
ESTUDIO DE CONTINUIDAD DE SUMINISTRO 2023

Informe Final

DEPARTAMENTO DE ESTUDIOS ELÉCTRICOS
GERENCIA DE OPERACIÓN

Diciembre 2023

Estudio de Continuidad de Suministro

Informe preparado por el Departamento de Estudios Eléctricos

Rev.	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó / Aprobó
1	27-11-2023	Informe Preliminar	Carlos Alvear A. Gonzalo Sánchez M.	Eugenio Quintana P.
2	18-12-2023	Informe Final	Carlos Alvear A. Gonzalo Sánchez M.	Eugenio Quintana P.

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.....	169
6.1	Índices de continuidad aceptables FMIK y TTIK en los puntos de control de cliente....	169
6.2	Índices TTIK aceptables en barras del Sistema de Transmisión Nacional.....	179
6.3	Comparación de índices de indisponibilidad registrados y límites de la NTSyCS.....	181
7	RECOMENDACIONES	190
8	REFERENCIAS	193
9	ANEXOS.....	194

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 2018 y 2022.

Tabla 2-1: Índices de continuidad FMIK y TTIK promedio entre 2018 y 2022.

ZONA	FMIK					TTIK				
	2018	2019	2020	2021	2022	2018	2019	2020	2021	2022
Iquique	1.9	4.1	1.7	1.8	2.0	9.4	47.6	16.6	2.8	7.4
Tocopilla	0.1	0.8	0.3	0.6	0.8	0.1	7.3	3.4	1.9	1.1
Antofagasta	0.6	1.0	0.8	0.7	0.9	1.7	4.6	3.5	3.4	2.3
Copiapó	1.3	0.6	0.8	1.1	1.4	2.8	3.1	2.8	2.7	7.3
Coquimbo	0.9	1.9	1.7	0.6	0.9	1.2	2.1	2.9	2.0	2.0
Valparaíso	0.4	1.5	0.4	0.2	0.9	0.5	3.2	0.4	0.4	1.0
Aconcagua	0.9	1.5	1.5	0.9	1.2	2.1	4.9	1.6	2.1	1.6
Metropolitana	0.7	0.5	0.7	0.3	0.3	1.9	1.0	0.9	0.8	0.4
Melipilla	0.1	1.4	1.4	0.9	0.9	0.1	1.8	1.2	0.6	0.8
Rapel	1.9	2.1	1.8	1.4	2.4	5.8	2.2	2.2	2.1	2.4
Rancagua	1.0	1.2	0.9	0.5	1.0	1.2	1.6	2.0	1.0	1.1
Itahue	1.0	1.2	1.2	0.8	2.8	0.7	2.7	1.3	0.8	3.1
Charrúa	1.1	2.0	1.7	1.7	2.4	4.1	2.6	2.2	1.2	3.1
Concepción	1.1	1.7	1.5	1.9	1.3	1.7	2.0	1.7	2.5	2.6
Araucanía	1.8	3.0	2.3	1.9	1.6	3.3	8.1	3.7	2.1	2.7
Chiloé	2.3	3.1	3.1	2.7	1.6	2.4	1.3	2.0	2.8	0.2
SEN	1.1	1.7	1.4	1.1	1.4	2.4	6.0	3.0	1.8	2.4

Dado 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	4.6
Tocopilla	0.6	0.8
Antofagasta	1.6	1.5
Copiapó	1.6	2.4
Coquimbo	1.8	1.8
Valparaíso	0.9	0.6
Aconcagua	1.7	2.3
Metropolitana	0.7	0.4
Melipilla	1.8	1.5
Rapel	2.8	3.8

Zona	FMIK Límite	TTIK Límite
Rancagua	1.4	1.1
Itahue	1.9	1.2
Charrúa	2.5	1.9
Concepción	2.0	2.4
Araucanía	2.8	2.7
Chiloé	3.5	2.9
SEN	1.7	1.3

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							NTSyCS 2020, Art. 9-3
Barra STN/ Origen	Generación	Otros	Transmisión Zonal	Transmisión Dedicada	Transmisión Nacional	TOTAL	
ALTO JAHUEL 220	0.02	0.03	0.42	0.08	0.28	0.82	3.63
ANCOA 220	0.01	0.01	0.15	0.03	0.10	0.30	8.50
ATACAMA 220	0.02	0.03	0.44	0.08	0.30	0.87	5.16
CALAMA 220	0.01	0.03	0.41	0.08	0.27	0.80	
CARDONES 220	0.04	0.07	0.99	0.19	0.67	1.94	10.73
CAUTÍN 220	0.03	0.05	0.70	0.13	0.47	1.37	
CERRO NAVIA 220	0.01	0.01	0.15	0.03	0.10	0.30	3.63
CHARRUA 220	0.02	0.04	0.62	0.12	0.42	1.22	8.42
CHENA 220	0.01	0.01	0.15	0.03	0.10	0.30	3.63
CHILOE 220	0.04	0.08	1.15	0.22	0.77	2.26	
CIRUELOS 220	0.05	0.09	1.37	0.26	0.93	2.70	11.24
COLBUN 220	0.02	0.04	0.61	0.12	0.41	1.20	8.50
CONDORES 220	0.07	0.13	1.87	0.35	1.26	3.68	
CRUCERO 220	0.02	0.03	0.50	0.09	0.34	0.98	3.64
D. DE ALMAGRO 220	0.03	0.05	0.76	0.14	0.51	1.50	11.03
EL TESORO 220	0.03	0.05	0.76	0.14	0.51	1.50	
HUALPEN 220	0.05	0.09	1.34	0.25	0.91	2.64	12.45
ITAHUE 220	0.01	0.02	0.30	0.06	0.21	0.60	12.15
LABERINTO 220	0.03	0.05	0.77	0.15	0.52	1.52	
LAGUNAS 220	0.09	0.16	2.34	0.44	1.58	4.60	5.16
LAGUNILLAS 220	0.10	0.18	2.76	0.52	1.86	5.43	12.45
LOS MAQUIS 220	0.05	0.09	1.36	0.26	0.92	2.67	
LOS VILOS 220	0.03	0.05	0.81	0.15	0.55	1.60	9.15
MAIPO 220	0.01	0.01	0.20	0.04	0.14	0.40	
MAITENCILLO 220	0.04	0.08	1.18	0.22	0.80	2.33	9.03
MELIPILLA 220	0.01	0.03	0.40	0.07	0.27	0.78	7.09
MELIPULLI 220	0.03	0.06	0.91	0.17	0.62	1.80	
NOGALES 220	0.01	0.01	0.15	0.03	0.10	0.30	9.15
PAN DE AZUCAR 220	0.03	0.05	0.71	0.13	0.48	1.39	

Promedio ponderado TTIK (h/año) aceptables por Barra del Sistema de Transmisión Nacional del SEN							NTSyCS 2020, Art. 9-3
Barra STN/ Origen	Generación	Otros	Transmisión Zonal	Transmisión Dedicada	Transmisión Nacional	TOTAL	
PARINACOTA 220	0.05	0.09	1.37	0.26	0.92	2.69	
POLPAICO 220	0.01	0.01	0.19	0.04	0.13	0.37	7.09
POZO ALMONTE 220	0.02	0.05	0.68	0.13	0.46	1.35	
PUERTO MONTT 220	0.01	0.01	0.15	0.03	0.10	0.30	11.62
QUILLOTA 220	0.01	0.01	0.19	0.03	0.12	0.36	7.35
RAHUE 220	0.03	0.06	0.94	0.18	0.63	1.85	11.62
RAPEL 220	0.07	0.12	1.86	0.35	1.26	3.66	7.09
TARAPACA 220	0.03	0.05	0.78	0.15	0.53	1.53	5.16
TEMUCO 220	0.04	0.07	1.04	0.20	0.70	2.04	8.92
VALDIVIA 220	0.04	0.07	1.00	0.19	0.68	1.97	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	490	380	750	630
HFORg NTSyCS	100	50	200	200
HFORg Sugerido	130	60	250	250
FFORg NTSyCS	8	4	12	12
FFORg Sugerido	7	4	12	11
Índice de Indisponibilidad	Turbina Gas	Motor Diésel	Parque Motores Diésel	Parque Eólico y Fotovoltaico
HPROg NTSyCS	300	300	20	20
HPROg Sugerido	380	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	20	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	25		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 2018 y diciembre del 2022.

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

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

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

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

Para estos efectos, el artículo 5-56 de la NTSyCS establece la forma de evaluar las interrupciones de suministro en los puntos de control:

Artículo 5-56

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

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

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

Artículo 1-7

(...)

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

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

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

Por otro lado, la forma de evaluar la calidad del suministro en instalaciones de generación y transmisión se indica en el artículo 5-53:

Artículo 5-53

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

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

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

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

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

El Coordinador efectuará mensualmente los cálculos señalados en el presente título de acuerdo al Anexo Técnico "Informe Calidad de Suministro y Calidad de Producto"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]
Buin - 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 2022 [2], el presente estudio cuenta con 5 años de información estadística aplicando las nuevas metodologías, desde enero del 2018 a diciembre del 2022.

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.

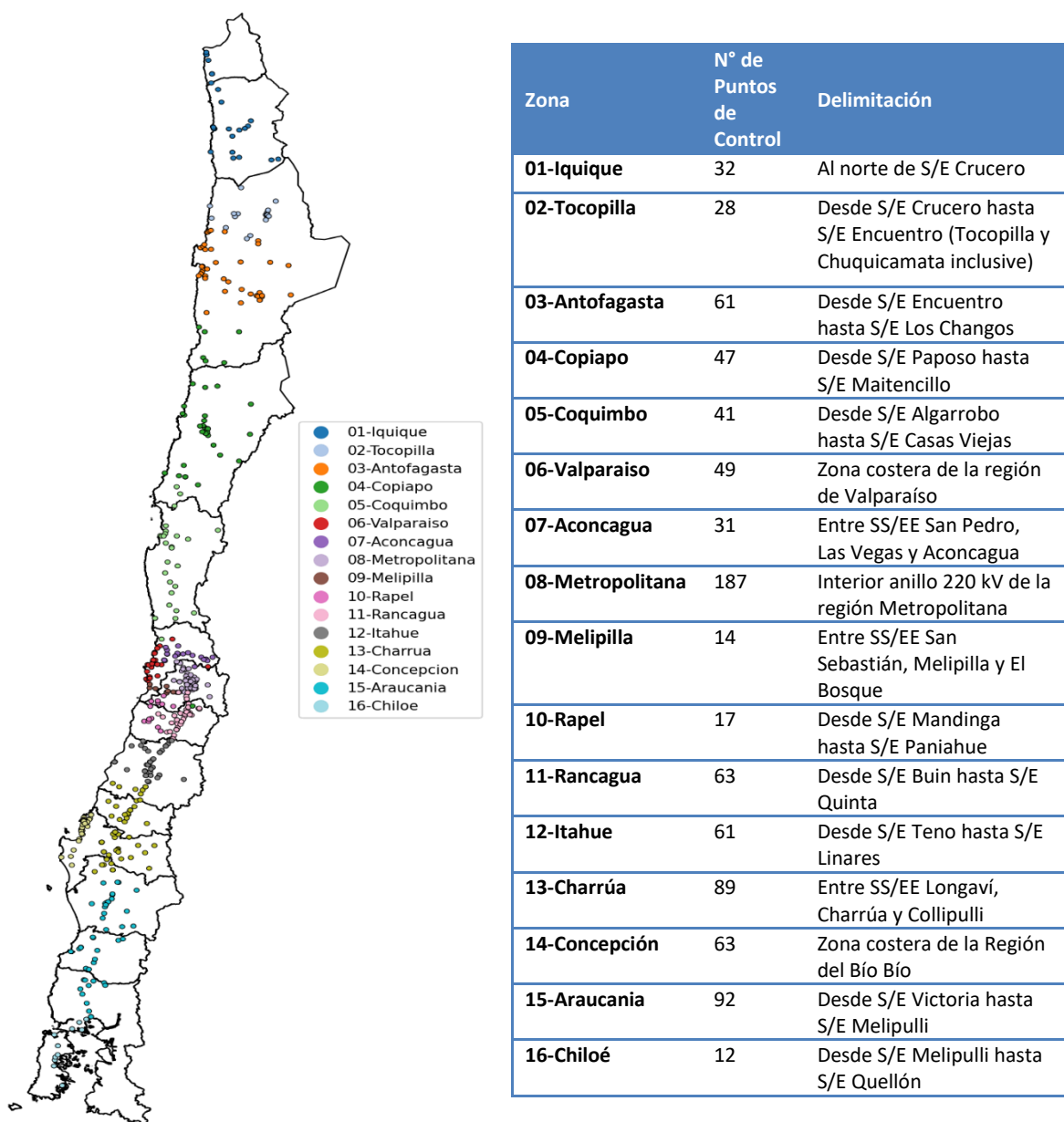


Figura 4-1: Puntos de control por zonas del SEN.

- 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_2023**” de la plantilla “**BD_ECS_2023.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_2023**”, de la planilla “**BD_ECS_2023.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_202309-SEN.xlsx	Indisponibilidades de Generación del SEN al 30 de septiembre de 2023
IndispLineas_0923-SEN.xlsx	Indisponibilidades de Líneas del SEN al 30 de septiembre de 2023
IndispTransf_0923-SEN.xlsx	Indisponibilidades de Transformadores del SEN al 30 de septiembre de 2023
IndispCCEE_0923-SEN.xlsx	Indisponibilidades de Equipos de Compensación del SEN al 30 de septiembre de 2023

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 “**Indisponibilidad Gx_2023.xlsx**”, “**Indisponibilidad Tx_2023.xlsx**”.

En el capítulo Anexo 2 y 3, correspondiente al documento “**ECS2023_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	122
Térmica Vapor	54
Térmica Ciclo Combinado	10
Turbina Gas	45
Motores Diésel	121
Parque de Motores Diésel	8
Parques Eólicos y Fotovoltaicos	52
Total	441

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

Nivel de Tensión	N° Instalaciones SEN
Mayor o igual que 500 kV	10
Mayor o igual que 220 kV y menor que 500 kV	445
Mayor o igual que 100 kV y menor que 220 kV	588
Mayor o igual que 44 kV y menor que 100 kV	530
Transformadores	977
Equipos serie y compensación	283
Total	2833

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%_ECS2023.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%_ECS2023.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 2018 a 2022, 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 2018 al 2022 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 2018 al 2022.

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 2018 al 2022. 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 2018 al 2022 en el SEN.

Índice de continuidad	Año	Mínimo	Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo	Media	Desviación Estándar
FMIK	2018	0.0	0.0	0.5	1.1	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	1.0	21.0	1.0	1.6
	2022	0.0	0.0	0.1	2.0	15.0	1.3	2.2
TTIK	2018	0.0	0.0	0.1	1.4	164.5	2.3	9.7
	2019	0.0	0.0	0.2	2.2	541.1	4.6	28.3
	2020	0.0	0.0	0.2	1.4	159.9	2.5	9.5
	2021	0.0	0.0	0.0	1.1	59.5	1.6	4.4
	2022	0.0	0.0	0.0	1.5	120.8	2.3	7.2
ENS	2018	0.0	0.0	0.1	8.8	2303.0	18.2	94.6
	2019	0.0	0.0	1.2	11.0	1872.4	25.2	122.6
	2020	0.0	0.0	1.1	8.0	403.9	13.5	40.2
	2021	0.0	0.0	0.0	6.9	1354.1	13.9	70.0
	2022	0.0	0.0	0.0	9.1	3164.5	18.5	115.9

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 2019 presenta el mayor valor alcanzando

1.5 (veces/año). El valor máximo de FMIK alcanzando el año 2022, último año agregado a la estadística, corresponde a 15.0 (veces/año) que afectó el punto de control de la barra Panimavida BP2 13.2kV de la S/E Panimavida de Luz Linares ubicada en la zona de Itahue.

El índice TTIK promedio menor, registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2021 equivalente a 1.6 (horas/año). El año 2019 presenta el mayor valor alcanzando 4.6 (horas/año). El valor máximo de TTIK alcanzando el año 2022, último año agregado a la estadística, corresponde a 120.8 (horas/año) que afectó el punto de control de la barra de Central Pangué 13.8kV de la S/E Centra Pangué ubicada en la zona de Charrúa.

La ENS promedio menor, registrada en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2020 equivalente a 13.5 (MWh/año). El año 2019 presenta el mayor valor alcanzando 25.2 (MWh/año). El valor máximo de ENS alcanzando el año 2022, último año agregado a la estadística, corresponde a 3164.5 (MWh/año) que afectó el punto de control de El Salado 23kV de TECK-Carmen de la S/E El Salado ubicada en la zona de Copiapó.

En la siguiente figura se muestran el diagrama BoxPlot de los índices de continuidad FMIK, TTIK y ENS en los 5 años considerados en este informe, mostrando en todos los índices que las menores dispersiones se logran en los años 2018 y 2022.

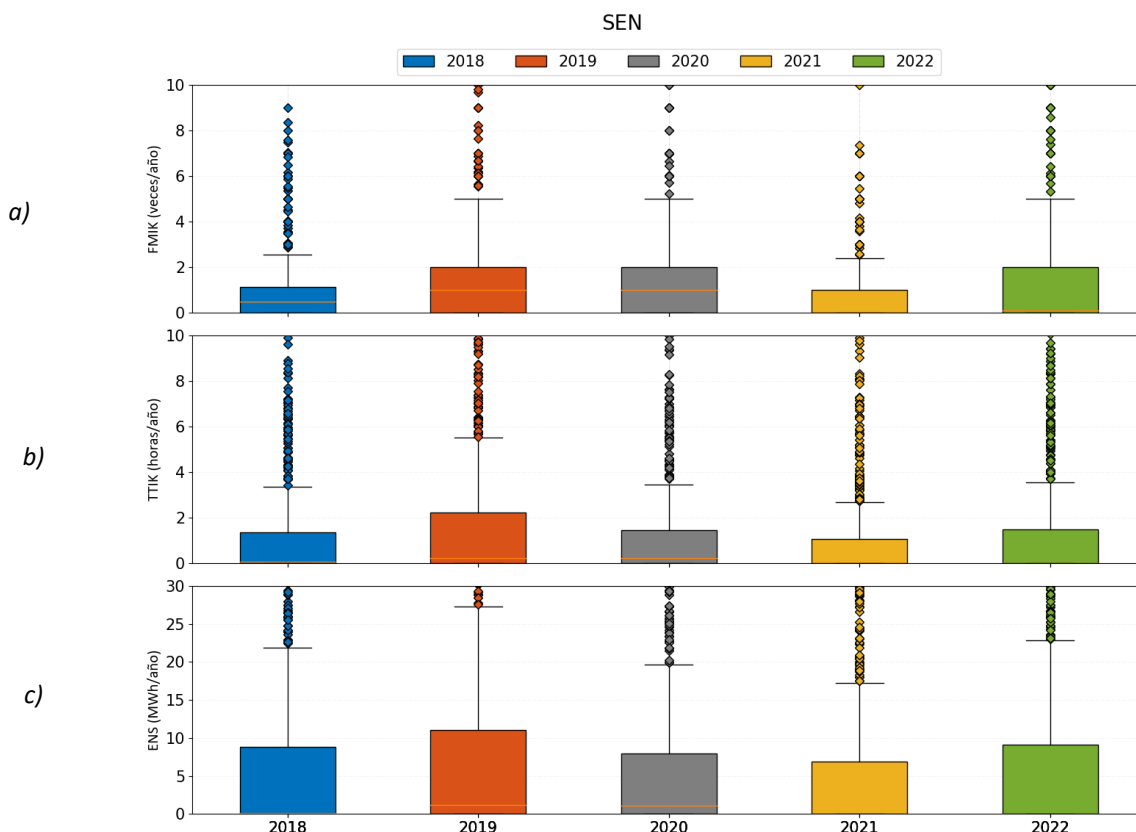


Figura 5-1: BoxPlot de los índices de continuidad del Sistema Eléctrico Nacional; a) TTIK, b) FMIK, c) ENS.

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

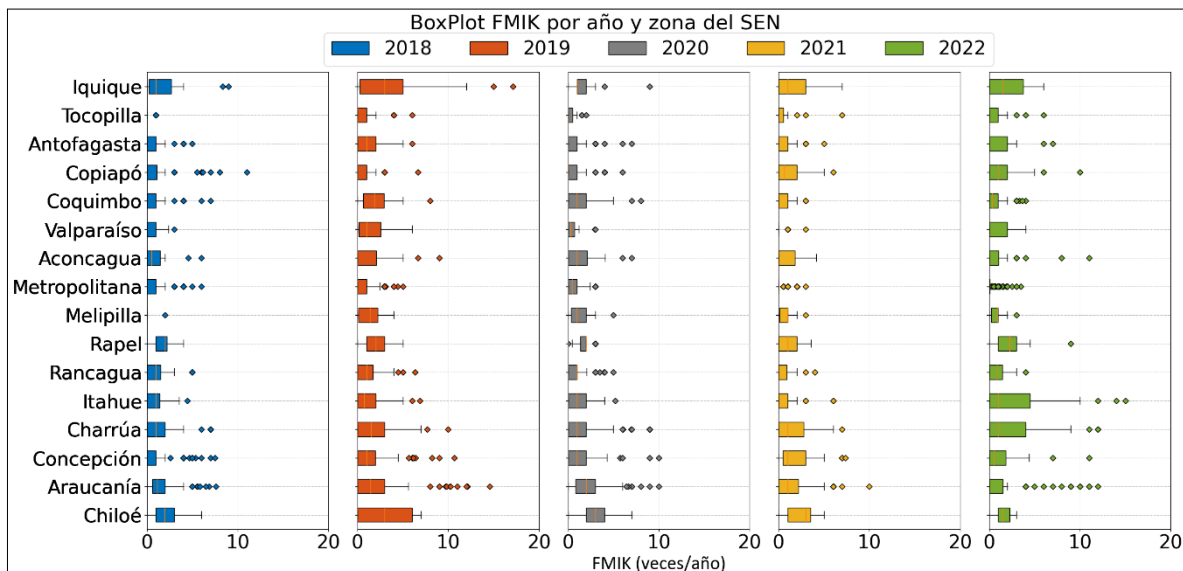


Figura 5-2: Gráfico BoxPlot de los índices FMK separados por zona del Sistema Eléctrico Nacional.

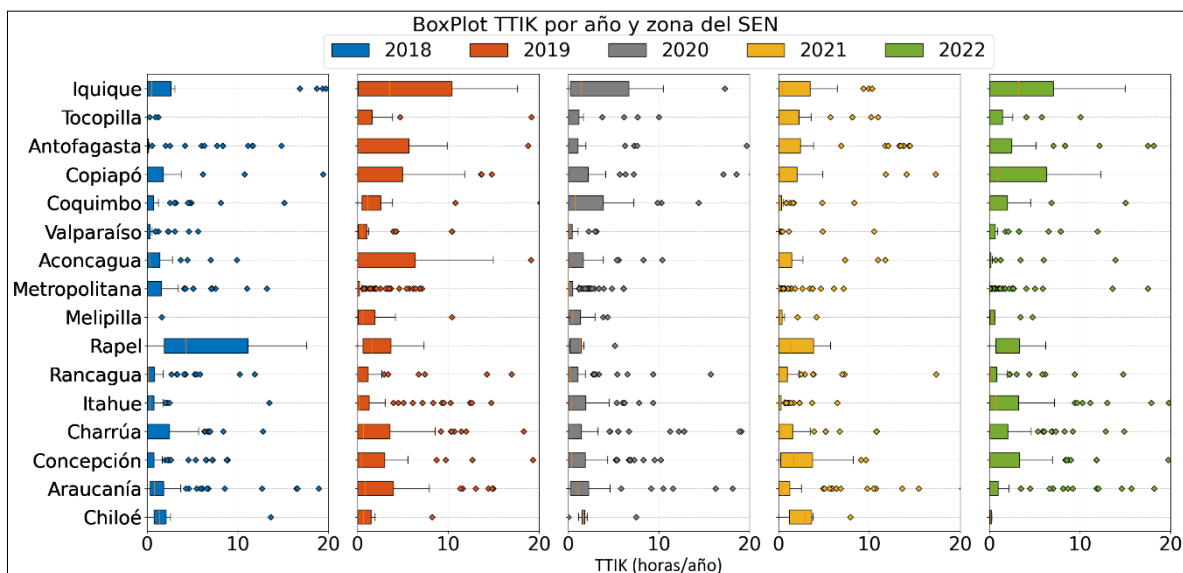


Figura 5-3: Gráfico BoxPlot de los índices TTIK separados por zona del Sistema Eléctrico Nacional.

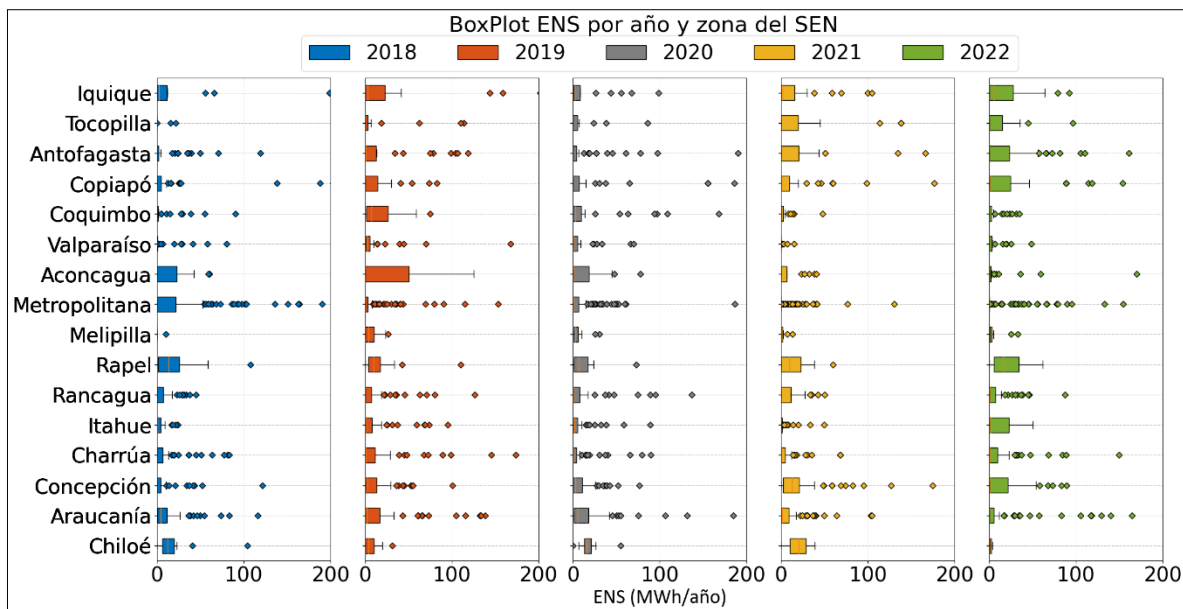


Figura 5-4: Gráfico BoxPlot de la ENS separados por zona del Sistema Eléctrico Nacional

A partir de los diagramas BoxPlot separados por zona y año para cada índice y respecto del año 2022, último agregado a la estadística se observa lo siguiente:

Con respecto al FMIK, se aprecia en la zona norte variaciones leves dispersiones de este índice, hasta llegar a la zona de Valparaíso, donde se presenta un aumento significativo con respecto al 2021. Luego, La Región Metropolitana mantiene el rango más bajo de dispersión de manera sostenida. Finalmente, hacia el sur las Zonas de Itahue presentan un aumento significativo de este índice y de su dispersión con respecto al año 2021.

El índice TTIK a nivel sistémico presenta un comportamiento mixto. En la zona norte del país se presenta un aumento significativo en las zonas de Iquique y Copiapó. Mientras que en la zona central Coquimbo y Aconcagua encabezan las principales cambios y aumentos de este índice. Nuevamente la Región Metropolitana presenta bajo niveles de dispersión de manera sostenida. Ya en la zona sur, la zona de Itahue presenta un aumento significativo de este índice, mientras que Chiloé presenta una baja significativa.

Respecto del índice ENS a nivel sistémico presenta un comportamiento similar al del año 2021. En el norte las zonas presenta leves variaciones tanto al alza como a la baja. En el centro la región Metropolitana es la que cuenta los menores índices y bajas dispersión, sin grandes cambios en las zonas del centro en general, salvo Rapel que presenta un leve aumento de este índice. Ya en la zona sur los grandes cambios los representan las zonas de Itahue y Chiloé, teniendo aumentos y disminuciones significativas, respectivamente.

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).

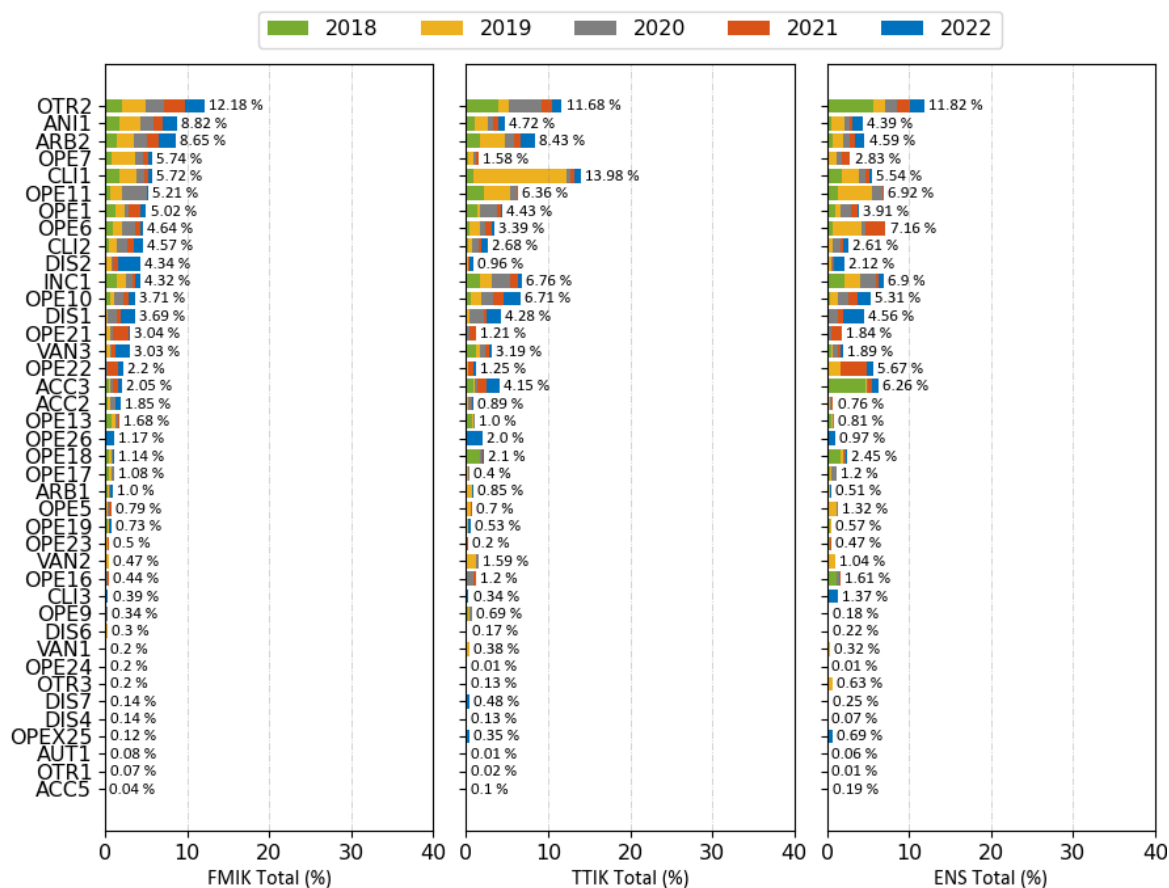
Tabla 5-2: Porcentajes de los índices de continuidad del total acumulado según causa del SEN.

Causa	Descripción Causa	SEN		
		FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
OTR2	Origen no determinado (trip de interruptor)	12.18	11.68	11.82
ANI1	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	8.82	4.72	4.39
ARB2	Caída de árbol sobre línea o instalación	8.65	8.43	4.59
OPE7	Error de personal u operador	5.74	1.58	2.83
CLI1	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	5.72	13.98	5.54
OPE11	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	5.21	6.36	6.92
OPE1	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	5.02	4.43	3.91
OPE6	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	4.64	3.39	7.16
CLI2	Objeto llevado por el viento hacia los conductores	4.57	2.68	2.61
DIS2	Crecimiento de la demanda no evaluado	4.34	0.96	2.12
INC1	Incendio bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado, ej. quema de pastizal)	4.32	6.76	6.90
OPE10	Falla de material, por fatiga de material o mala calidad	3.71	6.71	5.31
DIS1	Pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales	3.69	4.28	4.56
OPE21	Error en conexiónado	3.04	1.21	1.84
VAN3	Robo conductor o equipo	3.03	3.19	1.89
OPE22	Error en programación	2.20	1.25	5.67
ACC3	Choque de vehículo a poste	2.05	4.15	6.26
ACC2	Falla originada en terceros (accidentes, interferencias, rodado, deslizamiento de tierra, juegos, etc.)	1.85	0.89	0.76
OPE13	Maquinaria de trabajo pesado	1.68	1.00	0.81
OPE26	Falla en sistema de protección o control	1.17	2.00	0.97
OPE18	Violación de distancia eléctrica	1.14	2.10	2.45
OPE17	Falta de limpieza en aisladores o terminales	1.08	0.40	1.20
ARB1	Contacto de rama con conductores	1.00	0.85	0.51
OPE5	Conector suelto o sucio	0.79	0.70	1.32
OPE19	Explosión de equipos	0.73	0.53	0.57
OPE23	Desperfecto de fábrica	0.50	0.20	0.47
VAN2	Atentado/explosivos/sabotaje	0.47	1.59	1.04
OPE16	Fuga o degradamiento del dieléctrico (ej. SF6, Aceite, etc.)	0.44	1.20	1.61
CLI3	Descargas eléctricas atmosféricas	0.39	0.34	1.37
OPE9	Pérdida de aislación debido a contaminación por actividades de terceros	0.34	0.69	0.18
DIS6	Ruptura de capacidad dieléctrica	0.30	0.17	0.22

Causa	Descripción Causa	SEN		
		FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
VAN1	Objeto, alambre o cadena lanzada	0.20	0.38	0.32
OPE24	Falla en central de generación	0.20	0.01	0.01
OTR3	Otros	0.20	0.13	0.63
DIS7	Temperatura fuera de límites	0.14	0.48	0.25
DIS4	Activación sobre presión en transformador	0.14	0.13	0.07
OPEX25	Falla en transformador	0.12	0.35	0.69
AUT1	Desconexión debido a una emergencia, para evitar riesgos a personas o cosas.	0.08	0.01	0.06
OTR1	Súbito aumento de demanda	0.07	0.02	0.01
ACC5	Daño cable de poder	0.04	0.10	0.19

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.

Indicadores de continuidad totales según causas en SEN



a)

b)

c)

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 2018 al 2022, 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.

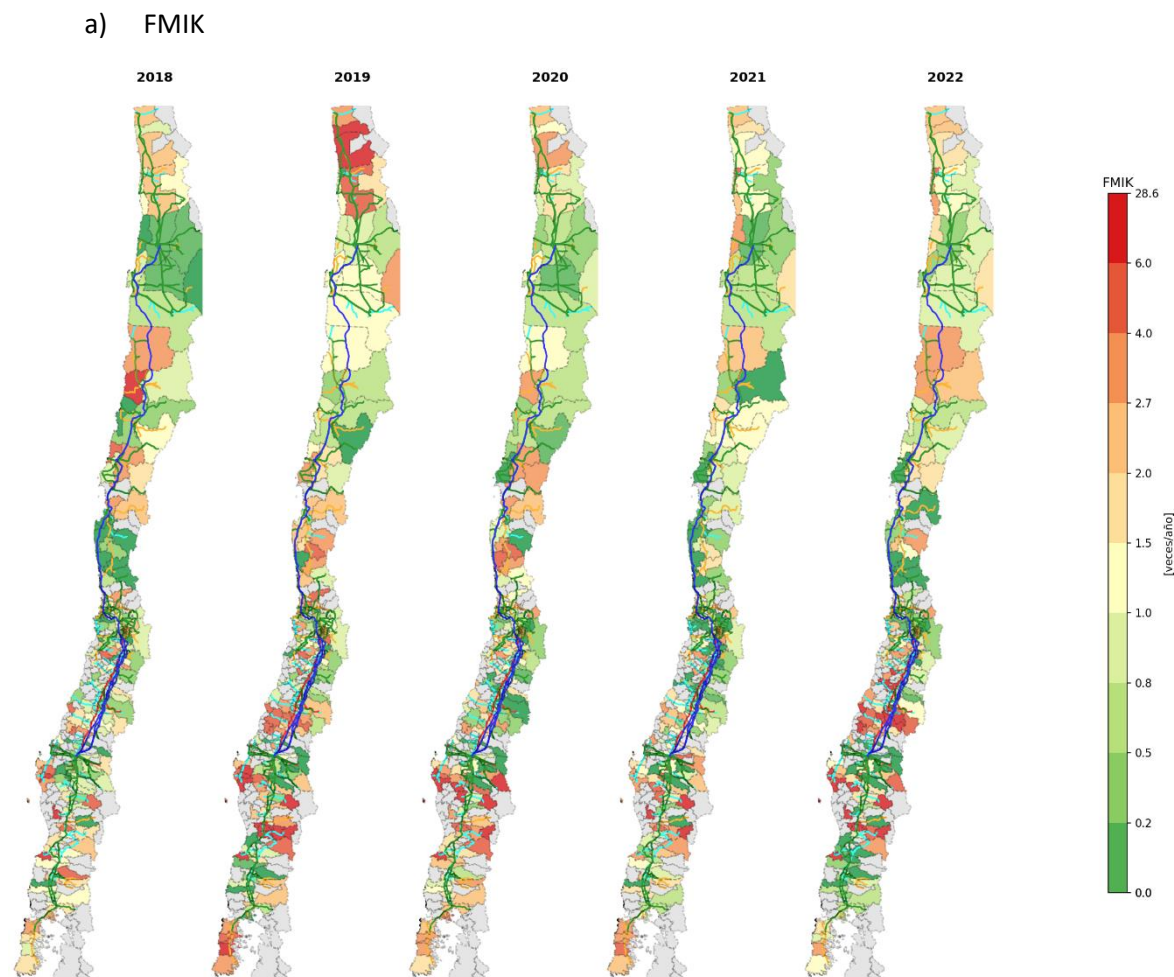


Figura 5-6: Índices de continuidad FMIK entre 2018 y 2022 en el SEN.

Geográficamente el índice FMIK presenta un comportamiento general para el año 2022, último agregado a la estadística, similar al año precedente.

Promediado por región, los valores mínimos, se encuentran en la región Metropolitana con 0.4 (veces/año), seguido de la región De Los Ríos con un valor de 0.8 (veces/año). Así mismo, los valores máximos se encuentran en las regiones Del Maule con 3.3 (veces/año), seguido de la región de La Araucanía con un valor de 2.8 (veces/año).

b) TTIK

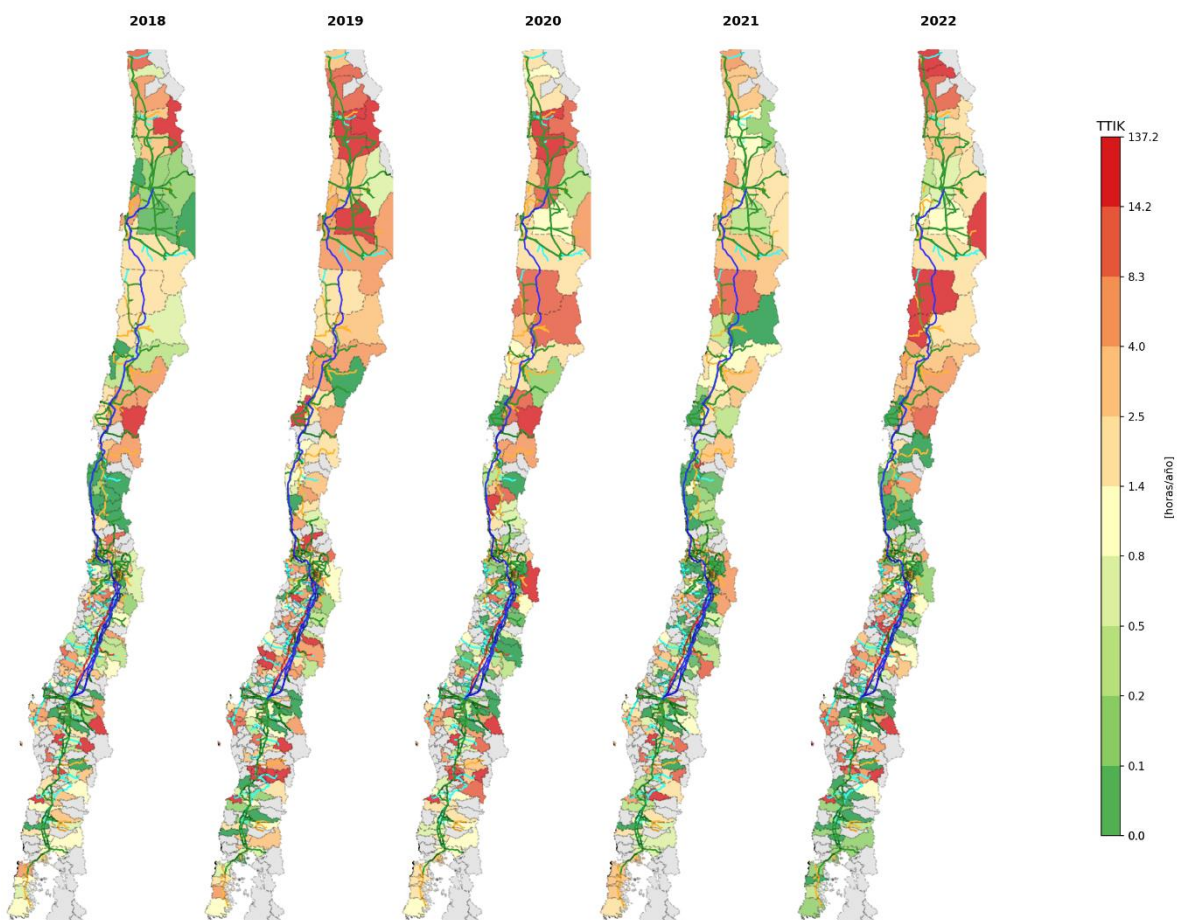


Figura 5-7: Índices de continuidad TTIK entre 2018 y 2022 en el SEN.

Geográficamente el índice TTIK presenta un comportamiento general para el año 2022, último agregado a la estadística, peor al año precedente.

Promediado por región, los valores mínimos, se encuentran en las regiones De Los Lagos con 0.1 (horas/año), seguido de la región de Metropolitana con 0.5 (horas/año). Así mismo, los valores máximos se encuentran en las regiones de Arica y Parinacota con 15.4 (horas/año), seguido de la región de Atacama con un valor de 5.7 (horas/año).

c) ENS

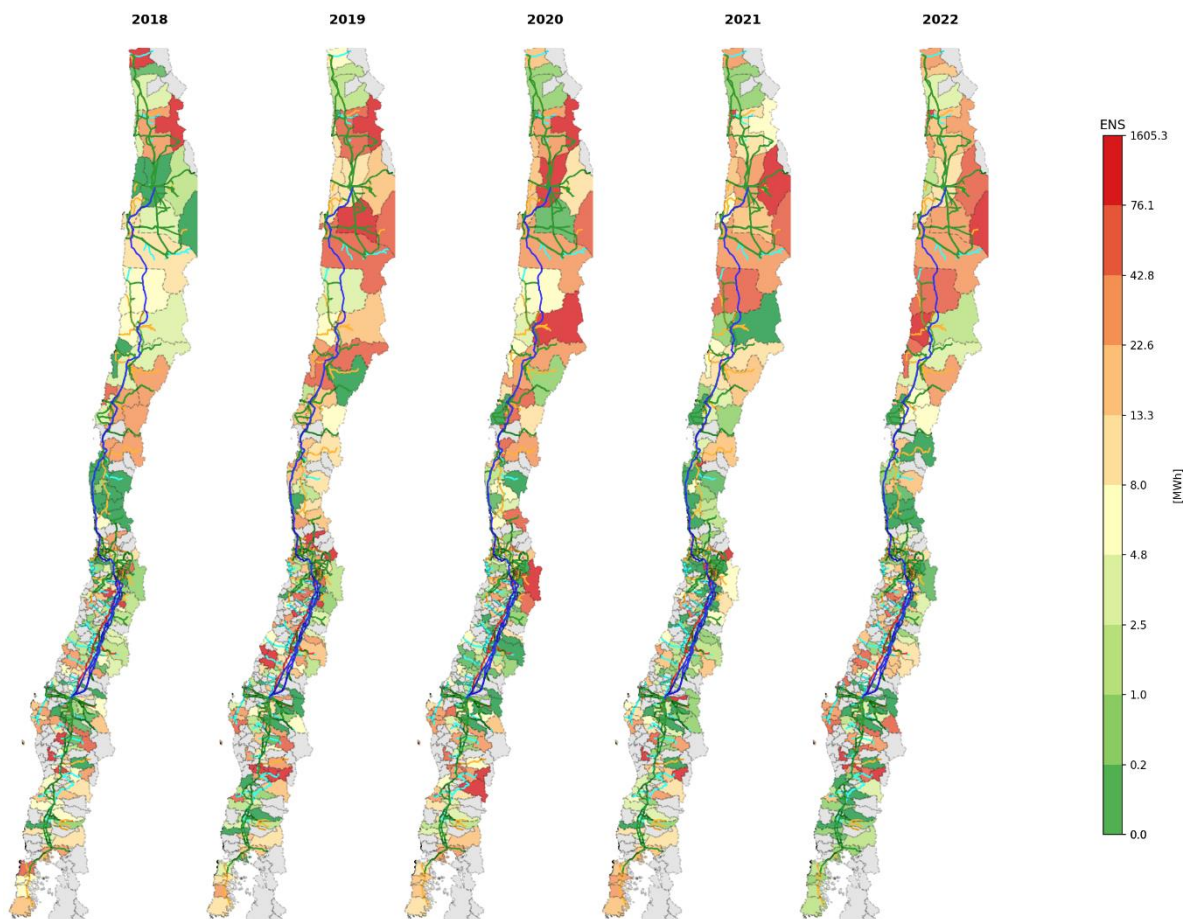


Figura 5-8: Energía No Suministrada (ENS) entre 2018 y 2022, presentados en el SEN.

Geográficamente el índice ENS presenta un comportamiento general para el año 2022, último agregado a la estadística, peor al año precedente.

Promediado por región, los valores mínimos, se encuentran en la región De Los Lagos con 0.1 (MWh), seguido de la región de Los Ríos con un valor de 1.7 (MWh). Así mismo, los valores máximos se encuentran en las regiones de Atacama con 101.9 (MWh), seguido de la región de La Araucanía con un valor de 36.4 (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 2018 al 2022. 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 2018 y 2022 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 2018 y el 2022. 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 2018, 2019, 2020, 2021 y 2022 en la zona de Iquique.

Índice de continuidad	Año	Iquique						
		Mínimo	Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo	Media	Desviación Estándar
FMIK	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
	2022	0.0	0.0	1.5	3.8	6.0	2.0	2.0
TTIK	2018	0.0	0.0	0.5	2.6	164.5	9.4	30.2
	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
	2022	0.0	0.0	3.2	7.0	80.0	7.4	15.1
ENS	2018	0.0	0.0	2.3	11.4	2303.0	118.0	423.5
	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
	2022	0.0	0.0	5.2	27.5	224.4	25.9	45.7

En la zona de Iquique, el índice FMIK promedio menor, registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2020 equivalente a 1.7 (veces/año). El año 2019 presenta el mayor valor alcanzando 4.1 (veces/año). El año 2022 no registra variación con respecto al año 2020, manteniendo 2.0 (veces/año).

El índice TTIK promedio menor, registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2021 equivalente a 2.8 (horas/año). El año 2019 presenta el mayor valor alcanzando 47.6 (horas/año). El año 2022 registra un aumento considerable con respecto al año 2022, desde un valor medio de 2.8 a 7.4 (veces/año).

La ENS promedio menor, registrada en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2021 equivalente a 16.3 (MWh/año). El año 2018 presenta el mayor valor alcanzando 118.0 (MWh/año). El año 2022 registra un aumento con respecto al año 2021, desde un valor medio de 16.3 a 25.9 (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.

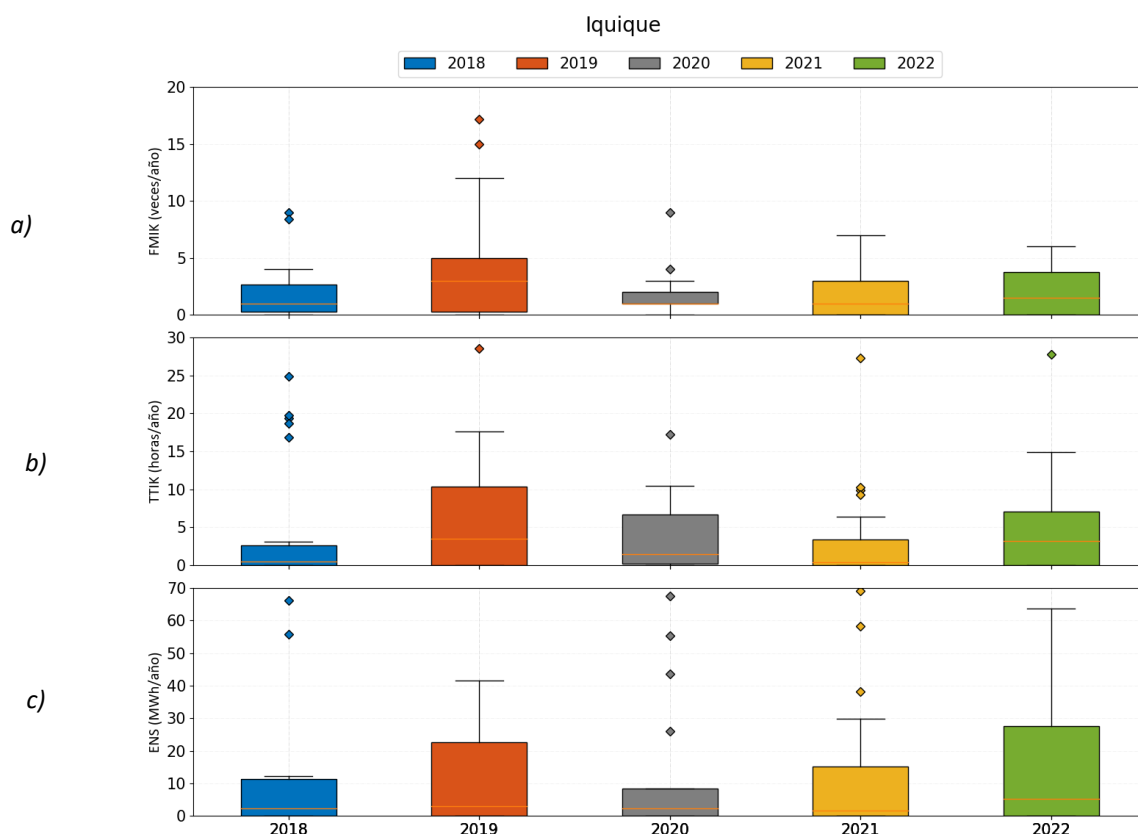


Figura 5-9 Diagrama BoxPlot de los índices de continuidad de Iquique; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

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.

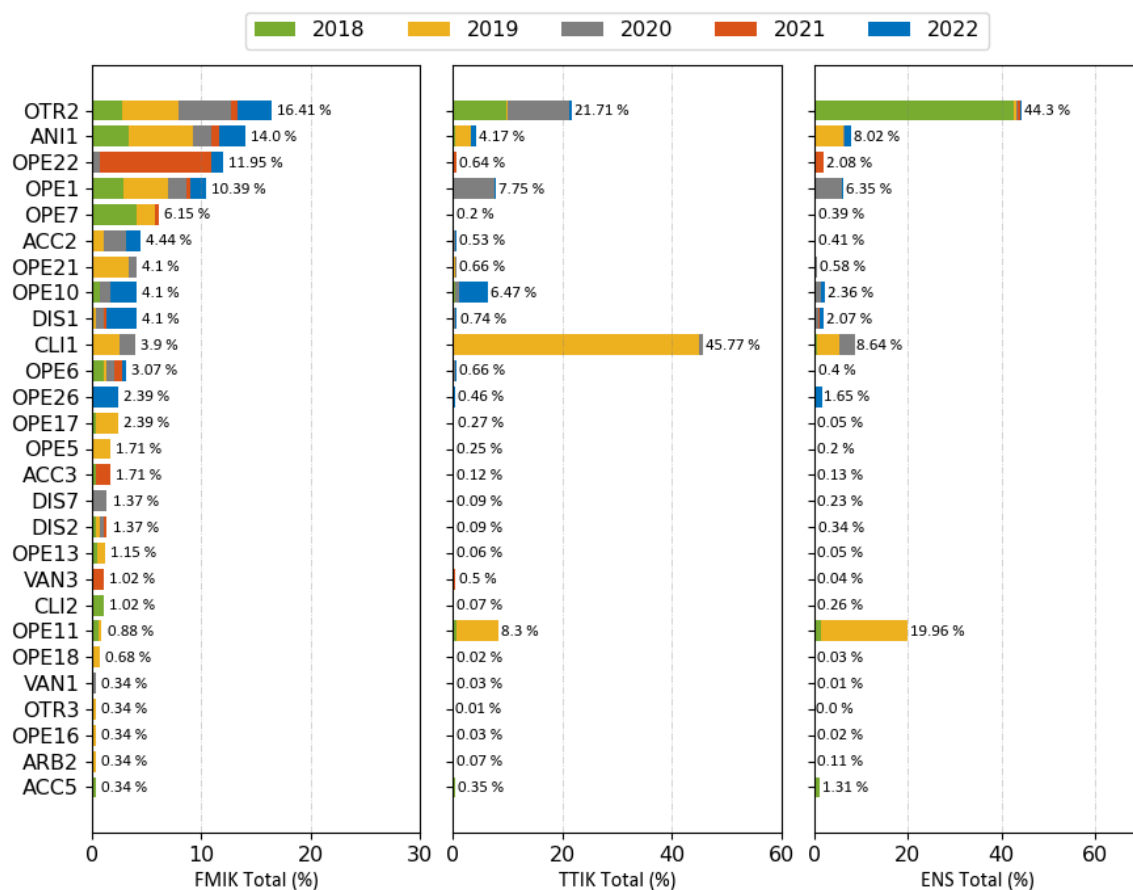
Tabla 5-4: Porcentajes de los índices de continuidad del total acumulado según causa en Iquique.

Iquique		FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
Causa	Descripción Causa			
OTR2	Origen no determinado (trip de interruptor)	16.41	21.71	44.30

Iquique		FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
Causa	Descripción Causa			
ANI1	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	14.00	4.17	8.02
OPE22	Error en programación	11.95	0.64	2.08
OPE1	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	10.39	7.75	6.35
OPE7	Error de personal u operador	6.15	0.20	0.39
ACC2	Falla originada en terceros (accidentes, interferencias, rodado, deslizamiento de tierra, juegos, etc.)	4.44	0.53	0.41
OPE21	Error en conexonado	4.10	0.66	0.58
OPE10	Falla de material, por fatiga de material o mala calidad	4.10	6.47	2.36
DIS1	Pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales	4.10	0.74	2.07
CLI1	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	3.90	45.77	8.64
OPE6	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	3.07	0.66	0.40
OPE17	Falta de limpieza en aisladores o terminales	2.39	0.27	0.05
OPE26	Falla en sistema de protección o control	2.39	0.46	1.65
OPE5	Conector suelto o sucio	1.71	0.25	0.20
ACC3	Choque de vehículo a poste	1.71	0.12	0.13
DIS7	Temperatura fuera de límites	1.37	0.09	0.23
DIS2	Crecimiento de la demanda no evaluado	1.37	0.09	0.34
OPE13	Maquinaria de trabajo pesado	1.15	0.06	0.05
VAN3	Robo conductor o equipo	1.02	0.50	0.04
CLI2	Objeto llevado por el viento hacia los conductores	1.02	0.07	0.26
OPE11	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	0.88	8.30	19.96
OPE18	Violación de distancia eléctrica	0.68	0.02	0.03
ARB2	Caída de árbol sobre línea o instalación	0.34	0.07	0.11
VAN1	Objeto, alambre o cadena lanzada	0.34	0.03	0.01
OTR3	Otros	0.34	0.01	0.00
OPE16	Fuga o degradamiento del dieléctrico (ej. SF6, Aceite, etc.)	0.34	0.03	0.02
ACC5	Daño cable de poder	0.34	0.35	1.31

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



a) b) c)
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 2018 y 2022.

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 2018 y 2022 en Iquique.

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Iquique					Media
			2018	2019	2020	2021	2022	
FMIK	CGE	BA S/E TAP OFF DOLORES 24KV	8.4	17.1	4.0	6.0	5.0	8.1
	CGE	BA S/E TAMARUGAL 23KV	4.0	15.0	9.0	2.0	2.0	6.4
	CGE	BA S/E CENTRAL DIESEL ARICA 13.8KV	1.0	11.0	3.0	7.0	2.0	4.8

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Iquique					Media
			2018	2019	2020	2021	2022	
	CGE	BA S/E QUIANI 13.8KV-BP1	9.0	4.0	3.0	4.0	3.0	4.6
	CGE	BA S/E TAP OFF CUYA 13.8KV	3.0	11.0	3.0	1.0	2.0	4.0
TTIK	HALDEMAN	BA S/E LA CASCADA HMC (SAGASCA) 66KV	2.4	541.1	87.2	0.0	0.0	126.1
	HALDEMAN	BA S/E TAP OFF ESTACIÓN DE BOMBEO 1 HMC 66KV	0.0	529.1	86.8	0.0	0.0	123.2
	MINERA QUEBRADA BLANCA	BA S/E QUEBRADA BLANCA 220KV	164.5	215.5	17.3	0.0	4.1	80.3
	SQM	BA S/E LAGUNAS 23KV	0.9	0.0	159.9	0.0	0.0	32.2
	HALDEMAN	BA S/E TAP OFF ESTACIÓN DE BOMBEO 2 HMC 66KV	0.0	28.5	86.8	0.0	0.0	23.1
ENS	MINERA QUEBRADA BLANCA	BA S/E QUEBRADA BLANCA 220KV	2303.0	1872.4	229.5	0.0	57.2	892.4
	CGE	BA S/E PUKARA 13.8KV BP1	392.4	5.7	55.4	29.8	79.2	112.5
	SQM	BA S/E TAP OFF NUEVA VICTORIA 220KV	215.1	0.0	98.5	10.7	92.1	83.3
	CGE	BA S/E QUIANI 13.8KV-BP1	199.2	13.1	43.6	104.8	18.6	75.9
	SQM	BA S/E LAGUNAS 23KV	1.1	0.0	343.8	0.0	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, Central Diesel Arica 66 kV, Quiani BP1 13.8 kV y Tap off Cuya 13.8 kV, respectivamente; los cuales se encuentran en subestaciones sin redundancia de vínculo de transmisión.

En el año 2022, de los puntos de control ya mencionados, el que tiene el índice más alto de FMIK corresponde a Tap off Dolores 24 kV, lo que se debe principalmente a eventos relacionados con fallas ocasionadas por animales, falla originada en terceros o falla de material, por fatiga de material o mala calidad.

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, mejora en general a partir del 2019, variando de manera no significativa en ciertos puntos de control entre el 2021 y el 2022.

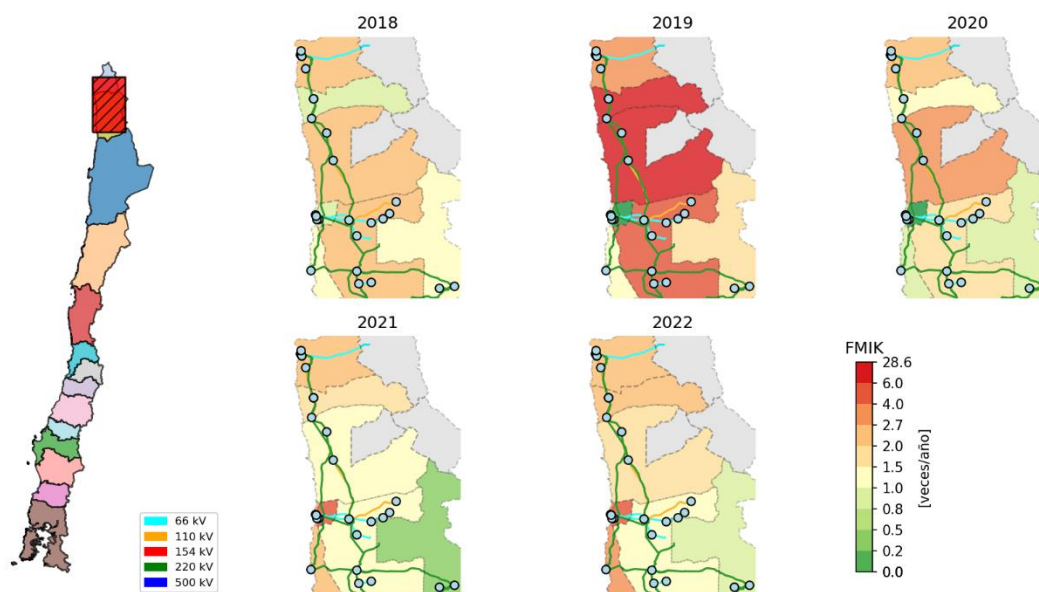


Figura 5-11: FMK entre 2018 y 2022 georreferenciados en la zona de Iquique.

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 año 2022, último año analizado en este estudio, de los puntos mencionados se observa que el mayor índice lo presenta el punto de control La Cascada HMC (SAGASCA) 66 kV con un índice de 0.0 (horas/año), el cual cuenta con un índice acumulado más alto de 126.1 (horas/año).

En la siguiente figura se presenta el índice TTIK en los puntos de control en la zona de Iquique, mostrando la evolución negativa al año 2022 con respecto al año 2021, donde se habían presentaron mejoras significativas. Las mayores mermas de este índice se presentan principalmente en el punto de control en el norte de la zona.

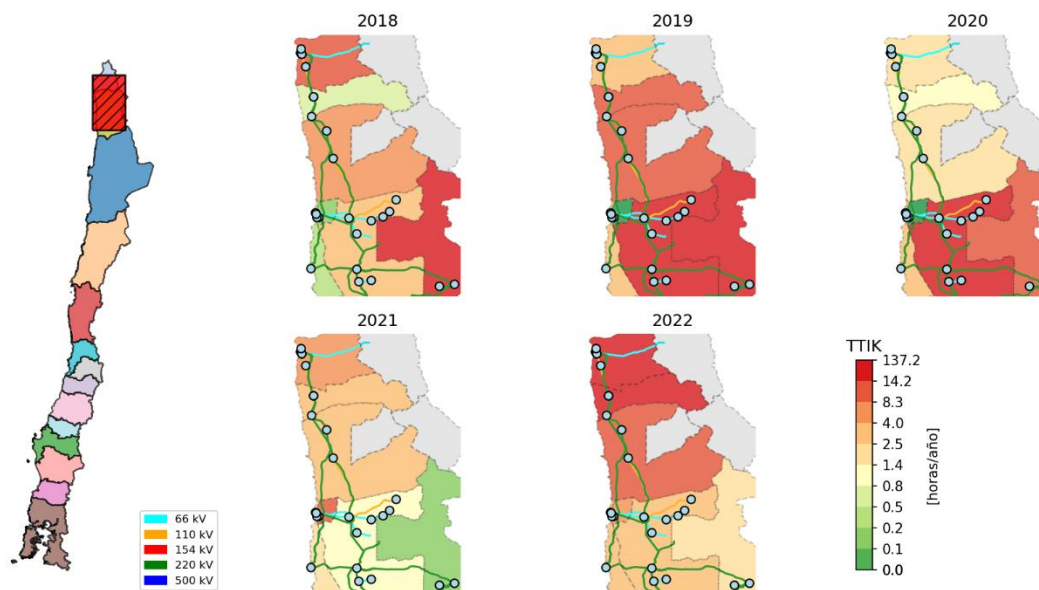


Figura 5-12: TTIK entre 2018 y 2022 presentados en el mapa de la zona de Iquique.

c) ENS

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

Para el año 2022, Quebrada Blanca 220 kV, alcanza el promedio acumulado más alto de 881.3 MWh de ENS atribuibles a eventos climáticos y catastróficos o a elementos dañados. En el 2022 presenta interrupciones con pérdidas de energía que elevan este índice a 57.2 MWh. Además, el punto de control con más alto valor de este índice de los mencionados corresponde a Tap off Nueva Victoria 220 kV, con un índice de 92.1 MWh, debido principalmente a una interrupción o falla ocasionada por animales, roedores o pájaros.

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, volvió a presentar una merma de índice al 2022 de manera generalizada, concentrándose principalmente en el norte de esta zona.

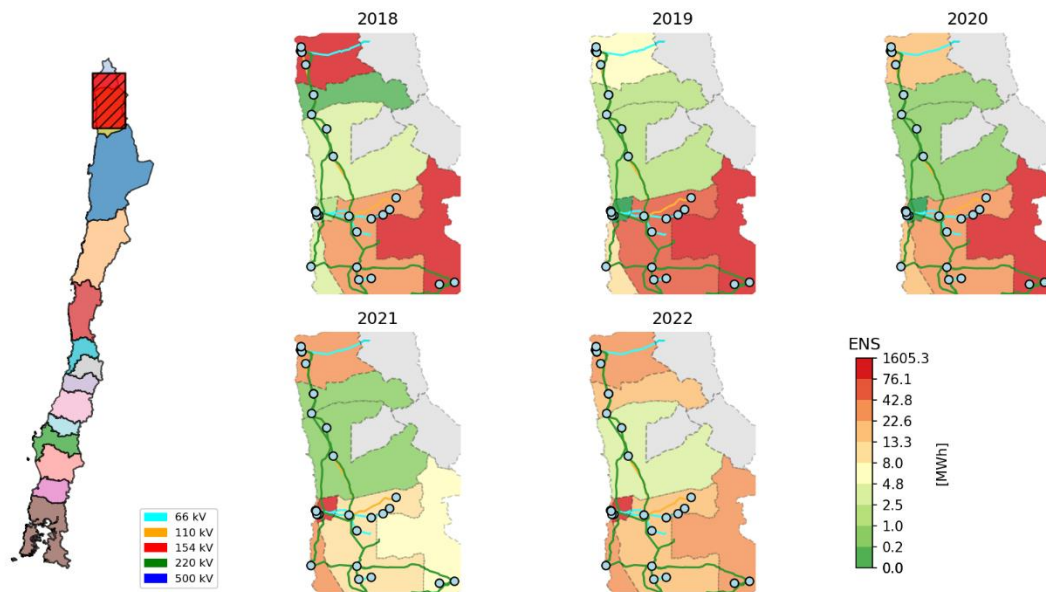


Figura 5-13: ENS entre 2018 y 2022 georreferenciados en la zona de Iquique.

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 2022 se muestran en la siguiente tabla.

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

N	Empresa	Nombre Proyecto	ST	Nivel de tensión [kV]	Fecha Real de EO	Origen	N° Decreto	Año Decreto
1	CGE S.A.	Aumento de capacidad en S/E Chinchorro	STZ	66/13.8	10-sept-18	Decreto	418	2017
2	Engie Energía Chile S.A.	Sistema Almacenamiento de Energía SE Arica	STD	13.2	23-ene-19	DC		
3	Engie Energía Chile S.A.	Ampliación y cambio de configuración en S/E Pozo Almonte 220 kV	STZ	220	23-may-19	Decreto	373	2016
4	Austrian Solar	S/E San Simón	STD	220	05-sept-19	DC		
5	Transemel S.A.	Ampliación y cambio de configuración en S/E Parinacota 220 kV	STN	220	06-oct-19	Decreto	373	2016
6	Transelec S.A.	Incorporación de paño de línea 1x220 kV Cóncores-Parinacota en S/E Parinacota	STN	220	22-dic-19	Decreto	373	2016
7	Transelec S.A.	Incorporación de paño de Línea 1 x220 kV Tarapacá – Cóncores en SE Cóncores	STN	220	28-may-20	Decreto	373	2016

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 Cóncores 220 kV	STN	220	10-may-20	Decreto	373	2016
9	Consortio Red Eléctrica Chile Spa y Cobra Instalaciones y Servicios S.A.	Subestación Seccionadora Nueva Pozo Almonte 220 kV	STN	220	25-ago-20	Decreto	373	2016
10	CGE S.A.	Ampliación en SE Quiani	STZ	66/13.8	10-may-21	Decreto	418	2017
11	Transec S.A.	Ampliación en S/E Lagunas	STN	220	10-ene-22	Decreto	418	2017
12	Consortio Red Eléctrica Chile Spa y Cobra Instalaciones y Servicios S.A.	Nueva línea 2x220 kV entre S/E Nueva Pozo Almonte - Pozo Almonte, tendido del primer circuito; Nueva Línea 2x220 kV entre S/E Nueva Pozo Almonte - Cóncores, tendido del primer circuito; y Nueva Línea 2x220 kV entre S/E Nueva Pozo Almonte - Parinacota, tendido del primer circuito. (Etapa N°1 y Etapa 2)	STN	220	30-sept-22	Decreto	293	2018

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, la obra 10 corresponde la ampliación en un punto de control con índices significativos, el cual a presentado reducción y por ende mejora de sus índices.

Finalmente, al 2022 se registra la obra 11 a 12, la cual deberá ser evaluada al siguiente año de este estudio. Aunque dada la naturaleza de las obras, se asume un impacto positivo en la zona de manera generalizada con la incorporación de líneas principalmente.

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 2018 y el 2022.

Tabla 5-7: Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2018, 2019, 2020, 2021 y 2022 en la zona de Tocopilla.

Tocopilla								
Índice de continuidad	Año	Mínimo	Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo	Media	Desviación Estándar
FMIK	2018	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.1	0.3
	2019	0.0	0.0	0.0	1.0	6.0	0.8	1.6
	2020	0.0	0.0	0.0	0.5	2.0	0.3	0.6
	2021	0.0	0.0	0.0	0.5	7.0	0.6	1.4
	2022	0.0	0.0	0.0	1.0	6.0	0.8	1.5
TTIK	2018	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	0.1	0.3
	2019	0.0	0.0	0.0	1.6	153.3	7.3	28.6
	2020	0.0	0.0	0.0	1.2	67.0	3.5	12.5
	2021	0.0	0.0	0.0	2.2	10.9	1.9	3.3
	2022	0.0	0.0	0.0	1.5	10.1	1.1	2.2
ENS	2018	0.0	0.0	0.0	0.0	21.5	1.3	4.9
	2019	0.0	0.0	0.0	3.4	1457.9	102.1	341.1
	2020	0.0	0.0	0.0	5.4	400.2	32.3	99.0
	2021	0.0	0.0	0.0	19.6	1233.6	77.3	234.4
	2022	0.0	0.0	0.0	14.8	537.6	35.2	106.1

En la zona de Tocopilla, el índice FMIK promedio menor, registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde a los años 2018 equivalente a 0.1 (veces/año). El año 2019 y 2022 se presenta el mayor valor alcanzando 0.8 (veces/año). El año 2022 registra un leve aumento con respecto al año 2021, desde un valor medio de 0.6 a 0.8 (veces/año).

El índice TTIK promedio menor, registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2018 equivalente a 0.1 (horas/año). El año 2019 presenta el mayor valor alcanzando 7.3 (horas/año). El año 2022 registra una leve reducción con respecto al año 2021, desde un valor medio de 1.9 a 1.1 (veces/año).

La ENS promedio menor, registrada en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2020 equivalente a 32.3 (MWh/año). El año 2019 presenta el mayor valor alcanzando 102.1 (MWh/año). El año 2022 registra una reducción con respecto al año 2021, desde un valor medio de 77.3 a 35.2 (MWh/año).

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

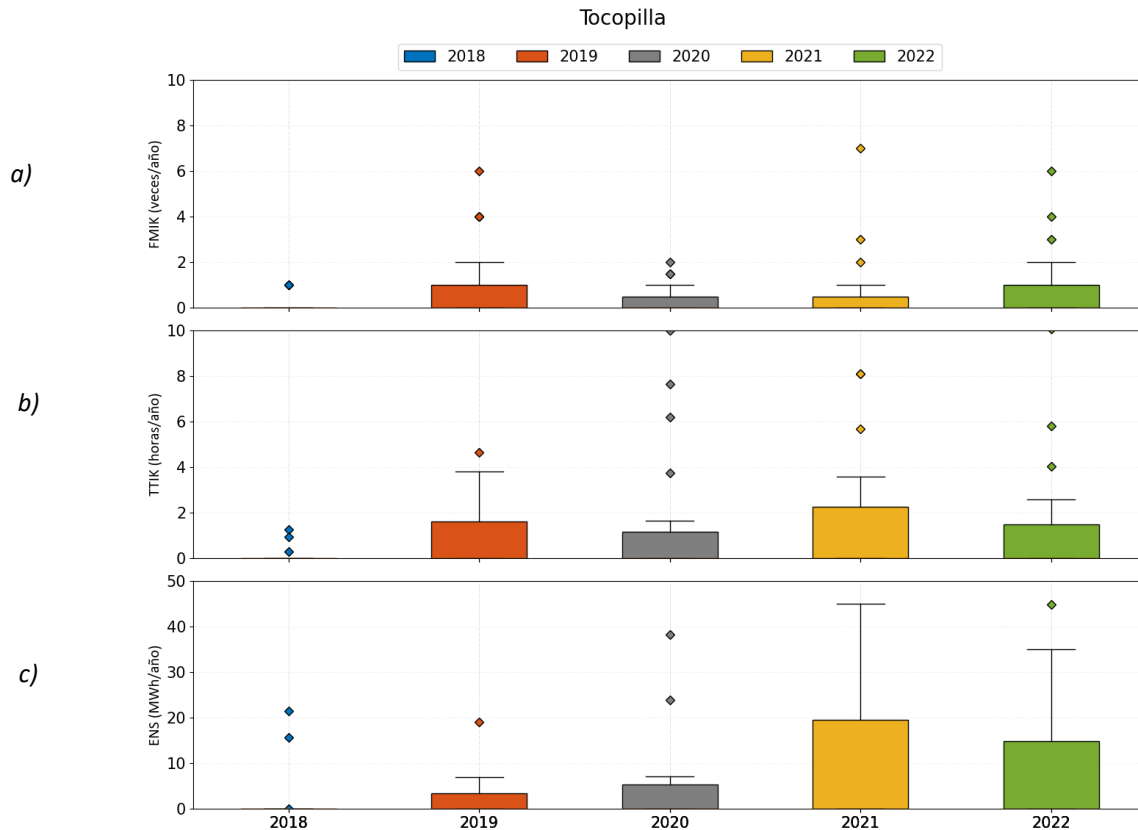


Figura 5-14 Diagrama BoxPlot de los índices de continuidad de Tocopilla; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

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				
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
OPE1	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	16.67	3.69	4.30
DIS1	Pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales	15.28	7.06	3.33
OPE22	Error en programación	13.89	19.29	41.05
CLI1	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	11.11	9.97	6.85
OTR2	Origen no determinado (trip de interruptor)	8.33	4.96	1.44
OPE6	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	6.94	2.16	0.98
OPE26	Falla en sistema de protección o control	5.56	2.30	1.14
OPE17	Falta de limpieza en aisladores o terminales	4.17	5.28	8.50
OPE21	Error en conexonado	2.78	0.50	0.54
CLI3	Descargas eléctricas atmosféricas	2.78	4.99	9.67
ANI1	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	2.78	5.33	0.54

Tocopilla		FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
Causa	Descripción Causa			
ACC5	Daño cable de poder	1.39	0.89	0.43
VAN3	Robo conductor o equipo	1.39	28.74	5.12
OTR3	Otros	1.39	2.34	5.70
OPE7	Error de personal u operador	1.39	0.24	0.01
OPE16	Fuga o degradamiento del dieléctrico (ej. SF6, Aceite, etc.)	1.39	1.87	10.22
DIS7	Temperatura fuera de límites	1.39	0.22	0.01
DIS2	Crecimiento de la demanda no evaluado	1.39	0.18	0.19

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.

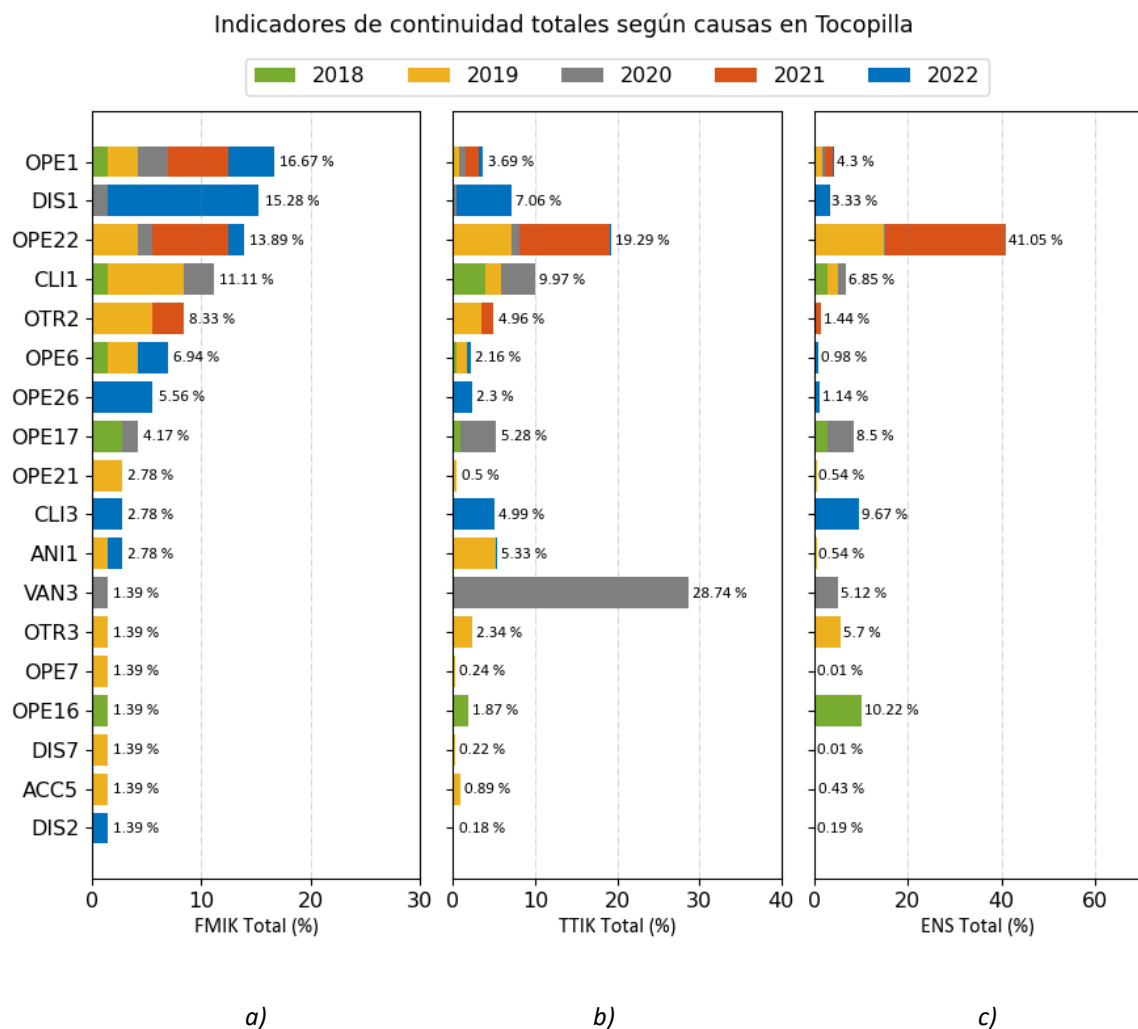


Figura 5-15: Porcentaje del total acumulado en Tocopilla de los índices de continuidad según causa de la falla; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

5.2.2.2 Índices de continuidad (georreferenciación)

Se presentan los índices de continuidad georreferenciados en la zona de Tocopilla entre los años 2018 y 2022.

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 2018 y 2022 en Tocopilla.

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Tocopilla					Media
			2018	2019	2020	2021	2022	
FMIK	CGE	BA S/E CALAMA 23KV - BP1	1.0	6.0	0.0	3.0	6.0	3.2
	CGE	BA S/E TOCOPILLA 5KV	0.0	1.0	0.0	7.0	4.0	2.4
	MINERA EL ABRA	BA S/E EL ABRA 220KV	0.0	4.0	1.0	0.5	2.0	1.5
	MINERA SPENCE	BA S/E SPENCE 220KV	1.0	4.0	0.0	2.0	0.0	1.4
	SQM	BA S/E TAP OFF LA CRUZ 220KV	0.0	4.0	2.0	0.0	0.0	1.2
TTIK	SIERRA GORDA SCM	BA S/E SIERRA GORDA 220KV - BP1	0.0	153.3	6.2	0.0	1.7	32.2
	SQM	BA S/E TAP OFF LA CRUZ 220KV	0.0	19.1	67.0	0.0	0.0	17.2
	MINERA SPENCE	BA S/E SPENCE 220KV	0.3	21.6	0.0	1.7	0.0	4.7
	CGE	BA S/E CALAMA 23KV - BP1	0.9	4.7	0.0	10.2	5.8	4.3
	GRACE	BA S/E MANTOS DE LA LUNA 110KV	0.0	3.8	7.6	3.3	0.0	3.0
ENS	MINERA SPENCE	BA S/E SPENCE 220KV	21.5	1457.9	0.0	113.6	0.0	318.6
	CODELCO CHILE - DIVISIÓN CHUQUICAMATA	BA S/E CHUQUICAMATA 220KV-BP1	0.0	0.0	0.0	1233.6	22.1	251.1
	SIERRA GORDA SCM	BA S/E SIERRA GORDA 220KV - BP1	0.0	1185.3	0.6	0.0	44.8	246.1
	MINERA EL ABRA	BA S/E EL ABRA 220KV	0.0	110.6	85.8	238.3	218.0	130.5
	CODELCO CHILE - DIVISIÓN RADOMIRO TOMIC	BA S/E RADOMIRO TOMIC 220KV-BP1	0.0	0.0	23.9	45.0	537.6	121.3

a) FMIK

Los puntos de control con mayor promedio acumulado del FMIK corresponden a, Calama 23 kV, S/E Tocopilla 5KV, El Abra 220 kV, Spence 220 kV, Tap off La Cruz 220 kV, respectivamente.

El año 2022, el punto de control mencionados, el que presenta el mayor índice corresponde a Calama 23 kV con 6.0 (veces/año), principalmente fallas en el sistema de protección o control.

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 para los años posteriores, presentando poca variación entre los años 2021 y 2022.

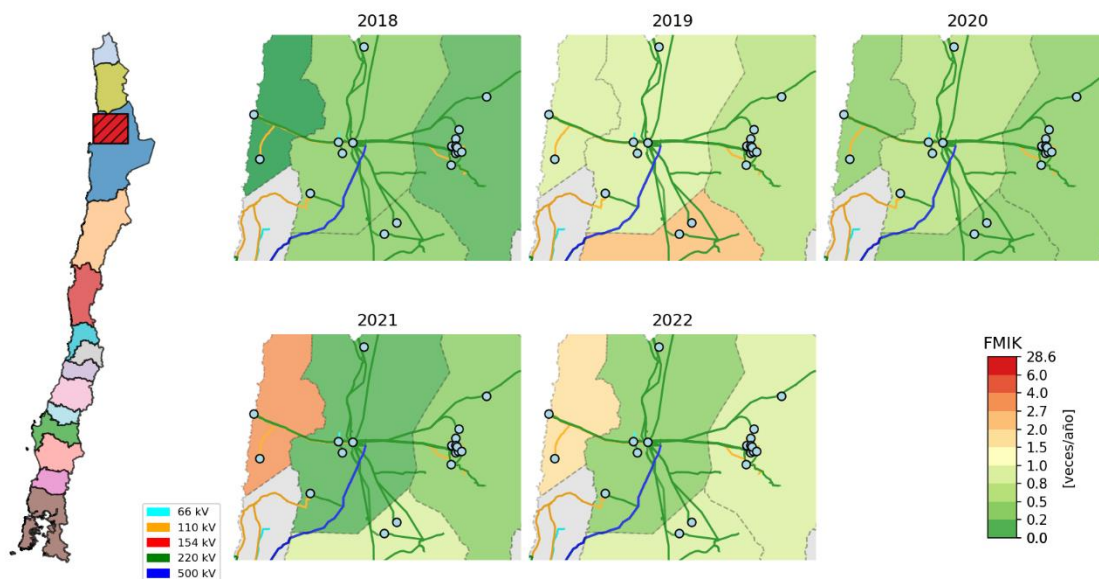


Figura 5-16: FMIK entre 2018 y 2022 georreferenciados en la zona de Tocopilla.

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 Manto de la Luna 110 kV BP1, respectivamente.

Con respecto al año 2022, último año analizado en este estudio, de los puntos mencionados se observa que el mayor índice lo presenta Calama 23 kV, cuya interrupción más significativa cuenta con un tiempo de restitución de 17.91 horas producto de una falla entre fases en el alimentador de Chorrillos de S/E Calama.

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 2022, con baja variación en los puntos de control de toda la zona.

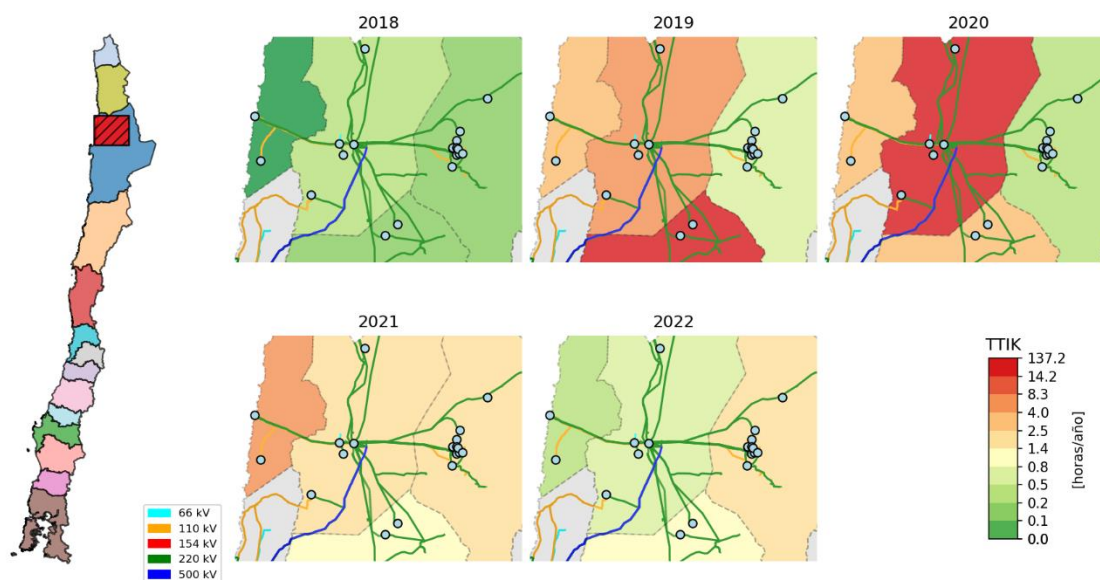


Figura 5-17 TTIK entre 2018 y 2022 presentados en el mapa de la zona de Tocopilla.

c) ENS

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

Para el año 2022, de los puntos de control mencionados, el valor máximo registrado de ENS corresponde a Radomiro Tomic 220kV BP1, debido principalmente a interrupciones consecutivas (3 oportunidades) de la línea Crucero – Radomiro Tomic 220kV, provocando una pérdida de 486.8 (MWh) en total.

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, y una mejora al año 2022 con respecto al año 2021.

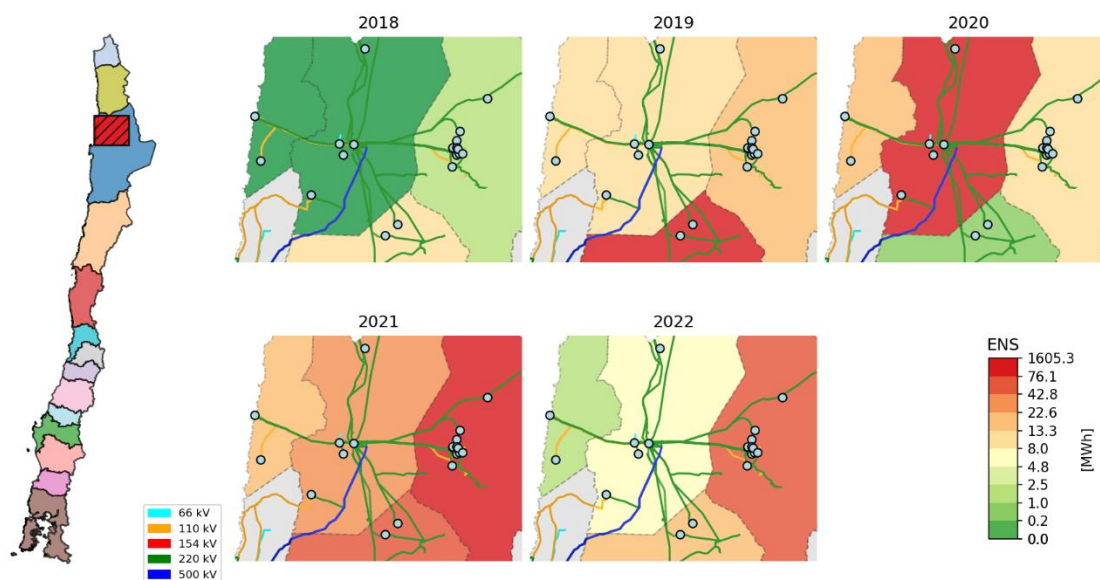


Figura 5-18: ENS entre 2018 y 2022 georreferenciados en la zona de Tocopilla.

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 2022 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	Transelec 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	Transelec S.A.	Nva. Línea 2x500 kV 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Kimal, Bco. Autotransf. 2x750 MVA 500/220 kV en S/E Kimal, Bco. Autotransf. 750 MVA 500/220 kV en S/E Los Changos	STN	500	06-dic-19	Decreto	158	2015
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	Transelec S.A.	Nueva Subestación Seccionadora Frontera	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
		(Nueva SE Seccionadora Quillagua 220 kV)						
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 Encuentro - El Tesoro	STN	220	05-ago-21	Decreto	422	2017
9	TSGF SpA	S/E Seccionadora Ana María 220 kV, Línea Encuentro – Lagunas 2x220 kV	STN	220	16-ago-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
11	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Ampliación SE Calama Nueva	STZ	220/110/23	30-jul-21	Decreto	418	2017
12	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Ampliación SE Nueva Crucero Encuentro (Kimal)	STN	220	24-nov-2021	Decreto	158	2015
13	CGE S.A.	Ampliación en SE Calama	STZ	220/110/23	30-nov-21	Decreto	418	2017
13	AR Tchamma SpA	SE Pallata 220 kV	STD	220	14-ene-2022	Decreto	293	2018

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, no representa un cambio topológico significativo en la zona, por lo que su impacto no es representa una influencia en los índices. El punto 9, corresponde a una intervención del sistema de transmisión, cuyo impacto es más bien indirecto.

Luego, el punto 10 al 12, interviene en un sector de alta concentración de puntos de control y un punto clave de la zona, por lo que su influencia e impacto es directo y que coincide con una mejora en los índices de algunos de los puntos de control involucrados.

Finalmente, se registra una obra para STD al año 2022, correspondiente al punto 13. Dicha obra secciona una línea 220 kV que conecta a un punto de control crítico, sin embargo, la influencia de la obra es indirecta al ser orientada a la conexión de generación.

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 2018 y el 2022.

Tabla 5-11: Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2018, 2019, 2020, 2021 y 2022 en la zona de Antofagasta.

Antofagasta								
Índice de continuidad	Año	Mínimo	Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo	Media	Desviación Estándar
FMIK	2018	0.0	0.0	0.0	1.0	5.0	0.6	1.1
	2019	0.0	0.0	1.0	2.0	6.0	1.0	1.3
	2020	0.0	0.0	0.0	1.0	7.0	0.8	1.5
	2021	0.0	0.0	0.0	1.0	5.0	0.7	1.0
	2022	0.0	0.0	0.0	2.0	7.0	0.9	1.4
TTIK	2018	0.0	0.0	0.0	0.1	14.8	1.7	3.7
	2019	0.0	0.0	0.2	5.7	58.0	4.6	9.6
	2020	0.0	0.0	0.0	1.1	60.3	3.5	10.7
	2021	0.0	0.0	0.0	2.4	22.6	3.4	5.9
	2022	0.0	0.0	0.0	2.5	23.3	2.3	4.7
ENS	2018	0.0	0.0	0.0	1.8	119.5	7.8	20.3
	2019	0.0	0.0	1.0	13.1	621.6	38.4	98.2
	2020	0.0	0.0	0.0	4.0	297.8	19.1	53.5
	2021	0.0	0.0	0.0	20.0	244.7	24.3	57.7
	2022	0.0	0.0	0.0	23.0	257.9	21.2	44.9

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 1.0 (veces/año). El año 2022 registra un leve aumento con respecto al año 2021, desde un valor medio de 0.7 a 0.9 (veces/año).

El índice TTIK promedio menor, registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde a los años 2018 equivalente a 1.7 (horas/año). El año 2019 presenta el mayor valor alcanzando 4.6 (horas/año). El año 2022 registra una leve reducción con respecto al año 2021, desde un valor medio de 3.4 a 2.3 (veces/año).

La ENS promedio menor, registrada en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2018 equivalente a 7.8 (MWh/año). El año 2019 presenta el mayor valor alcanzando 38.4 (MWh/año). El año 2022 registra una leve reducción con respecto al año 2021, desde un valor medio de 24.3 a 21.2 (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.

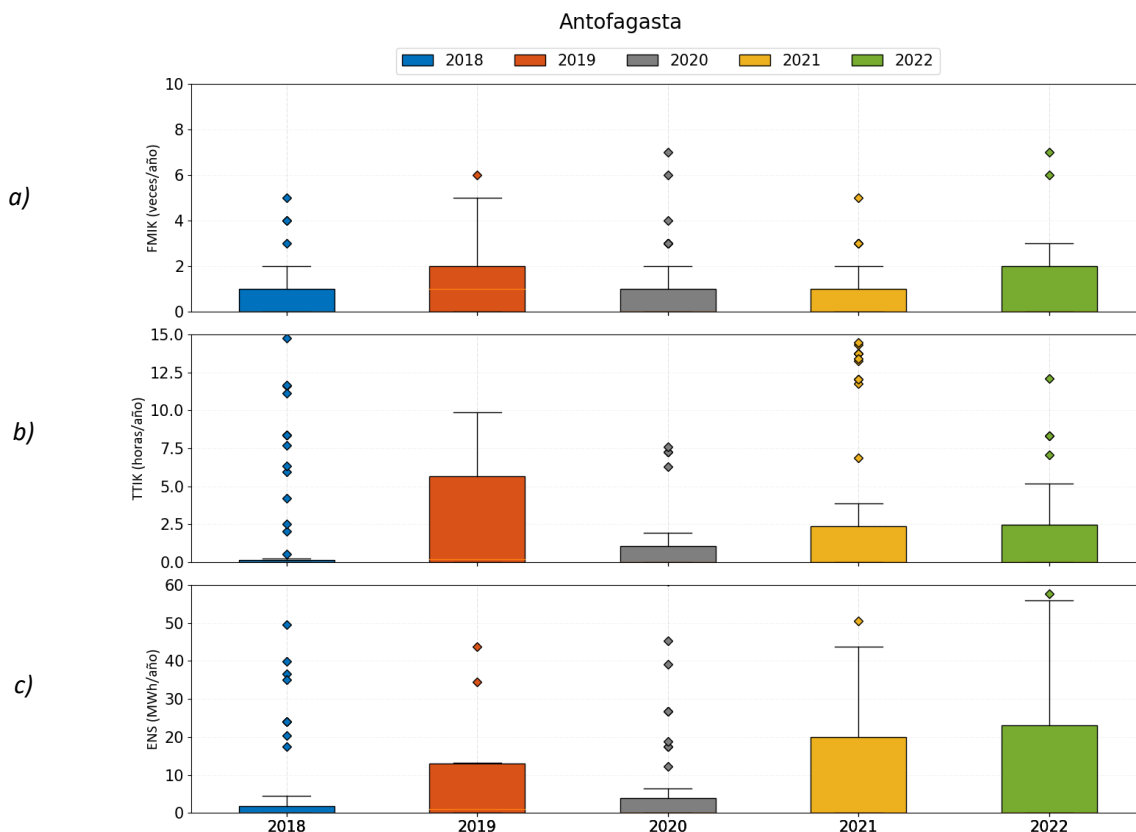


Figura 5-19 Diagrama BoxPlot de los índices de continuidad de Antofagasta; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

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 (%)
DIS1	Pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales	20.07	14.81	11.57
ANI1	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	15.37	7.62	5.61
OPE10	Falla de material, por fatiga de material o mala calidad	10.25	23.31	18.31
OPE1	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	8.62	5.80	9.47
OTR2	Origen no determinado (trip de interruptor)	8.54	4.41	4.27
OPE7	Error de personal u operador	7.69	0.90	1.60
OPE6	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	4.70	2.43	3.01
OPE11	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	3.84	15.54	14.44
CLI1	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	3.42	3.25	7.39
ACC2	Falla originada en terceros (accidentes, interferencias, rodado, deslizamiento de tierra, juegos, etc.)	2.14	0.31	0.35

Antofagasta				
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
OPE5	Conector suelto o sucio	2.14	5.51	11.05
OPE9	Pérdida de aislación debido a contaminación por actividades de terceros	1.71	1.94	1.42
OPE26	Falla en sistema de protección o control	1.71	0.97	0.48
OPE18	Violación de distancia eléctrica	1.71	2.43	2.39
CLI3	Descargas eléctricas atmosféricas	1.71	2.41	3.59
ACC3	Choque de vehículo a poste	1.71	6.25	0.84
OPE22	Error en programación	0.85	0.09	0.55
OPE21	Error en conexonado	0.85	0.18	0.63
DIS2	Crecimiento de la demanda no evaluado	0.85	0.18	1.05
CLI2	Objeto llevado por el viento hacia los conductores	0.85	0.49	1.34
DIS4	Activación sobre presión en transformador	0.43	0.11	0.20
OPE17	Falta de limpieza en aisladores o terminales	0.43	0.05	0.01
ARB2	Caída de árbol sobre línea o instalación	0.43	1.04	0.43

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

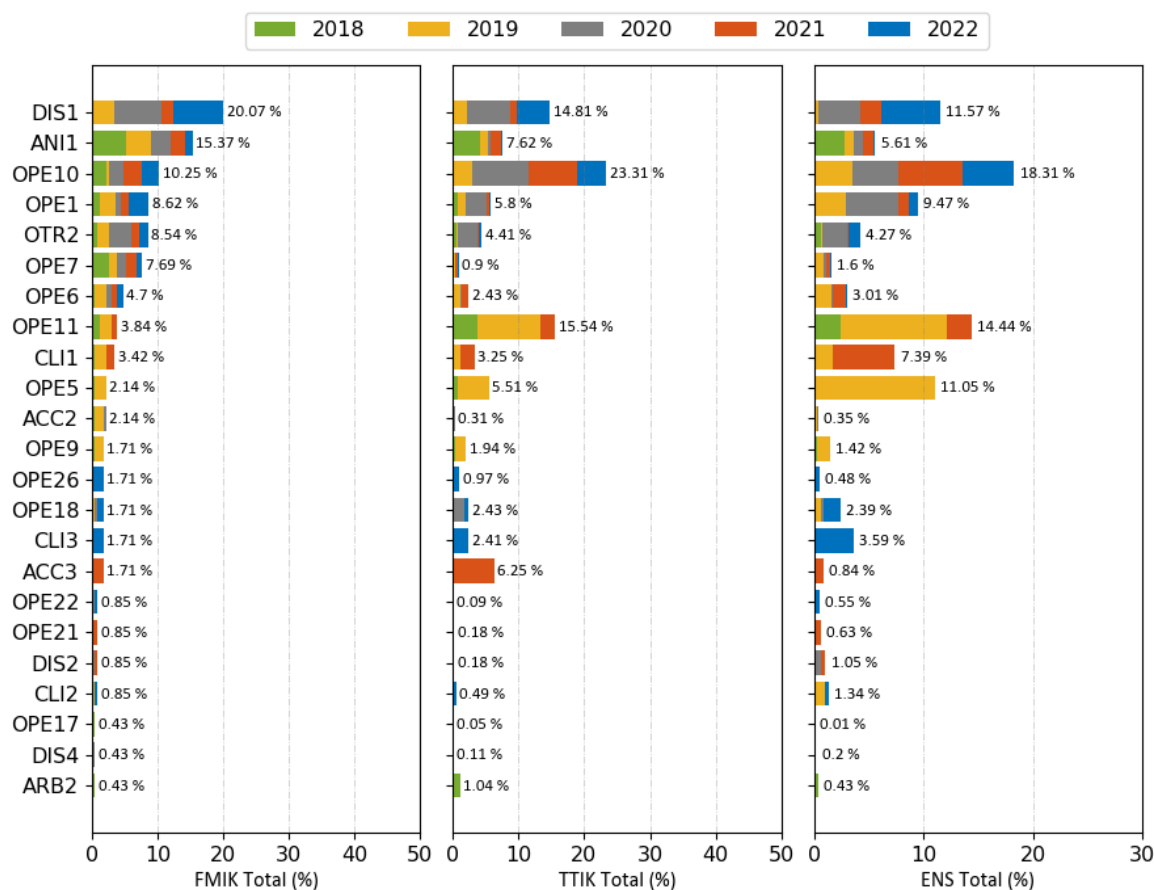


Figura 5-20: Porcentaje del total acumulado en Antofagasta de los índices de continuidad según causa de la falla; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

5.2.3.2 Índices de continuidad (georreferenciación)

Se presentan los índices de continuidad georreferenciados en la zona de Antofagasta entre los años 2018 y 2022.

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 2018 y 2022 en Antofagasta.

Antofagasta								
Índice de continuidad	Empresa	Barra	2018	2019	2020	2021	2022	Media
FMIK	CGE	BA S/E LA PORTADA 110KV - BP	5.0	5.0	4.0	5.0	7.0	5.2
	MINERA MICHILLA	BA S/E EL LINCE 110KV	2.0	3.0	7.0	2.0	3.0	3.4
	CGE	BA S/E EL LINCE 23KV	0.0	1.0	6.0	1.0	3.0	2.2

Antofagasta								
Índice de continuidad	Empresa	Barra	2018	2019	2020	2021	2022	Media
	CGE	BA S/E URIBE 110KV	0.0	2.0	0.0	2.0	6.0	2.0
	MINERA ATACAMA MINERALS	BA S/E AGUAS BLANCAS 13.8KV	4.0	1.0	3.0	1.0	1.0	2.0
TTIK	MINERA MERIDIAN	BA S/E EL PEÑÓN 66KV	6.3	58.0	19.7	21.2	12.1	23.4
	MINERA MICHILLA	BA S/E EL LINCE 110KV	11.7	18.8	47.0	2.3	8.3	17.6
	SAESA	BA S/E ARMAZONES 23KV	2.5	0.2	60.3	1.6	23.3	17.6
	SQM	BA S/E MINSAL 110KV	0.0	7.4	7.6	2.4	18.1	7.1
	CGE	BA S/E LA PORTADA 110KV - BP	6.0	2.6	6.3	14.3	4.6	6.8
ENS	MINERA MERIDIAN	BA S/E EL PEÑÓN 66KV	70.7	621.6	208.9	237.7	257.9	279.4
	MINERA ESCONDIDA	BA S/E ESCONDIDA 220KV-BP1	0.0	293.6	0.0	30.4	105.2	85.8
	CGE	BA S/E LA PORTADA 110KV - BP	49.7	34.4	97.6	166.2	81.3	85.8
	MINERA MICHILLA	BA S/E EL LINCE 110KV	2.4	107.1	190.0	9.7	34.2	68.7
	SQM	BA S/E MINSAL 110KV	0.0	75.1	60.9	43.8	160.7	68.1

a) FMIK

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

En el año 2022, el punto de control de mayor registro de los mencionados corresponde a El Portada 110 kV, con un FMIK de 7.0 (veces/año), donde las principales causas obedecen a desconexión debido a falla en instalaciones de distribución y/o elementos dañados, corrosión, trizadura, etc.

En la siguiente figura se presenta el índice FMIK en los puntos de control en la zona de Antofagasta, mostrando leves variaciones del FMIK de manera generalizada entre los años 2021 y 2022 principalmente, sin mostrar una tendencia generalizada.

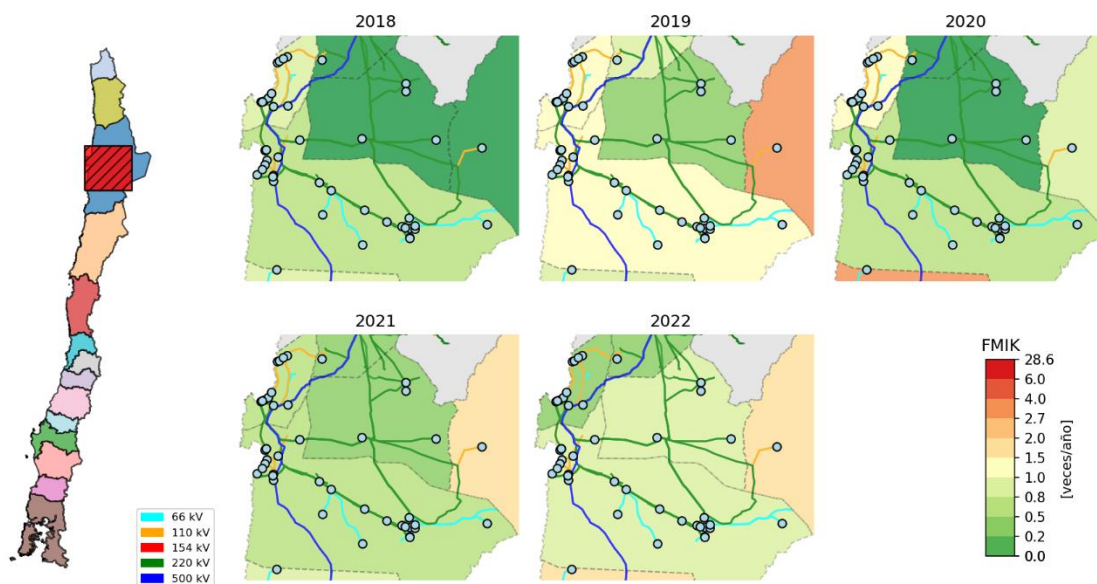


Figura 5-21: FMIK entre 2018 y 2022 georreferenciados en la zona de Antofagasta.

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, Minsal 110 kV y La Portada 110 kV, respectivamente.

Respecto al año 2022, el mayor valor entre los puntos de control mencionados es alcanzado en El Peñón 66 kV, con interrupciones de hasta 12.1 horas debido principalmente a falla de material, por fatiga de material o mala calidad o pérdidas de aislación debido a fenómenos ambientales.

En la siguiente figura se presenta el índice TTIK en los puntos de control en la zona de Antofagasta, mostrando marcadas variaciones al alza entre los años 2021 y el 2022. | 1

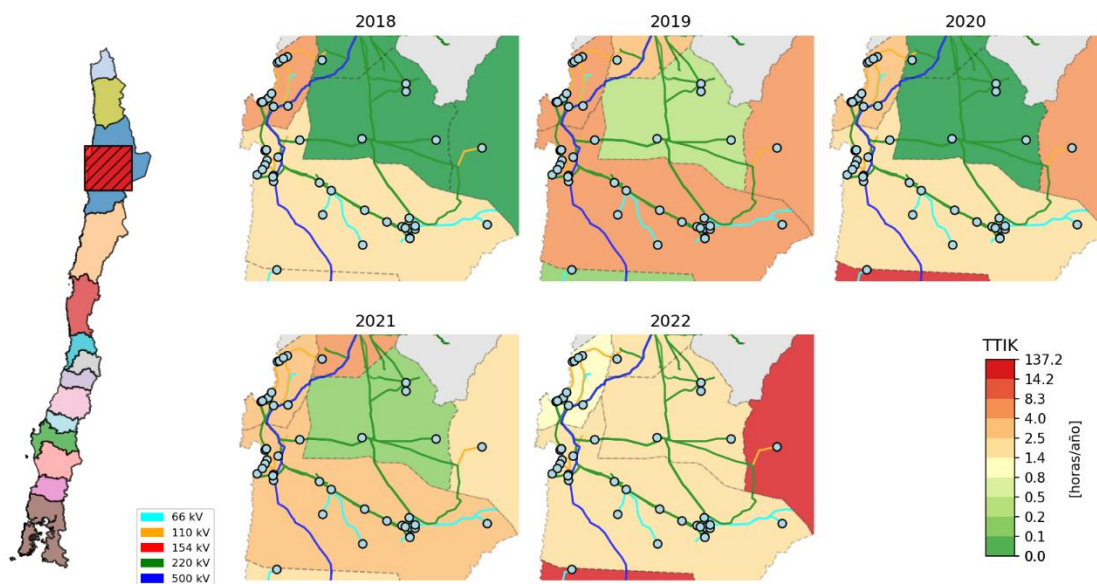


Figura 5-22 TTIK entre 2018 y 2022 presentados en el mapa de la zona de Antofagasta.

c) ENS

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

En el año 2022, el mayor registro entre los puntos mencionados corresponde al punto el Peñón 66 kV, principalmente debido a una falla asociada a la línea 66 kV Tap off Palestina – El Peñón, asociada a falla de material, por fatiga o mala calidad.

En la siguiente figura se presenta la ENS en los puntos de control en la zona de Antofagasta, mostrando un alza de este índice en la mayor parte de la zona al año 2022 con respecto al año 2021.

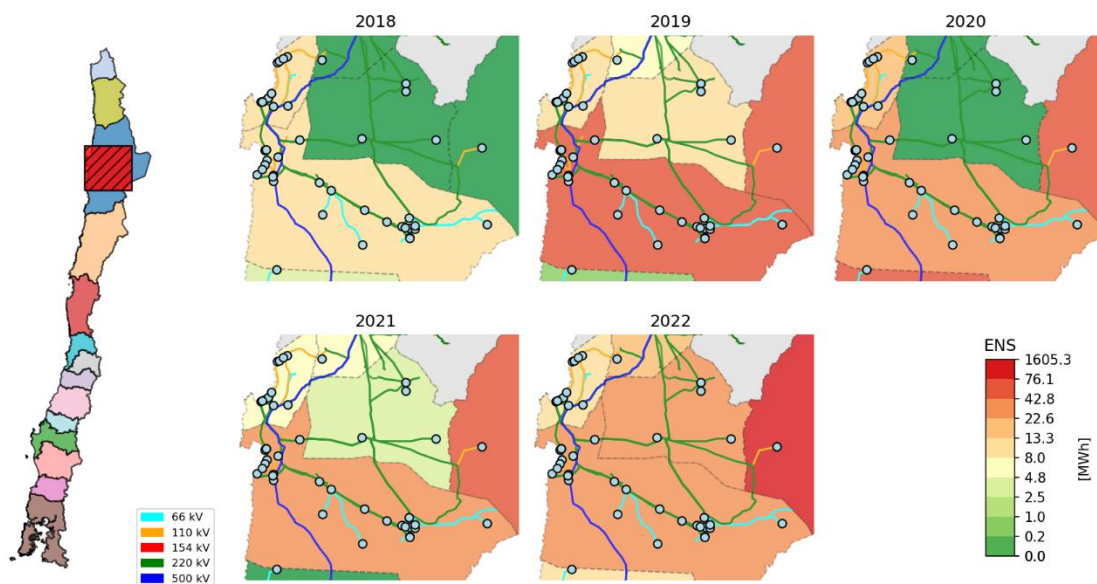


Figura 5-23: ENS entre 2018 y 2022 georreferenciados en la zona de Antofagasta.

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 2022 se muestran en la siguiente tabla.

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

N	Empresa	Nombre Proyecto	ST	Nivel de tensión [kV]	Fecha Real de EO	Origen	N° Decreto	Año Decreto
1	Engie Energía Chile S.A.	Seccionador de Barra S/E Antofagasta 110 kV	STZ	110	20-ago-18			
2	Empresa Eléctrica Angamos S.A.	S/E Laberinto Paño J09	STN	220	08-nov-18	Decreto	373	2016
3	Aes Gener S.A.	S/E Laberinto Paño J02	STN	220	08-nov-18	Decreto	373	2016
4	Transelec S.A.	Nva. Línea 2x500 kV 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Kimal, Bco. Autotransf. 2x750 MVA 500/220 kV en S/E Kimal, Bco. Autotransf. 750 MVA 500/220 kV en S/E Los Changos	STN	500	06-dic-19	Decreto	158	2015
5	Transelec S.A.	Nva. Línea 2x500 kV 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Kimal, Bco. Autotransf. 2x750 MVA 500/220 kV en S/E Kimal, Bco. Autotransf. 750 MVA 500/220 kV en S/E Los Changos	STN	500	06-dic-19	Decreto	158	2015
6	Enel Green Power Chile S.A.	Conexión Definitiva Sierra Gorda, Línea 220kV El Arriero Sierra Gorda	STD	220	08-sept-20	DC		
7	Transelec S.A.	Ampliación en S/E Miraje	STN	220	11-jun-2021	Decreto	293	2018
8	Minera Centinela	Cambio de Transformadores de corriente paños J1 y J2 en SSEE Tesoro	STZ	220	30-dic-2021			
10	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Nueva S/E Guardiamarina 110/23-13 kV	STZ	110	07-jul-22	Decreto	293	2018
11	AES Andes S.A.	Actualización de parámetro y cambios de ajustes en la S/E Andres 345 kV	STD	345	15-dic-22	Decreto	171	2020

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 al 8, registran entrada en el año 2021. La más significativa corresponde a la obra 8, el cual tiene un impacto directo sobre un punto de control, que de momento registra un aumento de sus índices.

Finalmente, las obras 11 y 12, registran ingresos al año 2022, por lo que su impacto debe ser evaluado eventualmente en el informe del siguiente año.

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 2018 y el 2022.

Tabla 5-15: Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2018, 2019, 2020, 2021 y 2022 en la zona de Copiapó.

Índice de continuidad	Año	Copiapó						
		Mínimo	Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo	Media	Desviación Estándar
FMIK	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
	2022	0.0	0.0	1.0	2.0	10.0	1.4	1.9
TTIK	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	2.0	31.6	2.8	6.5
	2022	0.0	0.0	0.9	6.3	56.1	7.5	14.0
ENS	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	0.3	9.3	176.5	13.1	31.6
	2022	0.0	0.0	1.2	24.2	3164.5	99.8	463.1

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 2018 y 2022 presenta el mayor valor alcanzando 1.4 (veces/año). El año 2022 registra un leve aumento con respecto al año 2020, desde un valor medio de 1.2 a 1.4 (veces/año).

El índice TTIK promedio menor, registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2021 equivalente a 2.8 (horas/año). El año 2022 presenta el mayor valor alcanzando 7.5 (horas/año). El año 2022 registra un aumento significativo respecto al año 2021, desde un valor medio de 2.8 a 7.5 (horas/año).

La ENS promedio menor, registrada en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2021 equivalente a 13.1 (MWh/año). El año 2022 presenta el mayor valor alcanzando 99.8 (MWh/año). El año 2022 registra un aumento significativo con respecto al año 2021, desde un valor medio de 13.1 a 99.8 (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.

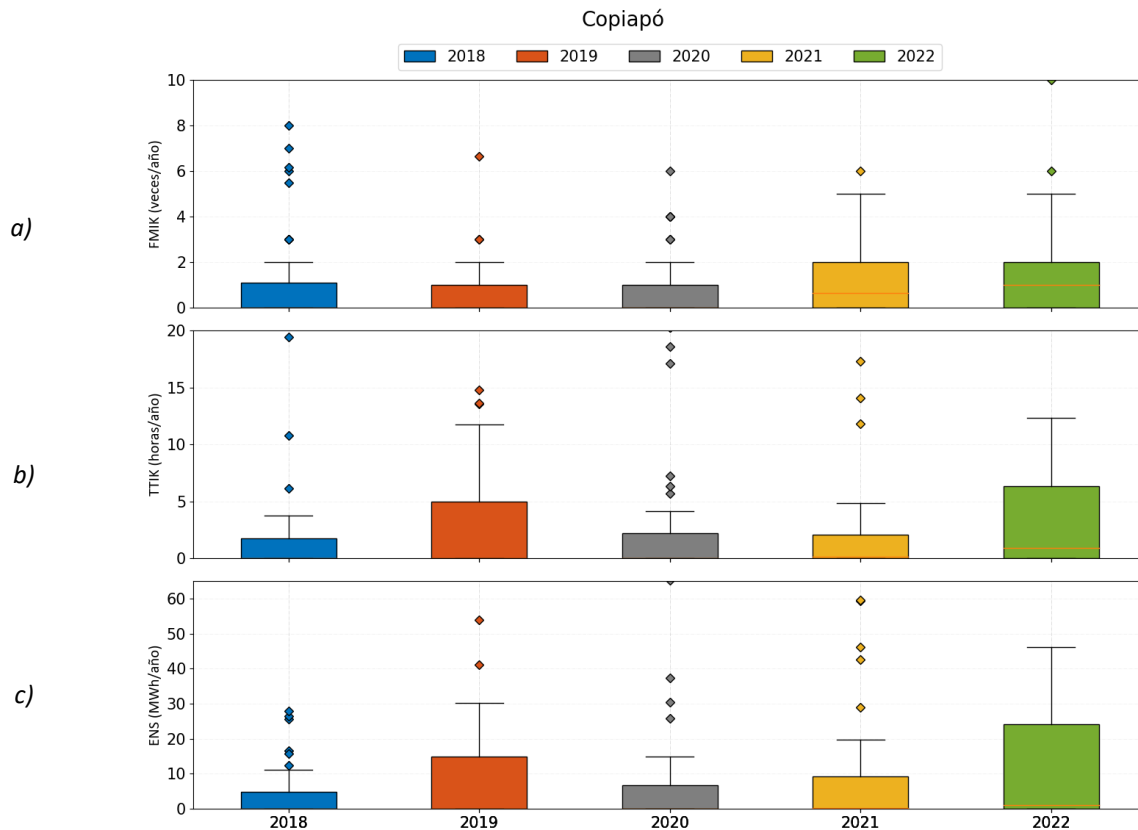


Figura 5-24 Diagrama BoxPlot de los índices de continuidad de Copiapó; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

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)	24.41	13.15	9.23
OTR2	Origen no determinado (trip de interruptor)	15.34	10.16	18.91
OPE1	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	14.59	3.69	4.81
OPE6	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	7.25	3.33	1.37
DIS1	Pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales	5.41	10.10	5.65
OPE26	Falla en sistema de protección o control	4.35	2.25	1.44
OPE24	Falla en central de generación	4.35	0.17	0.08
ACC3	Choque de vehículo a poste	3.87	18.41	10.71
OPE7	Error de personal u operador	2.90	0.24	0.54
OPE17	Falta de limpieza en aisladores o terminales	2.42	0.53	1.06

Copiapó				
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
OPE13	Maquinaria de trabajo pesado	2.42	7.35	7.02
OPE11	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	1.93	3.65	3.87
OPE10	Falla de material, por fatiga de material o mala calidad	1.45	2.76	1.50
CLI1	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	1.45	0.22	0.15
VAN1	Objeto, alambre o cadena lanzada	0.97	0.75	0.55
INC1	Incendio bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado, ej. quema de pastizal)	0.97	4.30	7.82
DIS7	Temperatura fuera de límites	0.97	7.20	4.80
CLI2	Objeto llevado por el viento hacia los conductores	0.97	0.67	1.29
AUT1	Desconexión debido a una emergencia, para evitar riesgos a personas o cosas.	0.91	0.19	1.15
VAN2	Atentado/explosivos/sabotaje	0.68	2.59	3.56
OPE21	Error en conexión	0.48	0.03	0.03
VAN3	Robo conductor o equipo	0.48	0.18	0.15
OPEX25	Falla en transformador	0.48	4.94	13.91
OPE22	Error en programación	0.48	1.02	0.20
OPE19	Explosión de equipos	0.48	2.12	0.21

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

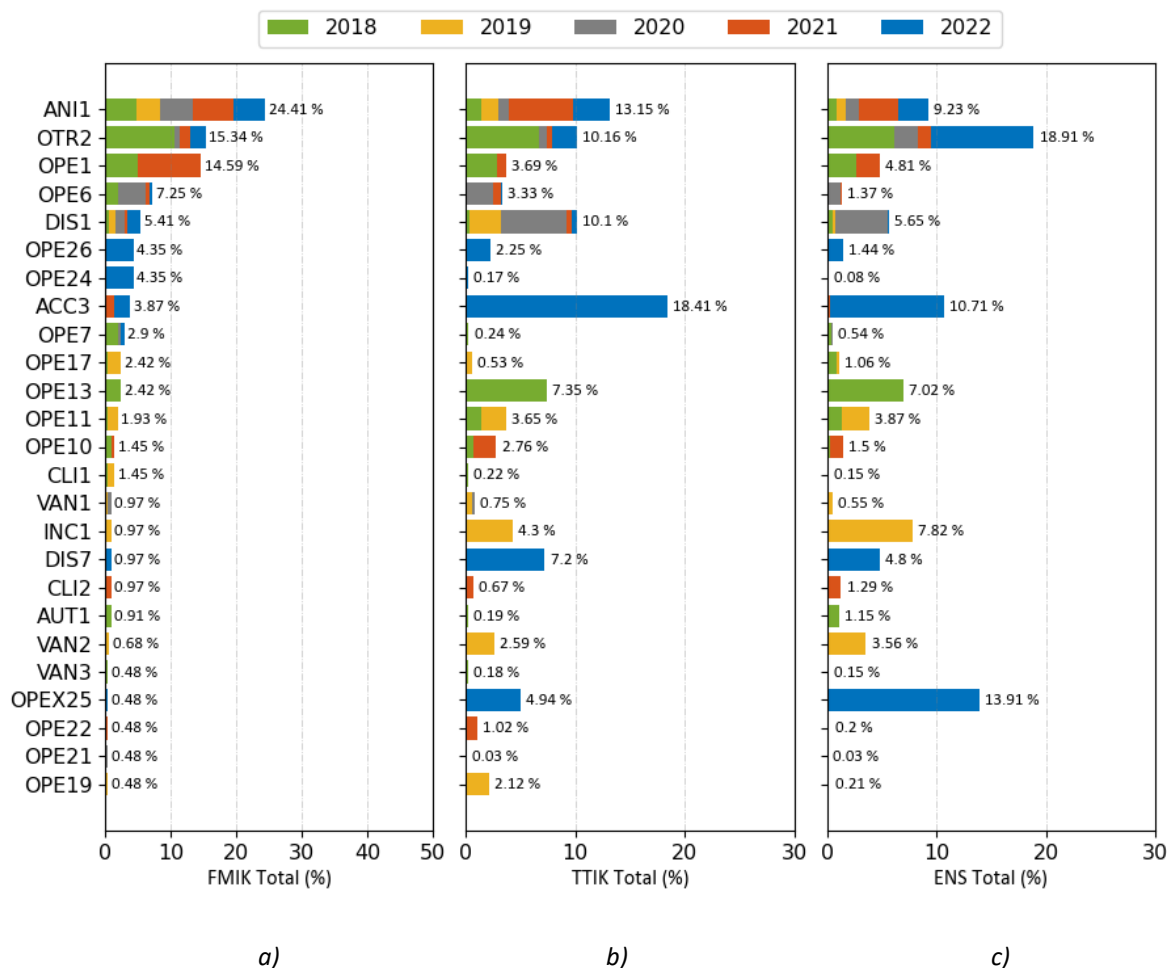


Figura 5-25: Porcentaje del total acumulado en Copiapó de los índices de continuidad según causa de la falla; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

5.2.4.2 Índices de continuidad (georreferenciación)

Se presentan los índices de continuidad georreferenciados en la zona de Copiapó entre los años 2018 y 2022.

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 2018 y 2022 en Copiapó.

Copiapó								
Índice de continuidad	Empresa	Barra	2018	2019	2020	2021	2022	Media
FMIK	CGE	BA S/E TALTAL (ELECDA) 13.2KV	11.0	6.6	3.0	6.0	10.0	7.3
	CGE	BA S/E CHANARAL 13.8KV	6.0	1.0	4.0	1.0	4.0	3.2
	MINERA LAS CENIZAS	BA S/E LAS LUCES 110KV	3.0	0.3	1.0	5.0	6.0	3.1

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Copiapó					Media
			2018	2019	2020	2021	2022	
	CGE	BA S/E EL SALADO 23KV	7.0	0.0	3.0	0.0	4.0	2.8
	CGE	BA S/E VALLENAR 13.2KV	1.0	1.0	6.0	3.0	3.0	2.8
TTIK	MINERA LAS CENIZAS	BA S/E PLANTA OXIDO 110KV	0.6	0.2	0.3	31.6	47.1	15.9
	MINERA LAS CENIZAS	BA S/E LAS LUCES 110KV	1.4	0.1	0.3	23.2	47.9	14.6
	CGE	BA S/E TALTAL (ELECDA) 13.2KV	10.8	9.7	2.8	17.3	28.3	13.8
	CGE	BA S/E VALLENAR 13.2KV	19.4	6.8	22.4	4.1	12.3	13.0
	CGE	BA S/E EL SALADO 23KV	2.4	0.0	5.7	0.0	56.1	12.9
ENS	CGE	BA S/E EL SALADO 23KV	5.0	0.0	5.1	0.0	3164.5	634.9
	CGE	BA S/E VALLENAR 13.2KV	188.4	73.8	185.7	19.8	5.2	94.6
	CGE	BA S/E TIERRA AMARILLA 23KV BP2	0.0	0.0	0.0	13.3	439.8	90.6
	MINERA LAS CENIZAS	BA S/E LAS LUCES 110KV	2.9	0.8	1.8	98.9	209.3	62.7
	CAP CMP	BA S/E CERRO NEGRO NORTE 220KV	0.0	30.2	208.8	59.5	5.8	60.9

a) FMIK

Los puntos de control con mayor promedio en el FMIK se encuentran en Taltal 13.2 kV, Chañaral 13.8 kV, Las Luces 110 kV, El Salado 23 kV y Pellets 110 kV, respectivamente; algunos de ellos sin redundancia de vínculo de transmisión. Además, Chañaral 13.8 kV y El Salado 23 kV están conectados a la línea 1x110 kV Diego de Almagro – El Salado.

En el año 2022, el valor más alto corresponde a Taltal con un índice de 10.0 (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 variaciones tanto al alza, como a la baja entre el 2021 y 2022 de manera disgregada.

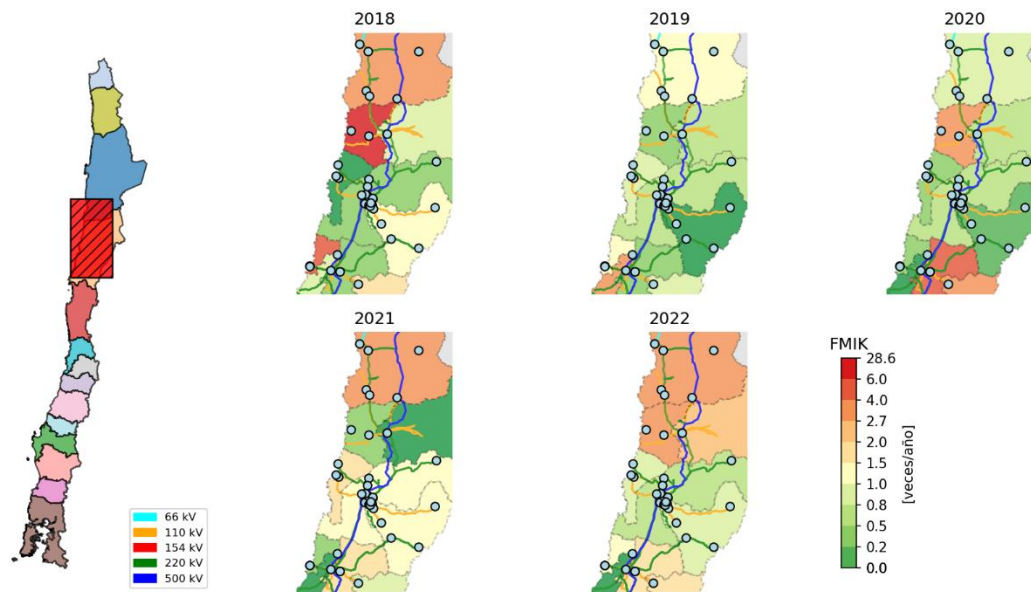


Figura 5-26: FMIK entre 2018 y 2022 georreferenciados en la zona de Copiapó.

b) TTIK

Los mayores valores medios acumulados de TTIK registraron en Planta Oxido 110 kV, Las luces 110 kV, Taltal 13.2 kV, Vallenar 13.2 kV, El Salado 23 kV, respectivamente.

Con respecto al año 2022, el mayor registro corresponde a Planta Oxido 110 kV, con registros de interrupción de hasta 31 horas de interrupción, principalmente debido al colapso de una estructura de línea Diego de Almagro – PFV Javiera 220 kV.

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 con consistentes, sin embargo, al año 2022 muestra variaciones significativas al alza con respecto al año 2021.

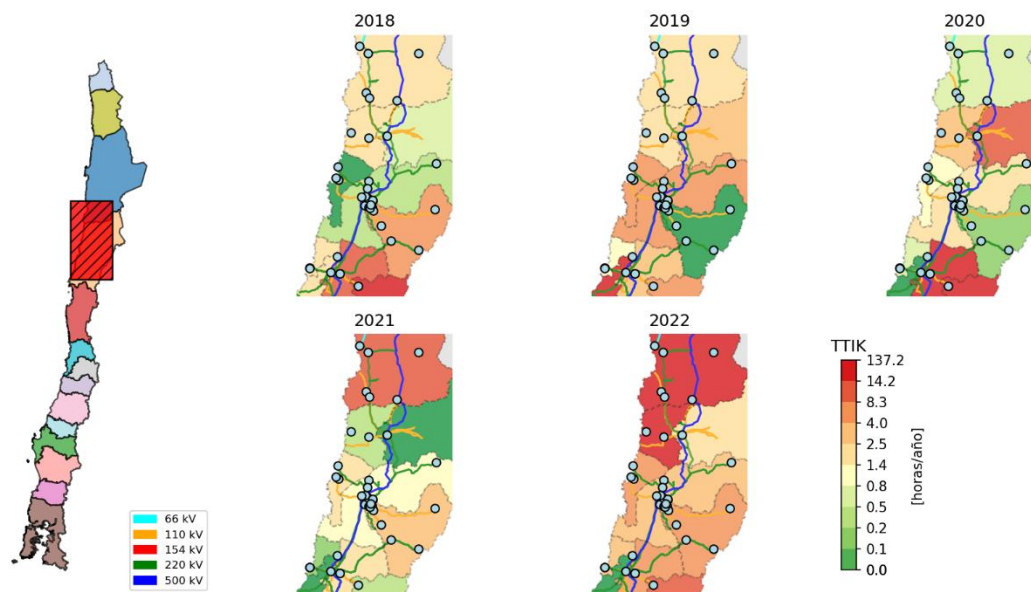


Figura 5-27 TTIK entre 2018 y 2022 presentados en el mapa de la zona de Copiapó.

c) ENS

Los puntos de control con mayor promedio acumulado de ENS se encuentran en El Salado 23 kV, Vallenar 13.2 kV, Tierra Amarilla 23 kV BP2, Las Luces 110 kV, Cerro Negro Norte 220 kV, respectivamente.

Para el año 2022, el mayor registro de los puntos mencionados corresponde a El Salado 23 kV, registrando una interrupción significativa de 3058 MWh, debido a trabajos en instalaciones.

En la siguiente figura se presenta la ENS en los puntos de control en la zona de Copiapó, mostrando algunas tendencias al alza significativas de manera disgregada entre el año 2021 y 2022.

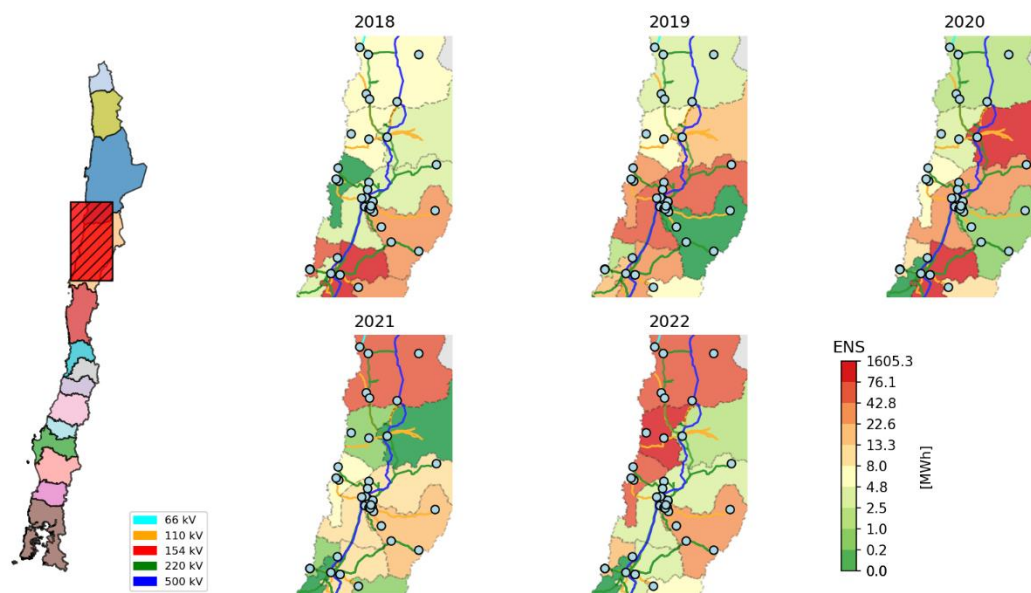


Figura 5-28: ENS entre 2018 y 2022 georreferenciados en la zona de Copiapó.

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 2022 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	Transec S.A.	Ampliación S/E Carrera Pinto 220 kV	STN	220	18-oct-18			
3	Diego de Almagro Transmisora de Energía S.A.	Subestación Seccionadora Nueva Diego de Almagro, Nueva Línea 2x220 kV entre S/E Nueva Diego de Almagro – Cumbre y Banco de Autotransformadores 1x750 MVA 500/220 Kv (Etapa 1)	STN	550/220	19-oct-18			
4	Celeo Redes Chile	Nueva línea 2x220 kV entre S/E Nueva Diego de Almagro – Cumbres y Banco de Autotransformadores 1x750 MVA 500/220 kV en Cumbre - Etapa 2	STN	220	16-ene-19	Decreto	2T	2016
5	Diego de Almagro Transmisora de Energía S.A.	Ampliación en S/E Illapa 220 kV	STN	220	09-feb-21	Art. 102		
6	Transec 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
8	Diego de Almagro Transmisora de Energía S.A.	Ampliación en S/E Cumbre	STN	220	26-jul-22	Decreto	293	2018
9	Diego de Almagro Transmisora de Energía S.A.	Ampliación en S/E Cumbre	STN	500	09-ago-22	Decreto	293	2018

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, la mayoría correspondiente al sistema de transmisión nacional, y cuya influencia más bien es indirecta y coincide con una merma puntualizada de los índices de la zona, por lo que se requiere más años de análisis para determinar un real impacto.

Finalmente, a partir de la obra 8, son entradas en el 2022 por que su análisis es a partir de estudios posteriores, aunque su impacto en la zona debe ser evaluada a posterior, dado que la naturaleza de dichas obras permitirían el ingreso de otros proyectos.

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 2018 y el 2022.

Tabla 5-19: Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2018, 2019, 2020, 2021 y 2022 en la zona de Coquimbo.

Índice de continuidad	Coquimbo							
	Año	Mínimo	Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo	Media	Desviación Estándar
FMIK	2018	0.0	0.0	0.0	1.0	7.0	0.9	1.7
	2019	0.0	0.6	1.9	2.9	8.0	1.9	1.6
	2020	0.0	0.0	1.0	2.0	8.0	1.7	1.9
	2021	0.0	0.0	0.0	1.0	3.0	0.6	0.9
	2022	0.0	0.0	0.3	1.0	4.0	0.9	1.2
TTIK	2018	0.0	0.0	0.0	0.7	15.1	1.2	2.9
	2019	0.0	0.5	1.1	2.5	20.1	2.1	3.4
	2020	0.0	0.0	0.8	3.9	25.9	2.9	4.9
	2021	0.0	0.0	0.0	0.3	59.5	2.0	9.3
	2022	0.0	0.0	0.1	2.0	25.9	2.0	4.7
ENS	2018	0.0	0.0	0.0	1.6	90.3	6.9	17.9
	2019	0.0	1.5	7.3	26.3	75.2	15.6	18.4
	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
	2022	0.0	0.0	0.0	2.1	34.6	4.6	9.3

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 2022 registra un leve aumento con respecto al año 2020, desde un valor medio de 0.6 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 1.2 (horas/año). El año 2020 presenta el mayor valor alcanzando 2.9 (horas/año). El año 2022 no registra variación con respecto al año 2021.

La ENS promedio menor, registrada en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2022 equivalente a 4.6 (MWh/año). El año 2021 presenta el mayor valor alcanzando 35.8 (MWh/año). El

año 2022 registra una reducción significativa con respecto al año 2021, desde un valor medio de 35.8 a 4.6 (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.

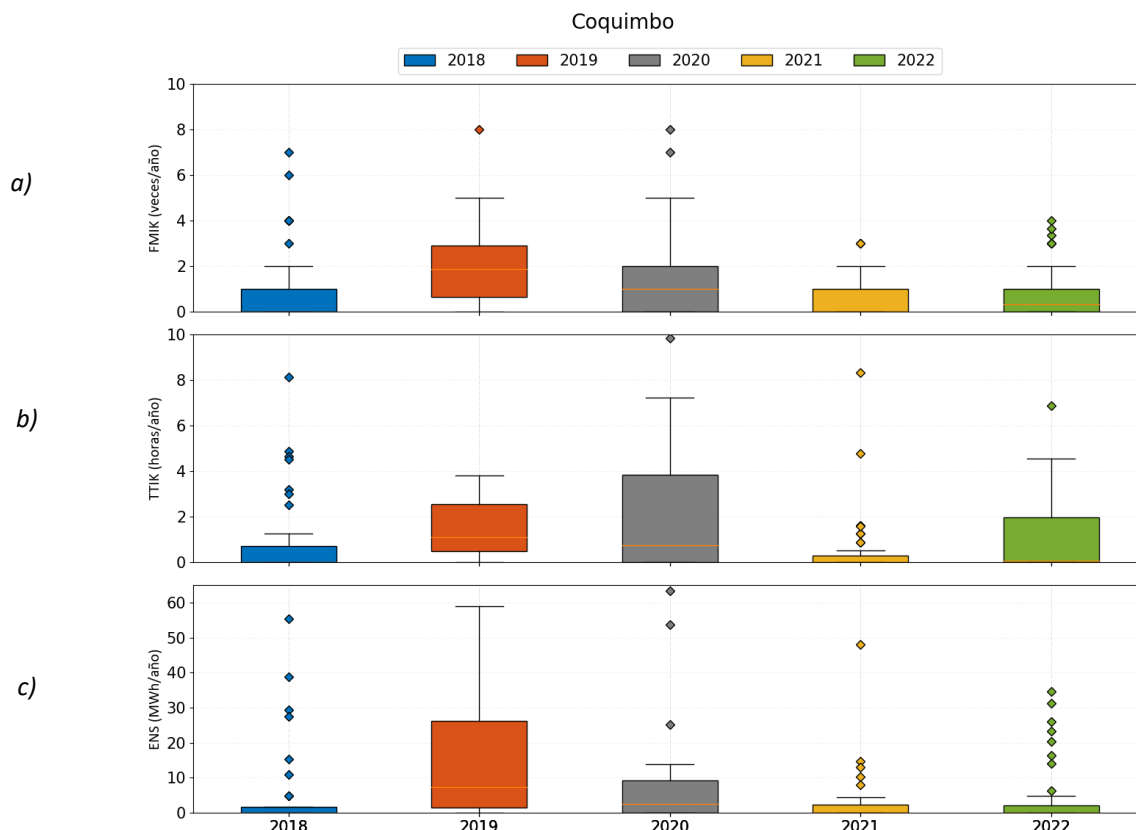


Figura 5-29: Diagrama BoxPlot de los índices de continuidad de Coquimbo; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

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)	14.87	4.65	2.63
OTR2	Origen no determinado (trip de interruptor)	13.54	23.01	6.28
CLI1	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	11.09	19.90	14.17
OPE1	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	9.74	4.83	4.62
DIS1	Pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales	9.31	5.77	0.81
OPE6	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	6.98	10.22	42.90

Coquimbo				
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
OPE11	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	5.50	1.39	0.58
OPE13	Maquinaria de trabajo pesado	4.65	3.03	3.08
OPE21	Error en conexonado	3.81	8.66	8.46
OPE10	Falla de material, por fatiga de material o mala calidad	2.96	3.95	0.56
OPE7	Error de personal u operador	2.54	1.37	9.41
ACC2	Falla originada en terceros (accidentes, interferencias, rodado, deslizamiento de tierra, juegos, etc.)	2.54	0.59	0.42
OPE17	Falta de limpieza en aisladores o terminales	2.12	0.62	0.54
ACC3	Choque de vehículo a poste	2.12	2.91	0.30
INC1	Incendio bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado, ej. quema de pastizal)	1.69	0.56	0.12
OPE16	Fuga o degradamiento del dieléctrico (ej. SF6, Aceite, etc.)	1.27	0.31	0.28
CLI2	Objeto llevado por el viento hacia los conductores	1.27	0.71	0.30
OPE22	Error en programación	0.99	1.84	0.49
OPE23	Desperfecto de fábrica	0.91	1.20	2.24
OPE26	Falla en sistema de protección o control	0.85	4.39	1.70
DIS2	Crecimiento de la demanda no evaluado	0.42	0.04	0.05
OPE5	Conector suelto o sucio	0.42	0.03	0.04
OPE18	Violación de distancia eléctrica	0.42	0.02	0.04
OTR3	Otros	0.00	0.00	0.00

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

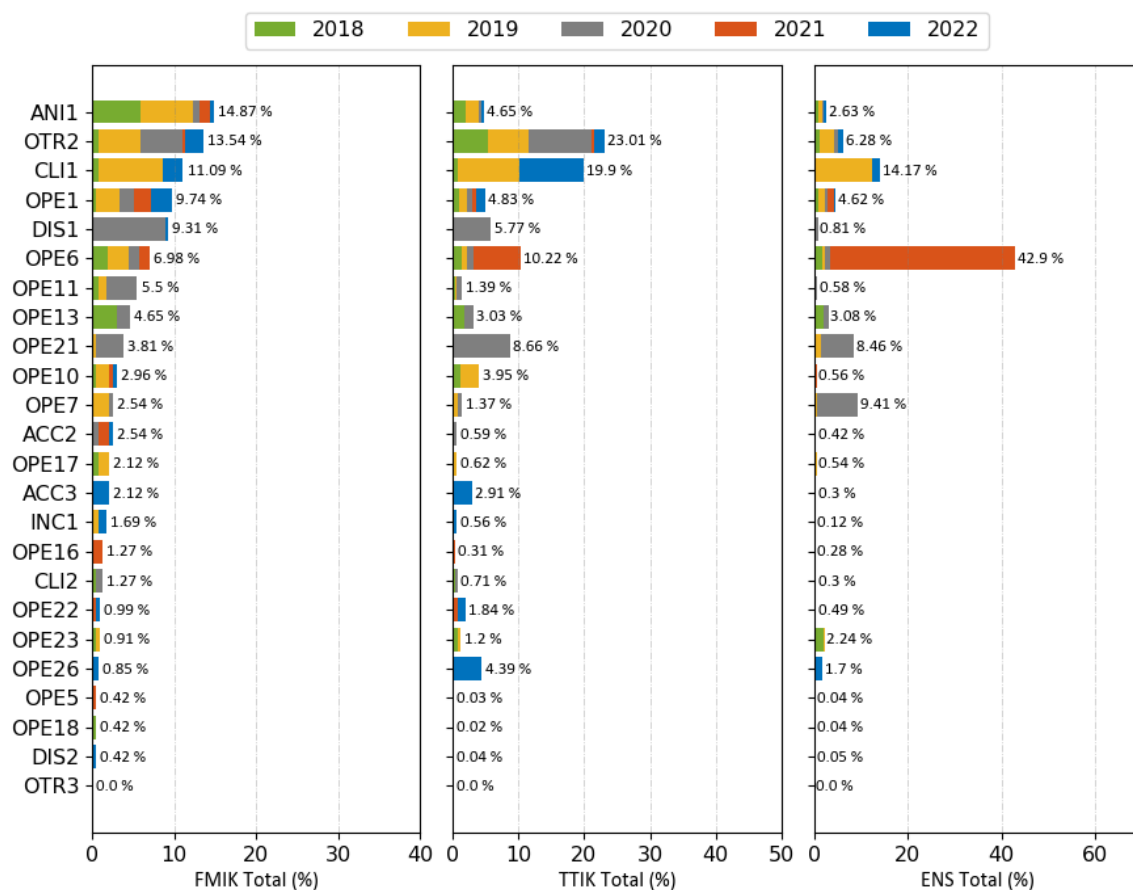


Figura 5-30: Porcentaje del total acumulado en Coquimbo de los índices de continuidad según causa de la falla; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

5.2.5.2 Índices de continuidad (georreferenciación)

Se presentan los índices de continuidad georreferenciados en la zona de Coquimbo entre los años 2018 y 2022.

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 2018 y 2022 en Coquimbo.

Coquimbo								
Índice de continuidad	Empresa	Barra	2018	2019	2020	2021	2022	Media
FMIK	CAP CMP	BA S/E ROMERAL (CMP) 110KV	7.0	5.0	8.0	0.0	3.0	4.6
	CGE	BA S/E EL SAUCE 13.2KV	1.0	8.0	7.0	1.0	3.0	4.0
	CGE	BA S/E INCAHUASI 23KV	6.0	2.0	3.0	1.0	4.0	3.2
	CGE	BA S/E MARQUESA 23KV	1.0	3.0	5.0	2.0	0.0	2.2

Coquimbo								
Índice de continuidad	Empresa	Barra	2018	2019	2020	2021	2022	Media
	CGE	BA S/E PUNITAQUI 13.2KV	1.0	3.0	3.0	1.0	3.0	2.2
TTIK	TECK-CARMEN DE ANDACOLLO	BA S/E MINERA TECK CDA 220KV	0.0	0.0	0.0	59.5	0.5	12.0
	CGE	BA S/E PUNITAQUI 13.2KV	0.2	1.1	3.9	0.9	25.9	6.4
	CGE	BA S/E INCAHUASI 23KV	3.2	0.5	7.2	4.8	15.0	6.1
	CGE	BA S/E MARQUESA 23KV	4.9	2.7	10.3	8.3	0.0	5.2
	CGE	BA S/E EL ESPINO 13.2KV	0.0	0.0	25.9	0.0	0.0	5.2
ENS	TECK-CARMEN DE ANDACOLLO	BA S/E MINERA TECK CDA 220KV	0.0	0.0	0.0	1354.1	2.1	271.2
	CGE	BA S/E MARQUESA 23KV	55.4	25.1	108.7	48.0	0.0	47.4
	MINERA LOS PELAMBRES	BA S/E PIUQUENES BARRA CTO 1 220KV	0.0	19.7	168.2	0.0	0.0	37.6
	CAP CMP	BA S/E ROMERAL (CMP) 110KV	27.4	13.9	96.6	0.0	34.6	34.5
	CGE	BA S/E SAN JOAQUIN (TRANSNET) 13.2KV C1	90.3	35.7	4.4	10.3	0.0	28.2

a) FMIK

Los puntos de control con mayor promedio acumulado del FMIK en los años de estudios se encuentran en Romeral (CMP) 110 kV, El Sauce 13.2 kV, Incahuasi 23 kV, Marquesa 23 kV y Punitaqui 13.2 kV, respectivamente.

En el año 2022, de los puntos mencionado, los mayores registros se presentaron en Incahuasi 23 kV con 4.0 (veces/año). Cuyas principales causas corresponden a falla en el sistema de protección o control o trabajos en las instalaciones.

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, sin embargo, el año 2022 se presenta fluctuaciones de este índice en puntos específicos.

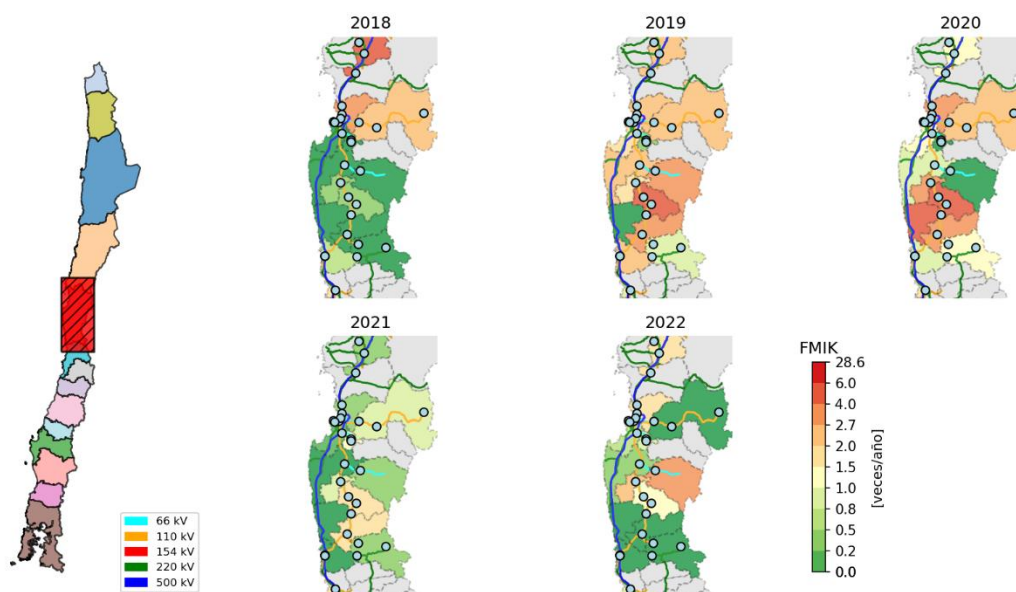


Figura 5-31: FMIK entre 2018 y 2022 georreferenciados en la zona de Coquimbo.

b) TTIK

Los puntos de control con mayor promedio en los índices TTIK se registran en Mineral Teck CDA 220 kV, Punitaqui 13.2 kV, Incahuasi 23 kV, Marquesa 23 kV y El Espino 13.2 kV, respectivamente.

Con respecto al año 2022, de los puntos mencionados el que alcanzó el mayor valor de este índice corresponde a Punitaqui 13.2 kV, con 45.9 (horas/año). Principalmente debido a interrupción en la línea 110 kV Ovalle – Illapel, provocada por eventos climatológicos, en este caso, a la presencia de hielo y nieve entre los conductores y cadenas de aislación.

En la siguiente figura se presenta el índice TTIK en los puntos de control en la zona de Coquimbo, muestra la poca variabilidad general de este índice en los puntos de control, con fluctuaciones significativas en puntos de control específicos.

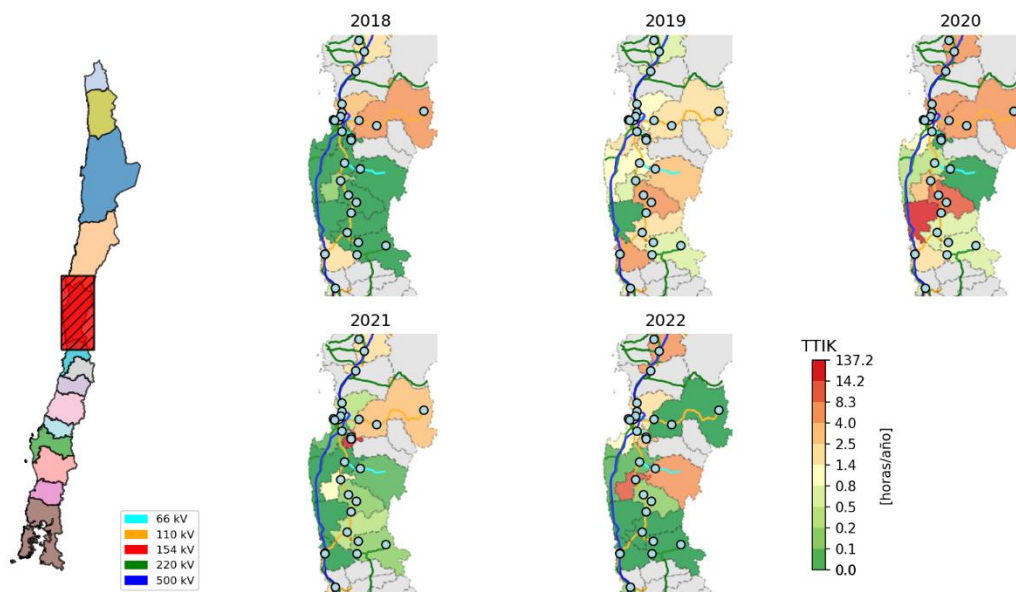


Figura 5-32 TTIK entre 2018 y 2022 presentados en el mapa de la zona de Coquimbo.

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, Romeral 110 kV y San Joaquín 13.2 C1, respectivamente

En el 2022, de los puntos mencionados, la mayor pérdida se registra en Romeral 34.6, con interrupciones de 34.6 MWh, producto principalmente a la desconexión de la línea 110 kV Maitencillo – Las Compañías, ante un cortocircuito monofásico.

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. Mostrando al 2022, algunas mejoras focalizadas al sur de la zona y en otros puntos específicos de la zona, y degradamiento en puntos específicos mostrados en la tabla de la presente sección.

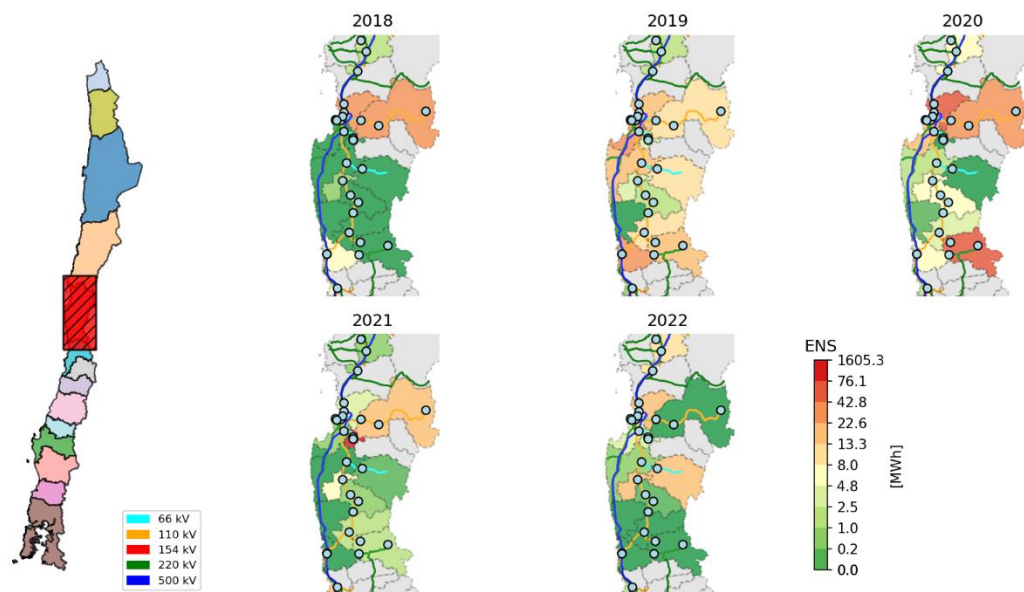


Figura 5-33: ENS entre 2018 y 2022 georreferenciados en la zona de Coquimbo.

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 2022 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

N	Empresa	Nombre Proyecto	ST	Nivel de tensión [kV]	Fecha Real de EO	Origen	N° Decreto	Año Decreto
10	Minera Los Pelambres	Modificación de paño de 220 kV en S/E Los Vilos	STD	220	23-sept-22	Decreto	293	2018
11	CGE S.A.	Nueva línea 2x66 kV Pan de Azúcar – Guayacán	STZ	66	29-jun-22			

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

Para las obras 1 y 2, éstas se encuentran en un punto crítico de la zona, lo que a su vez coincide con una mejora sustancial de los índices de manera generalizada a partir del 2021, aunque el año 2020 se presentaron fluctuaciones tanto positivas como negativas, por lo que su impacto se presume positivo dada la tendencia.

A partir de la obra 4 a la 7, corresponden a entradas en operación el segundo semestre del 2020, los cuales son coincidentes con una mejora significativa y general de los índices de continuidad en la zona al año 2021, notar además que en su mayoría las obras obedecen a incorporar transformadores que aportan a la redundancia operativa.

Para el 2021, se presentan la obra 8 y 9, siendo la primera una ampliación que permita la incorporación de nuevas líneas de transmisión, por que eventualmente atendería a mejorar los índices a nivel general. La obra nueva está relacionada a la incorporación de nuevo transformador y configuración de la subestación, sin embargo, el punto de control asociado no presenta mejora en sus índices, más bien un leve degradamiento.

Finalmente, las obras 10 y 11 corresponden ser analizadas en estudios posteriores al ser ingresos del año 2022. Aunque se presume impacto positivo, ya que poseen puntos asociados beneficiados con el reemplazo de transformador e incorporación de nuevos equipos primarios en el caso de la obra 10, y/o líneas de doble circuito como el caso de las obra 11.

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 2018 y el 2022.

Tabla 5-23: Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2018, 2019, 2020, 2021 y 2022 en la zona de Valparaíso.

Índice de continuidad	Año	Valparaíso						
		Mínimo	Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo	Media	Desviación Estándar
FMIK	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
	2022	0.0	0.0	0.0	2.0	4.0	0.9	1.3
TTIK	2018	0.0	0.0	0.0	0.4	5.6	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
	2022	0.0	0.0	0.0	0.6	11.9	1.0	2.5
ENS	2018	0.0	0.0	0.0	0.5	80.6	5.7	16.0
	2019	0.0	0.7	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
	2022	0.0	0.0	0.0	2.6	48.6	3.8	9.0

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 2019 presenta el mayor valor alcanzando 1.5 (veces/año). El año 2021 registra un aumento con respecto al año 2021, desde un valor medio de 0.2 a 0.9 (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 2022 registra un aumento con respecto al año 2022, desde un valor medio de 0.4 a 1.0 (horas/año).

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 2022 registra una leve disminución con respecto al año 2021, desde un valor medio de 9.2 a 3.8 (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.

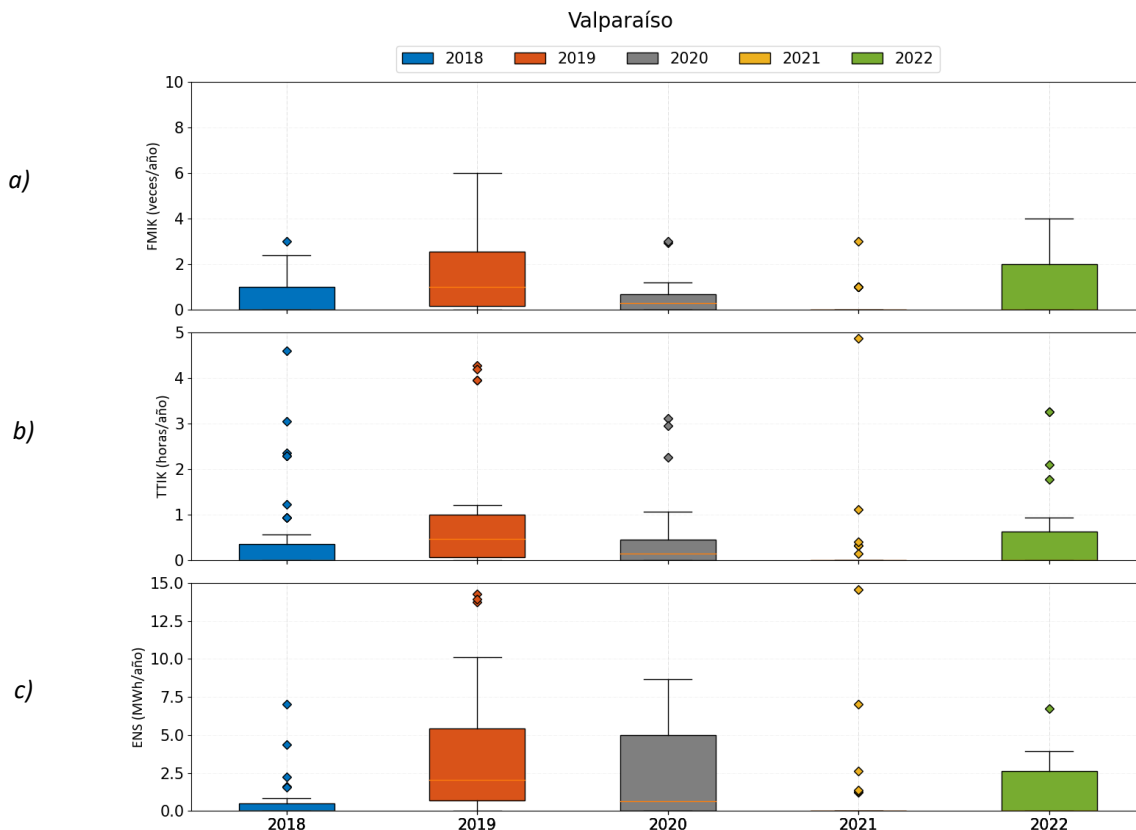


Figura 5-34 Diagrama BoxPlot de los índices de continuidad de Valparaíso; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

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.

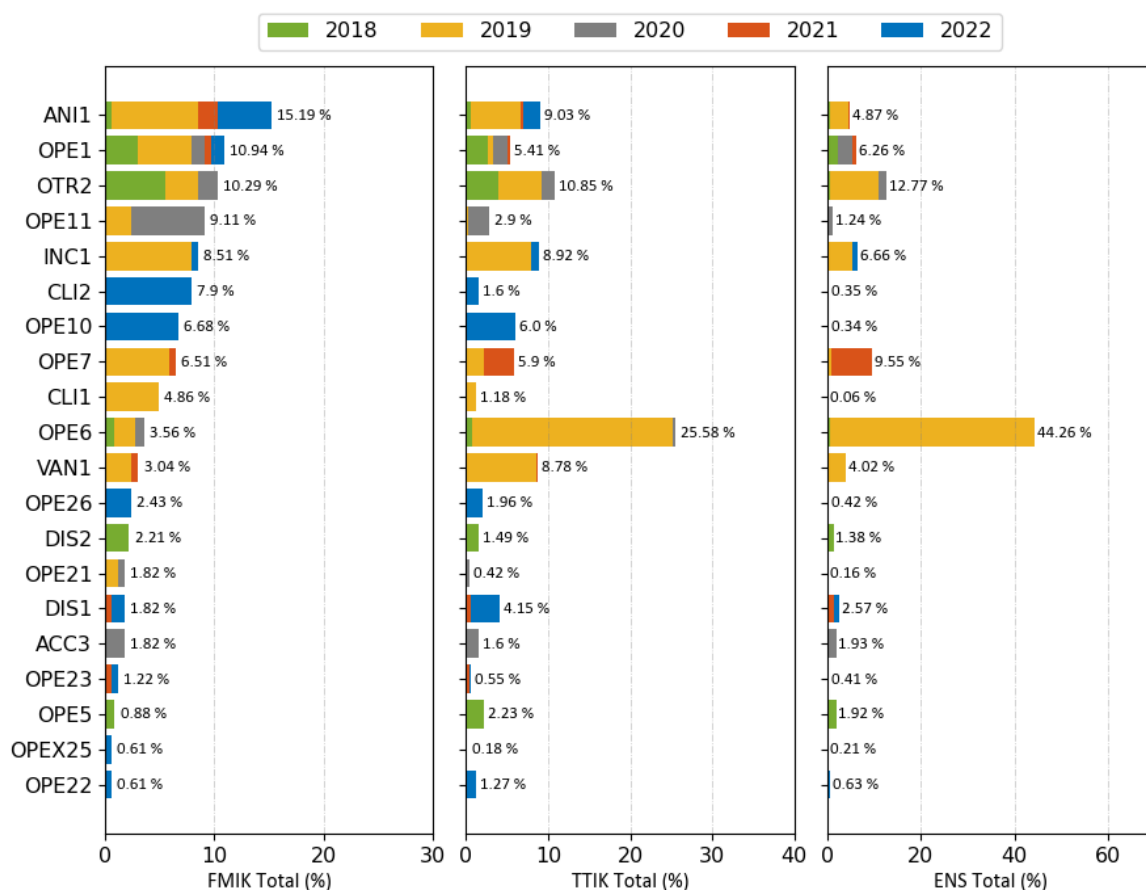
Tabla 5-24: Porcentajes de los índices de continuidad del total acumulado según causa en Valparaíso.

Valparaíso					
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)	
ANI1	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	15.19	9.03	4.87	
OPE1	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	10.94	5.41	6.26	
OTR2	Origen no determinado (trip de interruptor)	10.29	10.85	12.77	
OPE11	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	9.11	2.90	1.24	
INC1	Incendio bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado, ej. quema de pastizal)	8.51	8.92	6.66	
CLI2	Objeto llevado por el viento hacia los conductores	7.90	1.60	0.35	
OPE10	Falla de material, por fatiga de material o mala calidad	6.68	6.00	0.34	
OPE7	Error de personal u operador	6.51	5.90	9.55	
CLI1	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	4.86	1.18	0.06	
OPE6	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	3.56	25.58	44.26	

		Valparaíso		
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
VAN1	Objeto, alambre o cadena lanzada	3.04	8.78	4.02
OPE26	Falla en sistema de protección o control	2.43	1.96	0.42
DIS2	Crecimiento de la demanda no evaluado	2.21	1.49	1.38
OPE21	Error en conexonado	1.82	0.42	0.16
DIS1	Pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales	1.82	4.15	2.57
ACC3	Choque de vehículo a poste	1.82	1.60	1.93
OPE23	Desperfecto de fábrica	1.22	0.55	0.41
OPE5	Conector suelto o sucio	0.88	2.23	1.92
OPEX25	Falla en transformador	0.61	0.18	0.21
OPE22	Error en programación	0.61	1.27	0.63

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.

Indicadores de continuidad totales según causas en Valparaíso



a)

b)

c)

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

5.2.6.2 Índices de continuidad (georreferenciación)

Se presentan los índices de continuidad georreferenciados en la zona de Valparaíso entre los años 2018 y 2022.

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 2018 y 2022 en Valparaíso.

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Valparaíso					Media
			2018	2019	2020	2021	2022	
FMIK	CHILQUINTA	BA S/E QUINTAY 12KV	1.0	6.0	0.0	0.0	3.0	2.0
	LITORAL	BA S/E QUINTAY 12KV	1.0	6.0	0.0	0.0	3.0	2.0
	LITORAL	BA S/E LAS BALANDRAS 12KV	1.0	4.0	1.0	0.0	3.0	1.8
	CODELCO CHILE - DIVISIÓN VENTANAS	BA S/E CODELCO VENTANAS 1 HBP1	1.0	4.0	2.9	0.0	1.0	1.8
	CHILQUINTA	BA S/E ALGARROBO NORTE 12.5KV	1.0	4.0	0.0	0.0	3.0	1.6
TTIK	CODELCO CHILE - DIVISIÓN ANDINA	BA S/E SAG 220KV B1	0.0	53.0	3.0	10.5	0.0	13.3
	CODELCO CHILE - DIVISIÓN VENTANAS	BA S/E CODELCO VENTANAS 1 HBP1	0.6	27.5	3.1	0.0	2.1	6.7
	CGE	BA S/E CABILDO 23KV BP1	0.0	20.4	0.0	0.2	0.3	4.2
	LITORAL	BA S/E QUINTAY 12KV	2.3	10.4	0.0	0.0	7.9	4.1
	CHILQUINTA	BA S/E QUINTAY 12KV	2.3	10.4	0.0	0.0	7.9	4.1
ENS	CODELCO CHILE - DIVISIÓN ANDINA	BA S/E SAG 220KV B1	0.0	1647.3	69.9	414.7	0.0	426.4
	CODELCO CHILE - DIVISIÓN VENTANAS	BA S/E CODELCO VENTANAS 1 HBP1	20.1	805.7	33.4	0.0	48.6	181.6
	CHILQUINTA	BA S/E QUINTERO CBP1	80.6	14.3	66.3	7.0	15.4	36.7
	CGE	BA S/E CABILDO 23KV BP1	0.0	167.6	0.0	1.3	6.7	35.1
	CHILQUINTA	BA S/E QUINTERO CBP2	58.2	13.7	23.4	0.0	24.8	24.0

a) FMIK

Los puntos de control con mayor promedio FMIK corresponden a, Quintay (Chilquinta) 12 kV, Quintay (Litoral) 12 kV, Las Balandras 12 kV, Codelco Ventanas 1 HBP1 y Casablanca B1 12 kV, Playa Algarrobal 12.5 kV, respectivamente.

En el 2022, los puntos de control que cuentan con mayor número de interrupciones corresponden a Quintay (Chilquinta) 12 kV, Quintay (Litoral) 12 kV, Las Balandras 12 kV y Casablanca B1 12 kV, llegando todos a 3.0 (veces/año). Lo que implica un aumento generalizado del FMIK en la zona.

En la siguiente figura se presenta el índice FMIK en los puntos de control en la zona de Valparaíso, mostrando la evolución al año 2022 negativa de este índice de manera generalizada, especialmente focalizado al sur de la zona.

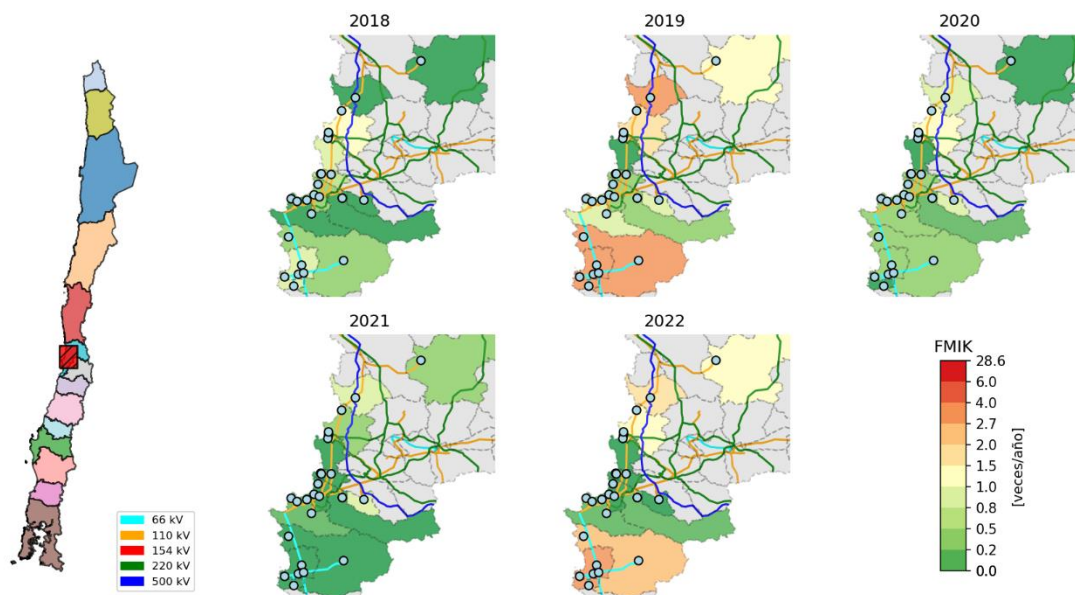


Figura 5-36: FMIK entre 2018 y 2022 georreferenciados en la zona de Valparaíso.

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 2022, el valor máximo de TTIK corresponde a Quintay 12 kV (Litoral y Chilquinta) con 7.9 (horas/año), donde la interrupción más significativa corresponde a 5.55 horas debido a un corto circuito monofásico a tierra en la línea 2x66 kV Laguna Verde – Tap Algarrobal.

En la siguiente figura se presenta el índice TTIK en los puntos de control de la zona de Valparaíso, mostrando un degradamiento de este índice entre el año 2021 y 2022, en sectores y puntos específicos de la zona, manteniendo sus índices en el sector centro de la zona.

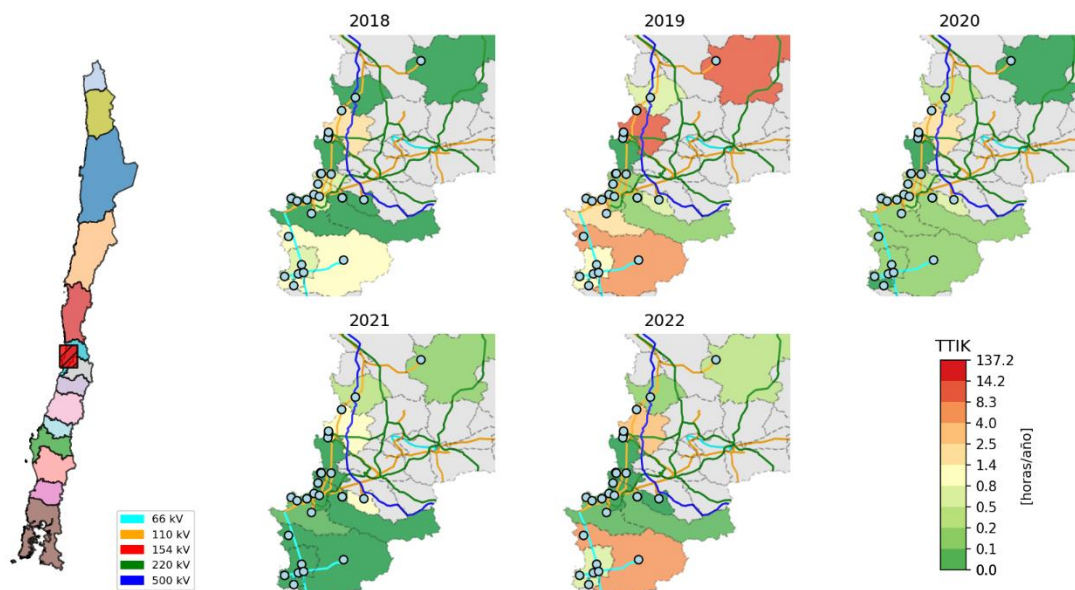


Figura 5-37 TTIK entre 2018 y 2022 presentados en el mapa de la zona de Valparaíso.

c) ENS

Los puntos de control con mayor promedio acumulado en la ENS son SAG 220 kV B1, Codelco Ventana 1 HBP1, Quintero CPB1, Cabildo 23 kV BP1 y Quintero CPB2.

Para el año 2022, el mayor índice lo presenta Codelco Ventana 1 HBP1, cuya única pérdida representa 48.57 MWh, producto de una interrupción en la línea 110 kV Tap Codelco – Codelco Ventanas 1, ante incendios en el sector.

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 hasta el año 2021, mostrando un degradamiento de este índice al año 2022.

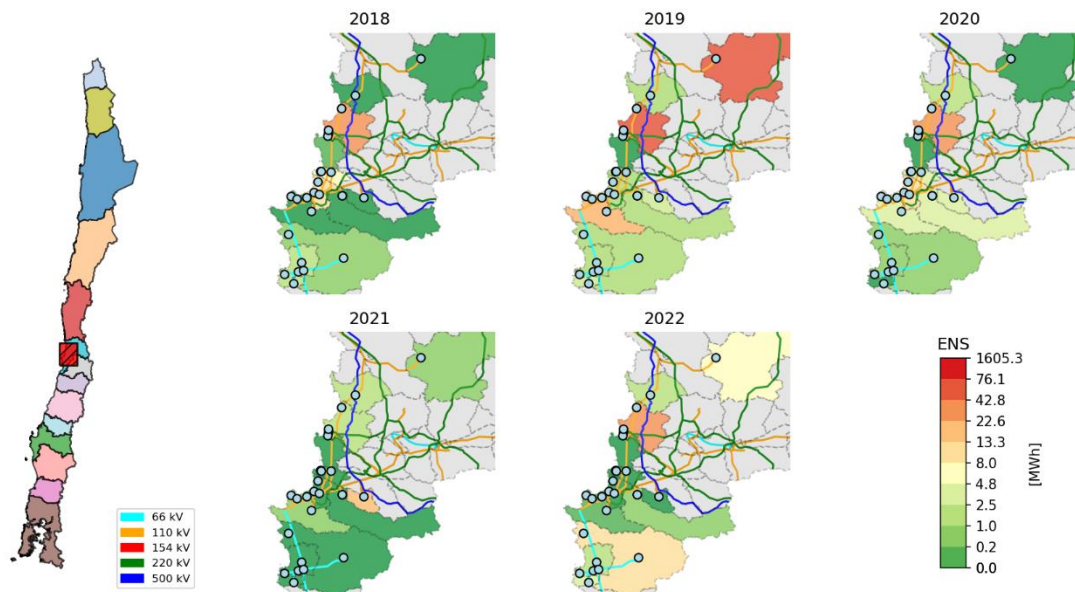


Figura 5-38: ENS entre 2018 y 2022 georeferenciados en la zona de Valparaíso.

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 2022 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	Transelec S.A.	Autotransformador 220/110/13.8 kV 150MVA en S/E Quillota	STZ	220/110/13.8	21-feb-18			
2	Chilquinta Energía S.A.	Nueva línea 2x110 kV Tap Off Mayaca - Mayaca	STZ	110	19-nov-19	Decreto	418	2017
3	Chilquinta Energía S.A.	Normalización barra N° 2 110 kV en SE Concón	STZ	110	14-sept-20	DC		
4	Chilquinta Energía S.A.	Ampliación en SE Bosquemar	STZ	115/24.5/13.2	20-may-21	Decreto	418	2017
5	Chilquinta Energía S.A.	Ampliación en SE Placilla	STZ	115	24-may-21			
6	Chilquinta Energía S.A.	Ampliación en SE San Antonio	STZ	110	28-dic-21			
7	Casablanca Transmisora de Energía S.A.	Nueva S/E La Pólvora 220/110 kV	STZ	220	22-may-22	Decreto	418	2017

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

La obra, tiene más bien una influencia más bien indirecta sobre los índices de la zona, al estar ser más cercana a zona colindante.

A partir de la obra 4 a 6, se presentan proyectos ligados a reemplazo o incorporación de transformador, lo que implicaría un impacto positivo al dar redundancia a los puntos de control ligados a dichas subestaciones, sin embargo, solo S/E Bosquemar ha mejorado o mantenido sus índices.

Finalmente, la obra 7 corresponde al año 2022, y corresponde a un nuevo punto de conexión con sistema de transmisión nacional, sin embargo, las líneas asociadas no han entrado en operación, por lo que para analizar su impacto se debe realizar una vez estas se encuentren operativas.

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 2018 y el 2022.

Tabla 5-27: Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2018, 2019, 2020, 2021 y 2022 en la zona de Aconcagua.

Índice de continuidad	Año	Aconcagua						Desviación Estándar
		Mínimo	Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo	Media	
FMIK	2018	0.0	0.0	0.5	1.4	6.0	0.9	1.4
	2019	0.0	0.0	0.0	2.1	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
	2022	0.0	0.0	0.0	1.1	11.0	1.2	2.5
TTIK	2018	0.0	0.0	0.3	1.4	27.2	2.1	5.2
	2019	0.0	0.0	0.0	6.3	41.1	4.9	9.1
	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
	2022	0.0	0.0	0.0	0.2	23.6	1.6	4.9
ENS	2018	0.0	0.0	0.1	22.7	60.7	12.9	18.6
	2019	0.0	0.0	0.0	50.6	125.3	27.2	42.1
	2020	0.0	0.0	1.1	18.3	77.6	12.2	20.1
	2021	0.0	0.0	0.0	6.2	252.9	14.3	45.9
	2022	0.0	0.0	0.0	1.9	169.6	9.6	32.1

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 2019 y 2020 presenta el mayor valor alcanzando 1.5 (veces/año). El año 2022 registra un leve aumento con respecto al año 2021, desde un valor medio de 0.9 a 1.2 (veces/año).

El índice TTIK promedio menor, registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde a el año 2020 y 2022 equivalente a 1.6 (horas/año). El año 2019 presenta el mayor valor alcanzando 4.9 (horas/año). El año 2021 registra una leve disminución con respecto al año 2021, desde un valor medio de 2.1 a 1.6 (horas/año).

La ENS promedio menor, registrada en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2022 equivalente a 9.6 (MWh/año). El año 2019 presenta el mayor valor alcanzando 27.2 (MWh/año). El año 2022 registra una leve disminución con respecto al año 2021, desde un valor medio de 14.3 a 9.6 (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.

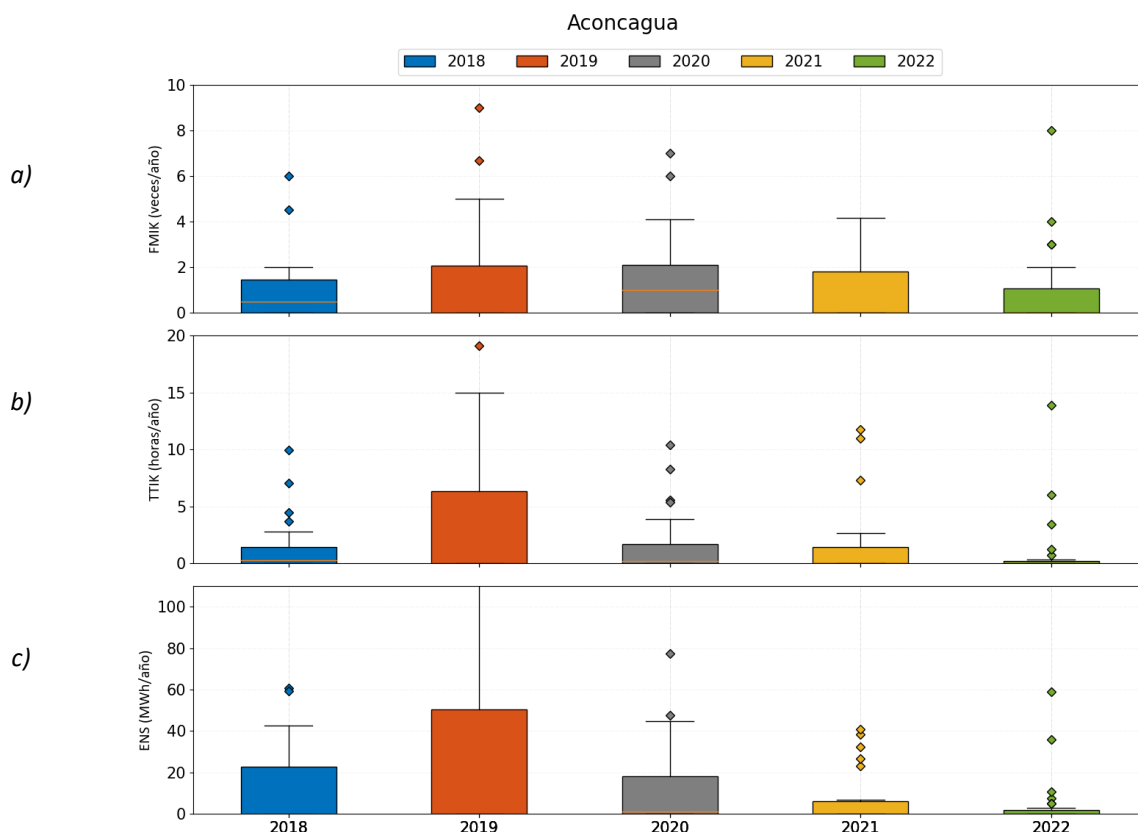


Figura 5-39 Diagrama BoxPlot de los índices de continuidad de Aconcagua; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

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.

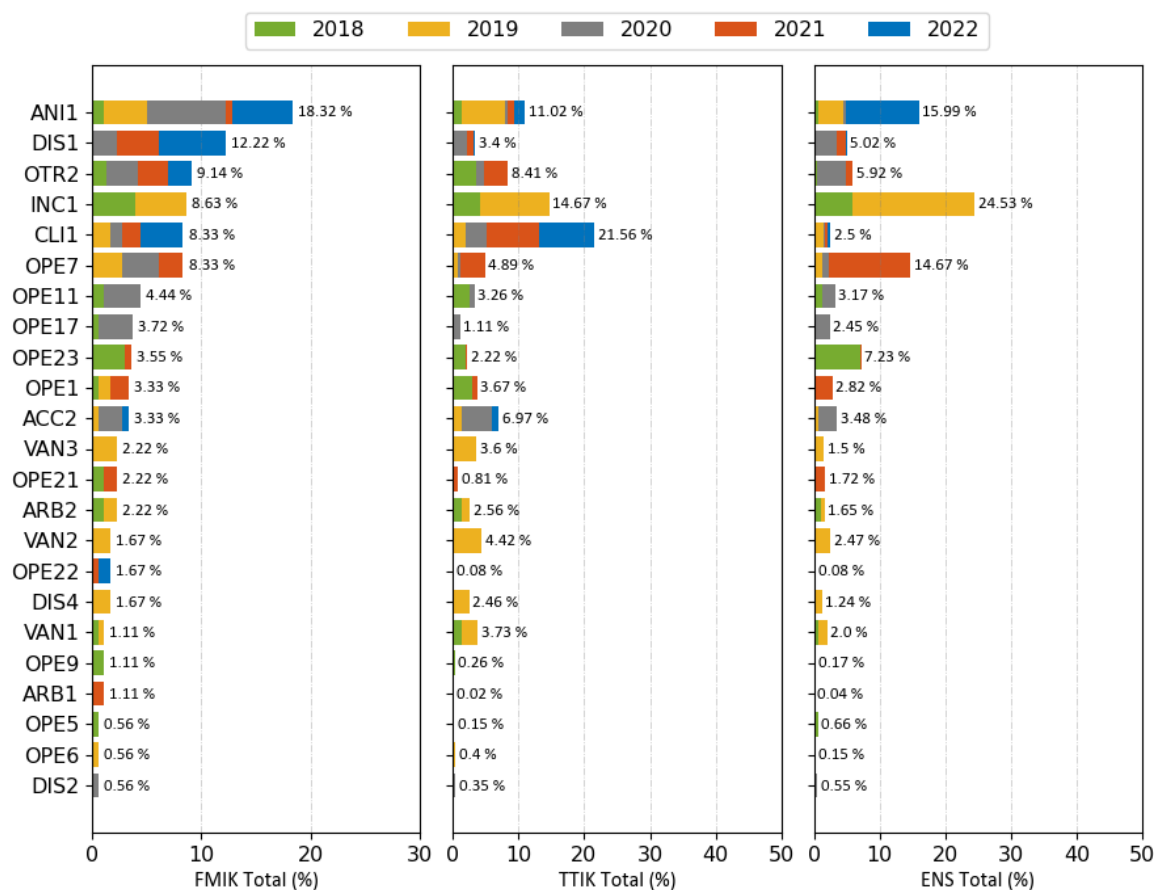
Tabla 5-28: Porcentajes de los índices de continuidad del total acumulado según causa en Aconcagua.

Aconcagua				
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
ANI1	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	18.32	11.02	15.99
DIS1	Pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales	12.22	3.40	5.02
OTR2	Origen no determinado (trip de interruptor)	9.14	8.41	5.92

Aconcagua				
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
INC1	Incendio bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado, ej. quema de pastizal)	8.63	14.67	24.53
CLI1	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	8.33	21.56	2.50
OPE7	Error de personal u operador	8.33	4.89	14.67
OPE11	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	4.44	3.26	3.17
OPE17	Falta de limpieza en aisladores o terminales	3.72	1.11	2.45
OPE23	Desperfecto de fábrica	3.55	2.22	7.23
ACC2	Falla originada en terceros (accidentes, interferencias, rodado, deslizamiento de tierra, juegos, etc.)	3.33	6.97	3.48
OPE1	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	3.33	3.67	2.82
VAN3	Robo conductor o equipo	2.22	3.60	1.50
OPE21	Error en conexonado	2.22	0.81	1.72
ARB2	Caída de árbol sobre línea o instalación	2.22	2.56	1.65
VAN2	Atentado/explosivos/sabotaje	1.67	4.42	2.47
OPE22	Error en programación	1.67	0.08	0.08
DIS4	Activación sobre presión en transformador	1.67	2.46	1.24
VAN1	Objeto, alambre o cadena lanzada	1.11	3.73	2.00
OPE9	Pérdida de aislación debido a contaminación por actividades de terceros	1.11	0.26	0.17
ARB1	Contacto de rama con conductores	1.11	0.02	0.04
OPE6	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	0.56	0.40	0.15
OPE5	Conector suelto o sucio	0.56	0.15	0.66
DIS2	Crecimiento de la demanda no evaluado	0.56	0.35	0.55

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



a) b) c)
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 2018 y 2022.

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 2018 y 2022 en Aconcagua.

Aconcagua								
Índice de continuidad	Empresa	Barra	2018	2019	2020	2021	2022	Media
FMIK	CHILQUINTA	BA S/E JUNCAL PORTILLO 12KV	2.0	2.0	7.0	3.0	11.0	5.0
	CHILQUINTA	BA S/E RIO BLANCO 12KV	2.0	1.0	6.0	3.0	8.0	4.0
	MINERA CERRO NEGRO	BA S/E LOS ANGELES 44KV	6.0	9.0	3.0	1.0	0.0	3.8

Aconcagua								
Índice de continuidad	Empresa	Barra	2018	2019	2020	2021	2022	Media
	CHILQUINTA	BA S/E CATEMU BARRA 12KV N° 1	4.5	5.0	4.0	1.0	3.0	3.5
	CHILQUINTA	BA S/E TUNEL EL MELON 12KV	2.0	5.0	2.0	2.0	3.0	2.8
TTIK	MINERA CERRO NEGRO	BA S/E LOS ANGELES 44KV	27.2	41.1	0.2	0.2	0.0	13.7
	CHILQUINTA	BA S/E JUNCAL PORTILLO 12KV	0.3	5.2	10.4	23.7	23.6	12.6
	CHILQUINTA	BA S/E TUNEL EL MELON 12KV	4.5	15.0	8.3	11.0	0.2	7.8
	CHILQUINTA	BA S/E EL MELON 12KV	3.7	14.4	5.6	0.0	6.0	5.9
	CHILQUINTA	BA S/E RIO BLANCO 12KV	0.3	0.1	5.4	7.3	13.9	5.4
	CHILQUINTA	BA S/E SAN RAFAEL (CHILQUINTA) BARRA 12KV N° 1	21.1	72.8	43.5	32.3	169.6	67.9
ENS	CODELCO CHILE - DIVISIÓN ANDINA	BA S/E SALADILLO 66KV B1	59.4	0.0	1.1	252.9	0.0	62.7
	CHILQUINTA	BA S/E SAN FELIPE BARRA 12KV N° 1	36.7	125.3	77.6	38.4	0.7	55.7
	CHILQUINTA	BA S/E SAN RAFAEL (CHILQUINTA) BARRA 12KV N° 2	22.5	42.9	43.1	40.8	59.0	41.7
	MINERA CERRO NEGRO	BA S/E LOS ANGELES 44KV	60.7	123.7	0.7	0.6	0.0	37.1

a) FMIK

Los puntos con mayor promedio de FMIK en esta zona corresponden a Juncal Portillo 12 kV, Rio Blanco 12 kV, Los Ángeles 44 kV, Catemu B1 12 kV N°1, y Túnel El Melón 12 kV, respectivamente. Todos pertenecientes a Chilquinta, a excepción de Los Ángeles 44 kV, perteneciente a Minera Cerro Negro.

En el 2022, el máximo valor fue alcanzado por Juncal Portillo, con un índice de 11 (veces/año). En su mayoría las causas de las interrupciones corresponden eventos climatológicos o catastróficos, o pérdida de aislamiento por fenómenos ambientales.

En la siguiente figura se presenta el índice FMIK en los puntos de control en la zona de Aconcagua, mostrando una evolución positiva al año 2021, sin embargo, al año 2022 la zona presenta unas fluctuaciones del índice tanto positivas, como negativas.

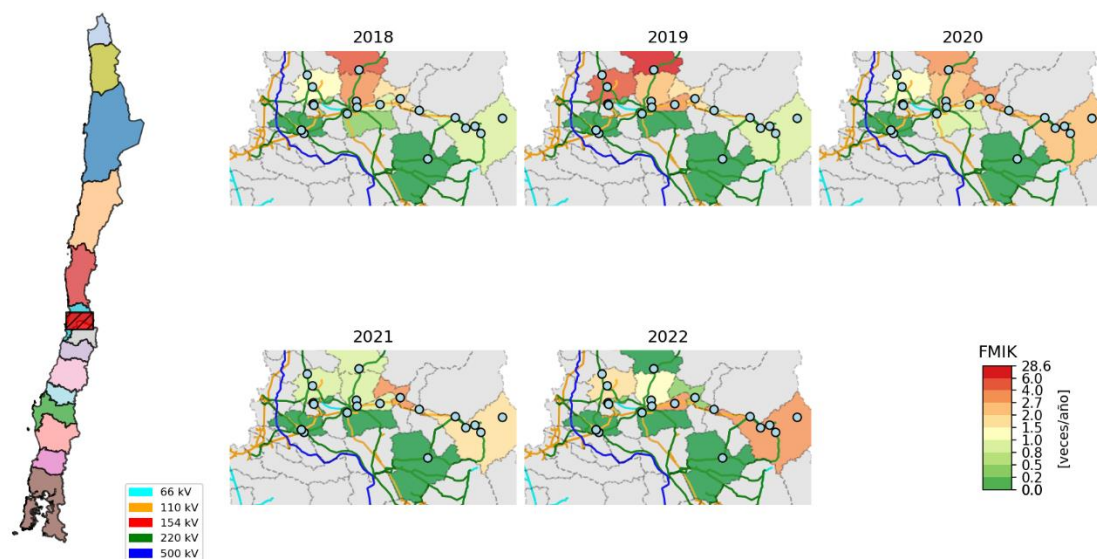


Figura 5-41: FMIK entre 2018 y 2022 georreferenciados en la zona de Aconcagua.

b) TTIK

Los puntos de control con mayor promedio TTIK son Los Ángeles 44 kV, Juncal Portillo 12 kV, Túnel El Melón 12 kV, Elk Melón 12 kV y Río Blanco 12 kV, respectivamente

En el 2022, el punto con mayor índice de los mencionados corresponde a Juncal Portillo 12 kV, con interrupciones de hasta 23.6 horas, mayoritariamente producto de interrupciones ante eventos climatológicos o catastróficos, o pérdida de aislamiento por fenómenos ambientales.

En la siguiente figura se presenta el índice TTIK en los puntos de control en la zona de Aconcagua, muestra un comportamiento sostenido y una tendencia en la zona, presentando leves variaciones.

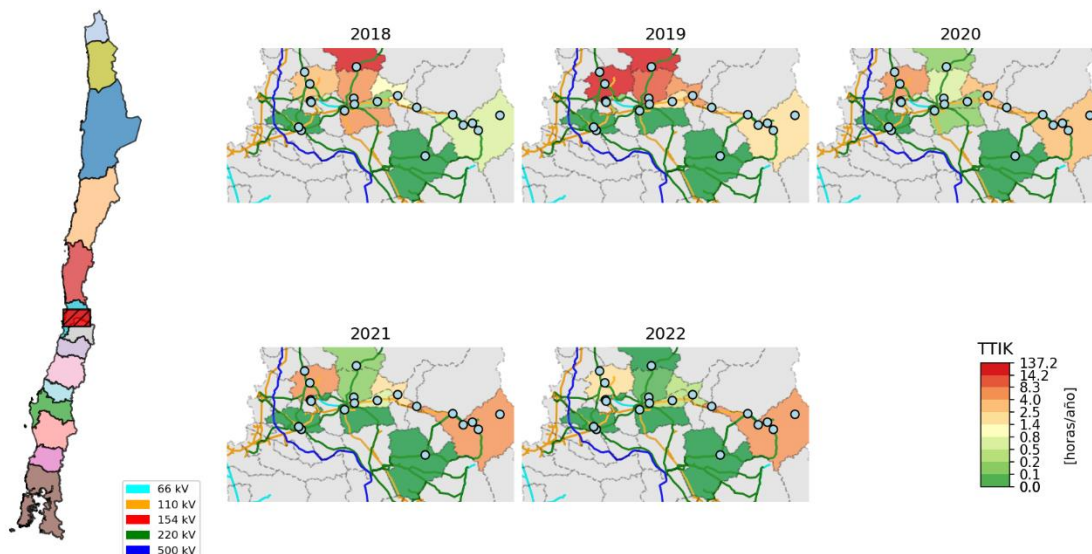


Figura 5-42 TTIK entre 2018 y 2022 presentados en el mapa de la zona de Aconcagua.

c) ENS

Los puntos de control con mayor promedio de energía no suministrada corresponden a San Rafael 12kV N°1, Saladillo 66 kV B1, Los Ángeles 44 kV, San Felipe 12 kV N°1 y San Rafael 12kV N°2, respectivamente

En el 2022, el mayor registro corresponde a San Rafael 12kV N°1, acumulado 169.6 MWh de pérdida, cuya falla más significativa corresponde a desconexión de un circuito de la línea 2x110 kV Los Maquis – Aconcagua – Nueva Panquehue, originada por el contacto con un ave y parte de la estructura de la línea.

En la siguiente figura se presenta la ENS en los puntos de control en la zona de Aconcagua, mostrando que la mayor parte de la zona evolución positiva en la zona al año 2022, con respecto al año 2021.

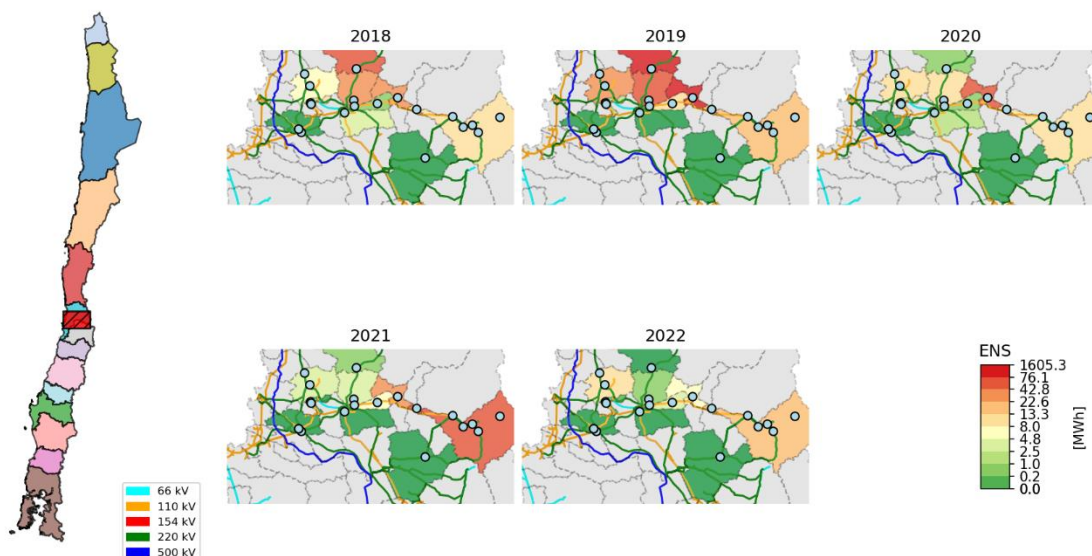


Figura 5-43: ENS entre 2018 y 2022 georreferenciados en la zona de Aconcagua.

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 2022 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	Transelec S.A.	Autotransformador 220/110/13.8 kV 150MVA en S/E Quillota	STZ	220/110/13.8	21-feb-18			
2	Chilquinta Energía S.A.	Nuevo Transformador en S/E Las Vegas	STZ	110/23-12	29-ago-18			
3	Chilquinta Energía S.A.	Nueva línea 2x110 kV Tap Off Mayaca - Mayaca	STZ	110	19-nov-19	Decreto	418	2017

N	Empresa	Nombre Proyecto	ST	Nivel de tensión [kV]	Fecha Real De EO	Origen	N° Decreto	Año Decreto
4	Colbún S.A.	Reemplazo Trafo CH Los Quilos	STD	Colbún S.A.	3-dic-20	Decreto	418	2017
5	Consorcio Chilquinta - Luzlinares	S/E Nueva Panquehue 110/13,8 kV	STZ	110/13.2	23-ago-21	Decreto	418	2017
6	Transec S.A.	Nueva S/E Río Aconcagua 220/110 kV	STZ	220	27-may-22.	Decreto	418	2017

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

La obra 1, impacta en forma indirecta a los índices de continuidad de la zona, al estar en una zona alejada de la mayor parte de los puntos de control, se encuentra en un punto de control de conexión directa al sistema de transmisión nacional.

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 aumentan desde el 2018 al 2019 que las instalaciones más fallan son líneas de transmisión y no transformadores en estas zonas. Tanto la obra 3 y 4, no representan un impacto directo ningún punto de los puntos de control del presente estudio.

La obra 5, si bien representa intervención de la línea de 110 kV, no se encuentra asociada a ningún punto de control de momento y su impacto es indirecto, pero coincidente con un descenso en la zona de los tiempos de interrupción y energía no suministrada.

La obra 6 corresponde a una entrada en operación en 2022, y corresponde a una nueva subestación que implica un nuevo punto de conexión al sistema de transmisión, por lo que su impacto es de esperar sea generalizado y positivo.

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 2018, 2019, 2020, 2021 y 2022 en la zona Metropolitana.

Índice de continuidad	Metropolitana							
	Año	Mínimo	Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo	Media	Desviación Estándar
FMIK	2018	0.0	0.0	0.0	1.0	6.0	0.7	1.0
	2019	0.0	0.0	0.0	1.0	5.0	0.5	0.9
	2020	0.0	0.0	0.4	1.0	3.0	0.7	0.8
	2021	0.0	0.0	0.0	0.0	3.0	0.3	0.6
	2022	0.0	0.0	0.0	0.1	3.5	0.3	0.6
TTIK	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
	2022	0.0	0.0	0.0	0.0	17.5	0.4	1.8
ENS	2018	0.0	0.0	0.0	21.9	995.5	30.6	93.8
	2019	0.0	0.0	0.0	3.5	959.7	11.8	72.5
	2020	0.0	0.0	0.5	6.2	186.5	7.4	18.3
	2021	0.0	0.0	0.0	0.0	130.6	4.1	13.4
	2022	0.0	0.0	0.0	0.0	154.6	8.0	22.5

En la zona Metropolitana, el índice FMIK promedio menor, registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde a el año 2021 y 2022 equivalente a 0.3 (veces/año). En los años 2018 y 2020 presenta el mayor valor alcanzando 0.7 (veces/año). El año 2022 no registra variación con respecto al año 2021.

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 30.6 (MWh/año). El año 2022 registra un leve aumento con respecto al año 2021, desde un valor medio de 4.1 s 8.0 (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.

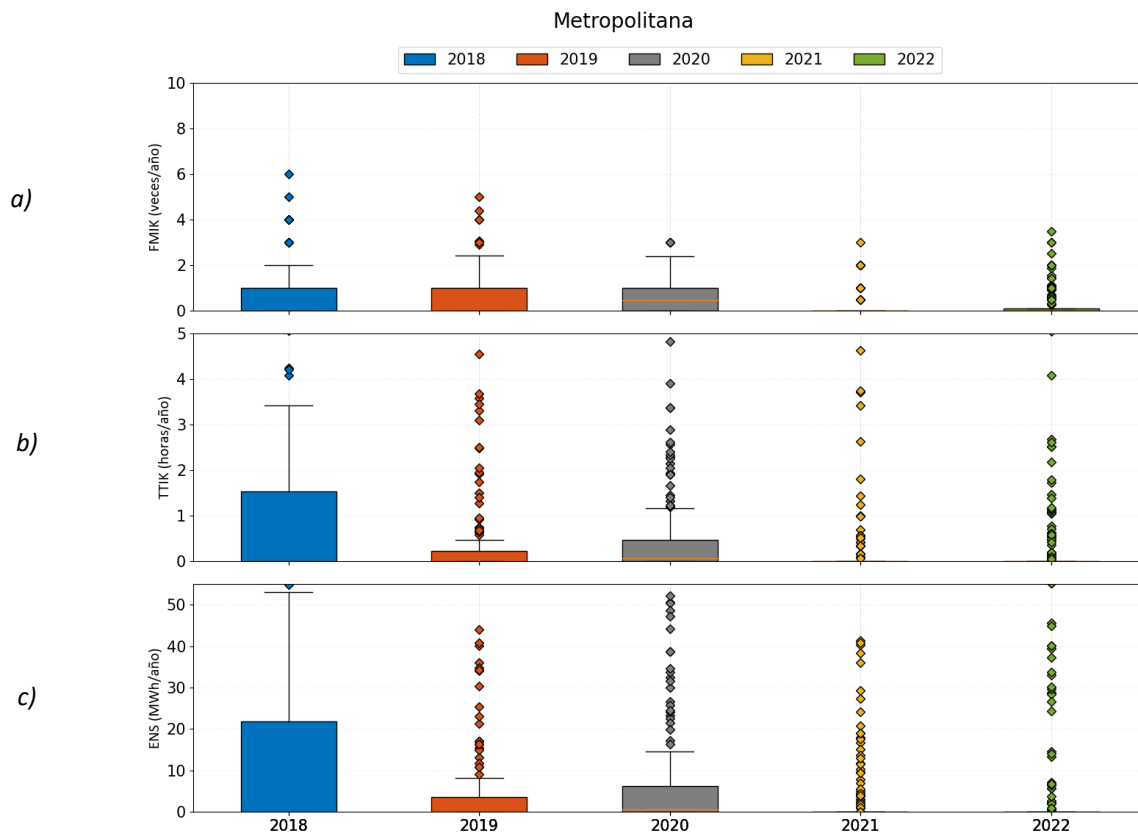


Figura 5-44: Diagrama de caja de los índices de continuidad de la zona Metropolitana; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

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 (%)
OPE6	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	11.12	8.82	10.09
OPE7	Error de personal u operador	11.10	1.39	2.23
OPE11	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	10.49	2.10	2.59
INC1	Incendio bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado, ej. quema de pastizal)	8.93	16.59	7.59
OTR2	Origen no determinado (trip de interruptor)	8.55	5.42	5.70
CLI2	Objeto llevado por el viento hacia los conductores	7.15	4.58	5.65
OPE21	Error en conexonado	6.48	1.31	3.09
OPE19	Explosión de equipos	4.47	0.82	1.85

Metropolitana				
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
ACC3	Choque de vehículo a poste	4.47	9.99	29.87
ANI1	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	3.57	2.82	2.03
OPE1	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	3.38	2.64	0.55
OPE18	Violación de distancia eléctrica	2.90	18.91	10.06
OPE22	Error en programación	2.68	2.50	3.49
OPE10	Falla de material, por fatiga de material o mala calidad	2.46	1.72	5.14
ACC2	Falla originada en terceros (accidentes, interferencias, rodado, deslizamiento de tierra, juegos, etc.)	2.35	1.26	1.76
OPE9	Pérdida de aislación debido a contaminación por actividades de terceros	1.79	5.61	0.12
OPE26	Falla en sistema de protección o control	1.34	0.23	0.48
ARB1	Contacto de rama con conductores	1.12	0.01	0.01
DIS1	Pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales	0.89	1.58	2.08
CLI1	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	0.89	0.90	0.92
DIS6	Ruptura de capacidad dieléctrica	0.75	0.68	0.55
DIS2	Crecimiento de la demanda no evaluado	0.67	0.33	0.59
OPEX25	Falla en transformador	0.45	0.19	0.14
OPE17	Falta de limpieza en aisladores o terminales	0.45	0.03	0.02
OPE16	Fuga o degradamiento del dieléctrico (ej. SF6, Aceite, etc.)	0.45	9.09	1.80
ARB2	Caída de árbol sobre línea o instalación	0.45	0.33	1.28
DIS4	Activación sobre presión en transformador	0.22	0.01	0.01
OPE5	Conector suelto o sucio	0.22	0.01	0.02
OPE23	Desperfecto de fábrica	0.22	0.14	0.29

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

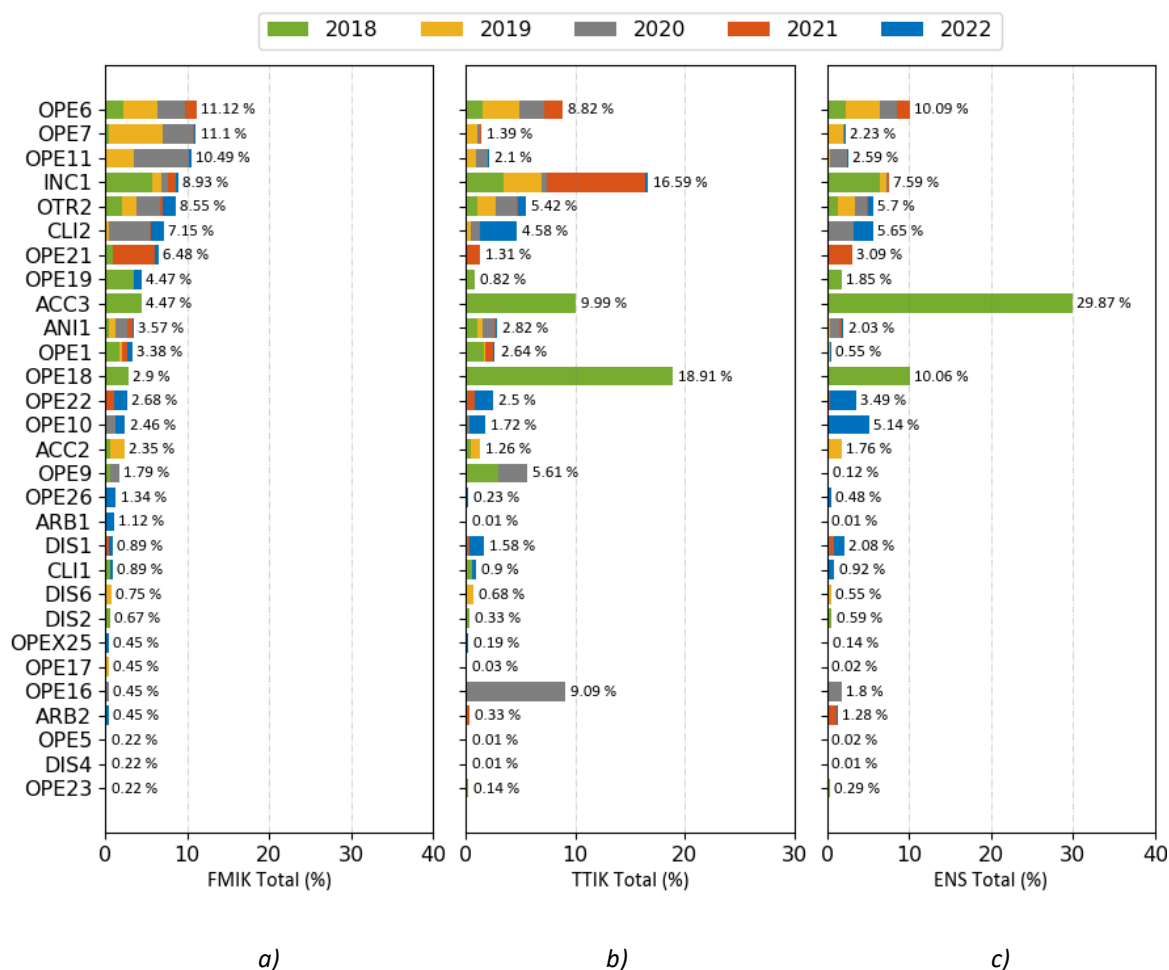


Figura 5-45: Porcentaje del total acumulado en Aconcagua de los índices de continuidad según causa de la falla; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

5.2.8.2 Índices de continuidad (georreferenciación)

Se presentan los índices de continuidad georreferenciados en la zona Metropolitana entre los años 2018 y 2022.

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 2018 y 2022 en Metropolitana.

Metropolitana								
Índice de continuidad	Empresa	Barra	2018	2019	2020	2021	2022	Media
FMIK	ENEL DISTRIBUCIÓN	BA S/E CALEU 12KV BP1	6.0	1.0	2.0	2.0	3.0	2.8
	EEPA	BA S/E COSTANERA 12KV	4.0	3.0	2.0	2.0	2.0	2.6
	CGE	BA S/E PUENTE ALTO 12KV B1	4.0	1.0	2.0	2.0	2.0	2.2

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Metropolitana					Media
			2018	2019	2020	2021	2022	
	EEPA	BA S/E PUENTE ALTO 12KV B1	4.0	4.4	1.0	0.0	1.0	2.1
	CGE	BA S/E PIRQUE 13.2KV	0.0	5.0	0.0	3.0	1.0	1.8
TTIK	CGE	BA S/E PUENTE ALTO 12KV B1	148.2	0.7	2.1	0.7	5.0	31.4
	ENEL DISTRIBUCIÓN	BA S/E CALEU 12KV BP1	27.6	6.1	6.1	31.6	17.5	17.8
	CGE	BA S/E CENTRAL MAITENES 12KV BP1	0.0	0.0	74.6	6.1	0.0	16.1
	ENEL DISTRIBUCIÓN	BA S/E SAN JOSE 12KV BP4	0.0	60.0	0.2	0.0	0.0	12.0
	ENEL DISTRIBUCIÓN	BA TAP ENTEL 12KV	13.2	6.1	6.1	33.1	0.0	11.7
ENS	CGE	BA S/E PUENTE ALTO 12KV B1	995.5	5.5	13.1	4.4	154.6	234.6
	ENEL DISTRIBUCIÓN	BA S/E SAN JOSE 12KV BP4	0.0	959.7	4.8	0.0	0.0	192.9
	ENEL DISTRIBUCIÓN	BA S/E QUILICURA 12KV BP3	472.9	0.0	52.2	0.0	0.0	105.0
	ENEL DISTRIBUCIÓN	BA S/E LO BOZA 12.5KV BP1	320.6	0.0	44.2	0.0	0.0	73.0
	ENEL DISTRIBUCIÓN	BA S/E SAN CRISTOBAL 12KV BP2	316.7	0.0	0.0	0.0	0.0	63.3

a) FMIK

Los puntos de control con mayor promedio corresponden a Caleu BP1 12 kV, Costanera 12 kV, Puente Alto 12 kV B1 (CGE), Puente Alto 12 kV B1 (EEPA) y Pirque 13.2 kV, respectivamente.

En el año 2022, el punto de control con mayor índice corresponde a Caleu 12 kV BP1. Las principales fallas se presentan en la línea 2x44 kV Las Vegas – Rungue, la que obedece a pérdida de aislación ante fenómenos ambientales.

En la siguiente figura se presenta el índice FMIK en los puntos de control en la zona Metropolitana, mostrando un rango de valores de este índice sostenido, mostrando leves variaciones que tienden principalmente a mejorar al año 2022.

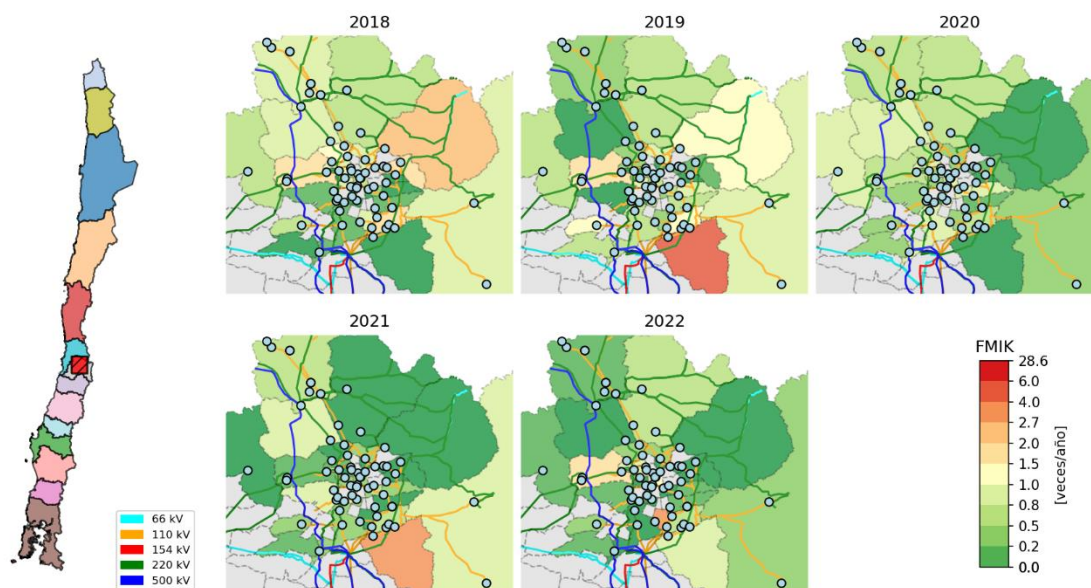


Figura 5-46: FMIK entre 2018 y 2022 georreferenciados en la zona Metropolitana.

b) TTIK

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

En el año 2022, el mayor registro corresponde al punto Caleu 12 kV BP1, alcanzando 17.5 (horas/año). La interrupción más destacada alcanzó 7.9 horas antes de restituir el suministro, debido a pérdida de aislamiento ante fenómenos ambientales 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 2022, con algunas variaciones significativas al norte (aumento) y al sureste de la zona (reducción).

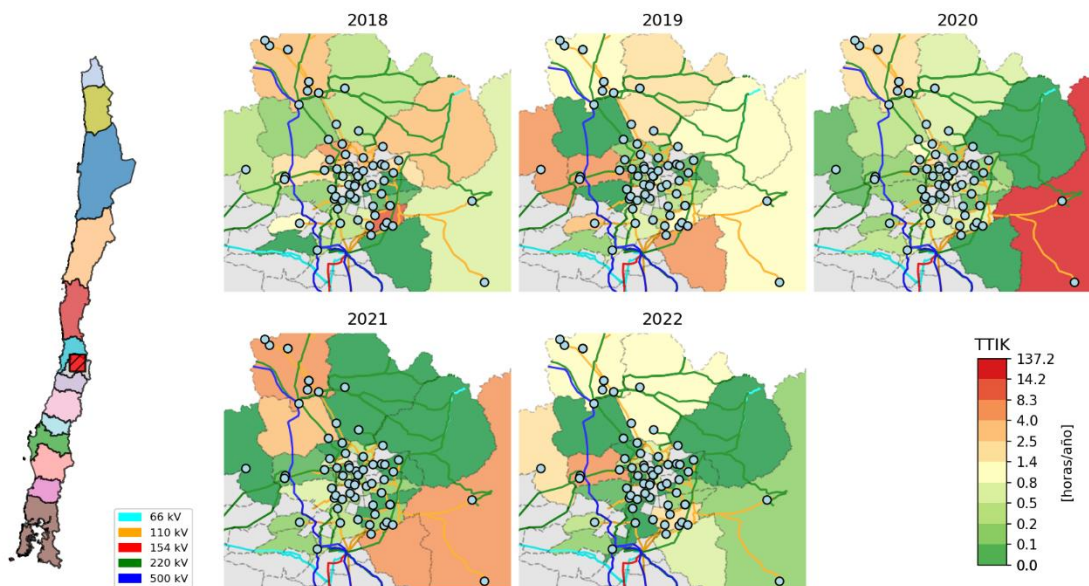


Figura 5-47 TTIK entre 2018 y 2022 presentados en el mapa de la zona Metropolitana.

c) ENS

Los puntos de control con mayor promedio de ENS corresponden a Puente Alto 12 kV B1 (CGE), San José 12 kV BP4, Quilicura 12 kV BP4, Lo Boza 12.5 kV, San Cristóbal 12 kV BP2, respectivamente.

Con respecto al 2022, último adicionado a este estudio, el mayor índice de los puntos mencionados corresponde a Puente Alto 12 kV B1 (CGE), alcanzando 154.6 MWh. La interrupción más significativa provocó 150 MWh de pérdida, la cual está asociada a la interrupción de un circuito de la línea 2x110 kV Florida – Tap La Laja – Alto Maipo, debido a la operación indeseada de la función diferencial de línea.

En la siguiente figura se presenta la ENS en los puntos de control en la zona Metropolitana, mostrando fluctuaciones positivas y negativas de este índice de manera dispersa.

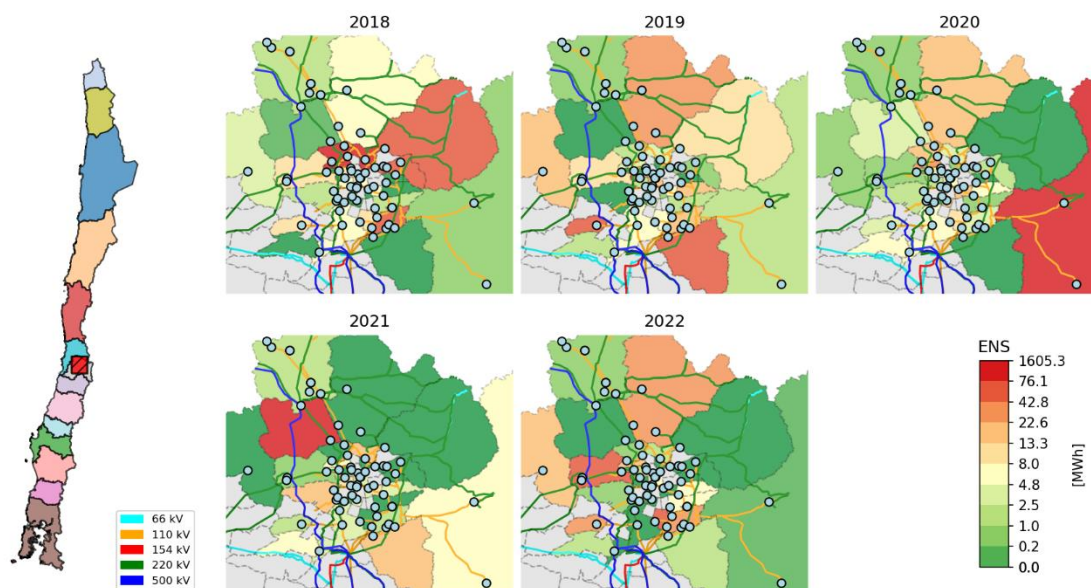


Figura 5-48: ENS entre 2018 y 2022 georreferenciados en la zona Metropolitana.

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 2022 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
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		

N	Empresa	Nombre Proyecto	ST	Nivel de tensión [kV]	Fecha Real De EO	Origen	N° Decreto	Año Decreto
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-o ct-21	DC		
20	CGE S.A.	Nueva línea 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	STZ	CGE S.A.	14-mar-22	Decreto	418	2017
21	Enel Distribución S.A.	Ampliación en SE La Dehesa	STZ	Enel Distribución S.A.	22-abr-22			
22	Enel Distribución S.A.	Aumento de capacidad en S/E Los Dominicos	STZ	Enel Distribución S.A.	03-may-22	Decreto	293	2018
23	Enel Distribución S.A.	Aumento de capacidad tramo de línea 2x110 kV Los Almendros - Tap Los Dominicos	STZ	Enel Distribución S.A.	05-jul-22	Decreto	418	2017
24	Anglo American Sur S.A.	Traslado líneas 66kV San Francisco- Los Bronces	STD	Anglo American Sur S.A.	12-jul-22	Decreto	293	2018
25	Enel Distribución S.A.	Nuevo Transformador en S/E Bicentenario	STZ	Enel Distribución S.A.	24-ago-22	Decreto	293	2018
26	Enel Distribución S.A.	Ampliación en SE San Pablo	STZ	Enel Distribución S.A.	17-oct-22	Decreto	418	2017

N	Empresa	Nombre Proyecto	ST	Nivel de tensión [kV]	Fecha Real De EO	Origen	N° Decreto	Año Decreto
27	Enel Transmisión Chile S.A.	Instalación celdas 23kV barra N°6 en SE Lo Boza	STD	Enel Transmisión Chile S.A.	09-nov-22			

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

Las obras 1, 2, 6, 7, 11 y 16 pertenecen a obras al sistema de transmisión nacional con entrada en operación entre el año 2018 al 2021, representan un impacto topológico importante en la zona e inciden en forma indirecta en los puntos de control de la zona. Además, son coincidentes con una mejora sostenida generalizada de los índices en la zona.

Las obras 3 y 4, con ingreso al 2019, representan un impacto directo a puntos de control de la zona, sin embargo, los puntos asociados experimentan una mejora a partir del 2021. La obra 5 con ingreso en 2019 representa el ingreso de punto de control que registra bajos índices de continuidad.

Luego, las obras 8 a 10, con ingreso en 2020, inciden directamente en puntos de control de la zona. En caso de la obra 8 su impacto es positivo inmediato entregando redundancia al incorporar transformador. Los puntos asociados a la obra 9, mejoran sus indicadores a partir del 2022, experimentando un aumento significativo al 2021. La obra 10, no tiene mayor impacto en puntos asociados.

De las obras con ingreso 2021, tanto 12 y 14, representan un impacto positivo, coincidente con descenso de los índices en puntos de control asociados. La obra 13, al año 2022, es coincidente con aumento de índices en puntos de control asociado y es de esperar próximos años para verificar sus efectos. La obra 16, corresponde a obra nacional, por lo que su impacto es más bien indirecto y sistémico. De las obras 17 a 18, su impacto no es tan claro, ya que los puntos asociados contaban con bajos índices, sin embargo, es de esperar una mejora a partir de los próximos años ya que ambos entregan redundancia a las instalaciones asociadas con la instalación de transformador adicional. La obra 19, es coincidente con un baja en los índices de puntos de control asociados, por lo que su impacto es positivo.

Finalmente, a partir de la obra 20 el análisis corresponde a estudios posteriores, al ser ingresos en año 2022. Sin embargo, se cuenta con aumentos de capacidad y ampliaciones de subestaciones, algunas de ellas asociadas a la instalación de transformador adicional, por lo que se espera una mejora de los índices a los puntos asociados a estas obras. De momento es coincidente con bajas generalizada de los índices en la zona.

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 2018 y el 2022.

Tabla 5-35: Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2018, 2019, 2020, 2021 y 2022 en la zona de Melipilla.

Índice de continuidad	Año	Melipilla						Desviación Estándar
		Mínimo	Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo	Media	
FMIK	2018	0	0	0	0	2	0.1	0.5
	2019	0	0.1	1.4	2.2	4	1.4	1.3
	2020	0	0.4	1	2	5	1.4	1.4
	2021	0	0.1	1	1	3	0.9	0.9
	2022	0	0.2	0.9	1	3	0.9	0.8
TTIK	2018	0	0	0	0	1.6	0.1	0.4
	2019	0	0	0.6	1.9	10.4	1.8	2.8
	2020	0	0.1	0.5	1.4	4.4	1.1	1.5
	2021	0	0	0.1	0.3	4.2	0.6	1.2
	2022	0	0.1	0.3	0.6	4.8	0.8	1.4
ENS	2018	0	0	0	0	10.4	0.7	2.8
	2019	0	0.4	3.7	10.4	26.3	7.4	8.8
	2020	0	0.7	2.6	5.6	30.1	6.3	9.6
	2021	0	0.1	0.5	1.5	13	2	3.7
	2022	0	0.6	2.4	3	32.8	5.7	10.1

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). Los años 2019 y 2020 se presenta el mayor valor alcanzando 1.4 (veces/año). El año 2022 registra un valor similar respecto del año 2021, con un valor medio de 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 2022 registra un aumento con respecto al año 2021, desde un valor medio de 0.6 a 0.8 (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 2019 presenta el mayor valor alcanzando 7.4 (MWh/año). El año 2022 registra un aumento con respecto al año 2021, desde un valor medio de 2.0 a 5.7 (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.

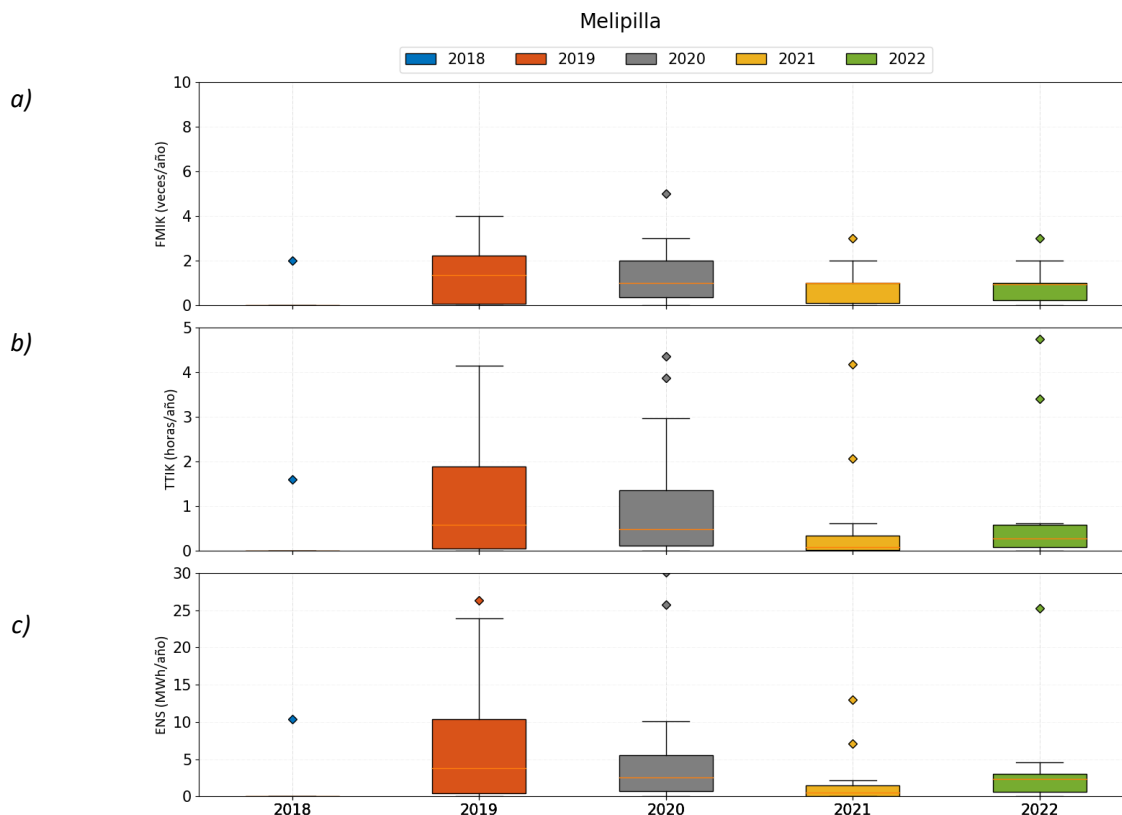


Figura 5-49: Diagrama BoxPlot de los índices de continuidad de Melipilla; a) FMik, b) TTIK, c) ENS.

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		FMik (%)	TTIK (%)	ENS (%)
Causa	Descripción Causa			
OPE7	Error de personal u operador	27.44	9.84	13.47
OPE11	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	15.33	8.8	11.14
DIS2	Crecimiento de la demanda no evaluado	11.5	4.38	10.38
CLI2	Objeto llevado por el viento hacia los conductores	7.67	16.86	17.32
ANI1	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	5.75	8.49	8.71
OPE10	Falla de material, por fatiga de material o mala calidad	5.75	17.07	10.63
DIS1	Pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales	3.83	5.67	3.81
OPE22	Error en programación	3.83	1.11	1.09
OPE6	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	3.83	4.28	2.28

Melipilla				
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
OPE9	Pérdida de aislación debido a contaminación por actividades de terceros	3.57	9.48	5.39
ACC2	Falla originada en terceros (accidentes, interferencias, rodado, deslizamiento de tierra, juegos, etc.)	1.92	2.11	1.84
ACC3	Choque de vehículo a poste	1.92	2.3	2.26
INC1	Incendio bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado, ej. quema de pastizal)	1.92	3.85	3.62
OPE13	Maquinaria de trabajo pesado	1.92	0.92	1.03
OPE26	Falla en sistema de protección o control	1.92	0.31	0.16
CLI1	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	1.92	4.53	6.88

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.

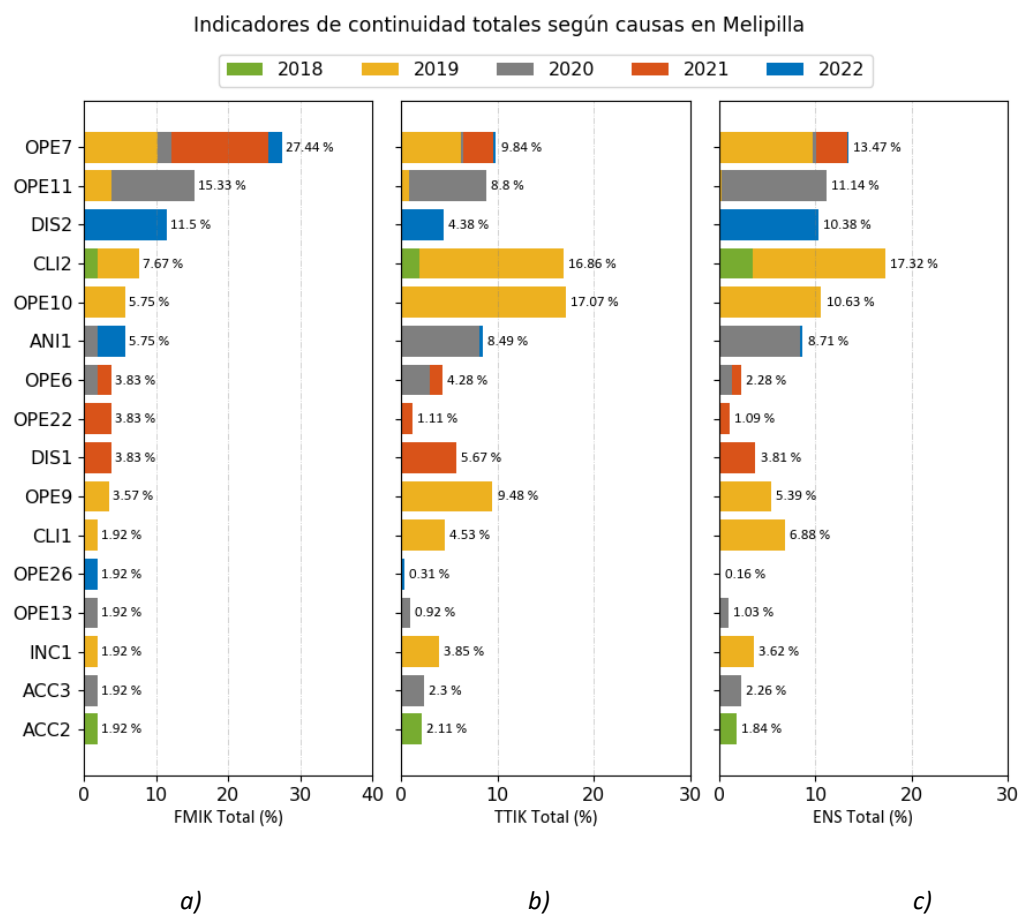


Figura 5-50: Porcentaje del total acumulado en Melipilla de los índices de continuidad según causa de la falla; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

5.2.9.2 Índices de continuidad (georreferenciación)

Se presentan los índices de continuidad georreferenciados en la zona de Melipilla entre los años 2018 y 2022.

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 2018 y 2022 en Melipilla.

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Melipilla					Media
			2018	2019	2020	2021	2022	
FMIK	CGE	BA S/E BOLLENAR 13.2KV	2	3	3	3	2	2.6
	CGE	BA S/E CHOCALAN 13.2KV	0	0	5	2	3	2
	CGE	BA S/E EL MONTE 13.2KV	0	4	2	1	1	1.6
	CGE	BA S/E EL PAICO 13.2KV	0	3	1	1	1	1.2
	LITORAL	BA S/E SAN SEBASTIAN BARRA 12KV N° 2	0	1.9	1	2	1	1.2
TTIK	CGE	BA S/E BOLLENAR 13.2KV	1.6	0.8	3.9	4.2	4.8	3
	CGE	BA S/E EL PAICO 13.2KV	0	10.4	0.5	0	0.3	2.2
	LITORAL	BA S/E SAN SEBASTIAN BARRA 12KV N° 2	0	4.2	0.5	2.1	0.1	1.4
	CGE	BA S/E EL MONTE 13.2KV	0	3.7	1.1	0	0.3	1
	CGE	BA S/E LEYDA 13.2KV	0	0	4.4	0.2	0	0.9
ENS	CGE	BA S/E BOLLENAR 13.2KV	10.4	3	30.1	13	32.8	17.9
	CHILQUINTA	BA S/E SAN ANTONIO BARRA 12KV N° 2	0	8.4	3.5	1.6	25.2	7.7
	CGE	BA S/E EL PAICO 13.2KV	0	26.3	0.5	0.4	3.2	6.1
	CGE	BA S/E EL MONTE 13.2KV	0	23.9	2.7	0.3	2.2	5.8
	CGE	BA S/E LEYDA 13.2KV	0	0	25.8	0.3	0	5.2

a) FMIK

Los puntos de control con mayor promedio de FMIK acumulado corresponden a Bollenar 13.2 kV, Chocalan 13.2 kV, El Monte 13.2 kV, El Paico 13.2 kV y San Sebastián N°2 12 kV.

Respecto del año 2022, último agregado al análisis de este estudio, se observa que el valor máximo se presenta en Chocalan 13.2 kV, con un FMIK de 3.0 (veces/año), debido fundamentalmente a falla en sistema de protección o control.

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 los años 2022 se presenta un leve descenso de este índice, sin alcanzar los niveles del año 2018.

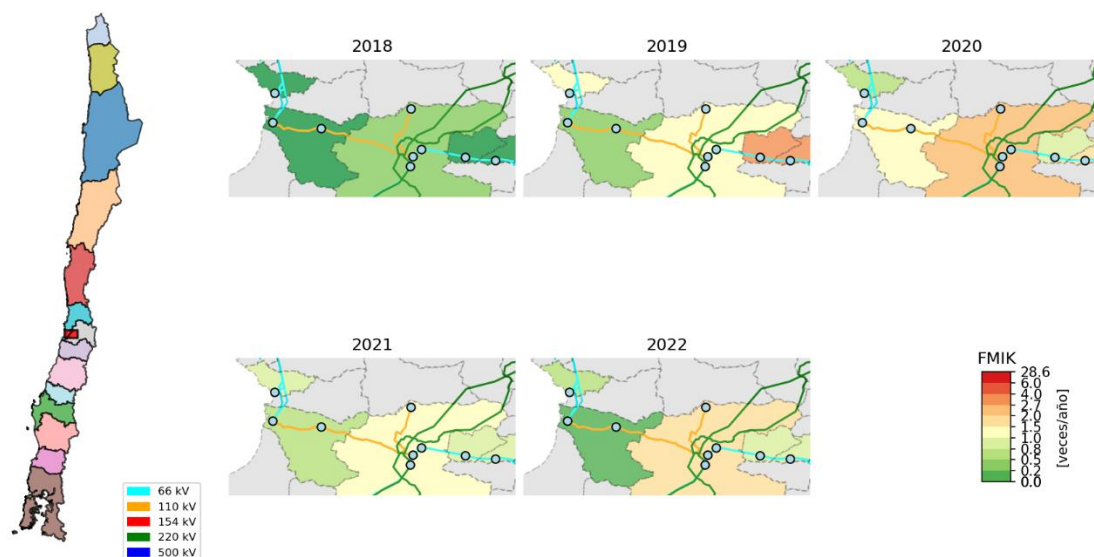


Figura 5-51: FMIK entre 2018 y 2022 georreferenciados en la zona de Melipilla.

b) TTIK

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

Respecto del año 2022, último agregado al análisis de este estudio, se observa que el valor máximo se presenta en Bollenar 13.2 kV con un TTIK de 4.8 (horas/año), aumentando en comparación con los años anteriores, con causa principal por crecimiento de la demanda no evaluado.

En la siguiente figura se presenta el índice TTIK en los puntos de control en la zona de Melipilla, mostrando al año 2022 un leve aumento del índice respecto al año 2021.

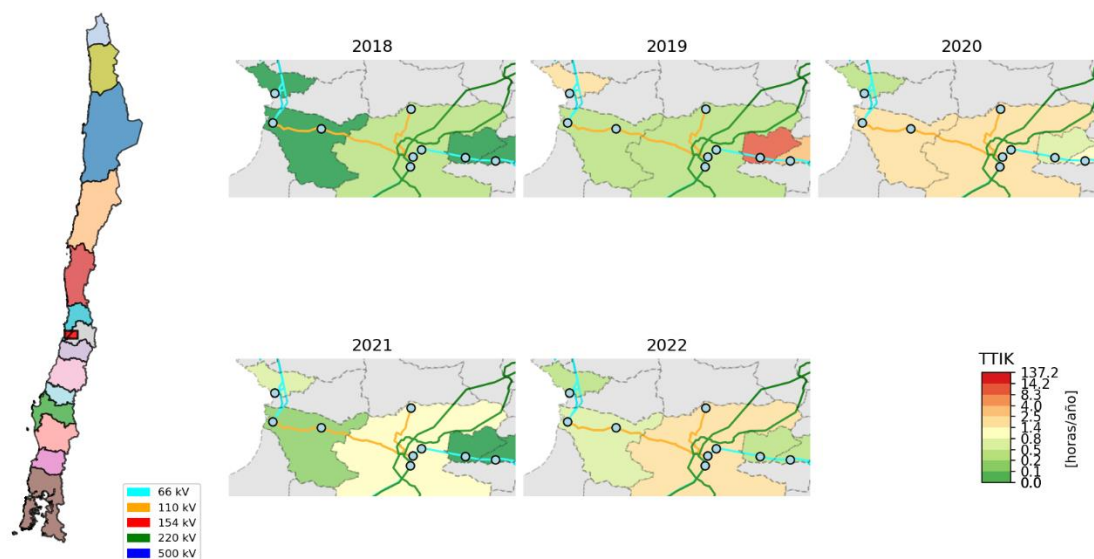


Figura 5-52 TTIK entre 2018 y 2022 presentados en el mapa de la zona de Melipilla.

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, El Paico 13.2 kV, El Monte 13,2 kV y Leyda 13.2 kV.

Respecto del año 2022, último agregado al análisis de este estudio, se observa que el valor máximo se presenta en Bollenar 13.2 kV, con una ENS de 32.8 MWh aumentando significativamente en relación al año anterior. Las causas de estos valores de ENS ya se mencionaron en la sección anterior.

La siguiente figura presenta la ENS en los puntos de control en la zona de Melipilla, donde se muestra el aumento del índice para el año 2022 respecto del 2021.

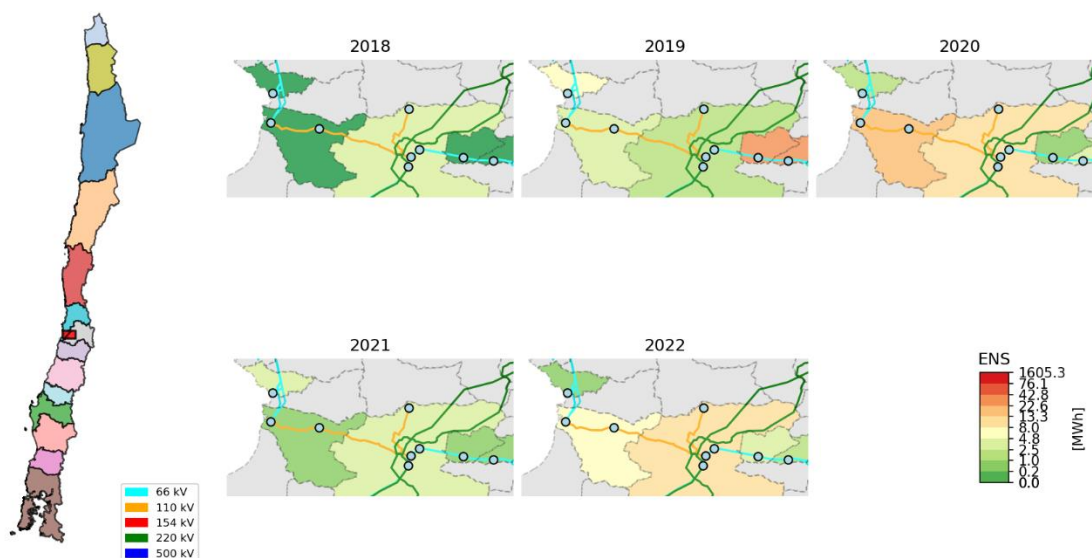


Figura 5-53: ENS entre 2018 y 2022 georreferenciados en la zona de Melipilla.

5.2.9.3 Inversiones en transmisión

Las principales obras de transmisión que han entrado en operación en la zona de Melipilla entre el 2018 y 2022 se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 5-38: Proyectos de transmisión en operación en la zona de Melipilla.

N	Empresa	Nombre Proyecto	ST	Nivel de Tensión [kV]	Fecha Real de EO	Origen	N° Decreto	Año Decreto
1	Chilquinta Energía S.A.	Ampliación en SE San Antonio	STZ	110	28-dic-21	Decreto	418	2017
2	Eletrans S.A.	Ampliación SE Lo Aguirre (Nueva Línea 2X220 kV Lo Aguirre – A. Melipilla, con un circuito tendido - Etapa 1)	STN	220	12-ago-22	Decreto	82	2012
3	Eletrans S.A.	Nueva SE Seccionadora Alto Melipilla 220 kV (Nueva Línea 1X220 kV A. Melipilla – Rapel - Etapa 1)	STN	220	12-ago-22	Decreto	82	2012

4	Eletrans S.A.	Nva LT 2x220 kV Lo Aguirre - Nva SE Secc Alto Melipilla (Nueva Línea 2X220 kV Lo Aguirre – A. Melipilla, con un circuito tendido - Etapa 2)	STN	220	12-ago-22	Decreto	82	2012
5	Eletrans S.A.	Nueva Línea 1X220 kV A. Melipilla – Rapel (Nueva Línea 1X220 kV A. Melipilla – Rapel - Etapa 2)	STN	220	12-ago-22	Decreto	82	2012

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

La obra 1, no afecta a los índices de continuidad de la zona. Desde la obra 2 a la 5, corresponden a entradas en operación el segundo semestre de 2022 por lo que su incidencia corresponde a estudios posteriores. Los años previos a 2021 no se registraron proyectos con ingreso en operación.

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 2018 y el 2022.

Tabla 5-39: Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2018, 2019, 2020, 2021 y 2022 en la zona de Rapel.

Índice de continuidad	Año	Rapel						
		Mínimo	Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo	Media	Desviación Estándar
FMIK	2018	0	1	2	2.2	4	1.9	1.1
	2019	0	1	2	3	5	2.1	1.2
	2020	0	1.3	2	2	3	1.8	0.8
	2021	0	0	1	2	3.6	1.4	1.3
	2022	0	1	2.2	3	9	2.4	2.1
TTIK	2018	0	1.9	4.3	11.1	17.6	5.8	5.5
	2019	0	0.6	1.5	3.7	7.3	2.2	2
	2020	0	0.2	1.3	1.5	20.9	2.2	5
	2021	0	0	1.3	3.8	5.7	2.1	2
	2022	0	0.7	2.3	3.3	6.2	2.4	2.1
ENS	2018	0	1.5	13.4	25.8	108	21.1	29
	2019	0	3.8	9.9	17.9	110.2	17.6	26.4
	2020	0	1	7	17	72.8	12.3	17.6
	2021	0	0	9.5	22.3	59.7	14.8	17.2
	2022	0	5.1	15.9	34.1	61.7	19.8	19.3

El índice FMIK promedio menor, registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde a el año 2021 equivalente a 1.4 (veces/año). En el año 2022 se presenta el mayor valor que registra un aumento con respecto al año 2021, desde un valor medio de 1.4 a 2.4 (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 2018 presenta el mayor valor alcanzando 21.1 (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.

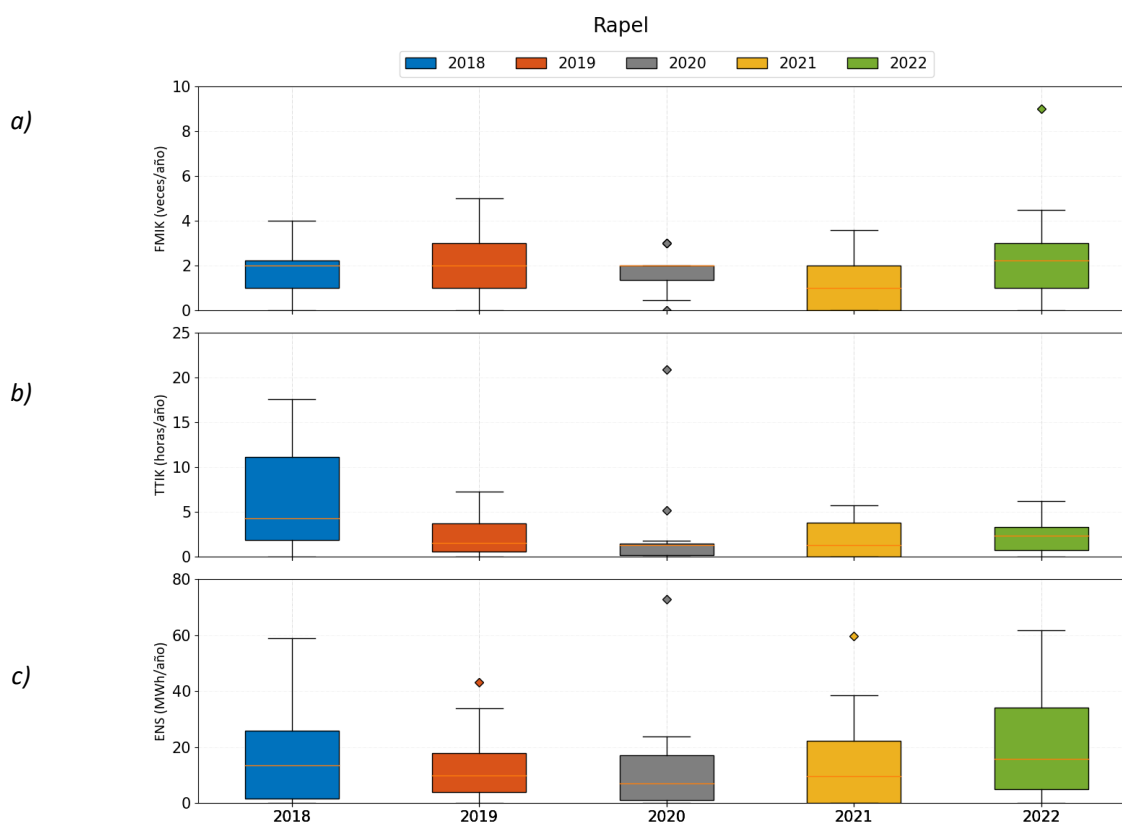


Figura 5-54 Diagrama BoxPlot de los índices de continuidad de Rapel; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

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 5-40: Porcentajes de los índices de continuidad del total acumulado según causa en Rapel.

Rapel		FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
Causa	Descripción Causa			
OPE7	Error de personal u operador	17.76	10.63	5.46
OTR2	Origen no determinado (trip de interruptor)	15.86	10.83	15.64
INC1	Incendio bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado, ej. quema de pastizal)	13.95	14.37	21.05
OPE11	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	10.15	22.97	14.15

Causa	Descripción Causa	Rapel		
		FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
OPE1	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	7.61	2.79	2.62
DIS1	Pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales	6.34	12.26	8.86
DIS2	Crecimiento de la demanda no evaluado	5.07	1.22	2.65
OPE13	Maquinaria de trabajo pesado	4.44	0.91	0.94
ARB2	Caída de árbol sobre línea o instalación	2.54	0.46	0.6
ARB1	Contacto de rama con conductores	2.54	0.36	0.3
OPE22	Error en programación	1.9	2.08	3.56
VAN2	Atentado/explosivos/sabotaje	1.27	5.12	6.39
OPE10	Falla de material, por fatiga de material o mala calidad	1.27	4.2	9.53
CLI2	Objeto llevado por el viento hacia los conductores	1.27	2.54	1.76
AUT1	Desconexión debido a una emergencia, para evitar riesgos a personas o cosas.	1.27	0.09	0.07
ANI1	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	1.27	2.51	0.5
OPE6	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	0.91	2.32	1.82
OPE23	Desperfecto de fábrica	0.78	0.79	1.1
OPE16	Fuga o degradamiento del dieléctrico (ej. SF6, Aceite, etc.)	0.63	0.78	0.28
OTR3	Otros	0.63	0.24	0.25
OPE9	Pérdida de aislación debido a contaminación por actividades de terceros	0.63	0.39	0.21
OPE26	Falla en sistema de protección o control	0.63	1.13	1.55
OPE21	Error en conexonado	0.63	0.25	0.19
OPE5	Conector suelto o sucio	0.63	0.76	0.51

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.

Indicadores de continuidad totales según causas en Rapel

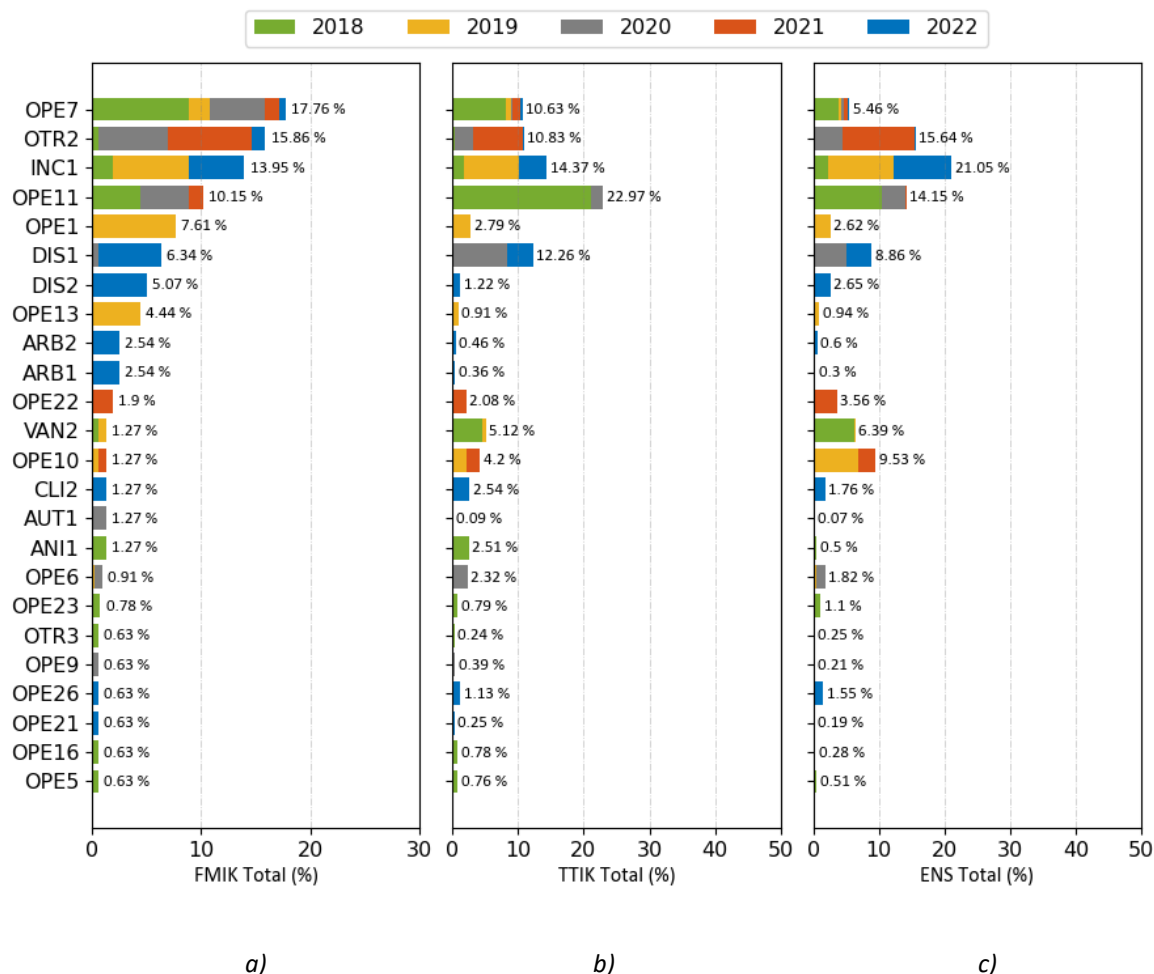


Figura 5-55: Porcentaje del total acumulado en Rapel de los índices de continuidad según causa de la falla; a) FMKI, b) TTIK, c) ENS.

5.2.10.2 Índices de continuidad (georreferenciación)

Se presentan los índices de continuidad georreferenciados en la zona de Rapel entre los años 2018 y 2022.

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

Tabla 5-41: Puntos de control con mayores índices FMKI, TTIK y ENS promedio entre 2018 y 2022 en Rapel.

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Rapel					Media
			2018	2019	2020	2021	2022	
FMKI	CGE	BA S/E PANIAHUE 13.2KV	2.0	5.0	2.0	3.0	9.0	4.2
	CGE	BA S/E LIHUEIMO 13.2KV T1-T2	3.0	3.0	1.6	3.0	4.5	3.0

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Rapel					Media
			2018	2019	2020	2021	2022	
	CGE	BA S/E LA MANGA 13.2KV	2.2	2.4	3.0	3.0	3.0	2.7
	CGE	BA S/E MARCHIGÜE 13.2KV	4.0	3.0	1.3	1.6	3.6	2.7
	CGE	BA S/E ALCONES 23KV	2.0	3.0	2.0	3.6	2.8	2.7
TTIK	CGE	BA S/E MARCHIGÜE 13.2KV	17.6	1.5	1.3	2.5	2.3	5.1
	CGE	BA S/E ALHUE 23KV	13.6	5.1	0.2	0.0	5.1	4.8
	CGE	BA S/E MANDINGA 13.8KV	1.0	1.1	20.9	0.1	0.7	4.8
	CGE	BA S/E PORTEZUELO 23KV ET3	11.1	0.6	1.4	3.8	6.2	4.6
	CGE	BA S/E ALCONES 23KV	9.6	2.2	1.8	5.7	3.3	4.5
	CGE	BA S/E PANIAHUE 13.2KV	13.9	110.2	21.8	59.7	61.7	53.4
ENS	CGE	BA S/E ALHUE 23KV	108.0	43.0	1.0	0.0	37.3	37.9
	CGE	BA S/E LA ESPERANZA (TRANSNET) 13.2KV	57.3	3.6	17.0	33.2	0.0	22.2
	CGE	BA S/E MARCHIGÜE 13.2KV	58.9	10.7	10.2	22.3	7.0	21.8
	CGE	BA S/E PORTEZUELO 23KV ET3	1.2	3.8	7.0	28.9	54.6	19.1

a) FMIK

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

Respecto del año 2022, último agregado al análisis de este estudio, se observa que el valor máximo se presenta en Lihueimo 13.2 kV T1-T2, con un FMIK de 4.5 (veces/año), debido fundamentalmente a pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales.

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.

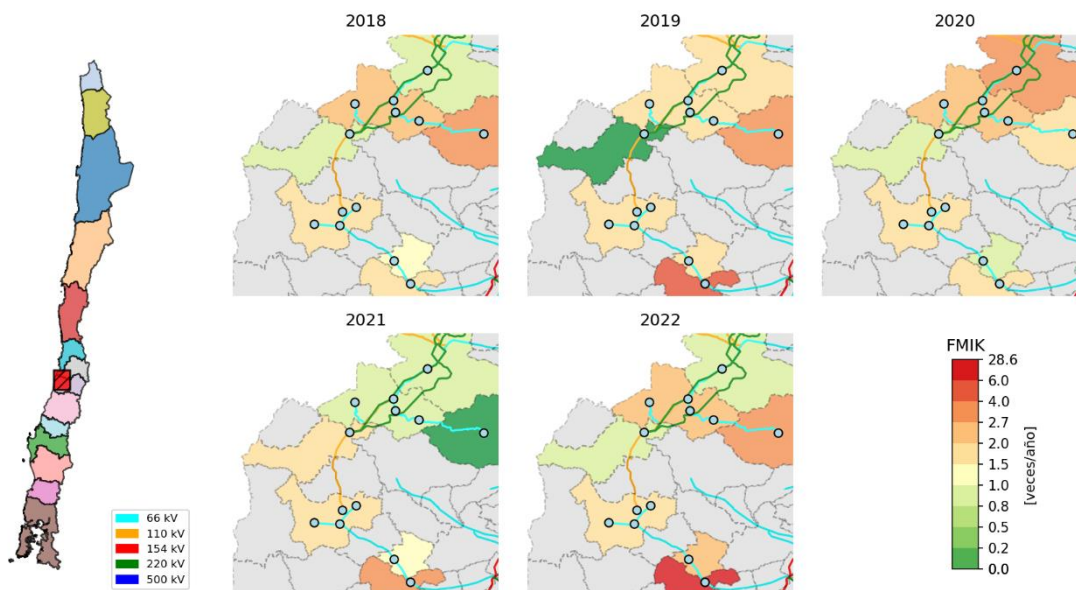


Figura 5-56: FMIK entre 2018 y 2022 georreferenciados en la zona de Rapel.

b) TTIK

Los mayores valores de promedios acumulados de TTIK en esta zona se registraron en los puntos de control Marichigüe 13.2 kV, Alhué 23 kV, Mandinga 13.8 kV, Portezuelo 23 kV ET3, y Alcones 23 kV.

Respecto del año 2022, último agregado al análisis de este estudio, se observa que el valor máximo se presenta en Portezuelo 23 kV ET3 con un TTIK de 6.2 (horas/año), aumentando en comparación con los años anteriores, con causa principal no determinada.

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 en Alhué y Mandinga entre los años 2018 y 2022.

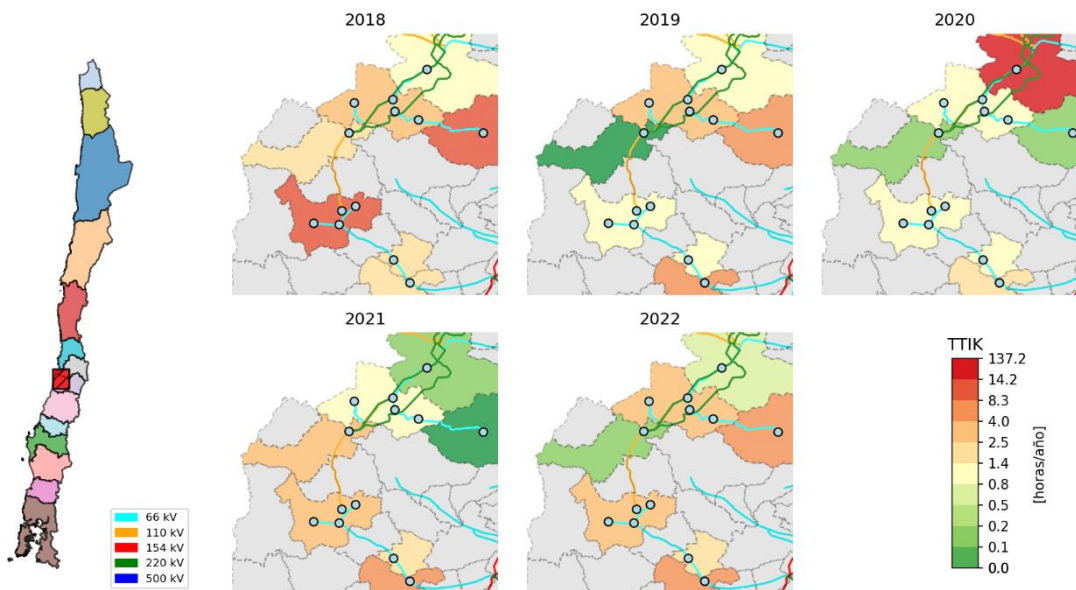


Figura 5-57: TTIK entre 2018 y 2022 presentados en el mapa de la zona de Rapel.

c) ENS

Los puntos de control con el mayor promedio en la ENS son Paniahue 13.2 kV, Alhué 23 kV, La Esperanza 13.2 kV, Marchigüe 13.2 y Portezuelo 23 kV ET3.

Respecto del año 2022, último agregado al análisis de este estudio se observa que el valor máximo se presenta en Paniahue 13.2 kV; con una ENS de 61.7 MWh aumentando ligeramente en relación al año anterior. Las causas de estos valores de ENS están dadas por crecimiento de la demanda no evaluado.

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 Alhue 23 kV en el 2018 con respecto a años posteriores.

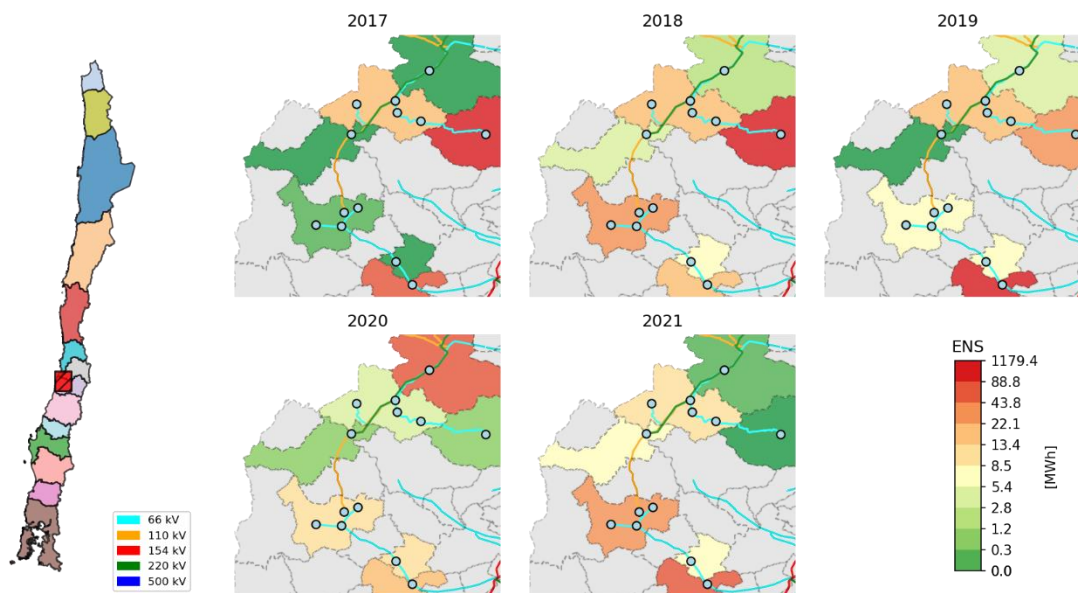


Figura 5-58: ENS entre 2018 y 2022 georreferenciados en la zona de Rapel.

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 2022 se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 5-42: 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	CGE S.A.	Aumento de capacidad en SE Portezuelo	STZ	110	30-nov-19	Res. Ex.	320	2017
2	CGE S.A.	Ampliación en SE Alcones	STZ	69	01-mar-21	Decreto	418	2017
3	Eletrans S.A.	Nueva Línea 1X220 kV A. Melipilla – Rapel (Nueva Línea 1X220 kV A. Melipilla – Rapel - Etapa 2)	STN	220	12-08-2022	Decreto	82	2012
4	Eletrans S.A.	Ampliación SE Lo Aguirre (Nueva Línea 2X220 kV Lo	STN	220	12-ago-22	Decreto	82	2012

N	Empresa	Nombre Proyecto	ST	Nivel de Tensión [kV]	Fecha Real de EO	Origen	N° Decreto	Año Decreto
		Aguirre – A. Melipilla, con un circuito tendido - Etapa 1)						
5	Eletrans S.A.	Nueva SE Seccionadora Alto Melipilla 220 kV (Nueva Línea 1X220 kV A. Melipilla – Rapel - Etapa 1)	STN	220	12-08-2022	Decreto	82	2012
6	Eletrans S.A.	Nva LT 2x220 kV Lo Aguirre - Nva SE Secc. Alto Melipilla (Nueva Línea 2X220 kV Lo Aguirre – A. Melipilla, con un circuito tendido - Etapa 2)	STN	220	12-ago-22	Decreto	82	2012
7	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Nueva Subestación Santa Cruz	STZ	66	29-nov-22	Res. Ex.	469	2020

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

La obra 1, afecta en forma directa a los índices de continuidad del punto de control BA S/E Portezuelo 23kV ET3. La obra 2, afecta en forma directa a los índices de continuidad del punto de control BA S/E Alcones 23 kV. Desde la obra 3 a la 7, corresponden a entradas en operación el segundo semestre de 2022 por lo que su incidencia corresponde a estudios posteriores.

Los años 2018 y 2020 no se registraron proyectos con ingreso en operación.

5.2.11 Rancagua

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

5.2.11.1 Índices de continuidad (estadísticos)

Se presentan los resultados estadísticos para los índices de continuidad la zona de Rancagua entre los años 2018 y el 2022.

Tabla 5-43: Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2018, 2019, 2020, 2021 y 2022 en la zona de Rancagua.

Índice de continuidad	Año	Rancagua						Desviación Estándar
		Mínimo	Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo	Media	
FMIK	2018	0.0	0.0	1.0	1.5	5.0	1.0	1.2
	2019	0.0	0.0	1.0	1.7	6.4	1.1	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
	2022	0.0	0.0	0.8	1.5	4.0	1.0	1.1
TTIK	2018	0.0	0.0	0.1	0.8	11.9	1.1	2.3
	2019	0.0	0.0	0.1	1.1	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	0.9	17.4	1.0	2.6
	2022	0.0	0.0	0.1	0.8	14.8	1.0	2.4
ENS	2018	0.0	0.0	0.3	7.4	387.4	12.2	49.3
	2019	0.0	0.0	0.4	7.7	315.3	15.5	44.6
	2020	0.0	0.0	0.7	7.7	232.3	14.6	37.9
	2021	0.0	0.0	0.0	11.4	50.0	6.7	11.9
	2022	0.0	0.0	0.9	7.1	87.4	7.7	15.5

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 2019 presenta el mayor valor alcanzando 1.1 (veces/año).

El índice TTIK promedio menor, registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde a los años 2021 y 2022 equivalente a 1.0 (horas/año). El año 2020 presenta el mayor valor alcanzando 2.0 (horas/año).

La ENS promedio menor, registrada en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2021 equivalente a 6.7 (MWh/año). El año 2019 presenta el mayor valor alcanzando 15.5 (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.

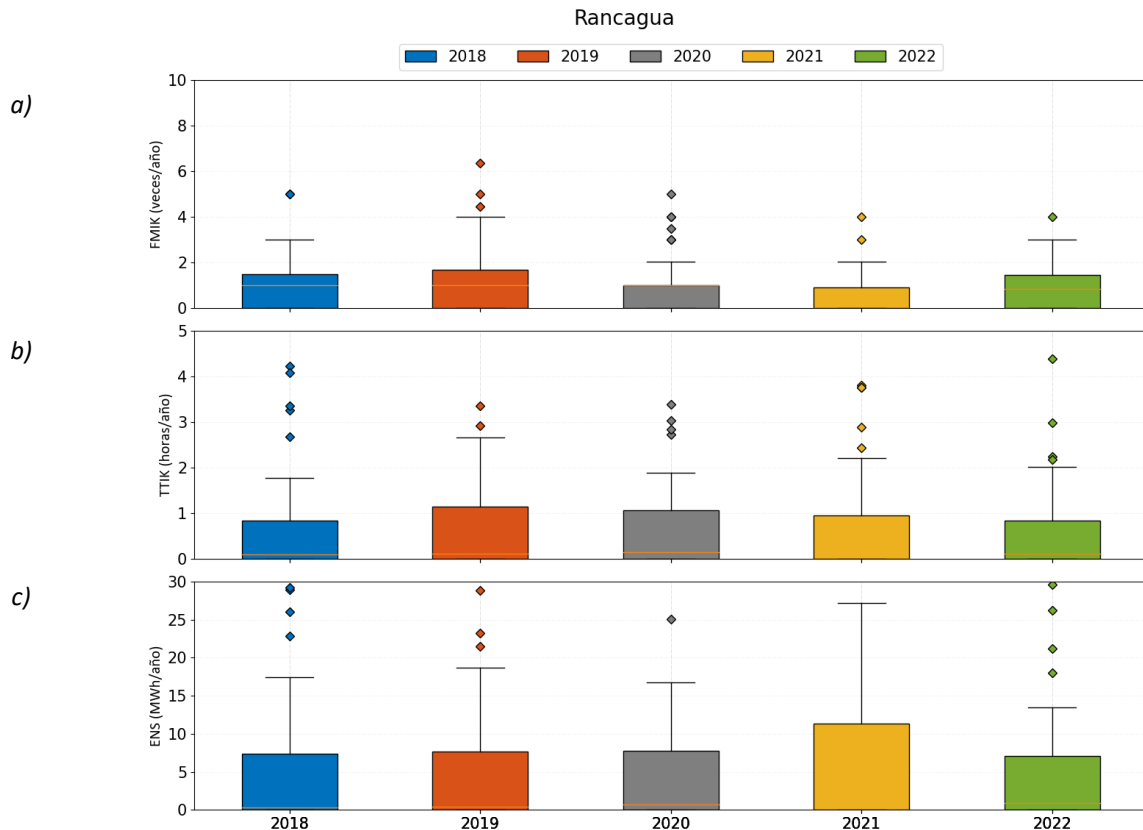


Figura 5-59 Diagrama BoxPlot de los índices de continuidad de Rancagua; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

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 5-44: Porcentajes de los índices de continuidad del total acumulado según causa en Rancagua.

Rancagua		FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
Causa	Descripción Causa			
ANI1	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	12.25	3.07	2.55
INC1	Incendio bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado, ej. quema de pastizal)	9.8	14.41	11.75
OTR2	Origen no determinado (trip de interruptor)	7.7	6.16	10.73
CLI2	Objeto llevado por el viento hacia los conductores	7.7	11.57	10.97
OPE11	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	6.39	2.12	3.59
OPE7	Error de personal u operador	6.3	2.71	2.31
OPE6	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	5.95	6.2	4.47
VAN3	Robo conductor o equipo	5.26	6.13	6.77
ACC3	Choque de vehículo a poste	5.25	18.13	9.64

Rancagua				
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
OPE17	Falta de limpieza en aisladores o terminales	4.55	0.49	0.38
CLI1	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	4.55	3.32	11.91
OPE1	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	4.2	5.52	2.1
DIS2	Crecimiento de la demanda no evaluado	3.33	1.74	4.94
OPE13	Maquinaria de trabajo pesado	3.15	3.07	1.77
ARB1	Contacto de rama con conductores	2.45	2.93	0.96
OPE18	Violación de distancia eléctrica	1.75	2.03	3.54
ARB2	Caída de árbol sobre línea o instalación	1.75	3.55	3.19
OPE21	Error en conexonado	1.57	0.26	0.57
OPE23	Desperfecto de fábrica	1.05	0.7	0.57
OPE22	Error en programación	1.05	1.44	0.89
DIS1	Pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales	0.7	0.11	0.05
ACC2	Falla originada en terceros (accidentes, interferencias, rodado, deslizamiento de tierra, juegos, etc.)	0.7	0.83	2.23
OPE19	Explosión de equipos	0.52	0.58	2.13
OPE16	Fuga o degradamiento del dieléctrico (ej. SF6, Aceite, etc.)	0.35	0.52	0.56
DIS6	Ruptura de capacidad dieléctrica	0.35	0.43	0.4
OTR3	Otros	0.35	0.15	0.26
OPE5	Conector suelto o sucio	0.35	0.89	0.46
OPE26	Falla en sistema de protección o control	0.35	0.16	0.13
DIS4	Activación sobre presión en transformador	0.35	0.78	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 Rancagua.

Indicadores de continuidad totales según causas en Rancagua

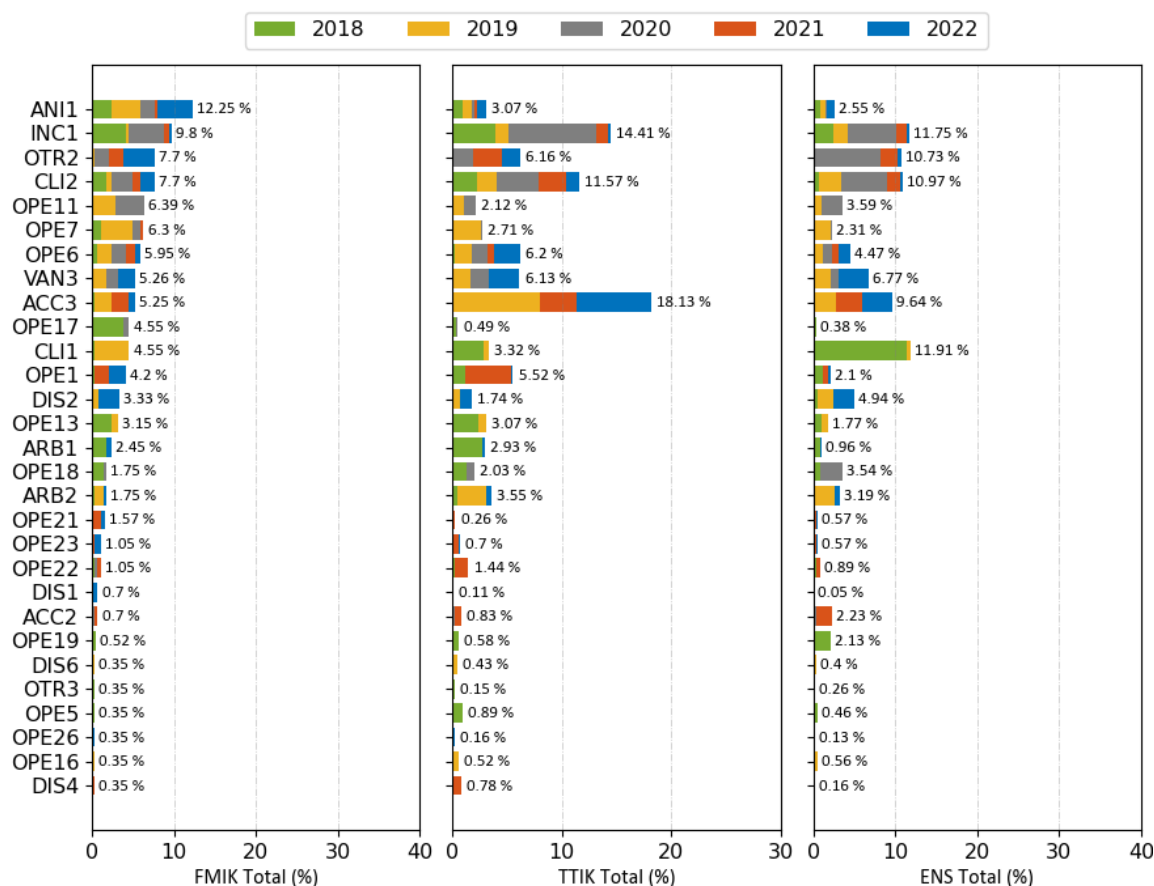


Figura 5-60: Porcentaje del total acumulado en Rancagua de los índices de continuidad según causa de la falla; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

5.2.11.2 Índices de continuidad (georreferenciación)

Se presentan los índices de continuidad georreferenciados en la zona de Rancagua entre los años 2018 y 2022.

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 5-45: Puntos de control con mayores índices FMIK, TTIK y ENS promedio entre 2018 y 2022 en Rancagua.

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Rancagua					Media
			2017	2018	2019	2020	2021	
FMIK	CGE	BA S/E EL MANZANO (TRANSNET) 15KV	5.0	5.0	3.0	4.0	3.0	4.0
	CGE	BA S/E LAS CABRAS 15KV	5.0	4.0	4.0	2.0	1.0	3.2

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Rancagua					Media
			2017	2018	2019	2020	2021	
	CGE	BA S/E BUIN (TRANSNET) 15KV C2	2.0	6.4	1.0	2.0	0.5	2.4
	CMPC TISSUE	BA S/E PAPELERA TALAGANTE 66KV	1.5	4.5	5.0	0.0	0.0	2.2
	CGE	BA S/E HOSPITAL 15KV	2.0	1.0	4.0	0.0	3.0	2.0
TTIK	MINERA VALLE CENTRAL	BA S/E MINERA VALLE CENTRAL 154KV	10.2	14.2	57.6	0.0	0.0	16.4
	CGE	BA S/E LAS CABRAS 15KV	5.2	17.0	15.7	2.9	14.8	11.1
	CGE	BA S/E EL MANZANO (TRANSNET) 15KV	5.5	24.6	9.4	7.3	6.1	10.6
	CGE	BA S/E SAUZAL 13.8KV	0.0	0.0	0.0	17.4	4.4	4.4
	CGE	BA S/E TUNICHE 15KV	4.2	6.7	1.1	3.8	1.7	3.5
ENS	MINERA VALLE CENTRAL	BA S/E MINERA VALLE CENTRAL 154KV	387.4	315.3	7.5	0.0	0.0	142.0
	CGE	BA S/E LAS CABRAS 15KV	33.9	71.0	136.5	20.5	87.4	69.9
	CMPC TISSUE	BA S/E PAPELERA TALAGANTE 66KV	26.0	126.5	94.9	0.0	0.0	49.5
	CODELCO CHILE - DIVISIÓN EL TENIENTE	BA S/E EL COBRE (CODELCO) 110KV B1	0.0	0.0	232.3	0.0	0.0	46.5
	CGE	BA S/E TUNICHE 15KV	38.1	80.2	5.7	42.3	21.2	37.5

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 Hospital 15 kV.

Respecto del año 2022, último agregado al análisis de este estudio, se observa que el valor máximo se presenta en El Manzano (TRANSNET) 15 kV y Hospital 15 kV, con un FMIK de 3.0 (veces/año), debido fundamentalmente a objeto llevado por el viento hacia los conductores, en el caso de El Manzano 15 kV y por robo conductor o equipo en el caso de Hospital 15 kV.

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.

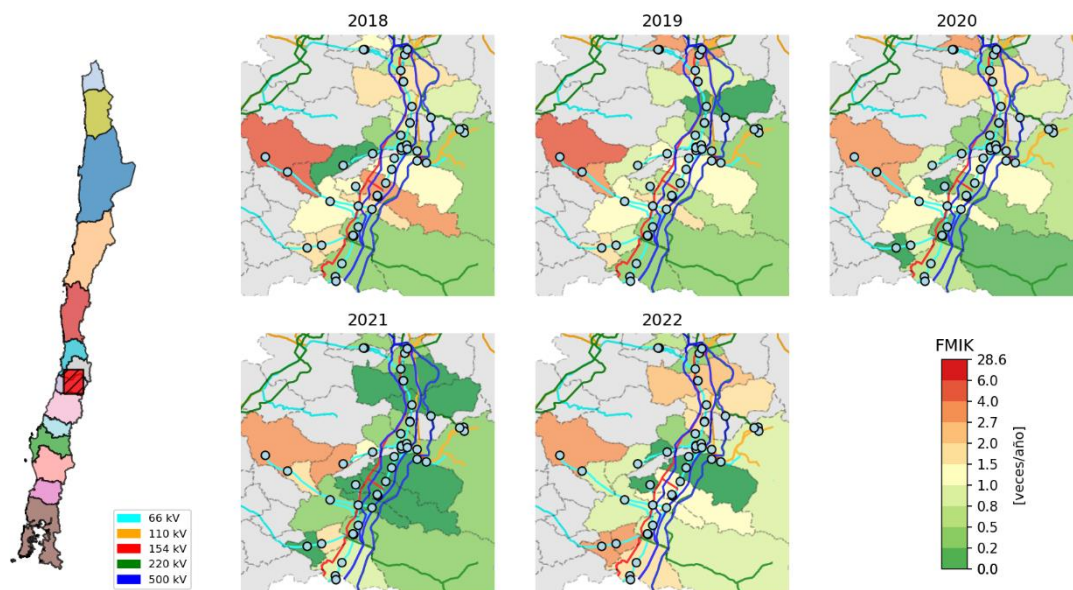


Figura 5-61: FMIK entre 2018 y 2022 georreferenciados en la zona de Rancagua.

b) TTIK

Los mayores valores de promedios acumulados de TTIK en esta zona se registraron en los puntos de control Minera Valle Central 154 kV, Las Cabras 15 kV, El Manzano (TRANSNET) 15 kV, Sauzal 13.8 kV y Tuniche 15 kV.

Respecto del año 2022, último agregado al análisis de este estudio, se observa que el valor máximo se presenta en Las Cabras 15 kV con un TTIK de 14.8 (horas/año), aumentando 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 2022 una fuerte alza en Las Cabras.

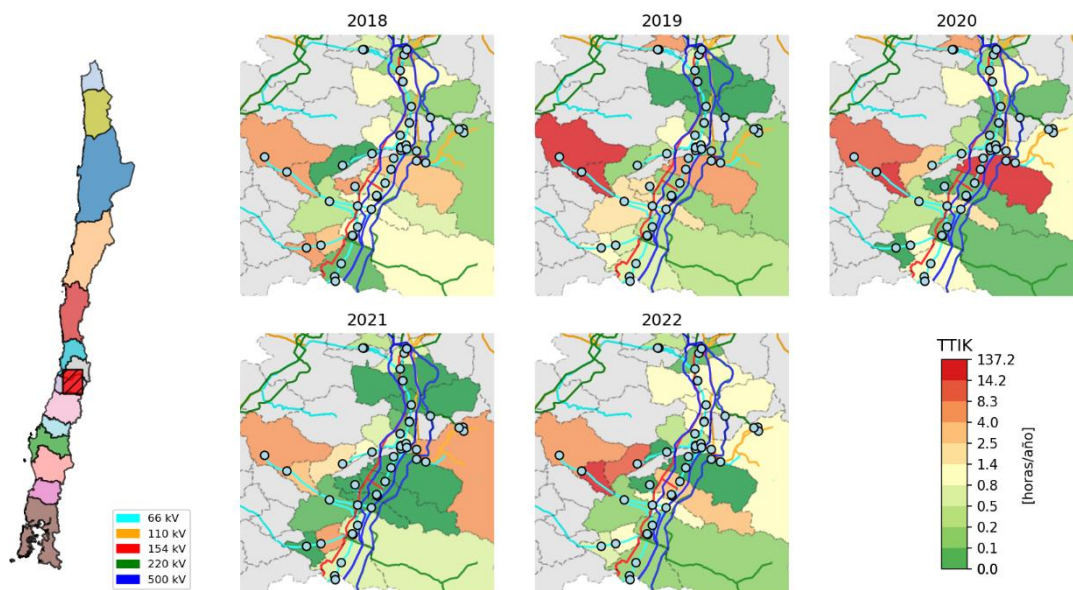


Figura 5-62: TTIK entre 2018 y 2022 presentados en el mapa de la zona de Rancagua.

c) ENS

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

Respecto del año 2022, último agregado al análisis de este estudio, se observa que el valor máximo se presenta en Las Cabras 15 kV; con una ENS de 87.4 MWh aumentando 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 Las Cabras el 2022 y la disminución progresiva del punto de Minera Valla Central.

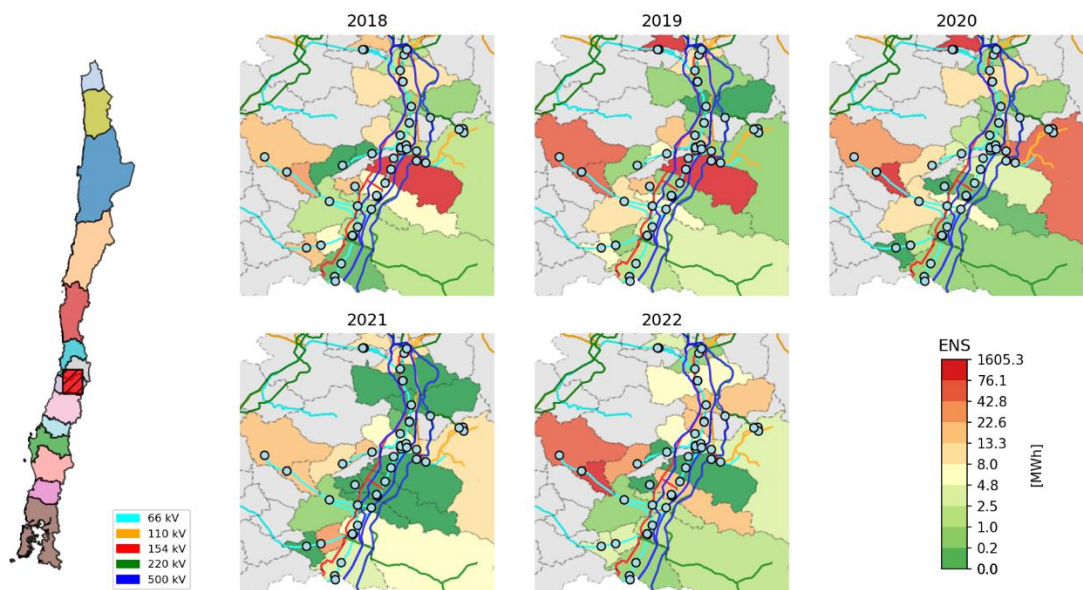


Figura 5-63: ENS entre 2018 y 2022 georreferenciados en la zona de Rancagua.

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 2022 se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 5-46: 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)								
10	CGE S.A.	Nueva línea 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	STZ	66	14-mar-22	Decreto	418	2017
11	CGE S.A.	Ampliación de SE Punta de Cortés	STZ	154	21-mar-22	Decreto	418	2017
12	CGE S.A.	Ampliación SE Graneros	STZ	66	24-jun-22	Decreto	418	2017

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

Las obras que entraron en operación en esta zona pertenecen al sistema de transmisión zonal, con excepción de la obra 7, siendo esta una obra en transmisión nacional. Las obras 1 y 2 aumentan la redundancia de vínculo ya que corresponden a agregar un segundo transformador. Las obras 2, 3, 4, 5 y 6 entraron en servicio el 2019 en puntos no críticos de la zona, sin mayor influencia en ella. Las obras 7 y 8 que entraron en operación el 2020, tienen una influencia marginal en los puntos de la zona. La obra 9 que entró en operación el año 2021, tienen una influencia marginal en los puntos de la zona. La obra 10 aumenta la redundancia de vínculo, especialmente para los puntos en la S/E Isla de Maipo. La obra 11, tienen una influencia marginal en los puntos de la zona. La obra 12, tiene cierta influencia especialmente para los puntos en la S/E Graneros.

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 2018 y el 2022.

Tabla 5-47: Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2018, 2019, 2020, 2021 y 2022 en la zona de Itahue.

Índice de continuidad	Año	Itahue						Desviación Estándar
		Mínimo	Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo	Media	
FMIK	2018	0.0	0.0	1.0	1.4	4.5	1.0	0.9
	2019	0.0	0.0	0.7	2.0	6.9	1.2	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
	2022	0.0	0.0	1.0	4.5	15.0	2.8	3.7
TTIK	2018	0.0	0.0	0.3	0.8	13.5	0.7	1.8
	2019	0.0	0.0	0.2	1.2	47.7	2.7	6.9
	2020	0.0	0.0	0.3	1.9	9.4	1.3	2.1
	2021	0.0	0.0	0.0	0.3	24.8	0.8	3.3
	2022	0.0	0.0	0.7	3.2	22.2	3.1	5.5
ENS	2018	0.0	0.0	0.7	4.4	24.2	3.4	5.8
	2019	0.0	0.0	1.3	8.0	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
	2022	0.0	0.0	1.7	22.5	588.6	19.5	75.3

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 2022 presenta el mayor valor alcanzando 2.8 (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 2022 presenta el mayor valor alcanzando 3.1 (horas/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 2022 registra un aumento con respecto al año 2021, desde un valor medio de 8.0 a 19.5 (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.

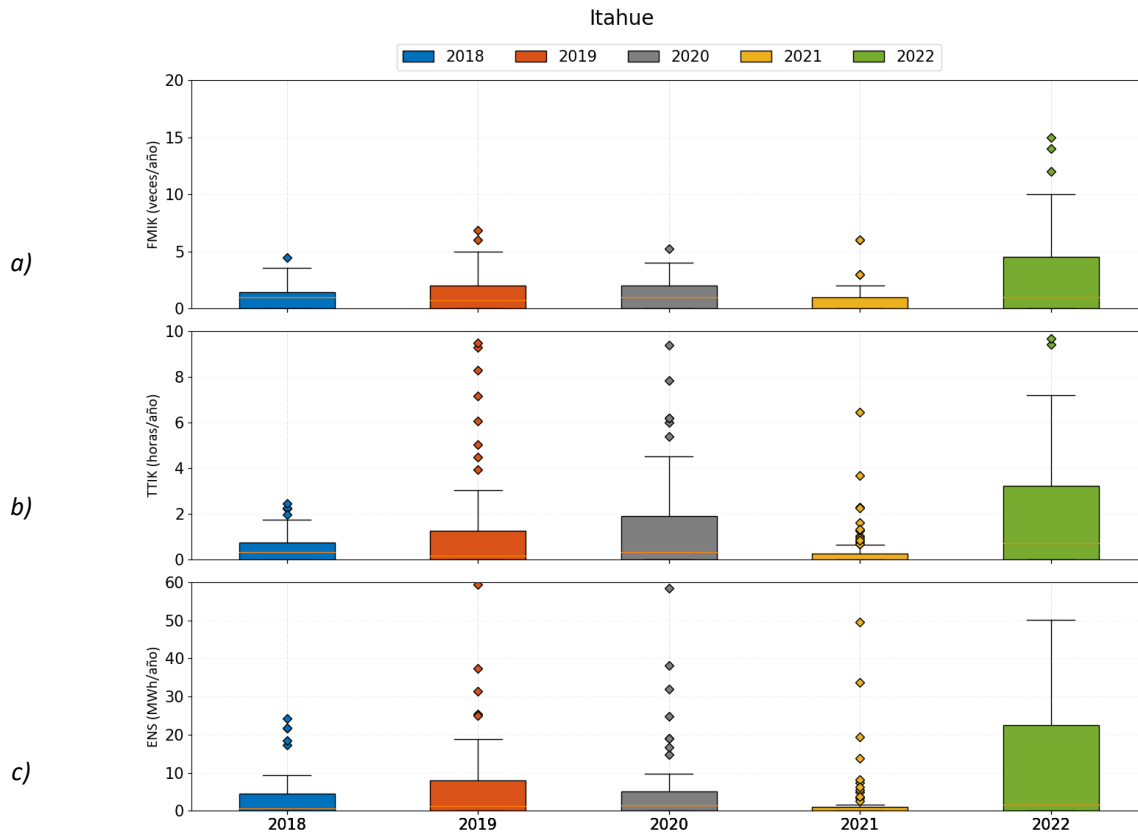


Figura 5-64: Diagrama BoxPlot de los índices de continuidad de Itahue; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

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.

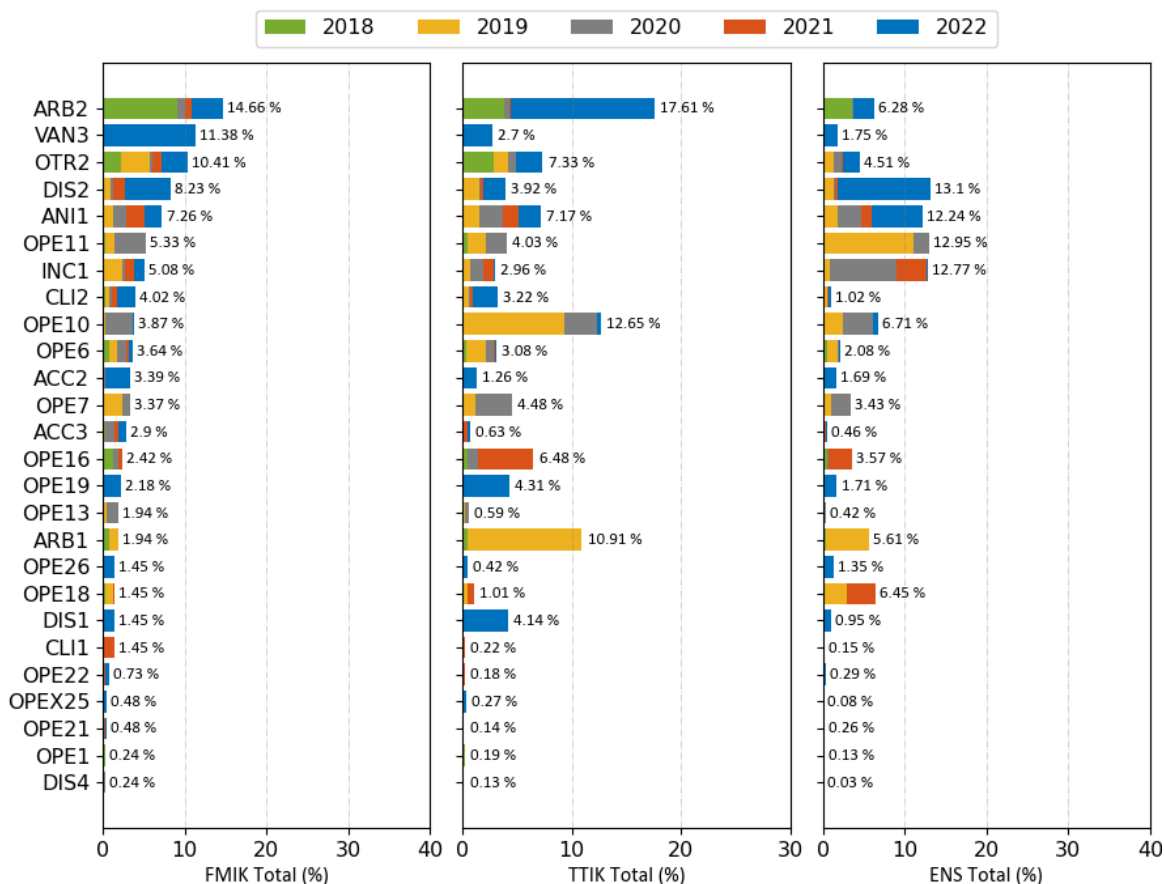
Tabla 5-48: Porcentajes de los índices de continuidad del total acumulado según causa en Itahue.

Itahue				
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
ARB2	Caída de árbol sobre línea o instalación	14.66	17.61	6.28
VAN3	Robo conductor o equipo	11.38	2.7	1.75
OTR2	Origen no determinado (trip de interruptor)	10.41	7.33	4.51
DIS2	Crecimiento de la demanda no evaluado	8.23	3.92	13.1
ANI1	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	7.26	7.17	12.24
OPE11	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	5.33	4.03	12.95
INC1	Incendio bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado, ej. quema de pastizal)	5.08	2.96	12.77
CLI2	Objeto llevado por el viento hacia los conductores	4.02	3.22	1.02
OPE10	Falla de material, por fatiga de material o mala calidad	3.87	12.65	6.71

Itahue		FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
Causa	Descripción Causa			
OPE6	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	3.64	3.08	2.08
ACC2	Falla originada en terceros (accidentes, interferencias, rodado, deslizamiento de tierra, juegos, etc.)	3.39	1.26	1.69
OPE7	Error de personal u operador	3.37	4.48	3.43
ACC3	Choque de vehículo a poste	2.9	0.63	0.46
OPE16	Fuga o degradamiento del dieléctrico (ej. SF6, Aceite, etc.)	2.42	6.48	3.57
OPE19	Explosión de equipos	2.18	4.31	1.71
OPE13	Maquinaria de trabajo pesado	1.94	0.59	0.42
ARB1	Contacto de rama con conductores	1.94	10.91	5.61
OPE26	Falla en sistema de protección o control	1.45	0.42	1.35
OPE18	Violación de distancia eléctrica	1.45	1.01	6.45
DIS1	Pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales	1.45	4.14	0.95
CLI1	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	1.45	0.22	0.15
OPE22	Error en programación	0.73	0.18	0.29
OPEX25	Falla en transformador	0.48	0.27	0.08
OPE21	Error en conexionado	0.48	0.14	0.26
OPE1	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	0.24	0.19	0.13
DIS4	Activación sobre presión en transformador	0.24	0.13	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 Itahue.

Indicadores de continuidad totales según causas en Itahue



a) b) c)
Figura 5-65: Porcentaje del total acumulado en Itahue de los índices de continuidad según causa de la falla; a) FMKI, 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 2018 y 2022.

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

Tabla 5-49: Puntos de control con mayores índices FMKI, TTIK y ENS promedio entre 2018 y 2022 en Itahue.

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Itahue					Media
			2018	2019	2020	2021	2022	
FMKI	CGE	BA S/E CONSTITUCION 23KV BP1	4.5	6.9	5.2	6.0	5.7	5.6
	LUZ LINARES	BA S/E PANIMAVIDA BP2 13.2KV	3.6	2.0	1.0	2.0	15.0	4.7
	CGE	BA S/E VILLA ALEGRE 15KV BP1	2.0	4.0	0.0	1.0	14.0	4.2

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Itahue					Media
			2018	2019	2020	2021	2022	
	CELULOSA ARAUCO	BA S/E CONSTITUCION 66KV	0.0	0.0	4.0	6.0	9.0	3.8
	CGE	BA S/E NIRIVILLO 23KV B1	1.0	2.6	4.0	3.0	5.0	3.1
TTIK	EFE	BA S/E ITAHUE (FFCC) 66KV	0.0	47.7	0.0	0.0	0.0	9.5
	CGE	BA S/E HUALANE 13.2KV	0.8	12.4	0.5	0.7	22.2	7.3
	CARTULINAS CMPC	BA S/E PROCART 220KV	0.0	9.5	7.8	6.4	9.7	6.7
	CGE	BA S/E COLBUN 13.8KV	1.0	0.0	0.0	24.8	7.0	6.6
	CGE	BA S/E PARRONAL 13.2KV	0.8	10.3	0.0	0.0	19.8	6.2
ENS	CARTULINAS CMPC	BA S/E PROCART 220KV	0.0	588.0	393.6	320.0	588.6	378.0
	CGE	BA S/E CONSTITUCION 23KV BP1	17.2	59.5	58.5	13.7	50.1	39.8
	CGE	BA S/E TENO 13.2KV BP1	0.7	31.4	88.8	0.2	0.4	24.3
	CGE	BA S/E LICANTEN 23KV	5.5	73.7	6.2	0.0	29.9	23.0
	CGE	BA S/E RANGUILI 13.8KV BP1	1.2	68.3	0.0	0.0	26.5	19.2

a) FMIK

Los mayores promedios acumulados de FMIK se encuentran en los puntos de control de Constitución 23 kV BP1, Panimávida BP2 13.2 kV, Villa Alegre 15 kV BP1, Constitución 66kV y Nirivilo 23kV B1.

Respecto del año 2022, último agregado al análisis de este estudio, se observa que el valor máximo se presenta en Panimávida BP2 13.2 kV, con un FMIK de 15 (veces/año), debido fundamentalmente a robo de conductor o equipo.

En la siguiente figura se presenta el índice FMIK en los puntos de control en la zona de Itahue, registrando la evolución positiva desde el 2018 al 2021, sin embargo el año 2022 el índice se incrementa producto de la causa de robo de conductor.

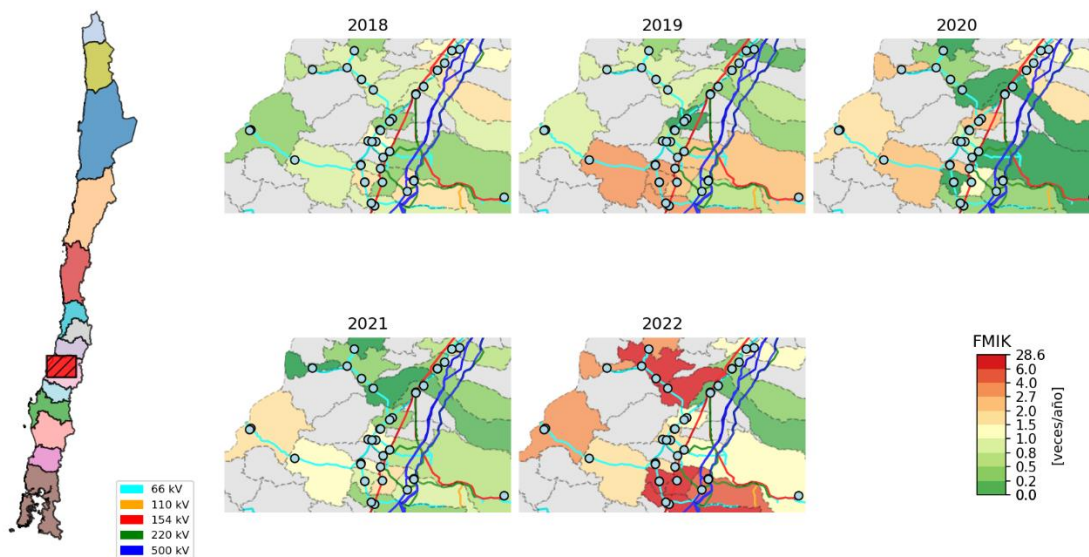


Figura 5-66: FMIK entre 2018 y 2022 georreferenciados en la zona de Itahue.

b) TTIK

Los mayores valores de promedios acumulados de TTIK en esta zona se registraron en los puntos de control Itahue (FFCC) 66kV, Hualañe 13.2 kV, Procart 220 kV, Colbún 13.8 kV y Parronal 13.2 kV.

Respecto del año 2022, último agregado al análisis de este estudio, se observa que el valor máximo se presenta en Hualañe 13.2 kV con un TTIK de 22.2 (horas/año), aumentando en comparación con los años anteriores, con causa principal caída de árbol sobre línea o instalación.

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 e incrementándose el año 2022.

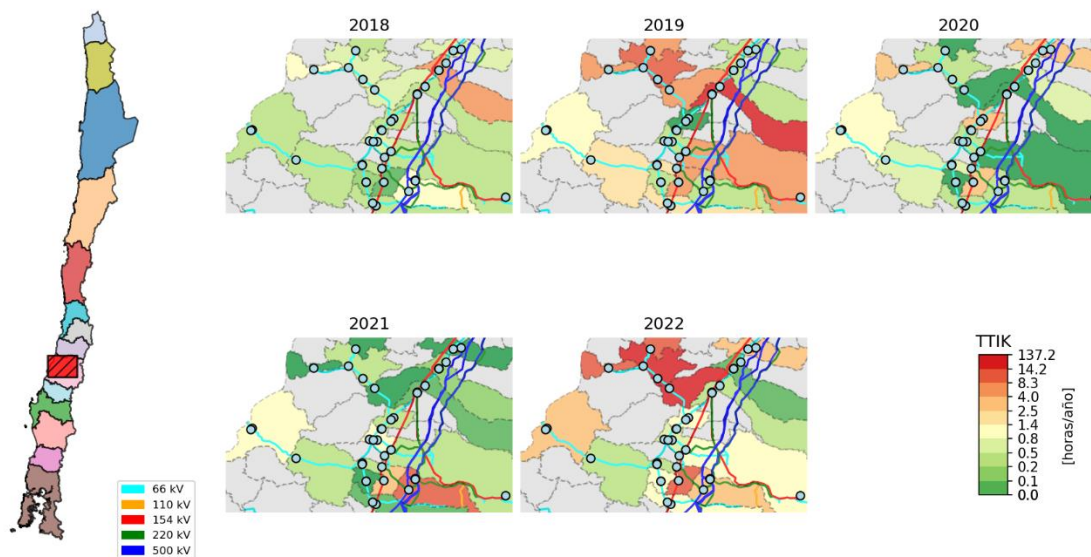


Figura 5-67 TTIK entre 2018 y 2022 presentados en el mapa de la zona de Itahue.

c) ENS

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

Respecto del año 2022, último agregado al análisis de este estudio, se observa que el valor máximo se presenta en Procart 220 kV con una ENS de 588.6 MWh aumentando significativamente en relación al año anterior. Las causas de estos valores de ENS están dadas por crecimiento de la demanda no evaluado así como también por falla ocasionada por animales, roedores o pájaros.

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 el año 2018. Por otra parte, desde el año 2019 al 2022 se destaca el alto valor en el punto de Procart con respecto a la zona en general.

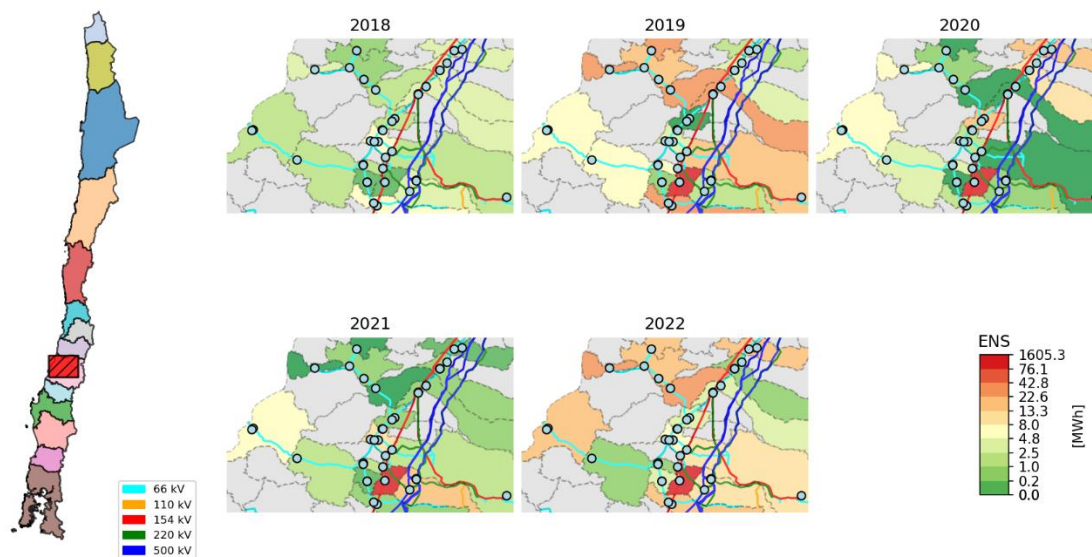


Figura 5-68: ENS entre 2018 y 2022 georreferenciados en la zona de Itahue.

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 2022 se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 5-50: Proyectos de transmisión en operación en la zona de Itahue.

N	Empresa	Nombre Proyecto	ST	Nivel de Tensión [kV]	Fecha Real de EO	Origen	N° Decreto	Año Decreto
1	CGE S.A.	Aumento de capacidad línea 1x154 kV Empalme Teno - Teno	STZ	154	09-sept-18			
2	CGE S.A.	Apoyo Maule	STZ	220	19-jun-19	Decreto	418	2017
3	CGE S.A.	Aumento de capacidad en S/E Villa Alegre	STZ	66/13.2	17-jul-19	Decreto	418	2017
4	CGE S.A.	Nuevo Transformador en S/E Los Maquis	STZ	66/13.8	04-sept-19	Decreto	418	2017
5	CGE S.A.	Ampliación en SE Maule	STZ	66/15	13-oct-20	Decreto	418	2017
6	Transelec S.A.	Seccionamiento en SE Panimávida	STZ	66	22-oct-20	Decreto	418	2017
7	Luzlinares S.A.	Ampliación en SE Panimávida	STZ	66/13.2	23-oct-20	Decreto	418	2017
8	Luzlinares S.A.	Seccionamiento en Tap Linares Norte	STZ	66	10-nov-20	Decreto	418	2017
9	Luzlinares S.A.	Ampliación en SE Linares Norte	STZ	66/13.2	14-dic-20	Decreto	418	2017
10	CGE S.A.	Ampliación en SE San Javier	STZ	66	21-dic-20	Decreto	418	2017
11	CGE S.A.	Ampliación en SE Constitución	STZ	66	04-oct-21	Decreto	418	2017
12	CGE S.A.	Ampliación en SE Cauquenes	STZ	66	28-dic-21	Decreto	418	2017
13	CGE S.A.	Ampliación en SE La Palma	STZ	66	28-feb-22	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. La obra 10, tiene una incidencia positiva en el punto de San Javier. La obra 11, tiene una incidencia positiva en los puntos de S/E Constitución. La obra 12, no tiene mayor incidencia en los puntos de control. La obra 13, tiene una incidencia positiva en los puntos de S/E La Palma.

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 2018 y el 2022.

Tabla 5-51: Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2018, 2019, 2020, 2021 y 2022 en la zona de Charrúa.

Índice de continuidad	Año	Charrúa						Desviación Estándar
		Mínimo	Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo	Media	
FMIK	2018	0.0	0.0	1.0	2.0	7.0	1.1	1.6
	2019	0.0	0.0	1.5	3.0	10.0	2.0	2.1
	2020	0.0	0.0	1.0	2.0	9.0	1.7	2.1
	2021	0.0	0.0	1.0	2.8	7.0	1.7	1.8
	2022	0.0	0.0	1.0	4.0	12.0	2.4	3.3
TTIK	2018	0.0	0.0	0.0	2.5	83.7	4.1	12.8
	2019	0.0	0.0	0.6	3.6	25.8	2.6	4.4
	2020	0.0	0.0	0.2	1.5	35.5	2.2	5.3
	2021	0.0	0.0	0.2	1.6	10.8	1.2	2.2
	2022	0.0	0.0	0.1	2.0	120.8	3.1	13.1
ENS	2018	0.0	0.0	0.1	6.6	352.4	14.5	46.9
	2019	0.0	0.0	1.1	11.7	173.7	13.1	29.9
	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	7.5	24.4
	2022	0.0	0.0	0.4	9.5	149.7	10.3	22.7

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 2022 presenta el mayor valor alcanzando 2.4 (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 2018 presenta el mayor valor alcanzando 4.1 (horas/año). El año 2022 registra un alza con respecto al año 2021, desde un valor medio de 1.2 a 3.1 (MWh/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 2018 presenta el mayor valor alcanzando 14.5 (MWh/año). El año 2022 registra una leve alza con respecto al año 2021, desde un valor medio de 7.5 a 10.3 (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.

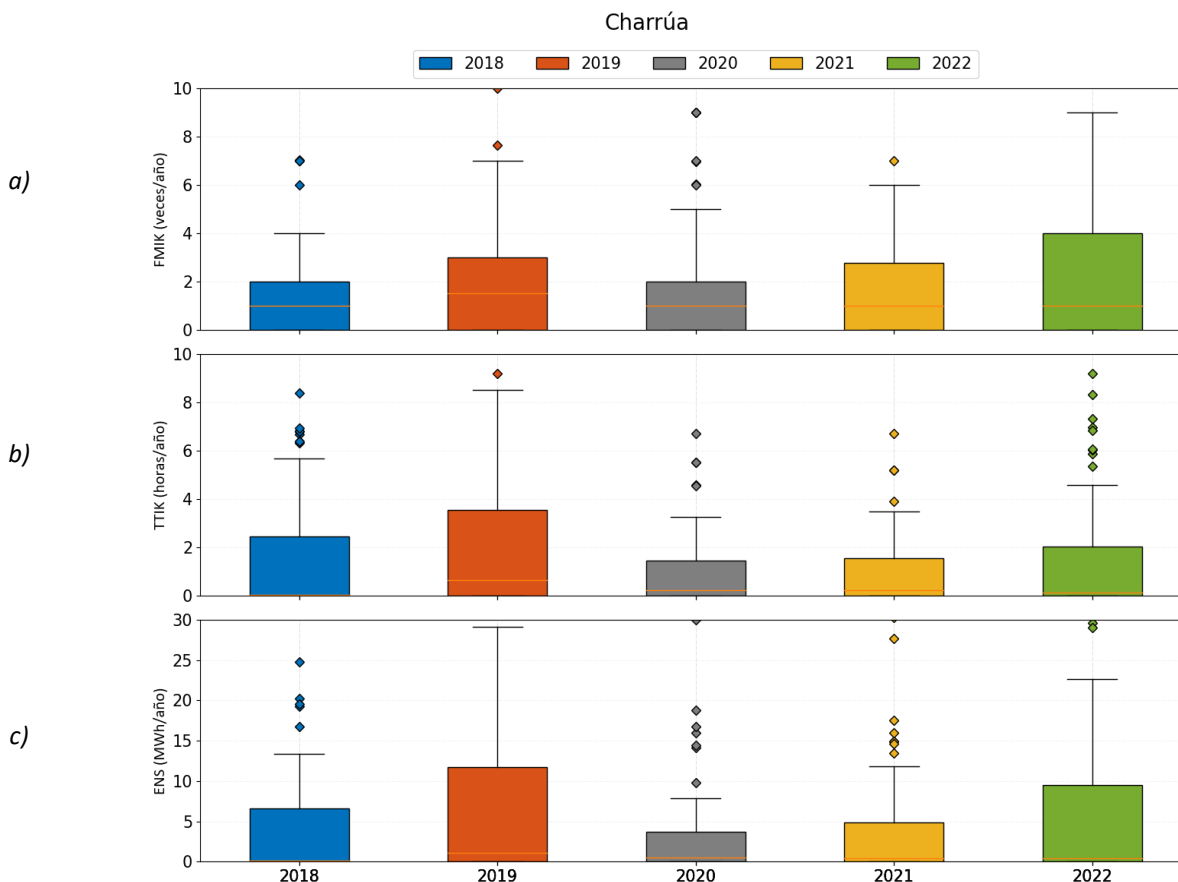


Figura 5-69 Diagrama BoxPlot de los índices de continuidad de Charrúa; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

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.

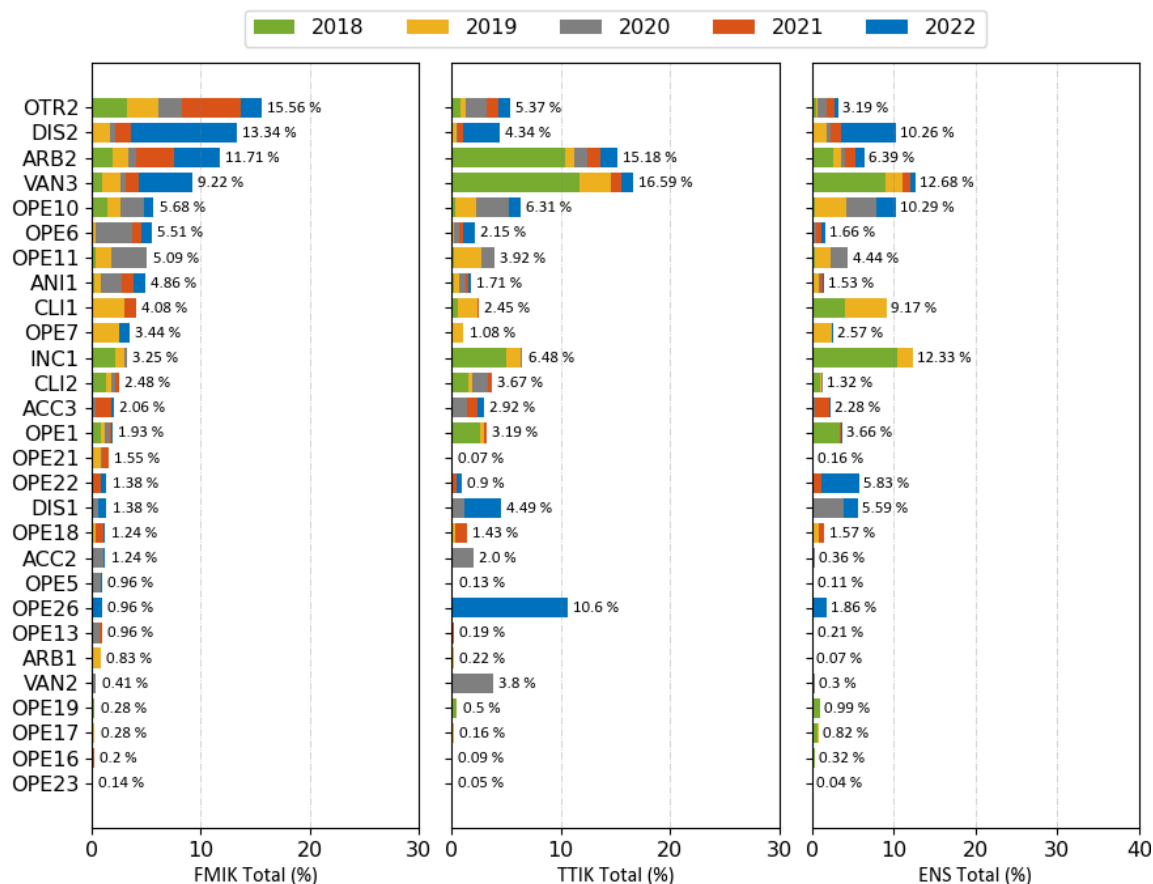
Tabla 5-52: Porcentajes de los índices de continuidad del total acumulado según causa en Charrúa.

Charrúa				
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
OTR2	Origen no determinado (trip de interruptor)	15.56	5.37	3.19
DIS2	Crecimiento de la demanda no evaluado	13.34	4.34	10.26
ARB2	Caída de árbol sobre línea o instalación	11.71	15.18	6.39
VAN3	Robo conductor o equipo	9.22	16.59	12.68
OPE10	Falla de material, por fatiga de material o mala calidad	5.68	6.31	10.29
OPE6	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	5.51	2.15	1.66
OPE11	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	5.09	3.92	4.44
ANI1	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	4.86	1.71	1.53

Charrúa				
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
CLI1	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	4.08	2.45	9.17
OPE7	Error de personal u operador	3.44	1.08	2.57
INC1	Incendio bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado, ej. quema de pastizal)	3.25	6.48	12.33
CLI2	Objeto llevado por el viento hacia los conductores	2.48	3.67	1.32
ACC3	Choque de vehículo a poste	2.06	2.92	2.28
OPE1	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	1.93	3.19	3.66
OPE21	Error en conexonado	1.55	0.07	0.16
OPE22	Error en programación	1.38	0.9	5.83
DIS1	Pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales	1.38	4.49	5.59
OPE18	Violación de distancia eléctrica	1.24	1.43	1.57
ACC2	Falla originada en terceros (accidentes, interferencias, rodado, deslizamiento de tierra, juegos, etc.)	1.24	2	0.36
OPE5	Conector suelto o sucio	0.96	0.13	0.11
OPE26	Falla en sistema de protección o control	0.96	10.6	1.86
OPE13	Maquinaria de trabajo pesado	0.96	0.19	0.21
ARB1	Contacto de rama con conductores	0.83	0.22	0.07
VAN2	Atentado/explosivos/sabotaje	0.41	3.8	0.3
OPE19	Explosión de equipos	0.28	0.5	0.99
OPE17	Falta de limpieza en aisladores o terminales	0.28	0.16	0.82
OPE16	Fuga o degradamiento del dieléctrico (ej. SF6, Aceite, etc.)	0.2	0.09	0.32
OPE23	Desperfecto de fábrica	0.14	0.05	0.04

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



a) b) c)
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 2018 y 2022.

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 5-53: Puntos de control con mayores índices FMIK, TTIK y ENS promedio entre 2018 y 2022 en Charrúa.

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Charrúa					Media
			2018	2019	2020	2021	2022	
FMIK	CGE	BA S/E LA VEGA 23KV	6.0	6.0	1.0	4.0	12.0	5.8
	FRONTEL	BA S/E LOS SAUCES 23KV PRINCIPAL	1.0	4.0	9.0	5.0	9.0	5.6
	FRONTEL	BA S/E NAHUEL BUTA 13.2KV CPR1	0.0	5.0	7.0	7.0	8.0	5.4

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Charrúa					Media
			2018	2019	2020	2021	2022	
	LUZ PARRAL	BA S/E LONGAVI BL2 13.2KV	1.0	7.7	4.0	2.0	12.0	5.3
	CGE	BA S/E CAUQUENES 13.2KV	4.0	10.0	1.0	5.0	6.1	5.2
TTIK	FRONTEL	BA S/E CENTRAL PANGUE 13.8KV	39.0	8.5	35.5	1.6	120.8	41.1
	EFE	BA S/E LAJA (FFCC) 66KV B1	83.7	12.0	0.0	0.0	0.0	19.1
	FRONTEL	BA S/E LAJA 13.8KV	69.7	10.7	0.1	0.8	0.1	16.3
	COELCHA	BA S/E CENTRAL PANGUE 13.8KV	38.6	1.5	19.1	0.2	12.9	14.4
	CGE	BA S/E CAUQUENES 13.2KV	8.4	25.8	0.1	6.7	5.9	9.4
ENS	CMPC CELULOSA	BA S/E CELULOSA PACIFICO 220KV	222.2	72.5	89.7	0.0	149.7	106.8
	FRONTEL	BA S/E LAJA 13.8KV	352.4	68.1	0.7	4.9	0.0	85.2
	CGE	BA S/E CAUQUENES 13.2KV	81.3	173.7	0.3	30.3	68.2	70.8
	FRONTEL	BA S/E CHOLGUAN (STS) 13.2KV	24.8	99.2	1.3	203.8	0.0	65.8
	CGE	BA S/E EL AVELLANO 23KV	1.3	145.8	65.6	14.9	22.2	49.9

a) FMIK

Los mayores promedios acumulados de FMIK se encuentran en los puntos de control de La Vega 23 kV, Los Sauces 23 kV Principal, Nahuelbuta 13.2 kV CPR1, Longaví BL2 13.2 kV y Cauquenes 13.2 kV.

Respecto del año 2022, último agregado al análisis de este estudio, se observa que el valor máximo se presenta en La Vega 23 kV y Longaví BL2 13.2 kV, con un FMIK de 12 (veces/año), debido fundamentalmente a crecimiento de la demanda no evaluado para La Vega 23 kV y robo conductor o equipo para Longaví BL2 13.2 kV.

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 Longaví y La Vega.

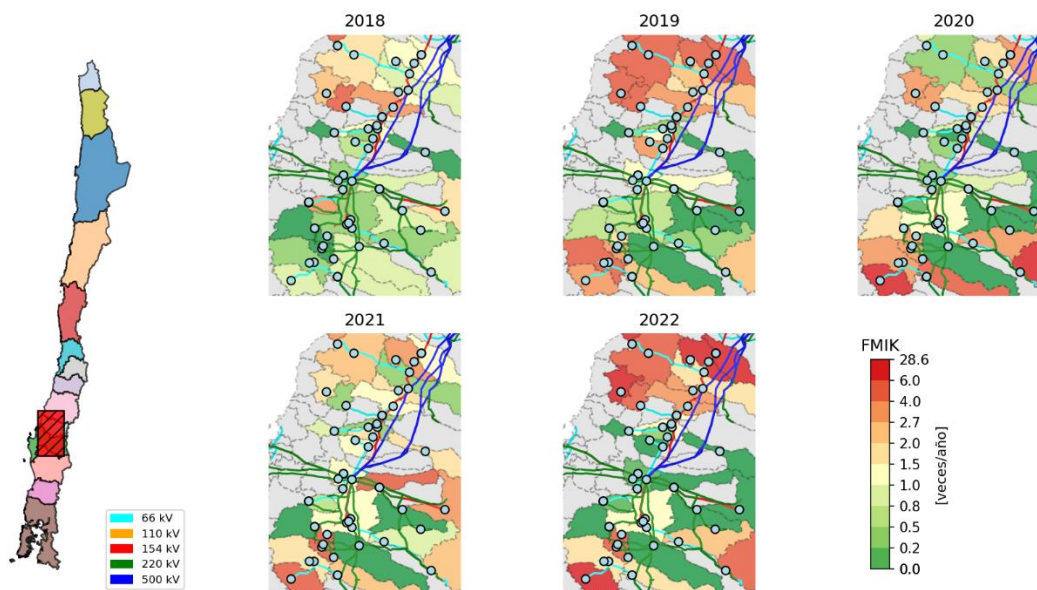


Figura 5-71: FMK entre 2018 y 2022 georreferenciados en la zona de Charrúa.

b) TTIK

Los mayores valores de promedios acumulados de TTIK en esta zona se registraron en los puntos de control Central Pangué 13.8 kV (FRONTEL), Laja (FFCC) 66kV B1, Laja 13.8 kV, Central Pangué 13.8 kV (COELCHA) y Cauquenes 13.2kV.

Respecto del año 2022, último agregado al análisis de este estudio, se observa que el valor máximo se presenta en Central Pangué 13.8 kV (FRONTEL) con un TTIK de 120.8 (horas/año), aumentando significativamente respecto de los años anteriores, principalmente por falla en sistema de protección o control.

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 Pangué.

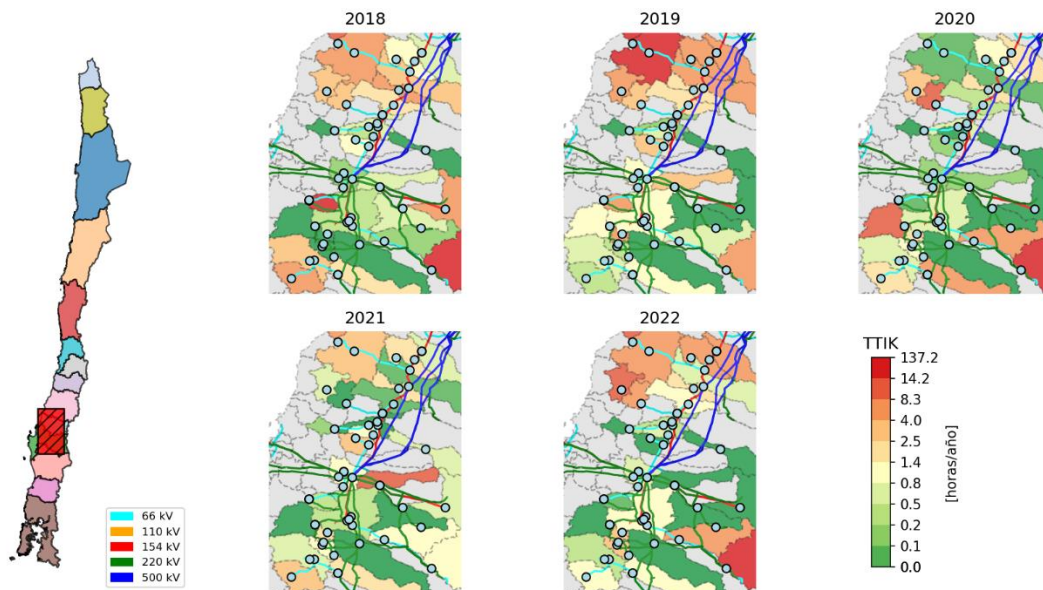


Figura 5-72 TTIK entre 2018 y 2022 presentados en el mapa de la zona de Charrúa.

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 2022, último agregado al análisis de este estudio, se observa que el valor máximo se presenta en Celulosa Pacífico 220kV con una ENS de 149.7 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 en zonas de Cauquenes y Pangué.

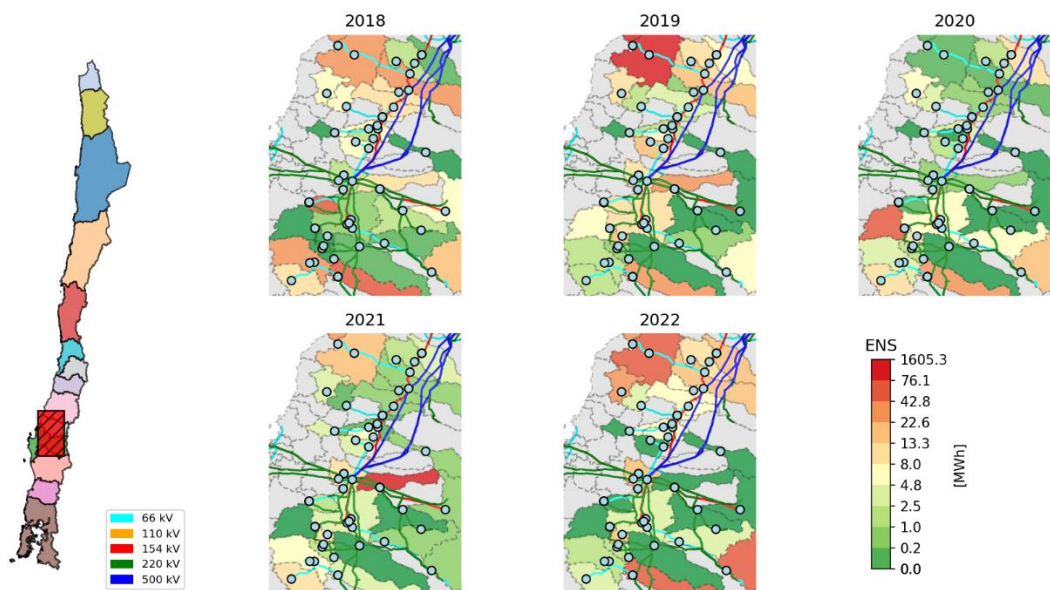


Figura 5-73: ENS entre 2018 y 2022 georreferenciados en la zona de Charrúa.

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 2022 se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 5-54: 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	Transelec 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

N	Empresa	Nombre Proyecto	ST	Nivel de Tensión [kV]	Fecha Real de EO	Origen	N° Decreto	Año Decreto
9	Colbún Transmisión S.A.	Ampliación SE Mulchén 220 kV	STN	220	27-sept-20	Decreto	422	2017
10	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Proyecto Larqui	STN	66-23	20-nov-20	Decreto	418	2017
11	Transemel S.A.	Ampliación S/E Duquenco 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 Duquenco	STZ	66	25-mar-21			
14	CGE S.A.	Ampliación en SE Cauquenes	STZ	66	28-dic-21	Decreto	418	2017
15	CGE S.A.	Ampliación Subestación Monterrico	STZ	154	15-ene-22	Decreto	418	2017
16	COPELEC	Nueva SE Quilmo II 66/33 kV 12 MVA	STZ	66	24-ene-22	Decreto	418	2017
17	Luzparral S.A.	Aumento de Capacidad de Transformación en SE Longaví	STZ	66	10-jun-22	Decreto	418	2017
18	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Ampliación en S/E Lucero	STZ	66	10-jul-22	Rex.ex.	456	2020

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. La obra 12 no tienen una incidencia en los índices de la zona. La obra 13 tiene una incidencia marginal en los índices de la zona. La obra 14 presenta una incidencia positiva especialmente en los puntos de la S/E Cauquenes. La obra 15 presenta una incidencia positiva en los puntos de la zona de Chillan. La obra 16 no tienen una incidencia en los índices de la zona. La obra 17 presenta una incidencia positiva especialmente en los puntos de la S/E Longaví. La obra 18 no tienen una incidencia en los índices de la zona.

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 2018 y el 2022.

Tabla 5-55: Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2018, 2019, 2020, 2021 y 2022 en la zona de Concepción.

Índice de continuidad	Año	Concepción						
		Mínimo	Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo	Media	Desviación Estándar
FMIK	2018	0.0	0.0	0.0	1.0	7.5	1.1	2.0
	2019	0.0	0.0	1.0	2.0	10.7	1.7	2.4
	2020	0.0	0.0	1.0	2.0	10.0	1.5	2.1
	2021	0.0	0.5	1.0	3.0	7.4	1.9	1.9
	2022	0.0	0.0	0.6	1.8	11.0	1.3	1.9
TTIK	2018	0.0	0.0	0.0	0.8	36.3	1.7	5.0
	2019	0.0	0.0	0.4	3.0	19.3	2.0	3.4
	2020	0.0	0.0	0.4	1.9	10.2	1.7	2.7
	2021	0.0	0.2	1.6	3.7	9.6	2.5	2.7
	2022	0.0	0.0	0.2	3.3	22.1	2.6	4.6
ENS	2018	0.0	0.0	0.0	4.1	121.6	7.1	18.8
	2019	0.0	0.0	2.8	13.4	100.6	10.8	18.9
	2020	0.0	0.0	2.6	10.8	76.5	9.6	15.7
	2021	0.0	2.5	12.4	20.5	174.7	21.6	32.3
	2022	0.0	0.0	1.2	21.7	496.3	24.7	70.8

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 2021 presenta el mayor valor alcanzando 1.9 (veces/año).

El índice TTIK promedio menor, registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde a los años 2018 y 2020 equivalente a 1.7 (horas/año). El año 2022 presenta el mayor valor alcanzando 2.6 (horas/año).

La ENS promedio menor, registrada en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2018 equivalente a 7.1 (MWh/año). El año 2022 presenta el mayor valor alcanzando 24.7 (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.

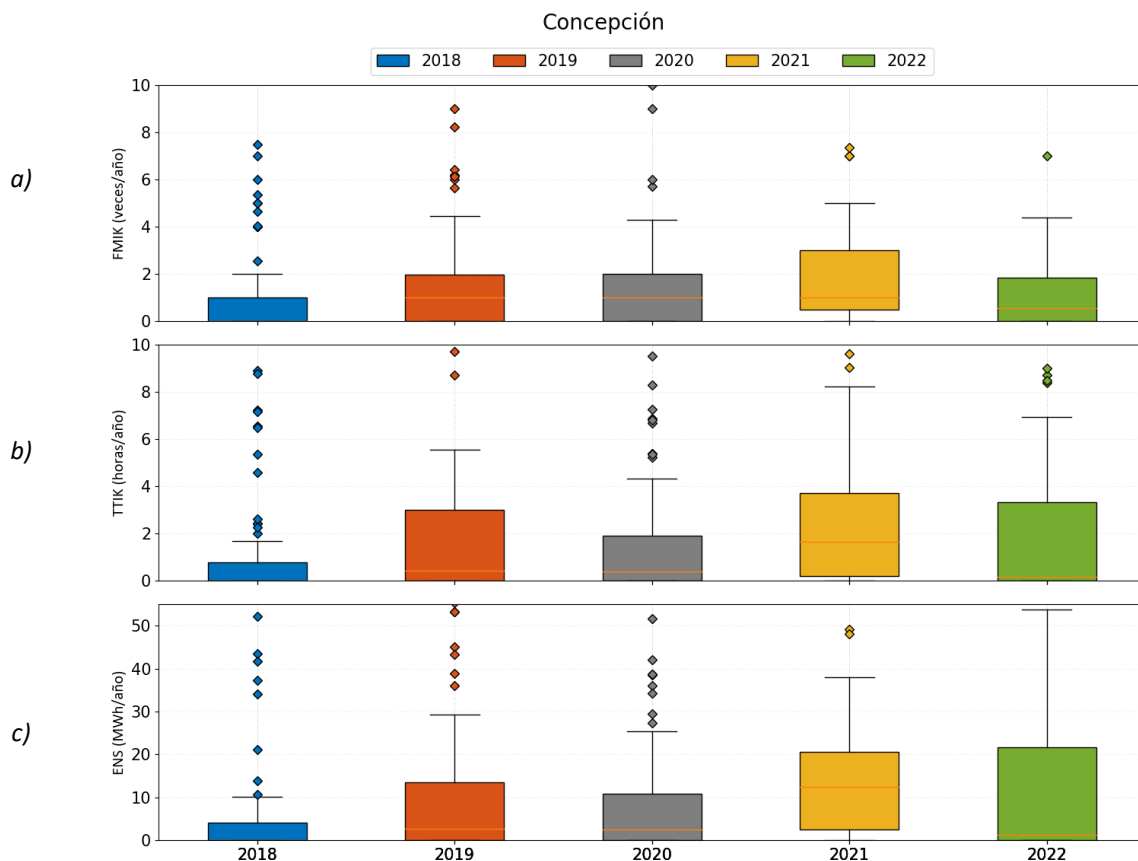


Figura 5-74: Diagrama BoxPlot de los índices de continuidad de Concepción; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

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 5-56: Porcentajes de los índices de continuidad del total acumulado según causa en Concepción.

Causa		Concepción		
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
ARB2	Caída de árbol sobre línea o instalación	25.34	35.22	26.68
OTR2	Origen no determinado (trip de interruptor)	11.61	13.77	11.53
OPE10	Falla de material, por fatiga de material o mala calidad	9.37	15.26	14.26
ANI1	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	8.8	1.81	1.14
OPE1	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	4.82	1.42	2.03
CLI2	Objeto llevado por el viento hacia los conductores	4.82	3.6	2.48
OPE13	Maquinaria de trabajo pesado	4.51	2.66	2.23

Concepción				
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
OPE11	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	4.38	1.15	1.41
OPE7	Error de personal u operador	3.36	1	1.04
DIS2	Crecimiento de la demanda no evaluado	3.28	0.65	0.91
ACC2	Falla originada en terceros (accidentes, interferencias, rodado, deslizamiento de tierra, juegos, etc.)	3	0.1	0.04
OPE5	Conector suelto o sucio	2.63	0.51	0.98
VAN3	Robo conductor o equipo	2.19	4.35	2.71
OPE6	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	1.97	2.82	1.25
CLI1	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	1.82	2.68	4.46
DIS6	Ruptura de capacidad dieléctrica	1.75	1.24	0.84
ACC3	Choque de vehículo a poste	1.53	1.9	2.34
OPE17	Falta de limpieza en aisladores o terminales	0.88	0.92	1.35
DIS1	Pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales	0.88	5.51	19.71
OPE26	Falla en sistema de protección o control	0.66	0.86	0.45
OPE22	Error en programación	0.66	0.43	0.3
INC1	Incendio bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado, ej. quema de pastizal)	0.44	0.74	0.87
OPE21	Error en conexionado	0.44	0.25	0.33
OPE19	Explosión de equipos	0.44	0.55	0.34
ARB1	Contacto de rama con conductores	0.44	0.6	0.34

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

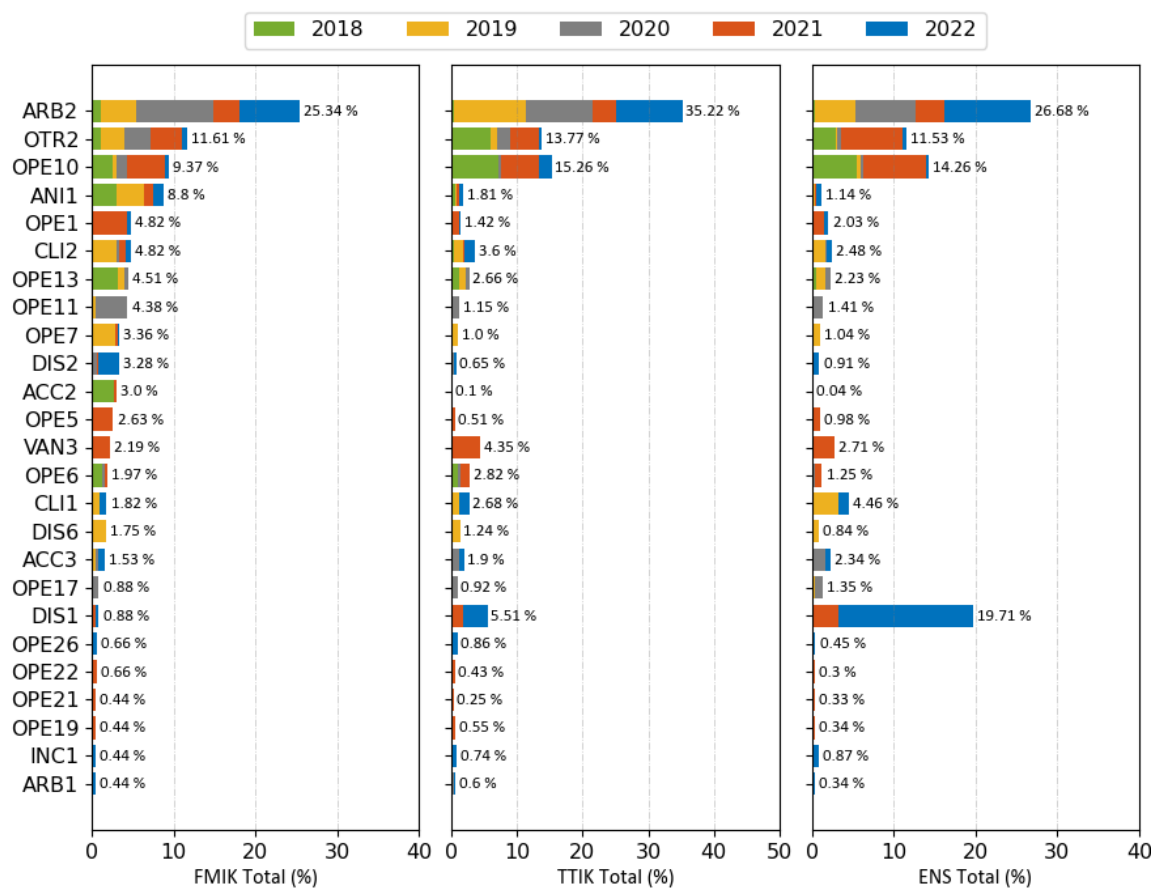


Figura 5-75: Porcentaje del total acumulado en Concepción de los índices de continuidad según causa de la falla; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

5.2.14.2 Índices de continuidad (georreferenciación)

Se presentan los índices de continuidad georreferenciados en la zona de Concepción entre los años 2018 y 2022.

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 5-57: Puntos de control con mayores índices FMIK, TTIK y ENS promedio entre 2018 y 2022 en Concepción.

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Concepción					Media
			2018	2019	2020	2021	2022	
FMIK	FRONTEL	BA S/E LEBU 13.2KV	7.0	10.7	10.0	7.0	11.0	9.1
	FRONTEL	BA S/E CANETE 23KV B.PRINCIPAL	4.0	9.0	9.0	4.0	7.0	6.6
	FRONTEL	BA S/E TRES PINOS 23KV	7.5	8.2	5.7	2.6	4.4	5.7

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Concepción					Media
			2018	2019	2020	2021	2022	
	FRONTEL	BA S/E CARAMPANGUE 23KV	4.0	5.6	4.2	7.4	3.7	5.0
	FRONTEL	BA S/E LOTA 13.2KV B1	5.0	2.0	6.0	7.0	4.0	4.8
TTIK	FRONTEL	BA S/E LEBU 13.2KV	7.2	19.3	8.3	5.4	19.7	12.0
	EFE	BA S/E CHIGUAYANTE 66KV	36.3	3.2	9.5	1.9	5.6	11.3
	FRONTEL	BA S/E TRES PINOS 23KV	8.9	12.7	6.8	3.4	6.2	7.6
	FRONTEL	BA S/E LOTA 13.2KV B1	2.0	4.2	10.2	5.7	8.4	6.1
	CGE	BA S/E TOME 23KV	2.4	0.1	2.0	3.2	22.1	6.0
ENS	EKA CHILE	BA S/E EKA CHILE 154KV	0.0	8.7	0.5	18.8	496.3	104.9
	OXY	BA S/E OXY 154KV	0.0	0.0	51.6	18.8	248.2	63.7
	FRONTEL	BA S/E LOTA 13.2KV B1	10.2	29.3	76.5	48.1	83.2	49.5
	FRONTEL	BA S/E CAÑETE 23KV B.PRINCIPAL	41.8	53.2	38.7	25.2	72.7	46.3
	FRONTEL	BA S/E LEBU 13.2KV	34.0	43.4	36.0	23.2	67.5	40.8

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 Lota 13.2 kV B1.

Respecto del año 2022, último agregado al análisis de este estudio, se observa que el valor máximo se presenta en Lebu 13.2 kV, con un FMIK de 11 (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.

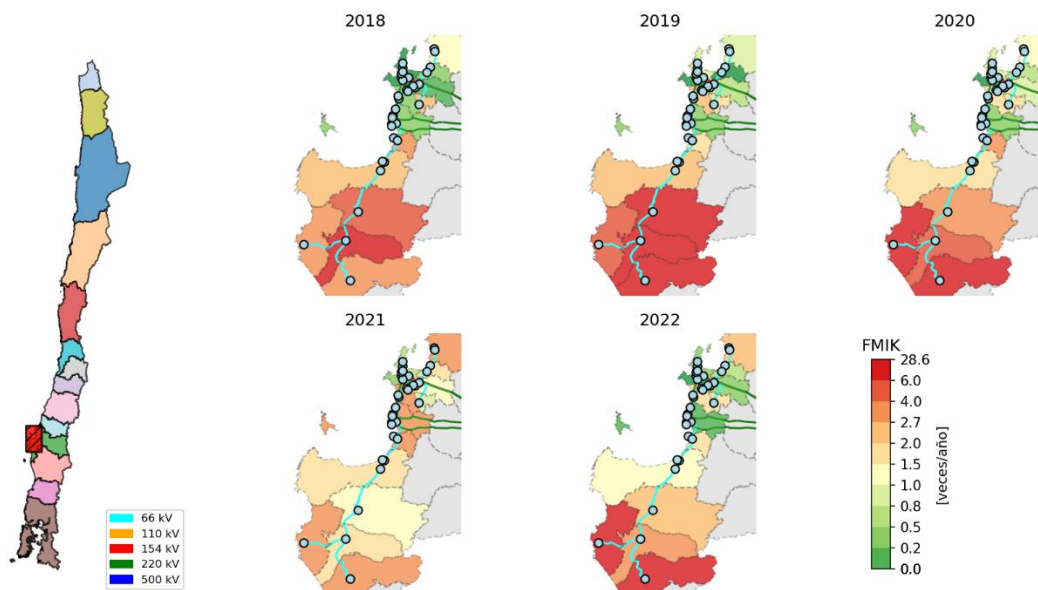


Figura 5-76: FMIK entre 2018 y 2022 georreferenciados en la zona de Concepción.

b) TTIK

Los mayores valores de promedios acumulados de TTIK en esta zona se registraron en los puntos de control Lebu 13.2 kV, Chiguayante 66 kV, Tres Pinos 23 kV, Lota 13.2 kV B1 y Tome 23 kV.

Respecto del año 2022, último agregado al análisis de este estudio, se observa que el valor máximo se presenta en Tome 23 kV con un TTIK de 22.1 (horas/año), aumentando significativamente respecto de los años anteriores, principalmente por 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 Concepción, donde se aprecia fluctuaciones en los valores del indicador con tendencias al alza, especialmente en las zonas de Lebu y Cañete.

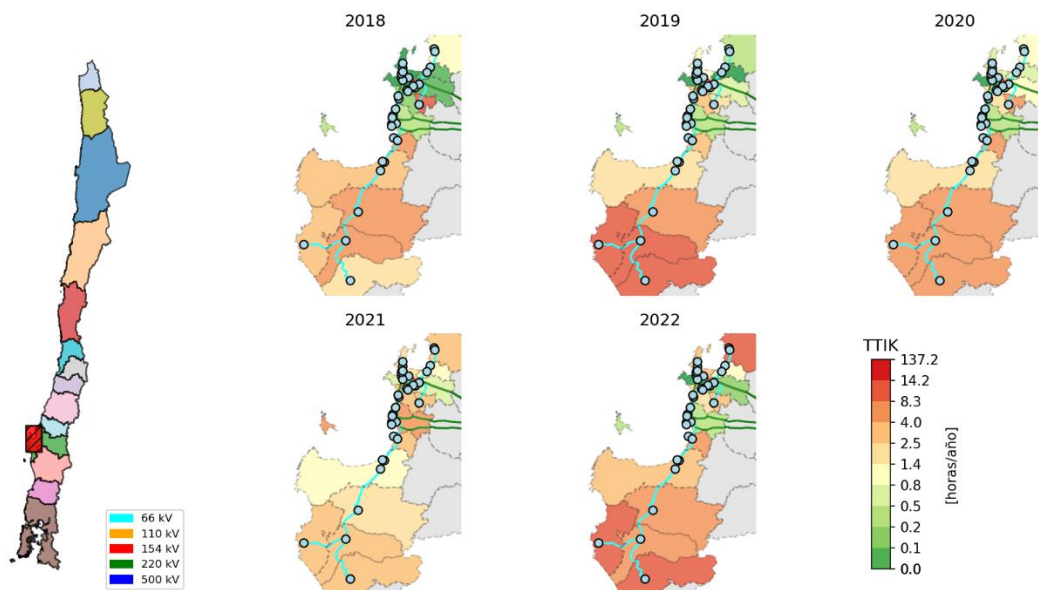


Figura 5-77 TTIK entre 2018 y 2022 presentados en el mapa de la zona de Concepción.

c) ENS

Los puntos de control con mayor promedio de ENS corresponden a Eka Chile 154 kV, Oxy 154 kV, Lota 13.2 kV B1, Cañete 23 kV B.Principal y Lebu 13.2 kV.

Respecto del año 2022, último agregado al análisis de este estudio, se observa que el valor máximo se presenta en Eka Chile 154 kV con una ENS de 496.3 MWh aumentando significativamente en relación al año anterior. Las causas de estos valores de ENS están dadas por pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales.

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 2022.

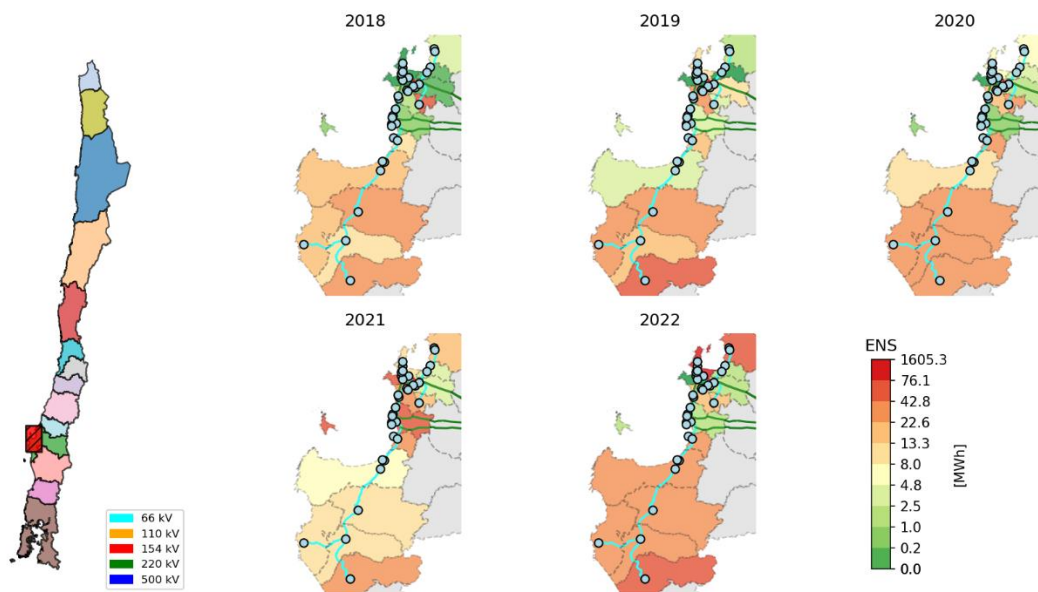


Figura 5-78: ENS entre 2018 y 2022 georreferenciados en la zona de Concepción.

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 2022 se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 5-58: 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	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
5	Transelec S.A.	Adecuaciones en SE Lagunillas para conexión de LT 2x220 kV MAPA - Lagunillas	STZ	220	18-abr-20	Art. 102		
6	CGE S.A.	Nuevo Transformador en SE Talcahuano	STZ	154/66	31-may-20	Decreto	418	2017
7	Colbún Transmisión S.A.	Ampliación SE Mulchén 220 kV	STN	220	27-sept-20	Decreto	422	2017
8	CGE S.A.	Ampliación en S/E Tomé	STZ	66	31-jul-20	Decreto	418	2017

N	Empresa	Nombre Proyecto	ST	Nivel de Tensión [kV]	Fecha Real de EO	Origen	N° Decreto	Año Decreto
9	CGE S.A.	Ampliación en SE Chiguayante	STZ	66	26-jun-20	Decreto	418	2017
10	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Proyecto Larqui	STN	66-23	20-nov-20	Decreto	418	2017
11	CGE S.A.	Ampliación en SE Mahns	STZ	66/15	26-nov-20	Decreto	418	2017
12	CGE S.A.	Aumento de Capacidad en SE San Pedro	STZ	66	23-dic-20	Decreto	418	2017
13	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 4 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 5 afecta marginalmente a los puntos de la zona. La obra 6 afecta especialmente a los puntos de la S/E Talcahuano. La obra 7 no afecta a los puntos de la zona. La obra 8 afecta especialmente a los puntos de la S/E Tomé. La obra 9 afecta especialmente a los puntos de la S/E Chiguayante. La obra 10 no afecta a los puntos de la zona. La obra 11 afecta especialmente a los puntos de la S/E Mahns. La obra 12 afecta especialmente a los puntos de la S/E San Pedro. La obra 13 afecta especialmente a los puntos de la S/E Ejército.

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 2018 y el 2022.

Tabla 5-59: Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2018, 2019, 2020, 2021 y 2022 en la zona de Araucanía.

Índice de continuidad	Año	Araucanía						Desviación Estándar
		Mínimo	Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo	Media	
FMIK	2018	0.0	0.6	1.1	2.0	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
	2022	0.0	0.0	0.0	1.5	12.0	1.6	3.0
TTIK	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	8.1	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
	2022	0.0	0.0	0.0	1.0	43.3	2.7	6.7
ENS	2018	0.0	1.0	4.6	11.7	324.8	14.9	38.1
	2019	0.0	0.0	2.3	17.3	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
	2022	0.0	0.0	0.0	5.2	326.8	19.2	49.5

El índice FMIK promedio menor, registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2022 equivalente a 1.6 (veces/año). El año 2019 presenta el mayor valor alcanzando 3.0 (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 8.1 (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.

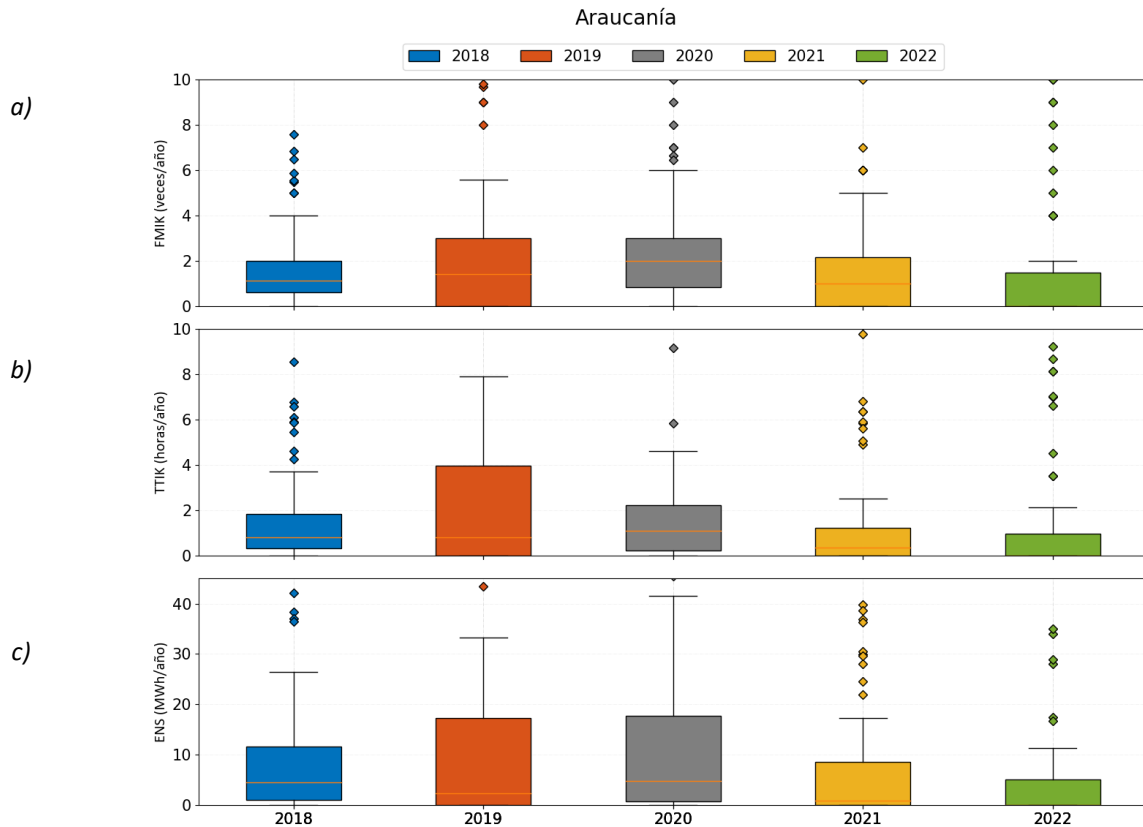


Figura 5-79 Diagrama BoxPlot de los índices de continuidad de Araucanía; a) FMik, b) TTik, c) ENS.

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 5-60: Porcentajes de los índices de continuidad del total acumulado según causa en Araucanía.

Araucanía			FMik (%)	TTik (%)	ENS (%)
Causa	Descripción Causa				
ARB2	Caída de árbol sobre línea o instalación		17.57	26.11	18.28
OTR2	Origen no determinado (trip de interruptor)		14.23	9.78	12.48
CLI1	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)		12.26	3.75	6.72
CLI2	Objeto llevado por el viento hacia los conductores		9.87	6.06	5.92
OPE21	Error en conexonado		5.64	2.53	4.79
ANI1	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)		4.88	2.06	2.41
INC1	Incendio bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado, ej. quema de pastizal)		4.75	20.48	19.24
OPE7	Error de personal u operador		3.7	0.91	1.02

Araucanía				
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
OPE11	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	3.5	7.84	8.6
DIS2	Crecimiento de la demanda no evaluado	3.36	0.51	1.03
OPE6	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	2.65	1.58	1.16
OPE1	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	2.57	2.66	3.1
OPE18	Violación de distancia eléctrica	1.94	0.44	0.46
OPE22	Error en programación	1.76	0.34	0.32
ARB1	Contacto de rama con conductores	1.75	0.81	1.15
VAN2	Atentado/explosivos/sabotaje	1.71	5.92	7.16
OPE13	Maquinaria de trabajo pesado	1.3	0.52	0.48
DIS1	Pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales	1.25	1.02	0.61
ACC2	Falla originada en terceros (accidentes, interferencias, rodado, deslizamiento de tierra, juegos, etc.)	1.25	0.53	0.55
OPE10	Falla de material, por fatiga de material o mala calidad	0.94	0.89	1.03
OTR3	Otros	0.71	0.49	0.23
ACC3	Choque de vehículo a poste	0.63	2.67	1.74
OPE17	Falta de limpieza en aisladores o terminales	0.53	0.16	0.04
OTR1	Súbito aumento de demanda	0.45	0.13	0.07
OPE5	Conector suelto o sucio	0.38	0.02	0.08
DIS6	Ruptura de capacidad dieléctrica	0.31	0.14	0.61
OPE26	Falla en sistema de protección o control	0.13	1.67	0.71

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

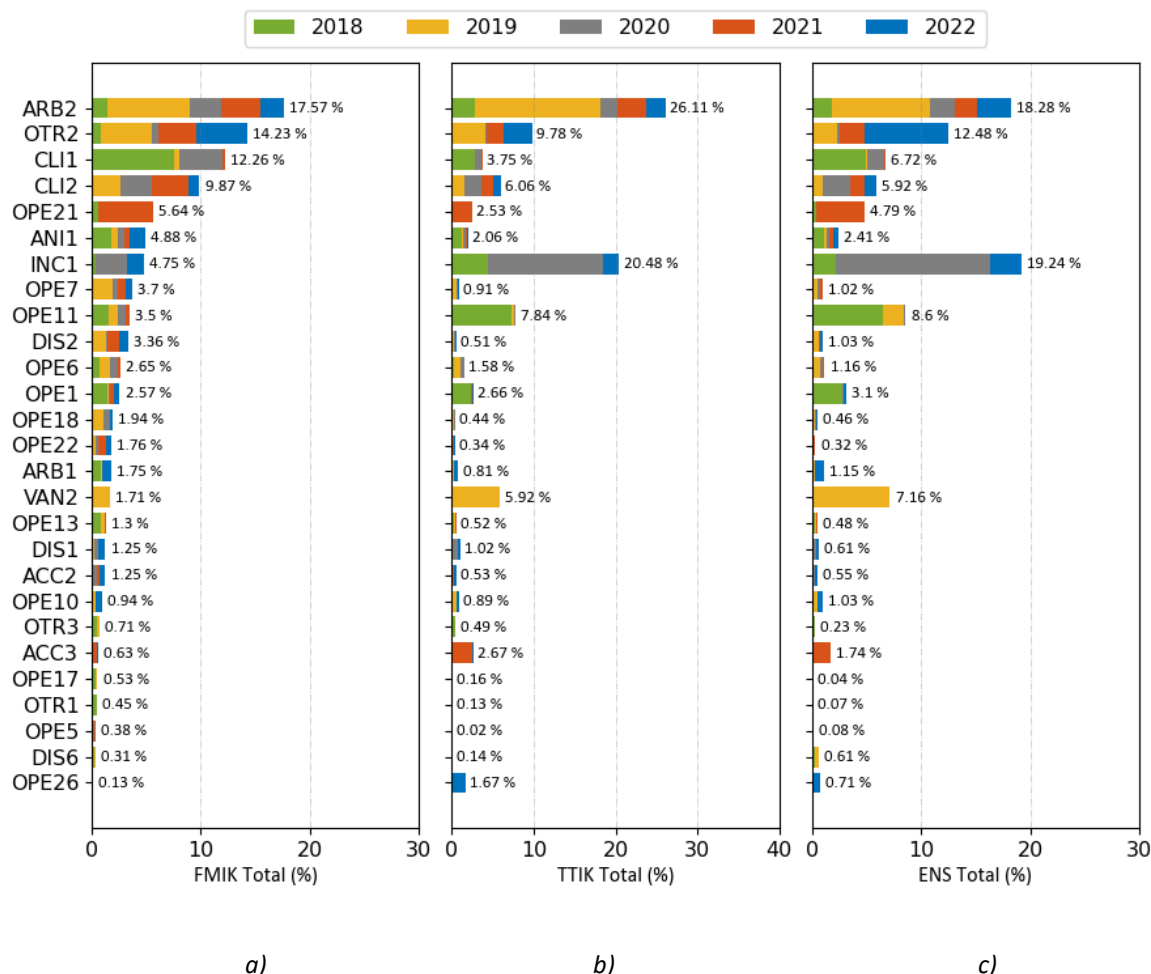


Figura 5-80: Porcentaje del total acumulado en Araucanía de los índices de continuidad según causa de la falla; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

5.2.15.2 Índices de continuidad (georreferenciación)

Se presentan los índices de continuidad georreferenciados en la zona de Araucanía entre los años 2018 y 2022.

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 5-61: Puntos de control con mayores índices FMIK, TTIK y ENS promedio entre 2018 y 2022 en Araucanía.

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Araucanía					Media
			2018	2019	2020	2021	2022	
FMIK	FRONTEL	BA S/E CURACAUTIN 13.2KV	5.6	14.5	7.0	21.0	8.0	11.2
	CGE	BA S/E PUCON 23KV	2.0	28.0	8.0	7.0	11.0	11.2

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Araucanía					Media
			2018	2019	2020	2021	2022	
	CGE	BA S/E VILLARRICA 23KV	2.0	28.6	4.0	3.0	5.0	8.5
	SAESA	BA S/E CORRAL 13.2KV	6.5	12.0	9.0	4.0	10.0	8.3
	FRONTEL	BA S/E PITRUFQUEN 23KV	3.8	10.3	6.4	6.0	11.0	7.5
TTIK	CODINER	BA S/E GORBEA 13,2KV	73.1	85.6	28.2	6.4	11.8	41.0
	CGE	BA S/E VILLARRICA 23KV	0.8	137.2	3.4	1.5	4.5	29.5
	CGE	BA S/E PUCON 23KV	3.7	83.9	16.2	10.7	25.7	28.1
	SAESA	BA S/E CORRAL 13.2KV	16.6	52.7	21.8	5.6	15.7	22.5
	CODINER	BA S/E TRAIGUEN 13.2KV	47.0	13.0	18.1	25.7	8.1	22.4
ENS	CGE	BA S/E PUCON 23KV	38.3	624.8	185.0	103.3	326.8	255.7
	CGE	BA S/E VILLARRICA 23KV	7.6	463.9	41.6	17.3	57.5	117.6
	CODINER	BA S/E GORBEA 13,2KV	324.8	116.0	33.0	5.7	28.0	101.5
	SAESA	BA S/E PANGUIPULLI 23KV	14.1	43.4	403.9	24.6	9.1	99.0
	FRONTEL	BA S/E IMPERIAL 23KV	116.4	24.4	45.5	104.5	164.7	91.1

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 Pitrufrquén 23 kV.

Respecto del año 2022, último agregado al análisis de este estudio, se observa que el valor máximo se presenta en Pucón 23 kV y Pitrufrquén 23 kV, con un FMIK de 11.0 (veces/año), debido fundamentalmente a caída de árbol sobre línea o instalación en el caso de Pucón 23 kV y origen no determinado (trip de interruptor) en el caso de Pitrufrquén 23 kV.

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 Cunco a partir del año 2019.

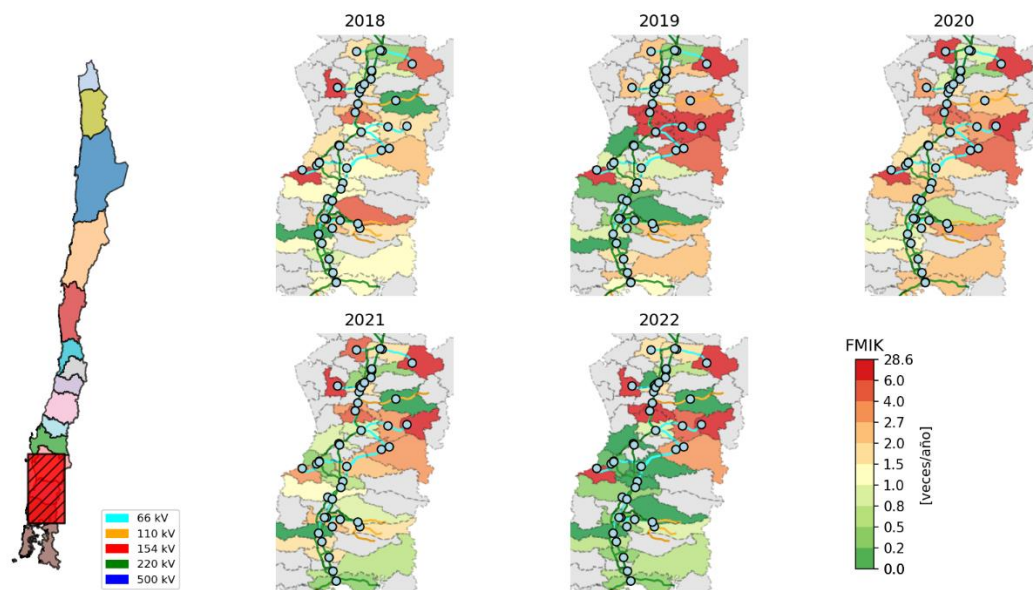


Figura 5-81: FMK entre 2018 y 2022 georreferenciados en la zona de Araucanía.

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

Respecto del año 2022, último agregado al análisis de este estudio, se observa que el valor máximo se presenta en Pucón 23 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.

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 los años 2020 y 2021, y con mayor intensidad el año 2022.

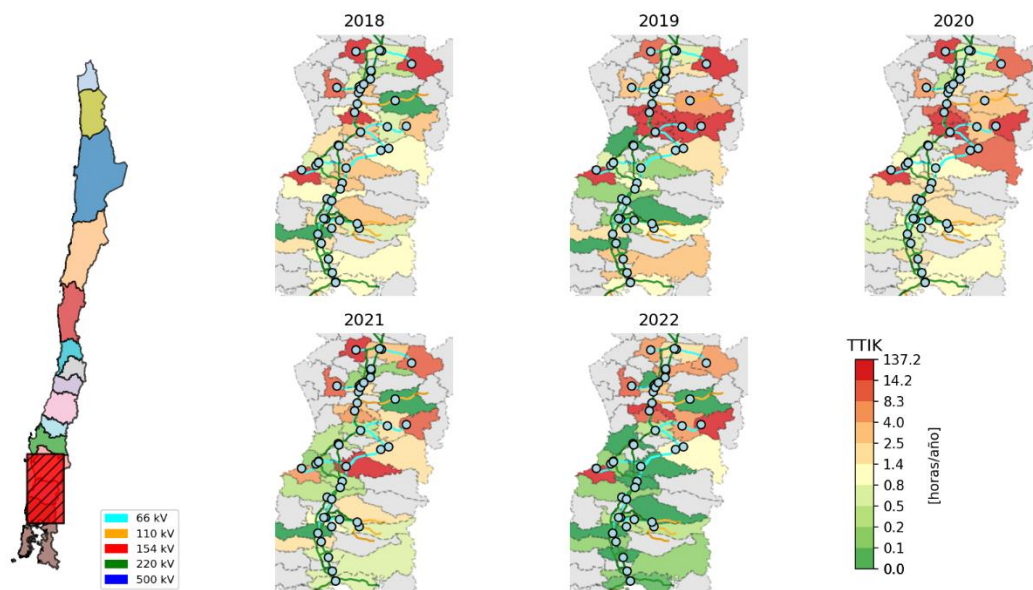


Figura 5-82 TTIK entre 2018 y 2022 presentados en el mapa de la zona de Araucanía.

c) ENS

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

Respecto del año 2022, último agregado al análisis de este estudio, se observa que el valor máximo se presenta en Pucón 23 kV con una ENS de 326.8 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.

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, aumentando en los años 2020 y 2021 y disminuyendo en ciertas zonas el año 2022.

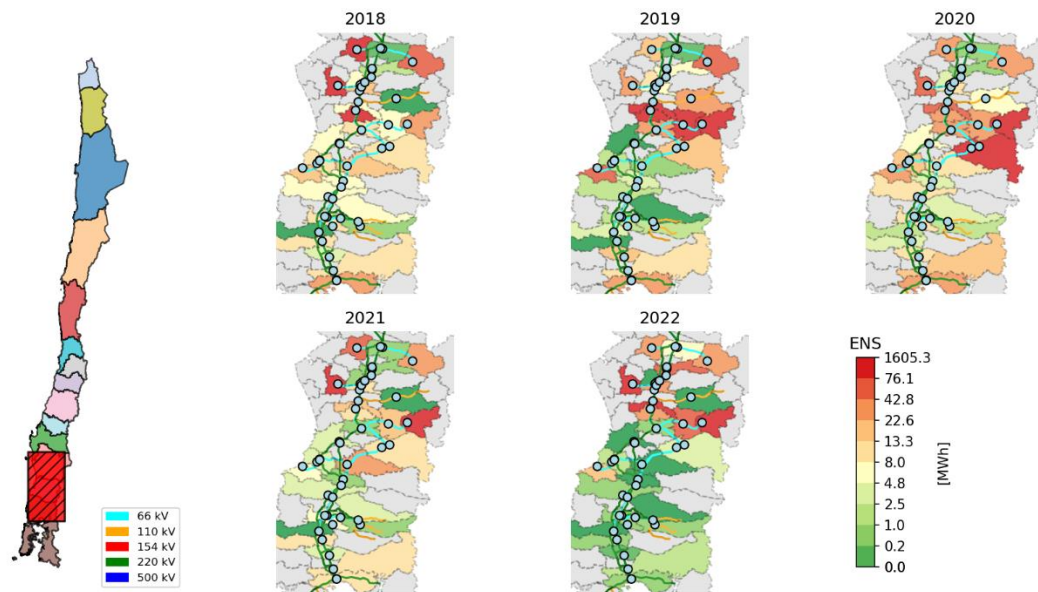


Figura 5-83: ENS entre 2018 y 2022 georreferenciados en la zona de Araucanía.

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 2022 se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 5-62: 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	Transelec 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	Transelec S.A.	S/E Seccionadora Nueva Valdivia 220 kV	STN	220	22-jul-19	Decreto	373	2016
8	Transelec 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 Pillanlelún (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
24	CGE S.A.	Ampliación en SE Chivilcán	STZ	66	10-mar-22	Decreto	293	2018
25	CGE S.A.	Ampliación en S/E Padre Las Casas	STZ	66	10-mar-22	Decreto	418	2017
26	CGE S.A.	Ampliación en S/E Pitruquén	STZ	66	04-abr-22	Decreto	418	2017
27	Transec S.A.	Nueva S/E Lastarria 220/66 kV	STN	220	30-jun-22	Decreto	418	2017

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

A partir de las obras mencionadas, desde la 1 a la 27, entraron en operación entre los años 2018 y 2022, pudiendo incidir positivamente en los índices de continuidad, aunque tal como se presenta en secciones anteriores, en su mayoría las causas principales de aumento corresponden a eventos accidentales como caídas de árboles u orígenes no determinados.

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 2018 y el 2022.

Tabla 5-63: Resumen estadístico de índices de continuidad FMIK para los años 2018, 2019, 2020, 2021 y 2022 en la zona de Chiloé.

Índice de continuidad	Año	Chiloé						
		Mínimo	Q1	Q2 (Mediana)	Q3	Máximo	Media	Desviación Estándar
FMIK	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
	2022	0.0	1.0	1.5	2.2	3.0	1.6	1.1
TTIK	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
	2022	0.0	0.1	0.2	0.2	0.3	0.2	0.1
ENS	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
	2022	0.0	0.6	1.3	2.5	3.7	1.5	1.2

El índice FMIK promedio menor, registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2022 equivalente a 1.6 (veces/año). Los años 2019 y 2020 presentan el mayor valor alcanzando 3.1 (veces/año).

El índice TTIK promedio menor, registrado en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2022 equivalente a 0.2 (horas/año). El año 2021 presenta el mayor valor alcanzando 2.8 (horas/año).

La ENS promedio menor, registrada en los últimos 5 años de estadístico corresponde al año 2022 equivalente a 1.5 (MWh/año). El año 2018 presenta el mayor valor alcanzando 20.8 (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.

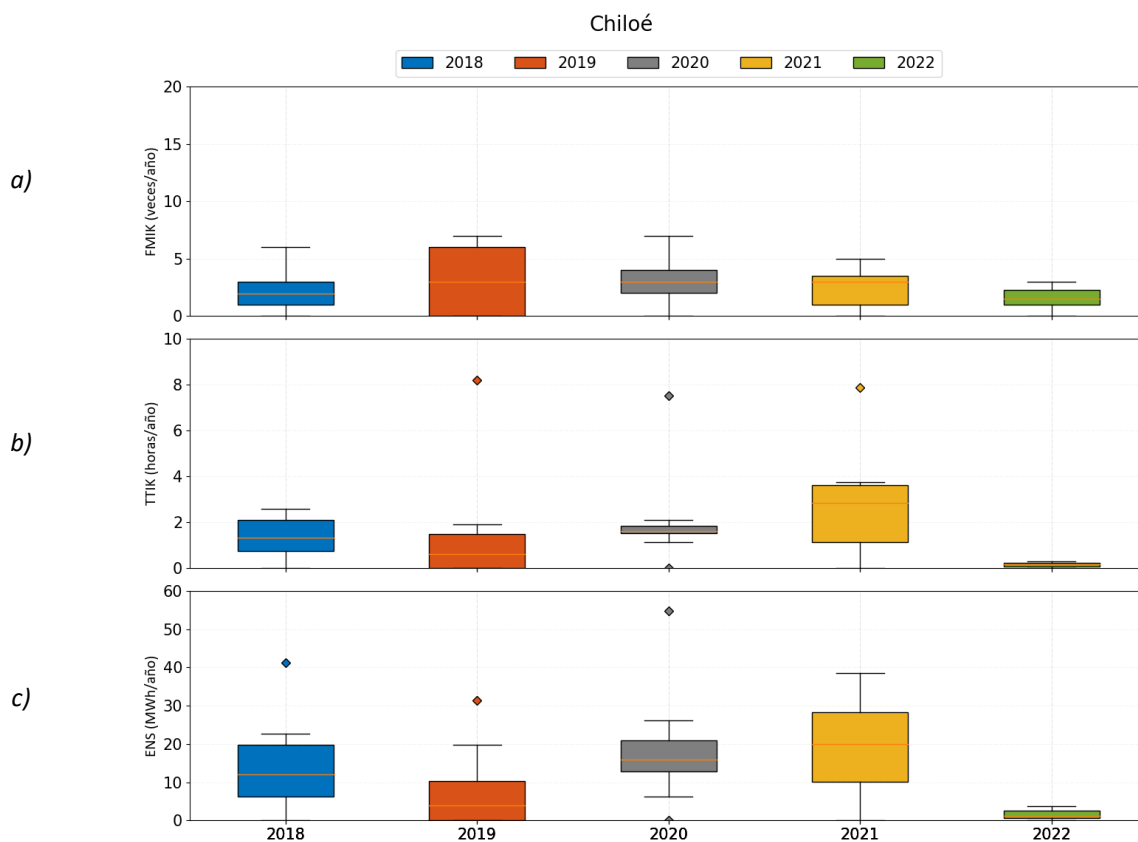


Figura 5-84 Diagrama BoxPlot de los índices de continuidad de Chiloé; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

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 5-64: 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.)	28.17	25.91	30.22
OPE21	Error en conexionado	14.41	25.41	23.2
CLI3	Descargas eléctricas atmosféricas	9.37	1.53	1.81
OPE7	Error de personal u operador	8.65	7.85	8.02
OTR2	Origen no determinado (trip de interruptor)	6.49	5.07	5.07
OPE23	Desperfecto de fábrica	5.53	1.08	1.16
ANI1	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	5.04	4.21	4.34
OPE1	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	5.04	14.75	13.66
CLI2	Objeto llevado por el viento hacia los conductores	3.6	6.58	5.2

Chiloé				
Causa	Descripción Causa	FMIK (%)	TTIK (%)	ENS (%)
OPE11	Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	3.6	0.9	0.45
OPE6	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	3.6	3.58	3.76
ARB2	Caída de árbol sobre línea o instalación	2.88	0.43	0.41
OPE22	Error en programación	2.16	0.31	0.48
ARB1	Contacto de rama con conductores	0.72	1.53	1.37
OPE16	Fuga o degradamiento del dieléctrico (ej. SF6, Aceite, etc.)	0.72	0.86	0.84

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.

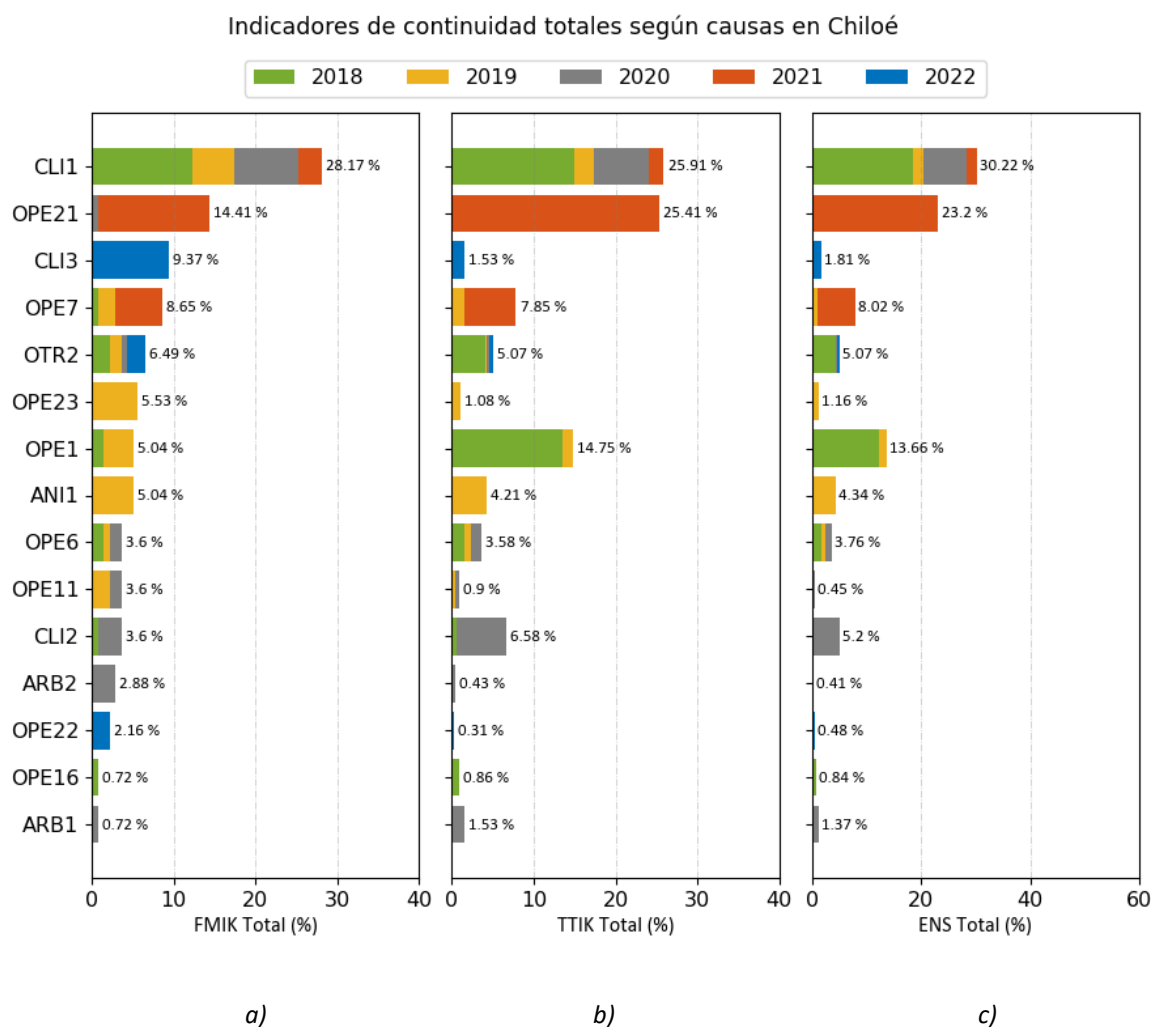


Figura 5-85: Porcentaje del total acumulado en Chiloé de los índices de continuidad según causa de la falla; a) FMIK, b) TTIK, c) ENS.

5.2.16.2 Índices de continuidad (georreferenciación)

Se presentan los índices de continuidad georreferenciados en la zona de Chiloé entre los años 2018 y 2022.

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 5-65: Puntos de control con mayores índices FMIK, TTIK y ENS promedio entre 2018 y 2022 en Chiloé.

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Chiloé					Media
			2018	2019	2020	2021	2022	
FMIK	SAESA	BA S/E QUELLON 23KV BP1	3.5	6.0	4.0	5.0	3.0	4.3
	SAESA	BA S/E CHONCHI 23KV	1.0	7.0	3.0	5.0	3.0	3.8
	SAESA	BA S/E ANCUD 23KV	6.0	3.0	2.0	5.0	2.0	3.6
	SAESA	BA S/E PID PID 23KV	1.9	6.7	4.0	3.0	2.0	3.5
	SAESA	BA S/E CASTRO 23KV	1.0	5.0	3.0	3.0	3.0	3.0
TTIK	SAESA	BA S/E ANCUD 23KV	13.7	0.6	1.4	3.8	0.2	3.9
	SAESA	BA S/E CHONCHI 23KV	0.8	8.2	1.6	3.6	0.3	2.9
	SAESA	BA S/E COLACO 23KV B2	2.1	0.0	2.1	7.9	0.0	2.4
	SAESA	BA S/E CALBUCO 23KV	2.1	0.0	7.5	1.2	0.1	2.2
	SAESA	BA S/E QUELLON 23KV BP1	2.6	1.9	2.0	3.6	0.3	2.1
ENS	SAESA	BA S/E ANCUD 23KV	104.2	5.3	13.6	28.0	1.6	30.6
	SAESA	BA S/E QUELLON 23KV BP1	41.2	19.8	26.2	38.5	3.7	25.9
	SAESA	BA S/E CHONCHI 23KV	6.4	31.4	18.0	29.1	2.4	17.5
	SAESA	BA S/E COLACO 23KV B2	22.7	0.0	23.0	34.9	0.0	16.1
	SAESA	BA S/E CALBUCO 23KV	15.1	0.0	54.8	6.8	1.1	15.5

a) FMIK

Los mayores promedios acumulados en FMIK se encuentran en los puntos de control Quellón 23 kV BP1, Chonchi 23 kV, Ancud 23 kV, Pid Pid 23 kV y Castro 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 2022, último agregado al análisis de este estudio, se observa que el valor máximo se presenta en Quellón 23 kV BP1, Chonchi 23 kV y Castro 23 kV con un FMIK de 3.0 (veces/año), fundamentalmente por descargas eléctricas atmosféricas, en todos los puntos anteriores.

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 2018 con ciertas fluctuaciones el año 2019 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 y disminuir nuevamente el año 2022.

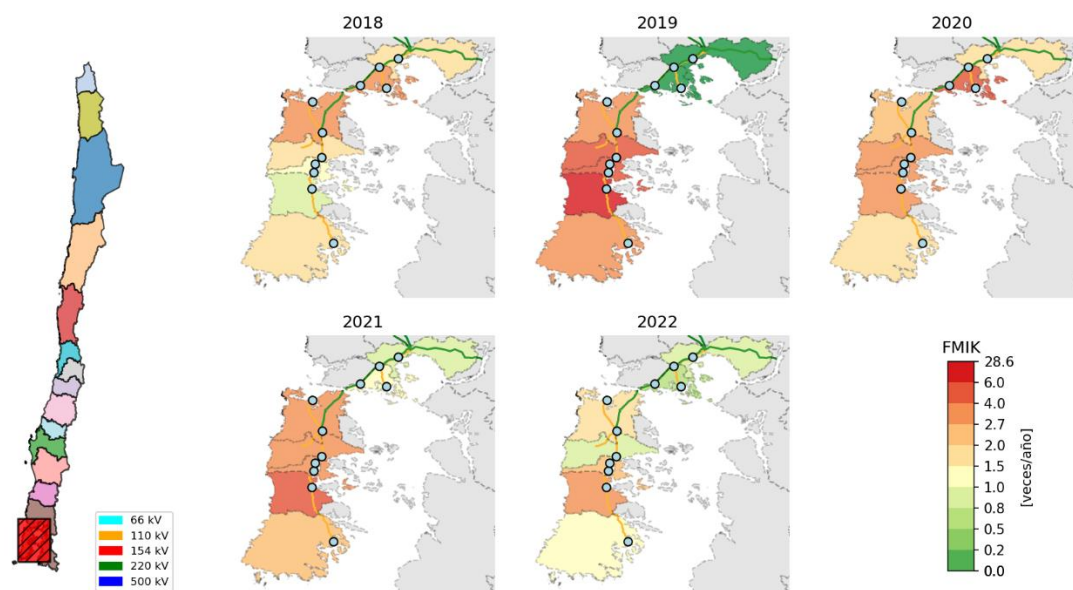


Figura 5-86: FMK entre 2018 y 2022 georreferenciados en la zona de Chiloé.

b) TTIK

Los mayores valores de promedios acumulados de TTIK en esta zona se registraron en los puntos de control Ancud 23 kV, Chonchi 23 kV, Colaco B2 23 kV, Calbuco 23 kV y Quellón BP1 23 kV.

Respecto del año 2022, último agregado al análisis de este estudio, se observa que el valor máximo se presenta en Chonchi 23 kV y Quellón BP1 23 kV con un TTIK de 0.3 (horas/año), disminuyendo significativamente respecto de los años anteriores, la causa principal se produjo fundamentalmente por descargas eléctricas atmosféricas.

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, disminuyendo en forma considerable el año 2022.

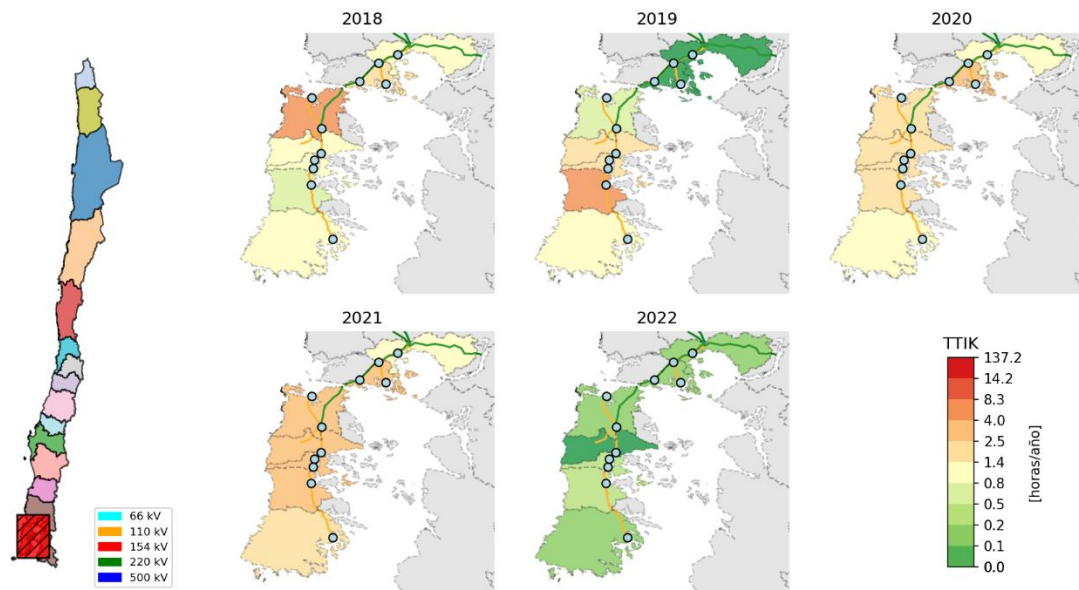


Figura 5-87 TTIK entre 2018 y 2022 presentados en el mapa de la zona de Chiloé.

c) ENS

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

Respecto del año 2022, último agregado al análisis de este estudio, se observa que el valor máximo se presenta en Quellón BP1 23 kV con una ENS de 3.7 MWh disminuyendo en relación al año anterior. Las causas de estos valores de ENS fueron por descargas eléctricas atmosféricas.

En la siguiente figura se presenta la ENS en los puntos de control en la zona de Chiloé, mostrando la evolución positiva los últimos años, con bajas significativas en el año 2022.

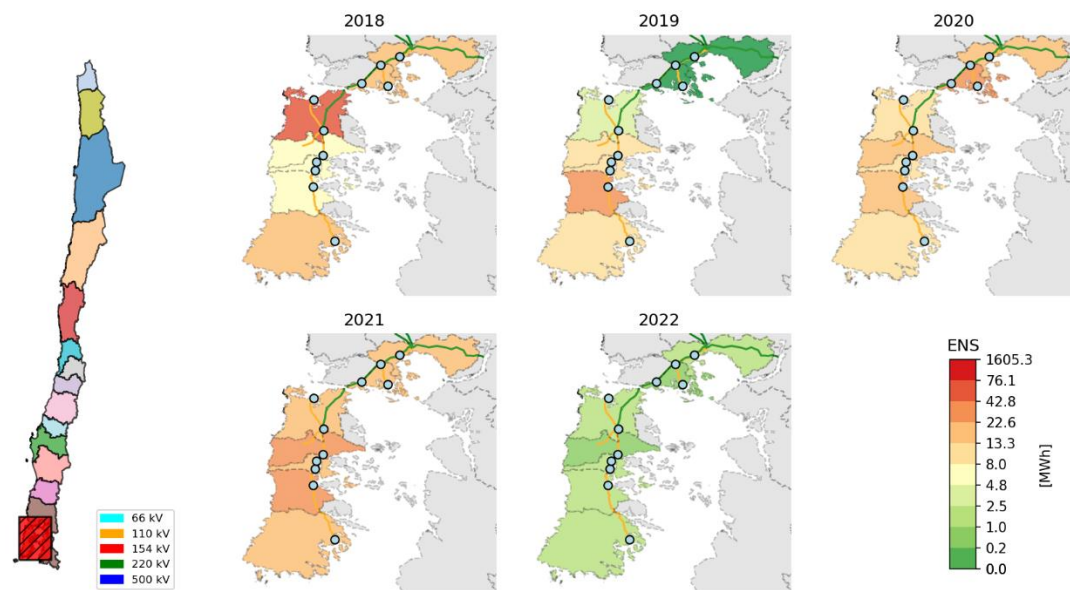


Figura 5-88: ENS entre 2018 y 2022 georreferenciados en la zona de Chiloé.

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 2022 se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 5-66: 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	Transelec 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.

La obra 6, permite reforzar el enlace con la isla de Chiloé si bien la influencia sobre los indicadores en los puntos de control es indirecta.

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 2018 y 2022 (5 años).

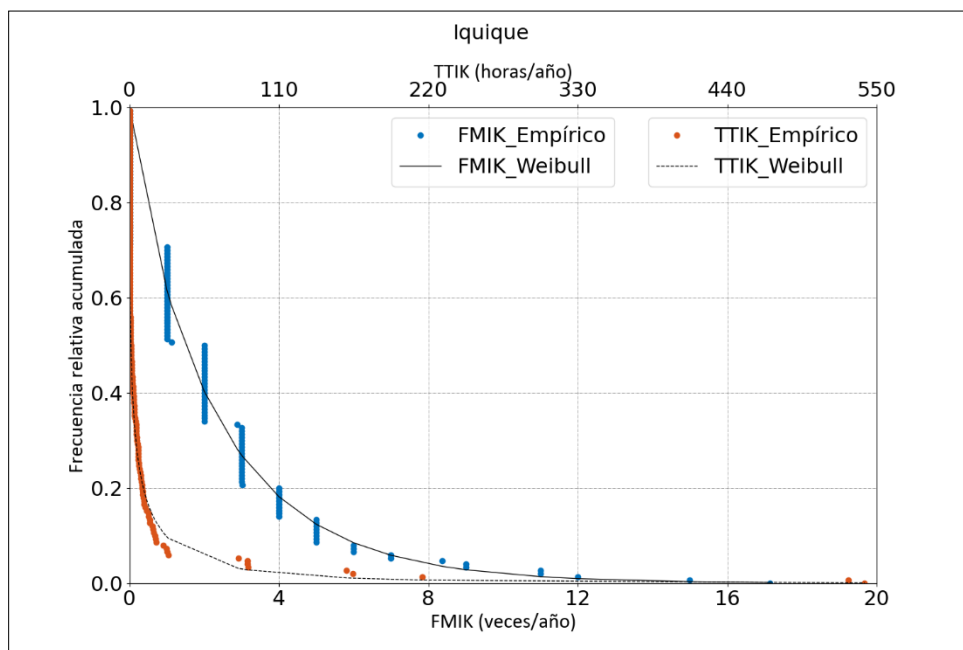


Figura 6-1: Distribución de probabilidad de los índices de continuidad en los últimos 5 años en Iquique.

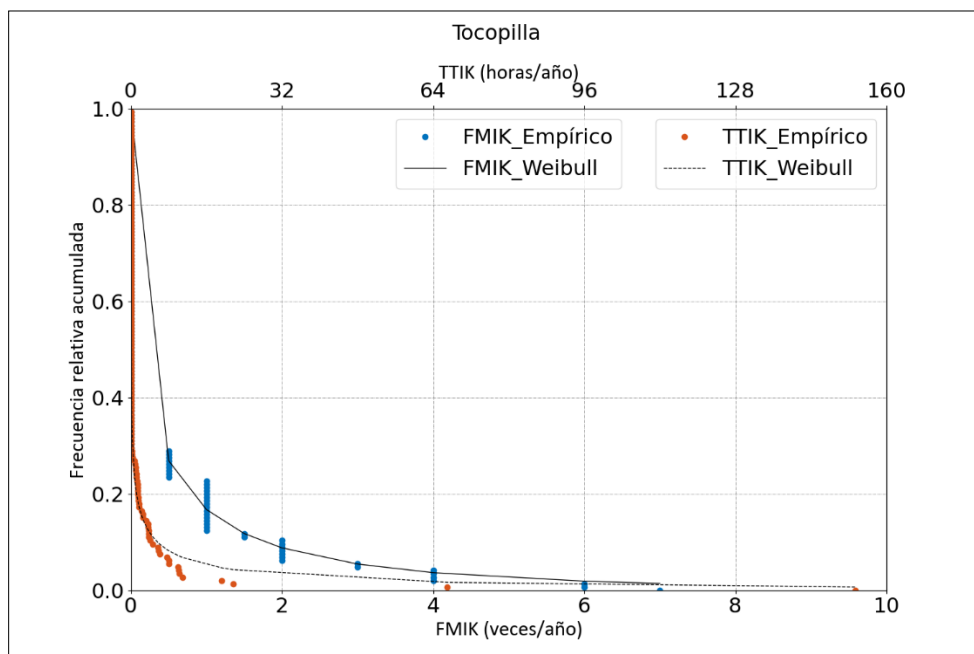


Figura 6-2: Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Tocopilla.

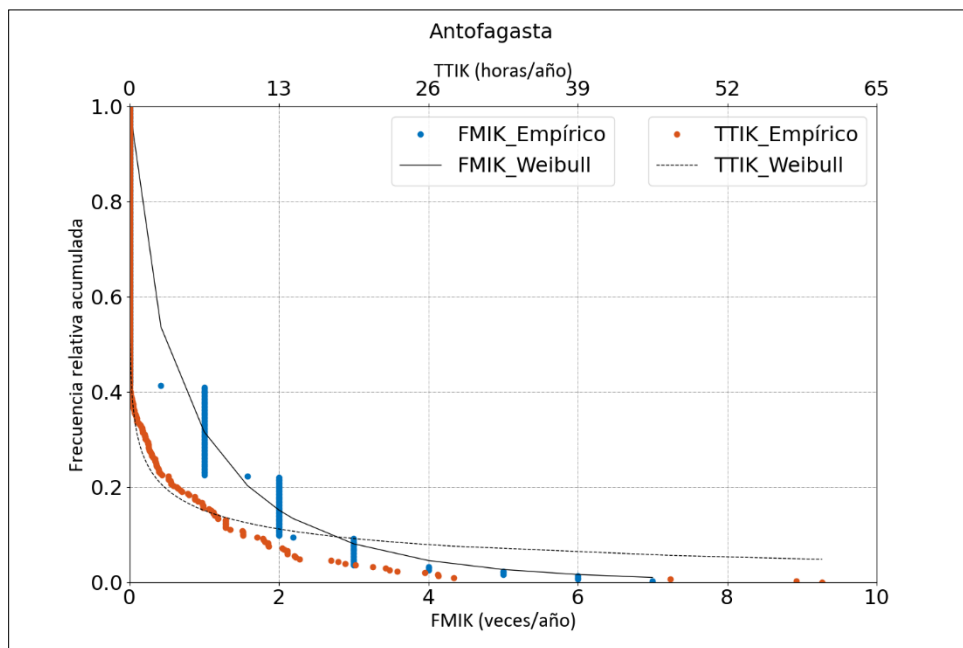


Figura 6-3: Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Antofagasta.

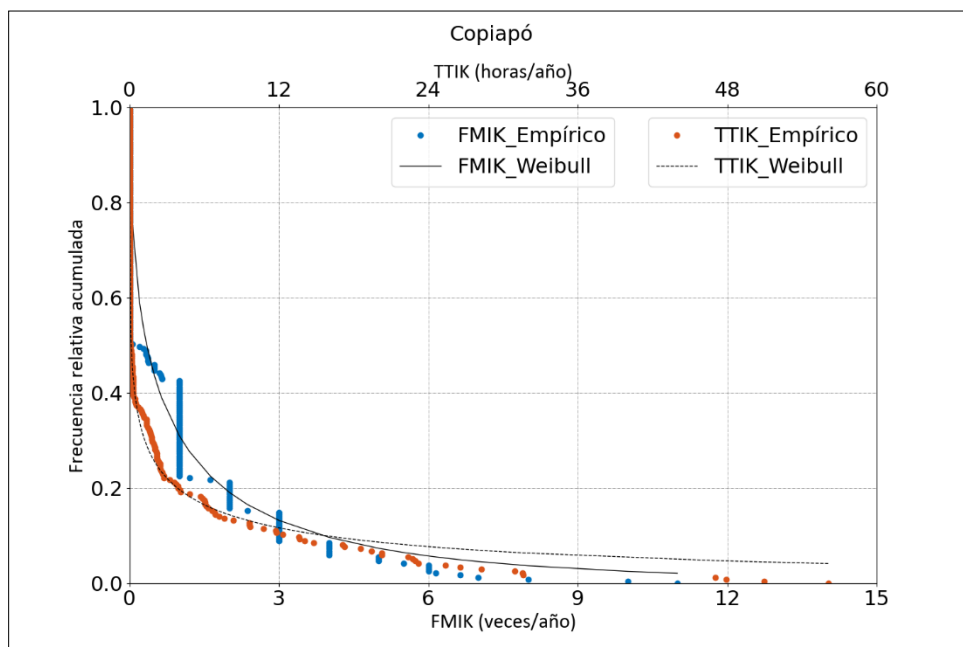


Figura 6-4 Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Copiapó.

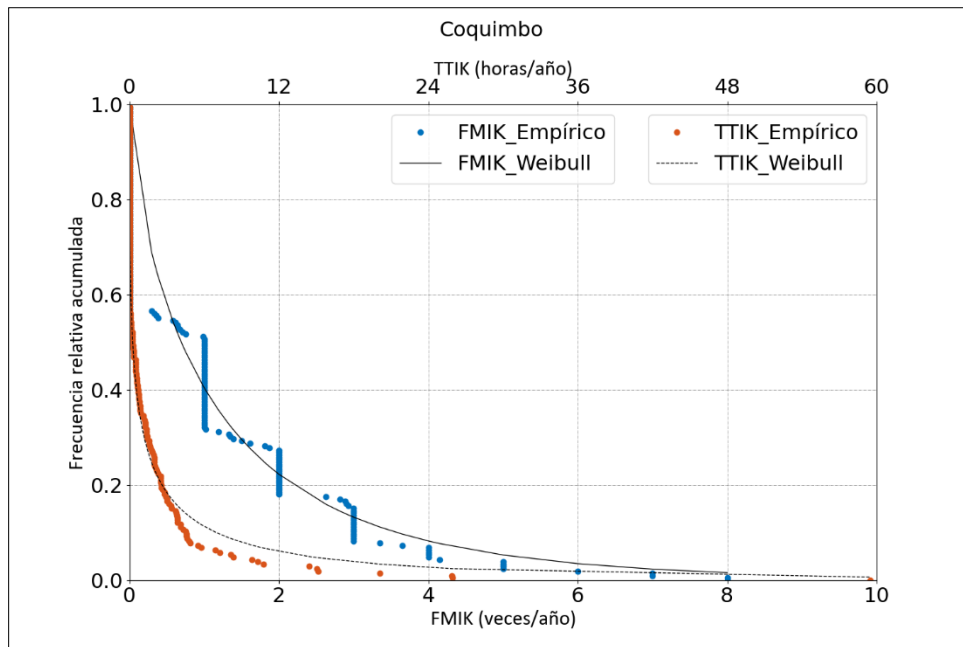


Figura 6-5: Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Coquimbo.

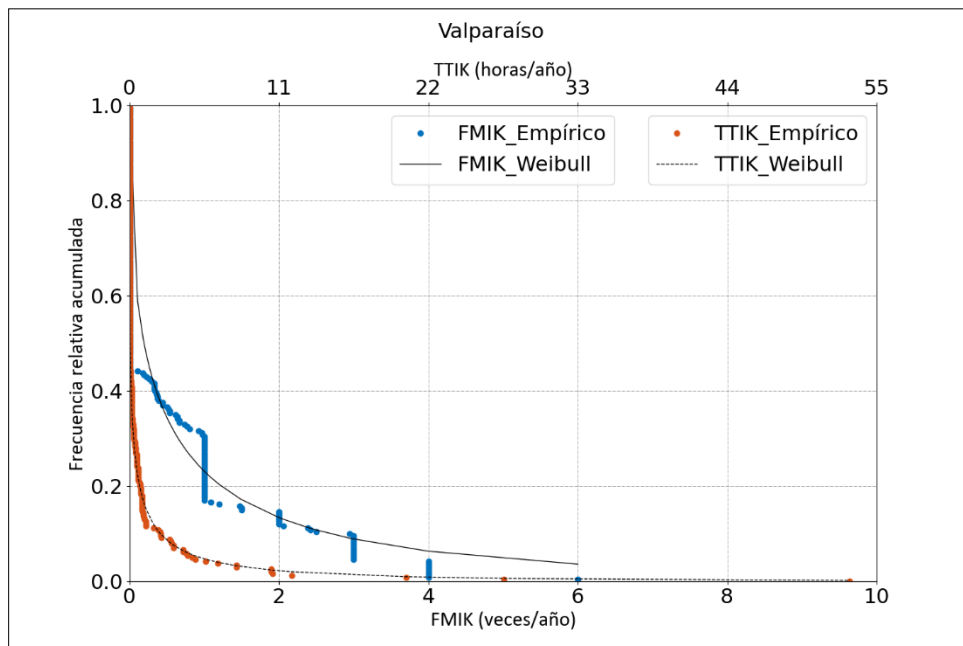


Figura 6-6: Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Valparaíso.

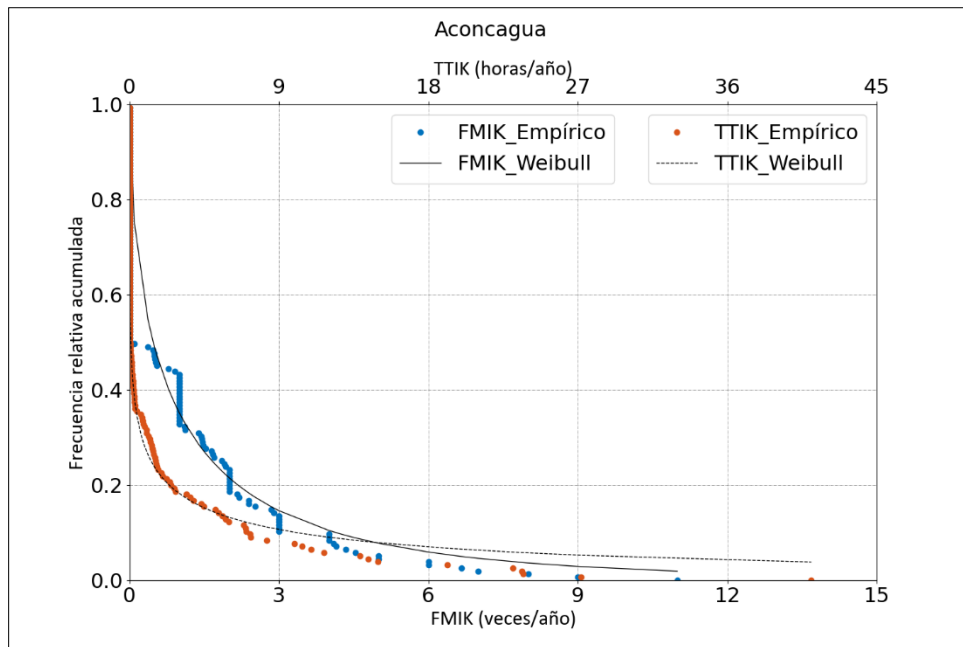


Figura 6-7: Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Aconcagua.

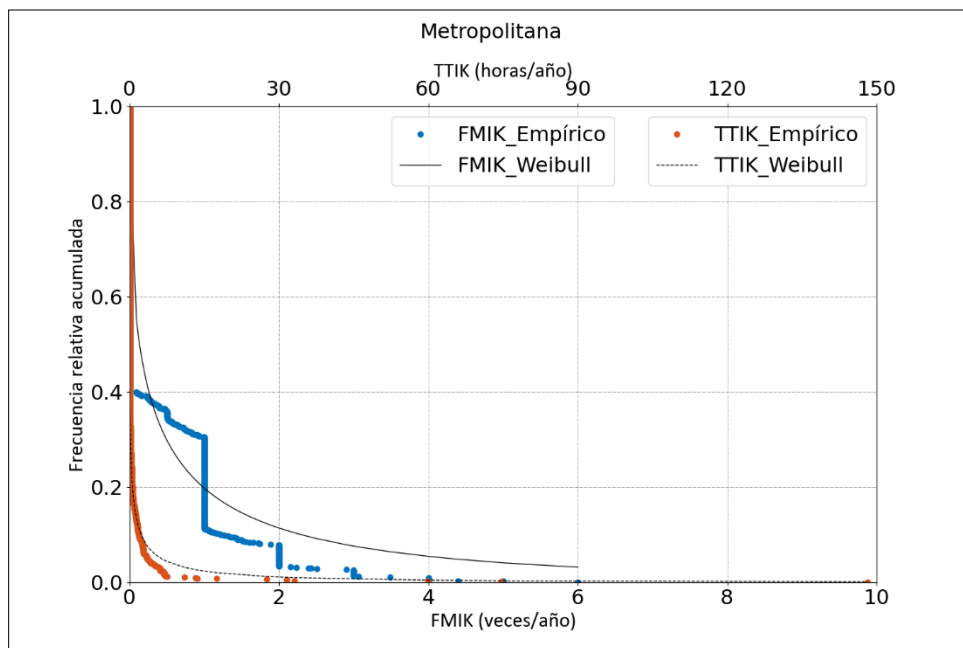


Figura 6-8: Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona Metropolitana.

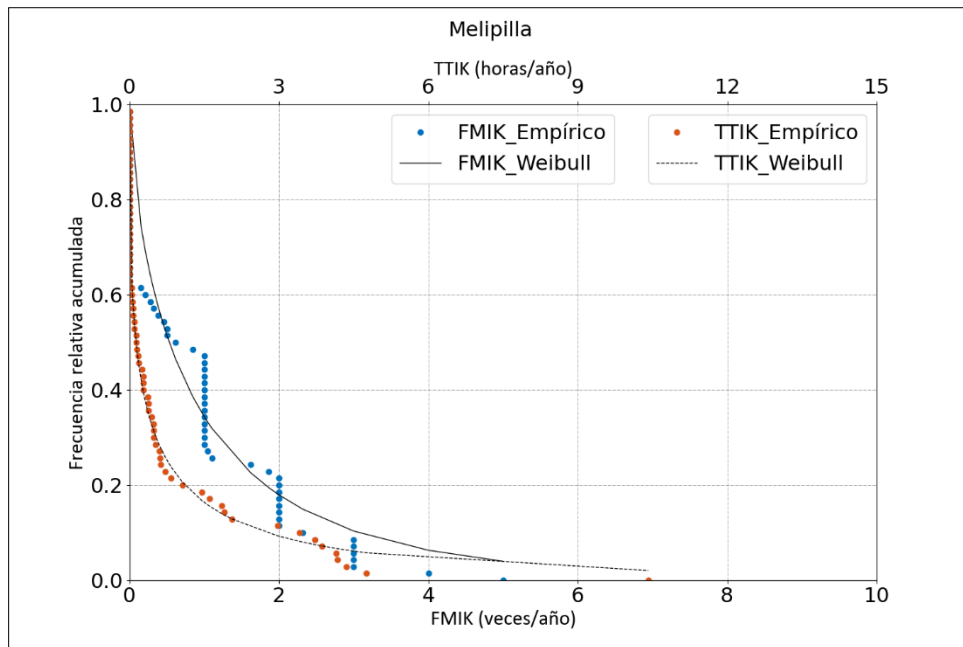


Figura 6-9: Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Melipilla.

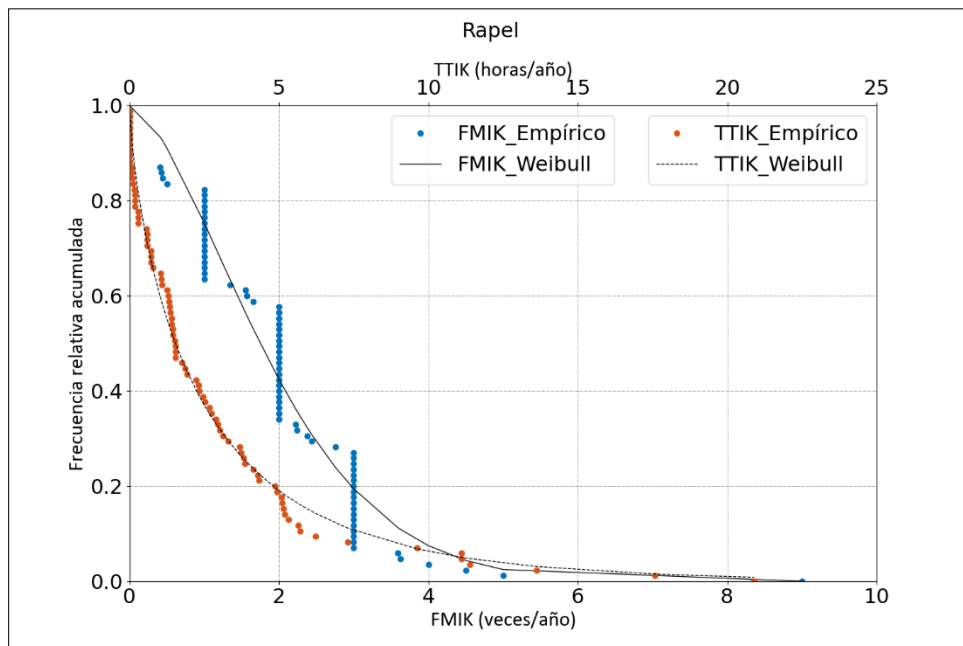


Figura 6-10: Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Rapel.

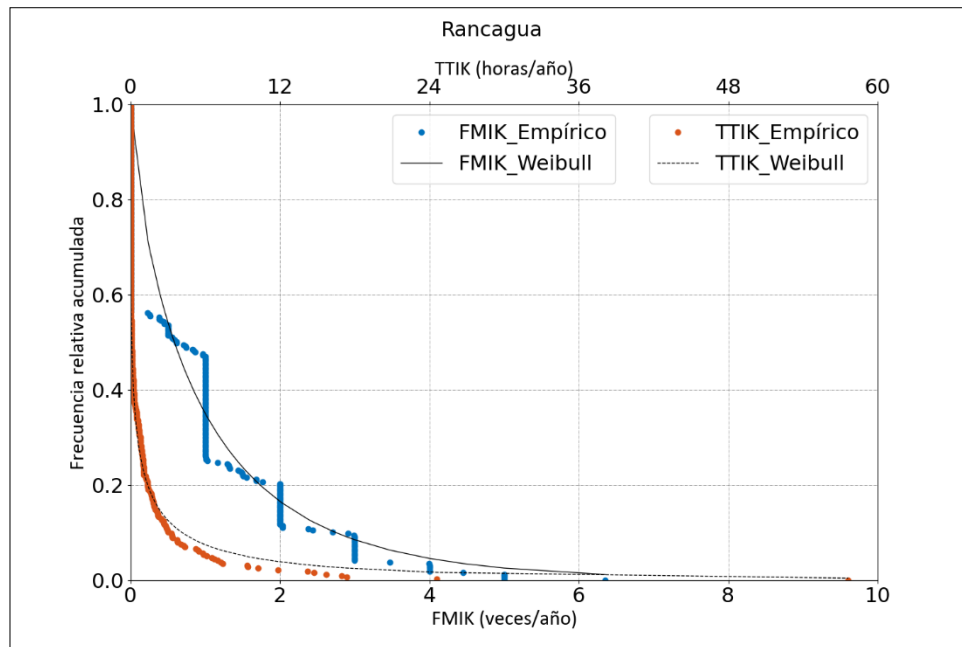


Figura 6-11: Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Rancagua.

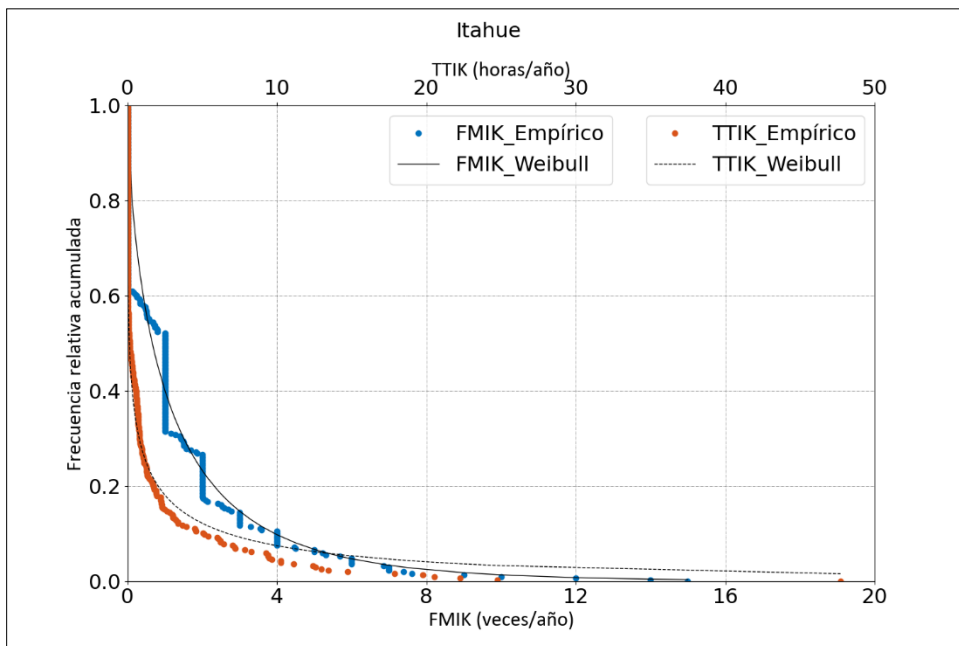


Figura 6-12: Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Itahue.

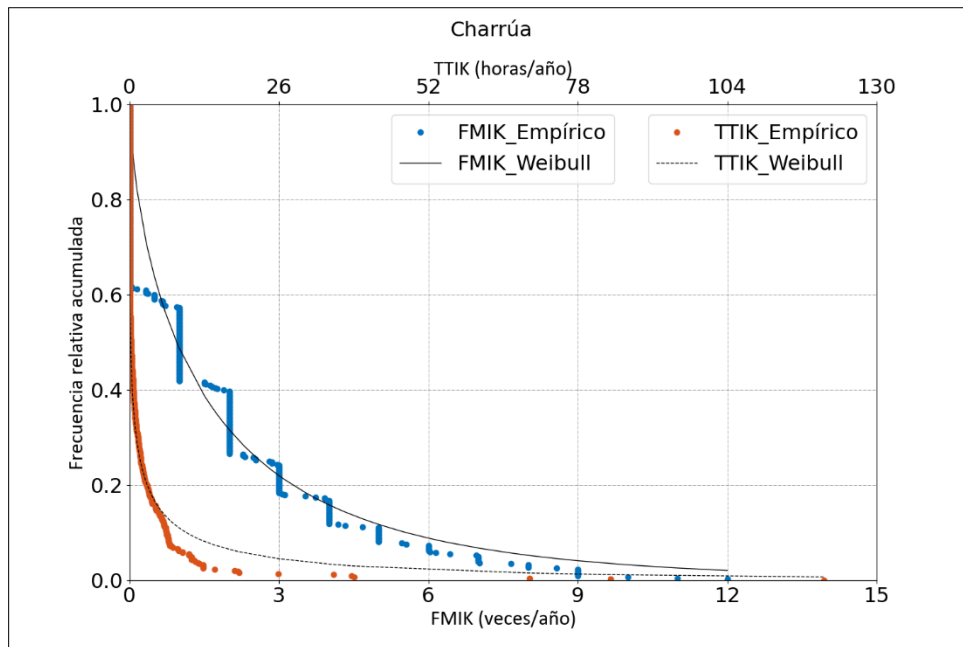


Figura 6-13: Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Charrúa.

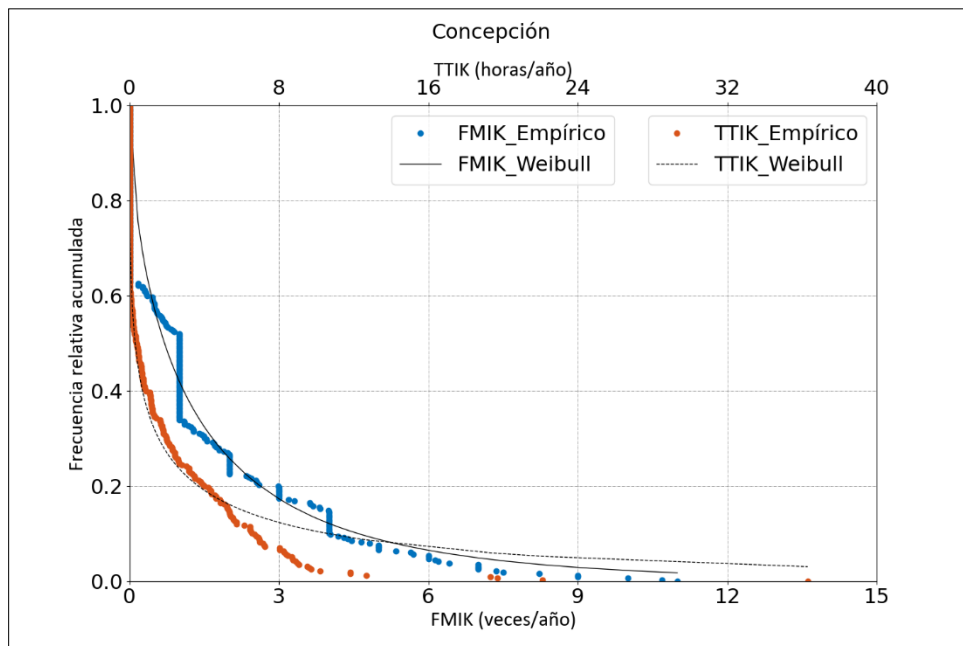


Figura 6-14: Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Concepción.

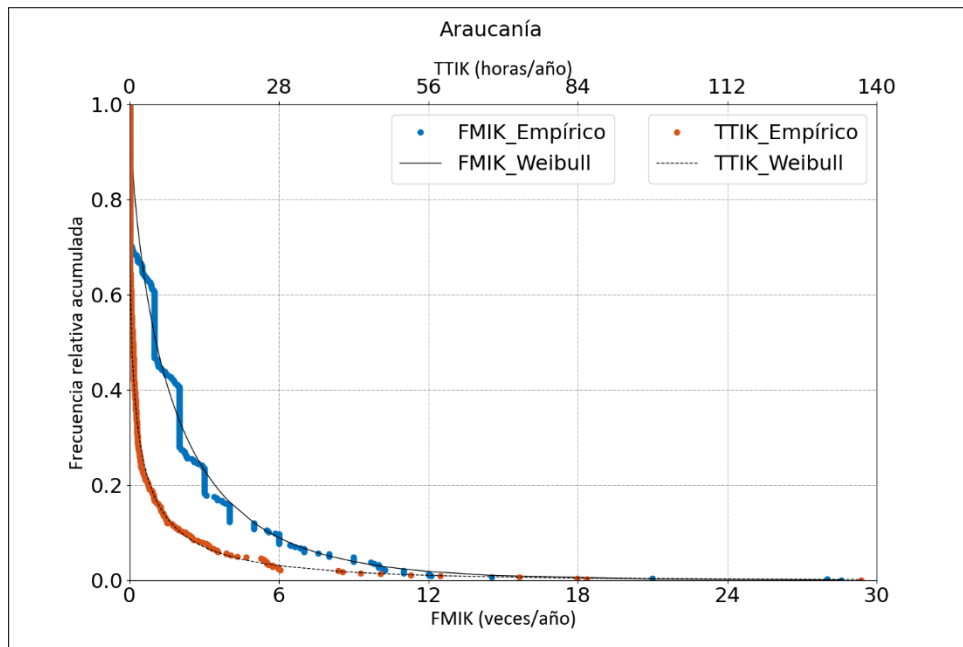


Figura 6-15: Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Araucanía.

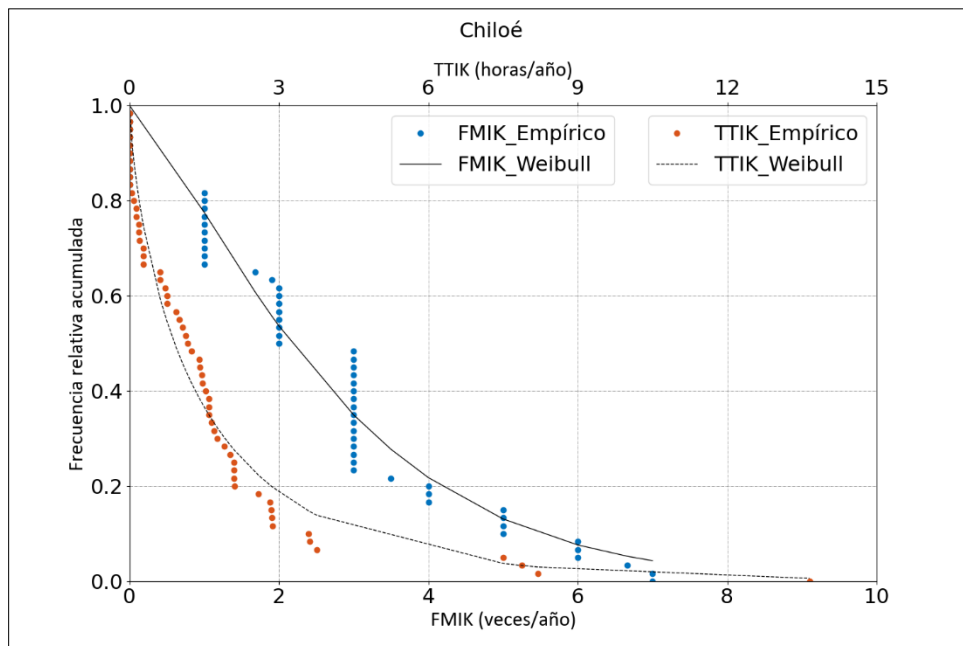


Figura 6-16: Distribución de probabilidad de los índices de continuidad FMIK y TTIK en los últimos 5 años en la zona de Chiloé.

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	71%	2.3	17.1	4.0	3.0	0.4	0.9	4.0	3.0
Tocopilla	30%	0.5	7.0	1.0	0.5	3.7	0.4	1.0	0.5
Antofagasta	42%	0.8	7.0	2.0	1.0	1.2	0.7	1.6	1.6
Copiapó	51%	1.1	11.0	2.0	1.0	1.4	0.5	2.0	1.6
Coquimbo	57%	1.2	8.0	2.0	2.0	0.9	0.7	2.0	1.8
Valparaíso	45%	0.7	6.0	1.0	1.0	2.3	0.5	1.2	0.9
Aconcagua	50%	1.2	11.0	2.0	1.9	1.1	0.6	2.2	1.7
Metropolitana	40%	0.5	6.0	1.0	1.0	3.1	0.4	1.0	0.7
Melipilla	63%	0.9	5.0	2.0	1.6	1.1	0.7	1.9	1.6
Rapel	88%	1.9	9.0	3.0	3.0	0.5	1.6	3.0	2.8
Rancagua	57%	0.9	6.4	2.0	1.0	1.1	0.8	1.8	1.4
Itahue	61%	1.4	15.0	2.0	2.0	0.9	0.7	2.4	1.9
Charrúa	62%	1.8	12.0	3.0	2.8	0.6	0.7	3.1	2.5
Concepción	63%	1.5	11.0	3.0	2.0	0.8	0.6	2.6	2.0
Araucanía	70%	2.1	28.6	3.0	2.6	0.6	0.7	3.4	2.8
Chiloé	83%	2.5	7.0	4.0	3.0	0.3	1.3	4.0	3.5
SEN	54%	1.2	28.6	2.0	2.0	1.0	0.6	2.1	1.7

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	71%	16.8	541.1	9.3	6.8	0.4	0.4	10.3	6.8
Tocopilla	30%	2.8	153.3	1.5	1.1	6.3	0.2	1.2	0.8
Antofagasta	42%	3.1	60.3	4.1	2.3	3.1	0.2	2.8	1.5
Copiapó	51%	3.8	56.1	3.9	2.4	1.7	0.3	3.9	2.2
Coquimbo	57%	2.0	59.5	2.5	2.0	1.4	0.4	2.6	1.8
Valparaíso	45%	1.1	53.0	0.8	0.6	5.9	0.3	0.7	0.4
Aconcagua	50%	2.4	41.1	2.5	1.6	2.8	0.2	2.4	1.3
Metropolitana	40%	1.0	148.2	0.5	0.3	10.0	0.3	0.6	0.4
Melipilla	63%	0.9	10.4	1.1	0.6	3.0	0.4	1.1	0.7
Rapel	88%	3.0	20.9	4.9	3.8	0.4	0.7	4.9	3.8
Rancagua	57%	1.4	57.6	1.4	1.0	3.1	0.3	1.4	0.9
Itahue	61%	1.7	47.7	1.8	1.1	2.4	0.3	2.0	1.2
Charrúa	62%	2.6	120.8	3.1	2.0	1.5	0.3	3.1	1.9
Concepción	63%	2.1	36.3	4.0	2.6	1.1	0.3	3.7	2.4
Araucanía	70%	4.0	137.2	3.5	2.0	0.9	0.4	3.7	2.7
Chiloé	83%	1.7	13.7	2.1	2.1	0.7	0.7	2.8	2.1
SEN	54%	2.7	541.1	2.2	1.5	2.4	0.3	2.3	1.3

Por otro lado, los índices FMIK y TTIK aceptables obtenidos para los diferentes puntos de control en el Estudio de Continuidad de Suministro del 2022 (ECS 2022) [2], se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 6-3 Índices de continuidad aceptables para el SEN propuestos por el Coordinador en ECS 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

Utilizando la metodología indicada en 4.4, es decir, restringiendo las variaciones en cada grupo de control a $\pm 25\%$ los valores del ECS 2022, 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 2023.

Zona	FMIK Límite	TTIK Límite
Iquique	3.0	4.6
Tocopilla	0.6	0.8
Antofagasta	1.6	1.5
Copiapó	1.6	2.4
Coquimbo	1.8	1.8
Valparaíso	0.9	0.6
Aconcagua	1.7	2.3
Metropolitana	0.7	0.4
Melipilla	1.8	1.5
Rapel	2.8	3.8
Rancagua	1.4	1.1
Itahue	1.9	1.2
Charrúa	2.5	1.9
Concepción	2.0	2.4
Araucanía	2.8	2.7
Chiloé	3.5	2.9
SEN	1.7	1.3

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

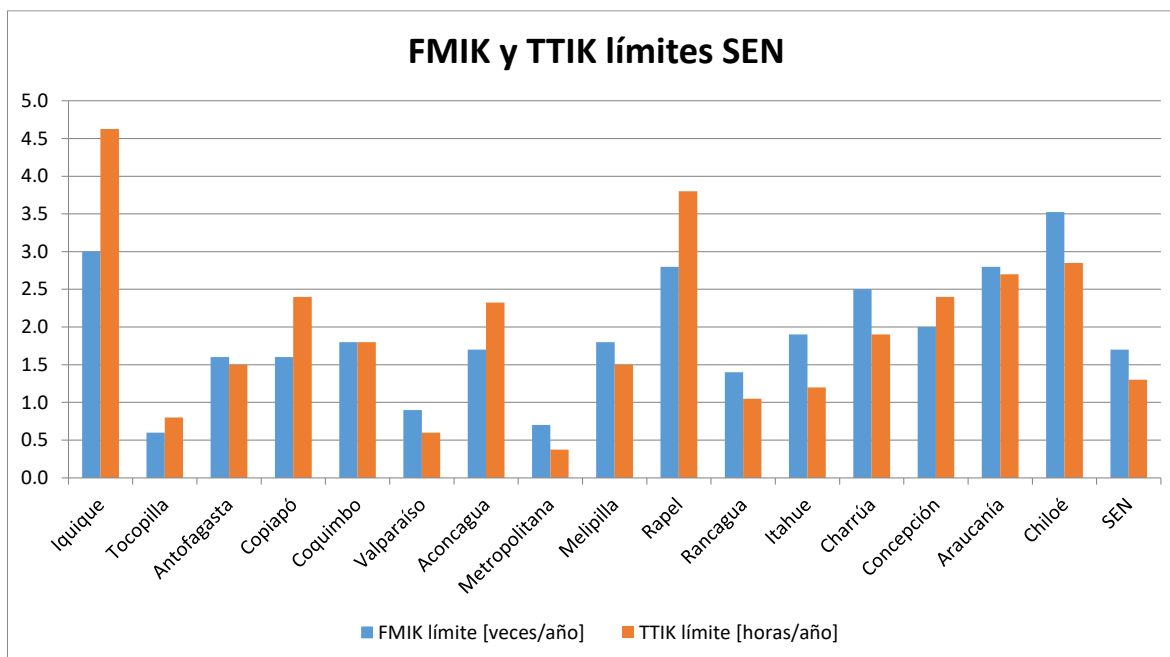


Figura 6-17: Índices de continuidad aceptables propuestos para el SEN.

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 2018 – diciembre 2022.

Tabla 6-5: Índices de continuidad TTIK en barras del Sistema de Transmisión Nacional del 2022.

Promedio ponderado TTIK (h/año) por Barra del Sistema de Transmisión Nacional del SEN							NTSyCS 2020, Art. 9-3
Barra STN/ Origen	Generación	Otros	Transmisión Zonal	Transmisión Dedicada	Transmisión Nacional	TOTAL	
ALTO JAHUEL 220	0.00	0.00	0.77	0.10	2.15	3.02	3.63
ANCOA 220	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.30	8.50
ATACAMA 220	0.13	0.23	0.73	0.15	1.24	2.47	5.16
CALAMA 220	0.78	0.23	3.35	2.78	1.06	8.21	
CARDONES 220	0.00	0.00	4.38	0.01	2.93	7.32	10.73
CAUTÍN 220	0.00	0.43	1.08	0.19	3.82	5.52	
CERRO NAVIA 220	0.00	1.95	0.00	0.00	1.40	3.35	3.63
CHARRUA 220	0.21	0.24	0.31	0.08	1.72	2.57	8.42
CHENA 220	0.05	0.00	0.03	0.03	0.19	0.30	3.63
CHILOE 220	0.00	0.21	0.14	0.82	1.24	2.42	
CIRUELOS 220	0.00	0.00	0.00	0.21	0.66	0.87	11.24
COLBUN 220	0.49	0.01	2.96	12.84	4.83	21.12	8.50
CONDORES 220	0.30	0.00	0.22	0.35	2.62	3.49	
CRUCERO 220	0.06	0.52	10.59	0.32	3.15	14.63	3.64
D. DE ALMAGRO 220	0.00	0.04	1.99	1.33	7.48	10.83	11.03
EL TESORO 220	0.01	0.01	0.81	0.52	0.01	1.35	
HUALPEN 220	0.00	0.00	3.44	0.18	0.01	3.63	12.45

Promedio ponderado TTIK (h/año) por Barra del Sistema de Transmisión Nacional del SEN							NTSyCS 2020, Art. 9-3
Barra STN/ Origen	Generación	Otros	Transmisión Zonal	Transmisión Dedicada	Transmisión Nacional	TOTAL	
ITAHUE 220	0.02	0.46	0.33	0.02	1.45	2.26	12.15
LABERINTO 220	0.00	0.35	0.00	0.00	0.00	0.35	
LAGUNAS 220	0.00	0.00	85.61	1.76	0.47	87.84	5.16
LAGUNILLAS 220	0.00	0.00	0.00	0.03	8.49	8.51	12.45
LOS MAQUIS 220	0.07	0.00	1.03	0.25	10.24	11.59	
LOS VILOS 220	0.00	0.22	0.91	0.19	2.81	4.14	9.15
MAIPO 220	0.01	1.38	1.91	0.01	1.96	5.26	
MAITENCILLO 220	0.00	0.00	1.16	0.00	5.28	6.44	9.03
MELIPILLA 220	0.00	0.00	0.00	0.15	1.62	1.78	7.09
MELIPULLI 220	0.00	0.35	0.05	0.69	0.91	2.00	
NOGALES 220	0.06	0.07	0.17	0.00	0.00	0.31	9.15
PAN DE AZUCAR 220	0.12	0.84	2.27	0.13	1.99	5.35	
PARINACOTA 220	0.22	0.09	0.00	0.58	2.62	3.52	
POLPAICO 220	0.03	0.30	1.11	0.77	0.38	2.60	7.09
POZO ALMONTE 220	0.00	0.26	13.54	0.08	4.28	18.15	
PUERTO MONTT 220	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.30	11.62
QUILLOTA 220	0.03	0.02	0.08	0.13	0.23	0.49	7.35
RAHUE 220	0.53	0.12	0.28	0.75	0.66	2.33	11.62
RAPEL 220	0.41	0.04	1.19	0.29	2.81	4.75	7.09
TARAPACA 220	0.00	0.74	1.69	0.00	1.78	4.21	5.16
TEMUCO 220	1.44	0.30	0.35	0.45	9.35	11.89	8.92
VALDIVIA 220	0.10	0.01	0.12	0.62	4.29	5.15	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 2022.

Tabla 6-6: Porcentaje de participación del índice TTIK acumulado en 2022 según el sistema.

Sistema	Generación	Otros	Transmisión Zonal	Transmisión Dedicada	Transmisión Nacional
SEN	2%	3%	51%	10%	34%

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							NTSyCS 2020, Art. 9-3
Barra STN/ Origen	Generación	Otros	Transmisión Zonal	Transmisión Dedicada	Transmisión Nacional	TOTAL	
ALTO JAHUEL 220	0.02	0.03	0.42	0.08	0.28	0.82	3.63
ANCOA 220	0.01	0.01	0.15	0.03	0.10	0.30	8.50
ATACAMA 220	0.02	0.03	0.44	0.08	0.30	0.87	5.16
CALAMA 220	0.01	0.03	0.41	0.08	0.27	0.80	

Promedio ponderado TTIK (h/año) aceptables por Barra del Sistema de Transmisión Nacional del SEN							NTSyCS 2020, Art. 9-3
Barra STN/ Origen	Generación	Otros	Transmisión Zonal	Transmisión Dedicada	Transmisión Nacional	TOTAL	
CARDONES 220	0.04	0.07	0.99	0.19	0.67	1.94	10.73
CAUTÍN 220	0.03	0.05	0.70	0.13	0.47	1.37	
CERRO NAVIA 220	0.01	0.01	0.15	0.03	0.10	0.30	3.63
CHARRUA 220	0.02	0.04	0.62	0.12	0.42	1.22	8.42
CHENA 220	0.01	0.01	0.15	0.03	0.10	0.30	3.63
CHIOLOE 220	0.04	0.08	1.15	0.22	0.77	2.26	
CIRUELOS 220	0.05	0.09	1.37	0.26	0.93	2.70	11.24
COLBUN 220	0.02	0.04	0.61	0.12	0.41	1.20	8.50
CONDORES 220	0.07	0.13	1.87	0.35	1.26	3.68	
CRUCERO 220	0.02	0.03	0.50	0.09	0.34	0.98	3.64
D. DE ALMAGRO 220	0.03	0.05	0.76	0.14	0.51	1.50	11.03
EL TESORO 220	0.03	0.05	0.76	0.14	0.51	1.50	
HUALPEN 220	0.05	0.09	1.34	0.25	0.91	2.64	12.45
ITAHUE 220	0.01	0.02	0.30	0.06	0.21	0.60	12.15
LABERINTO 220	0.03	0.05	0.77	0.15	0.52	1.52	
LAGUNAS 220	0.09	0.16	2.34	0.44	1.58	4.60	5.16
LAGUNILLAS 220	0.10	0.18	2.76	0.52	1.86	5.43	12.45
LOS MAQUIS 220	0.05	0.09	1.36	0.26	0.92	2.67	
LOS VILOS 220	0.03	0.05	0.81	0.15	0.55	1.60	9.15
MAIPO 220	0.01	0.01	0.20	0.04	0.14	0.40	
MAITENCILLO 220	0.04	0.08	1.18	0.22	0.80	2.33	9.03
MELIPILLA 220	0.01	0.03	0.40	0.07	0.27	0.78	7.09
MELIPULLI 220	0.03	0.06	0.91	0.17	0.62	1.80	
NOGALES 220	0.01	0.01	0.15	0.03	0.10	0.30	9.15
PAN DE AZUCAR 220	0.03	0.05	0.71	0.13	0.48	1.39	
PARINACOTA 220	0.05	0.09	1.37	0.26	0.92	2.69	
POLPAICO 220	0.01	0.01	0.19	0.04	0.13	0.37	7.09
POZO ALMONTE 220	0.02	0.05	0.68	0.13	0.46	1.35	
PUERTO MONTT 220	0.01	0.01	0.15	0.03	0.10	0.30	11.62
QUILLOTA 220	0.01	0.01	0.19	0.03	0.12	0.36	7.35
RAHUE 220	0.03	0.06	0.94	0.18	0.63	1.85	11.62
RAPEL 220	0.07	0.12	1.86	0.35	1.26	3.66	7.09
TARAPACA 220	0.03	0.05	0.78	0.15	0.53	1.53	5.16
TEMUCO 220	0.04	0.07	1.04	0.20	0.70	2.04	8.92
VALDIVIA 220	0.04	0.07	1.00	0.19	0.68	1.97	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 2022 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	122	54	10
Media Estadística SEN	391.5	445.9	536.3	732.2
Percentil 75% SEN	490.0	544.0	670.0	913.0
Percentil 80% SEN	540.0	634.0	762.0	1002.0
Probabilidad de Exceder HPROg SEN	37.1%	49.2%	20.6%	65.8%
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	45	121	8	52
Media Estadística SEN	405.8	577.0	84.4	46.1
Percentil 75% SEN	456.0	538.0	105.0	48.0
Percentil 80% SEN	552.0	685.0	114.0	60.0
Probabilidad de Exceder HPROg SEN	37.9%	39.4%	99.1%	50.7%

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	122	54	10
Media Estadística SEN	154.9	360.8	999.1	712.9
Percentil 75% SEN	183.0	377.0	1106.0	736.0
Percentil 80% SEN	213.0	476.0	1279.0	798.0
Probabilidad de Exceder HFORg SEN	11.1%	78.1%	90.2%	97.9%
Índices de Indisponibilidad	TURBINA A GAS	MOTOR DIÉSEL	PARQUE MOTORES DIÉSEL	PARQUE EÓLICO Y FOTOVOLTAICO
NTSyCS: HFORg (h/año)	50	100	10	10
Número unidades SEN	45	121	8	52

Media Estadística SEN	594.7	792.4	113.2	150.4
Percentil 75% SEN	450.0	1154.0	139.0	164.0
Percentil 80% SEN	552.0	1420.0	161.0	20.0
Probabilidad de Exceder HPROg SEN	86.9%	90.6%	98.8%	94.9%

Tabla 6-10: Resumen del análisis de índices de indisponibilidad de generación FFORg.

COMPARACIÓN DE DURACIÓN ANUAL DE INDISPONIBILIDAD FORZADA (h/año/unidad)				
Índices de Indisponibilidad	HIDRÁULICA EMBALSE	HIDRÁULICA PASADA	TÉRMICA VAPOR	CICLO COMBINADO
NTSyCS: FPROg (#/año)	8	4	12	12
Número unidades SEN	29	122	54	10
Media Estadística SEN	4.8	4.4	9.1	7.7
Percentil 75% SEN	6.6	6.2	12.7	10.7
Percentil 80% SEN	7.7	6.2	14.7	12.4
Probabilidad de Exceder HPROg SEN	18.7%	40.7%	26.9%	21.1%
Índices de Indisponibilidad	TURBINA A GAS	MOTOR DIÉSEL	PARQUE MOTORES DIÉSEL	PARQUE EÓLICO Y FOTOVOLTAICO
NTSyCS: FPROg (#/año)	4	8	4	4
Número unidades SEN	45	121	8	52
Media Estadística SEN	3.7	3.1	0.6	2.6
Percentil 75% SEN	5.2	4.2	0.9	3.6
Percentil 80% SEN	6.0	4.9	1.0	4.2
Probabilidad de Exceder HPROg SEN	34.4%	7.3%	0.2%	21.9%

Los valores HPROg límites presentan probabilidades de excedencia por sobre el 50% en tres (3) tipos de centrales, correspondientes a Parque Eólicos y Fotovoltaicos, Ciclo Combinado y Parque Motores Diésel, enunciados de menor a mayor. Para el resto de las tecnologías, no se presentan probabilidades inferiores al 20%. Estos valores de probabilidad de excedencia muestran que los límites establecidos en la NTSyCS son exigentes para este tipo de centrales.

Los valores HFORg límites son excedidos sobre un 75% para todas las tecnologías, con excepción de las centrales hidráulicas de embalse que alcanzan un 11.1%. Nuevamente, los valores que también sugieren que los límites establecidos en la NTSyCS son exigentes.

Los valores FFORg límites presentan probabilidades de excedencia menores al 41% 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.

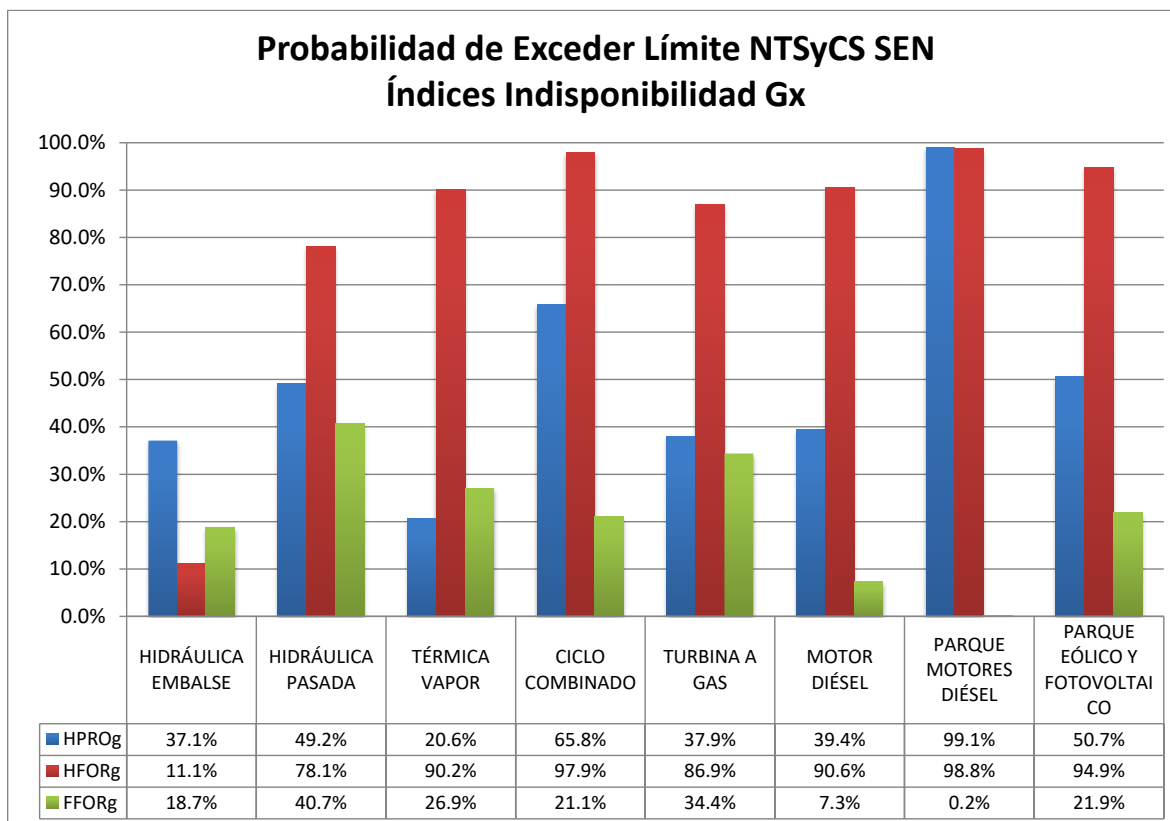


Figura 6-18 Probabilidad de exceder límites establecidos en la NTSyCS de índices de indisponibilidad de generación para el SEN.

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%	490	544	670	913	456	538	105	48
Modelo NERC: X25%	1124	1124	984	892	461	171	---	---
HPROg SUGERIDO	490	380	750	630	380	300	20	20
LÍMITES DE DURACIÓN ANUAL DE INDISPONIBILIDAD FORZADA [h/año/unidad]								
NTSyCS: HFORg ACTUAL	100	50	200	200	50	100	10	10
Modelo SEN: X25%	183	377	1106	736	450	1154	139	164
Modelo NERC: X25%	407	407	563	291	358	340	---	---

SEN - COMPARACIÓN DE LIMITES 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
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%	6.6	6.2	12.7	10.7	5.2	4.2	0.9	3.6
Modelo NERC: X25%	4.2	4.2	9.3	8.6	4.5	18.3	---	---
FFORg SUGERIDO	7	4	12	11	5	8	4	4

El siguiente gráfico muestra las probabilidades de excedencia de los nuevos estándares de indisponibilidad de generación sugeridos, los cuales consideran en su metodología de calculo la estadística del SEN, ponderando a su vez los límites establecidos actualmente en la NTSyCS. Observar que los índices HPROg y HFORg continúan con elevada probabilidad de exceder los límites sugeridos.

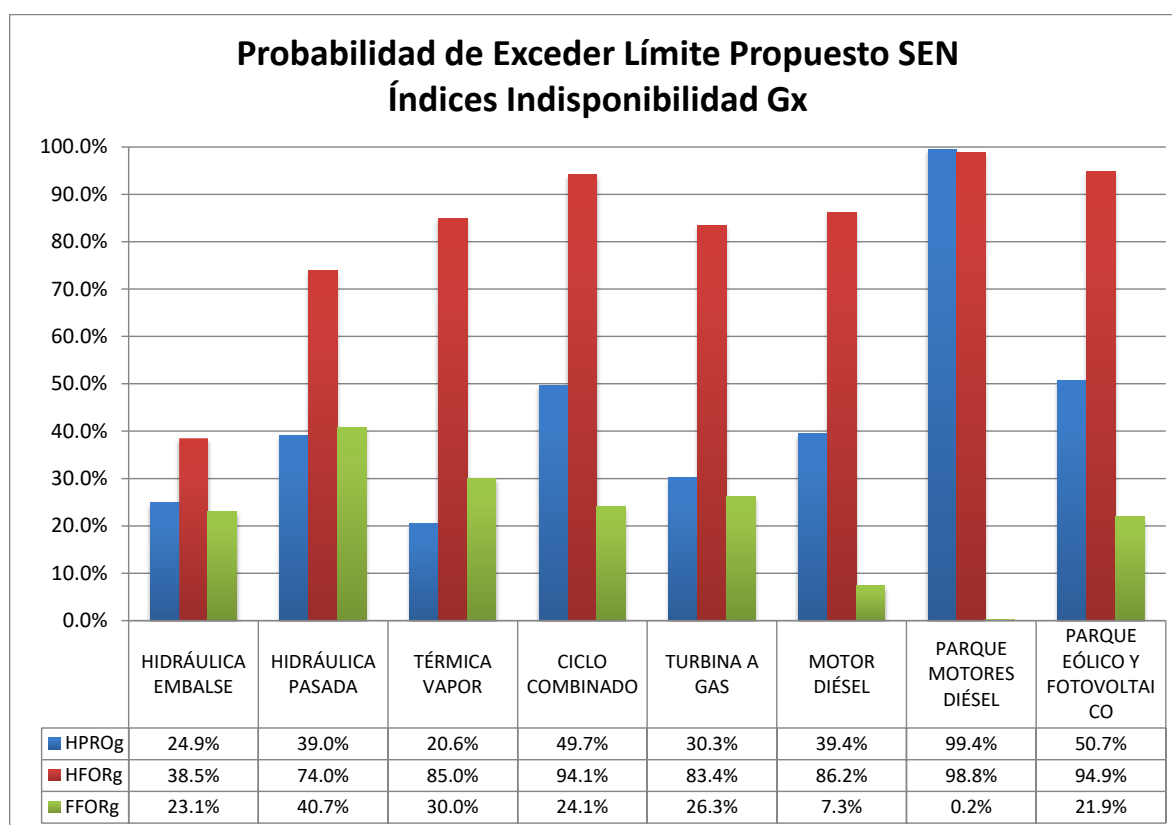


Figura 6-19: Probabilidad de exceder límites sugeridos de índices de indisponibilidad de generación para el SEN.

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 ≤ Tensión < 100 kV	Líneas 100 kV ≤ Tensión < 220 kV	Líneas 220kV ≤ Tensión < 500 kV	Líneas 500 kV ≤ Tensión
NTSyCS: HPROt [h/año]	15	20	20	20
Número elementos SEN	530	588	445	10
Media Estadística SEN	20.0	137.3	64.8	19.6
Percentil 75% SEN	19.0	91.0	56.0	24.0
Percentil 80% SEN	24.0	126.0	72.0	28.0
Probabilidad de Exceder HPROt SEN	30.6%	56.6%	49.4%	31.7%
Índices de Indisponibilidad	Transformadores		Equipos de Compensación	
NTSyCS: HPROt [h/año]	30		30	
Número elementos SEN	977		283	
Media Estadística SEN	36.7		91.4	
Percentil 75% SEN	27.0		62.0	
Percentil 80% SEN	36.0		83.0	
Probabilidad de Exceder HPROt SEN	22.9%		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 ≤ Tensión < 100 kV	Líneas 100 kV ≤ Tensión < 220 kV	Líneas 220kV ≤ Tensión < 500 kV	Líneas 500 kV ≤ Tensión
NTSyCS: HPROt [h/año]	30	15	10	5
Número elementos SEN	530	588	445	10
Media Estadística SEN	11.2	14.4	21.3	4.6
Percentil 75% SEN	9.0	9.0	14.0	6.0
Percentil 80% SEN	11.0	13.0	19.0	7.0
Probabilidad de Exceder HPROt SEN	7.7%	17.6%	30.9%	29.3%
Índices de Indisponibilidad	Transformadores		Equipos de Compensación	
NTSyCS: HPROt [h/año]	45		45	
Número elementos SEN	977		283	
Media Estadística SEN	21.1		171.7	
Percentil 75% SEN	15.0		149.0	
Percentil 80% SEN	20.0		192.0	
Probabilidad de Exceder HPROt SEN	9.6%		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	530	588	445	10
Media Estadística SEN	1.1	0.6	0.5	1.0
Percentil 75% SEN	1.6	0.8	0.7	1.4
Percentil 80% SEN	1.8	0.9	0.8	1.6
Probabilidad de Exceder HPROt SEN	1.3%	0.1%	0.2%	12.9%
Índices de Indisponibilidad	Transformadores		Equipos de Compensación	
NTSyCS: HPROt [h/año]	1		1	
Número elementos SEN	977		283	
Media Estadística SEN	0.3		0.4	
Percentil 75% SEN	0.4		0.6	
Percentil 80% SEN	0.5		0.7	
Probabilidad de Exceder HPROt SEN	3.2%		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.

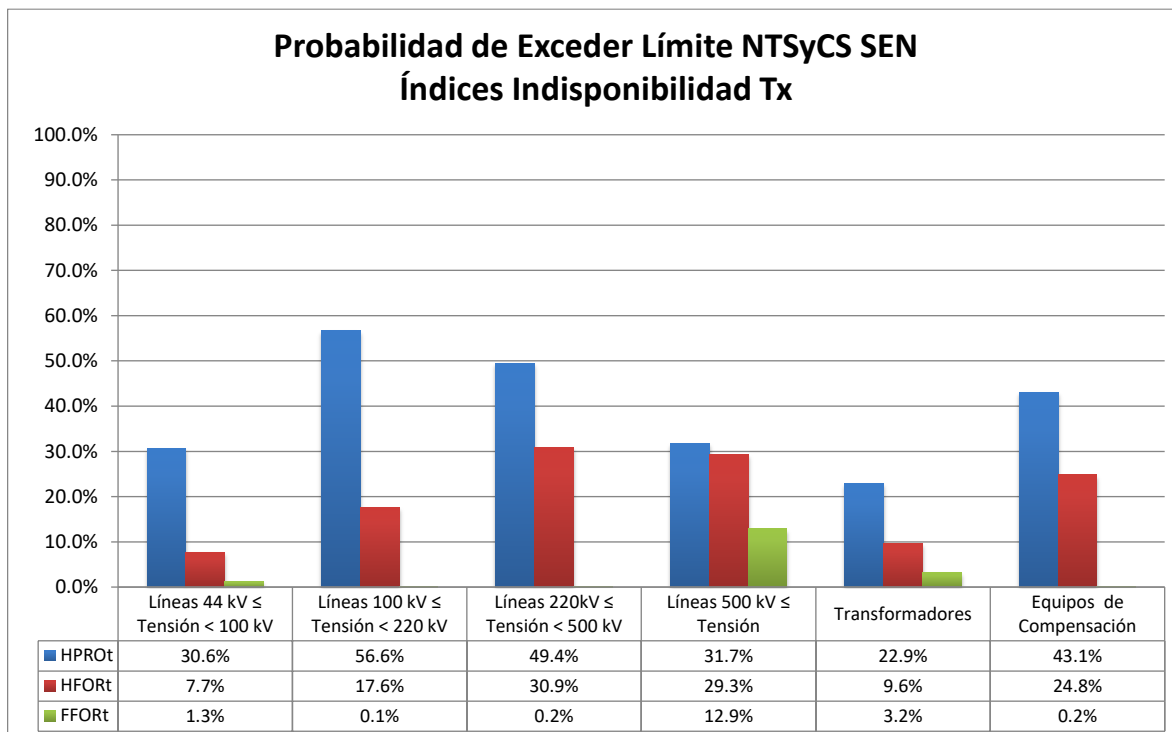


Figura 6-20: Probabilidad de exceder límites establecidos en la NTSyCS de índices de indisponibilidad de transmisión del SEN.

Los índices HPROt límites presentan probabilidades de excedencia sobre 30% para todas las líneas en los rangos de tensión estudiados. Los transformadores alcanzan valores de probabilidad de excedencia de 22.9% 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 31% en líneas, siendo en la que presenta menos probabilidades las líneas con tensión 44 kV inclusive y menores 100 kV. Además, con respecto a los equipos compensación la probabilidad de exceder es que corresponde a 24.8% y para los transformadores es de 9.6%.

Los límites FFORt son excedidos con probabilidad igual o menores a 13% 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%	19	91	56	24	27	62
ANEEL	26	21	21	38	21	46
HPROt SUGERIDO	20	20	20	20	25	40
LÍMITES DE DURACIÓN ANUAL DE INDISPONIBILIDAD FORZADA [h/año/unidad]						
NTSyCS: HFORt ACTUAL	30	15	10	5	45	45
Modelo SEN: X25%	9	9	14	6	15	149
ANEEL	1	2	2	2	1	3
HFORt SUGERIDO	25	15	10	5	35	45
LÍMITES DE FRECUENCIA ANUAL DE INDISPONIBILIDAD FORZADA [# /año/unidad]						
NTSyCS: FFORt ACTUAL	5	4	3	2	1	1
Modelo SEN: X25%	1.6	0.8	0.7	1.4	0.4	0.6
ANEEL	1.0	3.0	3.0	2.0	1.0	3.0
FFORt SUGERIDO	4	3	3	2	1	1

En general, los valores sugeridos para los índices HPROt, son iguales o superiores a los ya establecidos, con excepción de los transformadores donde se propone una reducción. Para los índices HFORt y FFORt son menores o iguales a los establecidos en la NTSyCS actual. 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.

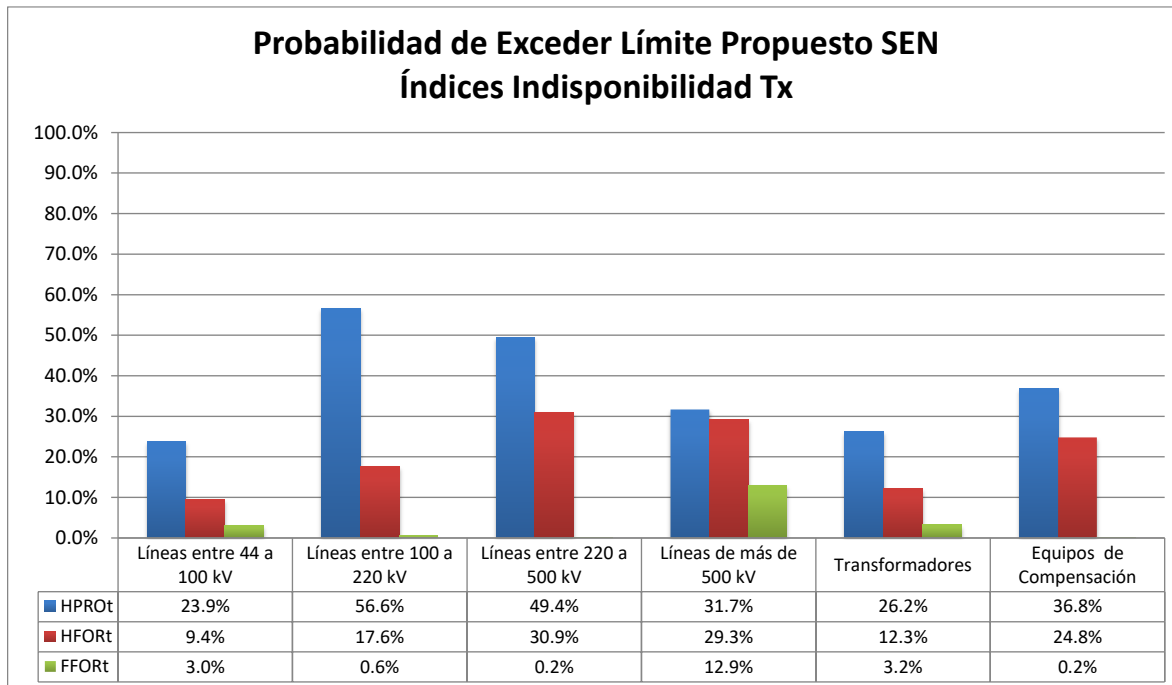


Figura 6-21: Probabilidad de exceder límites sugeridos de índices de indisponibilidad de transmisión para el SEN.

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	4.6
Tocopilla	0.6	0.8
Antofagasta	1.6	1.5
Copiapó	1.6	2.4
Coquimbo	1.8	1.8
Valparaíso	0.9	0.6
Aconcagua	1.7	2.3
Metropolitana	0.7	0.4
Melipilla	1.8	1.5
Rapel	2.8	3.8
Rancagua	1.4	1.1
Itahue	1.9	1.2
Charrúa	2.5	1.9
Concepción	2.0	2.4
Araucanía	2.8	2.7
Chiloé	3.5	2.9

b) Índices de Indisponibilidad de Generación

Índice de Indisponibilidad	Hidráulica Embalse	Hidráulica Pasada	Térmica Vapor	Ciclo Combinado
HPROg Sugerido	490	380	750	630
HFORg Sugerido	130	60	250	250
FFORg Sugerido	7	4	12	11
Índice de Indisponibilidad	Turbina Gas	Motor Diésel	Parque Motores Diésel	Parque Eólico y Fotovoltaico
HPROg Sugerido	380	300	20	20
HFORg Sugerido	60	130	10	10
FFORg Sugerido	5	8	4	4

c) Índices de Disponibilidad de Transmisión

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

- d) Disponibilidad 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 disponibilidad (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	0.02	0.03	0.42	0.08	0.28	0.82	3.63
ANCOA 220	0.01	0.01	0.15	0.03	0.10	0.30	8.50
ATACAMA 220	0.02	0.03	0.44	0.08	0.30	0.87	5.16
CALAMA 220	0.01	0.03	0.41	0.08	0.27	0.80	
CARDONES 220	0.04	0.07	0.99	0.19	0.67	1.94	10.73
CAUTÍN 220	0.03	0.05	0.70	0.13	0.47	1.37	
CERRO NAVIA 220	0.01	0.01	0.15	0.03	0.10	0.30	3.63
CHARRUA 220	0.02	0.04	0.62	0.12	0.42	1.22	8.42
CHENA 220	0.01	0.01	0.15	0.03	0.10	0.30	3.63
CHILOE 220	0.04	0.08	1.15	0.22	0.77	2.26	
CIRUELOS 220	0.05	0.09	1.37	0.26	0.93	2.70	11.24
COLBUN 220	0.02	0.04	0.61	0.12	0.41	1.20	8.50
CONDORES 220	0.07	0.13	1.87	0.35	1.26	3.68	
CRUCERO 220	0.02	0.03	0.50	0.09	0.34	0.98	3.64
D. DE ALMAGRO 220	0.03	0.05	0.76	0.14	0.51	1.50	11.03
EL TESORO 220	0.03	0.05	0.76	0.14	0.51	1.50	
HUALPEN 220	0.05	0.09	1.34	0.25	0.91	2.64	12.45
ITAHUE 220	0.01	0.02	0.30	0.06	0.21	0.60	12.15
LABERINTO 220	0.03	0.05	0.77	0.15	0.52	1.52	
LAGUNAS 220	0.09	0.16	2.34	0.44	1.58	4.60	5.16
LAGUNILLAS 220	0.10	0.18	2.76	0.52	1.86	5.43	12.45
LOS MAQUIS 220	0.05	0.09	1.36	0.26	0.92	2.67	
LOS VILOS 220	0.03	0.05	0.81	0.15	0.55	1.60	9.15

Promedio ponderado TTIK (h/año) aceptables por Barra del Sistema de Transmisión Nacional del SEN							NTSyCS 2020, Art. 9-3
Barra STN/ Origen	Generación	Otros	Transmisión Zonal	Transmisión Dedicada	Transmisión Nacional	TOTAL	
MAIPO 220	0.01	0.01	0.20	0.04	0.14	0.40	
MAITENCILLO 220	0.04	0.08	1.18	0.22	0.80	2.33	9.03
MELIPILLA 220	0.01	0.03	0.40	0.07	0.27	0.78	7.09
MELIPULLI 220	0.03	0.06	0.91	0.17	0.62	1.80	
NOGALES 220	0.01	0.01	0.15	0.03	0.10	0.30	9.15
PAN DE AZUCAR 220	0.03	0.05	0.71	0.13	0.48	1.39	
PARINACOTA 220	0.05	0.09	1.37	0.26	0.92	2.69	
POLPAICO 220	0.01	0.01	0.19	0.04	0.13	0.37	7.09
POZO ALMONTE 220	0.02	0.05	0.68	0.13	0.46	1.35	
PUERTO MONTT 220	0.01	0.01	0.15	0.03	0.10	0.30	11.62
QUILLOTA 220	0.01	0.01	0.19	0.03	0.12	0.36	7.35
RAHUE 220	0.03	0.06	0.94	0.18	0.63	1.85	11.62
RAPEL 220	0.07	0.12	1.86	0.35	1.26	3.66	7.09
TARAPACA 220	0.03	0.05	0.78	0.15	0.53	1.53	5.16
TEMUCO 220	0.04	0.07	1.04	0.20	0.70	2.04	8.92
VALDIVIA 220	0.04	0.07	1.00	0.19	0.68	1.97	11.24

8 REFERENCIAS

- [1] Comisión Nacional de Energía, «Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio,» Santiago, 2020.
- [2] 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.
- [3] Coordinador Eléctrico Nacional, «Informe Definitivo Estudio de Continuidad de Suministro 2020,» Santiago, 2020.
- [4] Comisión Nacional de Energía, Anexo Técnico: Informe Calidad de Suministro y Calidad de Producto, Santiago, 2017.
- [5] Estudios Energéticos Consultores, «Estudio de Continuidad 2015 y Análisis Complementario,» Santiago, 2016.
- [6] Coordinador Eléctrico Nacional, «Informe Definitivo Estudio de Continuidad de Suministro 2016,» Santiago, 2017.
- [7] Coordinador Eléctrico Nacional, «Informe Definitivo Estudio de Continuidad de Suministro 2018,» Santiago, 2018.
- [8] Coordinador Eléctrico Nacional, «Informe Definitivo Estudio de Continuidad de Suministro 2019,» Santiago, 2019.
- [9] Dirección de Peajes CDECSIC, «Informe Final Estudio de Continuidad de Suministro 2015,» Santiago, 2016.
- [10] Dirección de Peajes CDECSING, «Informe Final Estudio de Continuidad de Suministro 2015,» Santiago, 2017.
- [11] Coordinador Eléctrico Nacional, «Informe Definitivo Estudio de Continuidad de Suministro 2021,» Santiago, 2021.
- [12] Coordinador Eléctrico Nacional, «Informe Definitivo Estudio de Continuidad de Suministro 2022,» Santiago, 2022.

9 ANEXOS

Los Anexos de este estudio se encuentra en el archivo adjunto “ECS2023_Anexos_Final.pdf”.