
ESTUDIO DE CONTINUIDAD DE SUMINISTRO 2022

Informe Preliminar

DEPARTAMENTO DE ESTUDIOS ELÉCTRICOS
GERENCIA DE OPERACIÓN

Noviembre 2022

Estudio de Continuidad de Suministro

Informe preparado por el Departamento de Estudios Eléctricos

Rev.	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó / Aprobó
1	23-11-2022	Informe Preliminar	Carlos Alvear A. Gonzalo Sánchez M.	Víctor Velar G.

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.....	34
6	RESULTADOS.....	167
6.1	Índices de continuidad aceptables FMIK y TTIK en los puntos de control de cliente....	167
6.2	Índices TTIK aceptables en barras del Sistema de Transmisión Nacional.....	177
6.3	Comparación de índices de indisponibilidad registrados y límites de la NTSyCS.....	179
7	RECOMENDACIONES	188
8	REFERENCIAS	191
9	ANEXOS.....	192

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.

NTSSCC: Norma Técnica de Servicios Complementarios (diciembre 2019)

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 Transmisión Zonal.

STD: Sistema de Transmisión 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 2017 y 2021.

Tabla 2-1: Índices de continuidad FMIK y TTIK promedio entre 2017 y 2021.

ZONA	FMIK					TTIK				
	2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021
Iquique	1.5	1.9	4.1	1.7	1.8	1.2	9.4	47.6	16.6	2.8
Tocopilla	0.8	0.3	1.1	0.4	0.8	0.9	0.8	9.3	4.3	2.5
Antofagasta	0.9	0.6	1.1	0.9	0.7	1.8	1.8	4.8	3.7	3.5
Copiapó	3.5	1.4	0.7	0.8	1.2	30.2	2.9	3.2	2.9	2.9
Coquimbo	1.7	0.9	1.9	1.7	0.6	3.5	1.2	2.1	2.9	2.0
Valparaíso	2.1	0.4	1.5	0.4	0.2	1.2	0.5	3.2	0.4	0.4
Aconcagua	1.7	0.9	1.5	1.5	0.9	4.1	2.1	4.9	1.6	2.1
Metropolitana	0.7	0.7	0.6	0.7	0.3	0.6	1.9	1.0	0.9	0.8
Melipilla	2.6	0.1	1.4	1.4	0.9	1.9	0.1	1.8	1.2	0.6
Rapel	0.7	1.9	2.1	1.8	1.4	4.3	5.8	2.2	2.2	2.1
Rancagua	1.7	1.1	1.2	1.0	0.5	2.6	1.2	1.7	2.1	1.0
Itahue	3.4	1.0	1.2	1.2	0.8	3.7	0.7	2.7	1.3	0.8
Charrúa	3.7	1.1	2.0	1.7	1.7	5.1	4.1	2.6	2.2	1.2
Concepción	2.0	1.2	1.8	1.5	1.9	6.0	1.7	2.0	1.7	2.6
Araucanía	1.7	1.8	3.0	2.3	1.9	3.6	3.3	8.2	3.7	2.1
Chiloé	4.2	2.3	3.1	3.1	2.7	9.9	2.4	1.3	2.0	2.8
SEN	2.1	1.1	1.8	1.4	1.1	5.0	2.5	6.2	3.1	1.9

De la tabla precedente, es posible observar la reducción y mejora consistente de los índices de continuidad FMIK y TTIK, los cuales a su vez coinciden y eventualmente pueden ser reflejo de los cambios a la normativa NTSyCS y la entrada en vigor de la NTSSCC, realizados a partir del año 2019.

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	3.0	3.7
Tocopilla	0.8	0.8
Antofagasta	1.4	1.4
Copiapó	2.0	3.2
Coquimbo	2.0	2.1
Valparaíso	1.2	0.8

Zona	FMIK Límite	TTIK Límite
Aconcagua	1.9	3.1
Metropolitana	0.8	0.3
Melipilla	2.4	2.0
Rapel	2.4	3.8
Rancagua	1.8	1.4
Itahue	2.3	1.4
Charrúa	3.0	2.5
Concepción	2.4	2.3
Araucanía	2.9	2.8
Chiloé	4.7	3.8
SEN	1.9	1.6

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	0.06	0.05	0.32	0.58	0.11	1.12	3.63
ANCOA 220	0.02	0.01	0.09	0.16	0.03	0.30	8.50
ATACAMA 220	0.05	0.04	0.25	0.45	0.09	0.87	5.16
CALAMA 220	0.04	0.03	0.23	0.41	0.08	0.80	
CARDONES 220	0.17	0.12	0.88	1.58	0.30	3.05	10.73
CAUTÍN 220	0.12	0.09	0.64	1.15	0.22	2.22	
CERRO NAVIA 220	0.02	0.01	0.09	0.16	0.03	0.30	3.63
CHARRUA 220	0.11	0.08	0.58	1.04	0.20	2.02	8.42
CHENA 220	0.02	0.01	0.09	0.16	0.03	0.30	3.63
CHILOE 220	0.21	0.15	1.09	1.96	0.38	3.80	
CIRUELOS 220	0.16	0.11	0.82	1.48	0.29	2.86	11.24
COLBUN 220	0.08	0.06	0.40	0.72	0.14	1.40	8.50
CONDORES 220	0.17	0.12	0.85	1.53	0.29	2.96	
CRUCERO 220	0.06	0.04	0.29	0.52	0.10	1.01	3.64
D. DE ALMAGRO 220	0.16	0.12	0.83	1.50	0.29	2.90	11.03
EL TESORO 220	0.08	0.06	0.40	0.72	0.14	1.40	
HUALPEN 220	0.14	0.10	0.72	1.29	0.25	2.50	12.45
ITAHUE 220	0.07	0.05	0.37	0.67	0.13	1.30	12.15
LABERINTO 220	0.08	0.06	0.43	0.77	0.15	1.48	
LAGUNAS 220	0.21	0.15	1.06	1.91	0.37	3.70	5.16
LAGUNILLAS 220	0.11	0.08	0.58	1.04	0.20	2.01	12.45
LOS MAQUIS 220	0.17	0.12	0.87	1.57	0.30	3.04	
LOS VILOS 220	0.11	0.08	0.59	1.06	0.20	2.05	9.15
MAIPO 220	0.02	0.01	0.09	0.16	0.03	0.30	
MAITENCILLO 220	0.17	0.12	0.85	1.53	0.29	2.96	9.03

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
MELIPILLA 220	0.06	0.04	0.31	0.55	0.11	1.07	7.09
MELIPULLI 220	0.15	0.11	0.78	1.40	0.27	2.72	
NOGALES 220	0.02	0.01	0.09	0.16	0.03	0.30	9.15
PAN DE AZUCAR 220	0.11	0.08	0.57	1.02	0.20	1.97	
PARINACOTA 220	0.13	0.10	0.69	1.24	0.24	2.39	
POLPAICO 220	0.02	0.01	0.09	0.16	0.03	0.30	7.09
POZO ALMONTE 220	0.07	0.05	0.37	0.66	0.13	1.28	
PUERTO MONTT 220	0.02	0.01	0.09	0.16	0.03	0.30	11.62
QUILLOTA 220	0.04	0.03	0.18	0.33	0.06	0.64	7.35
RAHUE 220	0.12	0.08	0.60	1.07	0.21	2.07	11.62
RAPEL 220	0.23	0.16	1.16	2.09	0.40	4.04	7.09
TARAPACA 220	0.10	0.07	0.53	0.96	0.18	1.85	5.16
TEMUCO 220	0.12	0.09	0.62	1.12	0.22	2.16	8.92
VALDIVIA 220	0.16	0.12	0.84	1.52	0.29	2.94	11.24

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
HPROg NTSyCS	400	300	750	500
HPROg Sugerido	500	380	750	630
HFORg NTSyCS	100	50	200	200
HFORg Sugerido	130	60	250	250
FFORg NTSyCS	8	4	12	12
FFORg Sugerido	6	4	12	12
Índice de Indisponibilidad	Turbina Gas	Motor Diésel	Parque Motores Diésel	Parque Eólico y Fotovoltaico
HPROg NTSyCS	300	300	20	20
HPROg Sugerido	370	300	20	20
HFORg NTSyCS	50	100	10	10
HFORg Sugerido	60	130	10	10
FFORg NTSyCS	4	8	4	4
FFORg Sugerido	5	8	4	4

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

Índice de Indisponibilidad	Líneas 44 kV ≤ Tensión < 100 kV	Líneas 100 kV ≤ Tensión < 220 kV	Líneas 220kV ≤ Tensión < 500 kV	Líneas 500 kV ≤ Tensión
HPROt NTSyCS	15	20	20	20
HPROt Sugerido	15	20	20	20
HFORt NTSyCS	30	15	10	5
HFORt Sugerido	25	15	10	5
FFORt NTSyCS	5	4	3	2
FFORt Sugerido	4	3	3	2
Índice de Indisponibilidad	Transformadores		Equipos de Compensación	
HPROt NTSyCS	30		30	
HPROt Sugerido	30		40	
HFORt NTSyCS	45		45	
HFORt Sugerido	35		45	
FFORt NTSyCS	1		1	
FFORt Sugerido	1		1	

3 ANTECEDENTES

El desarrollo del Estudio de Continuidad de Suministro del SEN realizado por el Coordinador considera la información estadística disponible entre enero del 2017 y diciembre del 2021.

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 Indisponibilidad de las instalaciones de generación y de transmisión.

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

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

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

Será responsabilidad de cada Coordinado tomar todas las medidas necesarias para dar cumplimiento en sus instalaciones a los estándares que se definen en el Artículo 5-54 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"¹, 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:

¹El 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 2021 [2], el presente estudio cuenta con 5 años de información estadística aplicando las nuevas metodologías, desde enero del 2017 a diciembre del 2021.

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 GESCAL² 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:

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

² 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_i*: Potencia activa interrumpida en el Punto de Control, en [kW]. Corresponde a la diferencia entre la potencia activa previa al inicio de la interrupción “i” y la potencia registrada durante la interrupción “i”.
- *kWtot_i*: Demanda del Cliente en el Punto de Control, en [kW], previa a la interrupción “i”.
- *Tfs_i*: Tiempo de duración de cada interrupción, medido desde el inicio de la interrupción “i” hasta el instante en que el Coordinador autoriza la normalización del suministro.
- *n*: Número de interrupciones en el período.

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

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

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

c) identificando cuando la interrupción responde a la 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_2022.xlsx**”. Adicionalmente, el detalle de los índices de continuidad por cada punto de control se adjuntará en el Anexo del informe “**ECS2022_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 Python³, se describen y analizan los datos estadísticos del período enero 2017 – diciembre 2021. 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 GIS⁴. 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 una escala 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.

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

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

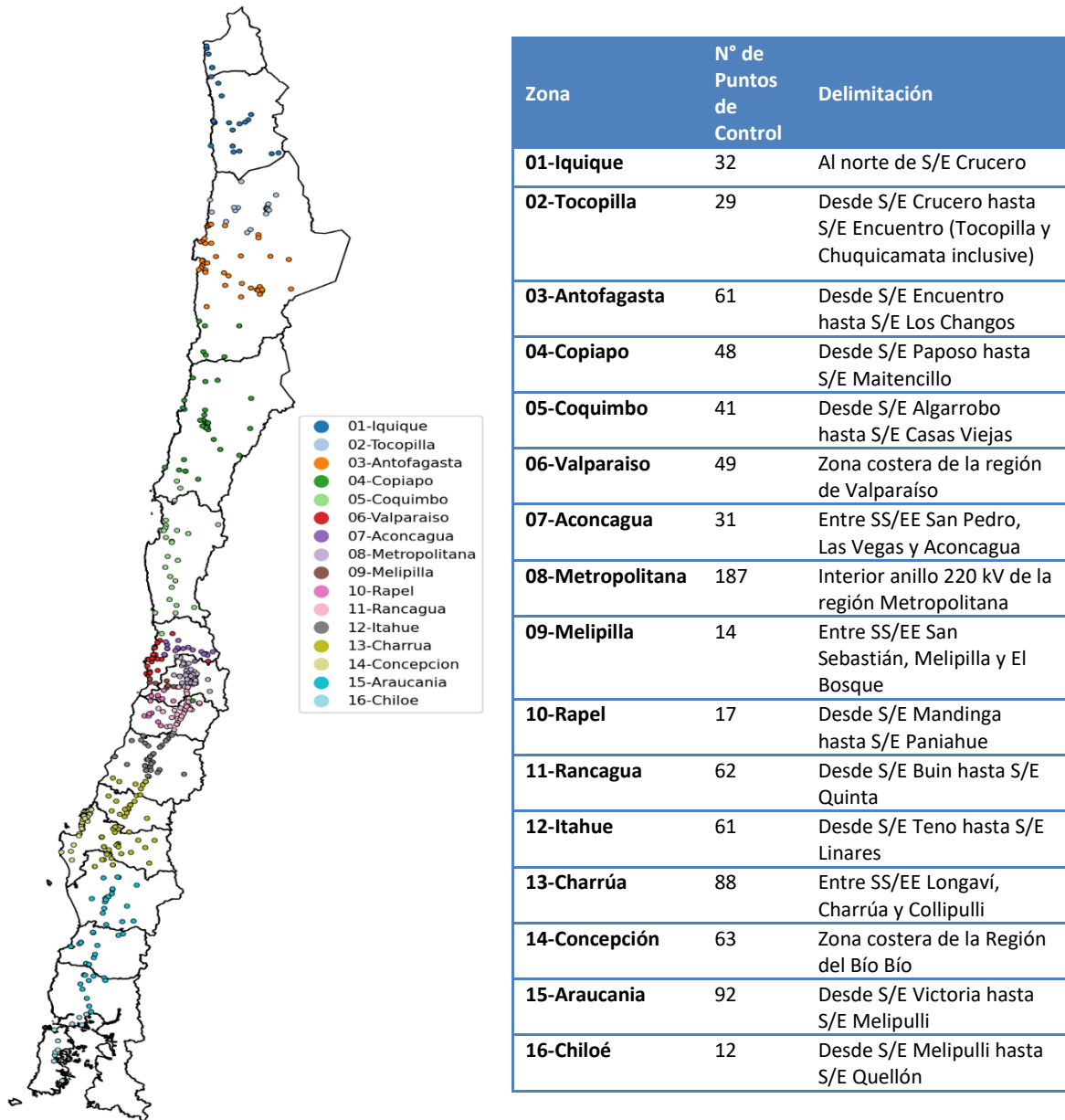


Figura 4-1: Puntos de control por zonas del SEN.

- 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.

- 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_2022**” de la plantilla “**BD_ECS_2022.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 2021 [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_2022**”, de la planilla “**BD_ECS_2022.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 2022, 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
IndispGen_202208-SEN.xlsx	Indisponibilidades de Generación del SEN al 31 de agosto de 2022
IndispLineas_0822-SEN.xlsx	Indisponibilidades de Líneas del SEN al 31 de agosto de 2022
IndispTransf_0822-SEN.xlsx	Indisponibilidades de Transformadores del SEN al 31 de agosto del 2022
IndispCCEE_0822-SEN.xlsx	Indisponibilidades de Equipos de Compensación del SEN al 31 de agosto de 2022

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_202208-SEN.xlsx**”, “**IndispLineas_0822-SEN.xlsx**”, “**IndispTransf_0822-SEN.xlsx**” y “**IndispCCEE_0822-SEN.xlsx**”.

En el capítulo Anexo 2 y 3, correspondiente al documento “**ECS2022_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
Hidráulica Embalse	29
Hidráulica Pasada	120
Térmica Vapor	60
Térmica Ciclo Combinado	10
Turbina Gas	46
Motores Diésel	121
Parque de Motores Diésel	8
Parques Eólicos y Fotovoltaicos	42
Total	436

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

Nivel de Tensión	N° Instalaciones SEN
Mayor o igual que 500 kV	9
Mayor o igual que 220 kV y menor que 500 kV	411
Mayor o igual que 100 kV y menor que 220 kV	571
Mayor o igual que 44 kV y menor que 100 kV	503
Transformadores	956
Equipos serie y compensación	267
Total	2717

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%_ECS2022.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.
- 6) Los valores límites adoptados en 3), 4) o 5) se restringen a variaciones de hasta un 25% del límite actual.
- 7) 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%_ECS2022.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 2017 a 2021, 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 2017 al 2021 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 2017 al 2021.

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 2017 al 2021. Los valores Q1, Q2 y Q3, representan los cuartiles 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 2017 al 2021 en el SEN.

Índice de continuidad	Año	Mínimo	Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo	Media	Desviación Estándar
FMIK	2017	0.0	0.0	1.0	3.0	22.6	1.9	2.6
	2018	0.0	0.0	0.5	1.3	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
	2021	0.0	0.0	0.0	1.1	21.0	1.0	1.6
TTIK	2017	0.0	0.0	0.3	2.1	460.3	4.3	23.6
	2018	0.0	0.0	0.1	1.4	164.5	2.4	9.8
	2019	0.0	0.0	0.2	2.5	541.1	4.7	28.4
	2020	0.0	0.0	0.2	1.5	159.9	2.6	9.6
	2021	0.0	0.0	0.0	1.1	59.5	1.7	4.5
ENS	2017	0.0	0.0	1.1	13.5	29371.1	61.5	1016.7
	2018	0.0	0.0	0.1	9.1	2303.0	19.7	98.4
	2019	0.0	0.0	1.3	11.8	1872.4	25.8	123.4
	2020	0.0	0.0	1.2	8.2	403.9	13.7	40.4
	2021	0.0	0.0	0.0	7.1	1354.1	14.1	70.4

El índice FMIK promedio menor, registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde a los años 2018 y 2021 equivalente a 1.0 (veces/año). El año 2017 presenta el mayor valor alcanzando

1.9 (veces/año). El valor máximo de FMIK alcanzando el año 2021, último agregado a la estadística, corresponde a 21.0 (veces/año) que afecto el punto de control de la barra de 13.2 kV de S/E Curacautín de Frontel en la zona de la Araucanía.

El índice TTIK promedio menor, registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2021 equivalente a 1.7 (horas/año). El año 2019 presenta el mayor valor alcanzando 4.7 (horas/año). El valor máximo de TTIK alcanzando el año 2021, último agregado a la estadística, corresponde a 59.5 (horas/año) que afectó el punto de control de la barra de 220 kV de S/E Minera TECK CDA de TECK-Carmen de Andacollo en la zona de la Coquimbo.

La ENS promedio menor, registrada en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2021 equivalente a 14.0 (MWh/año). El año 2019 presenta el mayor valor alcanzando 143.2 (MWh/año). El valor máximo de ENS alcanzando el año 2021, último agregado a la estadística, corresponde a 1354.1 (MWh/año) que afectó el punto de control de la barra de 220 kV de S/E Minera TECK CDA de TECK-Carmen de Andacollo en la zona de la Coquimbo.

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 2021.

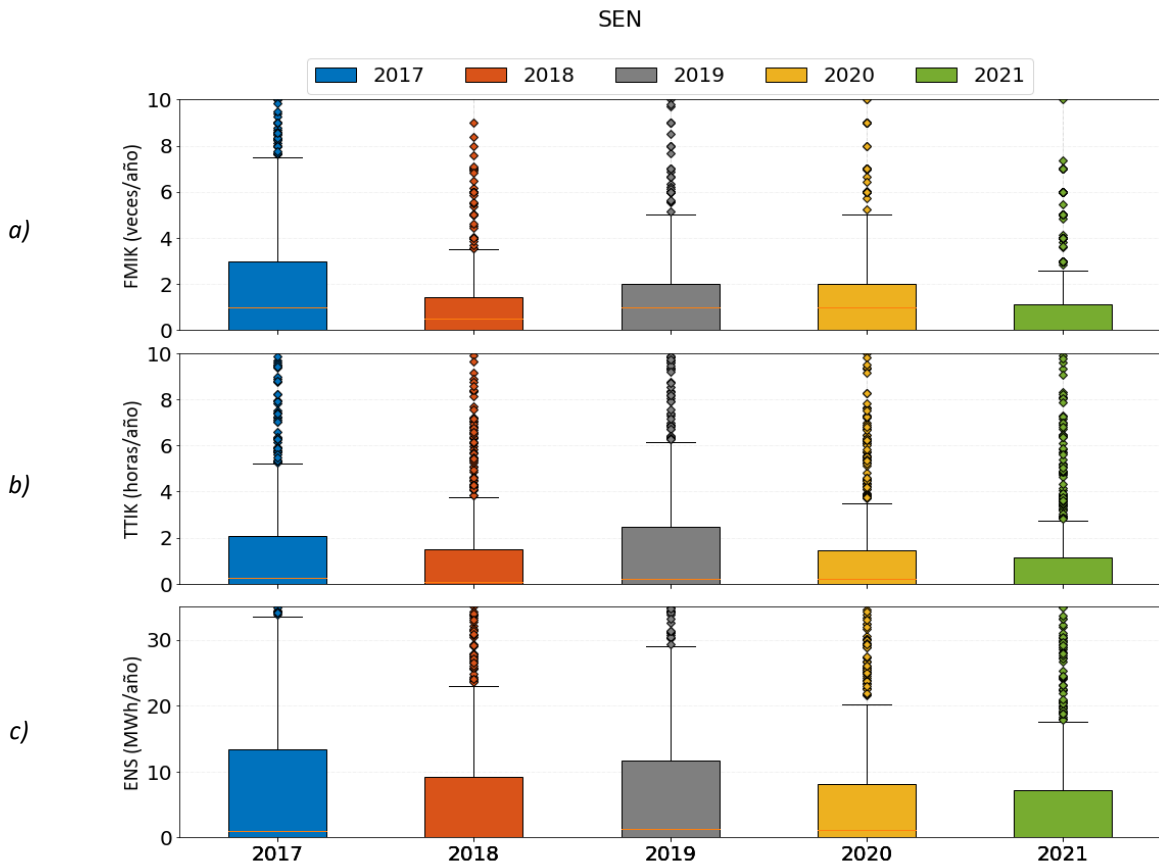


Figura 5-1: BoxPlot de los índices de continuidad del Sistema Eléctrico Nacional; a) TTIK, b) FMIK, c) ENS.

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

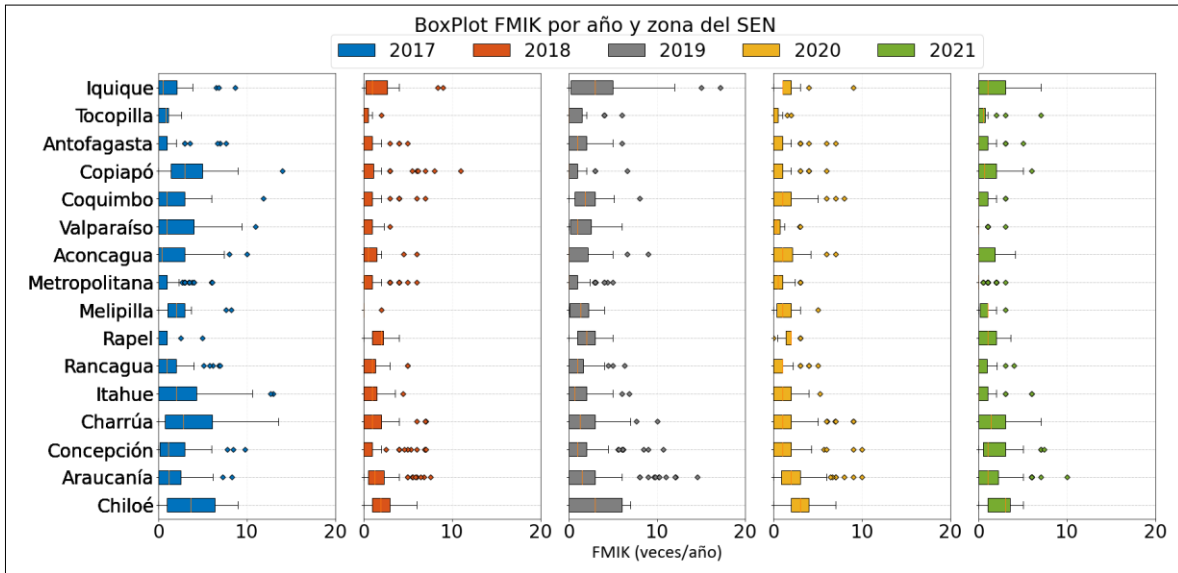


Figura 5-2: Gráfico BoxPlot de los índices FMIK separados por zona del Sistema Eléctrico Nacional.

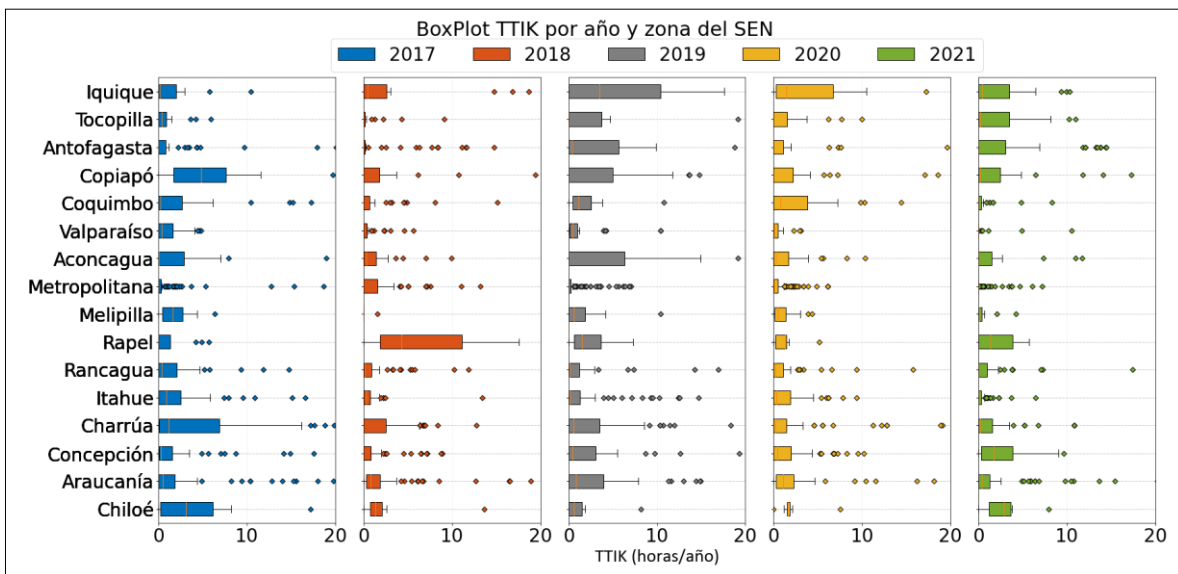


Figura 5-3: Gráfico BoxPlot de los índices TTIK separados por zona del Sistema Eléctrico Nacional

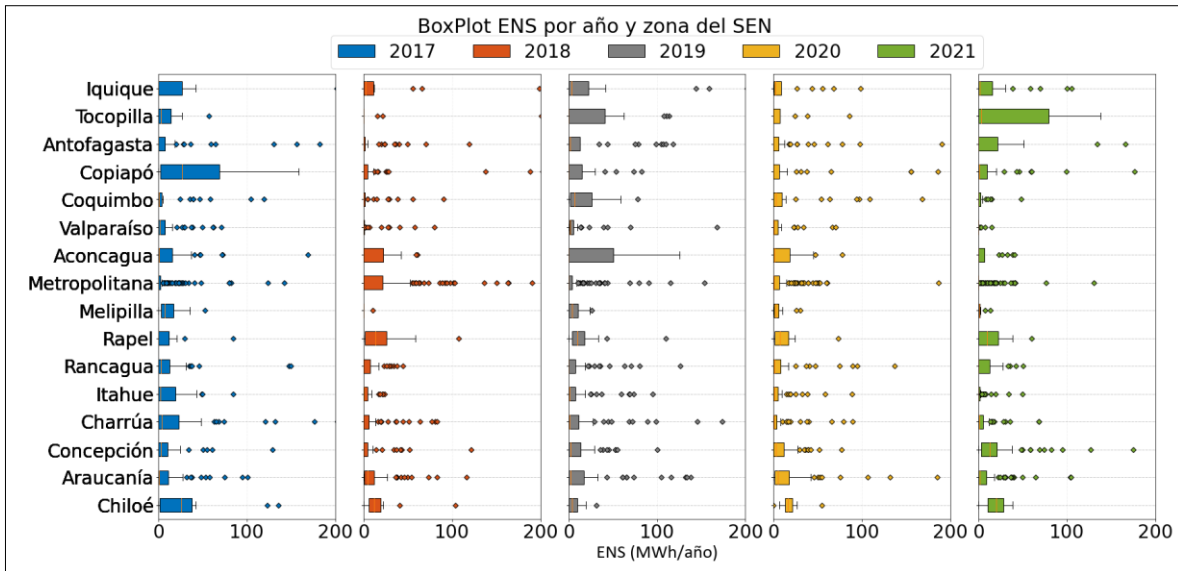


Figura 5-4: Gráfico BoxPlot de la ENS separados por zona del Sistema Eléctrico Nacional

A partir de los diagramas BoxPlot separados por zona y año para cada índice y respecto del año 2021, último agregado a la estadística, se observa lo siguiente:

Se determina que la zona Metropolitana y de Valparaíso mantiene las menores frecuencias de interrupciones (FMIK) con una baja dispersión de datos, debido principalmente al nivel de enmallamiento de los puntos de control. Por otra parte, en las zonas de Chiloé y Araucanía se concentran las mayores dispersiones de FMIK. A nivel sistémico para el año 2021, no se aprecia una mejora relevante respecto del año 2020.

El índice TTIK a nivel sistémico presenta un comportamiento mixto. Los valores promedios más bajos se encuentran en las zonas de Valparaíso y Melipilla, siendo los mayores los correspondientes a las zonas de Copiapó y Antofagasta. Respecto a la dispersión de este indicador, se destacan las mejoras respecto al año 2020 en las zonas de Iquique y Coquimbo y un empeoramiento de estos en las zonas de Rapel y Tocopilla.

Respecto del índice ENS a nivel sistémico presenta un comportamiento similar al del año 2020. Los valores promedios más bajos se encuentran en las zonas de Melipilla y Metropolitana, siendo los mayores los correspondientes a las zonas de Coquimbo y Tocopilla. Respecto a la dispersión de este indicador, se destacan las mejoras respecto al año 2020 en las zonas de Aconcagua y Araucanía y un empeoramiento de los mismos en las zonas de Antofagasta y Tocopilla.

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).

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

Causa	Descripción Causa	SEN		
		FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
OTR2	Origen no determinado (trip de interruptor)	10.41	9.80	6.60
CLI1	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	7.78	19.93	28.13
ANI1	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	7.78	3.91	2.60
ARB2	Caída de árbol sobre línea o instalación	7.62	6.98	2.76
OPE11	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	6.85	5.48	4.43
OPE1	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	6.00	8.39	5.03
INC1	Incendio bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado, ej. quema de pastizal)	5.99	6.46	4.94
OPE7	Error de personal u operador	5.61	1.26	1.74
OTR3	Otros	4.48	5.76	7.13
CLI2	Objeto llevado por el viento hacia los conductores	4.22	2.23	1.48
OPE6	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	4.14	2.54	4.36
VAN3	Robo conductor o equipo	2.88	2.73	1.17
OPE21	Error en conexionado	2.78	1.03	1.87
OPE10	Falla de material, por fatiga de material o mala calidad	2.73	3.52	2.26
DIS1	Pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales	1.95	2.24	1.45
OPE13	Maquinaria de trabajo pesado	1.93	0.93	0.59
OPE17	Falta de limpieza en aisladores o terminales	1.81	0.95	1.93
ACC3	Choque de vehículo a poste	1.69	2.48	3.63
DIS2	Crecimiento de la demanda no evaluado	1.55	0.32	0.52
ACC2	Falla originada en terceros (accidentes, interferencias, rodado, deslizamiento de tierra, juegos, etc.)	1.46	0.59	0.43
OPE22	Error en programación	1.45	0.73	2.70
OPE18	Violación de distancia eléctrica	1.37	1.77	1.49
DIS6	Ruptura de capacidad dieléctrica	1.37	2.48	7.88
OPE4	Alta presión hogar en unidad generadora	1.23	0.65	0.15
ARB1	Contacto de ramas con conductores	0.79	0.66	0.28
OPE5	Conector suelto o sucio	0.74	0.68	0.92
VAN2	Atentado/explosivos/sabotaje	0.48	1.60	0.97
OPE19	Explosión de equipos	0.42	0.29	0.35
OPE16	Fuga o degradamiento del dieléctrico (ej. SF6, aceite, etc.)	0.41	0.95	1.00
OPE9	Pérdida de aislación debido a contaminación por actividades de terceros	0.40	0.63	0.31
OPE23	Desperfecto de fábrica	0.38	0.15	0.27
AUT1	Desconexión debido a una emergencia, para evitar riesgos a personas o cosas	0.34	0.17	0.10
OTR1	Súbito aumento de demanda	0.24	0.04	0.01

Causa	Descripción Causa	SEN		
		FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
VAN1	Objeto, alambre o cadena lanzada	0.18	0.29	0.19
DIS4	Activación sobre presión en transformador	0.18	0.10	0.04
DIS7	Temperatura fuera de límites	0.15	0.07	0.05
ACC5	Daño cable de poder	0.07	0.12	0.19
OPE2	Run back en unidad generadora	0.05	0.01	0.03
OPE3	Obstrucción por algas agua refrigeración	0.04	0.01	0.01
DIS5	Vida útil de equipo o número de operaciones	0.04	0.04	0.02
ACC1	Accidentes causados por aviones, helicópteros o eventos similares	0.02	1.02	0.01

Adicionalmente, se presenta en la siguiente gráfica los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla y subdividida en los años que comprende este estudio en el SEN.

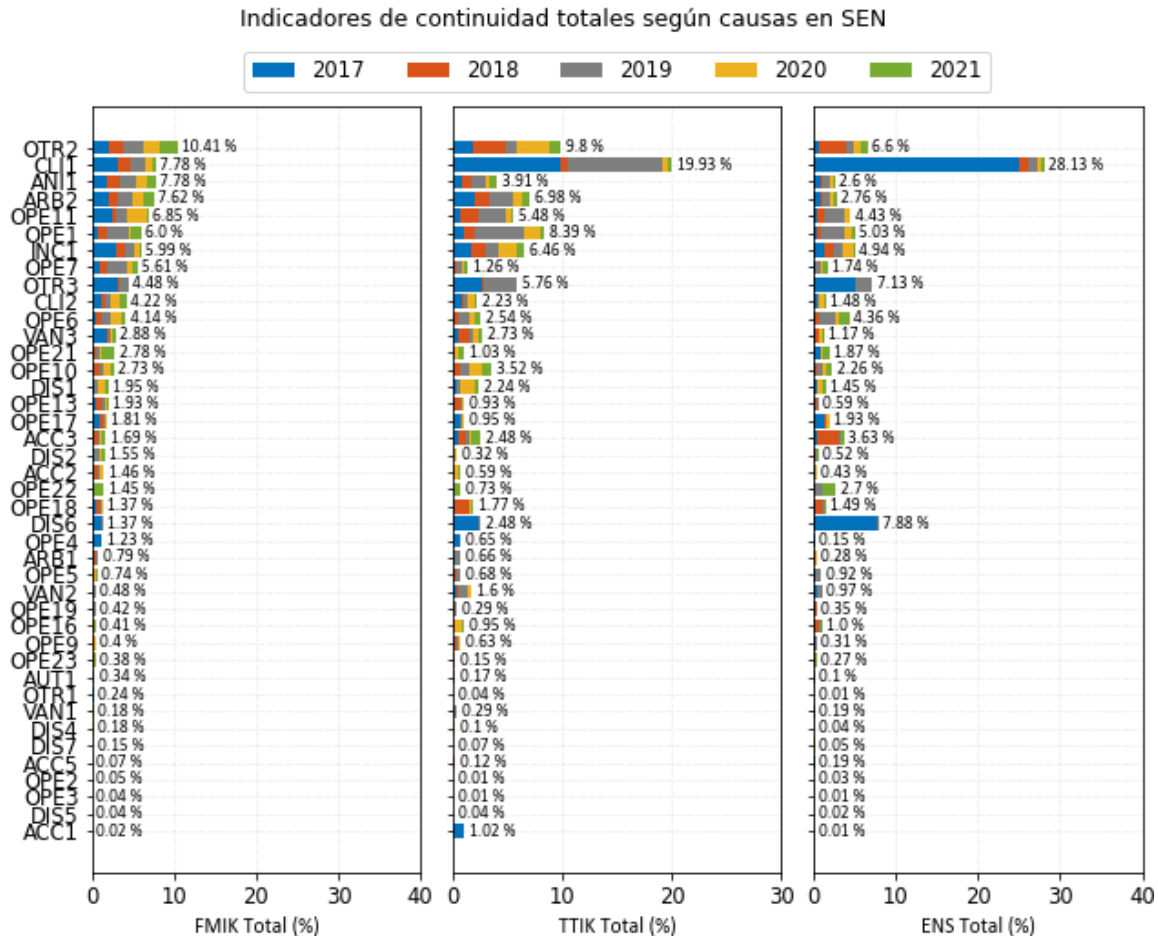


Figura 5-5: Porcentaje del total acumulado en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de los índices de continuidad según causa de la falla; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

5.1.2 Índices de continuidad (georreferenciación)

Las figuras siguientes presentan, para los años 2017 al 2021, 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

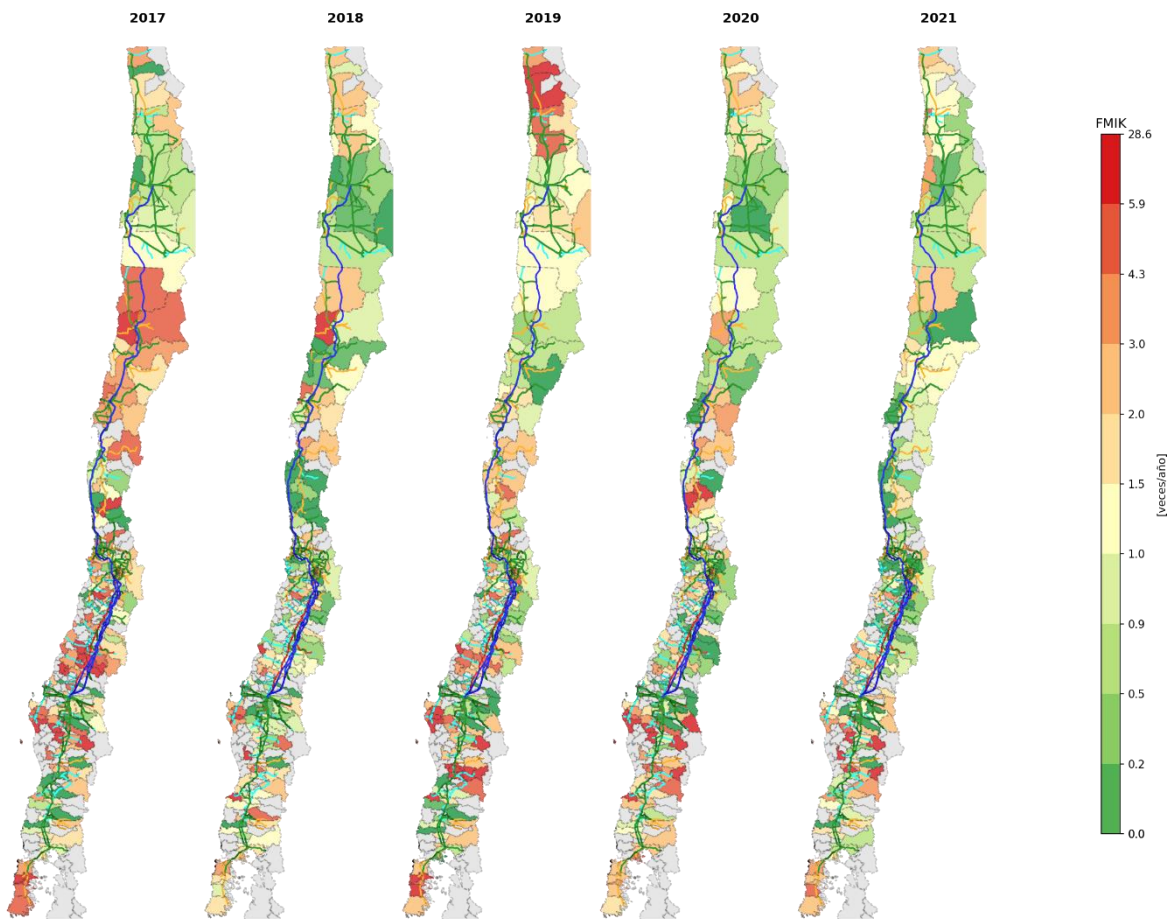


Figura 5-6: Índices de continuidad FMIK entre 2017 y 2021 en el SEN.

Geográficamente el índice FMIK presenta un comportamiento general para el año 2021, último agregado a la estadística, similar al año precedente.

Promediado por región, los valores mínimos, se encuentran en la región Metropolitana con 0.5 (veces/año), seguido de la región de Valparaíso con un valor de 0.6 (veces/año). Así mismo, los valores máximos se encuentran en las regiones de La Araucanía con 3.3 (veces/año), seguido de la región de Arica y Parinacota con un valor de 2.3 (veces/año).

b) TTIK

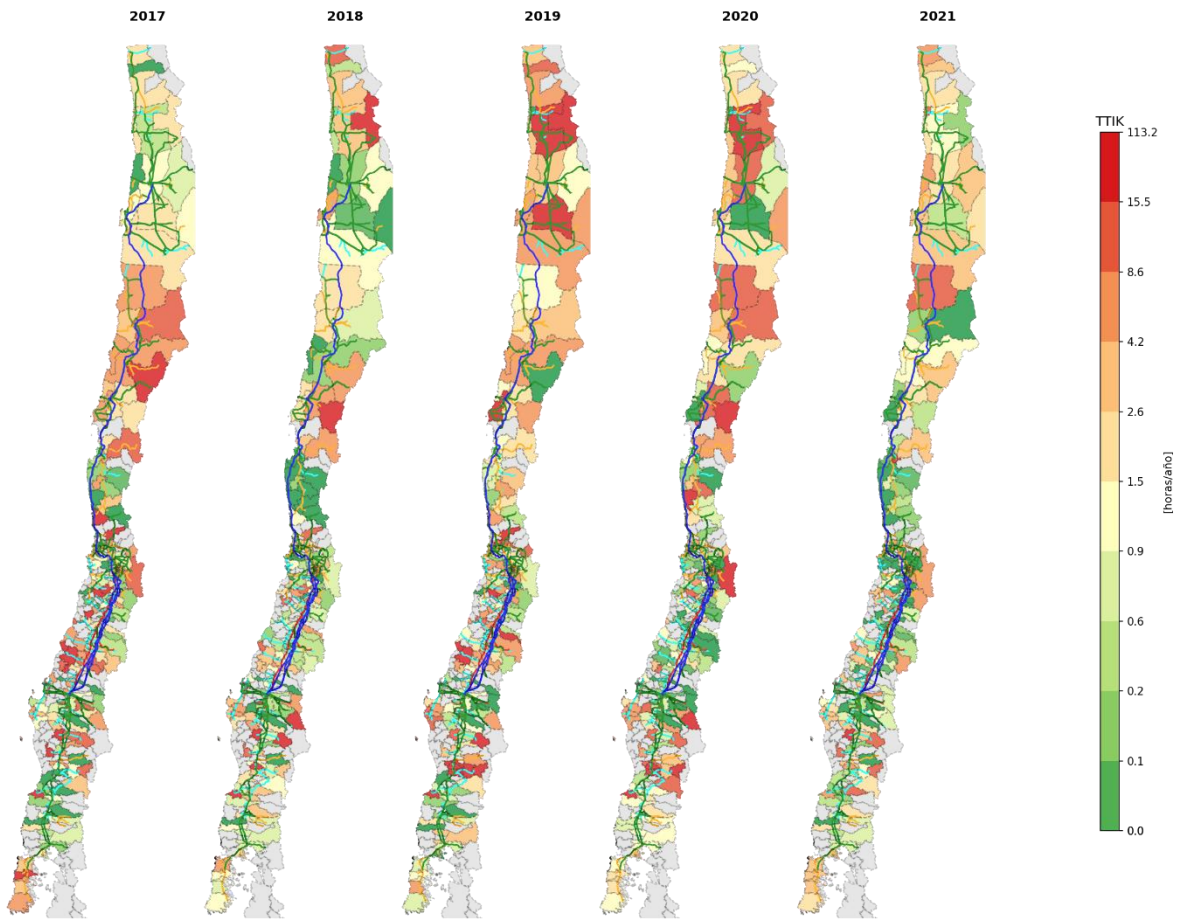


Figura 5-7: Índices de continuidad TTIK entre 2017 y 2021 en el SEN.

Geográficamente el índice TTIK presenta un comportamiento general para el año 2021, último agregado a la estadística, mejor al año precedente.

Promediado por región, los valores mínimos, se encuentran en las regiones Metropolitana y Ñuble ambas con 1.3 (horas/año). Así mismo, los valores máximos se encuentran en las regiones de Arica y Parinacota con 4.9 (horas/año), seguido de la región de Antofagasta con un valor de 3.9 (horas/año).

c) ENS

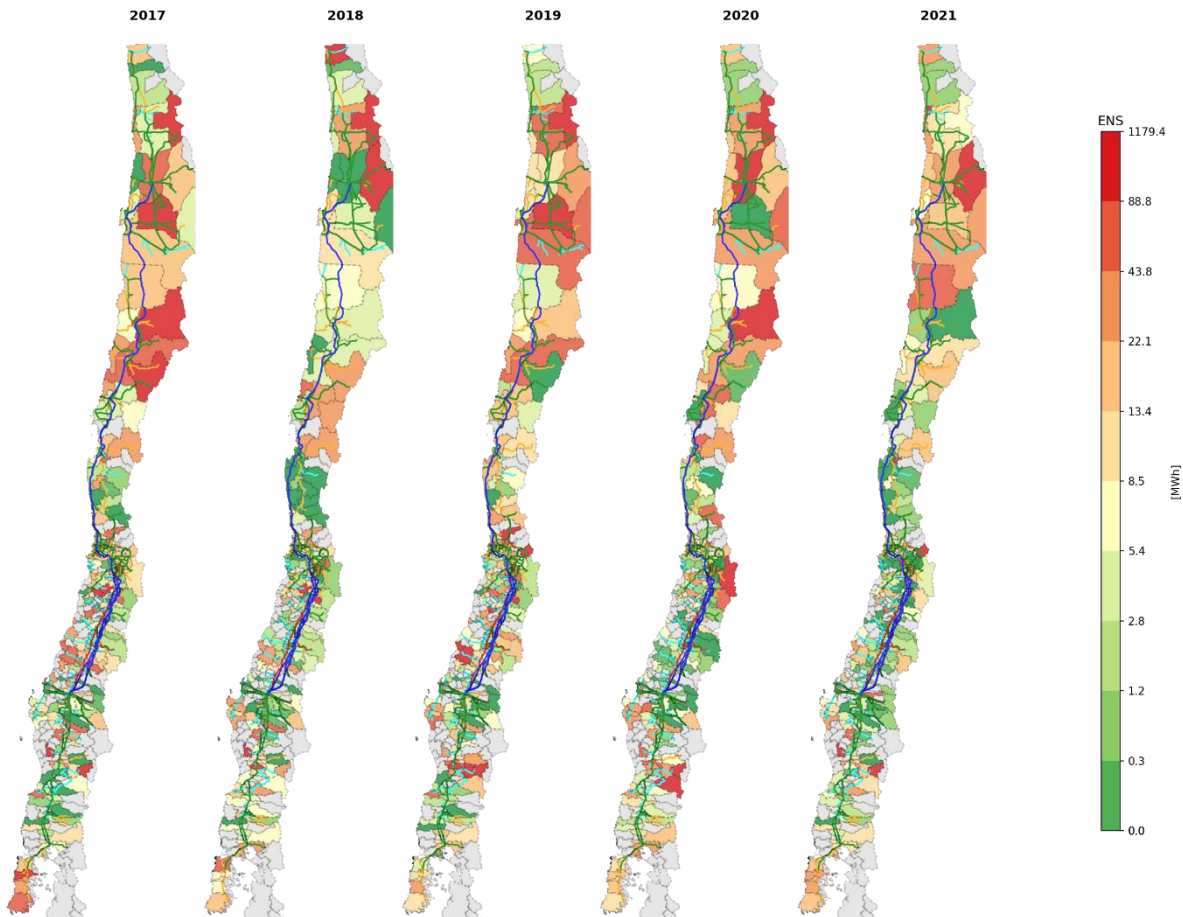


Figura 5-8: Energía No Suministrada (ENS) entre 2017 y 2021, presentados en el SEN.

Geográficamente el índice ENS presenta un comportamiento general para el año 2021, último agregado a la estadística, similar al año precedente.

Promediado por región, los valores mínimos, se encuentran en la región Metropolitana con 5.2 (MWh), seguido de la región de Los Ríos con un valor de 6.2 (MWh). Así mismo, los valores máximos se encuentran en las regiones de Coquimbo con 59.4 (MWh), seguido de la región de Antofagasta con un valor de 50.7 (MWh).

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 2017 al 2021. Adicionalmente, se representa gráficamente en 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 2017 y 2021 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 2017 y el 2021. 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 2017, 2018, 2019, 2020 y 2021 en la zona de Iquique.

Índice de continuidad	Año	Iquique						Desviación Estándar
		Mínimo	Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo	Media	
FMIK	2017	0.0	0.0	0.5	2.1	8.7	1.5	2.3
	2018	0.0	0.2	1.0	2.7	9.0	1.9	2.2
	2019	0.0	0.2	3.0	5.0	17.1	4.1	4.6
	2020	0.0	1.0	1.0	2.0	9.0	1.7	1.8
	2021	0.0	0.0	1.0	3.0	7.0	1.8	2.0
TTIK	2017	0.0	0.0	0.2	2.0	10.4	1.2	2.2
	2018	0.0	0.0	0.5	2.6	164.5	9.4	30.3
	2019	0.0	0.0	3.5	10.4	541.1	47.6	138.1
	2020	0.0	0.2	1.4	6.7	159.9	16.6	37.4
	2021	0.0	0.0	0.4	3.4	27.3	2.8	5.6
ENS	2017	0.0	0.0	0.0	26.8	201.4	16.1	37.9
	2018	0.0	0.0	2.3	11.4	2303.0	117.1	423.0
	2019	0.0	0.0	3.0	22.7	1872.4	85.4	341.3
	2020	0.0	0.1	2.2	8.3	343.8	30.3	75.1
	2021	0.0	0.0	1.6	15.3	104.8	16.3	29.4

En la zona de Iquique, el índice FMIK promedio menor, registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2017 equivalente a 1.5 (veces/año). El año 2018 presenta el mayor valor alcanzando 4.1 (veces/año). El año 2021 registra un leve aumento con respecto al año 2020, desde un valor medio de 1.7 a 1.8 (veces/año).

El índice TTIK promedio menor, registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2017 equivalente a 1.2 (horas/año). El año 2019 presenta el mayor valor alcanzando 47.6 (horas/año). El año 2021 registra una reducción considerable con respecto al año 2020, desde un valor medio de 16.6 a 2.8 (veces/año).

La ENS promedio menor, registrada en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2017 equivalente a 16.1 (MWh/año). El año 2018 presenta el mayor valor alcanzando 117.1 (MWh/año). El año 2021 registra un descenso con respecto al año 2020, desde un valor medio de 30.3 a 16.3 (MWh/año).

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

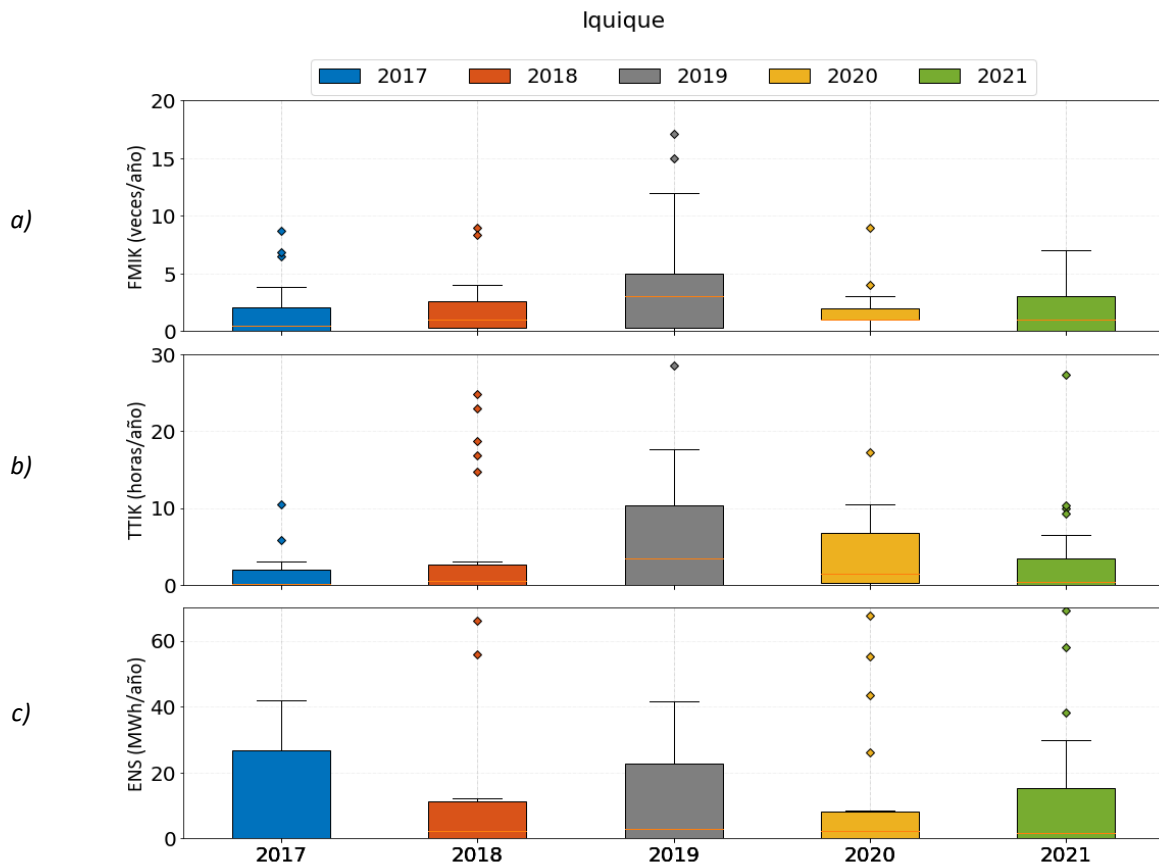


Figura 5-9 Diagrama BoxPlot de los índices de continuidad de Iquique; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

Luego, se presentan los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla, donde se destacan (en rojo) las tres causas más significativas para cada índice.

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

Iquique		FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
OPE1	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	21.83	12.56	10.81

		Iquique		
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
ANI1	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	12.55	3.67	6.35
OTR2	Origen no determinado (trip de interruptor)	12.04	21.75	42.08
OPE22	Error en programación	10.71	0.67	2.03
OPE7	Error de personal u operador	5.59	0.21	0.39
OPE21	Error en conexionado	4.63	0.73	0.77
DIS1	Pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales	4.03	0.93	2.75
CLI1	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	3.66	46.82	10.08
OPE6	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	3.09	0.47	0.50
ACC2	Falla originada en terceros (accidentes, interferencias, rodado, deslizamiento de tierra, juegos, etc.)	2.78	0.31	0.12
OPE17	Falta de limpieza en aisladores o terminales	2.16	0.28	0.05
OTR3	Otros	2.01	0.13	0.52
OPE5	Conector suelto o sucio	1.54	0.26	0.20
OPE10	Falla de material, por fatiga de material o mala calidad	1.54	1.02	1.40
ACC3	Choque de vehículo a poste	1.54	0.13	0.12
OPE13	Maquinaria de trabajo pesado	1.35	0.08	0.05
DIS7	Temperatura fuera de límites	1.25	0.09	0.25
DIS2	Crecimiento de la demanda no evaluado	1.24	0.09	0.32
OPE11	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	1.12	8.49	19.32
OPE18	Violación de distancia eléctrica	1.03	0.21	0.08
CLI2	Objeto llevado por el viento hacia los conductores	0.93	0.07	0.25
VAN3	Robo conductor o equipo	0.93	0.51	0.03
OPE4	Alta presión hogar en unidad generadora	0.50	0.02	0.05
OPE2	Run back en unidad generadora	0.41	0.02	0.03
ARB1	Contacto de ramas con conductores	0.31	0.02	0.02
VAN1	Objeto, alambre o cadena lanzada	0.31	0.03	0.01
OPE16	Fuga o degradamiento del dieléctrico (ej. SF6, aceite, etc.)	0.31	0.03	0.02

Adicionalmente, se presenta en la siguiente gráfica los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla y subdividida en los años que comprende este estudio en la zona de Iquique.

Indicadores de continuidad totales según causas en Iquique

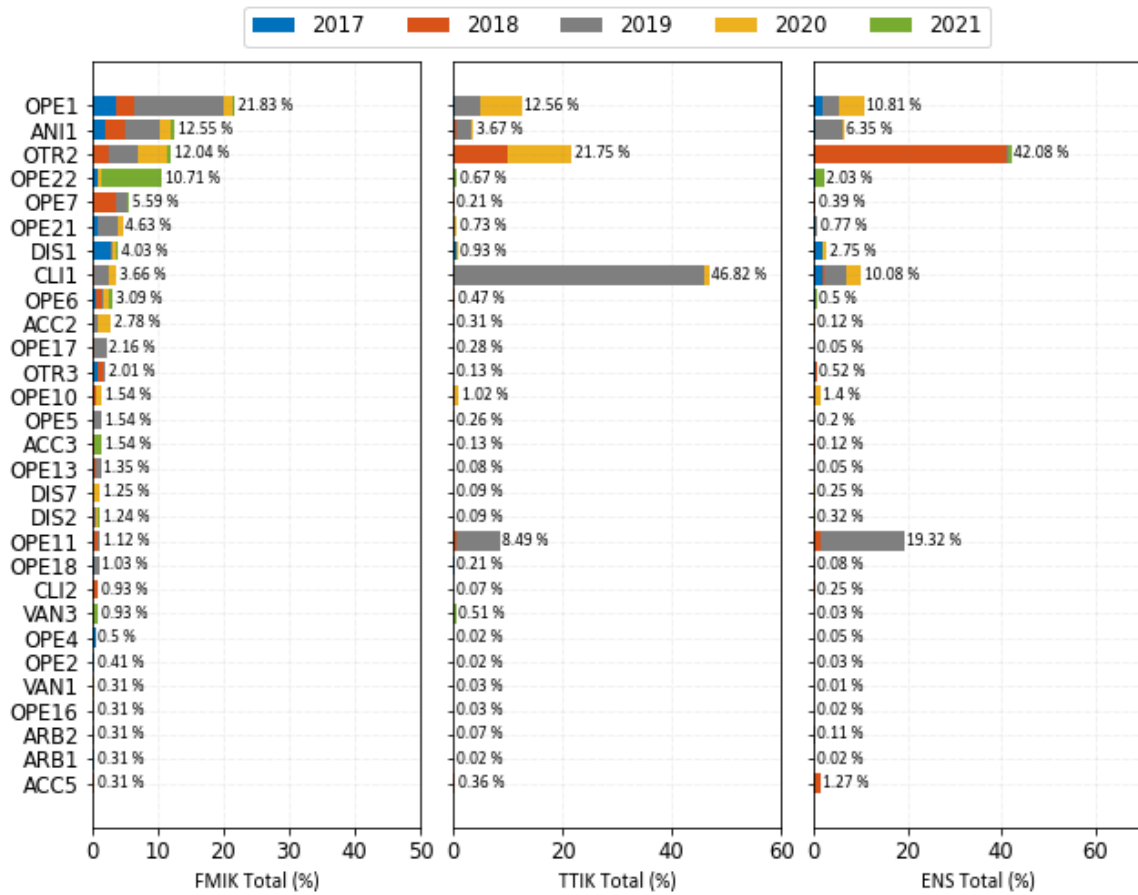


Figura 5-10: Porcentaje del total acumulado en Iquique de los índices de continuidad según causa de la falla; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

5.2.1.2 Índices de continuidad (georreferenciación)

Se presentan los índices de continuidad georreferenciados en la zona de Iquique entre los años 2017 y 2021.

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 2017 y 2021 en Iquique.

Índice de continuidad	Iquique							
	Empresa	Barra	2017	2018	2019	2020	2021	Media
FMIK	CGE	BA S/E TAP OFF DOLORES 24KV	6.8	8.4	17.1	4.0	6.0	8.5
	CGE	BA S/E TAMARUGAL 23KV	2.0	4.0	15.0	9.0	2.0	6.4
	CGE	BA S/E QUIANI 13.8KV-BP1	6.5	9.0	4.0	3.0	4.0	5.3

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Iquique					Media
			2017	2018	2019	2020	2021	
	CGE	BA S/E CENTRAL DIESEL ARICA 13.8KV	0.0	1.0	11.0	3.0	7.0	4.4
	CGE	BA S/E PUKARA 13.8KV BP1	8.7	2.8	2.0	2.0	3.0	3.7
TTIK	HALDEMAN	BA S/E LA CASCADA HMC (SAGASCA) 66KV	0.3	2.4	541.1	87.2	0.0	126.2
	HALDEMAN	BA S/E TAP OFF ESTACIÓN DE BOMBEO 1 HMC 66KV	0.0	0.0	529.1	86.8	0.0	123.2
	MINERA QUEBRADA BLANCA	BA S/E QUEBRADA BLANCA 220KV	0.6	164.5	215.5	17.3	0.0	79.6
	SQM	BA S/E LAGUNAS 23KV	0.0	0.9	0.0	159.9	0.0	32.2
	HALDEMAN	BA S/E TAP OFF ESTACIÓN DE BOMBEO 2 HMC 66KV	0.0	0.0	28.5	86.8	0.0	23.1
	MINERA QUEBRADA BLANCA	BA S/E QUEBRADA BLANCA 220KV	1.6	2303.0	1872.4	229.5	0.0	881.3
ENS	CGE	BA S/E PUKARA 13.8KV BP1	41.9	321.7	5.7	55.4	29.8	90.9
	CGE	BA S/E QUIANI 13.8KV-BP1	20.3	199.2	13.1	43.6	104.8	76.2
	CGE	BA S/E CHINCHORRO 13.8KV	28.9	305.3	6.4	4.3	13.1	71.6
	SQM	BA S/E LAGUNAS 23KV	0.0	1.1	0.0	343.8	0.0	69.0

a) FMIK

Los mayores valores de promedios acumulados de FMIK se registraron en los puntos de control Tap off Dolores 24 kV, Tamarugal 23 kV, Quiani BP1 13.8 kV, Central Diesel Arica 66 kV y Pukará BP1 13.8 kV, respectivamente; los cuales se encuentran en subestaciones sin redundancia de vínculo de transmisión.

En el año 2021, de los puntos de control ya mencionados, el que tiene el índice más alto de FMIK corresponde a Central Diesel Arica 13.8 kV, lo que se debe principalmente a eventos relacionados con robo de conductor o equipo, choque de vehículo, trabajos en las instalaciones, error en programación, de personal u operador.

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 y a su vez la mejora general a partir del 2019, variando de manera no significativa en ciertos puntos de control entre el 2020 y el 2021.

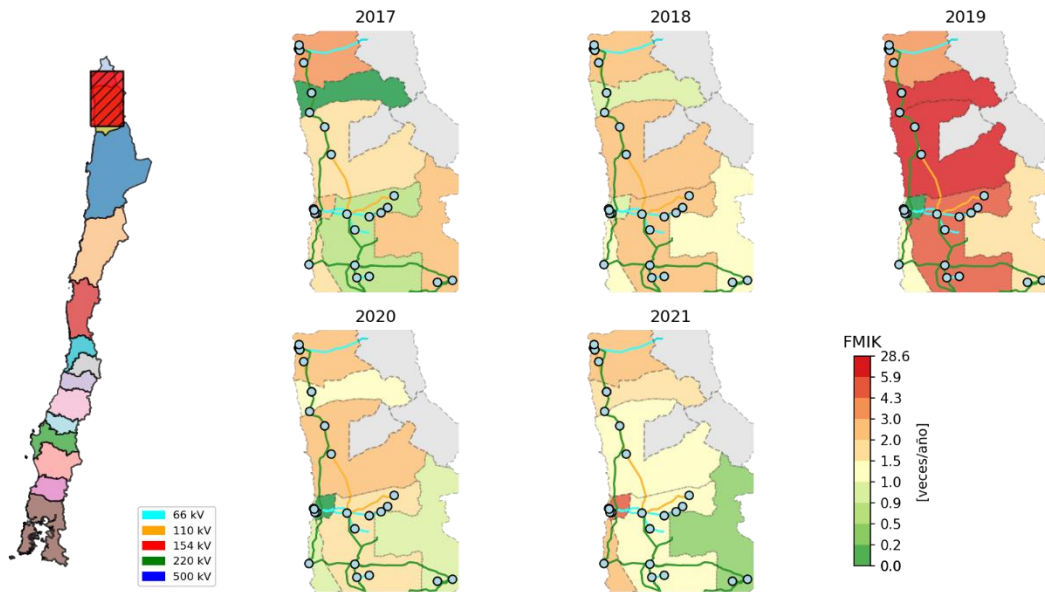


Figura 5-11: FMIK entre 2017 y 2021 georreferenciados en la zona de Iquique.

b) TTIK

Los mayores valores de promedios acumulados de TTIK se registraron en los puntos de control La Cascada HMC (SAGASCA) 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.

Con respecto al 2021, último año incluido en este estudio, los puntos de control mencionados presentan un índice de 0.0 (horas/año), incluido Cascada HMC (SAGASCA) 66 kV, el cual presenta el índice acumulado más alto de 126.2 (horas/año).

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 los últimos años hasta el 2021, aunque una merma leve en algunos puntos de control como se especificó en esta sección al norte de la zona.

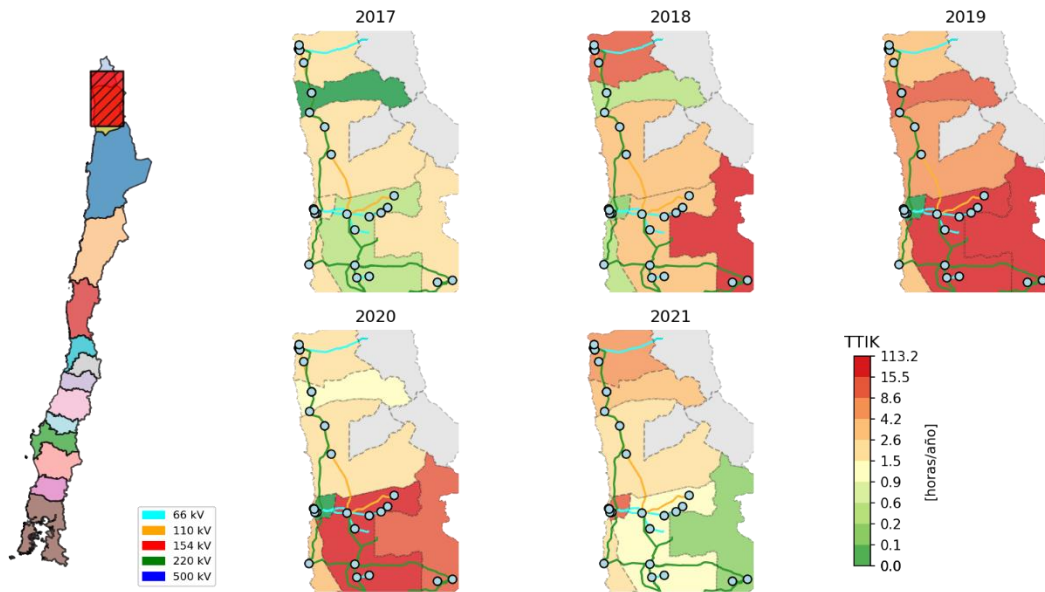


Figura 5-12: TTIK entre 2017 y 2021 presentados en el mapa de la zona de Iquique.

c) ENS

Los mayores valores de promedios acumulados de ENS se registraron en los puntos de control de Quebrada Blanca 220 kV, Chinchorro 13.8 kV, Quiani 13.8 kV BP1, Pukará BP1 13.8 kV, Lagunas 23 kV.

Para el año 2021, Quebrada Blanca 220 kV, alcanza el promedio acumulado más alto de 881.3 MWh de ENS atribuibles a eventos climáticos y catastróficos. Ya en el 2021 no presenta interrupciones con pérdidas de energía significativa, haciendo descender este índice a 0.0 MWh. Además, el punto de control con más alto valor de este índice de los mencionados corresponde a Quiani 13.8 kV, con un índice de 104.8 MWh, debido a interrupciones principalmente de origen no determinado o error en programación.

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 y luego nuevamente al 2021.

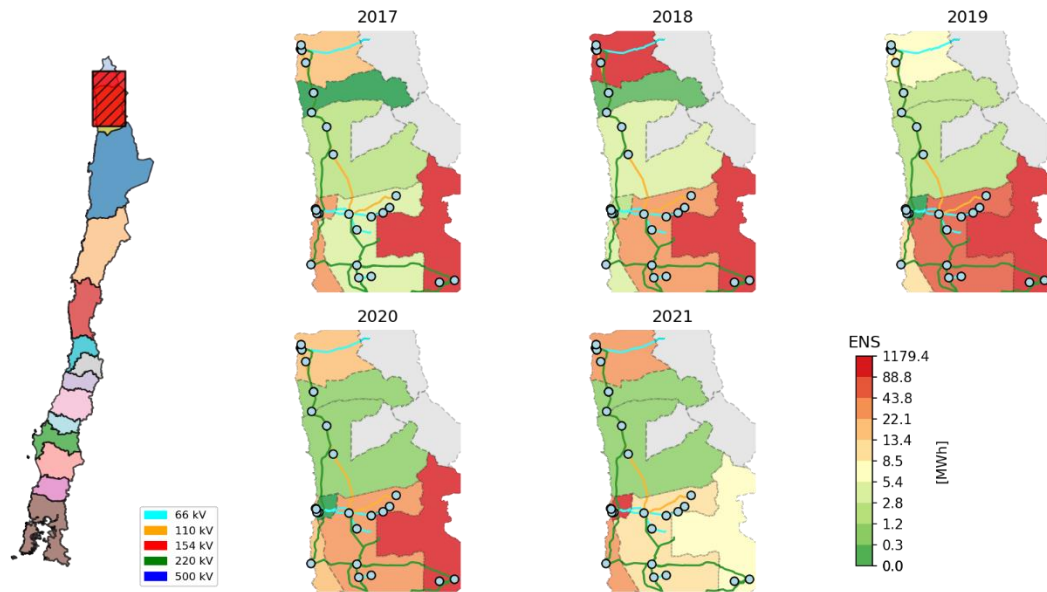


Figura 5-13: ENS entre 2017 y 2021 georreferenciados en la zona de Iquique.

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 2021 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	Transec S.A.	Incorporación de paño de línea 1x220 kV Cóndores-Parinacota en S/E Parinacota	STN	220	22-dic-19	Decreto	373	2016
7	Transec S.A.	Incorporación de paño de Línea 1 x220 kV Tarapacá – Cóndores en SE Cóndores	STN	220	28-may-20	Decreto	373	2016

N	Empresa	Nombre Proyecto	ST	Nivel de tensión [kV]	Fecha Real de EO	Origen	N° Decreto	Año Decreto
8	Transemel S.A.	Ampliación y cambio de configuración en SE Córdoros 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
10	CGE S.A.	Ampliación en SE Quiani	STZ	66/13.8	10-mayo-21	Decreto	418	2017

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.

En 3, la obra se sitúa en S/E Pozo Almonte 2020 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.

Además, entre 5 a 9, las obras se centran en puntos críticos de la zona, sin embargo, su influencia no ha tenido un impacto significativo en los índices debido a su influencia es más bien indirecta al ser obras a nivel de sistema de transmisión nacional.

Luego, al 2021 se registra la obra 10 la cual deberá ser evaluada al siguiente año de este estudio.

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 2017 y el 2021.

Tabla 5-7: Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2017, 2018, 2019, 2020 y 2021 en la zona de Tocopilla.

Índice de continuidad	Tocopilla							
	Año	Mínimo	Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo	Media	Desviación Estándar
FMIK	2017	0.0	0.0	0.8	1.1	2.6	0.8	0.9
	2018	0.0	0.0	0.0	0.5	2.0	0.3	0.6
	2019	0.0	0.0	0.0	1.5	6.0	1.1	1.7
	2020	0.0	0.0	0.0	0.5	2.0	0.3	0.6
	2021	0.0	0.0	0.5	0.8	7.0	0.8	1.5
TTIK	2017	0.0	0.0	0.4	0.9	5.9	0.9	1.6
	2018	0.0	0.0	0.0	0.1	9.2	0.8	2.1
	2019	0.0	0.0	0.0	3.7	153.3	9.3	31.9
	2020	0.0	0.0	0.0	1.2	67.0	3.9	14.0
	2021	0.0	0.0	0.2	3.4	10.9	2.4	3.6
ENS	2017	0.0	0.0	3.1	14.1	356.0	45.8	103.5
	2018	0.0	0.0	0.0	0.0	723.9	50.8	157.9
	2019	0.0	0.0	0.0	40.7	1457.9	133.8	379.0
	2020	0.0	0.0	0.0	7.0	400.2	40.6	110.1
	2021	0.0	0.0	3.0	79.3	1233.6	97.4	260.5

En la zona de Tocopilla, el índice FMIK promedio menor, registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde a los años 2018 y 2019 equivalente a 0.3 (veces/año). El año 2019 presenta el mayor valor alcanzando 1.1 (veces/año). El año 2021 registra un leve aumento con respecto al año 2020, desde un valor medio de 0.3 a 0.8 (veces/año).

El índice TTIK promedio menor, registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2018 equivalente a 0.8 (horas/año). El año 2019 presenta el mayor valor alcanzando 9.3 (horas/año). El año 2021 registra una leve reducción con respecto al año 2020, desde un valor medio de 3.9 a 2.4 (veces/año).

La ENS promedio menor, registrada en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2020 equivalente a 40.6 (MWh/año). El año 2019 presenta el mayor valor alcanzando 133.8 (MWh/año). El año 2021 registra un aumento con respecto al año 2020, desde un valor medio de 40.6 a 97.4 (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.

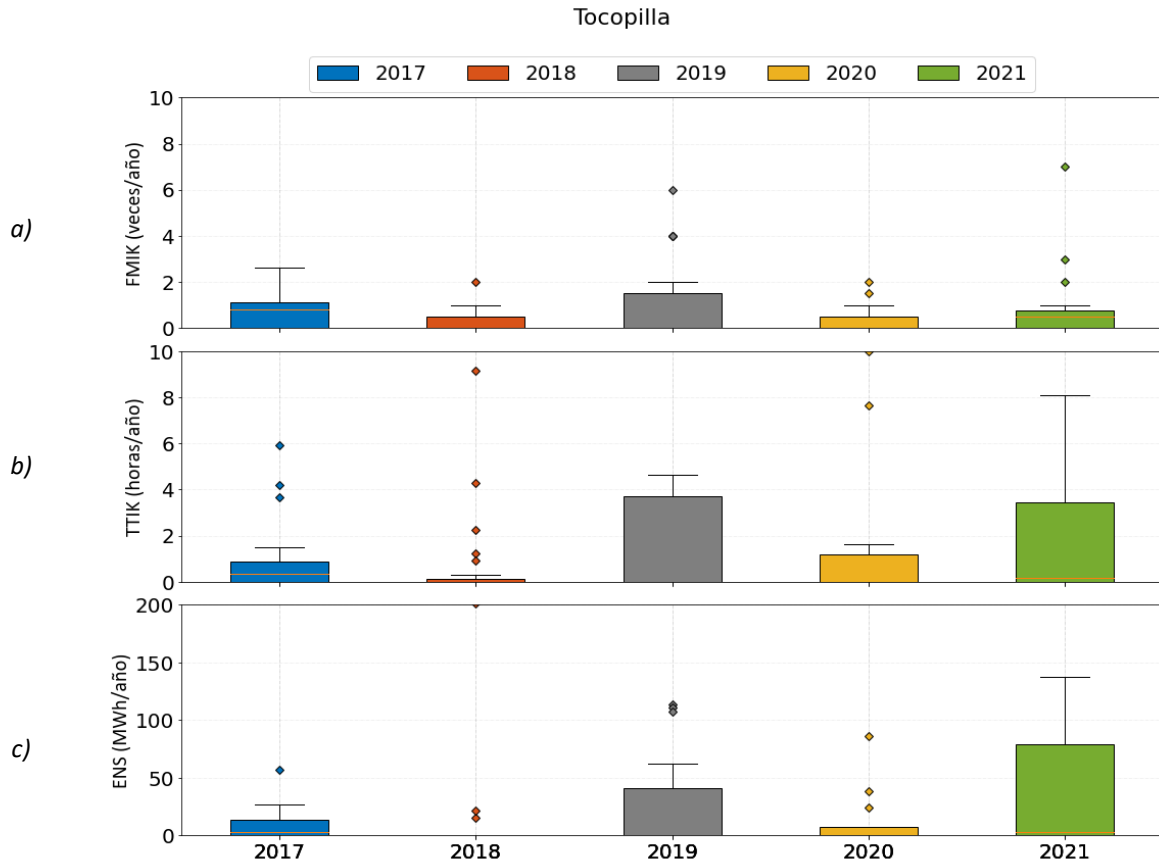


Figura 5-14 Diagrama BoxPlot de los índices de continuidad de Tocopilla; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

Luego, se presentan los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla, donde se destacan (en rojo) las tres causas más significativas para cada índice.

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

Tocopilla		FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
OPE1	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	20.06	44.39	18.55
OPE22	Error en programación	12.18	10.85	33.21
OTR2	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	11.46	6.13	6.03
CLI1	Origen no determinado (trip de interruptor)	8.6	3.05	1.27
OPE11	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	7.25	0.39	0.12
OPE21	Otros	6.67	2.02	5.47
OTR3	Error en conexionado	6.48	3.21	10.76
OPE17	Falta de limpieza en aisladores o terminales	4.3	3.25	7.49
OPE6	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	4.3	1.09	0.42
OPE3	Obstrucción por algas agua refrigeración	3.07	0.27	0.05
ANI1	Temperatura fuera de límites	2.87	1.04	0.09

Tocopilla				
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
VAN3	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	2.87	4.23	1.16
DIS7	Error de personal u operador	2.01	0.21	0.16
DIS1	Robo conductor o equipo	1.43	17.68	4.52
ACC5	Pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales	1.43	0.28	0.05
OPE16	Daño cable de poder	1.43	0.54	0.38
OPE7	Fuga o degradamiento del dieléctrico (ej. SF6, aceite, etc.)	1.43	1.15	9.01
OPE5	Alta presión hogar en unidad generadora	1.08	0.11	0.27
OPE2	Conector suelto o sucio	0.59	0.09	0.88

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

Indicadores de continuidad totales según causas en Tocopilla

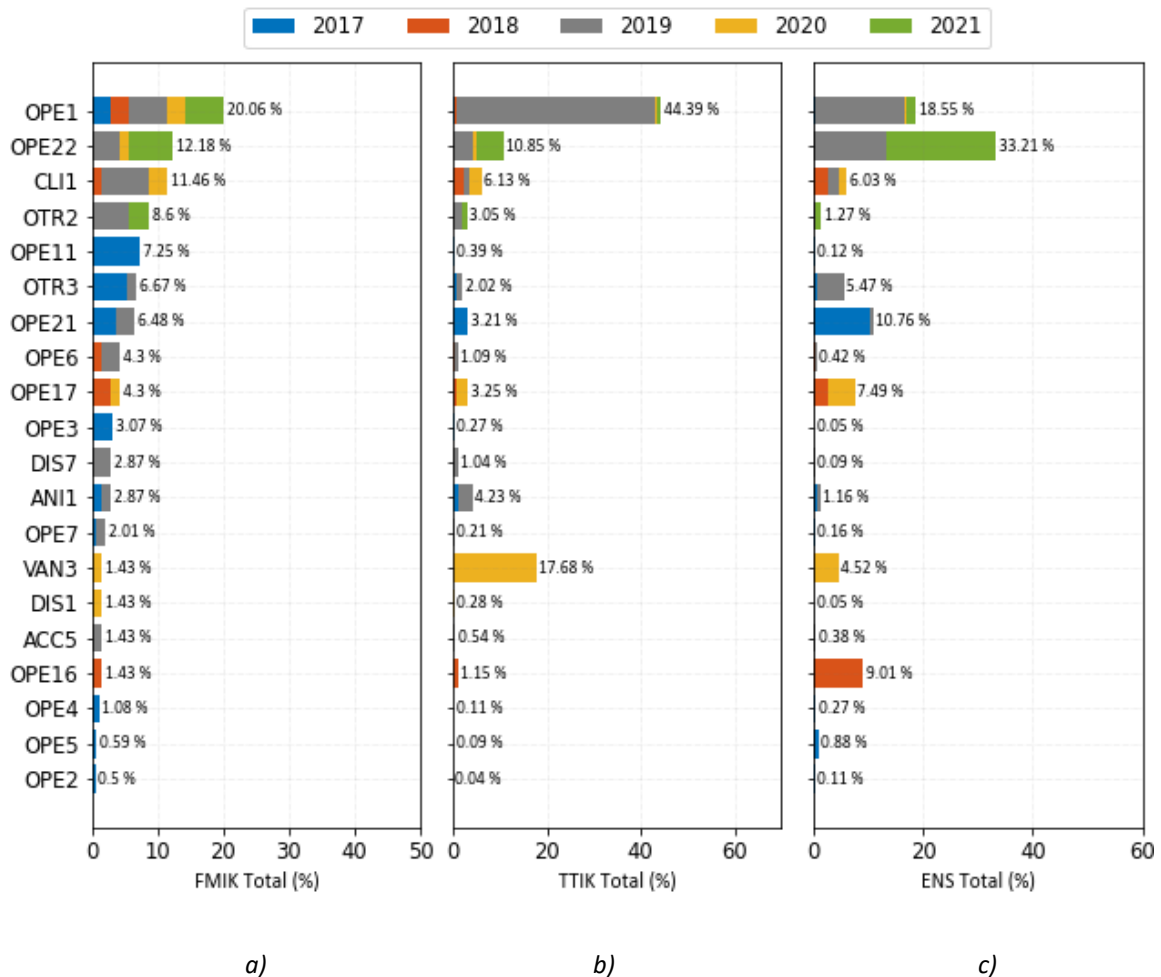


Figura 5-15: Porcentaje del total acumulado en Tocopilla de los índices de continuidad según causa de la falla; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

5.2.2.2 Índices de continuidad (georreferenciación)

Se presentan los índices de continuidad georreferenciados en la zona de Tocopilla entre los años 2017 y 2021.

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 2017 y 2021 en Tocopilla.

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Tocopilla					Media
			2017	2018	2019	2020	2021	
FMIK	CGE	BA S/E CALAMA 23KV - BP1	1.0	1.0	6.0	0.0	3.0	2.2
	CGE	BA S/E TOCOPILLA 5KV	0.0	0.0	1.0	0.0	7.0	1.6
	MINERA SPENCE	BA S/E SPENCE 220KV	1.0	1.0	4.0	0.0	2.0	1.6
	MINERA EL ABRA	BA S/E EL ABRA 220KV	2.2	0.0	4.0	1.0	0.5	1.5
	CODELCO CHILE - DIVISIÓN RADOMIRO TOMIC	BA S/E RADOMIRO TOMIC 220KV-BP1	1.5	2.0	2.0	1.0	1.0	1.5
TTIK	SIERRA GORDA SCM	BA S/E SIERRA GORDA 220KV - BP1	1.5	0.0	153.3	0.0	0.0	31.0
	SQM	BA S/E TAP OFF LA CRUZ 220KV	0.0	0.0	19.1	67.0	0.0	17.2
	MINERA SPENCE	BA S/E SPENCE 220KV	4.2	0.3	21.6	0.0	1.7	5.6
	CGE	BA S/E CALAMA 23KV - BP1	3.7	0.9	4.7	0.0	10.2	3.9
	CODELCO CHILE - DIVISIÓN CHUQUICAMATA	BA S/E CHUQUICAMATA 220KV-BP1	0.4	4.3	0.0	0.0	10.9	3.1
ENS	CODELCO CHILE - DIVISIÓN CHUQUICAMATA	BA S/E CHUQUICAMATA 220KV-BP1	6.1	723.9	0.0	0.0	1233.6	392.7
	MINERA SPENCE	BA S/E SPENCE 220KV	309.1	21.5	1457.9	0.0	113.6	380.4
	SIERRA GORDA SCM	BA S/E SIERRA GORDA 220KV - BP1	238.3	0.0	1185.3	0.0	0.0	284.7
	CGE	BA S/E CALAMA 23KV - BP1	57.0	15.7	114.0	0.0	281.6	93.7
	MINERA EL ABRA	BA S/E EL ABRA 220KV	26.6	0.0	110.6	85.8	238.3	92.3

a) FMIK

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

El año 2021, el punto de control mencionados, el que presenta el mayor índice corresponde a Tocopilla 5 kV con 7.0 (veces/año), principalmente por trabajos en las instalaciones, mantenimiento o limpieza.

En la siguiente figura se presenta el índice FMIK en los puntos de control en la zona de Tocopilla, dando cuenta de su evolución positiva al año 2020, con leves variaciones a nivel general.

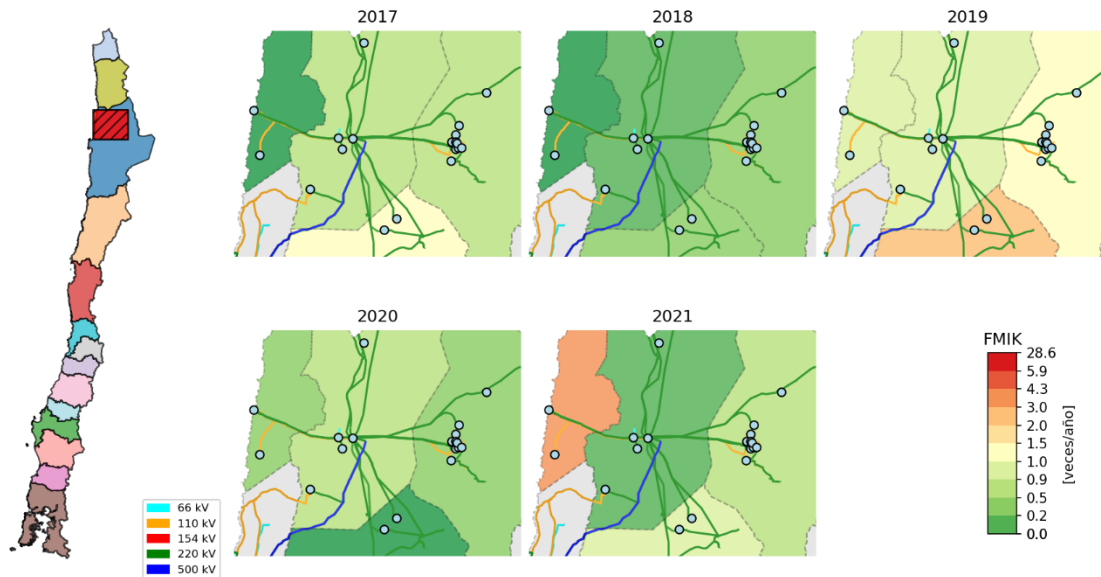


Figura 5-16: FMIK entre 2017 y 2021 georreferenciados en la zona de Tocopilla.

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, Calama 23 kV y Chuquicamata 220 kV BP1, respectivamente.

Con respecto al año 2021, último año analizado en este estudio, de los puntos mencionados se observa que el mayor índice lo presenta Chuquicamata 220 kV BP1, principalmente a una única interrupción ocurrida por error en programación, la que forzó la desconexión del circuito N°2 de la línea 2x220 kV Lagunas – Encuentro, la cual conto con 10.917 horas de interrupción.

En la siguiente figura se presenta el índice TTIK en los puntos de control en la zona de Tocopilla, la que muestra una evolución positiva a niveles generales al año 2021, con algunas alzas específicas en algunos puntos de control, como el mencionado anteriormente.

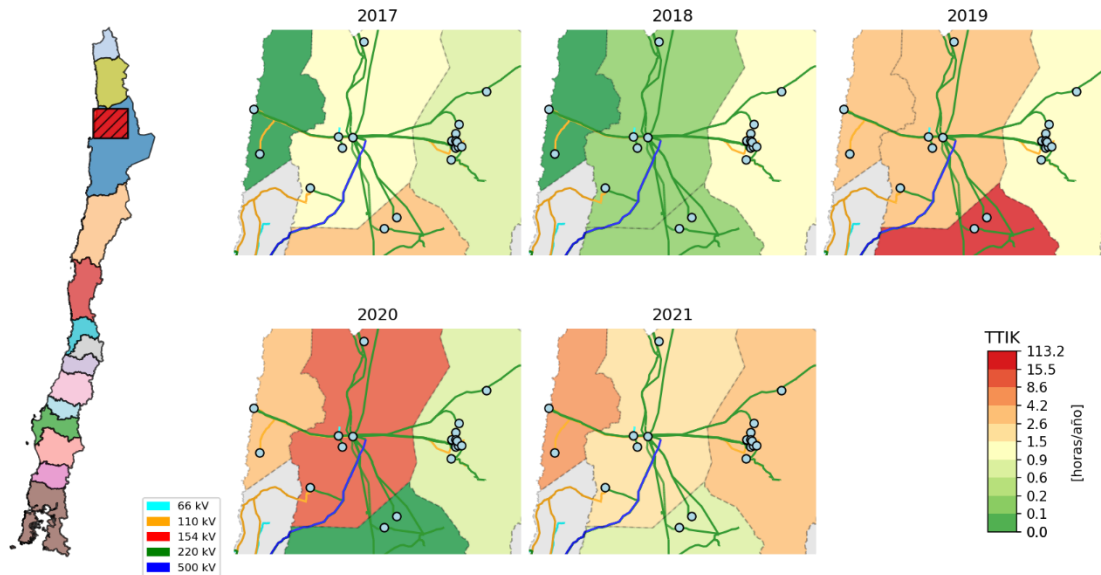


Figura 5-17 TTIK entre 2017 y 2021 presentados en el mapa de la zona de Tocopilla.

c) ENS

Los puntos de control que presentan el mayor promedio acumulado corresponden a, Chuquicamata BP1 220 kV, Spence 220 kV, Sierra Gorda 220 kV, Calama 23 kV BP1 y El Abra 220kV, respectivamente.

Para el año 2021, de los puntos de control mencionados, el valor máximo registrado de ENS corresponde a Chuquicamata 220 kV BP1, debido a la misma falla mencionada en la sección anterior, la que provocó una pérdida de 1233 MWh.

En la siguiente figura se presenta la ENS en los puntos de control en la zona de Tocopilla, donde destaca la merma significativa de este índice a partir del 2020 al 2021, principalmente debido al evento mencionado anteriormente.

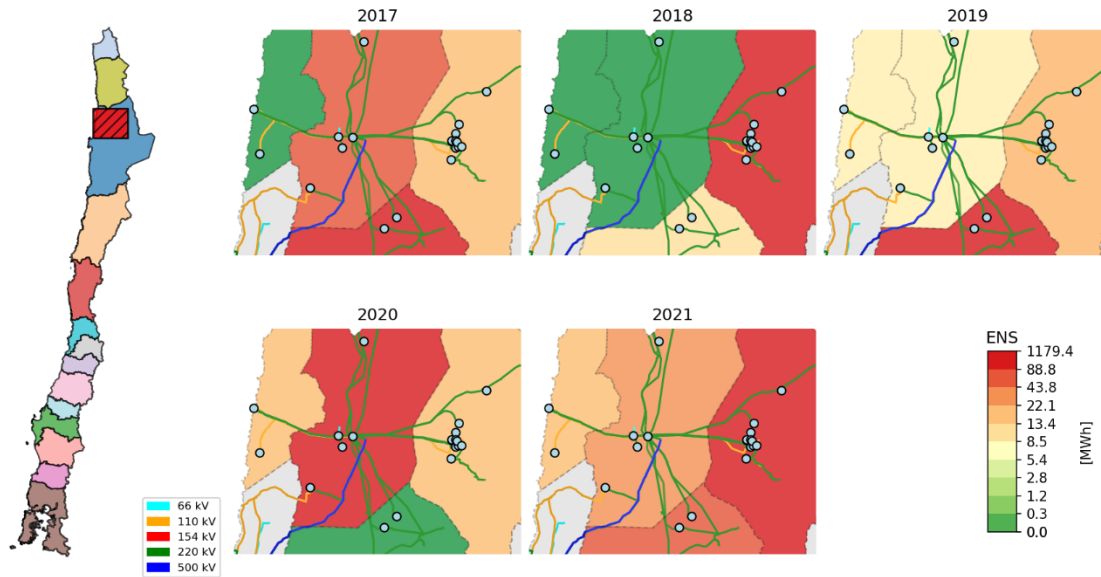


Figura 5-18: ENS entre 2017 y 2021 georreferenciados en la zona de Tocopilla.

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 2021 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		
8	Centinela Transmisión S.A.	SE Seccionadora Centinela 220 kV y extensión línea 1x220 kV y extensión línea 1x220 kV Encuentro - El Tesoro	STN	220	05-ago-21	Decreto	422	2017

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.

Los puntos del 4 al 7 corresponde a obras con entrada en operación el año 2020, cuya influencia no representa un impacto significativo en los índices de la zona. Luego, el punto 8 hizo su ingreso ya al 2021, y su evaluación corresponde al estudio del siguiente año.

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 2017 y el 2021.

Tabla 5-11: Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2017, 2018, 2019, 2020 y 2021 en la zona de Antofagasta.

Índice de continuidad	Año	Antofagasta						Desviación Estándar
		Mínimo	Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo	Media	
FMIK	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	1.2
	2019	0.0	0.0	1.0	2.0	6.0	1.1	1.4
	2020	0.0	0.0	0.0	1.0	7.0	0.9	1.5
	2021	0.0	0.0	0.0	1.0	5.0	0.7	1.0
TTIK	2017	0.0	0.0	0.0	0.8	25.3	1.8	4.9
	2018	0.0	0.0	0.0	0.2	14.8	1.8	3.7
	2019	0.0	0.0	0.4	5.7	58.0	4.8	9.7
	2020	0.0	0.0	0.0	1.1	60.3	3.7	10.8
	2021	0.0	0.0	0.0	3.0	22.6	3.5	6.0
ENS	2017	0.0	0.0	0.0	7.5	270.0	18.3	49.2
	2018	0.0	0.0	0.0	1.9	119.5	8.1	20.6
	2019	0.0	0.0	1.7	13.1	621.6	41.6	99.9
	2020	0.0	0.0	0.0	5.2	297.8	19.7	54.3
	2021	0.0	0.0	0.0	21.2	244.7	25.2	58.5

En la zona de Antofagasta, el índice FMIK promedio menor, registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde a los años 2018 equivalente a 0.6 (veces/año). El año 2019 presenta el mayor valor alcanzando 1.1 (veces/año). El año 2021 registra un leve descenso con respecto al año 2020, desde un valor medio de 0.9 a 0.7 (veces/año).

El índice TTIK promedio menor, registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde a los años 2017 y 2018 equivalente a 1.8 (horas/año). El año 2019 presenta el mayor valor alcanzando 4.8 (horas/año). El año 2021 registra una leve reducción con respecto al año 2020, desde un valor medio de 3.7 a 3.5 (veces/año).

La ENS promedio menor, registrada en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2018 equivalente a 8.1 (MWh/año). El año 2019 presenta el mayor valor alcanzando 41.6 (MWh/año). El año 2021 registra un aumento con respecto al año 2020, desde un valor medio de 19.7 a 25.2 (MWh/año).

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

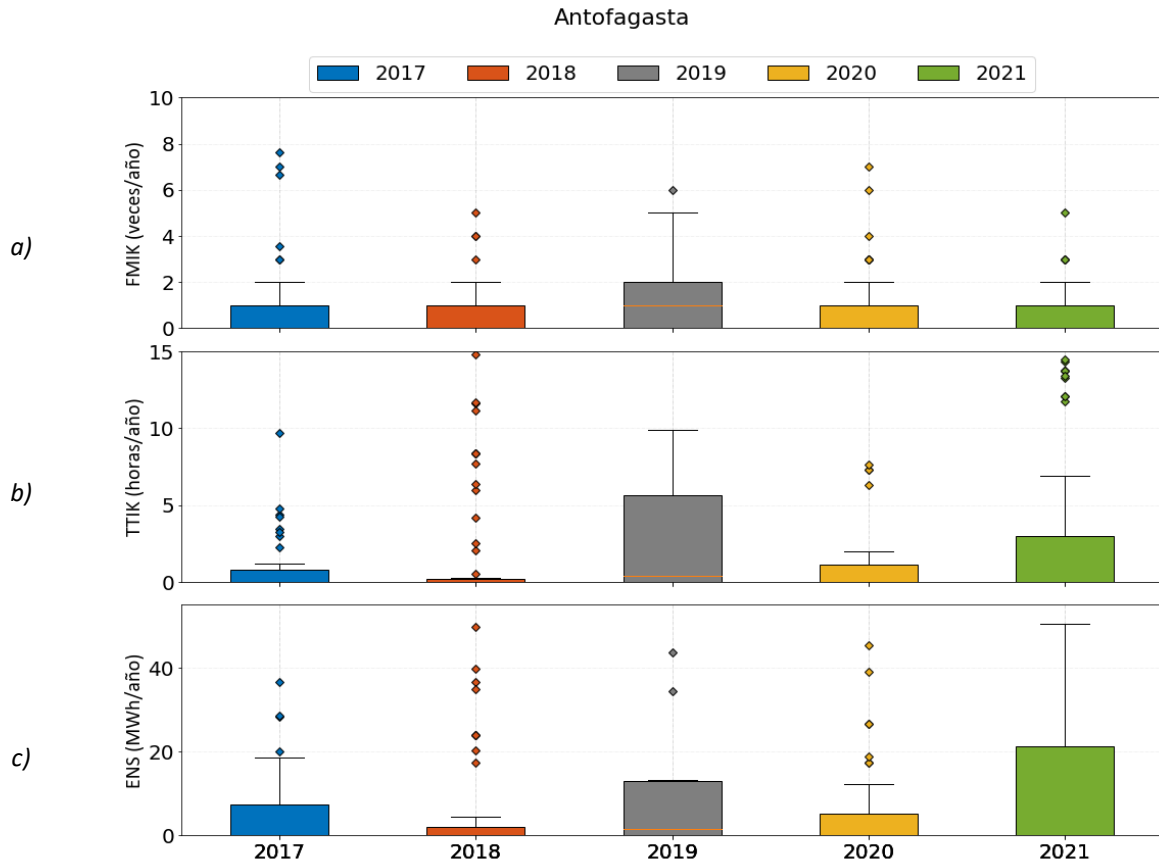


Figura 5-19 Diagrama BoxPlot de los índices de continuidad de Antofagasta; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

Luego, se presentan los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla, donde se destacan (en rojo) las tres causas más significativas para cada índice.

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

Antofagasta					
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)	
ANI1	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	15.84	9.27	8.52	
DIS1	Pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales	15.02	11.83	7.87	
OPE1	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	9.83	11.10	10.89	
OPE10	Falla de material, por fatiga de material o mala calidad	8.82	19.09	14.78	
OTR2	Origen no determinado (trip de interruptor)	7.92	4.05	3.58	
OPE7	Error de personal u operador	7.60	0.83	1.68	
OPE11	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	5.47	15.88	15.53	
OPE6	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	4.87	2.49	3.11	
CLI1	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	4.34	4.36	11.62	
OTR3	Otros	4.31	0.90	1.45	
OPE5	Conector suelto o sucio	2.84	7.36	11.83	

Antofagasta					
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)	
ACC3	Choque de vehículo a poste	2.23	6.34	1.61	
ACC2	Falla originada en terceros (accidentes, interferencias, rodado, deslizamiento de tierra, juegos, etc.)	2.03	0.30	0.35	
OPE9	Pérdida de aislación debido a contaminación por actividades de terceros	1.76	2.00	1.67	
DIS2	Crecimiento de la demanda no evaluado	1.62	0.20	1.06	
OPE18	Violación de distancia eléctrica	0.81	1.75	0.85	
OPE21	Error en conexionado	0.81	0.18	0.62	
OPE2	Run back en unidad generadora	0.43	0.07	0.31	
DIS6	Ruptura de capacidad dieléctrica	0.41	0.08	0.03	
CLI2	Objeto llevado por el viento hacia los conductores	0.41	0.18	0.97	
OPE22	Error en programación	0.41	0.01	0.06	
AUT1	Desconexión debido a una emergencia, para evitar riesgos a personas o cosas	0.41	0.50	0.55	
ARB2	Caída de árbol sobre línea o instalación	0.41	1.00	0.43	
OPE17	Falta de limpieza en aisladores o terminales	0.41	0.05	0.01	
DIS4	Activación sobre presión en transformador	0.41	0.11	0.20	
DIS7	Temperatura fuera de límites	0.18	0.01	0.03	
OPE3	Obstrucción por algas agua refrigeración	0.17	0.03	0.20	

Adicionalmente, se presenta en la siguiente gráfica los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla y subdividida en los años que comprende este estudio en la zona de Antofagasta.

Indicadores de continuidad totales según causas en Antofagasta

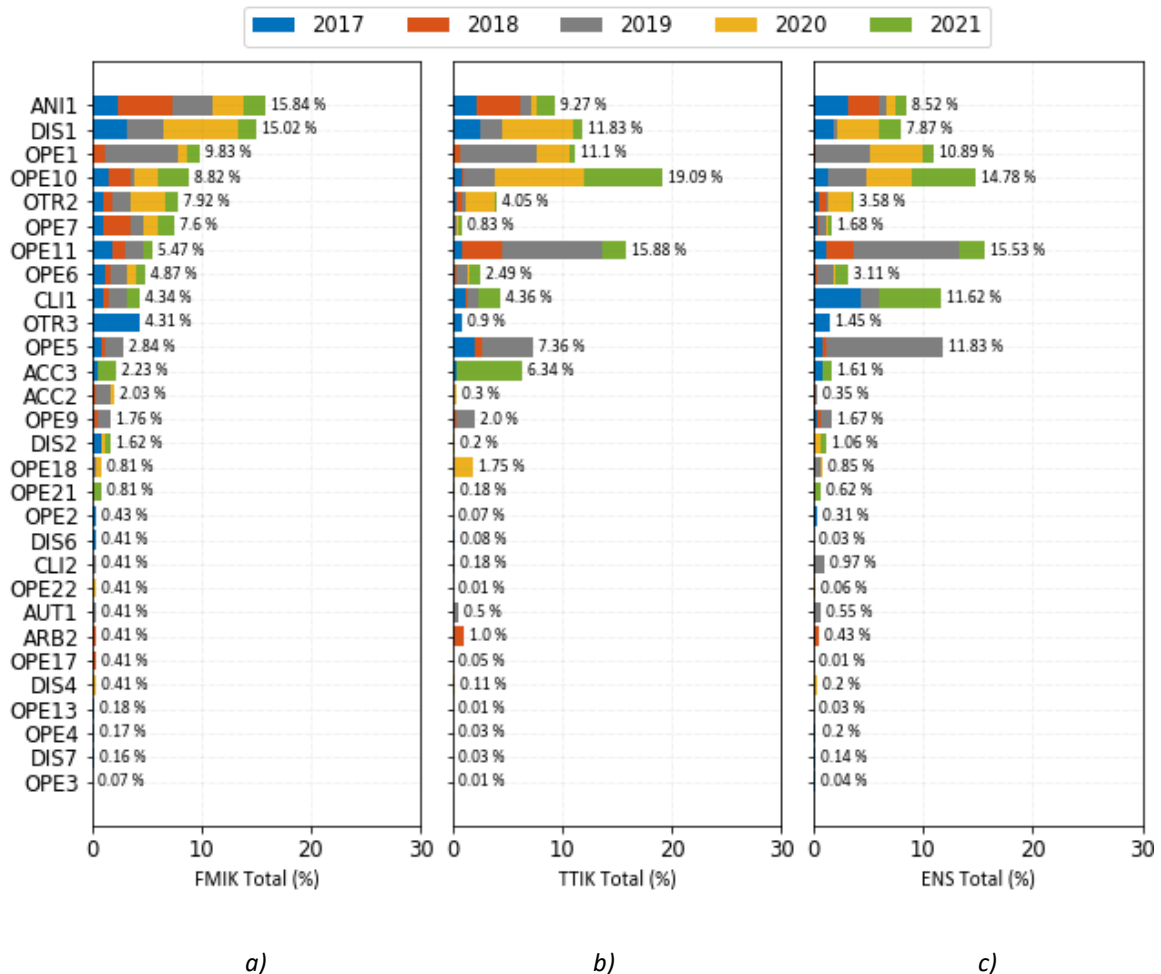


Figura 5-20: Porcentaje del total acumulado en Antofagasta de los índices de continuidad según causa de la falla; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

5.2.3.2 Índices de continuidad (georreferenciación)

Se presentan los índices de continuidad georreferenciados en la zona de Antofagasta entre los años 2017 y 2021.

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 2017 y 2021 en Antofagasta.

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Antofagasta					Media
			2017	2018	2019	2020	2021	
FMIK	CGE	BA S/E LA PORTADA 110KV - BP	0.0	5.0	5.0	4.0	5.0	3.8
	MINERA MICHILLA	BA S/E EL LINCE 110KV	0.0	2.0	3.0	7.0	2.0	2.8
	CGE	BA S/E MEJILLONES 23KV	7.0	4.0	0.0	1.0	2.0	2.8

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Antofagasta					Media
			2017	2018	2019	2020	2021	
	MINERA MERIDIAN	BA S/E EL PEÑÓN 66KV	3.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.2
	MINERA ATACAMA MINERALS	BA S/E AGUAS BLANCAS 13.8KV	2.0	4.0	1.0	3.0	1.0	2.2
TTIK	MINERA MERIDIAN	BA S/E EL PEÑÓN 66KV	18.0	6.3	58.0	19.7	21.2	24.6
	MINERA MICHILLA	BA S/E EL LINCE 110KV	0.0	11.7	18.8	47.0	2.3	16.0
	SAESA	BA S/E ARMAZONES 23KV	0.0	2.5	0.2	60.3	1.6	12.9
	CGE	BA S/E MEJILLONES 23KV	20.1	11.6	0.0	1.1	14.4	9.5
	MINERA ESCONDIDA	BA S/E TAP OFF ESTACIÓN DE BOMBEO N°3 4.16KV	0.0	0.0	26.8	0.0	6.9	6.7
ENS	MINERA MERIDIAN	BA S/E EL PEÑÓN 66KV	182.5	70.6	621.6	208.9	237.7	264.3
	CGE	BA S/E LA PORTADA 110KV - BP	0.0	49.7	34.4	97.6	166.2	69.6
	MINERA ESCONDIDA	BA S/E ESCONDIDA 220KV-BP1	6.6	0.0	293.6	0.0	30.4	66.1
	MINERA MICHILLA	BA S/E EL LINCE 110KV	0.0	2.4	107.1	190.0	9.7	61.8
	MINERA ESCONDIDA	BA S/E LIXIVIACIÓN 69KV - BS	0.0	0.0	0.0	297.8	0.0	59.6

a) FMIK

Los puntos de control con mayor promedio acumulado en el índice FMIK corresponden a, La Portada 23 kV, El Lince 110 kV, Mejillones 23 kV, El Peñón 66 kV y Aguas Blancas 13.8 kV, respectivamente.

En el año 2021, el punto de control de mayor registro de los mencionados corresponde a El Portada 110 kV, con un FMIK de 5.0 (veces/año), donde las principales causas obedecen a trabajos en instalaciones, mantención o limpieza y/o a desconexión debido a falla en instalaciones de distribución.

En la siguiente figura se presenta el índice FMIK en los puntos de control en la zona de Antofagasta, mostrando leves variaciones al alza o la baja del FMIK de manera generalizada, sin mostrar una tendencia marcada en puntos de control específicos.

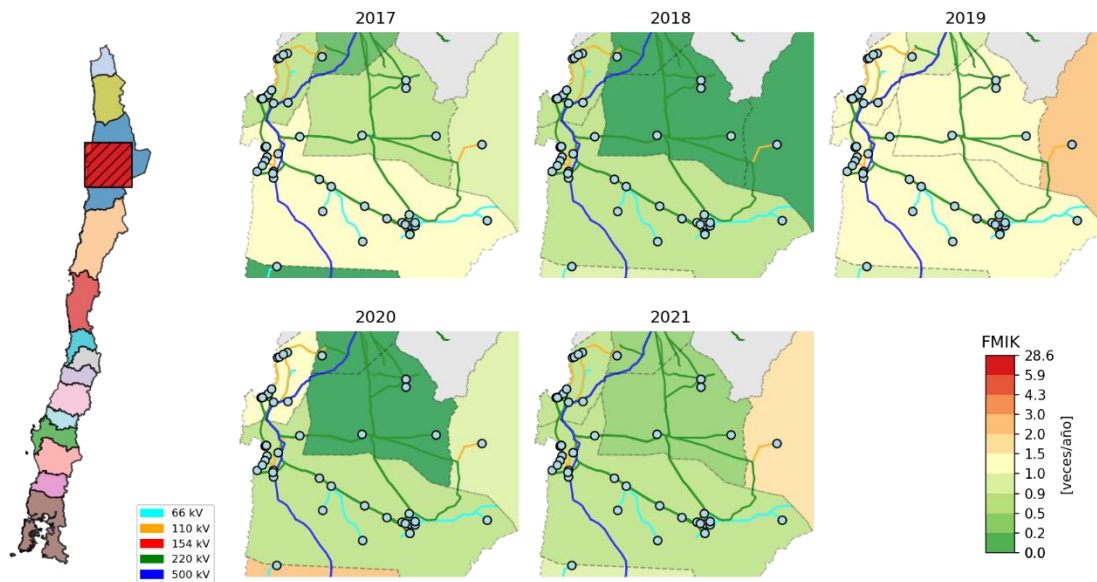


Figura 5-21: FMIK entre 2017 y 2021 georreferenciados en la zona de Antofagasta.

b) TTIK

Los puntos de control con mayor promedio acumulado de TTIK corresponden a El Peñón 66 kV, El Lince 110 kV, Armazones 23 kV, Mejillones 23 kV y Tap Off Estación Bombeo N°3 4.16 kV, respectivamente.

Respecto al año 2021, último en integrarse en este estudio, el mayor valor entre los puntos de control mencionados es alcanzado en El Peñón 66 kV, con interrupciones de hasta 11.75 horas debido a falla de material, por fatiga de material o mala calidad, provocando así la apertura de la línea 220 kV O'Higgins – Domeyko.

En la siguiente figura se presenta el índice TTIK en los puntos de control en la zona de Antofagasta, mostrando ligeras variaciones al alza y a la baja de este índice entre el 2020 y el 2021.

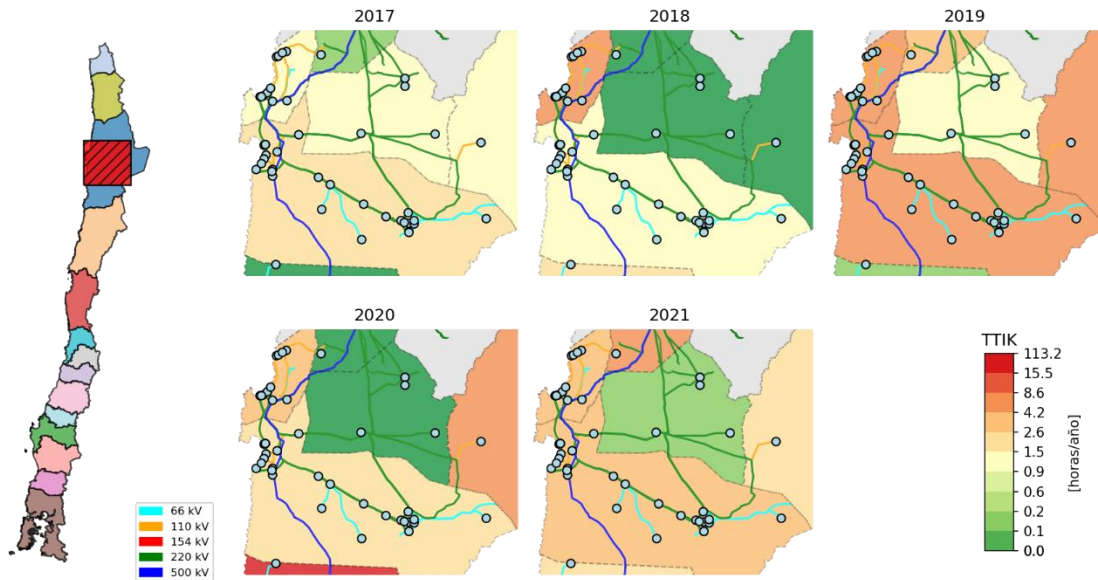


Figura 5-22 TTIK entre 2017 y 2021 presentados en el mapa de la zona de Antofagasta.

c) ENS

Los puntos de control con mayor promedio acumulado de ENS corresponden a El Peñón 66 kV, La Portada 110 kV BP1, Escondida 220 KV BP1, El Lince 110 kV y Lixiviación 69 kV, respectivamente

En el año 2021, el mayor registro entre los puntos mencionados corresponde al punto el Peñón 66 kV, asociado a fallas de falla de material, provocando pérdidas de hasta 145.418 MWh.

En la siguiente figura se presenta la ENS en los puntos de control en la zona de Antofagasta, mostrando una leve alza de este índice en la mayor parte de la zona entre el año 2021 con respecto al año 2020.

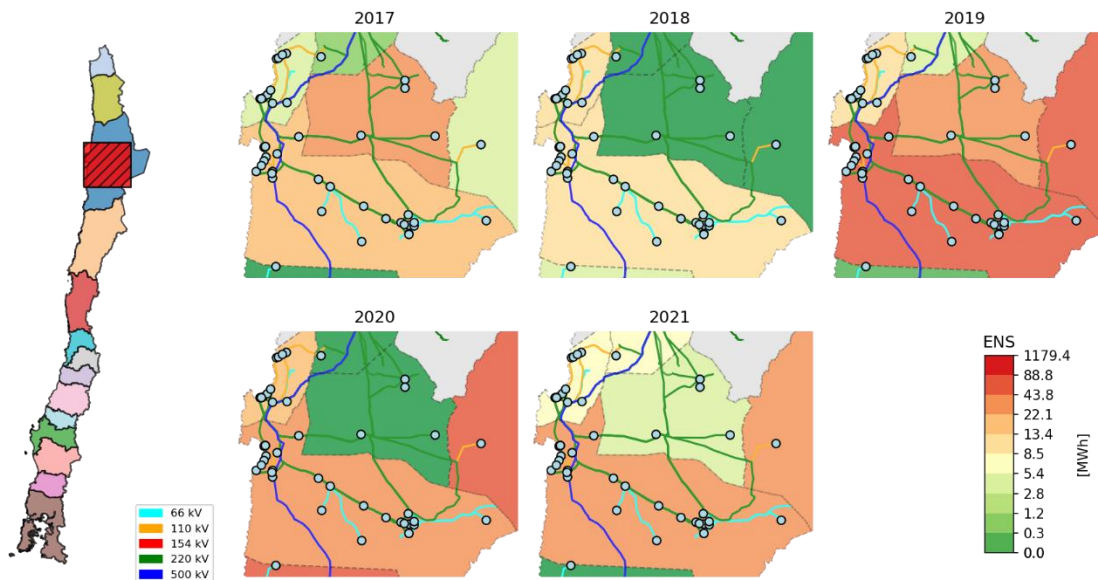


Figura 5-23: ENS entre 2017 y 2021 georreferenciados en la zona de Antofagasta.

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 2021 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	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
5	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
6	Enel Green Power Chile S.A.	Conexión Definitiva Sierra Gorda, Línea 220kV El Arriero Sierra Gorda	STD	220	08-sept-20	DC		
7	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Ampliación SE Calama Nueva	STZ	220/110/23	30-jul-21	Decreto	418	2017
8	CGE S.A.	Ampliación en SE Calama	STZ	220/110/23	30-nov-21	Decreto	418	2017
9	TSGF SpA	S/E Seccionadora Ana María 220 kV, Línea Encuentro – Lagunas 2x220 kV	STN	220	16-08-2021	DC		
10	Engie Energía Chile S.A.	Nueva línea 2x220 kV entre S/E Nueva Chuquicamata - S/E Calama - Etapa 2	STN	220	06-12-2021	Decreto	422	2017

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

Las obras 1 al 3 no inciden directamente en los índices de continuidad. Las obras 4 y 5 podrían haber influido positivamente de forma indirecta en la mejora de los índices a nivel general.

Además, la obra 6 corresponde a una obra cuyo punto de control consta de índices de continuidad bajos, por porque su influencia se evaluará en estudios posteriores.

Finalmente, la obra 7 a la 10 poseen entradas en operación en el año 2021, por lo que se deben analizar 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 2017 y el 2021.

Tabla 5-15: Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2017, 2018, 2019, 2020 y 2021 en la zona de Copiapó.

Índice de continuidad	Año	Copiapó						Desviación Estándar
		Mínimo	Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo	Media	
FMIK	2017	0.0	1.4	3.0	5.0	14.0	3.5	3.2
	2018	0.0	0.0	0.0	1.1	11.0	1.4	2.5
	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	0.8	1.4
	2021	0.0	0.0	0.6	2.0	6.0	1.2	1.6
TTIK	2017	0.0	1.7	4.8	7.4	365.9	20.5	63.8
	2018	0.0	0.0	0.0	1.8	51.0	2.9	8.6
	2019	0.0	0.0	0.0	5.0	31.6	3.2	6.1
	2020	0.0	0.0	0.0	2.2	22.4	2.9	6.1
	2021	0.0	0.0	0.2	2.5	31.6	2.9	6.5
ENS	2017	0.0	2.4	26.8	66.0	29371.1	770.1	4297.6
	2018	0.0	0.0	0.0	4.9	202.8	14.8	43.9
	2019	0.0	0.0	0.0	14.9	229.3	14.8	37.3
	2020	0.0	0.0	0.0	6.7	208.8	19.8	50.2
	2021	0.0	0.0	0.5	9.3	176.5	13.2	31.6

En la zona de Copiapó, el índice FMIK promedio menor, registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde a los años 2019 equivalente a 0.7 (veces/año). El año 2017 presenta el mayor valor alcanzando 3.5 (veces/año). El año 2021 registra un leve aumento con respecto al año 2020, desde un valor medio de 0.8 a 1.2 (veces/año).

El índice TTIK promedio menor, registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde a los años 2018, 2020 y 2021 equivalente a 2.9 (horas/año). El año 2017 presenta el mayor valor alcanzando 20.5 (horas/año). El año 2021 no registra variación con respecto al año 2020.

La ENS promedio menor, registrada en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2021 equivalente a 13.2 (MWh/año). El año 2017 presenta el mayor valor alcanzando 770.1 (MWh/año). El año 2021 registra un descenso con respecto al año 2020, desde un valor medio de 19.8 a 13.2 (MWh/año).

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

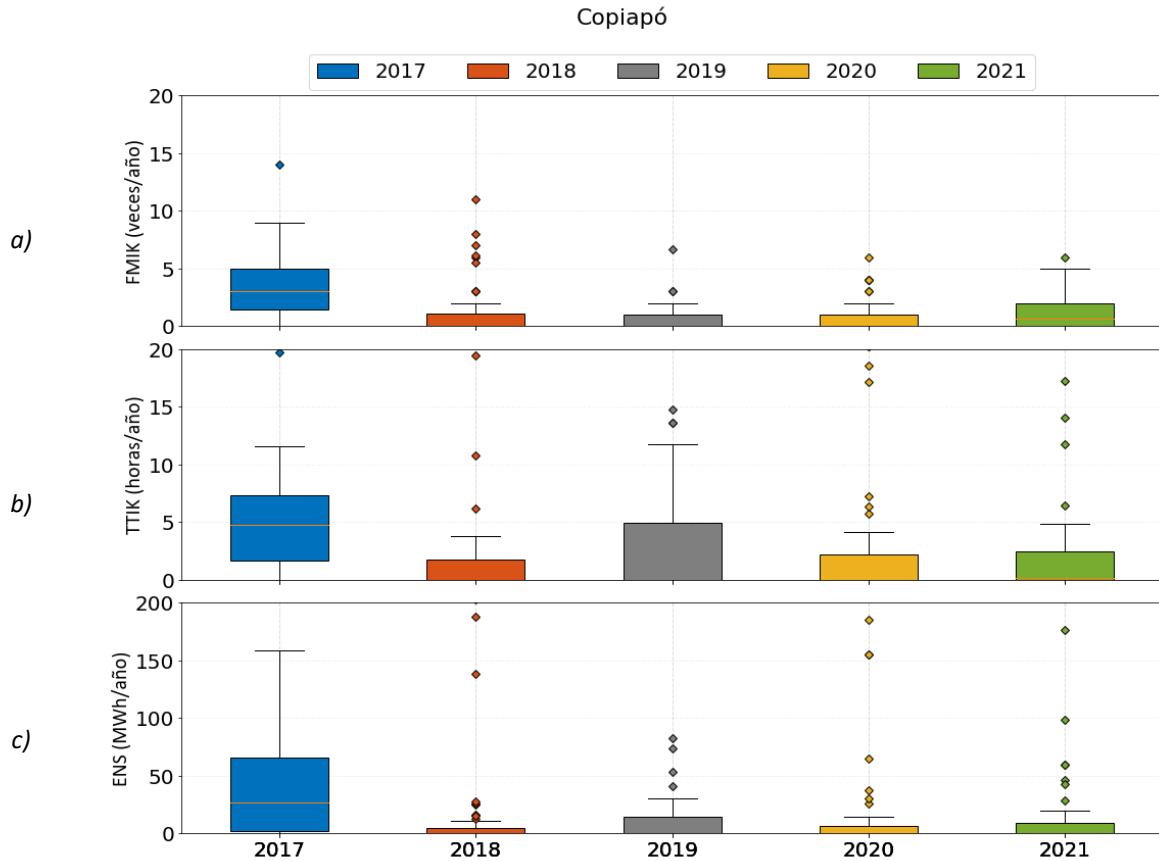


Figura 5-24 Diagrama BoxPlot de los índices de continuidad de Copiapó; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

Luego, se presentan los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla, donde se destacan (en rojo) las tres causas más significativas para cada índice.

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

Copiapó				
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
ANI1	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	18.78	4.14	0.86
OPE17	Falta de limpieza en aisladores o terminales	12.97	4.20	3.40
OTR2	Origen no determinado (trip de interruptor)	12.89	4.70	0.92
OPE1	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	11.21	3.68	0.89
DIS6	Ruptura de capacidad dieléctrica	10.96	15.52	22.44
OPE11	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	4.87	1.55	0.36
OPE6	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	4.22	1.11	0.11
OTR3	Otros	3.80	2.29	1.06
CLI1	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	2.71	50.73	67.00
OPE7	Error de personal u operador	2.41	0.08	0.04
DIS1	Pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales	2.17	3.32	0.45
OPE13	Maquinaria de trabajo pesado	2.11	2.62	0.60

		Copiapó		
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
OPE10	Falla de material, por fatiga de material o mala calidad	1.77	1.02	0.21
CLI2	Objeto llevado por el viento hacia los conductores	1.51	0.64	0.17
OTR1	Súbito aumento de demanda	1.51	0.03	0.00
INC1	Incendio bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado, ej. quema de pastizal)	0.90	1.50	0.64
ACC3	Choque de vehículo a poste	0.90	0.03	0.02
OPE4	Alta presión hogar en unidad generadora	0.60	0.01	0.00
VAN1	Objeto, alambre o cadena lanzada	0.60	0.26	0.04
AUT1	Desconexión debido a una emergencia, para evitar riesgos a personas o cosas	0.57	0.07	0.09
VAN2	Atentado/explosivos/sabotaje	0.43	0.89	0.29
OPE9	Pérdida de aislación debido a contaminación por actividades de terceros	0.30	0.30	0.30
OPE16	Fuga o degradamiento del dieléctrico (ej. SF6, aceite, etc.)	0.30	0.13	0.00
OPE18	Violación de distancia eléctrica	0.30	0.03	0.02
OPE19	Explosión de equipos	0.30	0.72	0.02
OPE21	Error en conexionado	0.30	0.01	0.00
OPE22	Error en programación	0.30	0.35	0.02
VAN3	Robo conductor o equipo	0.30	0.06	0.01

Adicionalmente, se presenta en la siguiente gráfica los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla y subdividida en los años que comprende este estudio en la zona Copiapó.

Indicadores de continuidad totales según causas en Copiapó

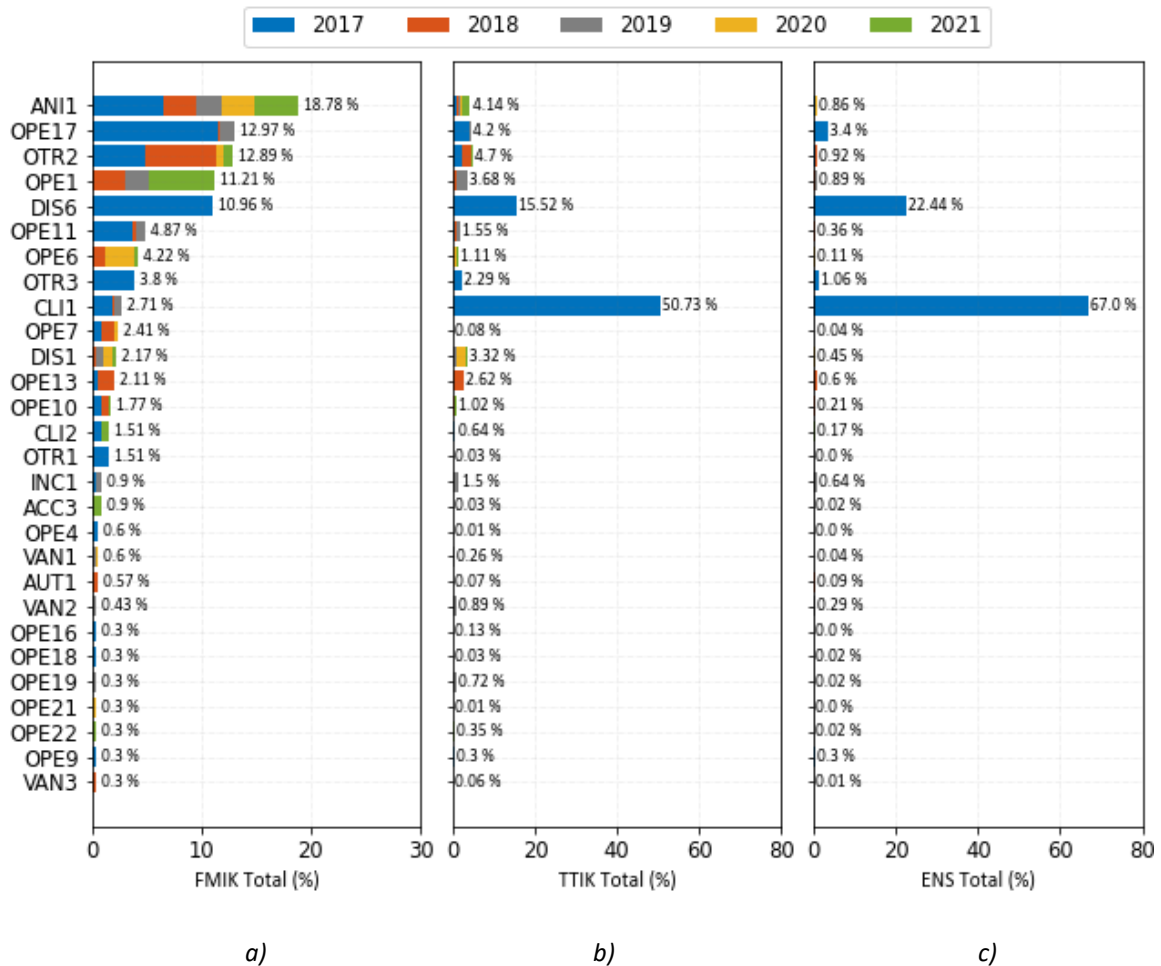


Figura 5-25: Porcentaje del total acumulado en Copiapó de los índices de continuidad según causa de la falla; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

5.2.4.2 Índices de continuidad (georreferenciación)

Se presentan los índices de continuidad georreferenciados en la zona de Copiapó entre los años 2017 y 2021.

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 2017 y 2021 en Copiapó.

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Copiapó					Media
			2017	2018	2019	2020	2021	
FMIK	CGE	BA S/E TALTAL (ELECDA) 13.2KV	14.0	11.0	6.6	3.0	6.0	8.1
	CGE	BA S/E CHANARAL 13.8KV	9.0	6.0	1.0	4.0	1.0	4.2
	CGE	BA S/E EL SALADO 23KV	9.0	7.0	0.0	3.0	0.0	3.8

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Copiapó					Media
			2017	2018	2019	2020	2021	
	MINERA LAS CENIZAS	BA S/E LAS LUCES 110KV	8.0	3.0	0.3	1.0	5.0	3.5
	CAP CMP	BA S/E PELLETS 110KV	8.4	6.1	1.0	1.0	0.0	3.3
TTIK	MINERA LUMINA COPPER	BA S/E CASERONES 220KV BARRA 1A	365.9	0.0	0.0	0.0	0.0	73.2
	MINERA LUMINA COPPER	BA S/E JORQUERA 220KV	241.4	0.0	0.0	0.0	0.0	48.3
	MINERA LUMINA COPPER	BA S/E CASERONES 220KV BARRA 1C	103.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.6
	ANGLO AMERICAN NORTE - MANTOVERDE	BA S/E DIEGO DE ALMAGRO 110KV B2	36.4	0.0	0.0	20.2	0.0	11.3
	CGE	BA S/E VALLENAR 13.2KV	2.1	19.4	6.8	22.4	4.1	10.9
ENS	MINERA LUMINA COPPER	BA S/E CASERONES 220KV BARRA 1A	29371.1	0.0	0.0	0.0	0.0	5874.2
	MINERA LUMINA COPPER	BA S/E CASERONES 220KV BARRA 1C	3679.3	0.0	0.0	0.0	0.0	735.9
	ANGLO AMERICAN NORTE - MANTOVERDE	BA S/E DIEGO DE ALMAGRO 110KV B2	617.4	0.0	0.0	155.2	0.0	154.5
	MINERA LUMINA COPPER	BA S/E JORQUERA 220KV	720.8	0.0	0.0	0.0	0.0	144.2
	MINERA CANDELARIA	BA S/E MINERA LA CANDELARIA 220KV B1	490.1	1.4	0.0	0.0	11.3	100.6

a) FMIK

Los puntos de control con mayor promedio en el FMIK se encuentran en Taltal 13.2 kV, Chañaral 13.8 kV, El Salado 23 kV, Las Luces 110 kV y Pellets 110 kV, respectivamente; los cuales no tienen redundancia de vínculo de transmisión. Además, Las Luces 110 kV y Taltal 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 2021, el valor más alto corresponde a Taltal con un índice de 6.0 (veces/año). La causa principal es debido a fallas ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro).

En la siguiente figura se presenta el índice FMIK en los puntos de control en la zona de Copiapó, se muestra el alza de este índice a partir del año 2019, leves fluctuaciones tanto al alza como a la baja entre el 2020 y 2021 de manera disgregada.

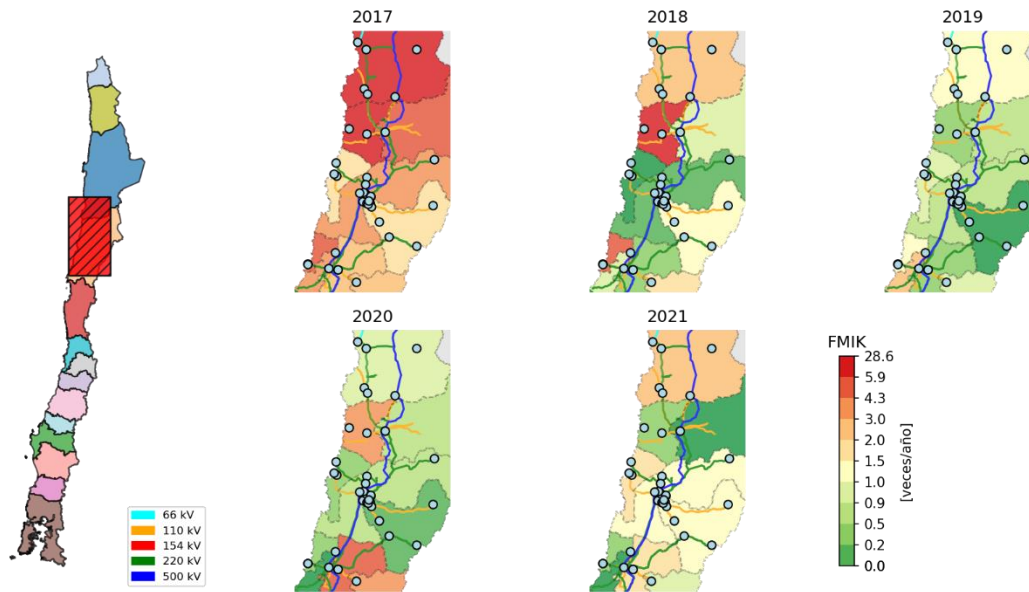


Figura 5-26: FMIK entre 2017 y 2021 georreferenciados en la zona de Copiapó.

b) TTIK

Los mayores valores medios acumulados de TTIK registraron en Caserones 220 kV 1A, Jorquera 220 kV, Caserones 220 kV 1C, Diego de Almagro 110 kV B2 y Vallenar 13.2 kV, respectivamente.

Con respecto al año 2021, el mayor registro corresponde a Vallenar 13.2 kV, con registros de interrupción de hasta 3 horas, principalmente por trabajos en las instalaciones.

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 algunas variaciones significativas en puntos de control puntuales al 2021, como el mencionado anteriormente.

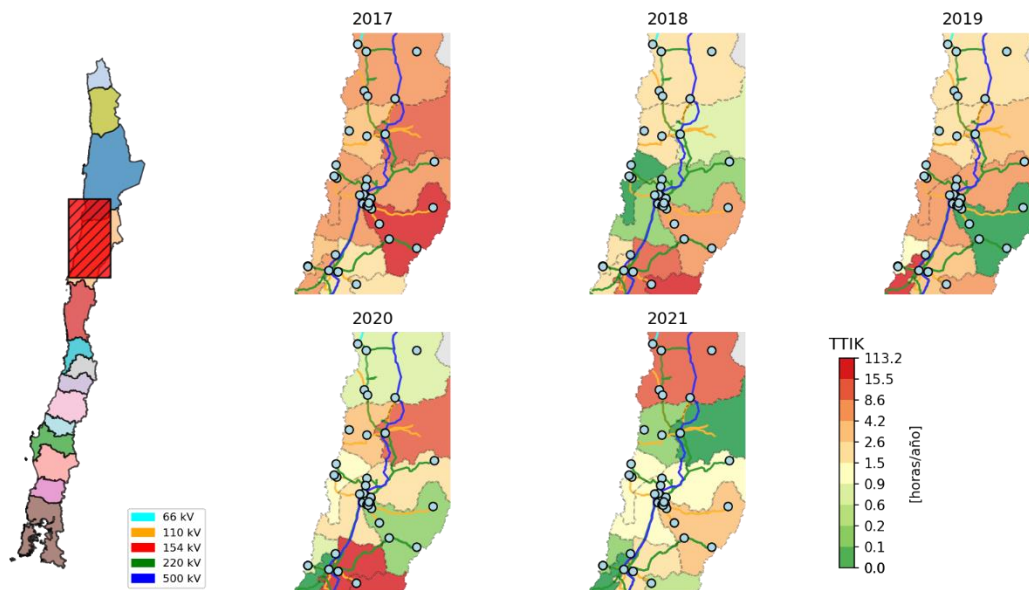


Figura 5-27 TTIK entre 2017 y 2021 presentados en el mapa de la zona de Copiapó.

c) ENS

Los puntos de control con mayor promedio acumulado de ENS se encuentran en Caserones barras 1A, 1C 220 kV, Diego de Almagro 110 kV, Jorquera 220 kV y Minera La Candelaria 220 kV B1, respectivamente.

Para el año 2021, el mayor registro de los puntos mencionados corresponde a Minera La Candelaria 220 kV B1, debido a una única interrupción de 11.3 MWh, ante la falla de la línea 220 kV Cardones – Minera La Candelaria ante trabajos programados.

En la siguiente figura se presenta la ENS en los puntos de control en la zona de Copiapó, mostrando algunos alzas y descensos significativos de manera disgregada entre los dos últimos años de estudios.

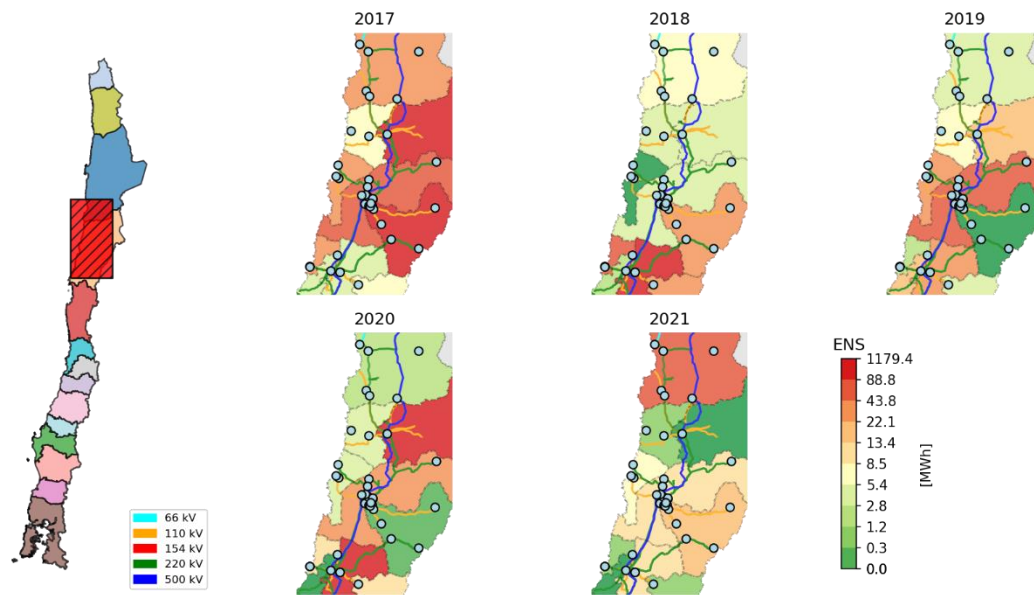


Figura 5-28: ENS entre 2017 y 2021 georreferenciados en la zona de Copiapó.

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 2021 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	STN	550/220	19-oct-18			

N	Empresa	Nombre Proyecto	ST	Nivel de tensión [kV]	Fecha Real De EO	Origen	N° Decreto	Año Decreto
		Autotransformadores 1x750 MVA 500/220 Kv (Etapa 1)						
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
5	Diego de Almagro Transmisora de Energía S.A.	Ampliación en S/E Illapa 220 kV	STN	220	09-feb-21	Art. 102		
6	Transelec S.A.	Aumento de Capacidad de Línea 1X110 kV Maitencillo – Algarrobo	STZ	110	10-nov-21	Decreto	418	2017
7	Interchile S.A.	Ampliación S/E Nueva Maitencillo 220 kV	STN	220	15-dic-21	Decreto	373	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.

Finalmente, a partir de la obra 5 y hasta 7, son entradas en el 2021 por que su análisis es a partir de estudios posteriores.

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 2017 y el 2021.

Tabla 5-19: Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2017, 2018, 2019, 2020 y 2021 en la zona de Coquimbo.

Índice de continuidad	Año	Coquimbo						Desviación Estándar
		Mínimo	Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo	Media	
FMIK	2017	0.0	0.0	1.0	3.0	11.9	1.7	2.3
	2018	0.0	0.0	0.0	1.0	7.0	0.9	1.7
	2019	0.0	0.7	1.9	3.0	8.0	1.9	1.6
	2020	0.0	0.0	1.0	2.0	8.0	1.7	2.0
	2021	0.0	0.0	0.0	1.0	3.0	0.6	0.9
TTIK	2017	0.0	0.0	0.2	2.7	48.4	3.5	8.4
	2018	0.0	0.0	0.0	0.7	15.1	1.2	2.9
	2019	0.0	0.5	1.1	2.5	23.2	2.2	3.9
	2020	0.0	0.0	0.8	3.9	26.0	2.9	4.9
	2021	0.0	0.0	0.0	0.3	59.5	2.0	9.3
ENS	2017	0.0	0.0	0.8	3.9	119.5	12.3	27.2
	2018	0.0	0.0	0.0	1.6	90.3	6.9	17.9
	2019	0.0	1.5	7.3	25.8	77.9	15.7	19.0
	2020	0.0	0.0	2.6	9.3	168.2	17.5	36.8
	2021	0.0	0.0	0.0	2.3	1354.1	35.8	211.2

En la zona de Coquimbo, el índice FMIK promedio menor, registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2021 equivalente a 0.6 (veces/año). El año 2019 presenta el mayor valor alcanzando 1.9 (veces/año). El año 2021 registra una reducción con respecto al año 2020, desde un valor medio de 1.7 a 0.6 (veces/año).

El índice TTIK promedio menor, registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde a el año 2018 equivalente a 1.2 (horas/año). El año 2017 presenta el mayor valor alcanzando 3.5 (horas/año). El año 2021 registra una reducción con respecto al año 2020, desde un valor medio de 2.9 a 2.0 (horas/año).

La ENS promedio menor, registrada en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2018 equivalente a 6.9 (MWh/año). El año 2021 presenta el mayor valor alcanzando 35.8 (MWh/año). El año 2021 registra un aumento significativo con respecto al año 2020, desde un valor medio de 17.5 a 35.8 (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.

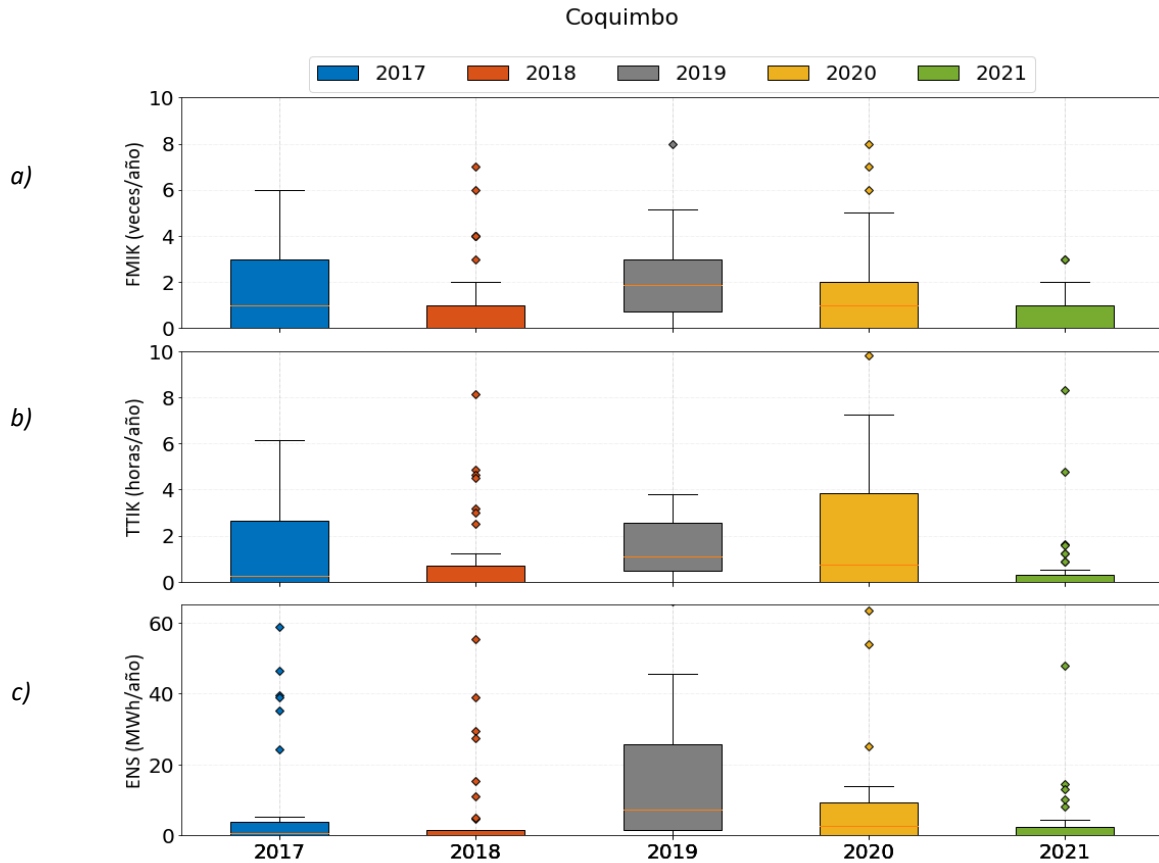


Figura 5-29: Diagrama BoxPlot de los índices de continuidad de Coquimbo; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

Luego, se presentan los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla, donde se destacan (en rojo) las tres causas más significativas para cada índice.

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

Coquimbo				
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
ANI1	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	14.59	5.29	2.43
OTR2	Origen no determinado (trip de interruptor)	14.16	24.83	7.80
CLI1	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	8.80	10.37	11.26
DIS1	Pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales	8.72	7.73	2.97
OPE1	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	7.28	6.28	4.20
OPE11	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	6.46	1.36	0.62
OPE6	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	6.00	8.48	38.69
OPE13	Maquinaria de trabajo pesado	5.45	3.03	3.56
OPE10	Falla de material, por fatiga de material o mala calidad	4.00	3.46	0.69
OPE17	Falta de limpieza en aisladores o terminales	3.57	0.97	0.64
OPE21	Error en conexionado	3.27	7.19	7.63

Coquimbo					
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)	
INC1	Incendio bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado, ej. quema de pastizal)	2.95	2.38	2.82	
OPE7	Error de personal u operador	2.91	1.58	8.52	
ACC2	Falla originada en terceros (accidentes, interferencias, rodado, deslizamiento de tierra, juegos, etc.)	1.82	0.46	0.38	
OPE9	Pérdida de aislación debido a contaminación por actividades de terceros	1.61	1.76	2.92	
DIS6	Ruptura de capacidad dieléctrica	1.45	0.73	0.40	
OPE4	Alta presión hogar en unidad generadora	1.45	0.15	0.03	
CLI2	Objeto llevado por el viento hacia los conductores	1.09	0.59	0.27	
OPE16	Fuga o degradamiento del dieléctrico (ej. SF6, aceite, etc.)	1.09	0.26	0.25	
OPE18	Violación de distancia eléctrica	1.09	0.06	0.05	
OPE23	Desperfecto de fábrica	0.78	0.99	2.02	
OTR3	Otros	0.73	11.50	1.37	
OPE22	Error en programación	0.36	0.53	0.44	
OPE5	Conector suelto o sucio	0.36	0.02	0.03	

Adicionalmente, se presenta en la siguiente gráfica los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla y subdividida en los años que comprende este estudio en la zona de Coquimbo.

Indicadores de continuidad totales según causas en Coquimbo

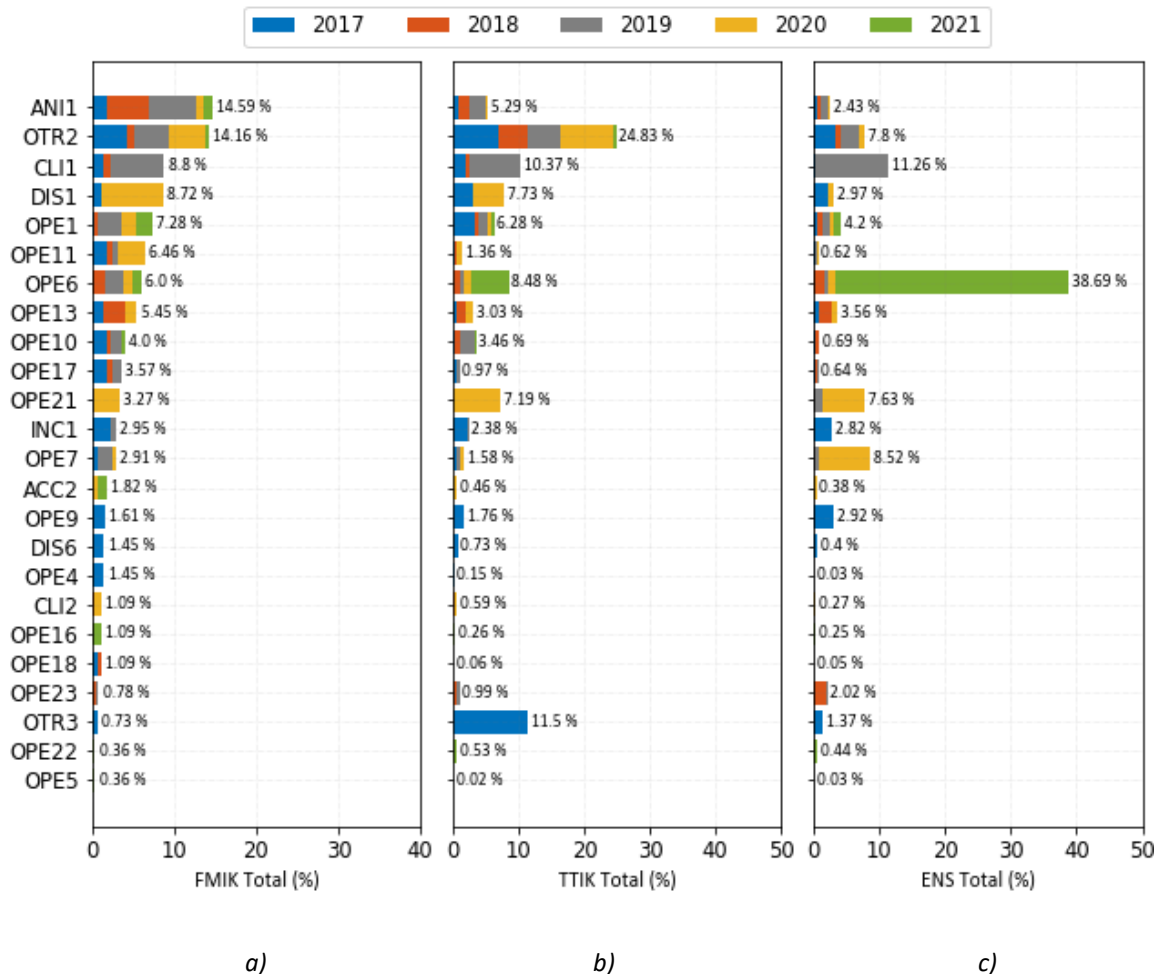


Figura 5-30: Porcentaje del total acumulado en Coquimbo de los índices de continuidad según causa de la falla; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

5.2.5.2 Índices de continuidad (georreferenciación)

Se presentan los índices de continuidad georreferenciados en la zona de Coquimbo entre los años 2017 y 2021.

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 2017 y 2021 en Coquimbo.

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Coquimbo					Media
			2017	2018	2019	2020	2021	
FMIK	CAP CMP	BA S/E ROMERAL (CMP) 110KV	5.0	7.0	5.0	8.0	0.0	5.0
	CGE	BA S/E MARQUESA 23KV	11.9	1.0	3.0	5.0	2.0	4.6
	CGE	BA S/E EL SAUCE 13.2KV	3.0	1.0	8.0	7.0	1.0	4.0
	CGE	BA S/E INCAHUASI 23KV	4.8	6.0	2.0	3.0	1.0	3.4

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Coquimbo					Media
			2017	2018	2019	2020	2021	
	CGE	BA S/E ILLAPEL 23KV	6.0	0.0	2.9	3.0	2.0	2.8
TTIK	MINERA LOS PELAMBRES	BA S/E LOS VILOS 220KV SECCIÓN 2	48.4	0.0	23.2	4.3	0.0	15.2
	TECK-CARMEN DE ANDACOLLO	BA S/E MINERA TECK CDA 220KV	15.2	0.0	0.0	0.0	59.5	14.9
	MINERA ZALDIVAR LTDA.	BA S/E MINERAL EL INDIO 13.2KV	17.2	15.1	2.8	4.1	1.6	8.2
	CGE	BA S/E MARQUESA 23KV	10.4	4.9	2.7	10.3	8.3	7.3
	CGE	BA S/E EL ESPINO 13.2KV	0.0	0.0	0.1	26.0	0.0	5.2
ENS	TECK-CARMEN DE ANDACOLLO	BA S/E MINERA TECK CDA 220KV	104.8	0.0	0.0	0.0	1354.1	291.8
	CGE	BA S/E MARQUESA 23KV	119.5	55.4	25.1	108.7	48.0	71.3
	MINERA LOS PELAMBRES	BA S/E PIUQUENES BARRA CTO 1 220KV	0.0	0.0	19.7	168.2	0.0	37.6
	CGE	BA S/E SAN JOAQUIN (TRANSNET) 13.2KV C1	0.0	90.3	66.0	4.4	10.3	34.2
	CAP CMP	BA S/E ROMERAL (CMP) 110KV	24.2	27.4	13.9	96.6	0.0	32.4

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 e Illapel 23 kV, respectivamente.

En el año 2021, de los puntos mencionado, los mayores registros se presentaron en Marquesa 23 kV e Illapel 23 kV, ambos puntos con 2.0 (veces/año). Las principales causas que se presentó en la primera de ella fue la desconexión debido a falla en instalaciones de distribución. En Illapel 23 kV, las causas van desde origen por terceros y/o la fuga o degradación del dieléctrico.

En la siguiente figura se presenta el índice FMIK en los puntos de control en la zona de Coquimbo, mostrando una notoria evolución positiva al año 2021.

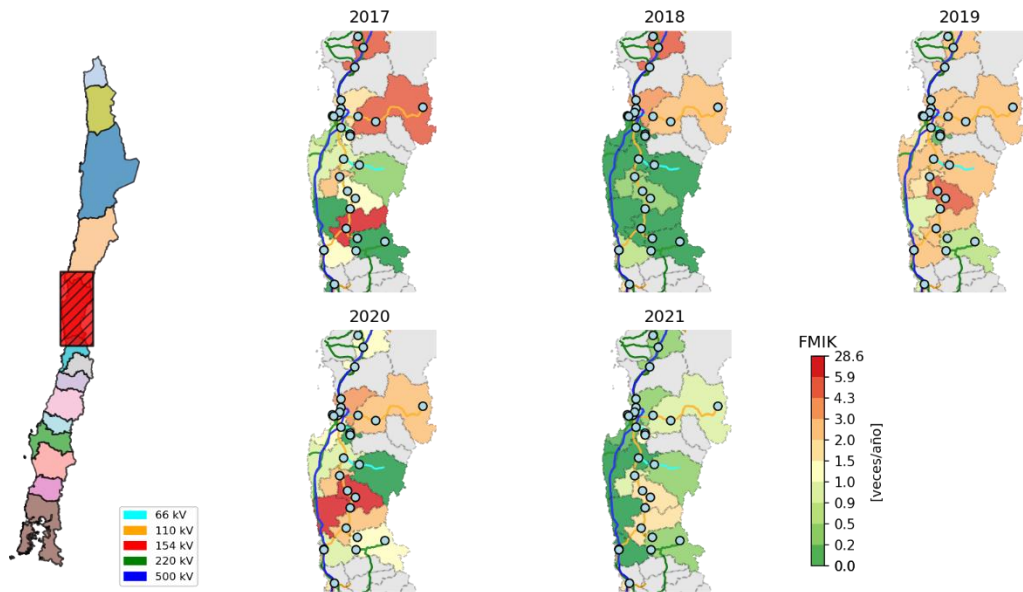


Figura 5-31: FMIK entre 2017 y 2021 georreferenciados en la zona de Coquimbo.

b) TTIK

Los puntos de control con mayor promedio en los índices TTIK se registran en Los Vilos Sección 2 220 kV, Mineral Teck CDA 220 kV, Minera El Indio 13.2 kV, Marquesa 23 kV y El Pino 13.2 kV, respectivamente.

Con respecto al año 2021, de los puntos mencionados el que alcanzó el mayor valor de este índice corresponde a Minera Teck CDA 220 kV, con 59.5 (horas/año). Debido principalmente al mantenimiento programado en las instalaciones con una duración de 38.7 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 algunas mejoras significativas en algunos puntos de control.

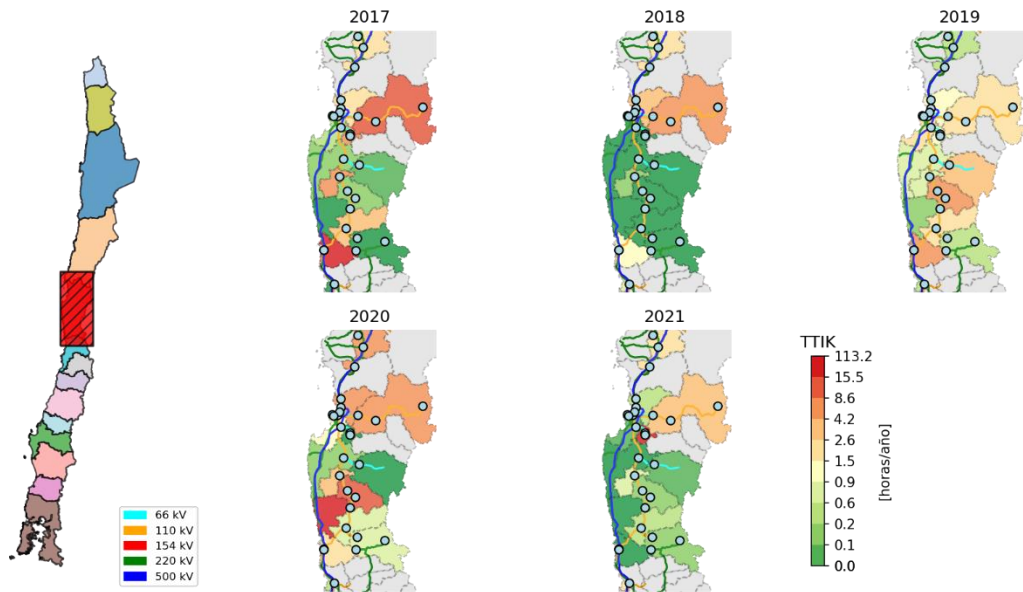


Figura 5-32 TTIK entre 2017 y 2021 presentados en el mapa de la zona de Coquimbo.

c) ENS

Los puntos de control que presentaron los mayores valores promedios de ENS son Minera Teck CDA 220 kV, La Marquesa 23 kV, Piuquenes Barra CTO 1 220 kV, San Joaquín 13.2 C1 y Romeral 110 kV, respectivamente

En el 2021, de los puntos mencionados, la mayor pérdida se registra en Minera Teck CDA 220 kV, con interrupciones de hasta 1145 MWh, ante la apertura de protección de sobrecorriente de fase temporizada.

En la siguiente figura se presenta la ENS en los puntos de control en la zona de Coquimbo, mostrando la evolución positiva al 2021 de manera generalizada, con la excepción del punto mencionado.

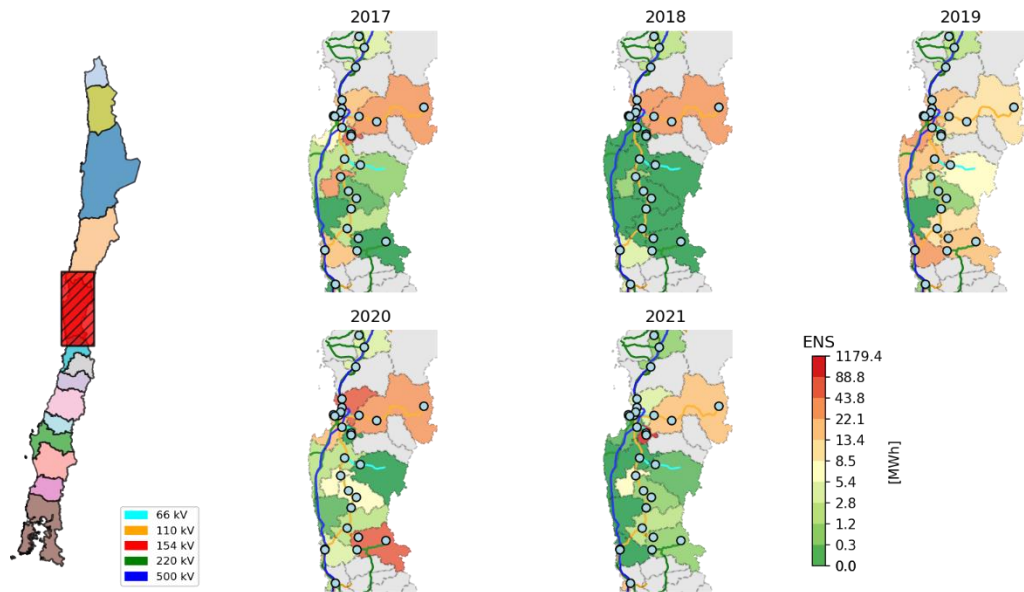


Figura 5-33: ENS entre 2017 y 2021 georreferenciados en la zona de Coquimbo.

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 2021 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
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
8	Interchile S.A.	Ampliación S/E Nueva Pan de Azúcar 220 kV	STN	220	19-ago-21	Decreto	373	2016
9	CGE S.A.	Ampliación en S/E San Joaquín	STZ	110/13.2	9-dic-21	Decreto	418	2017

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

Tanto 1 como 2 se encuentran en un punto crítico para el año 2020 con mejoras al 2021, lo cual presume una incidencia positiva.

A partir de la obra 4 a la 7, corresponden a entradas en operación el segundo semestre del 2020, siendo coincidente con una mejora significativa y general de los índices de continuidad en la zona al año 2021.

Finalmente, las obras 8 y 9 corresponden ser analizadas en estudios posteriores al ser ingresos del año 2021.

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 2017 y el 2021.

Tabla 5-23: Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2017, 2018, 2019, 2020 y 2021 en la zona de Valparaíso.

Índice de continuidad	Año	Valparaíso						
		Mínimo	Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo	Media	Desviación Estándar
FMIK	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	0.2	1.0	2.6	6.0	1.5	1.7
	2020	0.0	0.0	0.3	0.7	3.0	0.4	0.7
	2021	0.0	0.0	0.0	0.0	3.0	0.2	0.5
TTIK	2017	0.0	0.0	0.4	1.7	5.2	1.2	1.5
	2018	0.0	0.0	0.0	0.2	5.5	0.5	1.2
	2019	0.0	0.1	0.5	1.0	53.0	3.2	9.0
	2020	0.0	0.0	0.1	0.5	3.1	0.4	0.7
	2021	0.0	0.0	0.0	0.0	10.5	0.4	1.7
ENS	2017	0.0	0.0	1.3	7.7	71.9	10.3	18.5
	2018	0.0	0.0	0.0	0.3	73.7	5.7	16.4
	2019	0.0	0.4	2.1	5.4	1647.3	60.7	261.9
	2020	0.0	0.0	0.6	5.0	69.9	6.5	15.0
	2021	0.0	0.0	0.0	0.0	414.7	9.2	59.8

En la zona de Valparaíso, el índice FMIK promedio menor, registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde a los años 2021 equivalente a 0.2 (veces/año). El año 2017 presenta el mayor valor alcanzando 2.1 (veces/año). El año 2021 registra una leve reducción con respecto al año 2020, desde un valor medio de 0.4 a 0.2 (veces/año).

El índice TTIK promedio menor, registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde a los años 2020 y 2021 equivalente a 0.4 (horas/año). El año 2019 presenta el mayor valor alcanzando 3.2 (horas/año). El año 2021 no registra variación con respecto al año 2020.

La ENS promedio menor, registrada en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2018 equivalente a 5.7 (MWh/año). El año 2019 presenta el mayor valor alcanzando 60.7 (MWh/año). El año 2021 registra un leve aumento significativo con respecto al año 2020, desde un valor medio de 6.5 a 9.2 (MWh/año).

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

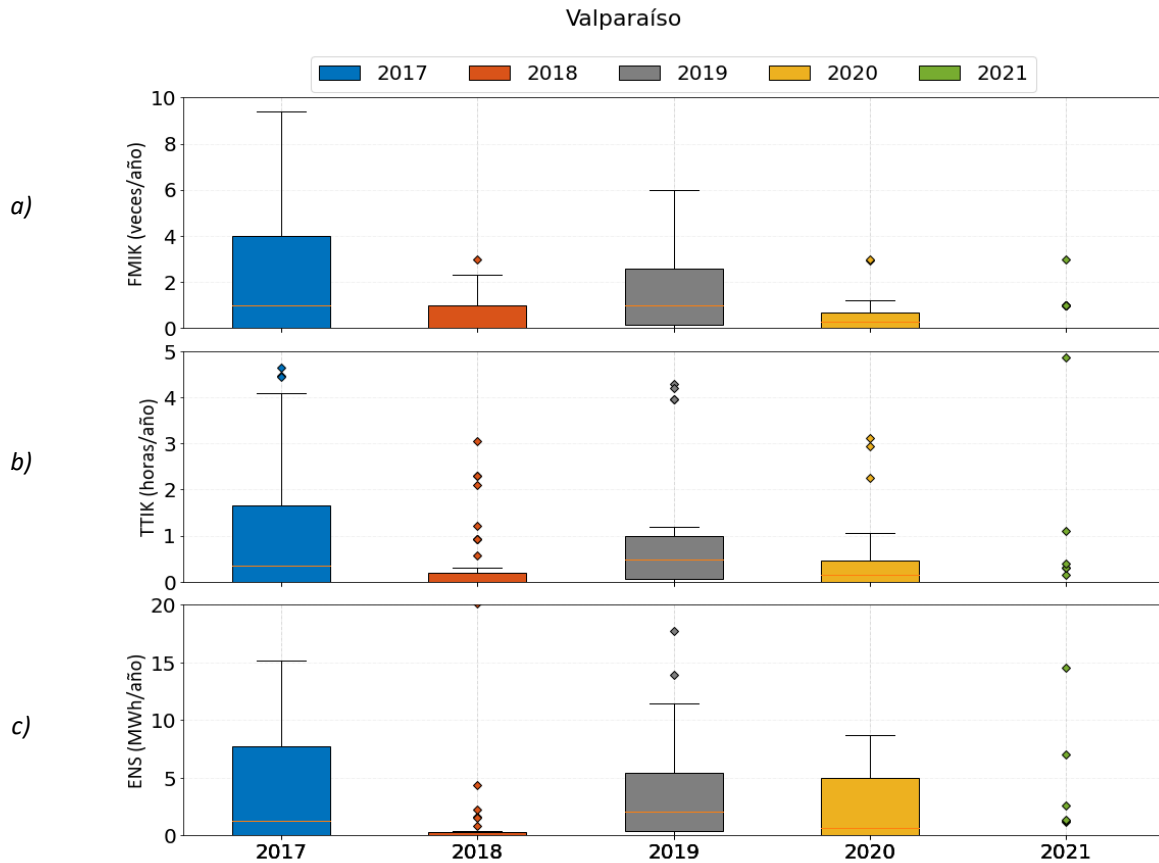


Figura 5-34 Diagrama BoxPlot de los índices de continuidad de Valparaíso; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

Luego, se presentan los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla, donde se destacan (en rojo) las tres causas más significativas para cada índice.

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

		Valparaíso		
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
INC1	Incendio bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado, ej. quema de pastizal)	28.90	26.18	15.35
OPE11	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	16.37	4.86	1.76
OPE7	Error de personal u operador	11.06	6.46	9.59
ANI1	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	8.39	6.76	4.61
OTR2	Origen no determinado (trip de interruptor)	7.72	10.40	12.17
OPE1	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	6.53	3.43	2.89
OPE4	Alta presión hogar en unidad generadora	5.00	0.41	0.05
CLI1	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	3.73	1.14	0.05
OPE6	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	2.53	24.45	42.25
VAN1	Objeto, alambre o cadena lanzada	2.33	8.51	3.86

Valparaíso				
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
DIS2	Crecimiento de la demanda no evaluado	1.70	1.44	1.32
OPE21	Error en conexionado	1.40	0.41	0.16
ACC3	Choque de vehículo a poste	1.40	1.55	1.85
OPE10	Falla de material, por fatiga de material o mala calidad	0.81	0.16	0.09
OPE5	Conector suelto o sucio	0.75	2.42	2.02
DIS1	Pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales	0.47	0.59	1.43
OTR3	Otros	0.47	0.36	0.17
OPE23	Desperfecto de fábrica	0.47	0.48	0.37

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

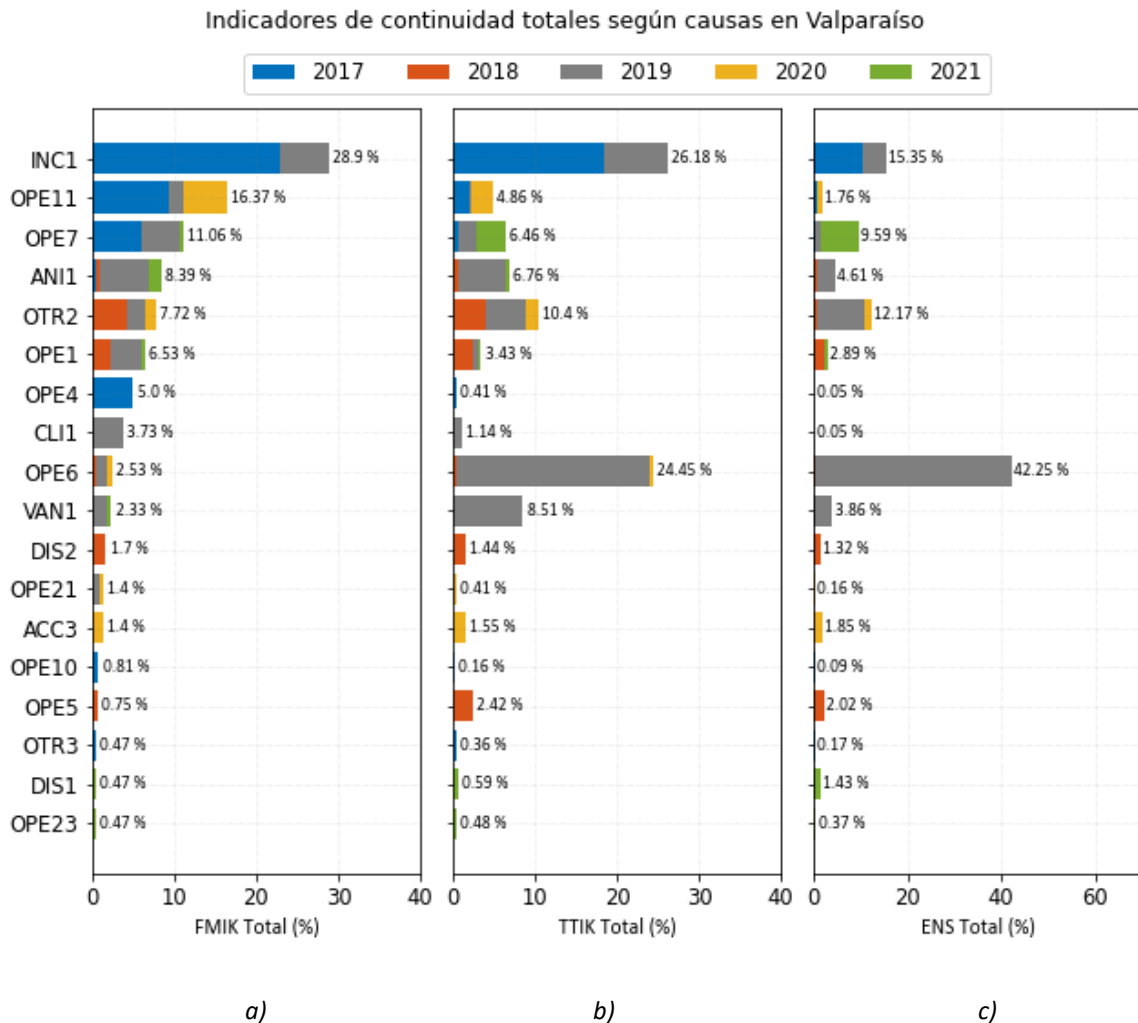


Figura 5-35: Porcentaje del total acumulado en Valparaíso de los índices de continuidad según causa de la falla; a) FMIC, b) TTIK, c) ENS.

5.2.6.2 Índices de continuidad (georreferenciación)

Se presentan los índices de continuidad georreferenciados en la zona de Valparaíso entre los años 2017 y 2021.

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 2017 y 2021 en Valparaíso.

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Valparaíso					Media
			2017	2018	2019	2020	2021	
FMIK	CHILQUINTA	BA S/E CASABLANCA 12KV B1	11.0	0.0	4.0	0.2	0.0	3.0
	CHILQUINTA	BA S/E PLAYA ANCHA BARRA 12KV N° 1	9.4	0.0	2.0	0.5	0.0	2.4
	CGE	BA S/E CASAS VIEJAS 13.2KV	5.0	0.0	3.0	1.0	1.0	2.0
	LITORAL	BA S/E QUINTAY 12KV	3.0	1.0	6.0	0.0	0.0	2.0
	LITORAL	BA S/E LAS BALANDRAS 12KV	4.0	1.0	4.0	1.0	0.0	2.0
TTIK	CODELCO CHILE - DIVISIÓN ANDINA	BA S/E SAG 220KV B1	0.0	0.0	53.0	3.0	10.5	13.3
	CODELCO CHILE - DIVISIÓN VENTANAS	BA S/E CODELCO VENTANAS 1 HBP1	0.0	0.6	27.5	3.1	0.0	6.2
	CGE	BA S/E CABILDO 23KV BP1	0.1	0.0	20.4	0.0	0.2	4.1
	LITORAL	BA S/E QUINTAY 12KV	1.8	2.3	10.4	0.0	0.0	2.9
	CHILQUINTA	BA S/E QUINTAY 12KV	1.8	2.3	10.4	0.0	0.0	2.9
ENS	CODELCO CHILE - DIVISIÓN ANDINA	BA S/E SAG 220KV B1	0.0	0.0	1647.3	69.9	414.7	426.4
	CODELCO CHILE - DIVISIÓN VENTANAS	BA S/E CODELCO VENTANAS 1 HBP1	0.0	20.1	805.7	33.4	0.0	171.8
	CGE	BA S/E CABILDO 23KV BP1	1.0	0.0	167.6	0.0	1.3	34.0
	CHILQUINTA	BA S/E QUINTERO CBP1	0.0	72.2	11.4	66.3	7.0	31.4
	CHILQUINTA	BA S/E QUINTERO CBP2	0.0	73.7	17.7	23.4	0.0	23.0

a) FMIK

Los puntos de control con mayor promedio FMIK corresponden a, Casablanca B1 12 kV, Playa Ancha 12 kV N°1, Casas Viejas 13.2 kV, Quintay (Chilquinta) 12 kV y Las Balandras 12 kV, respectivamente.

En el 2021, los puntos de control no superan más de 1 interrupción, lo que implica un descenso generalizado del FMIK en la zona. De los puntos mencionados, la única interrupción ocurrió en Casas Viejas 13.2 kV, ocasionada por la desconexión forzada de la línea 110 kV Quillota – Marbella por pérdida de aislación

En la siguiente figura se presenta el índice FMIK en los puntos de control en la zona de Valparaíso, mostrando la evolución positiva de este índice de manera generalizada y sostenida.

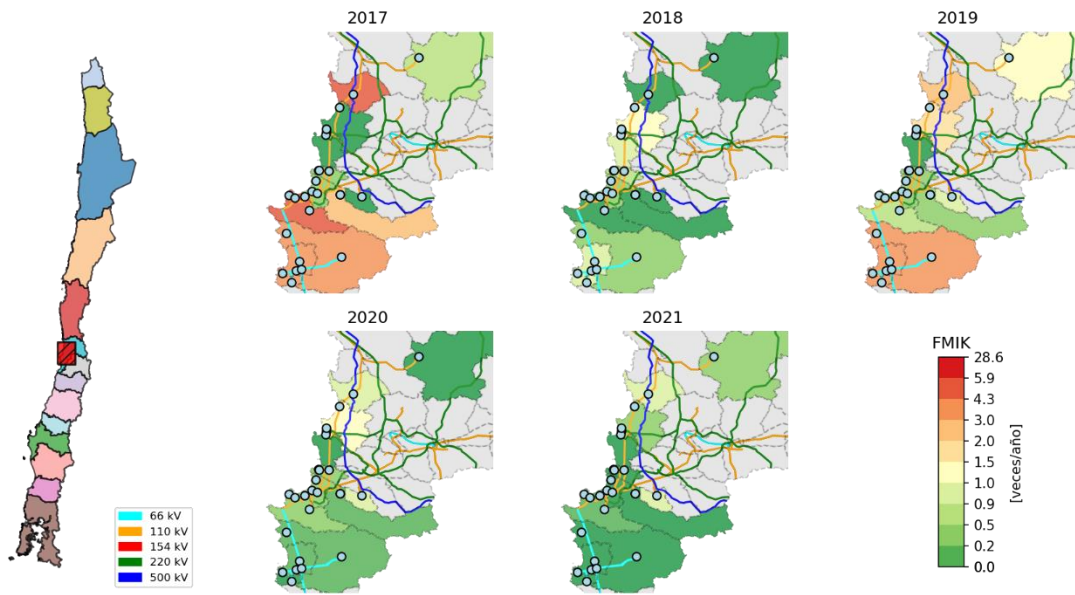


Figura 5-36: FMIK entre 2017 y 2021 georreferenciados en la zona de Valparaíso.

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 (Litoral y Chilquinta), respectivamente.

En el año 2021, el valor máximo de TTIK corresponde a SAG 220 kV B1 con 10.5 (horas/año), dond la interrupción más significativa corresponde a la apertura del interruptor asociado a la línea 2x220 Polpaico – Quilapilún, la cual tuvo una duración de 8.48 horas.

En la siguiente figura se presenta el índice TTIK en los puntos de control de la zona de Valparaíso, mostrando que los años 2020 y 2021 representan una reducción significativa y sostenida de este índice.

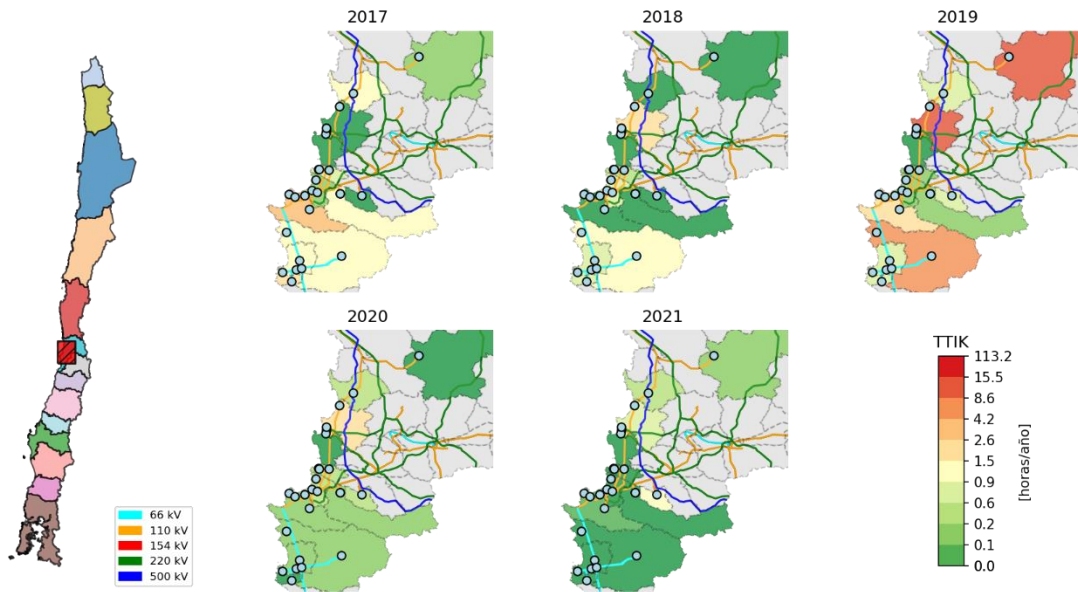


Figura 5-37 TTIK entre 2017 y 2021 presentados en el mapa de la zona de Valparaíso.

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, Quintero CPB1 y Quintero CPB2.

Para el año 2021, el mayor índice lo presenta SAG 220 kV B1, cuya mayor pérdida representa 330.85 MWh, debido a la misma interrupción mencionada en la sección anterior.

En la siguiente figura se presenta la ENS en los puntos de control en la zona de Valparaíso, mostrando la evolución positiva y sostenida de manera general de este índice.

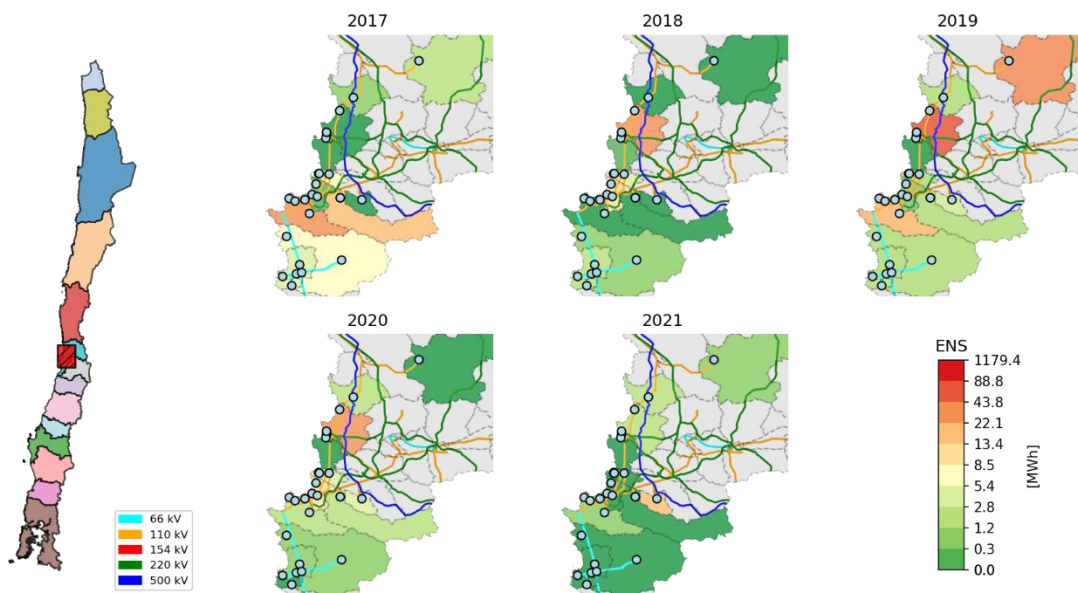


Figura 5-38: ENS entre 2017 y 2021 georreferenciados en la zona de Valparaíso.

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 2021 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		
5	Chilquinta Energía S.A.	Ampliación en SE Placilla	STZ	115/22.5/13.2	24-may-21	Decreto	418	2017
6	Chilquinta Energía S.A.	Ampliación en SE Bosquemar	STZ	115/24.5/13.2	20-may-21	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 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, coincide con una mejora en puntos de control relacionados. Finalmente, a partir de la obra 5 se deben analizar a partir de estudios posteriores a 2021.

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 2017 y el 2021.

Tabla 5-27: Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2017, 2018, 2019, 2020 y 2021 en la zona de Aconcagua.

Índice de continuidad	Año	Aconcagua						
		Mínimo	Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo	Media	Desviación Estándar
FMIK	2017	0.0	0.0	0.4	3.0	10.0	1.7	2.6
	2018	0.0	0.0	0.5	1.5	6.0	0.9	1.4
	2019	0.0	0.0	0.0	2.2	9.0	1.5	2.3
	2020	0.0	0.0	1.0	2.1	7.0	1.5	1.8
	2021	0.0	0.0	0.0	1.8	4.2	0.9	1.3
TTIK	2017	0.0	0.0	0.1	2.9	71.1	4.1	13.0
	2018	0.0	0.0	0.3	1.4	27.2	2.1	5.2
	2019	0.0	0.0	0.0	6.4	41.1	5.0	9.2
	2020	0.0	0.0	0.2	1.7	10.4	1.6	2.6
	2021	0.0	0.0	0.0	1.4	23.7	2.1	5.0
ENS	2017	0.0	0.0	0.5	15.3	168.8	17.1	35.5
	2018	0.0	0.0	0.1	23.6	60.7	12.9	18.7
	2019	0.0	0.0	0.0	50.6	123.7	28.6	44.0
	2020	0.0	0.0	1.1	18.3	75.6	12.2	20.1
	2021	0.0	0.0	0.0	6.2	252.9	14.3	45.9

En la zona de Aconcagua, el índice FMIK promedio menor, registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde a los años 2018 y 2021 equivalente a 0.9 (veces/año). El año 2017 presenta el mayor valor alcanzando 1.7 (veces/año). El año 2021 registra una reducción con respecto al año 2020, desde un valor medio de 1.5 a 0.9 (veces/año).

El índice TTIK promedio menor, registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde a el año 2020 equivalente a 1.6 (horas/año). El año 2019 presenta el mayor valor alcanzando 5.0 (horas/año). El año 2021 registra un aumento con respecto al año 2020, desde un valor medio de 1.6 a 2.1 (horas/año).

La ENS promedio menor, registrada en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2020 equivalente a 12.2 (MWh/año). El año 2019 presenta el mayor valor alcanzando 28.6 (MWh/año). El año 2021 registra un leve aumento con respecto al año 2020, desde un valor medio de 12.2 a 14.3 (MWh/año).

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

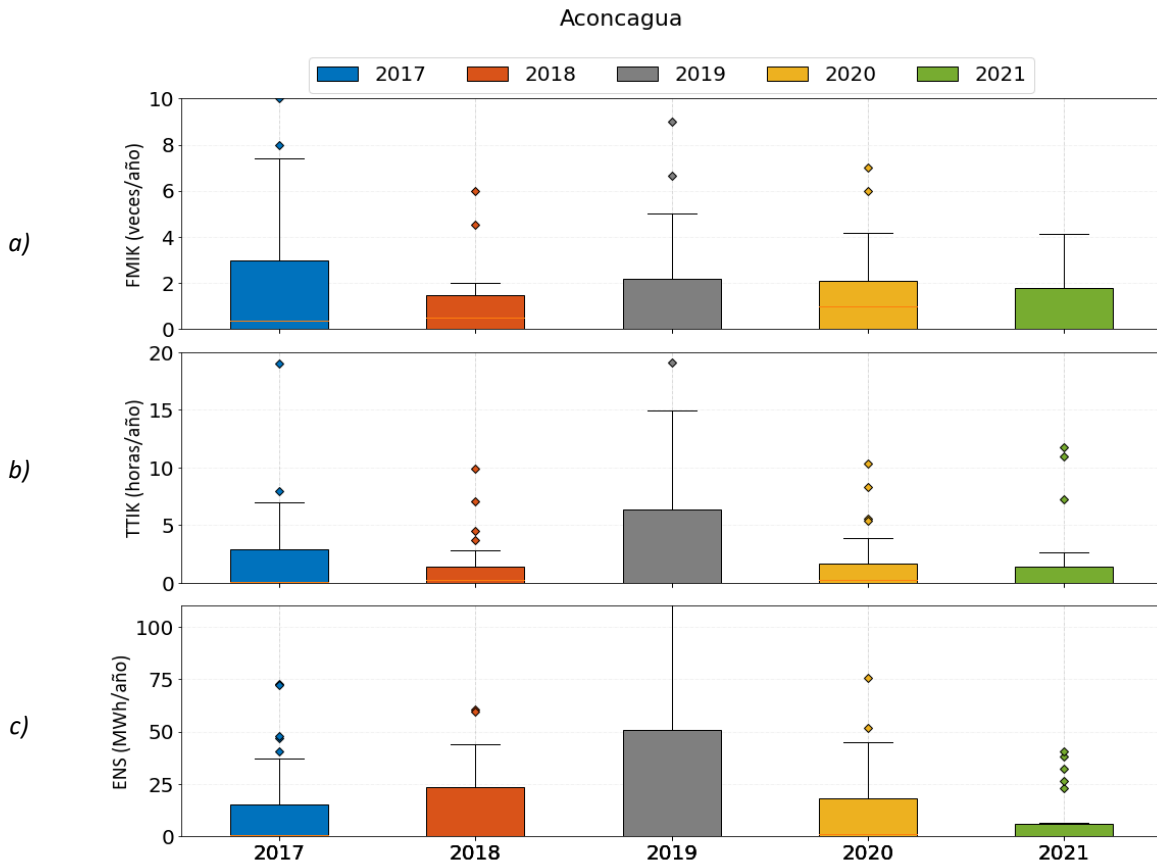


Figura 5-39 Diagrama BoxPlot de los índices de continuidad de Aconcagua; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

Luego, se presentan los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla, donde se destacan (en rojo) las tres causas más significativas para cada índice.

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

Aconcagua		FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
Causa	Descripción Causa			
ANI1	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	13.76	7.45	5.74
OTR2	Origen no determinado (trip de interruptor)	12.18	18.44	14.33
INC1	Incendio bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado, ej. quema de pastizal)	10.10	12.78	22.21
OPE7	Error de personal u operador	7.86	3.95	12.98
OPE1	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	6.88	12.93	8.27
CLI1	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	6.10	13.22	2.46
DIS1	Pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales	5.41	2.28	4.20
OPE11	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	4.42	2.66	3.87

Aconcagua					
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)	
OPE21	Error en conexionado	3.93	1.30	2.90	
OPE17	Falta de limpieza en aisladores o terminales	3.29	0.82	2.10	
OPE23	Desperfecto de fábrica	3.14	1.64	6.19	
ARB2	Caída de árbol sobre línea o instalación	2.95	2.31	1.75	
DIS4	Activación sobre presión en transformador	2.95	1.85	1.06	
ACC2	Falla originada en terceros (accidentes, interferencias, rodado, deslizamiento de tierra, juegos, etc.)	2.46	4.38	2.94	
VAN2	Atentado/explosivos/sabotaje	1.97	5.24	2.82	
VAN3	Robo conductor o equipo	1.97	2.65	1.29	
OTR1	Súbito aumento de demanda	1.60	0.38	0.23	
OPE22	Error en programación	0.98	0.31	0.91	
DIS6	Ruptura de capacidad dieléctrica	0.98	0.56	0.05	
OPE9	Pérdida de aislación debido a contaminación por actividades de terceros	0.98	0.19	0.14	
CLI2	Objeto llevado por el viento hacia los conductores	0.98	0.22	0.01	
ARB1	Contacto de ramas con conductores	0.98	0.01	0.03	
VAN1	Objeto, alambre o cadena lanzada	0.98	2.75	1.71	
OTR3	Otros	0.67	0.05	0.13	
DIS2	Crecimiento de la demanda no evaluado	0.49	0.25	0.47	
OPE5	Conector suelto o sucio	0.49	0.11	0.57	
OPE4	Alta presión hogar en unidad generadora	0.49	0.18	0.09	
OPE6	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	0.49	0.29	0.13	
ACC3	Choque de vehículo a poste	0.49	0.79	0.40	

Adicionalmente, se presenta en la siguiente gráfica los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla y subdividida en los años que comprende este estudio en la zona de Aconcagua.

Indicadores de continuidad totales según causas en Aconcagua

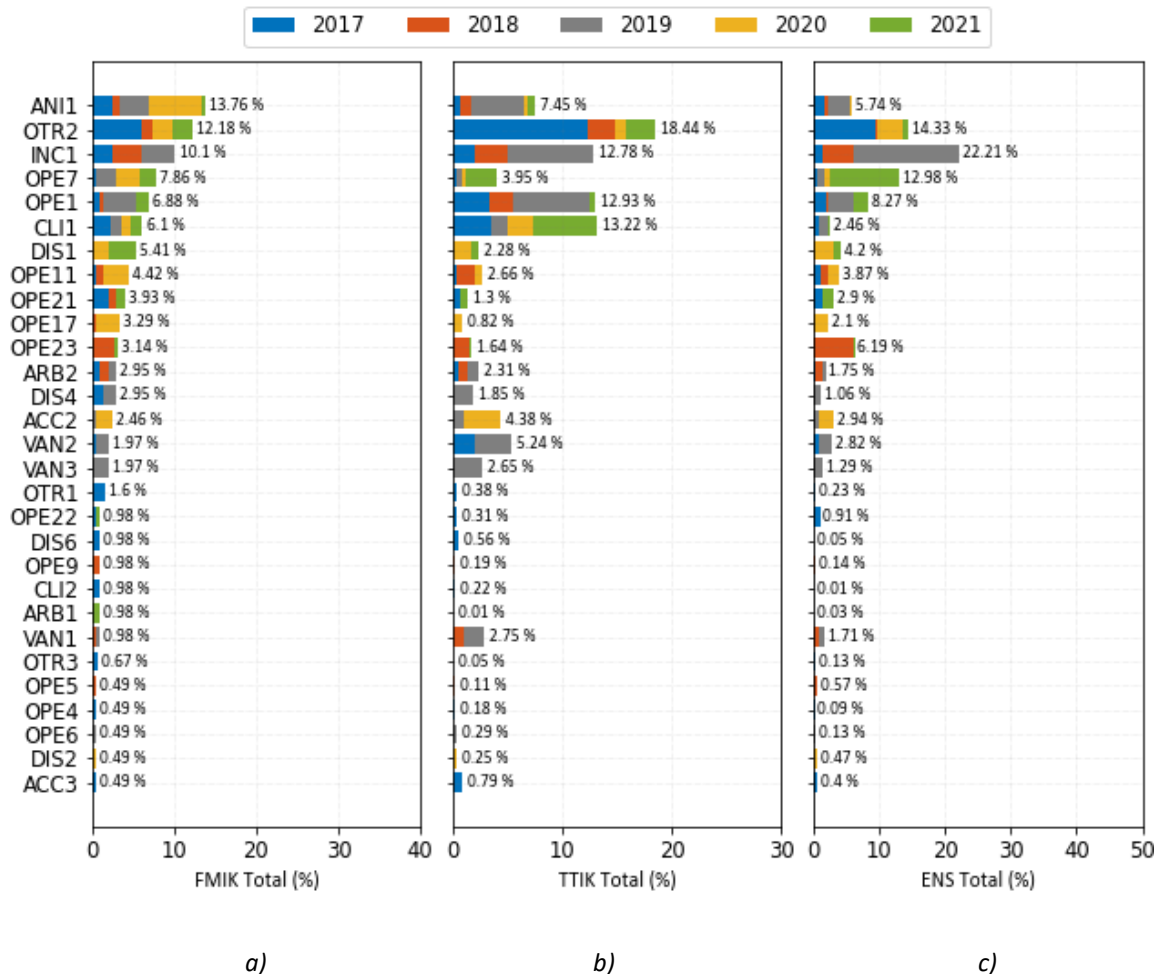


Figura 5-40: Porcentaje del total acumulado en Aconcagua de los índices de continuidad según causa de la falla; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

5.2.7.2 Índices de continuidad (georreferenciación)

Se presentan los índices de continuidad georreferenciados en la zona de Aconcagua entre los años 2017 y 2021.

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 2017 y 2021 en Aconcagua.

Índice de continuidad	Empresa	Aconcagua						Media
		Barra	2016	2017	2018	2019	2020	
FMIK	MINERA CERRO NEGRO	BA S/E LOS ANGELES 44KV	10.0	6.0	9.0	3.0	1.0	5.8
	CHILQUINTA	BA S/E JUNCAL PORTILLO 12KV	7.4	2.0	2.0	7.0	3.0	4.3
	CHILQUINTA	BA S/E RIO BLANCO 12KV	8.0	2.0	1.0	6.0	3.0	4.0

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Aconcagua					Media
			2016	2017	2018	2019	2020	
	CHILQUINTA	BA S/E CATEMU BARRA 12KV N° 1	4.0	4.5	5.0	4.0	1.0	3.7
	CHILQUINTA	BA S/E SAN FELIPE BARRA 12KV N° 1	3.0	2.0	1.6	4.2	4.2	3.0
TTIK	MINERA CERRO NEGRO	BA S/E LOS ANGELES 44KV	71.1	27.2	41.1	0.2	0.2	27.9
	CHILQUINTA	BA S/E JUNCAL PORTILLO 12KV	6.4	0.3	5.2	10.4	23.7	9.2
	CHILQUINTA	BA S/E TUNEL EL MELON 12KV	0.0	4.5	15.0	8.3	11.0	7.7
	CHILQUINTA	BA S/E CATEMU BARRA 12KV N° 1	8.0	7.0	19.1	0.3	0.1	6.9
	CODELCO CHILE - DIVISIÓN ANDINA	BA S/E SALADILLO 66KV B1	19.0	1.9	0.0	1.2	11.7	6.8
ENS	CODELCO CHILE - DIVISIÓN ANDINA	BA S/E SALADILLO 66KV B1	47.7	59.4	0.0	1.1	252.9	72.2
	MINERA CERRO NEGRO	BA S/E LOS ANGELES 44KV	168.8	60.7	123.7	0.7	0.6	70.9
	CHILQUINTA	BA S/E SAN FELIPE BARRA 12KV N° 1	14.6	36.7	110.2	75.6	38.4	55.1
	CHILQUINTA	BA S/E SAN FELIPE BARRA 12KV N° 2	0.0	21.1	120.3	51.9	23.1	43.3
	CHILQUINTA	BA S/E CATEMU BARRA 12KV N° 1	40.8	40.2	114.1	2.0	0.5	39.5

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 N°1, y San Felipe 12 kV, respectivamente. Todos pertenecientes a Chilquinta, a excepción de Los Ángeles 44 kV, perteneciente a Minera Cerro Negro.

En el 2021, el máximo valor fue alcanzado por San Felipe 12 kV, con un índice de 4.2 (veces/año). En su mayoría las causas de las interrupciones corresponden a pérdida de aislación por fenómenos ambientales o error en de personal u operador, programación y/o conexión.

En la siguiente figura se presenta el índice FMIK en los puntos de control en la zona de Aconcagua, mostrando una evolución anual positiva al año 2021, con zonas que mejoran considerablemente y otras que mantienen índices similares al año 2020.

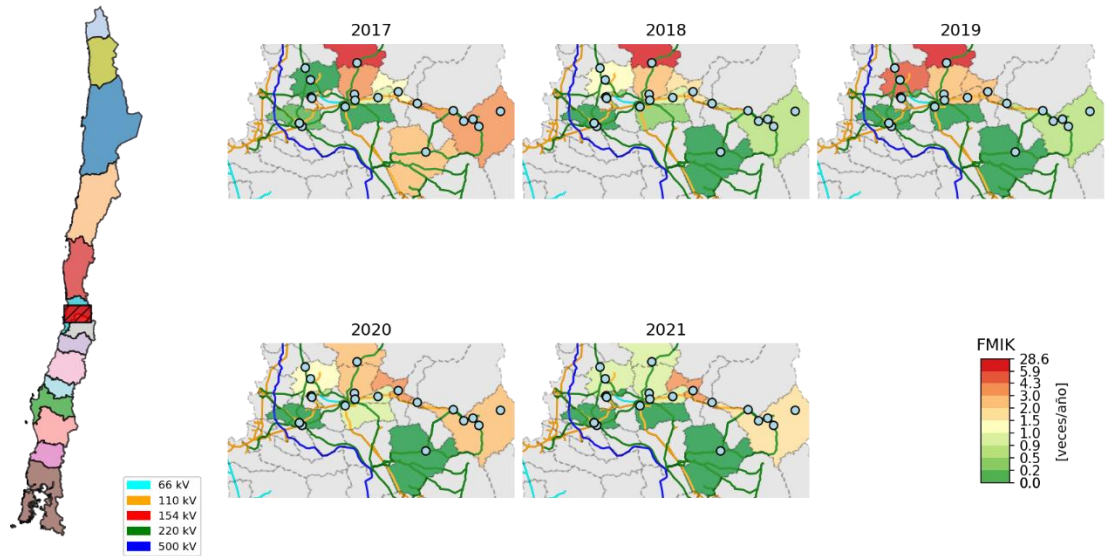


Figura 5-41: FMIK entre 2017 y 2021 georreferenciados en la zona de Aconcagua.

b) TTIK

Los puntos de control con mayor promedio TTIK son Los Ángeles 44 kV, Juncal Portillo 12 kV, Túnel El Melón 12 kV, Catemu B1 12 kV y Saladillo 66 kV B1, respectivamente

En el 2021, el punto con mayor índice de los mencionados corresponde a Juncal Portillo 12 kV, con interrupciones de hasta 18.55 horas, debido a eventos climáticos o catastróficos y por pérdida de aislación ante fenómenos ambientales.

En la siguiente figura se presenta el índice TTIK en los puntos de control en la zona de Aconcagua, mostrando leves variaciones al alza o a la baja en la zona al 2021 con respecto al año 2020. Luego de haber tenido una sostenida mejora en los años previos.

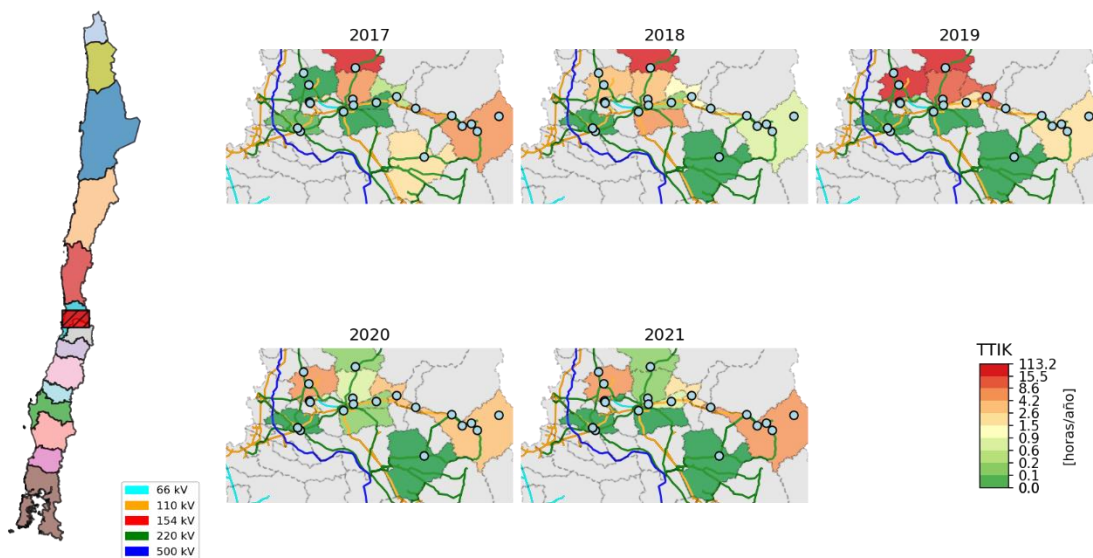


Figura 5-42 TTIK entre 2017 y 2021 presentados en el mapa de la zona de Aconcagua.

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 2020, el mayor registro corresponde a Saladillo 66 kV B1, llegando a 252.9 MWh de pérdida. La interrupción más significativa alcanzó un índice de 238.05 MWh, debido a la apertura del interruptor del circuito N°1 de la línea 220 kV Polpaico – Quilapilún.

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, aumentando en puntos específicos como el ya mencionado y una evolución positiva en gran parte de la zona.

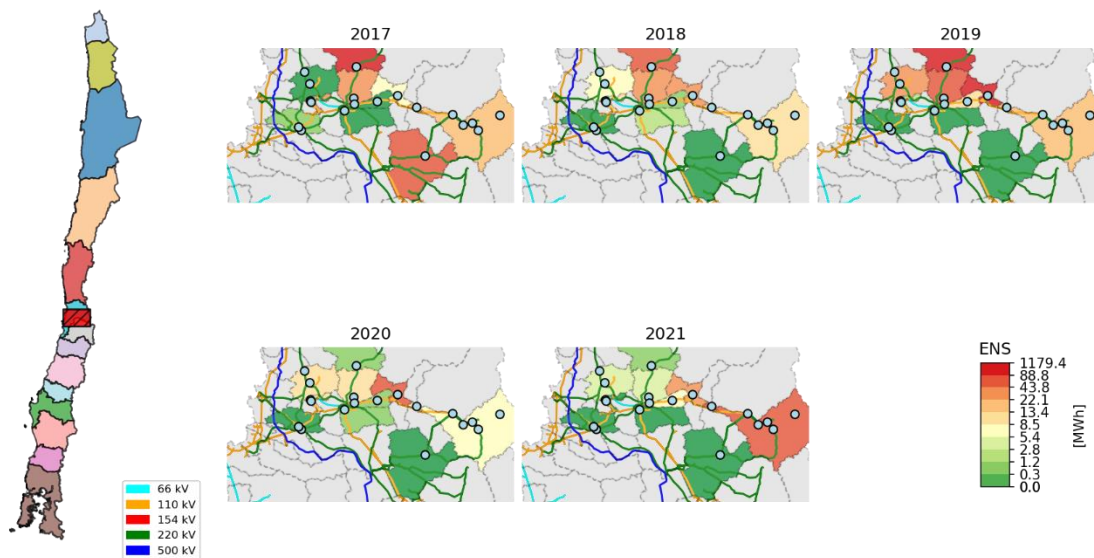


Figura 5-43: ENS entre 2017 y 2021 georreferenciados en la zona de Aconcagua.

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 2021 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
4	Consortio Chilquinta - Luzlinares	S/E Nueva Panquehue 110/13,8 kV	STZ	110/13.2	23-ago-21	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. La obra 4 corresponde a una entrada en operación en el 2021 por lo que su incidencia corresponde a estudios posteriores.

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 2017, 2018, 2019, 2020 y 2021 en la zona Metropolitana.

Índice de continuidad	Año	Metropolitana						Desviación Estándar
		Mínimo	Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo	Media	
FMIK	2017	0.0	0.0	0.0	1.0	6.1	0.7	1.3
	2018	0.0	0.0	0.1	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	0.5	1.0	3.0	0.7	0.8
	2021	0.0	0.0	0.0	0.0	3.0	0.3	0.6
TTIK	2017	0.0	0.0	0.0	0.3	18.7	0.6	2.1
	2018	0.0	0.0	0.0	1.5	148.2	1.9	11.2
	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	5.6
	2021	0.0	0.0	0.0	0.0	33.1	0.8	4.1
ENS	2017	0.0	0.0	0.0	1.9	123.6	6.3	17.7
	2018	0.0	0.0	0.0	22.3	995.5	30.1	92.0
	2019	0.0	0.0	0.0	3.4	959.7	11.8	72.5
	2020	0.0	0.0	0.4	6.2	186.5	7.4	18.4
	2021	0.0	0.0	0.0	0.0	130.6	4.1	13.5

En la zona Metropolitana, el índice FMIK promedio menor, registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde a el año 2021 equivalente a 0.3 (veces/año). En los años 2017, 2018 y 2021 presenta el mayor valor alcanzando 0.7 (veces/año). El año 2021 registra una reducción con respecto al año 2020, desde un valor medio de 0.7 a 0.3 (veces/año).

El índice TTIK promedio menor, registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde a el año 2017 equivalente a 0.6 (horas/año). El año 2018 presenta el mayor valor alcanzando 1.9 (horas/año). El año 2021 registra una leve reducción con respecto al año 2020, desde un valor medio de 0.9 a 0.8 (horas/año).

La ENS promedio menor, registrada en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2021 equivalente a 4.1 (MWh/año). El año 2018 presenta el mayor valor alcanzando 30.1 (MWh/año). El año 2021 registra una leve reducción con respecto al año 2020, desde un valor medio de 7.4 a 4.1 (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.

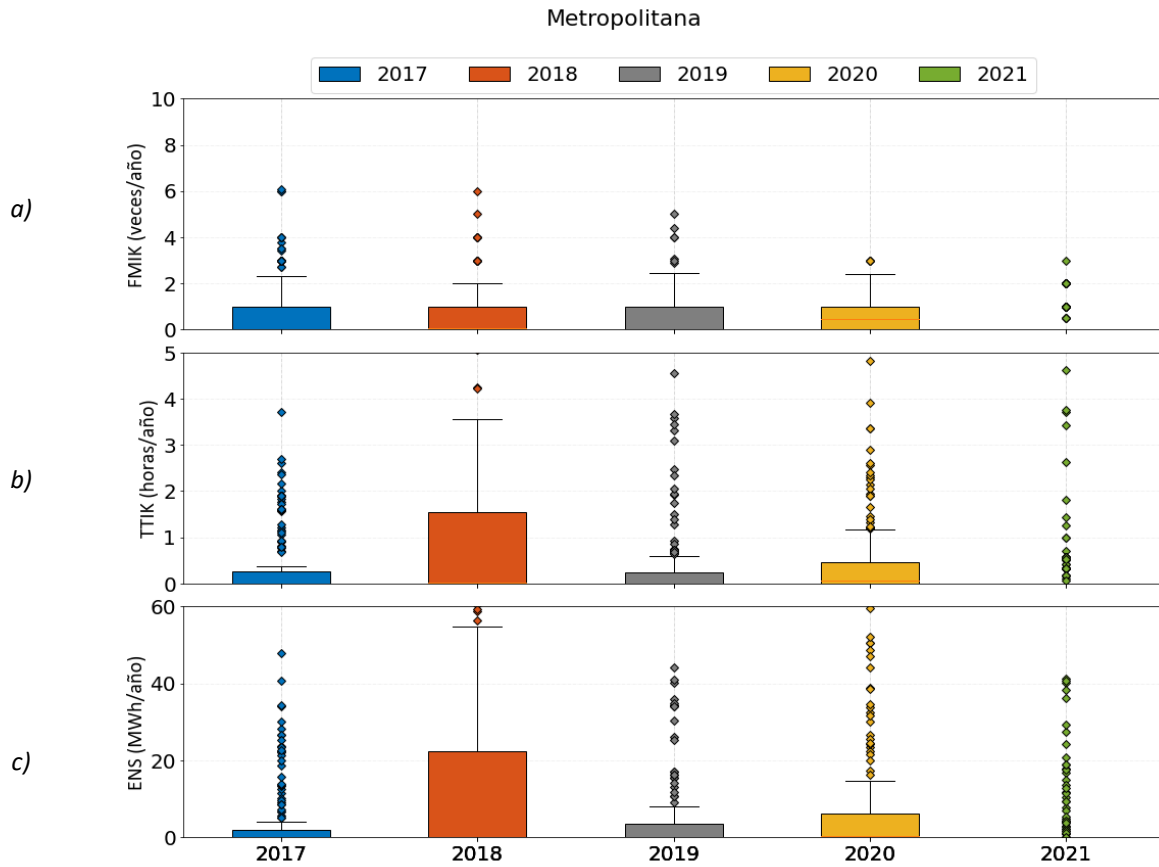


Figura 5-44: Diagrama de caja de los índices de continuidad de la zona Metropolitana; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

Luego, se presentan los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla, donde se destacan (en rojo) las tres causas más significativas para cada índice.

Tabla 5-32: Porcentajes de los índices de continuidad del total acumulado según causa en la zona Metropolitana.

Metropolitana				
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
OPE11	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	13.02	2.30	3.54
OPE6	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	10.86	8.71	10.30
OPE7	Error de personal u operador	9.90	1.29	2.14
CLI1	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	9.20	3.48	4.00
INC1	Incendio bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado, ej. quema de pastizal)	8.07	14.99	8.76
OTR2	Origen no determinado (trip de interruptor)	7.57	5.08	5.03
OPE21	Error en conexionado	5.26	1.18	3.08

Metropolitana				
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
CL12	Objeto llevado por el viento hacia los conductores	4.70	1.18	3.10
ANI1	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	4.62	4.40	2.94
ACC3	Choque de vehículo a poste	3.76	8.84	28.28
OPE1	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	3.60	6.51	0.68
OPE19	Explosión de equipos	3.01	0.71	1.72
OPE4	Alta presión hogar en unidad generadora	2.63	0.18	0.08
OPE18	Violación de distancia eléctrica	2.44	16.73	9.52
ACC2	Falla originada en terceros (accidentes, interferencias, rodado, deslizamiento de tierra, juegos, etc.)	1.98	1.12	1.66
OPE9	Pérdida de aislación debido a contaminación por actividades de terceros	1.50	4.97	0.11
DIS6	Ruptura de capacidad dieléctrica	1.39	1.06	0.60
OPE10	Falla de material, por fatiga de material o mala calidad	1.24	0.32	0.27
OPE22	Error en programación	1.13	0.67	0.39
DIS2	Crecimiento de la demanda no evaluado	0.94	0.36	0.67
OPE17	Falta de limpieza en aisladores o terminales	0.75	0.24	0.29
OPE5	Conector suelto o sucio	0.56	0.13	0.18
OTR3	Otros	0.38	6.46	8.66
DIS1	Pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales	0.38	0.33	0.80
OPE16	Fuga o degradamiento del dieléctrico (ej. SF6, aceite, etc.)	0.38	8.04	1.70
OPE13	Maquinaria de trabajo pesado	0.19	0.31	0.03
DIS4	Activación sobre presión en transformador	0.19	0.01	0.01
ARB2	Caída de árbol sobre línea o instalación	0.19	0.28	1.18
OPE23	Desperfecto de fábrica	0.19	0.12	0.28

Adicionalmente, se presenta en la siguiente gráfica los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla y subdividida en los años que comprende este estudio en la zona Metropolitana.

Indicadores de continuidad totales según causas en Metropolitana

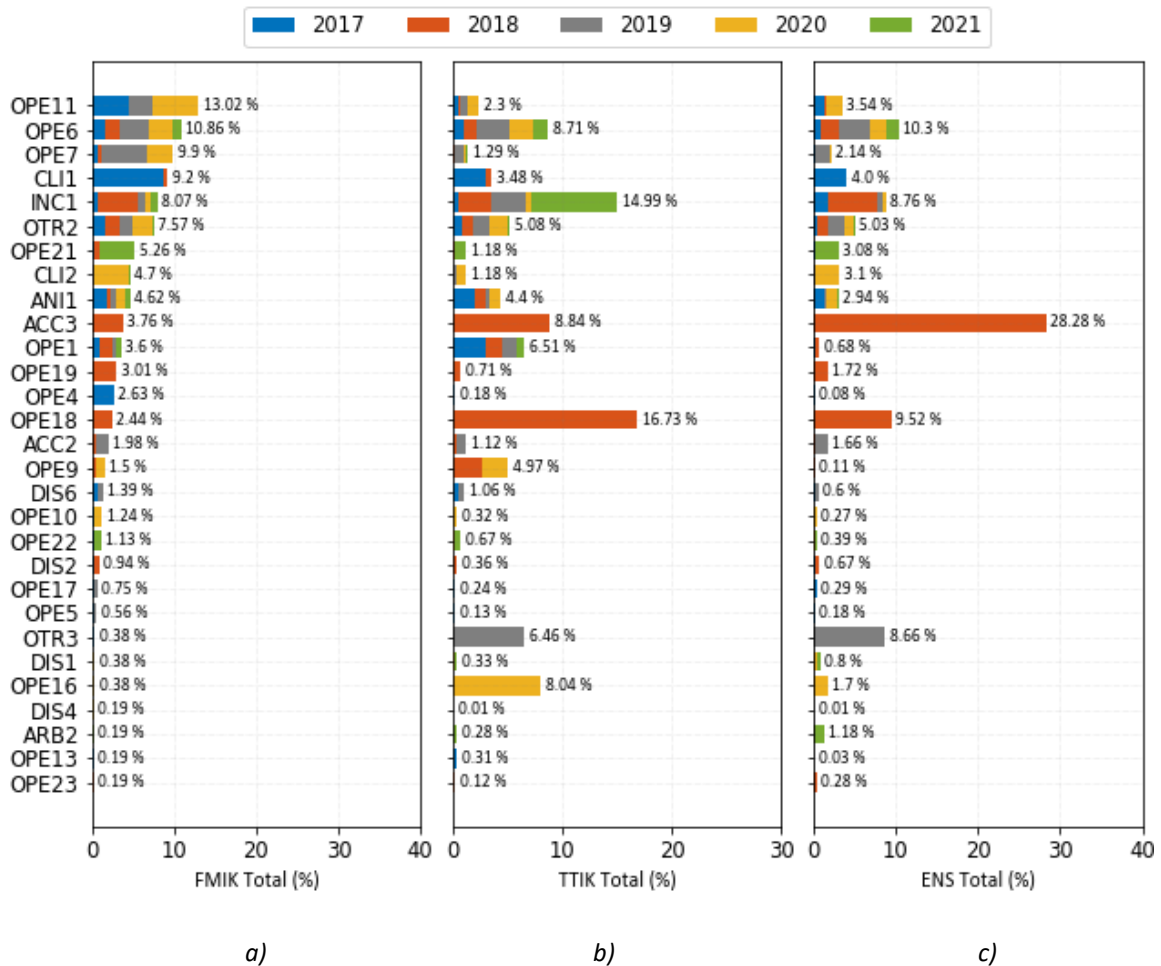


Figura 5-45: Porcentaje del total acumulado en Aconcagua de los índices de continuidad según causa de la falla; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

5.2.8.2 Índices de continuidad (georreferenciación)

Se presentan los índices de continuidad georreferenciados en la zona Metropolitana entre los años 2017 y 2021.

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 5-33: Puntos de control con mayores índices FMIK, TTIK y ENS promedio entre 2017 y 2021 en Metropolitana.

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Metropolitana					Media
			2017	2018	2019	2020	2021	
FMIK	EEPA	BA S/E COSTANERA 12KV	4.0	4.0	3.0	2.0	2.0	3.0
	ENEL DISTRIBUCIÓN	BA S/E RUNGUE 23KV BP1	6.0	4.0	2.0	2.0	1.0	3.0
	ENEL DISTRIBUCIÓN	BA S/E CALEU 12KV BP1	2.0	6.0	1.0	2.0	2.0	2.6

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Metropolitana					Media
			2017	2018	2019	2020	2021	
	EEPA	BA S/E PUENTE ALTO 12KV B1	3.0	4.0	4.4	1.0	0.0	2.5
	EDEL DISTRIBUCIÓN	BA TAP ENTEL 12KV	4.0	3.0	1.0	2.0	2.0	2.4
TTIK	CGE	BA S/E PUENTE ALTO 12KV B1	0.1	148.2	0.7	2.1	0.7	30.4
	CGE	BA S/E CENTRAL MAITENES 12KV BP1	1.6	0.0	0.0	74.6	6.1	16.4
	EDEL DISTRIBUCIÓN	BA S/E CALEU 12KV BP1	3.7	27.6	6.1	6.1	31.6	15.0
	EDEL DISTRIBUCIÓN	BA TAP ENTEL 12KV	12.8	13.2	6.1	6.1	33.1	14.3
	EDEL DISTRIBUCIÓN	BA S/E SAN JOSE 12KV BP4	0.0	0.0	60.0	0.2	0.0	12.0
ENS	CGE	BA S/E PUENTE ALTO 12KV B1	0.1	995.5	5.5	13.1	4.4	203.7
	EDEL DISTRIBUCIÓN	BA S/E SAN JOSE 12KV BP4	0.0	0.0	959.7	4.8	0.0	192.9
	EDEL DISTRIBUCIÓN	BA S/E LO BOZA 12KV BP2	0.0	299.7	0.0	24.6	40.2	72.9
	EDEL DISTRIBUCIÓN	BA S/E CHACABUCO 12.5KV BP1	28.4	298.6	0.0	32.5	0.0	71.9
	EDEL DISTRIBUCIÓN	BA S/E QUILICURA 12KV BP4	0.0	331.6	4.9	0.0	0.0	67.3

a) FMIK

Los puntos de control con mayor promedio de FMIK acumulado en el periodo que comprende este estudio corresponden a, Costanera 12 kV, Rungue BP1 23 kV BP1, Caleu BP1 12 kV, Puente Alto 12 kV y Entel 12 kV, respectivamente. 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 – Rungue.

En el año 2021, los tres puntos que representan el máximo índice de los ya presentados corresponden a Rungue BP1 12 kV, Costanera 12kV y Caleu BP1 12 kV, con un índice de 2.0 (veces/año). Las principales fallas se presentan en la línea 2x44 kV Las Vegas – Rungue y en la línea 110 kV Vizcachas – Puente Alto. Las principales razones obedecen a la pérdida de aislación, error en programación o incendios bajos las líneas.

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 2021, con la excepción de los puntos específicos como los ya mencionados en esta sección.

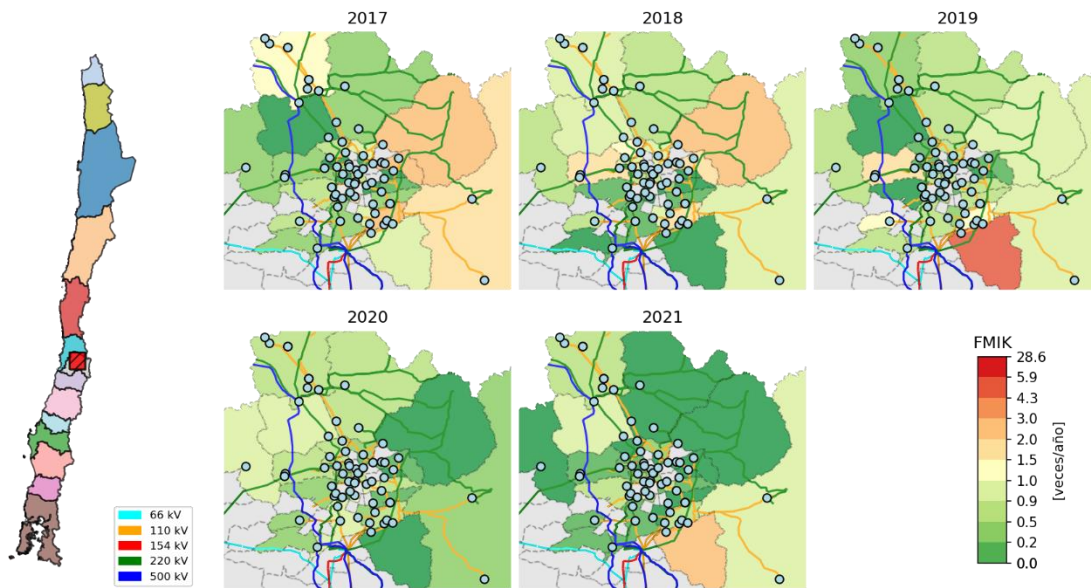


Figura 5-46: FMIK entre 2017 y 2021 georreferenciados en la zona Metropolitana.

b) TTIK

Los puntos de control con mayor promedio corresponden a Puente Alto 12 kV B1, Central Maitenes 12 kV BP1, Caleu BP1 12 kV, Tap Entel 12 kV y San José BP4 12 kV.

En el año 2021, el mayor registro corresponde al punto Tap Entel 12 kV, alcanzando 33.1 (horas/año). La interrupción más destacada alcanzó 23.98 horas antes de restituir el suministro, debido a incendios que afectaron a la línea 2x44 kV Las Vegas – Rungue.

En la siguiente figura se presenta el índice TTIK en los puntos de control en la zona Metropolitana., mostrando la evolución anual positiva de este índice en la zona al año 2021.

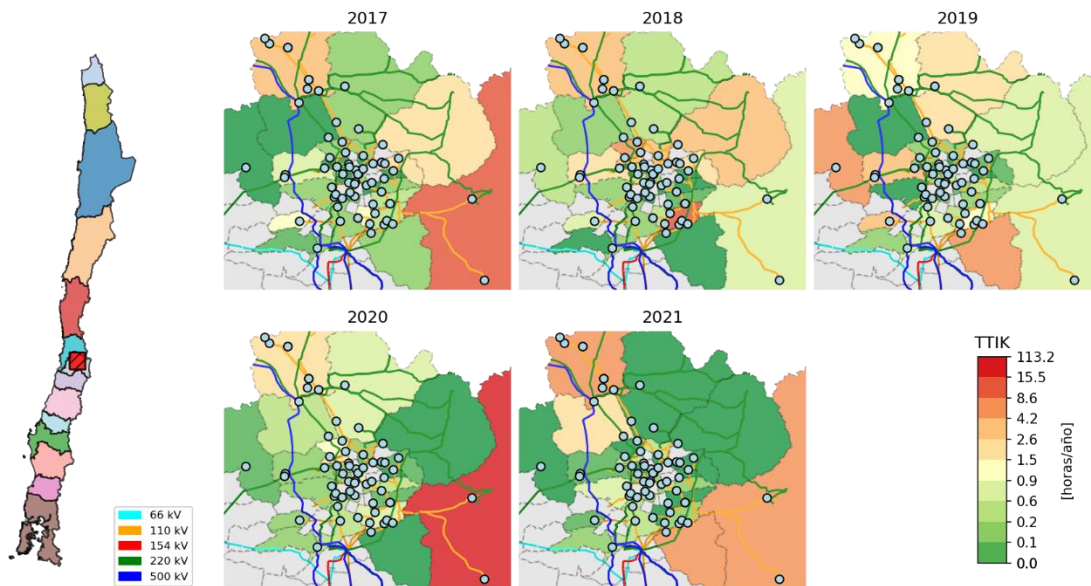


Figura 5-47 TTIK entre 2017 y 2021 presentados en el mapa de la zona Metropolitana.

c) ENS

Los puntos de control con mayor promedio de ENS corresponden a Puente Alto 12 kV B1, San José 12 kV BP4, Lo Boza 12.5 kV, Chacabuco 12.5 kV BP1 y Quilicura 12 kV BP4, respectivamente.

Con respecto al 2021, último adicionado a este estudio, el mayor índice de los puntos mencionados corresponde a Lo Boza 12 kV BP2, alcanzando 40.2 MWh. La interrupción más significativa corresponde la interrupción la desconexión forzada ante la operación de la protección de sobrecorriente residual.

En la siguiente figura se presenta la ENS en los puntos de control en la zona Metropolitana, mostrando variaciones de este índice tanto al alza como a la baja de manera dispersa en la zona.

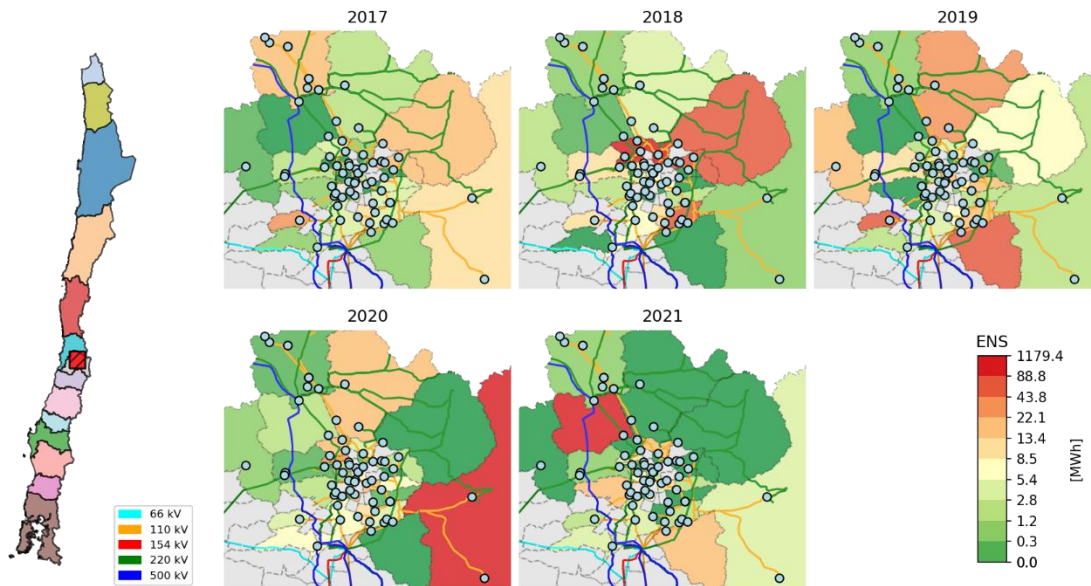


Figura 5-48: ENS entre 2017 y 2021 georreferenciados en la zona Metropolitana.

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 2021 se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 5-34: 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

N	Empresa	Nombre Proyecto	ST	Nivel de tensión [kV]	Fecha Real De EO	Origen	N° Decreto	Año Decreto
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
12	Enel Distribución S.A.	Aumento de capacidad en SE San José	STZ	110	23-ago-21	Decreto	418	2017
13	Empresa Eléctrica de Puente Alto S.A.	Ampliación en S/E Costanera	STZ	110	14-sept-21	Art. 102		
14	Enel Distribución S.A.	Ampliación en SE Macul	STZ	110/12	07-sept-21	Decreto	418	2017
16	Enel Distribución S.A.	Normalización en SE Chena 220 kV	STN	220	31-ago-21	Decreto	373	2016
17	Enel Distribución S.A.	Ampliación en SE Pudahuel	STZ	110/12	17-ago-21	Decreto	418	2017
18	Empresa Eléctrica de Puente Alto S.A.	Ampliación en S/E Puente Alto	STZ	110	16-sept-21	Art. 102		
19	Empresa de los Ferrocarriles del Estado	Reemplazo de Transformadores 110/66 kV en S/E Lo Espejo (FFCC)	STZ	110-66	26-oct-21	DC		

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. Luego, desde las obras 8 a 11, su entrada en operación corresponde al año 2020, no tuvieron mayor incidencia a partir de su entrada en operación. Finalmente, a partir de la obra 12 el análisis corresponde a 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 2017 y el 2021.

Tabla 5-35: Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2017, 2018, 2019, 2020 y 2021 en la zona de Melipilla.

Índice de continuidad	Año	Melipilla						Desviación Estándar
		Mínimo	Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo	Media	
FMIK	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
	2021	0.0	0.1	1.0	1.0	3.0	0.9	0.9
TTIK	2017	0.0	0.2	1.0	2.7	6.3	1.7	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
	2021	0.0	0.0	0.1	0.3	4.2	0.6	1.2
ENS	2017	0.0	1.8	6.1	15.8	52.8	12.8	16.4
	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
	2021	0.0	0.1	0.5	1.5	13.0	2.0	3.7

En la zona de Melipilla, el índice FMIK promedio menor, registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde a el año 2018 equivalente a 0.1 (veces/año). En el año 2017 se presenta el mayor valor alcanzando 2.6 (veces/año). El año 2021 registra una reducción con respecto al año 2020, desde un valor medio de 1.4 a 0.9 (veces/año).

El índice TTIK promedio menor, registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde a el año 2018 equivalente a 0.1 (horas/año). El año 2019 presenta el mayor valor alcanzando 1.8 (horas/año). El año 2021 registra una reducción con respecto al año 2020, desde un valor medio de 1.1 a 0.6 (horas/año).

La ENS promedio menor, registrada en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2018 equivalente a 0.7 (MWh/año). El año 2017 presenta el mayor valor alcanzando 12.8 (MWh/año). El año 2021 registra una reducción con respecto al año 2020, desde un valor medio de 6.3 a 2.0 (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.

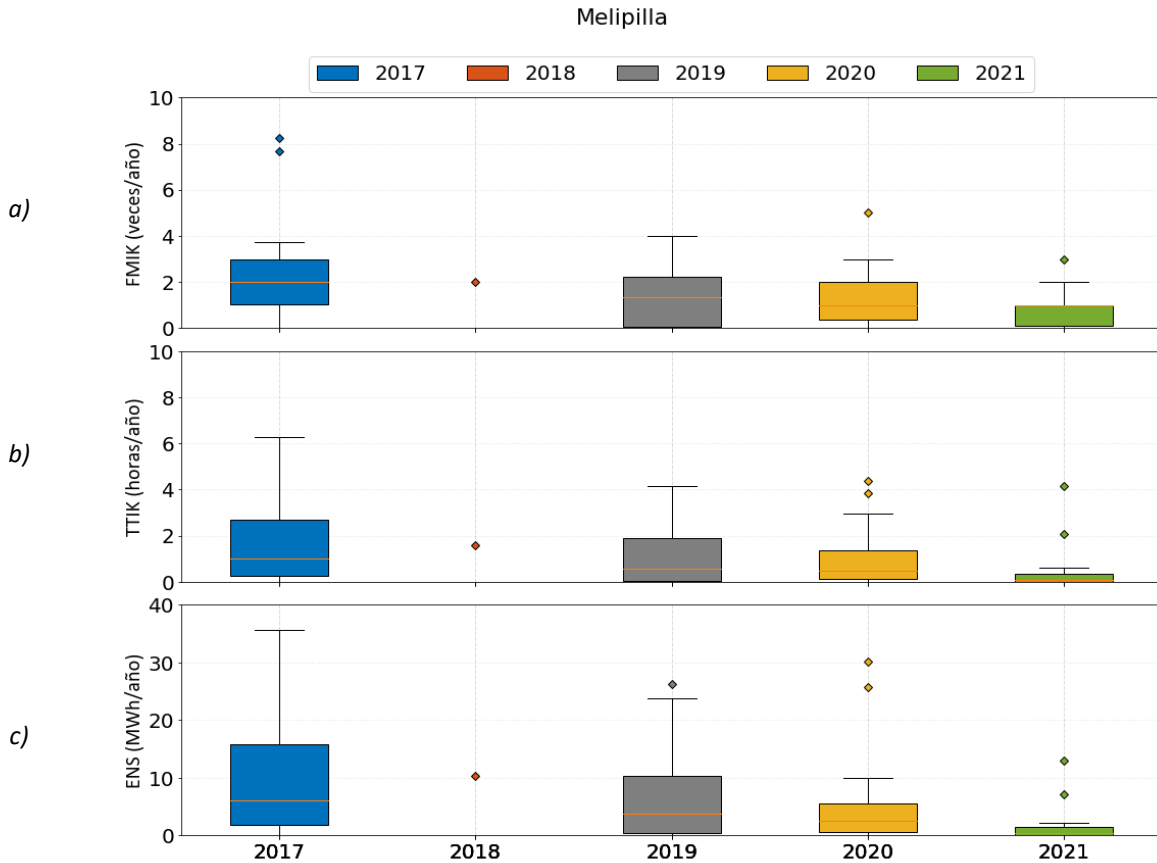


Figura 5-49: Diagrama BoxPlot de los índices de continuidad de Melipilla; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

Luego, se presentan los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla, donde se destacan (en rojo) las tres causas más significativas para cada índice.

Tabla 5-36: Porcentajes de los índices de continuidad del total acumulado según causa en Melipilla.

		Melipilla		
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
OPE7	Error de personal u operador	18.62	6.03	7.17
OPE11	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	17.30	6.96	6.68
INC1	Incendio bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado, ej. quema de pastizal)	15.81	5.28	9.32
CLI2	Objeto llevado por el viento hacia los conductores	9.73	12.79	11.68
OPE4	Alta presión hogar en unidad generadora	4.99	0.56	0.13
OPE10	Falla de material, por fatiga de material o mala calidad	3.65	10.23	5.66
AUT1	Pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales	3.65	2.85	1.23
VAN3	Robo conductor o equipo	2.85	16.85	13.07
OPE18	Otros	2.43	3.02	2.32
OTR3	Violación de distancia eléctrica	2.43	1.52	3.19

		Melipilla		
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
OPE22	Error en programación	2.43	0.66	0.58
DIS1	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	2.43	3.40	2.03
OPE6	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	2.43	2.57	1.21
ANI1	Pérdida de aislación debido a contaminación por actividades de terceros	2.43	5.04	4.74
OPE9	Explosión de equipos	2.27	5.68	2.87
OPE19	Maquinaria de trabajo pesado	1.69	10.65	21.75
ACC3	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	1.22	1.38	1.20
CLI1	Choque de vehículo a poste	1.22	2.71	3.66
OPE13	Falla originada en terceros (accidentes, interferencias, rodado, deslizamiento de tierra, juegos, etc.)	1.22	0.55	0.55
ACC2	Falla originada en terceros (accidentes, interferencias, rodado, deslizamiento de tierra, juegos, etc.)	1.22	1.26	0.98

Adicionalmente, se presenta en la siguiente gráfica los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla y subdividida en los años que comprende este estudio en la zona de Melipilla.

Indicadores de continuidad totales según causas en Melipilla

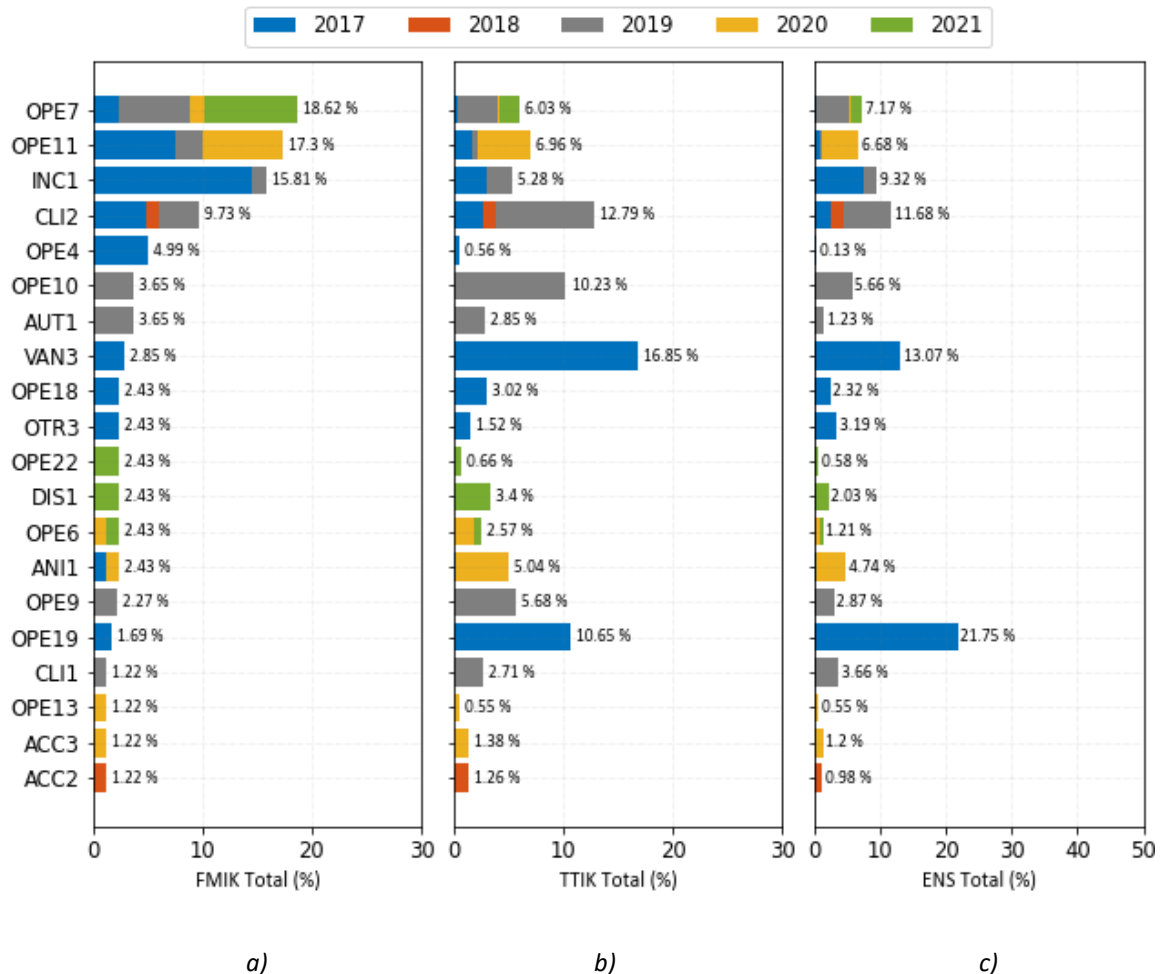


Figura 5-50: Porcentaje del total acumulado en Melipilla de los índices de continuidad según causa de la falla; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

5.2.9.2 Índices de continuidad (georreferenciación)

Se presentan los índices de continuidad georreferenciados en la zona de Melipilla entre los años 2017 y 2021.

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 5-37: Puntos de control con mayores índices FMIK, TTIK y ENS promedio entre 2017 y 2021 en Melipilla.

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Melipilla					Media
			2017	2018	2019	2020	2021	
FMIK	CGE	BA S/E BOLLENAR 13.2KV	8.2	2.0	3.0	3.0	3.0	3.8
	CHILQUINTA	BA S/E SAN ANTONIO BARRA 12KV N° 2	7.7	0.0	1.6	0.3	0.6	2.0
	CGE	BA S/E EL MONTE 13.2KV	3.0	0.0	4.0	2.0	1.0	2.0
	CGE	BA S/E EL PAICO 13.2KV	3.0	0.0	3.0	1.0	1.0	1.6

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Melipilla					Media
			2017	2018	2019	2020	2021	
	CGE	BA S/E CHOCALAN 13.2KV	0.0	0.0	0.0	5.0	2.0	1.4
	CGE	BA S/E BOLLENAR 13.2KV	2.8	1.6	0.8	3.9	4.2	2.7
TTIK	LITORAL	BA S/E SAN SEBASTIAN BARRA 12KV N° 2	6.3	0.0	4.2	0.5	2.1	2.6
	CGE	BA S/E EL PAICO 13.2KV	1.8	0.0	10.4	0.5	0.0	2.6
	CGE	BA S/E EL MONTE 13.2KV	1.4	0.0	3.7	1.1	0.0	1.2
	CHILQUINTA	BA S/E SAN ANTONIO BARRA 12KV N° 2	4.4	0.0	0.4	0.1	0.1	1.0
	CGE	BA S/E BOLLENAR 13.2KV	18.3	10.4	3.0	30.1	13.0	15.0
ENS	CHILQUINTA	BA S/E SAN ANTONIO BARRA 12KV N° 2	52.8	0.0	8.4	3.5	1.6	13.3
	LITORAL	BA S/E SAN SEBASTIAN BARRA 12KV N° 2	34.1	0.0	11.1	1.2	7.1	10.7
	CHILQUINTA	BA S/E SAN ANTONIO BARRA 12KV N° 1	35.6	0.0	4.5	2.4	1.0	8.7
	CGE	BA S/E EL MONTE 13.2KV	8.1	0.0	23.9	2.7	0.3	7.0

a) FMIK

Los puntos de control con mayor promedio de FMIK acumulado en el período corresponden a Bollenar 13.2 kV, San Antonio 12kV N°2, El Monte 13.2 kV, El Paico 13.2 kV y El Maitén 13.2 kV, respectivamente. 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.

Respecto al año 2021, de los puntos mencionados el de mayor valor corresponde a Bollenar 13.2 kV con 3.0 (veces/año). Las fallas más recurrentes corresponden a error en programación, de personal u operador y a trabajos de reparación.

En la siguiente figura se presenta el índice FMIK en los puntos de control en la zona de Melipilla, mostrando una tendencia al alza de manera generalizada a partir del año 2018 al 2020. Ya para el 2021 se presenta leve descenso de este índice, sin alcanzar los niveles del año 2018.

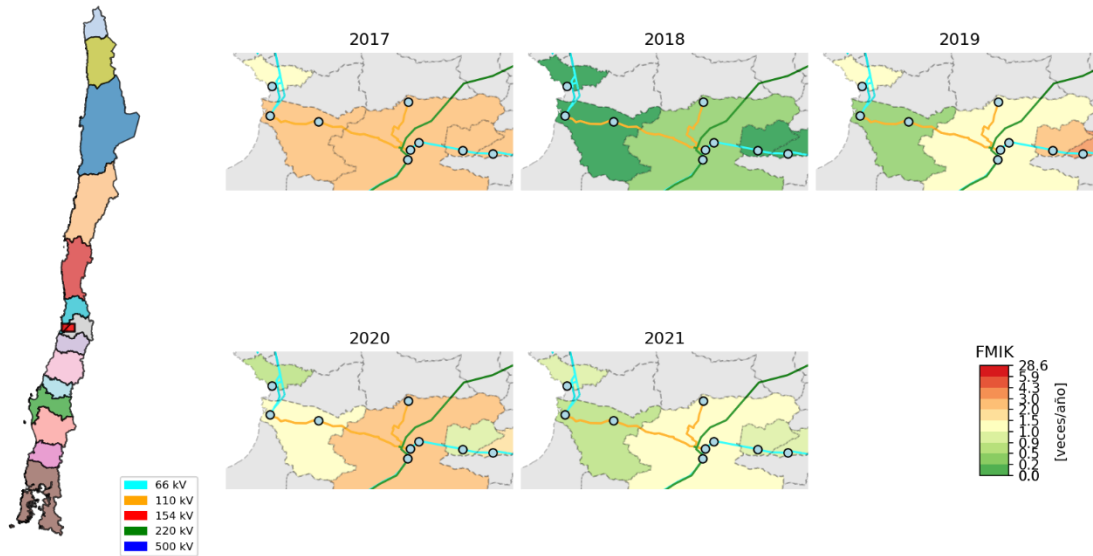


Figura 5-51: FMIK entre 2017 y 2021 georreferenciados en la zona de Melipilla.

b) TTIK

Los puntos de control con el mayor promedio acumulado de TTIK corresponde a Bollenar 13.2 kV, San Sebastián 13.2 kV N°2, El Paico 13.2 kV, El Monte 13.2 kV y San Antonio 13.2 kV N°2.

En el año 2021, de los puntos mencionados, el TTIK más alto lo alcanza Bollenar 13.2 kV con 4.2 (horas/año). La interrupción de más significativa implicó 3.38 hora sin suministro, debido a trabajos de reparación en estructura de la línea 110 kV Alto Melipilla – Bollenar.

En la siguiente figura se presenta el índice TTIK en los puntos de control en la zona de Melipilla, mostrando al año 2021 una mejora significativa general del índice en toda la zona, sin alcanzar a los bajos niveles presentados en el 2018.

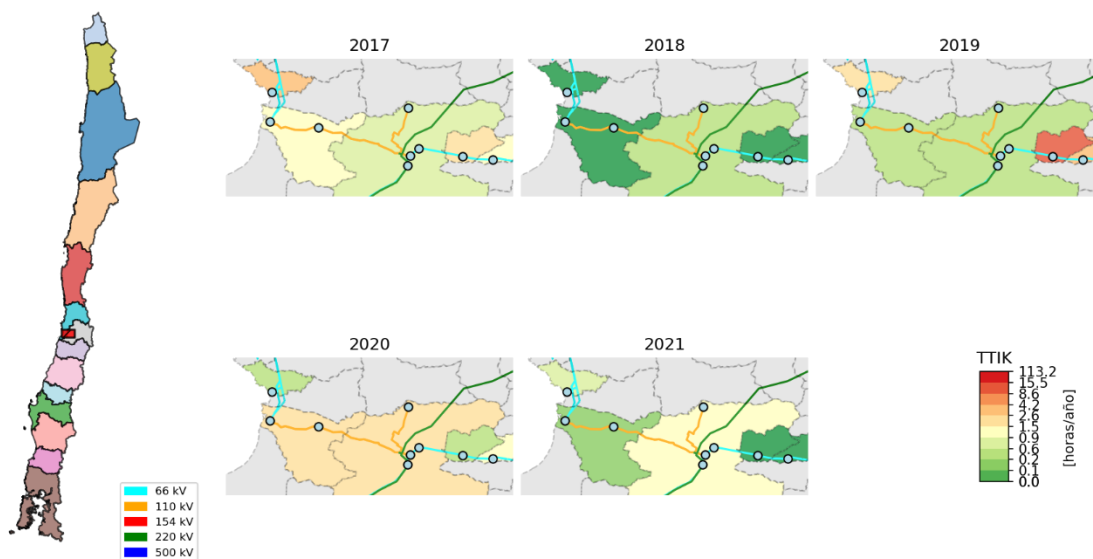


Figura 5-52 TTIK entre 2017 y 2021 presentados en el mapa de la zona de Melipilla.

c) ENS

Los puntos de control con el mayor promedio acumulado en la ENS son Bollenar 13.2 kV, San Antonio 12 kV N°2, San Sebastián 12 kV N°2, San Antonio 12 kV N°1 y El Monte 13,2 kV.

En el 2021, se registra un valor máximo en Bollenar 13.2 kV con un índice de 13.0 MWh, con causa atribuible a la ya mencionada en la sección anterior, con una pérdida de 9.81 MWh.

En la siguiente figura se presenta la ENS en los puntos de control en la zona de Melipilla, muestra el descenso generalizado de este índice entre el 2020 y 2021, manteniendo la tendencia de ser el 2018 el año con índices más bajos en la zona.

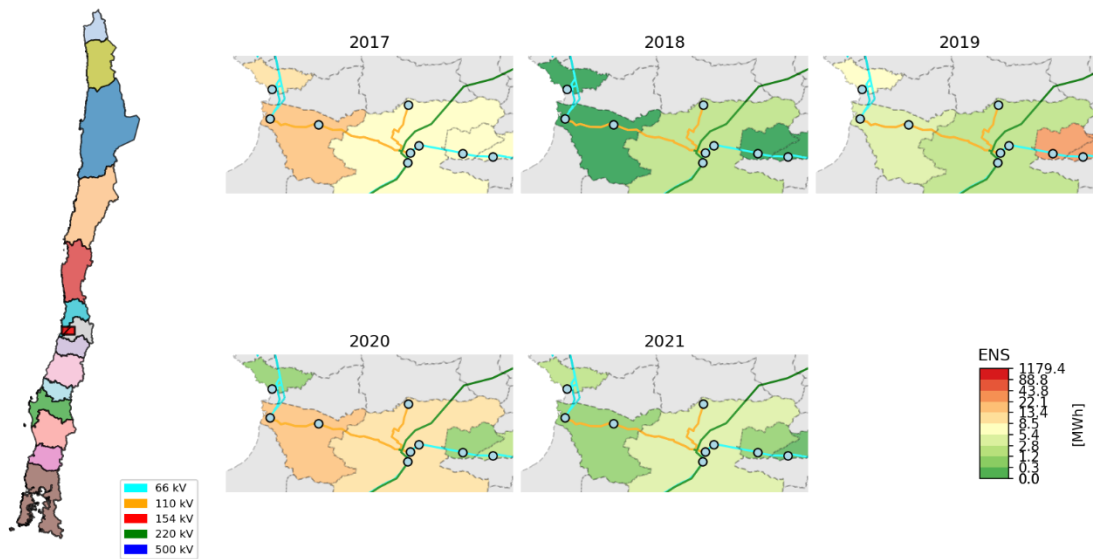


Figura 5-53: ENS entre 2017 y 2021 georreferenciados en la zona de Melipilla.

5.2.9.3 Inversiones en transmisión

Para los años entre el 2018 y 2021 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 2017 y el 2021.

Tabla 5-38: Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2017, 2018, 2019, 2020 y 2021 en la zona de Rapel.

Índice de continuidad	Año	Mínimo	Rapel				Media	Desviación Estándar
			Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo		
FMIK	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	2.0	1.4
	2020	0.0	1.3	2.0	2.0	3.0	1.8	0.8
	2021	0.0	0.0	1.0	2.0	3.6	1.4	1.3
TTIK	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
	2021	0.0	0.0	1.3	3.8	5.7	2.1	2.0
ENS	2017	0.0	0.0	0.0	11.7	531.3	40.6	128.2
	2018	0.0	2.0	13.4	25.8	108.0	21.2	29.0
	2019	0.0	3.8	10.7	17.9	110.2	17.5	26.6
	2020	0.0	1.0	7.0	17.0	72.8	12.3	17.6
	2021	0.0	0.0	9.5	22.3	59.7	14.8	17.2

El índice FMIK promedio menor, registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde a el año 2017 equivalente a 0.7 (veces/año). En el año 2019 se presenta el mayor valor alcanzando 2.0 (veces/año). El año 2021 registra un aumento con respecto al año 2020, desde un valor medio de 1.8 a 1.4 (veces/año).

El índice TTIK promedio menor, registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde a el año 2021 equivalente a 2.1 (horas/año). El año 2018 presenta el mayor valor alcanzando 5.8 (horas/año).

La ENS promedio menor, registrada en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2020 equivalente a 12.3 (MWh/año). El año 2017 presenta el mayor valor alcanzando 40.6 (MWh/año). El año 2021 registra un leve aumento con respecto al año 2020, desde un valor medio de 12.3 a 14.8 (MWh/año).

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

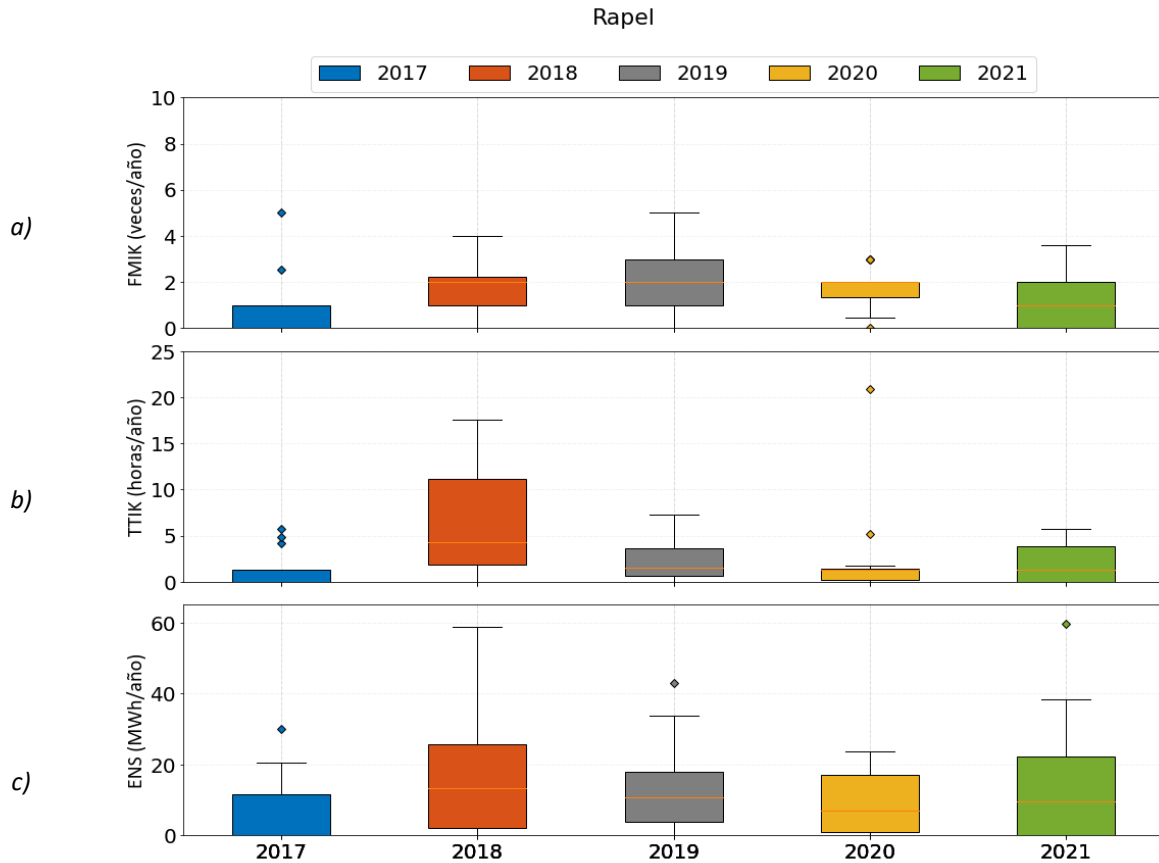


Figura 5-54 Diagrama BoxPlot de los índices de continuidad de Rapel; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

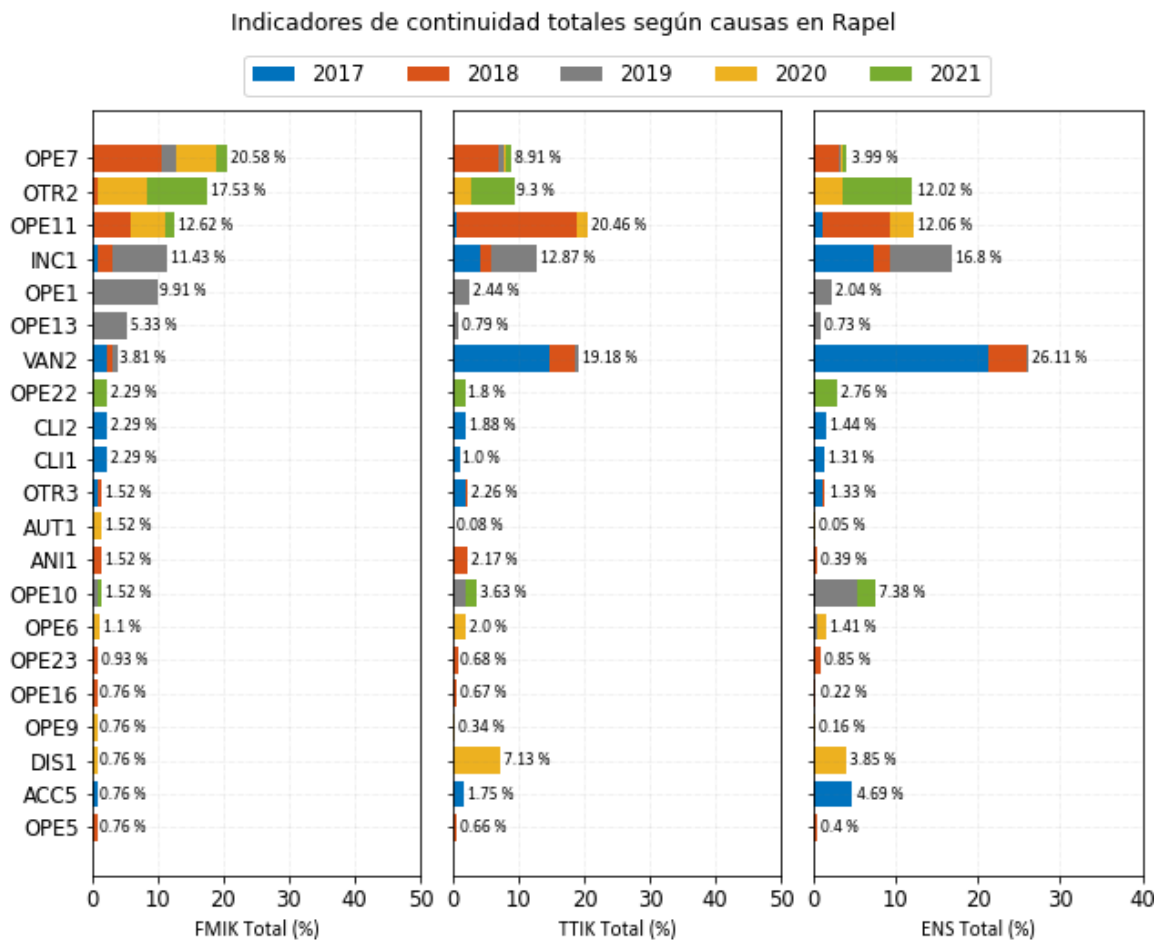
Luego, se presentan los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla, donde se destacan (en rojo) las tres causas más significativas para cada índice.

Tabla 5-39: Porcentajes de los índices de continuidad del total acumulado según causa en Rapel.

Causa		Rapel		
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
OPE7	Error de personal u operador	20.58	8.91	3.99
OTR2	Origen no determinado (trip de interruptor)	17.53	9.30	12.02
OPE11	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	12.62	20.46	12.06
INC1	Incendio bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado, ej. quema de pastizal)	11.43	12.87	16.80
OPE1	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	9.91	2.44	2.04
OPE13	Maquinaria de trabajo pesado	5.33	0.79	0.73
VAN2	Atentado/explosivos/sabotaje	3.81	19.18	26.11
CLI1	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	2.29	1.00	1.31
OPE22	Error en programación	2.29	1.80	2.76
CLI2	Objeto llevado por el viento hacia los conductores	2.29	1.88	1.44
OTR3	Otros	1.52	2.26	1.33

Causa	Descripción Causa	Rapel		
		FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
AUT1	Desconexión debido a una emergencia, para evitar riesgos a personas o cosas	1.52	0.08	0.05
ANI1	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	1.52	2.17	0.39
OPE10	Falla de material, por fatiga de material o mala calidad	1.52	3.63	7.38
OPE6	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	1.10	2.00	1.41
OPE23	Desperfecto de fábrica	0.93	0.68	0.85
ACC5	Daño cable de poder	0.76	1.75	4.69
OPE16	Fuga o degradamiento del dieléctrico (ej. SF6, aceite, etc.)	0.76	0.67	0.22
OPE9	Pérdida de aislación debido a contaminación por actividades de terceros	0.76	0.34	0.16
DIS1	Pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales	0.76	7.13	3.85
OPE5	Conector suelto o sucio	0.76	0.66	0.40

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



a) b) c)
 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 2017 y 2021.

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 5-40: Puntos de control con mayores índices FMIK, TTIK y ENS promedio entre 2017 y 2021 en Rapel.

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Rapel					Media
			2017	2018	2019	2020	2021	
FMIK	CGE	BA S/E LA MANGA 13.2KV	2.6	2.2	2.4	3.0	3.0	2.6
	CGE	BA S/E ALHUE 23KV	5.0	3.0	3.0	2.0	0.0	2.6
	CGE	BA S/E PANIAHUE 13.2KV	1.0	2.0	5.0	2.0	3.0	2.6
	CGE	BA S/E ALCONES 23KV	0.0	2.0	3.0	2.0	3.6	2.1
	CGE	BA S/E LIHUEIMO 13.2KV T1-T2	0.0	3.0	3.0	1.6	3.0	2.1
TTIK	CGE	BA S/E ALHUE 23KV	55.3	13.6	5.1	0.2	0.0	14.8
	CGE	BA S/E MANDINGA 13.8KV	0.0	1.0	1.1	20.9	0.1	4.6
	CGE	BA S/E MARCHIGÜE 13.2KV	0.0	17.6	1.5	1.3	2.5	4.6
	CGE	BA S/E PANIAHUE 13.2KV	4.9	1.9	7.3	1.4	5.2	4.1
	CGE	BA S/E ALCONES 23KV	0.0	9.6	2.2	1.8	5.7	3.9
ENS	CGE	BA S/E ALHUE 23KV	531.3	108.0	43.0	1.0	0.0	136.7
	CGE	BA S/E PANIAHUE 13.2KV	84.8	13.9	110.2	21.8	59.7	58.1
	CGE	BA S/E LA ESPERANZA (TRANSNET) 13.2KV	0.2	57.3	3.6	17.0	33.2	22.3
	CGE	BA S/E MARCHIGÜE 13.2KV	0.0	58.9	10.7	10.2	22.3	20.4
	CGE	BA S/E LA MANGA 13.2KV	29.9	18.8	8.7	2.2	38.4	19.6

a) FMIK

Los puntos de control con mayor promedio de FMIK acumulado corresponde a La Manga 13.2 kV; Alhué 23 kV, Paniahue 13.2 kV, Alcones 23 kV y Lihueimo 13.2 kV T1-T2.

Respecto del año 2021, último agregado al análisis de este estudio, se observa que el valor máximo se presenta en Alcones 23 kV, con un FMIK de 3.6 (veces/año), debido fundamentalmente a origen no determinado (trip de interruptor).

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 considerando el SEN de manera completa.

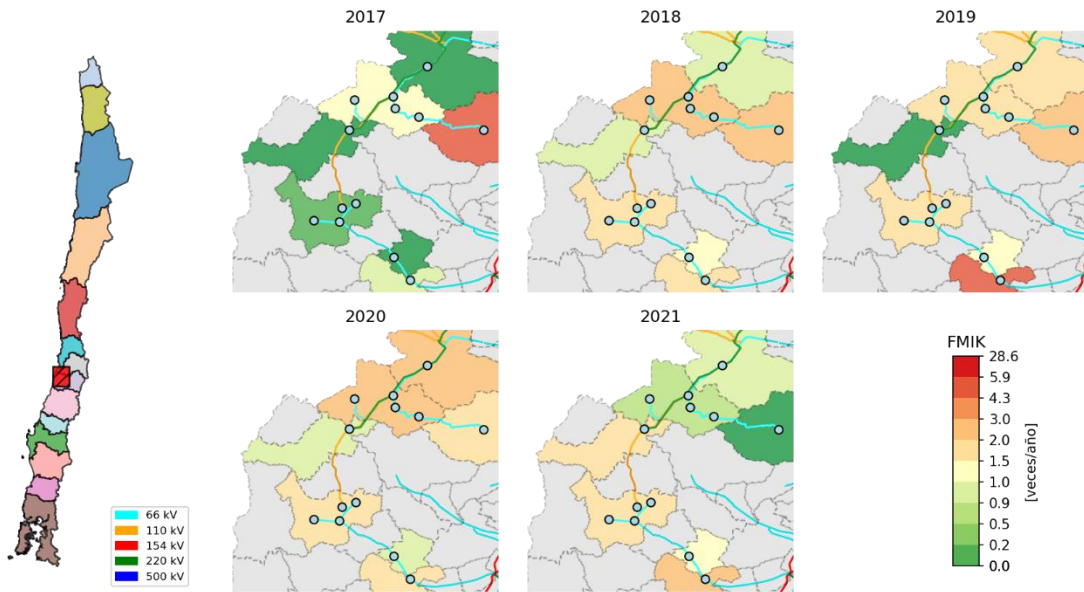


Figura 5-56: FMIK entre 2017 y 2021 georreferenciados en la zona de Rapel.

b) TTIK

Los mayores valores de promedios acumulados de TTIK en esta zona se registraron en los puntos de control Alhué 23 kV, Mandinga 13.8 kV, Marichigüe 13.2 kV, Paniahue 13.2 kV, y Alcones 23 kV.

Respecto del año 2021, último agregado al análisis de este estudio, se observa que el valor máximo se presenta en Alcones 23 kV con un TTIK de 5.7 (horas/año), disminuyendo en comparación con los años anteriores, con causa principal por origen no determinado (trip de interruptor).

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.

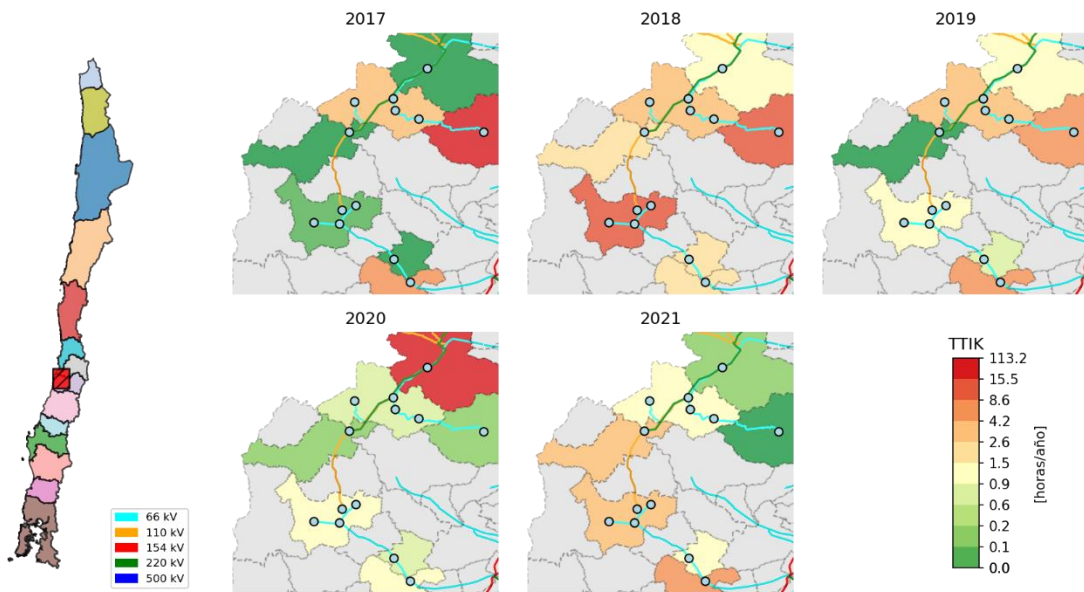


Figura 5-57: TTIK entre 2017 y 2021 presentados en el mapa de la zona de Rapel.

c) ENS

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

Respecto del año 2021, último agregado al análisis de este estudio, se observa que el valor máximo se presenta en Paniahue 13.2 kV; con una ENS de 59.7 MWh disminuyendo significativamente en relación al año anterior. Las causas de estos valores de ENS están dadas por error en programación.

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.

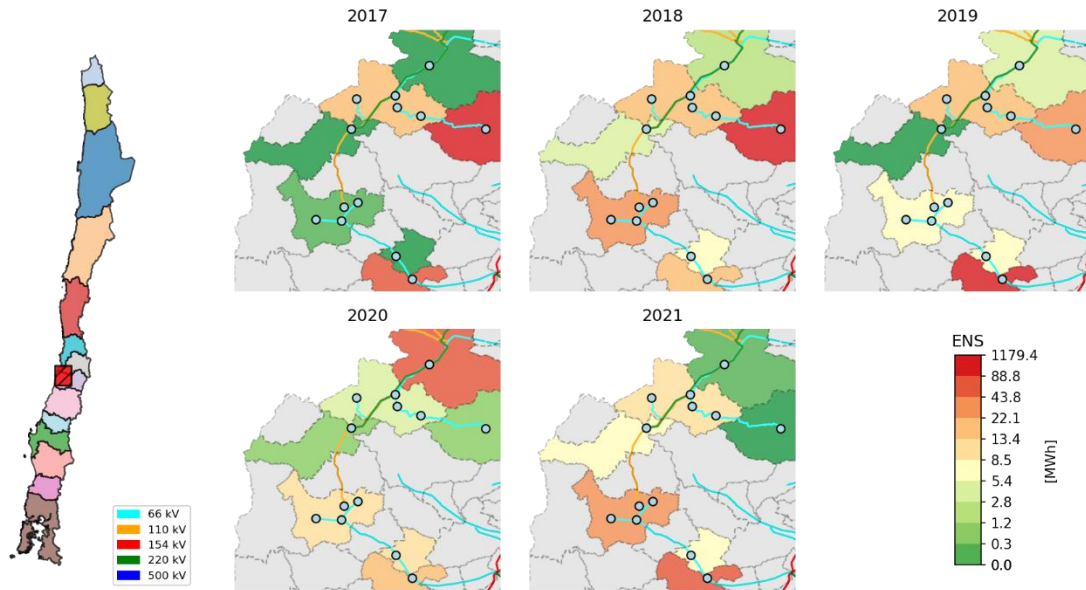


Figura 5-58: ENS entre 2017 y 2021 georreferenciados en la zona de Rapel.

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 2021 se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 5-41: 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	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.

Los años 2020 y 2021 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 2017 y el 2021.

Tabla 5-42: Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2017, 2018, 2019, 2020 y 2021 en la zona de Rancagua.

Índice de continuidad	Año	Rancagua						Desviación Estándar
		Mínimo	Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo	Media	
FMIK	2017	0.0	0.0	1.0	2.0	7.0	1.7	1.7
	2018	0.0	0.0	1.0	1.4	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
	2021	0.0	0.0	0.0	0.9	4.0	0.5	0.9
TTIK	2017	0.0	0.0	0.4	2.0	48.8	2.6	7.1
	2018	0.0	0.0	0.2	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
	2021	0.0	0.0	0.0	1.0	17.4	1.0	2.6
ENS	2017	0.0	0.0	3.0	12.8	217.4	15.5	37.8
	2018	0.0	0.0	0.6	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	38.1
	2021	0.0	0.0	0.0	11.9	50.0	6.8	12.0

El índice FMIK promedio menor, registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2021 equivalente a 0.5 (veces/año). El año 2017 presenta el mayor valor alcanzando 1.7 (veces/año).

El índice TTIK promedio menor, registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2021 equivalente a 1.0 (horas/año). El año 2017 presenta el mayor valor alcanzando 2.6 (horas/año).

La ENS promedio menor, registrada en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2021 equivalente a 6.8 (MWh/año). El año 2019 presenta el mayor valor alcanzando 15.8 (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.

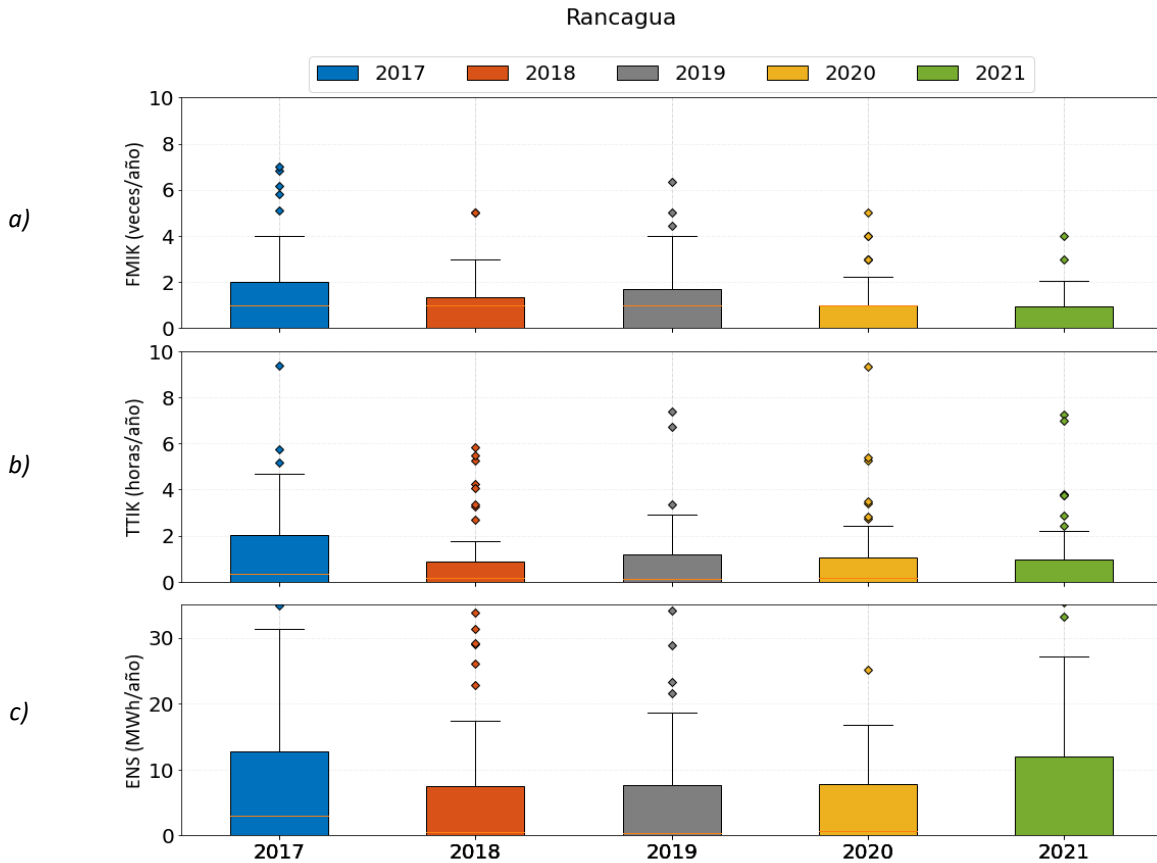


Figura 5-59 Diagrama BoxPlot de los índices de continuidad de Rancagua; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

Luego, se presentan los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla, donde se destacan (en rojo) las tres causas más significativas para cada índice.

Tabla 5-43: Porcentajes de los índices de continuidad del total acumulado según causa en Rancagua.

		Rancagua		
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
ARB2	Caída de árbol sobre línea o instalación	10.25	7.04	6.67
OPE11	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	8.33	6.20	5.53
INC1	Incendio bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado, ej. quema de pastizal)	8.21	10.85	9.23
OTR2	Origen no determinado (trip de interruptor)	7.91	9.30	9.18
ANI1	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	7.30	1.92	1.49
OPE7	Error de personal u operador	7.01	2.23	2.02
ACC3	Choque de vehículo a poste	5.78	19.29	12.45
CLI2	Objeto llevado por el viento hacia los conductores	5.48	8.30	8.61
CLI1	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	4.87	7.05	13.59

Rancagua					
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)	
OPE6	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	4.56	2.86	2.46	
OPE17	Falta de limpieza en aisladores o terminales	3.96	0.37	0.31	
OPE13	Maquinaria de trabajo pesado	3.35	2.58	1.68	
OPE18	Violación de distancia eléctrica	3.04	2.34	3.57	
DIS2	Crecimiento de la demanda no evaluado	2.89	0.67	2.41	
VAN3	Robo conductor o equipo	2.75	2.52	2.47	
OPE1	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	2.43	6.25	9.04	
ARB1	Contacto de ramas con conductores	2.43	3.85	1.44	
ACC2	Falla originada en terceros (accidentes, interferencias, rodado, deslizamiento de tierra, juegos, etc.)	2.43	0.78	2.08	
OPE4	Alta presión hogar en unidad generadora	1.99	0.33	0.12	
OPE21	Error en conexiónado	0.91	0.13	0.26	
OPE22	Error en programación	0.91	1.10	0.72	
OPE16	Fuga o degradamiento del dieléctrico (ej. SF6, aceite, etc.)	0.61	0.95	1.39	
OPE10	Falla de material, por fatiga de material o mala calidad	0.61	0.50	0.21	
OPE19	Explosión de equipos	0.45	0.44	1.72	
OPE23	Desperfecto de fábrica	0.30	0.46	0.32	
DIS6	Ruptura de capacidad dieléctrica	0.30	0.33	0.32	
OTR3	Otros	0.30	0.11	0.21	
DIS4	Activación sobre presión en transformador	0.30	0.60	0.13	
OPE5	Conector suelto o sucio	0.30	0.68	0.37	

Adicionalmente, se presenta en la siguiente gráfica los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla y subdividida en los años que comprende este estudio en la zona de Rancagua.

Indicadores de continuidad totales según causas en Rancagua

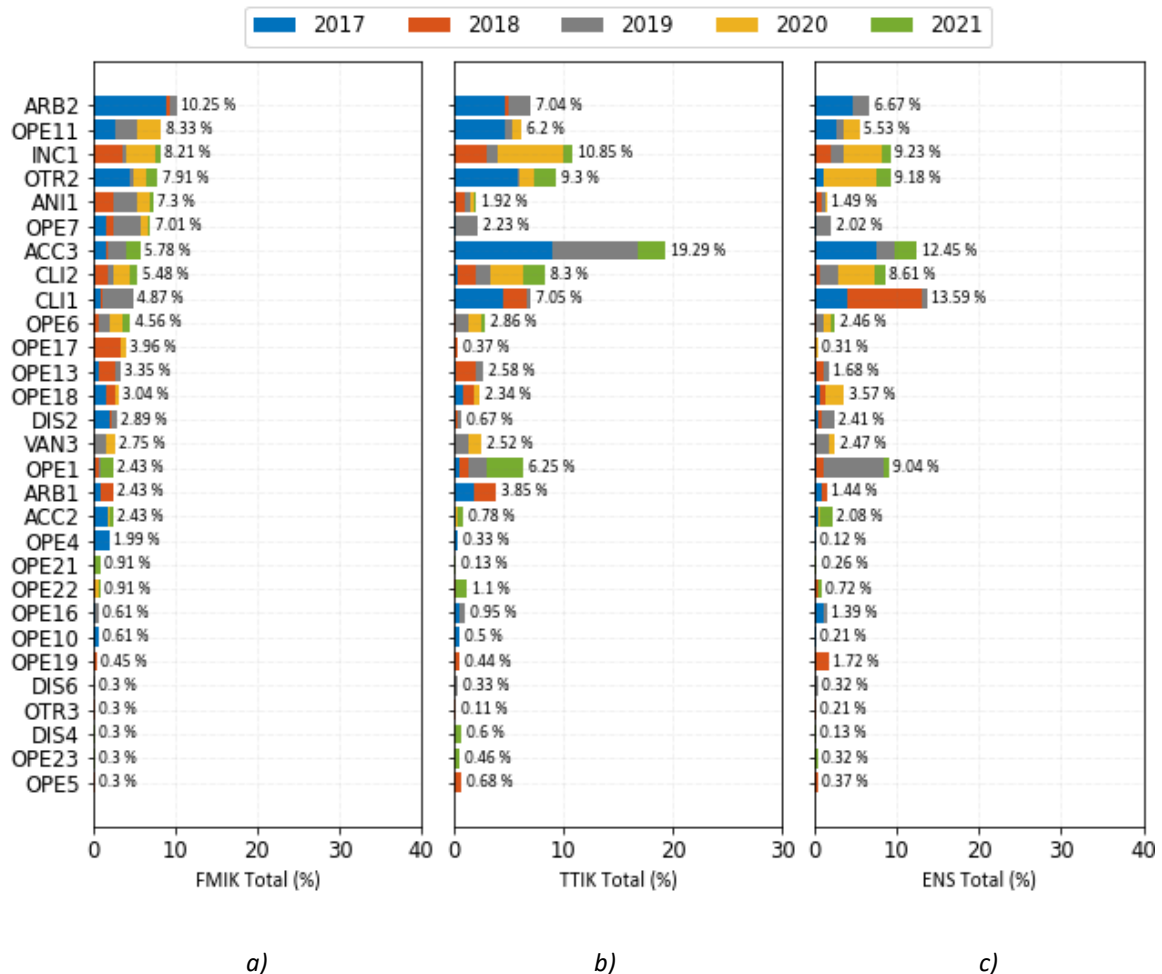


Figura 5-60: Porcentaje del total acumulado en Rancagua de los índices de continuidad según causa de la falla; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

5.2.11.2 Índices de continuidad (georreferenciación)

Se presentan los índices de continuidad georreferenciados en la zona de Rancagua entre los años 2017 y 2021.

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 5-44: Puntos de control con mayores índices FMIK, TTIK y ENS promedio entre 2017 y 2021 en Rancagua.

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Rancagua					Media
			2017	2018	2019	2020	2021	
FMIK	CGE	BA S/E EL MANZANO (TRANSNET) 15KV	7.0	5.0	5.0	3.0	4.0	4.8
	CGE	BA S/E LAS CABRAS 15KV	4.0	5.0	4.0	4.0	2.0	3.8
	CGE	BA S/E BUIIN (TRANSNET) 15KV C2	6.2	2.0	6.4	1.0	2.0	3.5

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Rancagua					Media
			2017	2018	2019	2020	2021	
	MINERA VALLE CENTRAL	BA S/E MINERA VALLE CENTRAL 154KV	5.1	1.5	3.0	3.0	0.0	2.5
	CMPC TISSUE	BA S/E PAPELERA TALAGANTE 66KV	1.0	1.5	4.5	5.0	0.0	2.4
TTIK	CGE	BA S/E EL MANZANO (TRANSNET) 15KV	48.8	5.5	24.6	9.4	7.3	19.1
	MINERA VALLE CENTRAL	BA S/E MINERA VALLE CENTRAL 154KV	5.2	10.2	14.2	57.6	0.0	17.5
	CGE	BA S/E LAS CABRAS 15KV	14.8	5.2	17.0	15.7	2.9	11.1
	EFE	BA S/E RENGO (FFCC) 66KV B1	23.4	0.9	0.1	0.0	0.0	4.9
	CGE	BA S/E PLACILLA 13.2KV	9.4	2.7	0.6	1.3	7.0	4.2
ENS	MINERA VALLE CENTRAL	BA S/E MINERA VALLE CENTRAL 154KV	149.5	387.4	315.3	7.5	0.0	171.9
	CGE	BA S/E LAS CABRAS 15KV	147.9	33.9	71.0	136.5	20.5	82.0
	CGE	BA S/E EL MANZANO (TRANSNET) 15KV	217.4	15.4	63.0	40.8	19.8	71.3
	CMPC TISSUE	BA S/E PAPELERA TALAGANTE 66KV	2.7	26.0	126.4	94.9	0.0	50.0
	CODELCO CHILE - DIVISIÓN EL TENIENTE	BA S/E EL COBRE (CODELCO) 110KV B1	0.0	0.0	0.0	232.3	0.0	46.5

a) FMIK

Los mayores promedios acumulados de FMIK se encuentran en los puntos de control de El Manzano (TRANSNET) 15 kV, Las Cabras 15 kV, Buin (TRANSNET) 15 kV C2, Papelera Talagante 66 kV y Tuniche 15 kV.

Respecto del año 2021, último agregado al análisis de este estudio, se observa que el valor máximo se presenta en El Manzano (TRANSNET) 15 kV, con un FMIK de 4.0 (veces/año), debido fundamentalmente a choque de vehículo a poste.

En la siguiente figura se presenta el índice FMIK en los puntos de control en la zona de Rancagua, mostrando escasas variaciones en general, excepto en el punto de control de El Manzano que se mantiene relativamente alto.

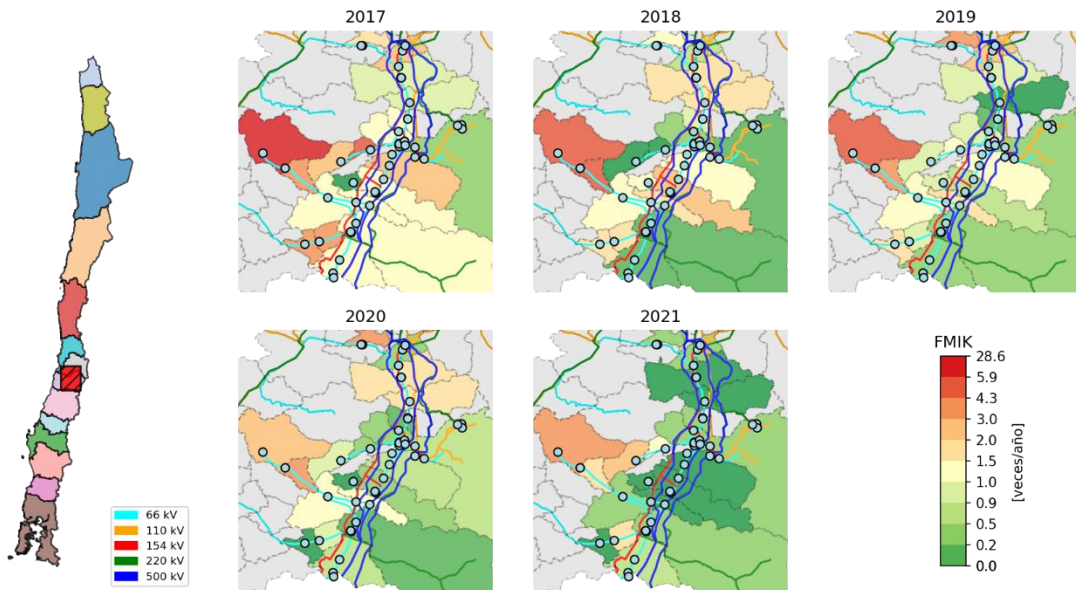


Figura 5-61: FMIK entre 2017 y 2021 georreferenciados en la zona de Rancagua.

b) TTIK

Los mayores valores de promedios acumulados de TTIK en esta zona se registraron en los puntos de control El Manzano (TRANSNET) 15 kV, Minera Valle Central 154 kV, Las Cabras 15 kV, Rengo (FFCC) 66 kV B1 y Placilla 13.2 kV.

Respecto del año 2021, último agregado al análisis de este estudio, se observa que el valor máximo se presenta en El Manzano (TRANSNET) 15 kV con un TTIK de 7.3 (horas/año), disminuyendo en comparación con los años anteriores, con causa principal por choque de vehículo a poste.

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 y el 2019 una fuerte alza en El Manzano.

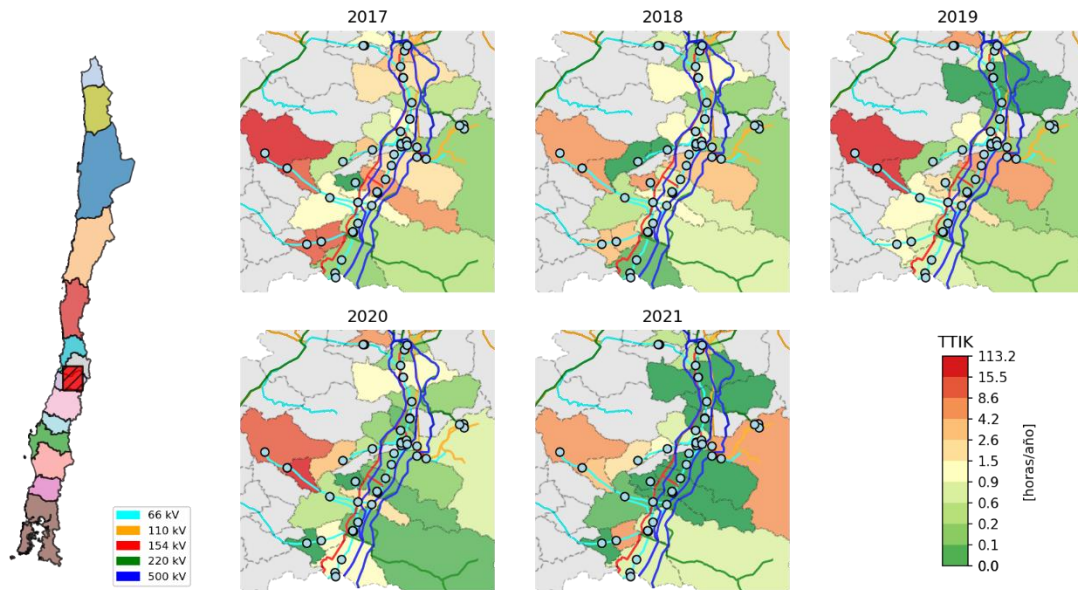


Figura 5-62: TTIK entre 2017 y 2021 presentados en el mapa de la zona de Rancagua.

c) ENS

Los puntos de control con mayor promedio de ENS corresponden a Minera Valle Central 154 kV, Las Cabras 15 kV, El Manzano (TRANSNET) 15 kV, Papelera Talagante 66 kV y El Cobre (CODELCO) 110 kV B1.

Respecto del año 2021, último agregado al análisis de este estudio, se observa que el valor máximo se presenta en Las Cabras 15 kV; con una ENS de 20.5 MWh disminuyendo significativamente en relación al año anterior. Las causas de estos valores de ENS están dadas por choque de vehículo a poste.

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.

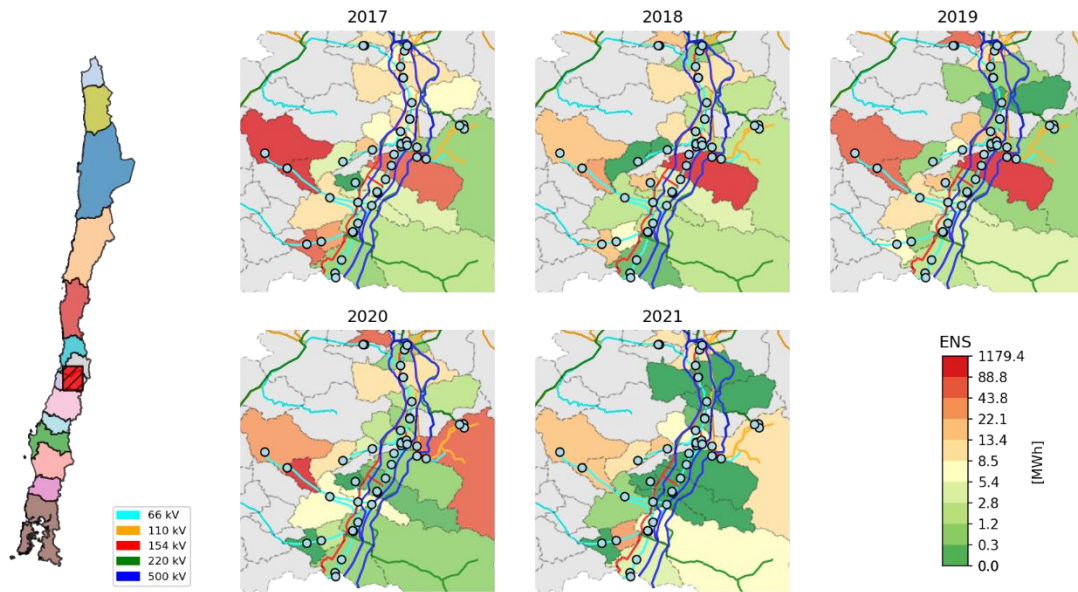


Figura 5-63: ENS entre 2017 y 2021 georreferenciados en la zona de Rancagua.

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 2021 se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 5-45: 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	Transec 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
9	Colbún Transmisión S.A.	Secc. de línea de trans. 2x220 kV La Higuera – Tinguiririca y	STN	220	14-sept-21	Decreto	418	2017

N	Empresa	Nombre Proyecto	ST	Nivel de Tensión [kV]	Fecha Real de EO	Origen	N° Decreto	Año Decreto
		conexión a S/E P. Negro 220 kV (Ampliación SE P.Negro)						

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 ella.

La obra 7 y 8 que entraron en operación el 2020, tienen una influencia marginal en los puntos de la zona.

La obra 9 entró en operación el segundo semestre del año 2021, 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 2017 y el 2021.

Tabla 5-46: Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2017, 2018, 2019, 2020 y 2021 en la zona de Itahue.

Índice de continuidad	Año	Itahue						Desviación Estándar
		Mínimo	Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo	Media	
FMIK	2017	0.0	0.0	2.0	4.3	23.3	3.5	4.2
	2018	0.0	0.0	1.0	1.5	4.5	1.0	1.0
	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
	2021	0.0	0.0	0.0	1.0	6.0	0.8	1.2
TTIK	2017	0.0	0.0	0.9	2.9	32.4	3.8	7.4
	2018	0.0	0.0	0.3	0.8	13.5	0.7	1.8
	2019	0.0	0.0	0.1	1.2	47.7	2.7	6.9
	2020	0.0	0.0	0.3	1.9	9.4	1.3	2.1
	2021	0.0	0.0	0.0	0.3	24.8	0.8	3.3
ENS	2017	0.0	0.0	2.5	19.4	224.6	15.0	32.0
	2018	0.0	0.0	0.7	4.4	24.1	3.4	5.6
	2019	0.0	0.0	1.2	9.2	588.0	19.9	76.8
	2020	0.0	0.0	1.4	5.0	393.6	13.1	51.7
	2021	0.0	0.0	0.0	1.0	320.0	8.0	41.4

El índice FMIK promedio menor, registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2021 equivalente a 0.8 (veces/año). El año 2017 presenta el mayor valor alcanzando 3.5 (veces/año).

El índice TTIK promedio menor, registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2018 equivalente a 0.7 (horas/año). El año 2017 presenta el mayor valor alcanzando 3.8 (horas/año). El año 2021 registra una disminución con respecto al año 2020, desde un valor medio de 1.3 a 0.8 (veces/año).

La ENS promedio menor, registrada en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2018 equivalente a 3.4 (MWh/año). El año 2019 presenta el mayor valor alcanzando 19.9 (MWh/año). El año 2021 registra una disminución con respecto al año 2020, desde un valor medio de 13.1 a 8.0 (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.

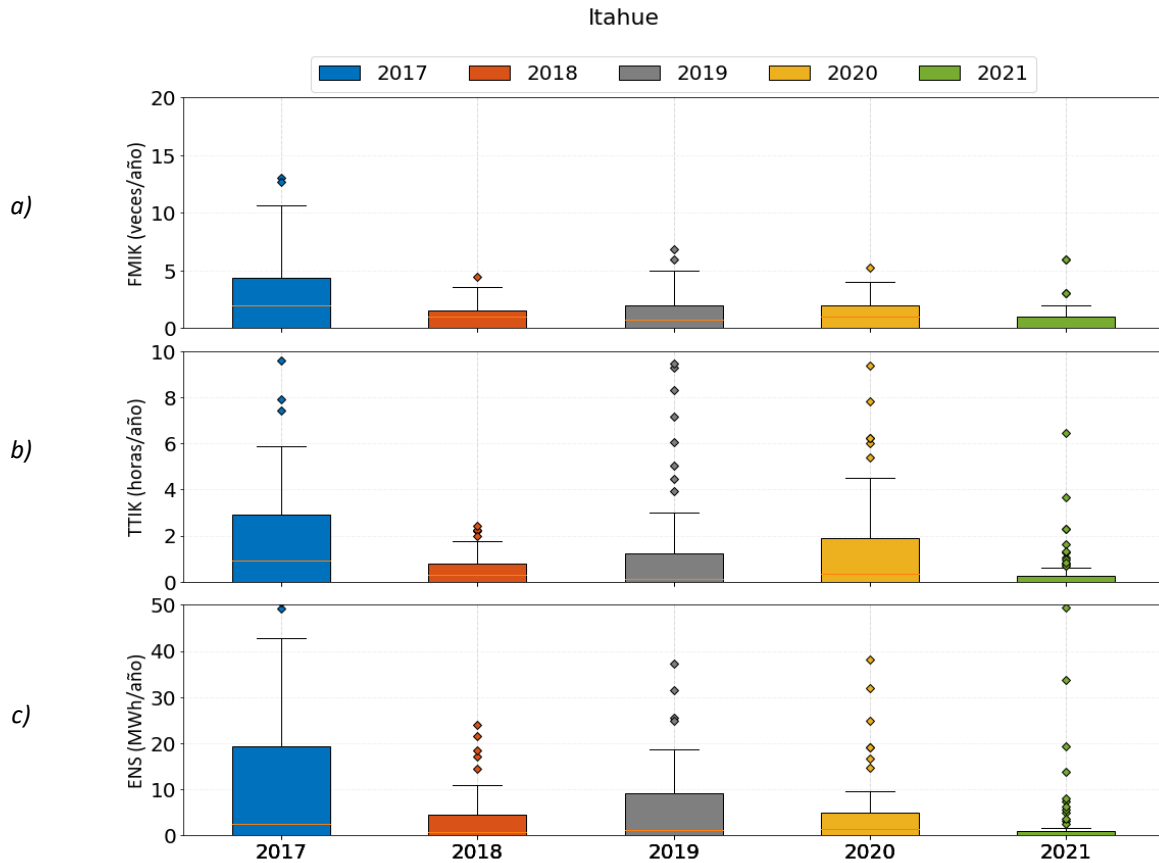


Figura 5-64: Diagrama BoxPlot de los índices de continuidad de Itahue; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

Luego, se presentan los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla, donde se destacan (en rojo) las tres causas más significativas para cada índice.

Tabla 5-47: Porcentajes de los índices de continuidad del total acumulado según causa en Itahue.

		Itahue		
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
ARB2	Caída de árbol sobre línea o instalación	11.94	7.7	5.57
INC1	Incendio bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado, ej. quema de pastizal)	11.09	18.44	20.56
VAN3	Robo conductor o equipo	9.69	3.06	2.79
OTR3	Otros	7.73	7.65	6.64
OTR2	Origen no determinado (trip de interruptor)	7.54	4.83	3.04
OPE11	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	6.92	4.41	14.19
ANI1	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	5.61	5.24	7.18
OPE13	Maquinaria de trabajo pesado	4.74	2.03	1.74
OPE7	Error de personal u operador	4.72	4.24	3.79
OPE6	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	4.21	3.25	3.33

Causa	Descripción Causa	Itahue		
		FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
CLI2	Objeto llevado por el viento hacia los conductores	3.98	1.39	0.98
OPE10	Falla de material, por fatiga de material o mala calidad	3.27	11.13	6.49
CLI1	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	2.62	3.59	1.21
ACC3	Choque de vehículo a poste	2.62	1.38	0.45
ACC2	Falla originada en terceros (accidentes, interferencias, rodado, deslizamiento de tierra, juegos, etc.)	2.44	0.98	1.73
DIS2	Crecimiento de la demanda no evaluado	2.4	1.7	1.85
OPE16	Fuga o degradamiento del dieléctrico (ej. SF6, aceite, etc.)	2.18	5.86	3.77
ARB1	Contacto de ramas con conductores	1.96	9.98	5.98
OPE18	Violación de distancia eléctrica	1.31	0.91	6.82
OPE4	Alta presión hogar en unidad generadora	0.87	0.1	0.03
OPE1	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	0.65	1.43	0.65
OTR1	Súbito aumento de demanda	0.44	0.23	0.09
ACC5	Daño cable de poder	0.22	0.02	0.01
OPE21	Error en conexionado	0.22	0.1	0.24
DIS4	Activación sobre presión en transformador	0.22	0.11	0.03
OPE22	Error en programación	0.22	0.13	0.29
DIS7	Temperatura fuera de límites	0.22	0.11	0.52

Adicionalmente, se presenta en la siguiente gráfica los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla y subdividida en los años que comprende este estudio en la zona de Itahue.

Indicadores de continuidad totales según causas en Itahue

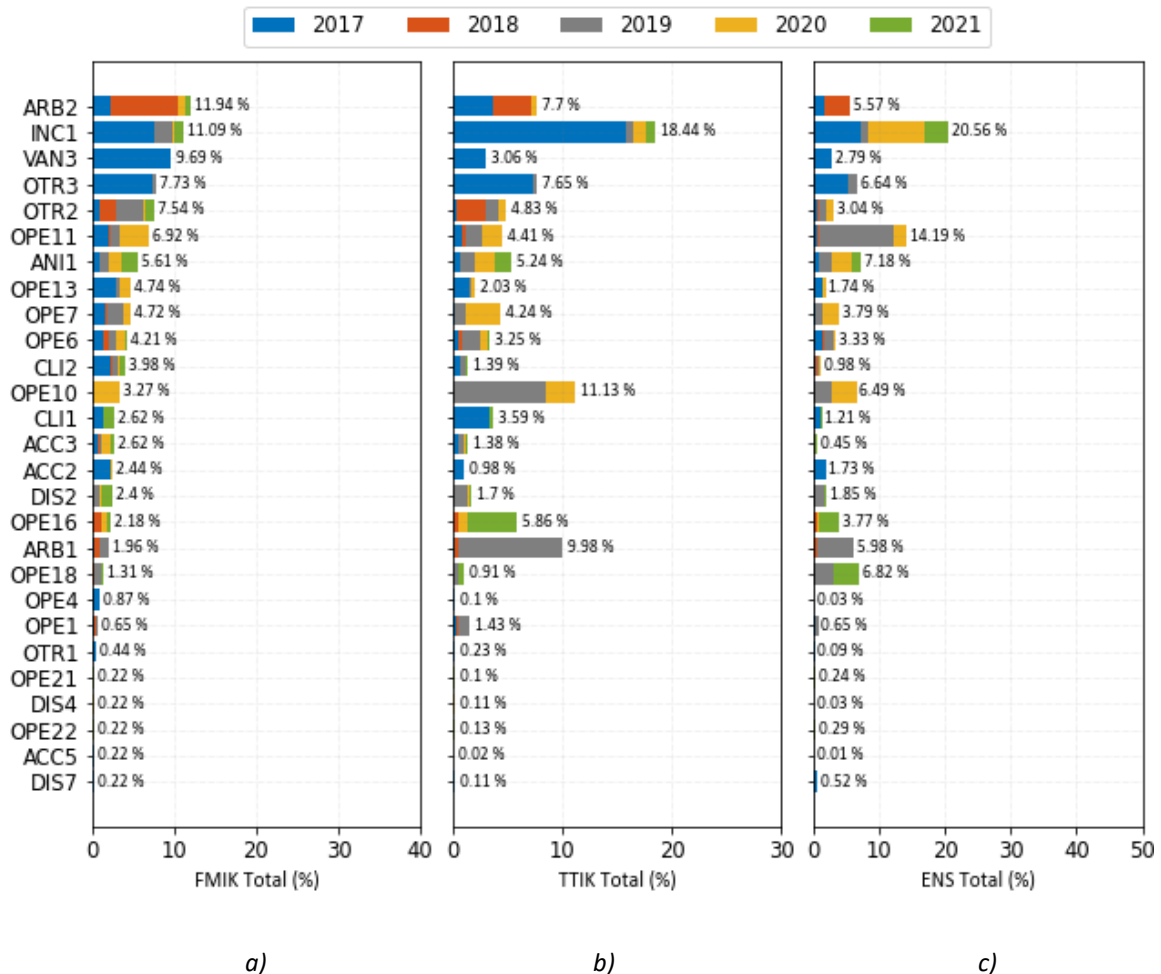


Figura 5-65: Porcentaje del total acumulado en Itahue de los índices de continuidad según causa de la falla; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

5.2.12.2 Índices de continuidad (georreferenciación)

Se presentan los índices de continuidad georreferenciados en la zona de Itahue entre los años 2017 y 2021.

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 5-48: Puntos de control con mayores índices FMIK, TTIK y ENS promedio entre 2017 y 2021 en Itahue.

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Itahue					Media
			2017	2018	2019	2020	2021	
FMIK	CGE	BA S/E CONSTITUCION 23KV BP1	23.3	4.5	6.9	5.2	6.0	9.2
	CGE	BA S/E NIRIVILO 23KV B1	13.0	1.0	2.6	4.0	3.0	4.7
	LUZ LINARES	BA S/E PANIMAVIDA BP2 13.2KV	10.6	3.6	2.0	1.0	2.0	3.8

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Itahue					Media
			2017	2018	2019	2020	2021	
	LUZ LINARES	BA S/E CONSTITUCION 23KV BP2	12.7	0.0	0.0	4.0	0.0	3.3
	LUZ LINARES	BA S/E LINARES NORTE B2 13.2KV	8.6	1.0	6.0	1.0	0.0	3.3
TTIK	CGE	BA S/E CONSTITUCION 23KV BP1	32.4	2.3	8.3	5.4	2.3	10.1
	EFE	BA S/E ITAHUE (FFCC) 66KV	0.0	0.0	47.7	0.0	0.0	9.5
	CGE	BA S/E RANGUILI 13.8KV BP1	25.6	0.8	12.6	0.0	0.0	7.8
	CGE	BA S/E LICANTEN 23KV	16.6	2.0	14.7	2.2	0.0	7.1
	LUZ LINARES	BA S/E CONSTITUCION 23KV BP2	27.5	0.0	0.0	1.9	0.0	5.9
ENS	CARTULINAS CMPC	BA S/E PROCART 220KV	2.8	0.0	588.0	393.6	320.0	260.9
	CGE	BA S/E CONSTITUCION 23KV BP1	224.6	17.2	57.2	58.5	13.7	74.3
	CGE	BA S/E RANGUILI 13.8KV BP1	84.7	1.2	68.3	0.0	0.0	30.8
	CGE	BA S/E TENO 13.2KV BP1	1.2	0.7	31.4	88.8	0.2	24.5
	CGE	BA S/E LICANTEN 23KV	36.7	5.5	73.6	6.2	0.0	24.4

a) FMIK

Los mayores promedios acumulados de FMIK se encuentran en los puntos de control de Constitución 23 kV BP1, Nirivilo 23kV B1, Panimávida BP2 13.2 kV, Constitución 23kV BP2 y Linares Norte B2 13.2 kV.

Respecto del año 2021, último agregado al análisis de este estudio, se observa que el valor máximo se presenta en Constitución 23 kV BP1, con un FMIK de 6.0 (veces/año), debido fundamentalmente a falla ocasionada por animales.

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 2018 con algunas leves fluctuaciones. Dada las causas del 2017, la gran disminución del índice se debe al control del robo de conductor, lo que registra valores nulos en los últimos 4 años.

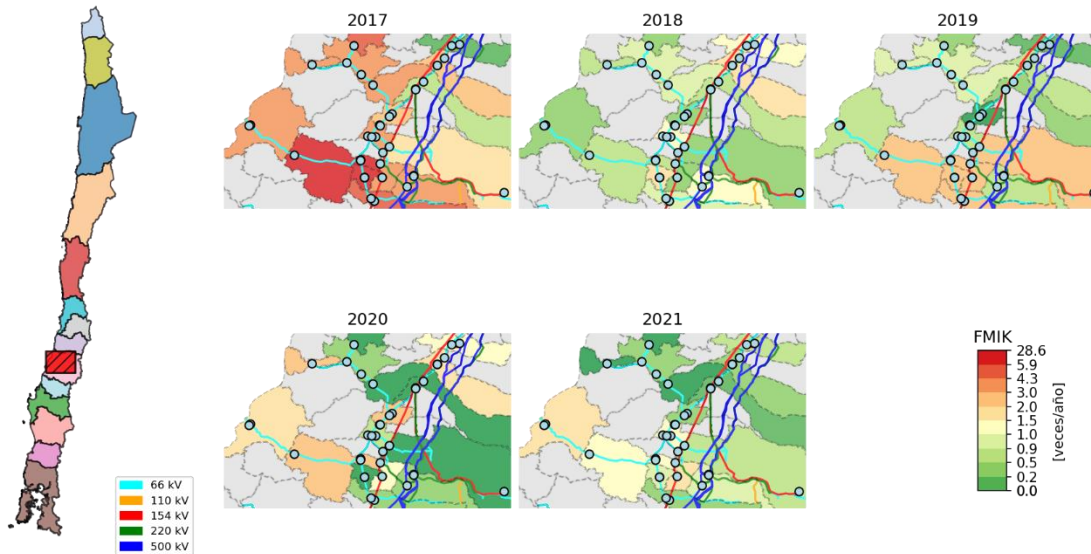


Figura 5-66: FMIK entre 2017 y 2021 georreferenciados en la zona de Itahue.

b) TTIK

Los mayores valores de promedios acumulados de TTIK en esta zona se registraron en los puntos de control Constitución 23 kV BP1, Itahue (FFCC) 66kV, Ranguili 13.8 kV, Licanten 23 kV y Constitución 23kV BP2.

Respecto del año 2021, último agregado al análisis de este estudio, se observa que el valor máximo se presenta en Constitución 23 kV BP1 con un TTIK de 2.3 (horas/año), disminuyendo en comparación con los años anteriores, con causa principal por falla ocasionada por animales.

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 el año 2019 y en donde los años 2020 y 2021 se registraron descensos significativos de manera generalizada.

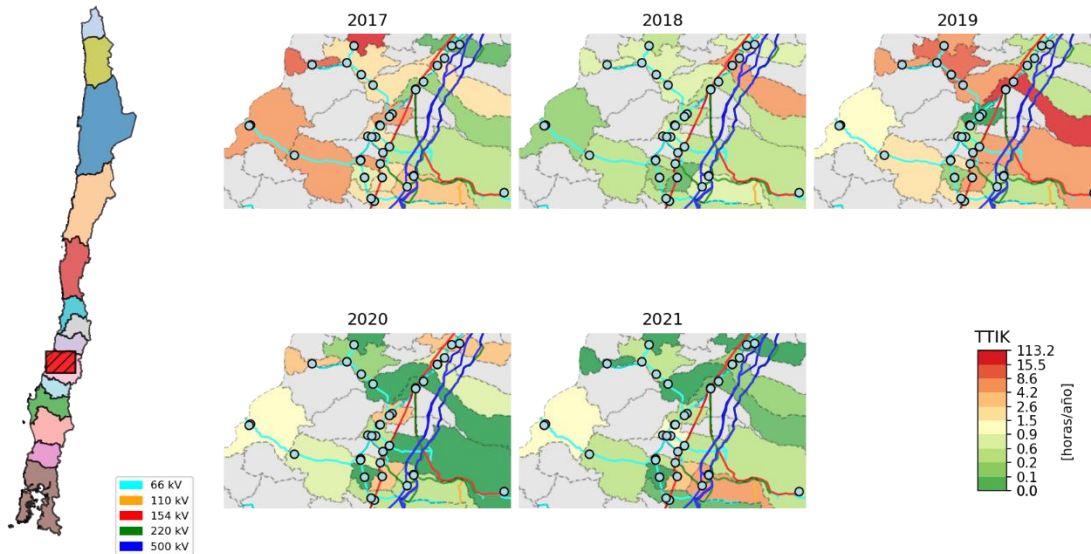


Figura 5-67 TTIK entre 2017 y 2021 presentados en el mapa de la zona de Itahue.

c) ENS

Los puntos de control con mayor promedio de ENS corresponden a Procart 220 kV, Constitución 23 kV BP1, Ranguili 13.8 kV, Teno 13.2 kV BP1 y Licantén 23 kV.

Respecto del año 2021, último agregado al análisis de este estudio, se observa que el valor máximo se presenta en Procart 220 kV con una ENS de 320.0 MWh disminuyendo ligeramente en relación al año anterior. Las causas de estos valores de ENS están dadas por la operación de protecciones en línea de transmisión de 220 kV.

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 2017 al 2018. Por otra parte, desde el año 2019 al 2021 se destaca el alto valor en el punto de Procart con respecto a la zona en general, aunque con una leve disminución el último año.

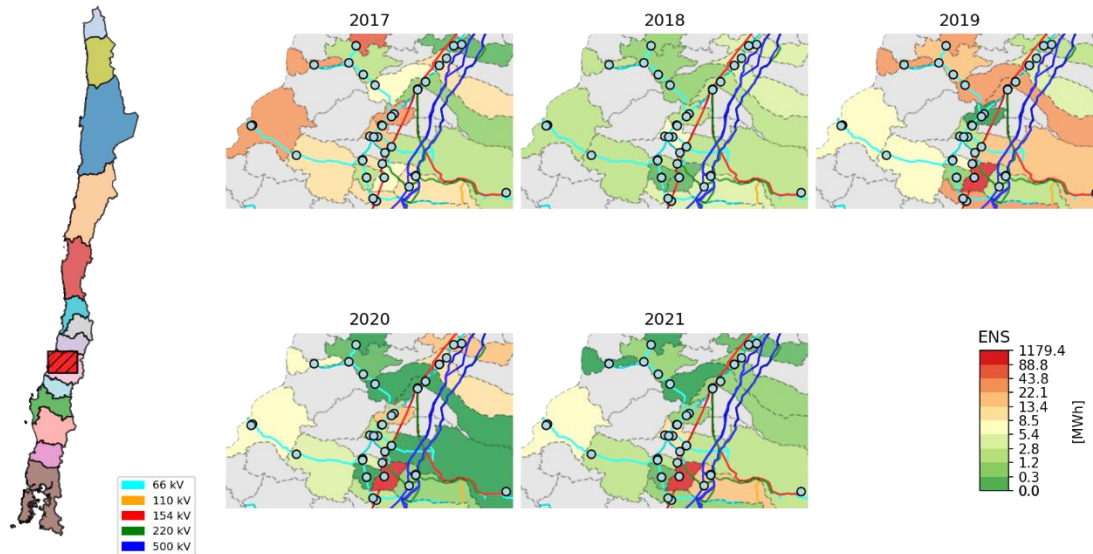


Figura 5-68: ENS entre 2017 y 2021 georreferenciados en la zona de Itahue.

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 2021 se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 5-49: 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 Tenó - Tenó	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	Transec 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 Constitución	STZ	66	04-oct-21	Decreto	418	2017
11	CGE S.A.	Ampliación en SE San Javier	STZ	66	28-dic-21	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.

Desde la obra 5 a 7 y 9, las obras no tienen mayor incidencia en los puntos de control.

La obra 8, tiene una incidencia positiva en el punto de Panimávida.

Las obras 10 y 11, cuyo ingreso se realiza a partir del segundo semestre del año 2021 corresponde evaluarlas a partir de estudios posteriores.

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 2017 y el 2021.

Tabla 5-50: Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2017, 2018, 2019, 2020 y 2021 en la zona de Charrúa.

Índice de continuidad	Año	Charrúa					Media	Desviación Estándar
		Mínimo	Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo		
FMIK	2017	0.0	0.8	2.8	6.1	13.6	3.6	3.4
	2018	0.0	0.0	1.0	2.0	7.0	1.1	1.6
	2019	0.0	0.0	1.3	3.0	10.0	1.9	2.1
	2020	0.0	0.0	1.0	2.0	9.0	1.7	2.1
	2021	0.0	0.0	1.4	3.0	7.0	1.7	1.8
TTIK	2017	0.0	0.0	1.2	6.3	43.8	5.0	8.1
	2018	0.0	0.0	0.1	2.7	83.7	4.1	12.8
	2019	0.0	0.0	0.6	3.5	25.8	2.6	4.4
	2020	0.0	0.0	0.2	1.4	35.5	2.2	5.2
	2021	0.0	0.0	0.2	1.5	10.8	1.2	2.2
ENS	2017	0.0	0.0	3.5	23.9	208.7	19.9	38.2
	2018	0.0	0.0	0.1	7.1	352.4	14.0	46.1
	2019	0.0	0.0	1.1	11.3	173.7	12.9	29.7
	2020	0.0	0.0	0.5	3.7	89.7	6.1	15.6
	2021	0.0	0.0	0.4	4.9	203.8	7.4	24.2

El índice FMIK promedio menor, registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2018 equivalente a 1.1 (veces/año). El año 2017 presenta el mayor valor alcanzando 3.6 (veces/año). El año 2021 se mantiene con respecto al año 2020, con un valor medio de 1.7 (veces/año).

El índice TTIK promedio menor, registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2021 equivalente a 1.2 (horas/año). El año 2017 presenta el mayor valor alcanzando 5.0 (horas/año).

La ENS promedio menor, registrada en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2020 equivalente a 6.1 (MWh/año). El año 2017 presenta el mayor valor alcanzando 19.9 (MWh/año). El año 2021 registra una leve alza con respecto al año 2020, desde un valor medio de 6.1 a 7.4 (MWh/año).

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

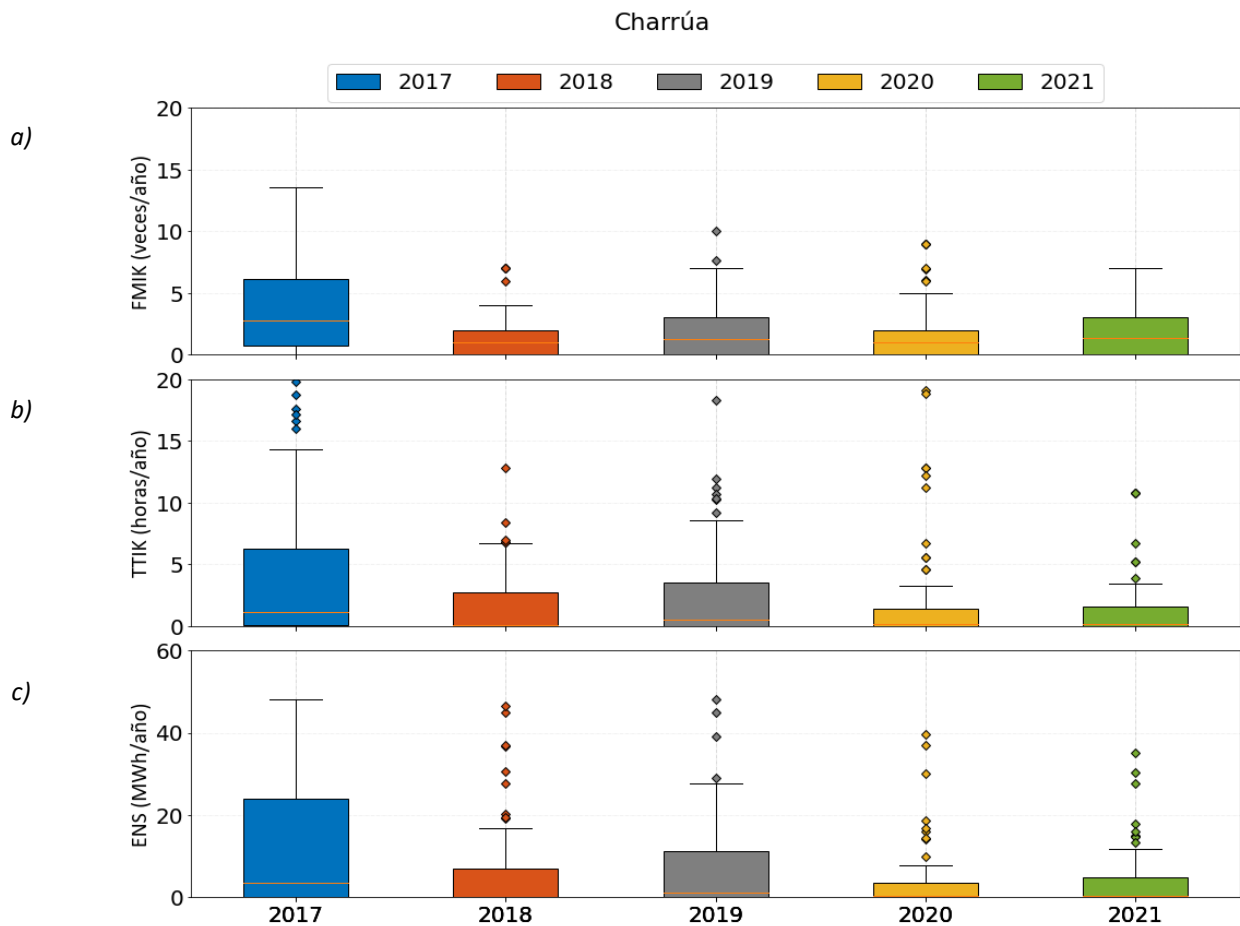


Figura 5-69 Diagrama BoxPlot de los índices de continuidad de Charrúa; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

Luego, se presentan los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla, donde se destacan (en rojo) las tres causas más significativas para cada índice.

Tabla 5-51: Porcentajes de los índices de continuidad del total acumulado según causa en Charrúa.

Causa		Charrúa		
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
OTR2	Origen no determinado (trip de interruptor)	14.95	6.21	3.31
VAN3	Robo conductor o equipo	10.07	15.22	10.86
ARB2	Caída de árbol sobre línea o instalación	9.45	13.09	5.80
OTR3	Otros	8.76	9.28	7.51
CLI1	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	7.51	14.57	24.26
INC1	Incendio bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado, ej. quema de pastizal)	7.02	6.97	11.70
OPE11	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	5.28	3.52	3.56

		Charrúa		
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
OPE10	Falla de material, por fatiga de material o mala calidad	4.02	3.98	5.82
OPE6	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	3.88	0.86	0.97
ANI1	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	3.68	1.29	1.02
CLI2	Objeto llevado por el viento hacia los conductores	3.34	4.48	2.74
DIS2	Crecimiento de la demanda no evaluado	2.96	0.75	2.57
OPE18	Violación de distancia eléctrica	2.74	2.32	2.80
OPE1	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	2.62	5.98	6.05
OPE7	Error de personal u operador	2.62	0.86	1.90
ACC3	Choque de vehículo a poste	2.05	2.70	1.77
OPE21	Error en conexionado	1.83	0.05	0.12
ARB1	Contacto de ramas con conductores	1.37	0.31	0.16
OPE13	Maquinaria de trabajo pesado	1.14	0.43	0.64
ACC2	Falla originada en terceros (accidentes, interferencias, rodado, deslizamiento de tierra, juegos, etc.)	0.91	1.51	0.26
OPE22	Error en programación	0.68	0.35	0.86
OPE5	Conector suelto o sucio	0.68	0.09	0.07
OPE4	Alta presión hogar en unidad generadora	0.56	0.16	0.15
DIS1	Pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales	0.46	0.89	2.89
VAN2	Atentado/explosivos/sabotaje	0.34	2.90	0.22
DIS5	Vida útil de equipo o número de operaciones	0.23	0.41	0.40
OPE17	Falta de limpieza en aisladores o terminales	0.23	0.12	0.60
OPE19	Explosión de equipos	0.23	0.38	0.72
OPE16	Fuga o degradamiento del dieléctrico (ej. SF6, aceite, etc.)	0.16	0.07	0.24
DIS7	Temperatura fuera de límites	0.11	0.21	0.04
OPE23	Desperfecto de fábrica	0.11	0.04	0.03

Adicionalmente, se presenta en la siguiente gráfica los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla y subdividida en los años que comprende este estudio en la zona de Charrúa.

Indicadores de continuidad totales según causas en Charrúa

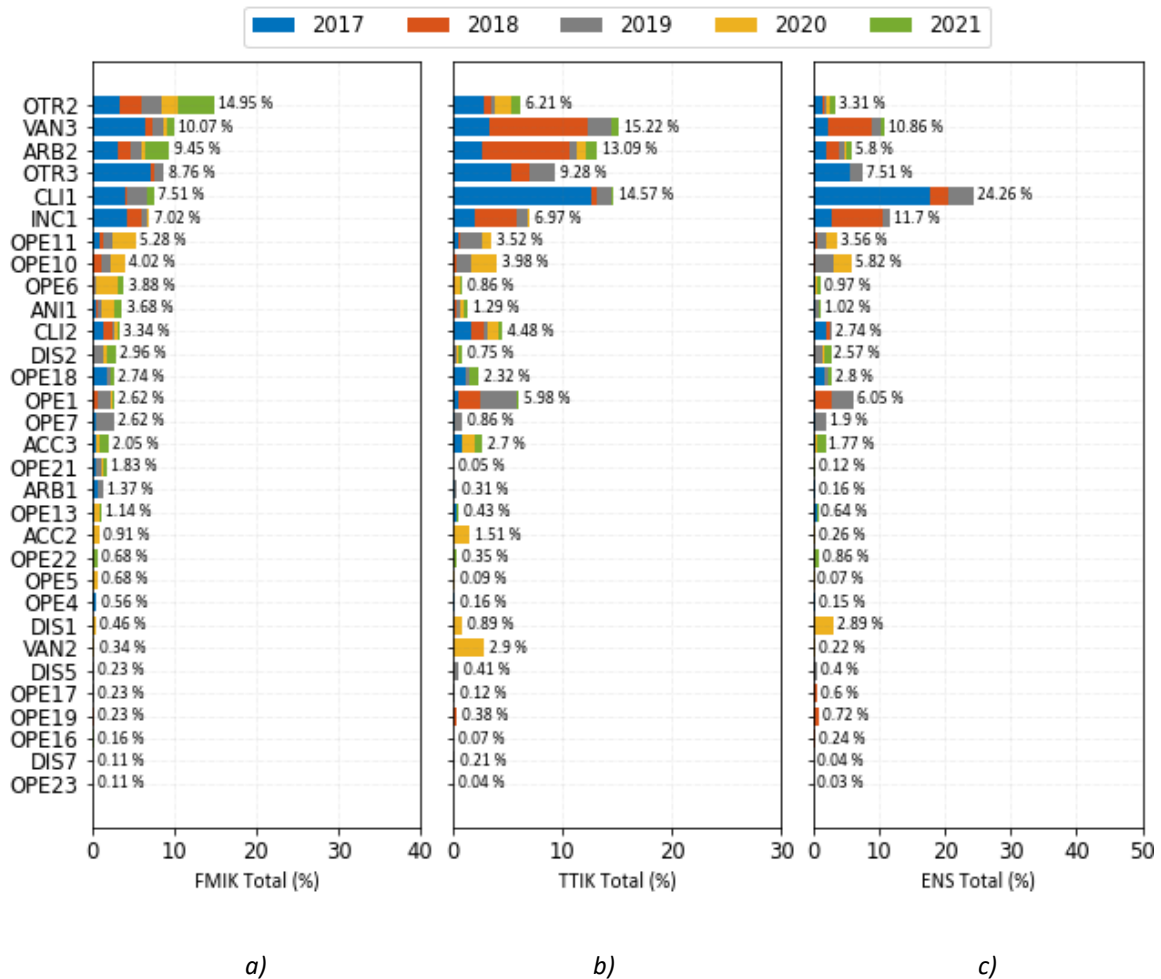


Figura 5-70: Porcentaje del total acumulado en Charrúa de los índices de continuidad según causa de la falla; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

5.2.13.2 Índices de continuidad (georreferenciación)

Se presentan los índices de continuidad georreferenciados en la zona de Charrúa entre los años 2017 y 2021.

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 5-52: Puntos de control con mayores índices FMIK, TTIK y ENS promedio entre 2017 y 2021 en Charrúa.

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Charrúa					Media
			2017	2018	2019	2020	2021	
FMIK	CGE	BA S/E CAUQUENES 13.2KV	8.0	4.0	10.0	1.0	5.0	5.6
	FRONTEL	BA S/E LOS SAUCES 23KV PRINCIPAL	8.0	1.0	4.0	9.0	5.0	5.4
	CGE	BA S/E RETIRO 13.2KV	13.6	2.0	6.0	3.0	2.0	5.3

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Charrúa					Media
			2017	2018	2019	2020	2021	
	FRONTEL	BA S/E NAHUEL BUTA 13.2KV CPR1	7.5	0.0	5.0	7.0	7.0	5.3
	CGE	BA S/E QUIRIHUE 23KV	10.4	4.0	5.5	4.2	2.3	5.3
TTIK	FRONTEL	BA S/E LAJA 13.8KV	43.8	69.7	10.7	0.1	0.8	25.0
	EFE	BA S/E LAJA (FFCC) 66KV B1	17.6	83.7	12.0	0.0	0.0	22.7
	FRONTEL	BA S/E CENTRAL PANGUE 13.8KV	9.5	39.0	8.5	35.5	1.6	18.8
	CGE	BA S/E CAUQUENES 13.2KV	32.6	8.4	25.8	0.1	6.7	14.7
	COELCHA	BA S/E CENTRAL PANGUE 13.8KV	6.3	38.6	1.5	19.1	0.2	13.1
ENS	CMPC CELULOSA	BA S/E CELULOSA PACIFICO 220KV	208.7	222.2	72.5	89.7	0.0	118.6
	FRONTEL	BA S/E LAJA 13.8KV	120.7	352.4	68.1	0.7	4.9	109.4
	CGE	BA S/E CAUQUENES 13.2KV	176.4	81.3	173.7	0.3	30.3	92.4
	FRONTEL	BA S/E CHOLGUAN (STS) 13.2KV	47.6	27.8	99.2	1.3	203.8	75.9
	CGE	BA S/E EL AVELLANO 23KV	9.4	0.0	145.8	65.6	14.9	47.1

a) FMIK

Los mayores promedios acumulados de FMIK se encuentran en los puntos de control de Cauquenes 13.2 kV, Los Sauces 23 kV, Retiro 13.2 kV, Nahuelbuta 13.2 kV CPR1 y Quirihue 23kV.

Respecto del año 2021, último agregado al análisis de este estudio, se observa que el valor máximo se presenta en Nahuelbuta 13.2 kV CPR1, con un FMIK de 7.0 (veces/año), debido fundamentalmente a fenómenos de caída de árbol sobre línea o instalación.

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, excepto en algunas zonas como Parral y Los Sauces.

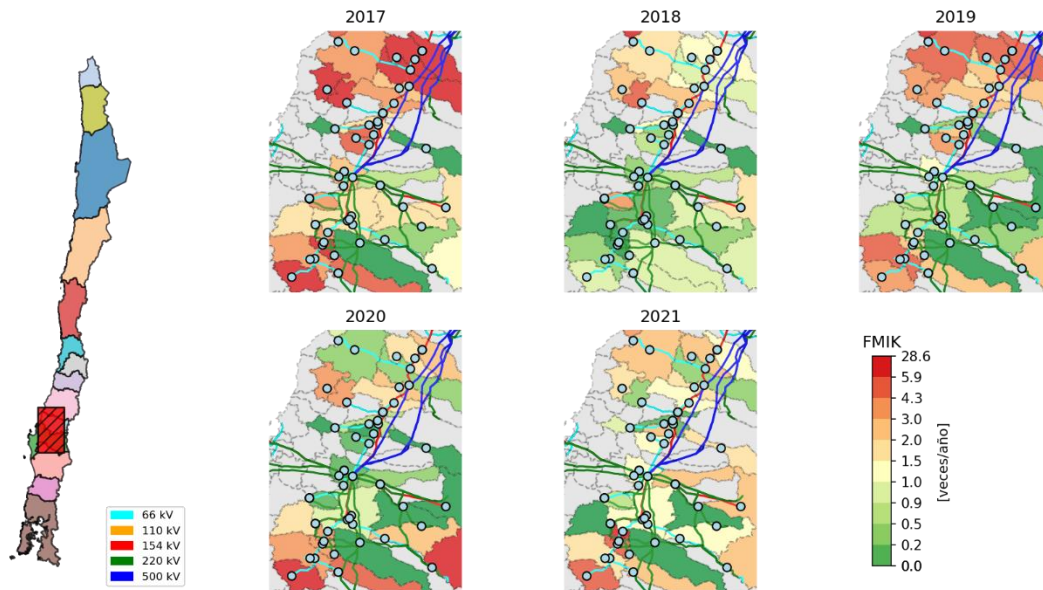


Figura 5-71: FMIK entre 2017 y 2021 georreferenciados en la zona de Charrúa.

b) TTIK

Los mayores valores de promedios acumulados de TTIK en esta zona se registraron en los puntos de control Laja 13.8kV, Laja (FFCC) 66kV, Central Pangue 13.8 kV (FRONTEL), Cauquenes 13.2kV y Central Pangue 13.8 kV (COELCHA).

Respecto del año 2021, último agregado al análisis de este estudio, se observa que el valor máximo se presenta en Cauquenes 13.2kV con un TTIK de 6.7 (horas/año), aumentando ligeramente respecto de los años anteriores, principalmente por falla ocasionada por animales o por trabajos en instalaciones.

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 las zonas de Cauquenes y Laja.

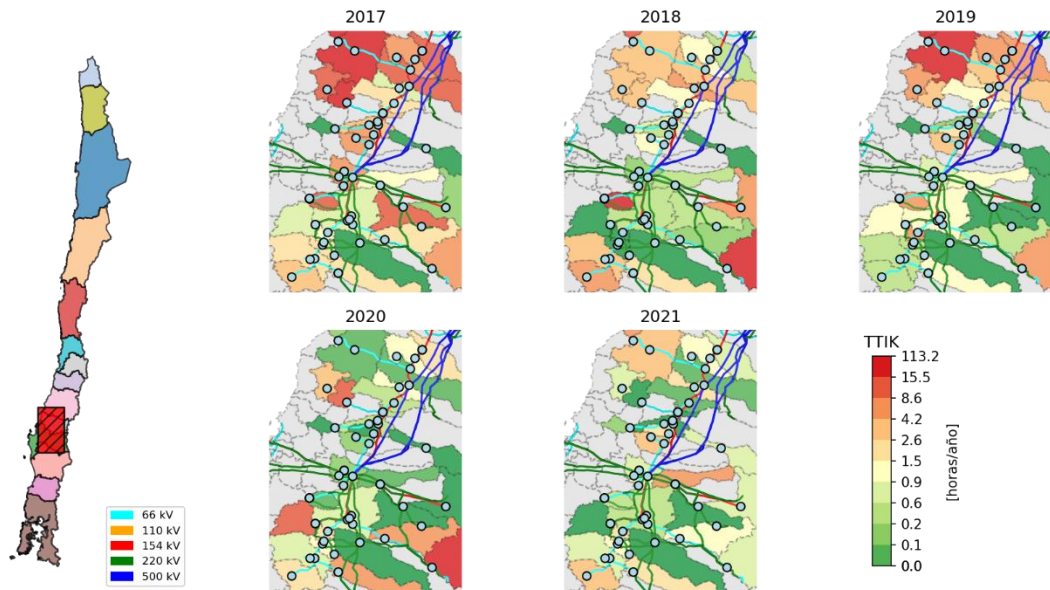


Figura 5-72 TTIK entre 2017 y 2021 presentados en el mapa de la zona de Charrúa.

c) ENS

Los puntos de control con mayor promedio de ENS corresponden a Celulosa Pacífico 220kV, Laja 13.8 kV, Cauquenes 13.2 kV, Cholguan (STS) 13.2 kV y El Avellano 23 kV.

Respecto del año 2021, último agregado al análisis de este estudio, se observa que el valor máximo se presenta en Cholguan (STS) 13.2 kV con una ENS de 203.8 MWh aumentando significativamente en relación al año anterior. Las causas de estos valores de ENS están dadas por error en programación.

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 (zonas de Cauquenes y Laja).

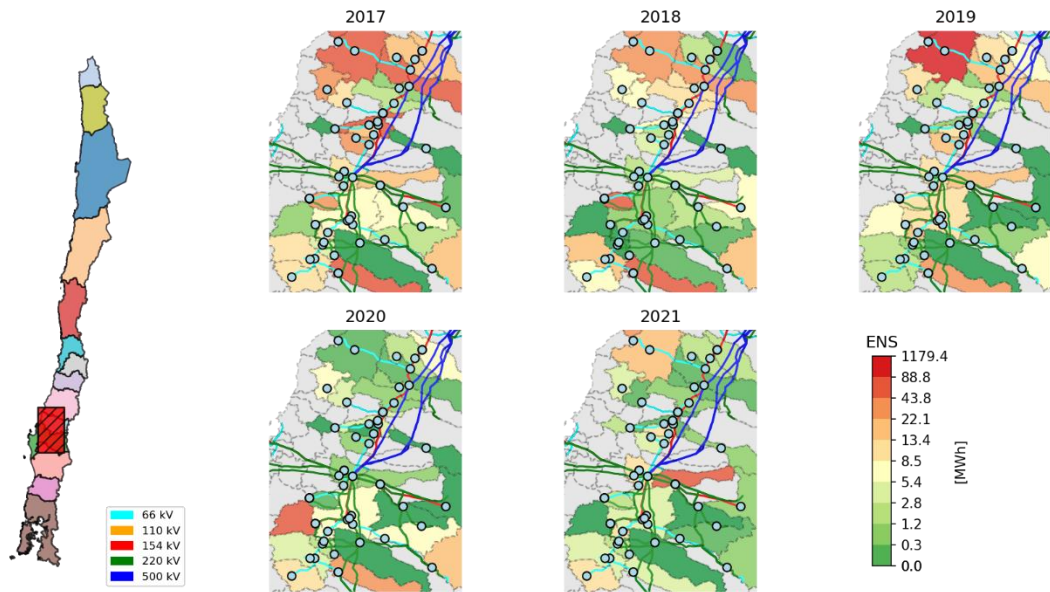


Figura 5-73: ENS entre 2017 y 2021 georreferenciados en la zona de Charrúa.

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 2021 se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 5-53: 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	Transec 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

N	Empresa	Nombre Proyecto	ST	Nivel de Tensión [kV]	Fecha Real de EO	Origen	N° Decreto	Año Decreto
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
12	Edelnor Transmisión S.A.	SE Seccionadora EL Rosal 220 kV	STN	220	16-mar-21	Decreto	422	2017
13	CGE S.A.	Obras eléctricas Paño B3 SE Duqueco	STZ	66	25-mar-21			
14	CGE S.A.	Ampliación en SE Cauquenes	STZ	66	28-dic-21	Decreto	418	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 las obras 5, 9 y 11 se efectúan en puntos críticos en el sistema de transmisión, incidiendo positivamente en índices bajos de manera generalizada al año 2020 y 2021.

A partir de la obra 12 hasta la 14, su ingreso se efectuó en el año 2021, 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 2017 y el 2021.

Tabla 5-54: Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2017, 2018, 2019, 2020 y 2021 en la zona de Concepción.

Índice de continuidad	Año	Concepción					Media	Desviación Estándar
		Mínimo	Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo		
FMIK	2017	0.0	0.1	1.1	3.0	9.8	2.0	2.2
	2018	0.0	0.0	0.0	1.0	7.5	1.2	2.0
	2019	0.0	0.0	1.0	2.0	10.7	1.8	2.4
	2020	0.0	0.0	1.0	2.0	10.0	1.5	2.1
	2021	0.0	0.5	1.0	3.0	7.4	1.9	1.9
TTIK	2017	0.0	0.1	0.3	1.6	164.1	6.0	24.1
	2018	0.0	0.0	0.0	0.8	36.3	1.7	5.1
	2019	0.0	0.0	0.5	3.1	19.3	2.0	3.5
	2020	0.0	0.0	0.4	1.9	10.2	1.7	2.7
	2021	0.0	0.3	1.7	3.8	9.6	2.6	2.7
ENS	2017	0.0	0.1	2.9	10.3	4557.9	83.2	578.0
	2018	0.0	0.0	0.0	4.7	121.6	7.2	18.9
	2019	0.0	0.0	2.8	13.6	100.6	11.0	19.0
	2020	0.0	0.0	2.6	11.3	76.5	9.8	15.8
	2021	0.0	2.8	12.6	20.6	174.7	21.9	32.5

El índice FMIK promedio menor, registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2018 equivalente a 1.2 (veces/año). El año 2017 presenta el mayor valor alcanzando 2.0 (veces/año). El año 2021 registra un alza con respecto al año 2020, desde un valor medio de 1.5 a 1.9 (veces/año).

El índice TTIK promedio menor, registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2020 equivalente a 1.7 (horas/año). El año 2017 presenta el mayor valor alcanzando 6.0 (horas/año). El año 2021 registra un alza con respecto al año 2020, desde un valor medio de 1.7 a 2.6 (veces/año).

La ENS promedio menor, registrada en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2020 equivalente a 9.8 (MWh/año). El año 2018 presenta el mayor valor alcanzando 1742.4 (MWh/año). El año 2021 registra una leve alza con respecto al año 2020, desde un valor medio de 9.8 a 21.9 (MWh/año).

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

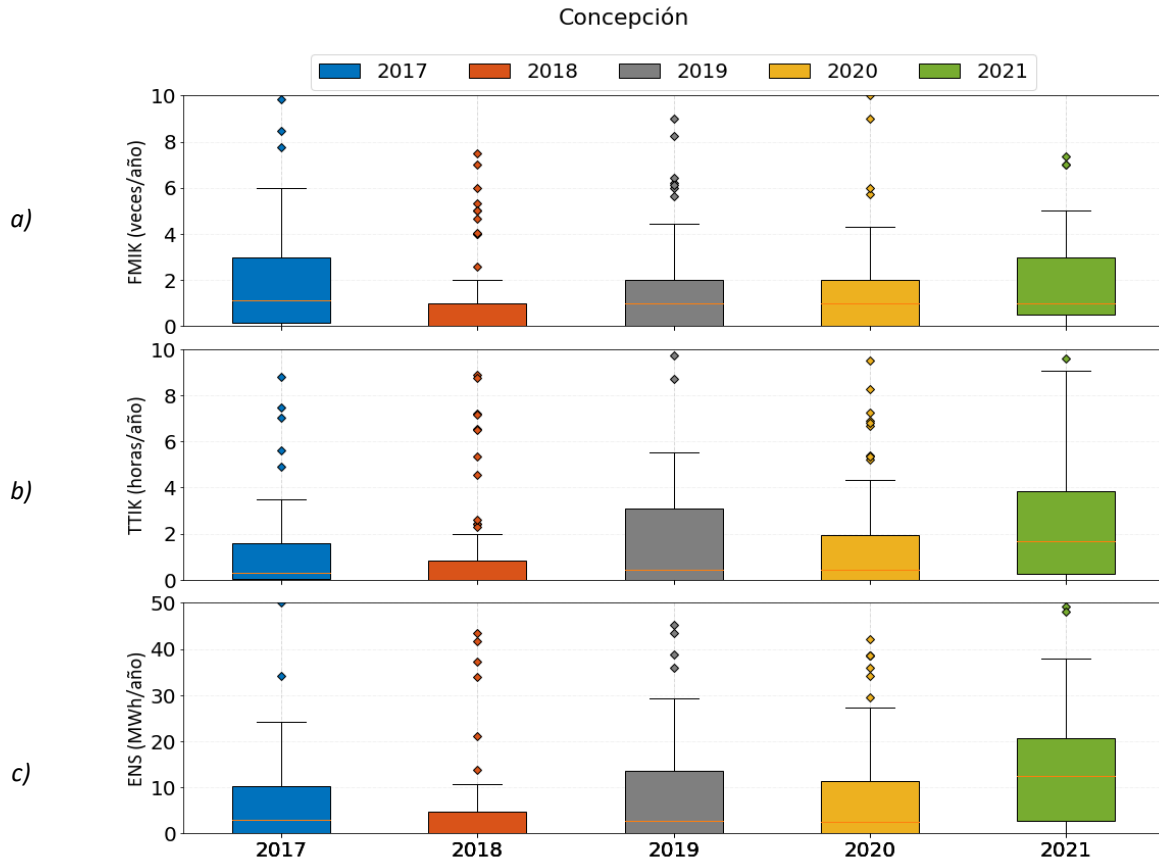


Figura 5-74: Diagrama BoxPlot de los índices de continuidad de Concepción; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

Luego, se presentan los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla, donde se destacan (en rojo) las tres causas más significativas para cada índice.

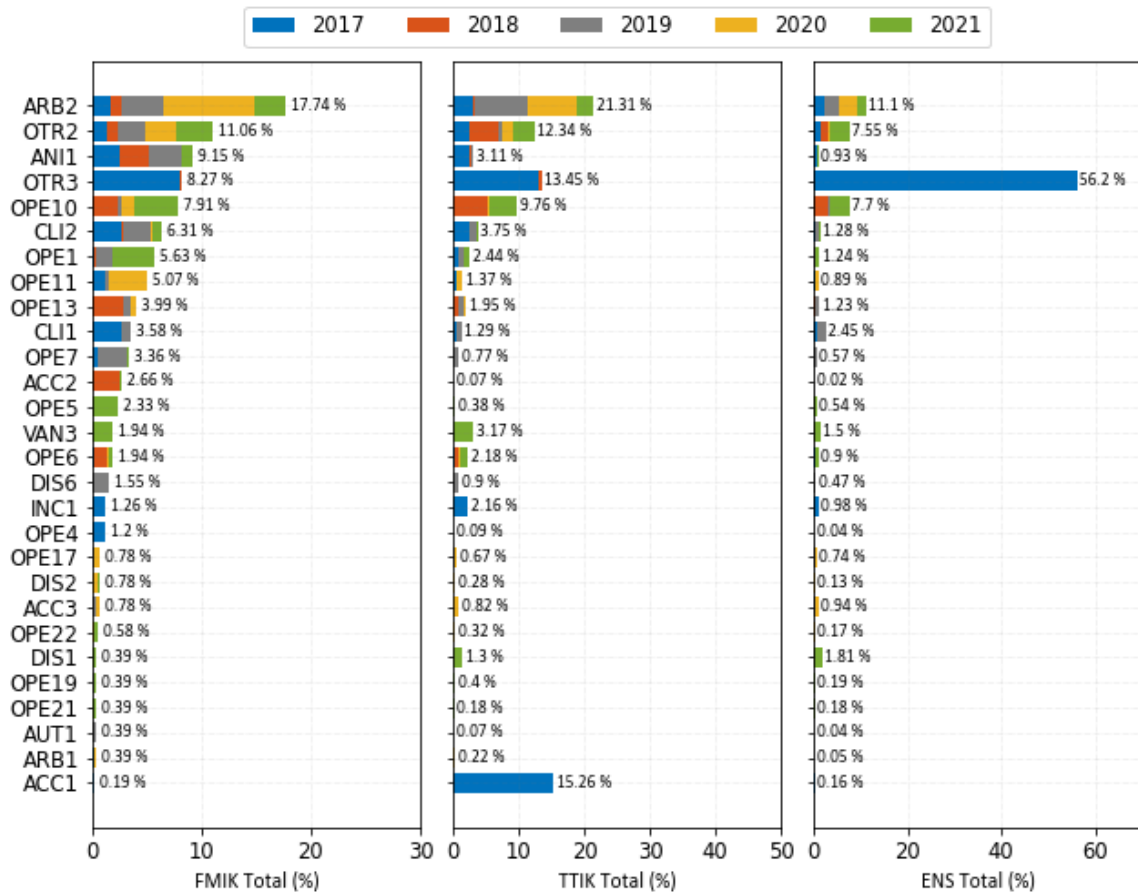
Tabla 5-55: Porcentajes de los índices de continuidad del total acumulado según causa en Concepción.

Concepción		FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
ARB2	Caída de árbol sobre línea o instalación	17.74	21.31	11.10
OTR2	Origen no determinado (trip de interruptor)	11.06	12.34	7.55
ANI1	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	9.15	3.11	0.93
OTR3	Otros	8.27	13.45	56.20
OPE10	Falla de material, por fatiga de material o mala calidad	7.91	9.76	7.70
CLI2	Objeto llevado por el viento hacia los conductores	6.31	3.75	1.28
OPE1	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	5.63	2.44	1.24
OPE11	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	5.07	1.37	0.89
OPE13	Maquinaria de trabajo pesado	3.99	1.95	1.23
CLI1	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	3.58	1.29	2.45

Concepción					
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)	
OPE7	Error de personal u operador	3.36	0.77	0.57	
ACC2	Falla originada en terceros (accidentes, interferencias, rodado, deslizamiento de tierra, juegos, etc.)	2.66	0.07	0.02	
OPE5	Conector suelto o sucio	2.33	0.38	0.54	
VAN3	Robo conductor o equipo	1.94	3.17	1.50	
OPE6	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	1.94	2.18	0.90	
DIS6	Ruptura de capacidad dieléctrica	1.55	0.90	0.47	
INC1	Incendio bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado, ej. quema de pastizal)	1.26	2.16	0.98	
OPE4	Alta presión hogar en unidad generadora	1.20	0.09	0.04	
OPE17	Falta de limpieza en aisladores o terminales	0.78	0.67	0.74	
DIS2	Crecimiento de la demanda no evaluado	0.78	0.28	0.13	
ACC3	Choque de vehículo a poste	0.78	0.82	0.94	
OPE22	Error en programación	0.58	0.32	0.17	
ARB1	Contacto de ramas con conductores	0.39	0.22	0.05	
DIS1	Pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales	0.39	1.30	1.81	
OPE19	Explosión de equipos	0.39	0.40	0.19	
OPE21	Error en conexionado	0.39	0.18	0.18	
AUT1	Desconexión debido a una emergencia, para evitar riesgos a personas o cosas	0.39	0.07	0.04	
ACC1	Accidentes causados por aviones, helicópteros o eventos similares	0.19	15.26	0.16	

Adicionalmente, se presenta en la siguiente gráfica los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla y subdividida en los años que comprende este estudio en la zona de Concepción.

Indicadores de continuidad totales según causas en Concepción



a) b) c)
 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 2017 y 2021.

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 5-56: Puntos de control con mayores índices FMIK, TTIK y ENS promedio entre 2017 y 2021 en Concepción.

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Concepción					Media
			2017	2018	2019	2020	2021	
FMIK	FRONTEL	BA S/E LEBU 13.2KV	9.8	7.0	10.7	10.0	7.0	8.9
	FRONTEL	BA S/E CANETE 23KV B. PRINCIPAL	6.0	4.0	9.0	9.0	4.0	6.4

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Concepción					Media
			2017	2018	2019	2020	2021	
	FRONTEL	BA S/E TRES PINOS 23KV	5.0	7.5	8.2	5.7	2.6	5.8
	FRONTEL	BA S/E CARAMPANGUE 23KV	4.0	4.0	5.6	4.2	7.4	5.0
	FRONTEL	BA S/E CARAMPANGUE 13.2KV	4.0	6.0	6.0	3.8	3.6	4.7
TTIK	EFE	BA S/E CHIGUAYANTE 66KV	164.1	36.3	3.2	9.5	1.9	43.0
	EKA CHILE	BA S/E EKA CHILE 154KV	97.9	0.0	0.2	0.0	4.9	20.6
	FRONTEL	BA S/E LEBU 13.2KV	8.8	7.2	19.3	8.3	5.4	9.8
	FRONTEL	BA S/E TRES PINOS 23KV	0.4	8.9	12.7	6.8	3.4	6.4
	FRONTEL	BA S/E LOTA 13.2KV B1	5.6	2.0	4.2	10.2	5.7	5.5
ENS	EKA CHILE	BA S/E EKA CHILE 154KV	4557.9	0.0	8.7	0.5	18.8	917.2
	EFE	BA S/E CHIGUAYANTE 66KV	50.1	121.6	0.3	18.2	12.4	40.5
	FRONTEL	BA S/E LOTA 13.2KV B1	23.2	10.2	29.3	76.5	48.1	37.5
	CGE	BA S/E ESCUADRON (TRANSNET) 15KV	1.9	1.8	0.0	0.0	174.7	35.7
	FRONTEL	BA S/E CANETE 23KV B. PRINCIPAL	8.2	41.8	53.2	38.7	25.2	33.4

a) FMIK

Los mayores promedios acumulados de FMIK se encuentran en los puntos de control de Lebu 13.2 kV, Cañete 23 kV B. Principal, Tres Pinos 23 kV, Carampangue 23 kV y Tres Pinos 13.2 kV.

Respecto del año 2021, último agregado al análisis de este estudio, se observa que el valor máximo se presenta en Carampangue 23 kV, con un FMIK de 7.4 (veces/año), debido fundamentalmente a fenómenos de caída de árbol sobre línea o instalación.

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.

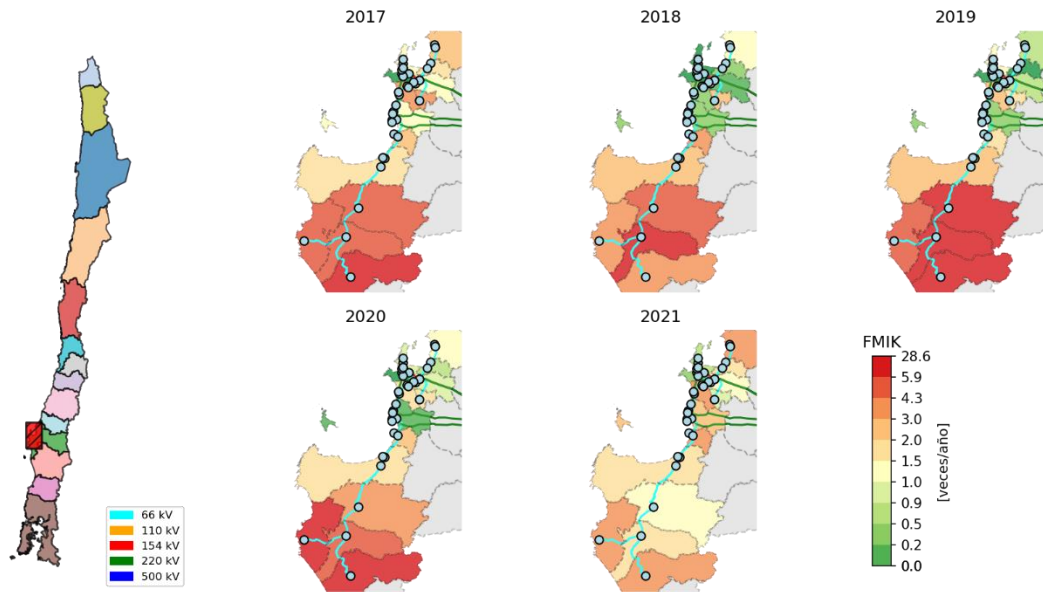


Figura 5-76: FMIK entre 2017 y 2021 georreferenciados en la zona de Concepción.

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 Lota 13.2 kV B1.

Respecto del año 2021, último agregado al análisis de este estudio, se observa que el valor máximo se presenta en Lota 13.2 kV B1 con un TTIK de 5.7 (horas/año), aumentando ligeramente respecto de los años anteriores, principalmente por falla de material, por fatiga de material o mala calidad

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 2017 al 2019. En los años 2020 y 2021, de manera generalizada se mantiene la tendencia y los valores registrados al 2019, con algunas fluctuaciones, principalmente al alza.

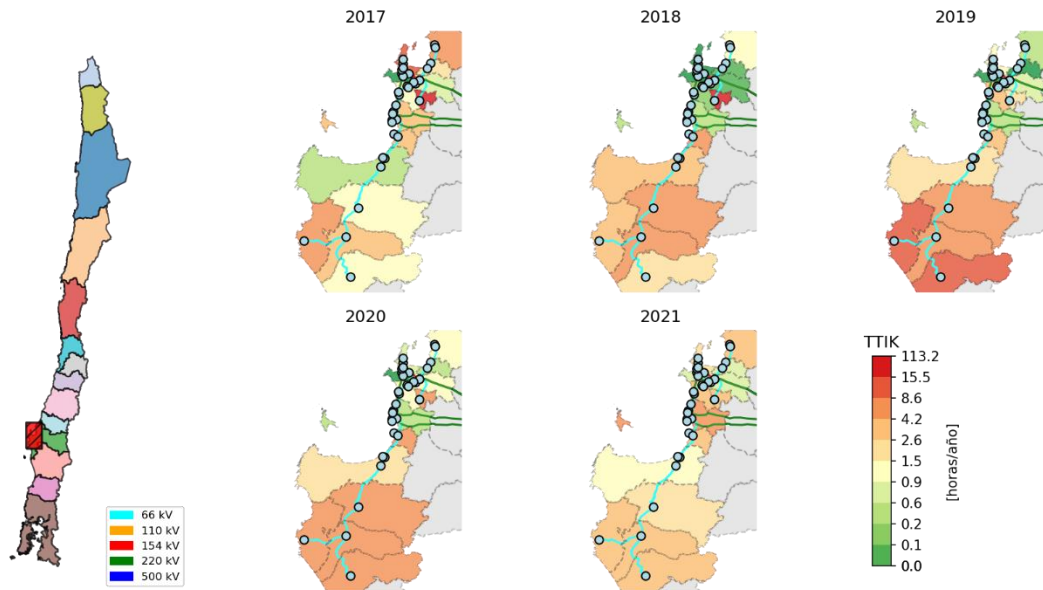


Figura 5-77 TTIK entre 2017 y 2021 presentados en el mapa de la zona de Concepción.

c) ENS

Los puntos de control con mayor promedio de ENS corresponden a Chiguayante 66 kV, Eka Chile 154 kV, Lota 13.2 kV B1, Escuadrón (Transnet) 15 kV y Cañete 23 kV B.Principal.

Respecto del año 2021, último agregado al análisis de este estudio, se observa que el valor máximo se presenta en Escuadrón (Transnet) 15 kV con una ENS de 174.7 MWh aumentando significativamente en relación al año anterior. Las causas de estos valores de ENS están dadas por falla de material o conector suelto o sucio.

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 2021.

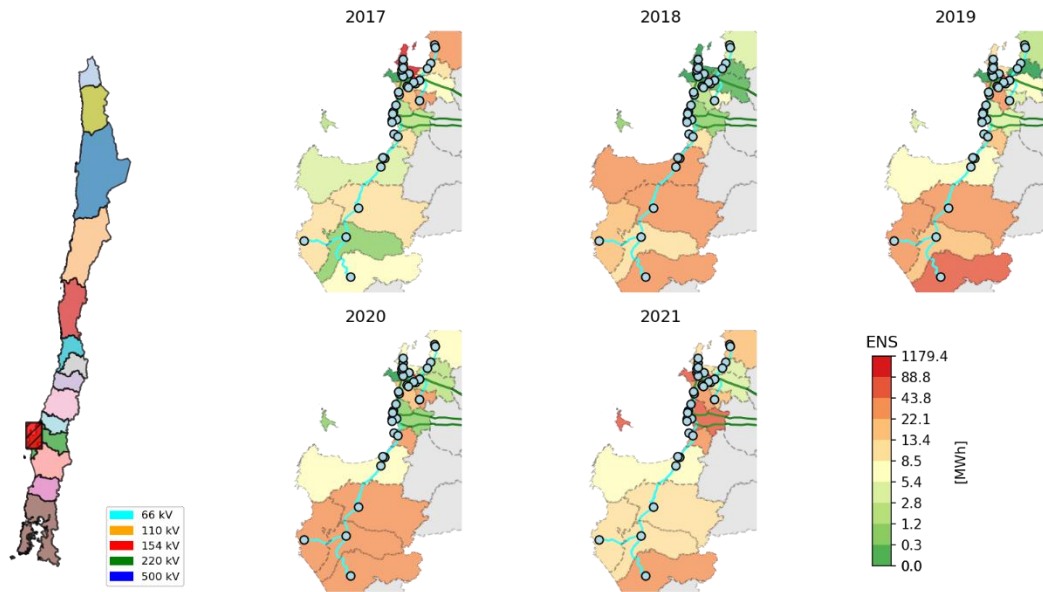


Figura 5-78: ENS entre 2017 y 2021 georreferenciados en la zona de Concepción.

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 2021 se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 5-57: 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		

N	Empresa	Nombre Proyecto	ST	Nivel de Tensión [kV]	Fecha Real de EO	Origen	N° Decreto	Año Decreto
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	Decreto	418	2017
13	CGE S.A.	Ampliación en SE Mahns	STZ	66/15	26-nov-20	Decreto	418	2017
14	CGE S.A.	Aumento de Capacidad en SE San Pedro	STZ	66	23-dic-20	Decreto	418	2017
15	CGE S.A.	Ampliación SE Ejército	STZ	66	29-ene-21	Decreto	418	2017

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. La obra 15, debido a su ingreso el año 2021, se evaluará 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 2017 y el 2021.

Tabla 5-58: Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2017, 2018, 2019, 2020 y 2021 en la zona de Araucanía.

Índice de continuidad	Año	Araucanía					Media	Desviación Estándar
		Mínimo	Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo		
FMIK	2017	0.0	0.0	1.2	2.5	8.3	1.7	1.8
	2018	0.0	0.6	1.1	2.1	7.6	1.8	1.7
	2019	0.0	0.0	1.4	3.0	28.6	3.0	5.1
	2020	0.0	0.8	2.0	3.0	10.0	2.3	2.2
	2021	0.0	0.0	1.0	2.2	21.0	1.9	2.9
TTIK	2017	0.0	0.0	0.5	1.9	58.6	3.6	9.0
	2018	0.0	0.3	0.8	1.8	73.1	3.3	9.5
	2019	0.0	0.0	0.8	4.0	137.2	8.2	21.0
	2020	0.0	0.2	1.1	2.2	28.2	3.7	7.3
	2021	0.0	0.0	0.4	1.2	25.7	2.1	4.4
ENS	2017	0.0	0.0	0.9	11.2	100.8	9.9	19.3
	2018	0.0	1.0	4.6	11.7	324.8	15.0	38.1
	2019	0.0	0.0	2.8	17.0	624.8	27.6	84.7
	2020	0.0	0.8	4.8	17.7	403.9	19.5	49.6
	2021	0.0	0.0	0.9	8.6	104.5	9.2	19.0

El índice FMIK promedio menor, registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2017 equivalente a 1.7 (veces/año). El año 2019 presenta el mayor valor alcanzando 3.0 (veces/año). El año 2021 registra una baja con respecto al año 2020, desde un valor medio de 2.3 a 1.9 (veces/año).

El índice TTIK promedio menor, registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2021 equivalente a 2.1 (horas/año). El año 2019 presenta el mayor valor alcanzando 8.2 (horas/año).

La ENS promedio menor, registrada en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2021 equivalente a 9.2 (MWh/año). El año 2019 presenta el mayor valor alcanzando 27.6 (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.

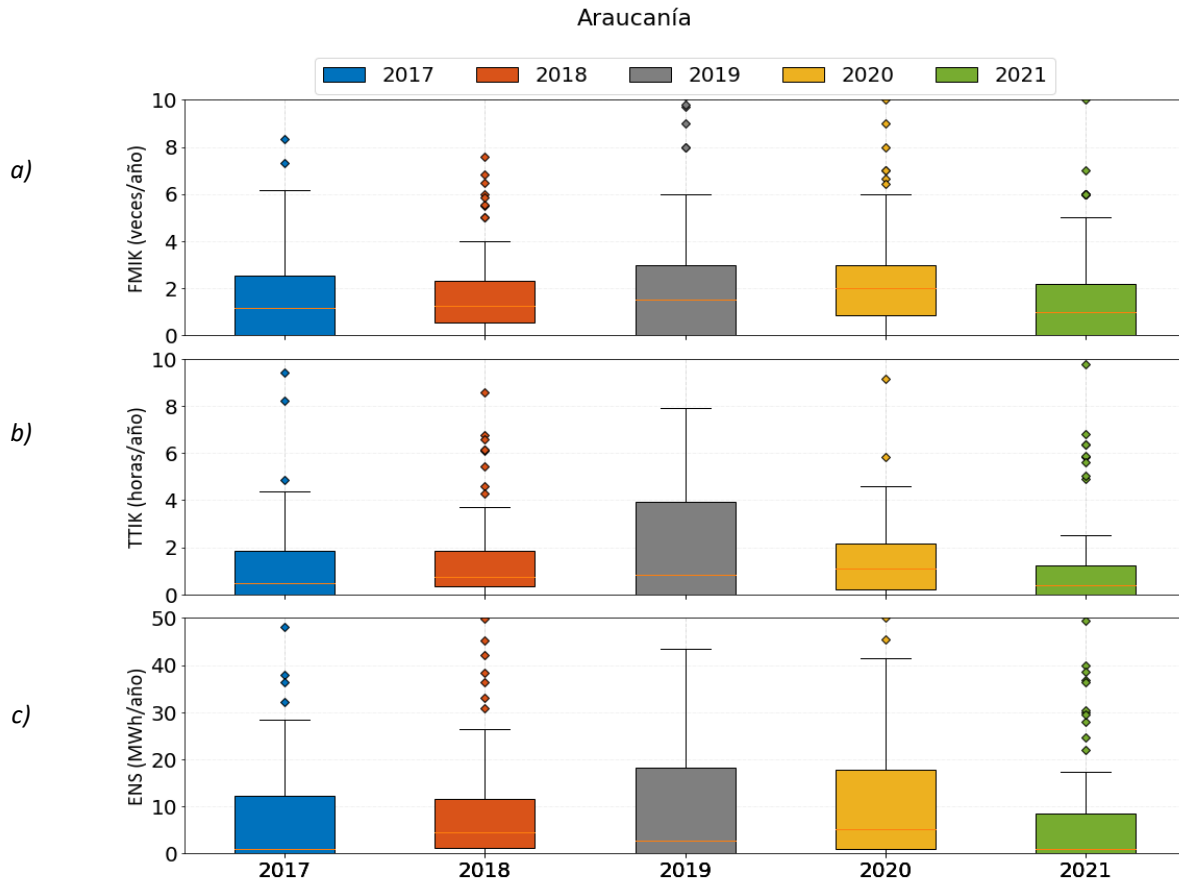


Figura 5-79 Diagrama BoxPlot de los índices de continuidad de Araucanía; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

Luego, se presentan los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla, donde se destacan (en rojo) las tres causas más significativas para cada índice.

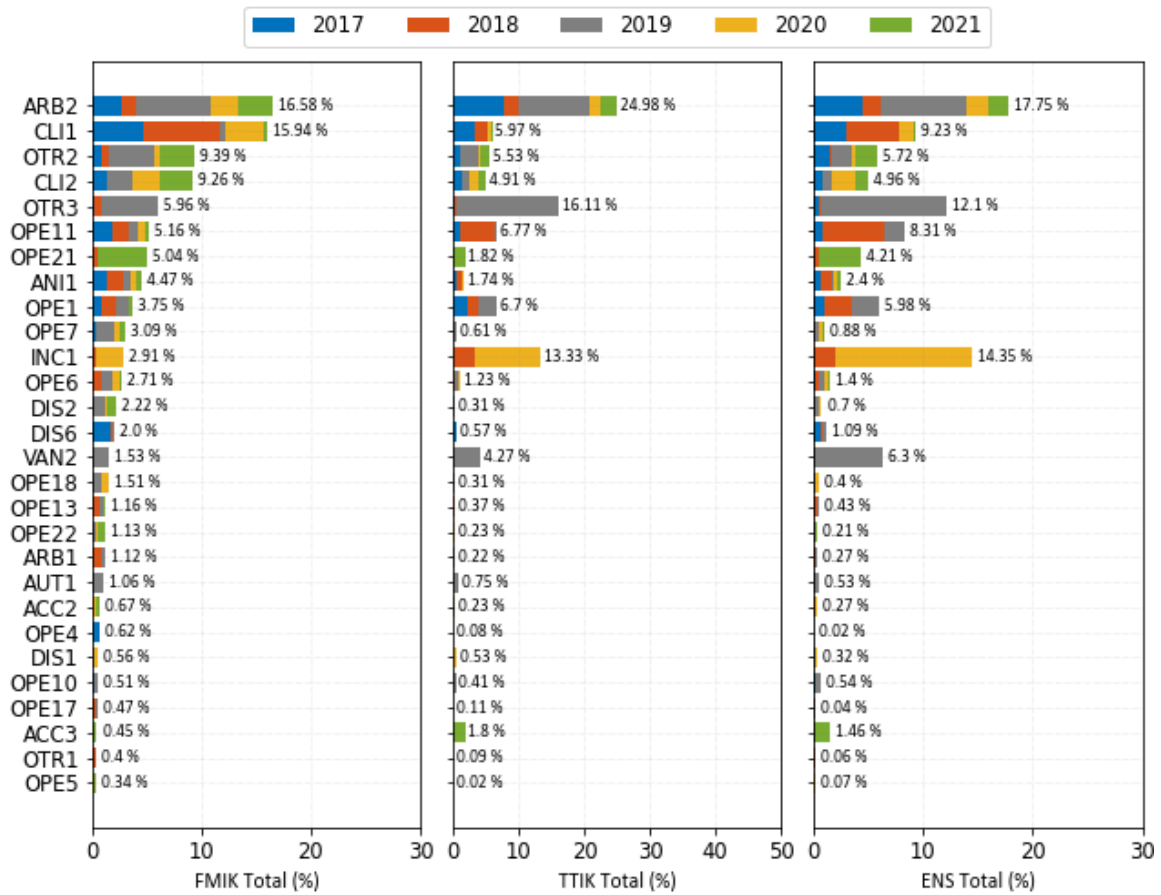
Tabla 5-59: Porcentajes de los índices de continuidad del total acumulado según causa en Araucanía.

Araucanía		FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
ARB2	Caída de árbol sobre línea o instalación	16.58	24.98	17.75
CLI1	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	15.94	5.97	9.23
OTR2	Origen no determinado (trip de interruptor)	9.39	5.53	5.72
CLI2	Objeto llevado por el viento hacia los conductores	9.26	4.91	4.96
OTR3	Otros	5.96	16.11	12.10
OPE11	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	5.16	6.77	8.31
OPE21	Error en conexionado	5.04	1.82	4.21
ANI1	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	4.47	1.74	2.40
OPE1	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	3.75	6.70	5.98

Araucanía				
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
OPE7	Error de personal u operador	3.09	0.61	0.88
INC1	Incendio bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado, ej. quema de pastizal)	2.91	13.33	14.35
OPE6	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	2.71	1.23	1.40
DIS2	Crecimiento de la demanda no evaluado	2.22	0.31	0.70
DIS6	Ruptura de capacidad dieléctrica	2.00	0.57	1.09
VAN2	Atentado/explosivos/sabotaje	1.53	4.27	6.30
OPE18	Violación de distancia eléctrica	1.51	0.31	0.40
OPE13	Maquinaria de trabajo pesado	1.16	0.37	0.43
OPE22	Error en programación	1.13	0.23	0.21
ARB1	Contacto de ramas con conductores	1.12	0.22	0.27
AUT1	Desconexión debido a una emergencia, para evitar riesgos a personas o cosas	1.06	0.75	0.53
ACC2	Falla originada en terceros (accidentes, interferencias, rodado, deslizamiento de tierra, juegos, etc.)	0.67	0.23	0.27
OPE4	Alta presión hogar en unidad generadora	0.62	0.08	0.02
DIS1	Pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales	0.56	0.53	0.32
OPE10	Falla de material, por fatiga de material o mala calidad	0.51	0.41	0.54
OPE17	Falta de limpieza en aisladores o terminales	0.47	0.11	0.04
ACC3	Choque de vehículo a poste	0.45	1.80	1.46
OTR1	Súbito aumento de demanda	0.40	0.09	0.06
OPE5	Conector suelto o sucio	0.34	0.02	0.07

Adicionalmente, se presenta en la siguiente gráfica los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla y subdividida en los años que comprende este estudio en la zona de Araucanía.

Indicadores de continuidad totales según causas en Araucanía



a) b) c)
 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 2017 y 2021.

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 5-60: Puntos de control con mayores índices FMIK, TTIK y ENS promedio entre 2017 y 2021 en Araucanía.

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Araucanía					Media
			2017	2018	2019	2020	2021	
FMIK	FRONTEL	BA S/E CURACAUTIN 13.2KV	6.2	5.6	14.5	7.0	21.0	10.9
	CGE	BA S/E PUCON 23KV	2.0	2.0	28.0	8.0	7.0	9.4

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Araucanía					Media
			2017	2018	2019	2020	2021	
	CGE	BA S/E VILLARRICA 23KV	2.4	2.0	28.6	4.0	3.0	8.0
	SAESA	BA S/E CORRAL 13.2KV	4.0	6.5	12.0	9.0	4.0	7.1
	SAESA	BA S/E PANGUIPULLI 23KV	3.2	4.0	8.0	10.0	6.0	6.2
TTIK	CODINER	BA S/E GORBEA 13,2KV	1.0	73.1	85.6	28.2	6.4	38.9
	CODINER	BA S/E TRAIGUEN 13.2KV	58.6	47.0	13.0	18.1	25.7	32.5
	CGE	BA S/E VILLARRICA 23KV	1.0	0.8	137.2	3.4	1.5	28.8
	CGE	BA S/E PUCON 23KV	10.4	3.7	83.9	16.2	10.7	25.0
	SAESA	BA S/E CORRAL 13.2KV	28.1	16.6	52.7	21.8	5.6	25.0
ENS	CGE	BA S/E PUCON 23KV	94.6	38.3	624.8	185.0	103.3	209.2
	CGE	BA S/E VILLARRICA 23KV	12.6	7.6	463.9	41.6	17.3	108.6
	SAESA	BA S/E PANGUIPULLI 23KV	12.4	14.1	43.4	403.9	24.6	99.7
	CODINER	BA S/E GORBEA 13,2KV	1.0	324.8	116.0	33.0	5.7	96.1
	FRONTEL	BA S/E IMPERIAL 23KV	100.8	116.4	24.4	45.5	104.5	78.3

a) FMIK

Los mayores promedios acumulados de FMIK se encuentran en los puntos de control de Curacautín 13.2 kV, Pucón 23 kV, Villarrica 23 kV, Corral 13.2 kV y Panguipulli 23 kV.

Respecto del año 2021, último agregado al análisis de este estudio, se observa que el valor máximo se presenta en Curacautín 13.2 kV, con un FMIK de 21.0 (veces/año), debido fundamentalmente a fenómenos de caída de árbol sobre línea o instalación.

En la siguiente figura se presenta el índice FMIK en los puntos de control en la zona de Araucanía, mostrando en general valores similares y estables de este índice en la zona, donde se observa en todo caso, un aumento en los sectores de Pucón y Loncoche para los años 2019 y 2020, los cuales mejoran de manera leve en el año 2021 y otros casos, en los que se presenta una merma de este índice en este último año.

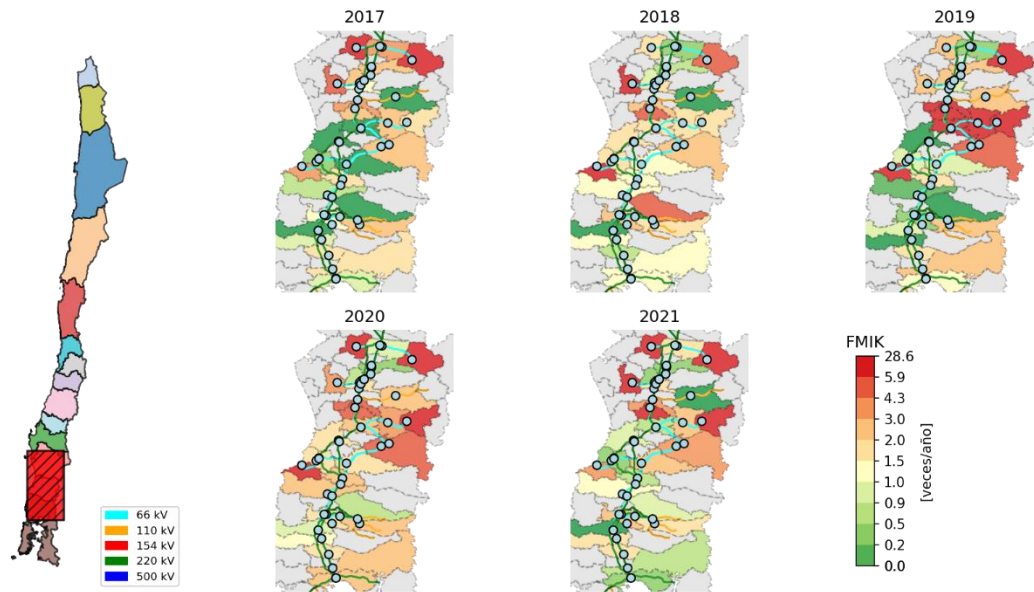


Figura 5-81: FMIK entre 2017 y 2021 georreferenciados en la zona de Araucanía.

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, Traiguén 13.2 kV, Pucón 23 kV, Corral 13.2 kV y Villarrica 23 kV.

Respecto del año 2021, último agregado al análisis de este estudio, se observa que el valor máximo se presenta en Traiguén 13.2 kV con un TTIK de 25.7 (horas/año), aumentando significativamente respecto de los años anteriores, principalmente por caída de árbol sobre línea o instalación u objeto llevado por el viento hacia los conductores.

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 mismos para el año 2020, y con mayor intensidad el año 2021.

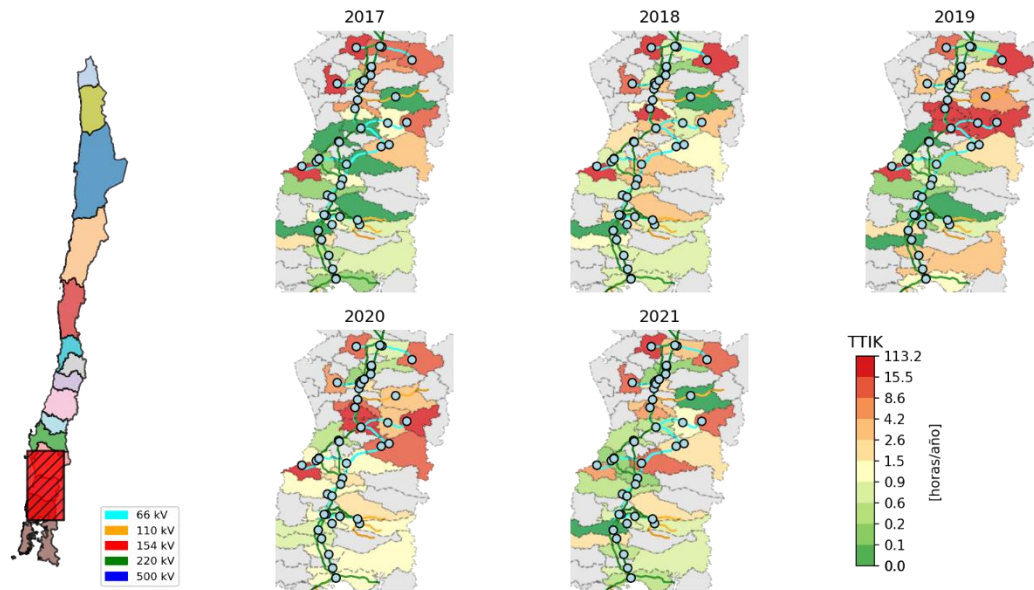


Figura 5-82 TTIK entre 2017 y 2021 presentados en el mapa de la zona de Araucanía.

c) ENS

Los puntos de control con mayor promedio de ENS corresponden a Curacautín 13.2 kV, Pucón 23 kV, Panguipulli 23 kV, Gorbea 13.2 kV e Imperial 23 kV.

Respecto del año 2021, último agregado al análisis de este estudio, se observa que el valor máximo se presenta en Imperial 23 kV con una ENS de 104.5 MWh aumentando significativamente en relación al año anterior. Las causas de estos valores de ENS están dadas por caída de árbol sobre línea o instalación u origen no determinado (trip de interruptor).

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, estabilizándose en los años 2020 y 2021. Notar además en el caso específico de Panguipulli y Curacautín el aumento abrupto de este índice en 2020, representando un valor atípico en estos puntos en comparación con los años de estudios representados.

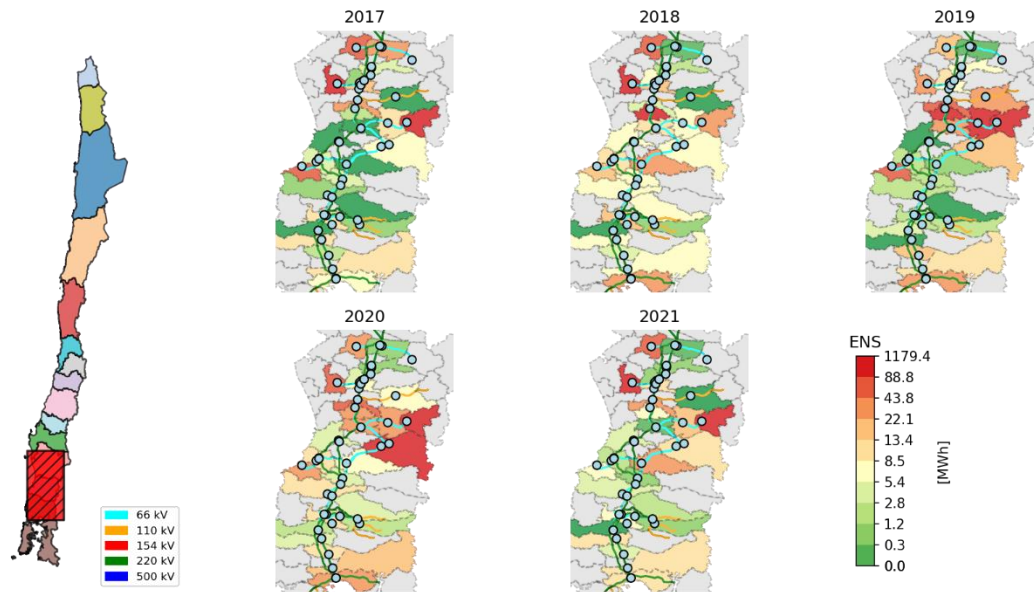


Figura 5-83: ENS entre 2017 y 2021 georreferenciados en la zona de Araucanía.

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 2021 se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 5-61: 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-Mantilhue	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
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

N	Empresa	Nombre Proyecto	ST	Nivel de tensión [kV]	Fecha Real De EO	Origen	N° Decreto	Año Decreto
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
15	STS S.A.	Nuevo Transformador en SE Puerto Montt 220/23 kV 60 MVA	STZ	220	24-mar-2021	Decreto	418	2017
16	Transec S.A.	Nueva S/E Seccionadora Frutillar Norte 220 kV	STN	220	14-may-2021	Decreto	422	2017
17	STS S.A.	LLTT 2x66kV Remehue-La Misión (Etapa 2)	STZ	66	12-jun-2021	Decreto	418	2017
18	STS S.A.	Proyecto La Misión - SE La Misión (Etapa 1)	STZ	66	12-jun-2021	Decreto	418	2017
19	STS S.A.	Nueva línea 2x66 kV Lollehue - La Unión	STZ	66	27-jul-2021	Decreto	418	2017
20	Compañía Eléctrica de la Frontera	Subestación Nueva Pillanlelbut (Llaima)	STZ	66	11-ago-2021	Decreto	682	2019
21	Besalco S.A.	Nueva SE Las Violetas 66/23 kV (Nueva S/E Enlace Imperial 66/23 kV)	STZ	66	03-nov-2021	Decreto	418	2017
22	CGE S.A.	Mejoramiento red AT tramo Temuco-Padre las Casas	STZ	66	28-nov-2021	Decreto	683	2019
23	CGE S.A.	Mejoramiento red AT tramo Padre las Casas - Loncoche	STZ	66	28-nov-2021	Decreto	683	2019

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

A partir de las obras mencionadas, desde la 1 a la 14, entraron en operación entre los años 2018 y 2021, 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 15 al 23 entraron en operación el año 2021, 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 2017 y el 2021.

Tabla 5-62: Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2017, 2018, 2019, 2020 y 2021 en la zona de Chiloé.

Índice de continuidad	Año	Chiloé						
		Mínimo	Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo	Media	Desviación Estándar
FMIK	2017	0.0	1.0	3.6	6.4	9.0	4.2	3.4
	2018	0.0	1.0	2.0	3.0	6.0	2.3	1.6
	2019	0.0	0.0	3.0	6.0	7.0	3.1	3.0
	2020	0.0	2.0	3.0	4.0	7.0	3.1	1.7
	2021	0.0	1.0	3.0	3.5	5.0	2.7	1.7
TTIK	2017	0.0	0.2	3.1	6.2	75.4	9.9	21.2
	2018	0.0	0.8	1.3	2.1	13.7	2.4	3.6
	2019	0.0	0.0	0.6	1.5	8.2	1.3	2.3
	2020	0.0	1.5	1.6	1.8	7.5	2.0	1.8
	2021	0.0	1.1	2.9	3.6	7.9	2.8	2.0
ENS	2017	0.0	1.5	25.8	38.0	135.9	35.4	46.6
	2018	0.0	6.3	12.0	19.7	104.2	20.8	28.5
	2019	0.0	0.0	4.0	10.2	31.4	7.5	9.8
	2020	0.0	12.8	16.0	21.0	54.8	18.3	13.5
	2021	0.0	10.2	19.9	28.3	38.5	19.5	11.8

El índice FMIK promedio menor, registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2018 equivalente a 2.3 (veces/año). El año 2017 presenta el mayor valor alcanzando 4.2 (veces/año). El año 2021 registra una leve baja con respecto al año 2020, desde un valor medio de 3.1 a 2.7 (veces/año).

El índice TTIK promedio menor, registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2019 equivalente a 1.3 (horas/año). El año 2017 presenta el mayor valor alcanzando 9.9 (horas/año). El año 2021 registra un alza con respecto al año 2020, desde un valor medio de 2.0 a 2.8 (veces/año).

La ENS promedio menor, registrada en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2019 equivalente a 7.5 (MWh/año). El año 2017 presenta el mayor valor alcanzando 35.4 (MWh/año). El año 2021 registra una leve alza con respecto al año 2020, desde un valor medio de 18.3 a 19.5 (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.

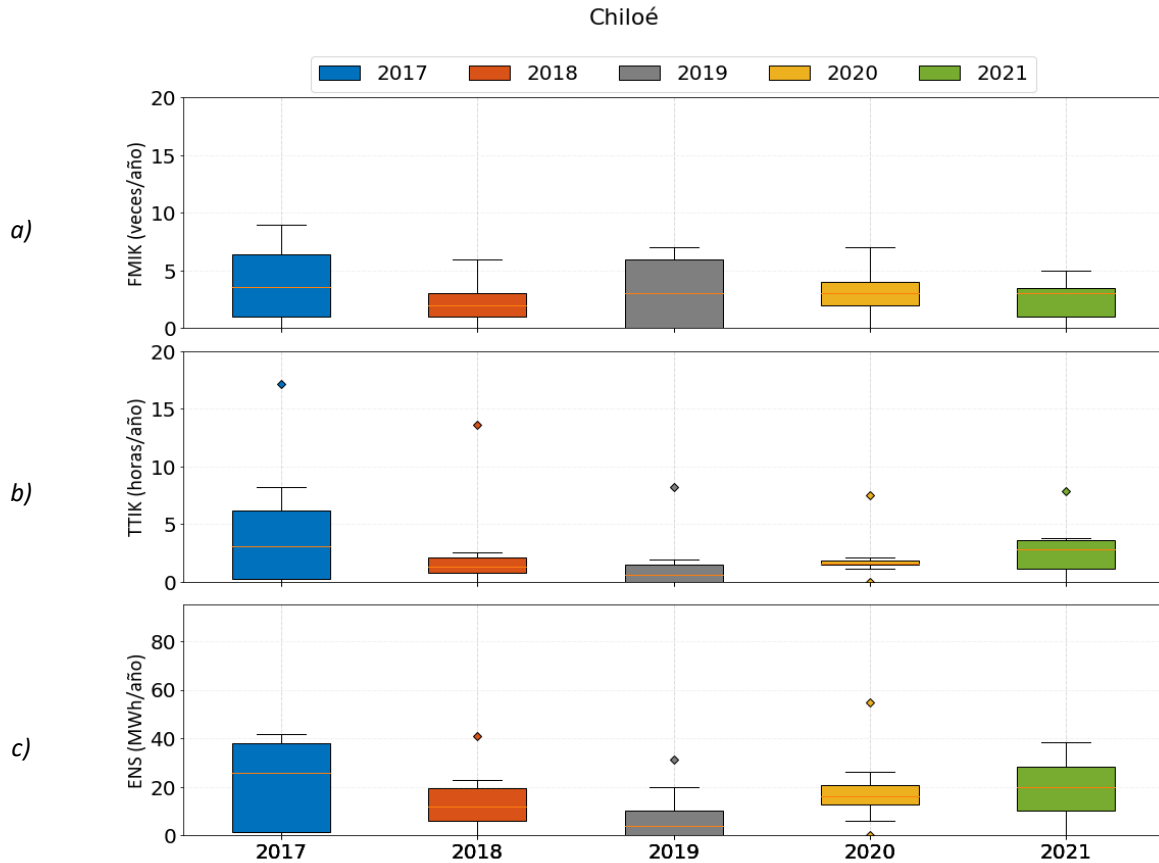


Figura 5-84 Diagrama BoxPlot de los índices de continuidad de Chiloé; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

Luego, se presentan los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla, donde se destacan (en rojo) las tres causas más significativas para cada índice.

Tabla 5-63: Porcentajes de los índices de continuidad del total acumulado según causa en Chiloé.

Chiloé				
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
CLI1	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	28.06	11.27	20.39
OPE21	Error en conexonado	11.7	10	14.11
OPE7	Error de personal u operador	9.44	3.33	5.21
ANI1	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	7.6	6.75	10.07
ARB2	Caída de árbol sobre línea o instalación	7.02	0.88	1.81
OPE1	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	7.02	12.47	12.42
OPE11	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	5.85	0.43	0.29
CLI2	Objeto llevado por el viento hacia los conductores	4.68	10.31	12.85
OPE23	Desperfecto de fábrica	4.48	0.43	0.71
OPE6	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	4.2	3.02	4.63

Chiloé				
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
OTR2	Origen no determinado (trip de interruptor)	3.51	1.82	2.8
OPE17	Falta de limpieza en aisladores o terminales	2.92	2.72	4.05
OPE4	Alta presión hogar en unidad generadora	2.34	35.65	9.35
ARB1	Contacto de ramas con conductores	0.58	0.6	0.83
OPE16	Fuga o degradamiento del dieléctrico (ej. SF6, aceite, etc.)	0.58	0.34	0.51

Adicionalmente, se presenta en la siguiente gráfica los porcentajes del total acumulados de los índices de continuidad según causa de falla y subdividida en los años que comprende este estudio en la zona de Chiloé.

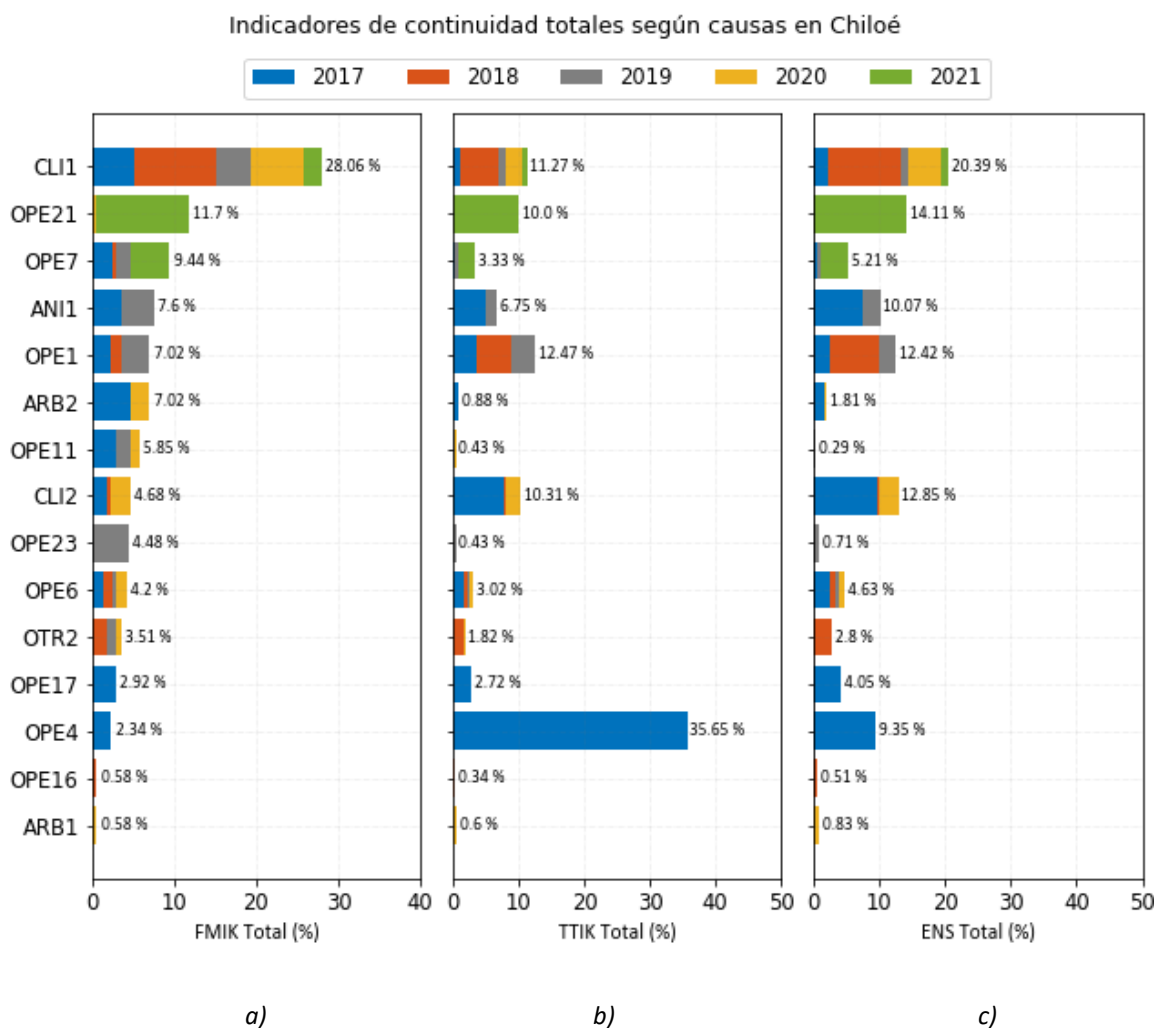


Figura 5-85: Porcentaje del total acumulado en Chiloé de los índices de continuidad según causa de la falla; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

5.2.16.2 Índices de continuidad (georreferenciación)

Se presentan los índices de continuidad georreferenciados en la zona de Chiloé entre los años 2017 y 2021.

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 5-64: Puntos de control con mayores índices FMIK, TTIK y ENS promedio entre 2017 y 2021 en Chiloé.

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Chiloé					Media
			2017	2018	2019	2020	2021	
FMIK	SAESA	BA S/E QUELLON 23KV BP1	9.0	3.5	6.0	4.0	5.0	5.5
	SAESA	BA S/E PID PID 23KV	8.6	1.9	6.7	4.0	3.0	4.8
	SAESA	BA S/E DALCAHUE 23KV BP1	9.0	1.7	6.0	3.0	3.0	4.5
	SAESA	BA S/E ANCUD 23KV	5.6	6.0	3.0	2.0	5.0	4.3
	SAESA	BA S/E CHONCHI 23KV	4.7	1.0	7.0	3.0	5.0	4.1
TTIK	SAESA	BA S/E DALCAHUE 23KV BP1	75.4	1.2	1.5	1.7	2.8	16.5
	SAESA	BA S/E ANCUD 23KV	8.2	13.7	0.6	1.4	3.8	5.5
	SAESA	BA S/E QUELLON 23KV BP1	17.2	2.6	1.9	2.0	3.6	5.5
	SAESA	BA S/E CHONCHI 23KV	3.2	0.8	8.2	1.6	3.6	3.5
	SAESA	BA S/E COLACO 23KV B2	3.0	2.1	0.0	2.1	7.9	3.0
ENS	SAESA	BA S/E QUELLON 23KV BP1	135.9	41.2	19.8	26.2	38.5	52.3
	SAESA	BA S/E ANCUD 23KV	41.9	104.2	5.3	13.6	28.0	38.6
	SAESA	BA S/E DALCAHUE 23KV BP1	122.9	6.7	8.9	16.5	23.2	35.6
	SAESA	BA S/E CHONCHI 23KV	28.3	6.4	31.4	18.0	29.1	22.6
	SAESA	BA S/E COLACO 23KV B2	23.3	22.7	0.0	23.0	34.9	20.8

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 y 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.

Respecto del año 2021, último agregado al análisis de este estudio, se observa que el valor máximo se presenta en Quellón 23 kV BP1, Ancud 23 kV y Chonchi 23 kV con un FMIK de 5.0 (veces/año), fundamentalmente por fallas en instalaciones de distribución y causados principalmente por eventos climáticos o catastróficos fuera del alcance del diseño y/o error de personal u operador.

En la siguiente figura se presenta el índice FMIK en los puntos de control en la zona de Chiloé, mostrando la evolución positiva desde el año 2017 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 para aumentar en forma marginal el año 2021.

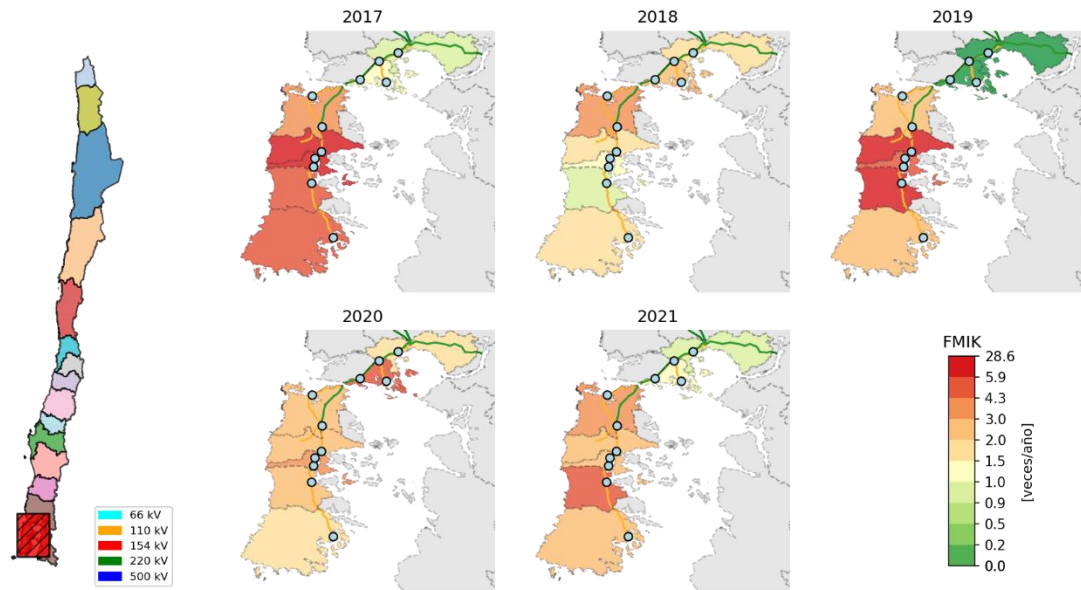


Figura 5-86: FMIK entre 2017 y 2021 georreferenciados en la zona de Chiloé.

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 Colaco B2 23 kV.

Respecto del año 2021, último agregado al análisis de este estudio, se observa que el valor máximo se presenta en Colaco B2 23 kV con un TTIK de 7.9 (horas/año), aumentando significativamente respecto de los años anteriores, principalmente por faenas de mantenimiento y error de conexionado.

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, aumentando ligeramente el año 2021.

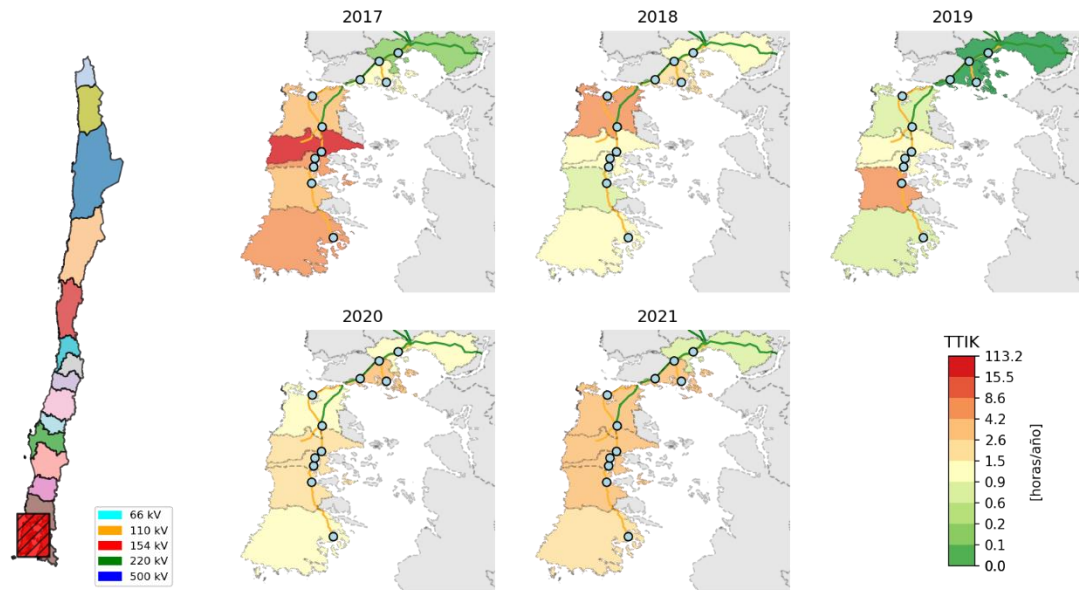


Figura 5-87 TTIK entre 2017 y 2021 presentados en el mapa de la zona de Chiloé.

c) ENS

Los puntos de control con mayor promedio de ENS corresponden a Quellón BP1 23 kV, Ancud 23 kV, Dalcahue BP1 23 kV, Chonchi 23 kV y Colaco B2 23 kV.

Respecto del año 2021, último agregado al análisis de este estudio, se observa que el valor máximo se presenta en Quellón BP1 23 kV con una ENS de 38.5 MWh aumentando en relación al año anterior. Las causas de estos valores de ENS fueron descritas en puntos anteriores.

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 2021.

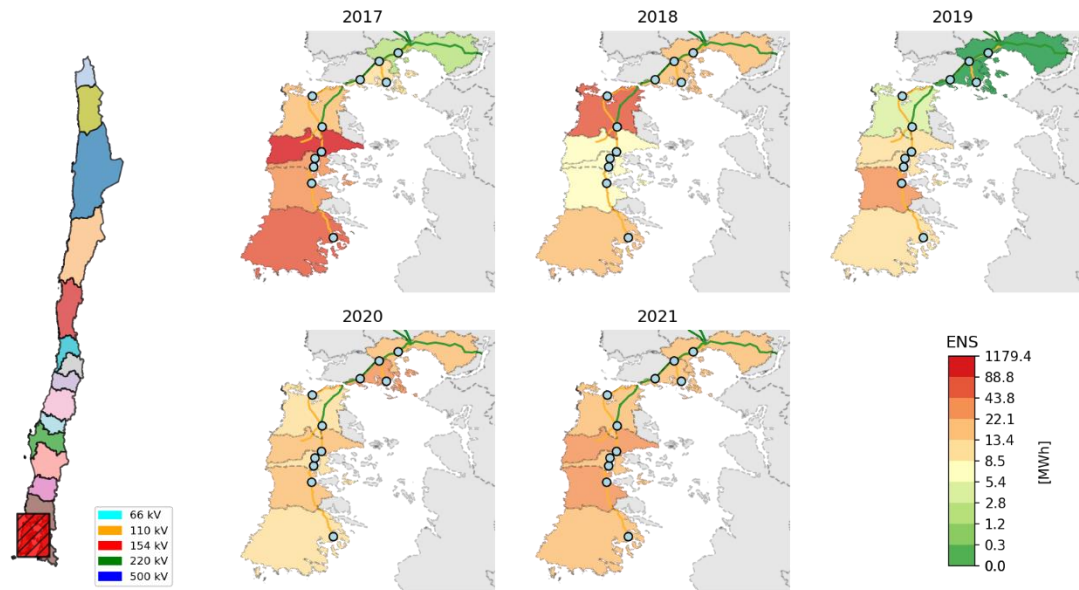


Figura 5-88: ENS entre 2017 y 2021 georreferenciados en la zona de Chiloé.

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 2021 se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 5-65: 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
5	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Nuevo Transformador en SE Puerto Montt 220/23 kV 60 MVA	STZ	220	24-mar-21	Decreto	418	2017
6	Transec S.A.	Línea Nueva Puerto Montt - Nueva Ancud 2x500 kV 2x1500 MVA y Nuevo cruce aéreo 2x500 kV 2x1500 MVA, ambos energizados en 220 kV	STN	220	02-ago-21	Decreto	422	2017

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 las obras 4 y 5, con entradas en operación a finales de 2020 y principios de 2021 respectivamente, no se observan influencias significativas en la variación de los índices.

En el caso de 6, su entrada en operación corresponde a agosto de 2021, 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 2017 y 2021 (5 años).

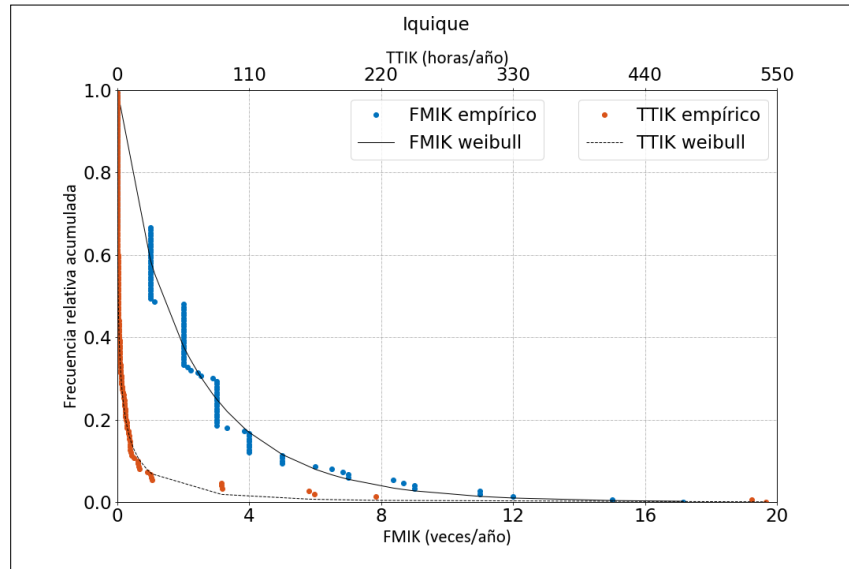


Figura 6-1: Distribución de probabilidad de los índices de continuidad en los últimos 5 años en Iquique.

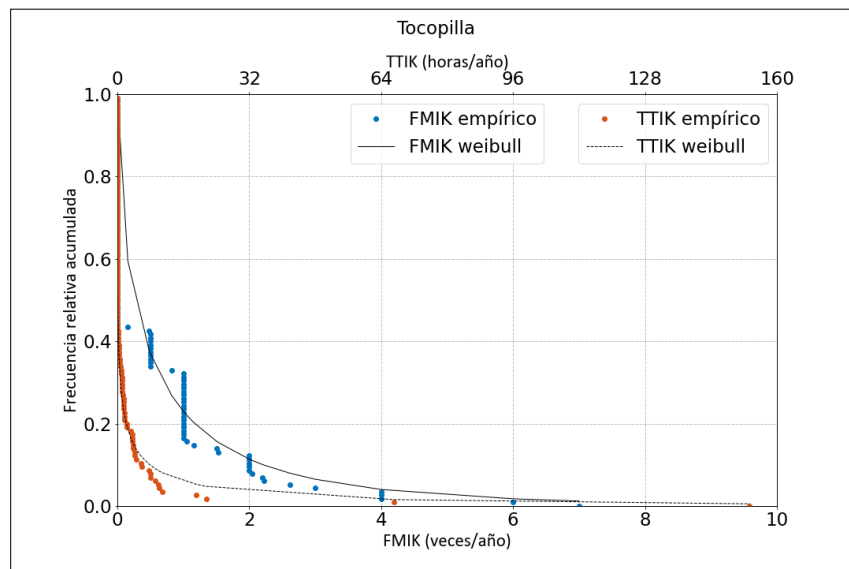


Figura 6-2: Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Tocopilla.

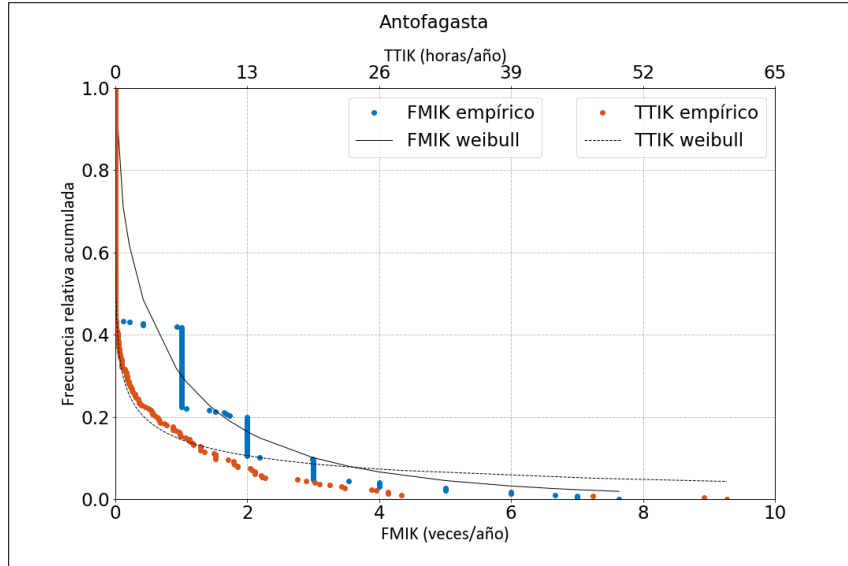


Figura 6-3: Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Antofagasta.

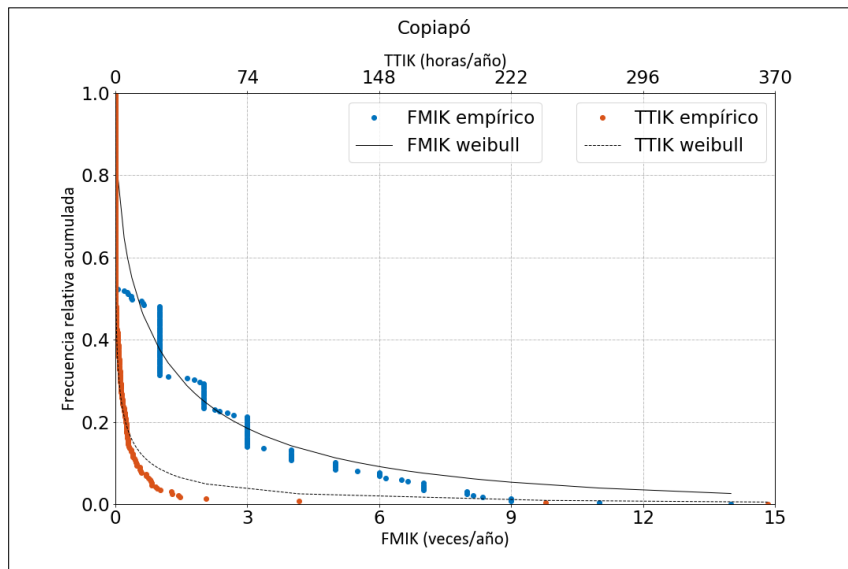


Figura 6-4 Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Copiapó.

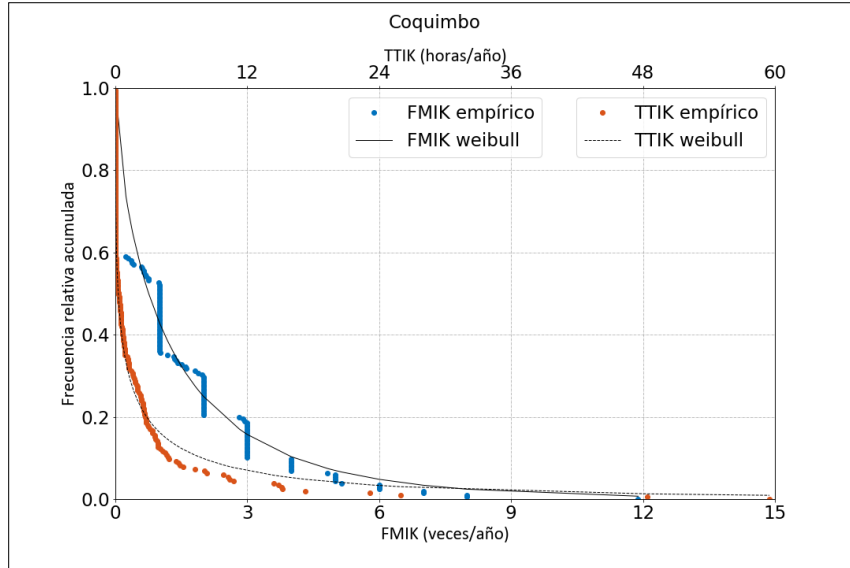


Figura 6-5: Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Coquimbo.

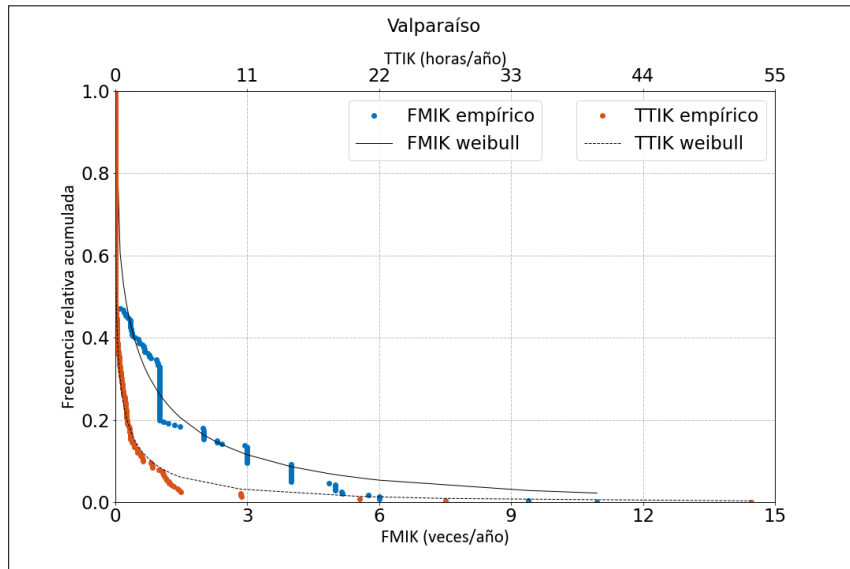


Figura 6-6: Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Valparaíso.

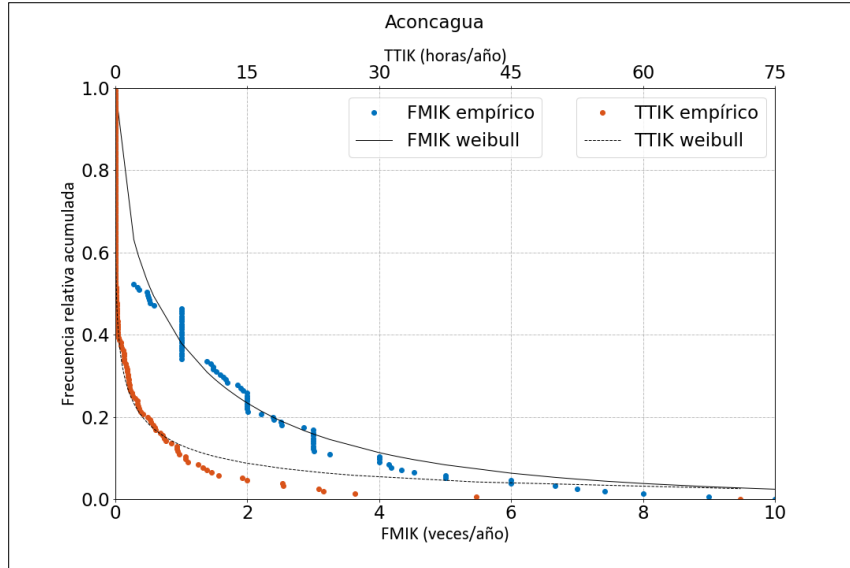


Figura 6-7: Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Aconcagua.

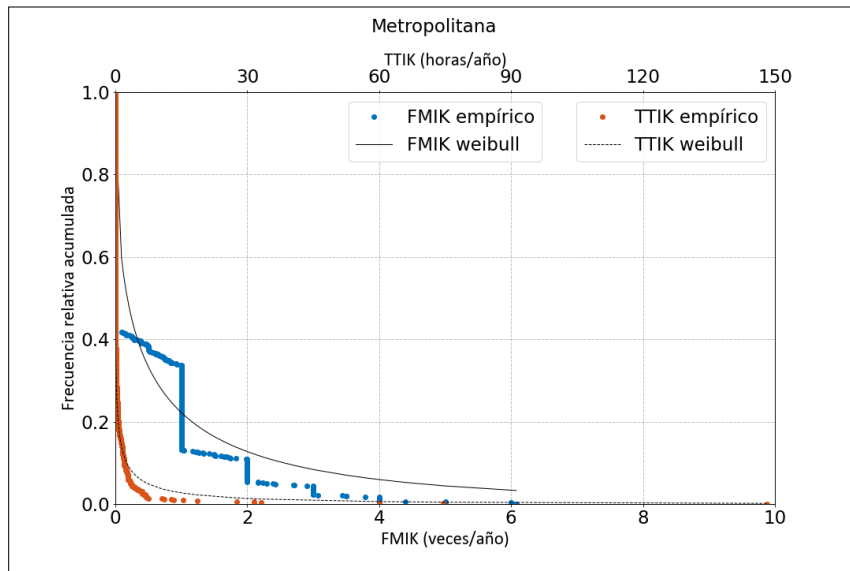


Figura 6-8: Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona Metropolitana.

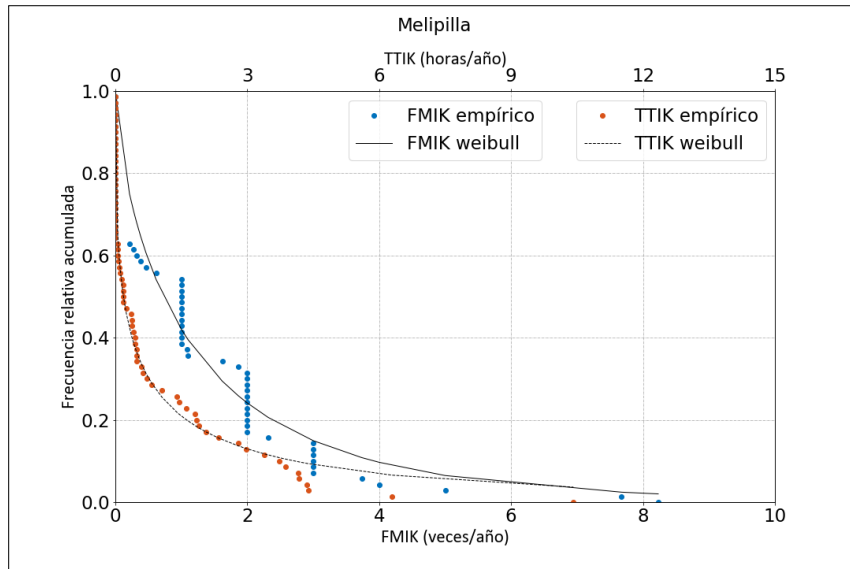


Figura 6-9: Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Melipilla.

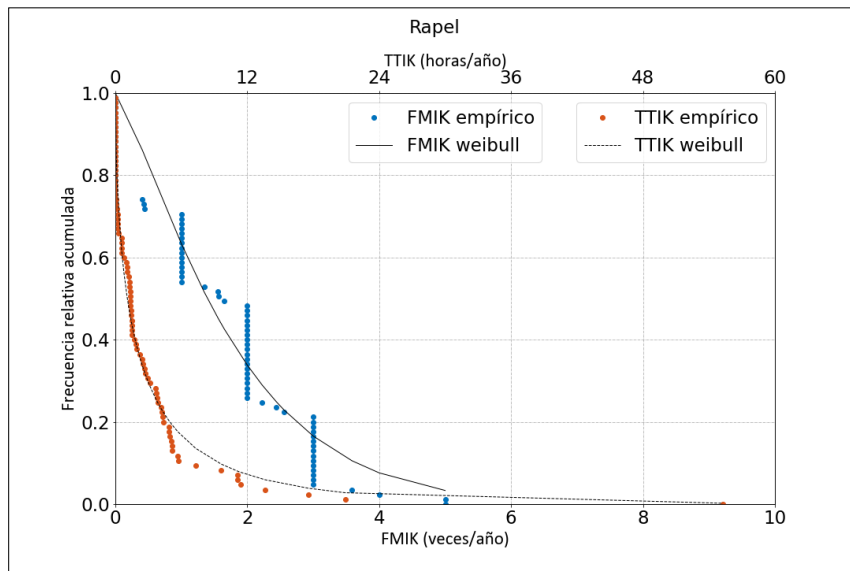


Figura 6-10: Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Rapel.

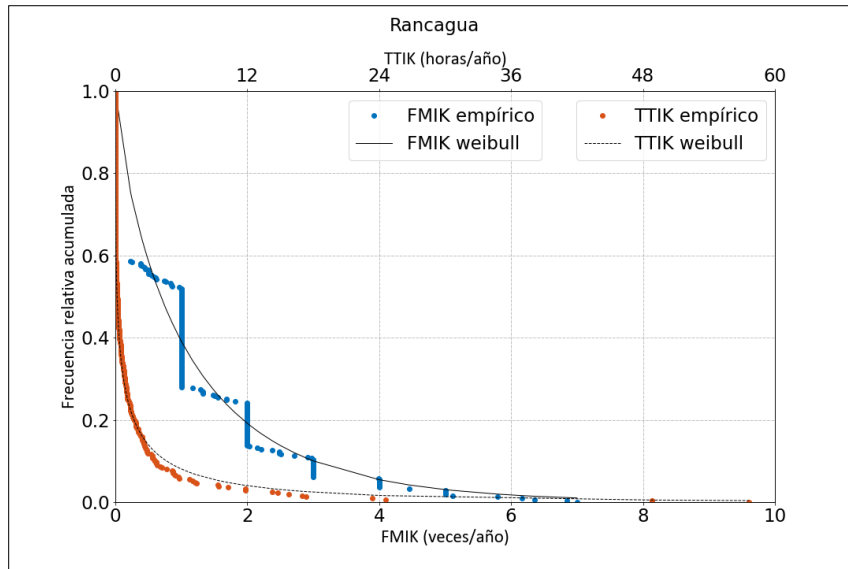


Figura 6-11: Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Rancagua.

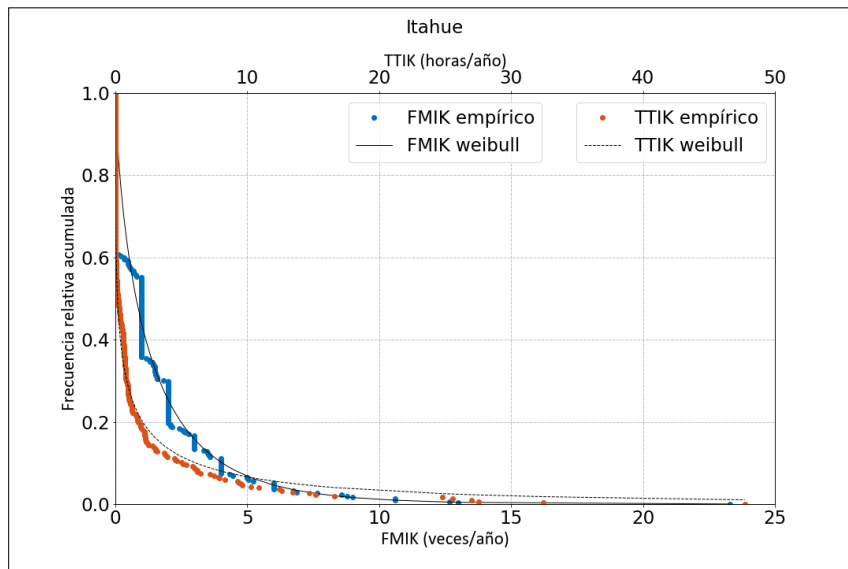


Figura 6-12: Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Itahue.

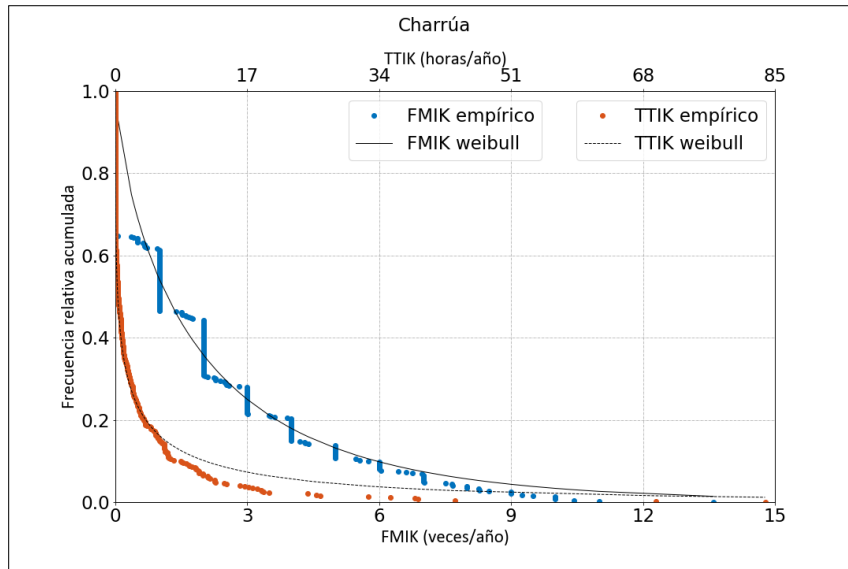


Figura 6-13: Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Charrúa.

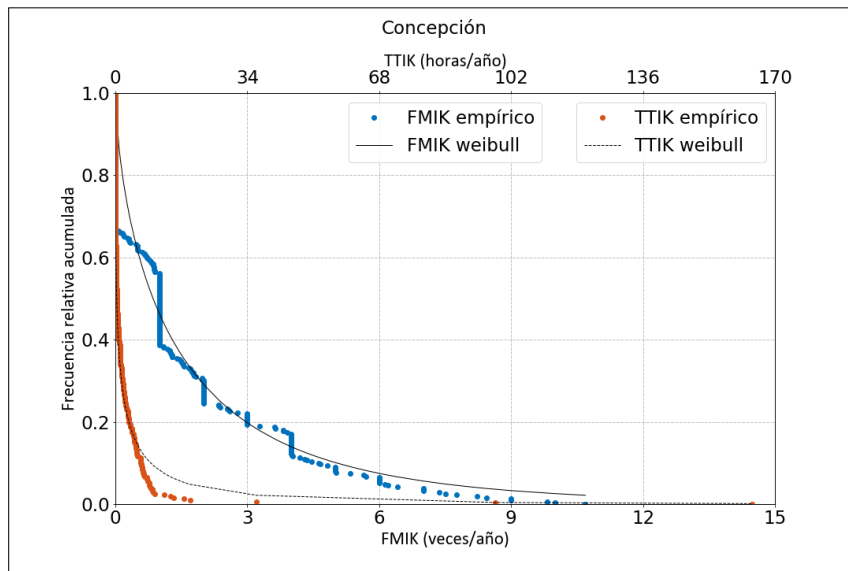


Figura 6-14: Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Concepción.

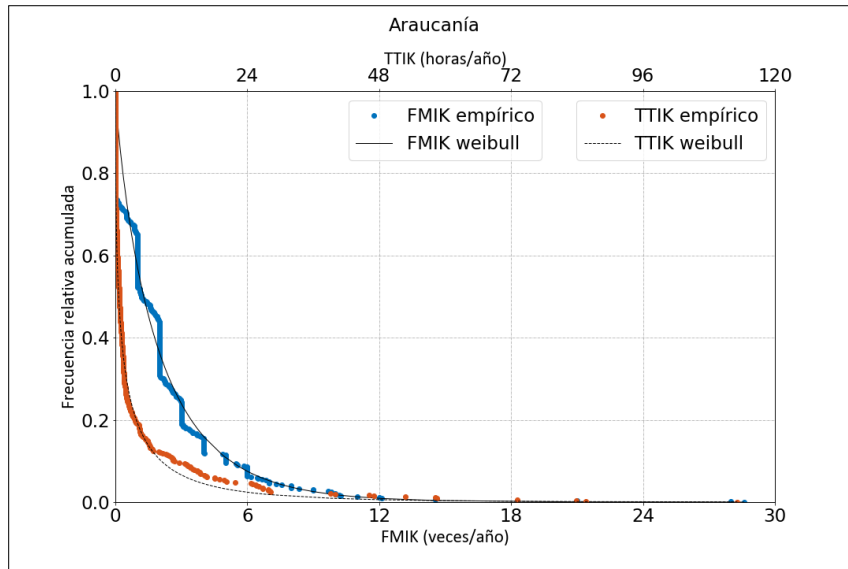


Figura 6-15: Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Araucanía.

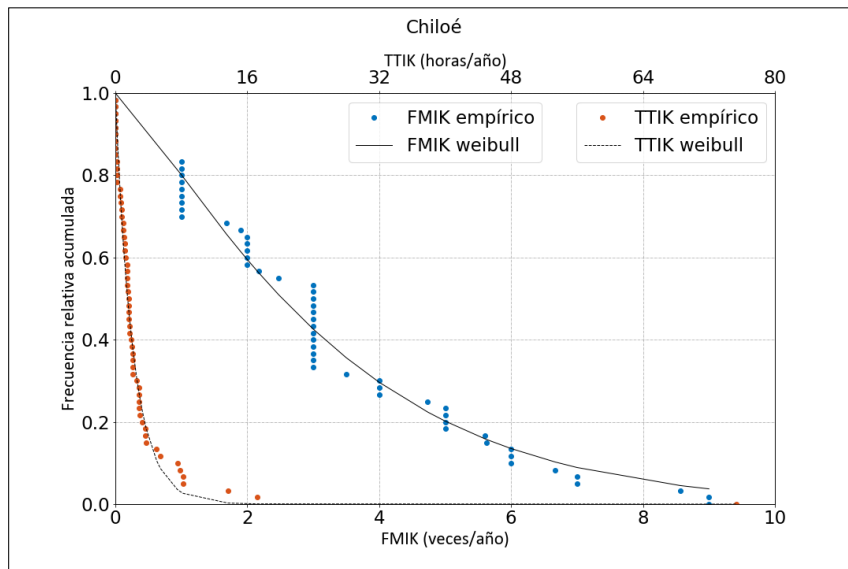


Figura 6-16: Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Chiloé.

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	67.3%	2.2	17.1	3.0	3.0	0.5	0.9	3.9	3.0
Tocopilla	44.3%	0.7	7.0	1.0	1.0	1.8	0.6	1.2	1.0
Antofagasta	43.7%	0.9	7.6	2.0	1.0	1.4	0.6	1.7	1.4
Copiapó	52.8%	1.5	14.0	3.0	2.0	0.9	0.5	2.7	2.0
Coquimbo	59.5%	1.4	11.9	2.6	2.0	0.8	0.7	2.6	2.0
Valparaíso	47.5%	0.9	11.0	1.0	1.0	1.9	0.4	1.5	1.1
Aconcagua	52.9%	1.3	10.0	2.2	2.0	0.9	0.6	2.4	1.9
Metropolitana	42.3%	0.6	6.1	1.0	1.0	2.4	0.5	1.2	0.8
Melipilla	64.3%	1.3	8.2	2.0	2.0	0.8	0.7	2.3	2.0
Rapel	75.3%	1.6	5.0	3.0	2.2	0.5	1.3	2.6	2.4
Rancagua	59.0%	1.1	7.0	2.0	1.8	0.9	0.8	2.0	1.7
Itahue	61.0%	1.5	22.6	2.0	2.0	0.8	0.8	2.4	2.0
Charrúa	65.0%	2.0	13.6	4.0	3.0	0.5	0.7	3.7	3.0
Concepción	66.8%	1.7	10.7	3.0	2.0	0.7	0.7	3.0	2.4
Araucanía	73.8%	2.1	28.6	3.0	2.9	0.5	0.9	3.5	2.9
Chiloé	85.0%	3.0	9.0	5.0	4.7	0.3	1.2	5.0	4.7
SEN	56.8%	1.3	28.6	2.0	2.0	0.9	0.6	2.4	1.9

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	67.3%	15.5	541.1	7.0	5.1	0.5	0.4	7.0	4.7
Tocopilla	44.3%	3.6	153.3	3.3	1.6	2.0	0.3	2.2	1.5
Antofagasta	43.7%	3.1	60.3	4.1	2.0	3.1	0.2	3.0	1.4
Copiapó	52.8%	8.4	460.3	6.0	3.9	0.9	0.3	5.9	3.6
Coquimbo	59.5%	2.3	59.5	2.7	2.3	1.4	0.4	2.8	1.8
Valparaíso	47.5%	1.1	53.0	1.0	0.8	4.3	0.3	1.0	0.6
Aconcagua	52.9%	3.0	71.1	3.7	2.0	2.0	0.3	3.2	1.7
Metropolitana	42.3%	1.0	148.2	0.6	0.4	10.0	0.3	0.6	0.4
Melipilla	64.3%	1.1	10.4	1.9	1.6	1.9	0.4	1.8	1.1
Rapel	75.3%	3.3	55.3	4.3	3.8	0.5	0.6	4.9	3.7
Rancagua	58.7%	1.7	57.6	1.8	1.2	2.2	0.4	1.8	1.2
Itahue	61.0%	1.9	47.7	1.7	1.1	2.0	0.3	2.0	1.3
Charrúa	65.0%	3.0	83.7	3.7	2.5	1.1	0.3	3.9	2.5
Concepción	66.8%	2.8	164.1	3.5	2.5	1.0	0.4	3.4	2.3
Araucanía	73.8%	4.2	137.2	3.6	2.2	0.8	0.5	3.7	2.8
Chiloé	85.0%	3.7	75.4	3.2	2.9	0.5	1.0	3.6	3.0
SEN	56.8%	3.1	541.1	2.4	1.6	1.9	0.3	2.5	1.6

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 2021.

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

Utilizando la metodología indicada en 4.4, es decir, restringiendo las variaciones en cada grupo de control a $\pm 25\%$ los valores del ECS 2021, 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 2022.

Zona	FMIK Límite	TTIK Límite
Iquique	3.0	3.7
Tocopilla	0.8	0.8
Antofagasta	1.4	1.4
Copiapó	2.0	3.2
Coquimbo	2.0	2.1
Valparaíso	1.2	0.8
Aconcagua	1.9	3.1
Metropolitana	0.8	0.3
Melipilla	2.4	2.0
Rapel	2.4	3.8
Rancagua	1.8	1.4
Itahue	2.3	1.4
Charrúa	3.0	2.5
Concepción	2.4	2.3
Araucanía	2.9	2.8
Chiloé	4.7	3.8
SEN	1.9	1.6

En la figura siguiente se grafican los índices de continuidad aceptables propuestos para el SEN.

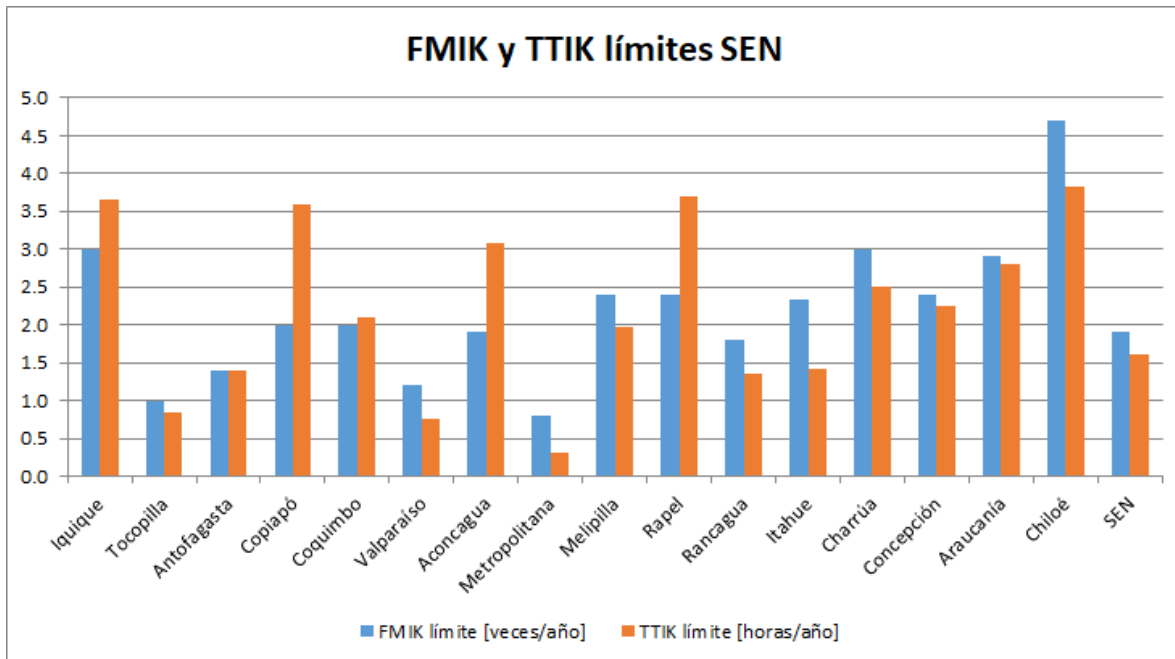


Figura 6-17: Índices de continuidad aceptables propuestos para el SEN.

6.2 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 2017 – diciembre 2021.

Tabla 6-5: Índices de continuidad TTIK en barras del Sistema de Transmisión Nacional del 2021.

Promedio ponderado TTIK (h/año) por Barra del Sistema de Transmisión Nacional del SEN							TOTAL	NTSyCS 2020, Art. 9-3
Barra STN/ Origen	Generación	Otros	Transmisión Zonal	Transmisión Dedicada	Transmisión Nacional			
ALTO JAHUEL 220	0.17	0.78	1.46	1.33	0.09	3.82	3.63	
ANCOA 220	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.30	8.50	
ATACAMA 220	0.63	0.01	1.25	1.35	0.00	3.24	5.16	
CALAMA 220	0.21	0.08	0.31	0.99	1.53	3.13		
CARDONES 220	0.05	0.00	2.02	0.00	0.06	2.13	10.73	
CAUTÍN 220	0.00	0.59	5.75	1.77	0.28	8.39		
CERRO NAVIA 220	0.00	2.51	2.13	0.00	0.00	4.64	3.63	
CHARRUA 220	0.39	0.17	2.93	0.66	0.52	4.68	8.42	
CHENA 220	0.02	0.00	0.42	0.08	0.06	0.57	3.63	
CHILOE 220	10.32	0.27	3.43	0.17	1.04	15.24		
CIRUELOS 220	0.00	0.00	0.40	0.02	0.93	1.35	11.24	
COLBUN 220	0.49	0.01	3.07	1.97	12.67	18.21	8.50	
CONDORES 220	1.22	0.00	1.67	0.21	0.30	3.41		
CRUCERO 220	0.11	0.53	3.07	9.04	0.44	13.19	3.64	
D. DE ALMAGRO 220	1.23	0.06	9.70	5.11	0.88	16.97	11.03	
EL TESORO 220	0.36	0.01	0.01	0.96	0.01	1.34		

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
HUALPEN 220	0.00	0.89	7.49	2.99	0.00	11.36	12.45
ITAHUE 220	0.05	0.97	3.25	0.25	0.00	4.52	12.15
LABERINTO 220	0.00	0.56	0.28	0.00	0.00	0.84	
LAGUNAS 220	0.00	0.00	0.93	84.58	1.64	87.17	5.16
LAGUNILLAS 220	0.00	0.30	0.00	0.00	0.00	0.30	12.45
LOS MAQUIS 220	0.00	0.00	8.66	0.58	0.20	9.44	
LOS VILOS 220	0.19	0.00	3.66	1.09	10.63	15.57	9.15
MAIPO 220	0.49	1.38	1.96	1.52	0.01	5.36	
MAITENCILLO 220	0.09	0.00	5.76	49.20	0.00	55.05	9.03
MELIPILLA 220	0.03	0.01	1.80	0.00	0.18	2.01	7.09
MELIPULLI 220	0.00	0.41	1.30	0.03	0.72	2.46	
NOGALES 220	0.02	0.28	0.00	0.00	0.00	0.31	9.15
PAN DE AZUCAR 220	0.22	1.12	2.14	0.34	0.00	3.83	
PARINACOTA 220	0.44	0.05	1.51	0.00	0.28	2.27	
POLPAICO 220	0.02	0.27	0.46	0.94	0.52	2.21	7.09
POZO ALMONTE 220	0.18	0.34	4.94	15.83	0.16	21.45	
PUERTO MONTT 220	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.30	11.62
QUILLOTA 220	0.11	0.01	0.00	0.26	0.15	0.53	7.35
RAHUE 220	0.54	0.14	0.77	0.18	0.66	2.29	11.62
RAPEL 220	0.41	1.10	3.72	1.11	0.30	6.65	7.09
TARAPACA 220	0.00	1.11	0.00	2.53	0.00	3.66	5.16
TEMUCO 220	1.81	0.32	10.38	0.00	0.52	13.03	8.92
VALDIVIA 220	0.15	0.01	6.64	0.62	0.93	8.35	11.24

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 2021.

Tabla 6-6: Porcentaje de participación del índice TTIK acumulado en 2021 según el sistema.

Sistema	Generación	Otros	Transmisión Zonal	Transmisión Dedicada	Transmisión Nacional
SEN	6%	4%	29%	52%	10%

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	0.06	0.05	0.32	0.58	0.11	1.12	3.63
ANCOA 220	0.02	0.01	0.09	0.16	0.03	0.30	8.50
ATACAMA 220	0.05	0.04	0.25	0.45	0.09	0.87	5.16

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
CALAMA 220	0.04	0.03	0.23	0.41	0.08	0.80	
CARDONES 220	0.17	0.12	0.88	1.58	0.30	3.05	10.73
CAUTÍN 220	0.12	0.09	0.64	1.15	0.22	2.22	
CERRO NAVIA 220	0.02	0.01	0.09	0.16	0.03	0.30	3.63
CHARRUA 220	0.11	0.08	0.58	1.04	0.20	2.02	8.42
CHENA 220	0.02	0.01	0.09	0.16	0.03	0.30	3.63
CHILOE 220	0.21	0.15	1.09	1.96	0.38	3.80	
CIRUELOS 220	0.16	0.11	0.82	1.48	0.29	2.86	11.24
COLBUN 220	0.08	0.06	0.40	0.72	0.14	1.40	8.50
CONDORES 220	0.17	0.12	0.85	1.53	0.29	2.96	
CRUCERO 220	0.06	0.04	0.29	0.52	0.10	1.01	3.64
D. DE ALMAGRO 220	0.16	0.12	0.83	1.50	0.29	2.90	11.03
EL TESORO 220	0.08	0.06	0.40	0.72	0.14	1.40	
HUALPEN 220	0.14	0.10	0.72	1.29	0.25	2.50	12.45
ITAHUE 220	0.07	0.05	0.37	0.67	0.13	1.30	12.15
LABERINTO 220	0.08	0.06	0.43	0.77	0.15	1.48	
LAGUNAS 220	0.21	0.15	1.06	1.91	0.37	3.70	5.16
LAGUNILLAS 220	0.11	0.08	0.58	1.04	0.20	2.01	12.45
LOS MAQUIS 220	0.17	0.12	0.87	1.57	0.30	3.04	
LOS VILOS 220	0.11	0.08	0.59	1.06	0.20	2.05	9.15
MAIPO 220	0.02	0.01	0.09	0.16	0.03	0.30	
MAITENCILLO 220	0.17	0.12	0.85	1.53	0.29	2.96	9.03
MELIPILLA 220	0.06	0.04	0.31	0.55	0.11	1.07	7.09
MELIPULLI 220	0.15	0.11	0.78	1.40	0.27	2.72	
NOGALES 220	0.02	0.01	0.09	0.16	0.03	0.30	9.15
PAN DE AZUCAR 220	0.11	0.08	0.57	1.02	0.20	1.97	
PARINACOTA 220	0.13	0.10	0.69	1.24	0.24	2.39	
POLPAICO 220	0.02	0.01	0.09	0.16	0.03	0.30	7.09
POZO ALMONTE 220	0.07	0.05	0.37	0.66	0.13	1.28	
PUERTO MONTT 220	0.02	0.01	0.09	0.16	0.03	0.30	11.62
QUILLOTA 220	0.04	0.03	0.18	0.33	0.06	0.64	7.35
RAHUE 220	0.12	0.08	0.60	1.07	0.21	2.07	11.62
RAPEL 220	0.23	0.16	1.16	2.09	0.40	4.04	7.09
TARAPACA 220	0.10	0.07	0.53	0.96	0.18	1.85	5.16
TEMUCO 220	0.12	0.09	0.62	1.12	0.22	2.16	8.92
VALDIVIA 220	0.16	0.12	0.84	1.52	0.29	2.94	11.24

6.3 Comparación de índices de indisponibilidad registrados y límites de la NTSyCS

A continuación, se analizan los índices de indisponibilidad de generación–transmisión, calculados en diciembre de 2021 para cada uno de los elementos según la NTSyCS, de acuerdo con la metodología indicada en 4.6.

6.3.1 Indisponibilidad de Generación

En las siguientes tablas se presentan los estándares establecidos en la NTSyCS para cada tecnología, los valores medios, los percentiles 75 y 80, 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
NTSyCS: HPROg (h/año)	400	300	750	500
Número unidades SEN	29	120	60	10
Media Estadística SEN	423.0	470.6	514.1	701.7
Percentil 75% SEN	529.0	582.0	644.0	872.0
Percentil 80% SEN	585.0	671.0	728.0	952.0
Probabilidad de Exceder HPROg SEN	41.9%	54.1%	18.9%	64.7%
Índices de Indisponibilidad	TURBINA A GAS	MOTOR DIÉSEL	PARQUE MOTORES DIÉSEL	PARQUE EÓLICO Y FOTOVOLTAICO
NTSyCS: HPROg (h/año)	300	300	20	20
Número unidades SEN	46	121	8	42
Media Estadística SEN	330.6	594.7	83.9	39.9
Percentil 75% SEN	367.0	519.0	104.0	47.0
Percentil 80% SEN	446.0	669.0	113.0	56.0
Probabilidad de Exceder HPROg SEN	30.7%	37.6%	99.5%	55.2%

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
NTSyCS: HFORg (h/año)	100	50	200	200
Número unidades SEN	29	120	60	10
Media Estadística SEN	154.9	360.8	999.1	712.9
Percentil 75% SEN	188.0	344.0	1233.0	864.0
Percentil 80% SEN	220.0	436.0	1424.0	926.0
Probabilidad de Exceder HPROg SEN	49.6%	75.5%	92.6%	99.8%

Índices de Disponibilidad	TURBINA A GAS	MOTOR DIÉSEL	PARQUE MOTORES DIÉSEL	PARQUE EÓLICO Y FOTOVOLTAICO
NTSyCS: HFORg (h/año)	50	100	10	10
Número unidades SEN	46	121	8	42
Media Estadística SEN	594.7	792.4	121.4	97.6
Percentil 75% SEN	575.0	792.0	149.0	102.0
Percentil 80% SEN	726.0	992.0	173.0	127.0
Probabilidad de Exceder HPROg SEN	85.9%	80.4%	99.2%	87.6%

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 Disponibilidad	HIDRÁULICA EMBALSE	HIDRÁULICA PASADA	TÉRMICA VAPOR	CICLO COMBINADO
NTSyCS: FPROg (#/año)	8	4	12	12
Número unidades SEN	29	120	60	10
Media Estadística SEN	4.1	4.2	9.7	10.2
Percentil 75% SEN	5.7	5.8	13.5	14.2
Percentil 80% SEN	6.6	6.7	15.6	16.5
Probabilidad de Exceder HPROg SEN	14.3%	38.5%	29.1%	31.0%

Índices de Disponibilidad	TURBINA A GAS	MOTOR DIÉSEL	PARQUE MOTORES DIÉSEL	PARQUE EÓLICO Y FOTOVOLTAICO
NTSyCS: FPROg (#/año)	4	8	4	4
Número unidades SEN	46	121	8	42
Media Estadística SEN	3.4	2.9	0.6	1.5
Percentil 75% SEN	4.7	4.0	0.8	2.1
Percentil 80% SEN	5.4	4.7	1.0	2.4
Probabilidad de Exceder HPROg SEN	30.4%	6.4%	0.1%	6.8%

Los valores HPROg límites presentan probabilidades de excedencia de 54,1% para las centrales hidráulicas de pasada y mayores a 55.2% para las centrales ciclo combinado, 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 41.9%, 18.9% y 30.7%, respectivamente.

Los valores HFORg límites son excedidos sobre un 75.5% para todas las tecnologías, con excepción de las centrales hidráulicas de embalse que alcanzan un 49.6%. Valores que también sugieren que los límites establecidos en la NTSyCS son exigentes.

Los valores FFORg límites presentan probabilidades de excedencia menores al 38.5% para todas las tecnologías de centrales.

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.

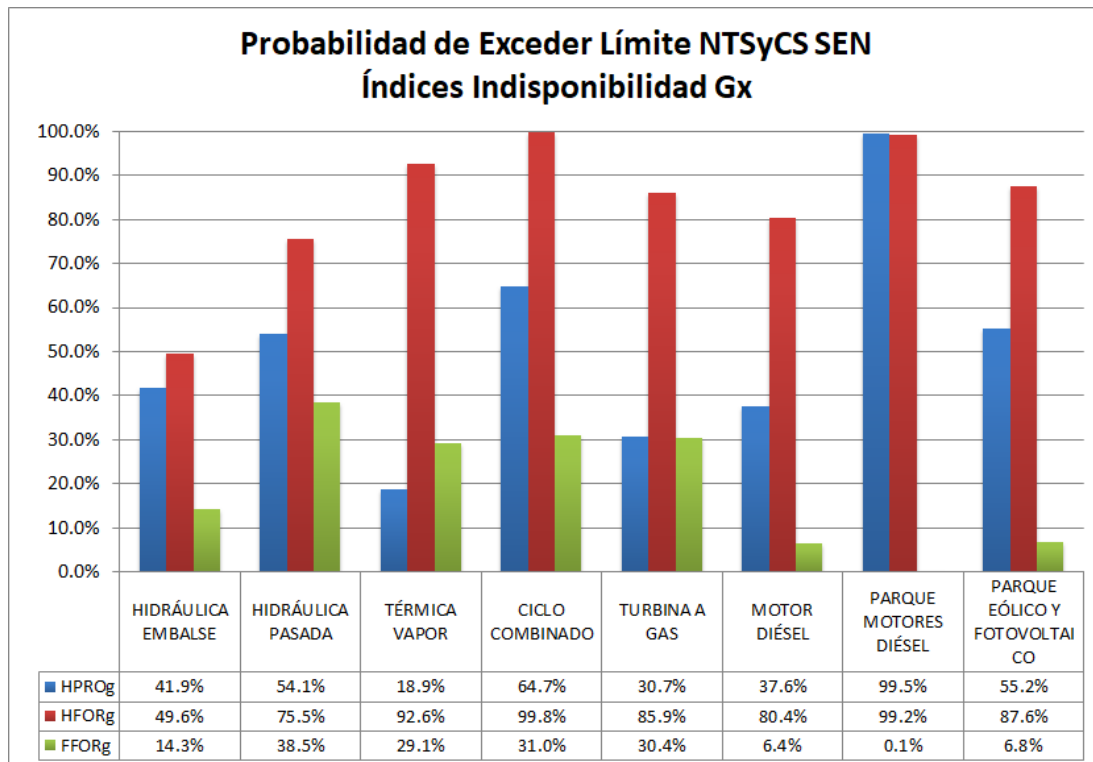


Figura 6-18 Probabilidad de exceder límites establecidos en la NTSyCS de índices de indisponibilidad de generación para el SEN.

Considerando la estadística disponible y la metodología indicada en 4.7, 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]								
NTSyCS: HPROg ACTUAL	400	300	750	500	300	300	20	20
Modelo SEN: X25%	529	582	644	872	367	519	104	47
Modelo NERC: X25%	1124	1124	984	892	461	171	---	---
HPROg SUGERIDO	500	380	750	630	370	300	20	20

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 FORZADA [h/año/unidad]								
NTSyCS: HFORg ACTUAL	100	50	200	200	50	100	10	10
Modelo SEN: X25%	188	344	1233	864	575	792	149	102
Modelo NERC: X25%	407	407	563	291	358	340	---	---
HFORg SUGERIDO	130	60	250	250	60	130	10	10
LÍMITES DE FRECUENCIA ANUAL DE INDISPONIBILIDAD FORZADA [# /año/unidad]								
NTSyCS: FFORg ACTUAL	8	4	12	12	4	8	4	4
Modelo SEN: X25%	5.7	5.8	13.5	14.2	4.7	4.0	0.8	2.1
Modelo NERC: X25%	4.2	4.2	9.3	8.6	4.5	18.3	---	---
FFORg SUGERIDO	6	4	12	12	5	8	4	4

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. Observar que los índices HPROg y HFORg continúan con elevada probabilidad de exceder los límites sugeridos. gas.

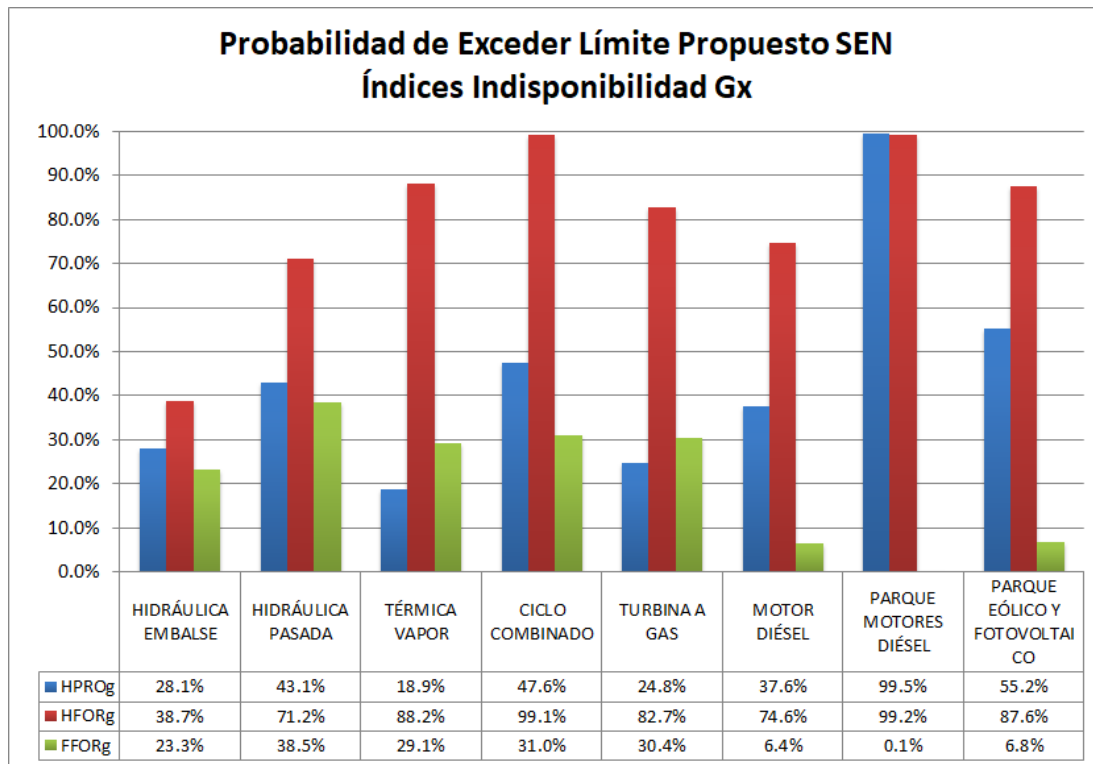


Figura 6-19: Probabilidad de exceder límites sugeridos de índices de indisponibilidad de generación para el SEN.

6.3.2 Indisponibilidad de Transmisión

En las siguientes tablas se presentan los estándares establecidos en la NTSyCS para cada elemento, los valores medios, el percentil 75 y 80, y la probabilidad de exceder el valor límite.

Tabla 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 44 kV ≤	Líneas 100 kV ≤	Líneas 220kV ≤	Líneas 500 kV ≤
	Tensión < 100 kV	Tensión < 220 kV	Tensión < 500 kV	Tensión
NTSyCS: HPROt [h/año]	15	20	20	20
Número elementos SEN	503	571	411	9
Media Estadística SEN	17.5	103.3	64.0	20.4
Percentil 75% SEN	16.0	80.0	55.0	25.0
Percentil 80% SEN	21.0	106.0	71.0	29.0
Probabilidad de Exceder HPROt SEN	27.1%	56.4%	49.3%	32.9%
Índices de Indisponibilidad	Transformadores		Equipos de Compensación	
NTSyCS: HPROt [h/año]	30		30	
Número elementos SEN	959		266	
Media Estadística SEN	39.7		107.1	
Percentil 75% SEN	29.0		73.0	
Percentil 80% SEN	38.0		98.0	
Probabilidad de Exceder HPROt SEN	24.3%		43.1%	

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 44 kV ≤	Líneas 100 kV ≤	Líneas 220kV ≤	Líneas 500 kV ≤
	Tensión < 100 kV	Tensión < 220 kV	Tensión < 500 kV	Tensión
NTSyCS: HPROt [h/año]	30	15	10	5
Número elementos SEN	503	571	411	9
Media Estadística SEN	7.5	11.0	14.0	6.5
Percentil 75% SEN	5.0	7.0	8.0	8.0
Percentil 80% SEN	7.0	9.0	11.0	9.0
Probabilidad de Exceder HPROt SEN	4.8%	13.5%	21.8%	39.0%
Índices de Indisponibilidad	Transformadores		Equipos de Compensación	
NTSyCS: HPROt [h/año]	45		45	
Número elementos SEN	959		266	
Media Estadística SEN	12.1		64.2	
Percentil 75% SEN	7.0		44.0	
Percentil 80% SEN	10.0		60.0	
Probabilidad de Exceder HPROt SEN	5.1%		24.8%	

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 44 kV ≤ Tensión < 100 kV	Líneas 100 kV ≤ Tensión < 220 kV	Líneas 220kV ≤ Tensión < 500 kV	Líneas 500 kV ≤ Tensión
NTSyCS: HPROt [h/año]	5	4	3	2
Número elementos SEN	503	571	411	9
Media Estadística SEN	0.6	0.3	0.2	0.6
Percentil 75% SEN	0.9	0.5	0.3	0.8
Percentil 80% SEN	1.0	0.5	0.4	0.9
Probabilidad de Exceder HPROt SEN	0.0%	0.0%	0.0%	3.1%
Índices de Indisponibilidad	Transformadores		Equipos de Compensación	
NTSyCS: HPROt [h/año]	1		1	
Número elementos SEN	959		266	
Media Estadística SEN	0.1		0.2	
Percentil 75% SEN	0.1		0.2	
Percentil 80% SEN	0.1		0.3	
Probabilidad de Exceder HPROt SEN	0.0%		0.2%	

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.

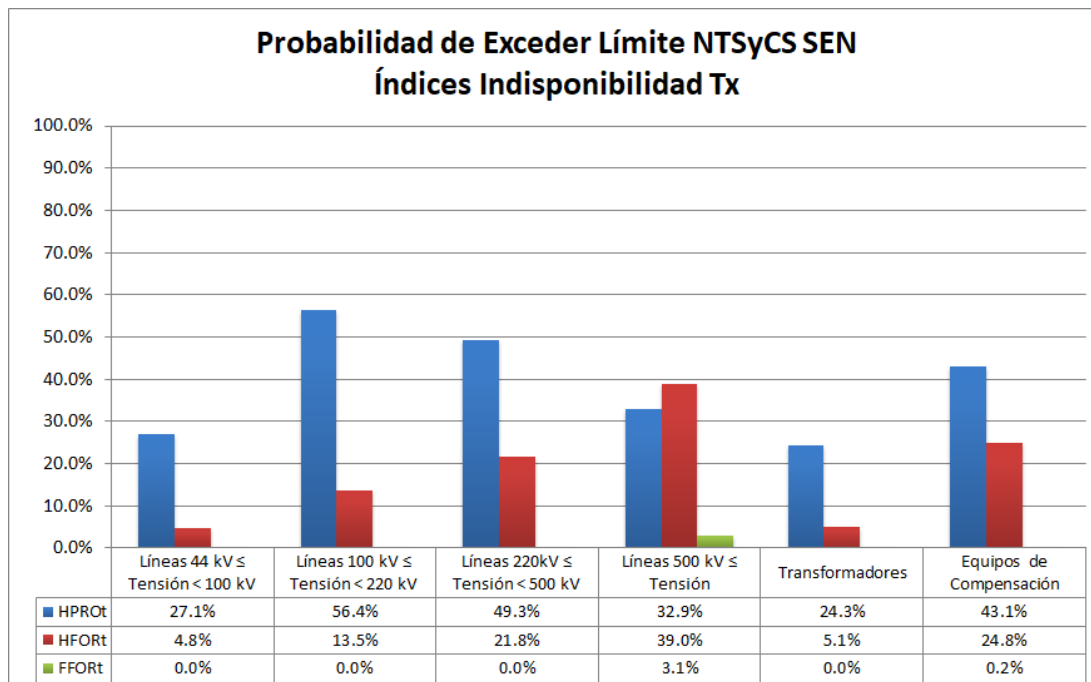


Figura 6-20: Probabilidad de exceder límites establecidos en la NTSyCS de índices de indisponibilidad de transmisión del SEN.

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 27.1% para todas las líneas entre 44 kV y menores a 500 kV. Los transformadores alcanzan valores de probabilidad de excedencia de 24.1% y los equipos de compensación presentan una probabilidad de exceder los límites de la NTSyCS de 43.1%.

Los límites HFORT, en cambio, son excedidos con probabilidad menor a 4.8% en líneas con tensión mayor a 44 kV y menor 100 kV. Para líneas con tensión superior a 100 kV y menor a 220 kV la probabilidad de excedencia es de 13.5% 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 21.8%. Además, con respecto a los equipos compensación la probabilidad de exceder es que corresponde a 24.8% y para los transformadores es de 5.1%.

Los límites FFORT son excedidos con probabilidad igual o menor a 8,2% para todas las instalaciones de transmisión.

Considerando la estadística disponible y la metodología indicada en 4.7, 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 44 kV ≤ Tensión < 100 kV	Líneas 100 kV ≤ Tensión < 220 kV	Líneas 220kV ≤ Tensión < 500 kV	Líneas 500 kV ≤ Tensión	Transformadores	Equipos de Compensación
LÍMITES DE DURACIÓN ANUAL DE INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA [h/año/unidad]						
NTSyCS: HPROt ACTUAL	15	20	20	20	30	30
Modelo SEN: X25%	16	80	55	25	29	87
ANEEL	26	21	21	38	21	46
HPROt SUGERIDO	15	20	20	20	30	40
LÍMITES DE DURACIÓN ANUAL DE INDISPONIBILIDAD FORZADA [h/año/unidad]						
NTSyCS: HFORTt ACTUAL	30	15	10	5	45	45
Modelo SEN: X25%	5	7	8	8	7	44
ANEEL	1	2	2	2	1	3
HFORTt SUGERIDO	25	15	10	5	35	45
LÍMITES DE FRECUENCIA ANUAL DE INDISPONIBILIDAD FORZADA [# /año/unidad]						
NTSyCS: FFORTt ACTUAL	5	4	3	2	1	1
Modelo SEN: X25%	0.9	0.5	0.3	0.8	0.1	0.2
ANEEL	1.0	3.0	3.0	2.0	1.0	3.0
FFORTt SUGERIDO	4	3	3	2	1	1

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 los 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.

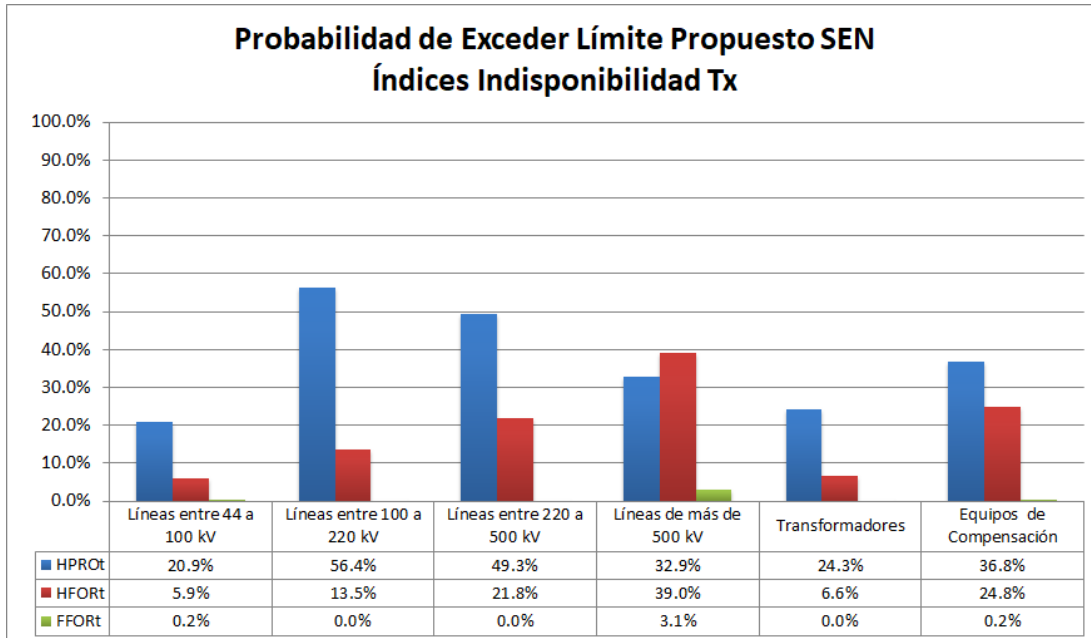


Figura 6-21: Probabilidad de exceder límites sugeridos de índices de indisponibilidad de transmisión para el SEN.

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	3.0	3.7
Tocopilla	0.8	0.8
Antofagasta	1.4	1.4
Copiapó	2.0	3.2
Coquimbo	2.0	2.1
Valparaíso	1.2	0.8
Aconcagua	1.9	3.1
Metropolitana	0.8	0.3
Melipilla	2.4	2.0
Rapel	2.4	3.8
Rancagua	1.8	1.4
Itahue	2.3	1.4
Charrúa	3.0	2.5
Concepción	2.4	2.3
Araucanía	2.9	2.8
Chiloé	4.7	3.8

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	370	300	20	20
HFORg Sugerido	60	130	10	10
FFORg Sugerido	5	8	4	4

c) Índices de Indisponibilidad de Transmisión

Índice de Indisponibilidad	Líneas 44 kV ≤ Tensión < 100 kV	Líneas 100 kV ≤ Tensión < 220 kV	Líneas 220kV ≤ Tensión < 500 kV	Líneas 500 kV ≤ Tensión
HPROt Sugerido	15	20	20	20
HFORt Sugerido	25	15	10	5
FFORt Sugerido	4	3	3	2
Índice de Indisponibilidad	Transformadores		Equipos de Compensación	
HPROt Sugerido	30		40	
HFORt Sugerido	35		45	
FFORt Sugerido	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	0.06	0.05	0.32	0.58	0.11	1.12	3.63
ANCOA 220	0.02	0.01	0.09	0.16	0.03	0.30	8.50
ATACAMA 220	0.05	0.04	0.25	0.45	0.09	0.87	5.16
CALAMA 220	0.04	0.03	0.23	0.41	0.08	0.80	
CARDONES 220	0.17	0.12	0.88	1.58	0.30	3.05	10.73
CAUTÍN 220	0.12	0.09	0.64	1.15	0.22	2.22	
CERRO NAVIA 220	0.02	0.01	0.09	0.16	0.03	0.30	3.63
CHARRUA 220	0.11	0.08	0.58	1.04	0.20	2.02	8.42
CHENA 220	0.02	0.01	0.09	0.16	0.03	0.30	3.63
CHILOE 220	0.21	0.15	1.09	1.96	0.38	3.80	
CIRUELOS 220	0.16	0.11	0.82	1.48	0.29	2.86	11.24
COLBUN 220	0.08	0.06	0.40	0.72	0.14	1.40	8.50
CONDORES 220	0.17	0.12	0.85	1.53	0.29	2.96	
CRUCERO 220	0.06	0.04	0.29	0.52	0.10	1.01	3.64
D. DE ALMAGRO 220	0.16	0.12	0.83	1.50	0.29	2.90	11.03
EL TESORO 220	0.08	0.06	0.40	0.72	0.14	1.40	
HUALPEN 220	0.14	0.10	0.72	1.29	0.25	2.50	12.45
ITAHUE 220	0.07	0.05	0.37	0.67	0.13	1.30	12.15
LABERINTO 220	0.08	0.06	0.43	0.77	0.15	1.48	
LAGUNAS 220	0.21	0.15	1.06	1.91	0.37	3.70	5.16
LAGUNILLAS 220	0.11	0.08	0.58	1.04	0.20	2.01	12.45
LOS MAQUIS 220	0.17	0.12	0.87	1.57	0.30	3.04	
LOS VILOS 220	0.11	0.08	0.59	1.06	0.20	2.05	9.15

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
MAIPO 220	0.02	0.01	0.09	0.16	0.03	0.30	
MAITENCILLO 220	0.17	0.12	0.85	1.53	0.29	2.96	9.03
MELIPILLA 220	0.06	0.04	0.31	0.55	0.11	1.07	7.09
MELIPULLI 220	0.15	0.11	0.78	1.40	0.27	2.72	
NOGALES 220	0.02	0.01	0.09	0.16	0.03	0.30	9.15
PAN DE AZUCAR 220	0.11	0.08	0.57	1.02	0.20	1.97	
PARINACOTA 220	0.13	0.10	0.69	1.24	0.24	2.39	
POLPAICO 220	0.02	0.01	0.09	0.16	0.03	0.30	7.09
POZO ALMONTE 220	0.07	0.05	0.37	0.66	0.13	1.28	
PUERTO MONTT 220	0.02	0.01	0.09	0.16	0.03	0.30	11.62
QUILLOTA 220	0.04	0.03	0.18	0.33	0.06	0.64	7.35
RAHUE 220	0.12	0.08	0.60	1.07	0.21	2.07	11.62
RAPEL 220	0.23	0.16	1.16	2.09	0.40	4.04	7.09
TARAPACA 220	0.10	0.07	0.53	0.96	0.18	1.85	5.16
TEMUCO 220	0.12	0.09	0.62	1.12	0.22	2.16	8.92
VALDIVIA 220	0.16	0.12	0.84	1.52	0.29	2.94	11.24

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, 2021.
- [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] Coordinador Eléctrico Nacional, «Informe Definitivo Estudio de Continuidad de Suministro 2020,» Santiago, 2020.
- [5] Comisión Nacional de Energía, Anexo Técnico: Informe Calidad de Suministro y Calidad de Producto, Santiago, 2017.
- [6] Estudios Energéticos Consultores, «Estudio de Continuidad 2015 y Análisis Complementario,» Santiago, 2016.
- [7] Coordinador Eléctrico Nacional, «Informe Definitivo Estudio de Continuidad de Suministro 2016,» Santiago, 2017.
- [8] Coordinador Eléctrico Nacional, «Informe Definitivo Estudio de Continuidad de Suministro 2018,» Santiago, 2018.
- [9] Coordinador Eléctrico Nacional, «Informe Definitivo Estudio de Continuidad de Suministro 2019,» Santiago, 2019.
- [10] Dirección de Peajes CDECSIC, «Informe Final Estudio de Continuidad de Suministro 2015,» Santiago, 2016.
- [11] 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 “ECS2022_Anexos.pdf”.