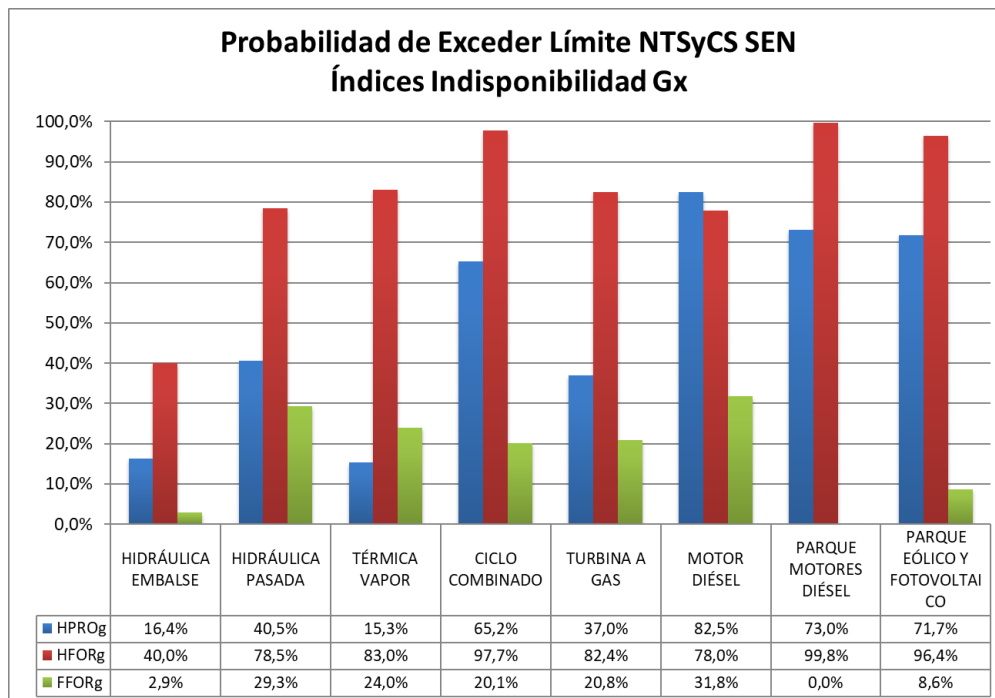
**Tabla 116 Resumen del análisis de índices de indisponibilidad de generación HFORg**

COMPARACIÓN DE DURACIÓN ANUAL DE INDISPONIBILIDAD FORZADA [h/año/unidad]								
Índices de Indisponibilidad	HIDRÁULICA EMBALSE	HIDRÁULICA PASADA	TÉRMICA VAPOR	CICLO COMBINADO	TURBINA A GAS	MOTOR DIÉSEL	PARQUE MOTORES DIÉSEL	PARQUE EÓLICO Y FOTOVOLTAICO
<b>NTSyCS: HFORg [h/año]</b>	<b>100</b>	<b>50</b>	<b>200</b>	<b>200</b>	<b>50</b>	<b>100</b>	<b>10</b>	<b>10</b>
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 EMBALSE	HIDRÁULICA PASADA	TÉRMICA VAPOR	CICLO COMBINADO	TURBINA A GAS	MOTOR DIÉSEL	PARQUE MOTORES DIÉSEL	PARQUE EÓLICO Y FOTOVOLTAICO
<b>NTSyCS: FFORg [#año]</b>	<b>8</b>	<b>4</b>	<b>12</b>	<b>12</b>	<b>4</b>	<b>8</b>	<b>4</b>	<b>4</b>
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 232 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		
<b>LÍMITES DE DURACIÓN ANUAL DE INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA [h/año/unidad]</b>										
1	<b>NTSyCS: HPROg ACTUAL</b>	<b>400</b>	<b>300</b>	<b>750</b>	<b>500</b>	<b>300</b>	<b>300</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	
2	Modelo SEN: X25%	348	389	602	905	471	1859	43	57	
3	Modelo NERC: X25%	1124	1124	984	955	461	171	---	---	
4	<b>HPROg SUGERIDO</b>	<b>400</b>	<b>380</b>	<b>750</b>	<b>630</b>	<b>380</b>	<b>300</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	
<b>LÍMITES DE DURACIÓN ANUAL DE INDISPONIBILIDAD FORZADA [h/año/unidad]</b>										
1	<b>NTSyCS: HFORg ACTUAL</b>	<b>100</b>	<b>50</b>	<b>200</b>	<b>200</b>	<b>50</b>	<b>100</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	
2	Modelo SEN: X25%	167	257	925	937	603	678	148	241	
3	Modelo NERC: X25%	407	407	563	291	358	340	---	---	
4	<b>HFORg SUGERIDO</b>	<b>130</b>	<b>60</b>	<b>250</b>	<b>250</b>	<b>60</b>	<b>130</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	
<b>LÍMITES DE FRECUENCIA ANUAL DE INDISPONIBILIDAD FORZADA [#año/unidad]</b>										
1	<b>NTSyCS: FFORg ACTUAL</b>	<b>8</b>	<b>4</b>	<b>12</b>	<b>12</b>	<b>4</b>	<b>8</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	
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	<b>FFORg SUGERIDO</b>	<b>6</b>	<b>4</b>	<b>12</b>	<b>10</b>	<b>4</b>	<b>10</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	

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.



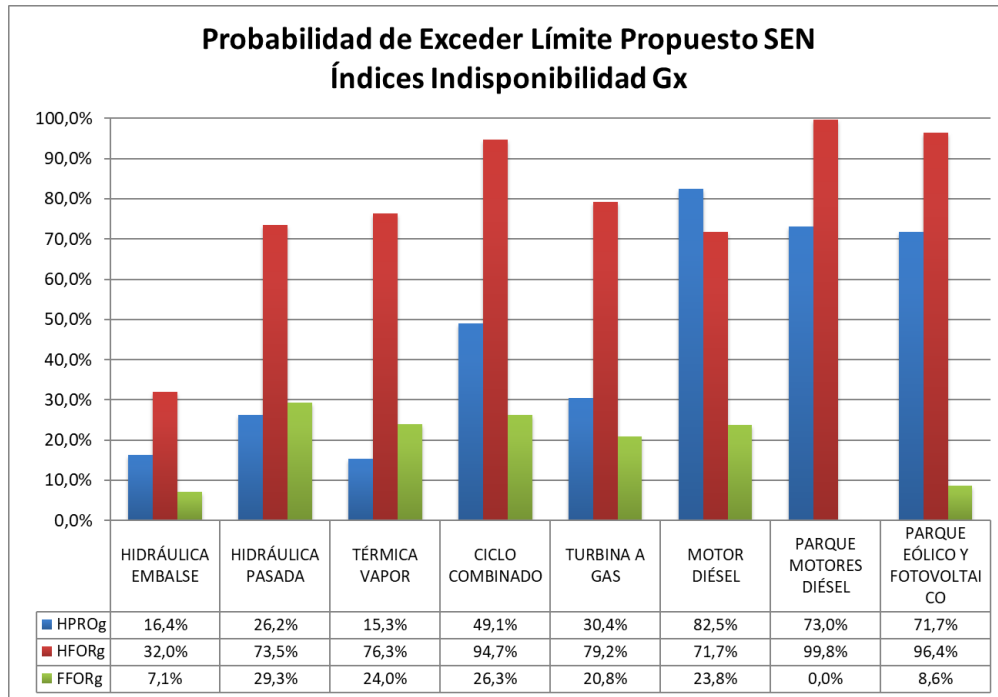


Figura 233 Probabilidad de excedencia de límites sugeridos de índices de indisponibilidad de generación para el SEN

#### 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
<b>NTSyCS: HPROt [h/año]</b>	<b>15</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>30</b>	<b>30</b>
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
<b>NTSyCS: HFORT [h/año]</b>	<b>30</b>	<b>15</b>	<b>10</b>	<b>5</b>	<b>45</b>	<b>45</b>
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
<b>NTSyCS: FFORT [# /año]</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
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.

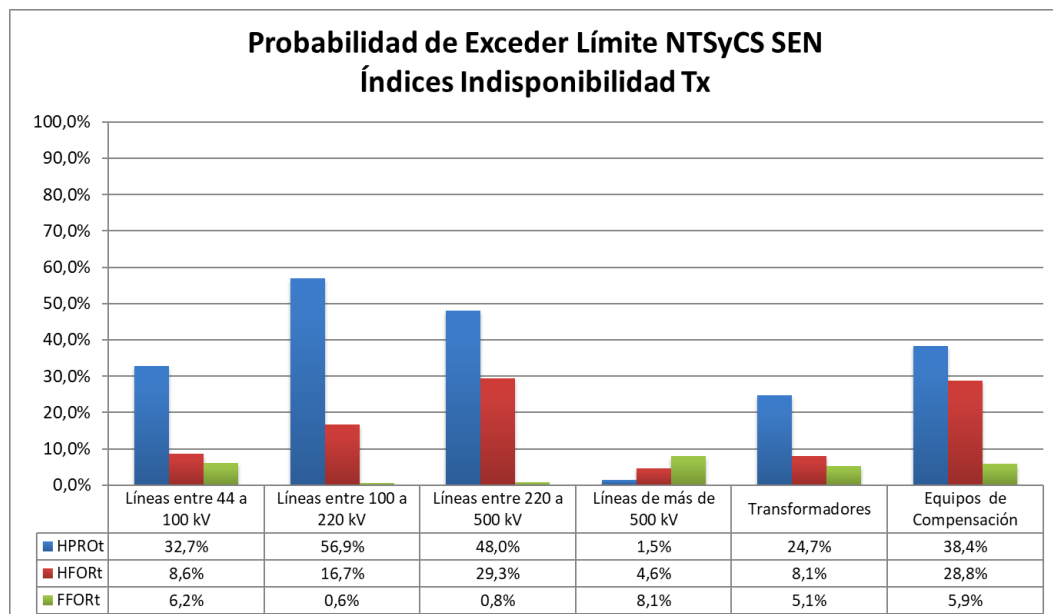


Figura 234 Probabilidad de excedencia de índices de indisponibilidad de transmisión límites establecidos en la NTSyCS para el SEN

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.

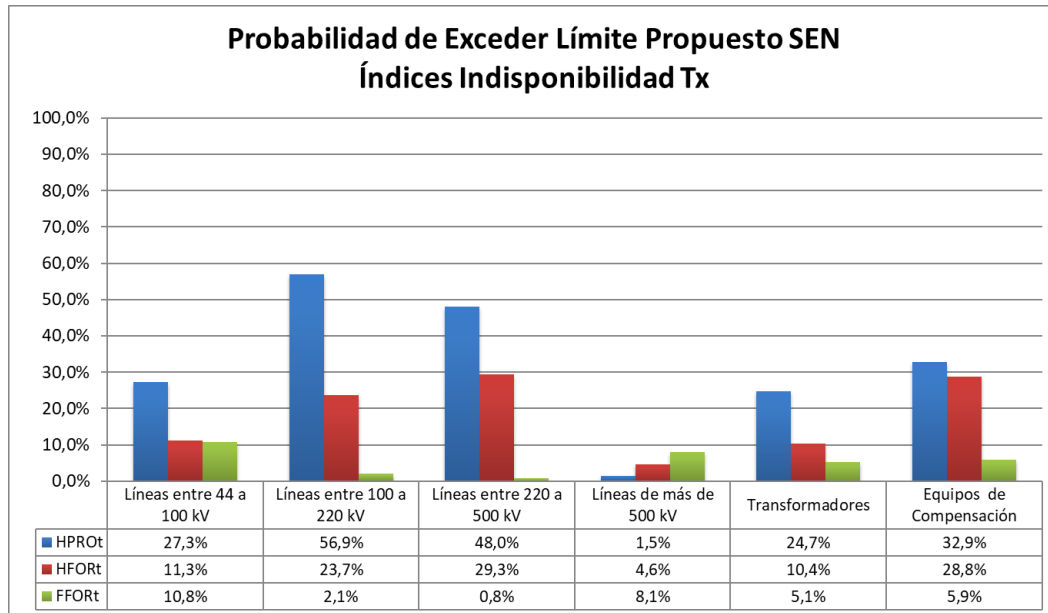
Los límites FFORt son excedidos en menos del 10% para todas las instalaciones de transmisión.

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	
<b>LÍMITES DE DURACIÓN ANUAL DE INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA [h/año/unidad]</b>							
1	<b>NTSyCS: HPROg ACTUAL</b>	<b>15</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>30</b>	<b>30</b>
2	Modelo SEN: X25%	23	73	49	10	30	63
3	ANEEL	26	21	21	38	21	46
4	<b>HPROg SUGERIDO</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>30</b>	<b>40</b>
<b>LÍMITES DE DURACIÓN ANUAL DE INDISPONIBILIDAD FORZADA [h/año/unidad]</b>							
1	<b>NTSyCS: HFORg ACTUAL</b>	<b>30</b>	<b>15</b>	<b>10</b>	<b>5</b>	<b>45</b>	<b>45</b>
2	Modelo SEN: X25%	13	9	13	3	12	52
3	ANEEL	1	2	2	2	1	3
4	<b>HFORg SUGERIDO</b>	<b>25</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>5</b>	<b>35</b>	<b>45</b>
<b>LÍMITES DE FRECUENCIA ANUAL DE INDISPONIBILIDAD FORZADA [# /año/unidad]</b>							
1	<b>NTSyCS: FFORg ACTUAL</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
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	<b>FFORg SUGERIDO</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>1</b>

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 235 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	3,2	5,2
Tocopilla	1,2	1,2
Antofagasta	1,9	2,9
Copiapó	3,0	5,3
Coquimbo	2,6	2,4
Valparaíso	2,4	1,7
Aconcagua	2,4	3,2
Metropolitana	0,7	0,1
Melipilla	3,4	3,0
Rapel	2,8	4,8
Rancagua	3,3	1,8
Itahue	4,2	1,9
Charrúa	3,3	1,5
Concepción	2,2	1,7
Araucanía	2,1	2,7
Chiloé	5,8	7,1
SEN	2,4	2,1

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
<b>HPROg</b>	400	380	750	630	380	300	20	20
<b>HFORg</b>	130	60	250	250	60	130	10	10
<b>FFORg</b>	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
<b>HPROt</b>	20	20	20	20	30	40
<b>HFORt</b>	25	10	10	5	35	45
<b>FFORt</b>	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	0,022	0,278	2,754	1,939	0,183	5,18	
Condores 220	0,022	0,278	2,754	1,939	0,183	5,18	
Pozo Almonte 220	0,022	0,278	2,754	1,939	0,183	5,18	
Tarapaca 220	0,022	0,278	2,754	1,939	0,183	5,18	5,16
Lagunas 220	0,022	0,278	2,754	1,939	0,183	5,18	5,16
Nueva Victoria 220	0,022	0,278	2,754	1,939	0,183	5,18	
Crucero 220	0,009	0,109	1,078	0,759	0,072	2,03	3,64
Chuquicamata 220	0,005	0,067	0,659	0,464	0,044	1,24	
Calama 220	0,005	0,067	0,659	0,464	0,044	1,24	
Encuentro 220	0,010	0,121	1,196	0,842	0,080	2,25	3,64
Atacama 220	0,013	0,164	1,621	1,141	0,108	3,05	5,16
O'Higgins 220	0,012	0,154	1,520	1,070	0,101	2,86	
Laberinto 220	0,012	0,154	1,520	1,070	0,101	2,86	
El Tesoro 220	0,012	0,154	1,520	1,070	0,101	2,86	
Esperanza 220	0,012	0,154	1,520	1,070	0,101	2,86	
El Cobre 220	0,012	0,154	1,520	1,070	0,101	2,86	
Diego de Almagro 220	0,023	0,286	2,834	1,995	0,189	5,33	11,03
Carrera Pinto 220	0,023	0,287	2,840	1,999	0,189	5,34	11,03
Cardones 220	0,023	0,287	2,840	1,999	0,189	5,34	10,73
Maitencillo 220	0,022	0,276	2,737	1,927	0,182	5,14	9,03
Pan de Azucar 220	0,010	0,130	1,291	0,909	0,086	2,43	9,15
Los Vilos 220	0,010	0,123	1,217	0,857	0,081	2,29	9,15
Nogales 220	0,009	0,121	1,195	0,841	0,080	2,25	9,15
Quillota 220	0,010	0,130	1,287	0,906	0,086	2,42	7,35
Los Maquis 220	0,011	0,140	1,388	0,977	0,092	2,61	
El Llano 220	0,010	0,129	1,281	0,902	0,085	2,41	
Polpaico 220	0,001	0,007	0,071	0,050	0,005	0,13	7,09
Lampa 220	0,001	0,007	0,071	0,050	0,005	0,13	7,09
Cerro Navia 220	0,001	0,007	0,071	0,050	0,005	0,13	3,63
Chena 220	0,001	0,007	0,071	0,050	0,005	0,13	3,63
Alto Jahuel 220	0,002	0,031	0,309	0,218	0,021	0,58	3,63
Maipo 220	0,001	0,007	0,071	0,050	0,005	0,13	
Candelaria 220	0,007	0,095	0,942	0,663	0,063	1,77	8,5
Colbun 220	0,008	0,101	1,001	0,704	0,067	1,88	8,5
Melipilla 220	0,013	0,168	1,666	1,173	0,111	3,13	7,09
Rapel 220	0,020	0,249	2,469	1,738	0,164	4,64	7,09
Itahue 220	0,008	0,105	1,044	0,735	0,070	1,96	7,15
Ancoa 220	0,008	0,099	0,983	0,692	0,065	1,85	8,5
Charrua 220	0,007	0,088	0,872	0,614	0,058	1,64	8,42
Lagunillas 220	0,007	0,092	0,915	0,644	0,061	1,72	12,45
Hualpen 220	0,007	0,092	0,914	0,644	0,061	1,72	12,45
Duqueco 220	0,006	0,082	0,814	0,573	0,054	1,53	
Temuco 220	0,011	0,144	1,426	1,004	0,095	2,68	8,92
Ciruelos 220	0,011	0,134	1,330	0,936	0,089	2,50	11,24
Valdivia 220	0,011	0,146	1,443	1,016	0,096	2,71	11,24
Rahue 220	0,011	0,146	1,443	1,016	0,096	2,71	11,62
Melipulli 220	0,018	0,233	2,310	1,626	0,154	4,34	11,62
Chiloe 220	0,030	0,381	3,773	2,656	0,251	7,09	

## 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
<b>01-Iquique</b>								
<b>CGE DISTRIBUCIÓN</b>								
BA S/E CENTRAL DIESEL ARICA 13.8KV	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,1
<b>ELIQSA</b>								
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
<b>EMELARI</b>								
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
<b>HALDEMAN</b>								
BA S/E LA CASCADA HMC (SAGASCA) 66KV	1,5	0,0	0,0	2,0	0,7	0,0	0,0	2,0
<b>LUZ PARRAL</b>								
BA S/E PASO HONDO 13.2KV BP1	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	1,3
<b>MINERA CERRO COLORADO</b>								
BA S/E CERRO COLORADO 110KV	2,0	1,1	0,3	2,0	0,6	0,6	0,1	1,9
<b>MINERA COLLAHUASI</b>								
BA S/E COLLAHUASI 220KV-BP1	2,2	0,3	1,7	1,1	0,8	0,2	2,7	0,4
<b>MINERA QUEBRADA BLANCA</b>								
BA S/E QUEBRADA BLANCA 220KV	5,5	1,3	2,0	1,0	53,1	0,4	0,6	164,5
<b>SQM</b>								
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
<b>02-Tocopilla</b>								
<b>CODELCO CHILE</b>								

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
<b>ELECDA</b>								
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
<b>GRACE</b>								
BA S/E MANTOS DE LA LUNA 110KV	5,5	0,0	0,0	1,0	1,6	0,0	0,0	22,7
<b>MINERA ANTUCOYA</b>								
BA S/E ANTUCOYA 220KV	0,0	0,8	2,2	0,0	0,0	1,2	0,8	0,0
<b>MINERA EL ABRA</b>								
BA S/E EL ABRA 220KV	1,5	0,4	1,0	0,0	0,9	0,3	0,5	0,0
<b>MINERA SPENCE</b>								
BA S/E SPENCE 220KV	0,6	0,0	0,0	1,0	0,3	0,0	0,0	0,3
<b>SIERRA GORDA SCM</b>								
BA S/E SIERRA GORDA 220KV - BP1	0,8	0,0	2,0	0,0	3,6	0,0	2,1	0,0
<b>SQM</b>								
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
<b>03-Antofagasta</b>								
<b>AGUAS ANTOFAGASTA</b>								
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
<b>CODELCO CHILE</b>								
BA S/E GABY 220KV	3,0	2,8	0,3	0,0	6,5	3,0	0,5	0,0
<b>COMPAÑÍA MINERA ZALDIVAR SPA</b>								
BA S/E ZALDÍVAR 220KV	3,4	0,6	0,2	0,0	1,7	0,4	0,1	0,0
<b>ELECDA</b>								
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
<b>ENAEX</b>								
BA S/E CENTRAL DIESEL ENAEX 110KV	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	11,1
<b>MINERA ATACAMA MINERALS</b>								
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
<b>MINERA ESCONDIDA</b>								
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
<b>MINERA LOMAS BAYAS</b>								
BA S/E LOMAS BAYAS 220KV	0,5	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0
<b>MINERA MANTOS BLANCOS</b>								
BA S/E MANTOS BLANCOS 220KV	3,6	2,0	0,0	0,0	2,0	1,0	0,0	0,0
<b>MINERA MERIDIAN</b>								
BA S/E EL PEÑÓN 66KV	6,7	0,1	3,0	2,0	43,0	0,1	18,0	5,4
<b>MINERA MICHILLA</b>								
BA S/E EL LINCE 110KV	4,0	2,0	0,0	1,0	22,4	7,7	0,0	0,6
<b>MOLY-COP</b>								

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
<b>SAESA</b>								
BA S/E ARMAZONES 23KV	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	2,5
<b>SQM</b>								
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
<b>XSTRATA COPPER - ALTONORTE</b>								
BA S/E ALTO NORTE 110KV	0,9	0,0	0,1	1,0	3,3	0,0	0,0	0,1
<b>04-Copiapo</b>								
<b>AGROSUPER</b>								
BA S/E AGROSUPER 220KV	1,0	0,0	4,0	1,0	0,9	0,0	7,5	2,5
<b>ANGLO AMERICAN NORTE - MANTOVERDE</b>								
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
<b>CAP CMP</b>								
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
<b>CODELCO CHILE - DIVISIÓN SALVADOR</b>								
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
<b>COMPAÑÍA MINERA GUANACO SpA</b>								
BA S/E GUANACO 13.8 KV	0,0	0,0	2,0	0,0	0,0	0,0	4,6	0,0
<b>CONAFE</b>								
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
<b>ELECDA</b>								
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
<b>EMELAT</b>								
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
<b>ENAMI PAIPOTE</b>								
BA S/E FUNDICION PAIPOTE 110KV	3,0	0,0	4,0	1,0	2,3	0,0	11,4	9,1
<b>MINERA ATACAMA KOZAN</b>								
BA S/E ATACAMA KOZAN 110KV	1,0	1,0	2,0	0,0	16,2	4,6	4,8	0,0
<b>MINERA CANDELARIA</b>								
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
<b>MINERA CENTENARIO</b>								
BA S/E MINERA FRANKE 23KV	9,0	3,0	4,9	2,0	6,8	34,9	8,8	1,5
<b>MINERA LAS CENIZAS</b>								
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
<b>MINERA LUMINA COPPER</b>								
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
<b>MINERA MANTOS DE ORO</b>								
BA S/E LA COIPA 220KV	2,0	1,0	3,0	0,0	0,3	2,4	35,4	0,0
<b>MINERA MARICUNGA</b>								
BA S/E MINERA MARICUNGA 23KV	0,0	0,0	0,0	7,0	0,0	0,0	0,0	42,9
<b>MINERA OJOS DEL SALADO</b>								
BA S/E MINERA LA CANDELARIA 23KV B2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>05-Coquimbo</b>								
<b>CAP CMP</b>								
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
<b>CEMIN</b>								

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
<b>CONAFE</b>								
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
<b>MINERA ALTOS DE PUNITAQUI</b>								
BA S/E PUNITAQUI 13.2KV BP2	2,0	1,0	2,0	0,0	0,1	0,3	5,9	0,0
<b>MINERA LOS PELAMBRES</b>								
BA S/E LOS VILOS 220KV SECCIÓN 2	2,0	0,0	3,0	0,0	97,7	0,0	48,4	0,0
<b>MINERA TRES VALLES</b>								
BA S/E SALAMANCA 23KV BP1	1,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
<b>MINERA ZALDIVAR LTDA.</b>								
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
<b>TECK-CARMEN DE ANDACOLLO</b>								
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
<b>06-Valparaiso</b>								
<b>CHILQUINTA</b>								
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
<b>CODELCO CHILE - DIVISIÓN ANDINA</b>								
BA S/E SAG 220KV B1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>CODELCO CHILE - DIVISIÓN VENTANAS</b>								
BA S/E 1 CODELCO VENTANAS 110KV	1,0	0,0	1,0	1,0	1,2	0,0	2,3	0,6
<b>CONAFE</b>								
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
<b>EMELCA</b>								
BA S/E CASABLANCA 12KV B1	2,0	0,0	2,0	0,0	6,3	0,0	0,1	0,0
<b>ENAP REFINERÍA ACONCAGUA</b>								
BA S/E TORQUEMADA HBP1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>GNL QUINTERO</b>								
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
<b>LITORAL</b>								
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
<b>METRO VALPARAÍSO</b>								
BA S/E EL SOL 110KV	0,0	2,0	2,0	0,0	0,0	3,9	2,1	0,0
<b>07-Aconcagua</b>								
<b>ANGLO AMERICAN SUR - CHAGRES</b>								
BA S/E FUNDICION CHAGRES 110KV B1	1,0	0,0	3,0	1,0	0,1	0,0	3,2	1,4
<b>ANGLO AMERICAN SUR - EL SOLDADO</b>								
BA S/E LA CALERA 110KV	2,0	2,0	1,0	0,0	1,5	7,5	0,2	0,0
<b>CEMENTO MELÓN</b>								
BA S/E CALERA CENTRO 62KV	4,0	4,0	3,0	0,0	9,9	16,4	4,1	0,0
<b>CHILQUINTA</b>								
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
<b>CODELCO CHILE - DIVISIÓN ANDINA</b>								
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
<b>CRISTALCHILE</b>								
BA S/E LAS VEGAS BARRA 1 110KV	1,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0
<b>EFE</b>								
BA S/E SAN PEDRO (FFCC) 12KV B2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>MINERA CERRO NEGRO</b>								
BA S/E LOS ANGELES 44KV	3,0	6,0	10,0	6,0	12,8	49,3	71,1	27,2
<b>MINERA LOS PELAMBRES</b>								
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
<b>08-Metropolitana</b>								
<b>ANGLO AMERICAN SUR - LOS BRONCES</b>								
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
<b>CEMENTO POLPAICO</b>								
BA S/E PUNTA PEUCO 110KV	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	2,1	0,0	0,0
<b>CGE DISTRIBUCIÓN</b>								
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
<b>CMPC PAPELES CORDILLERA</b>								
BA S/E PUENTE ALTO (CMPC) 110KV	3,0	2,0	7,0	1,0	15,7	3,8	3,5	2,8
<b>EEPA</b>								
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
<b>EFE</b>								
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
<b>ELÉCTRICA TIL TIL</b>								
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
<b>ENEL DISTRIBUCIÓN</b>								
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
<b>METRO</b>								
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
<b>09-Melipilla</b>								
<b>CGE DISTRIBUCIÓN</b>								
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
<b>CHILQUINTA</b>								
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
<b>LITORAL</b>								
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
<b>10-Rapel</b>								
<b>CGE DISTRIBUCIÓN</b>								
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
<b>11-Rancagua</b>								
<b>CEC</b>								
BA S/E QUINTA 13.2KV	0,0	1,0	1,9	0,0	0,0	0,1	0,3	0,0
<b>CGE DISTRIBUCIÓN</b>								
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
<b>CMPC TISSUE</b>								
BA S/E PAPELERA TALAGANTE 66KV	4,0	8,0	1,0	2,0	10,0	9,9	0,2	1,3
<b>CODELCO CHILE - DIVISIÓN EL TENIENTE</b>								
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
<b>EFE</b>								
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
<b>FUNDICIÓN TALLERES</b>								
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
<b>MINERA VALLE CENTRAL</b>								
BA S/E MINERA VALLE CENTRAL 154KV	3,0	7,5	5,1	2,0	1,7	20,8	5,2	10,5
<b>12-Itahue</b>								
<b>CARTULINAS CMPC</b>								
BA S/E PROCART 220KV	2,2	1,0	1,0	0,0	0,4	0,4	0,4	0,0
<b>CEC</b>								
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
<b>CELULOSA ARAUCO</b>								
BA S/E LICANTEN 66KV	0,0	1,0	2,0	0,0	0,0	1,0	15,1	0,0
<b>CEMENTO BIO BIO CENTRO</b>								
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
<b>CGE DISTRIBUCIÓN</b>								
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
<b>CMPC MADERAS</b>								
BA S/E CONSTITUCION 23KV BP2	0,0	4,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,0	0,0
<b>EFE</b>								
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
<b>LUZ LINARES</b>								
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
<b>PANELES ARAUCO</b>								
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
<b>SAESA</b>								
BA S/E TENO 13.2KV BP2	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0
<b>13-Charrua</b>								
<b>CARTULINAS CMPC</b>								
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
<b>CELULOSA ARAUCO</b>								
BA S/E NUEVA ALDEA 66KV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>CGE DISTRIBUCIÓN</b>								
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
<b>CMPC CELULOSA</b>								
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
<b>CMPC MADERAS</b>								

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
<b>COELCHA</b>								
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
<b>COPELAN</b>								
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
<b>COPELEC</b>								
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
<b>EFE</b>								
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
<b>FRONTEL</b>								
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
<b>LUZ PARRAL</b>								
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
<b>MASISA</b>								
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
<b>PANELES ARAUCO</b>								
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
<b>14-Concepcion</b>								
<b>ARAUCO BIOENERGÍA</b>								
BA S/E HORCONES 66KV B1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>CAP HUACHIPATO</b>								
BA S/E SAN VICENTE 154KV SECCIÓN A	0,2	0,4	0,1	0,0	0,1	0,7	0,0	0,0
<b>CELULOSA ARAUCO</b>								
BA S/E PLANTA ARAUCO 66KV	0,0	0,0	2,0	1,0	0,0	0,0	0,9	0,1
<b>CEMENTO BÍO BÍO DEL SUR</b>								
BA S/E CEMENTOS BIO BIO 66KV	1,0	0,0	0,1	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0
<b>CEMENTO POLPAICO</b>								
BA S/E POLPAICO(CEMENTOS POLPAICO) 66KV	0,0	0,0	3,0	0,0	0,0	0,0	17,6	0,0
<b>CGE DISTRIBUCIÓN</b>								
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
<b>EFE</b>								
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
<b>EKA CHILE</b>								
BA S/E EKA CHILE 154KV	1,0	1,0	2,0	0,0	9,7	2,0	97,9	0,0
<b>ENAP REFINERÍA BIO BIO</b>								
BA S/E ERBB 66KV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>FPC</b>								
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
<b>FRONTEL</b>								
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
<b>INCHALAM</b>								
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
<b>MASISA</b>								
BA S/E MAPAL 154KV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>MOLY-COP</b>								
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
<b>OXY</b>								
BA S/E OXY 154KV	0,1	1,0	1,0	0,0	0,7	26,8	2,9	0,0
<b>PAPELES BIO BIO</b>								
BA S/E PAPELERA BIO BIO 66KV	3,2	4,3	5,7	0,0	7,5	1,4	2,9	0,0
<b>PETRODOW</b>								
BA S/E PETRODOW 154KV	2,0	1,0	0,0	0,0	9,8	2,0	0,0	0,0
<b>PETROQUIM</b>								
BA S/E PETROPOWER 66KV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>15-Araucanía</b>								
<b>CARTULINAS CMPC</b>								
BA S/E CHUMPULLO 66KV	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,5
<b>CELULOSA ARAUCO</b>								
BA S/E PLANTA VALDIVIA 220KV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>CGE DISTRIBUCIÓN</b>								
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
<b>CODINER</b>								
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
<b>COOPREL</b>								
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
<b>CRELL</b>								
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
<b>EFE</b>								
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
<b>FRONTEL</b>								
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



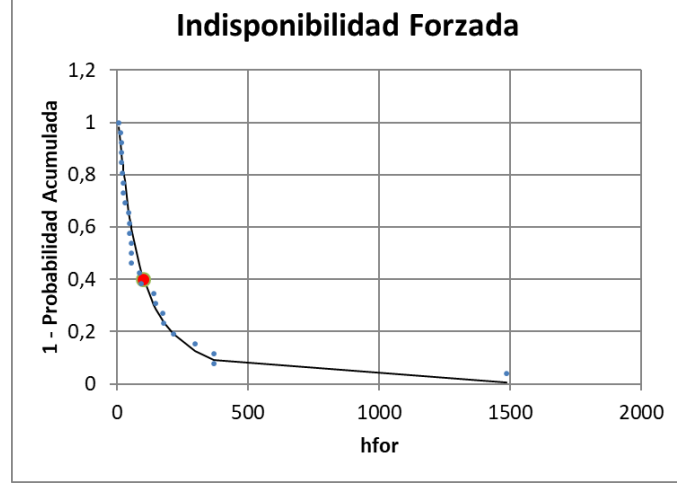
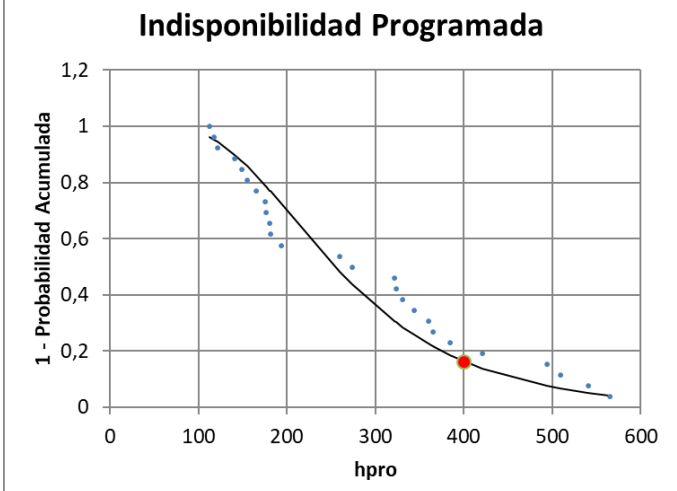
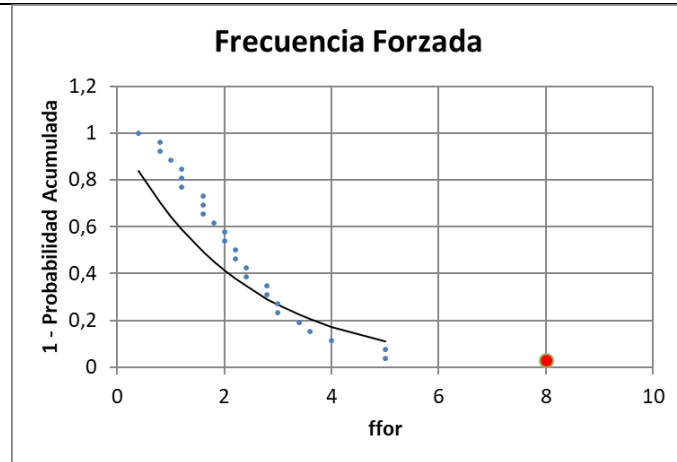
Punto de Control	FMIK				TTIK			
	2015	2016	2017	2018	2015	2016	2017	2018
BA S/E TRAIGUEN 13.2KV	2,0	5,0	7,0	2,0	5,0	6,1	41,1	7,2
BA S/E VICTORIA 13.2KV	3,0	4,0	3,0	0,0	0,3	2,7	20,2	0,0
<b>LUZ OSORNO</b>								
BA S/E AIHUAPI 13.8KV	2,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0
BA S/E AIHUAPI 23KV	6,0	0,8	0,6	1,0	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
<b>SAESA</b>								
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
<b>SOCOEPA</b>								
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
<b>16-Chiloe</b>								
<b>SAESA</b>								
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**

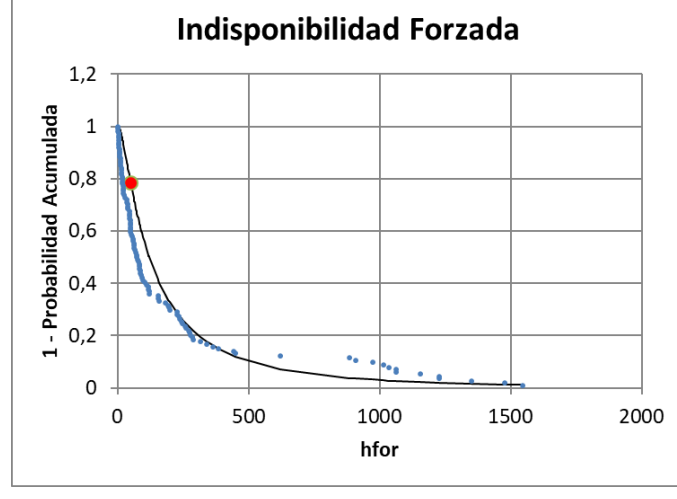
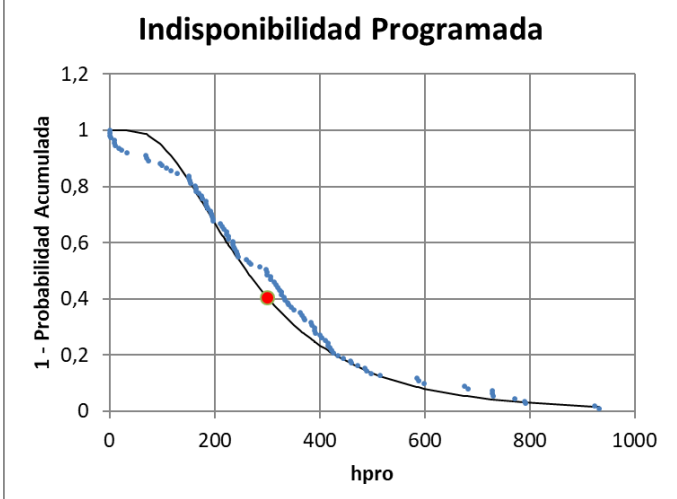
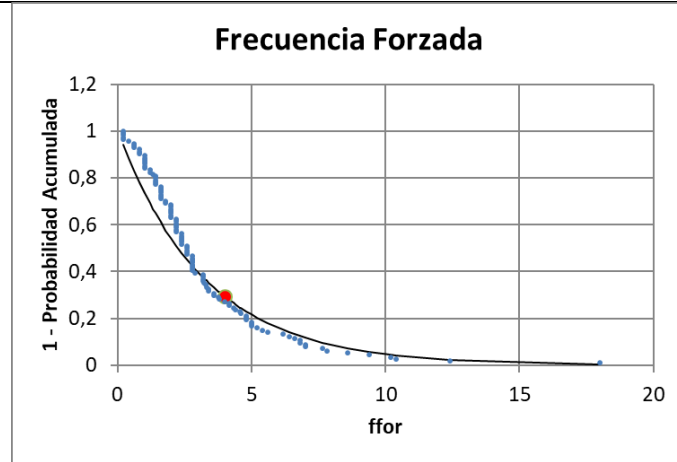
### Hidráulica Embalse

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%



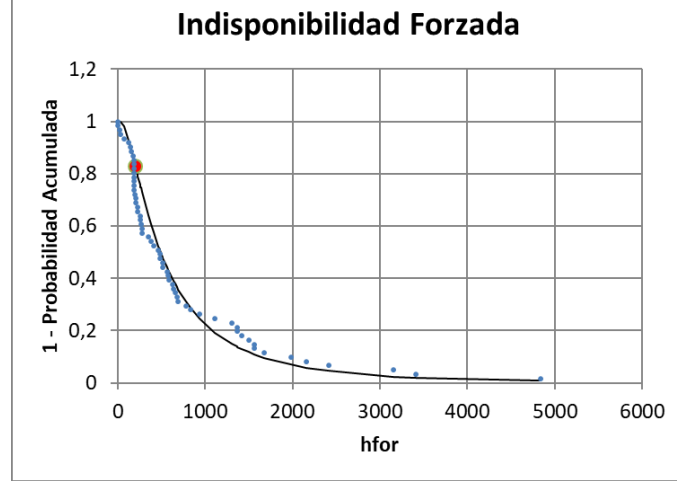
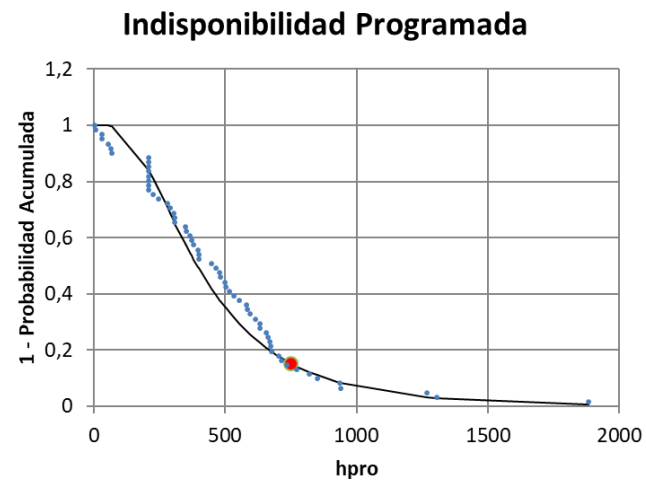
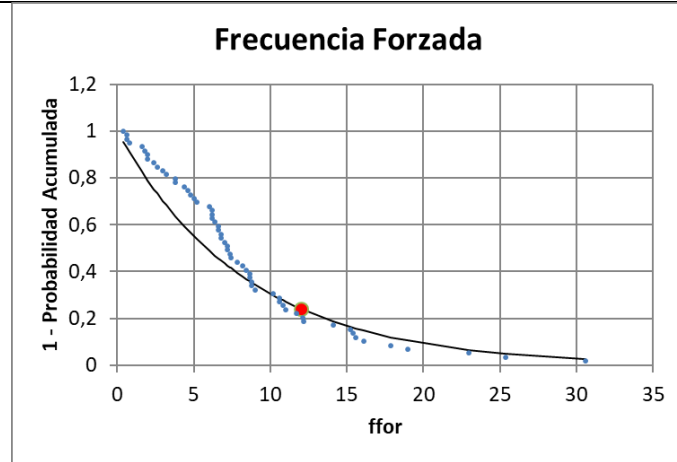
### Hidráulica Pasada

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%



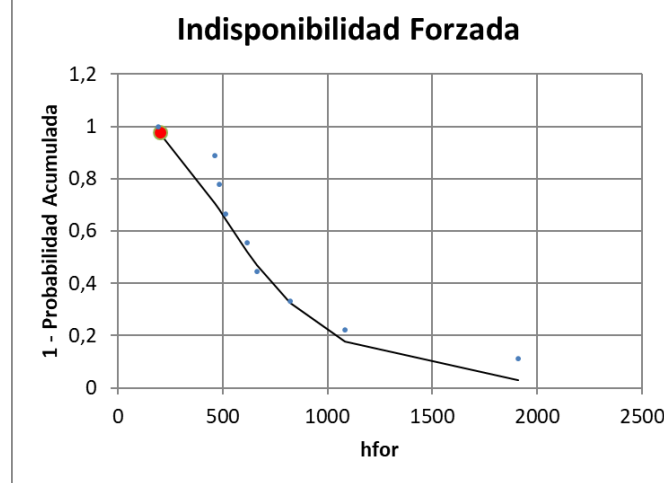
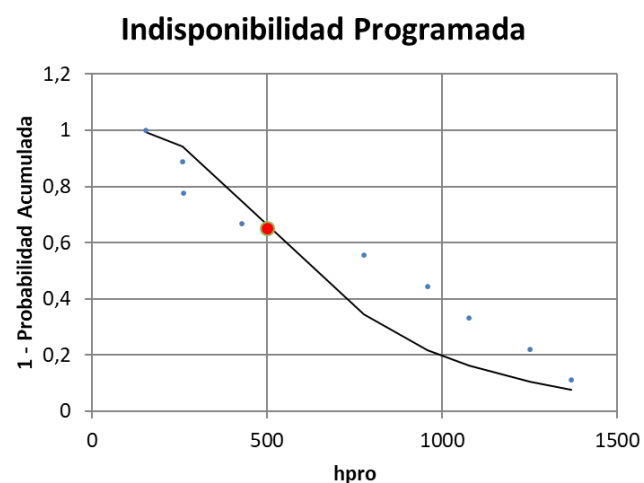
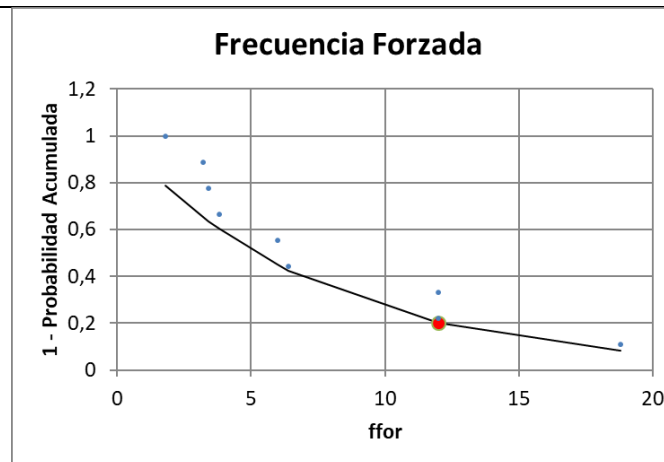
**Térmica Vapor**

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%



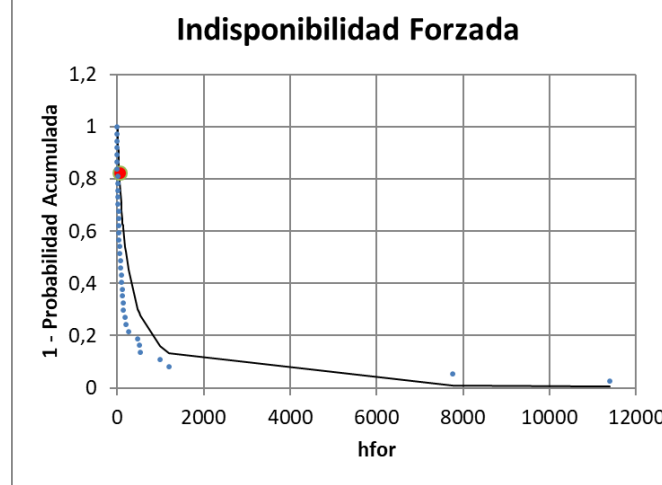
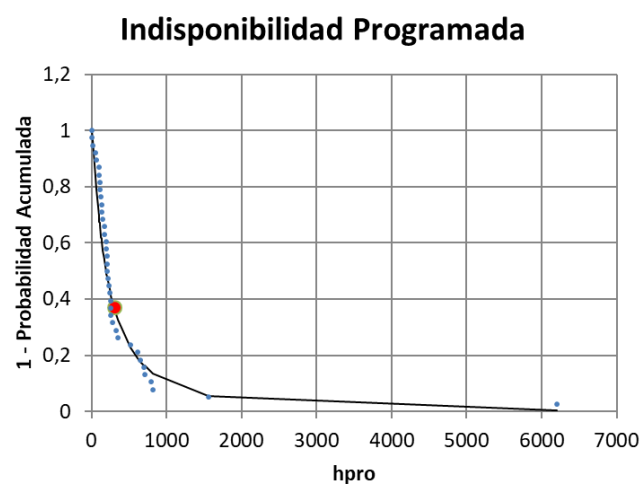
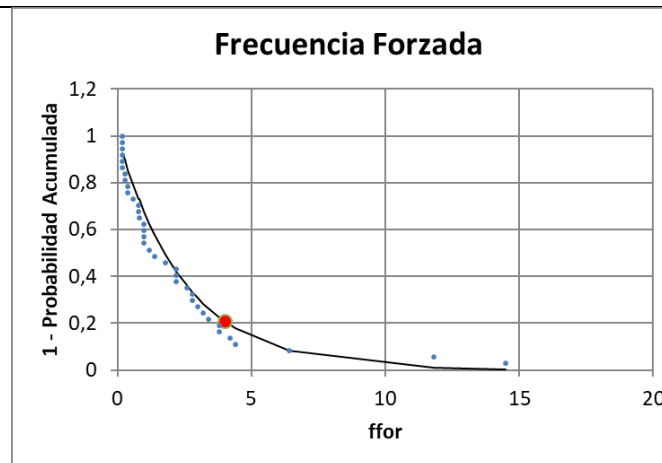
**Térmica Ciclo Combinado**

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

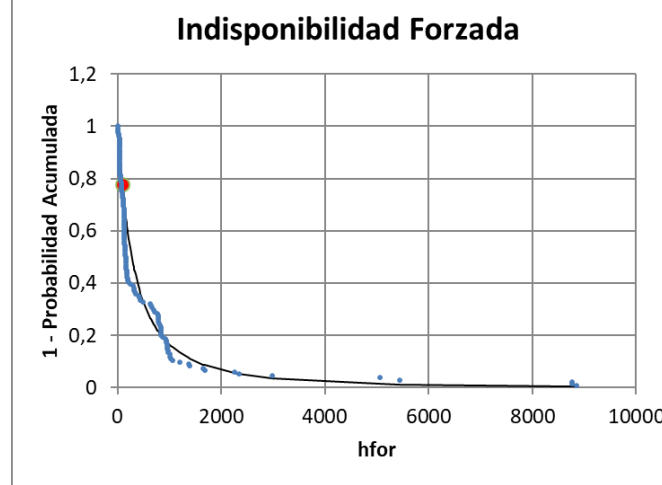
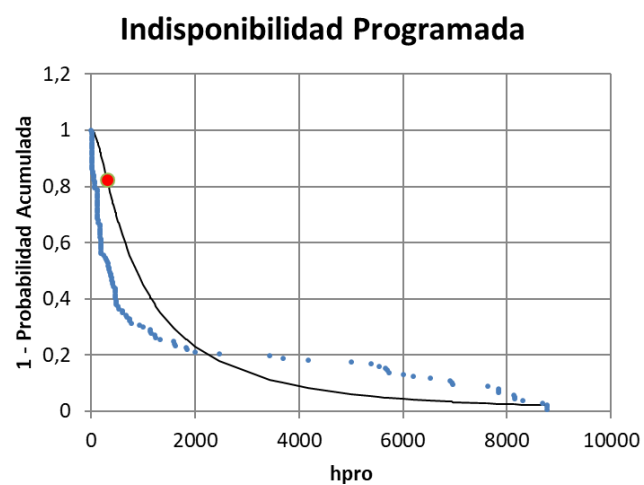
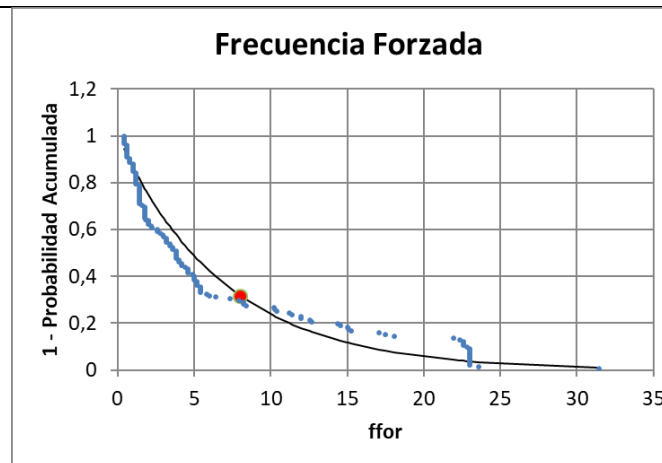
INDISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN: TG			
Período ene14-dic18			
Duración período: A (años)	5		
Unidades técnicas: N (#)	37		
MODELO ESTOCÁSTICO	Hpro	Hfor	Ffor
(1/5) media 5 años	460,0	705,6	2,5
(1/5) desvío 5 años	989,9	2241,6	---
Coefficiente de variación: cv	2,1518	3,1767	---
1+cv*cv	5,6301	11,0914	---
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

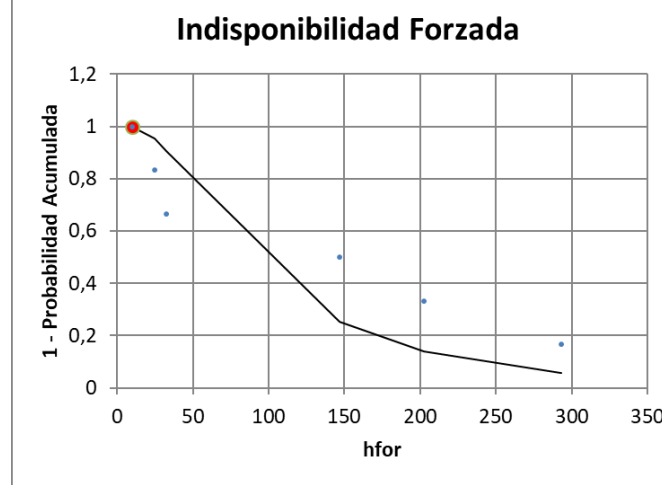
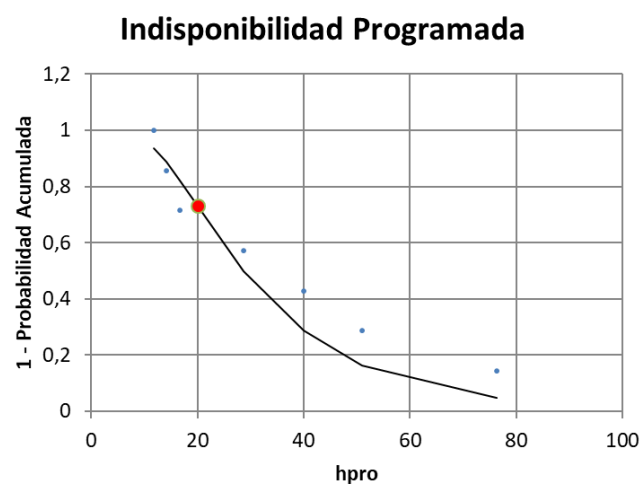
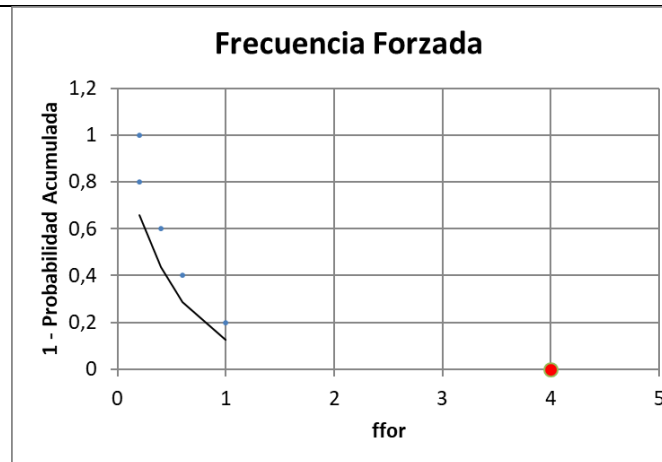


INDISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN: DIESEL			
Período ene14-dic18			
Duración período: A (años)	5		
Unidades técnicas: N (#)	152		
MODELO ESTOCÁSTICO	Hpro	Hfor	Ffor
(1/5) media 5 años	1646,3	666,2	7,0
(1/5) desvío 5 años	2666,6	1453,2	---
Coefficiente de variación: cv	1,6198	2,1814	---
1+cv*cv	3,6236	5,7583	---
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%



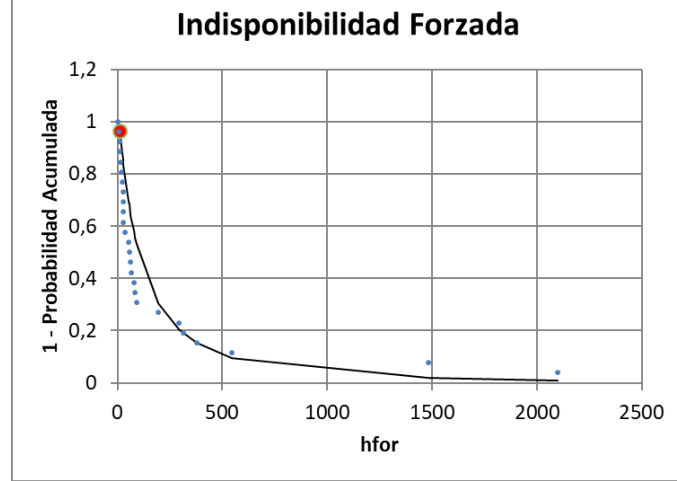
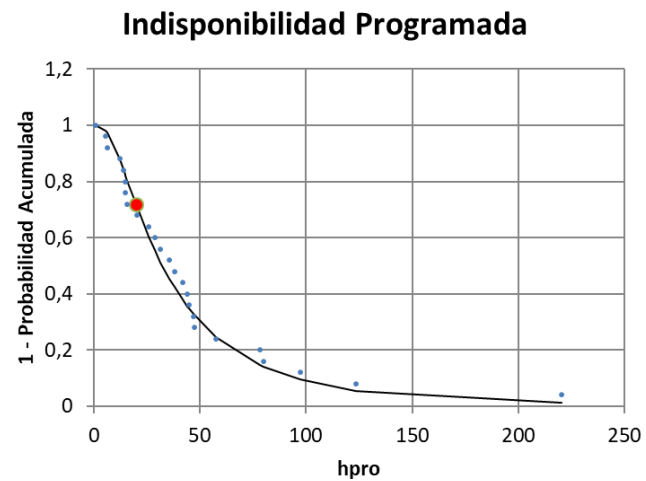
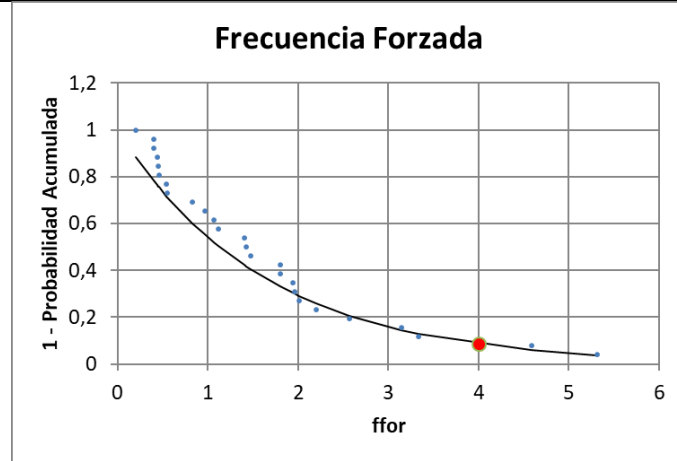
**Parques de Motores Diésel**

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

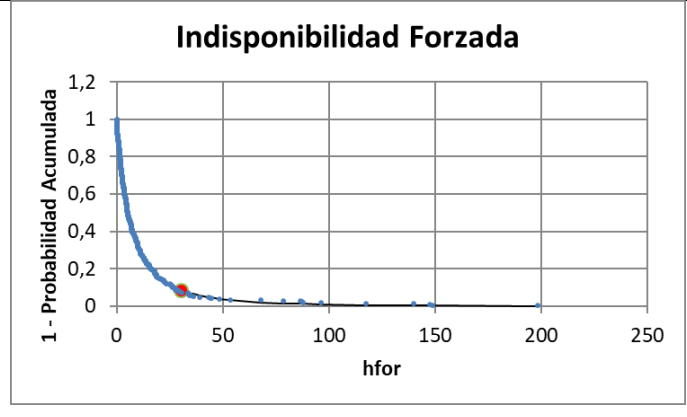
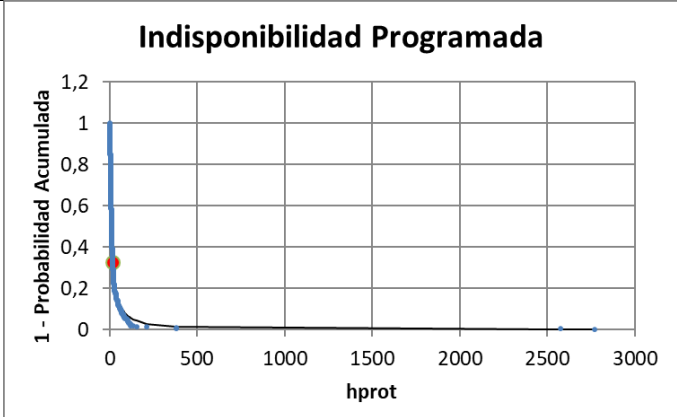
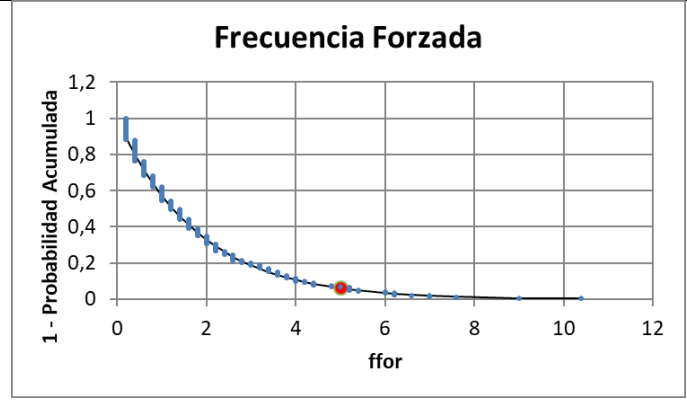
INDISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN: P. EOLICOS Y FOTOVOLTAICOS			
Período ene14-dic18			
Duración período: A (años)	5		
Unidades técnicas: N (#)	29		
MODELO ESTOCÁSTICO	Hpro	Hfor	Ffor
(1/5) media 5 años	45,9	231,9	1,6
(1/5) desvío 5 años	46,2	476,8	---
Coefficiente de variación: cv	1,0072	2,0561	---
1+cv*cv	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**

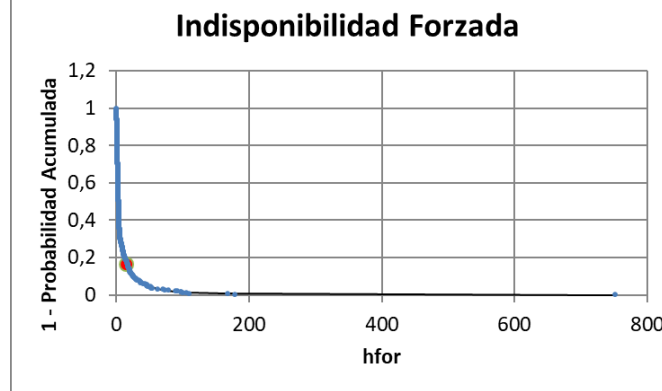
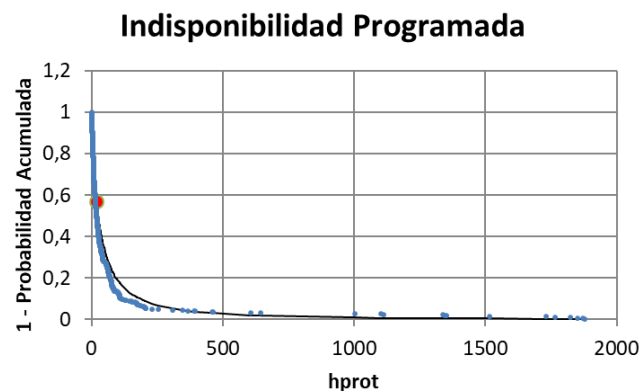
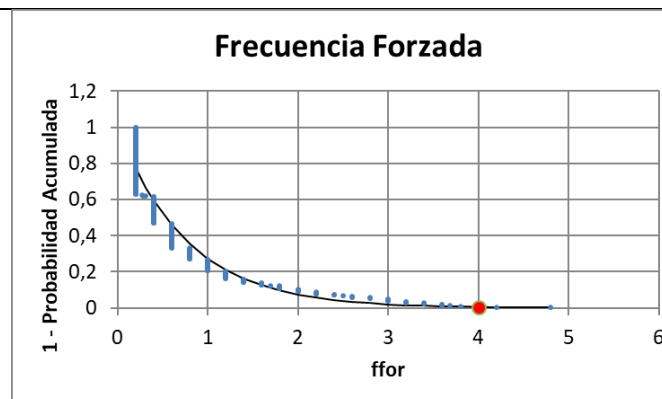
**Línea mayor o igual que 44 kV y menor que 100 kV**

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 <sup>2</sup> 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%



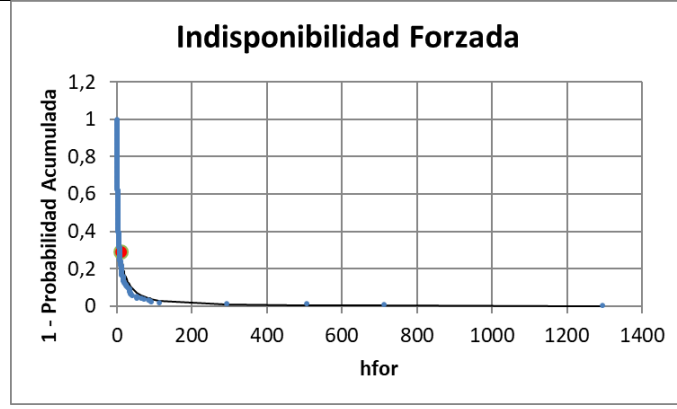
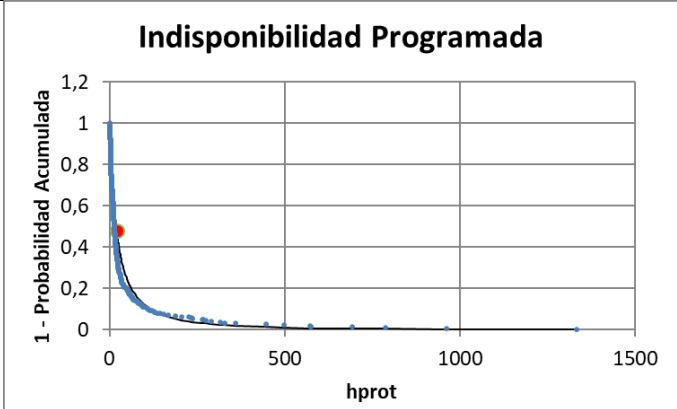
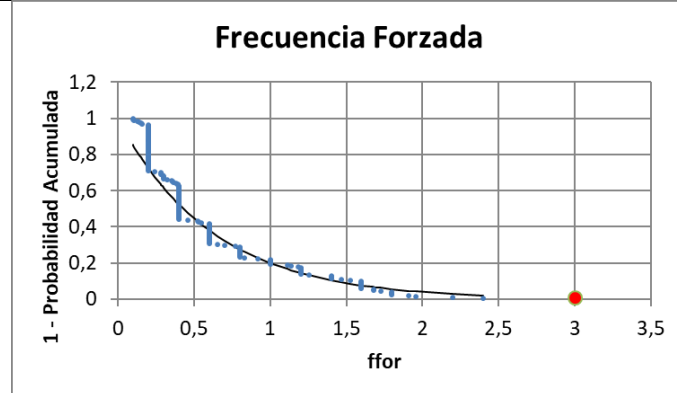
**Línea mayor o igual que 100 kV y menor que 220 kV**

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 <sup>2</sup> 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%



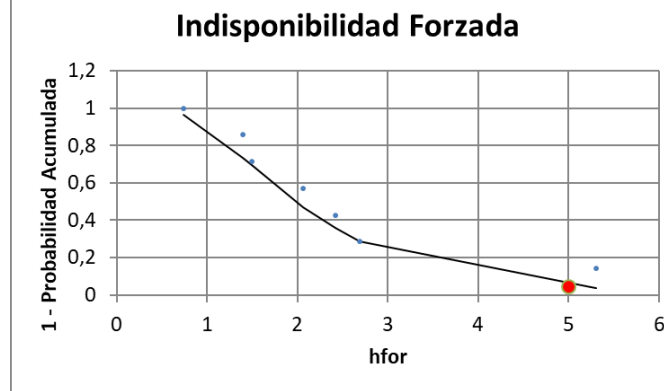
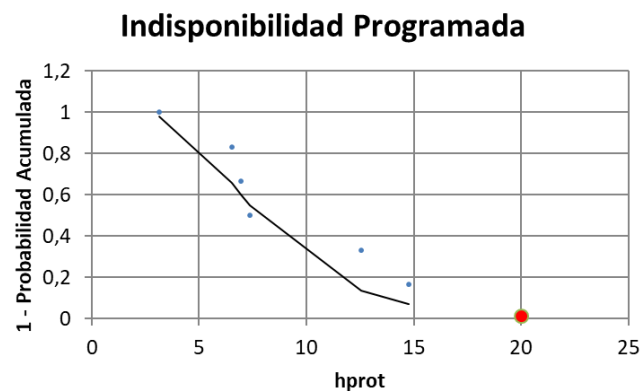
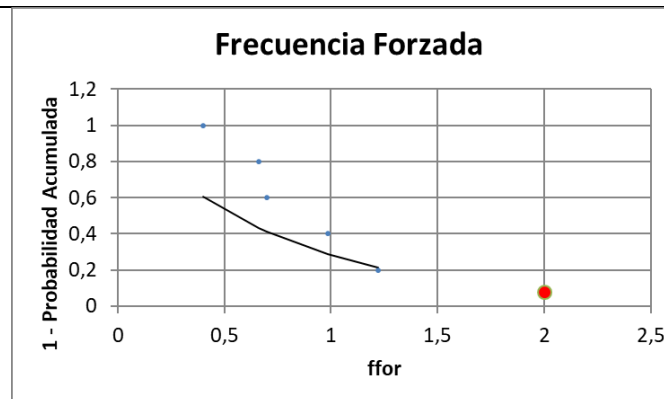
**Línea mayor o igual que 2200 kV y menor que 500 kV**

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 <sup>2</sup> 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

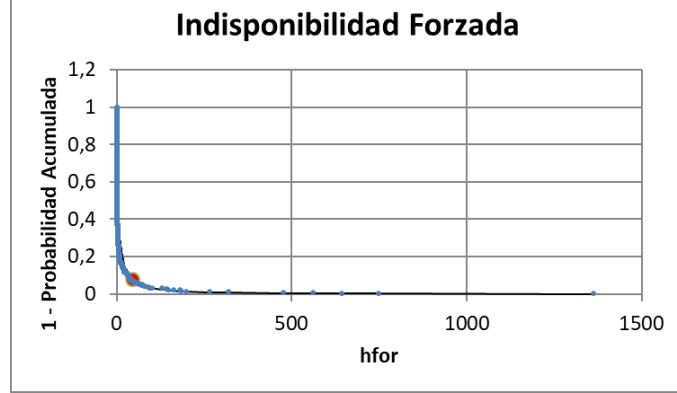
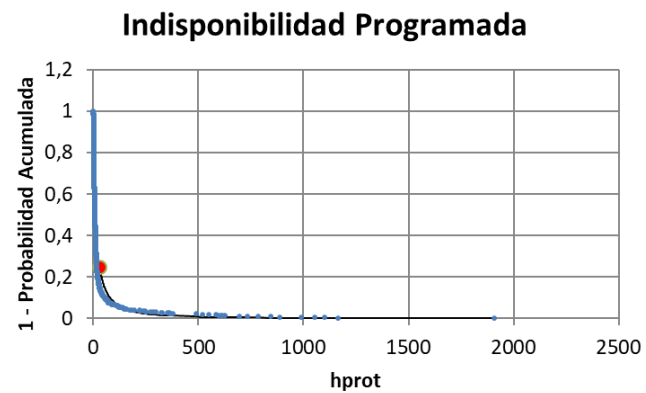
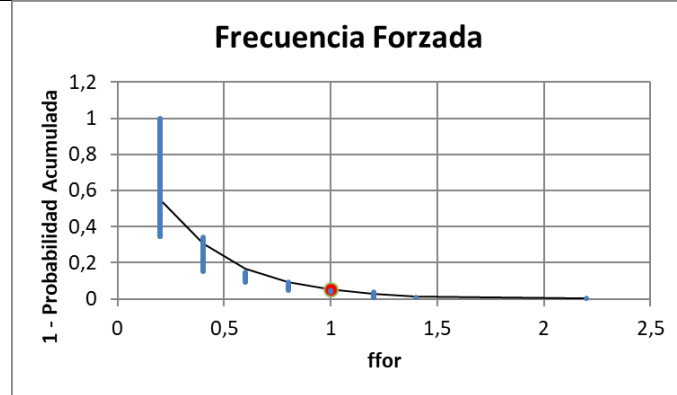
INDISPONIBILIDAD DE LÍNEAS: Tensión $\geq$ 500 kV			
Período ene14-dic18			
Duración período: A (años)	5		
Unidades técnicas: N (#)	6		
MODELO ESTOCÁSTICO	Hpro	Hfor	Ffor
(1/5) media 5 años	8,6	2,3	0,8
(1/5) desvío 5 años	3,9	1,4	---
Coefficiente de variación: cv	0,4567	0,5957	---
1+cv <sup>2</sup> cv	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 <sup>2</sup> 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 <sup>2</sup> 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%

