

---

# ESTUDIO DE CONTINUIDAD DE SUMINISTRO 2021

## Informe Preliminar

---

DEPARTAMENTO DE ESTUDIOS ELÉCTRICOS  
GERENCIA DE OPERACIÓN

Noviembre 2021

## **Estudio de Continuidad de Suministro**

### **Informe preparado por el Departamento de Estudios Eléctricos**

<b>Rev.</b>	<b>Fecha</b>	<b>Comentario</b>	<b>Realizó</b>	<b>Revisó / Aprobó</b>
<b>1</b>	<b>25-11-2021</b>	<b>Informe Preliminar</b>	<b>Carlos Alvear A. Gonzalo Sánchez M.</b>	<b>Víctor Velar G.</b>

## ÍNDICE

1	ABREVIATURAS, SIGLAS Y DEFINICIONES .....	4
2	RESUMEN EJECUTIVO .....	6
3	ANTECEDENTES.....	10
4	METODOLOGÍA.....	15
4.1	Recopilación de datos.....	15
4.2	Cálculo de indicadores de calidad de suministro.....	16
4.3	Análisis evolución anual y causas de las variaciones .....	19
4.4	Determinación de índices de continuidad aceptables.....	19
4.5	Determinación de índices TTIK aceptables en barras del Sistema de Transmisión Nacional 21	
4.6	Análisis de índices de indisponibilidad Gx-Tx .....	21
4.7	Determinación de nuevos estándares de indisponibilidad Gx-Tx .....	23
5	ANÁLISIS DE LA BASE DE DATOS.....	25
5.1	Análisis descriptivo SEN .....	25
5.2	Análisis de evolución anual y causas de las variaciones por Zona.....	38
6	RESULTADOS.....	178
6.1	Índices de continuidad aceptables FMIK y TTIK en los puntos de control de cliente....	178
1.1	Índices TTIK aceptables en barras del Sistema de Transmisión Nacional.....	188
1.2	Comparación de índices de indisponibilidad registrados y límites de la NTSyCS.....	190
7	RECOMENDACIONES .....	199
8	REFERENCIAS .....	202
9	ANEXOS.....	203

## 1 ABREVIATURAS, SIGLAS Y DEFINICIONES

A lo largo del texto se tendrán las siguientes abreviaturas, siglas y definiciones:

**BCN:** Biblioteca del Congreso Nacional de Chile.

**CDEC:** Centro de Despacho Económico de Carga.

**CDEC SIC:** Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central.

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

**CNE:** Comisión Nacional de Energía.

**Coordinador:** Coordinador Eléctrico Nacional.

**DFL4:** Ley General de Servicios Eléctricos.

**DMC:** Desconexión manual de carga.

**DP:** Dirección de Peajes.

**EAF:** Estudios de Análisis de Falla.

**EDAC:** Esquema de desconexión automática de carga.

**EDAG:** Esquema de desconexión automática de generación.

**ENS:** Energía no suministrada.

**FFORg:** Límite de frecuencia de desconexiones promedio anual de generación por concepto de Indisponibilidad Forzada.

**FFORT:** Límite de frecuencia de desconexiones promedio anual de transmisión por concepto de Indisponibilidad Forzada.

**FMIK:** Frecuencia Media de Interrupción de Suministro.

**GESCAL:** Plataforma web del Coordinador Eléctrico Nacional para la gestión de calidad de producto y suministro.

**FFORg:** Límite de horas de desconexión promedio anual de generación por concepto de Indisponibilidad Forzada.

**HFORT:** Límite de horas de desconexión promedio anual de transmisión por concepto de Indisponibilidad Forzada.

**HPROg:** Límite de horas de desconexión promedio anual de generación por concepto de Indisponibilidad Programada.

**HPROt:** Límite de horas de desconexión promedio anual de transmisión por concepto de Indisponibilidad Programada.

**NTSyCS:** Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (septiembre 2020)

**S/E:** Subestación.

**SEN:** Sistema Eléctrico Nacional.

**SIC:** Sistema interconectado Central.

**SING:** Sistema Interconectado del Norte Grande.

**ST:** Sistema de transmisión.



**STN:** Sistema de Trasmisión Nacional.

**STZ:** Sistema de Trasmisión Zonal.

**STD:** Sistema de Trasmisión Dedicado.

**TTIK:** Tiempo Medio de Interrupción de Suministro.

## 2 RESUMEN EJECUTIVO

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

En este se analizan 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 entre 2016 y 2020.

Tabla 2-1: Índices de continuidad FMIK y TTIK promedio entre 2016 y 2020.

ZONA	FMIK					TTIK				
	2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020
Iquique	0,7	1,4	1,8	3,9	1,7	0,4	1,1	8,7	44,8	15,6
Tocopilla	0,7	0,6	0,2	0,9	0,4	0,9	0,7	0,6	7,2	3,3
Antofagasta	0,6	0,9	0,6	1,1	0,8	3,5	1,8	1,7	4,9	3,6
Copiapó	1,5	3,6	1,4	0,7	0,9	3,9	31,6	3,0	3,4	3,0
Coquimbo	2,0	1,8	1,0	1,9	1,8	2,9	3,7	1,3	2,1	3,0
Valparaíso	0,8	2,1	0,4	1,5	0,4	0,8	1,1	0,5	3,1	0,4
Aconcagua	2,1	1,5	0,8	1,4	1,5	9,5	3,6	1,8	4,3	2,3
Metropolitana	0,6	0,7	0,7	0,5	0,7	1,1	0,6	1,9	1,0	0,9
Melipilla	2,8	2,6	0,1	1,4	1,4	1,8	1,9	0,1	1,8	1,2
Rapel	1,8	0,7	1,9	2,1	1,8	3,4	4,3	5,8	2,2	2,2
Rancagua	3,5	1,6	1,0	1,2	0,9	4,4	2,6	1,2	1,6	2,0
Itahue	5,9	3,4	1,0	1,1	1,2	4,2	3,7	0,7	2,7	1,3
Charrúa	3,4	3,7	1,2	2,0	1,7	5,0	5,2	4,2	2,6	2,2
Concepción	0,8	2,0	1,1	1,7	1,5	1,8	5,9	1,7	2,0	1,7
Araucanía	1,5	1,6	1,8	3,0	2,3	3,7	3,5	3,3	8,1	3,7
Chiloé	4,9	3,9	2,1	2,8	2,9	7,3	9,1	2,2	1,2	1,9
SEN	2,1	2,0	1,1	1,7	1,4	3,4	5,0	2,4	5,8	3,0

De lo anterior, se presenta una propuesta de índices de continuidad aceptables en los puntos de control agrupados por zonas eléctricas.

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

Zona	FMIK Límite	TTIK Límite
Iquique	2,4	2,9
Tocopilla	0,8	0,7
Antofagasta	1,3	1,6
Copiapó	2,2	4,2
Coquimbo	2,2	2,8
Valparaíso	1,6	1,0
Aconcagua	2,5	4,1
Metropolitana	0,8	0,3
Melipilla	3,2	2,6
Rapel	2,7	4,3

Zona	FMIK Límite	TTIK Límite
Rancagua	2,4	1,8
Itahue	3,1	1,9
Charrúa	3,3	2,4
Concepción	2,0	1,8
Araucanía	2,6	2,5
Chiloé	5,0	5,1
SEN	2,4	1,7

A partir de los índices de continuidad aceptables, se obtiene la indisponibilidad aceptable (TTIK) en las barras del Sistema de Transmisión en las cuales la Comisión Nacional de Energía efectúa fijación de precios de nudo de corto plazo con el desglose de acuerdo con el origen de la indisponibilidad: Generación, Transmisión Nacional, Transmisión Dedicada, Transmisión Zonal u Otros.

*Tabla 2-3: Índices de continuidad (TTIK) aceptables en barras del Sistema de Transmisión Nacional propuestos para el SEN.*

Promedio ponderado TTIK (h/año) aceptables por Barra del Sistema de Transmisión Nacional del SEN							
Barra STN/ Origen	Generación	Otros	Transmisión Zonal	Transmisión Dedicada	Transmisión Nacional	TOTAL	NTSyCS 2020, Art. 9-3
ALTO JAHUEL 220	0,07	0,06	0,43	0,66	0,07	1,29	<b>3,63</b>
ANCOA 220	0,10	0,09	0,63	0,97	0,11	1,90	<b>8,50</b>
ATACAMA 220	0,07	0,05	0,39	0,60	0,07	1,18	<b>5,16</b>
CALAMA 220	0,04	0,03	0,23	0,36	0,04	0,70	
CARDONES 220	0,22	0,19	1,35	2,06	0,23	4,05	<b>10,73</b>
CAUTÍN 220	0,11	0,10	0,69	1,06	0,12	2,08	
CERRO NAVIA 220	0,02	0,01	0,10	0,15	0,02	0,30	<b>3,63</b>
CHARRUA 220	0,12	0,10	0,75	1,15	0,13	2,25	<b>8,42</b>
CHENA 220	0,02	0,01	0,10	0,15	0,02	0,30	<b>3,63</b>
CHILOE 220	0,28	0,24	1,70	2,60	0,29	5,10	
CIRUELOS 220	0,14	0,12	0,85	1,30	0,15	2,55	<b>11,24</b>
COLBUN 220	0,10	0,09	0,63	0,97	0,11	1,90	<b>8,50</b>
CONDORES 220	0,13	0,11	0,77	1,18	0,13	2,32	
CRUCERO 220	0,05	0,04	0,30	0,45	0,05	0,89	<b>3,64</b>
D. DE ALMAGRO 220	0,21	0,17	1,25	1,92	0,22	3,77	<b>11,03</b>
EL TESORO 220	0,09	0,07	0,53	0,81	0,09	1,60	
HUALPEN 220	0,10	0,08	0,61	0,93	0,10	1,82	<b>12,45</b>
ITAHUE 220	0,13	0,11	0,76	1,17	0,13	2,29	<b>12,15</b>
LABERINTO 220	0,12	0,10	0,73	1,12	0,13	2,19	
LAGUNAS 220	0,16	0,13	0,96	1,48	0,17	2,90	<b>5,16</b>
LAGUNILLAS 220	0,02	0,01	0,10	0,15	0,02	0,30	<b>12,45</b>
LOS MAQUIS 220	0,21	0,18	1,27	1,95	0,22	3,83	
LOS VILOS 220	0,15	0,13	0,93	1,43	0,16	2,80	<b>9,15</b>
MAIPO 220	0,02	0,01	0,10	0,15	0,02	0,30	
MAITENCILLO 220	0,21	0,17	1,25	1,91	0,21	3,75	<b>9,03</b>
MELIPILLA 220	0,08	0,07	0,49	0,75	0,08	1,48	<b>7,09</b>
MELIPULLI 220	0,17	0,14	1,00	1,53	0,17	3,01	
NOGALES 220	0,02	0,01	0,10	0,15	0,02	0,30	<b>9,15</b>
PAN DE AZUCAR 220	0,15	0,13	0,92	1,41	0,16	2,76	

Promedio ponderado TTIK (h/año) aceptables por Barra del Sistema de Transmisión Nacional del SEN							
Barra STN/ Origen	Generación	Otros	Transmisión Zonal	Transmisión Dedicada	Transmisión Nacional	TOTAL	NTSyCS 2020, Art. 9-3
PARINACOTA 220	0,12	0,10	0,71	1,08	0,12	2,13	
POLPAICO 220	0,02	0,01	0,10	0,15	0,02	0,30	<b>7,09</b>
POZO ALMONTE 220	0,09	0,07	0,52	0,79	0,09	1,56	
PUERTO MONTT 220	0,02	0,01	0,10	0,15	0,02	0,30	<b>11,62</b>
QUILLOTA 220	0,07	0,06	0,45	0,69	0,08	1,36	<b>7,35</b>
RAHUE 220	0,11	0,09	0,68	1,04	0,12	2,03	<b>11,62</b>
RAPEL 220	0,26	0,22	1,56	2,38	0,27	4,68	<b>7,09</b>
TARAPACA 220	0,08	0,07	0,48	0,74	0,08	1,45	<b>5,16</b>
TEMUCO 220	0,14	0,12	0,86	1,31	0,15	2,58	<b>8,92</b>
VALDIVIA 220	0,14	0,12	0,86	1,32	0,15	2,60	<b>11,24</b>

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 2-4: Índices de indisponibilidad de generación actuales y propuestos.

Índice de Indisponibilidad	Hidráulica Embalse	Hidráulica Pasada	Térmica Vapor	Ciclo Combinado
<b>HPROg NTSyCS</b>	<b>400</b>	<b>300</b>	<b>750</b>	<b>500</b>
<b>HPROg Sugerido</b>	<b>500</b>	<b>380</b>	<b>750</b>	<b>630</b>
<b>HFORg NTSyCS</b>	<b>100</b>	<b>50</b>	<b>200</b>	<b>200</b>
<b>HFORg Sugerido</b>	<b>130</b>	<b>60</b>	<b>250</b>	<b>250</b>
<b>FFORg NTSyCS</b>	<b>8</b>	<b>4</b>	<b>12</b>	<b>12</b>
<b>FFORg Sugerido</b>	<b>6</b>	<b>4</b>	<b>12</b>	<b>12</b>
Índice de Indisponibilidad	Turbina Gas	Motor Diésel	Parque Motores Diésel	Parque Eólico y Fotovoltaico
<b>HPROg NTSyCS</b>	<b>300</b>	<b>300</b>	<b>20</b>	<b>20</b>
<b>HPROg Sugerido</b>	<b>360</b>	<b>300</b>	<b>20</b>	<b>20</b>
<b>HFORg NTSyCS</b>	<b>50</b>	<b>100</b>	<b>10</b>	<b>10</b>
<b>HFORg Sugerido</b>	<b>60</b>	<b>130</b>	<b>10</b>	<b>10</b>
<b>FFORg NTSyCS</b>	<b>4</b>	<b>8</b>	<b>4</b>	<b>4</b>
<b>FFORg Sugerido</b>	<b>4</b>	<b>8</b>	<b>4</b>	<b>4</b>

*Tabla 2-5: Índices de indisponibilidad de transmisión actuales y propuestos.*

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 NTSyCS</b>	<b>15</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>30</b>	<b>30</b>
<b>HPRot Sugerido</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>25</b>	<b>40</b>
<b>HFORt NTSyCS</b>	<b>30</b>	<b>15</b>	<b>10</b>	<b>5</b>	<b>45</b>	<b>45</b>
<b>HFORt Sugerido</b>	<b>25</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>5</b>	<b>35</b>	<b>35</b>
<b>FFORt NTSyCS</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
<b>FFORt Sugerido</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>1</b>

### 3 ANTECEDENTES

El desarrollo del Estudio de Continuidad de Suministro del SEN realizado por el Coordinador considera la información estadística disponible entre enero del 2016 y diciembre del 2020.

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 (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 5-56 de la NTSyCS establece la forma de evaluar las interrupciones de suministro en los puntos de control:

#### **Artículo 5-56**

*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 Punto de Control el definido en el numeral 79 del artículo 1-7 de la NTSyCS:

#### **Artículo 1-7**

(...)

**79. Punto de Control:** *Son 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 5-53:

### **Artículo 5-53**

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

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

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

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

*Será responsabilidad de cada Coordinado tomar todas las medidas necesarias para dar cumplimiento en sus instalaciones a los estándares que se definen en el Artículo 5-54 y Artículo 5-55.*

*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.*

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 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 y TTIK obtenidos de acuerdo con el 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:*

---

<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

- a) Indisponibilidades aceptables definidas en el Artículo 5-54 o Artículo 5-55 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 5-54 y Artículo 5-55, 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).*

Por otro lado, a contar de la versión de la NTSyCS del 2014 se han realizado en cuatro oportunidades actualizaciones de ésta, siendo la última versión la publicada en septiembre del 2020. En estas cuatro últimas versiones se definen las disposiciones transitorias a aplicar mientras no se cuente con al menos 5 años de información estadística, que en la versión actual corresponden a los artículos 9-2 y 9-3, siguientes:

#### **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 5-54 y Artículo 5-55 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 5-57.*

*En el primer estudio que realice cada CDEC 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:*



### 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 Navia (*)	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 Navia	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
Ciruelos	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 retiro 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]

*En los puntos de conexión a concesionarios de servicio público de distribución, la indisponibilidad aceptable en horas anuales será igual a la indicada en la columna denominada “Indisponibilidad Total”.*

Al igual que en el Estudio de Continuidad de Suministro 2020 [2], el presente estudio cuenta con 5 años de información estadística aplicando las nuevas metodologías, desde enero del 2016 a diciembre del 2020.

## 4 METODOLOGÍA

El desarrollo del estudio comprende los siguientes pasos:

1. Recopilación de datos, según lo establecido por la NTSyCS
2. Cálculo de indicadores de calidad de suministro, según artículos de la NTSyCS
3. Presentación de indicadores en sistema de información georreferenciado
4. Análisis descriptivo
5. Determinación de índices de continuidad aceptables
6. Determinación de índices TTIK aceptables en barras del Sistema de Transmisión Nacional y
7. Análisis de índices de indisponibilidad Gx-Tx.

En los siguientes puntos se define la metodología utilizada en cada paso.

### 4.1 Recopilación de datos

Los datos utilizados en la realización del estudio corresponden a los recopilados por el Coordinador de las interrupciones de suministro en los puntos de control de los clientes, y las interrupciones de suministro asociadas a las indisponibilidades de generación y transmisión según lo establecido en los artículos 6-14, 6-15, 6-16 y 6-17 de la NTSyCS, que indican lo siguiente:

#### **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 período enero 2015 – diciembre 2019 para el SEN.

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 del 2016 hasta la fecha, la información de interrupciones de suministro del SEN-SIC es cargada mensualmente en la plataforma GESCAL<sup>2</sup> del Coordinador.

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 (EAF), se incorporaron a la base de datos considerando la desconexión total del punto de control para efectos de estimar los índices de continuidad.

## 4.2 Cálculo de indicadores de calidad de suministro

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

### **Artículo 6-18**

*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 5-53.*

El cálculo de los indicadores para evaluar la calidad de suministro se encuentra estipulado en el artículo 5-57 de la NTSyCS:

### **Artículo 5-57**

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

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

---

<sup>2</sup> Plataforma web del Coordinador Eléctrico Nacional para la gestión de calidad de producto y suministro

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

Donde,

- *kWfs<sub>i</sub>*: Potencia activa interrumpida en el Punto de Control, en [kW]. Corresponde a la diferencia entre la potencia activa previa al inicio de la interrupción “i” y la potencia registrada durante la interrupción “i”.
- *kWtot<sub>i</sub>*: Demanda del Cliente en el Punto de Control, en [kW], previa a la interrupción “i”.
- *Tfs<sub>i</sub>*: 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 prestación de SSCC, como DMC, EDAC, EDAG, PDC, Sistemas de Protección Multitarea.

Además de estos indicadores, se añade el cálculo del indicador energía no suministrada (ENS) calculado como:

$$ENS = \sum_{i=1}^n kWfs_i \cdot Tfs_i$$

La base de datos consolidada utilizada para el cálculo de los índices de continuidad usados en este estudio se presentan en la plantilla “**BD\_ECS\_2021.xlsx**”. Adicionalmente, el detalle de los índices de continuidad por cada punto de control se adjuntará en el Anexo del informe “ECS2021\_Anexos.pdf”

Adicionalmente, con respecto a los índices de indisponibilidad y el cálculo de los indicadores para evaluar la calidad de suministro de instalaciones de generación y transmisión se encuentra estipulado en los artículos 5-54 y 5-55 de la NTSyCS:

#### **Artículo 5-54**

*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 5-55**

*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 con 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 los 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.*

### **4.3 Análisis evolución anual y causas de las variaciones**

Utilizando Microsoft Excel y funciones dedicadas a la ciencia de datos implementadas en ambientes de programación con interprete Python<sup>3</sup>, se describen y analizan los datos estadísticos del período enero 2016 – diciembre 2020. Lo anterior permite apreciar las variaciones anuales de los índices de continuidad y las diferencias entre las distintas zonas eléctricas del país (Ver siguiente sección).

Para visualizar gráficamente las diferencias entre los índices de continuidad acumulados anualmente en los puntos de control del SEN se utiliza librería GIS<sup>4</sup>. Con él se sitúan los indicadores de calidad de suministro resultantes en cada año a lo largo del mapa vectorial de Chile; “División regional: polígonos de las regiones de Chile”, obtenido del sitio web de la Biblioteca del Congreso Nacional de Chile (BCN).

Con ello, se logra una representación gráfica de las diferencias anuales de cada indicador en los puntos de control en el mapa de Chile, mostrando una representación de “intensidad” mediante escalada adaptada correspondiente a una banda cromática de verde a rojo, representando los valores de menor a mayor respectivamente.

### **4.4 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 con la zona eléctrica a la que pertenecen, tal como se muestra en la siguiente figura.

---

<sup>3</sup> Python es un lenguaje de programación multiparadigma, el cual es aplicado en este estudio orientado a la ciencia de datos.

<sup>4</sup>GIS o Sistema de Información Geográfica (SIG), es un sistema georreferencial implementado en diferentes ambientes y lenguajes de programación como Python.

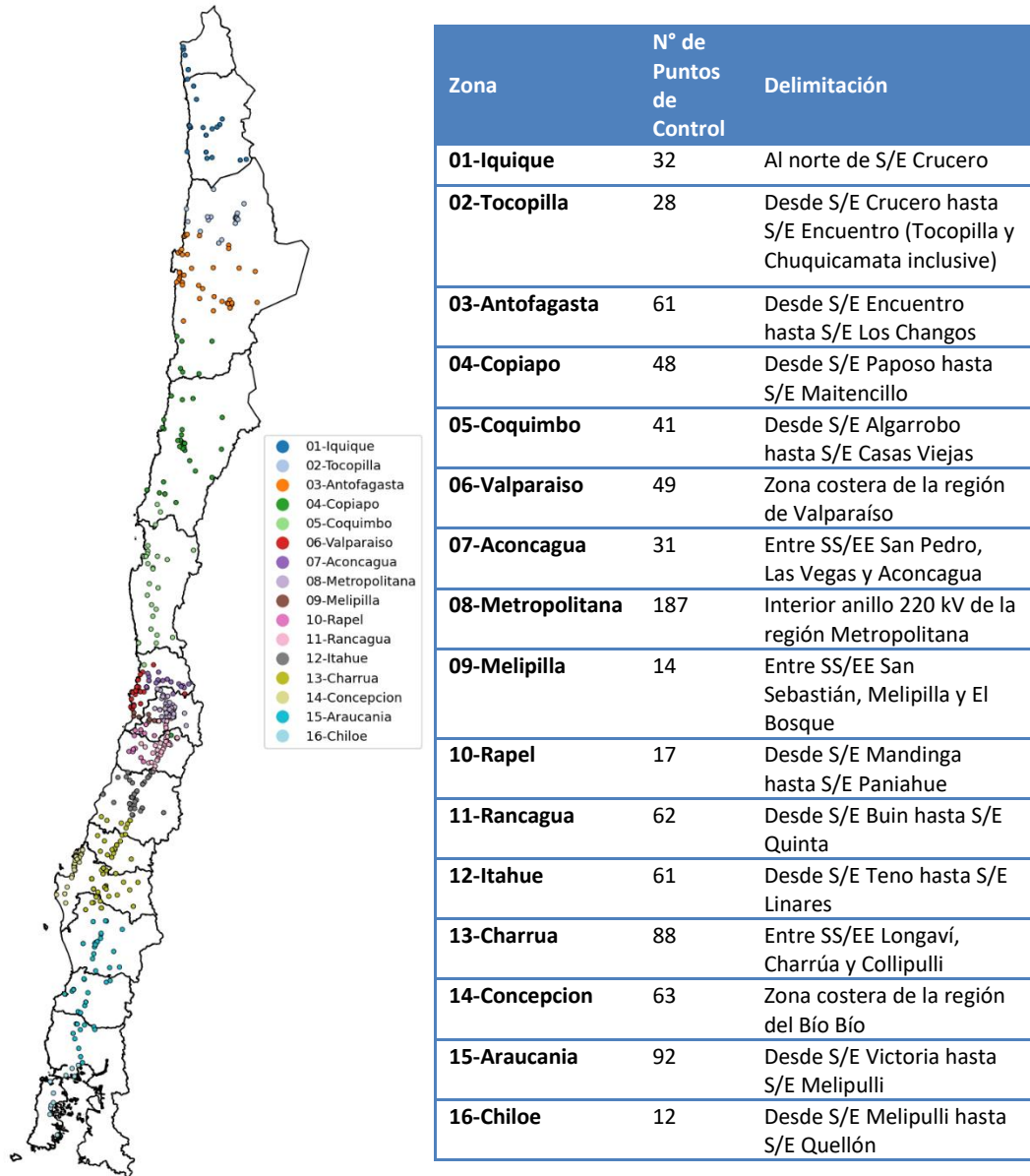


Figura 4-1: Puntos de control por zonas del SEN.

- 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, inferida por sus parámetros característicos y la proporción de registros “no nulos” en el total de puntos de control de clientes y años considerados en la estadística.



- En el presente estudio los valores límites encontrados se restringen a variaciones de  $\pm 25\%$  respecto del índice aceptable que establezca la CNE o al último valor propuesto por el Coordinador. A partir del próximo estudio los valores límites encontrados se acotarán al último valor aceptable que establezca la Comisión Nacional de Energía o el último valor propuesto por el Coordinador 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 SEN.

Los resultados se encuentran en la pestaña de “**IC\_Aceptables\_SEN\_2021**” de la plantilla “**BD\_ECS\_2021.xlsx**”.

#### **4.5 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 con los factores de referenciación “ $f_i$ ” obtenidos del informe de la Gerencia de Mercados del Coordinador “Metodología y determinación de Factores de referenciación de la demanda y factores esperados de pérdida de energía y potencia por armonización tarifaria”, del segundo semestre 2020 [3]. Las barras del Sistema de Transmisión Nacional no contenidas en el ese informe se asocian directamente a los puntos de control con factor 1.
- 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 promedio de los últimos 5 años de estadística.

Los resultados se encuentran adjuntos en la pestaña de “**TTIK\_Barra\_STN\_2021**”, de la planilla “**BD\_ECS\_2021.xlsx**”.

#### **4.6 Análisis de índices de indisponibilidad Gx-Tx**

La base de datos utilizada corresponde a los índices de indisponibilidad calculados al 31 de agosto de 2021, los cuales se encuentran publicados en la página web del Coordinador, y cuya información se encuentra contenida en los siguientes archivos descritos en la siguiente tabla.

*Tabla 4-1: Fuente de información de índices de indisponibilidad utilizados para el estudio*

Archivo	Descripción
<b>IndispGen_202108-SEN.xlsx</b>	Indisponibilidades de Generación del SEN al 31 de agosto de 2021
<b>IndispLineas_0821-SEN.xlsx</b>	Indisponibilidades de Líneas del SEN al 31 de agosto de 2021
<b>IndispTransf_0821-SEN.xlsx</b>	Indisponibilidades de Transformadores del SEN al 31 de agosto del 2021
<b>IndispCCEE_0821-SEN.xlsx</b>	Indisponibilidades de Equipos de Compensación del SEN al 31 de agosto de 2021

Sobre la base de 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 valores estadísticos y se puede obtener la probabilidad de excedencia de cada subgrupo respecto de los límites establecidos en la NTSyCS.

El detalle de los análisis realizados para el SEN se encuentra en los archivos “**IndispGen\_202108-SEN.xlsx**”, “**IndispLineas\_0821-SEN.xlsx**”, “**IndispTransf\_0821-SEN.xlsx**” y “**IndispCCEE\_0821-SEN.xlsx**”.

En el capítulo Anexo 2 y 3, correspondiente al documento “**ECS2021\_Anexo.pdf**” se encuentra un resumen de los análisis de Indisponibilidad de generación y transmisión.

A continuación, se presenta la cantidad de instalaciones de generación por tecnología e instalaciones de transmisión, que tienen una estadística mayor o igual a 5 años y que fueron utilizadas para el análisis del SEN:

*Tabla 4-2: Cantidad de instalaciones de generación por tecnología.*

Tipo de Central	N° de Instalaciones SEN
<b>Hidráulica Embalse</b>	29
<b>Hidráulica Pasada</b>	139
<b>Térmica Vapor</b>	63
<b>Térmica Ciclo Combinado</b>	9
<b>Turbina Gas</b>	48
<b>Motores Diésel</b>	133
<b>Parque de Motores Diésel</b>	5
<b>Parques Eólicos y Fotovoltaicos</b>	20
<b>Total</b>	<b>461</b>

*Tabla 4-3: Cantidad de instalaciones de transmisión por tipo.*

Nivel de Tensión	N° Instalaciones SEN
Mayor o igual que 500 kV	13
Mayor o igual que 220 kV y menor que 500 kV	468
Mayor o igual que 100 kV y menor que 220 kV	576
Mayor o igual que 44 kV y menor que 100 kV	541
Transformadores	1540
Equipos serie y compensación	474
<b>Total</b>	<b>3612</b>

#### 4.7 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 - Brasil*) 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 X25% de la estadística de la NERC para Gx y el estándar de ANEEL para Tx. Este rango se compara con el X25% de la estadística del indicador en cuestión para el SEN y en base a esta comparación se determina el nuevo límite. Se utiliza el X25% de la estadística del indicador de Gx o Tx del SEN, ya que es el mismo valor utilizado para definir el valor del rango de referencia en la estadística NERC para Gx. El detalle de la metodología propuesta se presenta a continuación:

##### 4.7.1 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%\_ECS2021.xlsx”.

#### **4.7.2 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%\_ECS2021.xlsx”.

## 5 ANÁLISIS DE LA BASE DE DATOS

A continuación, se presentan los índices de continuidad de Frecuencia Media de Interrupción de Suministro (FMIK), Tiempo Medio de Interrupción de Suministro (TTIK) y la Energía No Suministrada (ENS) en el sistema georreferenciado; y los resultados del análisis descriptivo de la base de datos de interrupciones de suministro, entre los años 2016 a 2020, de acuerdo con la información entregada por los clientes. Cabe mencionar que a partir de noviembre del 2017 se interconectaron los sistemas SIC y SING lo que da cuenta de que a partir de esta fecha el espacio muestral sufrió un cambio significativo.

Notar que los valores de los índices FMIK, TTIK y ENS para los años 2016 al 2020 mostrados en el presente capítulo pueden diferir de los indicados en informes anteriores, esto se debe principalmente al aumento y eliminación de puntos de control, correcciones y mejoras en la base de datos, y a la estimación de información de puntos de control que no poseían información.

### 5.1 Análisis descriptivo SEN

En la siguiente tabla se presenta el resumen estadístico de los índices de continuidad FMIK (veces/año), TTIK (horas/año) y ENS (MWh/año) del SEN, para cada año del período 2016 al 2020.

#### 5.1.1 Índices de continuidad (estadísticos)

En la siguiente tabla se presenta el resumen estadístico los índices de continuidad FMIK, TTIK y ENS del SEN, para cada año del período 2016 al 2020. Recordar que los valores Q1, Q2 y Q3, representan donde se sitúa un porcentaje de la muestra, correspondientes al 25%; 50% o mediana y 75% respectivamente.

*Tabla 5-1: Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK, TTIK y ENS para los años 2016 al 2020 en el SEN.*

Índice de continuidad	Año	Mínimo	Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo	Media	Desviación Estándar
<b>FMIK</b>	2016	0,0	0,0	0,7	2,3	26,9	1,9	3,2
	2017	0,0	0,0	1,0	3,0	22,6	1,9	2,6
	2018	0,0	0,0	0,5	1,2	11,0	1,0	1,5
	2019	0,0	0,0	1,0	2,0	28,6	1,5	2,5
	2020	0,0	0,0	1,0	2,0	10,0	1,2	1,6
<b>TTIK</b>	2016	0,0	0,0	0,1	2,2	154,7	3,1	11,1
	2017	0,0	0,0	0,2	2,1	460,3	4,3	23,4
	2018	0,0	0,0	0,1	1,4	164,5	2,3	9,7
	2019	0,0	0,0	0,2	2,3	541,1	4,6	28,2
	2020	0,0	0,0	0,2	1,5	159,9	2,6	9,5
<b>ENS</b>	2016	0,0	0,0	0,3	11,6	2058,0	24,5	103,6
	2017	0,0	0,0	0,9	12,7	29371,1	60,3	1006,4
	2018	0,0	0,0	0,1	8,9	2303,0	19,3	97,3
	2019	0,0	0,0	1,2	11,2	1872,4	25,3	122,2
	2020	0,0	0,0	1,1	8,1	403,9	13,9	41,2

El valor promedio inferior del índice FMIK corresponde de 1,0 (veces/año) del año 2018, presentando una baja con respecto años anteriores, luego, con respecto a este valor el año 2019 tuvo un alza llegando a 1,5 (veces/año), experimentando un descenso el 2020 llegando a 1,2 (veces/año). En los 5 años de estadística se observa que el FMIK del primer cuartil es cero, la mediana del FMIK es igual o menor a 1,0 (veces/año) y el valor del tercer cuartil alcanza valores mayores a 1,0 (veces/año). Dado que el índice FMIK sigue una distribución exponencial, el valor del FMIK máximo alcanzado es distante al tercer cuartil y del promedio, dando cuenta del valor la desviación estándar de los datos.

El valor máximo de FMIK alcanzando en los 5 años de estadística corresponde a 28,6 (veces/año) el año 2019 que afectó el punto de control de la barra de 23 kV de S/E Villarrica de CGE en la zona de la Araucanía. En 2020, el máximo alcanzado es de 10,0 (veces/año) alcanzados en los puntos de Lebu 23 kV y Panguipulli 23 kV.

Luego, el índice TTIK promedio el año 2018 tuvo un valor aproximadamente menor al TTIK promedio de los años 2016 y 2017, llegando a 2,3 (horas/año). El TTIK promedio el 2019 alcanza el registro de 4,6 (horas/año), siendo el mayor entre los años de estudios, representando además un alza con respecto al 2018. Luego, el año 2020 nuevamente el promedio desciende alcanzando 2,6 (horas/año), muy similar al año 2018.

Además, en los 5 años de estadística el TTIK es cero en el primer cuartil, la mediana del TTIK es menor o igual a 0,2 (horas/año) y el valor del TTIK del tercer cuartil es inferior o igual a 2,3 (horas/año).

En el año 2020 el máximo TTIK alcanzado por un punto de control es de 159,9 siendo el segundo más bajo entre los años de estudios y corresponde al punto de control de Lagunas 23 kV de la empresa SQM en Iquique. Además, el valor máximo de TTIK alcanzando en los años de estadística corresponde a 541,4 (horas/año) el año 2019 y sucedió en el punto de control de la barra de 66 kV de S/E La Cascada HMC(SAGASCA) de la empresa Haldeman Mining Company en la zona de Iquique. Lo sigue el máximo TTIK de 460,3 (horas/año) el año 2017 que afectó el punto de control de Atacama Kozan 110 kV de la Minera Atacama Kozan en Copiapó.

Con respecto a la ENS, el menor promedio se registró el año 2020 con 13,9 (MWh/año). Además, el año 2017 la media alcanza aproximadamente 3 veces el valor promedio del resto de los años de estadística, siendo este el mayor del registro. La ENS promedio de los años 2016, 2018 y 2019 son 24,5; 19,3; 25,3 (MWh/año) respectivamente.

Además, en los 5 años de estadística la ENS es cero en el primer cuartil, la mediana de la ENS es menor o igual a 1,2 (MWh/año) y el valor de la ENS del tercer cuartil es inferior o igual a 12,7 (MWh/año).

El mayor registro del año 2020 fue de 403,9 MWh, el menor de todos los años de estadísticas, alcanzados en Panguipulli 23 kV de la empresa Saesa en la Araucanía. Adicionalmente, el valor máximo de ENS alcanzando en los 5 años de estadística corresponde a 29371,1 MWh el año 2017 que afectó a la empresa Lumina Copper en el punto de control de S/E Caserones 220 kV 1A en la zona de Copiapó.

En la siguiente figura se muestran el diagrama BoxPlot de los índices de continuidad FMIK, TTIK y ENS en los 5 años considerados en este informe, mostrando en todos los índices que las menores dispersiones se logran en los años 2018 y 2020.

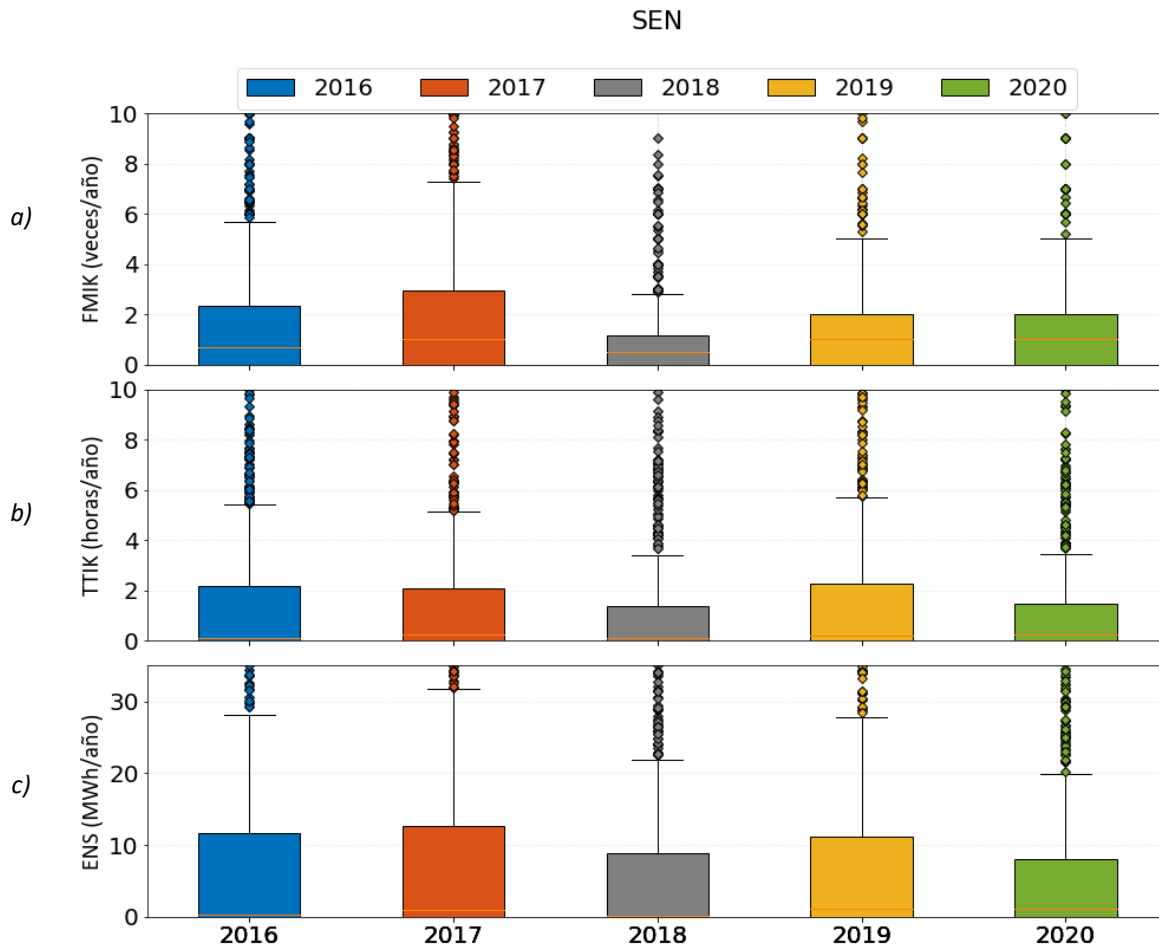


Figura 5-1: BoxPlot de los índices de continuidad del Sistema Eléctrico Nacional; a) TTIK, b) FMIK, c) ENS.

Los datos muestran una estabilidad en los índices de desempeño a nivel sistémico y una mejora significativa en el 2018 en comparación al 2016 y 2017, atribuible principalmente a la entrada de nuevas instalaciones y la interconexión de los sistemas SING y SIC. En el año 2019, sin embargo, se tienen índices de continuidad de suministro superiores al 2018, los cuales vuelven a descender el año 2020 a nivel generalizado.

Las siguientes figuras representan una apertura por zona eléctrica para obtener un mayor detalle del comportamiento de estos indicadores.

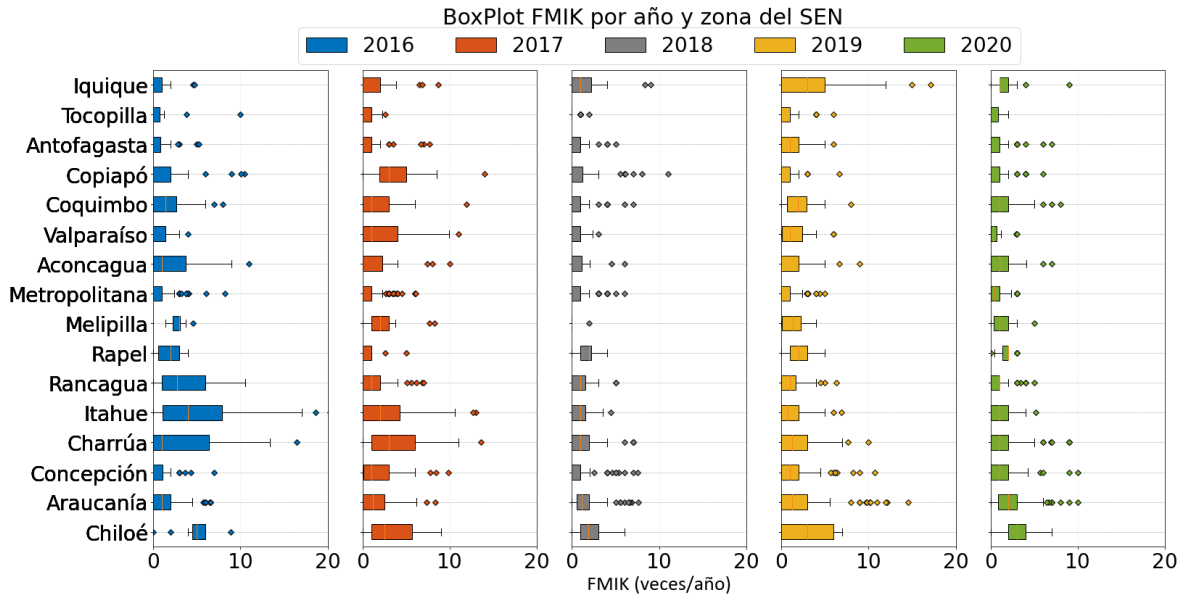


Figura 5-2: Gráfico BoxPlot de los índices FMIK separados por zona del Sistema Eléctrico Nacional.

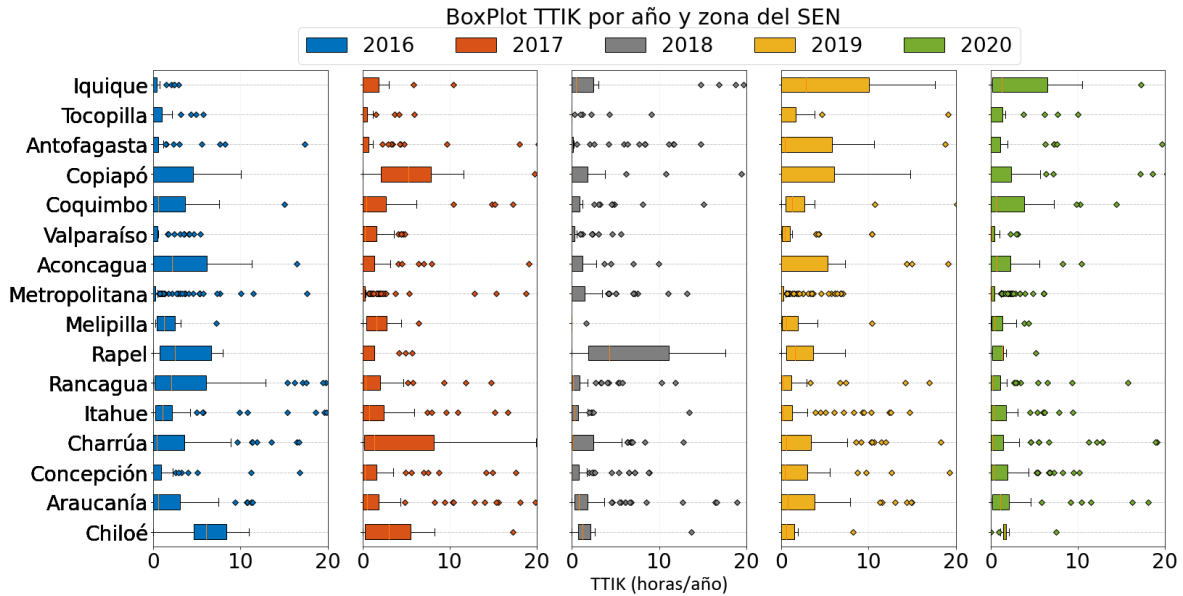


Figura 5-3: Gráfico BoxPlot de los índices TTIK separados por zona del Sistema Eléctrico Nacional



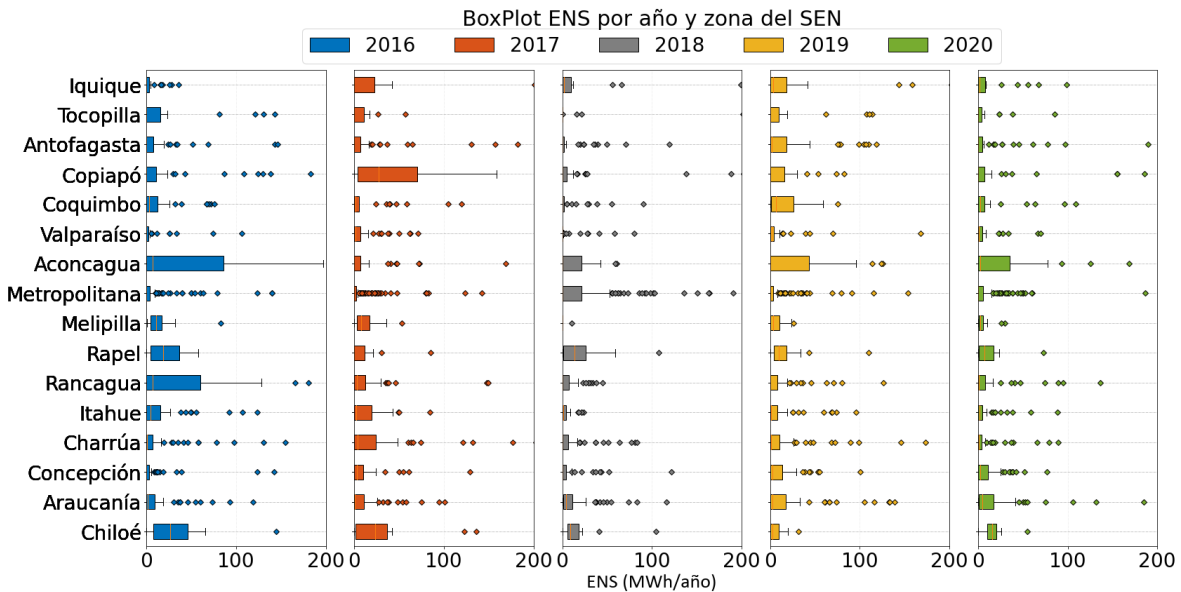


Figura 5-4: Gráfico BoxPlot de la ENS separados por zona del Sistema Eléctrico Nacional

A partir de los diagramas BoxPlot separados por zona y año para cada índice, se determina que la Región Metropolitana mantiene las menores frecuencias de interrupciones (FMIK) con una baja dispersión de datos en todos los años de estadísticas, debido principalmente al nivel de enmallamiento de los puntos de control. Luego, en las zonas de Chiloé e Itahue se concentran las mayores dispersiones de FMIK los años 2016 y 2017, presentaron mejoras significativas en el año 2018, siendo este año un año de bajos índices a nivel sistémico. Diferente es el caso del año 2019 donde aumenta la dispersión a nivel general del FMIK con respecto al año 2018, con un mayor énfasis en zona de Chiloé, respecto a los años 2016 y 2017. Similar es el caso de las zonas de Aconcagua, Rancagua y Charrúa con una baja importante del FMIK en el año 2018, respecto años anteriores, que no persiste el año 2019. En las zonas de Iquique, Tocopilla, Antofagasta, Araucanía y Chiloé los índices FMIK se producen mayores frecuencias en el año 2019, respecto a los años anteriores. En el año 2020 la mejora sistémica es significativa, destacando las zonas de Iquique, Antofagasta mejorando sus altos índices del año 2019.

El índice TTIK la mayoría de las zonas presenta un aumento en su valor el año 2019 respecto al año 2018 y a años anteriores, con la salvedad de la zona Metropolitana y Rapel disminuyendo sus índices de TTIK y su dispersión. Los índices TTIK de las zonas de Copiapó y Aconcagua presentaron disminuciones en sus valores y en su dispersión durante los años 2016, 2017 y 2018, mientras que estos aumentaron en el año 2019. El año 2020 representó una disminución de los índices y de la dispersión de los mismo de manera generalizada, con la excepción de Coquimbo e Itahue, con leves aumentos.

En general el índice ENS, aumentó en el año 2019 con respecto al año 2018 en la zona al norte de la región metropolitana y disminuyó en las zonas al sur de esta misma región, cuya tendencia se revierte el año 2020 disminuyendo en la zona norte en algunas zonas de manera leve y en otras con una caída más abrupta, adicionalmente en el Sur, las alzas fueron leves y en pocas zonas, mientras que su mayoría se mantuvieron.

En la siguiente tabla se presentan los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad en el SEN según causa de falla. Para la categorización de causa de fallas se utilizó la codificación de los Estudios de Análisis de Falla (EAF).

5-2: Porcentajes de los índices de continuidad del total acumulado según causa del SEN.

Causa	Descripción Causa	SEN		
		FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
<b>VAN3</b>	Robo conductor o equipo	8,25	3,85	2,73
<b>CLI1</b>	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	8,06	18,95	25,62
<b>OTR2</b>	Origen no determinado (trip de interruptor)	7,91	8,37	5,46
<b>ANI1</b>	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	7,44	3,87	2,4
<b>ARB2</b>	Caída de árbol sobre línea o instalación	6,92	8,04	4,27
<b>OTR3</b>	Otros	6,74	7,71	8,74
<b>INC1</b>	Incendio bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado, ej. quema de pastizal)	6,61	5,97	6,01
<b>OPE11</b>	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	6,42	5,45	4,5
<b>OPE1</b>	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	5,43	9,47	5,63
<b>OPE7</b>	Error de personal u operador	5,2	1,03	1,21
<b>CLI2</b>	Objeto llevado por el viento hacia los conductores	3,77	2,18	1,4
<b>OPE6</b>	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	3,62	2,08	2,88
<b>OPE18</b>	Violación de distancia eléctrica	3,05	1,98	1,46
<b>OPE10</b>	Falla de material, por fatiga de material o mala calidad	2,38	4,1	4,1
<b>OPE13</b>	Maquinaria de trabajo pesado	1,97	1,25	0,85
<b>OPE17</b>	Falta de limpieza en aisladores o terminales	1,69	0,92	1,81
<b>DIS1</b>	Pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales	1,59	1,91	1,13
<b>ACC2</b>	Falla originada en terceros (accidentes, interferencias, rodado, deslizamiento de tierra, juegos, etc.)	1,28	0,55	0,37
<b>DIS6</b>	Ruptura de capacidad dieléctrica	1,23	2,22	7,16
<b>ACC3</b>	Choque de vehículo a poste	1,12	1,63	3,19
<b>OPE4</b>	Alta presión hogar en unidad generadora	1,1	0,58	0,16
<b>DIS2</b>	Crecimiento de la demanda no evaluado	1,09	0,26	0,42
<b>OPE21</b>	Error en conexionado	0,99	0,46	1,04
<b>OPE22</b>	Error en programación	0,86	0,6	1,68
<b>ARB1</b>	Contacto de ramas con conductores	0,8	0,62	0,26
<b>OPE5</b>	Conector suelto o sucio	0,62	0,63	1,05
<b>OPE19</b>	Explosión de equipos	0,43	0,26	0,36
<b>OPE9</b>	Pérdida de aislación debido a contaminación por actividades de terceros	0,42	0,78	0,93
<b>VAN2</b>	Atentado/explosivos/sabotaje	0,42	1,43	0,88
<b>OPE15</b>	Desconexión debido a puesta en servicio de equipos o instalaciones nuevas	0,36	0,13	0,14

Causa	Descripción Causa	SEN		
		FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
<b>OPE23</b>	Desperfecto de fábrica	0,31	0,11	0,24
<b>OPE16</b>	Fuga o degradamiento del dieléctrico (ej. sf6, aceite, etc.)	0,3	0,73	0,85
<b>AUT1</b>	Desconexión debido a una emergencia, para evitar riesgos a personas o cosas	0,3	0,15	0,09
<b>OTR1</b>	Súbito aumento de demanda	0,28	0,05	0,03
<b>DIS4</b>	Activación sobre presión en transformador	0,26	0,09	0,05
<b>DIS7</b>	Temperatura fuera de límites	0,23	0,17	0,16
<b>VAN1</b>	Objeto, alambre o cadena lanzada	0,23	0,3	0,2
<b>OPE2</b>	Run back en unidad generadora	0,11	0,02	0,09
<b>COM1</b>	Pérdida total de combustión (flameout)	0,07	0,02	0,07
<b>ACC5</b>	Daño cable de poder	0,07	0,11	0,18
<b>OPE3</b>	Obstrucción por algas agua refrigeración	0,04	0,01	0,01
<b>DIS5</b>	Vida útil de equipo o número de operaciones	0,03	0,04	0,02
<b>INC2</b>	Calor excesivo debido a incendio	0,02	0,01	0,15
<b>ACC1</b>	Accidentes causados por aviones, helicópteros o eventos similares	0,02	0,9	0,01

A partir de la tabla anterior, se determina que, en los 5 años consignados en la estadística, las principales causas de fallas que afectaron el FMIK corresponden a, robo conductor o equipo (8,25%); seguido por fallas eventos climáticos o catastróficos fuera del alcance de diseño (8,06%); y finalmente por fallas de origen no determinado (7,91%).

Luego, para el índice TTIK las causas más relevantes son principalmente, las fallas por eventos climáticos o catastróficos fuera del alcance del diseño (18,95%); seguida por interrupciones por trabajos en instalaciones, mantención o limpieza (9,47%); y finalmente por fallas de origen no determinado (trip de interruptor) (8,37%).

Finalmente, la ENS es afectado principalmente por las fallas de causas con origen en eventos climáticos o catastróficos fuera del alcance del diseño (25,62%); seguido por otras causas (8,74%); seguida por la ruptura de capacidad dieléctrica (8,44%), asociada principalmente a la falla que afecto a S/E Caserones el año 2017; y finalmente por incendios bajo una línea o en proximidades de instalaciones (6,01%).

Adicionalmente, se presenta en la siguiente gráfica la distribución en porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla y año en el SEN.

### Indicadores de continuidad totales según causas del SEN

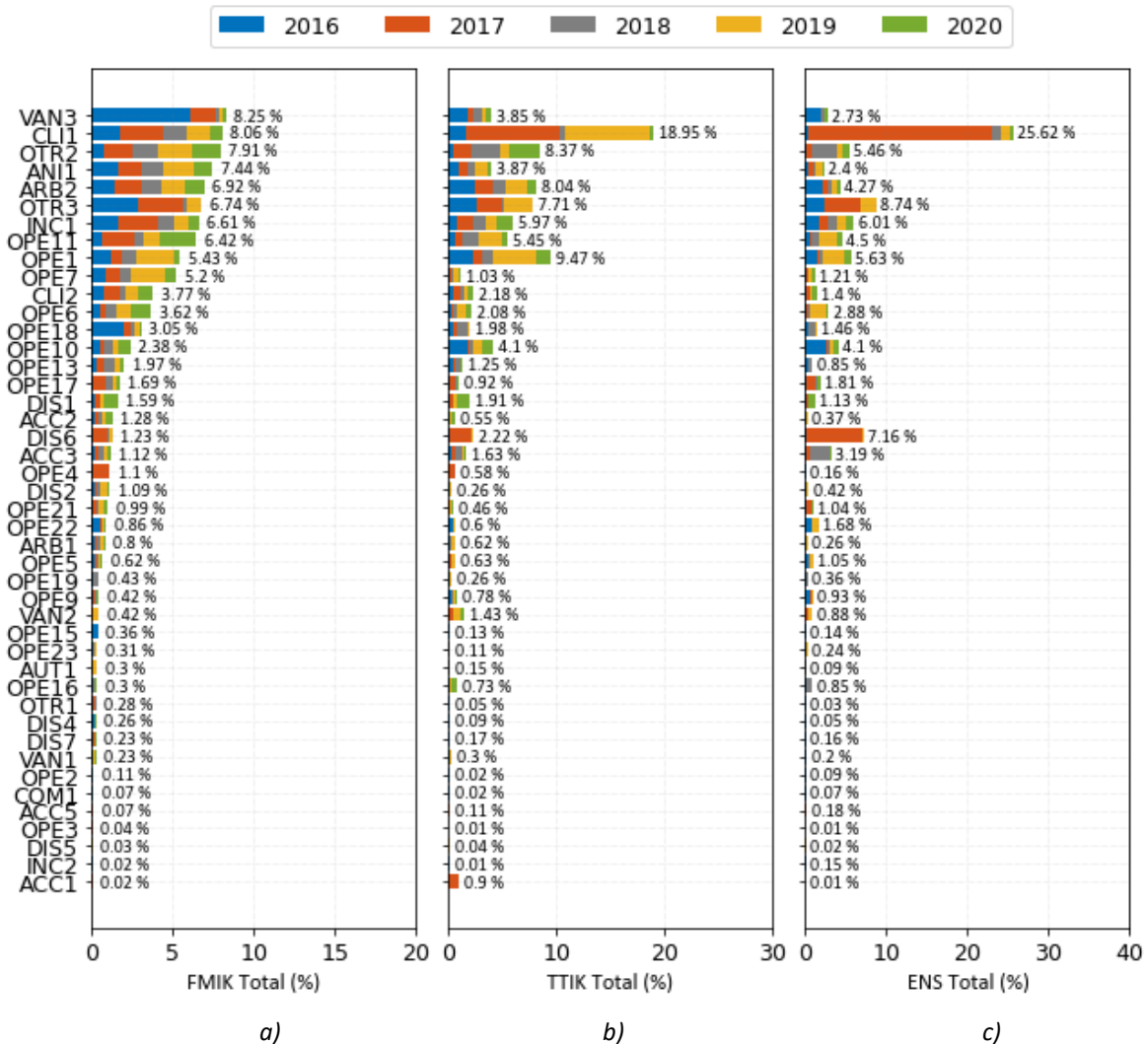


Figura 5-5: Porcentaje del total acumulado en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de los índices de continuidad según causa de la falla; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

#### 5.1.2 Índices de continuidad (georreferenciación)

Las figuras siguientes presentan, para los años 2016 al 2020, los índices de continuidad FMIK, 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.

a) FMIK

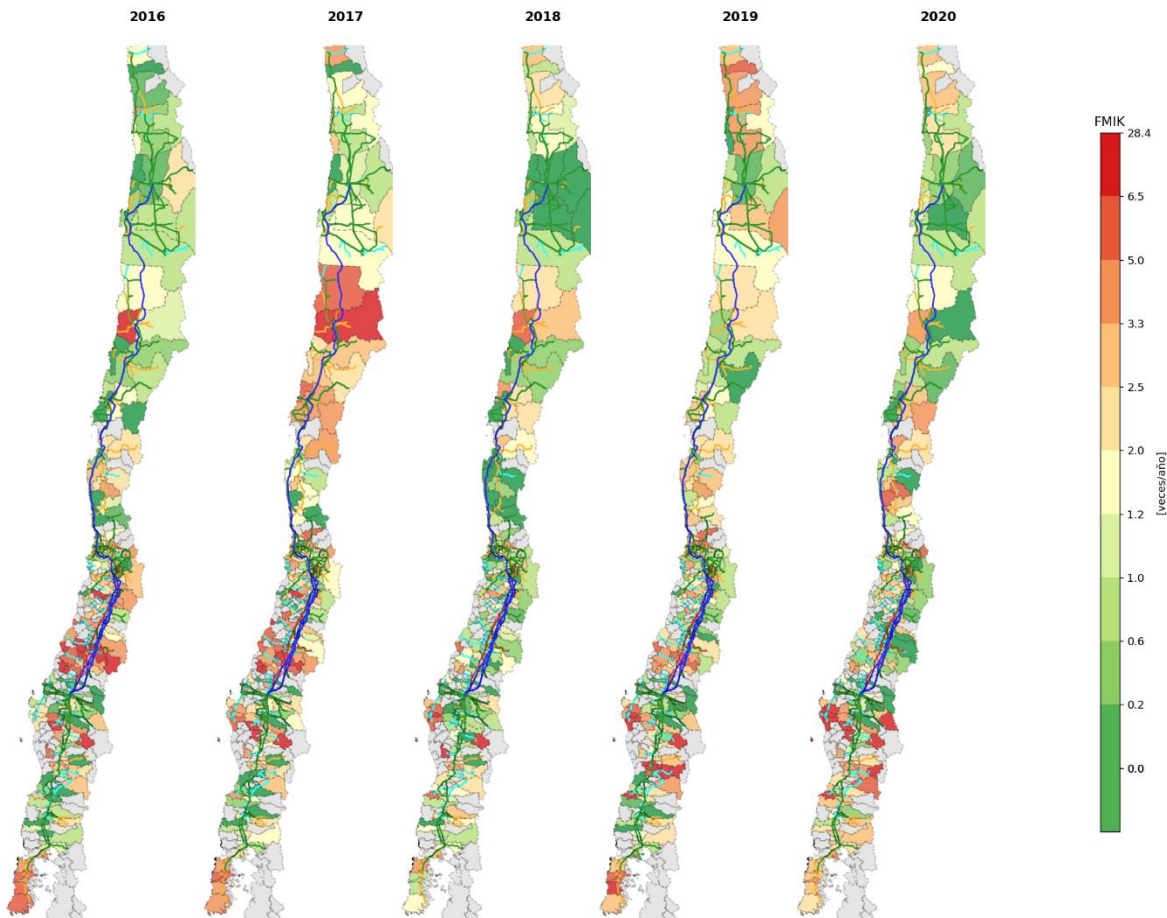


Figura 5-6: Índices de continuidad FMIK entre 2016 y 2020 en el SEN.

En la zona norte se presenta en el año 2016 una tendencia a valores entre 0,2 y 2,5 (veces/año), mostrando una tendencia de mejora al año 2018, con leves fluctuaciones que aumentaron el rango superior a 3,3 (veces/año), sin embargo, se hace evidente la gran porción de puntos con bajo FMIK. Luego, en el año 2019 los valores de FMIK tienden entre 2 y 5,0 (veces/año) de manera generalizada, lo que se revierte en el año 2020, disminuyendo el FMIK en el rango superior a valores más cercanos anteriores al 2019.

Con respecto a la zona centro norte, se presenta un aumento abrupto entre los años 2016 y 2017, llegando a rangos superiores en ambos años, pero de manera más extendida en el 2017. Posteriormente, a partir del 2018 y hasta el 2020 se presenta una mejora paulatina y constate con leves fluctuaciones.

Por su parte, en la zona centro sur, el índice presenta una mejora constante y paulatina al norte de Charrúa entre los años 2016 al 2018, sin embargo, aparece una leve fluctuación en el año 2019 tendiendo al alza, la tendencia se vuelve a revertir el año 2020 disminuyendo de manera generalizada el FMIK.

La zona sur, Araucanía y Concepción en el 2016 y 2017 el FMIK mantienen un rango alto de este índice, sin poder distinguir una clara tendencia. En el año 2018, particularmente, se presentan mejoras ya que disminuyen, presentando algunas zonas con mejora significativa, reduciendo sus zonas rojas. Luego, en el año 2019, se presenta fluctuaciones y alzas significativa, tendencia que se mantiene el 2020, con un amplio rango de valores.

En la isla de Chiloé se observa una marcada tendencia a valores sobre 5,0 (veces/año) entre el 2016 y 2020, en sus puntos de control sin redundancia de vínculo en transmisión. Destacar el año 2018, donde su índice FMIK logro un significativo descenso, tendencia que no se mantiene en el 2019 y posteriormente el 2020, aunque este último no supera las 3,3 (veces/año) de manera generalizada.

b) TTIK

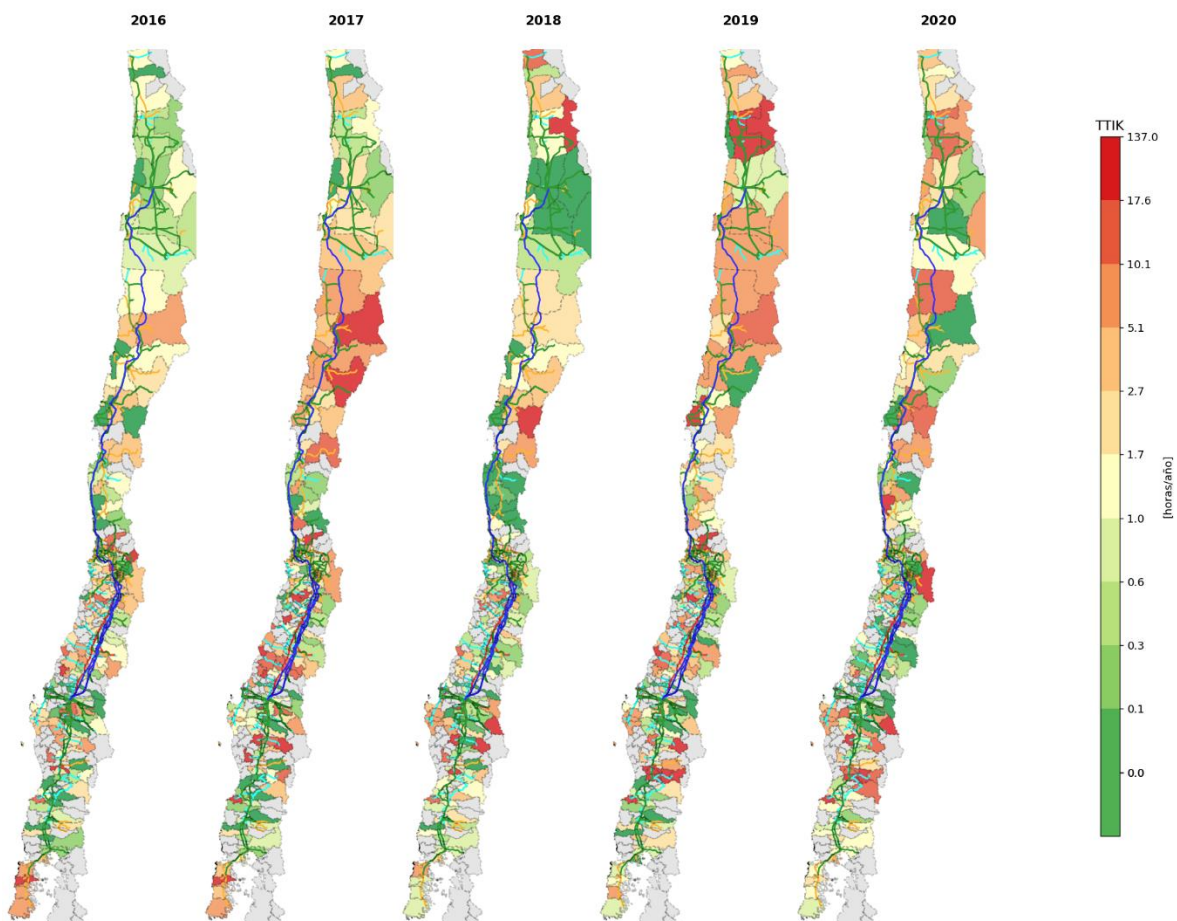


Figura 5-7: Índices de continuidad TTIK entre 2016 y 2020 en el SEN.

Con respecto al TTIK, en el año 2017 se registra un aumento en la zona de Copiapó de manera notoria, 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 del 2017.



En el 2018 se visualizan algunos puntos con valores elevados principalmente por fallas que afectaron a Quebrada Blanca, Quiani, Pucará y Chinchorro, destacando que en la zona centro norte y en particular Copiapó y Coquimbo, mejora de manera significativa con respecto al año 2017.

En el año 2019 se observa que el índice TTIK aumentó significativamente en la zona norte, y en particular en Iquique con respecto a años anteriores. El aumento se debió principalmente a la falla de la línea 1x66 kV Pozo Almonte – La Cascada HMC, producto del mal tiempo que afectaba la zona y que demoró alrededor de 508 horas en volver a estar operativa. Además, en el año 2019 se registraron tiempo excesivos de interrupción de suministro en Quebrada Blanca debido, igualmente, a fallas en línea producto del mal tiempo en la zona.

En la zona centro entre los años 2016 y 2017 se presenta un aumento en los tiempos de las interrupciones, en especial en los tramos radiales sin redundancia de vínculo como por ejemplo Licantén, Nirivilo y Cauquenes. Posteriormente, dichos tiempos en la zona centro se ven reducidos en los años 2018 y 2019 de manera generalizada, tendencia que se rompe en el año 2020, donde también se registran altos valores en la zona centro como es el caso de Central Maitenes, mostrando valores atípicos para la zona y el punto de control mismo.

En la zona sur también se visualiza un aumento en los tiempos de interrupciones en lugares sin redundancia de vínculo como Lebu y Curacautín entre los años 2016 y 2017. En la zona de la Araucanía aumenta el tiempo de interrupción de suministro en el año 2019 respecto a los años anteriores debido, principalmente, a líneas cortadas por actos vandálicos, ya en el año 2020 la tendencia se mantiene con zonas que fluctúan en el mismo rango.

c) ENS

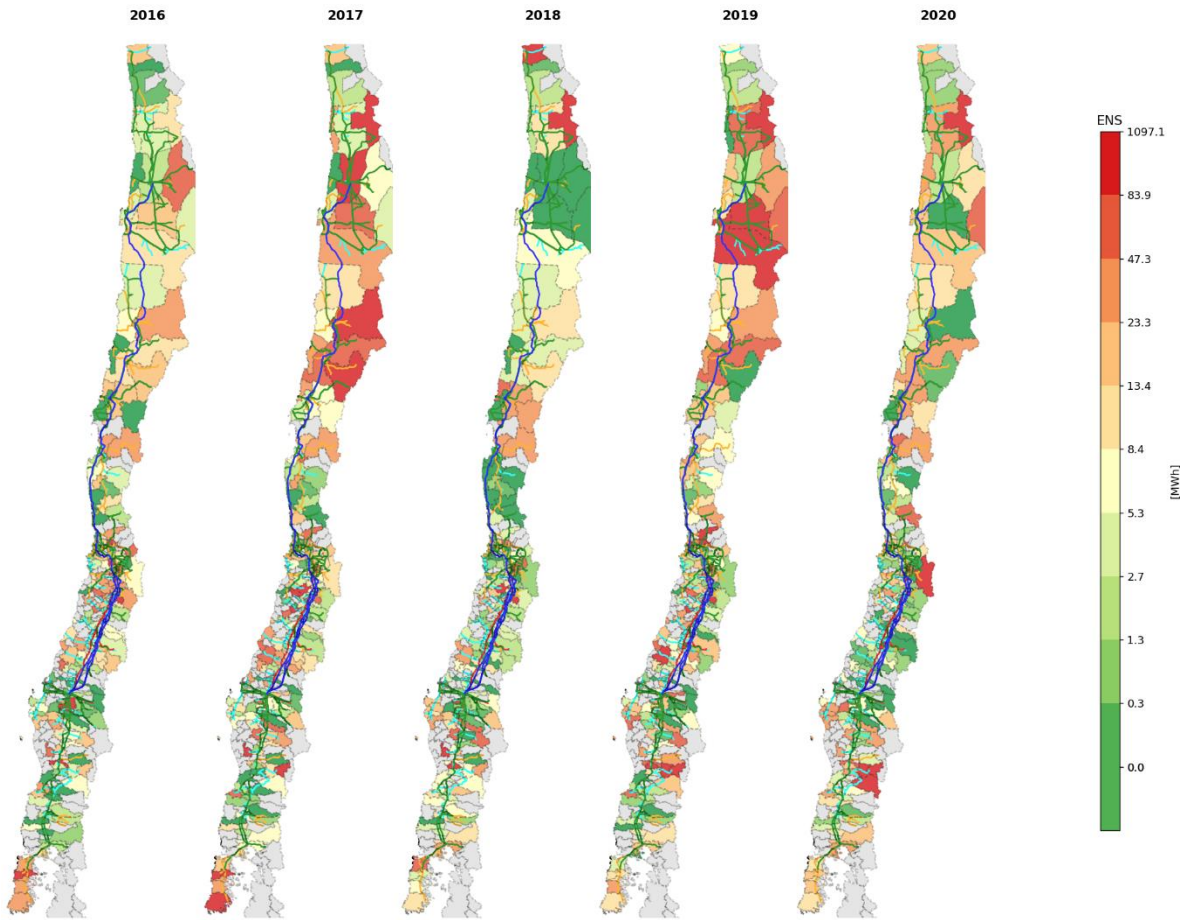


Figura 5-8: Energía No Suministrada (ENS) entre 2016 y 2020, presentados en el SEN.

Respecto al índice ENS, se observa que el año 2020 en la zona de Iquique fluctúan dentro del mismo rango que el año 2019, siendo este último, un año donde se presentaron importantes alzas en puntos específicos en Iquique como en Quebrada Blanca 220 kV y algunos puntos de mejora para ese año como en Pukará 13,8 kV; Chinchorro 13,8 kV; Tap-Off Estación Bombeo 1 y 2 HMC 66 kV. Luego, la potencia afectada a lo largo de los años de estudio se mantiene en un rango amplio y con zonas siempre en el rango superior como Quebrada Blanca, con excepción del año 2016.

La ENS aumentó en la zona de Antofagasta en el año 2019 significativamente respecto a años anteriores principalmente debido a fallas en líneas de 220 kV por fatiga de material, que afectaron el suministro de la Minera Escondida por tiempo del orden de 190 horas, lo que al año 2020 mejora significativamente, reduciendo el rango de las pérdidas, aunque manteniendo algunas zonas de altas pérdidas como es el caso de El Peñón.

La zona centro mantiene los índices de ENS desde el año 2018, salvo en la zona de Aconcagua en la zona de San Felipe el 2019 con un alza significativa, y en la zona Metropolitana, donde el año 2020 presenta una fuerte pérdida en Central Maitenes.



La zona de la Araucanía en el año 2019 aumenta el índice de ENS debido, principalmente, a actos vandálicos que originaron cortes de líneas de transmisión, el cual mejora levemente en el año 2020, aunque aún altos, fuertemente afectados por incendios en la zona.

La isla de Chiloé en el año 2019 y 2020 presenta una leve tendencia a mantener los índices de años pasados con pequeñas fluctuaciones, aunque se denota un quiebre y una mejora significativa en el año 2018 con respecto a años anteriores.

## 5.2 Análisis de evolución anual y causas de las variaciones por Zona

En esta sección, se detalla la evolución anual y las causas de las variaciones para cada una de las zonas eléctricas definidas, entre los años 2016 al 2020. Adicionalmente, se representa gráficamente cada zona la interpolación de los índices FMIK, TTIK y ENS, identificando los puntos de control con mayores valores promedio en los últimos 5 años.

Además, para cada una de las zonas se presentan una tabla con las obras de transmisión que entraron en operación entre el 2016 y 2020 y se analiza la incidencia en los índices de continuidad.

### 5.2.1 Iquique

La zona de Iquique comprende 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 datos estadísticos por índice.

#### 5.2.1.1 Índices de continuidad (estadísticos)

Se presentan los resultados estadísticos para los índices de continuidad la zona de Iquique entre los años 2016 y el 2020. Recordar que los valores Q1, Q2 y Q3, representan donde se sitúa un porcentaje de la muestra, correspondientes al 25%; 50% o mediana y 75% respectivamente.

Tabla 5-3: Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2016, 2017, 2018, 2019 y 2020 en la zona de Iquique.

Índice de continuidad	Año	Iquique						Desviación Estándar
		Mínimo	Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo	Media	
FMIK	2016	0,0	0,0	0,0	1,0	4,7	0,7	1,2
	2017	0,0	0,0	0,0	2,0	8,7	1,4	2,2
	2018	0,0	0,0	1,0	2,2	9,0	1,8	2,2
	2019	0,0	0,0	3,0	5,0	17,1	3,9	4,6
	2020	0,0	1,0	1,0	2,0	9,0	1,7	1,7
TTIK	2016	0,0	0,0	0,0	0,4	2,9	0,4	0,8
	2017	0,0	0,0	0,0	1,8	10,4	1,1	2,1
	2018	0,0	0,0	0,5	2,5	164,5	8,7	29,3
	2019	0,0	0,0	2,8	10,0	541,1	44,8	134
	2020	0,0	0,2	1,3	6,5	159,9	15,6	36,4
ENS	2016	0,0	0,0	0,0	3,0	36,2	4,9	9,7
	2017	0,0	0,0	0,0	22,4	201,4	15,1	36,9
	2018	0,0	0,0	1,9	9,7	2303,0	108,6	409,3
	2019	0,0	0,0	3,0	18,6	1872,4	80,5	330,7
	2020	0,0	0,0	1,6	8,1	343,8	28,4	73

En la zona de Iquique a partir del año 2016 se presentó un aumento paulatino de los valores medios de FMIK hasta el año 2019, pasando de 0,7 (veces/año) a 3,9 (veces/año) respectivamente, mientras que el año 2020 experimenta una baja logrando un valor de 1,7 (veces/año).

Además, a partir del 2016 y hasta el año 2018 se presentó un alza cada año del TTIK promedio desde 0,4 (horas/año) a 8,7 (horas/año) respectivamente, sin embargo, en el año 2019 el índice sufre un

aumento abrupto del valor medio llegando a los 44,8 (horas/año). Este valor obedece principalmente a dos razones, en primera instancia a las 508,5 horas que estuvo fuera de servicio la línea 1x66 kV Pozo Almonte – La Cascada y en segunda instancia a una falla en la línea 1x220 kV Collahuasi – Quebrada Blanca en la que se perdió el suministro de la minera Quebrada Blanca en la S/E Collahuasi por 178,7 horas.

Durante los años 2016 y 2018 el valor promedio de ENS pasó de 4,9 a 108,5 (MWh/año), siendo esta última el alza más significativa entre los años de estudio. En los años 2019 y 2020 se logran disminuir de manera sostenida el valor medio del índice ENS respecto al 2018, obteniendo 80,5 y 28,4 (MWh/año) respectivamente. Esto último muestra que, si bien el año 2019 aumenta los FMIK y TTIK en la zona, la profundidad de las fallas el año no fueron elevadas y que, el 2020 representa la tendencia a la baja luego del alza significativa experimentada el 2018.

A continuación, se presentan el Diagrama BoxPlot para la zona de Iquique de los índices de continuidad en los años comprendidos para este estudio.

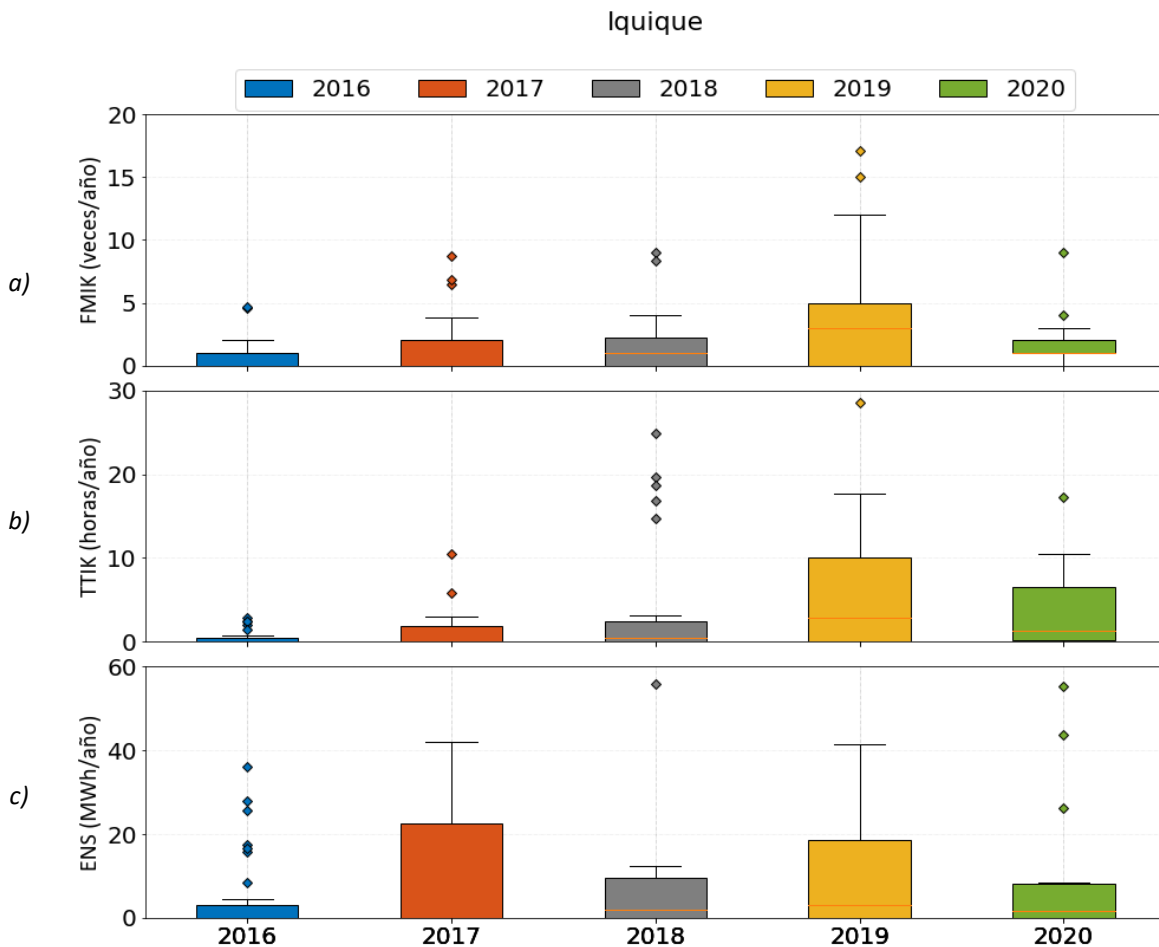


Figura 5-9 Diagrama BoxPlot de los índices de continuidad de Iquique; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

Luego, se presentan los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla.

5-4: Porcentajes de los índices de continuidad del total acumulado según causa en Iquique.

		Iquique		
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
OPE1	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	22,97	12,65	10,94
ANI1	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	12,73	3,66	6,43
OTR2	Origen no determinado (trip de interruptor)	12,15	21,65	41,61
OPE7	Error de personal u operador	6,30	0,22	0,43
OPE21	Error en conexionado	5,03	0,73	0,80
DIS1	Pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales	3,97	0,88	2,63
OPE17	Falta de limpieza en aisladores o terminales	3,96	0,59	1,05
CLI1	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	3,90	47,21	10,20
OPE6	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	3,30	0,42	0,40
OTR3	Otros	3,02	0,23	0,97
ACC2	Falla originada en terceros (accidentes, interferencias, rodado, deslizamiento de tierra, juegos, etc.)	2,97	0,32	0,12
OPE5	Conector suelto o sucio	2,64	0,29	0,22
OPE10	Falla de material, por fatiga de material o mala calidad	2,31	1,08	1,49
OPE22	Error en programación	1,97	0,13	0,19
OPE13	Maquinaria de trabajo pesado	1,44	0,08	0,05
DIS7	Temperatura fuera de límites	1,33	0,09	0,26
CLI2	Objeto llevado por el viento hacia los conductores	1,32	0,13	0,28
OPE11	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	1,19	8,56	19,57
OPE2	Run back en unidad generadora	1,10	0,03	0,03
OPE18	Violación de distancia eléctrica	1,10	0,22	0,08
DIS2	Crecimiento de la demanda no evaluado	0,99	0,05	0,07
ACC3	Choque de vehículo a poste	0,93	0,10	0,29
OPE4	Alta presión hogar en unidad generadora	0,58	0,02	0,08
COM1	Pérdida total de combustión (flameout)	0,42	0,02	0,17
VAN1	Objeto, alambre o cadena lanzada	0,33	0,03	0,01
OPE15	Desconexión debido a puesta en servicio de equipos o instalaciones nuevas	0,33	0,00	0,00
INC1	Incendio bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado, ej. quema de pastizal)	0,33	0,13	0,12
OPE16	Fuga o degradamiento del dieléctrico (ej. sf6, aceite, etc.)	0,33	0,03	0,02
ARB2	Caída de árbol sobre línea o instalación	0,33	0,08	0,11
ARB1	Contacto de ramas con conductores	0,33	0,02	0,02
ACC5	Daño cable de poder	0,33	0,36	1,29
OPE23	Desperfecto de fábrica	0,06	0,00	0,05

Adicionalmente, se presenta en la siguiente gráfica los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla y año en la zona de Iquique.

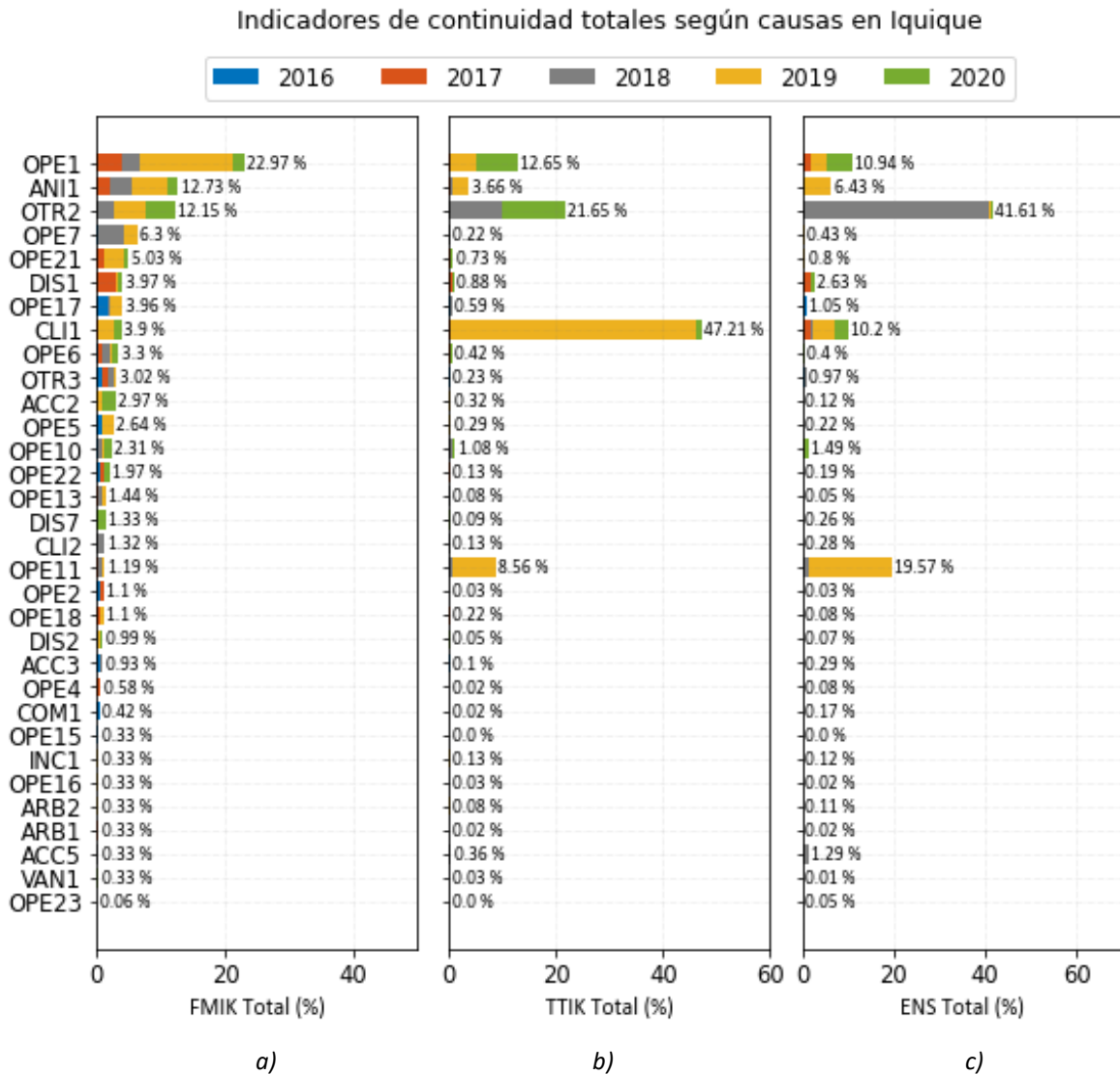


Figura 5-10: Porcentaje del total acumulado en Iquique de los índices de continuidad según causa de la falla; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

Las principales causas de las fallas de esta zona que aportan al indicador FMIK corresponden a, trabajos en instalaciones, mantención o limpieza (22,97%); seguidas por fallas ocasionadas por animales (12,73%); y finalmente por fallas de origen no determinado (12,15%).

Por otra parte, las causas principales causas que alzan el índice TTIK corresponden a, eventos climáticos o catastróficos fuera del alcance del diseño (47,21%); seguido por fallas de origen indeterminado (trip del interruptor) (21,65%); y finalmente por trabajos en instalaciones, mantención o limpieza (12,65%).

En el caso de la ENS las principales causas de las para esta zona en el mismo periodo corresponden a: origen no determinado (trip del interruptor) (41,61%); seguido por elemento dañado, corrosión, trizadura, etc. (19,57%); y finalmente por trabajos en instalaciones, mantención o limpieza (10,94%).

### 5.2.1.2 Índices de continuidad (georreferenciación)

Se presentan los índices de continuidad georreferenciados en la zona de Iquique entre los años 2016 y 2020.

Luego, se presentan los cinco puntos de control con mayores índices FMIK, TTIK y ENS promedio entre los años de estudios para la zona.

Tabla 5-5: Puntos de control con mayores índices FMIK, TTIK y ENS promedio entre 2016 y 2020 en Iquique.

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Iquique					Media
			2016	2017	2018	2019	2020	
FMIK	CGE	BA S/E TAP OFF DOLORES 24KV	1,0	6,8	8,4	17,1	4,0	7,5
	CGE	BA S/E TAMARUGAL 23KV	1,0	2,0	4,0	15,0	9,0	6,2
	CGE	BA S/E QUIANI 13.8KV-BP1	2,0	6,5	9,0	4,0	3,0	4,9
	HALDEMAN	BA S/E LA CASCADA HMC (SAGASCA) 66KV	0,0	1,0	3,0	12,0	2,0	3,6
	CGE	BA S/E PUKARA 13.8KV BP1	2,0	8,7	2,8	2,0	2,0	3,5
TTIK	HALDEMAN	BA S/E LA CASCADA HMC (SAGASCA) 66KV	0,0	0,3	2,4	541,1	87,2	126,2
	HALDEMAN	BA S/E TAP OFF ESTACIÓN DE BOMBEO 1 HMC 66KV	0,0	0,0	0,0	529,1	86,8	123,2
	MINERA QUEBRADA BLANCA	BA S/E QUEBRADA BLANCA 220KV	0,4	0,6	164,5	215,5	17,3	79,6
	SQM	BA S/E LAGUNAS 23KV	0,0	0,0	0,9	0,0	159,9	32,2
	HALDEMAN	BA S/E TAP OFF ESTACIÓN DE BOMBEO 2 HMC 66KV	0,0	0,0	0,0	28,5	86,8	23,1
ENS	MINERA QUEBRADA BLANCA	BA S/E QUEBRADA BLANCA 220KV	2,6	1,6	2303,0	1872,4	229,5	881,8
	CGE	BA S/E PUKARA 13.8KV BP1	36,2	41,9	321,7	5,7	55,4	92,2
	SQM	BA S/E LAGUNAS 23KV	0,0	0,0	1,1	0,0	343,8	69,0
	CGE	BA S/E CHINCHORRO 13.8KV	27,9	28,9	262,4	6,4	4,3	66,0
	SQM	BA S/E TAP OFF NUEVA VICTORIA 220KV	0,0	4,1	215,1	0,0	98,5	63,6

#### a) FMIK

Los puntos de control con mayor FMIK corresponden a: Tap off Dolores 24 kV, Tamarugal 23 kV, Quiani BP1 13.8 kV, La Cascada HMC 66 kV y Pukará BP1 13,8 kV; los cuales se encuentran en subestaciones sin redundancia de vínculo de transmisión.

El año 2020 el punto de control Tap Off Dolores 24 kV, disminuyó su frecuencia de interrupción respecto al año 2019, siendo este último el año más alto en este índice en la zona. Los eventos de interrupciones asociados a Tap Off Dolores 24 kV se debieron principalmente a fallas en la línea 1x110 kV Arica – Pozo Almonte y en menor medida a trabajos de mantenimiento e instalaciones aledañas a Tap Off Dolores 24 kV. Cada vez que se desconecta esta línea también se interrumpe el suministro de los puntos de control ubicados al norte de S/E Pozo Almonte, por lo que aumenta el

FMIK de la zona (Cuya 13.8 kV, central Diesel Arica 13.8 kV, Tap Off Vitor 13.8 kV y Quiani BP1 13,8 kV).

Por otra parte, el año 2020 el TTIK más alto registrado corresponde al punto de control Tamarugal 23 kV con un valor de 9,0 (veces/año), a pesar de ello, este valor representa una disminución con respecto al año pasado. Las principales causas detectadas para este punto corresponden a eventos climáticos, fallas originadas en terceros, falla en instalaciones de distribución y error de programación.

Adicionalmente, el punto la Cascada HMC (Sagasca) 66 kV también ve reducido este índice en el año 2020 en comparación al año 2019, presentando solo 2 interrupciones de origen no determinado y otra ocasionada por animales, roedores o pájaros.

Finalmente, el año 2020 en los todos los 5 puntos más altos, representa una disminución significativa de este índice con respecto al año 2019.

En la siguiente figura se presenta el índice FMIK en los puntos de control en la zona de Iquique mostrando la evolución en los años de estudios, mostrando la mejora general y específica de este índice para la zona y sus puntos de control en el último año de estudio.

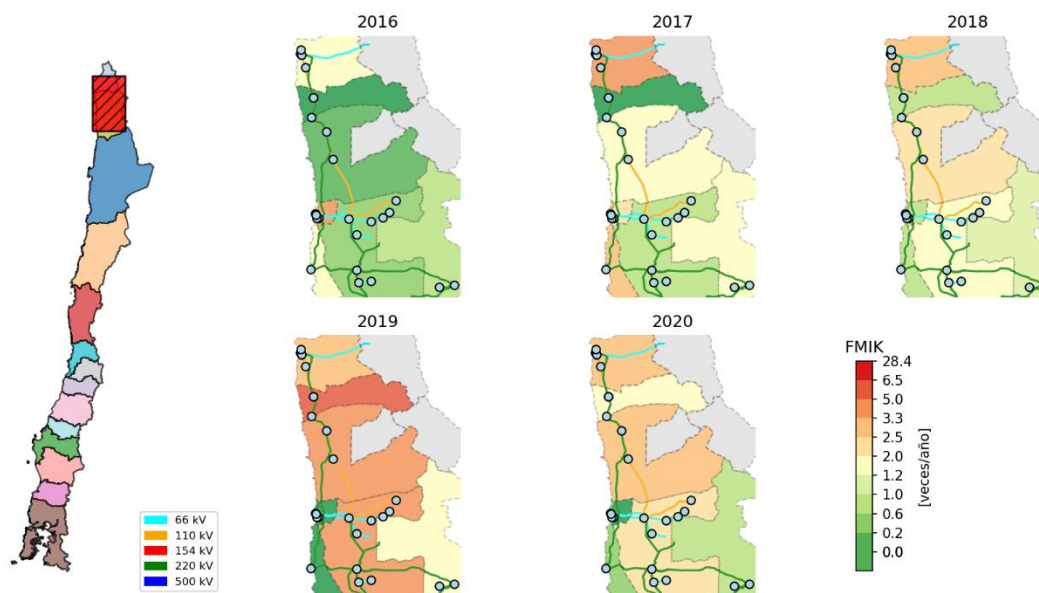


Figura 5-11: FMIK entre 2016 y 2020 georreferenciados en la zona de Iquique.

b) TTIK

Los puntos de control más relevantes para el TTIK de la zona corresponden a, La Cascada HMC 66 kV, Tap Off Estación de Bombeo 1 HMC 66 kV, Quebrada Blanca 220 kV, Laguna 23 kV y Tap Off Estación de Bombeo 2 HMC 66 kV.

En el año 2019 se experimentaron de tiempos de interrupción particularmente altos, este es el caso de los puntos de La Cascada HMC 66 kV y Tap Off Bombeo 1 HMC 66 kV, cuya principal causa se debe a la falla en la línea radial 1x66 kV Pozo Almonte – La Cascada 66 kV, ocasionado por un frente de mal tiempo en la zona y cuya reposición del servicio tomó 508.5 horas. Luego el año 2020

representa un decaimiento de este índice, mejorándolo sustancialmente y cuya mayor demora de reposición fue de 86,83 horas, falla cuya causa se registra de origen no determinado.

Luego en Quebrada Blanca 220 kV el alto valor del TTIK registrado en los años 2018 y 2019 se deben a la falla particular de la línea 1x220 kV Collahuasi – Quebrada Blanca, cuya reposición de servicio tardó 164,5 horas el 2018, y 178,68 horas el 2019. A partir del año 2020 las interrupciones se reducen y cuyo mayor tiempo de interrupción fue de 158,38 horas, solo explicando la disminución de este índice el número de eventos y no la mejora de los tiempos de restablecimiento del servicio.

En el caso de Lagunas 220 kV, se experimenta un aumento considerable del TTIK, atribuible a la reposición del servicio de 159,64 horas y cuya causa corresponde a trabajos en instalaciones, mantención.

En Tap Off Bombeo 1 HMC 66 kV para el año 2020 también se registra un aumento de este índice, atribuible principalmente a 2 interrupciones de 18,36 y 86,83 horas, principalmente con causas ocasionadas por animales, roedores o pájaros y de origen no determinado respectivamente.

En la siguiente figura se presenta el índice TTIK en los puntos de control en la zona de Iquique, mostrando la evolución y una mejora general del índice en el último año, aunque una merma en algunos puntos de control como se especificó en esta sección.

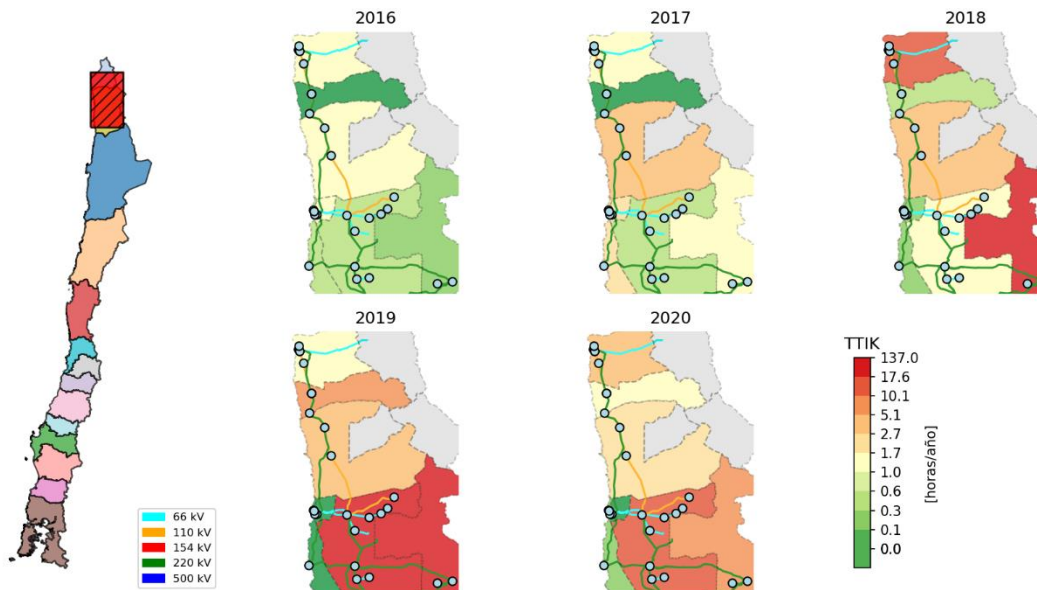


Figura 5-12: TTIK entre 2016 y 2020 presentados en el mapa de la zona de Iquique.

### c) ENS

Los puntos de control con mayor promedio de ENS corresponden a Quebrada Blanca 220 kV, Pukará BP1 13.8 kV, Lagunas 220 kV, Chinchorro 13,8 kV y Tap Off Nueva Victoria 220 kV.

En el caso de Quebrada Blanca 220 kV, la afectación del punto de control se debió principalmente a la falla de la línea Collahuasi - Quebrada Blanca 220 kV, ocurrida en los años 2018 y 2019, la cual debido altas horas fuera de servicio permaneció 2303 y 1381 MWh de pérdidas. El año 2020



representa una mejora considerable en este punto con 158 y 71 MWh de ENS atribuibles a eventos climáticos y catastróficos.

En el caso de Pukará BP1 13,8 kV; Chinchorro 13,8 kV al 2018 se debe principalmente a fallas en la 1x220 kV Córdores – Parinacota y al tiempo en que esta permanece fuera de servicio.

En el caso de Lagunas 220 kV, el aumento de este índice, atribuible a la reposición del servicio de 159,64 horas logrando 343 MWh de pérdida en el año 2020, y cuya causa corresponde a trabajos en instalaciones, mantención.

En el Tap Off Nueva Victoria 220 kV, registra un aumento considerable el año 2020 con respecto al año pasado, sin embargo, el mayor registro se experimentó el año 2018. Luego, tanto el año 2018 y 2020 se experimentaron interrupciones de altas pérdidas, principalmente a las potencias de interrupción que maneja este punto, ya que la reposiciones en ambos casos no superan las 7 horas, un valor inferior en comparación a los casos anteriores.

En la siguiente figura se presenta la ENS en los puntos de control en la zona de Iquique, mostrando como a partir del 2016 se experimenta un aumento del ENS hasta el año 2019 de manera general, lo que posteriormente mejora de manera levemente al 2020, sin aún llegar a índices similares al 2016, debido a los casos particulares expuestos en esta sección y que aumentan este índice.

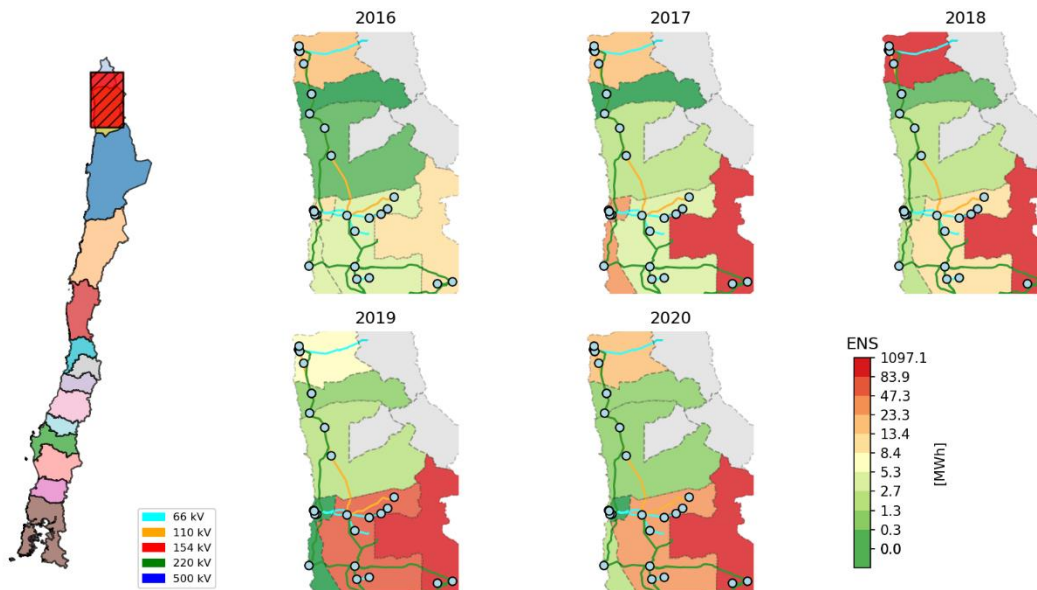


Figura 5-13: ENS entre 2016 y 2020 georreferenciados en la zona de Iquique.

### 5.2.1.3 Inversiones en transmisión

Las principales obras de transmisión que han entrado en operación en la zona de Iquique entre el 2018 y 2020 se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 5-6: Proyectos de transmisión en operación en la zona de Iquique.

N	Empresa	Nombre Proyecto	ST	Nivel de tensión [kV]	Fecha Real de EO	Origen	N° Decreto	Año Decreto
1	CGE S.A.	Aumento de capacidad en S/E Chinchorro	STZ	66/13,8	10-sept-18	Decreto	418	2017
2	Engie Energía Chile S.A.	Sistema Almacenamiento de Energía SE Arica	STD	13.2	23-ene-19	DC		
3	Engie Energía Chile S.A.	Ampliación y cambio de configuración en S/E Pozo Almonte 220 kV	STZ	220	23-may-19	Decreto	373	2016
4	Austrian Solar	S/E San Simón	STD	220	05-sept-19	DC		
5	Transemel S.A.	Ampliación y cambio de configuración en S/E Parinacota 220 kV	STN	220	06-oct-19	Decreto	373	2016
6	Transelec S.A.	Incorporación de paño de línea 1x220 kV Cóncores-Parinacota en S/E Parinacota	STN	220	22-dic-19	Decreto	373	2016
7	Transelec S.A.	Incorporación de paño de Línea 1 x220 kV Tarapacá – Cóncores en SE Cóncores	STN	220	28-may-20	Decreto	373	2016
8	Transemel S.A.	Ampliación y cambio de configuración en SE Cóncores 220 kV	STN	220	10-may-20	Decreto	373	2016
9	Consortio Red Eléctrica Chile Spa y Cobra Instalaciones y Servicios S.A.	Subestación Seccionadora Nueva Pozo Almonte 220 kV	STN	220	25-ago-20	Decreto	373	2016

DC = Declarada en construcción; EO = entrada en operación.

Observar que, en 1, la obra corresponde a un aumento de capacidad en S/E Chinchorro, entrando en operación el 2019, coincidiendo con una mejora sustancial de la ENS en este punto, pudiendo entonces esta obra tener un impacto positivo e importante en los índices generales de la zona.

Adicionalmente, en 3, la obra se sitúa en S/E Pozo Almonte 220 kV corresponde también a un punto crítico, donde sus índices a partir del 2019 mejoran sustancialmente en el año 2020, coincidiendo con la entrada en operación de la obra mencionada.

## 5.2.2 Tocopilla

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

### 5.2.2.1 Índices de continuidad (estadísticos)

Se presentan los resultados estadísticos para los índices de continuidad la zona de Tocopilla entre los años 2016 y el 2020.

*Tabla 5-7: Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2016, 2017, 2018, 2019 y 2020 en la zona de Tocopilla.*

Índice de continuidad	Año	Tocopilla						Desviación Estándar
		Mínimo	Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo	Media	
FMIK	2016	0,0	0,0	0,0	0,7	9,9	0,7	1,9
	2017	0,0	0,0	0,0	1,0	2,6	0,6	0,8
	2018	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	0,2	0,5
	2019	0,0	0,0	0,0	1,0	6,0	0,9	1,6
	2020	0,0	0,0	0,0	0,9	2,0	0,4	0,6
TTIK	2016	0,0	0,0	0,0	1,0	5,7	0,9	1,6
	2017	0,0	0,0	0,0	0,5	5,9	0,7	1,4
	2018	0,0	0,0	0,0	0,0	9,2	0,6	1,8
	2019	0,0	0,0	0,0	1,6	153,3	7,2	28,1
	2020	0,0	0,0	0,0	1,4	67,0	3,3	12,3
ENS	2016	0,0	0,0	0,0	15,6	351,8	40,8	92,4
	2017	0,0	0,0	0,0	10,5	356,0	35,1	92,2
	2018	0,0	0,0	0,0	0,0	723,9	39,0	139,3
	2019	0,0	0,0	0,0	9,8	1457,9	102,6	335,1
	2020	0,0	0,0	0,0	4,2	400,2	31,7	97,3

En la zona de Tocopilla a partir del 2016 el FMIK disminuye sostenidamente hasta el año 2018, pasando de 0,7 (veces/año) a 0,6 y 0,2 (veces/año) en los años 2017 y 2018, respectivamente. Luego, el promedio aumenta en el año 2019 alcanzado 0,9 (veces/año) y descendiendo nuevamente el año 2020 llegando a 0,4 (veces/año).

Con respecto al índice TTIK, se registró una disminución desde el 2016 al 2018, pasando de 0,9 a 0,6 respectivamente. Luego, el año 2019 aumenta significativamente el TTIK promedio respecto de los años anteriores, alcanzando un valor de 7,2 (horas/año), debido principalmente a tiempos de interrupción de 153,3 horas asociados a trabajos de reparación en el punto de control de Sierra Gorda 220 kV BP1. Finalmente, el año 2020 se registra una baja de este índice llegando a un valor medio de 3,03 (horas/año), siendo el segundo más alto en los años de estudios.

La ENS para esta zona registra una disminución en su valor medio, pasando de 40,8 (MWh/año) a 35,1 (MWh/año) entre el año 2016 y 2017, posteriormente se experimenta un alza sostenida desde el año 2018, alcanzando el 2019 una ENS 99,2 (MWh/año), siendo este el mayor valor alcanzado en los años de estudio, y obedece a interrupciones en el punto de control Spence 220 kV alcanzando

una pérdida de 1457,9 (MWh/año). En el 2020 se experimenta una baja significativa, logrando una ENS de 31,7 (MWh/año), siendo este el valor medio más bajo entre los años de estudio, donde el punto de control con mayor pérdida corresponde al punto de control de Antucoya 220 kV alcanzando los 400,2 (MWh/año).

A continuación, se presentan el Diagrama BoxPlot para la zona de Tocopilla de los índices de continuidad en los años comprendidos para este estudio. Notar que el 2018 la representación gráfica es nula, lo que implica que más del 75% de la muestra no presenta interrupciones y las pocas interrupciones son datos atípicos para la zona ese año.

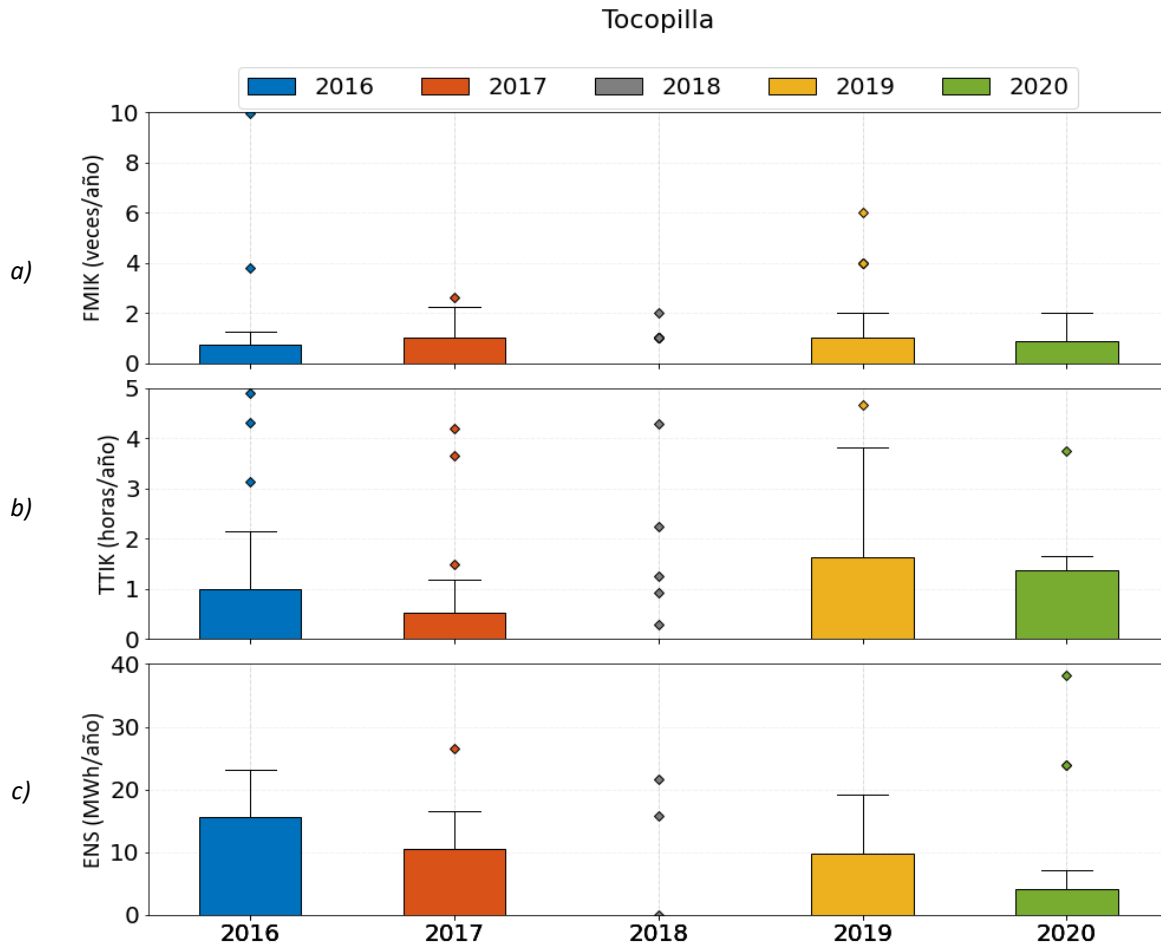


Figura 5-14 Diagrama BoxPlot de los índices de continuidad de Tocopilla; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

Luego, se presentan los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla.

5-8: Porcentajes de los índices de continuidad del total acumulado según causa en Tocopilla.

		Tocopilla		
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
<b>OTR3</b>	Otros	17,47	5,77	13,03
<b>OPE1</b>	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	13,39	43,97	18,57

Tocopilla					
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)	
CLI1	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	9,74	6,16	6,48	
OPE21	Error en conexionado	7,26	3,34	11,74	
OPE11	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	6,83	0,45	0,3	
OPE22	Error en programación	6,62	5,19	14,74	
OTR2	Origen no determinado (trip de interruptor)	4,87	2,12	0,35	
OPE17	Falta de limpieza en aisladores o terminales	3,65	3,26	8,05	
OPE6	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	3,65	1,1	0,45	
OPE5	Conector suelto o sucio	3,4	1,36	4,94	
OPE3	Obstrucción por algas agua refrigeración	2,6	0,27	0,06	
ANI1	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	2,43	4,25	1,25	
DIS7	Temperatura fuera de límites	2,43	1,05	0,1	
OPE4	Alta presión hogar en unidad generadora	2,29	0,21	0,44	
OPE2	Run back en unidad generadora	1,88	0,39	1,15	
OPE7	Error de personal u operador	1,86	0,23	0,21	
COM1	Pérdida total de combustión (flameout)	1,79	0,44	0,51	
DIS1	Pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales	1,22	0,28	0,06	
VAN3	Robo conductor o equipo	1,22	17,76	4,85	
INC2	Calor excesivo debido a incendio	1,22	0,57	2,53	
OPE16	Fuga o degradamiento del dieléctrico (ej. sf6, aceite, etc.)	1,22	1,15	9,67	
ACC5	Daño cable de poder	1,22	0,55	0,4	
OPE23	Desperfecto de fábrica	1,15	0,12	0,13	
OPE15	Desconexión debido a puesta en servicio de equipos o instalaciones nuevas	0,57	0,01	0,03	

Las principales causas de las fallas de esta zona de Tocopilla en los años de estudio que aportaron al indicador FMIK corresponden en su mayoría a, otras causas (17,47%); seguidas de trabajos en instalaciones, mantenimiento y limpieza (13,39%); y finalmente, por eventos climáticos o catastrófico fuera del alcance del diseño (9,74%).

En el caso del TTIK para esta zona, la principal causa obedece a trabajos en instalaciones, mantenimiento y limpieza (43,97%); seguido por robo de conductor o equipo (17,76%); y finalmente, por error de programación (asociado a operación errónea de protecciones) (6,16%).

Las principales causas de las fallas en la formación de la ENS en los últimos 5 años para esta zona corresponden a trabajos en instalaciones, mantenimiento y limpieza (18,57%); a error en programación (14,74%); seguidas por error en conexionado (13,03%).

Adicionalmente, se presenta en la siguiente gráfica los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla y año en la zona de Tocopilla.

### Indicadores de continuidad totales según causas en Tocopilla

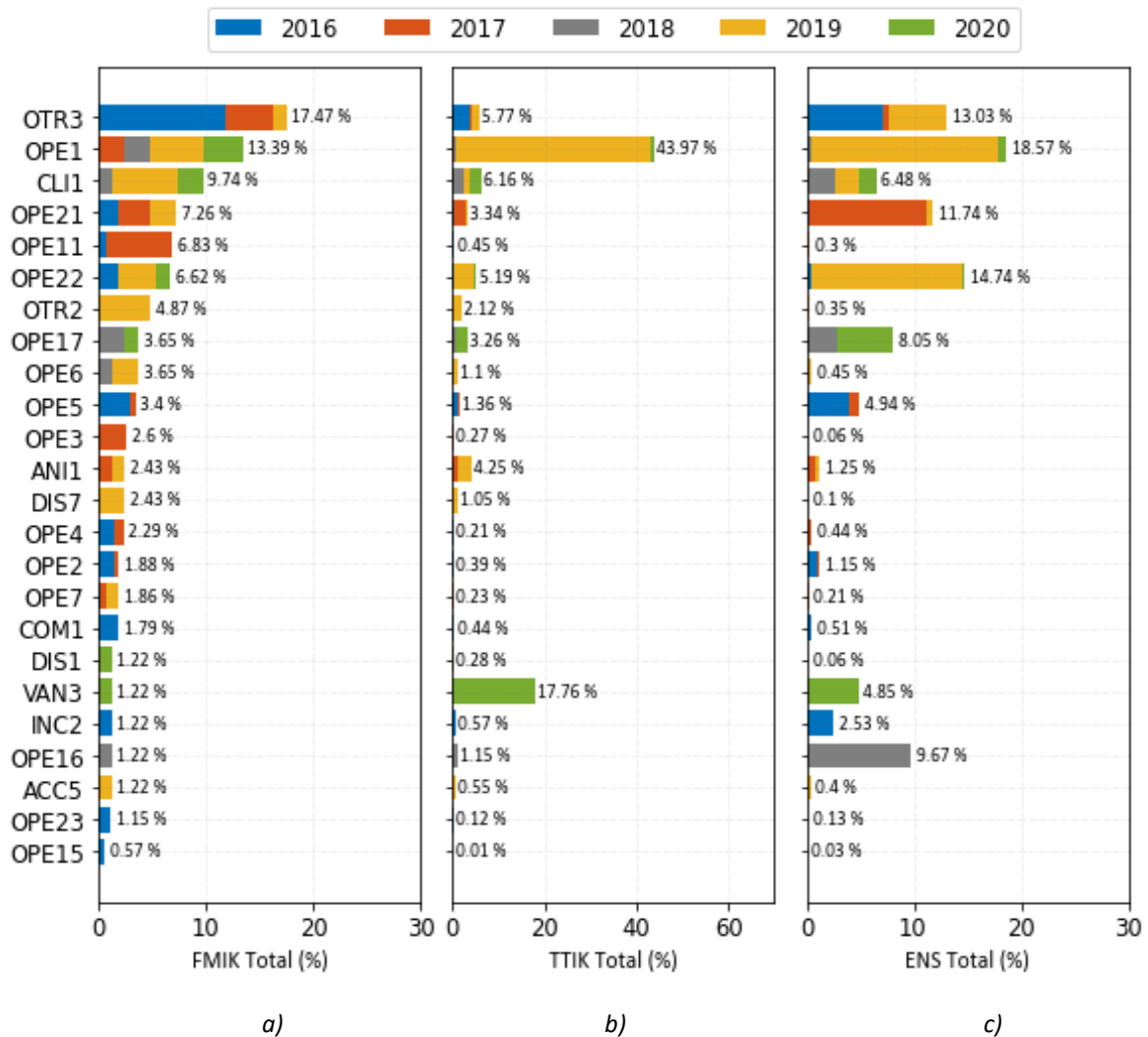


Figura 5-15: Porcentaje del total acumulado en Tocopilla de los índices de continuidad según causa de la falla; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

#### 5.2.2.2 Índices de continuidad (georreferenciación)

Se presentan los índices de continuidad georreferenciados en la zona de Tocopilla entre los años 2016 y 2020.

Luego, se presentan los cinco puntos de control con mayores índices FMIK, TTIK y ENS promedio entre los años de estudios para la zona.

Tabla 5-9: Puntos de control con mayores índices FMIK, TTIK y ENS promedio entre 2016 y 2020 en Tocopilla.

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Tocopilla					Media
			2016	2017	2018	2019	2020	
FMIK	CODELCO CHILE	BA S/E A 100KV-BP1	9,9	0,8	0,0	0,0	0,0	2,2
	CODELCO CHILE	BA S/E RADOMIRO TOMIC 220KV-BP1	3,8	1,5	2,0	2,0	1,0	2,1

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Tocopilla					Media
			2016	2017	2018	2019	2020	
	CGE	BA S/E CALAMA 23KV - BP1	0,0	1,0	1,0	6,0	0,0	1,6
	MINERA EL ABRA	BA S/E EL ABRA 220KV	0,4	2,2	0,0	4,0	1,0	1,5
	MINERA SPENCE	BA S/E SPENCE 220KV	0,0	1,0	1,0	4,0	0,0	1,2
TTIK	SIERRA GORDA SCM	BA S/E SIERRA GORDA 220KV - BP1	0,0	1,5	0,0	153,3	6,2	32,2
	SQM	BA S/E TAP OFF LA CRUZ 220KV	0,0	0,0	0,0	19,1	67,0	17,2
	MINERA SPENCE	BA S/E SPENCE 220KV	0,0	4,2	0,3	21,6	0,0	5,2
	MINERA ANTUCOYA	BA S/E ANTUCOYA 220KV	1,2	0,8	0,0	0,0	10,0	2,4
	GRACE	BA S/E MANTOS DE LA LUNA 110KV	0,0	0,0	0,0	3,8	7,6	2,3
ENS	MINERA SPENCE	BA S/E SPENCE 220KV	0,0	309,1	21,5	1457,9	0,0	357,7
	SIERRA GORDA SCM	BA S/E SIERRA GORDA 220KV - BP1	0,0	238,3	0,0	1185,3	0,6	284,8
	CODELCO CHILE	BA S/E CHUQUICAMATA 220KV-BP1	0,0	6,1	723,9	0,0	0,0	146,0
	CODELCO CHILE	BA S/E RADOMIRO TOMIC 220KV-BP1	337,3	11,6	207,0	107,8	23,9	137,5
	SQM	BA S/E TAP OFF LA CRUZ 220KV	0,0	0,0	0,0	62,4	367,0	85,9

#### a) FMIK

Los puntos de control con mayor promedio acumulado del FMIK corresponden a, S/E A 100 kV, Radomiro Tomic 220 kV, Calama 23 kV, El Abra 220 kV Spence 220 kV.

El año 2020 representa una mejora sustancial en los puntos ya mencionados, y su presencia obedece principalmente a los años de estudios pasados.

En el caso de Calama, el año 2019, alcanza un índice de 6 (veces/año), lo que obedece a interrupciones por fallas en el transformador 110/23 kV de S/E Calama y la línea 1x220 kV Salar-Calama, operando principalmente por pérdida de aislación y daño, y eventos climáticos adversos en la zona, respectivamente.

En el caso de S/E A 100 kV, el valor máximo registrado en el año 2016 en la zona corresponde a 9,9 (veces/año), cuyo origen radica, principalmente, a fallas que afectaron a las centrales térmicas que alimentan la zona, como las unidades de Tocopilla, Kelar y Angamos bajo diversas causas de manera reiterada, y que en consecuencia representa el mayor valor registrado en la zona en los años de estadísticas considerados.

El 2020 muestra un valor máximo de 1 (veces/año) en 2 puntos de control, Radomiro Tomic 220 kV y El Abra 220 kV, que solo presentaron una única interrupción, causados por trabajos en las instalaciones y eventos climáticos, respectivamente. Notar además que, para los otros puntos en tabla el número de interrupciones es 0 (veces/año)



En la siguiente figura se presenta el índice FMIK en los puntos de control en la zona de Tocopilla, dando cuenta de su evolución en los años de estudios y mostrando en 2020 una mejora general sustancial del FMIK en la zona con respecto al año 2019, sin llegar aún a los niveles del 2018, representando este último el año con mejores índices.

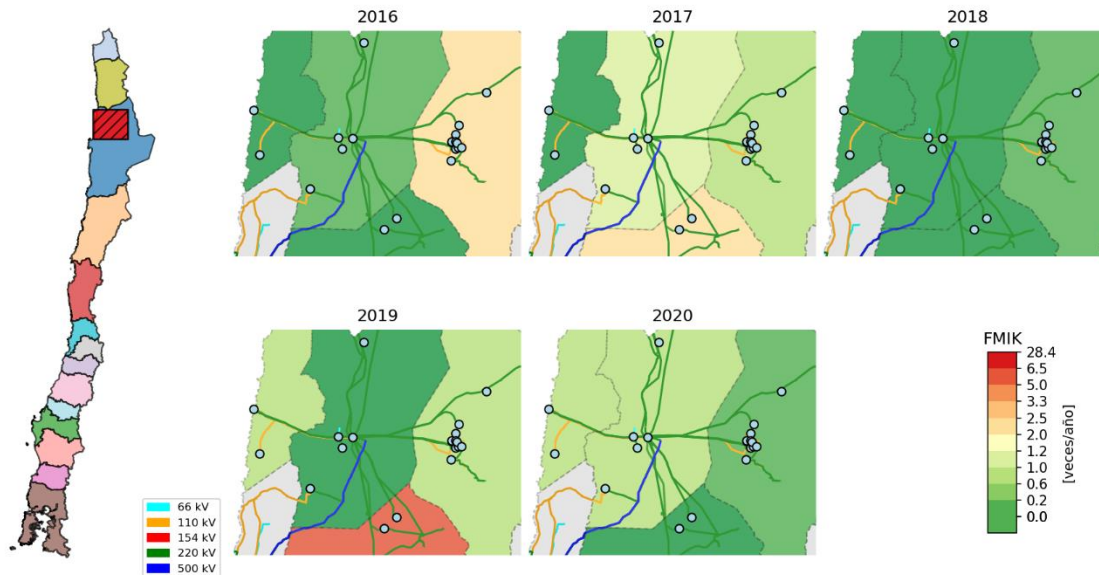


Figura 5-16: FMIK entre 2016 y 2020 georreferenciados en la zona de Tocopilla.

#### b) TTIK

Los puntos de control que presentan mayor promedio acumulado de TTIK en el periodo de estudio, corresponden a Sierra Gorda 220 kV BP1, Tap Off La Cruz 220 kV, Spence 220 kV, Antucoya 220 kV y Mantos de la Luna 110 kV.

El punto de mayor índice a nivel general corresponde a Sierra Gorda 220 KV BP1, y cuyo índice entre los años 2016 y 2018 se mantuvo bajo las 2 (horas/año), sin embargo, en el año 2019 alcanza un FMIK de 153,3 (horas/año), tal aumento obedece a una única interrupción a causa de una reparación de emergencia en las instalaciones, posteriormente el año 2020 baja el índice a un nivel de 6,2 (horas/año) nuevamente por una única interrupción programa por trabajos en instalaciones.

El año 2020 representa fluctuaciones en sus puntos de control, evolucionando con un descenso abrupto del FMIK, así como un aumento leve en algunos puntos de control. El máximo valor máximo de TTIK para este año corresponde a 67,0 (horas/año) en el punto de control Tap Off La Cruz 220 kV y cuya principal causa se debe a la apertura de interruptor por falla interna en las instalaciones de SQM ante un intento de robo de conductor o equipo.

En la siguiente figura se presenta el índice TTIK en los puntos de control en la zona de Tocopilla, mostrando la evolución anual de este indicador, dando la mejora de este índice a partir del año 2016 hasta el 2018, donde se aprecia un aumento en puntos de control especificados en esta sección. Posteriormente el año 2020 se muestra la mejora de algunos puntos específicos con respecto al 2019 como es el caso de Sierra Gorda 220 kV BP1 y Minera Spence, y a su vez, el aumento de este índice en otros puntos como es el caso de Tap Off La Cruz 220 kV.



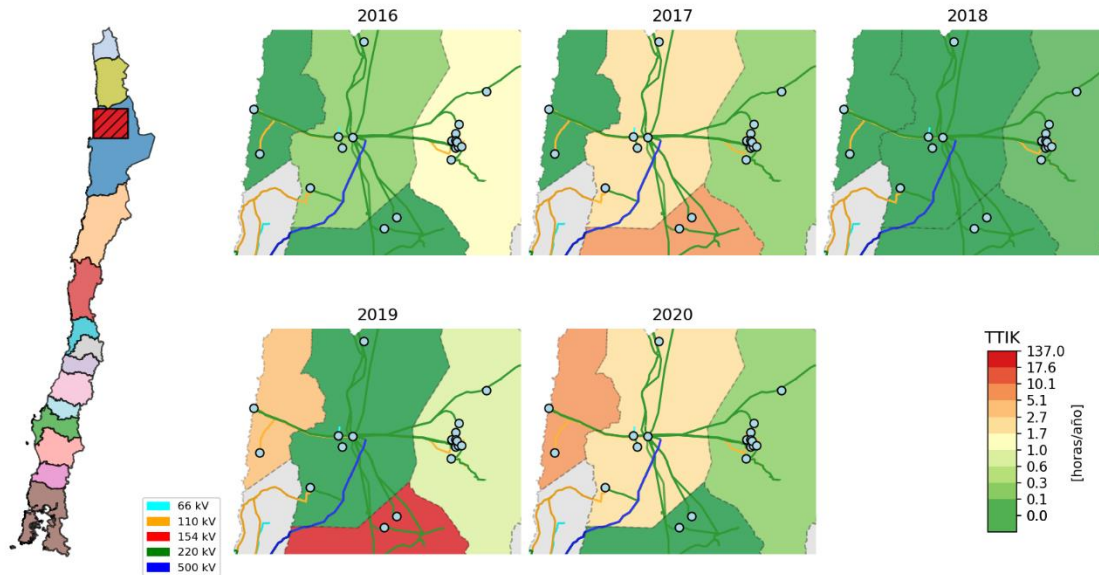


Figura 5-17 TTIK entre 2016 y 2020 presentados en el mapa de la zona de Tocopilla.

c) ENS

Los puntos de control que presentan el mayor promedio acumulado corresponden a Spence 220 kV, Sierra Gorda 220 kV, Chuquicamata BP1 220 kV, Radomiro Tomic BP1 220 kV, Tap Off La Cruz 220 kV.

Para el año 2020 el valor máximo registrado corresponde a Tap Off La Cruz, lo que representa un aumento significativo con respecto a este punto el año 2019, sin embargo, este es debido a una interrupción puntual ya especificada en secciones anteriores.

El máximo valor de ENS en el año 2019 corresponde a 1457,9 MWh, en Spence 220 kV cuya causa se asocia a la falla en cuatro ocasiones de la línea 1x220 kV SGO – Spence debido a la operación incorrecta de sus protecciones, sin embargo, ya en el año 2020 este índice desciende a 0, año donde además no registra interrupciones.

Mientras que en el año 2018 en Chuquicamata BP1 220 kV se registra el mayor valor, alcanzando los 723,9 MWh a causa de la desconexión forzada de la barra de 100 kV de la S/E por operación de protecciones mecánicas, debido al bajo nivel de gas SF6 en paño H12, posterior a ello, este punto de control no registra interrupciones en los años 2019 y 2020.

El año 2016, el valor más alto registrado corresponde a 337,3 MWh, el cual es atribuido al punto de control Radomiro Tomic BP1 220 kV, cuya causa se debe a la falla del transformador 220/23 kV N°3 de dicha subestación.

En la siguiente figura se presenta la ENS en los puntos de control en la zona de Tocopilla, mostrando en ella la mejora con respecto a este índice entre los años 2016 y 2018, aumentando en puntos específicos en el año 2019, mencionados en esta sección. Luego, a partir del 2020, se presenta una mejora general de este índice, solo aumentando levemente en algunos puntos como es el caso de Tap Off La Cruz 220 kV por las causas especificadas también en esta sección.

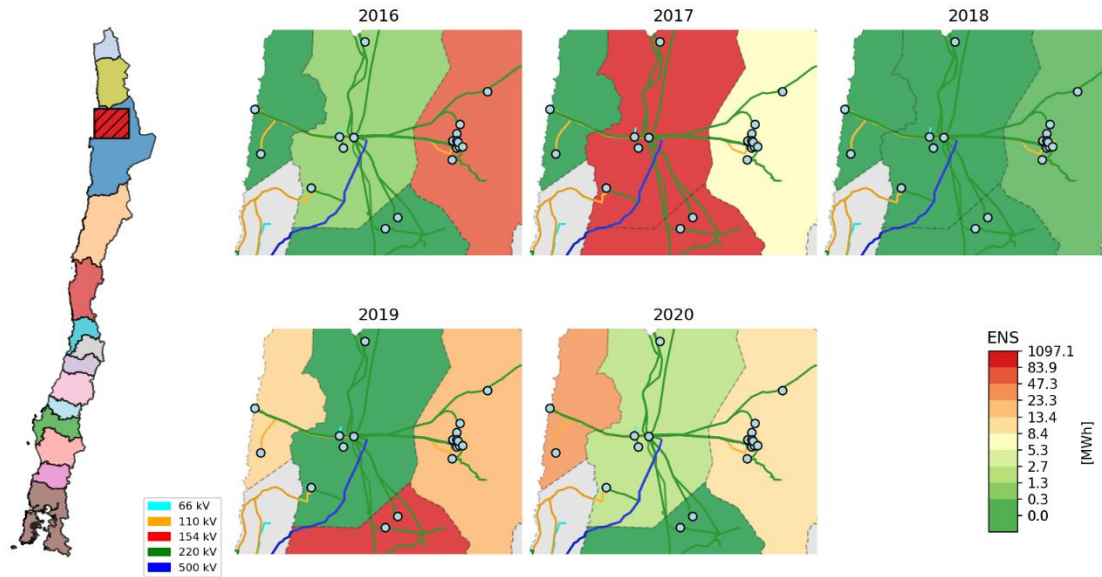


Figura 5-18: ENS entre 2016 y 2020 georreferenciados en la zona de Tocopilla.

### 5.2.2.3 Inversiones en transmisión

Las principales obras de transmisión que han entrado en operación en la zona de Tocopilla entre el 2018 y 2020 se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 5-10: Proyectos de transmisión en operación en la zona de Tocopilla.

N	Empresa	Nombre Proyecto	ST	Nivel de Tensión [kV]	Fecha Real de EO	Origen	N° Decreto	Año Decreto
1	Transec S.A.	Proyecto Aumento de Capacidad de barras en S/E Encuentro 220 kV	STN	220	25-mar-18			
2	Sociedad Austral de Transmisión Troncal	Nueva Subestación Kimal (Crucero Encuentro)	STN	220	29-nov-18			
3	Transec S.A.	Nva. Línea 2x500 kV 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Kimal, Bco. Autotransf. 2x750 MVA 500/220 kV en S/E Kimal, Bco. Autotransf. 750 MVA 500/220 kV en S/E Los Changos	STN	500	06-dic-19	Decreto	158	2015
4	SATT	Seccionamiento del segundo circuito Lagunas – Crucero 2x220 kV en SE María Elena	STN	220	21-feb-20	Decreto	373	2016
5	Red Eléctrica del Norte 2 S.A.	Modificación paño J4 en SE Encuentro	STN	220	14-may-20	Decreto	422	2017
6	Transec S.A.	Nueva Subestación Seccionadora Frontera (Nueva SE Seccionadora Quillagua 220 kV)	STN	220	26-jun-20	Decreto	373	2016

N	Empresa	Nombre Proyecto	ST	Nivel de Tensión [kV]	Fecha Real de EO	Origen	N° Decreto	Año Decreto
7	Caitan SpA	Desalinated Water Supply for Spence Growth Options Project	STD	220/66	20-ago-20	DC		

DC = Declarada en construcción; EO = entrada en operación.

En general, las obras de ampliación en la zona de Tocopilla pertenecen al sistema de transmisión nacional del que los puntos de control están eléctricamente alejados, por lo que afectan de forma indirecta a los índices de continuidad de la zona. En caso específico tanto los puntos del 4 al 7 corresponde a obras con entrada en operación el año 2020, por lo que su evaluación se realizará a partir de estudio posteriores.

### 5.2.3 Antofagasta

La zona de Antofagasta comprende los puntos de control ubicados al sur de la S/E Encuentro y al norte de S/E Los Changos.

#### 5.2.3.1 Índices de continuidad (estadísticos)

Se presentan los resultados estadísticos para los índices de continuidad la zona de Antofagasta entre los años 2016 y el 2020.

*Tabla 5-11: Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2016, 2017, 2018, 2019 y 2020 en la zona de Antofagasta.*

Índice de continuidad	Año	Antofagasta						Desviación Estándar
		Mínimo	Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo	Media	
<b>FMIK</b>	2016	0,0	0,0	0,0	0,8	5,2	0,6	1,1
	2017	0,0	0,0	0,0	1,0	7,6	0,9	1,7
	2018	0,0	0,0	0,0	1,0	5,0	0,6	1,1
	2019	0,0	0,0	1,0	2,0	6,0	1,1	1,3
	2020	0,0	0,0	0,0	1,0	7,0	0,8	1,5
<b>TTIK</b>	2016	0,0	0,0	0,0	0,5	154,7	3,5	20,0
	2017	0,0	0,0	0,0	0,7	25,3	1,8	4,8
	2018	0,0	0,0	0,0	0,2	14,8	1,7	3,7
	2019	0,0	0,0	0,4	5,8	58,0	4,9	9,7
	2020	0,0	0,0	0,0	1,1	60,3	3,6	10,8
<b>ENS</b>	2016	0,0	0,0	0,0	8,0	2058,0	55,2	276,0
	2017	0,0	0,0	0,0	7,0	270,0	18,0	48,8
	2018	0,0	0,0	0,0	1,9	119,5	8,0	20,4
	2019	0,0	0,0	1,9	18,5	621,6	42,2	99,2
	2020	0,0	0,0	0,0	4,6	297,8	19,4	53,9

En la zona de Antofagasta se registra leves fluctuaciones en los años de estudios, siendo el año 2019 el mayor valor alcanzado un valor medio de 1,1 (veces/año). El valor medio menor se alcanza en los años 2016 y 2018 con un índice de 0,6 (veces/año). En el año 2020 se presenta un descenso con respecto al año anterior logrando un valor de 0,8 (veces/año).

Respecto al TTIK a partir del año 2016 se registró una disminución paulatina en los años 2017 y 2018, desde 3,5 (horas/año) a alcanzando las 1,8 y 1,7 (horas/año) promedio respectivamente. Mientras que en el 2019 el valor medio aumenta alcanzando 4,9 (horas/año), principalmente por los tiempos de interrupción en el punto de control de El Peñón 66kV. Luego, se registra una disminución el año 2020 alcanzando un valor medio 3,6 (horas/año), siendo el 2020 el segundo mayor valor promedio, obedeciendo a los tiempos prolongados de la interrupción en el punto de control de Armazones 23 kV.

La ENS promedio para esta zona registra una disminución paulatina a partir del año 2016 al 2018, pasando de 55,2 (MWh/año) a 8,0 (MWh/año) respectivamente. El año 2019 aumenta este valor a 42,2 (MWh/año), disminuyendo nuevamente para el 2020 alcanzando un valor medio de 19,4

(MWh/año). Tanto para el año 2019, como para el 2020, la ENS obedece principalmente a los tiempos prolongados de interrupción en El Peñón 66 kV y Armazones 23 kV, respectivamente.

A continuación, se presentan el Diagrama BoxPlot para la zona de Antofagasta de los índices de continuidad en los años comprendidos para este estudio.

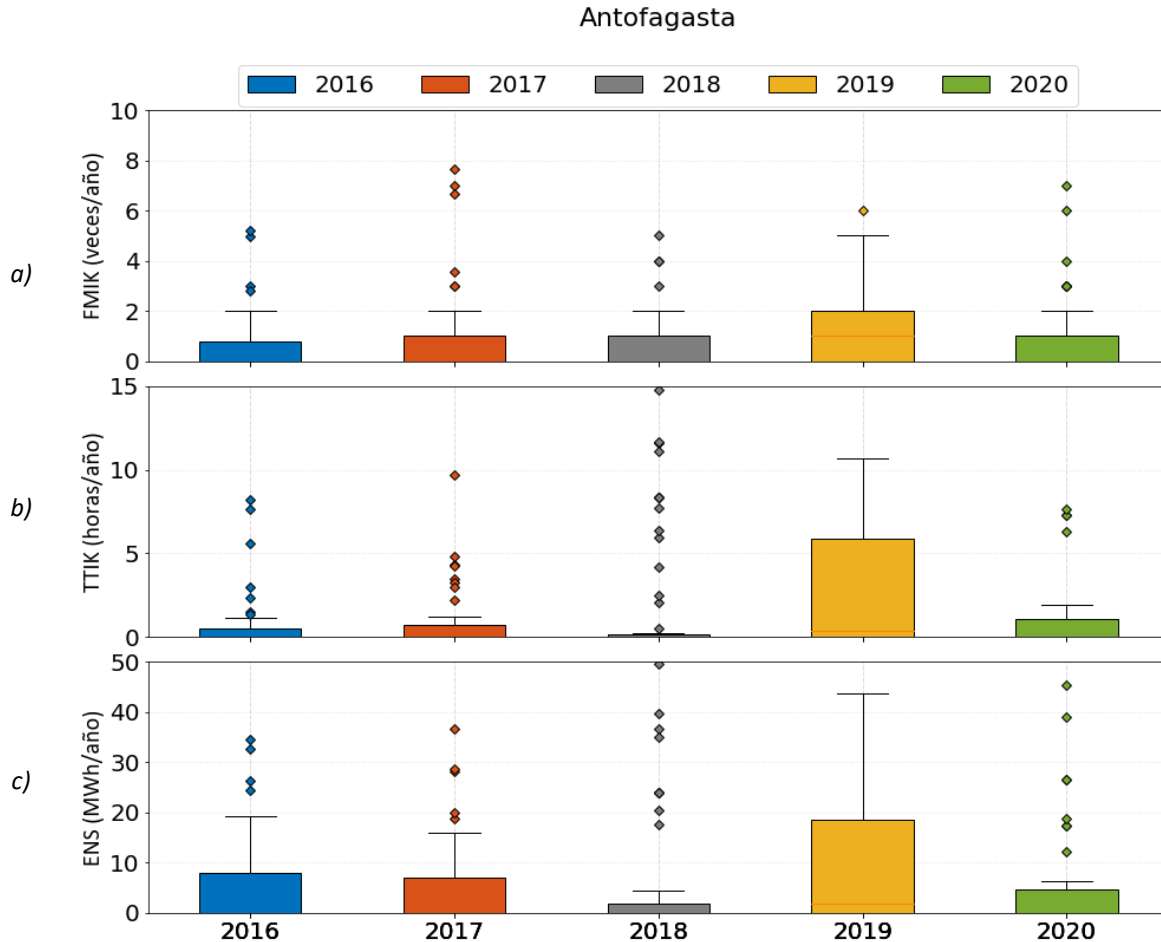


Figura 5-19 Diagrama BoxPlot de los índices de continuidad de Antofagasta; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

Luego, se presentan los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla.

5-12: Porcentajes de los índices de continuidad del total acumulado según causa en Antofagasta.

Antofagasta						
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)		
<b>ANI1</b>	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	14,40	8,06	6,38		
<b>DIS1</b>	Pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales	13,57	10,69	4,56		
<b>OPE1</b>	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	9,13	11,51	8,53		
<b>OPE7</b>	Error de personal u operador	8,77	0,82	2,47		

Antofagasta				
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
<b>OTR3</b>	Otros	8,54	1,78	3,68
<b>OTR2</b>	Origen no determinado (trip de interruptor)	7,02	3,99	3,44
<b>OPE10</b>	Falla de material, por fatiga de material o mala calidad	6,87	<b>30,29</b>	<b>38,04</b>
<b>OPE11</b>	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	5,58	<b>14,38</b>	<b>10,50</b>
<b>OPE6</b>	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	4,11	1,47	1,44
<b>OPE5</b>	Conector suelto o sucio	3,70	7,25	<b>9,07</b>
<b>CLI1</b>	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	3,20	2,32	4,58
<b>ACC2</b>	Falla originada en terceros (accidentes, interferencias, rodado, deslizamiento de tierra, juegos, etc.)	2,06	0,29	0,27
<b>OPE9</b>	Pérdida de aislación debido a contaminación por actividades de terceros	1,79	1,95	1,28
<b>OPE22</b>	Error en programación	1,31	0,12	0,44
<b>DIS2</b>	Crecimiento de la demanda no evaluado	1,23	0,17	0,53
<b>OPE17</b>	Falta de limpieza en aisladores o terminales	1,23	0,48	0,10
<b>ACC3</b>	Choque de vehículo a poste	0,95	0,42	0,73
<b>OPE2</b>	Run back en unidad generadora	0,94	0,11	0,34
<b>OPE18</b>	Violación de distancia eléctrica	0,82	1,71	0,65
<b>COM1</b>	Pérdida total de combustión (flameout)	0,74	0,13	0,48
<b>OPE21</b>	Error en conexionado	0,45	0,03	0,16
<b>ARB2</b>	Caída de árbol sobre línea o instalación	0,41	0,98	0,33
<b>AUT1</b>	Desconexión debido a una emergencia, para evitar riesgos a personas o cosas	0,41	0,49	0,42
<b>CLI2</b>	Objeto llevado por el viento hacia los conductores	0,41	0,17	0,74
<b>DIS6</b>	Ruptura de capacidad dieléctrica	0,41	0,08	0,02
<b>DIS4</b>	Activación sobre presión en transformador	0,41	0,10	0,15
<b>OPE15</b>	Desconexión debido a puesta en servicio de equipos o instalaciones nuevas	0,41	0,01	0,00
<b>OPE4</b>	Alta presión hogar en unidad generadora	0,40	0,06	0,31
<b>OPE13</b>	Maquinaria de trabajo pesado	0,18	0,01	0,02
<b>DIS7</b>	Temperatura fuera de límites	0,17	0,03	0,10
<b>OPE23</b>	Desperfecto de fábrica	0,16	0,02	0,08
<b>ACC5</b>	Daño cable de poder	0,14	0,06	0,11
<b>OPE3</b>	Obstrucción por algas agua refrigeración	0,07	0,01	0,03

Las principales causas de fallas que han incidido en los valores del FMIK en los años de estudio, corresponden a, falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro) (14,40%); seguido por falla por pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales (13,57%); y finalmente por trabajos en instalaciones, mantención o limpieza (9,13%).

Luego, para el TTIK Las principales causas de las fallas para la zona, son principalmente por falla de material, por fatiga de material o mala calidad (30,29%); seguido por elemento dañado, corrosión, trizadura, etc. (14,38%); y finalmente por trabajos en instalaciones, mantención o limpieza (11,51%).

Finalmente, los altos valores de ENS obedecen a, falla de material, por fatiga de material o mala calidad (38,01%); seguido por elemento dañado, corrosión, trizadura, etc. (10,50%); y finalmente por conector suelto o sucio (9,07%).

Adicionalmente, se presenta en la siguiente gráfica los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla y año en la zona de Antofagasta.

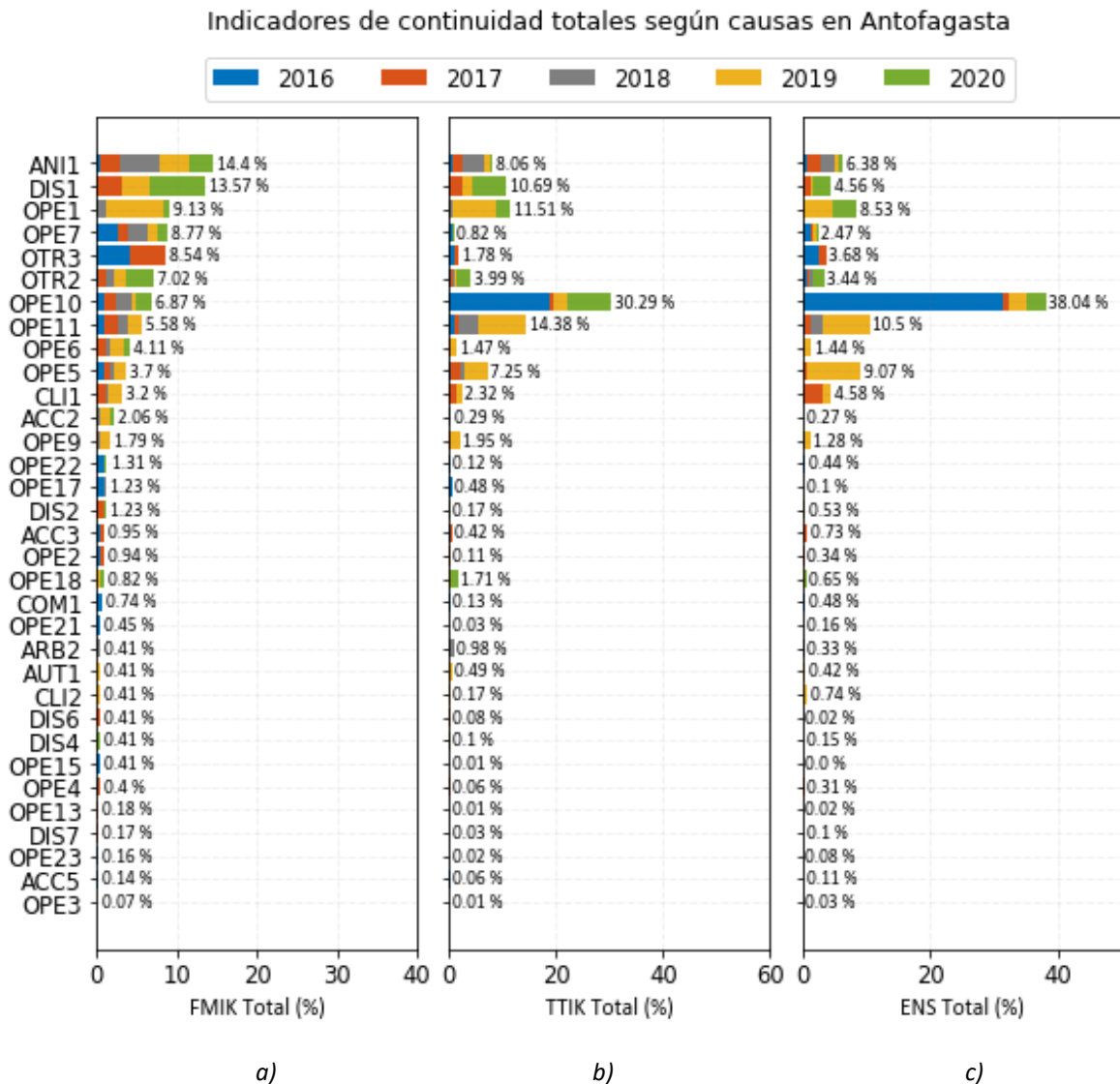


Figura 5-20: Porcentaje del total acumulado en Antofagasta de los índices de continuidad según causa de la falla; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

### 5.2.3.2 Índices de continuidad (georreferenciación)

Se presentan los índices de continuidad georreferenciados en la zona de Antofagasta entre los años 2016 y 2020.

Luego, se presentan los cinco puntos de control con mayores índices FMIK, TTIK y ENS promedio entre los años de estudios para la zona.

Tabla 5-13: Puntos de control con mayores índices FMIK, TTIK y ENS promedio entre 2016 y 2020 en Antofagasta.

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Antofagasta					Media
			2016	2017	2018	2019	2020	
FMIK	CGE	BA S/E MEJILLONES 23KV	5,0	7,0	4,0	0,0	1,0	3,4
	CGE	BA S/E LA PORTADA 110KV - BP	0,0	0,0	5,0	5,0	4,0	2,8
	MINERA MICHILLA	BA S/E EL LINCE 110KV	2,0	0,0	2,0	3,0	7,0	2,8
	CGE	BA S/E LA PORTADA 23KV - BP1	3,0	7,6	0,0	0,0	0,0	2,1
	CGE	BA S/E TAP OFF LA NEGRA 23KV - BP1	0,9	6,7	1,0	1,0	1,0	2,1
TTIK	MINERA ESCONDIDA	BA S/E COLOSO 220KV - BP1	154,7	0,0	0,0	0,0	0,0	31,0
	MINERA MERIDIAN	BA S/E EL PEÑÓN 66KV	0,1	18,0	6,3	58,0	19,7	20,4
	MINERA MICHILLA	BA S/E EL LINCE 110KV	7,7	0,0	11,7	18,8	47,0	17,0
	SAESA	BA S/E ARMAZONES 23KV	0,0	0,0	2,5	0,2	60,3	12,6
	MINERA ESCONDIDA	BA S/E LIXIVIACIÓN 69KV - BS	17,4	0,0	0,0	0,0	25,7	8,6
ENS	MINERA ESCONDIDA	BA S/E COLOSO 220KV - BP1	2058,0	0,0	0,0	0,0	3,8	412,4
	MINERA MERIDIAN	BA S/E EL PEÑÓN 66KV	1,3	182,5	70,7	621,6	208,9	217,0
	MINERA ESCONDIDA	BA S/E LIXIVIACIÓN 69KV - BS	622,4	0,0	0,0	0,0	297,8	184,0
	MINERA ESPERANZA	BA S/E ESPERANZA 220KV	146,5	270,0	0,0	0,0	0,0	83,3
	MINERA ESCONDIDA	BA S/E ESCONDIDA 220KV- BP1	19,3	6,6	0,0	293,6	0,0	63,9

#### a) FMIK

Los puntos de control con mayor promedio acumulado en el índice FMIK corresponden a Mejillones 23 kV, La Portada 110 kV BP, El Lince 110 kV, La Portada 23 kV y Tap Off La Negra 23 kV BP1.

El valor máximo en el período individualizado anteriormente se registró en La Portada 23 kV BP1 con 7,6 (veces/año) en el año 2017 y cuya principal causa se debe a fallas ocasionada por animales, roedores o pájaros, provocando cortocircuito monofásico en la línea 110 kV Esmeralda - La Portada, la cual no tiene redundancia de vínculo.

En el 2016 el mayor registro se alcanzó en Mejillones 23 kV con 5 (veces/año), las cuales fueron causadas por elemento dañados o error de personal.

En el año 2018 la S/E que presenta el mayor valor de FMIK corresponde a La Portada 110 kV con un total de 5 (veces/año), y cuyas causas van desde aperturas intempestiva del transformador N°3 110/23 kV con causa no identificada a cortocircuito provocado por contacto con animales en con



elemento de las instalaciones. En el 2019 en este mismo punto de control se registró el mismo índice en este caso y cuyas causas corresponden a corto circuitos provocados por animales u objetos llevado a las instalaciones o a la línea 110 kV Esmeralda - La Portada.

El año 2020 el punto de control de mayor registro corresponde a El Lince 110 kV, alcanzando las 7 (veces/año), provocadas por falla de material, fatiga o mala calidad, y por pérdida de aislación debido a fenómeno ambientales, afectando la línea 110 kV Mejillones – El Lince, registrándose incluso la caída de una de las fases.

En la siguiente figura se presenta el índice FMIK en los puntos de control en la zona de Antofagasta, mostrando la evolución anual de este índice en los años de estudios, representando una mejora generalizada entre el 2016 y 2018, sin embargo, a partir del 2019 los índices presentan un aumento general del índices, con casos a destacar, como es el punto de control de Monturaqui 69 kV que no se encuentra en tabla debido a sus bajos índices en los otros años de estudios, alcanzado 6,0 (veces/año). Además, a partir de la misma figura se muestra una mejora sustancial el 2020 en la zona.

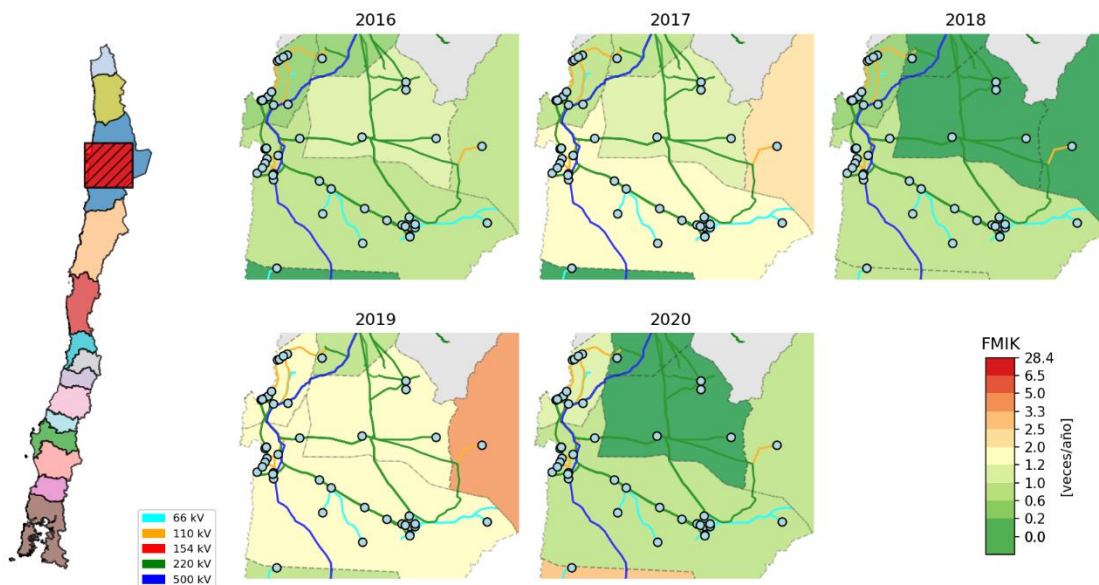


Figura 5-21: FMIK entre 2016 y 2020 georreferenciados en la zona de Antofagasta.

b) TTIK

Los puntos de control con mayor promedio acumulado de TTIK corresponden a Coloso BP1 220 kV, El Peñón 66 kV, El Lince 110 kV, Armazones 23 kV y Lixiviación 69 kV BS. Alcanzando un valor máximo de 154,7 (horas/año) en Coloso BP1 220 kV en el año 2016, seguida de 18,0; 11,7; 58,0, y 60,3 (horas/año) en El Peñón 66 kV, El Lince 66 kV, El Peñón 66 kV y Armazones 23 kV los años 2017, 2018, 2019 y 2020, respectivamente.

El año 2016 se interrumpió el suministro en Coloso BP1 220 kV debido a la falla de la línea 1x22 kV O’Higgins – Coloso, por fatiga de material, la que demoró 154,3 horas en restituir servicio.

En El Peñón 66 kV la principal causa del tiempo en que se mantiene interrumpido el suministro en los años el 2017 y 2019 es la falla de la línea 1x66 kV Tap Off Palestina - El Peñón, línea sin redundancia de vínculo de transmisión. En particular, el año 2019, la línea falló por dos razones: fatiga de material inducida por vibraciones producidas por el viento, demorando 33,2 horas el restablecimiento del servicio; y por la desconexión del transformador 66/6.6 kV en S/E El Peñón, debida a recalentamiento por conector suelto, tomó 24,7 horas en ser repuesto el servicio.

El tiempo de interrupción del punto de control El Lince 110 kV el 2018 se debe principalmente a la falla de la línea, sin redundancia de vinculo, 1x110 kV Mejillones – El Lince, por falla en sus aisladores y tomando 11,11 horas en restituir su servicio.

En el 2020 se destaca un descenso generalizado en la zona, pero con algunos aumentos particulares, representados por el punto de control de Armazones 23 kV, con falla de tiempos de restitución de 42,4 horas provocada por corete de conductor de fase afectando la línea 66 kV Paranal – Armazones.

En la siguiente figura se presenta el índice TTIK en los puntos de control en la zona de Antofagasta, mostrando la evolución anual, representado un descenso del índice entre el 2016 y 2018, con fluctuaciones al alza en el 2017. Posteriormente y como se mencionó, el año 2019 se registra un desmedro particular del TTIK afectando principalmente en El Peñón 66 kV y los puntos de Tap Off Estación de Bombeo N°2, 3 y 4, los cuales no aparecen en tabla debido a su bajo índices en los otros años, alcanzando aproximadamente las 28 (horas/años). Posteriormente el año 2020 representa un descenso generalizado del TTIK, pero con una alta fluctuación en puntos de control específicos, donde la principal alza es registrada en el punto de Armazones 23 kV, mencionado previamente en esta sección.

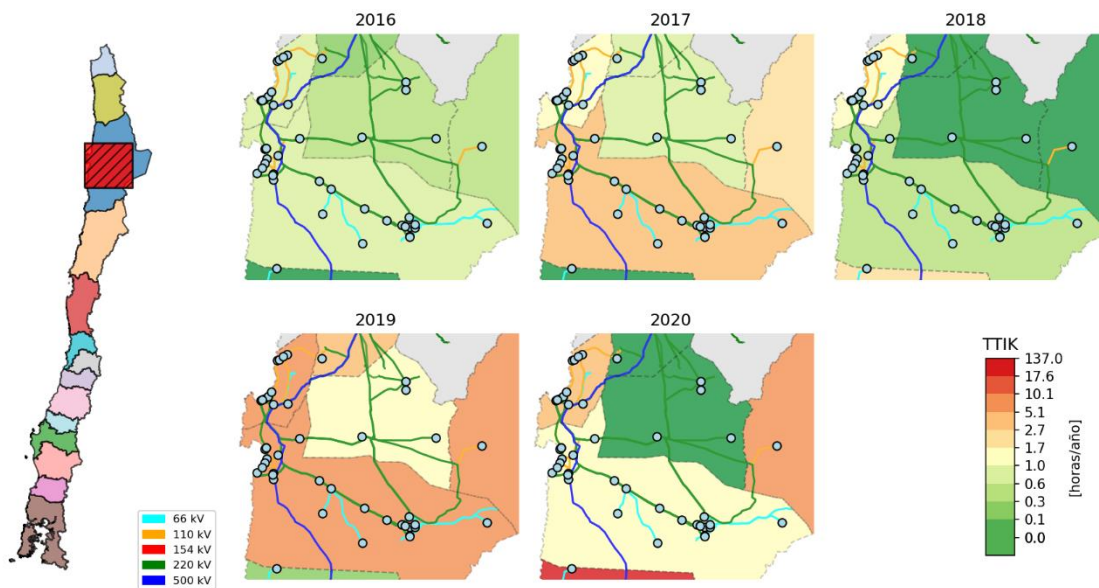


Figura 5-22 TTIK entre 2016 y 2020 presentados en el mapa de la zona de Antofagasta.

c) ENS

Los puntos de control con mayor promedio de ENS corresponden a Coloso 220 kV, El Peñón 66 kV, Lixiviación 69 kV BS, Esperanza 220 kV y Escondida 220 kV BP1, todos estos puntos asociados a clientes libres (Minera Escondida, Meridian y Codelco).

En el año 2016 el punto de control Coloso BP1 220 kV registra 2058,0 MWh de ENS a causa de la falla de la línea 1x220 kV O'Higgins – Coloso, la cual registra 155 horas de duración aproximadamente. Mientras que en la subestación Lixiviación BS 69 kV se registra 622,4 MWh de ENS y se debió principalmente a la falla en la barra de la subestación. Ambos puntos de control no poseen redundancia de vínculo de transmisión.

El 2017 el mayor registro se alcanzó en el punto Esperanza 220 kV con 270,0 MWh, alcanzados por las altas potencias manejadas en ese punto en una interrupción de 3,7 horas, causado por evento climático o catastrófico.

Para los años 2018 y 2019 El Peñón 66 kV registra los mayores valores de ENS, alcanzando 70,7 MWh, 621,6 y 208,9 MWh respectivamente, asociados principalmente a fallas de la línea 66 kV Tap off Palestina - El Peñón.

El 2020 el mayor registro se alcanzó en Lixiviación 69 kV BS con 297 MWh a causa de una única interrupción de 25,6 horas, debido a la desconexión del transformador 220/69/13,8 kV N°1 operando relé Buchholz durante trabajos programados.

En la siguiente figura se presenta la ENS en los puntos de control en la zona de Antofagasta, mostrando la evolución positiva hasta el año 2018, aumentando abruptamente los años 2019 por aumentos en puntos específicos ya mencionados. Posteriormente, el 2020 se encuentra marcado por una nueva mejora paulatina, con excepción de la Lixiviación 69 kV afectado por una única interrupción.

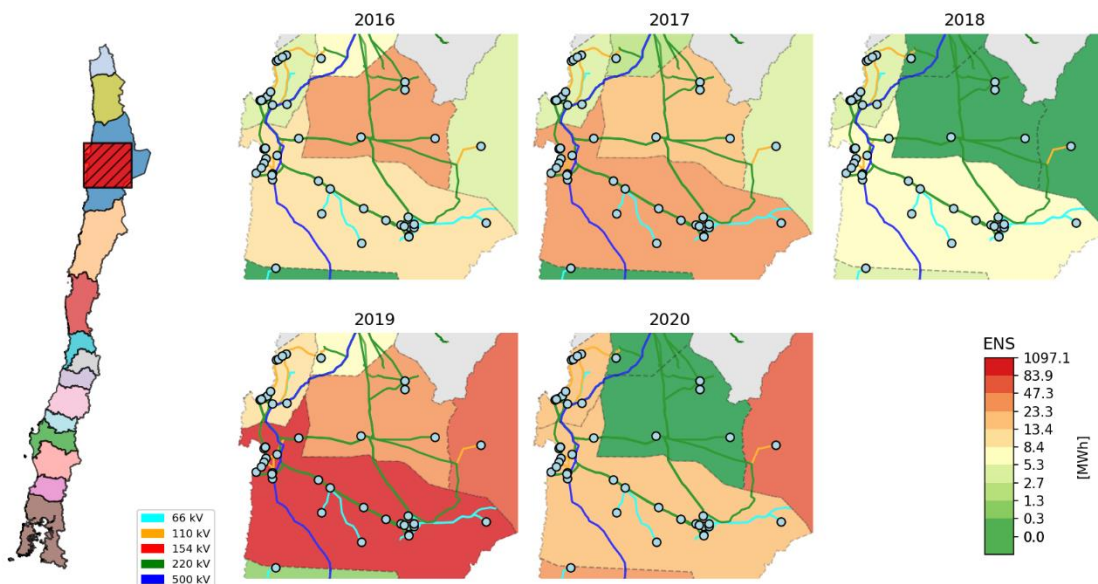


Figura 5-23: ENS entre 2016 y 2020 georreferenciados en la zona de Antofagasta.

### 5.2.3.3 Inversiones en transmisión

Las principales obras de transmisión que han entrado en operación en la zona de Antofagasta entre el 2018 y 2020 se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 5-14: Proyectos de transmisión en operación en la zona de Antofagasta.

N	Empresa	Nombre Proyecto	ST	Nivel de tensión [kV]	Fecha Real de EO	Origen	N° Decreto	Año Decreto
1	Engie Energía Chile S.A.	Seccionador de Barra S/E Antofagasta 110 kV	STZ	110	20-ago-18			
2	Empresa Eléctrica Angamos S.A.	S/E Laberinto Paño J09	STN	220	08-nov-18	Decreto	373	2016
3	Aes Gener S.A.	S/E Laberinto Paño J02	STN	220	08-nov-18	Decreto	373	2016
4	Transelec S.A.	Nva. Línea 2x500 kV 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Kimal, Bco. Autotransf. 2x750 MVA 500/220 kV en S/E Kimal, Bco. Autotransf. 750 MVA 500/220 kV en S/E Los Changos	STN	500	06-dic-19	Decreto	158	2015
5	Transelec S.A.	Nva. Línea 2x500 kV 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Kimal, Bco. Autotransf. 2x750 MVA 500/220 kV en S/E Kimal, Bco. Autotransf. 750 MVA 500/220 kV en S/E Los Changos	STN	500	06-dic-19	Decreto	158	2015
6	Enel Green Power Chile S.A.	Conexión Definitiva Sierra Gorda, Línea 220kV El Arriero Sierra Gorda	STD	220	08-sept-20	DC		

DC = Declarada en construcción; EO = entrada en operación.

Las obras 1 al 3 no inciden directamente en los índices de continuidad. A partir de 4, las obras son a nivel de transmisión nacional, por lo que las obras 4 y 5 podrían haber influido positivamente de forma indirecta en la mejora de los índices a nivel general. Luego, la obra 6 corresponde su entrada en operación el año 2020, porque su influencia se evaluará en estudios posteriores.

## 5.2.4 Copiapó

La zona de Copiapó corresponde a los puntos de control ubicados desde la S/E Paposo hasta la S/E Maitencillo.

### 5.2.4.1 Índices de continuidad (estadísticos)

Se presentan los resultados estadísticos para los índices de continuidad la zona de Copiapó entre los años 2016 y el 2020.

*Tabla 5-15: Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2016, 2017, 2018, 2019 y 2020 en la zona de Copiapó.*

Índice de continuidad	Año	Copiapó						
		Mínimo	Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo	Media	Desviación Estándar
FMIK	2016	0,0	0,0	0,0	2,0	10,5	1,5	2,6
	2017	0,0	1,9	3,0	5,0	14,0	3,6	3,1
	2018	0,0	0,0	0,0	1,2	11,0	1,4	2,6
	2019	0,0	0,0	0,0	1,0	6,6	0,7	1,2
	2020	0,0	0,0	0,0	1,0	6,0	0,9	1,4
TTIK	2016	0,0	0,0	0,0	4,6	40,2	3,9	8,4
	2017	0,0	2,1	5,3	7,8	460,3	31,5	92,2
	2018	0,0	0,0	0,0	1,8	51,0	3,0	8,8
	2019	0,0	0,0	0,0	6,0	31,6	3,4	6,2
	2020	0,0	0,0	0,0	2,4	22,4	3,0	6,2
ENS	2016	0,0	0,0	0,0	10,6	183,0	21,7	44,8
	2017	0,0	3,4	27,4	70,1	29371,1	824,1	4389,4
	2018	0,0	0,0	0,0	5,0	202,8	15,4	44,7
	2019	0,0	0,0	0,0	15,5	229,3	15,5	38,0
	2020	0,0	0,0	0,0	7,3	208,8	20,7	51,1

En la zona de Copiapó se registra un aumento en el valor medio del FMIK en el 2017 respecto del año 2016, pasando de 1,5 (veces/año) a 3,6 (veces/año). Luego, a partir de este último se registra una tendencia a la baja llegando a su menor valor el año 2019 con 0,7 (veces/año). Finalmente, el año 2020 se presenta una leve alza llegando a 0,9 (veces/año).

En el año 2017 se presentó un TTIK promedio de 31,5 (horas/año), representando el aumento abrupto con respecto al año 2016, donde se registró un valor medio de 3,9 (horas/año). El año 2017 se explica principalmente por eventos climatológicos y derivados, que afectaron principalmente el punto de control de Caserones 220kV con interrupciones prolongadas. A partir del 2017, los años consecutivos presentes en este estudio, el valor medio de esta índice ronda los 3,0 (horas/año), siendo este el menor valor alcanzado el año 2018 y 2020.

En el caso de la ENS nuevamente el mayor valor alcanzado corresponde al año 2017, alcanzando un valor de 824,4 (MWh/año), donde nuevamente el punto de control afectado es Caserones 220 kV. Posteriormente los valores disminuyen nuevamente alcanzando el año 2020 un valor de 20,7 (MWh/año), siendo este mayor de los últimos 3 años.

A continuación, se presentan el Diagrama BoxPlot para la zona de Copiapó de los índices de continuidad en los años comprendidos para este estudio.

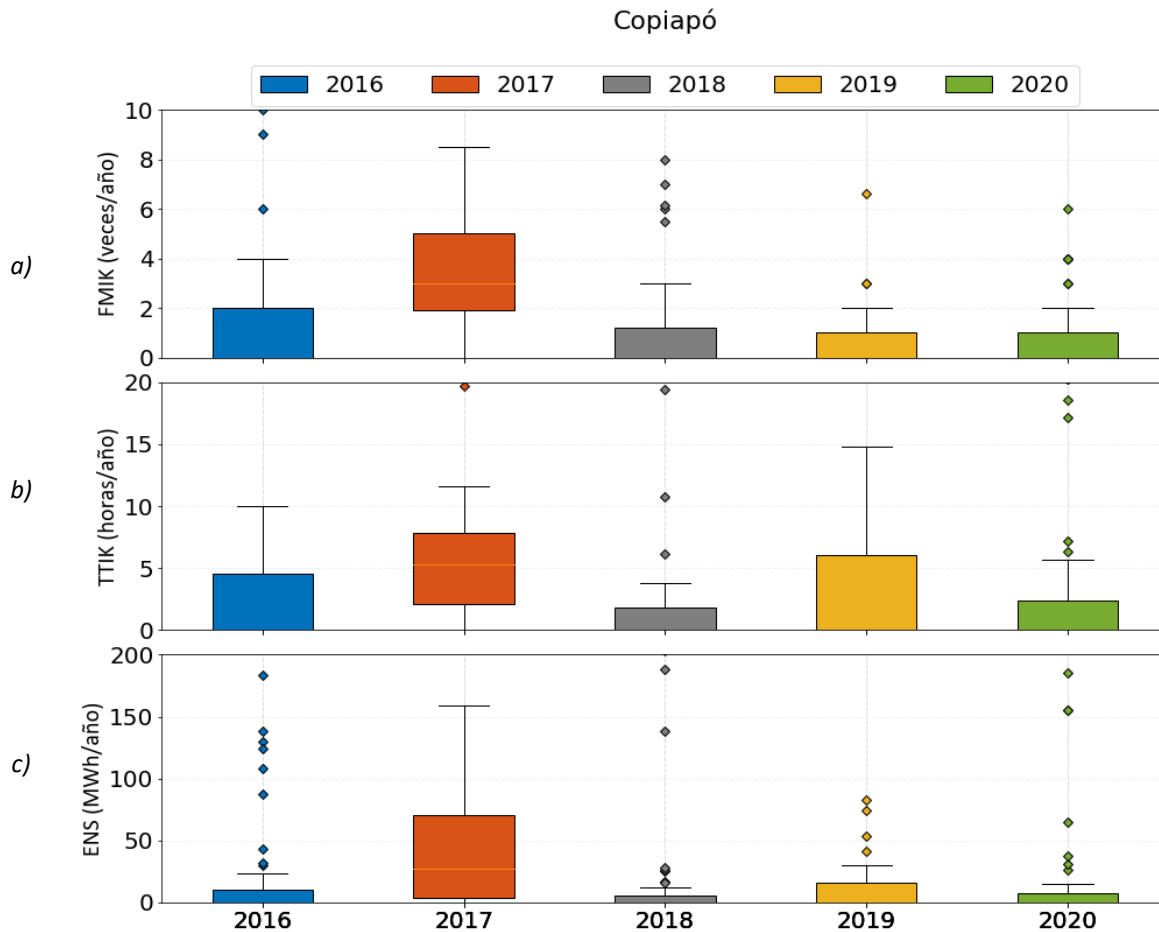


Figura 5-24 Diagrama BoxPlot de los índices de continuidad de Copiapó; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

Luego, se presentan los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla.

5-16: Porcentajes de los índices de continuidad del total acumulado según causa en Copiapó.

		<b>Copiapó</b>		
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
<b>ANI1</b>	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	19,4	2,53	0,64
<b>OPE17</b>	Falta de limpieza en aisladores o terminales	12,2	3,99	3,35
<b>OTR2</b>	Origen no determinado (trip de interruptor)	11,7	4,46	0,81
<b>DIS6</b>	Ruptura de capacidad dieléctrica	10,3	14,74	22,07
<b>OPE1</b>	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	7,31	3,66	0,86
<b>OTR3</b>	Otros	7,01	4,6	1,65
<b>OPE6</b>	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	5,1	0,96	0,12
<b>OPE11</b>	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	4,86	1,9	0,36



		Copiapó		
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
OPE10	Falla de material, por fatiga de material o mala calidad	3,64	3,28	0,93
OPE7	Error de personal u operador	2,65	0,09	0,07
CLI1	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	2,55	48,2	65,89
OPE13	Maquinaria de trabajo pesado	1,98	2,49	0,59
DIS1	Pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales	1,94	3,03	0,46
OTR1	Súbito aumento de demanda	1,42	0,03	0
OPE15	Desconexión debido a puesta en servicio de equipos o instalaciones nuevas	1,34	0,86	0,41
INC1	Incendio bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado, ej. quema de pastizal)	1,13	1,67	0,74
CLI2	Objeto llevado por el viento hacia los conductores	0,85	0,39	0,06
VAN1	Objeto, alambre o cadena lanzada	0,85	0,37	0,06
OPE18	Violación de distancia eléctrica	0,57	0,24	0,06
VAN3	Robo conductor o equipo	0,57	0,47	0,18
OPE4	Alta presión hogar en unidad generadora	0,57	0,01	0
AUT1	Desconexión debido a una emergencia, para evitar riesgos a personas o cosas	0,54	0,06	0,09
VAN2	Atentado/explosivos/sabotaje	0,4	0,84	0,29
OPE16	Fuga o degradamiento del dieléctrico (ej. sf6, aceite, etc.)	0,28	0,12	0
OPE19	Explosión de equipos	0,28	0,69	0,02
OPE21	Error en conexionado	0,28	0,01	0
OPE9	Pérdida de aislación debido a contaminación por actividades de terceros	0,28	0,28	0,3
ARB2	Caída de árbol sobre línea o instalación	0	0	0

Con respecto al FMIK las principales fallas que inciden corresponden principalmente a fallas ocasionadas por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro) (19,4%); seguido por fallas por falta de limpieza en aisladores o terminales (12,2%); y finalmente, por falla de origen no determinado (11,7%).

En el caso del TTIK, las causas que más elevan este índice son, fueron los eventos climáticos o catastróficos (48,2%); seguidas por la ruptura de la capacidad dieléctrica (14,74%); y finalmente las fallas de origen no determinado (4,46%).

La ENS se explica principalmente por eventos climáticos o catastróficos (65,89%); seguido por la ruptura de capacidad dieléctrica (22,07%); finalizando con la falta de limpieza en aisladores y terminales (3,35%).

A continuación, se presenta en la siguiente gráfica los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla y año en la zona Copiapó.

### Indicadores de continuidad totales según causas en Copiapó

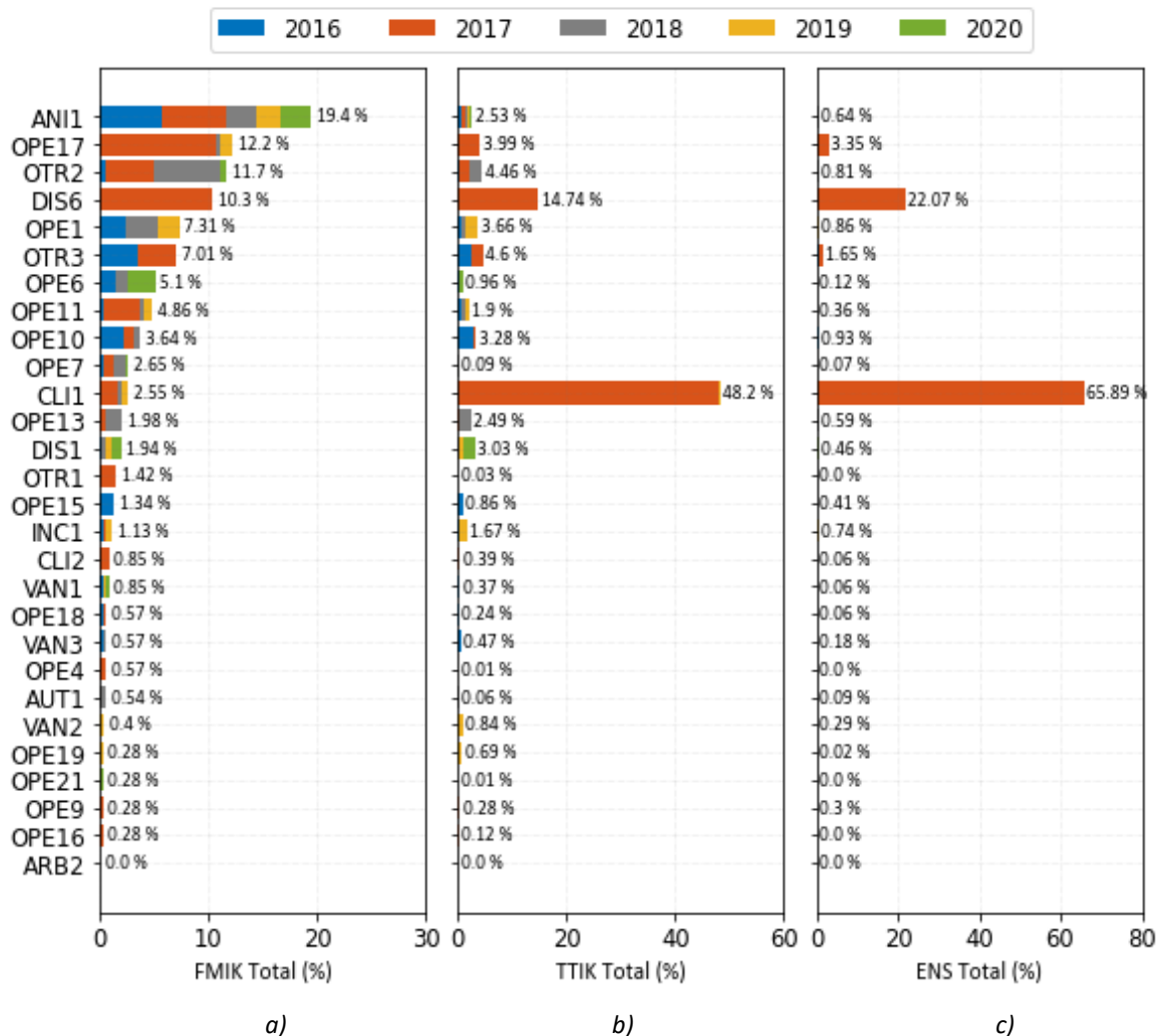


Figura 5-25: Porcentaje del total acumulado en Copiapó de los índices de continuidad según causa de la falla; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

#### 5.2.4.2 Índices de continuidad (georreferenciación)

Se presentan los índices de continuidad georreferenciados en la zona de Copiapó entre los años 2016 y 2020.

Luego, se presentan los cinco puntos de control con mayores índices FMIK, TTIK y ENS promedio entre los años de estudios para la zona.

Tabla 5-17: Puntos de control con mayores índices FMIK, TTIK y ENS promedio entre 2016 y 2020 en Copiapó.

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Copiapó					Media
			2016	2017	2018	2019	2020	
FMIK	CGE	BA S/E TALTAL (CGE) 13.2KV	9,0	14,0	11,0	6,6	3,0	8,7
	CGE	BA S/E CHANARAL 13.8KV	10,0	8,5	6,0	1,0	4,0	5,9



Índice de continuidad	Empresa	Barra	Copiapó					Media
			2016	2017	2018	2019	2020	
	CGE	BA S/E EL SALADO 23KV	10,5	8,5	7,0	0,0	3,0	5,8
	CAP CMP	BA S/E PELLETS 110KV	2,0	8,4	6,1	1,0	1,0	3,7
	MINERA LAS CENIZAS	BA S/E LAS LUCES 110KV	3,0	8,0	3,0	0,3	1,0	3,1
TTIK	MINERA ATACAMA KOZAN	BA S/E ATACAMA KOZAN 110KV	4,6	460,3	0,0	0,0	0,0	93,0
	MINERA LUMINA COPPER	BA S/E CASERONES 220KV BARRA 1A	0,1	365,9	0,0	0,0	0,0	73,2
	MINERA LUMINA COPPER	BA S/E JORQUERA 220KV	0,0	241,4	0,0	0,0	0,0	48,3
	MINERA LUMINA COPPER	BA S/E CASERONES 220KV BARRA 1C	0,0	103,0	0,0	0,0	0,0	20,6
	ANGLO AMERICAN NORTE - MANTOVERDE	BA S/E DIEGO DE ALMAGRO 110KV B2	5,5	36,4	0,0	0,0	20,2	12,4
ENS	MINERA LUMINA COPPER	BA S/E CASERONES 220KV BARRA 1A	7,0	29371,1	0,0	0,0	0,0	5875,6
	MINERA LUMINA COPPER	BA S/E CASERONES 220KV BARRA 1C	0,0	3679,3	0,0	0,0	0,0	735,9
	MINERA ATACAMA KOZAN	BA S/E ATACAMA KOZAN 110KV	31,8	925,2	0,0	0,0	0,0	191,4
	ANGLO AMERICAN NORTE - MANTOVERDE	BA S/E DIEGO DE ALMAGRO 110KV B2	108,4	617,4	0,0	0,0	155,2	176,2
	MINERA LUMINA COPPER	BA S/E JORQUERA 220KV	0,0	720,8	0,0	0,0	0,0	144,2

#### a) FMIK

Los puntos de control con mayor promedio en el FMIK se encuentran en Taltal (CGE) 13,2 kV; Chañaral 13,8 kV; El Salado 23 kV; Pellets 110 kV y Las Luces 110 kV; los cuales no tienen redundancia de vínculo de transmisión. Además, Las Luces 110 kV y Taltal (CGE) 13,2 kV están conectados en serie en la línea 1x110 kV Diego de Almagro – Taltal. Chañaral 13.8 kV y El Salado 23 kV están conectados a la línea 1x110 kV Diego de Almagro – El Salado.

En el año 2017 Taltal (CGE) 13,2 kV registra el mayor valor de FMIK, en total 14 (veces/año), debido a fallas de la línea 1x110 kV Diego de Almagro – Taltal y a eventos de desconexión de los autotransformadores de la S/E Diego de Almagro, fallas que también afectaron al punto de control Las Luces 110 kV que tuvo 8 interrupciones. Luego, este punto el año 2018 también se alza con el máximo valor con 11 (veces/año) a causa de fallas en la línea 1x110 kV Las Luces – Taltal ante la presencia de aves carroñeras que ocasionan acortamiento de distancia eléctrica en dicha línea. Lo anterior se repite el año 2019 alcanzado 6,6 (veces/año), con fallas que afectan a la misma línea ocasionadas por animales en contacto con elementos de estas estructuras.

En el año 2016, El Salado 13.8 kV experimentó un índice de 10,5 (veces/año), principalmente debido a fallas de la línea Diego de Almagro – El Salado 110 kV.

EL 2020, el valor más alto corresponde a Chañaral 13,8 kV con 4 interrupciones, siendo este año uno similar al año 2019, con alzas leves y específicas. La causa principal para este punto corresponde a fallas en instalaciones de distribución operando la protección de sobrecorriente temporizada residual.

En la siguiente figura se presenta el índice FMIK en los puntos de control en la zona de Copiapó, se muestra la mejora y disminución de este índice de manera generalizada en los años de estudios hasta el 2020, con casos que presenta leves alzas y fluctuaciones entre el 2019 y 2020.

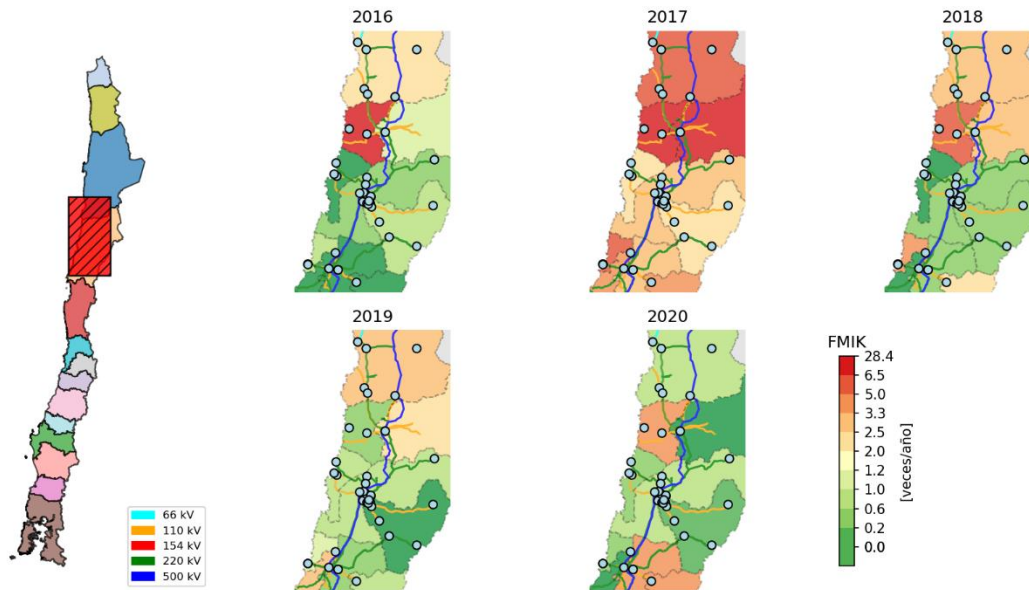


Figura 5-26: FMIK entre 2016 y 2020 georreferenciados en la zona de Copiapó.

#### b) TTIK

Los mayores valores medios de TTIK registraron en Atacama Kozan 110 kV, Caserones 220 kV 1A, Jorquera 220 kV, Caserones 220 kV 1C y Diego de Almagro 110 kV B2.

En términos generales se presenta una zona con muy bajos índices TTIK, destacando entonces el año 2017 como atípico con tiempos elevados de interrupción. Para este año en Atacama 110 kV se alcanzaron 460,3 (horas/año), atribuibles principalmente a la apertura forzada de interruptor 52H13 por falla en instalaciones en la Minera Kozán atribuibles a eventos climáticos.

Además, en Caserones experimenta un alza en el valor del TTIK, alcanzando las 365,9 (horas/año) debido a las fallas de la línea 2x220 kV Maitencillo - Caserones a causa de fuertes nevazones en la zona que produjeron 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 2020, los registros de los puntos de control llegan a valor nulo, a excepción del punto de control Diego de Almagro 110 kV B2, donde se alcanzaron 20,2 (horas/años), atribuibles a la interrupción ante la operación de protección de sobrecorriente por falla en el Paño H6.

En la siguiente figura se presenta el índice TTIK en los puntos de control en la zona de Copiapó, mostrando una zona con valores de TTIK consistentes, con excepción de valores altamente atípicos el año 2017 y el alza particular mencionado en esta sección en el año 2020, siendo este último un año con más bajos índices de manera generalizada en la zona.

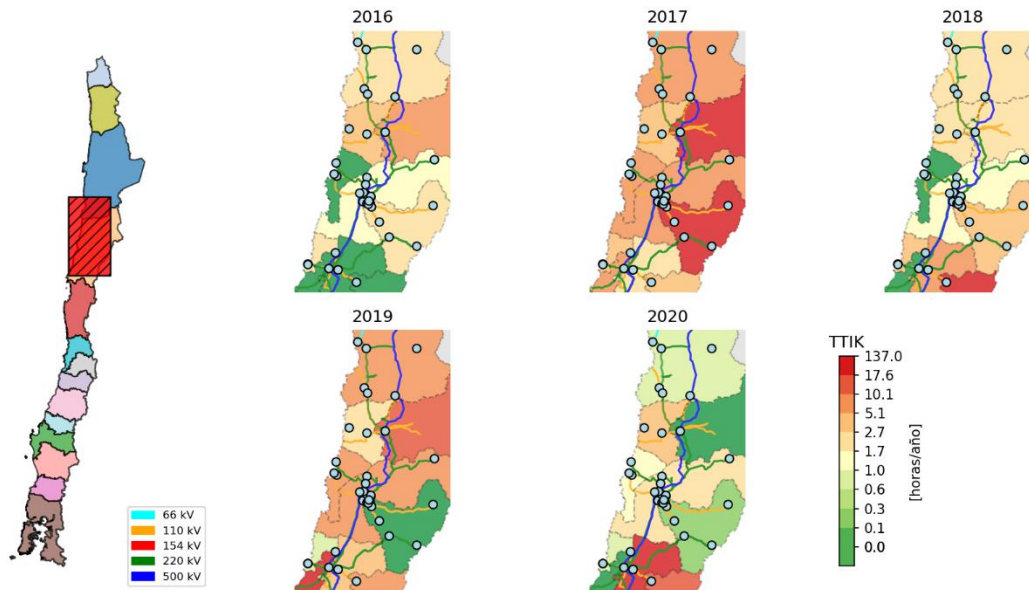


Figura 5-27 TTIK entre 2016 y 2020 presentados en el mapa de la zona de Copiapó.

### c) ENS

Los puntos de control con mayor promedio acumulado de ENS se encuentran en Caserones barras 1A, 1C 220 kV, Atacama Kozan 110 kV, Diego de Almagro 110 kV y Jorquera 220 kV.

En el año 2016 Diego de Almagro 110 kV registra 108,4 MWh de ENS a causa de falla en la misma subestación ante la ocurrencia de fuerte sismo en la zona.

En el año 2017 La barra 1A de Caserones 220 kV, registra el mayor valor de ENS con 29371,1 MWh, a causa de fallas de la línea de transmisión 2x220 kV Maitencillo – Caserones, 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.

Finalmente, el año 2020, el registro más alto de ENS en Diego Almagro 110 kV B2 con 155,2, atribuibles a la interrupción ante la operación de protección de sobrecorriente por falla en el Paño H6.

En la siguiente figura se presenta la ENS en los puntos de control en la zona de Copiapó, mostrando una zona en términos generales estables y consistentes en los años de estudios, con la excepción del año 2017 donde hubo aumentos abruptos y en puntos específicos de altos índices ya mencionados. Posteriormente, en el año 2020 una tendencia a la baja con respecto al 2019, con excepción de un punto especificado mencionado en esta sección.

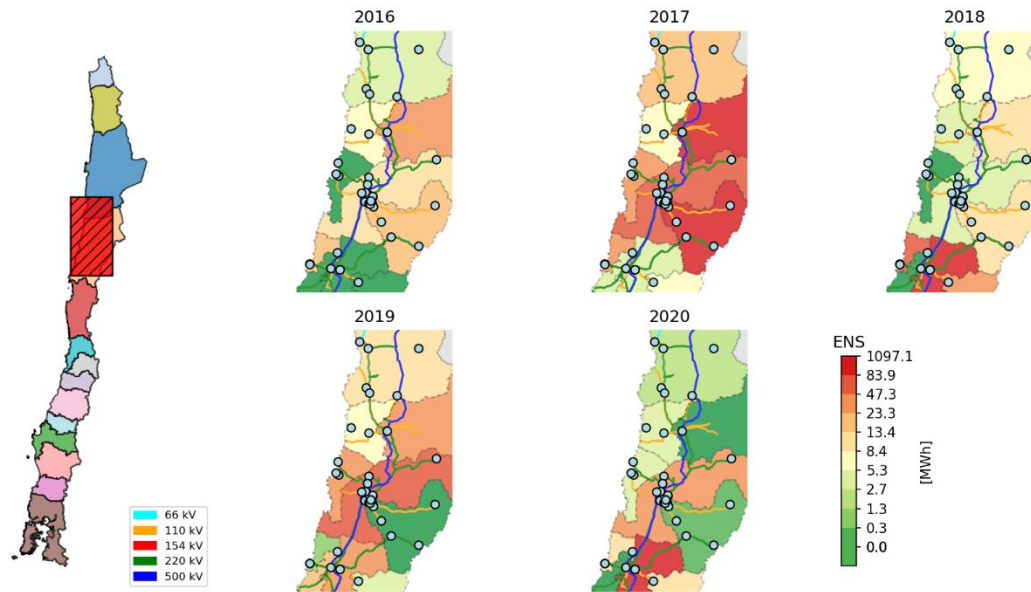


Figura 5-28: ENS entre 2016 y 2020 georreferenciados en la zona de Copiapó.

### 5.2.4.3 Inversiones en transmisión

Las principales obras de transmisión que han entrado en operación en la zona de Antofagasta entre el 2018 y 2020 se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 5-18: Proyectos de transmisión en operación en la zona de Copiapó.

N	Empresa	Nombre Proyecto	ST	Nivel de tensión [kV]	Fecha Real De EO	Origen	N° Decreto	Año Decreto
1	Eletrans S.A.	Seccionamiento del circuito N°1 Cardones - Diego de Almagro en S/E Carrera Pinto	STN		14-ago-18			
2	Transelec S.A.	Ampliación S/E Carrera Pinto 220 kV	STN	220	18-oct-18			
3	Diego de Almagro Transmisora de Energía S.A.	Subestación Seccionadora Nueva Diego de Almagro, Nueva Línea 2x220 kV entre S/E Nueva Diego de Almagro – Cumbre y Banco de Autotransformadores 1x750 MVA 500/220 Kv (Etapa 1)	STN	550/220	19-oct-18			
4	Celeo Redes Chile	Nueva línea 2x220 kV entre S/E Nueva Diego de Almagro – Cumbres y Banco de Autotransformadores 1x750 MVA 500/220 kV en Cumbre - Etapa 2	STN	220	16-ene-19	Decreto	2T	2016

DC = Declarada en construcción; EO = entrada en operación.

Las obras de ampliación en la zona de Copiapó pertenecen al sistema de transmisión nacional, por lo que afectan en forma indirecta a todos los puntos de control coincidiendo con la mejora del año 2017, año atípico de altos índices. Adicionalmente, el año 2020 no se registran nuevos ingresos en la zona.

### 5.2.5 Coquimbo

Corresponden a los puntos de control ubicados desde la S/E Algarrobo hasta S/E Casas Viejas.

#### 5.2.5.1 Índices de continuidad (estadísticos)

Se presentan los resultados estadísticos para los índices de continuidad la zona de Coquimbo entre los años 2016 y el 2020.

*Tabla 5-19: Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2016, 2017, 2018, 2019 y 2020 en la zona de Coquimbo.*

Índice de continuidad	Año	Coquimbo						Desviación Estándar
		Mínimo	Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo	Media	
FMIK	2016	0,0	0,0	1,4	2,6	8,0	1,9	2,2
	2017	0,0	0,0	1,0	3,0	11,9	1,8	2,4
	2018	0,0	0,0	0,0	1,0	7,0	1,0	1,8
	2019	0,0	0,7	1,9	2,9	8,0	1,9	1,6
	2020	0,0	0,0	1,0	2,0	8,0	1,8	2,0
TTIK	2016	0,0	0,0	0,6	3,7	29,7	2,9	5,5
	2017	0,0	0,0	0,4	2,7	48,4	3,7	8,6
	2018	0,0	0,0	0,0	0,9	15,1	1,3	2,9
	2019	0,0	0,5	1,2	2,6	20,1	2,1	3,5
	2020	0,0	0,0	0,6	3,9	26,0	3,0	5,0
ENS	2016	0,0	0,0	3,3	12,5	75,7	14,0	23,7
	2017	0,0	0,0	1,4	4,9	119,5	13,0	27,8
	2018	0,0	0,0	0,0	1,7	90,3	7,2	18,3
	2019	0,0	1,2	6,7	25,7	75,2	14,8	18,2
	2020	0,0	0,0	2,6	7,1	108,7	11,7	25,3

En la zona de Coquimbo se registra una disminución en el valor medio del FMIK desde el año 2016 en adelante, hasta el año 2018 pasando de 1,9 (veces/año) a 1,8 y 1,0 (veces/año) en los años 2017 y 2018 respectivamente. El año 2019 su valor medio alcanza 1,9 (veces/año), disminuyendo levemente el 2020 con 1,8 (veces/año).

Con respecto al TTIK el valor más alto registrado corresponde al 2017, alcanzando un valor medio de 3,7 (horas/año), afectado principalmente a las interrupciones en el punto de Los Vilos 220kV. Posteriormente este índice disminuye el año 2018 alcanzando su menor valor en los años de estudios registrando 1,3 (horas/año), aumentando con posterioridad paulatinamente hasta el año 2020 registrando un valor medio de 3,0 (horas/año), afectado principalmente debido a tiempos de interrupción en punto de El Espino 220 kV.

La ENS promedio más alto registrado corresponde al año 2019 con un valor 14,8 (MWh/año), registrándose una disminución en el año 2020 llegando a 11,7 (MWh/año). Anterior a ello, el año 2018 se registró el valor medio menor de ENS en los años de estudios con 7,2 (MWh/año).

A continuación, se presentan el Diagrama BoxPlot para la zona de Coquimbo de los índices de continuidad en los años comprendidos para este estudio.

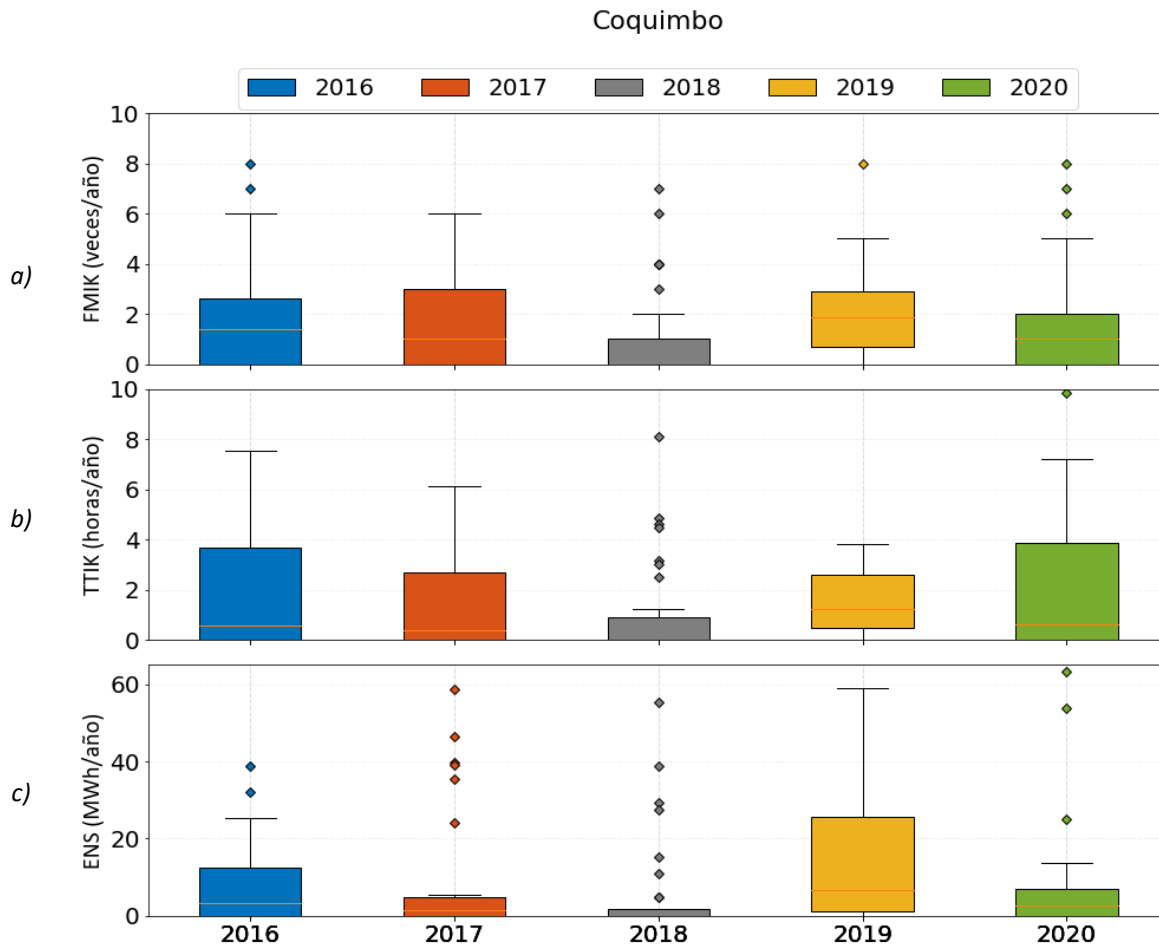


Figura 5-29: Diagrama BoxPlot de los índices de continuidad de Coquimbo; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

Luego, se presentan los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla.

5-20: Porcentajes de los índices de continuidad del total acumulado según causa en Coquimbo.

Coquimbo		FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
<b>OTR2</b>	Origen no determinado (trip de interruptor)	12,29	23,90	11,47
<b>ANI1</b>	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	12,04	4,24	3,80
<b>CLI1</b>	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	9,60	12,51	17,35
<b>OPE1</b>	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	9,33	7,43	7,10
<b>DIS1</b>	Pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales	8,30	7,19	4,48
<b>OPE11</b>	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	6,39	3,55	5,19
<b>OPE13</b>	Maquinaria de trabajo pesado	5,84	3,52	7,15
<b>OPE6</b>	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	4,46	2,28	4,68

Coquimbo					
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)	
<b>INC1</b>	Incendio bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado, ej. quema de pastizal)	4,33	2,18	4,33	
<b>OPE18</b>	Violación de distancia eléctrica	4,00	0,96	0,63	
<b>OPE10</b>	Falla de material, por fatiga de material o mala calidad	3,97	4,80	5,76	
<b>OPE7</b>	Error de personal u operador	3,38	1,37	0,39	
<b>OPE17</b>	Falta de limpieza en aisladores o terminales	3,02	0,83	0,93	
<b>OTR3</b>	Otros	2,86	14,73	8,26	
<b>OPE21</b>	Error en conexionado	2,46	6,04	9,05	
<b>OPE9</b>	Pérdida de aislación debido a contaminación por actividades de terceros	1,97	1,82	4,58	
<b>DIS6</b>	Ruptura de capacidad dieléctrica	1,69	0,77	0,95	
<b>OPE4</b>	Alta presión hogar en unidad generadora	1,23	0,12	0,04	
<b>CLI2</b>	Objeto llevado por el viento hacia los conductores	0,92	0,50	0,39	
<b>OPE23</b>	Desperfecto de fábrica	0,66	0,84	2,92	
<b>ARB2</b>	Caída de árbol sobre línea o instalación	0,62	0,05	0,05	
<b>ACC2</b>	Falla originada en terceros (accidentes, interferencias, rodado, deslizamiento de tierra, juegos, etc.)	0,62	0,36	0,51	

Las fallas más relevantes para el FMIK corresponden principalmente a las de origen no determinado (12,29%); seguida por las ocasionadas por animales, roedores o aves (12,04%); y finalmente por eventos climáticos o catastróficos (9,60%).

En el caso del TTIK las fallas que más inciden son las de origen no determinado (23,90%); seguidas por otros (14,73%); y finalmente por eventos climáticos o catastróficos (12,51%).

Para la ENS las causas más relevantes que afectan a este índice corresponden a, eventos climáticos o catastróficos (17,35%); seguidas por las de origen no determinado (11,47%); y finalizando por la falla de origen no determinado (11,47%).

A continuación, se presenta en la siguiente gráfica los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla y año en la zona de Coquimbo.



### Indicadores de continuidad totales según causas en Coquimbo

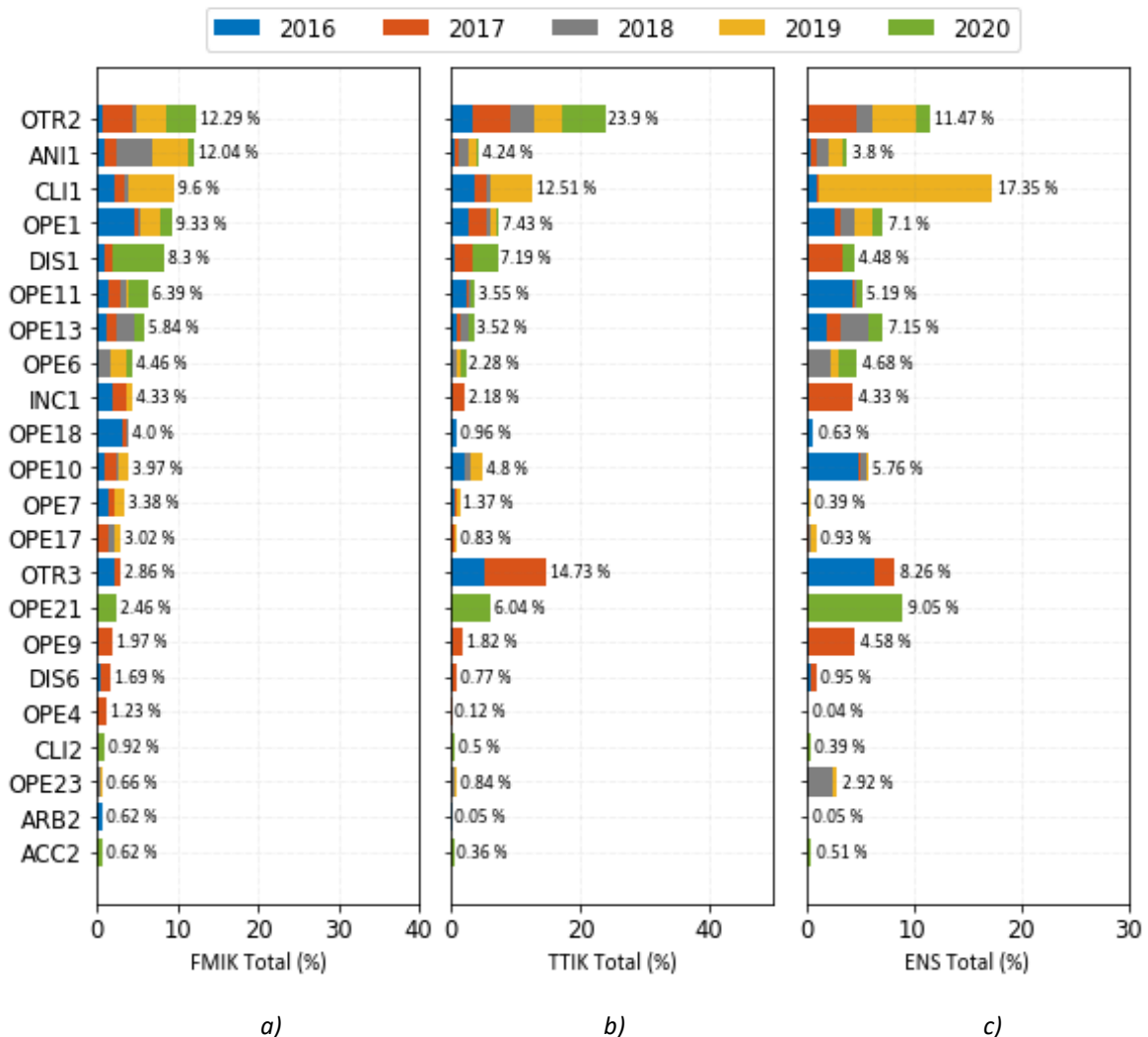


Figura 5-30: Porcentaje del total acumulado en Coquimbo de los índices de continuidad según causa de la falla; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

#### 5.2.5.2 Índices de continuidad (georreferenciación)

Se presentan los índices de continuidad georreferenciados en la zona de Coquimbo entre los años 2016 y 2020.

Luego, se presentan los cinco puntos de control con mayores índices FMIK, TTIK y ENS promedio entre los años de estudios para la zona.

Tabla 5-21: Puntos de control con mayores índices FMIK, TTIK y ENS promedio entre 2016 y 2020 en Coquimbo.

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Coquimbo					Media
			2016	2017	2018	2019	2020	
FMIK	CAP CMP	BA S/E ROMERAL (CMP) 110KV	6,0	5,0	7,0	5,0	8,0	6,2
	CGE	BA S/E MARQUESA 23KV	4,5	11,9	1,0	3,0	5,0	5,1



Índice de continuidad	Empresa	Barra	Coquimbo					Media
			2016	2017	2018	2019	2020	
	CGE	BA S/E EL SAUCE 13.2KV	4,0	3,0	1,0	8,0	7,0	4,6
	CGE	BA S/E INCAHUASI 23KV	7,0	4,8	6,0	2,0	3,0	4,6
	CEMIN	BA S/E DOS AMIGOS 23KV	6,0	4,0	4,0	2,0	1,0	3,4
TTIK	MINERA LOS PELAMBRES	BA S/E LOS VILOS 220KV SECCIÓN 2	7,6	48,4	0,0	20,1	4,3	16,1
	MINERA ZALDIVAR LTDA.	BA S/E MINERAL EL INIDIO 13.2KV	29,7	17,2	15,1	2,8	4,1	13,8
	CGE	BA S/E MARQUESA 23KV	5,3	10,4	4,9	2,7	10,3	6,7
	CGE	BA S/E INCAHUASI 23KV	15,0	2,3	3,2	0,5	7,2	5,6
	CGE	BA S/E EL SAUCE 13.2KV	0,6	0,4	0,0	10,7	14,4	5,2
ENS	CGE	BA S/E MARQUESA 23KV	72,0	119,5	55,4	25,1	108,7	76,1
	CAP CMP	BA S/E ROMERAL (CMP) 110KV	67,3	24,2	27,4	13,9	96,6	45,9
	MINERA LOS PELAMBRES	BA S/E LOS VILOS 220KV SECCIÓN 2	75,7	46,5	0,0	75,2	2,7	40,0
	CGE	BA S/E SAN JOAQUIN (TRANSNET) 13.2KV C1	69,7	0,0	90,3	35,7	4,4	40,0
	CGE	BA S/E PAN DE AZUCAR 13.2KV BP1	0,0	58,8	0,0	37,7	53,8	30,1

#### a) FMIK

Los puntos de control con mayor promedio acumulado del FMIK en los años de estudios se encuentran en Romeral (CMP) 110 kV; Marquesa 23 kV; El Sauce 13,2 kV; Incahuasi 23 kV y Dos Amigos 23 kV.

En el año 2016 el mayor registro de FMIK se encuentra en el punto Incahuasi 23 kV con 7 (veces/año), obedeciendo en su mayoría a la desconexión de la línea 110 kV Las Compañías - Maitencillo por diversas causas, atribuidas a la distancia eléctrica no respetada, contacto con de las estructuras con aves provocando descargas eléctricas o corte de conductor.

Para el año 2017 se registra un valor máximo de 11,9 (veces/año) en Marquesa 23 kV; seguida de y Romeral 110 kV que presentan 5 (veces/año). Cabe destacar que la subestación Marquesa 23 kV evidenció un alza de este indicador debido a fallas de la línea 1x66 kV Pan de Azúcar – Marquesa la cual no tiene redundancia de vínculo de transmisión, y a eventos asociados a fallas en centrales de generación.

En el año 2018 Romeral 110 kV registra el mayor valor de FMIK, en total 7,0 (veces/año), debido principalmente a fallas en la línea de transmisión 1x110 kV Maitencillo – Las Compañías, a causa de la contaminación producida por aves en mencionada línea; eventos provocados por maquinarias que ocasionan acortamiento de la distancia eléctrica que causan la falla de la línea.

En el año 2019 se alcanza un FMIK de 8,0 (veces/año) en El Sauce 13.2 kV, debido principalmente a falla de la línea Punitaqui – El Sauce 66 kV, originadas principalmente por fatiga de material; y en menor medida por apertura de interruptor sin causa determinada; aves en la zona e incendios cercanos a la línea.

En el año 2020 Romeral 110 kV registra el mayor valor equivalente a 8,0 (veces/año), en su mayoría afectando a la línea 110 kV Maitencillo – Las Compañías, principalmente por pérdida de aislación debido a fenómeno ambiental.

En la siguiente figura se presenta el índice FMIK en los puntos de control en la zona de Coquimbo, mostrando la evolución positiva con diversas fluctuaciones en la zona en algunos puntos particulares ya mencionados en esta sección.

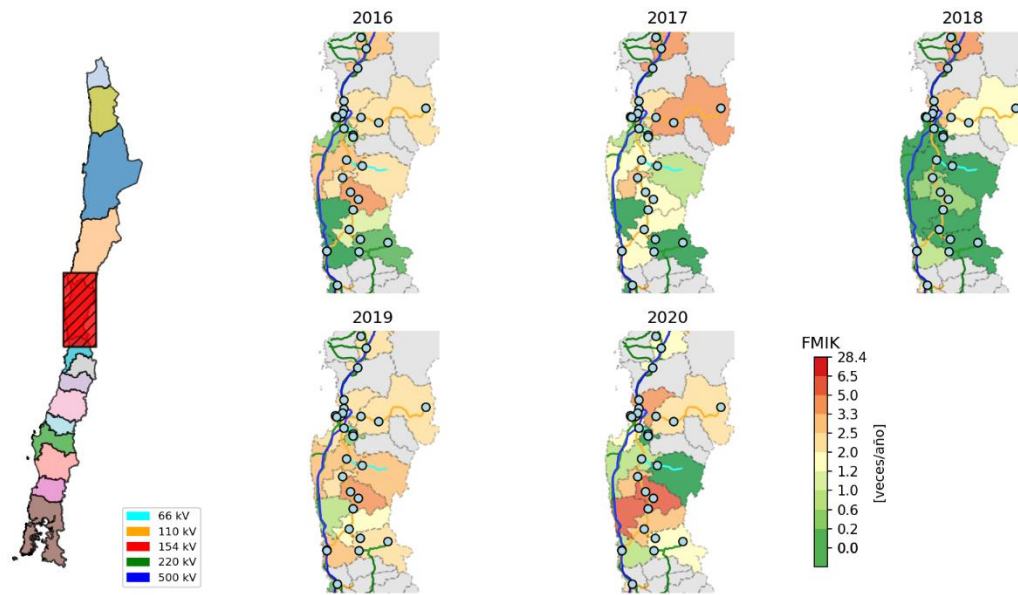


Figura 5-31: FMIK entre 2016 y 2020 georreferenciados en la zona de Coquimbo.

#### b) TTIK

Los puntos de control con mayor promedio en los índices TTIK se registran en Los Vilos Sección 2 220 kV; Mineral el Indio 13,2 kV; Marquesa 23 kV; Dos Amigos 23 kV, Incahuasi 23 kV y El Sauce 13,2 kV. El año 2016, Mineral el Indio 13,2 kV registra el valor máximo de 29,7 (horas/año), a causa de fallas en la línea 110 kV Vicuña – El Indio, la cual no tiene redundancia de vínculo de transmisión.

El año 2017, Los Vilos 220 totaliza 48,4 (horas/año) afectado por las siguientes fallas: falla del interruptor JT1 de la subestación, permaneciendo 44 horas sin suministro eléctrico; fallas de la línea Los Vilos - Nogales 220 kV; y una falla producida por la desconexión del transformador N°1 de 220/23 kV por una falla en los SSAA.

Además, 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.

El año 2018, Mineral el Indio 13,2 kV registra interrupciones de 15,1 (horas/año) también a causa de fallas en la línea 110 kV Vicuña – El Indio.

El año 2019, Los Vilos Sección 2 220 kV registra el máximo de 20,1 (horas/año) de TTIK, debidas principalmente a la falla, en dos oportunidades, del transformador N°1 220/23 kV de S/E Los Vilos y

a que se producen repetidas fallas en la línea 2x23 kV Los Vilos - Puerto Chungo a causa de aves electrocutadas.

En el 2020 el mayor registro se ubica en El Sauce 13,2 kV; atribuible principalmente a línea de media tensión cortada y a las faenas de reparación para el evento de aproximadamente 10 horas.

En la siguiente figura se presenta el índice TTIK en los puntos de control en la zona de Coquimbo, muestra la estabilidad general de este índice en los puntos de control, con las fluctuaciones particulares en los puntos específicos detallados en esta sección.

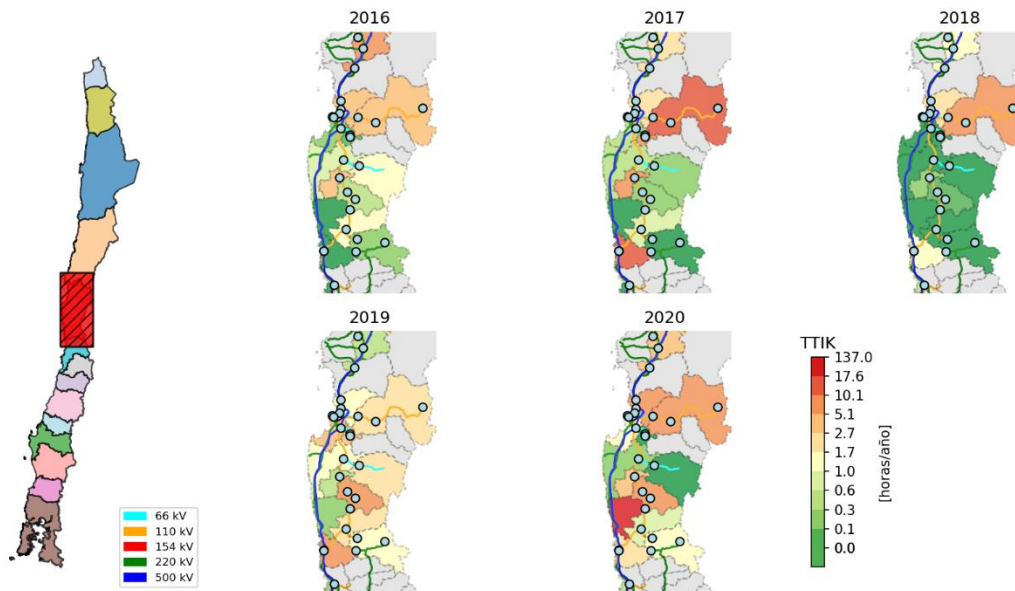


Figura 5-32 TTIK entre 2016 y 2020 presentados en el mapa de la zona de Coquimbo.

### c) ENS

Los puntos de control que presentaron los mayores valores promedios de ENS son La Marquesa 23 kV; Romeral 110 kV; Los Vilos Sección 2 220 kV; San Joaquín 13,2 C1 y Pan de Azúcar 13,2 kV BP1.

En el año 2017 el máximo valor de ENS registrado para esta zona corresponde a 119,5 MWh en Marquesa 23 kV, a causa de fallas en la línea de transmisión 1x66 kV Pan de Azúcar – Marquesa, la cual no tiene redundancia de vínculo de transmisión. Por esta misma causa se explican los valores de ENS en Marquesa 23 kV todos los años.

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 90,3 MWh y se registra en la San Joaquín C1 13.2 kV, a causa de falla en el transformador N°1 de la S/E por falla en el enrollado secundario de éste y ante fallas en redes de distribución que causan la operación de las protecciones de respaldo en la subestación.

El año 2016 y 2019, el valor máximo de ENS registrado corresponde a 75,7 y 75,2 MWh en Los Vilos 220 kV. En el 2016 se debió a desconexión solicitada por minera los Pelambres por trabajos de reparación por corte en línea 23 kV. Luego, en el 2019 la falla más relevante corresponde a la partura de protección diferencial de transformador N°1 220/23 kV.

En el 2020 las mayores pérdidas corresponden a 108,7 MWh en La Marquesa 23 kV y cuya interrupción más relevante corresponde a 61 MWh donde se realizó la apertura forzosa de la línea 66 kV Pan de Azúcar – Marquesa, debido al quemado de cruceta en la estructura N°90.

En la siguiente figura se presenta la ENS en los puntos de control en la zona de Coquimbo, mostrando la evolución año a año de este índice, mostrando una estabilidad generalizada del índice de continuidad con fluctuaciones puntuales de diferentes puntos de control.

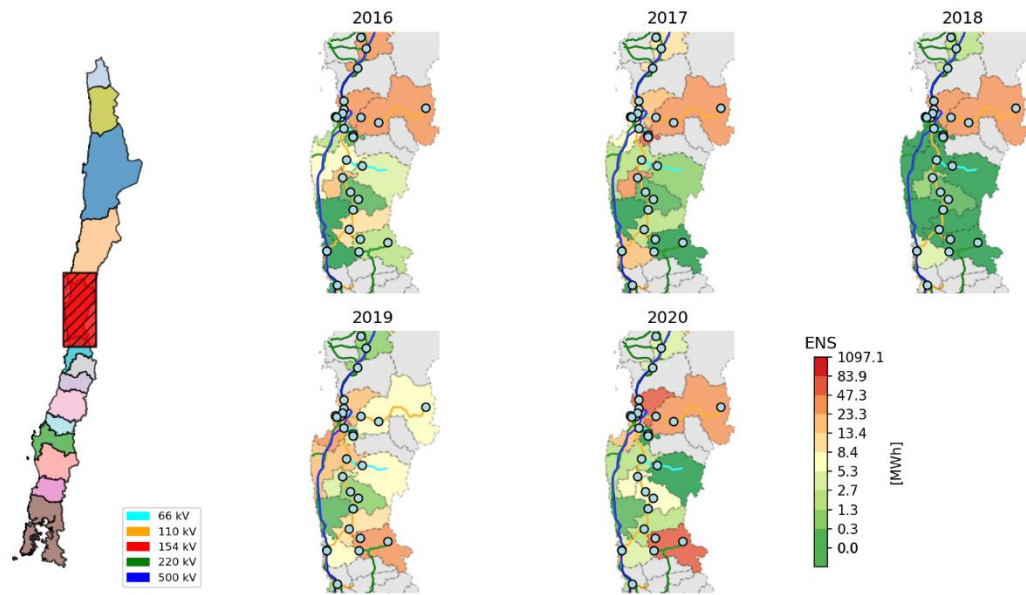


Figura 5-33: ENS entre 2016 y 2020 georreferenciados en la zona de Coquimbo.

### 5.2.5.3 Inversiones en transmisión

Las principales obras de transmisión que han entrado en operación en la zona de Coquimbo entre el 2018 y 2020 se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 5-22: Proyectos de transmisión en operación en la zona de Coquimbo.

N	Empresa	Nombre Proyecto	ST	Nivel de tensión [kV]	Fecha Real de EO	Origen	N° Decreto	Año Decreto
1	Transec S.A.	Nuevo Transformador en S/E Pan de Azúcar - Etapa 1	STZ	220/110	24-ene-19	Decreto	418	2017
2	EPM Transmisión Chile S.A.	Seccionamiento del primer circuito de la línea Pan de Azúcar – Las Palmas 2x220 kV en S/E La Cebada	STN	220	13-abr-19	Decreto	373	2016
3	CGE S.A.	Aumento de capacidad tramo de línea 1x110 kV Choapa - Illapel	STZ	110	07-ago-19	Decreto	418	2017
4	CGE S.A.	Ampliación en SE Combarbalá	STZ	66	24-jul-20	Decreto	418	2017
5	Transec S.A.	Nuevo Transformador en SE Pan de Azúcar - Etapa 2	STZ	220	02-ago-20	Decreto	418	2017
6	Don Goyo Transmisión S.A.	Seccionamiento del segundo circuito de la línea Pan de Azúcar – Las Palmas 2x220 kV en SE Don Goyo	STN	220	04-sept-20	Decreto	373	2016

N	Empresa	Nombre Proyecto	ST	Nivel de tensión [kV]	Fecha Real de EO	Origen	N° Decreto	Año Decreto
7	Interchile S.A.	Nuevo Banco de Autotransformadores 1x750 MVA 500/220 kV en SE Nueva Pan de Azúcar	STN	500/220	21-dic-20	Decreto	373	2016

DC = Declarada en construcción; EO = entrada en operación.

Tanto 1 como 2 se encuentran en un punto crítico para el año 2020, lo cual presume una incidencia positiva, sin embargo, en los niveles de media tensión se experimentó un alza algunos índices de continuidad. Luego a partir de 4 las obras entraron en operación el segundo semestre del 2020, evaluando su posible impacto en estudios posteriores.

## 5.2.6 Valparaíso

La zona de Valparaíso comprende los puntos de control ubicados en la zona costera de la Región de Valparaíso, entre las SSEE Marbella, San Pedro y Algarrobo Norte.

### 5.2.6.1 Índices de continuidad (estadísticos)

Se presentan los resultados estadísticos para los índices de continuidad la zona de Valparaíso entre los años 2016 y el 2020.

*Tabla 5-23: Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2016, 2017, 2018, 2019 y 2020 en la zona de Valparaíso.*

Índice de continuidad	Año	Valparaíso						
		Mínimo	Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo	Media	Desviación Estándar
<b>FMIK</b>	2016	0,0	0,0	0,0	1,4	4,0	0,8	1,2
	2017	0,0	0,0	1,0	4,0	11,0	2,1	2,6
	2018	0,0	0,0	0,0	1,0	3,0	0,4	0,7
	2019	0,0	0,1	1,0	2,4	6,0	1,5	1,7
	2020	0,0	0,0	0,3	0,7	3,0	0,4	0,6
<b>TTIK</b>	2016	0,0	0,0	0,0	0,5	5,4	0,8	1,5
	2017	0,0	0,0	0,3	1,6	4,8	1,1	1,5
	2018	0,0	0,0	0,0	0,3	5,6	0,5	1,2
	2019	0,0	0,1	0,4	1,0	53,0	3,1	8,9
	2020	0,0	0,0	0,1	0,4	3,1	0,4	0,7
<b>ENS</b>	2016	0,0	0,0	0,0	2,0	106,6	6,3	19,2
	2017	0,0	0,0	1,3	6,8	71,0	10,1	18,5
	2018	0,0	0,0	0,0	0,4	80,6	5,6	15,9
	2019	0,0	0,5	2,0	4,5	1647,3	59,4	259,3
	2020	0,0	0,0	0,7	4,9	69,9	6,4	14,8

En la zona de Valparaíso se registró el FMIK medio más alto en el año 2017 logrando un 2,1 (veces/año). El valor más bajo corresponde a los años 2018 y 2020, registrando un índice de 0,4 (veces/año) ambos años.

En el caso del TTIK el valor medio máximo logrado corresponde al año 2019, llegando a 3,1 (horas/año), y corresponde a un alza abrupta puntual de la zona, influenciado por las interrupciones prolongadas en el punto de control de Sag 220 kV, Codelco Ventanas 1 HBP 1 y Cabildo 23 kV. Para el año 2020 el desciende abruptamente registrando un valor medio de 0,4 (horas/año), cercano a valores presentados previos al 2019 dentro de los años considerados en este estudio.

La ENS es reflejo de los tiempos prolongados de interrupción ya en los puntos ya mencionados, logrando su mayor valor el año 2019 con un valor medio de 59,4 (MWh/año), donde la principal participación corresponde al punto de Sag 220 kV. Nuevamente el 2020 se refleja un descenso considerable de la ENS logrando 6,4 (MWh/año), valor más cercano a lo presentado previo al 2019.

A continuación, se presentan el Diagrama BoxPlot para la zona de Valparaíso de los índices de continuidad en los años comprendidos para este estudio.

### Valparaíso

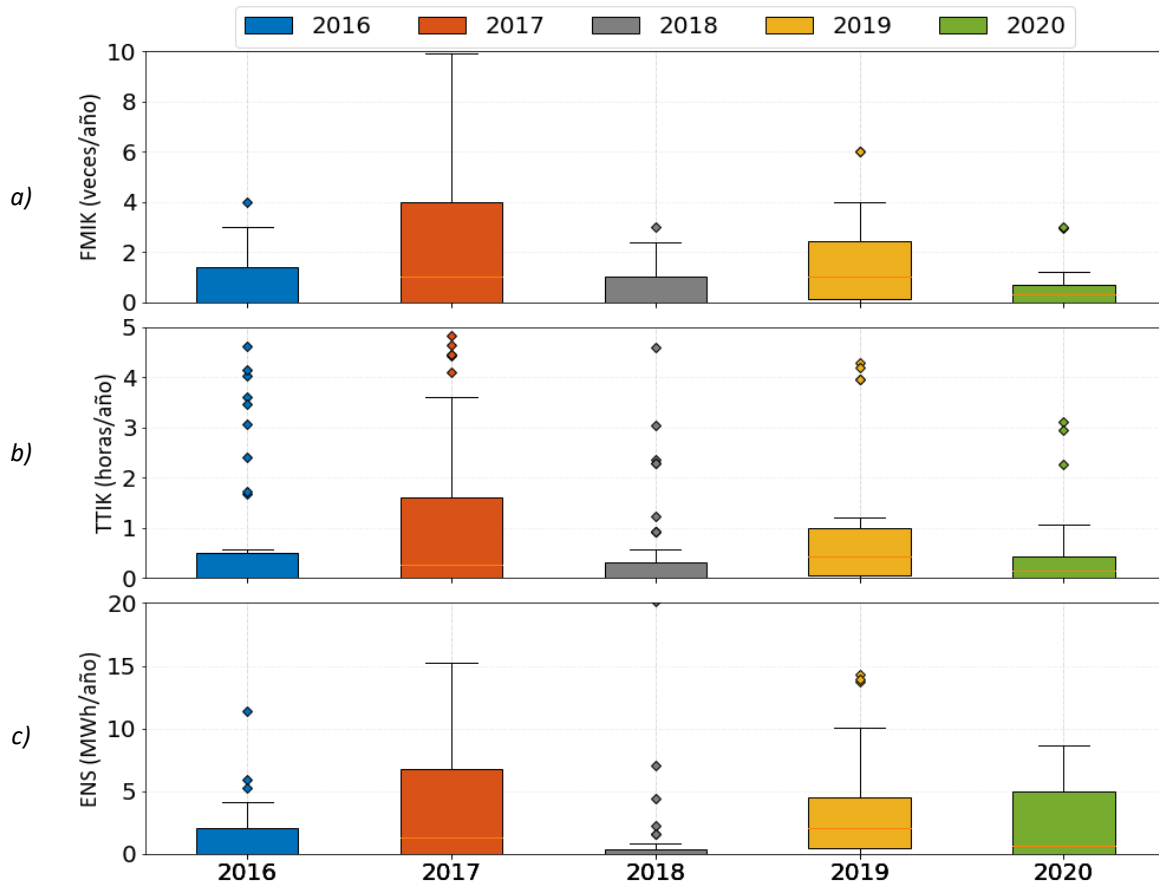


Figura 5-34 Diagrama BoxPlot de los índices de continuidad de Valparaíso; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

Luego, se presentan los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla.

5-24: Porcentajes de los índices de continuidad del total acumulado según causa en Valparaíso.

Valparaíso		FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
<b>INC1</b>	Incendio bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado, ej. quema de pastizal)	27,42	26,24	19,55
<b>OPE11</b>	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	13,61	3,85	1,63
<b>OPE7</b>	Error de personal u operador	8,81	2,21	1,16
<b>OPE1</b>	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	8,67	13,10	11,64
<b>CLI1</b>	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	7,24	5,75	2,02
<b>OTR2</b>	Origen no determinado (trip de interruptor)	6,56	8,33	11,31
<b>ANI1</b>	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	5,81	5,09	4,17
<b>OPE10</b>	Falla de material, por fatiga de material o mala calidad	4,55	2,26	0,43

		Valparaíso		
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
OPE4	Alta presión hogar en unidad generadora	4,16	0,33	0,05
ARB2	Caída de árbol sobre línea o instalación	3,49	1,31	0,06
OPE6	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	3,05	20,12	39,52
VAN1	Objeto, alambre o cadena lanzada	1,94	6,70	3,51
DIS2	Crecimiento de la demanda no evaluado	1,41	1,15	1,22
OPE21	Error en conexionado	1,16	0,32	0,15
ACC3	Choque de vehículo a poste	1,16	1,23	1,71
OPE5	Conector suelto o sucio	0,56	1,72	1,70
OTR3	Otros	0,39	0,29	0,16
OPE23	Desperfecto de fábrica	0,00	0,00	0,00

Las causas más relevantes que afectan el FMIK corresponden a, incendios bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado) (27,42%); seguido de elementos dañado, corrosión, trizadura, etc. (13,61%); y finalmente por erro de personal u operador (8,81%).

En el caso del TTIK, las causas más relevantes corresponden a, a incendios bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado) (26,24%); desconexión debido a falla en instalaciones de distribución (20,12%); y finalmente a trabajos en instalaciones, mantención o limpieza (13,10%).

La ENS, es principalmente afectada por, desconexión debido a falla en instalaciones de distribución (39,52%); incendios bajo la línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado) (19,55%); y finalmente a trabajos en instalaciones, mantención o limpieza (11,64%).

Adicionalmente, se presenta en la siguiente gráfica los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla y año en la zona de Valparaíso.



### Indicadores de continuidad totales según causas en Valparaíso

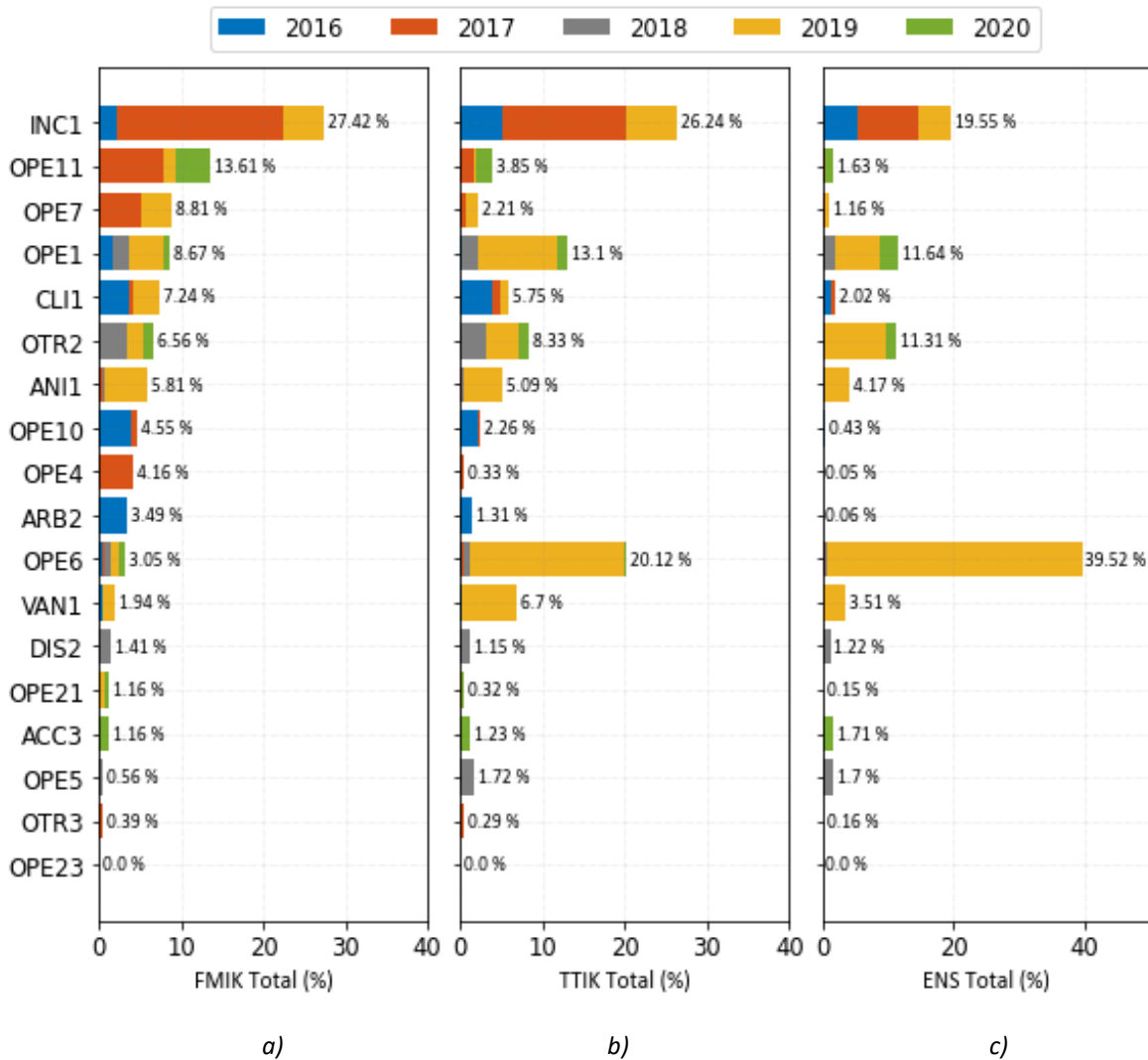


Figura 5-35: Porcentaje del total acumulado en Valparaíso de los índices de continuidad según causa de la falla; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

#### 5.2.6.2 Índices de continuidad (georreferenciación)

Se presentan los índices de continuidad georreferenciados en la zona de Valparaíso entre los años 2016 y 2020.

Luego, se presentan los cinco puntos de control con mayores índices FMIK, TTIK y ENS promedio entre los años de estudios para la zona.

Tabla 5-25: Puntos de control con mayores índices FMIK, TTIK y ENS promedio entre 2016 y 2020 en Valparaíso.

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Valparaíso					Media
			2016	2017	2018	2019	2020	
<b>FMIK</b>	CHILQUINTA	BA S/E CASABLANCA 12KV B1	2,0	11,0	0,0	4,0	0,2	<b>3,4</b>

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Valparaíso					Media
			2016	2017	2018	2019	2020	
	CHILQUINTA	BA S/E PLAYA ANCHA BARRA 12KV N°1	1,0	9,9	0,0	2,0	0,5	<b>2,7</b>
	LITORAL	BA S/E QUINTAY 12KV	<b>3,0</b>	3,0	<b>1,0</b>	<b>6,0</b>	0,0	<b>2,6</b>
	LITORAL	BA S/E LAS BALANDRAS 12KV	<b>3,0</b>	4,0	<b>1,0</b>	4,0	<b>1,0</b>	<b>2,6</b>
	CHILQUINTA	BA S/E QUINTAY 12KV	<b>3,0</b>	3,0	<b>1,0</b>	<b>6,0</b>	0,0	<b>2,6</b>
<b>TTIK</b>	CODELCO CHILE - DIVISIÓN ANDINA	BA S/E SAG 220KV B1	0,0	0,0	0,0	<b>53,0</b>	3,0	<b>11,2</b>
	CODELCO CHILE - DIVISIÓN VENTANAS	BA S/E CODELCO VENTANAS 1 HBP1	0,0	0,0	0,6	27,5	<b>3,1</b>	<b>6,2</b>
	CGE	BA S/E CABILDO 23KV BP1	0,0	0,1	0,0	20,4	0,0	<b>4,1</b>
	CHILQUINTA	BA S/E QUINTAY 12KV	<b>5,4</b>	<b>1,8</b>	<b>2,3</b>	10,4	0,0	<b>4,0</b>
	LITORAL	BA S/E QUINTAY 12KV	3,5	<b>1,8</b>	<b>2,3</b>	10,4	0,0	<b>3,6</b>
<b>ENS</b>	CODELCO CHILE - DIVISIÓN ANDINA	BA S/E SAG 220KV B1	0,0	0,0	0,0	<b>1647,3</b>	<b>69,9</b>	<b>343,4</b>
	CODELCO CHILE - DIVISIÓN VENTANAS	BA S/E CODELCO VENTANAS 1 HBP1	0,0	0,0	20,1	805,7	33,4	<b>171,8</b>
	CGE	BA S/E CABILDO 23KV BP1	0,0	1,0	0,0	167,6	0,0	<b>33,7</b>
	CHILQUINTA	BA S/E QUINTERO CBP1	0,0	0,0	<b>80,6</b>	14,3	66,3	<b>32,2</b>
	CHILQUINTA	BA S/E QUILPUE BARRA 12KV N° 3	<b>106,6</b>	<b>15,2</b>	0,0	4,5	4,9	<b>26,3</b>

a) FMIK

Los puntos de control con mayor promedio de FMIK corresponden a, Casablanca B1 12 kV, Playa Ancha 12 kV N°1, Quintay (Chilquinta) 12 kV, Las Balandras 12 kV y Quintay (Litoral) 12 kV.

Los mayores índices FMIK se registraron en Casablanca B1 12 kV presentando 11 (veces/año) en el 2017. Para el año 2017 las causas de estas interrupciones son 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 U2. Estas mismas causas afectaron los puntos de control y Balandras 12 kV que registraron 4 eventos de interrupciones de suministro.

En el año 2018, se aprecia una disminución en los valores máximos de la zona y en general todos los puntos de control de la tabla no tienen más de una interrupción durante el año. Sin embargo, el 2019, vuelven a aumentar las interrupciones en los puntos de control de la tabla, principalmente debido a cuatro fallas en la línea 2x66 kV Laguna Verde – Tap Algarrobo, las causas de estas fallas son, electrocución de aves que causan cortocircuitos; temporal de viento y lluvia en la zona; incendio y cortocircuitos a causa de lavado de aislación en S/E San Jerónimo.

En el 2020, los puntos de control no superan más de 1 interrupción, lo que implica un descenso generalizado del FMIK en la zona.

En la siguiente figura se presenta el índice FMIK en los puntos de control en la zona de Valparaíso, mostrando la evolución anual de este índice, donde el 2017 y el 2019 se experimentaron alzas significativas en los puntos mencionados en esta sección, y posteriormente, la mejora abrupta generalizada en la zona el 2020, con excepción del punto de Codelco Ventanas 1 HBP1 donde alcanza los 2,9 (veces/año), y cuya exclusión en tabla se debe a una media acumulada baja.

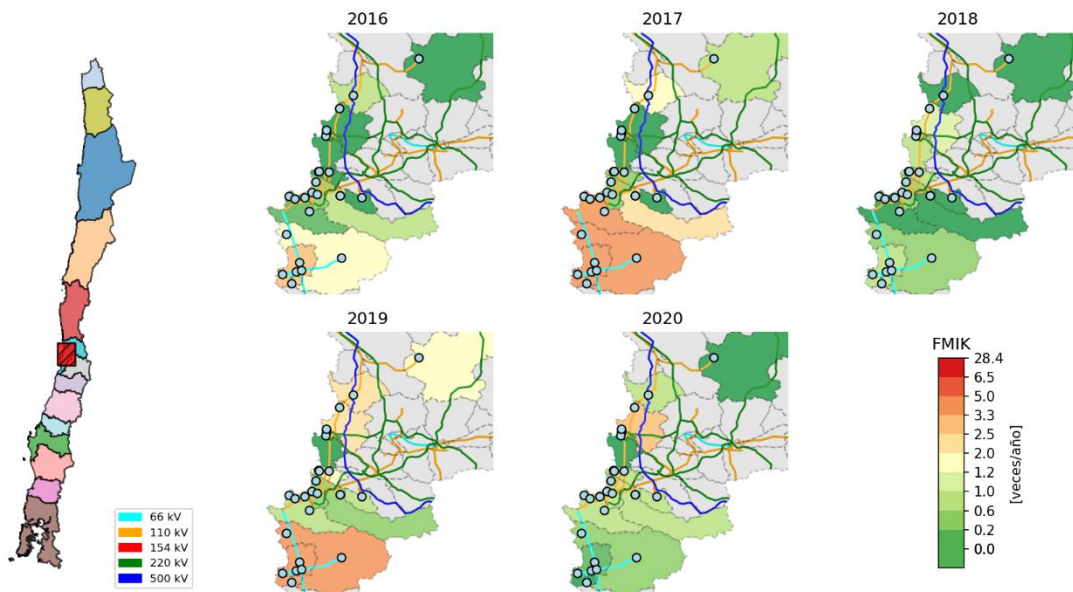


Figura 5-36: FMIK entre 2016 y 2020 georreferenciados en la zona de Valparaíso.

#### b) TTIK

Los puntos de control con mayor promedio de TTIK corresponden a SAG 220 kV B1, Codelco Ventana 1 HBP1, Cabildo 23 kV BP1 y Quintay 12 kV (Chilquinta y Litoral).

El valor máximo de tiempo de interrupción de suministro alcanzó 53,0 (horas/año) el año 2019 en SAG B1 220 kV, y se debe a la operación de protecciones debido a una falla en el sistema interno de 13,2 kV de Codelco. Mientras que las 10,4 horas de interrupción de suministro en Quintay 12 kV se deben principalmente a la realización de trabajos de mantenimiento entre Tap off Quinta y la S/E Quintay que requirieron la desconexión del tramo por 6,2 horas.

Los años 2016, 2017, 2018 y 2020 representan una reducción significativa del TTIK, lo cual se muestra en la siguiente figura se presenta el índice TTIK en los puntos de control en la zona de Valparaíso, mostrando su evolución anual entre los años que comprende este estudio.

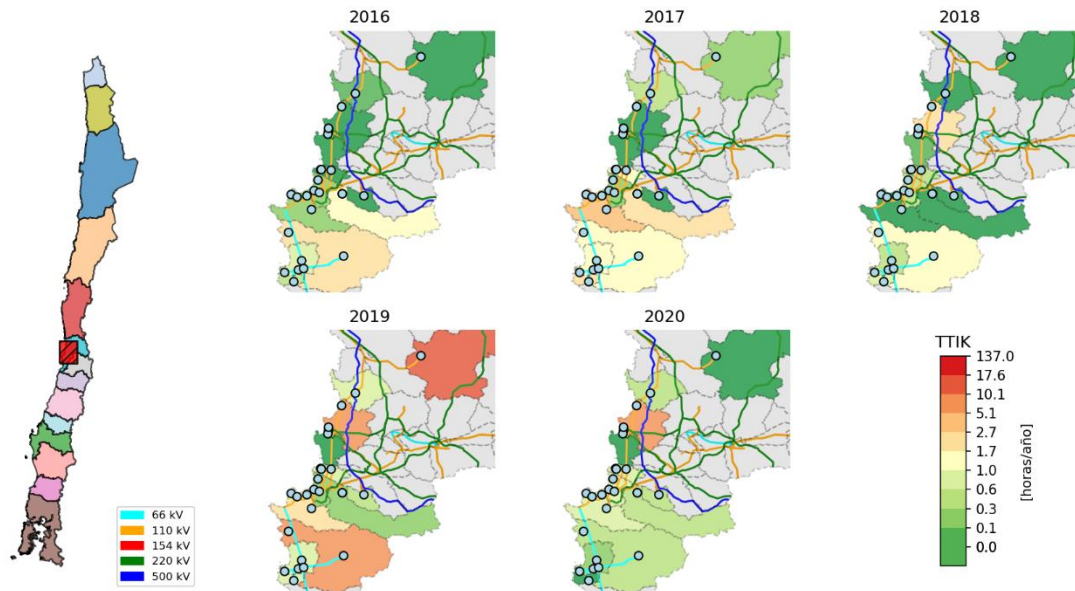


Figura 5-37 TTIK entre 2016 y 2020 presentados en el mapa de la zona de Valparaíso.

### c) ENS

Los puntos de control con mayor promedio acumulado en la ENS en son SAG 220 kV B1, Codelco Ventana 1 HBP1, Cabildo 23 kV BP1 y Quintero CPB1 y Quilpué 12kV N°3.

Como se mencionó, en el año 2019 se produjo la falla al interior de las instalaciones de la división Andina de Codelco que produjo 1647,3 MWh de ENS en el punto de control SAG B1 220 kV, siendo esta la más alta registrado en la zona en los años de estudios.

Otro punto afectado el 2019 es el punto de Codelco Ventana 1 HBP1 con 805,7 MWh, con 4 interrupciones que elevan este índice, siendo el más relevante la desconexión de la línea 110 kV Ventanas – San Pedro N°2, por fallas en instalaciones.

Además, en el 2019 el punto de control Cabildo BP1 23 kV registro 167,6 MWh de ENS cuya causa es la desconexión forzada de la línea 1x110 kV Quinquimo – Cabildo, debida a un acto vandálico ocurrido el 21 de octubre en el contexto de la protesta social del mismo año.

Luego, el año 2020 representa un año de descenso generalizado con respecto al año 2019 sin experimenta, afectando en menor medida principalmente los puntos de SAG B1 220 kV, Codelco Ventana 1 HBP1 con 69,9 y 33,4 MWh. En el primer caso debido a un cortocircuito monofásico en el circuito N°2 de la línea 2x220 kV Polpaico – Quilapilún. En el segundo la falla corresponde a la interrupción de la línea subterránea 110 kV Ventanas - Quintero en S/E Quintero, producida durante los trabajos.

Otro punto afectado el año 2020 corresponde a Quintero CBP1 con 66,3 MWh, principalmente ante la pérdida de aislación del pararrayos de la fase en la línea subterránea 110 kV Ventanas - Quintero, producida durante los trabajos de lavado aislación.

En la siguiente figura se presenta la ENS en los puntos de control en la zona de Valparaíso, mostrando la evolución y estabilidad general de este índice, con fluctuaciones al alza en puntos específicos mencionados en el año 2019 y en menor media el año 2020.

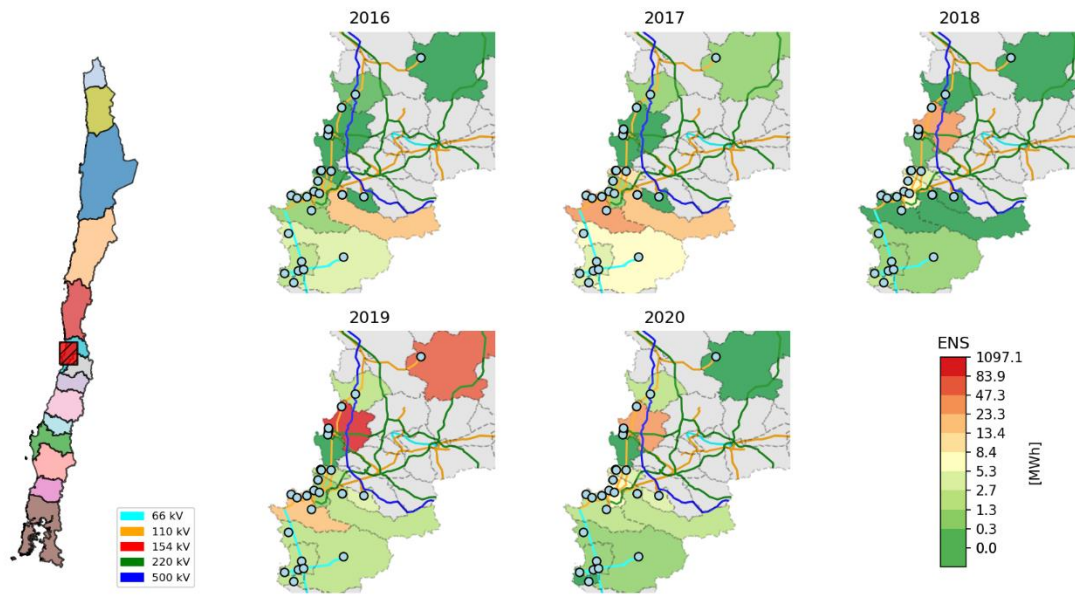


Figura 5-38: ENS entre 2016 y 2020 georreferenciados en la zona de Valparaíso.

### 5.2.6.3 Inversiones en transmisión

Las principales obras de transmisión que han entrado en operación en la zona de Valparaíso entre el 2018 y 2020 se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 5-26: Proyectos de transmisión en operación en la zona de Valparaíso.

N	Empresa	Nombre Proyecto	ST	Nivel de tensión [kV]	Fecha Real De EO	Origen	N° Decreto	Año Decreto
1	Transec S.A.	Autotransformador 220/110/13.8 kV 150MVA en S/E Quillota	STZ	220/110/13,8	21-feb-18			
2	Chilquinta Energía S.A.	Nuevo Transformador en S/E Las Vegas	STZ	110/23-12	29-ago-18			
3	Chilquinta Energía S.A.	Nueva línea 2x110 kV Tap Off Mayaca - Mayaca	STZ	110	19-nov-19	Decreto	418	2017
4	Chilquinta Energía S.A.	Normalización barra N° 2 110 kV en SE Concón	STZ	110	14-sept-20	DC		

DC = Declarada en construcción; EO = entrada en operación.

La obra 1, afecta en forma indirecta a los índices de continuidad de la zona. La obra 2 corresponde a la instalación de un segundo transformador 110/23-12kV de 30 MVA en S/E Las Vegas lo que aporta a la redundancia de vinculación a los puntos de control en las comunas Los Andes, San Felipe, Catemu y Panquehue. sin embargo, sus índices FMIK y TTIK aumentaron los años consecutivos esto

debido a que las instalaciones más fallan son líneas de transmisión y no transformadores en estas zonas. La obra 3, no incide directamente en ninguno punto de los puntos de control del presente estudio. La obra 4, se deberá evaluar en estudios posteriores al entran el año 2020 en operación.

## 5.2.7 Aconcagua

Comprende los puntos de control ubicados en la zona centro de la Región de Valparaíso, entre las SSEE San Pedro, Las Vegas y Aconcagua.

### 5.2.7.1 Índices de continuidad (estadísticos)

Se presentan los resultados estadísticos para los índices de continuidad la zona de Aconcagua entre los años 2016 y el 2020.

*Tabla 5-27: Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2016, 2017, 2018, 2019 y 2020 en la zona de Aconcagua.*

Índice de continuidad	Año	Aconcagua						
		Mínimo	Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo	Media	Desviación Estándar
FMIK	2016	0,0	0,0	1,0	3,7	11,0	2,1	2,7
	2017	0,0	0,0	0,0	2,3	10,0	1,5	2,5
	2018	0,0	0,0	0,0	1,1	6,0	0,8	1,3
	2019	0,0	0,0	0,0	2,0	9,0	1,4	2,2
	2020	0,0	0,0	1,0	2,1	7,0	1,5	1,7
TTIK	2016	0,0	0,0	2,1	6,1	136,3	9,5	24,2
	2017	0,0	0,0	0,0	1,4	71,1	3,6	12,2
	2018	0,0	0,0	0,0	1,2	27,2	1,8	4,8
	2019	0,0	0,0	0,0	5,3	41,1	4,3	8,6
	2020	0,0	0,0	0,7	2,3	21,3	2,3	4,1
ENS	2016	0,0	0,0	7,0	85,7	224,9	44,3	65,9
	2017	0,0	0,0	0,0	7,1	168,8	14,8	33,4
	2018	0,0	0,0	0,0	21,4	60,7	11,1	17,8
	2019	0,0	0,0	0,0	43,5	125,3	25,2	39,9
	2020	0,0	0,0	2,2	35,1	271,7	29,1	56,8

En la zona de Aconcagua se registra una disminución sostenida entre el 2016 y el 2018, pasando de valor medio del FMIK de 2,1 a 0,8 (veces/año) respectivamente. Sin embargo, el año 2019 se presenta alza que alcanza un valor medio de 1,4 (veces/año). Finalmente, el año 2020 el valor sufre mayores cambios aumentando levemente hasta llegar a 1,5 (veces/año).

Con respecto al TTIK el año 2016 se presentó el valor medio más alto, registrando un 9,5 (horas/año), mientras que en el 2017 y 2018 los valores medios presentaron una disminución en los valores alcanzando las 3,6 y 1,8 (horas/año) respectivamente. El 2019 se tiene un leve aumento para descender nuevamente el 2020 registrando un valor medio del índice TTIK de 2,3 (horas/año).

La ENS durante los años estudiados, posee un comportamiento fluctuante similar al TTIK con una disminución a partir del 2016 hasta el 2018, aumentado los años 2019 y 2020, alcanzando finalmente los 25,2 y 29,1 (MWh/año) respectivamente. Sin embargo, el valor más alto registrado corresponde al año 2016 con 44,3 (MWh/año) de valor medio.

A continuación, se presentan el Diagrama BoxPlot para la zona Aconcagua de los índices de continuidad en los años comprendidos para este estudio.



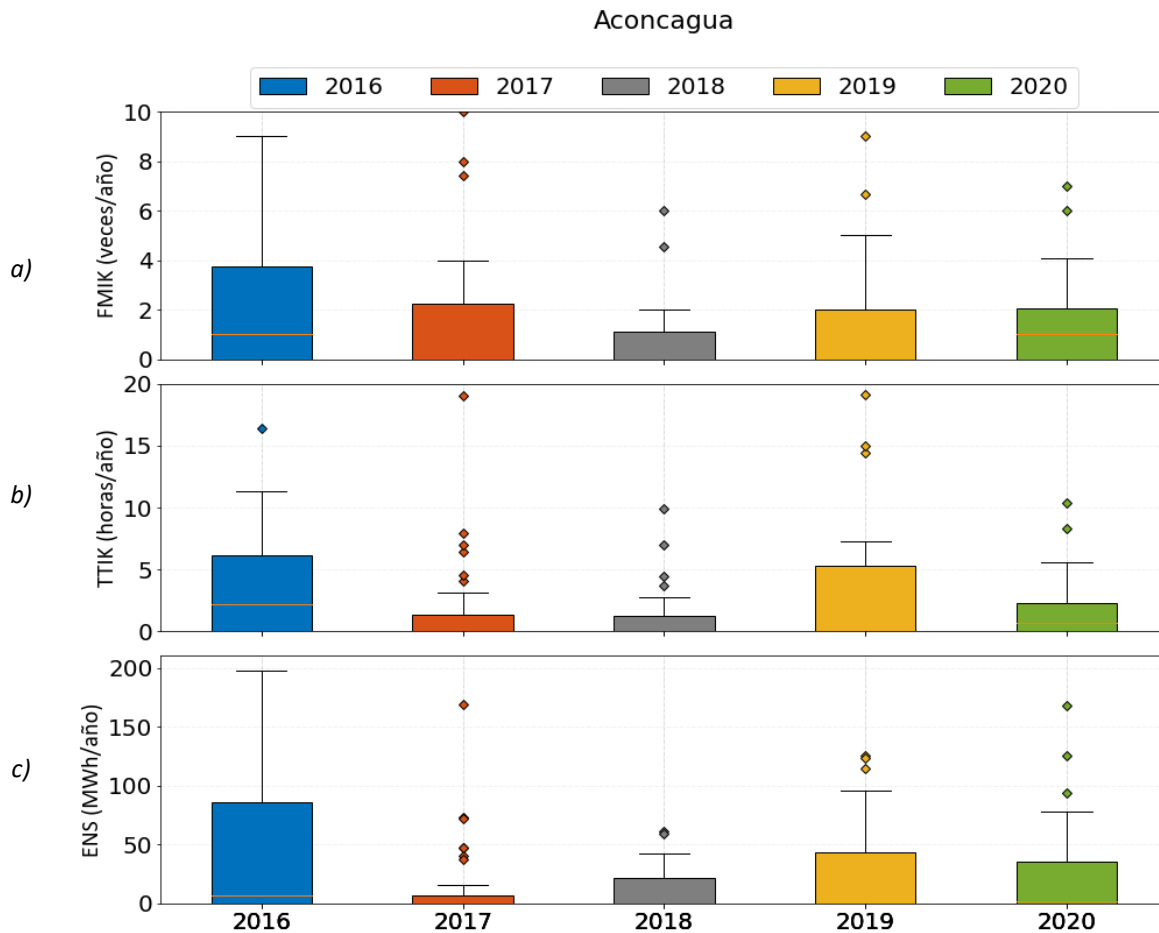


Figura 5-39 Diagrama BoxPlot de los índices de continuidad de Aconcagua; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

Luego, se presentan los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla.

5-28: Porcentajes de los índices de continuidad del total acumulado según causa en Aconcagua.

Aconcagua				
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
<b>ANI1</b>	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	12,28	6,14	3,63
<b>INC1</b>	Incendio bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado, ej. quema de pastizal)	10,60	8,85	16,55
<b>OTR2</b>	Origen no determinado (trip de interruptor)	9,51	11,37	10,07
<b>OTR3</b>	Otros	7,97	10,23	11,29
<b>OPE11</b>	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	7,58	4,21	7,01
<b>CLI1</b>	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	7,45	22,83	3,78
<b>OPE7</b>	Error de personal u operador	6,52	1,41	7,98
<b>OPE1</b>	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	4,60	7,64	3,72



Aconcagua					
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)	
OPE21	Error en conexionado	2,69	0,47	1,88	
DIS7	Temperatura fuera de límites	2,58	2,01	3,34	
OPE17	Falta de limpieza en aisladores o terminales	2,57	0,49	1,24	
ACC2	Falla originada en terceros (accidentes, interferencias, rodado, deslizamiento de tierra, juegos, etc.)	2,30	2,70	1,86	
DIS4	Activación sobre presión en transformador	2,30	1,11	0,63	
ARB2	Caída de árbol sobre línea o instalación	2,30	1,39	1,04	
OPE23	Desperfecto de fábrica	2,07	0,89	3,54	
DIS1	Pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales	1,92	1,84	4,01	
OPE6	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	1,92	1,05	0,47	
VAN3	Robo conductor o equipo	1,53	1,60	0,76	
VAN2	Atentado/explosivos/sabotaje	1,53	3,16	1,67	
OTR1	Súbito aumento de demanda	1,25	0,23	0,14	
ACC3	Choque de vehículo a poste	1,15	1,34	0,85	
OPE22	Error en programación	0,84	1,12	6,67	
OPE10	Falla de material, por fatiga de material o mala calidad	0,77	1,43	4,11	
OPE18	Violación de distancia eléctrica	0,77	0,93	0,61	
DIS6	Ruptura de capacidad dieléctrica	0,77	0,34	0,03	
CLI2	Objeto llevado por el viento hacia los conductores	0,77	0,13	0,01	
OPE9	Pérdida de aislación debido a contaminación por actividades de terceros	0,77	0,11	0,08	
VAN1	Objeto, alambre o cadena lanzada	0,77	1,66	1,01	
DIS2	Crecimiento de la demanda no evaluado	0,38	0,15	0,28	
OPE5	Conector suelto o sucio	0,38	0,06	0,33	
OPE13	Maquinaria de trabajo pesado	0,38	2,32	1,12	
OPE4	Alta presión hogar en unidad generadora	0,38	0,11	0,05	
OPE16	Fuga o degradamiento del dieléctrico (ej. sf6, aceite, etc.)	0,38	0,67	0,26	

Las causas más relevantes que afectan el FMIK corresponden a, falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro) (12,28%); seguido por incendio bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado, ej. quema de pastizal) (10,60%); y finalmente, origen no determinado (trip de interruptor) (9,51%).

En el caso del TTIK, las causas más relevantes corresponden a, eventos climáticos o catastróficos fuera del alcance de diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayo, etc.) (22,83%); seguido por fallas de origen no determinada (11,37%); finalizando por otras casusas (10,23%).

La ENS, es principalmente afectada por, incendio bajo una línea o en las proximidades (16,55%); seguido por otras casusas (11,29%); y finalmente por fallas de origen no determinado (10,07%).

Adicionalmente, se presenta en la siguiente gráfica los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla y año en la zona de Aconcagua.

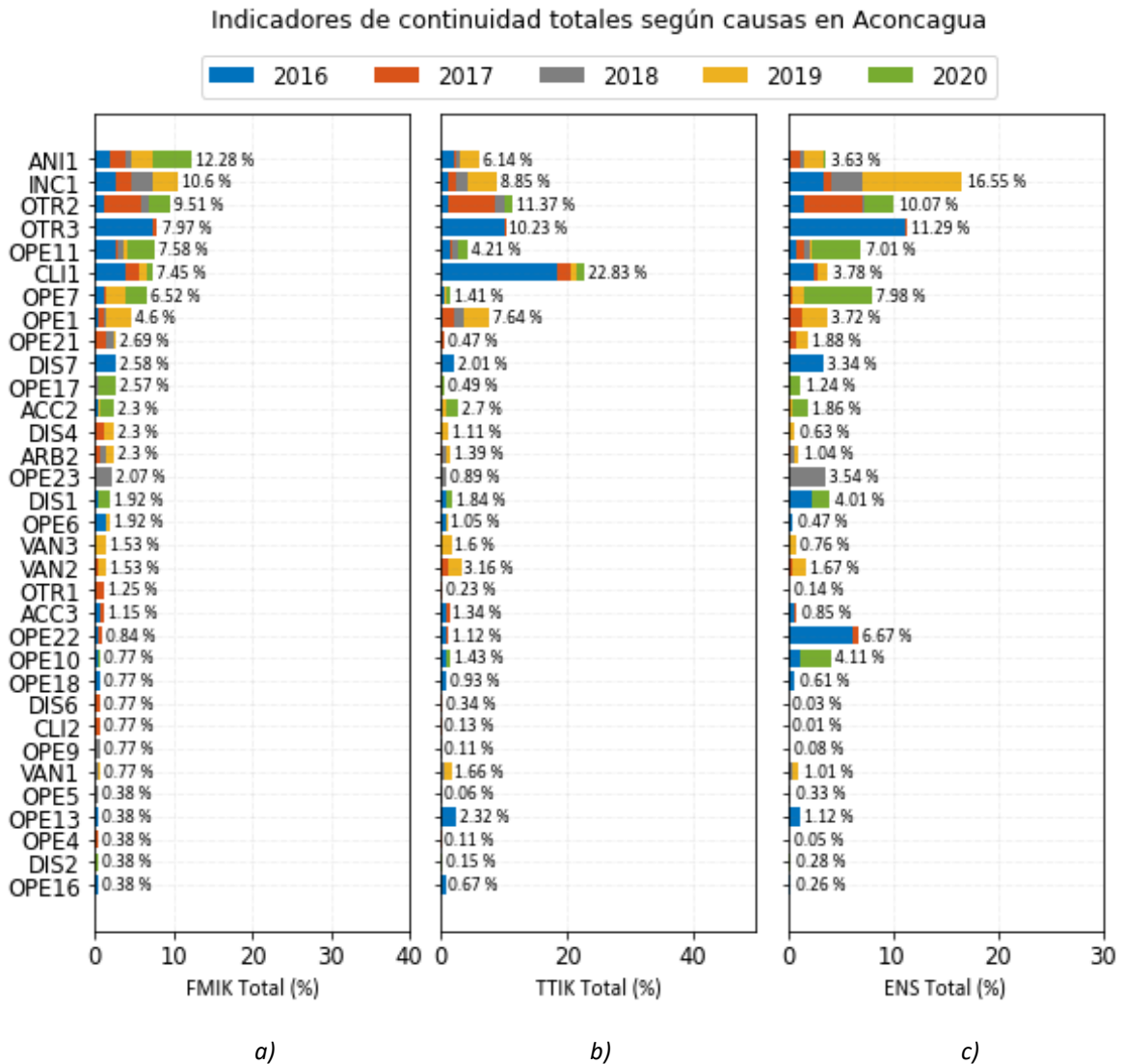


Figura 5-40: Porcentaje del total acumulado en Aconcagua de los índices de continuidad según causa de la falla; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

### 5.2.7.2 Índices de continuidad (georreferenciación)

Se presentan los índices de continuidad georreferenciados en la zona de Aconcagua entre los años 2016 y 2020.

Luego, se presentan los cinco puntos de control con mayores índices FMIK, TTIK y ENS promedio entre los años de estudios para la zona.

Tabla 5-29: Puntos de control con mayores índices FMIK, TTIK y ENS promedio entre 2016 y 2020 en Aconcagua.

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Aconcagua					Media
			2016	2017	2018	2019	2020	
FMIK	MINERA CERRO NEGRO	BA S/E LOS ANGELES 44KV	6,0	10,0	6,0	9,0	3,0	6,8
	CHILQUINTA	BA S/E JUNCAL PORTILLO 12KV	11,0	7,4	2,0	2,0	7,0	5,9
	CHILQUINTA	BA S/E RIO BLANCO 12KV	9,0	8,0	2,0	1,0	6,0	5,2
	CHILQUINTA	BA S/E CATEMU BARRA 12KV N° 1	5,0	4,0	4,5	5,0	4,0	4,5
	CHILQUINTA	BA S/E SAN FELIPE BARRA 12KV N° 1	4,5	3,0	2,0	2,2	4,1	3,2
TTIK	MINERA CERRO NEGRO	BA S/E LOS ANGELES 44KV	49,3	71,1	27,2	41,1	0,2	37,8
	CHILQUINTA	BA S/E JUNCAL PORTILLO 12KV	136,3	6,4	0,3	5,2	10,4	31,7
	CHILQUINTA	BA S/E CATEMU BARRA 12KV N° 1	24,3	8,0	7,0	19,1	0,3	11,7
	CHILQUINTA	BA S/E RIO BLANCO 12KV	37,8	7,0	0,3	0,1	5,4	10,1
	CHILQUINTA	BA S/E EL MELON 12KV	11,3	0,0	3,7	14,4	5,6	7,0
ENS	MINERA CERRO NEGRO	BA S/E LOS ANGELES 44KV	114,7	168,8	60,7	123,7	0,7	93,7
	CHILQUINTA	BA S/E SAN FELIPE BARRA 12KV N° 1	85,9	14,6	36,7	125,3	77,6	68,0
	CHILQUINTA	BA S/E CATEMU BARRA 12KV N° 1	114,9	40,8	40,3	114,1	2,0	62,4
	CODELCO CHILE - DIVISIÓN ANDINA	BA S/E MOLINOS 66KV B1	0,0	0,0	0,0	0,0	271,7	54,3
	CODELCO CHILE - DIVISIÓN ANDINA	BA S/E LOS MAQUIS 110KV	197,6	72,6	0,0	0,0	0,0	54,0

a) FMIK

Los puntos con mayor promedio de FMIK en esta zona corresponden a Los Ángeles 44 kV, Juncal Portillo 12 kV, Rio Blanco 12 kV, Catemu B1 12 kV, y San Felipe 12 kV, todos pertenecientes a Chilquinta, a excepción de Los Ángeles 44 kV, perteneciente a Minera Cerro Negro.

Todos estos puntos de control se conectan al sistema de 44 kV, que opera en paralelo hasta S/E San Rafael con el sistema de 110 kV, y se alimentan desde S/E Las Vegas. En particular Las subestaciones Catemu, Los Ángeles y Panquehue se encuentran conectadas en derivación a la línea 2x44 kV Las Vegas – Los Andes. Las subestaciones Juncal Portillo y Rio Blanco se conectan en derivación a la línea 2x44 kV Los Andes – Hermanos Clark.

En el año 2016 Juncal Portillo 23 kV 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 Los Ángeles 44 kV de minera Cerro Negro presentó el mayor valor de FMIK con 10 (veces/año), a causa de fallas en la línea de alimentación atribuidas a incendios; corte de conductor; eventos climáticos y choque de auto con estructuras de línea.

En el año 2018 Los Ángeles 44 kV y Catemu B1 12 kV registran 6 y 4 interrupciones de suministro cuya causa fue fallas en las líneas 2x44 kV Las Vegas – Catemu y 1x44 kV Chagres – Catemu debidas principalmente a cortocircuitos por electrocución de aves.

En el año 2019 el valor máximo de interrupciones de suministro se registró en Los Ángeles 44 kV fue de 9 (veces/año), seguido de 5,0 (veces/año) en Catemu B1 12 kV, con las mismas causas atribuidas el año 2018.

En el 2020, el máximo valor fue alcanzado por Juncal Portillo 12 kV y Río Blanco 12 kV, con 7 y 6 interrupciones en el año, respectivamente. Las cuales son atribuibles a diversas causas siendo las más incidentes las fallas por eventos climáticos y pérdida de aislación, afectando la línea 2x44 kV FFCC Los Andes – Hermanos Clark, la línea 44 kV Las Vegas – Los Andes y línea 44 V Los Ángeles – Cerro Negro.

En la siguiente figura se presenta el índice FMIK en los puntos de control en la zona de Aconcagua, mostrando una evolución anual fluctuante, con zonas que mejoran considerablemente y vuelven a subir sus índices ante interrupciones específicas, y a su vez, otras que mantiene sus índices estables y bajos.

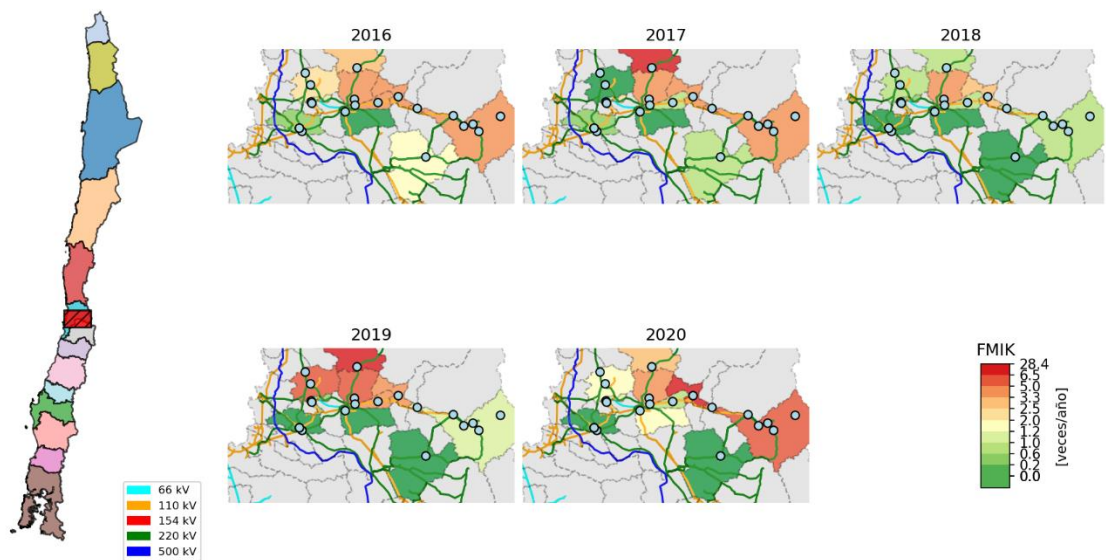


Figura 5-41: FMIK entre 2016 y 2020 georreferenciados en la zona de Aconcagua.

#### b) TTIK

Los puntos de control con mayor promedio TTIK son Los Ángeles 44 kV, Juncal Portillo 12 kV, Catemu B1 12 kV, Río Blanco 12 kV y El Melón 12 kV.

De las subestaciones anteriores se debe destacar que Catemu, Los Ángeles y 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 2016, el punto de control que registró el mayor valor de TTIK fue Juncal Portillo 12 kV, en total 136,3 (horas/año), debido a la desconexión forzada de la línea 1x44 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 1x44 kV FFCC Andes - Hermanos Clark N°1, no despejada por sus protecciones al tener su relé en falla al ocurrir la falla.

En el año 2017, 2018 y 2019, Los Ángeles de minera Cerro Negro fue el punto de control más afectado con 71,1; 27,2 y 41,1 (horas/año), debido principalmente a fallas de la línea 1x44 kV Catemu - Los Ángeles, ante corte de conductor por tala de árboles no autorizadas; incendios bajo la línea y condiciones climáticas adversas en la zona (intensos nevazones), además de animales, roedores y pájaros en contacto directo u otro.

Además, en el año 2019, Catemu B1 12 kV se registra 19,1 (horas/año) de interrupción de suministro respectivamente. Las que se deben a la reposición de servicio a 5 interrupciones de suministro, asociadas a fallas en la línea, 1x44 Catemu – Los Ángeles.

En el 2020 representa un año de mejora de índice a niveles generales, solo resaltando el punto de Juncal Portillo 12 kV que alcanza las 10,4 (horas/año), debido a las 7 interrupciones que afectaron a la línea 2x110 kV Los Maquis – Aconcagua – Esperanza y la línea 220 kV Polpaico – Quilapilún y línea 44 V Los Ángeles – Cerro Negro.

En la siguiente figura se presenta el índice TTIK en los puntos de control en la zona de Aconcagua, mostrando una disminución general al año 2018 de este índice con fluctuaciones en algunos puntos específicos mencionados en esta sección. Luego entre el 2019 y el 2020 muestra las fluctuaciones en los puntos de control críticos y al 2020 el leve ascenso del punto de Juncal Portillo 12 kV.

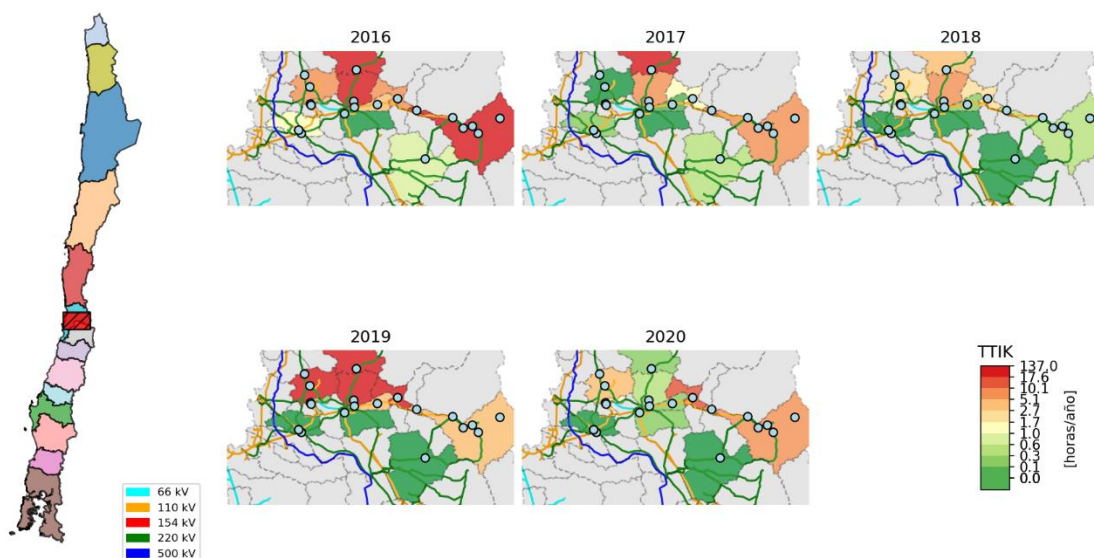


Figura 5-42 TTIK entre 2016 y 2020 presentados en el mapa de la zona de Aconcagua.

c) ENS

Los puntos de control con mayor promedio de energía no suministrada corresponden a Los Ángeles 44 kV, San Felipe 12 kV N°1, Catemu 12 kV B1, Los Molinos 66 kV y Los Maquis 110 kV.

En el año 2016, Los Maquis 110 kV de Codelco Andina registró un valor de ENS de 197,6 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 44 kV de Minera Cerro Negro registró el mayor valor de ENS con 168,8 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.

En el 2018 el descenso de la ENS es generalizado, destacando nuevamente Los Ángeles 44 kV, afectando principalmente a la línea 66 kV Catemu - Los Ángeles por diversas causas, tales como caída de árboles, corte de conductor y elementos aisladores dañados.

El año 2019, San Felipe alcanza el mayor valor de ENS con 125,1 MWh y se debe principalmente a incendios en la cercanía de la línea 110 kV Tap San Felipe – San Felipe C1 y C2.

En el 2020, el mayor registro corresponde a Molinos 66 kV, presentando diversas interrupciones que acumulan alta ENS acumulada, provocadas principalmente por fallas del interruptor del transformador N°3 66/4,16 kV.

En la siguiente figura se presenta la ENS en los puntos de control en la zona de Aconcagua, mostrando la evolución fluctuante en la zona, siendo el año 2019 un año de mayores aumentos en puntos específicos, lo que al 2020 mejoran considerablemente, con la excepción del punto Molinos, donde se destaca como el punto de alto ENS en la zona.

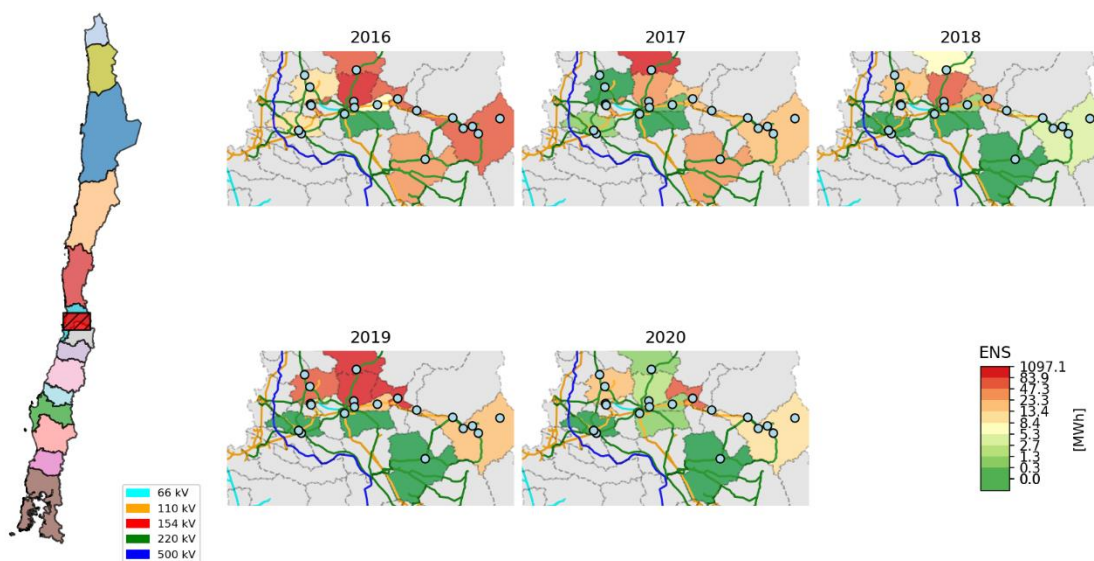


Figura 5-43: ENS entre 2016 y 2020 georreferenciados en la zona de Aconcagua.



### 5.2.7.3 Inversiones en transmisión

Las principales obras de transmisión que han entrado en operación en la zona de Aconcagua entre el 2018 y 2020 se muestran en la siguiente tabla.

*Tabla 5-30: Proyectos de transmisión en operación en la zona de Aconcagua.*

N	Empresa	Nombre Proyecto	ST	Nivel de tensión [kV]	Fecha Real De EO	Origen	N° Decreto	Año Decreto
1	Transec S.A.	Autotransformador 220/110/13.8 kV 150MVA en S/E Quillota	STZ	220/110/13,8	21-feb-18			
2	Chilquinta Energía S.A.	Nuevo Transformador en S/E Las Vegas	STZ	110/23-12	29-ago-18			
3	Chilquinta Energía S.A.	Nueva línea 2x110 kV Tap Off Mayaca - Mayaca	STZ	110	19-nov-19	Decreto	418	2017

DC = Declarada en construcción; EO = entrada en operación.

La obra 1, afecta en forma indirecta a los índices de continuidad de la zona. La obra 2 corresponde a la instalación de un segundo transformador 110/23-12kV de 30 MVA en S/E Las Vegas lo que aporta a la redundancia de vinculación a los puntos de control en las comunas Los Andes, San Felipe, Catemu y Panquehue. Sin embargo, sus índices FMIK y TTIK empeoraron los años 2018 y 2019 respecto al 2017 esto debido a que las instalaciones más fallan son líneas de transmisión y no transformadores en estas zonas. La obra 3, no incide directamente en ninguno punto de los puntos de control del presente estudio. Luego, al 2020 no se registraron nuevos ingresos de obras en transmisión en la zona.

## 5.2.8 Metropolitana

Corresponden a los puntos de control ubicados dentro del anillo de 220 kV que abastece a los consumos de la Región Metropolitana, entre las SSEE Polpaico, Maitenes, Cerro Navia, Chena, Alto Jahuel y Los Almendros.

### 5.2.8.1 Índices de continuidad (estadísticos)

A continuación, se presenta un resumen de los principales datos estadísticos por índice en la zona Metropolitana.

*Tabla 5-31: Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2016, 2017, 2018, 2019 y 2020 en la zona Metropolitana.*

Índice de continuidad	Año	Metropolitana						Desviación Estándar
		Mínimo	Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo	Media	
FMIK	2016	0,0	0,0	0,0	1,0	8,2	0,6	1,2
	2017	0,0	0,0	0,0	1,0	6,1	0,7	1,3
	2018	0,0	0,0	0,0	1,0	6,0	0,7	1,0
	2019	0,0	0,0	0,0	1,0	5,0	0,5	0,9
	2020	0,0	0,0	0,4	1,0	3,0	0,7	0,8
TTIK	2016	0,0	0,0	0,0	0,2	41,1	1,1	4,1
	2017	0,0	0,0	0,0	0,2	18,7	0,6	2,1
	2018	0,0	0,0	0,0	1,5	148,2	1,9	11,1
	2019	0,0	0,0	0,0	0,2	60,0	1,0	4,6
	2020	0,0	0,0	0,1	0,5	74,6	0,9	5,5
ENS	2016	0,0	0,0	0,0	4,1	276,3	12,8	41,2
	2017	0,0	0,0	0,0	1,9	142,5	6,2	18,4
	2018	0,0	0,0	0,0	21,8	995,5	30,2	93,3
	2019	0,0	0,0	0,0	3,5	959,7	11,7	72,2
	2020	0,0	0,0	0,5	5,9	186,5	7,3	18,3

En la zona Metropolitana se presenta un valor similar del valor medio, sin embargo, donde el mínimo se presenta el año 2019 y el máximo valor los años 2017, 2018 y 2020, con 0,5 (veces/año) el 2019 y 0,7 (veces/año) los años 2017, 2018 y 2020.

En el caso del TTIK, al igual que el índice FMIK, los datos estadísticos mostrados que los valores medios son similares con leves fluctuaciones, donde el valor más alto se alcanza el año 2018 con un promedio de 1,9 (horas/año). Luego el año 2020 se registra un valor medio de 0,9 (horas/año).

La ENS promedio en la zona Metropolitana el 2018 se presentó el mayor de los valores medios con 30,2 (MWh/año), representado además el año en el alza más abrupta. Posteriormente el año 2019 cae este valor a 11,7 (MWh/año), descendiendo nuevamente de manera leve el 2020, registrando un valor de 7,3 (MWh/año).

A continuación, se presentan el Diagrama BoxPlot para la zona Metropolitana de los índices de continuidad en los años comprendidos para este estudio.



### Metropolitana

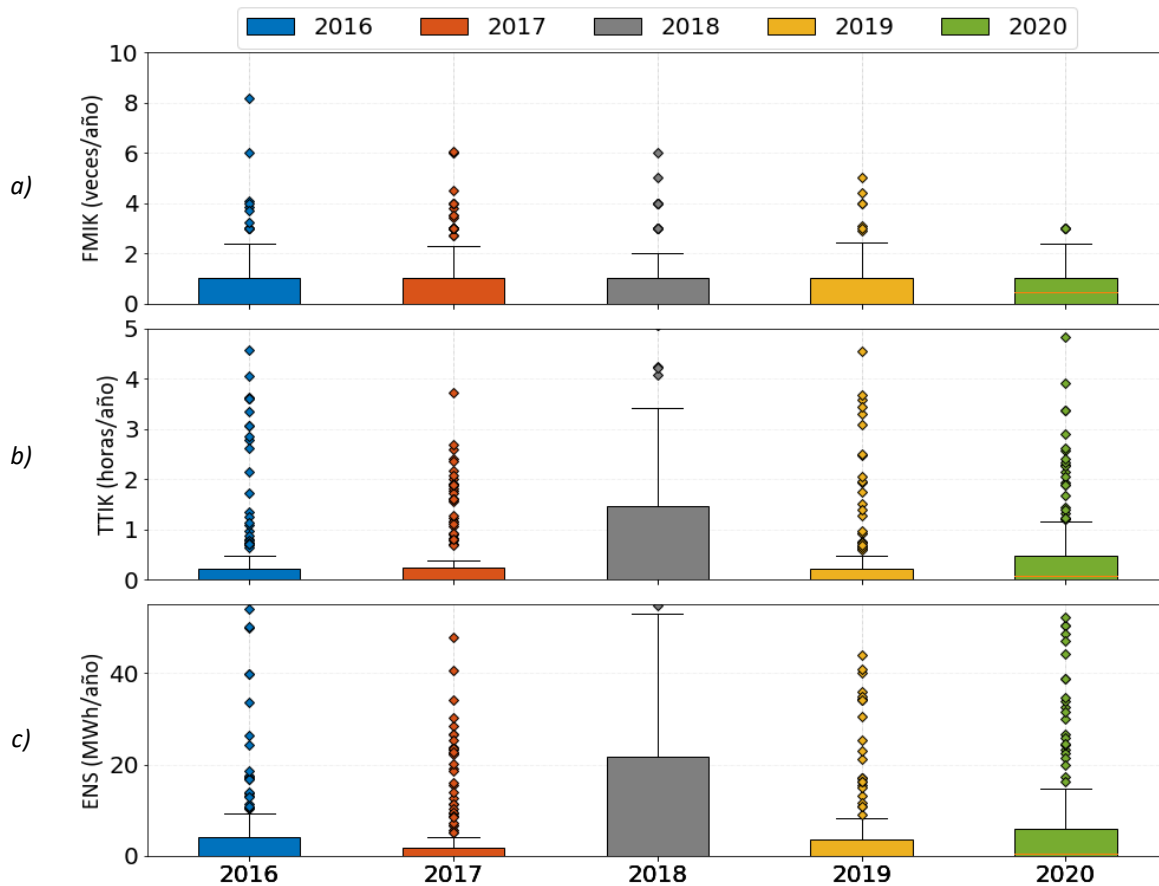


Figura 5-44: Diagrama de caja de los índices de continuidad de la zona Metropolitana; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

A continuación, se presentan las causas que inciden en los índices de continuidad en la zona y años de estudios correspondientes.

Metropolitana				
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
OPE11	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	12,02	4,41	4,73
CLI1	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	10,35	3,98	3,78
OPE6	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	9,53	6,98	8,15
OPE7	Error de personal u operador	9,36	1,24	1,97
INC1	Incendio bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado, ej. quema de pastizal)	8,57	9,06	16,49
OTR2	Origen no determinado (trip de interruptor)	7,92	5,33	4,86
ANI1	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	6,18	10,50	3,58
OPE1	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	5,00	7,25	1,21
CLI2	Objeto llevado por el viento hacia los conductores	4,65	1,35	3,15

Metropolitana					
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)	
ACC3	Choque de vehículo a poste	3,32	8,01	24,62	
OPE19	Explosión de equipos	3,16	0,92	1,70	
OPE4	Alta presión hogar en unidad generadora	2,33	0,16	0,07	
OPE18	Violación de distancia eléctrica	2,16	15,16	8,29	
DIS2	Crecimiento de la demanda no evaluado	2,11	0,68	0,89	
ACC2	Falla originada en terceros (accidentes, interferencias, rodado, deslizamiento de tierra, juegos, etc.)	1,75	1,01	1,45	
OPE10	Falla de material, por fatiga de material o mala calidad	1,66	0,56	0,92	
DIS6	Ruptura de capacidad dieléctrica	1,40	1,08	0,57	
OPE13	Maquinaria de trabajo pesado	1,33	2,39	1,83	
OPE9	Pérdida de aislación debido a contaminación por actividades de terceros	1,33	4,50	0,10	
OPE5	Conector suelto o sucio	1,26	0,21	0,22	
OPE21	Error en conexionado	0,83	0,08	0,17	
OPE17	Falta de limpieza en aisladores o terminales	0,66	0,21	0,25	
OTR3	Otros	0,66	6,06	7,55	
DIS1	Pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales	0,66	0,61	0,88	
OPE22	Error en programación	0,63	0,20	0,29	
OPE16	Fuga o degradamiento del dieléctrico (ej. sf6, aceite, etc.)	0,50	7,68	1,80	
VAN1	Objeto, alambre o cadena lanzada	0,33	0,25	0,23	
DIS4	Activación sobre presión en transformador	0,17	0,01	0,01	
OPE23	Desperfecto de fábrica	0,17	0,11	0,24	

Las causas más relevantes que afectan el FMIK corresponden a, elemento dañado (con corrosión o trizadura) (12,02%); seguido de eventos climáticos o catastróficos fuera del alcance de diseño (10,35%); y finalmente por desconexión debido a falla de instalación de terceros (9,53%).

En el caso del TTIK, las causas más relevantes corresponden a, violación de distancia eléctrica (15,16%); seguido de falla ocasionada por animales (roedores o pájaros) (10,50%); y finalmente por incendio bajo líneas o en proximidades de instalaciones (natural o provocado) (9,06%).

La ENS, es principalmente afectada por, choque de vehículo a poste (24,62); seguido por incendio bajo líneas o en proximidades de instalaciones (natural o provocado) (16,49); y finalmente por, violación de distancia eléctrica (8,29).

Adicionalmente, se presenta en la siguiente gráfica los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla y año en la zona Metropolitana.

### Indicadores de continuidad totales según causas en Metropolitana

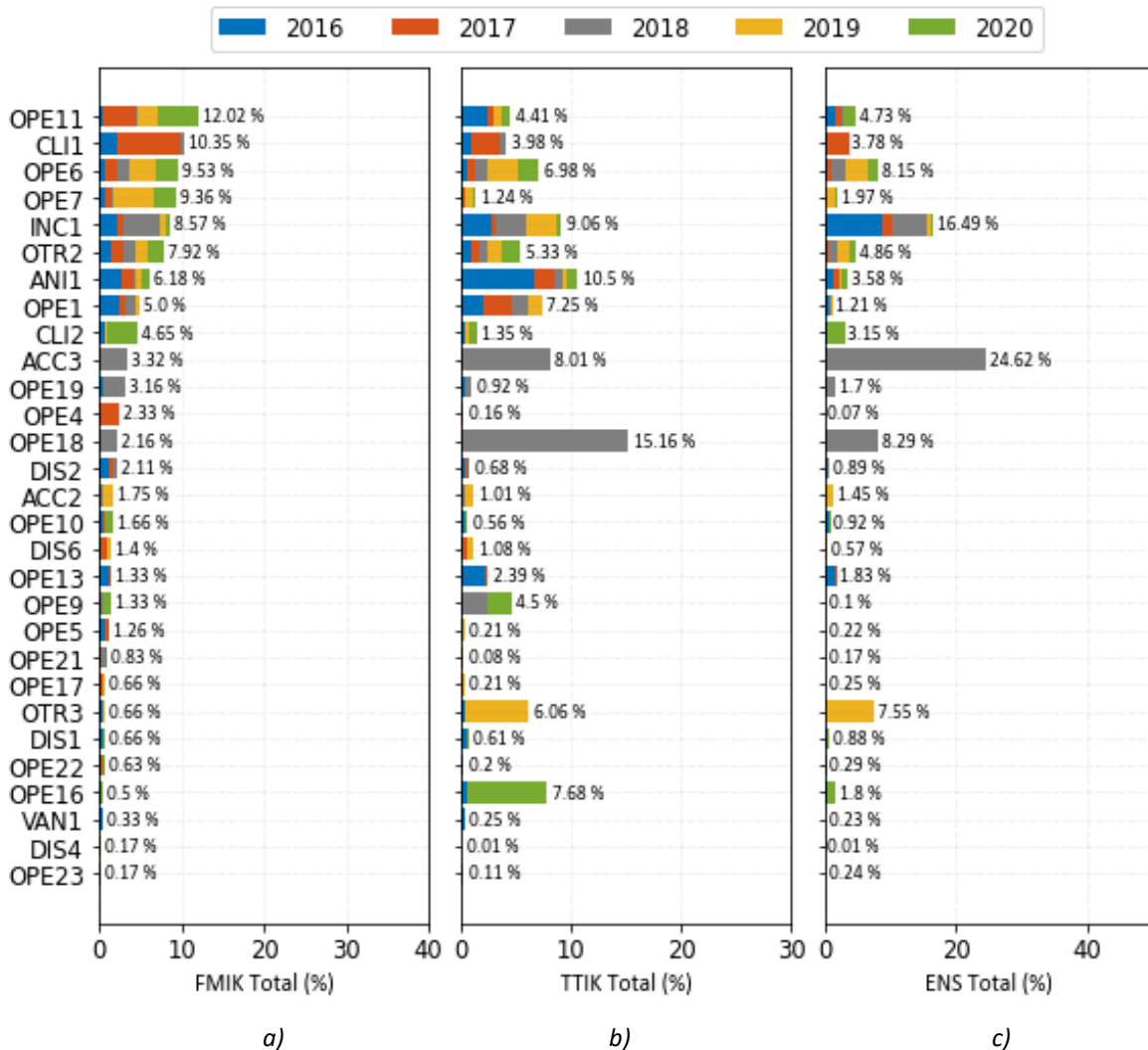


Figura 5-45: Porcentaje del total acumulado en Aconcagua de los índices de continuidad según causa de la falla; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

#### 5.2.8.2 Índices de continuidad (georreferenciación)

Se presentan los índices de continuidad georreferenciados en la zona Metropolitana entre los años 2016 y 2020.

Luego, se presentan los cinco puntos de control con mayores índices FMIK, TTIK y ENS promedio entre los años de estudios para la zona.

Tabla 5-32: Puntos de control con mayores índices FMIK, TTIK y ENS promedio entre 2016 y 2020 en Metropolitana.

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Metropolitana					Media
			2016	2017	2018	2019	2020	
FMIK	ENEL DISTRIBUCIÓN	BA S/E RUNGUE 23KV BP1	3,0	6,0	4,0	2,0	2,0	3,4
	EEPA	BA S/E COSTANERA 12KV	3,2	4,0	4,0	3,0	2,0	3,2

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Metropolitana					Media
			2016	2017	2018	2019	2020	
	EEPA	BA S/E PUENTE ALTO 12KV B1	3,8	3,0	4,0	4,4	1,0	3,2
	CGE	BA S/E CENTRAL QUELTEHUES 12KV	8,2	3,0	2,0	2,0	0,0	3,0
	EDEL DISTRIBUCIÓN	BA S/E CALEU 12KV BP1	3,0	2,0	6,0	1,0	2,0	2,8
<b>TTIK</b>	CGE	BA S/E PUENTE ALTO 12KV B1	1,0	0,0	148,2	0,7	2,1	30,4
	EDEL DISTRIBUCIÓN	BA TAP ENTEL 12KV	41,1	12,8	13,2	6,1	6,1	15,9
	CGE	BA S/E CENTRAL MAITENES 12KV BP1	0,0	1,6	0,0	0,0	74,6	15,2
	EDEL DISTRIBUCIÓN	BA S/E CALEU 12KV BP1	17,6	3,7	27,6	6,1	6,1	12,2
	EDEL DISTRIBUCIÓN	BA S/E SAN JOSE 12KV BP4	0,0	0,0	0,0	60,0	0,2	12,0
<b>ENS</b>	CGE	BA S/E PUENTE ALTO 12KV B1	17,4	0,0	995,5	5,5	13,1	206,3
	EDEL DISTRIBUCIÓN	BA S/E SAN JOSE 12KV BP4	0,0	0,0	0,0	959,7	4,8	192,9
	CGE	BA S/E MALLOCO 12KV BP1	276,3	82,4	21,9	153,7	10,6	109,0
	EDEL DISTRIBUCIÓN	BA S/E QUILICURA 12KV BP3	0,0	0,0	472,9	0,0	52,2	105,0
	EDEL DISTRIBUCIÓN	BA S/E LO BOZA 12.5KV BP1	0,0	0,0	320,6	0,0	44,2	73,0

#### a) FMIK

Los puntos de control con mayor promedio de FMIK acumulado en el periodo que comprende este estudio corresponden a, Rungue BP1 12 kV, Costanera 12kV, Puente Alto 12 kV, Central Queltehues 12 kV y Caleu BP1 12 kV.

En particular, las SS/EE Puente Alto y Costanera no tienen redundancia de vínculo de transmisión. Las SSEE Rungue y Caleu se conecta por medio de Tap-off a la línea 2x44 kV Las Vegas - Runge.

El mayor registro de FMIK para esta zona de los puntos considerados corresponde a Central Queltehues 12 kV, ocasionado principalmente por desconexión de un circuito de la línea 110 kV Florida – Maitenes – Queltehues o apertura no deseadas de interruptores en la SE Queltehues.

En el año 2017, Rungue 23 kV registró un FMIK de 6 (veces/año), cuyas causas se deben a fallas de la línea 2x44 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 el año 2018, el punto de control de Caleu BP1 12 kV registra un FMIK máximo de 6 (veces/año), cuyas causas se deben a fallas de la línea 2x44 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, entre otros.

En el año 2019, el punto de control Puente Alto B2 12 kV, alcanzó un FMIK de 4,4 (veces/año), debido principalmente a la falla originada por terceros de la línea Puente Alto – Las Vizcachas 110 kV.

En el año 2020, son 3 los puntos que representan un máximo, los cuales corresponden a Rungue BP1 12 kV, Costanera 12kV y Caleu BP1 12 kV, con un índice de 2,0 (veces/año), representando una mejora sustancial en comparación a años anteriores en esos puntos y cuyas principales causas son incendios en cercanos a las instalaciones, pérdida de aislación ante intervención de terceros o error de personal, los cuales provocan la desconexión de las líneas 2x44kV Las Vegas – Runge, línea 110 kV Vizcachas – Puente Alto.

En la siguiente figura se presenta el índice FMIK en los puntos de control en la zona Metropolitana, mostrando una mejora general de la frecuencia de interrupciones al año 2020, representando en los años anteriores aumentos y fluctuaciones en puntos específicos ya detalles en esta sección.

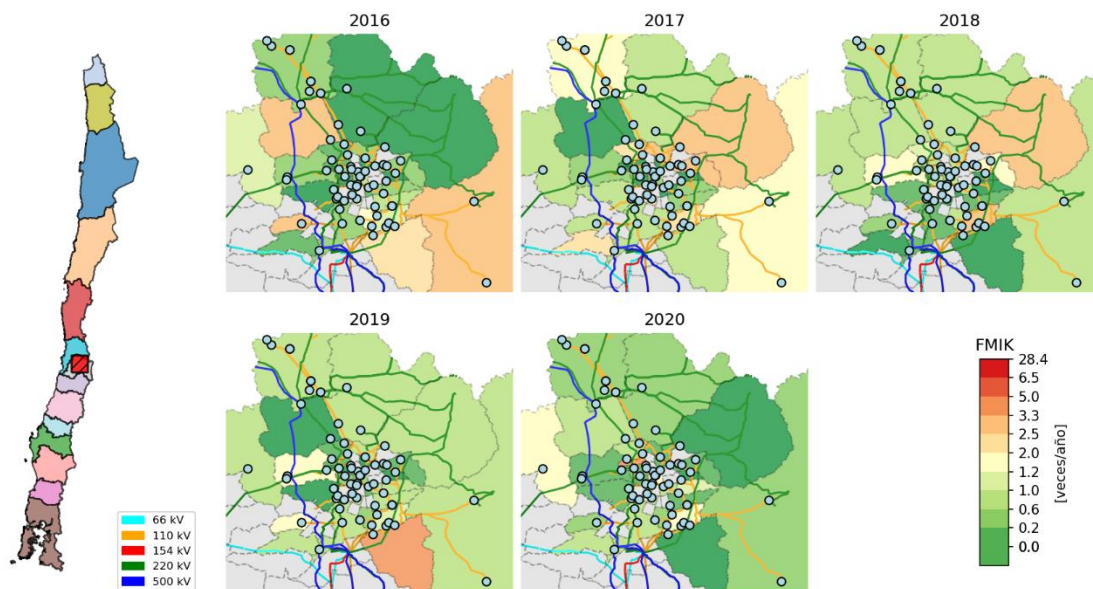


Figura 5-46: FMIK entre 2016 y 2020 georreferenciados en la zona Metropolitana.

#### b) TTIK

Los puntos de control con mayor promedio corresponden a Puente Alto B1 12 kV, Tap Entel 12 kV, Central Maitenes 12 kV BP1, Caleu BP1 12 kV y San José BP4 12 kV. Cabe destacar que, de las SS/EE anteriores, Caleu y Tap Entel están conectadas a través de Tap Off a la línea 2x44 kV Las Vegas – Runge.

En el año 2016 Tap Entel 12 kV registró el mayor valor de TTIK con 41,1 (horas/año), la causa principal corresponde a una falla de la línea 2x44 kV Las Vegas - Runge originada por contacto de un ave con la estructura N°68 de la línea.

En el año 2017, el punto de control que registró el mayor valor de TTIK en esta zona corresponde también a Tap Entel 12 kV con 12,8 (horas/año). Las causas principales se deben a mantenimiento y falla por electrocución de aves en la línea 2x44 kV Las Vegas – Runge.

En el año 2018, Puente Alto B1 12 kV registró un TTIK máximo de 148,2 (horas/año), debido a la desconexión de la línea 1x110 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.

En el año 2019, San José BP4 12 kV registró un TTIK máximo de 60,0 (horas/año), debido a que se limitó la barra de 12 kV por no disponer de protección de baja frecuencia.

Finalmente, el año 2020 el mayor registro corresponde al punto Central Maitenes 12 kV, debido al degradamiento de aislación del transformador 110/12 kV N°4 operando así el relé Buchholz.

En la siguiente figura se presenta el índice TTIK en los puntos de control en la zona Metropolitana., mostrando la evolución anual de este índice en la zona, reflejando la mejora a partir del 2016 al 2018 en términos generales. Luego, el 2019 y 2020 dadas causas específicas presentadas en esta sección, se presentan aumentos atípicos en puntos de control de manera puntual, como se mencionó previamente en esta sección.

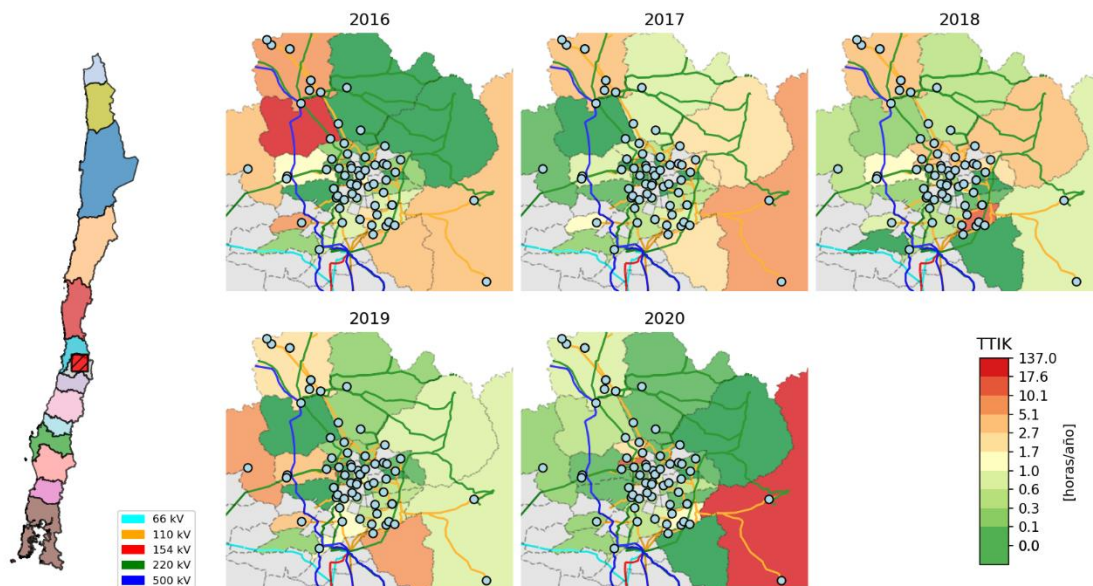


Figura 5-47 TTIK entre 2016 y 2020 presentados en el mapa de la zona Metropolitana.

### c) ENS

Los puntos de control con mayor promedio de ENS corresponden a Puente Alto B1 12 kV, San José BP4 12 kV, Malloco BP1 12 kV, Quilicura 12 kV BP3 y Lo Boza 12,5 kV.

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 presentado en la de registro con mayor afectación de ENS corresponde a Malloco 12 kV con 82,4 MWh, debido principalmente a incendios en instalaciones u



ocasionadas por animales, roedores o pájaros, provocando la desconexión de la línea 110 kV San Bernardo – Malloco. Adicionalmente, en esta zona se registra el caso particular de los puntos Polpaico 220 kV Sección 1 y 2, cuyos valores de ENS ascienden a 142,5 y 123,6 MWh, respectivamente en el 2017, los cuales salen de este registro debido ya que posteriormente no presenta ENS, y cuya principal causa es debido a la desconexión forzada de la línea 3x66 kV San Francisco - Los Bronces, debido a tormenta eléctrica con la consecuente detención de los procesos productivos abastecidos desde S/E Los Bronces.

En el año 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.

En el año 2019, la mayor afectación se presentó en San José con 959,7 MWh, debido a la limitación de la barra de 12 kV por indisponibilidad de relé de protección de baja frecuencia.

Finalmente, en el 2020 el registro más alto corresponde al punto de Quilicura 12,5 kV, registrando 52,2 MWh, adicionalmente se constata que presenta un mayor valor el año 2018 con 472,5 MWh. Para el 2020 la causa principal del deterioro del índice ENS corresponde a la desconexión forzada del transformador N°3 por sobrecorriente a causa de origen no determinado. Para el 2018 la principal causa de ENS corresponde a la desconexión de la línea 2x110 kV El Salto – Cerro Navia, debido de a un choque de vehículo con torre N° 100.

En la siguiente figura se presenta la ENS en los puntos de control en la zona Metropolitana, muestra la evolución de este índice, dando cuenta de la evolución positiva en términos generales y representando los deterioros específicos ya mencionados para esta zona.

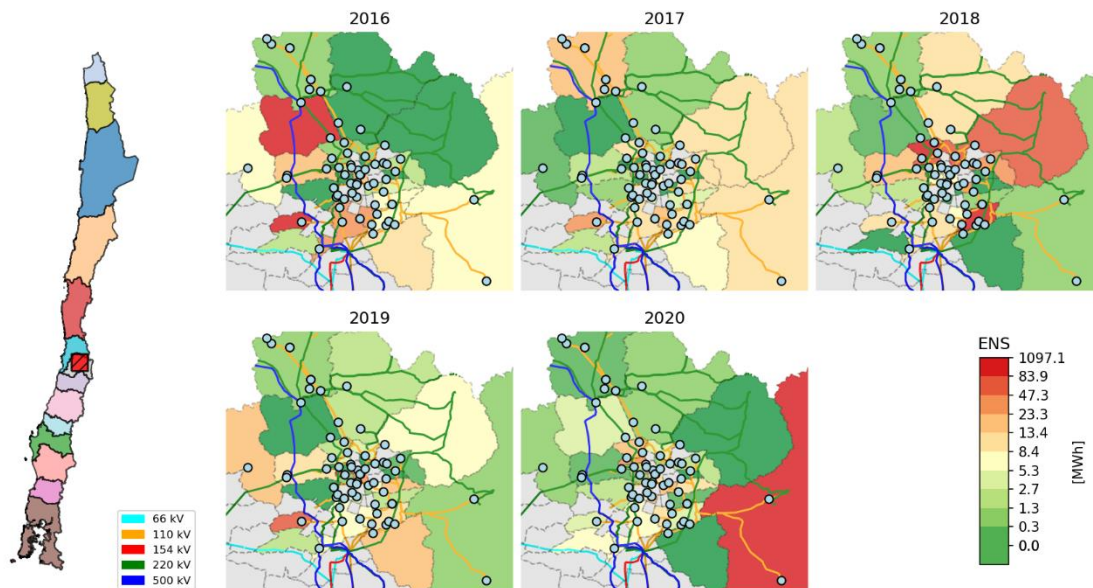


Figura 5-48: ENS entre 2016 y 2020 georreferenciados en la zona Metropolitana.

### 5.2.8.3 Inversiones en transmisión

Las principales obras de transmisión que han entrado en operación en la zona Metropolitana entre el 2018 y 2020 se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 5-33: Proyectos de transmisión en operación en la zona Metropolitana.

N	Empresa	Nombre Proyecto	ST	Nivel de tensión [kV]	Fecha Real De EO	Origen	N° Decreto	Año Decreto
1	Transec S.A.	Tercer Banco de Autotransformadores 500/220 kV en S/E Alto Jahuel	STN	550/220	07-ene-18			
2	Transec S.A.	Nueva Línea 2x220 kV Lo Aguirre – Cerro Navia	STN	220	07-nov-18			
3	Enel Distribución Chile S.A.	Nuevo Transformador en S/E La Cisterna	STZ	110	12-jul-19	Decreto	418	2017
4	Enel Distribución Chile S.A.	Aumento de capacidad en S/E Club Hípico	STZ	110	05-ago-19	Decreto	418	2017
5	CGE S.A.	Nueva S/E Padre Hurtado 110/23 kV y Línea 1x110 kV Santa Marta - Padre Hurtado	STZ	110/23	21-ago-19	Decreto	418	2017
6	Transec S.A.	Seccionamiento del segundo circuito de la línea Polpaico – Alto Jahuel 2x500 kV en S/E Lo Aguirre 500 kV	STN	500	25-ago-19	Decreto	373	2016
7	Colbún S.A.	Normalización de paños J3 y J10 en S/E Alto Jahuel 220 kV	STN	220	23-sept-19	Decreto	373	2016
8	Alto Maipo SpA.	Transformador Maitenes	STD	110/20	08-feb-20	DC		
9	CGE S.A.	Ampliación en SE Pirque	STZ	110/13,2	17-feb-20	Decreto	418	2017
10	Inversiones y Servicios Dataluna Ltda.	SE Libertadores	STD	110	16-jun-20	DC		
11	Transec S.A.	Normalización de paños J3 y J4 en SE Chena 220 kV	STN	220	02-dic-20	Decreto	373	2016

DC = Declarada en construcción; EO = entrada en operación.

Las obras 1, 2, 6 y 7 pertenecen al sistema de transmisión nacional e inciden en forma indirecta en los puntos de control de la zona, con entrada en operación entre el año 2018 y 2020, reforzando la poca fluctuación de los índices, salvo los puntos que se deterioran a partir de causas específicas y puntuales. Luego, desde las obras 8 a 11, su entrada en operación corresponde al año 2020, por lo que su evaluación corresponderá a partir de los estudios posteriores.



## 5.2.9 Melipilla

Corresponden a los puntos de control ubicados entre las SS/EE San Sebastián, Melipilla y El Monte.

### 5.2.9.1 Índices de continuidad (estadísticos)

Se presentan los resultados estadísticos para los índices de continuidad la zona de Melipilla entre los años 2016 y el 2020.

*Tabla 5-34: Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2016, 2017, 2018, 2019 y 2020 en la zona de Melipilla.*

Índice de continuidad	Año	Melipilla						Desviación Estándar
		Mínimo	Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo	Media	
FMIK	2016	1,4	2,2	3,0	3,1	4,6	2,8	0,9
	2017	0,0	1,0	2,0	3,0	8,2	2,6	2,5
	2018	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	0,1	0,5
	2019	0,0	0,1	1,4	2,2	4,0	1,4	1,3
	2020	0,0	0,4	1,0	2,0	5,0	1,4	1,4
TTIK	2016	0,2	0,4	1,2	2,5	7,2	1,7	1,9
	2017	0,0	0,4	1,6	2,7	6,4	1,9	1,9
	2018	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	0,1	0,4
	2019	0,0	0,0	0,6	1,9	10,4	1,8	2,8
	2020	0,0	0,1	0,5	1,4	4,4	1,1	1,5
ENS	2016	0,9	4,8	10,5	17,4	82,5	16,8	21,3
	2017	0,0	2,7	7,5	17,3	52,8	13,5	15,7
	2018	0,0	0,0	0,0	0,0	10,4	0,7	2,8
	2019	0,0	0,4	3,7	10,4	26,3	7,4	8,8
	2020	0,0	0,7	2,6	5,6	30,1	6,3	9,6

En la zona de Melipilla se registra una disminución en el valor medio del FMIK desde el año 2016 al 2018, pasando de 2,8 (veces/año) a 2,6 y 0,1 (veces/año), en los años 2017 y 2018, respectivamente. El año 2019 presenta un valor medio de 1,4 (veces/año), valor que se mantiene en el año 2020.

Respecto al TTIK promedio, a partir del año 2016 se registra un leve aumento en el indicador alcanzado 1,7 (horas/año) el año 2017, mientras que para los años 2018 este valor cae abruptamente alcanzando 0,1 (horas/año), el valor más bajo registrado. El año 2019 y 2020 el valor medio del TTIK aumentan con respecto al 2018, registrando 1,8 y 1,1 (horas/año) respectivamente.

La ENS promedio presentó una disminución desde el año 2016 al 2018, llegando a un valor prácticamente muy bajo el 2018 con 0,7 (MWh/año), mientras que, en el año 2019, la energía ENS alcanza un valor bajo en relación con los primeros 2 años de estadística, registrando 7,4 (MWh/año), bajando levemente para el año 2020 a un valor medio de 6,3 (MWh/año).

A continuación, se presentan el Diagrama BoxPlot para la zona de Melipilla de los índices de continuidad en los años comprendidos para este estudio. Notar que el 2018 la representación gráfica es nula, lo que implica que más del 75% de la muestra no presenta interrupciones y las pocas interrupciones son datos atípicos para la zona ese año.

### Melipilla

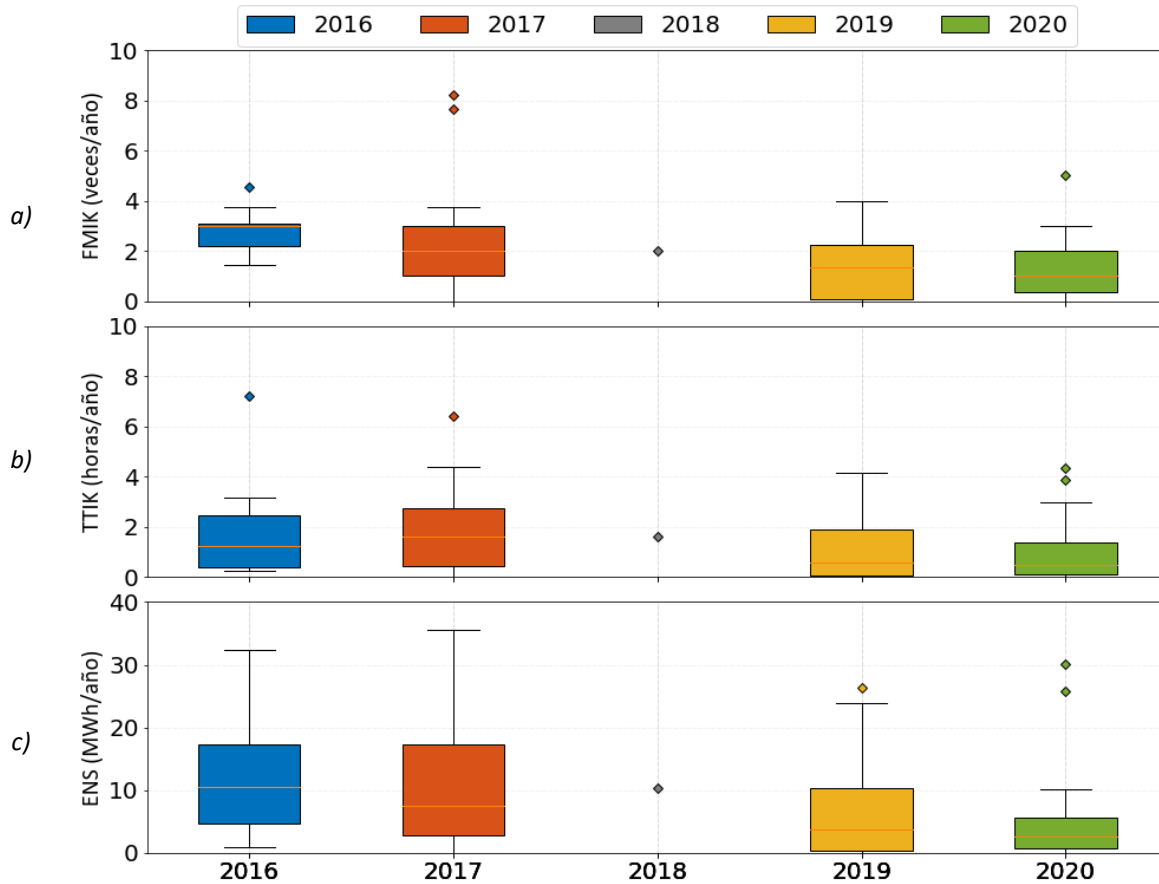


Figura 5-49: Diagrama BoxPlot de los índices de continuidad de Melipilla; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

Luego, se presentan los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla.

5-35: Porcentajes de los índices de continuidad del total acumulado según causa en Melipilla.

Melipilla				
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
<b>INC1</b>	Incendio bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado, ej. quema de pastizal)	33,59	18,51	33,09
<b>OPE11</b>	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	12,96	5,35	4,20
<b>OPE7</b>	Error de personal u operador	12,13	5,13	4,56
<b>CLI2</b>	Objeto llevado por el viento hacia los conductores	7,29	9,84	7,34
<b>OPE6</b>	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	4,07	2,89	2,57
<b>OPE4</b>	Alta presión hogar en unidad generadora	3,74	0,43	0,08
<b>ACC2</b>	Falla originada en terceros (accidentes, interferencias, rodado, deslizamiento de tierra, juegos, etc.)	3,64	5,94	2,94
<b>OPE10</b>	Falla de material, por fatiga de material o mala calidad	2,73	7,87	3,56
<b>OTR3</b>	Otros	2,73	1,42	2,13

Melipilla				
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
<b>AUT1</b>	Desconexión debido a una emergencia, para evitar riesgos a personas o cosas	2,73	2,19	0,77
<b>VAN3</b>	Robo conductor o equipo	2,14	<b>12,96</b>	<b>8,22</b>
<b>OPE1</b>	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	2,01	0,17	0,10
<b>OPE18</b>	Violación de distancia eléctrica	1,82	2,32	1,46
<b>ANI1</b>	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	1,82	3,88	2,98
<b>ACC3</b>	Choque de vehículo a poste	1,82	6,03	7,88
<b>OPE9</b>	Pérdida de aislación debido a contaminación por actividades de terceros	1,70	4,37	1,80
<b>OPE19</b>	Explosión de equipos	1,27	8,19	<b>13,68</b>
<b>CLI1</b>	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	0,91	2,09	2,30
<b>OPE13</b>	Maquinaria de trabajo pesado	0,91	0,42	0,34

Las causas más relevantes que afectan el FMIK corresponden a, incendio bajo las líneas de transmisión o en proximidades de instalaciones (natural o provocado) (33,59%); seguido de elemento dañado, corrosión, trizadura, etc. (12,96%); y finalmente por error de personal u operador (12,13%).

En el caso del TTIK, las causas más relevantes corresponden a, incendio bajo las líneas de transmisión o en proximidades de instalaciones (natural o provocado) (18,51%); seguido por robo conductor o equipo (12,96%), y finalmente por fallas causadas por objeto llevado por el vito hacia los conductores (9,84%).

La ENS, es principalmente afectada por, incendio bajo las líneas de transmisión o en proximidades de instalaciones (natural o provocado) (33,09); explosión de equipos (13,68%); y finalmente por robo conductor o equipo (8,22%).

Adicionalmente, se presenta en la siguiente gráfica los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla y año en la zona de Melipilla.

### Indicadores de continuidad totales según causas en Melipilla

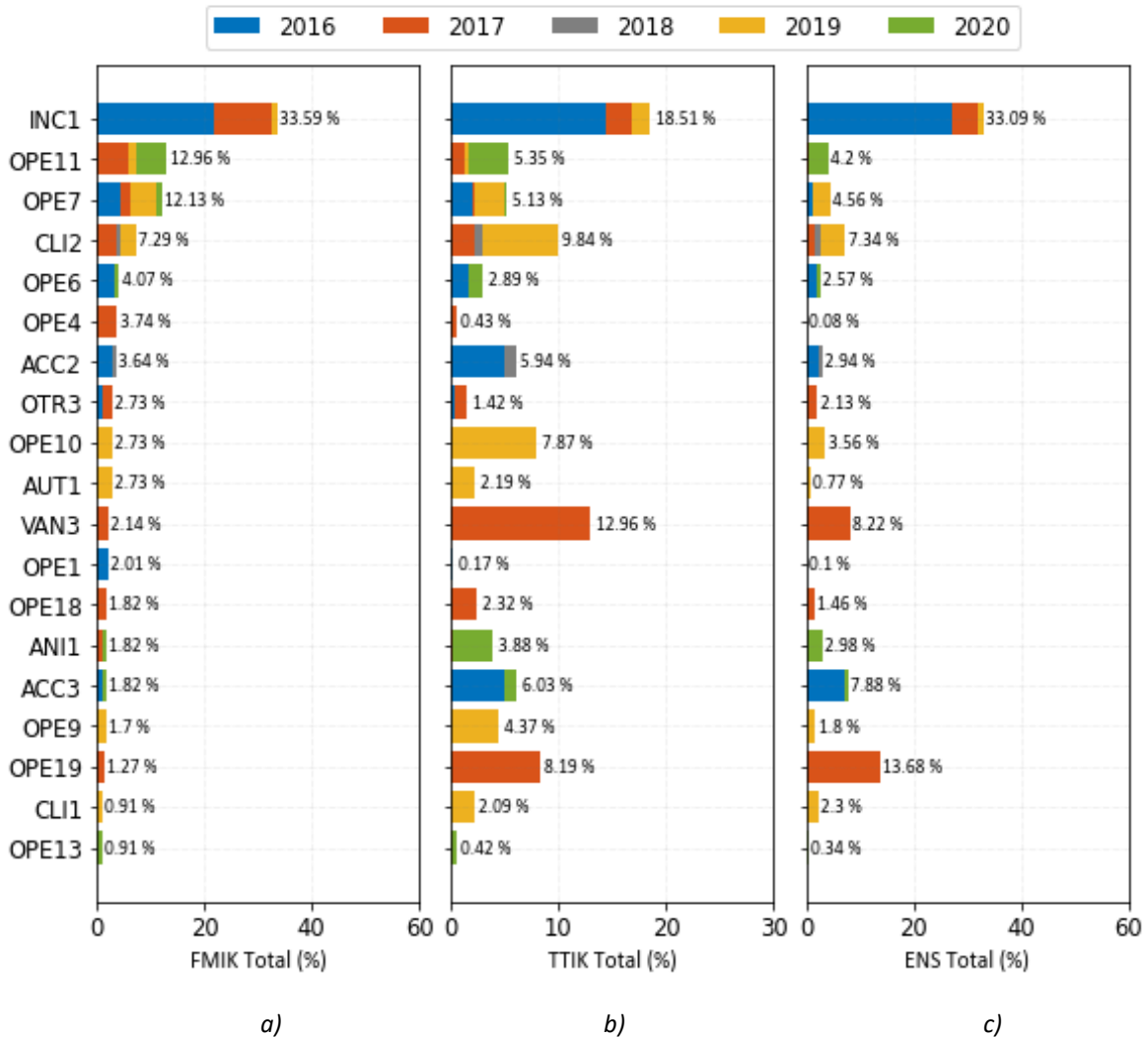


Figura 5-50: Porcentaje del total acumulado en Melipilla de los índices de continuidad según causa de la falla; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

#### 5.2.9.2 Índices de continuidad (georreferenciación)

Se presentan los índices de continuidad georreferenciados en la zona de Melipilla entre los años 2016 y 2020.

Luego, se presentan los cinco puntos de control con mayores índices FMIK, TTIK y ENS promedio entre los años de estudios para la zona.

Tabla 5-36: Puntos de control con mayores índices FMIK, TTIK y ENS promedio entre 2016 y 2020 en Melipilla.

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Melipilla					Media
			2016	2017	2018	2019	2020	
FMIK	CGE	BA S/E BOLLENAR 13.2KV	3,1	8,2	2,0	3,0	3,0	3,9
	CHILQUINTA	BA S/E SAN ANTONIO BARRA 12KV N° 2	3,0	7,7	0,0	1,6	0,3	2,5

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Melipilla					Media
			2016	2017	2018	2019	2020	
TTIK	CGE	BA S/E EL MONTE 13.2KV	3,5	3,0	0,0	4,0	2,0	2,5
	CGE	BA S/E EL PAICO 13.2KV	4,6	3,0	0,0	3,0	1,0	2,3
	CGE	BA S/E EL MAITEN 13.2KV	3,8	2,0	0,0	2,0	1,0	1,8
	CGE	BA S/E BOLLENAR 13.2KV	7,2	2,8	1,6	0,8	3,9	3,3
	CGE	BA S/E EL PAICO 13.2KV	3,2	1,8	0,0	10,4	0,5	3,2
	LITORAL	BA S/E SAN SEBASTIAN BARRA 12KV N° 2	0,3	6,4	0,0	4,2	0,5	2,3
	CGE	BA S/E EL MONTE 13.2KV	1,4	1,4	0,0	3,7	1,1	1,5
	CGE	BA S/E LEYDA 13.2KV	3,0	0,2	0,0	0,0	4,4	1,5
ENS	CGE	BA S/E BOLLENAR 13.2KV	82,5	18,3	10,4	3,0	30,1	28,9
	CHILQUINTA	BA S/E SAN ANTONIO BARRA 12KV N° 2	10,8	52,8	0,0	8,4	3,5	15,1
	CHILQUINTA	BA S/E SAN ANTONIO BARRA 12KV N° 1	6,3	35,6	0,0	4,5	2,4	9,8
	CHILQUINTA	BA S/E SAN ANTONIO BARRA 23KV N° 1	18,0	8,2	0,0	14,5	6,3	9,4
	CGE	BA S/E EL PAICO 13.2KV	12,2	6,9	0,0	26,3	0,5	9,2

#### a) FMIK

Los puntos de control con mayor promedio de FMIK acumulado en el período corresponden a Bollenar 13.2 kV, San Antonio B2 12kV, El Monte 13.2 kV, El Paico 13.2 kV, El Maitén 13.2 kV, todos pertenecientes a CGE a excepción de San Antonio B2 12 kV que está asociado a Chilquinta.

La totalidad de los puntos de control de las instalaciones de CGE se encuentran alimentadas a través de líneas radiales sin redundancia de vínculo de transmisión; en el caso de Bollenar 13.2 kV desde el Tap-off Alto Melipilla, mientras que El Paico 13.2 kV, El Monte 13.2 kV y El Maitén 13.2 kV se encuentran energizadas desde la línea de transmisión 1x66 kV Bajo Melipilla - Paine.

En el año 2016, la S/E El Paico registró el mayor FMIK con 4,6 (veces/año), donde las principales causas se deben a fallas en las líneas 2x220 kV Rapel - Cerro Navia y 1x66 kV Bajo Melipilla - Paine.

En el año 2017, la Bollenar 13,2 kV registra el mayor FMIK con 8,2 (veces/año), a su vez el más alto en los años de estudios, donde la principal causa es la actuación de EDAC por fallas en centrales de generación.

En el año 2018, los puntos de control de la tabla anterior registraron 2 interrupciones, consignando un año particular y atípico para la zona.

En el año 2019, en El Monte 13.2 kV se registró el mayor valor de FMIK de 4,0 (horas/año) principalmente debido a falla en la línea 1x66 kV Bajo Melipilla – Isla de Maipo.

Finalmente, el año 2020 se registra como el valor más alto el punto de control de Bollenar 13,2 kV, registrando un FMIK de 3,0 (veces/año) y cuya ocurrencia tiene causa a elemento dañado y la operación de protección diferencial de SSEE N. Pan de Azúcar y N. Maitencillo, afectando los consumos de la zona, y además a la desconexión programada de S/E Alto Melipilla en el Tap Off Alto Melipilla - Bollenar.

En la siguiente figura se presenta el índice FMIK en los puntos de control en la zona de Melipilla, mostrando la evolución anual de este índice en los años que comprende estos estudios, exponiendo una mejora paulatina hasta el año 2018, consignándolo como un año atípico de bajo índice. Luego, en los años posteriores, se experimenta un aumento leve del indicador de manera progresiva, con puntos que fluctúan.

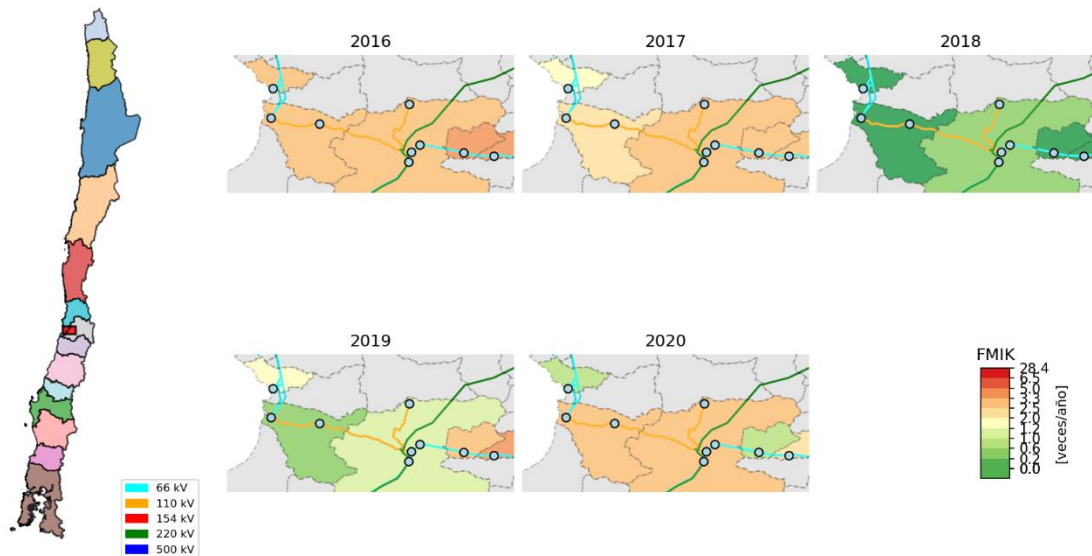


Figura 5-51: FMIK entre 2016 y 2020 georreferenciados en la zona de Melipilla.

#### b) TTIK

Los puntos de control con el mayor promedio acumulado de TTIK, se encuentran en las SS/EE Bollenar 13,2 kV, El Paico 13,2 kV, San Sebastián B2 13,2 kV, El Monte 13,2 kV y Leyda 13,2 kV.

Cabe destacar, que los puntos de control señalados anteriormente, salvo San Antonio B2 12 kV, no tienen redundancia de vínculo de transmisión o generalmente son operados de forma radial.

En el 2016 se registra el mayor valor de TTIK con 7,2 (horas/año), debido a la falla en la línea 1x110 kV Tap Alto Melipilla – Bollenar que abastece en forma radial la subestación.

En el año 2017, San Sebastián B2 12 kV registran 6,4 (horas/año). La causa de esta interrupción se debe a falla del transformador N°2 110/12 kV en S/E San Antonio, en San Antonio B2 12 kV y a la falla en la línea 2x66 kV San Antonio – Tap Algarrobo, por robo de conductor en San Sebastián B2 12 kV.

En el año 2018, se presenta una disminución significativa de índice TTIK en los puntos de control de la tabla, consignado anteriormente en la evaluación del FMIK.

En el año 2019, la S/E El Paico registra el mayor valor de TTIK con 10,4 (horas/año), debido principalmente a la falla de las líneas 1x66 kV Bajo Melipilla – El Monte y 1x66 kV Bajo Melipilla – Isla de Maipo, causadas por fatiga de material en el conductor y a un objeto que fue movido por el viento a la línea.

En el año 2020, La S/E Leyda experimenta un alza de su TTIK, llegando a 4,4 (horas/año), principalmente causada por un roedor que ingresa a celda del paño C2 de la subestación en cuestión.

En la siguiente figura se presenta el índice TTIK en los puntos de control en la zona de Melipilla, mostrando la evaluación de anual de este índice y su mejora hasta el año 2018. Posteriormente, el 2019 se experimenta el deterioro en puntos específicos de la zona como se mencionan en esta sección, al igual que el 2020, aunque este último también representa un alza generalizada de este índice.

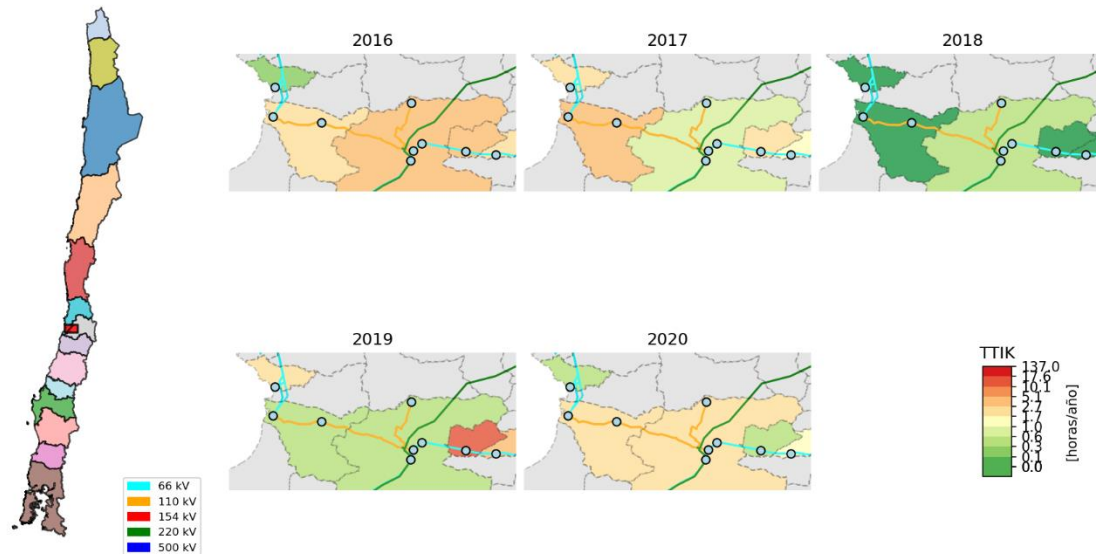


Figura 5-52 TTIK entre 2016 y 2020 presentados en el mapa de la zona de Melipilla.

### c) ENS

Los puntos de control con el mayor promedio en la ENS son Bollenar 13,2 kV, San Antonio 12 kV N°2, San Antonio 12 kV N°1, San Antonio 23 kV N°1 y El Paico 13,2 kV.

En el año 2016 la S/E Bollenar, se registra el mayor valor con 82,5 MWh a causa de falla en la línea radial que abastece la subestación. A su vez, el año 2018 se consigna un índice de 10,4 MWh, siendo el mayor para ese año en la zona por la desconexión de la línea 110 kV Alto Melipilla – Bollenar.

Por su parte, en el año 2017 el punto de control que registró el mayor valor de ENS en esta zona corresponde a San Antonio 12 kV N°2 con 52.8 MWh, 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.

En el año 2019 el punto de control que registró el mayor valor de ENS en esta zona corresponde a, El Paico 13.2 kV con 26,3 MWh y se debe principalmente a fallas en las 1x66 kV líneas Bajo Melipilla – El Monte y 1X66 kV Bajo Melipilla – Isla de Maipo.

El 2020, se registra un valor máximo en Bollenar 13,2 kV con un índice de 30,1 MWh, con causa atribuible a la desconexión programada de S/E Alto Melipilla en el Tap Off Alto Melipilla - Bollenar.

En la siguiente figura se presenta la ENS en los puntos de control en la zona de Melipilla, muestra el descenso de este índice entre el 2016 y 2018, el cual vuelve a aumentar levemente en casos particulares en el 2019, además de aumentar para el 2020 consiguando un deterioro generalizado en la zona en comparación al año anterior.

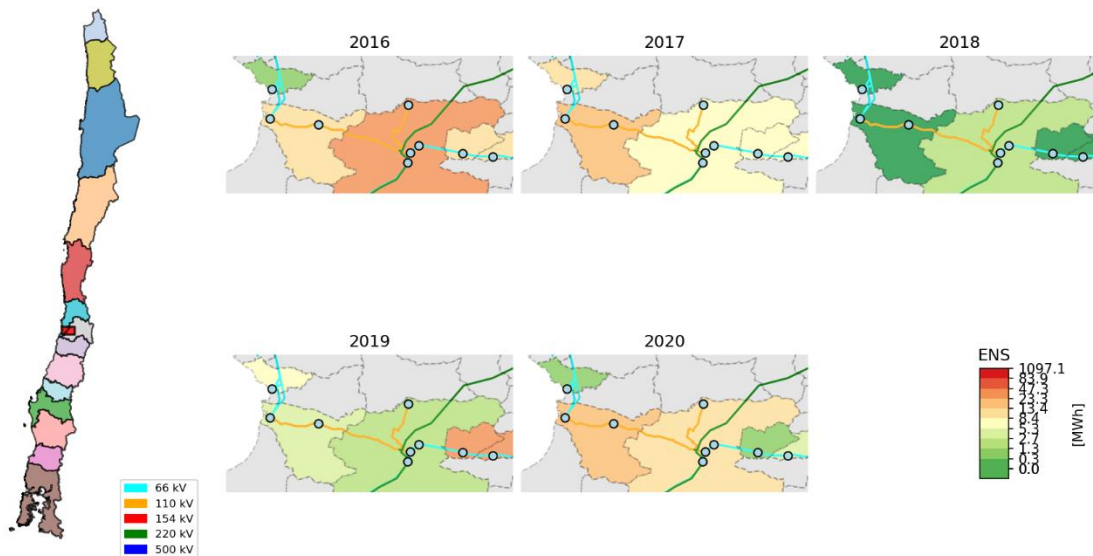


Figura 5-53: ENS entre 2016 y 2020 georeferenciados en la zona de Melipilla.

### 5.2.9.3 Inversiones en transmisión

Para los años entre el 2018 y 2020 no se registra conexión de obras de transmisión para la zona



## 5.2.10 Rapel

Corresponden a los puntos de control ubicados desde la S/E Mandinga hasta la S/E Painehue.

### 5.2.10.1 Índices de continuidad (estadísticos)

Se presentan los resultados estadísticos para los índices de continuidad la zona de Rapel entre los años 2016 y el 2020.

*Tabla 5-37: Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2016, 2017, 2018, 2019 y 2020 en la zona de Rapel.*

Índice de continuidad	Año	Mínimo	Rapel				Media	Desviación Estándar
			Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo		
FMIK	2016	0,0	0,6	2,0	3,0	4,0	1,8	1,3
	2017	0,0	0,0	0,0	1,0	5,0	0,7	1,3
	2018	0,0	1,0	2,0	2,2	4,0	1,9	1,1
	2019	0,0	1,0	2,0	3,0	5,0	2,1	1,2
	2020	0,0	1,3	2,0	2,0	3,0	1,8	0,8
TTIK	2016	0,0	0,7	2,4	6,6	8,0	3,4	3,1
	2017	0,0	0,0	0,0	1,3	55,3	4,3	13,3
	2018	0,0	1,9	4,3	11,1	17,6	5,8	5,5
	2019	0,0	0,6	1,5	3,7	7,3	2,2	2,0
	2020	0,0	0,2	1,3	1,5	20,9	2,2	5,0
ENS	2016	0,0	4,2	18,5	37,0	57,8	20,9	20,0
	2017	0,0	0,0	0,0	11,7	531,3	40,6	128,2
	2018	0,0	1,5	13,4	25,8	108,0	21,1	29,0
	2019	0,0	3,8	9,9	17,9	110,2	17,6	26,4
	2020	0,0	1,0	7,0	17,0	72,8	12,3	17,6

En la zona de Rapel se registra valor medio de FMIK fluctúa levemente aumentando y disminuyendo, manteniendo valores similares año a año. En el año 2017 se registra el menor valor con 0,7 (veces/año), representado único valor menor a 1. Luego, el año 2020 se registra un valor medio de 1,8 (veces/año), representando una leve disminución con respecto al año 2019, donde se presentó un valor medio de 2,1 (veces/año), siendo a su vez este último el registro con el mayor valor medio entre los años de estudio.

Con respecto al TTIK promedio, el valor medio menor se registró los años 2019 y 2020, ambos con 2,2 (horas/año). En los años anteriores, se presentaron alzas leves y consecutivas a partir del año 2016, donde se presentó un valor medio de 3,4 (horas/año), registrando un valor medio de 4,3 y 5,8 (horas/año) en los años 2017 y 2018, respectivamente. En el año 2019 se presentó un valor medio de 2,2 (horas/año).

La ENS promedio, en el año 2020 se registra el menor valor alcanzado de 12,9 (MWh/año). En los años anteriores se presentan valores medios fluctuantes, siendo el de mayor registro el año 2017 con 40,6 (MWh/año), siendo el punto de control de Alhué 23 kV donde se presenta el valor más alto de ENS con 531,3 (MWh), lo que disminuye drásticamente al año 2020 con tan solo 1 (MWh).

A continuación, se presentan el Diagrama BoxPlot para la zona de Rapel de los índices de continuidad en los años comprendidos para este estudio.

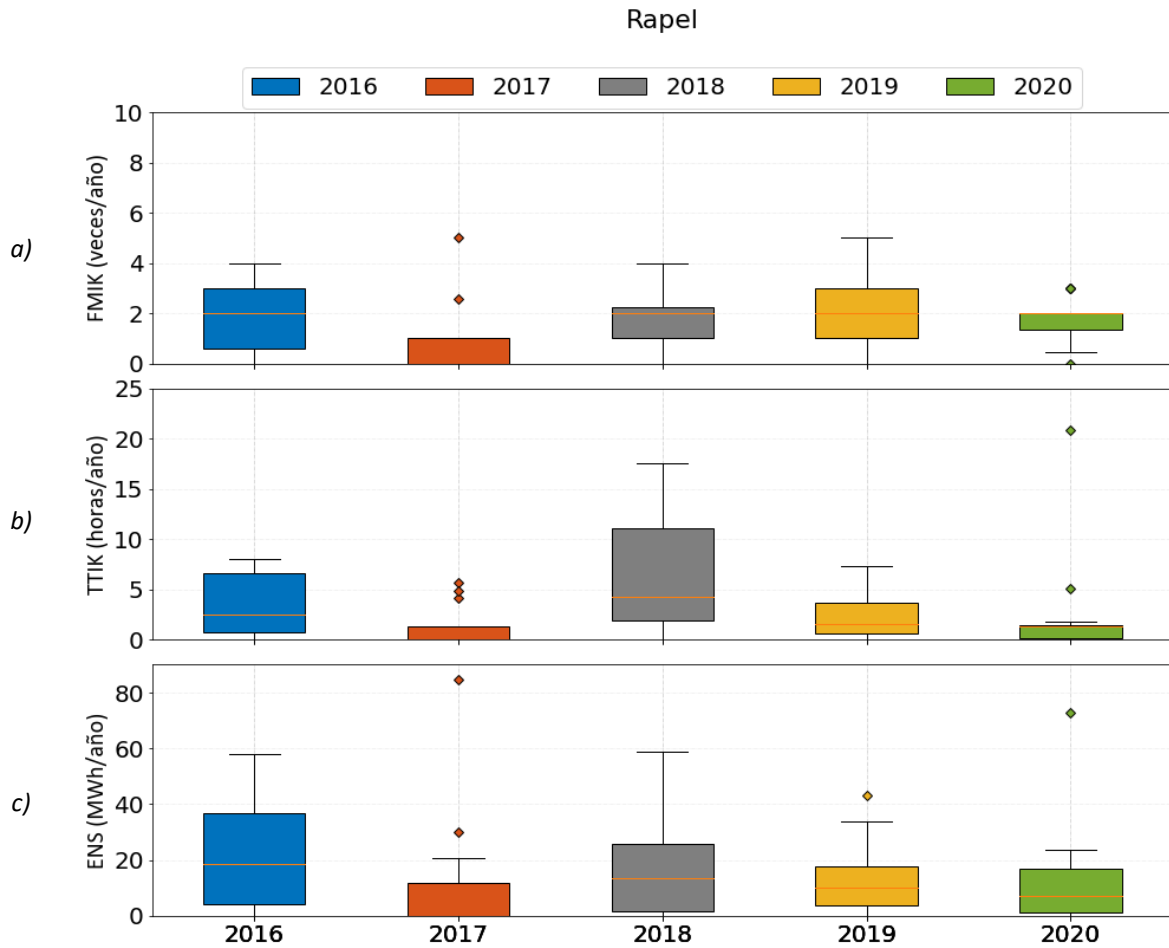


Figura 5-54 Diagrama BoxPlot de los índices de continuidad de Rapel; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

Luego, se presentan los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla.

5-38: Porcentajes de los índices de continuidad del total acumulado según causa en Rapel.

Rapel		FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
<b>INC1</b>	Incendio bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado, ej. quema de pastizal)	19,69	22,14	27,16
<b>OPE7</b>	Error de personal u operador	18,28	7,62	3,81
<b>OTR3</b>	Otros	10,55	9,69	7,46
<b>OPE11</b>	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	10,24	18,65	11,36
<b>OPE1</b>	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	9,14	2,23	1,93
<b>OTR2</b>	Origen no determinado (trip de interruptor)	7,73	2,40	3,33
<b>OPE13</b>	Maquinaria de trabajo pesado	4,92	0,72	0,69
<b>VAN2</b>	Atentado/explosivos/sabotaje	3,52	17,51	24,65

Causa	Descripción Causa	Rapel		
		FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
<b>CLI1</b>	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	2,81	1,11	1,27
<b>CLI2</b>	Objeto llevado por el viento hacia los conductores	2,11	1,72	1,36
<b>AUT1</b>	Desconexión debido a una emergencia, para evitar riesgos a personas o cosas	1,41	0,07	0,05
<b>ANI1</b>	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	1,41	1,98	0,37
<b>OPE6</b>	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	1,01	1,83	1,33
<b>OPE23</b>	Desperfecto de fábrica	0,86	0,62	0,80
<b>ACC5</b>	Daño cable de poder	0,70	1,60	4,43
<b>OPE16</b>	Fuga o degradamiento del dieléctrico (ej. sf6, aceite, etc.)	0,70	0,61	0,21
<b>OPE15</b>	Desconexión debido a puesta en servicio de equipos o instalaciones nuevas	0,70	0,03	0,03
<b>OPE10</b>	Falla de material, por fatiga de material o mala calidad	0,70	1,75	4,99
<b>OPE9</b>	Pérdida de aislación debido a contaminación por actividades de terceros	0,70	0,31	0,15
<b>DIS2</b>	Crecimiento de la demanda no evaluado	0,70	0,16	0,29
<b>DIS1</b>	Pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales	0,70	6,51	3,63
<b>ARB2</b>	Caída de árbol sobre línea o instalación	0,70	0,14	0,34
<b>OPE5</b>	Conector suelto o sucio	0,70	0,60	0,37

Las causas más relevantes que afectan el FMIK corresponden a, incendio bajo la línea o en proximidades de las instalaciones (natural o provocado) (19,69%); seguido de error de personal u operador (18,28%); y finalmente por otras causas (10,55).

En el caso del TTIK, las causas más relevantes corresponden a, incendio bajo la línea o en proximidades de las instalaciones (natural o provocado) (22,14%); seguida de elemento dañado, corrosión o trizadura (18,65); y finalmente por atentados/explosivos/sabotaje (17,51).

La ENS, es principalmente afectada por, incendio bajo la línea o en proximidades de las instalaciones (natural o provocado) (27,16); seguida por atentados/explosivos/sabotaje (24,65); y finalmente por elemento dañado, corrosión o trizadura (11,36).

Adicionalmente, se presenta en la siguiente gráfica los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla y año en la zona de Rapel.

### Indicadores de continuidad totales según causas en Rapel

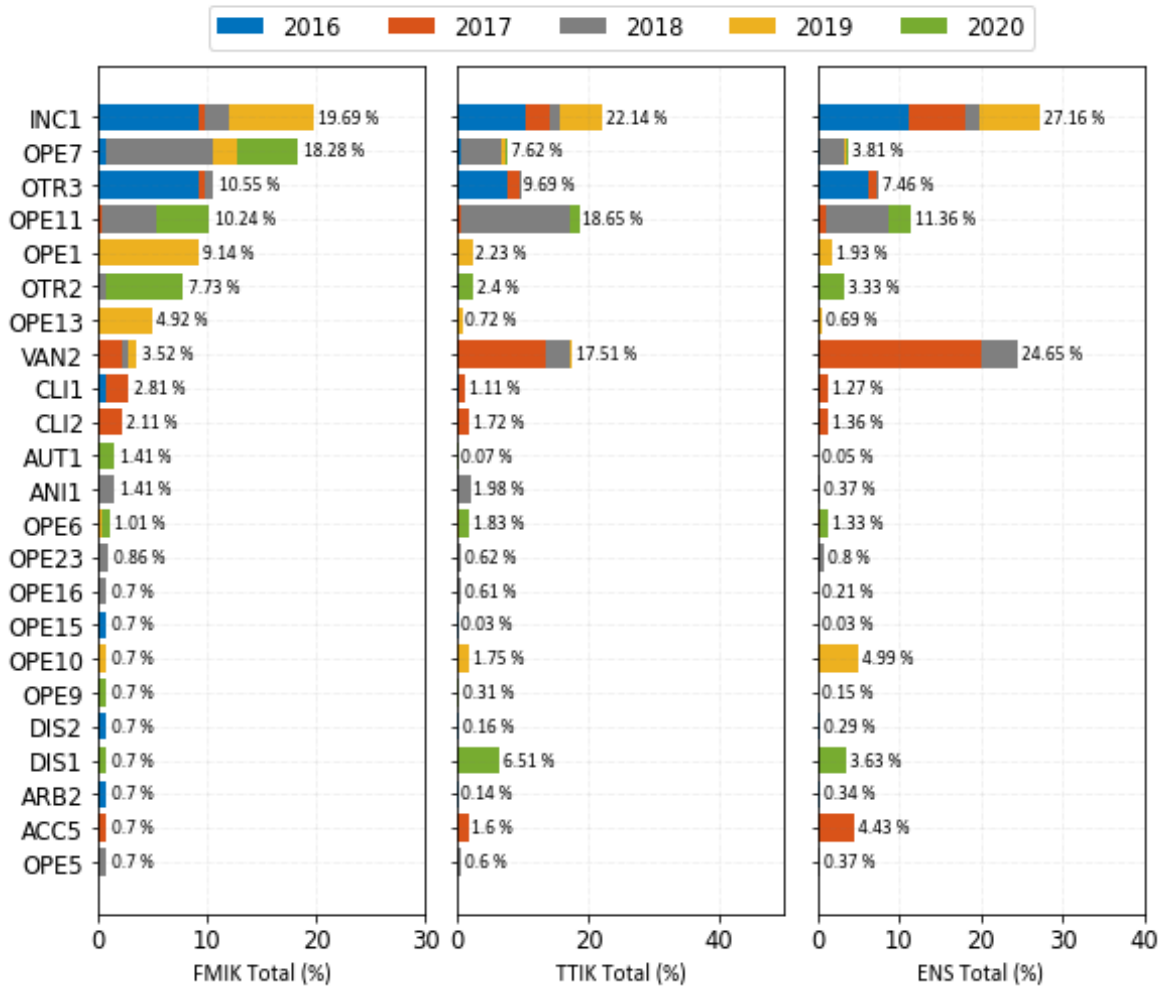


Figura 5-55: Porcentaje del total acumulado en Rapel de los índices de continuidad según causa de la falla; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

#### 5.2.10.2 Índices de continuidad (georreferenciación)

Se presentan los índices de continuidad georreferenciados en la zona de Rapel entre los años 2016 y 2020.

Luego, se presentan los cinco puntos de control con mayores índices FMIK, TTIK y ENS promedio entre los años de estudios para la zona.

Tabla 5-39: Puntos de control con mayores índices FMIK, TTIK y ENS promedio entre 2016 y 2020 en Rapel.

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Rapel					Media
			2016	2017	2018	2019	2020	
FMIK	CGE	BA S/E ALHUE 23KV	2,0	5,0	3,0	3,0	2,0	3,0
	CGE	BA S/E LA MANGA 13.2KV	3,0	2,6	2,2	2,4	3,0	2,6
	CGE	BA S/E PANIAHUE 13.2KV	3,0	1,0	2,0	5,0	2,0	2,6

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Rapel					Media
			2016	2017	2018	2019	2020	
	CGE	BA S/E MARCHIGÜE 13.2KV	2,7	0,0	4,0	3,0	1,3	2,2
	CGE	BA S/E LA ESPERANZA (TRANSNET) 13.2KV	4,0	1,0	2,0	1,0	3,0	2,2
TTIK	CGE	BA S/E ALHUE 23KV	2,4	55,3	13,6	5,1	0,2	15,3
	CGE	BA S/E MARCHIGÜE 13.2KV	7,3	0,0	17,6	1,5	1,3	5,5
	CGE	BA S/E MANDINGA 13.8KV	1,4	0,0	1,0	1,1	20,9	4,9
	CGE	BA S/E LA ESPERANZA (TRANSNET) 13.2KV	8,0	0,2	11,1	0,6	1,4	4,3
	CGE	BA S/E MARCHIGÜE 23KV	6,9	0,0	11,4	1,5	1,5	4,3
ENS	CGE	BA S/E ALHUE 23KV	28,2	531,3	108,0	43,0	1,0	142,3
	CGE	BA S/E PANIAHUE 13.2KV	53,0	84,8	13,9	110,2	21,8	56,7
	CGE	BA S/E LA ESPERANZA (TRANSNET) 13.2KV	57,8	0,2	57,3	3,6	17,0	27,2
	CGE	BA S/E MARCHIGÜE 13.2KV	25,8	0,0	58,9	10,7	10,2	21,1
	CGE	BA S/E MARCHIGÜE 23KV	48,6	0,0	13,4	8,7	23,8	18,9

#### a) FMIK

Los puntos de control con mayor promedio de FMIK acumulado corresponde a Alhué 23 kV, La Manga 13.2 kV, Paniahue 13.2 kV, Marchigüe 13.2 kV y La Esperanza 13,2 kV.

De los puntos de control anteriores, las SS/EE La Manga y Alhué no tienen redundancia de vínculo de transmisión y los demás generalmente son operados de forma radial, la S/E Marchigüe que es alimentada desde S/E Portezuelo y las SS/EE Paniahue y Lihueimo son alimentados desde la S/E San Fernando.

El valor máximo de FMIK en esta zona corresponde a 5.0 (veces/año), registrados en Alhué 23 kV y Paniahue para los años 2017 y 2019, respectivamente. La causa de fallas en la línea Santa Rosa - Alhué ante la presencia de fuertes temporales en la zona en caso de Alhué y fallas en la línea 66 kV Portezuelo – Paniahue por incendios y pérdidas de aislación en las instalaciones de la subestación.

En el año 2018, la S/E Marchigüe registró el mayor valor con 4,0 (veces/año) cuya causa son diversas fallas en instalaciones aledañas.

En el año 2020, el mayor registro fue de 3,0 interrupciones en La Manga 13,2 kV y La Esperanza 13,2. En ambos casos la principal causa se debió a variaciones de frecuencia y tensión.

En la siguiente figura se presenta el índice FMIK en los puntos de control en la zona de Rapel, mostrando una tendencia fluctuante de este índice, aunque de baja escala en considerando el SEN de manera completa.

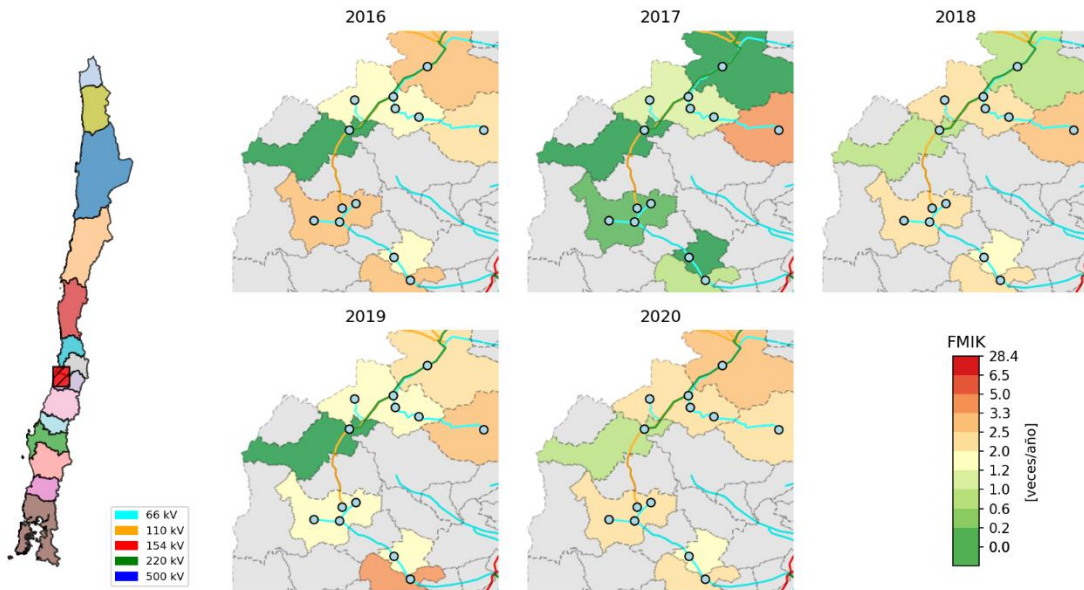


Figura 5-56: FMIK entre 2016 y 2020 georreferenciados en la zona de Rapel.

b) TTIK

Los puntos de control con sus índices TTIK que presentaron mayores valores medios en la zona corresponden a Alhué 23 kV; Marchigüe 13,2 kV; Mandinga 13,8; La Esperanza 13,2 kV y Marchigüe 23 kV

El máximo valor se registró en Alhué 23 kV alcanzando 55,3 (horas/año) en el año 2017, causado principalmente por fallas en la línea 1x66 kV Santa Rosa – Alhué producto de atentados y actos vandálicos. En el año 2019 la principal de causa del TTIK registrado de 5,1 (horas/año) es la falla de la línea 1x110 kV Quelentaro – Las Arañas debido a incendio forestales bajo esta.

En el 2016, el mayor registro corresponde a La Esperanza 13,2 kV alcanzado las 8 (horas/año), donde la interrupción más significativa se debe a la descarga eléctrica en la línea 110 kV Quelentaro – Portezuelo a causa de incendio en parte de la estructura.

El año 2018 en particular, se alcanzan mayores valores de TTIK en la zona. En Marchigüe 13,2 kV se registra un TTIK de 17,6 (horas/año) y en Marchigüe 23 kV de 11.4 (horas/año). Ambos causados principalmente por la desconexión forzada de la línea 1x110 kV Quelentaro – Portezuelo, debido a un incendio forestal bajo esta y a fallas por fatiga de material; además también se debe a la falla de la línea 1x220 kV Rapel – Quelentaro, producto de un error del operador cuando se realizaba trabajos cercanos a la línea. El índice TTIK de Esperanza 13.2 kV, también se debe a la falla de la línea 1x110 kV Quelentaro – Portezuelo, ya mencionada.

En el 2020, el mayor registro se ubicó en Mandinga con 20,9 (horas/año), representando un alza abrupta para este punto con respecto a años anteriores, y cuya causa corresponde a descarga eléctrica en aisladores de la línea 66 kV Mandinga – Las Arañas.

En la siguiente figura se presenta el índice TTIK en los puntos de control en la zona de Rapel, mostrando para este índice cierta estabilidad con fluctuaciones en puntos específicos como lo es el año 2017 y 2019 en Alhué, o en Marchigüe el 2018 y en Mandinga el 2020.

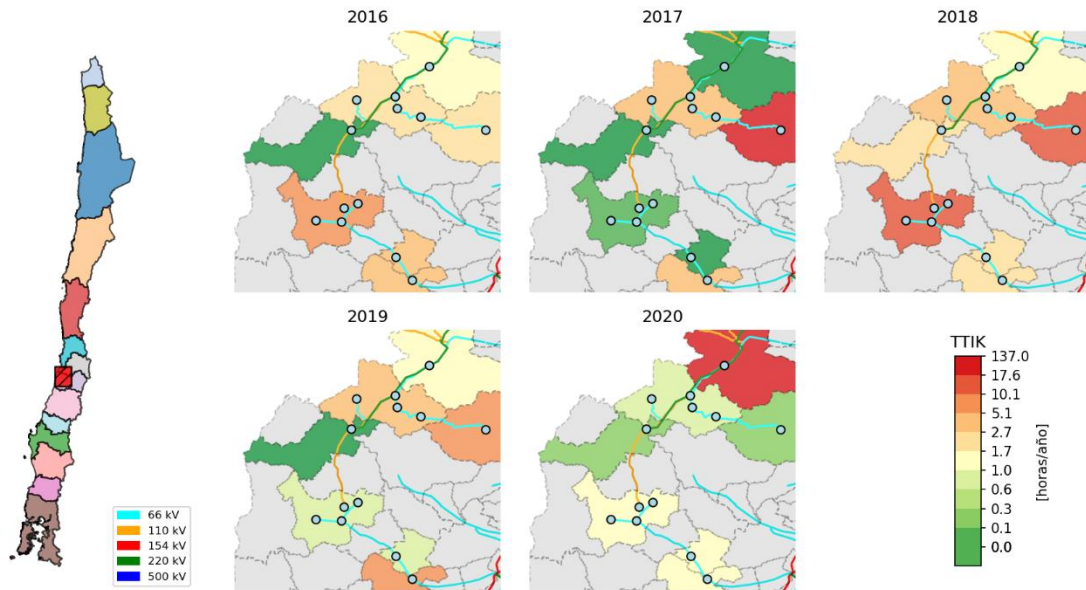


Figura 5-57: TTIK entre 2016 y 2020 presentados en el mapa de la zona de Rapel.

c) ENS

Los puntos de control con el mayor promedio en la ENS son Alhué 23 kV, Paniahue 132 kV, La Esperanza 13.2 kV, Marchigüe 13,2 y 23 kV.

El máximo valor registrado corresponde a 531,3 MWh en Alhué en el año 2017, a causa de fallas en la línea 1x66 kV Santa Rosa - Alhué por incendio y actos vandálicos en la línea, en total 3 eventos de esta naturaleza. Adicionalmente, el 2018 este punto alcanza el 108,0 MWh siendo el máximo de ese año, causados principalmente por la desconexión de la línea 66 kV Santa Rosa – Alhué ante una falla trifásica provocada por actos vandálicos.

En el 2019 el máximo valor registrado corresponde a 110,2 MWh en S/E Paniahue a causa de fallas en el sistema de distribución.

En 2020 representa un año con bajo índices en términos generales, donde el mayor registro fue en el punto Marchigüe 23 kV con 23,8 MWh, a causa principalmente de la desconexión con motivo de variaciones de frecuencia y tensión.

En la siguiente figura se presenta la ENS en los puntos de control en la zona de Rapel, mostrando la evolución anual de este índice, exponiendo una zona estable en la ENS con fluctuaciones en puntos específicos como Marchigüe 23 kV en el 2020 con respecto a años anteriores.



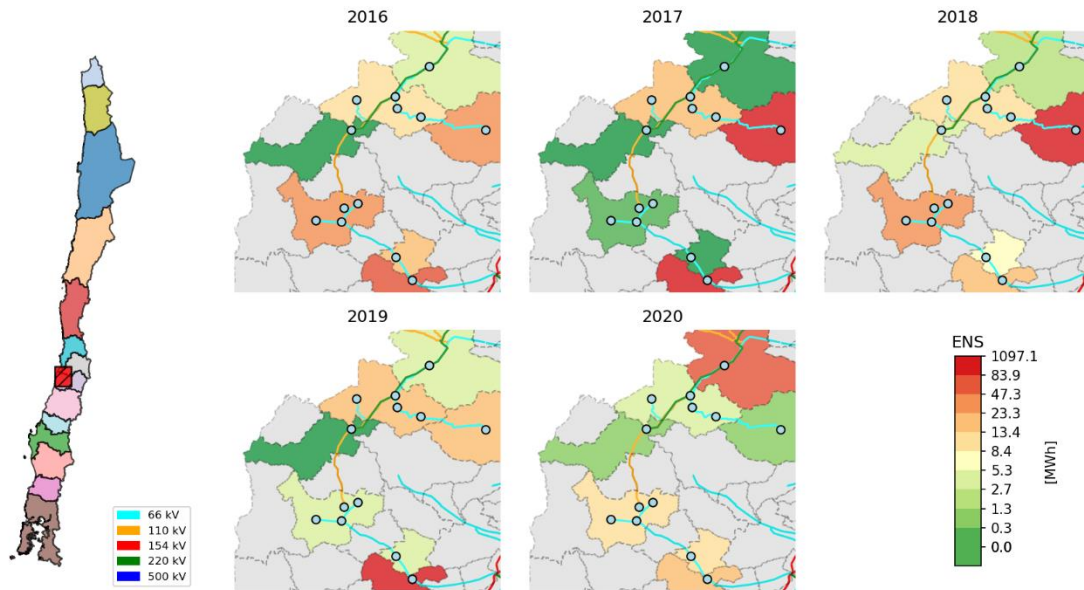


Figura 5-58: ENS entre 2016 y 2020 georreferenciados en la zona de Rapel.

### 5.2.10.3 Inversiones en transmisión

Las principales obras de transmisión que han entrado en operación en la zona de Rapel entre el 2018 y 2020 se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 5-40: Proyectos de transmisión en operación en la zona de Rapel.

N	Empresa	Nombre Proyecto	ST	Nivel de Tensión [kV]	Fecha Real de EO	Origen	N° Decreto	Año Decreto
1	Transelec S.A.	Autotransformador 220/110/13.8 kV 150MVA en S/E Quillota	STZ	220/110/13,8	21-feb-18			
2	Chilquinta Energía S.A.	Nuevo Transformador en S/E Las Vegas	STZ	110/23-12	29-ago-18			
3	Chilquinta Energía S.A.	Nueva línea 2x110 kV Tap Off Mayaca - Mayaca	STZ	110	19-nov-19	Decreto	418	2017

DC = Declarada en construcción; EO = entrada en operación.

La obra 1, afecta en forma indirecta a los índices de continuidad de la zona. La obra 2 corresponde a la instalación de un segundo transformador 110/23-12kV de 30 MVA en S/E Las Vegas lo que aporta a la redundancia de vinculación a los puntos de control en las comunas Los Andes, San Felipe, Catemu y Panquehue. Sin embargo, sus índices FMIK y TTIK empeoraron los años 2018 y 2019 respecto al 2017 esto debido a que las instalaciones más fallan son líneas de transmisión y no transformadores en estas zonas. La obra 3, no incide directamente en ninguno punto de los puntos de control del presente estudio.

Luego, el 2020 no se registraron proyectos con ingreso en operación.



### 5.2.11 Rancagua

Corresponden a los puntos de control ubicados desde la S/E Buin hasta S/E Quinta.

#### 5.2.11.1 Índices de continuidad (estadísticos)

Se presentan los resultados estadísticos para los índices de continuidad la zona de Rancagua entre los años 2016 y el 2020.

*Tabla 5-41: Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2016, 2017, 2018, 2019 y 2020 en la zona de Rancagua.*

Índice de continuidad	Año	Rancagua						Desviación Estándar
		Mínimo	Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo	Media	
<b>FMIK</b>	2016	0,0	1,0	2,8	6,0	10,5	3,5	3,0
	2017	0,0	0,0	1,0	2,0	7,0	1,6	1,7
	2018	0,0	0,0	1,0	1,5	5,0	1,0	1,2
	2019	0,0	0,0	1,0	1,7	6,4	1,2	1,4
	2020	0,0	0,0	1,0	1,0	5,0	0,9	1,1
<b>TTIK</b>	2016	0,0	0,2	2,0	6,1	19,8	4,4	5,6
	2017	0,0	0,0	0,4	2,0	48,8	2,6	7,1
	2018	0,0	0,0	0,1	0,9	11,9	1,2	2,3
	2019	0,0	0,0	0,1	1,2	24,6	1,6	4,2
	2020	0,0	0,0	0,2	1,1	57,6	2,0	7,6
<b>ENS</b>	2016	0,0	0,1	7,2	60,4	771,1	53,4	114,5
	2017	0,0	0,0	3,0	12,1	217,4	15,5	37,9
	2018	0,0	0,0	0,4	7,5	387,4	12,4	49,6
	2019	0,0	0,0	0,4	7,7	315,3	15,8	45,0
	2020	0,0	0,0	0,7	7,8	232,3	14,8	38,2

En la zona de Rancagua, el índice FMIK se registra una disminución significativa a partir del año 2016, pasado de un valor medio de 3,5 (veces/año) a finalizar el registro el año 2020 con un valor medio de 0,9 (veces/año), siendo este el menor valor entre los años de estudio.

Con respecto al TTIK, presenta un caso similar al FMIK, siendo el mayor valor medio registrado el año 2016, donde se presentó un TTIK promedio de 4,4 (horas/año), finalizando el registro el año 2020 con un valor medio de 2,0 (horas/año). Para este índice el menor valor se presenta el año 2018, logrando un valor medio de 1,2 (horas/año), aumentado levemente año a año.

La ENS promedio, la disminución es significativa a desde el año 2016, disminuyendo de 53,4 (MWh/año) a 15,5 (MWh/año) en el año 2017. Posteriormente este valor se mantiene estable con leves fluctuaciones. Registra para el año 2020 un valor medio de 14,8 (MWh/año).

A continuación, se presentan el Diagrama BoxPlot para la zona de Rancagua de los índices de continuidad en los años comprendidos para este estudio.

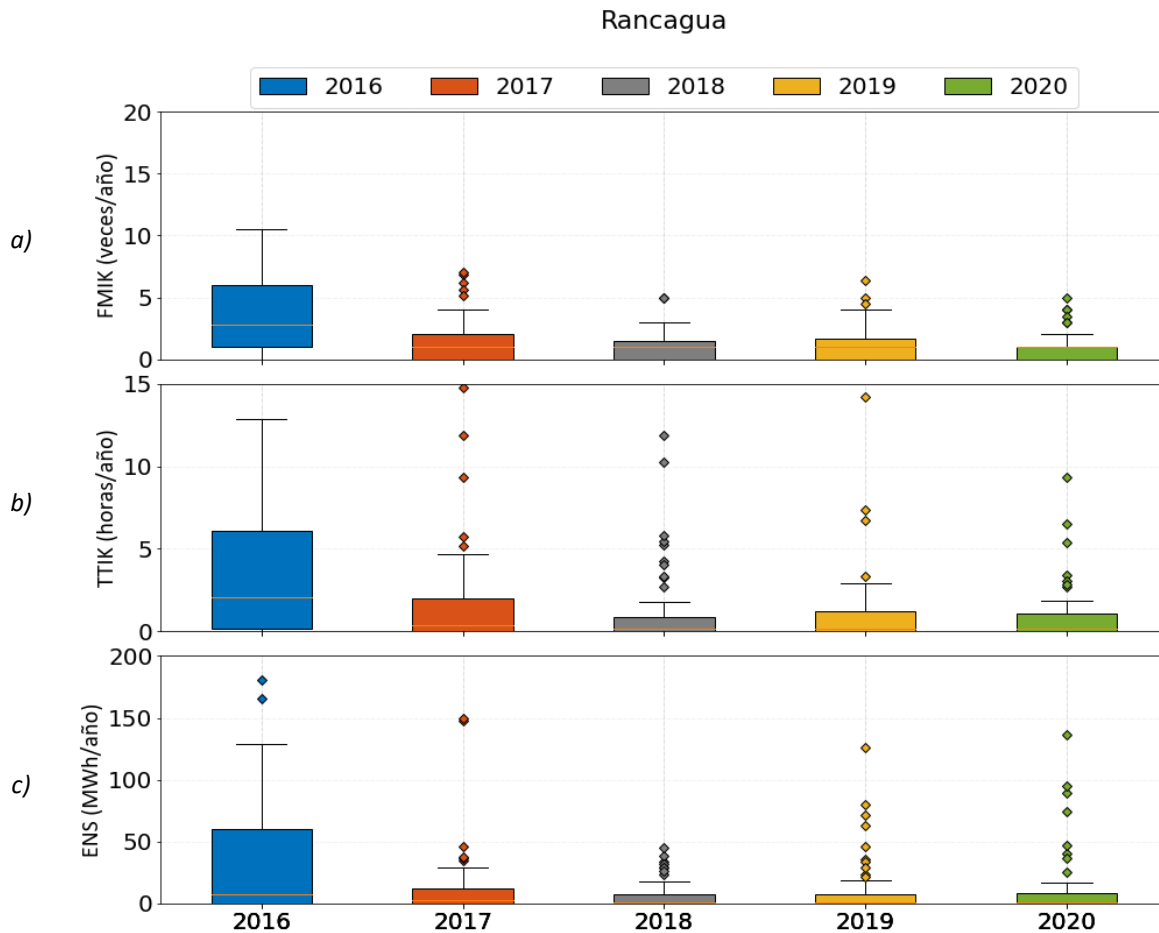


Figura 5-59 Diagrama BoxPlot de los índices de continuidad de Rancagua; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

Luego, se presentan los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla.

5-42: Porcentajes de los índices de continuidad del total acumulado según causa en Rancagua.

Rancagua		FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
<b>VAN3</b>	Robo conductor o equipo	19,06	20,73	26,61
<b>OPE18</b>	Violación de distancia eléctrica	9,82	2,50	2,79
<b>ARB2</b>	Caída de árbol sobre línea o instalación	7,54	5,36	4,02
<b>INC1</b>	Incendio bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado, ej. quema de pastizal)	5,88	7,13	6,17
<b>ANI1</b>	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	5,74	2,36	1,09
<b>CLI1</b>	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	5,49	6,15	9,74
<b>OPE11</b>	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	5,37	4,28	3,23
<b>OPE7</b>	Error de personal u operador	4,91	1,89	1,37
<b>OPE22</b>	Error en programación	4,81	7,17	8,67

Rancagua					
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)	
<b>OTR2</b>	Origen no determinado (trip de interruptor)	4,52	5,20	4,70	
<b>CLI2</b>	Objeto llevado por el viento hacia los conductores	3,92	4,71	4,46	
<b>OTR3</b>	Otros	3,34	7,05	7,09	
<b>ACC3</b>	Choque de vehículo a poste	3,14	13,61	7,14	
<b>OPE6</b>	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	2,75	2,04	1,16	
<b>OPE17</b>	Falta de limpieza en aisladores o terminales	2,55	0,26	0,18	
<b>OPE13</b>	Maquinaria de trabajo pesado	2,16	1,78	0,98	
<b>DIS2</b>	Crecimiento de la demanda no evaluado	1,87	0,46	1,40	
<b>ARB1</b>	Contacto de ramas con conductores	1,57	2,66	0,84	
<b>ACC2</b>	Falla originada en terceros (accidentes, interferencias, rodado, deslizamiento de tierra, juegos, etc.)	1,37	0,21	0,37	
<b>OPE4</b>	Alta presión hogar en unidad generadora	1,28	0,23	0,07	
<b>OPE1</b>	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	0,87	2,14	4,94	
<b>OPE19</b>	Explosión de equipos	0,68	0,37	1,59	
<b>OPE16</b>	Fuga o degradamiento del dieléctrico (ej. sf6, aceite, etc.)	0,39	0,65	0,81	
<b>OPE10</b>	Falla de material, por fatiga de material o mala calidad	0,39	0,35	0,12	
<b>DIS4</b>	Activación sobre presión en transformador	0,20	0,03	0,07	
<b>DIS6</b>	Ruptura de capacidad dieléctrica	0,20	0,23	0,19	
<b>OPE5</b>	Conector suelto o sucio	0,20	0,47	0,22	

Las causas más relevantes que afectan el FMIK corresponden a, robo de conductor o equipo (19,06%); seguido por violación de distancia eléctrica (9,82); y finalmente caída de árbol sobre línea o instalación (7,54%).

En el caso del TTIK, las causas más relevantes corresponden a, robo de conductor o equipo (20,73%); seguido de choque de vehículo con estructuras (poste) (13,61%); finalizando con error en programación (7,17%).

La ENS, es principalmente afectada por, robo de conductor o equipo (26,61); seguido eventos climáticos o catastróficos fuera del alcance de diseño (9,74%); y finalmente por error en programación (8,67%).

Adicionalmente, se presenta en la siguiente gráfica los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla y año en la zona de Rancagua.

### Indicadores de continuidad totales según causas en Rancagua

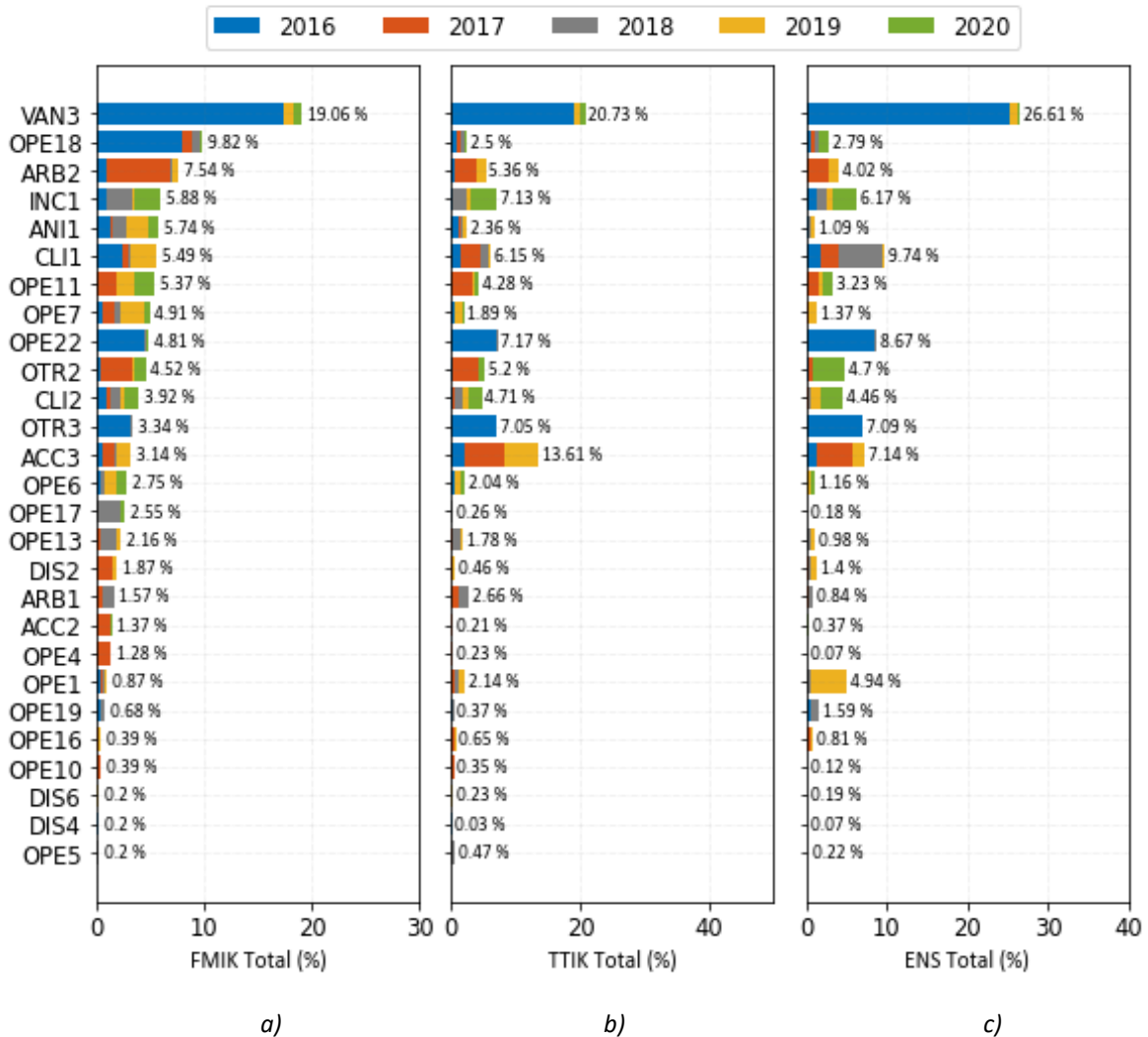


Figura 5-60: Porcentaje del total acumulado en Rancagua de los índices de continuidad según causa de la falla; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

#### 5.2.11.2 Índices de continuidad (georreferenciación)

Se presentan los índices de continuidad georreferenciados en la zona de Rancagua entre los años 2016 y 2020.

Luego, se presentan los cinco puntos de control con mayores índices FMIK, TTIK y ENS promedio entre los años de estudios para la zona.

Tabla 5-43: Puntos de control con mayores índices FMIK, TTIK y ENS promedio entre 2016 y 2020 en Rancagua.

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Rancagua					Media
			2016	2017	2018	2019	2020	
FMIK	CGE	BA S/E EL MANZANO (TRANSNET) 15KV	9,0	7,0	5,0	5,0	3,0	5,8
	CGE	BA S/E LAS CABRAS 15KV	8,0	4,0	5,0	4,0	4,0	5,0

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Rancagua					Media
			2016	2017	2018	2019	2020	
	CMPC TISSUE	BA S/E PAPELERA TALAGANTE 66KV	10,5	1,0	1,5	4,5	5,0	4,5
	MINERA VALLE CENTRAL	BA S/E MINERA VALLE CENTRAL 154KV	9,6	5,1	1,5	3,0	3,0	4,4
	CGE	BA S/E BUIN (TRANSNET) 15KV C2	6,4	6,2	2,0	6,4	1,0	4,4
TTIK	MINERA VALLE CENTRAL	BA S/E MINERA VALLE CENTRAL 154KV	19,4	5,2	10,2	14,2	57,6	21,3
	CGE	BA S/E EL MANZANO (TRANSNET) 15KV	11,6	48,8	5,5	24,6	9,4	20,0
	CGE	BA S/E LAS CABRAS 15KV	9,8	14,8	5,2	17,0	15,7	12,5
	CMPC TISSUE	BA S/E PAPELERA TALAGANTE 66KV	17,5	0,2	1,0	7,4	5,4	6,3
	CGE	BA S/E TUNICHE 15KV	15,4	0,5	4,2	6,7	1,1	5,6
ENS	MINERA VALLE CENTRAL	BA S/E MINERA VALLE CENTRAL 154KV	771,1	149,5	387,4	315,3	7,5	326,2
	CMPC TISSUE	BA S/E PAPELERA TALAGANTE 66KV	321,5	2,7	26,0	126,5	94,9	114,3
	CGE	BA S/E LAS CABRAS 15KV	62,1	147,9	33,9	71,0	136,5	90,3
	CGE	BA S/E EL MANZANO (TRANSNET) 15KV	47,6	217,4	15,5	63,0	40,8	76,9
	CGE	BA S/E FATIMA 15KV BP1	260,4	37,8	29,2	0,8	16,0	68,8

#### a) FMIK

Los puntos de control que registraron mayor promedio en el FMIK corresponden a El Manzano 15 kV, Las Cabras 15 kV, Papelera Talagante 66 kV, Minera Valle Central 154 kV y Buin 15 kV. Además, tanto las SS/EE El Manzano y Las Cabras no tienen redundancia de vínculo de transmisión, mientras que las demás sí lo tienen, pero generalmente se opera el sistema 66 kV de la zona de tal forma que se alimenten radialmente.

En el año 2016, el máximo FMIK registró 10,5 (veces/año) en Papelera Talagante 66 kV, las cuales en su mayoría corresponden al robo conductor que afectando la línea 2x54 kV Jahuel – Rancagua – Tinguiririca y a la línea 66 kV Paine – Isla de Maipo. Adicionalmente, este año también se registraron altos índices generalizados registrando 9,0 (veces/año) en El Manzano 15 kV, cuyas causas más relevantes de estas interrupciones son, la falla de las líneas de 154 kV, atribuibles a robo de conductor y a las reiteradas solicitudes del CDEC SIC de liberación de carga por control de transferencias en las SS/EE Sauzal y Alto Jahuel. Es por esta misma razón, que particularmente este año, los índices FMIK alcanzados en los puntos de control de la tabla están por sobre 6 (veces/año).

En el año 2017, el valor máximo de FMIK registrado corresponde a 7,0 (veces/año) El Manzano 15 kV, cuyas interrupciones se debieron a fallas en la línea 1x 66 kV San Vicente de Tagua Tagua - El Manzano.

En el año 2018, se mantienen índices elevados en el punto de control de El Manzano 15 kV y Las Cabras 15 kV, ambos con un valor de 5,0 (veces/año). Las causas de estas interrupciones son fallas en tramos de la línea 1x66 kV Malloa – San Vicente de Tagua Tagua – Las Cabras - El Manzano.

En el año 2019, el valor máximo de FMIK registrado es de 6,4 (veces/año) en Buin C2 15 kV y es causado principalmente por falla en la S/E Buin debidas a operación en falso de protecciones.

En el año 2020, el máximo FMIK alcanzó un valor de 5,0 (veces/año) en Papelera Talagante 66 kV, con causas en la pérdida de aislación, objeto llevado por el viento hacia los conductores y a fallas en instalaciones de distribución, afectando tanto a la línea 66 kV Paine – Isla de Maipo y a la subestación Papelera Talagante.

En la siguiente figura se presenta el índice FMIK en los puntos de control en la zona de Rancagua, mostrando la evolución anual de este índice y en particular a un año 2016 particularmente alto según lo mencionado en esta sección. Luego, a partir de ese año la evolución es positiva en términos generales con fluctuaciones leves en algunos puntos específicos.

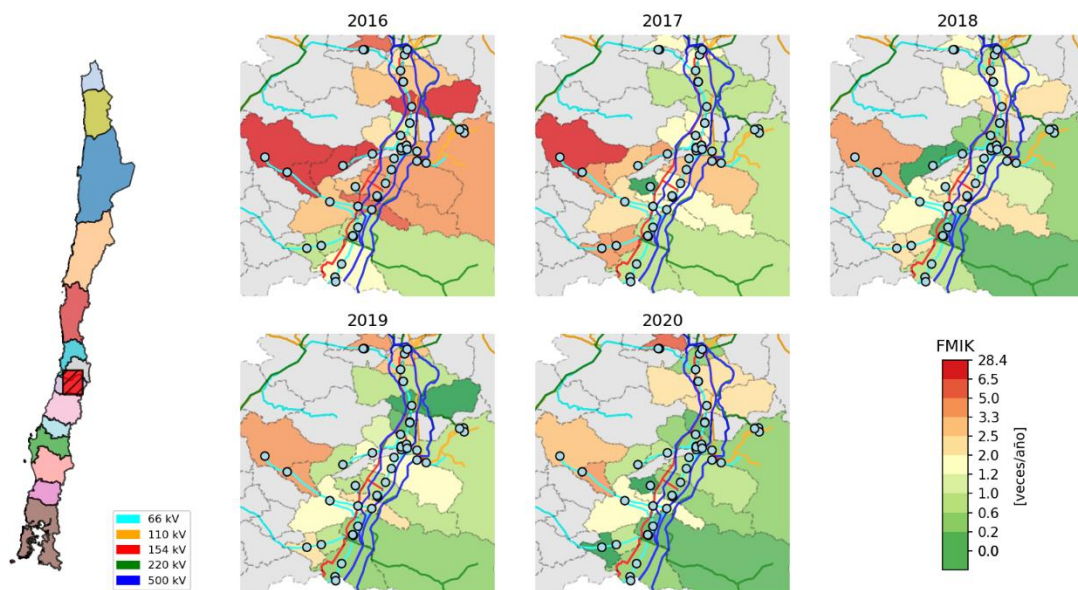


Figura 5-61: FMIK entre 2016 y 2020 georreferenciados en la zona de Rancagua.

#### b) TTIK

Los puntos de control con mayor promedio de TTIK corresponden a Minería Valle Central 154 kV, El Manzano 15 kV, Las Cabras 15 kV, Minera Valle Central 154 kV, Papelera Talagante 66 kV y Tuniche 15 kV.

En el año 2016, Minera Valle Central 154 kV registra 19,4 (horas/año) a causa de falla que afectó la línea 154 kV 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 el año 2017, el valor máximo de TTIK fue de 48,8 (horas/año) y se registró en El Manzano 15 kV 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, con una suma neta de 26 horas aproximadamente; además de un evento asociado al fuerte viento y lluvia en la zona, con una duración de 18 horas.

En el año 2018, Minera Valle Central 154 kV presentó un TTIK de 10,2 (horas/año) a raíz de la desconexión forzada de la línea de transmisión 1x154 kV Sauzal – Tap Off Minera Valle Central – Rancagua, ante la operación de protecciones por una descarga eléctrica originada por la caída de un rayo sobre la línea de transmisión 1x154 kV Tap Off Minera Valle Central - S/E Minera Valle Central.

En el año 2019, Las Cabras 15 kV presentó un TTIK de 17,0 (horas/año) principalmente debido a falla en la línea de transmisión 1x66 kV San Vicente de Tagua Tagua - Las Cabras, a causa de un choque de vehículo de gran envergadura con un poste de línea cuya duración fue de 13,7 horas. Esta misma falla afectó también al punto de control El Manzano 15 kV que tuvo un TTIK de 24,6 (horas/año), el cual también se debe en parte a trabajos de reemplazo de postes en la línea 1x66 kV Las Cabras – El Manzano, entre otros.

En el 2020 se destaca un alza significativa en el punto Minera Valle Central 154 kV, alcanzando 57,6 (horas /veces), y cuya interrupción más relevante alcanzó las 45 horas por reparación de mufas en línea de 23 kV.

En la siguiente figura se presenta el índice TTIK en los puntos de control en la zona de Rancagua, mostrando una zona fluctuante de altos valores, pero con valores estables en la mayor parte de la zona, destacando el 2017 la fuerte alza en El Manzano y en menor medida en el 2019 en ese mismo punto.

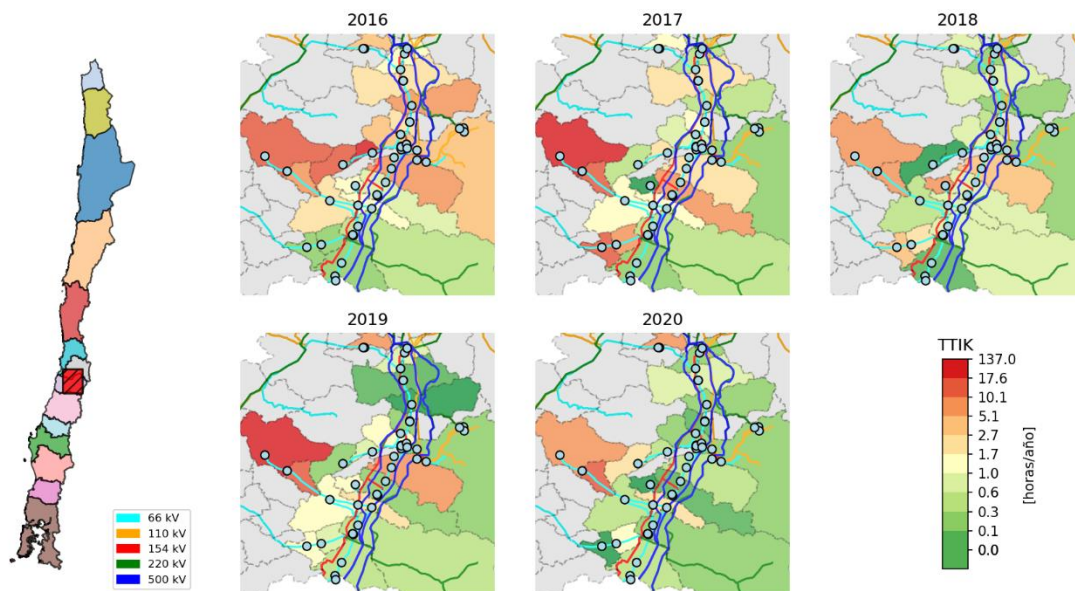


Figura 5-62: TTIK entre 2016 y 2020 presentados en el mapa de la zona de Rancagua.

### c) ENS

Los mayores valores promedio de ENS se registraron en los puntos de control Minera Valle Central 154 kV, Papelera Talagante 66 kV, Las Cabras 15 kV, El Manzano 15 kV y Fátima 15 kV BP1.



En el año 2016, el valor máximo registrado corresponde a 771,1 MWh en Minera Valle Central 154V y se debió a fallas en la línea de transmisión 66 kV Las Cabras - El Manzano.

En el año 2017, la S/E El Manzano registra mayor valor de ENS, en total 217,4 MWh, a causa de fallas en la línea de transmisión radial que alimenta a la subestación.

En el año 2018, el valor máximo registrado corresponde a 387,4 MWh en Minera Valle Central 154V la desconexión forzada de la línea de transmisión 1x154 kV Sauzal – Tap Off Minera Valle Central – Rancagua. En este punto el 2019, se registra una ENS de 315,3 MWh, también siendo el máximo valor en la zona para ese año, y cuya principal causa corresponde a mantenimiento de aislación de equipos primarios y aisladores de patio de alta tensión. En el 2020, este punto rompe su tendencia con un descenso drástico de ENS.

En el año 2020, el valor máximo registrado corresponde a 136,5 MWh en Las Cabras 15 kV, y cuyas interrupciones más relevantes corresponde a una ENS de 61,9 y 49,5 MWh, a causa de la desconexión de la línea 66 kV Tagua Tagua – La Cabras debido a incendio en las cercanías de su estructura.

En la siguiente figura se presenta la ENS en los puntos de control en la zona de Rancagua, mostrando la evolución de este índice y su estabilidad de valores de manera generalizada, destacando la fluctuación de El Manzano el 2017 y la disminución progresiva y fluctuante del punto de Minera Valla Central.

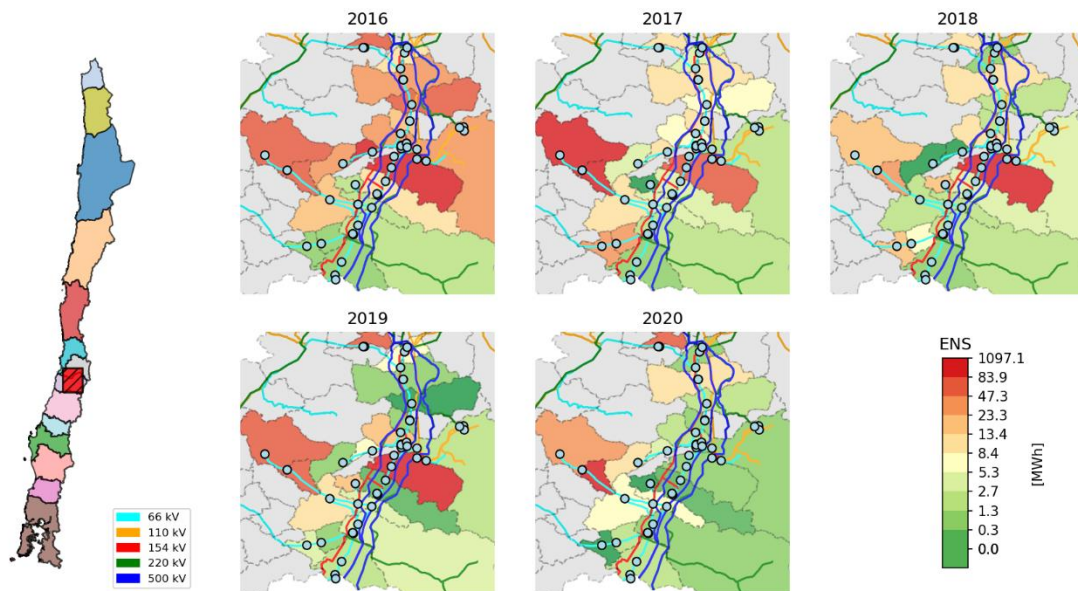


Figura 5-63: ENS entre 2016 y 2020 georreferenciados en la zona de Rancagua.

### 5.2.11.3 Inversiones en transmisión

Las principales obras de transmisión que han entrado en operación en la zona de Rancagua entre el 2018 y 2020 se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 5-44: Proyectos de transmisión en operación en la zona de Rancagua.

N	Empresa	Nombre Proyecto	ST	Nivel de Tensión [kV]	Fecha Real de EO	Origen	N° Decreto	Año Decreto
1	CGE S.A.	Nuevo Transformador en S/E Malloa	STZ	154	17-may-18			
2	Transelec S.A.	Nuevo Transformador 220/154 kV y adecuaciones S/E Tinguiririca - Etapa 2	STZ	220	09-feb-19	Art. 102	569	2017
3	CGE S.A.	Nuevo Transformador en S/E Punta Cortés	STZ	154/66	10-may-19	Decreto	418	2017
4	CGE S.A.	Aumento de capacidad en S/E Punta Cortés	STZ	66/15	04-jun-19	Decreto	418	2017
5	CGE S.A.	Aumento de capacidad tramo de línea AT 1x66 kV desde el Tap Graneros a Subestación Graneros	STZ	66	24-nov-19	Decreto	418	2017
6	CGE S.A.	Aumento de capacidad línea 2x66 kV Rancagua - Alameda	STZ	66	31-ene-20	Decreto	418	2017
7	Colbún S.A.	Normalización en SE Candelaria 220 kV	STN	220	11-ago-20	Decreto	373	2016
8	CGE S.A.	Aumento de capacidad línea 1x66 kV Placilla - Nancagua	STZ	66	07-oct-20	Decreto	418	2017

DC = Declarada en construcción; EO = entrada en operación.

Las obras que entraron en operación en esta zona pertenecen al sistema de transmisión zonal, con excepción de la obra 7, siendo esta una obra en transmisión nacional. Las obras 1 y 2 aumentan la redundancia de vínculo ya que corresponden a agregar un segundo transformador. Las obras 2, 3, 4, 5 y 6 entraron en servicio el 2019 en puntos no críticos de la zona, sin mayor influencia en la zona. Luego, las obras 7 y 8 entraron en operación el segundo semestre del año 2020, por lo que su evaluación se analiza a partir de estudios posteriores.

## 5.2.12 Itahue

Corresponden a los puntos de control ubicados entre las SS/EE Teno y Linares.

### 5.2.12.1 Índices de continuidad (estadísticos)

Se presentan los resultados estadísticos para los índices de continuidad la zona de Itahue entre los años 2016 y el 2020.

*Tabla 5-45: Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2016, 2017, 2018, 2019 y 2020 en la zona de Itahue.*

Índice de continuidad	Año	Itahue						Desviación Estándar
		Mínimo	Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo	Media	
<b>FMIK</b>	2016	0,0	1,1	4,0	7,9	26,9	5,9	6,8
	2017	0,0	0,0	2,0	4,2	22,6	3,4	4,2
	2018	0,0	0,0	1,0	1,5	4,5	1,0	0,9
	2019	0,0	0,0	0,7	2,0	6,9	1,1	1,6
	2020	0,0	0,0	1,0	2,0	5,2	1,2	1,3
<b>TTIK</b>	2016	0,0	0,3	1,0	2,1	78,8	4,2	10,9
	2017	0,0	0,0	0,8	2,4	32,0	3,7	7,3
	2018	0,0	0,0	0,3	0,7	13,5	0,7	1,8
	2019	0,0	0,0	0,2	1,2	47,7	2,7	6,9
	2020	0,0	0,0	0,3	1,8	9,4	1,3	2,1
<b>ENS</b>	2016	0,0	0,1	4,4	15,3	382,7	20,1	53,2
	2017	0,0	0,0	2,4	19,3	223,9	14,6	31,8
	2018	0,0	0,0	0,8	4,4	24,2	3,4	5,8
	2019	0,0	0,0	1,2	7,8	588,0	19,6	76,2
	2020	0,0	0,0	1,4	4,9	393,6	12,9	51,3

En la zona de Itahue se registra el valor más alto en el valor medio del año 2016, registrando 5,9 (veces/año). Posteriormente este valor decae, logrando valores con leves fluctuaciones, registrando el 2020 un valor de 1,1 (veces/año).

En caso del TTIK, se presenta un caso similar al FMIK, siendo el 2016 año de mayor registro en el valor medio de 4,2 (horas/año), decayendo paulatina y significativamente en años posteriores, un alza mayor el año 2019 registrando un valor de 2,7 (horas/año), terminado el 2020 con un valor medio de 1,3 (horas/año).

La ENS, similar al TTIK, experimenta su mayor valor el año 2016, registrando 20,1 (MWh/año). Nuevamente, en años posteriores decae significativamente, con una fluctuación significativa el año 2019, registrando 19,6 (MWh/año). En el año 2020, este valor decae registrando un valor de 12,9 (MWh/año).

A continuación, se presentan el Diagrama BoxPlot para la zona de Itahue de los índices de continuidad en los años comprendidos para este estudio.

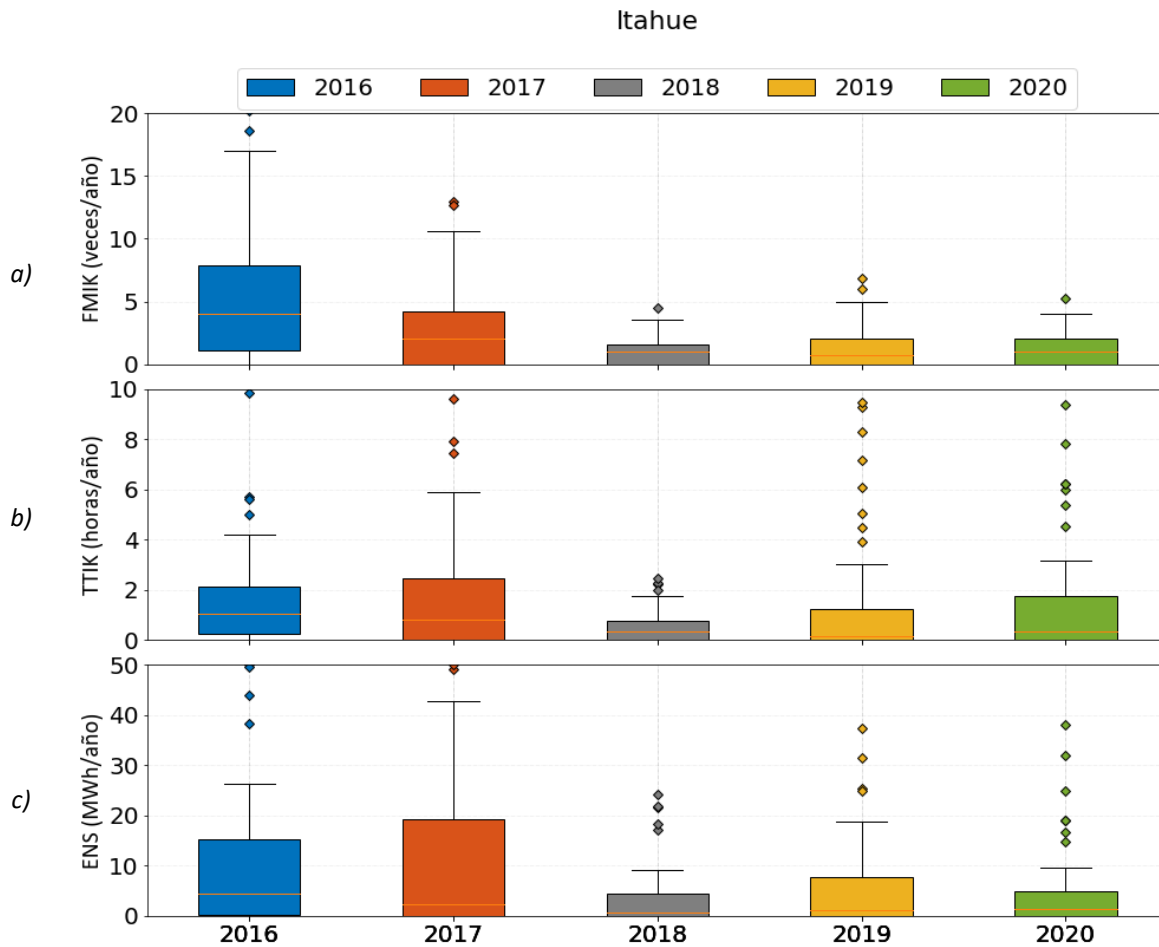


Figura 5-64: Diagrama BoxPlot de los índices de continuidad de Itahue; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

Luego, se presentan los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla.

5-46: Porcentajes de los índices de continuidad del total acumulado según causa en Itahue.

		Itahue		
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
<b>VAN3</b>	Robo conductor o equipo	30,28	12,04	9,00
<b>OTR3</b>	Otros	8,67	7,58	8,99
<b>INC1</b>	Incendio bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado, ej. quema de pastizal)	8,05	13,22	14,41
<b>ARB2</b>	Caída de árbol sobre línea o instalación	8,02	9,84	7,54
<b>OPE18</b>	Violación de distancia eléctrica	5,94	1,67	4,16
<b>OPE11</b>	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	5,00	4,12	13,01
<b>OTR2</b>	Origen no determinado (trip de interruptor)	4,82	3,72	2,56
<b>ANI1</b>	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	4,07	3,67	5,07
<b>OPE13</b>	Maquinaria de trabajo pesado	3,43	2,05	1,84

		Itahue		
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
OPE7	Error de personal u operador	3,19	3,30	3,48
OPE6	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	2,67	4,46	4,01
CLI2	Objeto llevado por el viento hacia los conductores	2,34	1,15	1,04
ARB1	Contacto de ramas con conductores	2,05	7,48	5,08
OPE10	Falla de material, por fatiga de material o mala calidad	2,05	8,13	5,37
ACC3	Choque de vehículo a poste	1,54	0,92	0,65
ACC2	Falla originada en terceros (accidentes, interferencias, rodado, deslizamiento de tierra, juegos, etc.)	1,44	0,71	1,43
CLI1	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	1,28	2,54	0,94
OPE1	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	1,02	10,61	8,31
OPE16	Fuga o degradamiento del dieléctrico (ej. sf6, aceite, etc.)	1,02	0,94	0,62
DIS4	Activación sobre presión en transformador	0,98	0,36	0,41
DIS2	Crecimiento de la demanda no evaluado	0,74	1,06	1,29
OTR1	Súbito aumento de demanda	0,56	0,23	0,13
OPE4	Alta presión hogar en unidad generadora	0,51	0,07	0,03
DIS7	Temperatura fuera de límites	0,13	0,08	0,43
ACC5	Daño cable de poder	0,13	0,01	0,01
OPE5	Conector suelto o sucio	0,08	0,05	0,20

Las causas más relevantes que afectan el FMIK corresponden a, robo de conductor (30,28%); seguido de otras causas (8,67%); y finalmente, por incendio bajo una línea o en las proximidades y caídas de árboles sobre líneas o instalaciones (8,05%).

En el caso del TTIK, las causas más relevantes corresponden a, incendio bajo una línea o en las proximidades y caídas de árboles sobre líneas o instalaciones (13,22%); seguido por robo conductor o equipo (12,04%); finalmente por trabajos en instalaciones, mantención o limpieza (10,61%).

La ENS, se ve principalmente afectada por, incendio bajo una línea o en las proximidades y caídas de árboles sobre líneas o instalaciones (14,41%); seguido por elemento dañado, corrosión, trizadura, etc. (13,01%); y finalmente por robo conductor o equipo (9,0%).

Adicionalmente, se presenta en la siguiente gráfica los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla y año en la zona de Itahue.

### Indicadores de continuidad totales según causas en Itahue

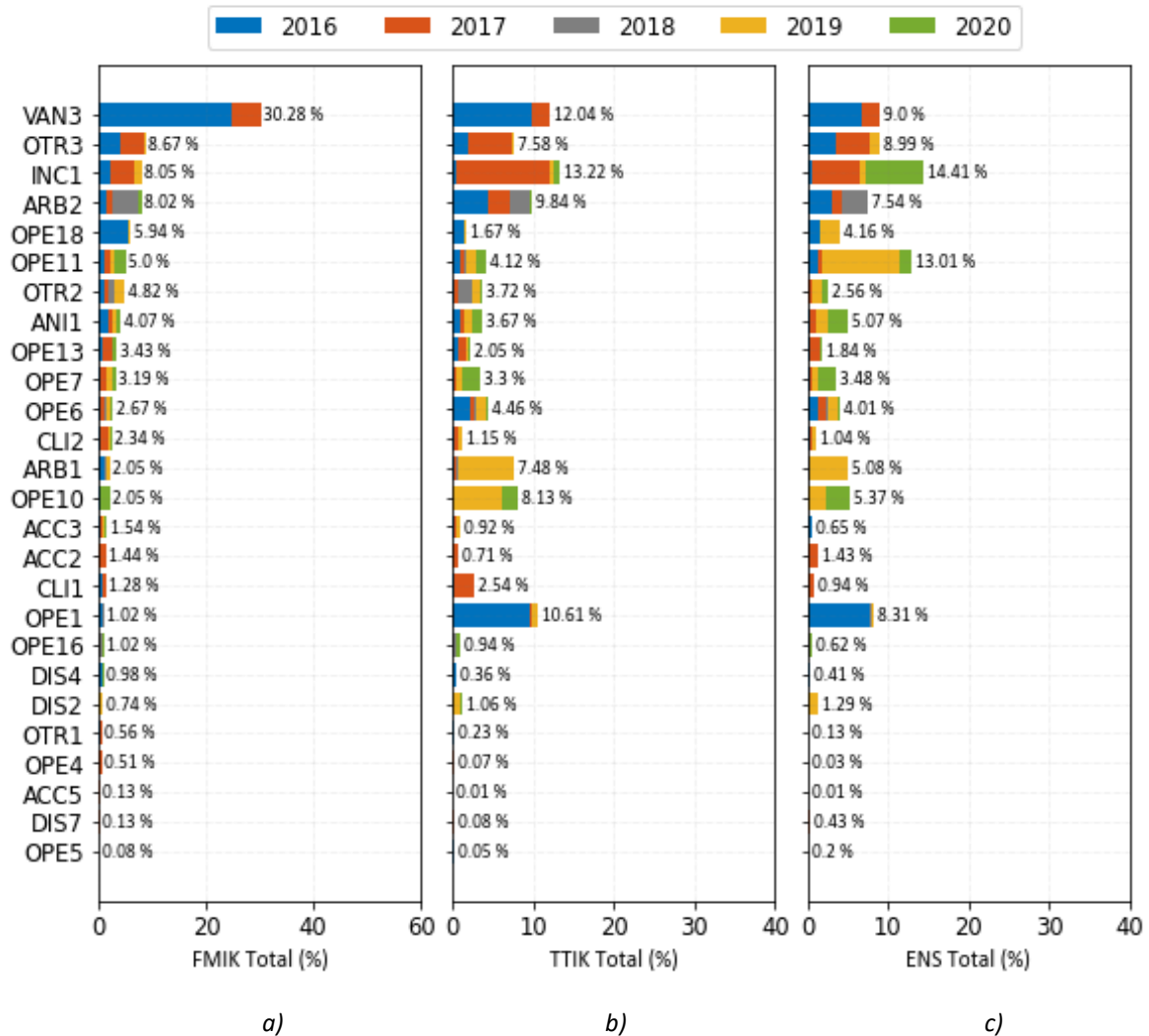


Figura 5-65: Porcentaje del total acumulado en Itahue de los índices de continuidad según causa de la falla; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

#### 5.2.12.2 Índices de continuidad (georreferenciación)

Se presentan los índices de continuidad georreferenciados en la zona de Itahue entre los años 2016 y 2020.

Luego, se presentan los cinco puntos de control con mayores índices FMIK, TTIK y ENS promedio entre los años de estudios para la zona.

Tabla 5-47: Puntos de control con mayores índices FMIK, TTIK y ENS promedio entre 2016 y 2020 en Itahue.

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Itahue					Media
			2016	2017	2018	2019	2020	
FMIK	CGE	BA S/E CONSTITUCION 23KV BP1	20,3	22,6	4,5	6,9	5,2	11,9
	LUZ LINARES	BA S/E PANIMAVIDA BP2 13.2KV	26,9	10,6	3,6	2,0	1,0	8,8

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Itahue					Media
			2016	2017	2018	2019	2020	
	CGE	BA S/E NIRIVILO 23KV B1	22,0	13,0	1,0	2,6	4,0	<b>8,5</b>
	LUZ LINARES	BA S/E LINARES NORTE B2 13.2KV	25,6	8,6	1,0	6,0	1,0	<b>8,4</b>
	CGE	BA S/E VILLA ALEGRE 15KV BP1	21,9	8,8	2,0	4,0	0,0	<b>7,3</b>
TTIK	CGE	BA S/E SAN RAFAEL 13.8KV	<b>78,8</b>	9,6	0,6	0,0	<b>6,0</b>	<b>19,0</b>
	CGE	BA S/E CONSTITUCION 23KV BP1	20,7	<b>32,0</b>	<b>2,3</b>	8,3	5,4	<b>13,7</b>
	CGE	BA S/E LICANTEN 23KV	18,6	16,6	2,0	14,7	2,2	<b>10,8</b>
	LUZ LINARES	BA S/E CONSTITUCION 23KV BP2	19,8	27,5	0,0	0,0	1,9	<b>9,9</b>
	EFE	BA S/E ITAHUE (FFCC) 66KV	0,0	0,0	0,0	<b>47,7</b>	0,0	<b>9,5</b>
ENS	CARTULINAS CMPC	BA S/E PROCART 220KV	91,9	2,8	0,0	<b>588,0</b>	<b>393,6</b>	<b>215,3</b>
	CGE	BA S/E CONSTITUCION 23KV BP1	123,7	<b>223,9</b>	<b>17,2</b>	59,5	58,5	<b>96,6</b>
	CGE	BA S/E SAN RAFAEL 13.8KV	<b>382,7</b>	49,2	3,9	0,0	38,2	<b>94,8</b>
	CGE	BA S/E LICANTEN 23KV	50,1	37,4	5,5	73,7	6,2	<b>34,6</b>
	CGE	BA S/E LA PALMA 15KV	107,0	32,6	6,7	8,0	6,6	<b>32,2</b>

#### a) FMIK

Los mayores promedios acumulados en el FMIK que se registraron en esta zona corresponden a los puntos de control Constitución 23 kV; Panimávida 13,2 kV BP2; Nirivilo 23 kV B1; Linares Norte 13,2 kV B2 y Villa Alegre 15 kV BP1. Todos estos puntos de control se alimentan desde el sistema de transmisión de 66 kV de la zona. Las subestaciones Constitución y Nirivilo se alimentan radialmente desde la subestación Talca a través de la línea 66 kV Tap Off San Javier – Constitución. Las subestaciones Panimávida, Villa Alegre y Linares Norte se alimentan en forma radial desde la subestación Linares. Cabe destacar, que Linares Norte y Constitución tienen generación local que respaldan el suministro ante eventuales fallas en las líneas de transmisión.

En el año 2016, los valores máximos que se registran son de 26,9 (veces/año) en Panimávida BP2 13.2 kV; seguido de 25,6 (veces/año) en Linares Norte 13,2 kV B2; 22,0 (veces/año) en Nirivilo B1 23 kV; 21,9 (veces/año) en Villa Alegre 15 kV BP1 y 20,3 (veces/año) en Constitución 23 kV BP1, siendo estos los valores más elevados entre los años de estudios, y se deben principalmente a robo de conductor en el sistema de transmisión 154 kV.

En el año 2017, los valores máximos que se registran son de 22,6 (veces/año) en Constitución 23 kV, seguido de 13,0 (veces/año) en Nirivilo 23 kV B1. Debido principalmente a, fallas en líneas de 66 kV, causadas en su mayoría por caída de árboles y maquinaria de trabajo pesado. En Panimávida BP2 13,2 kV; Linares Norte 13,2 kV B2 y Villa Alegre 15 kV BP1 se registraron un FMIK de 10,6; 8,6 y 8,8 (veces/año) respectivamente. Las que se deben principalmente a robo de conductor en el sistema de 154 kV. Representando este año un descenso significativo en la mayoría de los puntos de control con respecto al 2016.



En el año 2018, se presenta una disminución importante en las interrupciones de la zona con valores de FMIK máximo de 4,5 (veces/año), registrado en Constitución 23 kV BP1. Las que se deben principalmente a caídas de árboles y líneas. Destacándose que este año no hubo robo de conductor.

En el año 2019, Constitución 23 kV BP1 registró un FMIK de 6,9 (veces/año) principalmente debido a fallas en líneas de 66 kV entre Talca y Constitución. Se observa que este año tampoco se registró robo de conductor.

En el año 2020, nuevamente Constitución 23 kV BP1 registró un FMIK de 6,9 (veces/año), siendo el más alto de la zona, afectando principalmente a la línea 66 kV Talca – Villa Alegre causas ante el corte de conductor, por choque de vehículo o a causas no determinadas.

En la siguiente figura se presenta el índice FMIK en los puntos de control en la zona de Itahue, registrando la evolución positiva a partir del año 2016 donde se registran índices particularmente altos, los que disminuyen paulatinamente año a año con algunas leves fluctuaciones. Dada la causas del 2016, la gran disminución del índice se debe al control del robo de conductor, lo que registra valores nulos en los últimos 3 años.

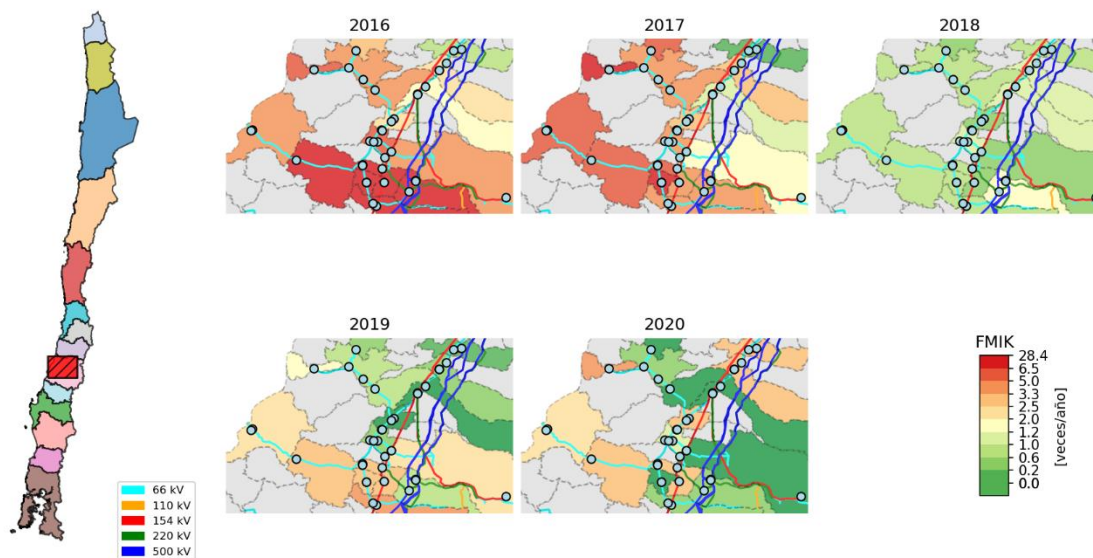


Figura 5-66: FMIK entre 2016 y 2020 georreferenciados en la zona de Itahue.

#### b) TTIK

Los mayores valores promedios de TTIK se registraron en San Rafael 13,8 kV; Constitución 23 kV BP1; Licantén 23 kV; Constitución 23 kV BP2 e Itahue (FFCC) 66 kV.

Es importante señalar que, las SSEE San Rafael, Licantén 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.

En el año 2016, el valor máximo registrado en la zona corresponde a 78,8 (horas/año) en San Rafael 13,8 kV; donde la causa principal corresponde a la desconexión por cierre de puentes asociado a la línea Itahue-Talca N°2 (IF 1821/2016). Adicionalmente, se registra un alto valor de TTIK en

Constitución 23 kV BP1 con un valor de 20,7 (horas/año) y en Constitución 23 kV BP2 con 19,8 (horas/año), debido principalmente a la falla en la línea 1x66 kV San Javier - Constitución por cortocircuito monofásico en la fase C, a ante la caída de árbol sobre la estructura N°336, a una distancia aproximada de 13,5 km desde S/E Constitución.

En el año 2017, los valores más altos de TTIK en la zona corresponde a 32,0 (horas/año) y 27,5 (horas/año) en la BP1 y BP2 en Constitución 23 kV, y cuya causa principal obedece a la desconexión forzada de las centrales Celco y Constitución, cuando se encontraban operando en isla suministrando a los consumos de la S/E Constitución.

En el año 2018, en los puntos de control de la tabla se registraron tiempos de interrupción significativamente inferiores al año 2017.

En el año 2019, en el punto de Itahue (FFCC) 66 kV se registró 47,7 (horas/veces), atribuibles a una única interrupción ocasionada por corte de conductor a paño en instalaciones de la S/E Itahue. Adicionalmente, en Licantén 23 kV se registró un TTIK de 14,7 (horas/año), obedeciendo principalmente a la desconexión forzada de la línea 1x66 kV Los Maquis – Hualañé por una caída ramas en el conductor.

En el año 2020, el máximo TTIK alcanzó los 6,0 (horas/veces) en San Rafael 13,8 kV; y cuyas principales causas obedece a desconexiones forzadas en transformador 66/13,8 kV ante la pérdida de aislación debido al mal estado de un pararrayos; descargas eléctricas ante eventos climáticos afectando la línea 110 kV Totalillo – Chagres; y a fallas en instalaciones de distribución.

En la siguiente figura se presenta el índice TTIK en los puntos de control en la zona de Itahue, mostrando la evolución positiva en la zona de este índice, con fluctuaciones leves en puntos específicos mencionados, donde el año 2018 se registró el descenso más drástico y significativo de manera generalizada.

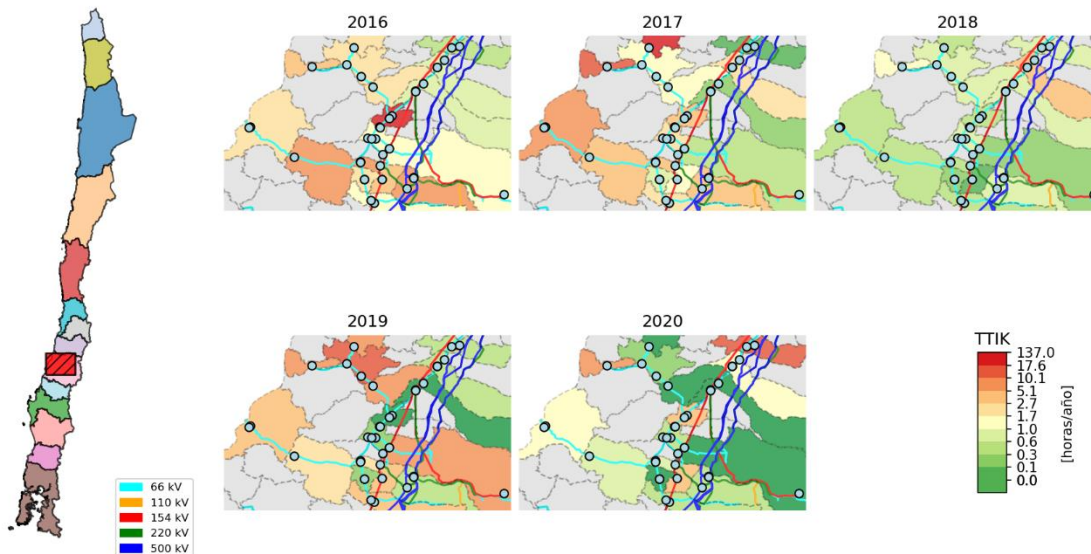


Figura 5-67 TTIK entre 2016 y 2020 presentados en el mapa de la zona de Itahue.

c) ENS

En el caso de la ENS, los mayores valores promedios registrados en esta zona corresponden a los puntos de control de Procart 220 kV; Constitución 23 kV BP1; San Rafael 13,8 kV; Licantén 23 kV y La Palma 15 kV, todos asociados a CGE, a excepción de Procart 220 kV correspondiente a Cartulinas CMPC.

El Valor máximo alcanzado es de 588,0 MWh en Procart 220 kV el año 2019, se debe a la falla de la línea Colbún – Procart 220 kV, debido a un cortocircuito monofásico producido por la pérdida de aislación en el transformador 220/13.2 kV en S/E Procart.

El segundo mayor registro es de 393,6 MWh también en Procart 220 kV el 2020, y cuyas mayores pérdidas corresponden a la intervención de animales provocando una falla monofásica en los conductores entre los terminales de media tensión del transformador N°3 de S/E Procart y el paño ET3.

Otros registros altos para destacar corresponden a 382,7 MWh en San Rafael 13,8 kV el 2016 seguido de 223,9 MWh en Constitución 23kV BP1 en el 2017, por las causas ya mencionadas en la sección anterior.

En la siguiente figura se presenta la ENS en los puntos de control en la zona de Itahue, presentando la evolución anual de este índice, destacando la evolución positiva desde el 2016 al 2018, resaltando los puntos específicos donde se presentan altos valores con respecto a la zona en los años 2016 y 2017. Luego en el año 2019 y 2020, se destaca el alto valor en punto de Procart con respecto a la zona, aunque con una leve e imperceptible disminución el último año, solo apreciable mediante la tabla mostrada en esta sección.

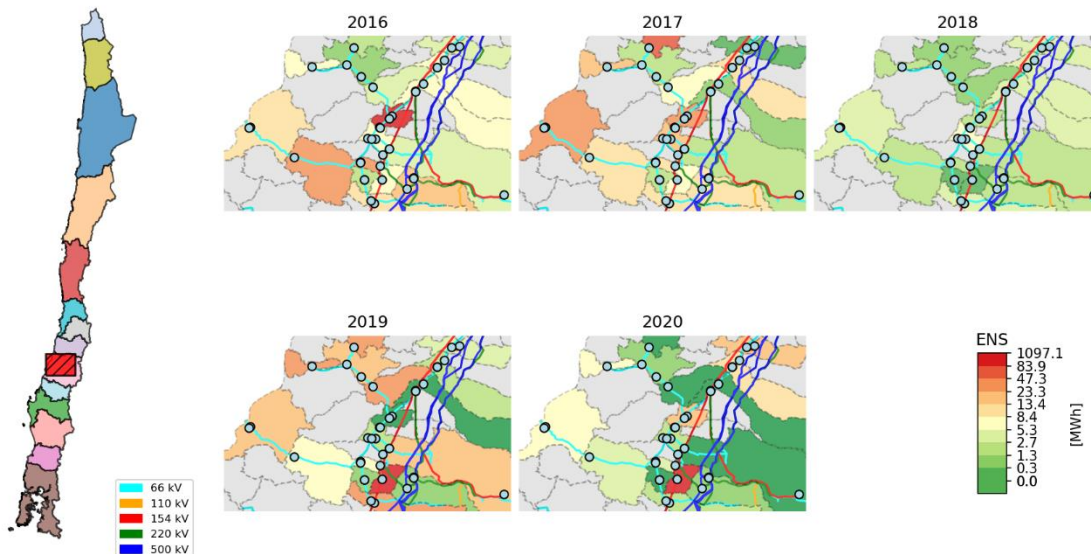


Figura 5-68: ENS entre 2016 y 2020 georreferenciados en la zona de Itahue.

### 5.2.12.3 Inversiones en transmisión

Las principales obras de transmisión que han entrado en operación en la zona de Itahue entre el 2018 y 2020 se muestran en la siguiente tabla.

*Tabla 5-48: Proyectos de transmisión en operación en la zona de Itahue.*

N	Empresa	Nombre Proyecto	ST	Nivel de Tensión [kV]	Fecha Real de EO	Origen	N° Decreto	Año Decreto
1	CGE S.A.	Aumento de capacidad línea 1x154 kV Empalme Teno - Teno	STZ	154	09-sept-18			
2	CGE S.A.	Apoyo Maule	STZ	220	19-jun-19	Decreto	418	2017
3	CGE S.A.	Aumento de capacidad en S/E Villa Alegre	STZ	66/13,2	17-jul-19	Decreto	418	2017
4	CGE S.A.	Nuevo Transformador en S/E Los Maquis	STZ	66/13,8	04-sept-19	Decreto	418	2017
5	CGE S.A.	Ampliación en SE Maule	STZ	66/15	13-oct-20	Decreto	418	2017
6	Transelect S.A.	Seccionamiento en SE Panimávida	STZ	66	22-oct-20	Decreto	418	2017
7	Luzlinares S.A.	Ampliación en SE Panimávida	STZ	66/13,2	23-oct-20	Decreto	418	2017
8	Luzlinares S.A.	Seccionamiento en Tap Linares Norte	STZ	66	10-nov-20	Decreto	418	2017
9	Luzlinares S.A.	Ampliación en SE Linares Norte	STZ	66/13,2	14-dic-20	Decreto	418	2017
10	CGE S.A.	Ampliación en SE San Javier	STZ	66/25-15	21-dic-20	Decreto	418	2017

DC = Declarada en construcción; EO = entrada en operación.

La obra 1 corresponde a aumento de capacidad por cambio de conductor por lo que no incide mayormente en los índices de continuidad de la zona. La obra 2 consiste en una línea de 21 km en 220 kV entre las SS/EE Itahue y Maule, lo que implica un apoyo y redundancia de vinculación entre estas SS/EE. La obra 3, corresponde al aumento de capacidad de S/E coincidiendo con la evolución positiva de los puntos de control asociados que no registraron interrupciones el año 2020. Adicionalmente, la obra 4 corresponde a un nuevo transformador en S/E Los Maquis (CGE), el cual posee interrupciones con causas ajenas a la instalación, por lo que la incidencia no resulta ser a lo menos negativa.

A partir de la obra 5, el ingreso se realiza a partir del segundo semestre del año 2020 y cuya influencia corresponde evaluarlas a partir de estudios posteriores. Destacar, además, que todas esas obras corresponden a transmisión zonal, alguna de ellas en puntos críticos pudiendo influir en los índices de continuidad.

### 5.2.13 Charrúa

Corresponden a los puntos de control ubicados entre las SSEE Teno y Linares.

#### 5.2.13.1 Índices de continuidad (estadísticos)

Se presentan los resultados estadísticos para los índices de continuidad la zona de Charrúa entre los años 2016 y el 2020.

*Tabla 5-49: Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2016, 2017, 2018, 2019 y 2020 en la zona de Charrúa.*

Índice de continuidad	Año	Charrúa						Desviación Estándar
		Mínimo	Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo	Media	
FMIK	2016	0,0	0,0	1,0	6,4	16,5	3,4	4,2
	2017	0,0	1,0	3,0	6,0	13,6	3,7	3,4
	2018	0,0	0,0	1,0	2,0	7,0	1,2	1,7
	2019	0,0	0,0	1,3	3,0	10,0	2,0	2,2
	2020	0,0	0,0	1,0	2,0	9,0	1,7	2,2
TTIK	2016	0,0	0,0	0,4	3,6	100,3	5,0	14,2
	2017	0,0	0,2	1,4	8,1	43,8	5,2	8,0
	2018	0,0	0,0	0,0	2,5	83,7	4,2	12,9
	2019	0,0	0,0	0,6	3,4	25,8	2,6	4,4
	2020	0,0	0,0	0,2	1,5	35,5	2,2	5,3
ENS	2016	0,0	0,0	0,3	6,9	1090,9	32,1	142,8
	2017	0,0	0,1	3,8	23,7	208,7	21,2	41,6
	2018	0,0	0,0	0,1	6,7	352,4	14,7	47,1
	2019	0,0	0,0	1,1	10,6	173,7	13,1	30,0
	2020	0,0	0,0	0,5	3,8	89,7	6,2	15,7

En la zona de Charrúa se registra una disminución en el valor medio del FMIK en los últimos 3 años con respecto a los años 2016 y 2017, pasando de 3,7 (veces/año) a 1,2 (veces/año) registrado el 2018, siendo este el menor valor entre los años de estudio. Posteriormente este valor fluctúa aumentando y disminuyendo levemente de manera consecutiva, registrando el 2020 y valor medio de 1,7 (veces/año).

Con respecto al TTIK, a partir del 2017, año en que se registró el valor medio más alto de 5,2 (horas/año), se presenta un disminución leve y sostenida año a año, registrando el año 2020 un valor medio de 2,2 (horas/año).

La ENS, a partir del 2016, se presenta una disminución leve, pero sostenido año a año, pasando entre el 2016 al 2020 de un valor medio de 32,1 (MWh/año) a 6,2 (MWh/año), siendo estos valores el mayor y menor registro respectivamente, para los años involucrados en este estudio.

A continuación, se presentan el Diagrama BoxPlot para la zona de Charrúa de los índices de continuidad en los años comprendidos para este estudio.

### Charrúa

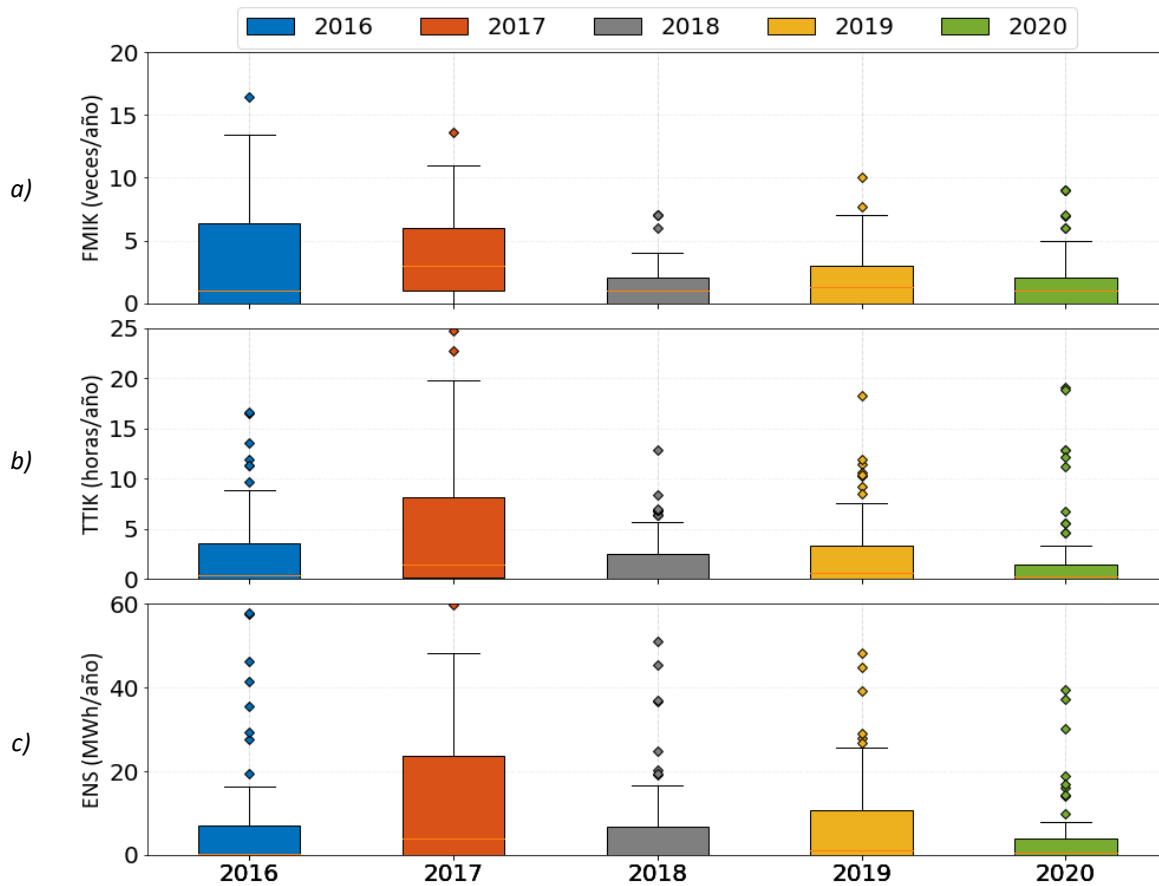


Figura 5-69 Diagrama BoxPlot de los índices de continuidad de Charrúa; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

Luego, se presentan los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla.

5-50: Porcentajes de los índices de continuidad del total acumulado según causa en Charrúa.

Charrúa				
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
<b>VAN3</b>	Robo conductor o equipo	19,03	14,14	9,00
<b>OTR2</b>	Origen no determinado (trip de interruptor)	10,12	4,43	1,84
<b>ARB2</b>	Caída de árbol sobre línea o instalación	9,27	25,09	32,30
<b>OTR3</b>	Otros	8,96	8,98	5,90
<b>CLI1</b>	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	8,04	12,39	17,55
<b>INC1</b>	Incendio bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado, ej. quema de pastizal)	5,81	5,33	7,93
<b>CLI2</b>	Objeto llevado por el viento hacia los conductores	5,46	5,76	3,49
<b>OPE11</b>	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	4,50	2,76	2,39



Charrúa				
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
OPE7	Error de personal u operador	4,04	0,78	1,55
OPE10	Falla de material, por fatiga de material o mala calidad	3,45	3,26	3,97
OPE18	Violación de distancia eléctrica	3,23	2,28	2,62
OPE6	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	2,94	0,91	0,53
ANI1	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	2,87	1,13	0,76
OPE1	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	2,63	4,70	4,06
DIS2	Crecimiento de la demanda no evaluado	1,60	0,36	1,17
OPE21	Error en conexionado	1,18	0,02	0,02
ARB1	Contacto de ramas con conductores	1,17	0,25	0,11
ACC2	Falla originada en terceros (accidentes, interferencias, rodado, deslizamiento de tierra, juegos, etc.)	1,08	1,39	0,40
ACC3	Choque de vehículo a poste	0,78	1,52	0,27
OPE13	Maquinaria de trabajo pesado	0,78	0,28	0,38
OPE5	Conector suelto o sucio	0,59	0,07	0,05
OPE22	Error en programación	0,49	0,09	0,10
OPE4	Alta presión hogar en unidad generadora	0,48	0,13	0,10
DIS1	Pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales	0,39	0,71	1,97
VAN2	Atentado/explosivos/sabotaje	0,29	2,30	0,15
DIS5	Vida útil de equipo o número de operaciones	0,20	0,33	0,27
OPE17	Falta de limpieza en aisladores o terminales	0,20	0,10	0,41
OPE19	Explosión de equipos	0,20	0,30	0,49
OPE23	Desperfecto de fábrica	0,10	0,03	0,02
DIS7	Temperatura fuera de límites	0,10	0,16	0,03
OPE16	Fuga o degradamiento del dieléctrico (ej. sf6, aceite, etc.)	0,04	0,04	0,15

El FMIK es afectado principalmente por, robo conductor o equipo (19,03%); seguido fallas de origen no determinado (10,12%); y finalmente por caída de árbol sobre línea o instalación (9,27%).

En el caso del TTIK, las causas más relevantes corresponden a, caída de árboles sobre líneas o instalaciones (25,09%); seguido robo conductor o equipo (14,14%); y finalmente por eventos climáticos o catastróficos fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.) (12,39%).

Finalmente, para la ENS las principales causas que lo afectan corresponden a, caída de árbol sobre línea o instalación (32,30%); seguido por evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (17,55%); y finalmente, robo de conductor o equipo (9,0%).

Adicionalmente, se presenta en la siguiente gráfica los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla y año en la zona de Charrúa.



### Indicadores de continuidad totales según causas en Charrúa

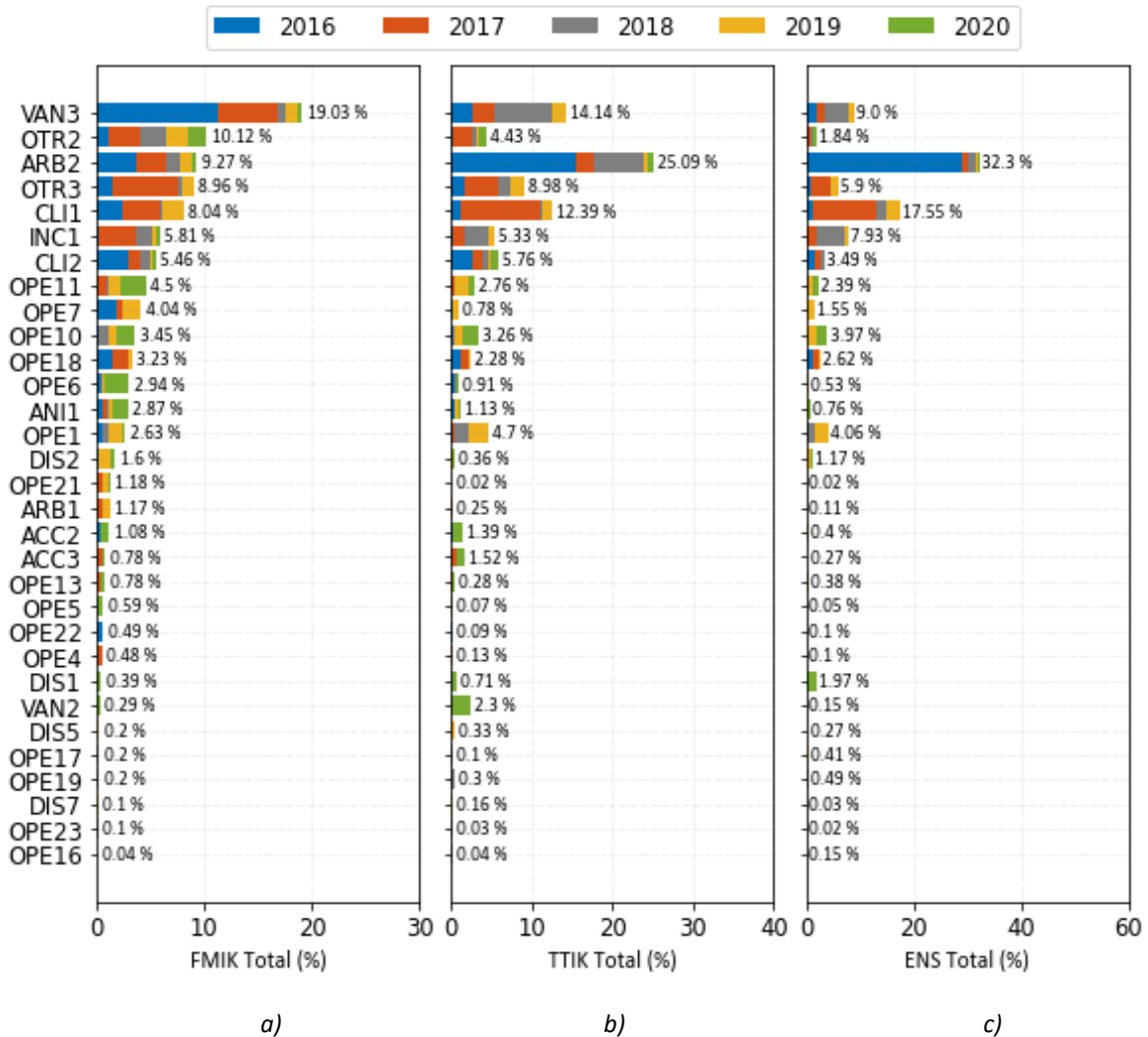


Figura 5-70: Porcentaje del total acumulado en Charrúa de los índices de continuidad según causa de la falla; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

#### 5.2.13.2 Índices de continuidad (georreferenciación)

Se presentan los índices de continuidad georreferenciados en la zona de Charrúa entre los años 2016 y 2020.

Luego, se presentan los cinco puntos de control con mayores índices FMIK, TTIK y ENS promedio entre los años de estudios para la zona.

Tabla 5-51: Puntos de control con mayores índices FMIK, TTIK y ENS promedio entre 2016 y 2020 en Charrúa.

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Charrúa					Media
			2016	2017	2018	2019	2020	
FMIK	CGE	BA S/E RETIRO 13.2KV	13,4	13,6	2,0	6,0	3,0	7,6
	CGE	BA S/E HUALTE 13.2KV	10,5	9,2	7,0	5,3	4,0	7,2
	CGE	BA S/E LA VEGA 23KV	16,5	5,7	6,0	6,0	1,0	7,0

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Charrúa					Media
			2016	2017	2018	2019	2020	
	CGE	BA S/E CAUQUENES 13.2KV	10,7	8,0	4,0	10,0	1,0	6,7
	FRONTEL	BA S/E LOS SAUCES 23KV PRINCIPAL	11,0	8,0	1,0	4,0	9,0	6,6
TTIK	FRONTEL	BA S/E LAJA 13.8KV	34,7	43,8	69,7	10,7	0,1	31,8
	CGE	BA S/E QUIRIHUE 13.2KV	100,3	13,3	2,2	11,4	3,3	26,1
	EFE	BA S/E LAJA (FFCC) 66KV B1	0,0	17,6	83,7	12,0	0,0	22,7
	FRONTEL	BA S/E CENTRAL PANGUE 13.8KV	1,6	9,5	39,0	8,5	35,5	18,8
	CGE	BA S/E CAUQUENES 13.2KV	6,6	32,6	8,4	25,8	0,1	14,7
ENS	CGE	BA S/E LOS ANGELES 15KV	1090,9	28,3	0,0	2,4	4,3	225,2
	CGE	BA S/E MANSO DE VELASCO 15KV	749,0	5,9	2,5	19,8	18,8	159,2
	FRONTEL	BA S/E LAJA 13.8KV	130,8	120,7	352,4	68,1	0,7	134,5
	CMPC CELULOSA	BA S/E CELULOSA PACIFICO 220KV	0,0	208,7	222,2	72,5	89,7	118,6
	CGE	BA S/E CAUQUENES 13.2KV	41,5	176,4	81,3	173,7	0,3	94,6

#### a) FMIK

Los mayores promedios de FMIK acumulado, se encuentran en los puntos de control Retiro 13,2 kV; Hualte 13,2 kV; La Vega 23 kV, Cauquenes 13,2 kV y Los Sauces 23 kV, todos correspondientes a CGE con excepción de Los Sauces 23 kV. Cabe señalar, que estos puntos de control no tienen redundancia de vínculo de transmisión y generalmente se operan de forma radial.

En el año 2016, el valor máximo alcanza 16,55 (veces/año) en La Vega 23 kV seguido de 13,4 (veces/año) en Retiro 13.2 kV y 11.0 (veces/año) en Los Sauces 23 kV, principalmente, debido a fallas de la línea 1x154 kV Itahue – Charrúa 154 kV, a causa de robos de conductor, además de fallas en la línea 1x66 kV Cauquenes – Parral y 1x66 kV La Vega – Cauquenes ocasionadas por cortezas de árbol sobre los conductores de la línea y caídas de árboles sobre estas.

En el año 2017, el valor máximo de FMIK que se registró es de 13,6 (veces/año) en Retiro 13.2 kV cuyas causas principales son robos de conductor en la línea 1x54 kV Itahue - Charrúa (en el tamo Parral - Charrúa), actuaciones de EDAC por fallas en centrales de generación y fallas en la línea de transmisión 1x66 kV Linares – Parral.

En el año 2018, Hualte 13.2 kV registrar 7 interrupciones de suministro, cuyas fallas corresponden a las líneas 1x66 kV Cocharcas – Hualte y 1x66 kV Chillán – Monterrico.

En el año 2019, Cauquenes 13.2 kV registró el mayor FMIK con 10 (veces/año) que se debió, principalmente, a fallas en las líneas 1x66 kV Parral – Cauquenes y 1x154 kV Charrúa – Parral.

En el 2020 el registro más alto corresponde a Los Sauces 23 kV con 9,0 (veces/año), afectando principalmente a la línea 66 kV Angol – Los Sauces en su mayoría con origen no determinado. Otras casusas corresponden a fallas de material que afecta a la línea 154 kV Charrúa – Los Ángeles o descargas eléctricas por conductor dañado en la línea 66 kV Los Buenos Aires – Nahuelbuta.

En la siguiente figura se presenta el índice FMIK en los puntos de control en la zona de Charrúa, mostrando una zona relativamente estable sin fluctuaciones generalizadas, pero si específicas año a año como se presentó en esta sección.

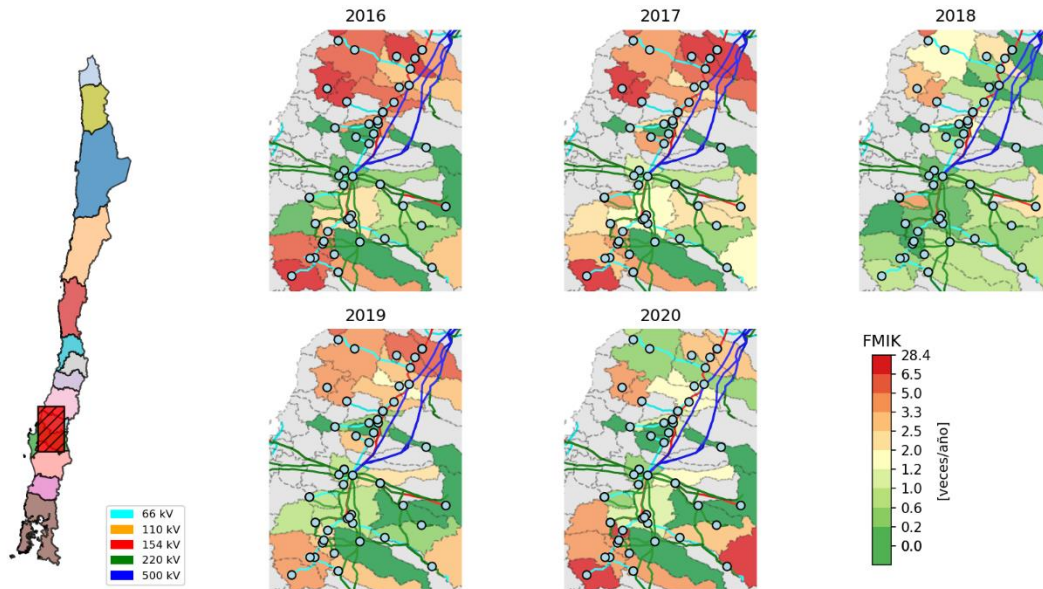


Figura 5-71: FMIK entre 2016 y 2020 georreferenciados en la zona de Charrúa.

#### b) TTIK

Los mayores valores de promedios acumulados de TTIK en esta zona registraron en los puntos de control, Laja 13,8 kV; Quirihue 13,2 kV; Laja (FFCC) B1 66 kV, Pangué 13,8 kV y Cauquenes 13,8 kV.

En el año 2016, el valor máximo registrado de TTIK fue en Quirihue 13,2 kV con 100,3 (horas/año) cuya principal causa corresponde a la falla en la línea 1x66 kV Cocharcas – Hualte causada por caída de árboles durante fuerte temporal de viento y lluvia que afectó a la zona que tuvo una duración de 98 horas.

En el año 2017, Laja 13,8 kV registra el mayor valor de TTIK con 43,8 (horas/año) debida principalmente a la desconexión forzada de la línea 1x66 kV Charrúa – Laja, por una falla provocada por robo de conductor cuya duración fue de 29,4 horas, además de la falla en la misma línea debido a la caída de árbol entre las estructuras N°128 y N°129, cuya duración fue de 10,4 horas.

En el año 2018, Laja (FFCC) B1 66 kV registró el mayor valor de TTIK con 83,7 (horas/año), seguido por Laja 13,8 kV con 69,7 (horas/año), ambos, principalmente, debido a las desconexiones de la línea 1x66 kV Charrúa – Laja en dos ocasiones por robo de conductor cada una con una duración de 33,6 y 14,2 horas.

En el año 2019, Cauquenes 13,2 registró el mayor valor de TTIK con 25,8 (horas/año), principalmente, debido a tres fallas en la línea 1x66 kV Parral – Cauquenes, dos de ellas por corte de conductor por fatiga de material y la tercera por incendio bajo la línea, las cuales tuvieron una duración de 5,8; 5,3 y 4,4 horas, respectivamente. Respecto a los puntos de control Laja 13,8 kV y

Laja (FFCC) 66 kV, registran un valor menor de TTIK con relación a años anteriores, correspondientes a 10,7 y 12,0 (horas/año) respectivamente, cuya principal causa es también la falla de la línea 1x66 kV Charrúa – Laja y en una ocasión por robo de conductores cuya duración fue de 9,8 y 12,0 horas, respectivamente en cada punto de control.

Finalmente, en el año 2020 se alcanzan las 35,5 (veces/año), en el punto de control de Central Pangué 13,8 kV, principalmente por intervención de terceros cortando tirante de la línea kV Duquenco – Faenas Pangué, además de la tala de árboles que cayeron en la misma línea

En la siguiente figura se presenta el índice TTIK en los puntos de control en la zona de Charrúa, mostrando tendencia estable en el TTIK, con excepción de los puntos mencionados que experimentan fluctuaciones año a año, como lo fue el 2020 en el caso de Central Pangué 13,8 kV.

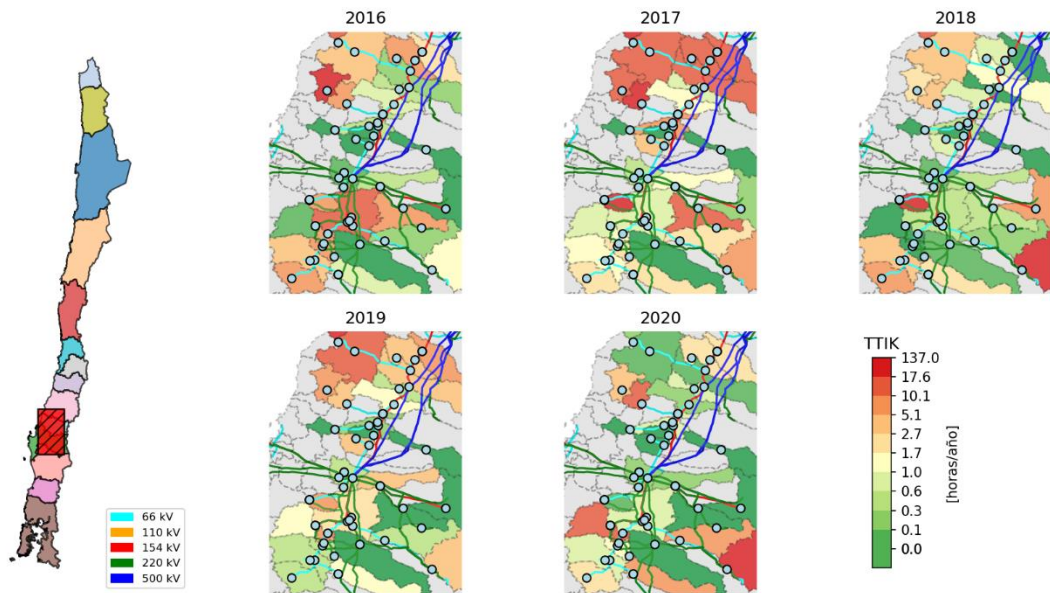


Figura 5-72 TTIK entre 2016 y 2020 presentados en el mapa de la zona de Charrúa.

### c) ENS

Los mayores valores de promedios acumulados de TTIK se registraron en los puntos de control de Los Ángeles 15 kV; Manso de Velasco 15 kV; Laja 13,8 kV; Celulosa Pacífico 220 kV y Cauquenes 13,2 kV.

En el año 2016, el valor máximo registrado de TTIK fue en Los Ángeles 15 kV un ENS de 1090,9 MWh, correspondiente interrupción de un alto consumo y de tiempo de restitución de 48,5 horas, debido a la caída de árboles sobre la línea 154 kV Charrúa – Los Ángeles, afectando además a Manso Velasco 15 kV con un ENS de 749 MWh.

En el año 2017, el valor máximo de ENS registrado en esta zona corresponde a 208,7 MWh en Celulosa Pacífico 220 kV, punto de control asociado a CMPC Celulosa, ante la ocurrencia de la falla de la línea 1x220 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 asociado con la caída y contacto de árboles con la misma línea.

En el año 2018, el valor máximo de ENS se registró en Laja 13.8 kV y corresponde a 352,4 MWh debido a las desconexiones de la línea 1x66 kV Charrúa – Laja, en dos ocasiones. Seguido de Celulosa Pacífico 220 kV con 222,2 MWh, principalmente, debido a la falla de la línea 1x220 kV Charrúa – Celulosa Pacífico provocada por un temporal en la zona.

En el año 2019, el valor máximo de ENS se registró en Cauquenes 13.2 kV con 173.7 MWh, cuya causa se debe principalmente a fallas en la línea 1x66 kV Parral – Cauquenes por las causas mencionadas en el punto anterior.

El año 2020, el punto con mayor registró fue Celulosa Pacífico 220 kV con 89,7 MWh, representando este año además por un descenso generalizado de la ENS. Luego, la falla más significativa corresponde a la pérdida de aislación en la estructura N°78 de la línea 220 kV Charrúa – Celulosa Pacífico en el tramo Charrúa - María Dolores.

En la siguiente figura se presenta la ENS en los puntos de control en la zona de Charrúa, mostrando la evolución de este índice en los años de estudio, apreciando una zona sin fluctuaciones generalizadas, pero si en puntos específicos ante eventos puntuales como se presentó en esta sección.

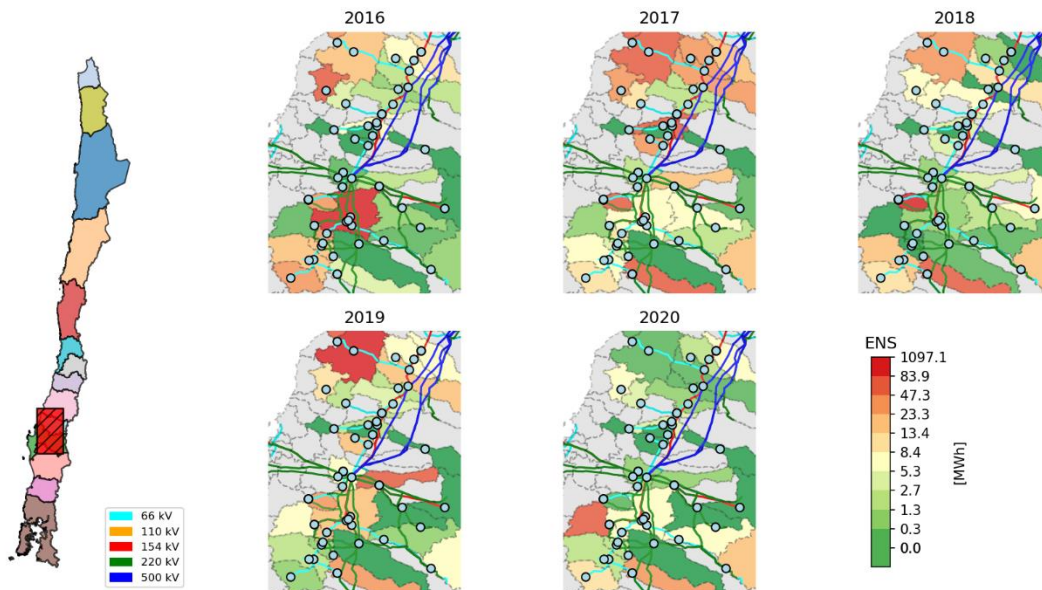


Figura 5-73: ENS entre 2016 y 2020 georreferenciados en la zona de Charrúa.

### 5.2.13.3 Inversiones en transmisión

Las principales obras de transmisión que han entrado en operación en la zona de Charrúa entre el 2018 y 2020 se muestran en la siguiente tabla.



Tabla 5-52: Proyectos de transmisión en operación en la zona de Charrúa.

N	Empresa	Nombre Proyecto	ST	Nivel de Tensión [kV]	Fecha Real de EO	Origen	N° Decreto	Año Decreto
1	Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto Aumento de Capacidad BBCC Zona Maule S/E Cauquenes	STZ		04-ene-18			
2	Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto Aumento de Capacidad BBCC Zona Maule S/E Santa Elvira	STZ		29-ene-18			
3	Frontel	S/E Santa Bárbara	STZ	66	01-ago-18			
4	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Nueva S/E Deuco 66/13,2 kV 16 MVA	STZ	66/13,2	16-ene-19	DC	418	2017
5	Transelect S.A.	Normalización en S/E Charrúa 220 kV	STN	220	24-ene-19	Decreto	373	2016
6	CGE S.A.	Aumento de capacidad en S/E Angol	STZ	66/13,2	31-ene-19	Decreto	418	2017
7	CGE S.A.	S/E Seccionadora 154 kV Santa Luisa	STD	154	21-oct-19	DC		
8	Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda.	Nueva SE Los Tilos Bulnes 66/13,8 kV 12 MVA	STZ	66/13,8	14-ago-20	Decreto	418	2017
9	Colbún Transmisión S.A.	Ampliación SE Mulchén 220 kV	STN	220	27-sept-20	Decreto	422	2017
10	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Proyecto Larqui	STN	66-23	20-nov-20	Decreto	418	2017
11	Transemel S.A.	Ampliación S/E Duqueco 220 kV	STN	220	04-dic-20	Decreto	422	2017

DC = Declarada en construcción; EO = entrada en operación.

Las obras 1, 2 corresponden a aumento de capacidad en bancos de condensadores, obras que no inciden mayormente en los índices de continuidad. La obra 3 y 4 tampoco tienen una incidencia preponderante en los índices de la zona. Luego la obra 5 se efectúa en punto crítico en sistema de transmisión, incidiendo positivamente en índices bajos de manera generalizada al año 2020.

A partir de la obra 8 hasta la 11, su ingreso se efectuó en el año 2020, por lo que su evaluación corresponderá a estudios posteriores.

## 5.2.14 Concepción

Corresponden a los puntos de control ubicados en la zona costera de la Región del Biobío, entre las SSEE Tomé y Lebu.

### 5.2.14.1 Índices de continuidad (estadísticos)

Se presentan los resultados estadísticos para los índices de continuidad la zona de Concepción entre los años 2016 y el 2020.

*Tabla 5-53: Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2016, 2017, 2018, 2019 y 2020 en la zona de Concepción.*

Índice de continuidad	Año	Concepción						Desviación Estándar
		Mínimo	Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo	Media	
FMIK	2016	0,0	0,0	0,0	1,1	7,0	0,8	1,3
	2017	0,0	0,1	1,0	3,0	9,8	2,0	2,2
	2018	0,0	0,0	0,0	1,0	7,5	1,1	2,0
	2019	0,0	0,0	1,0	2,0	10,7	1,7	2,4
	2020	0,0	0,0	1,0	2,0	10,0	1,5	2,1
TTIK	2016	0,0	0,0	0,0	0,9	28,4	1,8	5,4
	2017	0,0	0,0	0,3	1,6	164,1	5,9	23,9
	2018	0,0	0,0	0,0	0,8	36,3	1,7	5,0
	2019	0,0	0,0	0,4	3,0	19,3	2,0	3,4
	2020	0,0	0,0	0,4	1,9	10,2	1,7	2,7
ENS	2016	0,0	0,0	0,0	2,6	560,6	16,2	73,8
	2017	0,0	0,1	2,9	10,1	4557,9	81,9	573,4
	2018	0,0	0,0	0,0	4,1	121,6	7,1	18,8
	2019	0,0	0,0	2,8	13,4	100,6	10,8	18,9
	2020	0,0	0,0	2,6	10,8	76,5	9,6	15,7

Los índices FMIK promedio, logra un valor máximo el año 2017 registrando 2,0 (veces/año). Posterior a ello se mantiene estable con leves fluctuaciones, logrando el año 2020 un valor medio de 1,5 (veces/año).

Los índices TTIK promedio, al igual que FMIK, presentan su mayor valor el año 2017 con un valor medio de 5,9 (horas/año). Posteriormente, se presentan años con valores similares de baja fluctuación, registrando para el 2020 un valor medio de 1,7 (horas/año), al igual que el 2018.

La ENS promedio, presenta un alza significativa el año 2017 registrando a su vez el mayor valor entre los años de estudios, llegando a 81,9, atribuible principalmente a la interrupción en el punto de control de Eka Chile 154kV con un tiempo de interrupción 95 horas, llegando a altos valores de ENS. Posteriormente, se presenta un descenso abrupto de sus valores medios manteniendo en los años 2018, 2019 y 2020 estables. Registrando valores medios de 7,1; 10,8 y 9,6 (MWh/año) respectivamente.



A continuación, se presentan el Diagrama BoxPlot para la zona de Concepción de los índices de continuidad en los años comprendidos para este estudio.

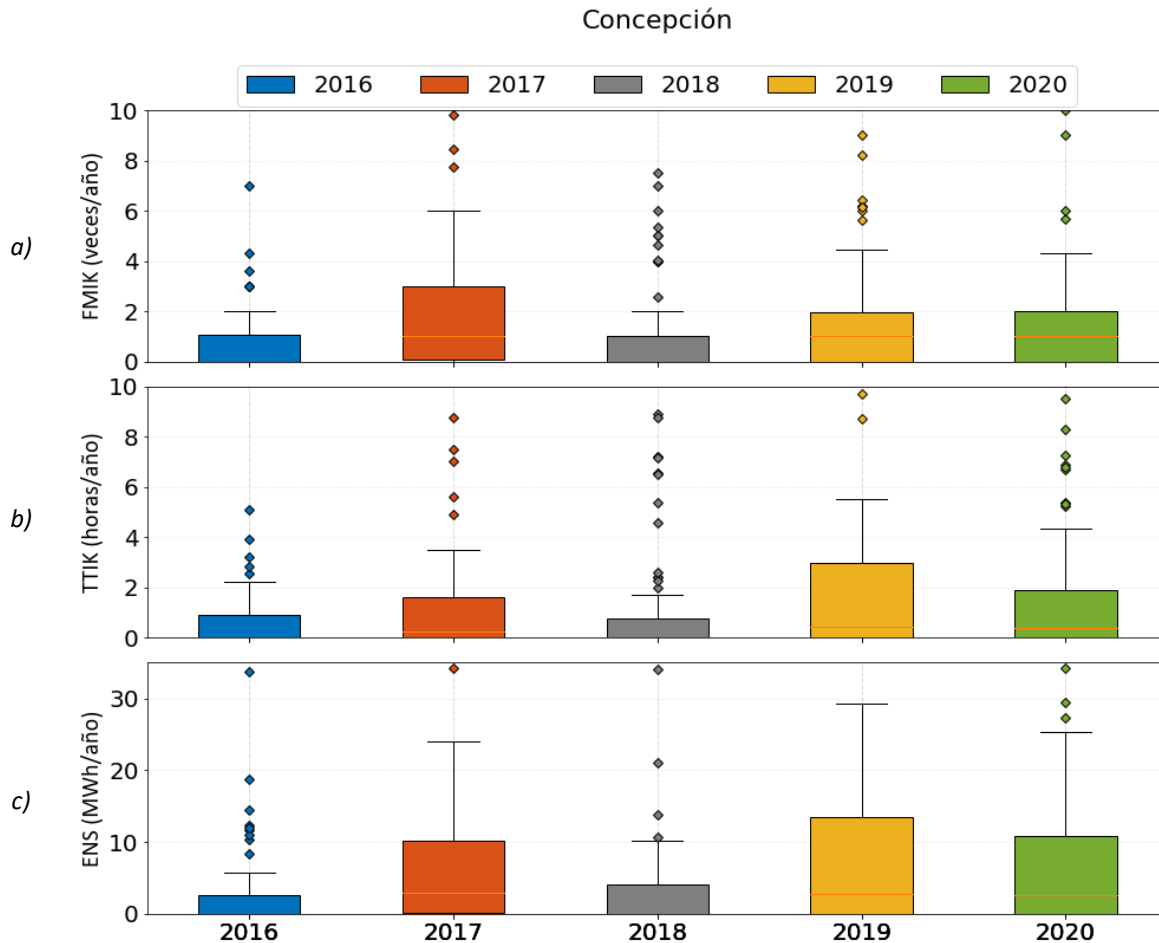


Figura 5-74: Diagrama BoxPlot de los índices de continuidad de Concepción; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

Luego, se presentan los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla.

5-54: Porcentajes de los índices de continuidad del total acumulado según causa en Concepción.

Causa		Concepción		
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
<b>ARB2</b>	Caída de árbol sobre línea o instalación	16,90	19,65	9,52
<b>OTR3</b>	Otros	12,47	17,96	59,21
<b>ANI1</b>	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	11,32	3,33	0,90
<b>OTR2</b>	Origen no determinado (trip de interruptor)	9,29	11,30	3,55
<b>OPE11</b>	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	6,66	1,48	0,94
<b>CLI2</b>	Objeto llevado por el viento hacia los conductores	6,62	4,01	1,35

Concepción				
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
OPE13	Maquinaria de trabajo pesado	5,66	3,73	2,10
OPE10	Falla de material, por fatiga de material o mala calidad	4,37	5,73	3,56
CLI1	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	4,08	1,35	2,54
OPE1	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	3,93	3,61	0,83
OPE7	Error de personal u operador	3,61	0,79	0,59
ACC2	Falla originada en terceros (accidentes, interferencias, rodado, deslizamiento de tierra, juegos, etc.)	3,03	0,19	0,06
OPE6	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	1,77	1,11	0,46
DIS6	Ruptura de capacidad dieléctrica	1,77	0,94	0,48
INC1	Incendio bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado, ej. quema de pastizal)	1,44	2,26	1,02
OPE4	Alta presión hogar en unidad generadora	1,37	0,09	0,04
ACC3	Choque de vehículo a poste	0,88	0,86	0,98
OPE17	Falta de limpieza en aisladores o terminales	0,88	0,70	0,77
OPE9	Pérdida de aislación debido a contaminación por actividades de terceros	0,66	3,67	10,14
DIS2	Crecimiento de la demanda no evaluado	0,66	0,25	0,13
DIS1	Pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales	0,63	0,31	0,11
AUT1	Desconexión debido a una emergencia, para evitar riesgos a personas o cosas	0,44	0,07	0,04
ARB1	Contacto de ramas con conductores	0,44	0,23	0,05
OTR1	Súbito aumento de demanda	0,44	0,11	0,29
OPE22	Error en programación	0,22	0,17	0,11
OPE19	Explosión de equipos	0,22	0,13	0,06
ACC1	Accidentes causados por aviones, helicópteros o eventos similares	0,22	15,97	0,17

El FMIK es afectado principalmente por, caída de árbol sobre línea o instalación (16,90%); seguido por otras causas (12,47%); y finalmente por fallas ocasionadas por animales, roedores o pájaros (11,32%).

En el caso del TTIK, las causas más relevantes corresponden a, caída de árboles sobre líneas o instalaciones (19,65%); seguido por otras causas (17,96); y finalmente por accidentes causados por aviones, helicópteros o eventos similares (15,97%).

Finalmente, para la ENS las principales causas que lo afectan corresponden a, otras causas (59,21%); seguido por pérdidas de aislación debido a contaminación por actividades de terceros (10,14%); y finalmente, por caída de árbol sobre línea o instalación (9,52%).

Adicionalmente, se presenta en la siguiente gráfica los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla y año en la zona de Concepción.

### Indicadores de continuidad totales según causas en Concepción

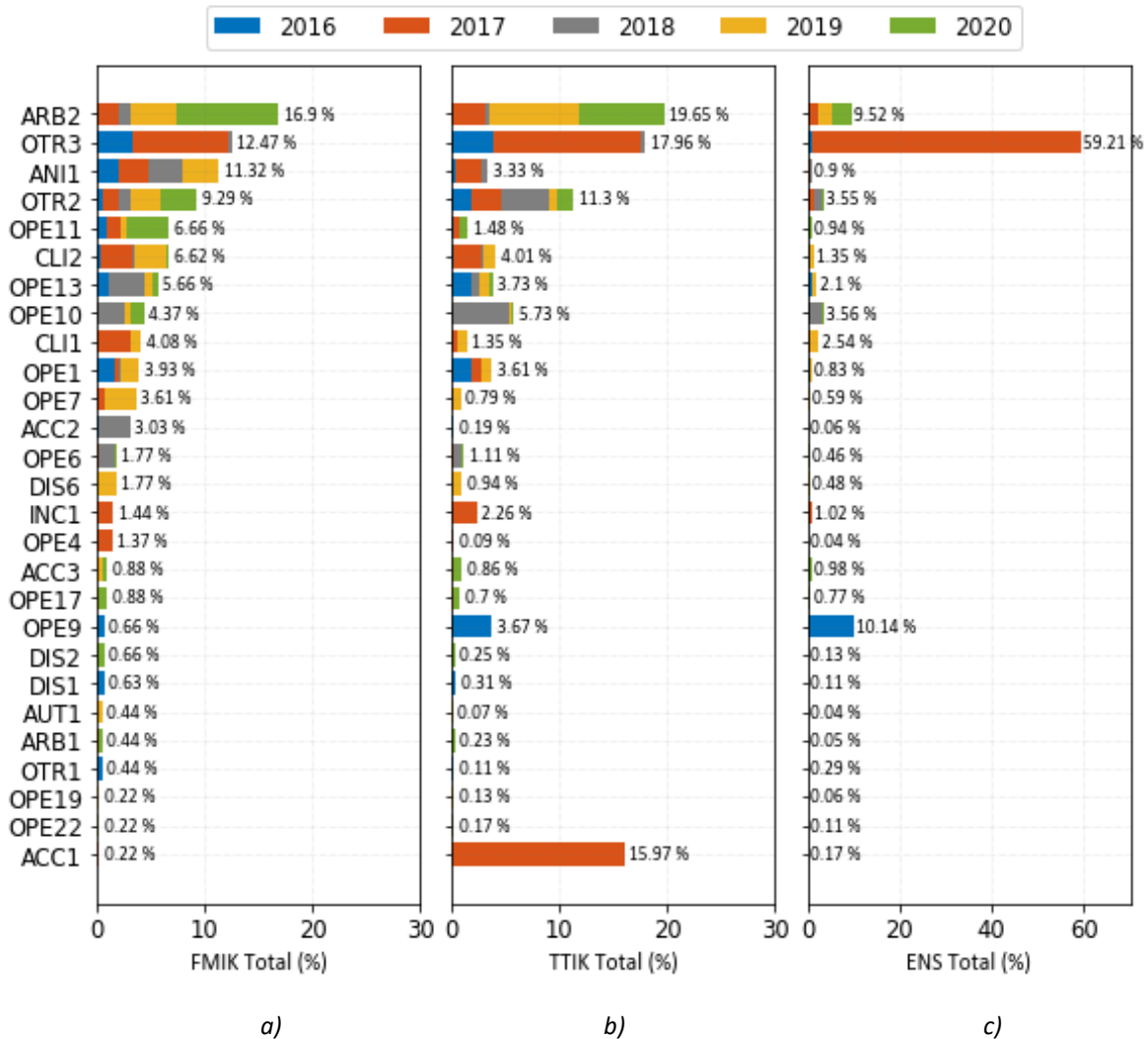


Figura 5-75: Porcentaje del total acumulado en Concepción de los índices de continuidad según causa de la falla; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

#### 5.2.14.2 Índices de continuidad (georreferenciación)

Se presentan los índices de continuidad georreferenciados en la zona de Concepción entre los años 2016 y 2020.

Luego, se presentan los cinco puntos de control con mayores índices FMIK, TTIK y ENS promedio entre los años de estudios para la zona.

Tabla 5-55: Puntos de control con mayores índices FMIK, TTIK y ENS promedio entre 2016 y 2020 en Concepción.

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Concepción					Media
			2016	2017	2018	2019	2020	
FMIK	FRONTEL	BA S/E LEBU 13.2KV	3,0	9,8	7,0	10,7	10,0	8,1
	FRONTEL	BA S/E CANETE 23KV B. PRINCIPAL	2,0	6,0	4,0	9,0	9,0	6,0

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Concepción					Media
			2016	2017	2018	2019	2020	
	FRONTEL	BA S/E TRES PINOS 23KV	3,0	4,0	7,5	8,2	5,7	5,7
	FRONTEL	BA S/E TRES PINOS 13.2KV	2,0	6,0	5,0	6,4	4,3	4,7
	FRONTEL	BA S/E CURANILAHUE 13.2KV	1,9	4,4	5,3	6,2	4,0	4,4
TTIK	EFE	BA S/E CHIGUAYANTE 66KV	28,4	164,1	36,3	3,2	9,5	48,3
	EKA CHILE	BA S/E EKA CHILE 154KV	11,2	97,9	0,0	0,2	0,0	21,9
	FRONTEL	BA S/E LEBU 13.2KV	3,9	8,8	7,2	19,3	8,3	9,5
	FRONTEL	BA S/E TRES PINOS 23KV	5,1	0,3	8,9	12,7	6,8	6,7
	OXY	BA S/E OXY 154KV	26,8	2,9	0,0	0,0	3,7	6,7
ENS	EKA CHILE	BA S/E EKA CHILE 154KV	142,5	4557,9	0,0	8,7	0,5	941,9
	OXY	BA S/E OXY 154KV	560,6	60,9	0,0	0,0	51,6	134,6
	EFE	BA S/E CHIGUAYANTE 66KV	2,3	50,1	121,6	0,3	18,2	38,5
	PAPELES BIO-BIO	BA S/E PAPELERA BIO-BIO 66KV	38,8	54,9	0,0	55,4	42,2	38,3
	FRONTEL	BA S/E CAÑETE 23KV B. PRINCIPAL	18,8	8,2	41,8	53,2	38,7	32,1

#### a) FMIK

Los mayores promedios acumulados del FMIK se encuentran en los puntos de control Lebu 13,2 kV, Cañete 23 kV, Tres Pinos 23 kV y 13,2 kV y Curanilahue 13,2 kV, 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. Toda falla en el sistema de 66 kV aguas arriba de S/E Curanilahue afectará a todos estos puntos de control. Los puntos de control más al sur son Lebu y Cañete, por lo que son los que tienen mayor índice FMIK.

Para los años 2016, 2017, 2019 y 2020, el punto más conflictivo corresponde a Lebu 13,2 kV, alcanzando valores de 3,0; 9,8; 10,7 y 10 (veces/año), respectivamente. En el 2016 representa el valor más bajo alcanzado, ocasionadas por, máquina de tercero que provocó corte de conductor y por aves en contacto con conductores, provocando corto circuito en la línea 66 kV El Manco – Horcones.

En el año 2017, el valor máximo de FMIK alcanza 10.0 (veces/año) en Lebu 13.2 kV a causa de las fallas en las líneas de transmisión 1x66 kV Tres Pinos – Lebu, 1x66 kV Carampangue – Curanilahue y 1x66 kV El Manco – Horcones, todas las líneas anteriores desde donde se encuentra alimentada radialmente la S/E Lebu.

En el 2018, el mayor valor de FMIK lo alcanzó Tres Pinos 23 kV con 7,5 (veces/año) debido a fallas con diversas causas, las que afectan principalmente en las líneas 2x66 kV Cornel – Horcones, 1x66 kV Tres Pinos – Lebu y 1x66 kV El Manco - Horcones.

En el año 2019, también Lebu 13.2 kV alcanza el valor mayor de FMIK de 10.0 (veces/año). Causado también por diversas fallas en las líneas de 66 kV aguas arriba de S/E Horcones que provocaron la desconexión de todos los puntos de control mencionados.

En el año 2020, nuevamente Lebu corresponde al punto más crítico, con interrupciones que se deben principalmente a la caída de árbol sobre línea o instalación, afectando principalmente al 1x66 kV Tres Pinos – Lebu, 1x66 kV Carampangue – Curanilahue y 1x66 kV El Manco – Horcones.

Cabe mencionar, que las principales causas de falla del sistema de transmisión de 66 kV aguas arriba de S/E Horcones es caída de árboles sobre estas, seguido de objetos llevados por el viento hacia conductores (zona de mucho viento) y electrocución de aves que provocan cortocircuitos.

En la siguiente figura se presenta el índice FMIK en los puntos de control en la zona de Concepción, reflejando es esta, la evolución negativa y paulatina en los años de estudios, con puntos específicos de que van aumentando su frecuencia de interrupción representados principalmente por los puntos vinculados en S/E Lebu.

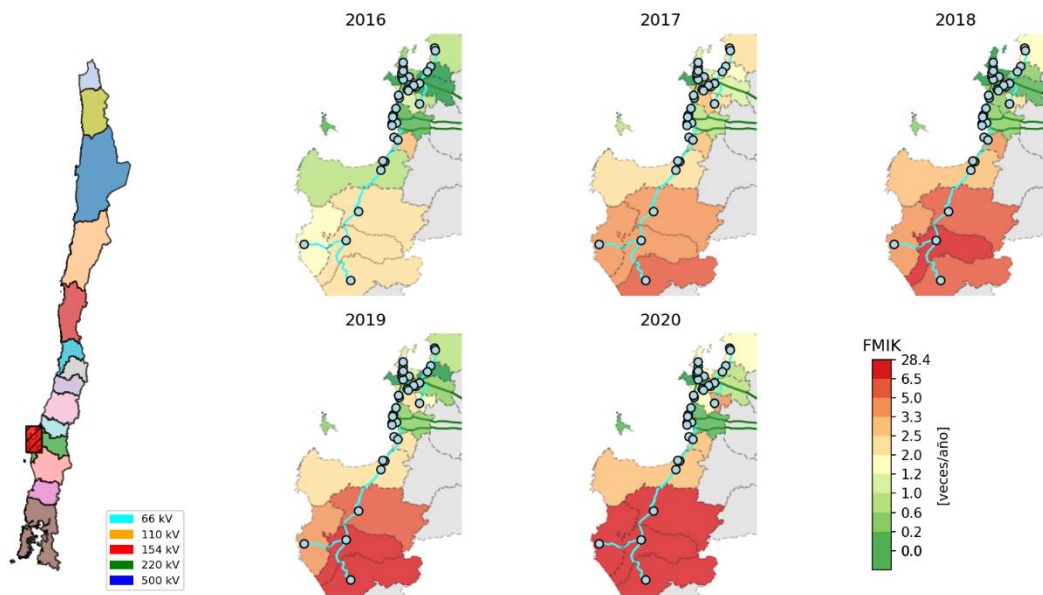


Figura 5-76: FMIK entre 2016 y 2020 georreferenciados en la zona de Concepción.

#### b) TTIK

Los mayores valores de promedios acumulados de TTIK en esta zona se registraron en los puntos de control Chiguayante 66 kV, Eka Chile 154 kV, Lebu 13.2 kV, Tres Pinos 23 kV y Oxy 154 kV.

Para los años 2016, 2017, 2018 y 2020, el punto más conflictivo corresponde a Chiguayante 66 kV, alcanzando valores de 28,4; 164,1; 36,3 y 9,5 (veces/año), respectivamente.

Para el 2016 Chiguayante 66 kV tuvo 2 interrupciones de tiempos considerables, logrando 8,68 y 7,2 horas, afectando la línea 66 kV El Manco – Seccionadora Lota y 66 kV Chiguayante – Quilacoya. En el 2017, la interrupción más significativa corresponde 132,4 horas que afecto a la línea 66 kV Chiguayante – Quilacoya, por la caída de 3 cargas que derribaron estructuras.

Adicionalmente, en el 2017 Eka Chile 154 kV registró el mayor valor de TTIK, 97.3 (horas/año), esencialmente por la desconexión forzada del circuito 1 de la línea 2x154 kV Hualpén - San Vicente, 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.

En el año 2018, el mayor valor de TTIK se registra también en el punto de control Chiguayante 66 kV y corresponde a 36,3 (horas/año), nuevamente su principal causa es la desconexión forzada de la línea 1x66 kV Chiguayante – Quilacoya que opera de forma radial.

En el año 2019, Lebu 13,2 kV registró el mayor valor de TTIK, en total 19,3 (horas/año), cuya principal causa es la caída de árbol sobre líneas. Las fallas se produjeron en la línea 1x66 kV El Manco – Horcones 66 kV, cuya restitución tomó 3,4 horas, la línea 1x66 kV Tres Pinos - Lebu 66 kV, cuya restitución tomó 4,9 horas y la línea 1x66 kV Curanilahue -Tres Pinos 66 kV, cuya restitución tomó 2,2 horas.

En el año 2020 la zona experimenta una reducción generalizada del TTIK, y una caída abrupta del punto más crítico situado en Chiguayante 66 kV, logrando 9,5 (horas/año), no teniendo interrupciones que superen las 4 horas y las de mayor incidencia fueron provocadas por choque de vehículos en las estructuras o de origen no determinado, esta última afectando la línea 66 kV Chiguayante – Quilacoya.

En la siguiente figura se presenta el índice TTIK en los puntos de control en la zona de Concepción, donde se aprecia un aumento paulatina y leve desde el 2016 al 2019. En el año 2020, de manera generalizada se mantiene la tendencia y los valores registrados al 2019, con algunas fluctuaciones, principalmente al alza.

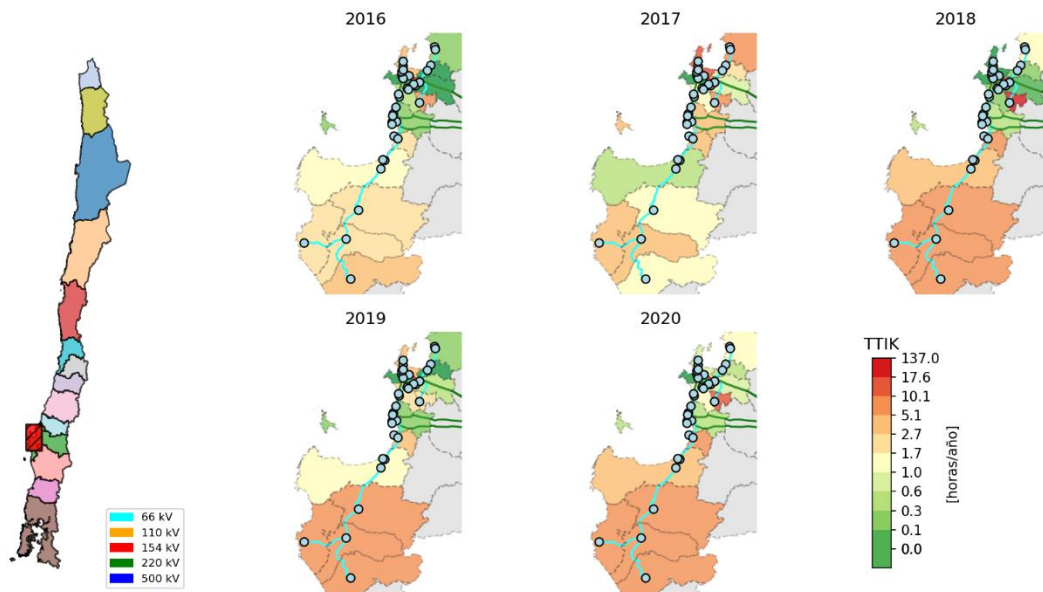


Figura 5-77 TTIK entre 2016 y 2020 presentados en el mapa de la zona de Concepción.

c) ENS

Los puntos de control con mayor promedio de ENS corresponden a Eka Chile 154 kV, Oxy 154 kV Chiguayante 66 kV, Papelera Bío-Bío 66 kV y Cañete 23 kV.

En el año 2016, el punto de control más afectado fue Oxy con 560,6 MWh de ENS, principalmente debido a la desconexión del circuito 1 la línea 2x154 kV Hualpén - San Vicente 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 el año 2017, Eka Chile 154 kV registra el mayor valor de ENS con 4557,9 MWh a por la desconexión forzada del circuito 1 de la línea 2x154 kV Hualpén - San Vicente, operando sus protecciones a causa de un cortocircuito monofásico a tierra de la fase C, producto de una falla en el arranque de Petroquímicas.

En el año 2018, el valor máximo de ENS se registró en Chiguayante 66 kV y corresponde a 121.6 MWh, su causado por la desconexión forzada de la línea 1x66 kV Chiguayante – Quilacoya que opera de forma radial.

En el año 2019, Papelera Bío-Bío 66 kV registró el mayor valor de ENS con 55,4 MWh, cuya principal razón es la falla en dos ocasiones de la línea 2x66 kV Concepción – Coronel debido al contacto de la tolva de un camión con la línea y a corte de conductor por fatiga de material.

En el 2020, el punto de control más afectado fue Oxy con 51,6 MWh de ENS, principalmente debido a la contaminación de aisladores de 69 kV en la salida de transformador N°1 154/69/13,8 kV.

En la siguiente figura se presenta la ENS en los puntos de control en la zona de Concepción, mostrando la evolución general negativa consecutivamente en los años de estudios, de manera leve y paulatina hasta el año 2020, salvo el punto específico de EKA Chile 154 kV, cuya evolución fue positiva. Adicionalmente, en los últimos 3 años se presenta muestran una tendencia a pérdidas altas en casos particulares evidentes ya mencionados.

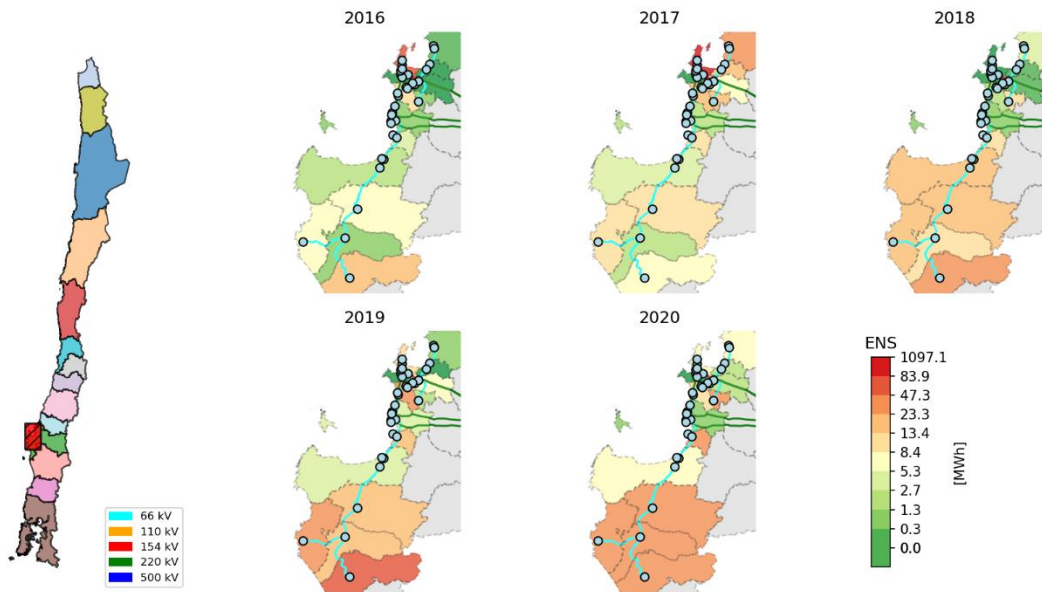


Figura 5-78: ENS entre 2016 y 2020 georreferenciados en la zona de Concepción.

### 5.2.14.3 Inversiones en transmisión

Las principales obras de transmisión que han entrado en operación en la zona de Concepción entre el 2018 y 2020 se muestran en la siguiente tabla.



*Tabla 5-56: Proyectos de transmisión en operación en la zona de Concepción.*

N	Empresa	Nombre Proyecto	ST	Nivel de Tensión [kV]	Fecha Real de EO	Origen	N° Decreto	Año Decreto
1	CGE S.A.	Nueva S/E Lota 66 kV	STZ	66	22-mar-19	Decreto	418	2017
2	CGE S.A.	Aumento de capacidad en S/E Curanilahue	STZ	66/13,2	18-jul-19	Decreto	418	2017
3	CGE S.A.	Aumento de capacidad en S/E Lebu	STZ	66/13,3	30-ago-19	Decreto	418	2017
4	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Desmantelamiento de Subestación Enacar junto a su Línea de Alimentación en 66 kV	STD	66	29-sept-19	DC		
5	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Desmantelamiento de Subestación Enarca junto a su Línea de Alimentación en 66 KV	STD	66	30-sept-19	DC		
6	CGE S.A.	Nueva S/E Curanilahue Norte 66 kV y Nueva línea 1x66 kV Horcones - Tres Pinos	STZ	66	19-dic-19	Decreto	418	2017
7	Transec S.A.	Adecuaciones en SE Lagunillas para conexión de LT 2x220 Kv MAPA - Lagunillas	STZ	220	18-abr-20	Art. 102		
8	CGE S.A.	Nuevo Transformador en SE Talcahuano	STZ	154/66	31-may-20	Decreto	418	2017
9	Colbún Transmisión S.A.	Ampliación SE Mulchén 220 kV	STN	220	27-sept-20	Decreto	422	2017
10	CGE S.A.	Ampliación en S/E Tomé	STZ	66	31-jul-20	Decreto	418	2017
11	CGE S.A.	Ampliación en SE Chiguayante	STZ	66	26-jun-20	Decreto	418	2017
12	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Proyecto Larqui	STN	66-23	20-nov-20			
13	CGE S.A.	Ampliación en SE Mahns	STZ	66/15				
14	Transemel S.A.	Ampliación S/E Duqueco 220 kV	STN	220				

DC = Declarada en construcción; EO = entrada en operación.

Las obras 1,2, 3 y 6 corresponden a obras zonales afectando puntos críticos de la zona, pudiendo incidir de manera positiva de los índices de continuidad, coincidiendo con un descenso generalizado de los índices en la zona entre el año 2019 y 2020. Las obras desde 7 a 14, debido a su ingreso el año 2020, su evaluación se realiza a partir de estudios posteriores.

## 5.2.15 Araucanía

Corresponden a los puntos de control ubicados entre las SSEE Victoria y Melipulli.

### 5.2.15.1 Índices de continuidad (estadísticos)

Se presentan los resultados estadísticos para los índices de continuidad la zona de Araucanía entre los años 2016 y el 2020.

*Tabla 5-57: Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2016, 2017, 2018, 2019 y 2020 en la zona de Araucanía.*

Índice de continuidad	Año	Araucanía					Media	Desviación Estándar
		Mínimo	Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo		
FMIK	2016	0,0	0,0	1,0	2,0	6,6	1,5	1,9
	2017	0,0	0,0	1,2	2,5	8,3	1,6	1,8
	2018	0,0	0,6	1,1	2,0	7,6	1,8	1,7
	2019	0,0	0,0	1,3	3,0	28,6	3,0	5,0
	2020	0,0	0,8	2,0	3,0	10,0	2,3	2,2
TTIK	2016	0,0	0,0	0,5	3,1	154,5	3,7	16,2
	2017	0,0	0,0	0,5	1,9	58,6	3,5	8,9
	2018	0,0	0,3	0,8	1,8	73,2	3,3	9,4
	2019	0,0	0,0	0,8	3,8	137,2	8,1	20,9
	2020	0,0	0,2	1,1	2,1	28,2	3,7	7,2
ENS	2016	0,0	0,0	1,6	9,6	941,5	19,9	99,2
	2017	0,0	0,0	0,9	10,6	100,8	9,8	19,2
	2018	0,0	0,9	4,5	11,2	324,9	14,8	37,9
	2019	0,0	0,0	2,5	17,2	624,8	27,3	84,3
	2020	0,0	0,8	5,0	17,2	403,9	19,4	49,4

Los índices FMIK promedio presentan leves alzas paulatinas entre los años 2016 al 2019 presentando una leve alza año a año, 1,5; 1,6 y 1,8 (veces/año) consecutivamente. El año 2019 se presenta un aumento significativo en el valor promedio de FMIK de la zona a 3,0 (veces/año), descendiendo nuevamente el año 2020 registrando un valor medio de 2,3 (veces/año).

Los índices TTIK promedio entre los años 2016 y 2018 presentan leves disminuciones, en discrepancia con los índices FMIK, registrando valores medios de 3,7; 3,5 y 3,3 (horas/año), consecutivamente. El año 2019 presenta el mayor valor de TTIK promedio, aumentando abruptamente a 8,1 (horas/año), valor que disminuye para el año 2020 alcanzando un valor medio de 3,7 (horas/año), muy similar a los previos al 2019.

La ENS promedio para los años de estudios fluctúa año entre 19,9 (MWh/año) el 2016 y 19,4 (MWh/año) en el año 2020. Su menor valor fue registra el año 2017 con 9,8 (MWh/año), y el mayor el año 2019 registrando 27,3 (MWh/año).

A continuación, se presentan el Diagrama BoxPlot para la zona de Araucanía de los índices de continuidad en los años comprendidos para este estudio.

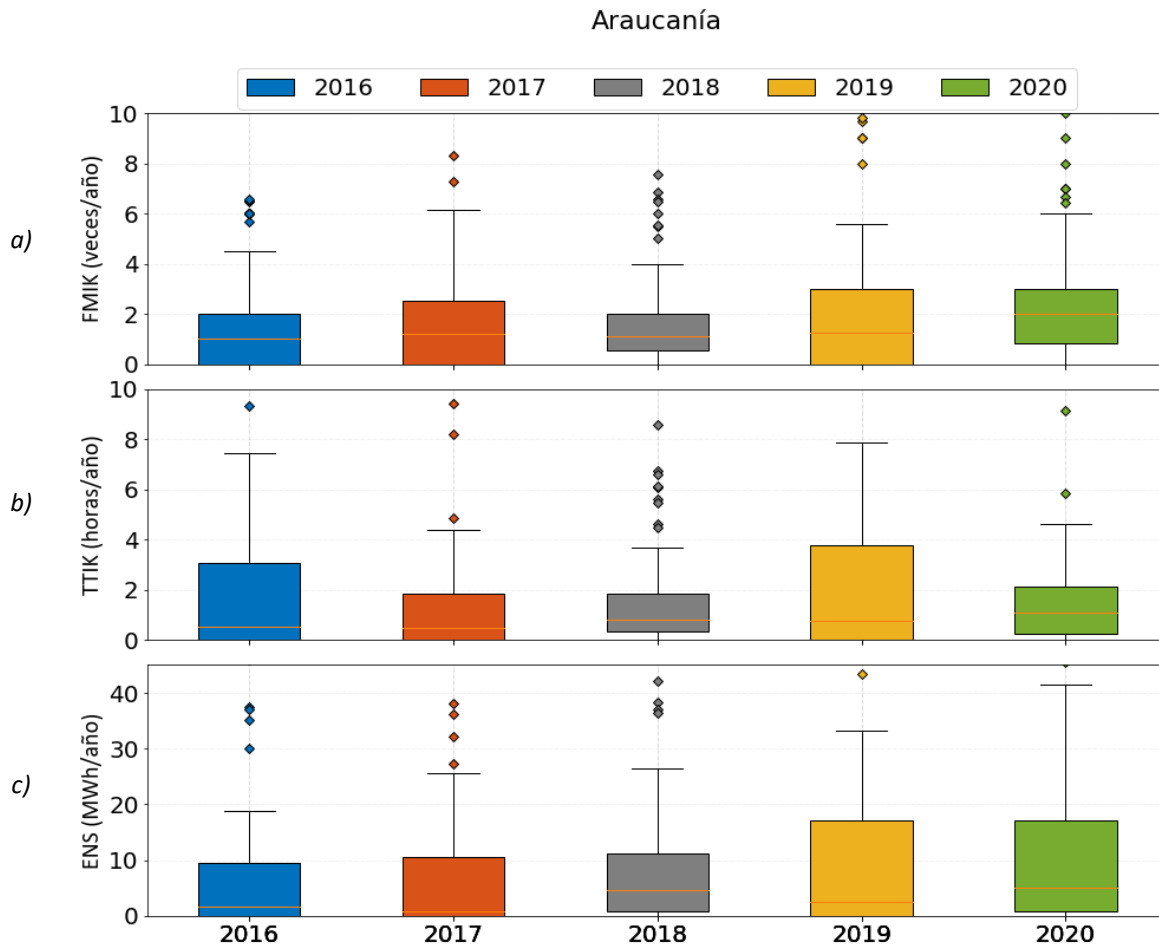


Figura 5-79 Diagrama BoxPlot de los índices de continuidad de Araucanía; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

Luego, se presentan los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla.

5-58: Porcentajes de los índices de continuidad del total acumulado según causa en Araucanía.

		Araucanía		
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
<b>CLI1</b>	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	18,03	6,31	8,84
<b>ARB2</b>	Caída de árbol sobre línea o instalación	16,93	23,31	18,51
<b>OTR3</b>	Otros	7,30	15,52	12,11
<b>CLI2</b>	Objeto llevado por el viento hacia los conductores	7,13	4,39	3,78
<b>OTR2</b>	Origen no determinado (trip de interruptor)	6,87	3,94	3,40
<b>ANI1</b>	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	6,56	1,96	2,26
<b>OPE11</b>	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	5,09	6,18	7,22
<b>OPE1</b>	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	4,64	15,12	18,75

Araucanía					
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)	
<b>INC1</b>	Incendio bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado, ej. quema de pastizal)	4,15	12,46	<b>12,55</b>	
<b>OPE18</b>	Violación de distancia eléctrica	3,65	1,39	0,84	
<b>OPE7</b>	Error de personal u operador	2,91	0,59	0,68	
<b>OPE6</b>	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	2,79	1,11	1,21	
<b>DIS6</b>	Ruptura de capacidad dieléctrica	2,06	0,52	0,95	
<b>VAN2</b>	Atentado/explosivos/sabotaje	1,58	3,89	5,47	
<b>ARB1</b>	Contacto de ramas con conductores	1,38	0,39	0,34	
<b>DIS2</b>	Crecimiento de la demanda no evaluado	1,37	0,23	0,53	
<b>AUT1</b>	Desconexión debido a una emergencia, para evitar riesgos a personas o cosas	1,10	0,69	0,46	
<b>OPE13</b>	Maquinaria de trabajo pesado	1,08	0,33	0,32	
<b>DIS1</b>	Pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales	0,76	0,57	0,41	
<b>OPE4</b>	Alta presión hogar en unidad generadora	0,64	0,08	0,02	
<b>OPE21</b>	Error en conexionado	0,58	0,11	0,33	
<b>OPE22</b>	Error en programación	0,58	0,12	0,11	
<b>OPE10</b>	Falla de material, por fatiga de material o mala calidad	0,52	0,37	0,47	
<b>OPE17</b>	Falta de limpieza en aisladores o terminales	0,49	0,10	0,03	
<b>OPE15</b>	Desconexión debido a puesta en servicio de equipos o instalaciones nuevas	0,46	0,02	0,09	
<b>ACC2</b>	Falla originada en terceros (accidentes, interferencias, rodado, deslizamiento de tierra, juegos, etc.)	0,46	0,10	0,18	
<b>OTR1</b>	Súbito aumento de demanda	0,41	0,08	0,05	
<b>VAN1</b>	Objeto, alambre o cadena lanzada	0,23	0,09	0,02	
<b>OPE5</b>	Conector suelto o sucio	0,23	0,01	0,06	

Las principales causas de fallas que han incidido en los valores del FMIK corresponden a, eventos climáticos o catastróficos fuera del alcance de diseño (18,03%); seguido de caída de árboles sobre líneas o instalaciones (16,93%); y finalmente por otras causas (7,30%).

Las principales causas de fallas que han producido los valores del TTIK corresponden a, caída de árboles sobre líneas o instalaciones (23,31%); seguido por otras causas (15,52%); y finalmente por trabajos en instalaciones, mantención o limpieza (15,12%).

Dentro de las principales causas de fallas que han producido los valores de ENS corresponden a, trabajos en instalaciones, mantención o limpieza (18,75%); seguido por caída de árboles sobre líneas o instalaciones (18,51%); y finalmente por incendio bajo una línea o en proximidades (12,55%).

Adicionalmente, se presenta en la siguiente gráfica los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla y año en la zona de Araucanía.

### Indicadores de continuidad totales según causas en Araucanía

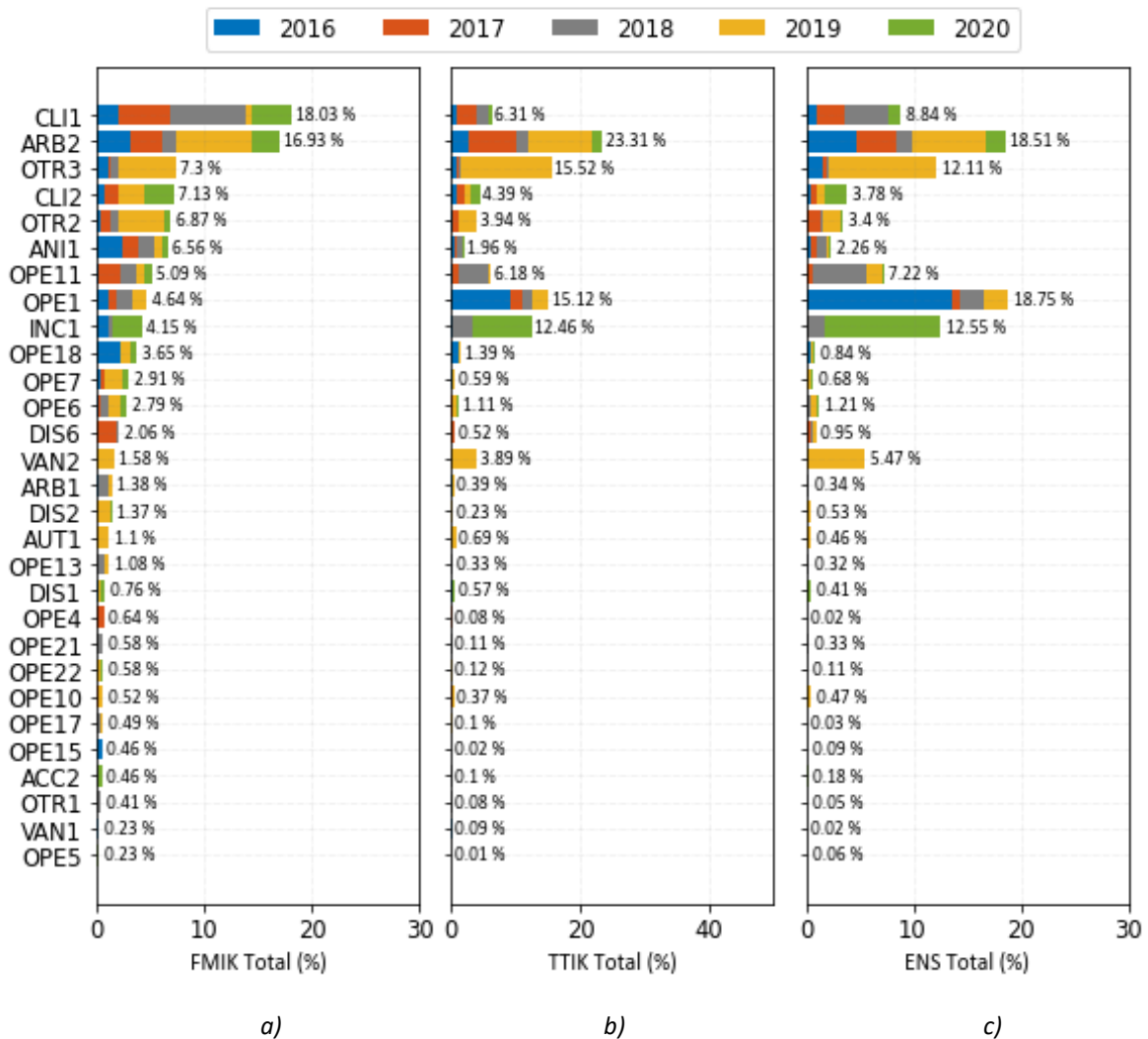


Figura 5-80: Porcentaje del total acumulado en Araucanía de los índices de continuidad según causa de la falla; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

#### 5.2.15.2 Índices de continuidad (georreferenciación)

Se presentan los índices de continuidad georreferenciados en la zona de Araucanía entre los años 2016 y 2020.

Luego, se presentan los cinco puntos de control con mayores índices FMIK, TTIK y ENS promedio entre los años de estudios para la zona.

Tabla 5-59: Puntos de control con mayores índices FMIK, TTIK y ENS promedio entre 2016 y 2020 en Araucanía.

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Araucanía					Media
			2016	2017	2018	2019	2020	
FMIK	CGE	BA S/E PUCON 23KV	2,0	2,0	2,0	28,0	8,0	<b>8,4</b>
	CGE	BA S/E VILLARRICA 23KV	3,0	2,4	2,0	<b>28,6</b>	4,0	<b>8,0</b>

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Araucanía					Media
			2016	2017	2018	2019	2020	
	FRONTEL	BA S/E CURACAUTIN 13.2KV	6,5	6,2	5,6	14,5	7,0	7,9
	SAESA	BA S/E CORRAL 13.2KV	3,0	4,0	6,5	12,0	9,0	6,9
	FRONTEL	BA S/E PITRUFQUEN 23KV	6,6	3,3	3,8	10,3	6,4	6,1
TTIK	CODINER	BA S/E GORBEA 13,2KV	3,1	1,0	73,2	85,6	28,2	38,2
	CGE	BA S/E PITRUFQUEN 15KV	154,5	4,9	1,3	24,7	4,2	37,9
	CODINER	BA S/E TRAIGUEN 13.2KV	7,5	58,6	47,0	13,0	18,1	28,8
	CGE	BA S/E VILLARRICA 23KV	0,5	1,0	0,8	137,2	3,4	28,6
	SAESA	BA S/E CORRAL 13.2KV	11,4	28,1	16,6	52,7	21,8	26,1
ENS	CGE	BA S/E PITRUFQUEN 15KV	941,5	48,2	8,9	132,3	50,0	236,2
	CGE	BA S/E PUCON 23KV	14,1	94,6	38,3	624,8	185,0	191,4
	CGE	BA S/E VILLARRICA 23KV	4,4	12,6	7,6	463,9	41,6	106,0
	SAESA	BA S/E PANGUIPULLI 23KV	13,7	12,4	14,1	43,4	403,9	97,5
	CODINER	BA S/E GORBEA 13,2KV	4,3	1,0	324,9	116,0	33,0	95,8

#### a) FMIK

Los mayores promedios acumulados de FMIK se encuentran en los puntos de control de Pucón 23 kV, Villarrica 23 kV, Curacautín 13.2 kV, Corral 13,2 kV y Pitrufquén 23 kV.

En el año 2016, Pitrufquén registró un índice FMIK de 6,6 (veces/año), siendo el mayor de ese año, cuyas causas principales corresponden a eventos climáticos o catastróficos, o bien a caída de árbol sobre líneas o instalaciones, donde la línea más afectada corresponde las líneas de 66 kV Temuco – Loncoche.

En el año 2017, el mayor valor de FMIK se registra también en Curacautín 13.2 kV y corresponde a 6,2 (veces/año) principalmente por fallas en la línea 1x66 kV Los Peumos – Curacautín 66 kV, la cual no posee redundancia de vínculo de transmisión.

En el año 2018, Imperial 23 kV registró el mayor valor de interrupciones de los puntos de control de los puntos críticos corresponde a 6,5 (veces/año), principalmente relacionada a eventos en la línea 66 kV Licanco – Nueva Imperial y Licanco – Imperial.

En el año 2019 se presenta un aumento abrupto de los valores de FMIK, registrando índices de 28,6 y 28,0 15.0 (veces/año) en los puntos de control Villarrica 23 kV, Pucón 23 kV, respectivamente. Además, las SS/EE Villarrica y Pucón se encuentran alimentados radialmente desde S/E Loncoche y cuyas causas principales de interrupción de suministro fueron la reducción de consumo por razones de seguridad a solicitud del Coordinador y por fallas en las líneas 1x66 kV Loncoche – Villarrica, 1x66 kV Valdivia – Los Lagos y 1x66 kV Temuco Loncoche, debidas en su mayoría a caída de árboles.

En el año 2020, se presenta la reducción del FMIK siendo S/E Corral de mayor valor con 9,0 (veces/año) y cuya principal causa corresponde a objeto llevado por el viento hacia los conductores, afectando principalmente a la línea 66 kV Picarte – Corral.

En la siguiente figura se presenta el índice FMIK en los puntos de control en la zona de Araucanía, mostrando valores similares y estables de este índice en la zona, y que reflejando, además, el aumento en los sectores ya mencionados para el año 2019, los cuales mejorar de manera leve en el año 2020 y otros casos, en los que se presenta una merma de este índice en este último año.

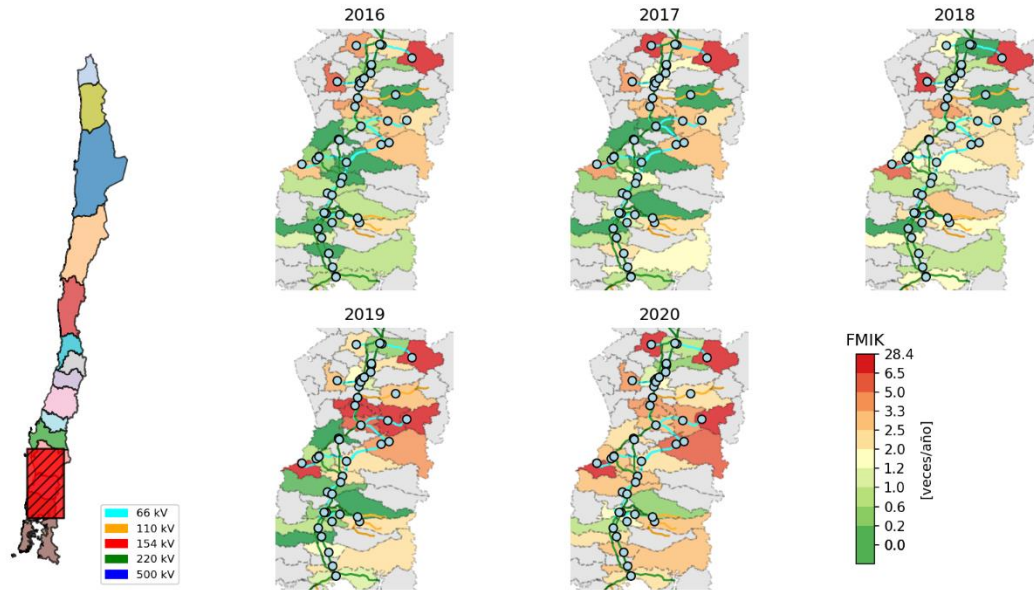


Figura 5-81: FMIK entre 2016 y 2020 georreferenciados en la zona de Araucanía.

#### b) TTIK

Los mayores valores de promedios acumulados de TTIK en esta zona, se registraron en los puntos de control de Gorbea 13,2 kV; Pitrufquén 15 kV; Traiguén 13,2 kV; Villarrica 23 kV y Corral 13,2 kV.

En el año 2016, el máximo valor registrado corresponde a 154,2 (horas/año) en Pitrufquén 15 kV, principalmente por la mantención correctiva a DD.CC 89BT3, asociado al transformador N°3 de la S/E Pitrufquén (solicitud de desconexión N° 14934).

En el año 2017, se da que el máximo valor de TTIK es 58,6 (horas/año) en Traiguén 13,2 kV causado principalmente por fallas en la línea 1x66 kV Victoria - Traiguén y la desconexión forzada de la línea 1x66 kV Lautaro - Victoria a causa de la caída de un árbol sobre la línea durante un temporal.

Tanto para el 2018 y 2020, el mayor registro corresponde a Gorbea 13,2 kV. Para el 2018 la causa principal corresponde a desconexión de la línea 66 kV Temuco – Loncoche 2 por corte de conducto sin origen determinado, y aunque para el 2019 este índice aumenta para este punto, no es el mayor registro presentado para ese año. En el 2020 este índice disminuye considerablemente para este punto, sin embargo, representa el más alto en la zona para ese año y corresponde principalmente a la desconexión de línea 2x220 kV Mulchén – Cautín a causa de incendio en la zona o proximidades.

En el año 2019, el máximo valor de TTIK se registró en Villarrica 23 kV y corresponde a 137,0 (horas/año), causados principalmente por reducción de consumo por orden del operador debido a falla en la línea 2x66 kV Temuco – Loncoche causada por actos vandálicos.



En la siguiente figura se presenta el índice TTIK en los puntos de control en la zona de Araucanía, mostrando su evolución anual, destacando el aumento de este índice en algunas zonas el año 2019, disminuyendo en estos mismo para el año 2020, y adicionalmente, otro puntos que fluctúan alza para este último año.

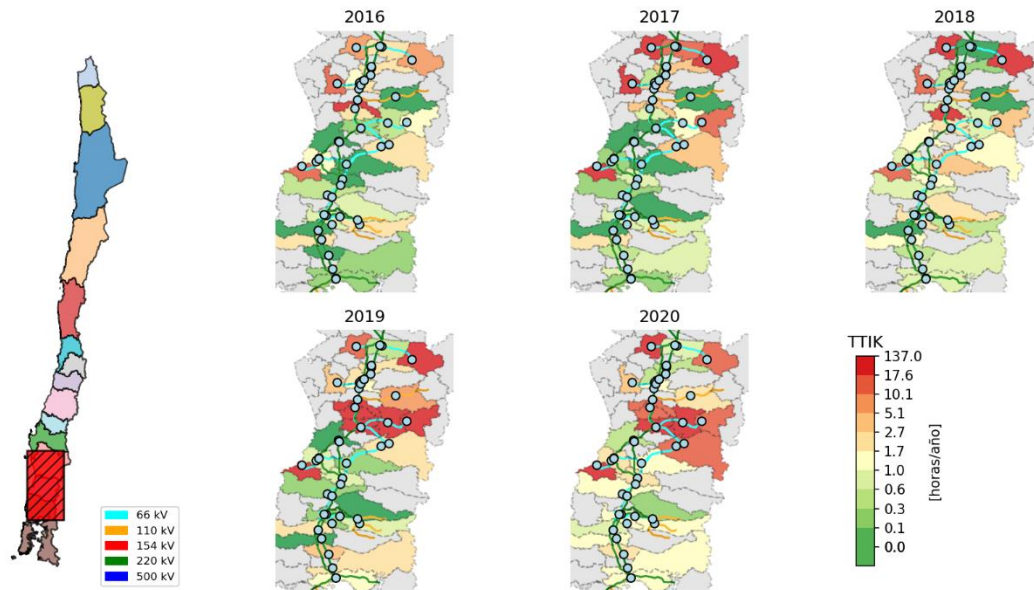


Figura 5-82 TTIK entre 2016 y 2020 presentados en el mapa de la zona de Araucanía.

### c) ENS

Los puntos de control con mayor promedio de ENS corresponden a Pitrufquén 15 kV, Pucón 23 kV, Villarrica 23 kV, Panguipulli 23 kV y Gorbea 13.2 kV.

En el año 2016, el máximo valor de ENS registrado corresponde a 941,5 MWh en Pitrufquén 15 kV, 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).

En el año 2018, Gorbea 13.2 kV registró el mayor valor de ENS y corresponde a 324,9 MWh, debido principalmente a la desconexión del circuito 2 de la línea 2x66 kV Temuco - Loncoche, por falla a tierra provocada por corte de conductor, sin un origen determinado para dicha causa (corte de conductor).

En el año 2017 y 2019, se registraron valores máximos de ENS de 94,6 MWh y 624,8 MWh, respectivamente, ambos en Pucón 23 kV, respectivamente. Asociados principalmente a caídas de árboles en el 2017, y a la reducción de consumo por limitación de demanda realizado por el operador, debido a líneas cortadas por actos vandálicos en el 2019.

En 2020 el mayor registro corresponde a Panguipulli, y cuyo valor asciende a 403, 9 MWh, y cuya principal razón es debido a la desconexión del circuito N° 2 de la línea 66 kV Temuco – Loncoche a causa de un incendio en las estructuras ubicadas a 32,6 Km de S/E Temuco.

En la siguiente figura se presenta la ENS en los puntos de control en la zona de Araucanía, mostrando la evolución positiva de este índice hasta el año 2019 donde se registran pérdidas en los puntos

especificados anteriormente. Ya en el 2020 los puntos críticos logran disminuir como se presenta, sin llegar a valores entre los años 2016 y 2018. Además, notar además en el caso específico de Panguipulli el aumento abrupto de este índice en 2020, representando un valor atípico en este punto en comparación con los años de estudios representados.

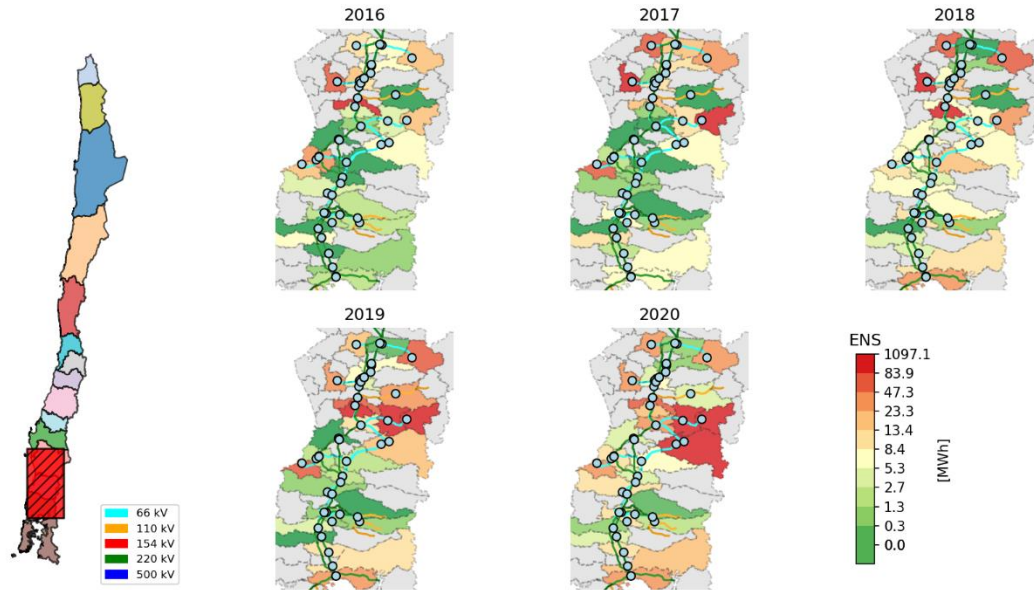


Figura 5-83: ENS entre 2016 y 2020 georreferenciados en la zona de Araucanía.

### 5.2.15.3 Inversiones en transmisión

Las principales obras de transmisión que han entrado en operación en la zona de Araucanía entre el 2018 y 2020 se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 5-60: Proyectos de transmisión en operación en la zona de Araucanía.

N	Empresa	Nombre Proyecto	ST	Nivel de tensión [kV]	Fecha Real De EO	Origen	N° Decreto	Año Decreto
1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Nueva S/E Cunco 110/23 kV 16 MVA	STZ	66/23	17-ago-18	Decreto	418	2017
2	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Nueva S/E Cunco 110/23 kV 16 MVA	STZ	110/23	17-ago-18			
3	Transec S.A.	Normalización S/E Puerto Montt 220 kV	STN	220	30-ago-18			
4	STS S.A.	Línea 110kV El Mocho-Mantihue	STD	110	27-feb-19	DC		
5	STS S.A.	Nueva S/E Río Negro 66/23 kV 10 MVA	STZ	66/23	17-may-19	Decreto	418	2017
6	STS S.A.	Línea 110kV Correntoso - Copihues	STD	110	21-jun-19	DC		
7	Transec S.A.	S/E Seccionadora Nueva Valdivia 220 kV	STN	220	22-jul-19	Decreto	373	2016

N	Empresa	Nombre Proyecto	ST	Nivel de tensión [kV]	Fecha Real De EO	Origen	N° Decreto	Año Decreto
8	Transec S.A.	Ampliación S/E Ciruelos 220 kV	STN	220	25-ago-19	Decreto	422	2017
9	STS S.A.	Aumento de capacidad en S/E Frutillar	STZ	66	09-sept-19	Decreto	418	2017
10	STS S.A.	Nueva S/E Chirre 110/23 kV 16 MVA	STZ	110/23	20-sept-19	Decreto	418	2017
11	STS S.A.	Nueva S/E Sangra 66/23 kV 30 MVA	STZ	66/23	07-nov-19	Decreto	418	2017
12	CGE S.A.	Nuevo Transformador en SE Loncoche	STZ	66/13,8	05-mar-20	Decreto	418	2017
13	Transec S.A.	Nueva SE Seccionadora Río Malleco 220 kV	STN	220	15-sept-20	Decreto	422	2017
14	CGE S.A.	Aumento de capacidad línea 1x66 kV Chivilcán - Las Encinas - Padre Las Casas	STZ	66	03-dic-20	Decreto	418	2017

DC = Declarada en construcción; EO = entrada en operación.

A partir de las obras mencionadas, desde la 1 a la 11, entraron en operación entre los años 2018 y 2019, pudiendo incidir positivamente en los índices de continuidad, aunque tal como se presenta en secciones anteriores, en su mayoría las causas principales de aumento el 2019 corresponde a eventos accidentales como caídas de árboles o solicitudes de desconexión ante actos vandálicos.

Finalmente, las obras 12, 13 y 14 entraron en operación el año 2020, dando paso a una evaluación de su impacto a partir de estudios posteriores.

## 5.2.16 Chiloé

Corresponden a los puntos de control ubicados al sur de la S/E Puerto Montt, desde S/E Melipulli hasta S/E Quellón.

### 5.2.16.1 Índices de continuidad (estadísticos)

Se presentan los resultados estadísticos para los índices de continuidad la zona de Chiloé entre los años 2016 y el 2020.

*Tabla 5-61: Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2016, 2017, 2018, 2019 y 2020 en la zona de Chiloé.*

Índice de continuidad	Año	Chiloé						
		Mínimo	Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo	Media	Desviación Estándar
FMIK	2016	0,0	4,5	5,0	6,0	8,9	4,9	2,1
	2017	0,0	1,0	2,5	5,6	9,0	3,9	3,4
	2018	0,0	1,0	1,9	3,0	6,0	2,1	1,6
	2019	0,0	0,0	3,0	6,0	7,0	2,8	3,0
	2020	0,0	2,0	3,0	4,0	7,0	2,9	1,7
TTIK	2016	0,0	4,6	6,0	8,4	28,0	7,3	7,2
	2017	0,0	0,2	3,0	5,5	75,4	9,1	20,5
	2018	0,0	0,8	1,2	2,1	13,7	2,2	3,5
	2019	0,0	0,0	0,6	1,5	8,2	1,2	2,2
	2020	0,0	1,4	1,6	1,8	7,5	1,9	1,8
ENS	2016	0,0	7,9	26,3	45,7	145,0	36,0	39,7
	2017	0,0	1,0	23,3	36,7	135,9	32,6	45,7
	2018	0,0	5,9	8,9	18,7	104,2	19,2	27,9
	2019	0,0	0,0	2,6	9,4	31,4	6,9	9,7
	2020	0,0	10,5	15,5	20,3	54,8	17,0	13,8

El índice FMIK promedio menor registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2018 equivalente a 2,1 (veces/año). El año 2016 presenta el mayor valor alcanzando 4,9 (veces/año). El año 2020 registra una leve alza con respecto al año 2019, pasan un valor medio de 2,8 a 2,9 (veces/año).

Los índices TTIK promedio presentan un alza entre los años 2016 y 2017, aumentando desde 7,3 (horas/año) a 9,1 horas/año; sin embargo, a partir de año 2018 cae abruptamente, tendencia que se mantiene el 2019, llegando 2,2 y 1,3 (horas/año), respectivamente. Para el año 2020 presenta una leve alza registrando 1,9 (horas/año).

La ENS promedio presenta valores similares entre los años 2016 y 2017, registrando 36,0 y 32,6 (MWh/año) respectivamente. En el 2018 y 2019, 19,2 y 9,7 (MWh/año), disminuye el promedio de ENS en la zona, siendo este último el año con menor promedio. Para el 2020 este valor aumenta a registro similar al 2018, logrando 17,0 (MWh/año).

A continuación, se presentan el Diagrama BoxPlot para la zona de Chiloé de los índices de continuidad en los años comprendidos para este estudio.

### Chiloé

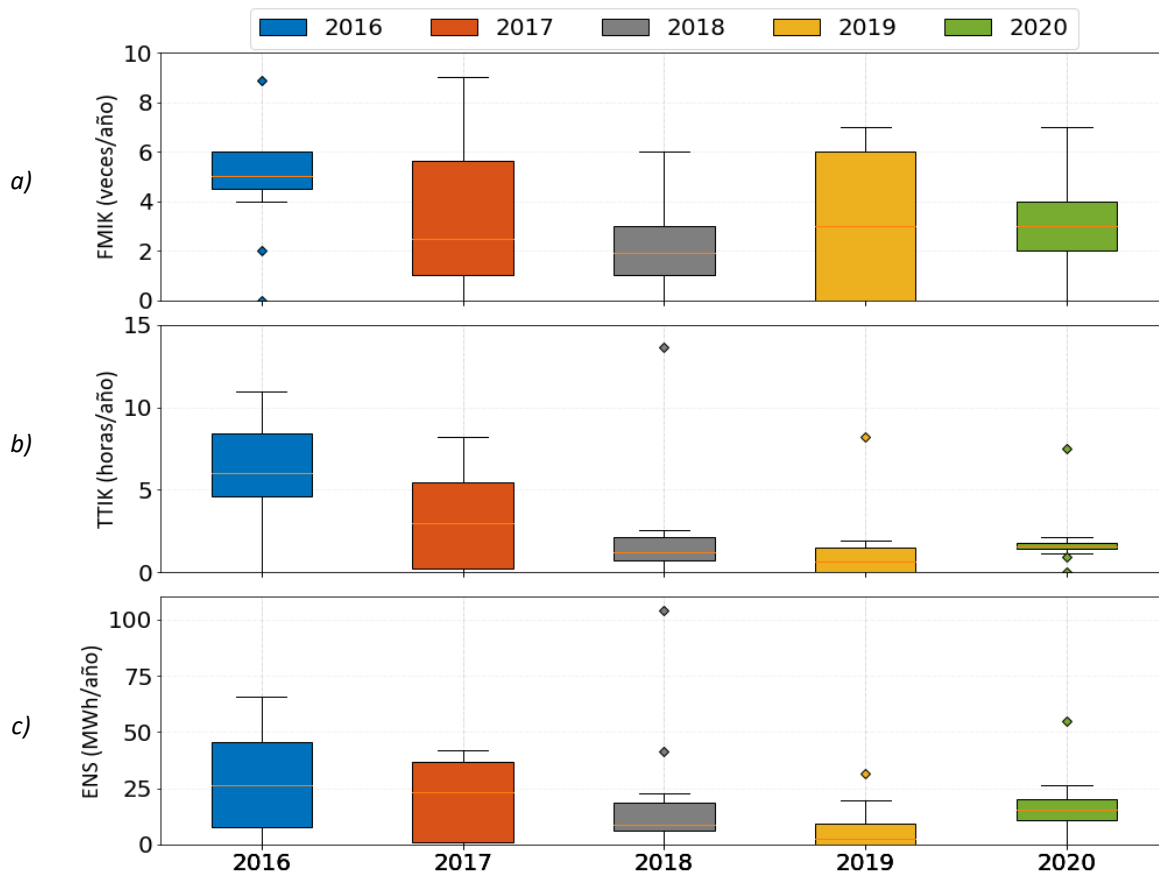


Figura 5-84 Diagrama BoxPlot de los índices de continuidad de Chiloé; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

Luego, se presentan los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla.

5-62: Porcentajes de los índices de continuidad del total acumulado según causa en Chiloé.

Chiloé		FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
<b>CLI1</b>	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	27,90	9,57	17,67
<b>OTR3</b>	Otros	10,40	15,34	13,15
<b>OPE1</b>	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	8,82	15,38	14,55
<b>OPE11</b>	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	7,35	9,12	10,31
<b>ANI1</b>	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	7,35	5,73	8,82
<b>ARB2</b>	Caída de árbol sobre línea o instalación	5,88	0,66	1,46
<b>OPE15</b>	Desconexión debido a puesta en servicio de equipos o instalaciones nuevas	5,39	0,48	0,64
<b>OTR2</b>	Origen no determinado (trip de interruptor)	4,90	2,15	4,12
<b>OPE7</b>	Error de personal u operador	3,99	0,65	0,80

		Chiloé		
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
<b>CLI2</b>	Objeto llevado por el viento hacia los conductores	3,92	7,71	10,37
<b>OPE23</b>	Desperfecto de fábrica	3,75	0,32	0,57
<b>OPE6</b>	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	3,51	2,26	3,74
<b>OPE17</b>	Falta de limpieza en aisladores o terminales	2,45	2,03	3,27
<b>OPE4</b>	Alta presión hogar en unidad generadora	1,96	<b>26,67</b>	7,55
<b>INC1</b>	Incendio bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado, ej. quema de pastizal)	0,98	1,21	1,89
<b>OPE16</b>	Fuga o degradamiento del dieléctrico (ej. sf6, aceite, etc.)	0,49	0,25	0,41
<b>OPE21</b>	Error en conexionado	0,49	0,02	0,00
<b>ARB1</b>	Contacto de ramas con conductores	0,49	0,45	0,67

EL FMIK se ve principalmente afectado por interrupciones debido a, eventos climáticos o catastróficos fuera del alcance de diseño (27,90%); seguido de otras causas (10,40%); y finalmente por trabajos en instalaciones, mantención y limpieza (8,82%).

En el caso del TTIK, las causas que lo afectan corresponden a, alta presión hogar en unidad generadora (26,67%); seguido por eventos climáticos o catastróficos fuera del alcance de diseño (15,38%); y finalmente por trabajos en instalaciones, mantención y limpieza (15,34%).

Finalmente, el ENS es afectando principalmente por, eventos climáticos o catastróficos fuera del alcance de diseño (17,67%); por trabajos en instalaciones, mantención y limpieza (14,55%); y finalmente por otras causas (13,15%).

Adicionalmente, se presenta en la siguiente gráfica los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla y año en la zona de Chiloé.

### Indicadores de continuidad totales según causas en Chiloé

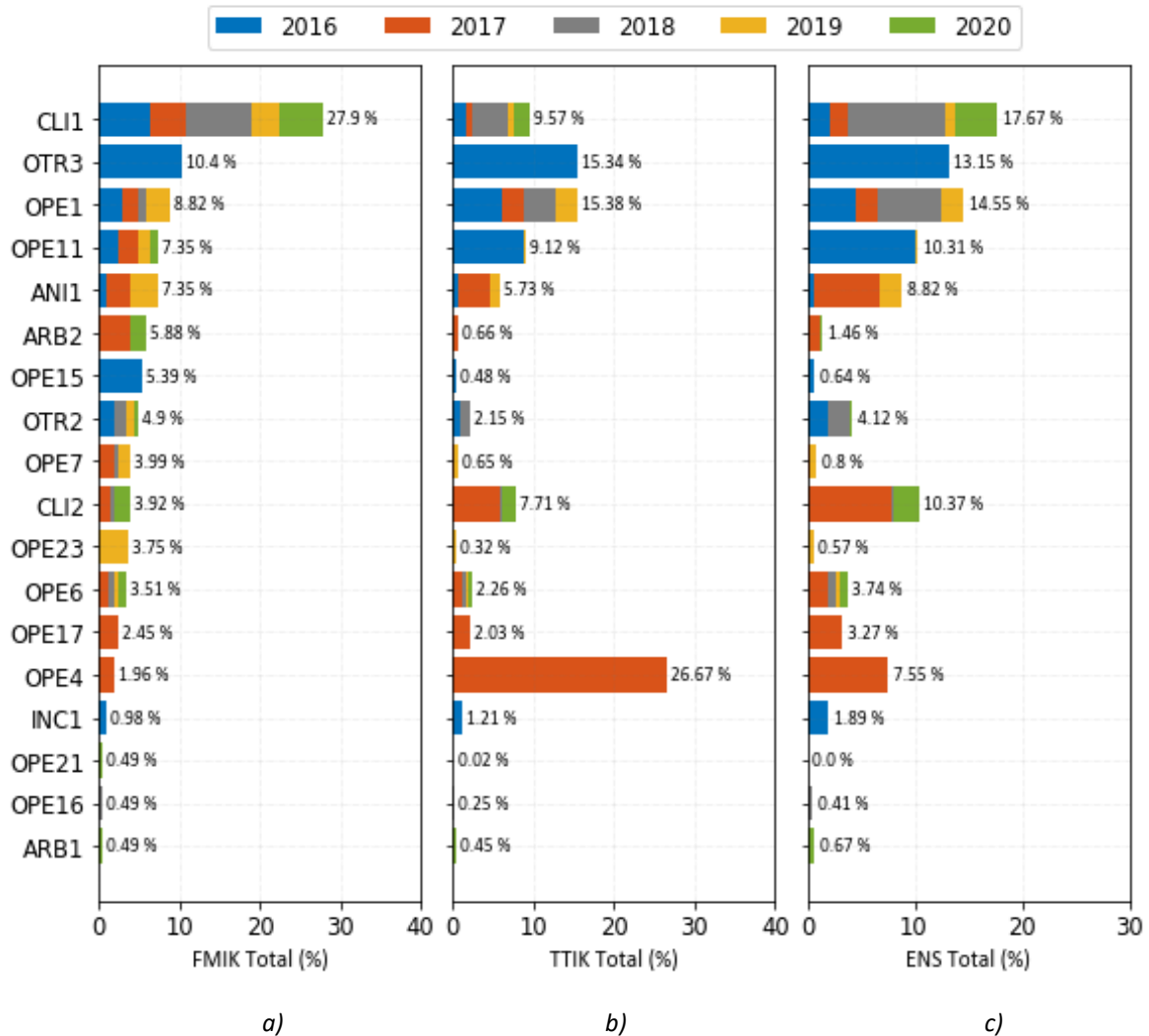


Figura 5-85: Porcentaje del total acumulado en Chiloé de los índices de continuidad según causa de la falla; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

#### 5.2.16.2 Índices de continuidad (georreferenciación)

Se presentan los índices de continuidad georreferenciados en la zona de Chiloé entre los años 2016 y 2020.

Luego, se presentan los cinco puntos de control con mayores índices FMIK, TTIK y ENS promedio entre los años de estudios para la zona.

Tabla 5-63: Puntos de control con mayores índices FMIK, TTIK y ENS promedio entre 2016 y 2020 en Chiloé.

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Chiloé					Media
			2016	2017	2018	2019	2020	
FMIK	SAESA	BA S/E QUELLON 23KV BP1	8,9	9,0	3,5	6,0	4,0	6,3
	SAESA	BA S/E PID PID 23KV	5,0	8,6	1,9	6,7	4,0	5,2
	SAESA	BA S/E DALCAHUE 23KV BP1	5,9	9,0	1,7	6,0	3,0	5,1



Índice de continuidad	Empresa	Barra	Chiloé					Media
			2016	2017	2018	2019	2020	
	SAESA	BA S/E ANCUD 23KV	6,0	5,6	6,0	3,0	2,0	4,5
	SAESA	BA S/E CHONCHI 23KV	6,0	4,7	1,0	7,0	3,0	4,3
TTIK	SAESA	BA S/E DALCAHUE 23KV BP1	28,0	75,4	1,2	1,5	1,7	21,5
	SAESA	BA S/E QUELLON 23KV BP1	11,0	17,2	2,6	1,9	2,0	6,9
	SAESA	BA S/E ANCUD 23KV	7,9	8,2	13,7	0,6	1,4	6,4
	SAESA	BA S/E CHONCHI 23KV	8,4	3,2	0,8	8,2	1,6	4,4
	SAESA	BA S/E CASTRO 23KV	10,4	5,5	0,8	1,4	1,6	3,9
ENS	SAESA	BA S/E DALCAHUE 23KV BP1	145,0	122,9	6,7	8,9	16,5	60,0
	SAESA	BA S/E QUELLON 23KV BP1	65,7	135,9	41,2	19,8	26,2	57,7
	SAESA	BA S/E ANCUD 23KV	45,2	41,9	104,2	5,3	13,6	42,1
	SAESA	BA S/E CASTRO 23KV	62,9	36,7	5,9	12,7	15,4	26,7
	SAESA	BA S/E CHONCHI 23KV	45,7	28,3	6,4	31,4	18,0	26,0

#### a) FMIK

Los mayores promedios acumulados en FMIK se encuentran en los puntos de control Quellón 23 kV BP1, Pid Pid 23 kV, Dalcahue 23 kV BP1, Ancud 23 kV, Chonchi 23 kV. La isla se vincula con el continente a través de una línea en 220 kV que llega a la S/E Chiloé, por lo que, si esta línea falla se interrumpe el suministro en todos los puntos de control de la isla.

En el año 2017, se registra el mayor registro de FMIK en Quellón 23 kV, registró el valor máximo de interrupciones de suministro con 9.0 (veces/año) debido, principalmente, a fallas en las líneas 1x220 kV Melipulli – Chiloé 1x110 kV Chiloé - Pid Pid y 1x110 kV Castro – Chonchi – Quellón. En el año 2016, Quellón 23 kV registró el valor máximo de interrupciones de suministro de 8.9 (veces/año) cuya causa principal es fallas en las líneas 1x110 kV Castro – Chonchi – Quellón y 1x220 kV Melipulli – Chiloé, además de falla en dos oportunidades de la Central Quellón II y fallas en S/E Quellón, debida a un sismo de 7,6 grados en la isla.

En el año 2018, se registran un descenso del FMIK en los puntos de control de la tabla, ya que sólo se registró una falla en la línea en 220 kV que alimenta la isla. Ancud 23 kV registró el valor máximo de FMIK de 6.0 (veces/año) debido, principalmente, a fallas en la línea 1x110 kV Ancud – Chiloé y desconexiones forzadas en S/E Ancud.

En el año 2019, Chonchi 23 kV registró el valor máximo de interrupciones de suministro con 7,0 (veces/año) debido, principalmente, a fallas en las líneas 1x220 kV Paragua – Chiloé (3), 1x110 kV Castro – Chonchi, mantenimiento en S/E Chonchi y fallas a nivel de distribución en S/E Chonchi.

En 2020, tanto Quellón 23 kV BP1 y Pid Pid 23 kV, alcanzan un FMIK de 4,0 (veces/año), principalmente por fallas en instalaciones de distribución y causados principalmente por eventos climáticos o catastróficos fuera del alcance del diseño.

En la siguiente figura se presenta el índice FMIK en los puntos de control en la zona de Chiloé, mostrando la evolución positiva a partir del año 2016 al 2018, siendo este último donde se registraron los índices más bajos. En la misma imagen el año 2019 muestra un aumento de los

índices a nivel general y específico, como es el caso de S/E Chonchi y S/E Pid Pid, los cuales, a su vez, mejoran significativamente el año 2020.

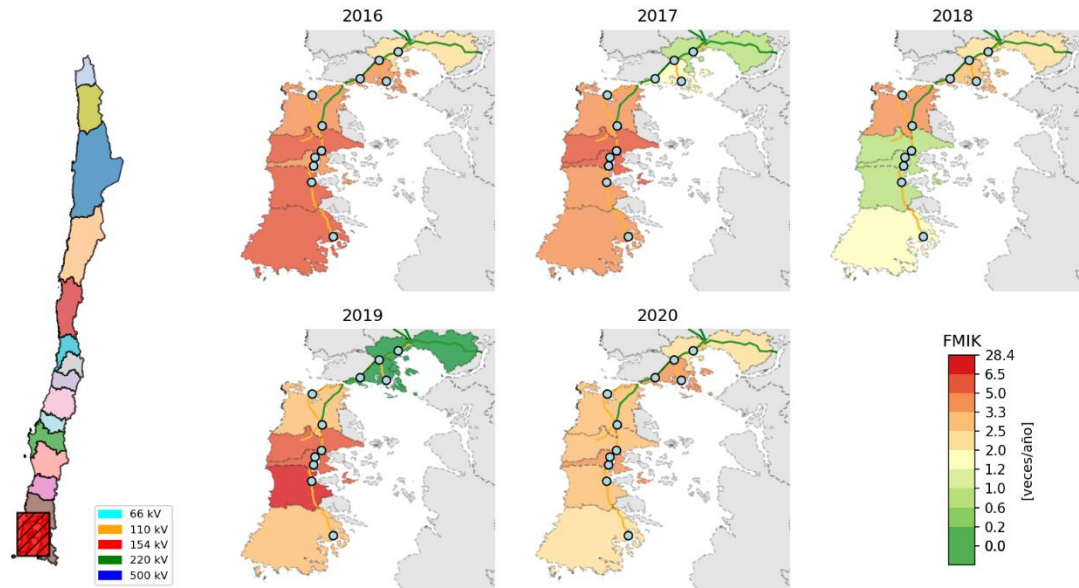


Figura 5-86: FMIK entre 2016 y 2020 georreferenciados en la zona de Chiloé.

#### b) TTIK

Los mayores valores de promedios acumulados de TTIK en esta zona se registraron en los puntos de control Dalcahue BP1 23 kV, Quellón BP1 23 kV, Ancud 23 kV, Chonchi 23 kV y Castro 23 kV.

En el año 2016, el máximo valor de TTIK registrado fue en Dalcahue BP1 23 kV y corresponde a 28,0 (horas/año) debida a fallas por elemento dañado en el sistema de control, el cual envió orden de trip erróneo a relé maestro, cuya duración fue de 21,5 horas.

En el año 2017, Dalcahue BP1 23 kV registró el máximo valor de TTIK de 75,3 (horas/año) cuya principal causa fue la salida intempestiva de la Central Bocamina U2, producida a causa de una alta presión en la cámara de combustión, y cuyo tiempo de interrupción alcanzó las 72 horas.

En el año 2018, Ancud 23 kV registró el mayor valor de TTIK correspondiente a 13,7 (horas/año), principalmente, por la desconexión de la línea 1x110 kV Ancud - Chiloé, por reparación y desconexión del transformador N°1 de S/E Ancud por mantenimiento, cada una con una duración en el punto de control de 4,9 y 5,9 horas, respectivamente.

En el año 2019, Chonchi 23 kV registró el mayor valor de TTIK correspondiente a 8,2 (horas/año) debido principalmente, al mantenimiento de equipos primarios de S/E Chonchi, cuya duración fue de 6,3 horas.

En el año 2020, el mayor registro fue de 2,0 (horas/año) en Quellón 23 kV BP1, representando este año además un descenso general de este índice. La interrupción de mayor impacto se produjo por la interrupción de la línea 2x220 Mulchén – Cautín, con una duración de 1,11 horas.

En la siguiente figura se presenta el índice TTIK en los puntos de control en la zona de Chiloé, mostrando la evolución positiva de este índice hasta el año 2020, siendo este último el de mejores índices generales.

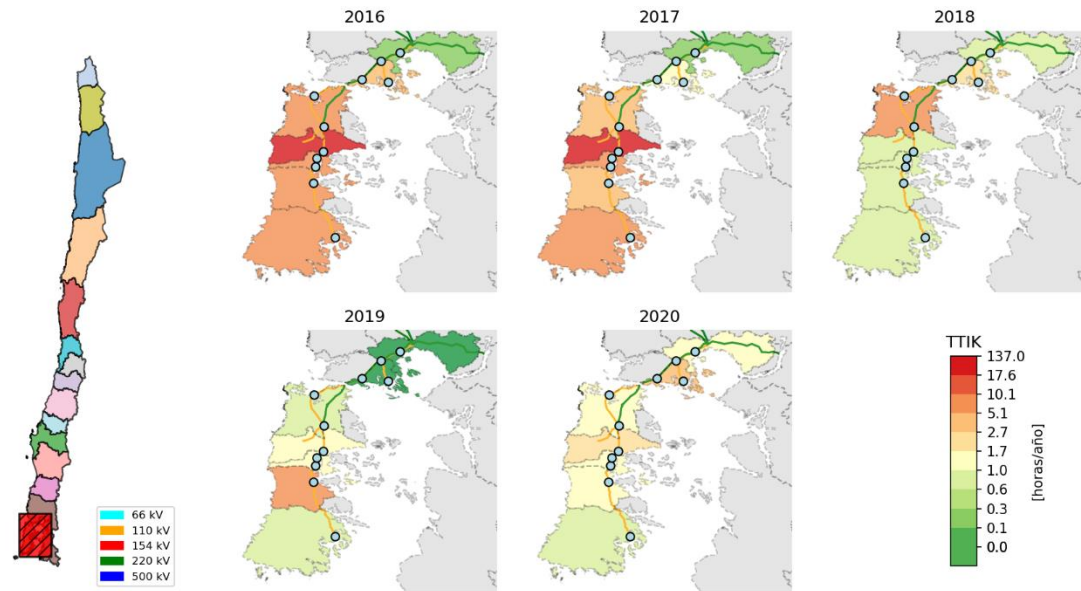


Figura 5-87 TTIK entre 2016 y 2020 presentados en el mapa de la zona de Chiloé.

### c) ENS

Los puntos de control con mayor promedio de ENS corresponden a Dalcahue BP1 23 kV, Quellón BP1 23 kV, Ancud 23 kV, Castro 23 kV y Chonchi 23 kV.

El máximo valor de ENS registrado en los años de estudios el 2016 en Dalcahue 23 kV con 145,1 MWh, seguido el año 2017 en Quellón BP1 23 kV con 135,9. El 2018 en Ancud 23 kV se registró un valor máximo de ENS de 104,2 MWh. Las causas de estos valores de ENS fueron descritas en puntos anteriores. El año 2019 un descenso significativo de la ENS. Registrando como máximo un índice de 31,4 MWh, tendencia que se mantiene el año 2020, registrando un valor máximo de 26,2 MWh.

En la siguiente figura se presenta la ENS en los puntos de control en la zona de Chiloé, mostrando la evolución positiva y paulatina al 2019, mostrando los mejores índices generales en la zona en los años de estudios, con aumentos puntuales pero significativos en el año 2020.

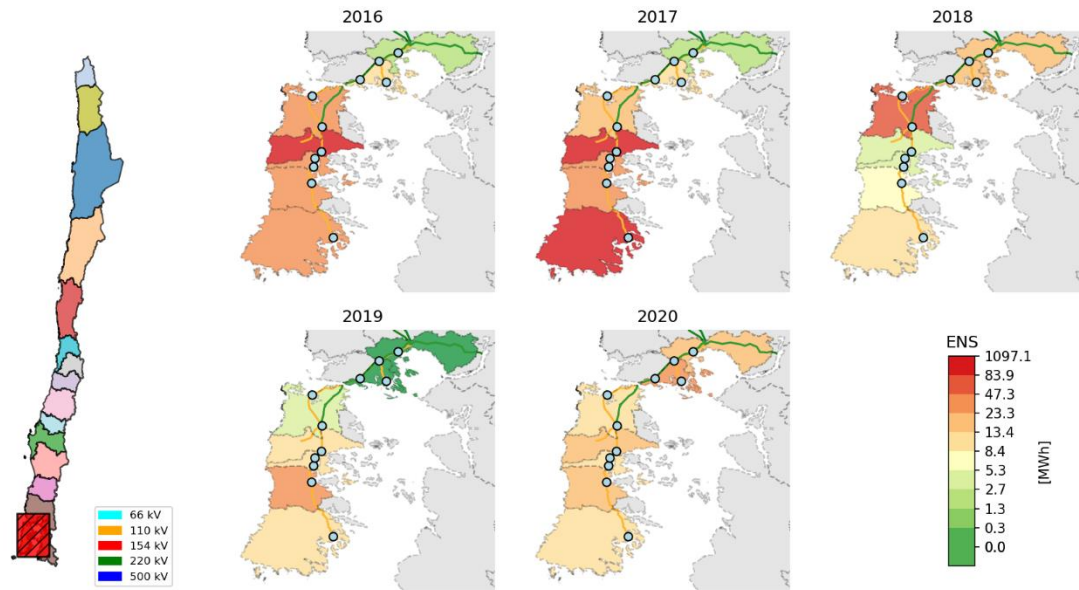


Figura 5-88: ENS entre 2016 y 2020 georreferenciados en la zona de Chiloé.

### 5.2.16.3 Inversiones en transmisión

Las principales obras de transmisión que han entrado en operación en la zona de Chiloé entre el 2018 y 2020 se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 5-64: Proyectos de transmisión en operación en la zona de Chiloé.

N	Empresa	Nombre Proyecto	ST	Nivel de tensión [kV]	Fecha Real De EO	Origen	N° Decreto	Año Decreto
1	STS S.A.	Nueva S/E Pargua 220/110 kV 60 MVA	STZ	220/110	05-sept-19	Decreto	418	
2	STS S.A.	Nueva S/E Pargua 110/23 kV 30 MVA	STZ	110/23	05-sept-19	Decreto	418	
3	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Habilitación de paños H1 y H2 en S/E Dalcahue	STZ	110	31-oct-19			
4	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Ampliación y Cambio de configuración en S/E Melipulli 220 kV	STN	220	11-nov-20	Decreto	373	2016

DC = Declarada en construcción; EO = entrada en operación.

Las obras 1,2 y 3 presentadas entraron en operación en el 2019, y contempla obras en las subestaciones de los puntos de control críticos, coincidiendo con un descenso general de los índices de continuidad, influyendo positivamente en estos.

En el caso de 4, su entrada en operación corresponde a noviembre del 2020, por lo que su incidencia deberá realizarse en estudios posteriores.

## 6 RESULTADOS

### 6.1 Índices de continuidad aceptables FMIK y TTIK en los puntos de control de cliente

A continuación, se presentan las curvas de probabilidad, empírica y analítica, de los índices de continuidad en los puntos de control por zona, considerando el período entre 2016 y 2020 (5 años).

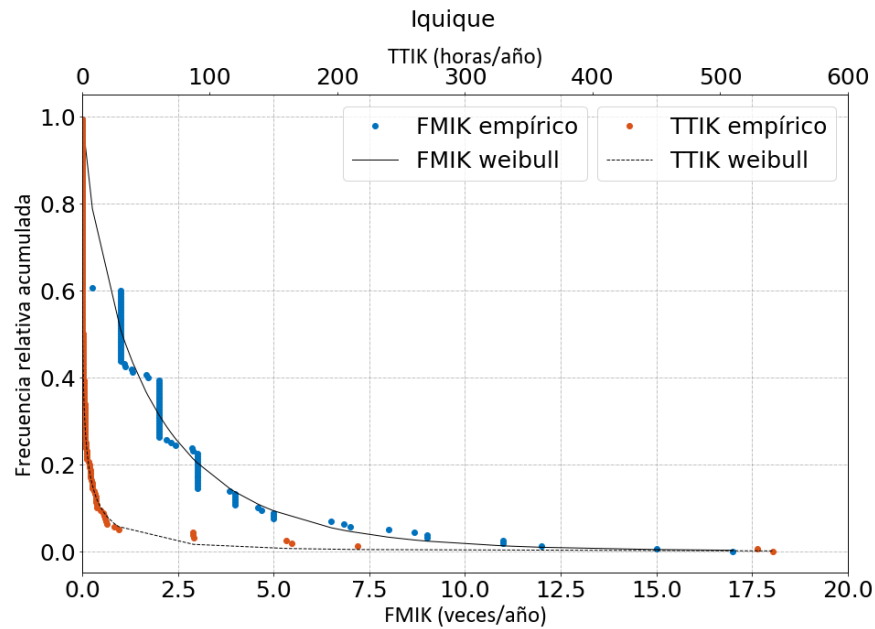


Figura 6-1: Distribución de probabilidad de los índices de continuidad en los últimos 5 años en Iquique.

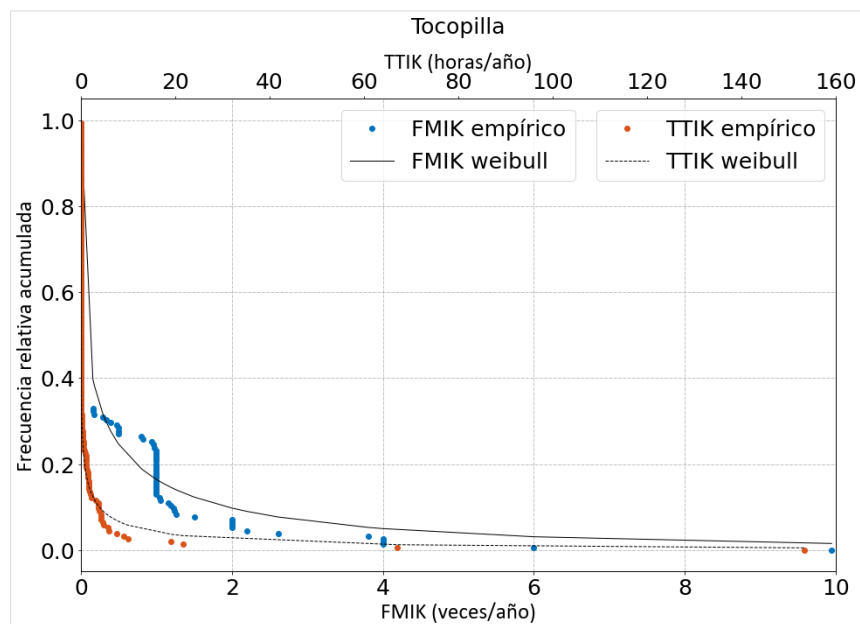


Figura 6-2: Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Tocopilla.

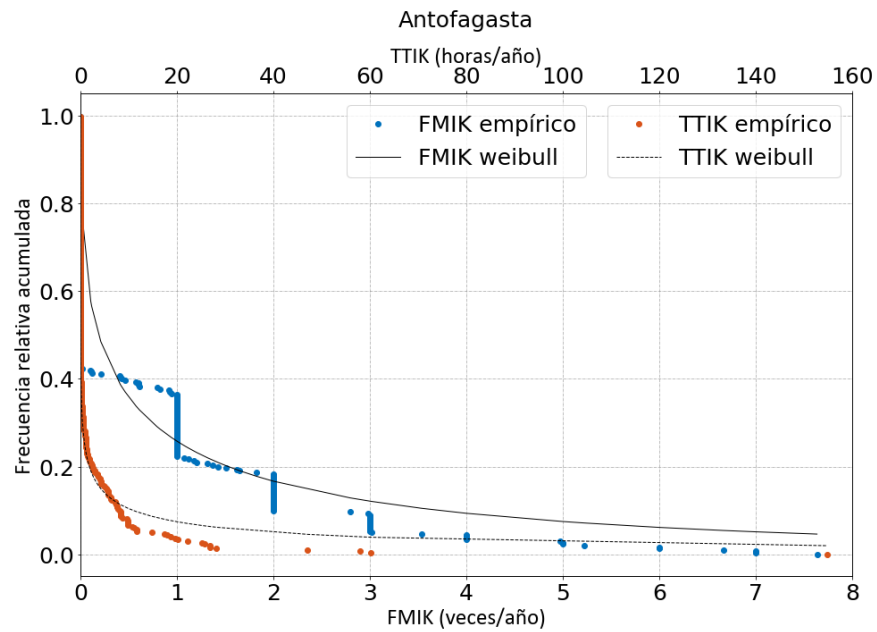


Figura 6-3: Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Antofagasta.

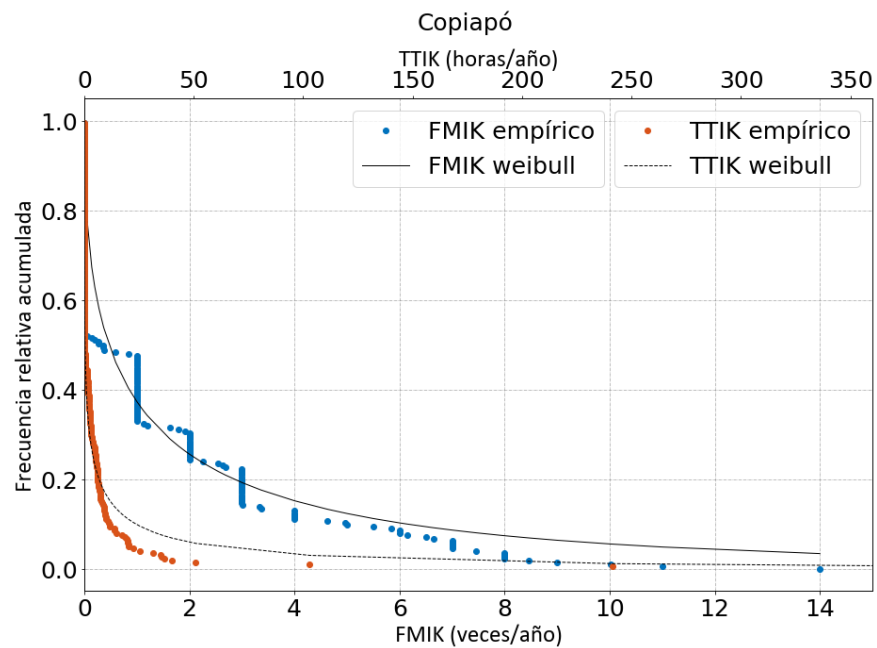


Figura 6-4 Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Copiapó.

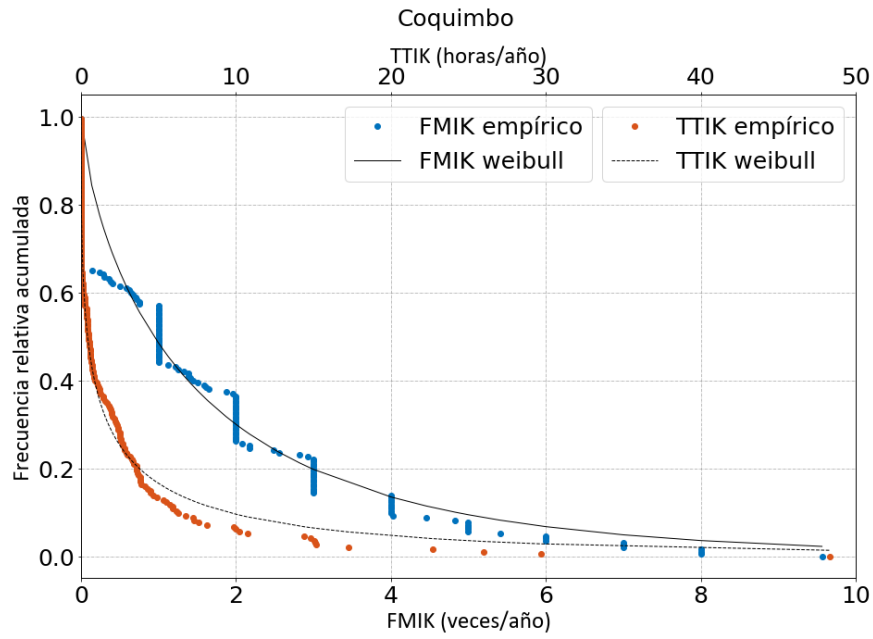


Figura 6-5: Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Coquimbo.

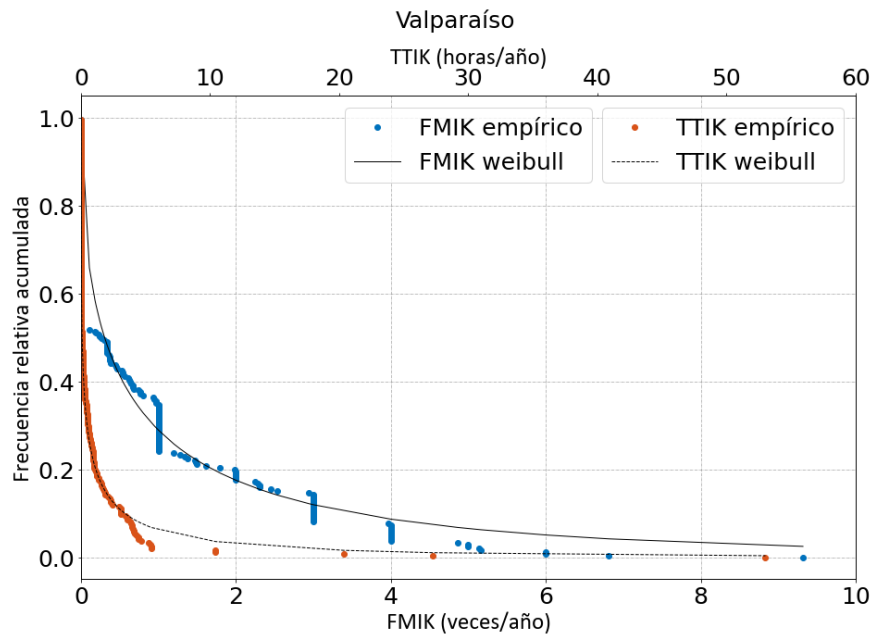


Figura 6-6: Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Valparaíso.



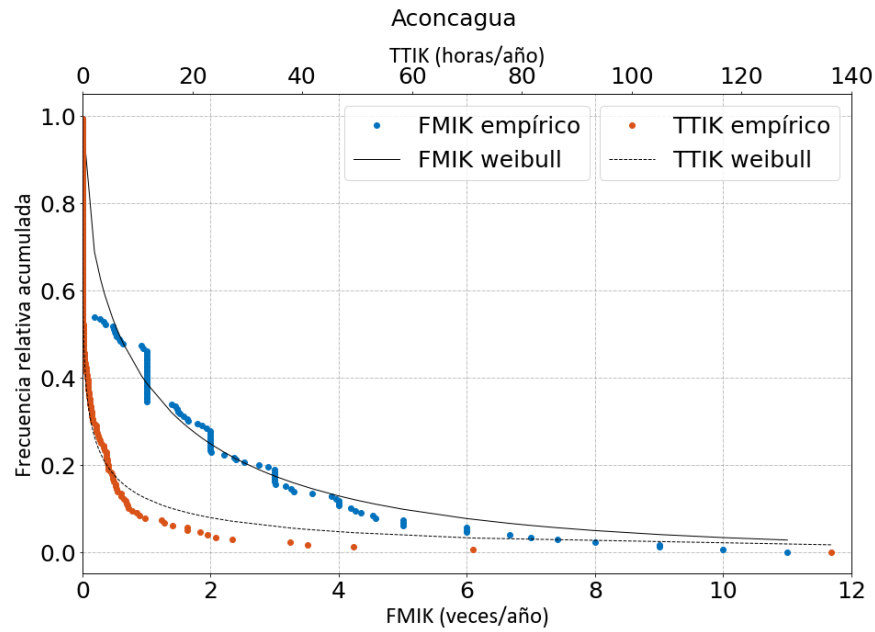


Figura 6-7: Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Aconcagua.

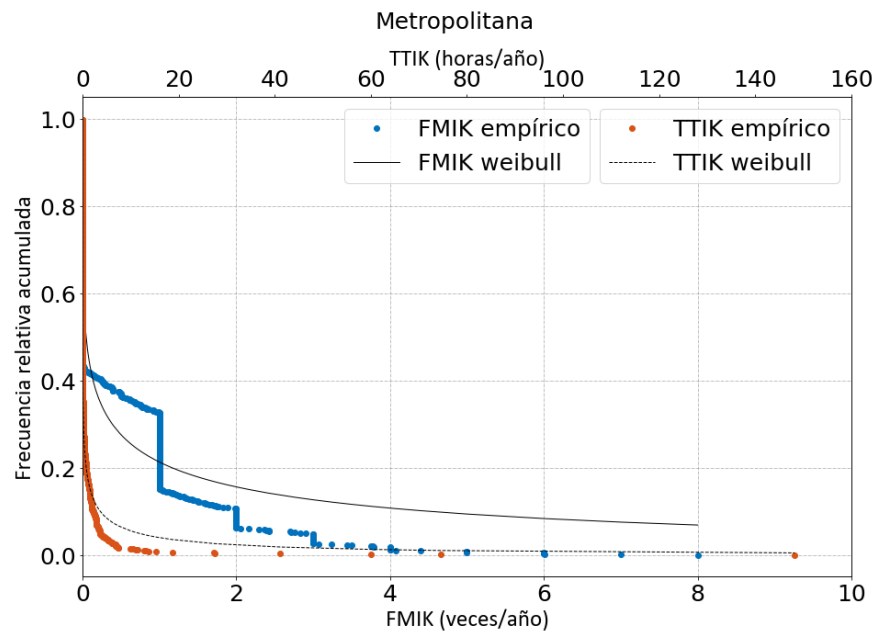


Figura 6-8: Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona Metropolitana.

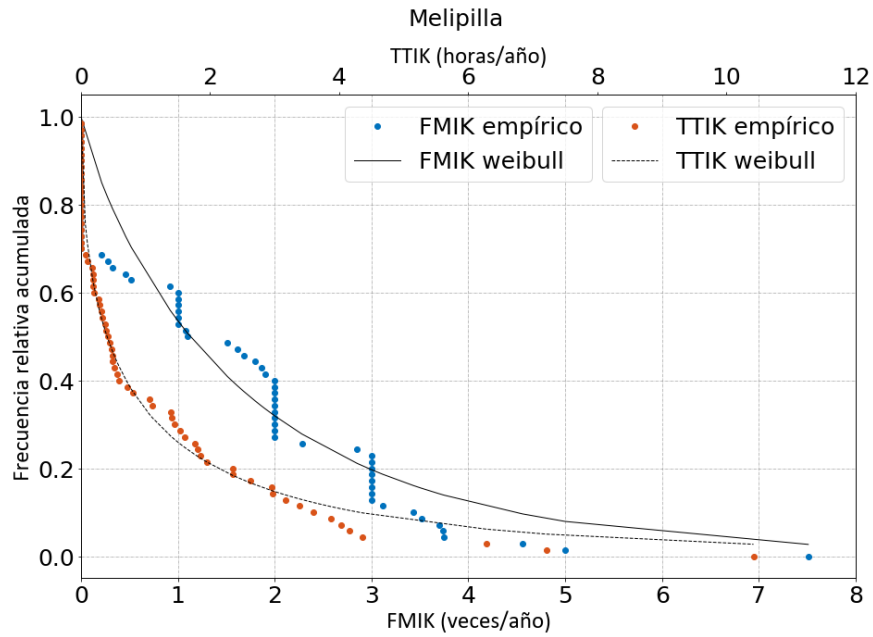


Figura 6-9: Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Melipilla.

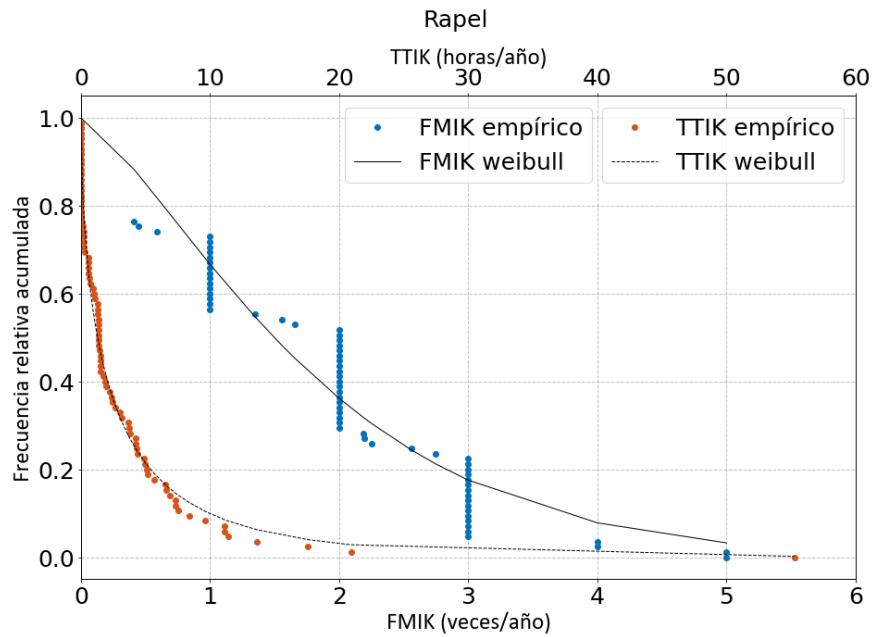


Figura 6-10: Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Rapel.

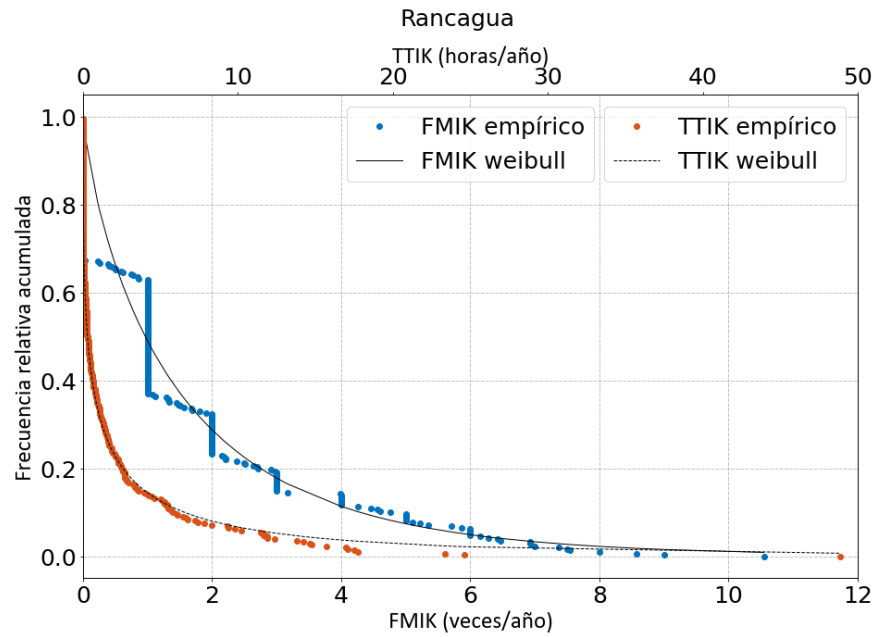


Figura 6-11: Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Rancagua.

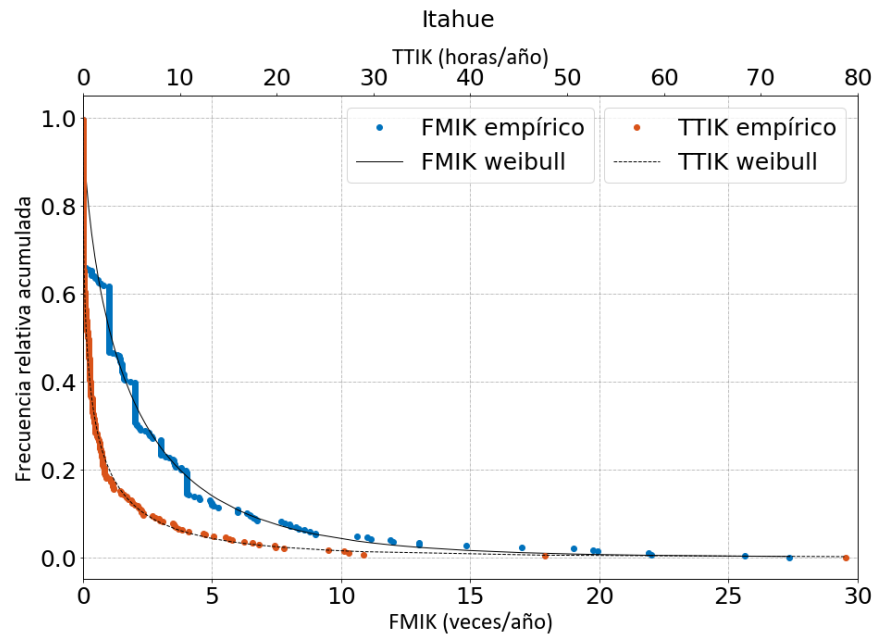


Figura 6-12: Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Itahue.

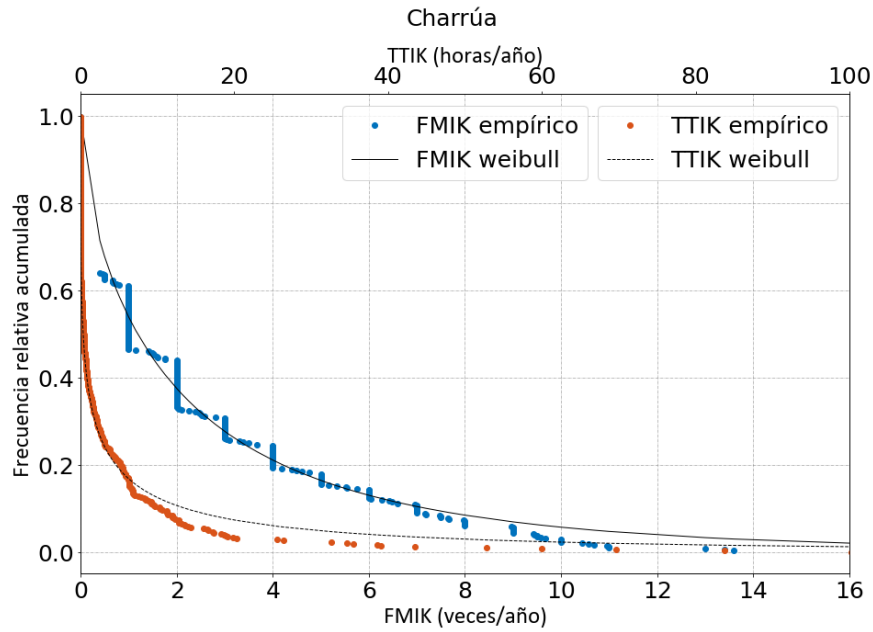


Figura 6-13: Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Charrúa.

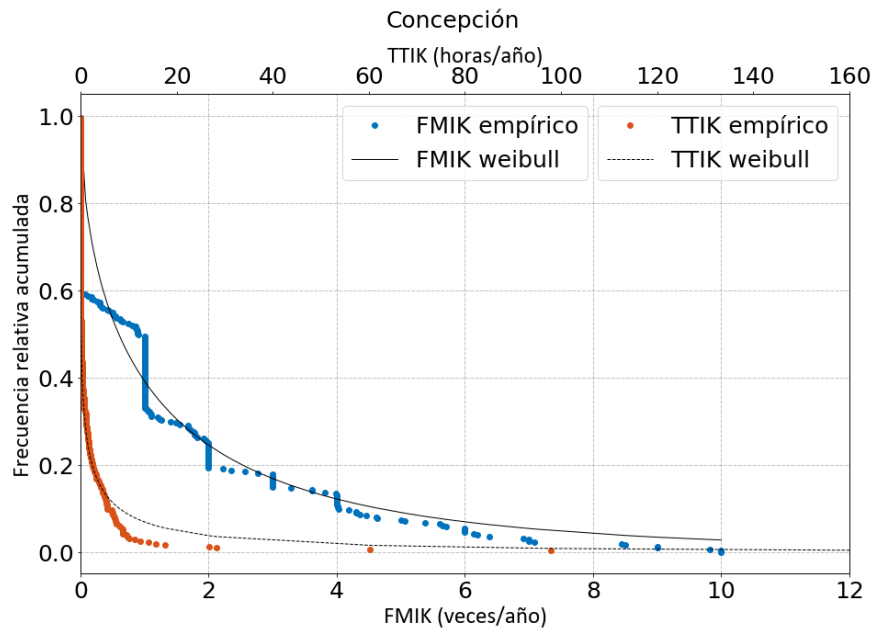


Figura 6-14: Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Concepción.

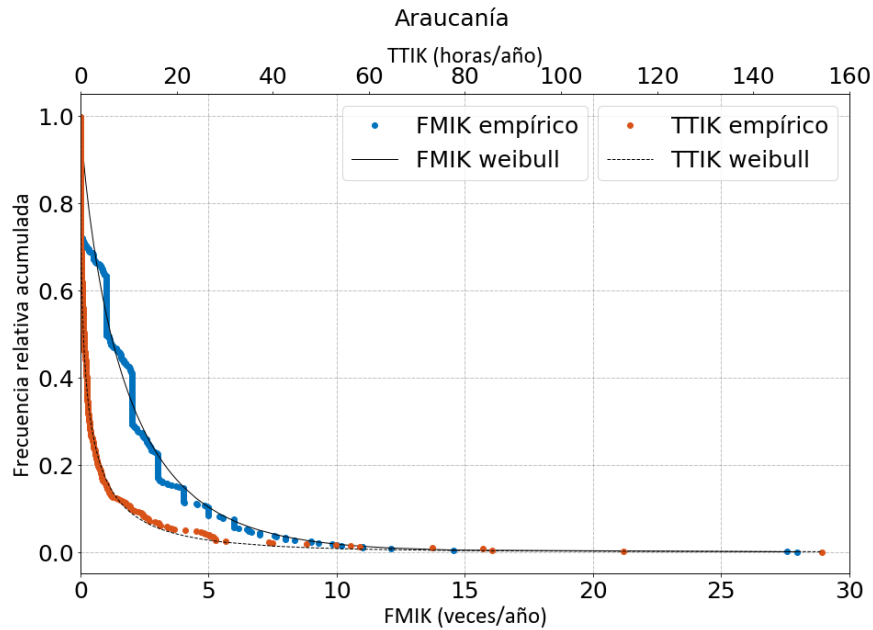


Figura 6-15: Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Araucanía.

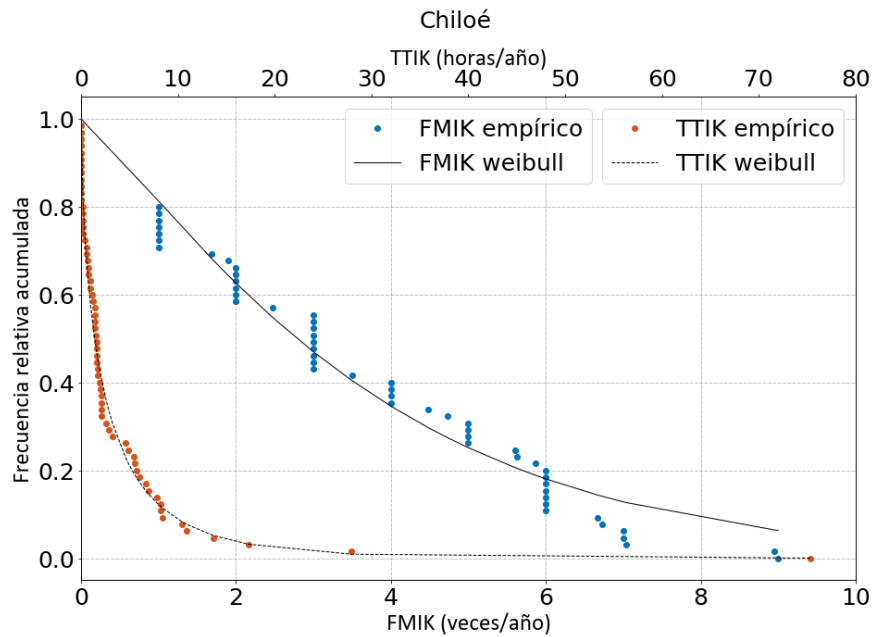


Figura 6-16: Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Chiloé.

En las siguientes tablas se resumen los valores no nulos, los valores promedios, los valores máximos y los percentiles 75% y 80% de los datos empíricos y analíticos para los índices FMIK y TTIK por cada grupo de puntos de control (obtenidos a partir de las curvas anteriores).

Tabla 6-1: 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	Gamma	0,2	0,25
Iquique	56,6	1,9	17,0	3,0	2,0	0,6	0,8	3,0	2,4
Tocopilla	33,6	0,6	9,9	1,0	1,0	2,1	0,7	0,9	0,8
Antofagasta	42,1	0,9	11,0	2,0	1,0	1,2	0,7	1,8	1,3
Copiapó	47,2	1,5	14,0	3,0	2,0	0,9	0,6	2,6	2,0
Coquimbo	63,0	1,5	8,8	3,0	2,0	0,7	1,0	2,7	2,2
Valparaíso	51,9	1,1	9,3	2,0	1,8	1,0	0,7	2,0	1,6
Aconcagua	55,5	2,0	16,0	3,6	3,0	0,7	0,6	3,0	2,5
Metropolitana	45,5	0,7	9,0	1,0	1,0	2,0	0,6	1,1	0,8
Melipilla	70,0	1,8	7,5	3,0	3,0	0,4	1,3	3,7	3,2
Rapel	76,5	1,7	5,0	3,0	3,0	0,5	1,5	3,0	2,7
Rancagua	63,1	1,7	11,0	3,0	2,0	0,7	0,7	3,0	2,3
Itahue	66,3	2,7	25,0	4,0	3,6	0,5	0,6	4,0	3,1
Charrúa	61,6	2,3	30,0	4,0	3,0	0,5	0,7	4,0	3,3
Concepción	58,1	1,5	10,0	2,0	2,0	0,8	0,7	2,5	2,0
Araucanía	70,5	2,0	28,4	3,0	2,9	0,5	0,9	3,1	2,6
Chiloé	86,7	3,4	9,0	6,0	5,9	0,2	1,4	5,9	5,0
SEN	56,4	1,5	30,0	2,6	2,0	0,7	0,7	2,9	2,4

Tabla 6-2: 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	Gamma	0,2	0,25
Iquique	56,6	13,0	541,1	3,3	2,3	0,6	0,7	3,2	2,6
Tocopilla	33,6	1,0	34,0	0,4	0,2	5,0	0,5	0,5	0,4
Antofagasta	42,1	2,4	60,3	1,7	0,9	1,8	0,5	1,5	1,1
Copiapó	47,2	6,2	365,9	5,9	4,5	0,4	0,7	5,3	4,2
Coquimbo	63,0	2,4	48,4	3,6	2,9	0,5	0,8	3,4	2,8
Valparaíso	51,9	1,4	61,0	1,6	0,9	1,7	0,6	1,3	1,0
Aconcagua	55,5	4,9	136,3	5,6	4,1	0,4	0,7	5,2	4,1
Metropolitana	45,5	1,3	148,2	1,0	0,5	4,0	0,4	0,8	0,6
Melipilla	70,0	1,5	11,4	2,7	2,3	0,7	0,9	2,4	2,0
Rapel	76,5	3,6	55,3	5,1	4,3	0,4	0,8	5,1	4,3
Rancagua	63,1	2,1	48,8	2,5	1,7	0,9	0,6	2,2	1,8
Itahue	66,3	3,1	78,8	2,4	1,9	0,8	0,7	2,2	1,9
Charrúa	61,6	3,9	100,3	5,5	3,1	0,5	0,6	4,2	3,2
Concepción	58,1	2,4	97,9	3,0	1,8	0,9	0,6	2,4	1,8
Araucanía	70,5	4,5	154,2	3,4	2,4	0,7	0,7	3,1	2,5
Chiloé	86,7	4,6	75,3	6,0	5,4	0,3	0,8	5,6	5,1
SEN	56,4	3,2	541,1	2,7	1,9	1,2	0,4	2,4	1,7

Por otro lado, los índices FMIK y TTIK aceptables obtenidos para los diferentes puntos de control en el Estudio de Continuidad de Suministro del 2020 (ECS 2020) [2], se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 6-3 Índices de continuidad aceptables para el SEN propuestos por el Coordinador en ECS 2020.

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

Utilizando la metodología indicada en 4.4, es decir, restringiendo las variaciones en cada grupo de control a  $\pm 25\%$  los valores del ECS 2020, en la tabla siguiente se presentan los índices FMIK y TTIK aceptables obtenidos para los diferentes grupos de puntos de control del Sistema Eléctrico Nacional:

Tabla 6-4 Índices de continuidad aceptables propuestos para el SEN al año 2020.

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

En la figura siguiente se grafican los índices de continuidad aceptables propuestos para el SEN.



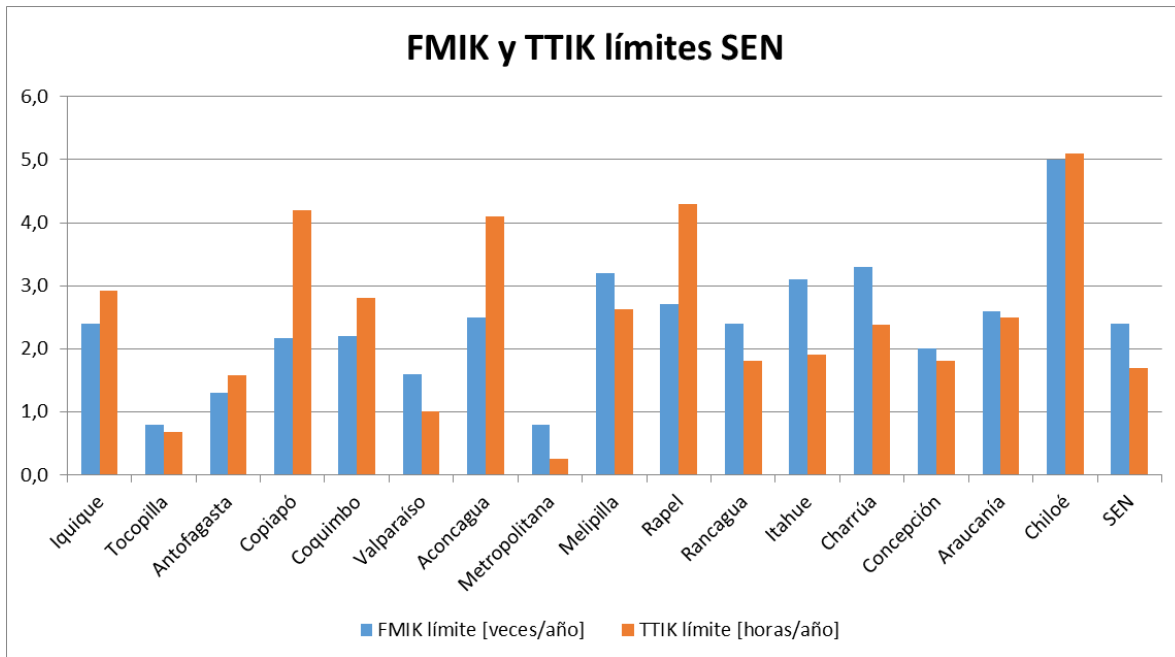


Figura 6-17: Índices de continuidad aceptables propuestos para el SEN.

### 1.1 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 con la metodología indicada en 4.5, para el período comprendido entre enero 2016– diciembre 2020.

Tabla 6-5: Índices de continuidad TTIK en barras del Sistema de Transmisión Nacional del 2020.

Promedio ponderado TTIK (h/año) por Barra del Sistema de Transmisión Nacional del SEN							
Barra STN/ Origen	Generación	Otros	Transmisión Zonal	Transmisión Dedicada	Transmisión Nacional	TOTAL	NTSyCS 2020, Art. 9-3
ALTO JAHUEL 220	0,30	0,29	1,47	1,18	0,22	3,47	<b>3,63</b>
ANCOA 220	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,30	<b>8,50</b>
ATACAMA 220	0,28	0,11	1,02	2,07	0,00	3,49	<b>5,16</b>
CALAMA 220	0,34	0,09	0,34	0,22	0,10	1,09	
CARDONES 220	0,00	0,00	2,95	0,00	0,05	3,01	<b>10,73</b>
CAUTÍN 220	0,00	0,69	5,90	3,01	0,31	9,91	
CERRO NAVIA 220	0,00	3,73	7,43	0,00	0,00	11,15	<b>3,63</b>
CHARRUA 220	0,49	0,28	3,67	0,75	0,54	5,72	<b>8,42</b>
CHENA 220	0,00	0,00	0,00	0,41	0,11	0,52	<b>3,63</b>
CHILOE 220	10,42	0,25	4,08	0,21	1,73	16,69	
CIRUELOS 220	0,00	0,00	0,19	0,00	0,70	0,89	<b>11,24</b>
COLBUN 220	0,49	0,00	3,27	2,03	0,28	6,07	<b>8,50</b>
CONDORES 220	0,87	0,00	1,14	0,23	0,00	2,25	
CRUCERO 220	0,09	0,54	2,61	7,74	0,43	11,41	<b>3,64</b>
D. DE ALMAGRO 220	1,23	1,00	8,93	3,46	1,14	15,75	<b>11,03</b>
EL TESORO 220	0,34	0,00	0,01	0,55	0,01	0,90	
HUALPEN 220	0,00	1,13	8,55	0,76	0,00	10,43	<b>12,45</b>

Promedio ponderado TTIK (h/año) por Barra del Sistema de Transmisión Nacional del SEN							
Barra STN/ Origen	Generación	Otros	Transmisión Zonal	Transmisión Dedicada	Transmisión Nacional	TOTAL	NTSyCS 2020, Art. 9-3
ITAHUE 220	0,02	1,51	7,39	1,01	0,00	9,94	<b>12,15</b>
LABERINTO 220	1,39	0,52	0,17	0,00	0,00	2,08	
LAGUNAS 220	0,00	0,00	0,76	91,54	0,00	92,31	<b>5,16</b>
LAGUNILLAS 220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,30	0,30	<b>12,45</b>
LOS MAQUIS 220	0,66	0,69	14,08	0,65	0,68	16,77	
LOS VILOS 220	0,01	0,00	3,60	1,85	10,74	16,19	<b>9,15</b>
MAIPO 220	0,49	0,95	2,50	2,15	0,00	6,11	
MAITENCILLO 220	0,15	0,00	8,09	48,70	0,00	56,93	<b>9,03</b>
MELIPILLA 220	0,02	0,04	2,48	0,00	0,45	2,99	<b>7,09</b>
MELIPULLI 220	0,00	0,36	1,30	0,03	0,53	2,23	
NOGALES 220	0,00	0,00	0,00	1,42	0,00	1,42	<b>9,15</b>
PAN DE AZUCAR 220	0,04	1,46	2,93	0,00	0,00	4,42	
PARINACOTA 220	0,30	0,10	4,66	0,00	0,65	5,71	
POLPAICO 220	0,00	1,06	1,00	2,79	0,14	5,00	<b>7,09</b>
POZO ALMONTE 220	0,36	0,33	0,84	21,32	0,27	23,13	
PUERTO MONTT 220	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,30	<b>11,62</b>
QUILLOTA 220	0,01	0,00	0,00	0,09	0,20	0,30	<b>7,35</b>
RAHUE 220	0,31	0,18	0,90	0,18	0,67	2,24	<b>11,62</b>
RAPEL 220	0,46	1,20	4,04	1,20	0,41	7,31	<b>7,09</b>
TARAPACA 220	0,00	1,11	0,00	2,53	0,00	3,65	<b>5,16</b>
TEMUCO 220	2,08	0,28	17,42	0,00	0,59	20,37	<b>8,92</b>
VALDIVIA 220	0,18	0,00	6,18	0,67	1,02	8,06	<b>11,24</b>

De las tablas anteriores se obtienen los siguientes porcentajes de participación de cada segmento en la formación del índice TTIK acumulado en el SEN, según la estadística disponible en 2020.

Tabla 6-6: Porcentaje de participación del índice TTIK acumulado en 2020 según el sistema.

Sistema	Generación	Otros	Transmisión Zonal	Transmisión Dedicada	Transmisión Nacional
SEN	5,49%	4,62%	33,27%	50,89%	5,73%

Considerando los índices TTIK aceptables propuestos en 6.1, y utilizando la metodología descrita es posible llevar estos valores a las barras del Sistema de Transmisión Nacional (STN) 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 STN.

Tabla 6-7: Índices de continuidad TTIK aceptables en barras del Sistema de Transmisión Nacional del SEN.

Promedio ponderado TTIK (h/año) aceptables por Barra del Sistema de Transmisión Nacional del SEN							
Barra STN/ Origen	Generación	Otros	Transmisión Zonal	Transmisión Dedicada	Transmisión Nacional	TOTAL	NTSyCS 2020, Art. 9-3
ALTO JAHUEL 220	0,07	0,06	0,43	0,66	0,07	1,29	<b>3,63</b>
ANCOA 220	0,10	0,09	0,63	0,97	0,11	1,90	<b>8,50</b>
ATACAMA 220	0,07	0,05	0,39	0,60	0,07	1,18	<b>5,16</b>
CALAMA 220	0,04	0,03	0,23	0,36	0,04	0,70	

Promedio ponderado TTIK (h/año) aceptables por Barra del Sistema de Transmisión Nacional del SEN							
Barra STN/ Origen	Generación	Otros	Transmisión Zonal	Transmisión Dedicada	Transmisión Nacional	TOTAL	NTSyCS 2020, Art. 9-3
CARDONES 220	0,22	0,19	1,35	2,06	0,23	4,05	10,73
CAUTÍN 220	0,11	0,10	0,69	1,06	0,12	2,08	
CERRO NAVIA 220	0,02	0,01	0,10	0,15	0,02	0,30	3,63
CHARRUA 220	0,12	0,10	0,75	1,15	0,13	2,25	8,42
CHENA 220	0,02	0,01	0,10	0,15	0,02	0,30	3,63
CHILOE 220	0,28	0,24	1,70	2,60	0,29	5,10	
CIRUELOS 220	0,14	0,12	0,85	1,30	0,15	2,55	11,24
COLBUN 220	0,10	0,09	0,63	0,97	0,11	1,90	8,50
CONDORES 220	0,13	0,11	0,77	1,18	0,13	2,32	
CRUCERO 220	0,05	0,04	0,30	0,45	0,05	0,89	3,64
D. DE ALMAGRO 220	0,21	0,17	1,25	1,92	0,22	3,77	11,03
EL TESORO 220	0,09	0,07	0,53	0,81	0,09	1,60	
HUALPEN 220	0,10	0,08	0,61	0,93	0,10	1,82	12,45
ITAHUE 220	0,13	0,11	0,76	1,17	0,13	2,29	12,15
LABERINTO 220	0,12	0,10	0,73	1,12	0,13	2,19	
LAGUNAS 220	0,16	0,13	0,96	1,48	0,17	2,90	5,16
LAGUNILLAS 220	0,02	0,01	0,10	0,15	0,02	0,30	12,45
LOS MAQUIS 220	0,21	0,18	1,27	1,95	0,22	3,83	
LOS VILOS 220	0,15	0,13	0,93	1,43	0,16	2,80	9,15
MAIPO 220	0,02	0,01	0,10	0,15	0,02	0,30	
MAITENCILLO 220	0,21	0,17	1,25	1,91	0,21	3,75	9,03
MELIPILLA 220	0,08	0,07	0,49	0,75	0,08	1,48	7,09
MELIPULLI 220	0,17	0,14	1,00	1,53	0,17	3,01	
NOGALES 220	0,02	0,01	0,10	0,15	0,02	0,30	9,15
PAN DE AZUCAR 220	0,15	0,13	0,92	1,41	0,16	2,76	
PARINACOTA 220	0,12	0,10	0,71	1,08	0,12	2,13	
POLPAICO 220	0,02	0,01	0,10	0,15	0,02	0,30	7,09
POZO ALMONTE 220	0,09	0,07	0,52	0,79	0,09	1,56	
PUERTO MONTT 220	0,02	0,01	0,10	0,15	0,02	0,30	11,62
QUILLOTA 220	0,07	0,06	0,45	0,69	0,08	1,36	7,35
RAHUE 220	0,11	0,09	0,68	1,04	0,12	2,03	11,62
RAPEL 220	0,26	0,22	1,56	2,38	0,27	4,68	7,09
TARAPACA 220	0,08	0,07	0,48	0,74	0,08	1,45	5,16
TEMUCO 220	0,14	0,12	0,86	1,31	0,15	2,58	8,92
VALDIVIA 220	0,14	0,12	0,86	1,32	0,15	2,60	11,24

## 1.2 Comparación de índices de indisponibilidad registrados y límites de la NTSyCS

### 1.2.1

A continuación, se analizan los índices de indisponibilidad de generación–transmisión, calculados en diciembre de 2020 para cada uno de los elementos según la NTSyCS, de acuerdo con la metodología indicada en 4.6.

#### 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, además de la probabilidad de exceder el límite.

Tabla 6-8: 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
<b>NTSyCS: HPROg (h/año)</b>	<b>400</b>	<b>300</b>	<b>750</b>	<b>500</b>
Número unidades SEN	29	139	63	9
Media Estadística SEN	408,7	466,3	508,7	711,1
Percentil 75% SEN	508,0	576,0	638,0	892,0
Percentil 80% SEN	555,0	664,0	718,0	990,0
Probabilidad de Exceder HPROg SEN	<b>41,0%</b>	<b>53,3%</b>	<b>18,3%</b>	<b>60,0%</b>
Índices de Indisponibilidad	TURBINA A GAS	MOTOR DIÉSEL	PARQUE MOTORES DIÉSEL	PARQUE EÓLICO Y FOTOVOLTAICO
<b>NTSyCS: HPROg (h/año)</b>	<b>300</b>	<b>300</b>	<b>20</b>	<b>20</b>
Número unidades SEN	48	133	5	35
Media Estadística SEN	304,1	583,3	62,9	84,2
Percentil 75% SEN	364,0	506,0	78,0	71,0
Percentil 80% SEN	429,0	654,0	86,0	92,0
Probabilidad de Exceder HPROg SEN	<b>31,6%</b>	<b>36,9%</b>	<b>96,8%</b>	<b>55,3%</b>

Tabla 6-9: 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
<b>NTSyCS: HFORg (h/año)</b>	<b>100</b>	<b>50</b>	<b>200</b>	<b>200</b>
Número unidades SEN	29	139	63	9
Media Estadística SEN	200,2	392,1	934,2	748,0
Percentil 75% SEN	233,0	392,0	1168,0	908,0
Percentil 80% SEN	279,0	491,0	1328,0	973,0
Probabilidad de Exceder HPROg SEN	<b>55,0%</b>	<b>76,3%</b>	<b>94,7%</b>	<b>99,9%</b>
Índices de Indisponibilidad	TURBINA A GAS	MOTOR DIÉSEL	PARQUE MOTORES DIÉSEL	PARQUE EÓLICO Y FOTOVOLTAICO
<b>NTSyCS: HFORg (h/año)</b>	<b>50</b>	<b>100</b>	<b>10</b>	<b>10</b>
Número unidades SEN	48	133	5	35
Media Estadística SEN	522,6	62,7	131,2	243,0
Percentil 75% SEN	514,0	622,0	155,0	246,0
Percentil 80% SEN	647,0	782,0	184,0	307,0
Probabilidad de Exceder HPROg SEN	<b>84,7%</b>	<b>74,6%</b>	<b>97,8%</b>	<b>95,8%</b>

Tabla 6-10: Resumen del análisis de índices de indisponibilidad de generación FFORg.

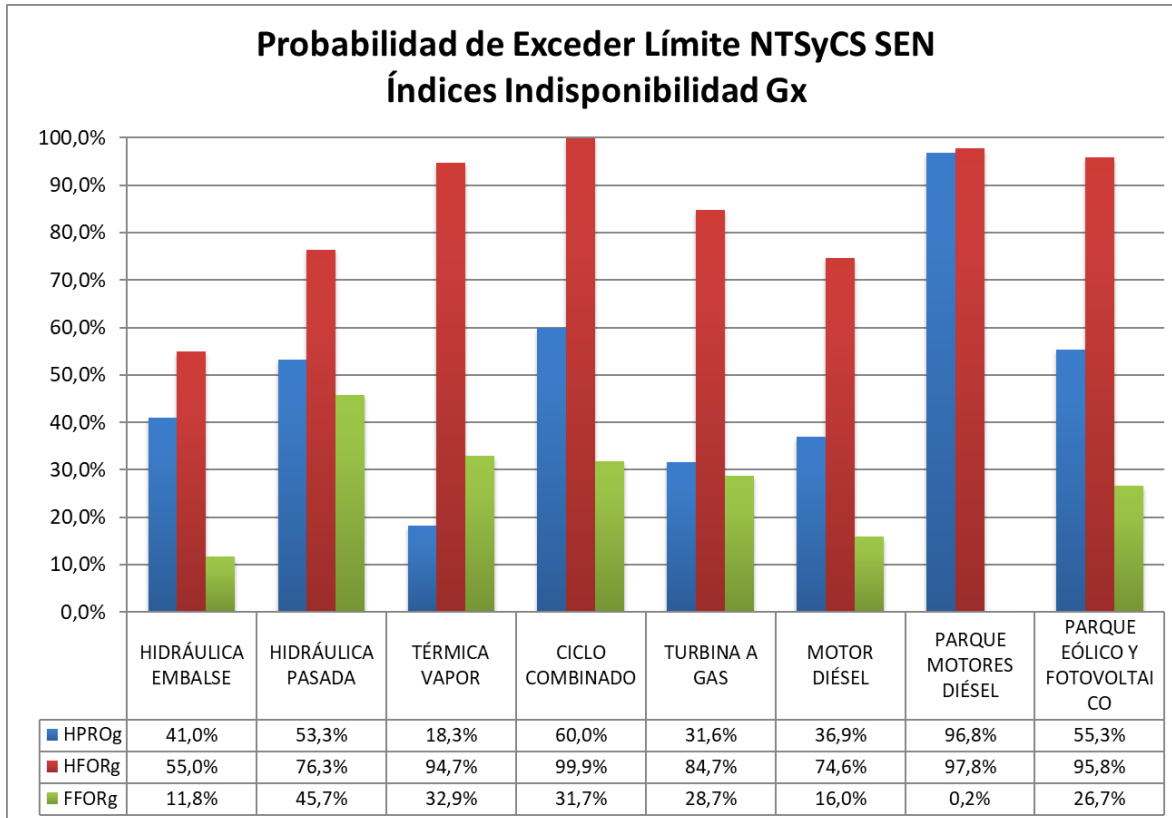
COMPARACIÓN DE DURACIÓN ANUAL DE INDISPONIBILIDAD FORZADA (h/año/unidad)				
Índices de Indisponibilidad	HIDRÁULICA EMBALSE	HIDRÁULICA PASADA	TÉRMICA VAPOR	CICLO COMBINADO
<b>NTSyCS: FPROg (#/año)</b>	<b>8</b>	<b>4</b>	<b>12</b>	<b>12</b>
Número unidades SEN	29	139	63	9
Media Estadística SEN	3,7	5,1	10,8	10,5
Percentil 75% SEN	5,2	7,1	14,9	14,5
Percentil 80% SEN	6,0	8,2	17,4	16,8
Probabilidad de Exceder HPROg SEN	<b>11,8%</b>	<b>45,7%</b>	<b>32,9%</b>	<b>31,7%</b>
Índices de Indisponibilidad	TURBINA A GAS	MOTOR DIÉSEL	PARQUE MOTORES DIÉSEL	PARQUE EÓLICO Y FOTOVOLTAICO
<b>NTSyCS: FPROg (#/año)</b>	<b>4</b>	<b>8</b>	<b>4</b>	<b>4</b>
Número unidades SEN	48	133	5	35
Media Estadística SEN	3,2	4,4	0,6	3,0
Percentil 75% SEN	4,4	6,1	0,9	4,2
Percentil 80% SEN	5,2	7,0	1,0	4,9
Probabilidad de Exceder HPROg SEN	<b>28,7%</b>	<b>16,0%</b>	<b>0,2%</b>	<b>26,7%</b>

Los valores HPROg límites presentan probabilidades de excedencia de a 53,3% para las centrales hidráulicas de pasada y mayores a 55,3% para las centrales ciclo combinado, motor diésel, parque de motores diésel y parque eólicos y fotovoltaicos. Estos valores de probabilidad de excedencia muestran que los límites establecidos en la NTSyCS son exigentes para este tipo de centrales. En menor medida ocurre lo mismo en centrales hidráulicas de embalse, térmicas a vapor y turbinas a gas cuyas probabilidades de excedencia son 41,0%, 18,3% y 31,6%, respectivamente.

Los valores HFORg límites son excedidos sobre un 74,6% para todas las tecnologías, con excepción de las centrales hidráulicas de embalse que alcanzan un 55,0%. Valores que también sugieren que los límites establecidos en la NTSyCS son exigentes.

Los valores FFORg límites presentan probabilidades de excedencia menores al 45,7% para todas las tecnologías de centrales. El mayor valor se da para las hidráulicas de pasada que se ven excedidas un 45,7%.

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 6-18 Probabilidad de exceder límites establecidos en la NTSyCS de índices de indisponibilidad de generación para el SEN.*

Considerando la estadística disponible y la metodología indicada en 0, a continuación, se presenta la propuesta de nuevos índices de indisponibilidad de generación.

*Tabla 6-11: Comparación de límites sugeridos para los índices de indisponibilidad de generación*

SEN - COMPARACIÓN DE LÍMITES SUGERIDOS PARA LOS ÍNDICES DE INDISPONIBILIDAD Gx								
Índices de indisponibilidad	HIDRÁULICA EMBALSE	HIDRÁULICA PASADA	TERMICA VAPOR	CICLO COMBINADO	TURBINA A GAS	MOTOR DIÉSEL	PARQUE MOTORES DIÉSEL	PARQUE EÓLICO Y FOTOVOLTAICO
LÍMITES DE DURACIÓN ANUAL DE INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA [h/año/unidad]								
<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>
Modelo SEN: X25%	508	576	638	930	364	506	78	71
Modelo NERC: X25%	1124	1124	984	892	461	171	---	---
<b>HPROg SUGERIDO</b>	<b>500</b>	<b>380</b>	<b>750</b>	<b>630</b>	<b>360</b>	<b>300</b>	<b>20</b>	<b>20</b>
LÍMITES DE DURACIÓN ANUAL DE INDISPONIBILIDAD FORZADA [h/año/unidad]								
<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>
Modelo SEN: X25%	233	396	1168	908	514	622	155	246
Modelo NERC: X25%	407	407	563	291	358	340	---	---
<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>

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 FRECUENCIA ANUAL DE INDISPONIBILIDAD FORZADA [# / año / unidad]</b>								
<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>
Modelo SEN: X25%	5,2	7,1	15	14,5	4,4	6	0,9	8,0
Modelo NERC: X25%	4,2	4,2	9,3	8,6	4,5	18,3	---	---
<b>FFORg SUGERIDO</b>	<b>6</b>	<b>4</b>	<b>12</b>	<b>12</b>	<b>4</b>	<b>8</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 sugeridos considerando la estadística del SEN. Se observa que para los índices HPROg y FFORg continua la elevada probabilidad de exceder los límites sugeridos. Además, los valores para los índices HPROg y HFORg sugeridos son mayores o iguales a los establecidos en la NTSyCS y los valores sugeridos para el índice FFORg son menores o iguales a los establecidos en la NTSyCS.

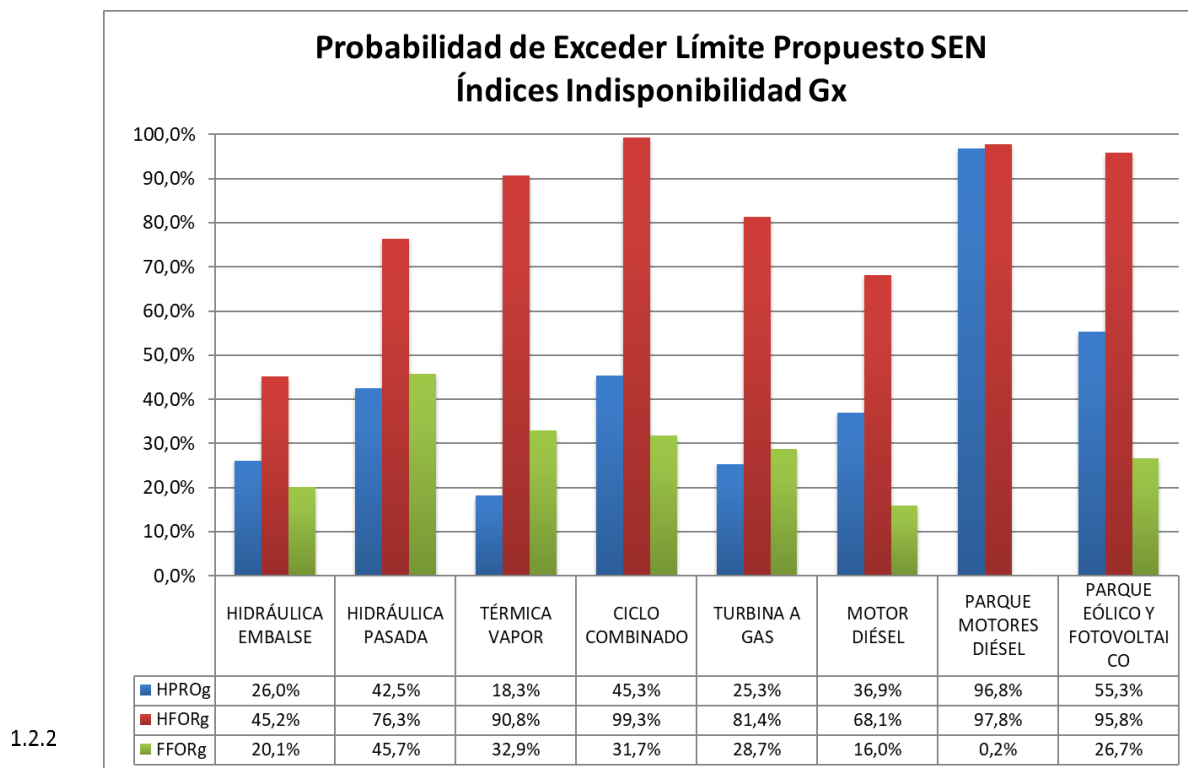


Figura 6-19: Probabilidad de exceder límites sugeridos de índices de indisponibilidad de generación para el SEN.

### 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 6-12: 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	Líneas entre 100 a	Líneas entre 220 a	Líneas de más de
	100 kV	220 kV	500 kV	500 kV
<b>NTSyCS: HPROt [h/año]</b>	<b>15</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>20</b>
Número elementos SEN	541	576	468	13
Media Estadística SEN	22,5	107,3	92,8	31,1
Percentil 75% SEN	19,0	85,0	53,0	36,0
Percentil 80% SEN	25,0	111,0	73,0	43,0
Probabilidad de Exceder HPROt SEN	<b>29,8%</b>	<b>58,2%</b>	<b>43,2%</b>	<b>44,3%</b>
Índices de Indisponibilidad	Transformadores		Equipos de Compensación	
<b>NTSyCS: HPROt [h/año]</b>	<b>30</b>		<b>30</b>	
Número elementos SEN	1540		474	
Media Estadística SEN	30,5		75,4	
Percentil 75% SEN	21,0		43,0	
Percentil 80% SEN	28,0		59,0	
Probabilidad de Exceder HPROt SEN	<b>19,2%</b>		<b>31,2%</b>	

Tabla 6-13: 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	Líneas entre 100 a	Líneas entre 220 a	Líneas de más de
	100 kV	220 kV	500 kV	500 kV
<b>NTSyCS: HPROt [h/año]</b>	<b>30</b>	<b>15</b>	<b>10</b>	<b>5</b>
Número elementos SEN	541	576	468	13
Media Estadística SEN	8,7	12,8	14,0	12,0
Percentil 75% SEN	7,0	9,0	9,0	13,0
Percentil 80% SEN	9,0	12,0	12,0	16,0
Probabilidad de Exceder HPROt SEN	<b>5,7%</b>	<b>16,5%</b>	<b>22,4%</b>	<b>52,2%</b>
Índices de Indisponibilidad	Transformadores		Equipos de Compensación	
<b>NTSyCS: HPROt [h/año]</b>	<b>45</b>		<b>45</b>	
Número elementos SEN	1540		474	
Media Estadística SEN	8,2		37,4	
Percentil 75% SEN	5,0		22,0	
Percentil 80% SEN	7,0		31,0	
Probabilidad de Exceder HPROt SEN	<b>3,2%</b>		<b>14,8%</b>	

Tabla 6-14: 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	Líneas entre 100 a	Líneas entre 220 a	Líneas de más de
	100 kV	220 kV	500 kV	500 kV
<b>NTSyCS: HPROt [h/año]</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>2</b>
Número elementos SEN	541	576	468	13
Media Estadística SEN	0,8	0,4	0,3	0,6
Percentil 75% SEN	1,1	0,6	0,4	0,9
Percentil 80% SEN	1,3	0,7	0,4	1,0
Probabilidad de Exceder HPROt SEN	<b>0,2%</b>	<b>0,1%</b>	<b>0,0%</b>	<b>4,1%</b>
Índices de Indisponibilidad	Transformadores		Equipos de Compensación	
<b>NTSyCS: HPROt [h/año]</b>	<b>1</b>		<b>1</b>	
Número elementos SEN	1540		474	
Media Estadística SEN	0,1		0,1	
Percentil 75% SEN	0,1		0,2	
Percentil 80% SEN	0,1		0,2	
Probabilidad de Exceder HPROt SEN	<b>0,0%</b>		<b>0,0%</b>	

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.

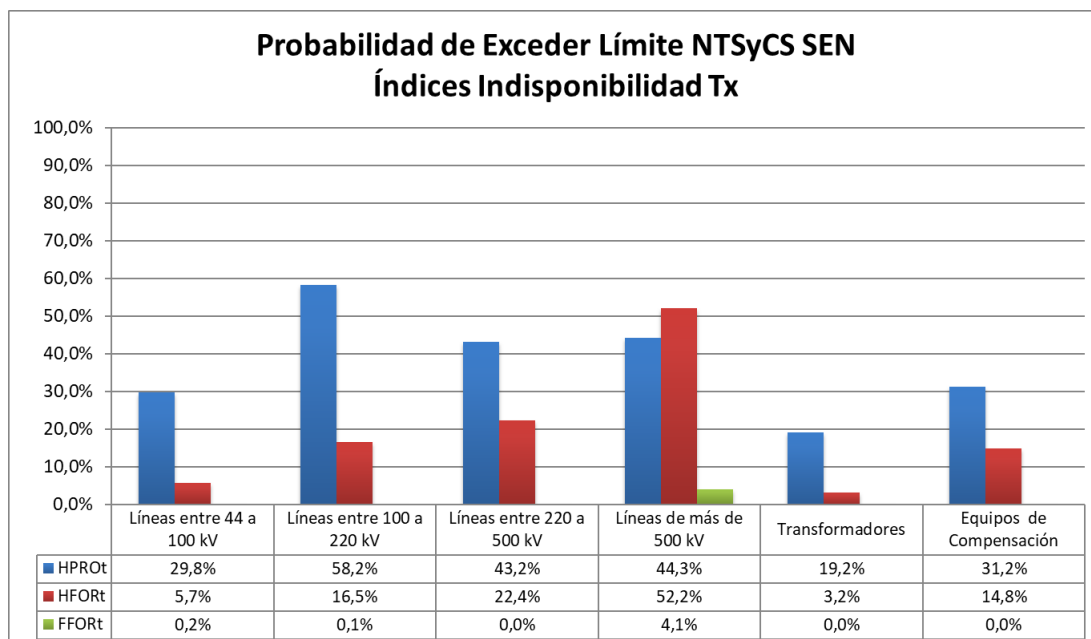


Figura 6-20: Probabilidad de exceder límites establecidos en la NTSyCS de índices de indisponibilidad de transmisión del SEN.

Las líneas con tensiones mayores o iguales a 500 kV tienen una muestra insuficiente de datos para obtener conclusiones de estas.

Los índices HPROt límites presentan probabilidades de excedencia sobre 29,8% para todas las líneas entre 44 kV y menores a 500 kV. Los transformadores alcanzan valores de probabilidad de excedencia de 19,2% y los equipos de compensación presentan una probabilidad de exceder los límites de la NTSyCS de 31,2%.

Los límites HFORt, en cambio, son excedidos con probabilidad menor a 5,7% en líneas con tensión mayor a 44 kV y menor 100 kV y 3,2% en transformadores. Para líneas con tensión superior a 100 kV y menor a 220 kV la probabilidad de excedencia es de 16,5% y para las líneas con tensiones entre 220 kV y menos de 500 kV la probabilidad de exceder los límites establecidos en la NTSyCS es de 22,4%. Valor del mismo orden es la probabilidad de excedencia de equipos de compensación que corresponde a 14,8%

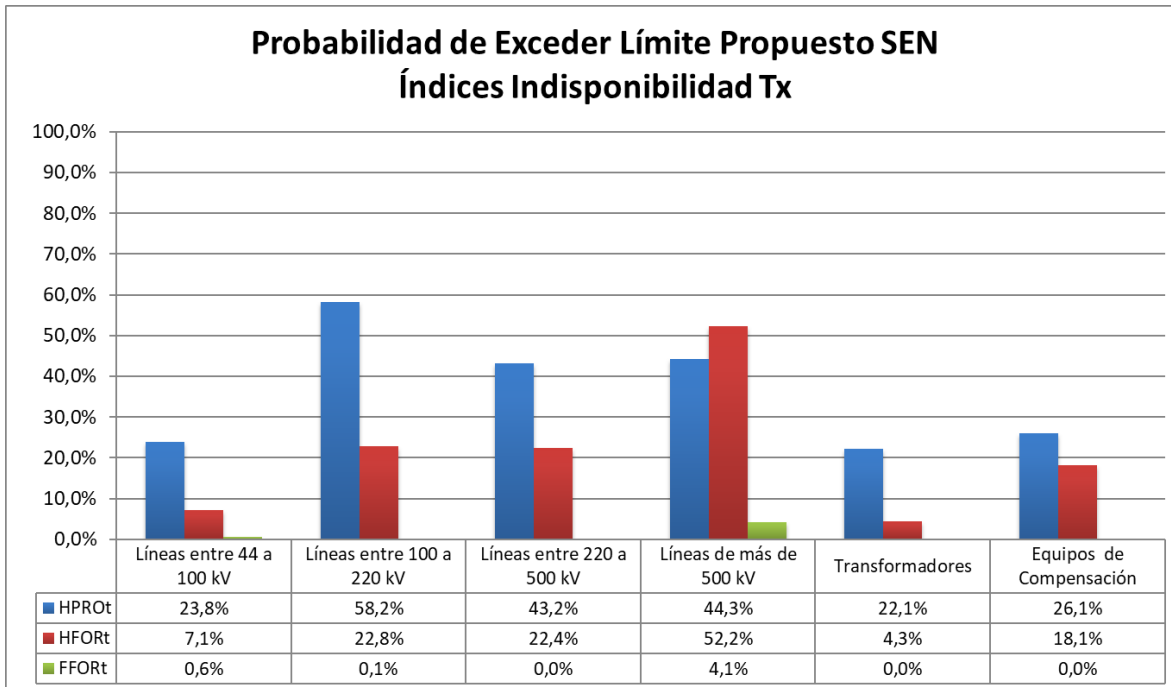
Los límites FFORt son excedidos con probabilidad igual o menor a 4,1% para todas las instalaciones de transmisión.

Considerando la estadística disponible y la metodología indicada en 0, a continuación, se presenta la propuesta de nuevos índices de indisponibilidad de transmisión en la siguiente tabla.

Tabla 6-15: 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>						
<b>NTSyCS: HPROt ACTUAL</b>	<b>15</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>30</b>	<b>30</b>
Modelo SEN: X25%	19	85	53	36	21	43
ANEEL	26	21	21	38	21	46
<b>HPROt SUGERIDO</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>25</b>	<b>40</b>
<b>LÍMITES DE DURACIÓN ANUAL DE INDISPONIBILIDAD FORZADA [h/año/unidad]</b>						
<b>NTSyCS: HFORt ACTUAL</b>	<b>30</b>	<b>15</b>	<b>10</b>	<b>5</b>	<b>45</b>	<b>45</b>
Modelo SEN: X25%	7	9	9	13	5	22
ANEEL	1	2	2	2	1	3
<b>HFORt SUGERIDO</b>	<b>25</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>5</b>	<b>35</b>	<b>35</b>
<b>LÍMITES DE FRECUENCIA ANUAL DE INDISPONIBILIDAD FORZADA [# /año/unidad]</b>						
<b>NTSyCS: FFORt ACTUAL</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
Modelo SEN: X25%	1,1	0,6	0,4	0,9	0,1	0,1
ANEEL	1,0	3,0	3,0	2,0	1,0	3,0
<b>FFORt SUGERIDO</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>1</b>

En general, los valores sugeridos para los índices HPROt, HFORT y FFORT son menores o iguales a los establecidos en la NTSyCS actual, salvo para el índice HPROt en líneas con tensión mayor a 44kV y menor 100kV y en equipos de compensación. 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 6-21: Probabilidad de exceder límites sugeridos de índices de indisponibilidad de transmisión para el SEN.*

## 7 RECOMENDACIONES

A continuación, se resumen las recomendaciones del Coordinador de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 6-26 y 6-27 de la NTSyCS. Señalar, además, que esta es la sexta versión del estudio y que se cuenta con cinco años de estadística relativa a los Índices de Continuidad en Puntos de Control, por lo tanto, estas recomendaciones consolidan una metodología que permite obtener de manera objetiva los estándares descritos en la NTSyCS y cuyos valores finalmente son definidos por la Comisión Nacional de Energía.

a) Índices de continuidad aceptables FMIK y TTIK en los Puntos de Control de Clientes

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

b) Índices de Indisponibilidad de Generación

Índice de Indisponibilidad	Hidráulica Embalse	Hidráulica Pasada	Térmica Vapor	Ciclo Combinado
HPROg Sugerido	500	380	750	630
HFORg Sugerido	130	60	250	250
FFORg Sugerido	6	4	12	12
Índice de Indisponibilidad	Turbina Gas	Motor Diésel	Parque Motores Diésel	Parque Eólico y Fotovoltaico
HPROg Sugerido	360	300	20	20
HFORg Sugerido	60	130	10	10
FFORg Sugerido	4	8	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 Sugerido</b>	20	20	20	20	25	40
<b>HFORt Sugerido</b>	25	10	10	5	35	35
<b>FFORt Sugerido</b>	4	3	3	2	1	1

d) Indisponibilidad aceptable TTIK, en barras del STN en las cuales la CNE efectúa fijación de precios de nudo de corto plazo con el desglose de acuerdo con el origen de la indisponibilidad (Transmisión Nacional, Transmisión Zonal, Transmisión Dedicada, Generación y Otros).

Tabla 7-1: Promedio ponderado TTIK (h/año) aceptables por barra del Sistema de Transmisión Nacional del SEN.

Promedio ponderado TTIK (h/año) aceptables por Barra del Sistema de Transmisión Nacional del SEN							
Barra STN/ Origen	Generación	Otros	Transmisión Zonal	Transmisión Dedicada	Transmisión Nacional	TOTAL	NTSyCS 2020, Art. 9-3
ALTO JAHUEL 220	0,07	0,06	0,43	0,66	0,07	1,29	<b>3,63</b>
ANCOA 220	0,10	0,09	0,63	0,97	0,11	1,90	<b>8,50</b>
ATACAMA 220	0,07	0,05	0,39	0,60	0,07	1,18	<b>5,16</b>
CALAMA 220	0,04	0,03	0,23	0,36	0,04	0,70	
CARDONES 220	0,22	0,19	1,35	2,06	0,23	4,05	<b>10,73</b>
CAUTÍN 220	0,11	0,10	0,69	1,06	0,12	2,08	
CERRO NAVIA 220	0,02	0,01	0,10	0,15	0,02	0,30	<b>3,63</b>
CHARRUA 220	0,12	0,10	0,75	1,15	0,13	2,25	<b>8,42</b>
CHENA 220	0,02	0,01	0,10	0,15	0,02	0,30	<b>3,63</b>
CHILOE 220	0,28	0,24	1,70	2,60	0,29	5,10	
CIRUELOS 220	0,14	0,12	0,85	1,30	0,15	2,55	<b>11,24</b>
COLBUN 220	0,10	0,09	0,63	0,97	0,11	1,90	<b>8,50</b>
CONDORES 220	0,13	0,11	0,77	1,18	0,13	2,32	
CRUCERO 220	0,05	0,04	0,30	0,45	0,05	0,89	<b>3,64</b>
D. DE ALMAGRO 220	0,21	0,17	1,25	1,92	0,22	3,77	<b>11,03</b>
EL TESORO 220	0,09	0,07	0,53	0,81	0,09	1,60	
HUALPEN 220	0,10	0,08	0,61	0,93	0,10	1,82	<b>12,45</b>
ITAHUE 220	0,13	0,11	0,76	1,17	0,13	2,29	<b>12,15</b>
LABERINTO 220	0,12	0,10	0,73	1,12	0,13	2,19	
LAGUNAS 220	0,16	0,13	0,96	1,48	0,17	2,90	<b>5,16</b>
LAGUNILLAS 220	0,02	0,01	0,10	0,15	0,02	0,30	<b>12,45</b>
LOS MAQUIS 220	0,21	0,18	1,27	1,95	0,22	3,83	
LOS VILOS 220	0,15	0,13	0,93	1,43	0,16	2,80	<b>9,15</b>
MAIPO 220	0,02	0,01	0,10	0,15	0,02	0,30	
MAITENCILLO 220	0,21	0,17	1,25	1,91	0,21	3,75	<b>9,03</b>
MELIPILLA 220	0,08	0,07	0,49	0,75	0,08	1,48	<b>7,09</b>
MELIPULLI 220	0,17	0,14	1,00	1,53	0,17	3,01	

Promedio ponderado TTIK (h/año) aceptables por Barra del Sistema de Transmisión Nacional del SEN							
Barra STN/ Origen	Generación	Otros	Transmisión Zonal	Transmisión Dedicada	Transmisión Nacional	TOTAL	NTSyCS 2020, Art. 9-3
<b>NOGALES 220</b>	0,02	0,01	0,10	0,15	0,02	0,30	<b>9,15</b>
<b>PAN DE AZUCAR 220</b>	0,15	0,13	0,92	1,41	0,16	2,76	
<b>PARINACOTA 220</b>	0,12	0,10	0,71	1,08	0,12	2,13	
<b>POLPAICO 220</b>	0,02	0,01	0,10	0,15	0,02	0,30	<b>7,09</b>
<b>POZO ALMONTE 220</b>	0,09	0,07	0,52	0,79	0,09	1,56	
<b>PUERTO MONTT 220</b>	0,02	0,01	0,10	0,15	0,02	0,30	<b>11,62</b>
<b>QUILLOTA 220</b>	0,07	0,06	0,45	0,69	0,08	1,36	<b>7,35</b>
<b>RAHUE 220</b>	0,11	0,09	0,68	1,04	0,12	2,03	<b>11,62</b>
<b>RAPEL 220</b>	0,26	0,22	1,56	2,38	0,27	4,68	<b>7,09</b>
<b>TARAPACA 220</b>	0,08	0,07	0,48	0,74	0,08	1,45	<b>5,16</b>
<b>TEMUCO 220</b>	0,14	0,12	0,86	1,31	0,15	2,58	<b>8,92</b>
<b>VALDIVIA 220</b>	0,14	0,12	0,86	1,32	0,15	2,60	<b>11,24</b>



## 8 REFERENCIAS

- [1] Comisión Nacional de Energía, «Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio,» Santiago, 2020.
- [2] Coordinador Eléctrico Nacional, «Informe Definitivo Estudio de Continuidad de Suministro 2020,» Santiago, 2020.
- [3] Coordinador Eléctrico Nacional, «Metodología y determinación de factores de referenciación de la demanda y factores esperados de pérdida energía y potencia por armonización tarifaria,» Santiago, 2020.
- [4] Comisión Nacional de Energía, Anexo Técnico: Informe Calidad de Suministro y Calidad de Producto, Santiago, 2017.
- [5] Estudios Energéticos Consultores, «Estudio de Continuidad 2015 y Análisis Complementario,» Santiago, 2016.
- [6] Coordinador Eléctrico Nacional, «Informe Definitivo Estudio de Continuidad de Suministro 2016,» Santiago, 2017.
- [7] Coordinador Eléctrico Nacional, «Informe Definitivo Estudio de Continuidad de Suministro 2018,» Santiago, 2018.
- [8] Coordinador Eléctrico Nacional, «Informe Definitivo Estudio de Continuidad de Suministro 2019,» Santiago, 2019.
- [9] Dirección de Peajes CDECSIC, «Informe Final Estudio de Continuidad de Suministro 2015,» Santiago, 2016.
- [10] Dirección de Peajes CDECSING, «Informe Final Estudio de Continuidad de Suministro 2015,» Santiago, 2017.

## **9 ANEXOS**

Los Anexos de este estudio se encuentra en el archivo adjunto “ECS2021\_Anexos.pdf”.