

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**

### **ANÁLISIS DE INDICADORES DE CALIDAD PARA LA ACTUALIZACIÓN DE LA REGULACIÓN No. CONELEC – 003/08 CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD Y DEL SERVICIO DE TRANSMISIÓN Y CONEXIÓN EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE  
INGENIERO ELÉCTRICO**

**SERGIO DAVID VARGAS VELOZ**

**DIRECTORA: Dra.-Ing. XIMENA PATRICIA GAVELA GUAMÁN**

**Quito, mayo 2022**

## **AVAL**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Sergio David Vargas Veloz, bajo mi supervisión.

---

**Dra.-Ing. Ximena Patricia Gavela Guamán**  
**DIRECTORA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

## **DECLARACIÓN DE AUTORÍA**

Yo Sergio David Vargas Veloz, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración dejo constancia de que la Escuela Politécnica Nacional podrá hacer uso del presente trabajo según los términos estipulados en la Ley, Reglamentos y Normas vigentes.

---

Sergio David Vargas Veloz

## **DEDICATORIA**

El presente trabajo está dedicado a mi madre Yolanda Veloz por su sacrificio y apoyo durante mi carrera universitaria.

## **AGRADECIMIENTO**

Quiero agradecer a Dios por la salud y provisión para culminar mi carrera universitaria. A mi directora de tesis Dra.-Ing. Ximena Gavela por su guía en este trabajo, a la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables (ARC) por la información proporcionada y al Ing. Geovanny Pardo e Ing. Carlos Clavijo por la ayuda para realizar este trabajo.

# ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL .....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
ÍNDICE DE TABLAS.....	VII
ÍNDICE DE FIGURAS .....	X
RESUMEN .....	XII
ABSTRACT .....	XIII
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 OBJETIVOS .....	1
1.1.1 OBJETIVO GENERAL.....	1
1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	1
1.2 ALCANCE .....	1
1.3 MARCO TEÓRICO.....	2
1.3.1 TRANSMISIÓN.....	2
1.3.2 CALIDAD DE TRANSMISIÓN .....	2
1.3.3 NORMAS PARA LA EVALUACIÓN DE LA CALIDAD DE TRANSMISIÓN.....	3
1.3.4 REGULACIÓN LOCAL.....	6
1.3.5 REGULACIONES INTERNACIONALES.....	12
2. DIAGNÓSTICO: SITUACIÓN DE LA CALIDAD EN EL SERVICIO DE TRANSPORTE.....	16
2.1 LÍNEA DE TRANSMISIÓN .....	17
2.1.1 LÍNEA DE TRANSMISIÓN 500 kV .....	17
2.1.2 LÍNEA DE TRANSMISIÓN 230 kV .....	20
2.1.3 LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV .....	27
2.2 CAMPO DE CONEXIÓN .....	36
2.3 TRANSFORMADOR .....	45
2.4 ANÁLISIS EVOLUTIVO DE LOS ÍNDICES DE CALIDAD DEL SERVICIO	54
2.5 ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	57
3. CÁLCULO DE LOS VALORES DE REFERENCIA.....	59

3.1	ETAPA 1: TOPOLOGÍA ACTUAL DEL SNT .....	60
3.2	ETAPA 2: INSTALACIONES CONSIDERADAS .....	60
3.3	ETAPA 3: EVALUACIÓN DEL CUMPLIMIENTO .....	61
3.4	ETAPA 4: FIJACIÓN DE LÍMITES .....	62
4.	ASPECTOS DEL CONTROL DE CALIDAD .....	63
4.1	CONTROL DE DATOS .....	63
4.2	INFORME DE EVENTOS.....	69
5.	ARTICULACIÓN .....	71
6.	PROPUESTAS DE REFORMA .....	74
6.1	CALIDAD DEL PRODUCTO .....	74
6.1.1	ÍNDICES ACTUALES.....	74
6.1.2	ÍNDICES NUEVOS.....	77
6.2	CALIDAD DEL SERVICIO.....	78
7.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	82
7.1	CONCLUSIONES.....	82
7.2	RECOMENDACIONES .....	83
8.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	84

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1.1.</b> Normas de calidad .....	5
<b>Tabla 1.2.</b> Longitud de las líneas de transmisión .....	6
<b>Tabla 1.3.</b> Longitud de las líneas de transmisión para interconexión.....	7
<b>Tabla 1.4.</b> Evolución histórica de líneas de transmisión.....	7
<b>Tabla 1.5.</b> Patios de subestaciones .....	7
<b>Tabla 1.6.</b> Subestaciones.....	8
<b>Tabla 1.7.</b> Subestaciones de reducción .....	8
<b>Tabla 1.8.</b> Subestaciones de seccionamiento .....	8
<b>Tabla 1.9.</b> Transformadores.....	9
<b>Tabla 1.10.</b> Evolución histórica de la capacidad de transformación en subestaciones .....	9
<b>Tabla 1.11.</b> Instalaciones de compensación capacitiva .....	9
<b>Tabla 1.12.</b> Instalaciones de compensación inductiva .....	10
<b>Tabla 1.13.</b> Límites de horas de indisponibilidades y número de desconexiones semestrales .....	12
<b>Tabla 1.14.</b> Países .....	13
<b>Tabla 1.15.</b> Instalaciones de Calidad del servicio .....	14
<b>Tabla 1.16.</b> Instalaciones de Calidad del producto .....	15
<b>Tabla 1.17.</b> Evaluación de calidad .....	16
<b>Tabla 2.1.</b> ND de circuitos transmisión 500 kV .....	18
<b>Tabla 2.2.</b> HI de circuitos transmisión 500 kV .....	19
<b>Tabla 2.3.</b> ND de circuitos transmisión 230 kV .....	22
<b>Tabla 2.4.</b> Causas de HI de circuitos transmisión 230 kV .....	25
<b>Tabla 2.5.</b> HI de circuitos transmisión 230 kV .....	25
<b>Tabla 2.6.</b> FCS de circuitos transmisión 230 kV .....	27
<b>Tabla 2.7.</b> ND de circuitos transmisión 138 kV .....	30
<b>Tabla 2.8.</b> Causas de HI de circuitos transmisión 138 kV .....	33
<b>Tabla 2.9.</b> HI de circuitos transmisión 138 kV .....	34
<b>Tabla 2.10.</b> FCS de circuitos transmisión 138 kV .....	36
<b>Tabla 2.11.</b> ND de campos de conexión del SNT .....	39
<b>Tabla 2.12.</b> Causas de HI de campos de conexión del SNT.....	42
<b>Tabla 2.13.</b> HI de campos de conexión del SNT .....	43



<b>Tabla 2.14.</b> FCS de campos de conexión del SNT .....	45
<b>Tabla 2.15.</b> ND de transformadores del SNT .....	48
<b>Tabla 2.16.</b> Causas de HI de transformadores del SNT .....	51
<b>Tabla 2.17.</b> HI de transformadores del SNT .....	52
<b>Tabla 2.18.</b> FCS de transformadores del SNT .....	54
<b>Tabla 2.19.</b> ND de instalaciones 2012 .....	55
<b>Tabla 2.20.</b> ND de instalaciones 2020 .....	55
<b>Tabla 2.21.</b> HI de instalaciones 2012 .....	55
<b>Tabla 2.22.</b> Horas de indisponibilidad de instalaciones 2020 .....	56
<b>Tabla 2.23.</b> FCS de instalaciones 2012 .....	56
<b>Tabla 2.24.</b> FCS de instalaciones 2020 .....	56
<b>Tabla 2.25.</b> ND de instalaciones .....	58
<b>Tabla 2.26.</b> HI de instalaciones .....	58
<b>Tabla 2.27.</b> FCS de instalaciones .....	58
<b>Tabla 3.1.</b> ND de instalaciones .....	61
<b>Tabla 3.2.</b> HI de instalaciones .....	62
<b>Tabla 3.3.</b> Actualización de Límites de indicadores .....	62
<b>Tabla 4.1.</b> Número de incumplimientos del NDP en instalaciones .....	69
<b>Tabla 4.2.</b> Número de incumplimientos del LHI en instalaciones .....	69
<b>Tabla 4.3.</b> Clasificación de sanción del incumplimiento .....	69
<b>Tabla 4.4.</b> HI de campos de conexión del SNT que superaron el límite .....	70
<b>Tabla 4.5.</b> HI de circuitos transmisión 230 kV que superaron el límite .....	70
<b>Tabla 4.6.</b> HI de circuitos transmisión 138 kV que superaron el límite .....	70
<b>Tabla 4.7.</b> HI de transformadores del SNT que superaron el límite .....	71
<b>Tabla 5.1.</b> Supervisión y cumplimiento de calidad .....	73
<b>Tabla 6.1.</b> Índice de nivel de voltaje .....	74
<b>Tabla 6.2.</b> Índice de nivel de voltaje ANSI C84.1 .....	74
<b>Tabla 6.3.</b> Límites contenido armónico de voltaje IEEE 519 .....	75
<b>Tabla 6.4.</b> Límites contenido armónico de corriente IEEE 519 para nivel de voltaje entre 69 kV y 161 kV .....	76
<b>Tabla 6.5.</b> Límites contenido armónico de corriente IEEE 519 para nivel de voltaje mayor a 161 kV .....	76
<b>Tabla 6.6.</b> Índice de parpadeo .....	77

<b>Tabla 6.9.</b> Índice de frecuencia .....	77
--	----

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1.1.</b> Aspectos de calidad de transmisión .....	11
<b>Figura 1.2.</b> Límites de huecos e incrementos breves de voltaje .....	15
<b>Figura 2.1.</b> Metodología para el desarrollo del diagnóstico .....	17
<b>Figura 2.2.</b> ND de circuitos transmisión 500 kV .....	18
<b>Figura 2.3.</b> HI de circuitos transmisión 500 kV .....	19
<b>Figura 2.4.</b> ND de circuitos transmisión 230 kV .....	20
<b>Figura 2.5.</b> ND semestral de circuitos transmisión 230 kV que superan el límite	21
<b>Figura 2.6.</b> Incumplimientos del NDP en circuitos transmisión 230 kV .....	22
<b>Figura 2.7.</b> HI de circuitos transmisión 230 kV .....	23
<b>Figura 2.8.</b> HI de circuitos transmisión 230 kV que superan el límite .....	24
<b>Figura 2.9.</b> Incumplimientos del LHI de circuitos transmisión 230 kV .....	25
<b>Figura 2.10.</b> ND de circuitos transmisión 138 kV .....	28
<b>Figura 2.11.</b> ND de circuitos transmisión 138 kV que superan el límite .....	29
<b>Figura 2.12.</b> Incumplimientos del NDP de circuitos transmisión 138 kV .....	30
<b>Figura 2.13.</b> HI de circuitos transmisión 138 kV .....	32
<b>Figura 2.14.</b> HI de circuito transmisión 138 kV que superan el límite .....	33
<b>Figura 2.15.</b> Incumplimientos del LHI de circuitos transmisión 138 kV .....	34
<b>Figura 2.16.</b> ND de campos de conexión del SNT .....	37
<b>Figura 2.17.</b> ND de campos de conexión del SNT que superan el límite .....	38
<b>Figura 2.18.</b> Incumplimientos del NDP de campos de conexión del SNT .....	39
<b>Figura 2.19.</b> HI de campos de conexión del SNT .....	41
<b>Figura 2.20.</b> HI de campos de conexión del SNT que superan el límite .....	42
<b>Figura 2.21.</b> Incumplimientos del LHI de campos de conexión del SNT .....	43
<b>Figura 2.22.</b> ND de transformadores del SNT .....	46
<b>Figura 2.23.</b> ND de transformadores del SNT que superan el límite .....	47
<b>Figura 2.24.</b> Incumplimientos del NDP de transformadores del SNT .....	48
<b>Figura 2.25.</b> HI de transformadores del SNT .....	50
<b>Figura 2.26.</b> HI de transformadores del SNT que superaron el límite .....	51
<b>Figura 2.27.</b> Incumplimientos del LHI de transformadores del SNT .....	52
<b>Figura 2.28.</b> Número de incumplimientos del NDP y LHI .....	59
<b>Figura 3.1.</b> Metodología de cálculo de valores de referencia .....	60

<b>Figura 4.1.</b> ND mensuales de campos de conexión del SNT que superan el límite .....	63
<b>Figura 4.2.</b> ND mensuales de circuitos transmisión 230 kV que superan el límite .....	64
<b>Figura 4.3.</b> ND mensuales de circuitos transmisión 138 kV que superan el límite .....	64
<b>Figura 4.4.</b> ND mensuales de transformadores del SNT que superan el límite ..	65
<b>Figura 4.5.</b> HI de campos de conexión del SNT que superan el límite .....	66
<b>Figura 4.6.</b> HI mensuales de circuitos transmisión 230 kV que superan el límite	66
<b>Figura 4.7.</b> HI mensuales de circuitos transmisión 138 kV que superan el límite	67
<b>Figura 4.8.</b> HI mensuales de transformadores del SNT que superan el límite....	68
<b>Figura 6.3.</b> Aspectos de calidad de transmisión .....	81

## RESUMEN

En este trabajo de titulación se presenta un análisis de los índices de calidad del servicio de transmisión de energía eléctrica, establecidos en la Regulación No. CONELEC – 003/08 *Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado*, con el fin de proponer una modificación o actualización de la regulación.

Para el efecto en primera instancia se presenta una revisión de las normas IEEE y regulaciones empleadas en las regiones de Latinoamérica y Europa sobre calidad a nivel de transmisión. Se identifican los indicadores más utilizados y los rangos o límites adoptados por diferentes países para su control.

Adicional a esto, se desarrolló un análisis de la estadística disponible sobre la operación del Sistema Nacional de Transmisión (SNT), con el fin de conocer la evolución en el cumplimiento de los parámetros de calidad del servicio en las instalaciones del SNT.

Con base a este diagnóstico, finalmente a través de un proceso metodológico, se identifican los indicadores de calidad que deberían ser aplicados para el control de servicio de la transmisión en el Ecuador y que deberían considerarse en una reforma de la regulación, dentro de lo cual se incluyó además propuestas para un efectivo control de la calidad del servicio de la transmisión.

**PALABRAS CLAVE:** calidad de producto, calidad del servicio, evento, índice, regulación, transmisión

## **ABSTRACT**

This titling work presents an analysis of the quality indices of the electricity transmission service, established in Regulation No. CONELEC – 003/08 Quality of Electricity Transportation and the Transmission and Connection Service in the National Interconnected System., in order to propose a modification or update of the regulation.

For this purpose, in the first instance, a review of the IEEE standards and regulations used in the regions of Latin America and Europe on quality at the transmission level is presented. The most used indicators and the ranges or limits adopted by different countries for their control are identified.

In addition to this, an analysis of the available statistics on the operation of the National Transmission System (SNT) was developed, to know the evolution in compliance with the service quality parameters in the SNT facilities.

Based on this diagnosis, finally through a methodological process, the quality indicators that should be applied to control the transmission service in Ecuador and that should be considered in a regulatory reform are identified, within which Proposals were also included for an effective control of the quality of the transmission service.

**KEYWORDS:** product quality, service quality, event, index, regulation, transmission

# **1. INTRODUCCIÓN**

## **1.1 OBJETIVOS**

### **1.1.1 OBJETIVO GENERAL**

Analizar los índices de calidad del servicio de transmisión de energía eléctrica, establecidos en la Regulación No. CONELEC – 003/08 Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado para proponer una modificación en los indicadores de calidad del servicio.

### **1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

Analizar las normativas y referencias internacionales relacionadas con los índices de calidad del servicio de transmisión de energía eléctrica y su posible aplicación al caso del sistema de transmisión del Ecuador.

Analizar la información estadística relacionada con interrupciones de servicio en el Sistema Nacional Interconectado e instalaciones consideradas a nivel de transmisión para la revisión y actualización de indicadores de calidad.

Identificar los indicadores de calidad que deberían ser aplicados para el control de servicio de la transmisión en el Ecuador (contenido de armónico de voltajes y corrientes, niveles de voltaje, balance de voltajes, factor de potencia de la carga, número y duración de las interrupciones, entre otros).

Establecer una metodología que permita calcular los valores de referencia de los indicadores de calidad del servicio de transmisión y criterios para su adecuado control.

Establecer criterios que permitan la articulación entre la regulación de calidad de transmisión y la regulación de calidad de distribución.

## **1.2 ALCANCE**

En este trabajo de titulación se propone analizar los indicadores de calidad del servicio de transmisión para la actualización de la regulación No. CONELEC 03/2018 *Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado*, para lo cual se propone, a partir de la revisión bibliográfica y normativa relacionada, identificar los indicadores de calidad que deberían ser aplicados para el control de servicio de la transmisión en el Ecuador, entre los cuales se incluirán indicadores relacionados con el aspecto técnico del producto como: el contenido de armónico de voltajes y corrientes, niveles de voltaje, balance de voltajes, factor de potencia de la carga, entre otros, y para los aspectos del servicio, número y duración de las interrupciones, todo

esto, sin perjuicio de lo que se determine durante el estudio de este trabajo de investigación.

Se analizará la información estadística de la ARC sobre datos medidos en las instalaciones del Sistema Nacional de Transmisión como el número y duración de las interrupciones para conocer el estado actual de la calidad del servicio, y posteriormente se establecerá una metodología que permita la obtención de los valores de referencia o límites para los indicadores de calidad identificados.

Se determinarán directrices respecto a la supervisión y control que deberán seguir tanto el regulador para un control eficiente del servicio que garantice niveles adecuados de calidad, y que deberían considerarse en la actualización de la regulación CONELEC 003/08.

## **1.3 MARCO TEÓRICO**

### **1.3.1 TRANSMISIÓN**

La transmisión es la actividad que comprende el transporte de energía eléctrica, generalmente a lugares lejanos, por medio de líneas de transmisión interconectadas por subestaciones desde la fuente de generación hasta un centro de consumo o distribución. La energía eléctrica debe acondicionarse de tal manera que se produzca la menor cantidad de pérdidas posibles por lo cual para una misma potencia, el nivel de voltaje se eleva a alto y extra altos voltajes, consiguiendo con esto reducir la corriente y por ende reducir las pérdidas en el conductor. Para el servicio de transmisión eléctrica generalmente se emplean sistemas de corriente alterna trifásicos, sin embargo, también se puede transmitir con sistemas de corriente continua [1],[2].

Un sistema de transmisión en corriente alterna consta principalmente de subestaciones elevadoras, subestaciones reductoras, subestaciones de maniobra y líneas de transmisión.

En el ámbito de la transmisión de energía eléctrica, los índices o indicadores de calidad son herramientas fundamentales para garantizar un nivel adecuado de calidad tanto en el servicio, como en el producto técnico de la transmisión.

### **1.3.2 CALIDAD DE TRANSMISIÓN**

El Consejo de Reguladores Energéticos (CEER) considera 3 aspectos principales en la calidad de suministro eléctrico: continuidad de suministro (indisponibilidad), calidad de voltaje (propiedades técnicas) y calidad comercial (rapidez y precisión de la gestión de solicitudes de clientes) [3].



La Agencia de Regulación y Control de Energía y Recurso Naturales no Renovables-ARC en la Regulación No. Conelec – 003/08 *Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado* considera o regula dos aspectos de calidad para el control de este servicio: calidad del servicio y calidad de la potencia (producto). Para el efecto, define a la calidad del servicio como *el conjunto de características sobre la continuidad de la entrega de potencia* y la calidad de la potencia como *el conjunto de características de las ondas de voltaje y de corriente para la entrega de potencia a la demanda*, entre las cuales se consideran: frecuencia, magnitud, forma, simetría y factor de potencia [4].

### **1.3.3 NORMAS PARA LA EVALUACIÓN DE LA CALIDAD DE TRANSMISIÓN**

A nivel internacional existen distintas normas para la evaluación de calidad de la transmisión, que comprenden la calidad del servicio, la calidad de producto o ambas. Tales normas presentan descripciones detalladas de las perturbaciones que afectan la calidad en los sistemas de energía eléctrica, y establecen índices con sus respectivos límites para su medición o cálculo. Asimismo, determinan métodos de medición y cálculo de los índices para el monitoreo y control del nivel de calidad.

Los estándares IEEE son actualizados y revisados constantemente, además presentan antecedentes prácticos y teóricos sobre calidad, los cuales se presentan a continuación:

- La norma IEEE 1366-Guía para los Índices de confiabilidad de la distribución de energía presenta términos y definiciones para que los índices de confiabilidad sean calculados de un mismo modo, para conocer factores que los afecten y para alcanzar un mejor manejo de la información [5].
- La norma IEEE 1159-Práctica Recomendada para Monitorear la Calidad de la Energía Eléctrica comprende el monitoreo de calidad de energía eléctrica en sistemas de corriente alterna polifásicos. Contiene descripciones detalladas de fenómenos electromagnéticos presentes en sistemas de energía eléctrica que afectan su calidad, además abarca métodos de medición e interpretación de datos concernientes a estas perturbaciones [6].
- La norma IEEE 519-Práctica Recomendada y Requisitos para el Control de Armónicos en Sistemas de Energía Eléctrica describe las formas de onda de voltaje y corriente en el sistema e indica responsabilidades para el operador y usuario del sistema a través de límites distorsión de voltaje y corriente armónicos en estado estable en el punto de acoplamiento común [7].

- La norma IEEE 1453-Práctica Recomendada para el Análisis de Instalaciones Fluctuantes en Sistemas Eléctricos comprende el parpadeo provocado por cargas variables y presenta un método de medición, establece los índices a corto y largo plazo con sus respectivos límites y métodos de evaluación del cumplimiento de las instalaciones que produzcan la perturbación [8].
- La norma IEEE 1250-Guía para Identificar y Mejorar la Calidad de Voltaje en Sistemas Eléctricos incluye niveles de calidad, factores que perjudican el rendimiento del sistema, métodos de mitigación para mejorar el desempeño del sistema y referencias de estándares IEEE sobre calidad de energía, todo esto con el fin de entregar calidad de energía compatible con los equipos eléctricos del usuario del sistema [9].
- La norma IEEE 1564-Guía para Índices de Caída de voltaje establece índices y características de caída de voltaje y proporciona métodos para su cálculo. Presenta métodos para cuantificar la gravedad y desempeño frente a la caída de voltaje por medio de su caracterización e índices de un sitio o del sistema, todo esto aplicable en sistemas de transmisión de energía eléctrica a 60 Hz [10].
- La norma EN 50160-Características de Voltaje de la Electricidad Suministrada por Redes Eléctricas Públicas presenta las características del voltaje de suministro de redes públicas de electricidad de corriente alterna a usuarios en alto voltaje con funcionamiento normal del sistema, asimismo establece los límites entre los cuales las características del voltaje deben permanecer [3],[11].

La tabla 1.1 resume los aspectos tratados en las normas sobre calidad de servicio y calidad de producto, en la que se incluyen los tipos de perturbaciones que inciden sobre la calidad, así como los índices para medir o calcular tales perturbaciones, el nivel de voltaje en que se pueden aplicar y si presentan límites y cálculo de los indicadores.

**Tabla 1.1. Normas de calidad**

Norma	Tipo	Perturbación	Índice	Voltaje	Límite	Cálculo/ Medición
IEEE 1366	Calidad del servicio	Interrupción momentánea  Interrupción sostenida	Índices de interrupción sostenida (SAIFI, SAIDI, CAIDI, CTAGDI, CAIFI, ASAI, CMEI <sub>n</sub> )  Índices de Interrupción momentánea (MAIFI, MAIFIE, CEMSMI <sub>n</sub> )  Índices basados en carga (ASIFI, ASIDI)	No especifica nivel de voltaje	No	Si
IEEE 1159	Calidad del servicio  Calidad del producto	Interrupción momentánea  Interrupción sostenida  Hundimiento  Hinchazón  Armónico  Desbalance de voltaje  Fluctuación de voltaje	No establece índices	No especifica nivel de voltaje	No	No
IEEE 519	Calidad del producto	Armónicos	Voltaje (Distorsión armónica individual, Distorsión armónica total)  Corriente (Distorsión de corriente armónica en porcentaje de la corriente de carga, Distorsión de la demanda total)	Alto voltaje (69kV<V≤161kV)  Extra alto voltaje (V>161kV)	Si	Si
IEEE 1453	Calidad del producto	Parpadeo	Severidad de corto plazo  Severidad de largo plazo	Alto voltaje (35kV<V≤230kV)  Extra alto voltaje (V>230 kV)	Si	Si
IEEE 1250	Calidad del producto	Desbalance de voltaje  Distorsión de voltaje  Parpadeo  Huecos de voltaje	Desbalance  Distorsión armónica total  Severidades de corto y largo plazo	Alto Voltaje	Si	Si

			Índice de frecuencia RMS promedio del sistema (SARFI)			
IEEE 1564	Calidad del producto	Huecos de voltaje	Índice de frecuencia RMS promedio del sistema (SARFI)  Índice de energía de hundimiento (SEI)  Índice de energía de hundimiento promedio (ASEI)	Alto voltaje	No	Si
EN 50160	Calidad del producto	Parpadeo  Desbalance  Armónicos de voltaje	Severidad de largo plazo  Factor de desbalance de voltaje de secuencia negativa	Alto voltaje	Si	Si

### 1.3.4 REGULACIÓN LOCAL

#### 1.3.4.1 Topología [12]

El Sistema Nacional de Transmisión (SNT) comprende subestaciones y líneas a voltajes de 138kV, 230kV y 500kV perteneciente a CELEC EP por medio de la Unidad de Negocio Transelectric y a centros de generación conectados directamente al sistema de transmisión.

Líneas de transmisión

El anillo troncal está formado por las líneas de transmisión a 230 kV y las siguientes subestaciones: Molino, Zhoray, Milagro, Dos Cerritos, Pascuales, Quevedo, Santo Domingo, Santa Rosa, Totoras y Riobamba, además, Quito y Guayaquil cuentan con el mismo esquema. Las líneas de transmisión a 500 kV junto con el anillo troncal constituyen el sistema troncal de transmisión, el cual se vincula con centros de generación y distribución por medio de las líneas de transmisión a 138 kV. El transporte de energía eléctrica se realiza mediante líneas de transmisión de simple o doble circuito, en la tabla 1.2 se indica la longitud de cada tipo de línea con su voltaje de operación a nivel nacional y en la tabla 1.3 se especifica de las conexiones internacionales [12].

**Tabla 1.2.** Longitud de las líneas de transmisión

Voltaje[kV]	Simple Circuito		Doble Circuito [km]	
	Longitud [km]	Número	Longitud [km]	Número
138	1 458,35	33	692,63	17
230	1 589,10	22	1 961,38	22
500	460,80	5	-	-

**Tabla 1.3.** Longitud de las líneas de transmisión para interconexión

Voltaje[kV]	Simple Circuito		Doble Circuito [km]	
	Longitud [km]	Nombre	Longitud [km]	Nombre
138	15,50	Tulcán-Panamericana	-	-
230	-	-	110	Machala-Zorritos
			212,20	Pomasqui-Jamondino
			214	Pomasqui-Jamondino-2

La longitud de las líneas de transmisión a nivel de voltaje de 138 y 230 kV ha ido incrementándose a lo largo de los años, además se ha incorporado líneas de transmisión a nivel de voltaje de 500 kV y del mismo modo han ido aumentando su extensión, la tabla 1.4 presenta esta evolución histórica.

**Tabla 1.4.** Evolución histórica de líneas de transmisión

Año	138 kV	230 kV	500 kV	Total
2009	1 778,10	1 671,11	-	3 449,21
2010	1 778,10	1 836,55	-	3 614,65
2011	1 794,72	1 867,65	-	3 662,37
2012	1 916,90	1 867,65	-	3 784,55
2013	1 925,10	1 882,87	-	3 807,97
2014	1 889,45	2 251,91	-	4 141,36
2015	2 004,43	2 439,03	-	4 443,46
2016	2 217,83	2 917,13	263,80	5 398,76
2017	2 217,83	3 002,23	263,80	5 483,86
2018	2 135,48	3 014,28	460,80	5 610,56

## Subestaciones

El Sistema Nacional de Transmisión consta de 55 subestaciones, 51 fijas y 4 móviles. El patio de maniobra de subestaciones a niveles de voltaje de 500 y 230 kV consta de un sistema de doble barra principal que permite tener alta confiabilidad en operación, así mismo a niveles de voltaje de 138 y 69 kV existe el sistema de barra principal-transferencia que asegura la continuidad del servicio en mantenimiento. El equipo de maniobra de las subestaciones posee asilamiento tipo convencional y en ciertos casos hay subestaciones compactas aisladas en SF6. A continuación, en la tabla 1.5 se presentan los patios que poseen las subestaciones:

**Tabla 1.5.** Patios de subestaciones

Subestaciones fijas	
Número	Patios
3	500 kV, 230 kV
2	230 kV
7	230 kV, 138 kV, 69 kV
5	230 kV, 138 kV
5	230 kV, 69 kV
2	138 kV

23	138 kV, 69 kV
4	138 kV, 22 kV, 13.8 kV
Subestaciones móviles	
Número	Patios
3	138 kV, 69 kV
1	230 kV, 69 kV

Las subestaciones que conforman el sistema de transmisión son de reducción o seccionamiento, en la tabla 1.6 se detallan la cantidad de subestaciones, especificando su capacidad, nivel de voltaje y transformadores, de igual manera, en la tabla 1.7 se especifica la capacidad y transformadores, pero de las subestaciones de reducción y en la tabla 1.8 se indica las subestaciones de seccionamiento con su nivel de voltaje.

**Tabla 1.6.** Subestaciones

Criterio	Tipo		Total
	Reducción	Seccionamiento	
Capacidad máxima (MVA)	14 821,30	-	14 821,30
Número de subestaciones	57	8	65
Número de transformadores	89	-	89

**Tabla 1.7.** Subestaciones de reducción

Tipo	Número de subestaciones	Número de transformadores	Capacidad máxima [MVA]
Reducción	53	85	14 626,30
Reducción (móvil)	4	4	195
Total	57	89	14 821,30

**Tabla 1.8.** Subestaciones de seccionamiento

Subestación	Nivel de Voltaje [kV]
Chongón	138
San Idelfonso	138
Topo	138
Puerto Napo	138
Manduriacu	230
Zhoray	230
Sopladora	230
Today	230

## Transformadores

Las subestaciones cuentan con 160 transformadores instalados con capacidad máxima de 15 352.63 MVA. En la tabla 1.9 se detallan los transformadores por su relación de transformación.

**Tabla 1.9.** Transformadores

Relación de transformación [kV]	Monofásico[u]	Trifásico[u]
500/230	7	-
230/138	7	46
230/69	6	17
138/69	35	38
138/34,5	1	-
138/22	1	-
138/13,8	2	-

La capacidad máxima de transformación en las subestaciones se ha ampliado en el transcurso de los años. La tabla 1.10 presenta la evolución histórica de esta capacidad.

**Tabla 1.10.** Evolución histórica de la capacidad de transformación en subestaciones

Año	Capacidad Máxima [kV]
2009	6 742,50
2010	7 133,00
2011	7 958,06
2012	8 087,38
2013	8 417,38
2014	8 825,79
2015	9 504,32
2016	11 494,58
2017	13 078,28
2018	14 821,30

#### Compensación de potencia reactiva

Las subestaciones del Sistema Nacional de Transmisión cuentan con elementos de compensación de potencia reactiva que regulan el nivel de voltaje en barras y se especifican en las tablas 1.11 y 1.12, 618 MVar de instalaciones para compensación capacitiva y 135 MVar para compensación reactiva.

**Tabla 1.11.** Instalaciones de compensación capacitiva

Subestación	Nivel de voltaje[kV]	Condensador [u]	Capacidad unitaria [MVar]	Capacidad Total [MVar]
Tulcán	13.8	1	3	3
Policentro	13.8	2	6	12
Milagro	13.8	1	18	18
Machala	13.8	6	2	12
Ibarra	13.8	6	2	12
Santa Elena	69	12	1	12
Posorja	69	2	6	12
Portoviejo	69	3	12	36
Pascuales	69	2	12	24
Nueva Prosperina	69	1	12	12
Loja	69	1	12	12
Esmeraldas	69	2	12	24

Dos Cerritos	69	2	12	24
Caraguay	69	2	12	24
Santa Rosa	138	3	27	81
San Gregorio	138	1	30	30
Pascuales	138	2	60	120
Las Esclusas	138	1	30	30
Las Esclusas	230	2	60	120

**Tabla 1.12.** Instalaciones de compensación inductiva

Subestación	Nivel de voltaje[kV]	Reactor [u]	Capacidad unitaria [MVar]	Capacidad Total [MVar]
Totoras	13.8	1	10	10
Santa Rosa	13.8	2	10	20
Riobamba	13.8	1	10	10
Pascuales	13.8	2	10	20
Molino	13.8	2	10	20
Pomasqui	230	1	25	25
El Inga	500	3	10	30

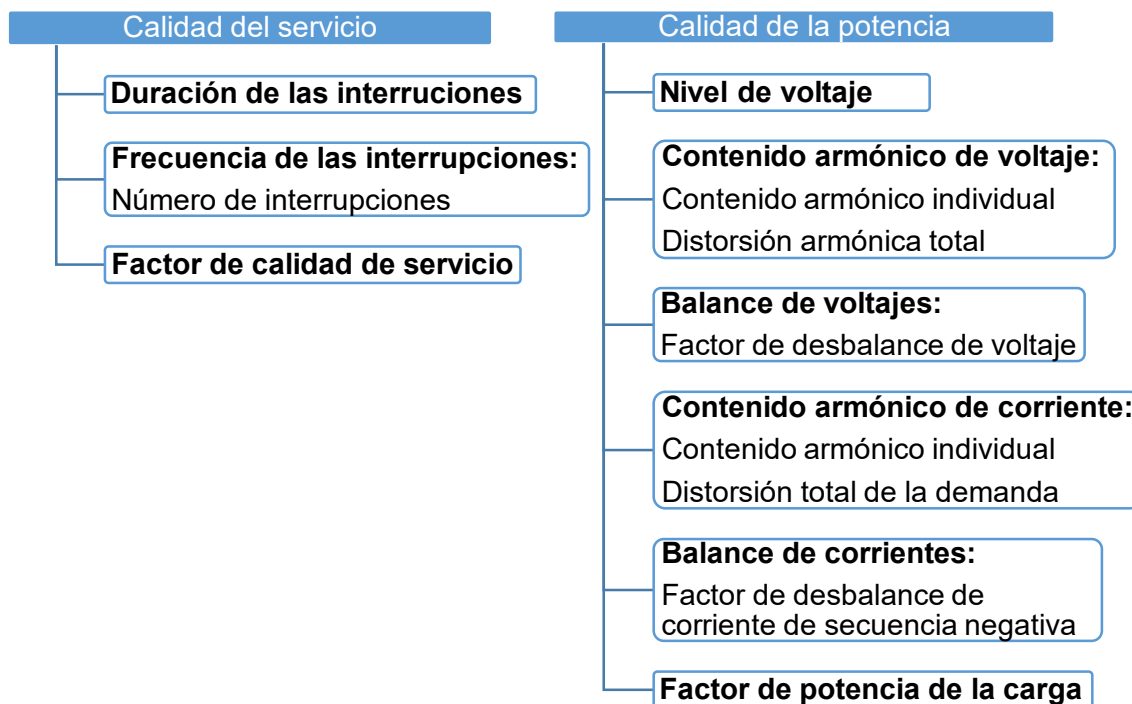
#### Sistema de medición

El Sistema Nacional Interconectado (SNI) emplea el Sistema de Monitoreo de Área Extendida (WAMS) para monitorear y supervisar en tiempo real su comportamiento dinámico, a este sistema se integra la unidad de medición fasorial (PMU) incorporada en las instalaciones de transmisión para monitorear puntos críticos y obtener datos para analizar eventos.

#### 1.3.4.2 Regulación [4]

En Ecuador la regulación de Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado identifica los aspectos considerados para la evaluación de calidad del servicio y de la potencia(producto), para los cuales define indicadores con sus respectivos límites, además presenta la metodología de medición y control de estos. La figura 1.1 presenta los aspectos considerados en calidad del servicio y de la potencia con los correspondientes índices.





**Figura 1.1.** Aspectos de calidad de transmisión

La regulación establece que el control de la calidad del servicio se realiza semestralmente, mientras que los parámetros relacionados con la calidad de la potencia se controlan mensualmente. Para esto, las instalaciones consideradas para la medición o cálculo y evaluación de la calidad del servicio son las siguientes: campo de conexión, circuito transmisión 138 kV y 230 kV, transformador, capacitor y reactor. Además, en la medición y evaluación de calidad de la potencia se consideran los puntos de entrega de energía o conexión.

En lo que respecta a los intervalos de medición para la evaluación de calidad de potencia, se determina que se tomarán mediciones de los parámetros (nivel de voltaje, contenido armónico de voltaje, balance de voltajes, contenido armónico de corriente, balance de corrientes y factor de potencia de la carga), en intervalos de 10 minutos durante 7 días continuos de un mes. Cuando el 5% o más de las mediciones de los parámetros superen el límite de la calidad de la potencia se incumplen los límites de calidad, al contrario, los indicadores de calidad del servicio se calculan durante el periodo de control semestral y cada valor (duración y número de interrupciones) que supere los límites es considerado como un incumplimiento a los índices de calidad.

La regulación establece los siguientes indicadores de calidad del servicio: horas de indisponibilidades (HI) semestrales, número de desconexiones (ND) semestral y factor de

calidad de servicio (FCS). Para lo cual establece el límite de horas de indisponibilidades semestrales (LHI) y el límite del número de desconexiones semestrales (NDP), presentados en la siguiente tabla:

**Tabla 1.13.** Límites de horas de indisponibilidades y número de desconexiones semestrales

<b>Instalación</b>	<b>LHI</b>	<b>NDP</b>
Campo de conexión	2	1
Circuito transmisión 230 kV	4	2
Circuito transmisión 138 kV	4	2
Capacitor y reactor	2	1
Transformador	4	1

### **1.3.5 REGULACIONES INTERNACIONALES**

La calidad de la transmisión es un aspecto que se regula a nivel internacional, por lo tanto, un estudio de la experiencia internacional permitirá un análisis adecuado de los aspectos de calidad que deberían ser evaluados para una potencial actualización de la regulación ecuatoriana.

Bajo este contexto, a continuación, se detallan las regulaciones utilizadas en otros países.

En Perú la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos establece los aspectos de calidad de servicio y producto en el punto de entrega del Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica. Para cada aspecto identifica los indicadores con sus correspondientes límites y la compensación por su incumplimiento, así como el control y demás aspectos de calidad [13].

En Argentina el Contrato de Concesión de la empresa encargada de Transmisión de energía eléctrica establece los aspectos a evaluarse en la calidad del servicio. Se identifica los límites de los indicadores y las respectivas sanciones por incumplir estos valores, asimismo presenta el reporte de eventos que debe seguir la transportista [14].

En Colombia las Normas de Calidad Aplicables a los Servicios de Transporte de Energía Eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional y de Conexión al Sistema de Transmisión Nacional identifica los indicadores para la medición de la calidad del servicio con sus límites y sanción por incumplirlos. Las Normas de Calidad de la Potencia Eléctrica Aplicables en el Sistema Interconectado Nacional establecen los parámetros técnicos de referencia para la evaluación de calidad de producto [15],[16],[17].

La tabla 1.14 resume los aspectos de calidad regulados internacionalmente, así como los indicadores utilizados para su control.

**Tabla 1.14. Países**

<b>País</b>	<b>Tipo</b>	<b>Aspectos</b>	<b>Indicador</b>	<b>Límite</b>	<b>Sanción</b>	<b>Control</b>
Ecuador	Calidad del servicio	Interrupciones	Número de interrupciones Duración de interrupciones Factor de Calidad de Servicio	Si	Si	Semestral
	Calidad del producto	Voltaje  Corriente  Potencia	Voltaje: Nivel de voltaje, contenido armónico individual, distorsión armónica total, factor de desbalance de voltaje de secuencia negativa  Corriente: contenido armónico individual, distorsión total de la demanda y factor de desbalance de corriente de carga de secuencia negativa  Potencia: factor de potencia de la carga	Si	Si	Mensual
Perú	Calidad del servicio	Interrupciones	Número de interrupciones por cliente  Duración de interrupciones por cliente	Si	Si	Semestral
	Calidad del producto	Voltaje  Frecuencia  Perturbaciones (Parpadeo y voltaje armónico)	Voltaje: Variación de voltaje  Frecuencia: Variación sostenida, variación súbita y variación diaria  Parpadeo: severidad de corta duración  Voltaje Armónico: voltaje armónico individual y distorsión armónica total	Si	Si	Mensual
Colombia	Calidad del servicio	Interrupciones	Indisponibilidad	Si	Si	Mensual
	Calidad del producto	Voltaje  Frecuencia  Parpadeo  Corriente armónica	Voltaje: Desviación estacionaria del voltaje eficaz, Relación de voltaje de secuencia negativa y positiva, Distorsión armónica total  Frecuencia: Desviación  Parpadeo: Severidad de corta duración  Corriente: Distorsión armónica total, Distorsión total de demanda	Si	Si	Mensual
Argentina	Calidad del servicio	Interrupciones	Indisponibilidad	Si	Si	Mensual

			Número de salidas forzadas de líneas por 100 km por 1 año			
Europa	Calidad del servicio	Interrupciones	Energía no planificada no suministrada  Tiempo de interrupción promedio no planificado	Si	Si	-
	Calidad del producto	Voltaje	Voltaje: Variación de voltaje, parpadeo, desbalance de voltaje, armónico de voltaje, cambio de voltaje rápido único, huecos de voltaje, incrementos breves de voltaje	Si	Si	-

En las tablas 1.15 y 1.16 se detallan las instalaciones consideradas para la evaluación de calidad del servicio y de producto respectivamente, además se especifican sus respectivos límites.

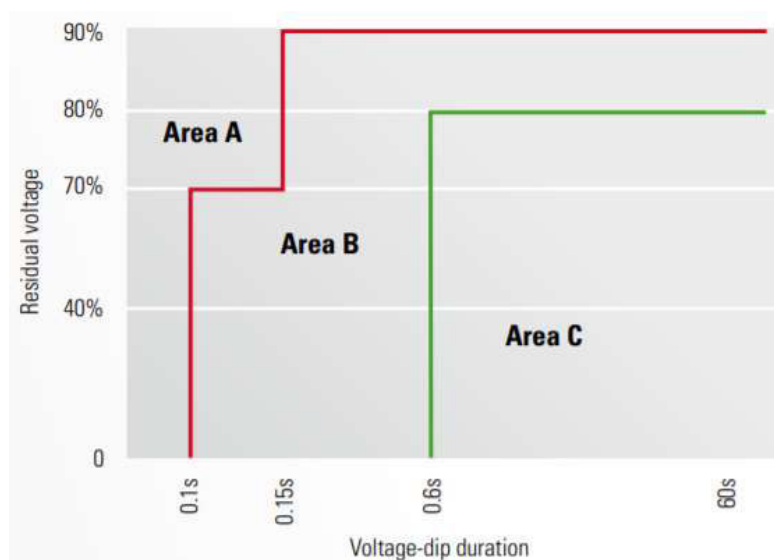
**Tabla 1.15.** Instalaciones de Calidad del servicio

País	Instalación	Aspecto	Límite	
			Tiempo	Número
Ecuador	Campo de conexión	Interrupción	2 horas(semestral)	1 (semestral)
	Circuito Transmisión 230 kV		4 horas(semestral)	2 (semestral)
	Circuito Transmisión 138 kV		4 horas(semestral)	2 (semestral)
	Capacitor y Reactor		2 horas(semestral)	1 (semestral)
	Transformador		4 horas(semestral)	1 (semestral)
Perú	Cliente	Interrupción	4 horas (semestral)	6 (semestral)
Colombia	Bahía de Líneas	Interrupción	15 horas (anual)	-
	Bahía de Transformación		15 horas (anual)	
	Bahía de Compensación		16 horas (anual)	
	Módulo de Barraje		15 horas (anual)	
	Módulo de Compensación		15 horas (anual)	
	Autotransformador		28 horas (anual)	
	Línea de 220 o 230 kV		20 horas (anual)	
	Línea de 500 kV		37 horas (anual)	
	VQC		5 horas (anual)	
	Otros Activos:		10 horas (anual)	
	Bahía de Acople			
	Bahía de Seccionamiento			
	Bahía de Transferencia			
	Banco de Reactores			
Corte Central				
Diferencia de barras				
Enlace ICCP				
SCADA				
Sistema de Comunicaciones				
Argentina	Líneas Equipamiento de conexión o transformación Equipamiento de potencia reactiva	Interrupción	10 minutos	1

**Tabla 1.16.** Instalaciones de Calidad del producto

<b>País</b>	<b>Instalación</b>	<b>Aspecto</b>	<b>Límite</b>
Ecuador	Puntos de entrega de energía o conexión	Nivel de voltaje Armónico de voltaje Balance de voltaje Armónico de corriente Balance de corriente Factor de potencia	CONELEC IEEE 519 1.3% IEEE 519 3% CONELEC
Perú	Punto de entrega	Voltaje Frecuencia Parpadeo Voltaje armónico	±5% 0.6%, 1Hz, 600 ciclos 1 Tabla
Colombia	Punto de conexión del usuario Subestación	Frecuencia Voltaje Parpadeo Balance de voltaje Armónico de voltaje Armónico de corriente	Código de Operación 0% 0.8, 0.9 1.5% IEEE 519 IEEE 519
Europa	Punto de entrega (barra colectora) Subestación (barra colectora)	Voltaje Parpadeo Desbalance de voltaje Armónico de voltaje Cambio de voltaje rápido único Huecos de voltaje Incrementos breves de voltaje	-10% a 13.16% 0.8 a 5 1% a 2% 2% a 7% 12 Figura 1.2 Figura 1.2

Los límites de los huecos e incrementos breves de voltaje a nivel de Europa indicados en la tabla 1.16 se evalúan de acuerdo con la figura 1.2, específicamente en el área en que se encuentren, el área A corresponde al funcionamiento normal de la red, el área B requiere de investigación y el área C está prohibida [3].



**Figura 1.2.** Límites de huecos e incrementos breves de voltaje

En la tabla 1.17 se presentan los periodos de medición de los aspectos considerados en calidad y la base de evaluación para considerar una mala calidad de producto y servicio.

**Tabla 1.17.** Evaluación de calidad

<b>País</b>	<b>Tipo</b>	<b>Medición</b>	<b>Evaluación</b>
Ecuador	Calidad de producto	Intervalos de 10 minutos durante 7 días continuos	El 5% o más de las mediciones que superan los límites
	Calidad de servicio	Medición durante el periodo de control	Supera los limites
Perú	Calidad de producto	Intervalos de 15 minutos (voltaje y frecuencia), 10 (perturbación) o 1 minuto (variación instantánea de frecuencia), durante 7 días continuos o 30 días continuos(frecuencia).	Medición en el Intervalo supera los límites
	Calidad del servicio	Medición durante el periodo de control	Supera los limites
Colombia	Calidad de producto	Semanal	Percentil 95 de las mediciones supera los límites
	Calidad del servicio	Medición durante el periodo de control	Supera los limites
Argentina	Calidad del servicio	Medición durante el periodo de control	Supera los limites

## **2. DIAGNÓSTICO: SITUACIÓN DE LA CALIDAD EN EL SERVICIO DE TRANSPORTE**

El análisis de la información estadística relacionada con la operación del Sistema Nacional de Transmisión (SNT) es fundamental para establecer una línea base que sirva para la actualización de los criterios, parámetros y límites utilizados para la evaluación de calidad del servicio de transmisión en el país. Con esta información, en este capítulo se realizará un diagnóstico únicamente de la calidad del servicio de la transmisión debido a que la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables (ARC) no dispone de información estadística acerca de calidad del producto. El diagnóstico se realiza con el fin de conocer cómo ha estado y como está actualmente el cumplimiento de los parámetros de calidad por parte de la empresa de Transmisión.

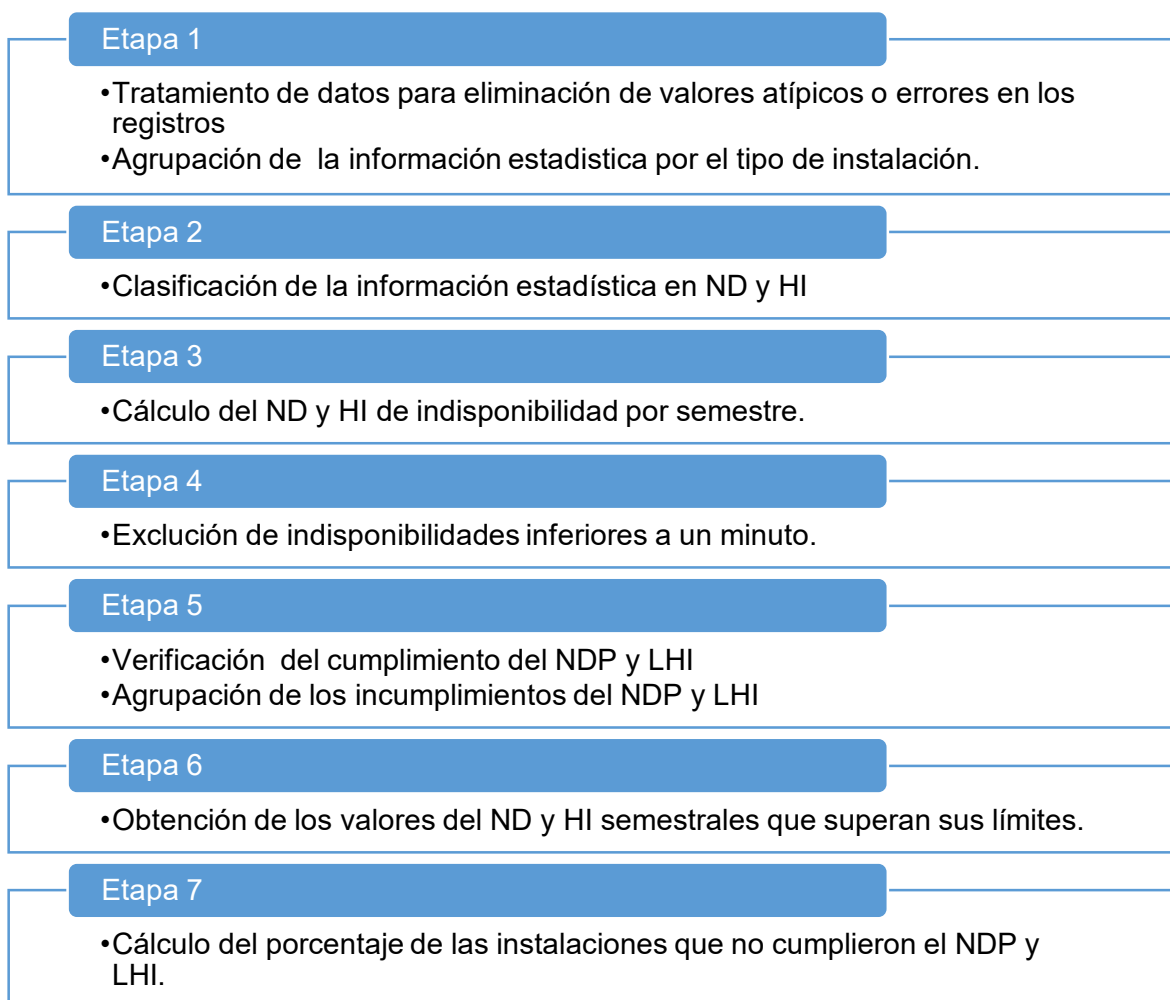
Para el efecto se realiza un análisis estadístico de la información proporcionada por la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables (ARC) sobre la base de la información presentada por el Operador Nacional de Electricidad (CENACE) desde enero del 2017 hasta diciembre del 2020.

Las instalaciones del SNT consideradas para el diagnóstico son las siguientes:

- Líneas de transmisión;
- Campo de conexión: Grandes consumidores o Empresas Distribuidoras;
- Transformadores; y,

- Compensación.

Para todas estas instalaciones se cuenta con el registro de las horas de indisponibilidad (HI) y número de desconexiones (ND) mensuales, así como de las causas que las provocaron, y para su análisis se seguirá la metodología descrita en la Figura 2.1:



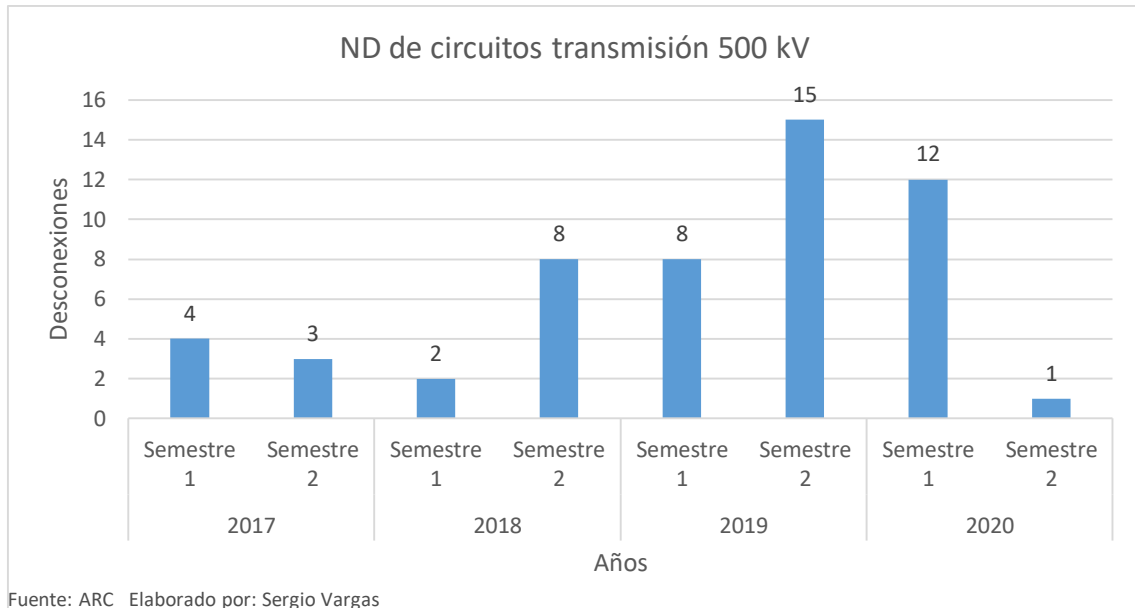
**Figura 2.1.** Metodología para el desarrollo del diagnóstico

## 2.1 LÍNEA DE TRANSMISIÓN

### 2.1.1 LÍNEA DE TRANSMISIÓN 500 kV

Los circuitos de transmisión a nivel de voltaje de 500 kV del Sistema Nacional de Transmisión no son considerados para el control semestral de las HI y ND en la actual regulación, sin embargo, son analizados con el fin de establecer los niveles de conexión y límites de estos circuitos.

El ND en los 4 años analizados se agruparon en dos semestres de cada año, tal como se muestra en la figura 2.2.



**Figura 2.2.** ND de circuitos transmisión 500 kV

Como se observa, se registraron 53 desconexiones en los 4 años, con un mínimo de 1 desconexión en el segundo semestre del año 2020 y un máximo de 15 desconexiones en el segundo semestre del año 2019.

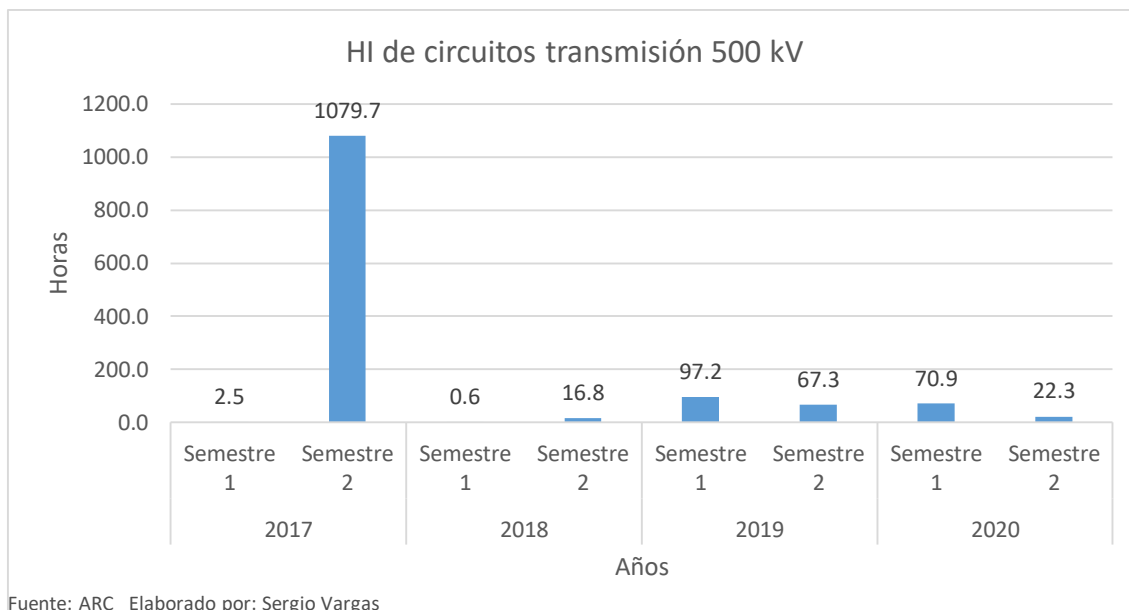
La tabla 2.1 presenta el ND semestral de los circuitos en el periodo de diagnóstico.

**Tabla 2.1.** ND de circuitos transmisión 500 kV

ND de circuitos transmisión 500 kV								
Circuito	Año							
	2017		2018		2019		2020	
	Semestre 1	Semestre 2	Semestre 1	Semestre 2	Semestre 1	Semestre 2	Semestre 1	Semestre 2
Circuito uno Chorrillos - Tisaleo 500 kV	1	1	1	3	6	6	6	1
Circuito uno El Inga - Tisaleo 500 kV					1	2	2	
Circuito uno Coca Codo Sinclair - San Rafael 500 kV		1				1	1	
Circuito dos Coca Codo Sinclair - San Rafael 500 kV		1	1			2	1	
Circuito uno El Inga - San Rafael 500 kV	1				1		1	
Circuito dos El Inga - San Rafael 500 kV	2			5		4	1	
<b>Total</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>15</b>	<b>12</b>	<b>1</b>

Las HI en el periodo de diagnóstico, agrupadas por semestre se presentan en la figura 2.3.





**Figura 2.3.** HI de circuitos transmisión 500 kV

Las HI registradas en los 4 años acumulan un total de 1357.3 horas, con un valor mínimo de 0.6 horas en el primer semestre del año 2018 y un valor máximo de 1079.7 horas en el segundo semestre del año 2017, este valor corresponde principalmente a las indisponibilidades de los circuitos Coca Codo Sinclair-San Rafael 500 kV, que se asignaron a Transelectric debido a los actores del MEM para mantenimiento programado hasta el 13 de agosto.

La tabla 2.2 presenta las HI semestrales de los circuitos en el periodo de diagnóstico.

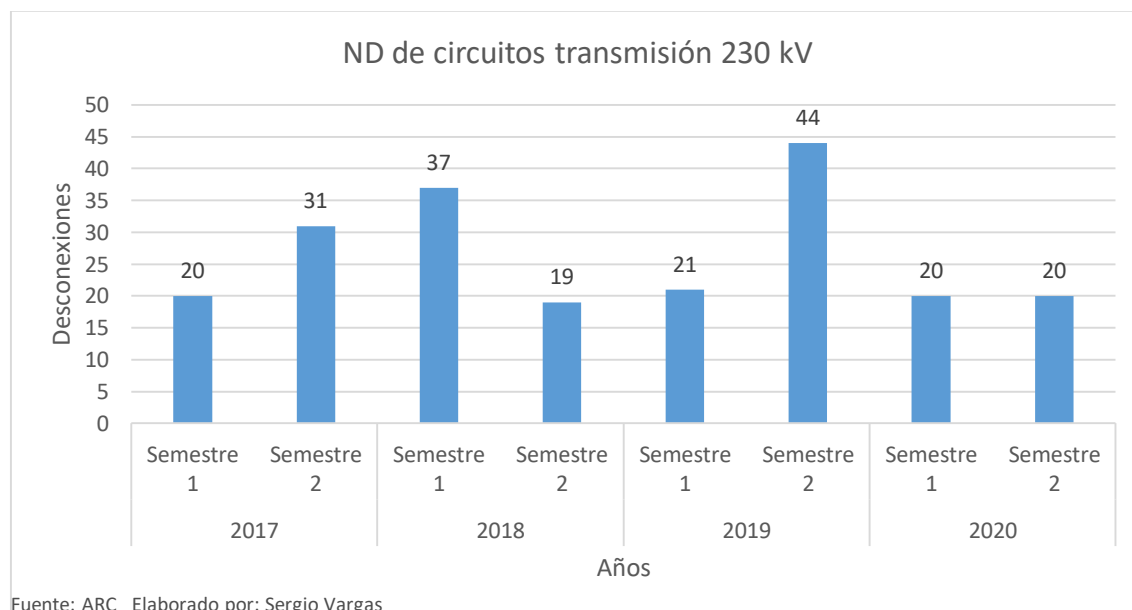
**Tabla 2.2.** HI de circuitos transmisión 500 kV

HI de circuitos transmisión 500 kV								
Circuito	Año							
	2017		2018		2019		2020	
	Semestre 1	Semestre 2	Semestre 1	Semestre 2	Semestre 1	Semestre 2	Semestre 1	Semestre 2
Circuito uno Chorrillos - Tisaleo 500 kV	1,2	2,0	0,5	11,4	71,9	60,6	66,1	22,3
Circuito uno El Inga - Tisaleo 500 kV					23,1	5,7	2,0	
Circuito uno Coca Codo Sinclair - San Rafael 500 kV		911,0				0,1	0,4	
Circuito dos Coca Codo Sinclair - San Rafael 500 kV		166,8	0,1			0,4	0,8	
Circuito uno El Inga - San Rafael 500 kV	0,7				2,2	0,1	0,4	
Circuito dos El Inga - San Rafael 500 kV	0,6			5,5		0,5	1,4	
<b>Total</b>	<b>2,5</b>	<b>1079,7</b>	<b>0,6</b>	<b>16,8</b>	<b>97,2</b>	<b>67,3</b>	<b>70,9</b>	<b>22,3</b>

### 2.1.2 LÍNEA DE TRANSMISIÓN 230 kV

Los circuitos de líneas de transmisión a 230 kV del SNT si son consideradas para el control de HI y ND semestrales en la regulación de calidad; se establece un LHI de 4 IT y un NDP de 2 [4].

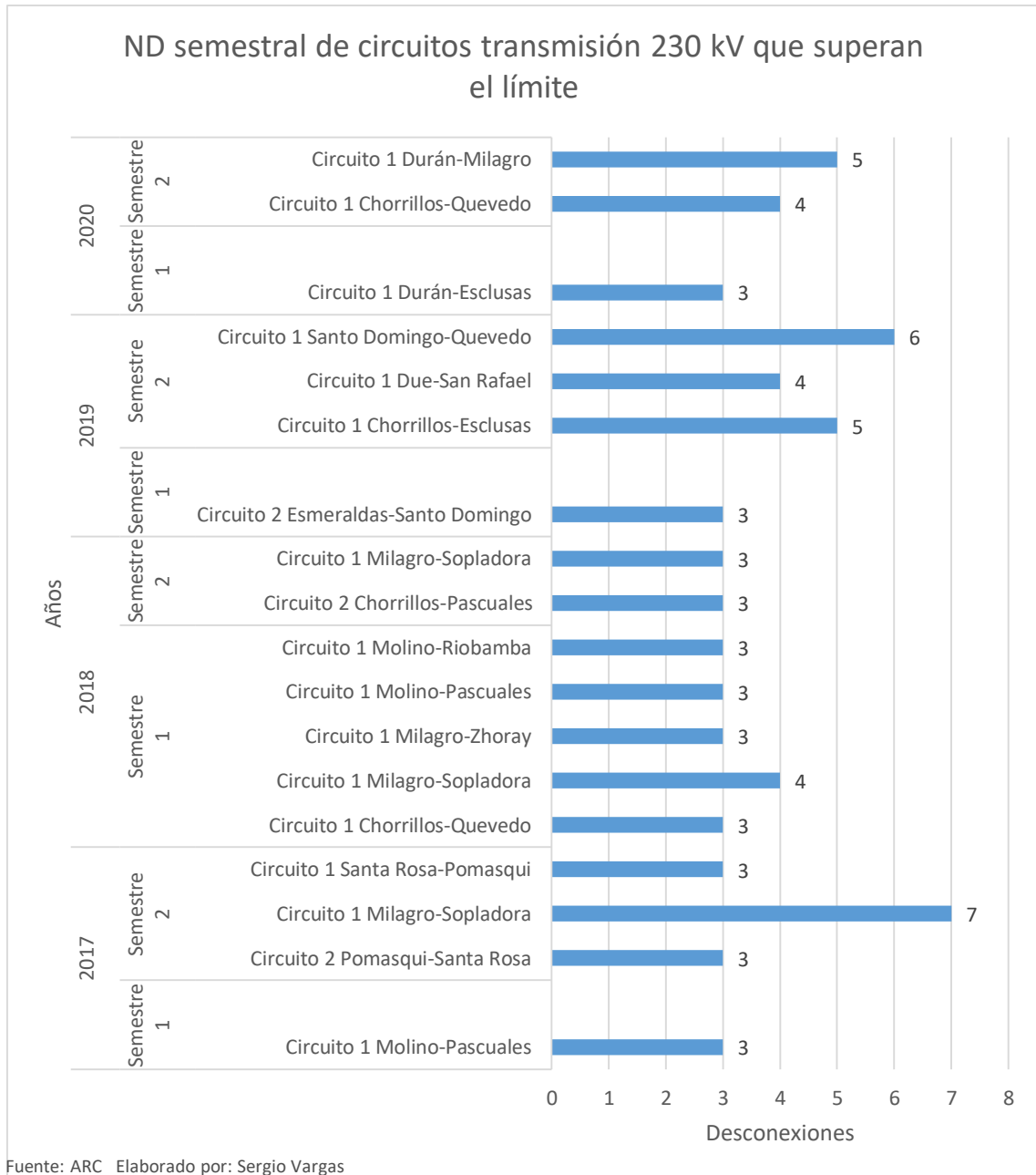
Para el análisis, el ND a lo largo de los 4 años se agruparon por periodos semestrales en cada año. Los resultados se observan en la figura 2.4.



**Figura 2.4.** ND de circuitos transmisión 230 kV

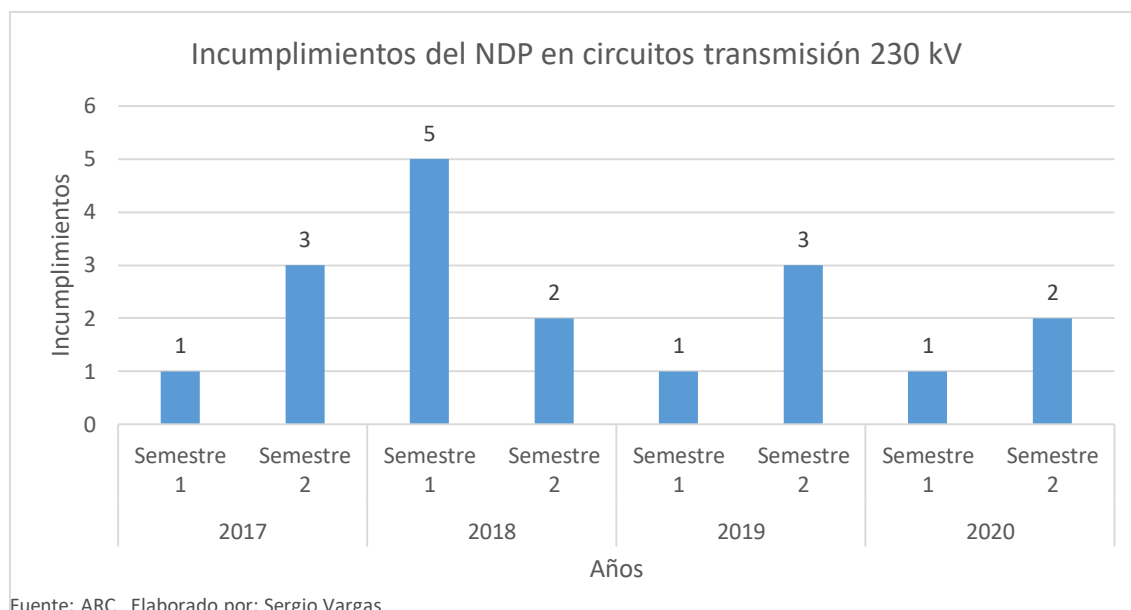
En total, en los 4 años se registraron 212 desconexiones, con un valor mínimo de 19 desconexiones en el segundo semestre del año 2018 y un valor máximo de 44 desconexiones en el segundo semestre del año 2019.

Los circuitos de transmisión a 230 kV deben cumplir un NDP de 2 [4]. En la figura 2.5 se presentan el ND semestral de los circuitos que superan el límite permitido, se observa un valor mínimo de 3 desconexiones en 11 circuitos a lo largo de los 4 años y un valor máximo de 9 desconexiones en el circuito uno Milagro-Sopladora en el segundo semestre del año 2017.



**Figura 2.5.** ND semestral de circuitos transmisión 230 kV que superan el límite

El número de incumplimientos del NDP se presenta en la figura 2.6. En total ocurrieron 18 incumplimientos.



**Figura 2.6.** Incumplimientos del NDP en circuitos transmisión 230 kV

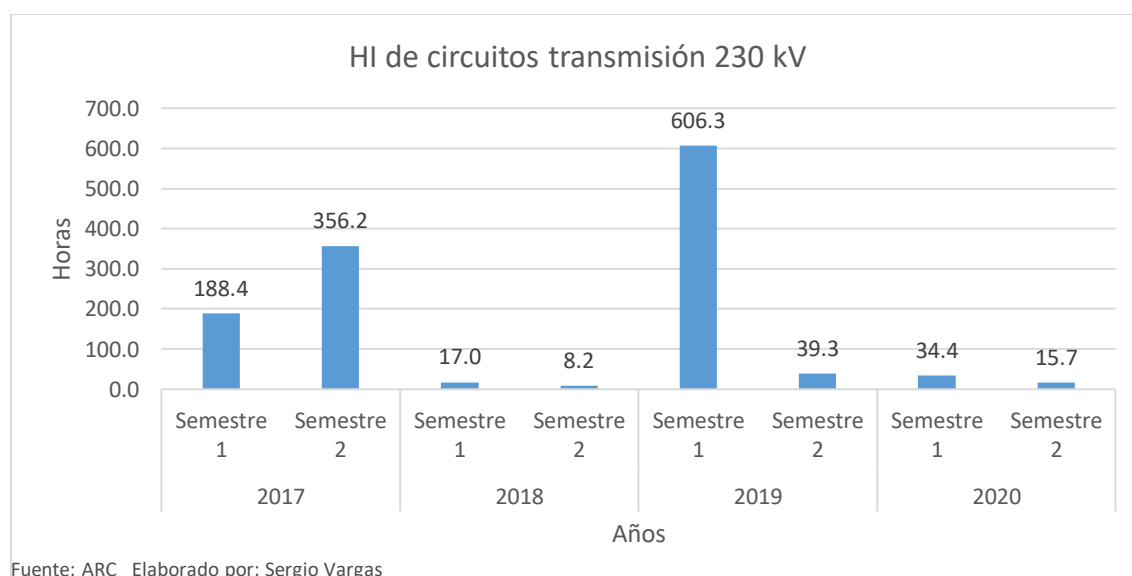
La tabla 2.3 presenta el ND semestral de los circuitos en el periodo de diagnóstico, como se observa existen circuitos que presentaron al menos un incumplimiento del límite admisible.

**Tabla 2.3.** ND de circuitos transmisión 230 kV

Circuito	ND de circuitos transmisión 230 kV								Incumplimientos
	Año								
	2017	2018	2019	2020					
	Semestre 1	Semestre 2	Semestre 1	Semestre 2	Semestre 1	Semestre 2	Semestre 1	Semestre 2	
Circuito cuatro Chorrillos - Pascuales 230 kV									NO
Circuito dos Bomboiza - Taday 230 kV								1	NO
Circuito dos Chorrillos - Pascuales 230 kV		1	3						SI
Circuito dos Chorrillos - Quevedo 230 kV		1			1	1			NO
Circuito dos El Inga - Pomasqui 230 kV		2	1			1			NO
Circuito dos El Inga - Santa Rosa 230 kV		2							NO
Circuito dos Esmeraldas - Santo Domingo 230 kV					3	1	2		SI
Circuito dos Machala - Milagro 230 kV				1		1		1	NO
Circuito dos Milagro - Zhoray 230 kV		1	1		1		1		NO
Circuito dos Molino - Pascuales 230 kV			1		2	1			NO
Circuito dos Molino - Zhoray 230 kV		1							NO
Circuito dos Pomasqui - Santa Rosa 230 kV		1	3	2					SI
Circuito dos Quevedo - Pascuales 230 kV									NO
Circuito dos San Rafael - Jivino 230 kV						2			NO
Circuito dos Santo Domingo - Manduriacu 230 kV		1					1		NO
Circuito dos Sta. Rosa - Sto. Domingo 230 kV						2			NO
Circuito dos Sta. Rosa - Totoras 230 kV		1		1				1	NO
Circuito dos Totoras - San Francisco 230 kV			1						NO
Circuito tres Chorrillos - Pascuales 230 kV				1	2				NO
Circuito uno Baba - Quevedo 230 kV		1							NO
Circuito uno Baba - Santo Domingo 230 kV						1			NO
Circuito uno Bomboiza - Taday 230 kV						1		1	NO
Circuito uno Chorrillos - Esclusas 230 kV				2	1	5	1		SI

Circuito uno Chorrillos - Nueva Prosperina 230 kV									1	NO
Circuito uno Chorrillos - Pascuales 230 kV	1	1	1							NO
Circuito uno Chorrillos - Quevedo 230 kV	1	1	3	1		2	1	4		SI
Circuito uno Dos Cerritos - Pascuales 230 kV			1							NO
Circuito uno Due - San Rafael 230 kV		1		1	1	4				SI
Circuito uno Durán - Esclusas 230 kV					1		3	1		SI
Circuito uno Durán - Milagro 230 kV					2	1		5		SI
Circuito uno El Inga - Pomasqui 230 kV		2	1	2		1		1		NO
Circuito uno El Inga - Santa Rosa 230 kV		1								NO
Circuito uno Esclusas - Pascuales 230 kV	1		1							NO
Circuito uno Esclusas - Sopladora 230 kV	1		1		1	1	1			NO
Circuito uno Esclusas - Trinitaria 230 kV		1		1					1	NO
Circuito uno Esmeraldas - Santo Domingo 230 kV					1		2			NO
Circuito uno Jivino - Shushufindi 230 kV							1			NO
Circuito uno Machala - Milagro 230 kV				1	1					NO
Circuito uno Machala - Minas San Francisco 230 kV				1						NO
Circuito uno Milagro - Dos Cerritos 230 kV										NO
Circuito uno Milagro - Minas San Francisco 230 kV					2	1				NO
Circuito uno Milagro - Pascuales 230 kV	1		1			2				NO
Circuito uno Milagro - Sopladora 230 kV	1	7	4	3		2	1			SI
Circuito uno Milagro - Zhoray 230 kV			3		1		1	1		SI
Circuito uno Molino - Pascuales 230 kV	3		3	1		1				SI
Circuito uno Molino - Riobamba 230 kV		1	3							SI
Circuito uno Molino - Totoras 230 kV	1		1							NO
Circuito uno Molino - Zhoray 230 kV			1			1				NO
Circuito uno Quevedo - Pascuales 230 kV	1									NO
Circuito uno Quevedo - San Gregorio 230 kV	2						1			NO
Circuito uno Riobamba - Taday 230 kV						2				NO
Circuito uno San Rafael - Jivino 230 kV						2	1			NO
Circuito uno Santa Rosa - Pomasqui 230 kV		3	2	2		1		1		SI
Circuito uno Santo Domingo - Manduriacu 230 kV	1									NO
Circuito uno Sinincay - Zhoray 230 kV	1									NO
Circuito uno Sta. Rosa - Sto. Domingo 230 kV			1		1	1	1	1		NO
Circuito uno Sta. Rosa - Totoras 230 kV		1								NO
Circuito uno Sto. Domingo - Quevedo 230 kV			1			6	1			SI
Circuito uno Totoras - Riobamba 230 kV			2							NO
Circuito uno Totoras - San Francisco 230 kV					1					NO
<b>Total</b>	<b>20</b>	<b>31</b>	<b>37</b>	<b>19</b>	<b>21</b>	<b>44</b>	<b>20</b>	<b>20</b>		

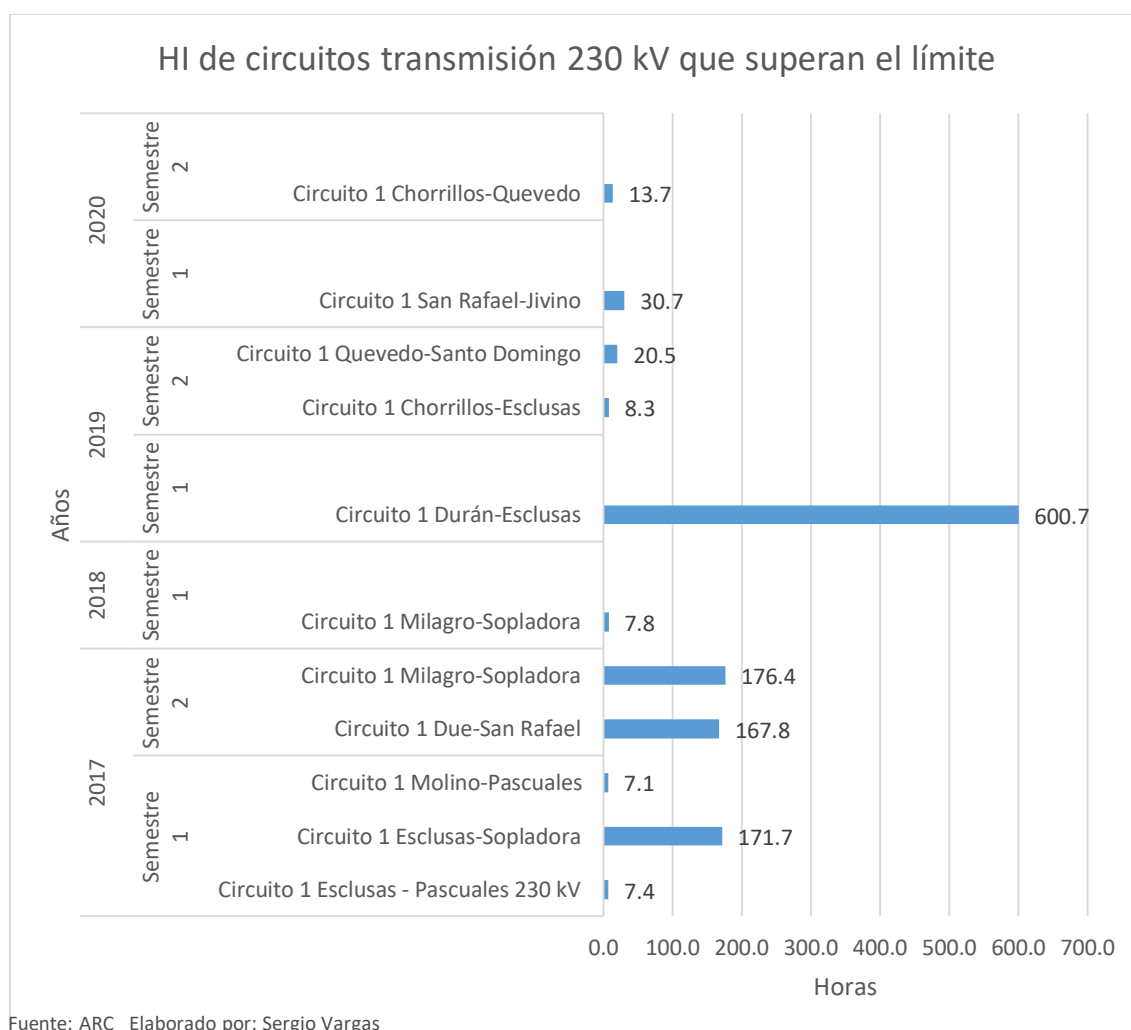
Las HI acumuladas cada semestre en los 4 años se presenta en la figura 2.7.



**Figura 2.7.** HI de circuitos transmisión 230 kV

En total, se registraron 1265.4 HI en los 4 años, con un valor mínimo de 8.2 horas en el segundo semestre del año 2018 y un valor máximo y 606.3 horas en el primer semestre del año 2019.

Los circuitos de transmisión de 230 kV pueden presentar un LHI de 4 [4], por lo cual, como se observa en la figura 2.8 existen semestres en los cuales las HI de los circuitos superan el límite permitido, con un valor mínimo de 7.1 horas en el circuito uno Molino-Pascuales en el primer semestre del año 2017 y un valor máximo de 600.7 horas correspondientes al circuito uno Durán-Eclusas en el primer semestre del año 2019. Las indisponibilidad fueron asignadas a Transelectric y sus causas se presentan en la tabla 2.4.

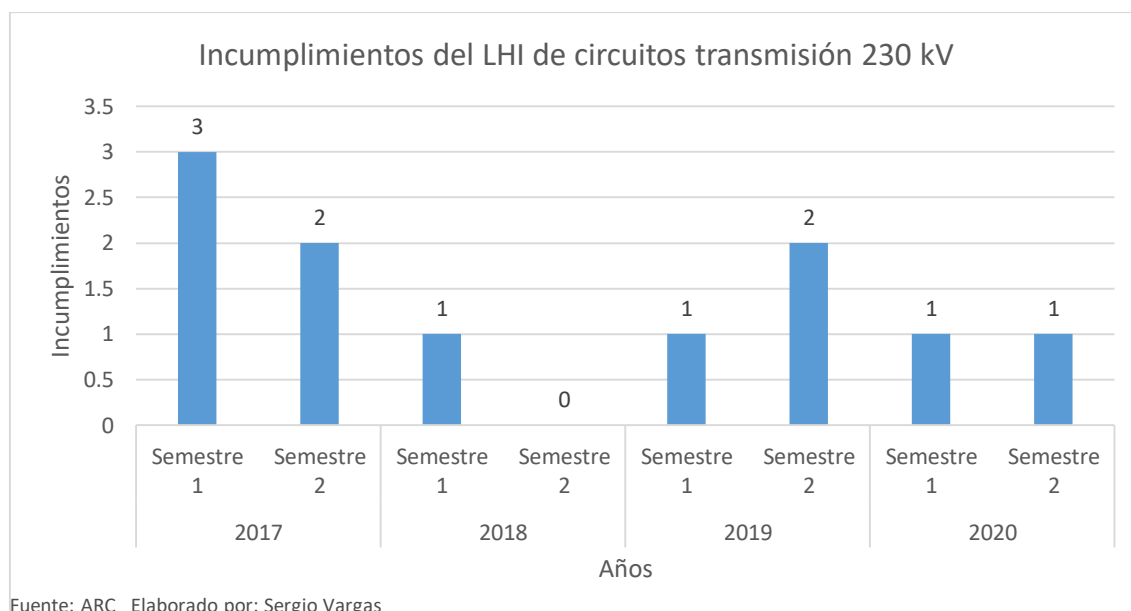


**Figura 2.8.** HI de circuitos transmisión 230 kV que superan el límite

**Tabla 2.4.** Causas de HI de circuitos transmisión 230 kV

Circuito	Horas	Causas
Circuito uno Chorrillos-Quevedo	13,7	Fenómenos Naturales/Otros
Circuito uno San Rafael-Jivino	30,7	Otros
Circuito uno Quevedo-Santo Domingo	20,5	Externo al sistema/ Actores del MEM
Circuito uno Durán-Esclusas	600,7	Equipo/Material/Diseño
Circuito uno Milagro-Sopladora	176,4	Externo al sistema/Equipo /Material/Diseño
Circuito uno Due-San Rafael	167,8	Actores del MEM para mantenimiento programado hasta el 13 de agosto
Circuito uno Esclusas Sopladora	171,7	Equipo/Material/Diseño

El número de incumplimientos del LHI se especifican en la figura 2.9, estos acumulan un total de 11 incumplimientos.



**Figura 2.9.** Incumplimientos del LHI de circuitos transmisión 230 kV

La tabla 2.5 presenta las HI semestrales de los circuitos en el periodo de diagnóstico. Se observa que existen circuitos que presentaron al menos un incumplimiento del límite permitido.

**Tabla 2.5.** HI de circuitos transmisión 230 kV

Circuito	HI de circuitos transmisión 230 kV								Incumplimientos	
	Año									
	2017		2018		2019		2020			
	Semestre 1	Semestre 2	Semestre 1	Semestre 2	Semestre 1	Semestre 2	Semestre 1	Semestre 2		
Circuito cuatro Chorrillos - Pascuales 230 kV									0,0	NO
Circuito dos Bomboiza - Taday 230 kV									0,3	NO
Circuito dos Chorrillos - Pascuales 230 kV		0,1		1,5						NO

Circuito dos Chorrillos - Quevedo 230 kV		0,1				0,2	0,2		NO
Circuito dos El Inga - Pomasqui 230 kV		0,8	0,1	0,0		0,1		0,0	NO
Circuito dos El Inga - Santa Rosa 230 kV		0,5	0,0	0,0	0,0	0,0		0,0	NO
Circuito dos Esmeraldas - Santo Domingo 230 kV					0,3	0,1	0,2		NO
Circuito dos Machala - Milagro 230 kV				0,0		0,1		0,1	NO
Circuito dos Milagro - Zhoray 230 kV		0,1	0,2	0,0	0,1		0,1	0,0	NO
Circuito dos Molino - Pascuales 230 kV		0,1	0,7		0,2	0,0	0,0	0,0	NO
Circuito dos Molino - Zhoray 230 kV	0,1								NO
Circuito dos Pomasqui - Santa Rosa 230 kV	0,1	1,4	0,2		0,0			0,0	NO
Circuito dos Quevedo - Pascuales 230 kV	0,0								NO
Circuito dos San Rafael - Jivino 230 kV						1,8			NO
Circuito dos Santo Domingo - Manduriacu 230 kV	0,0						0,1		NO
Circuito dos Santa Rosa - Santo Domingo 230 kV			0,0			0,2			NO
Circuito dos Santa Rosa - Totoras 230 kV	0,1		0,0					0,4	NO
Circuito dos Totoras - San Francisco 230 kV		0,6							NO
Circuito tres Chorrillos - Pascuales 230 kV			0,5		1,4				NO
Circuito uno Baba - Santo Domingo 230 kV						0,8			NO
Circuito uno Bomboiza - Taday 230 kV						0,1		0,0	NO
Circuito uno Chorrillos - Esclusas 230 kV			0,1	0,1	8,3	0,3	0,0	0,0	SI
Circuito uno Chorrillos - Nueva Prosperina 230 kV								0,2	NO
Circuito uno Chorrillos - Pascuales 230 kV	0,4	0,1	0,5						NO
Circuito uno Chorrillos - Quevedo 230 kV	0,4	0,1	0,7	0,1		0,1	0,1	13,7	SI
Circuito uno Dos Cerritos - Pascuales 230 kV			0,5						NO
Circuito uno Due - San Rafael 230 kV		167,8		0,1	0,1	2,7	0,0		SI
Circuito uno Durán - Esclusas 230 kV					600,7		0,5	0,0	SI
Circuito uno Durán - Milagro 230 kV					0,1	0,1	0,0	0,3	NO
Circuito uno El Inga - Pomasqui 230 kV		1,7	0,1	0,3		0,7		0,2	NO
Circuito uno El Inga - Santa Rosa 230 kV		0,6			0,0			0,0	NO
Circuito uno Esclusas - Pascuales 230 kV	7,4	0,0	1,9						SI
Circuito uno Esclusas - Sopladora 230 kV	171,7		0,1		0,2	0,2	0,5	0,0	SI
Circuito uno Esclusas - Trinitaria 230 kV		3,7	0,0	2,2				0,0	NO
Circuito uno Esmeraldas - Santo Domingo 230 kV					0,1		0,2		NO
Circuito uno Jivino - Shushufindi 230 kV							1,0		NO
Circuito uno Machala - Milagro 230 kV				0,0	0,3				NO
Circuito uno Machala - Minas San Francisco 230 kV				2,7					NO
Circuito uno Milagro - Dos Cerritos 230 kV					0,0				NO
Circuito uno Milagro - Minas San Francisco 230 kV					2,3	0,1			NO
Circuito uno Milagro - Pascuales 230 kV	0,1		0,9			0,1			NO
Circuito uno Milagro - Sopladora 230 kV	0,1	176,4	7,8	0,9		0,2	0,3	0,0	SI
Circuito uno Milagro - Zhoray 230 kV		0,0	0,2		0,1		0,1	0,1	NO
Circuito uno Molino - Pascuales 230 kV	7,1	0,0	1,4	0,1		0,1			SI
Circuito uno Molino - Riobamba 230 kV		0,4	0,2						NO
Circuito uno Molino - Totoras 230 kV	0,1		0,2						NO
Circuito uno Molino - Zhoray 230 kV			0,2			0,1			NO
Circuito uno Quevedo - Baba 230 kV	0,1								NO
Circuito uno Quevedo - Pascuales 230 kV	0,1								NO
Circuito uno Quevedo - San Gregorio 230 kV	0,6		0,0		0,0		0,1		NO
Circuito uno Quevedo - Santo Domingo 230 kV	0,0		0,1			20,5	0,2		SI
Circuito uno Riobamba - Taday 230 kV			0,0			0,4	0,0		NO
Circuito uno Riobamba - Totoras 230 kV			0,3						NO
Circuito uno San Rafael - Jivino 230 kV						1,8	30,7		SI
Circuito uno Santa Rosa - Pomasqui 230 kV		1,8	0,2	0,3	0,0	0,3		0,2	NO
Circuito uno Santo Domingo - Manduriacu 230 kV	0,0								NO
Circuito uno Sinincay - Zhoray 230 kV	0,1								NO
Circuito uno Sta. Rosa - Sto. Domingo 230 kV			0,0		0,1	0,2	0,1	0,1	NO
Circuito uno Sta. Rosa - Totoras 230 kV		0,0							NO
Circuito uno Totoras - San Francisco 230 kV					0,2				NO
<b>Total</b>	<b>188,4</b>	<b>356,2</b>	<b>17,0</b>	<b>8,2</b>	<b>606,3</b>	<b>39,3</b>	<b>34,4</b>	<b>15,7</b>	

En la regulación actual de calidad de transmisión se establece el FCS para los circuitos de transmisión a 230 kV del Sistema Nacional de Transmisión [4], los factores obtenidos



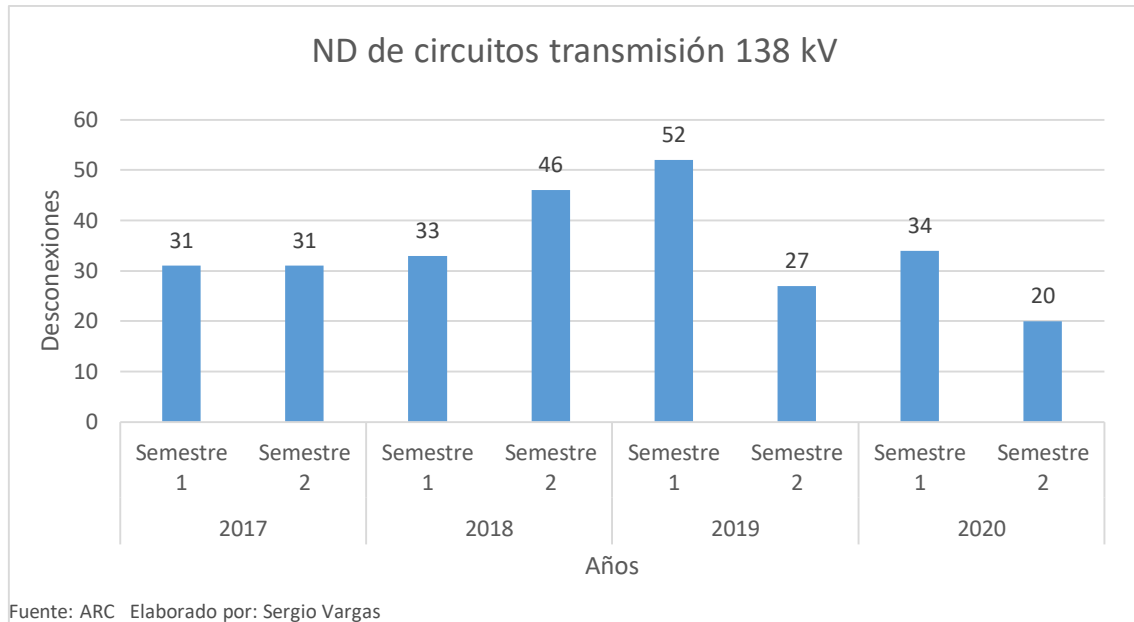
durante el periodo de diagnóstico se presentan en la tabla 2.6, las instalaciones que no se incluyen siempre tuvieron valores iguales a cero.

**Tabla 2.6.** FCS de circuitos transmisión 230 kV

FCS de circuitos transmisión 230 kV								
Circuito	Año							
	2017		2018		2019		2020	
	Semestre 1	Semestre 2	Semestre 1	Semestre 2	Semestre 1	Semestre 2	Semestre 1	Semestre 2
Circuito dos Chorrillos - Pascuales 230 kV	0	0	0	1,5	0	0	0	0
Circuito dos Esmeraldas - Santo Domingo 230 kV	0	0	0	0	1,50	0	0	0
Circuito dos Pomasqui - Santa Rosa 230 kV	0	1,5	0	0	0	0	0	0
Circuito uno Chorrillos - Esclusas 230 kV	0	0	0	0	0	3,6	3,6	0
Circuito uno Chorrillos - Quevedo 230 kV	0	0	1,5	0	0	0	0	0
Circuito uno Due - San Rafael 230 kV	0	41,9	0	0	0	2	2	0
Circuito uno Durán - Esclusas 230 kV	0	0	0	0	150,2	0	0	1,5
Circuito uno Esclusas - Pascuales 230 kV	1,8	0	0	0	0	0	0	0
Circuito uno Esclusas - Sopladora 230 kV	42,9	0	0	0	0	0	0	0
Circuito uno Milagro - Sopladora 230 kV	0	46,6	2,9	1,5	0	0	0	0
Circuito uno Milagro - Zhoray 230 kV	0	0	1,5	0	0	0	0	0
Circuito uno Molino - Pascuales 230 kV	2,3	0	1,5	0	0	0	0	0
Circuito uno Molino - Riobamba 230 kV	0	0	1,5	0	0	0	0	0
Circuito uno Sto. Domingo - Quevedo 230 kV	0	0	0	0	0	7,1	7,1	0
Circuito uno San Rafael - Jivino 230 kV	0	0	0	0	0	0	0	7,7
Circuito uno Santa Rosa - Pomasqui 230 kV	0	1,5	0	0	0	0	0	0

### 2.1.3 LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV

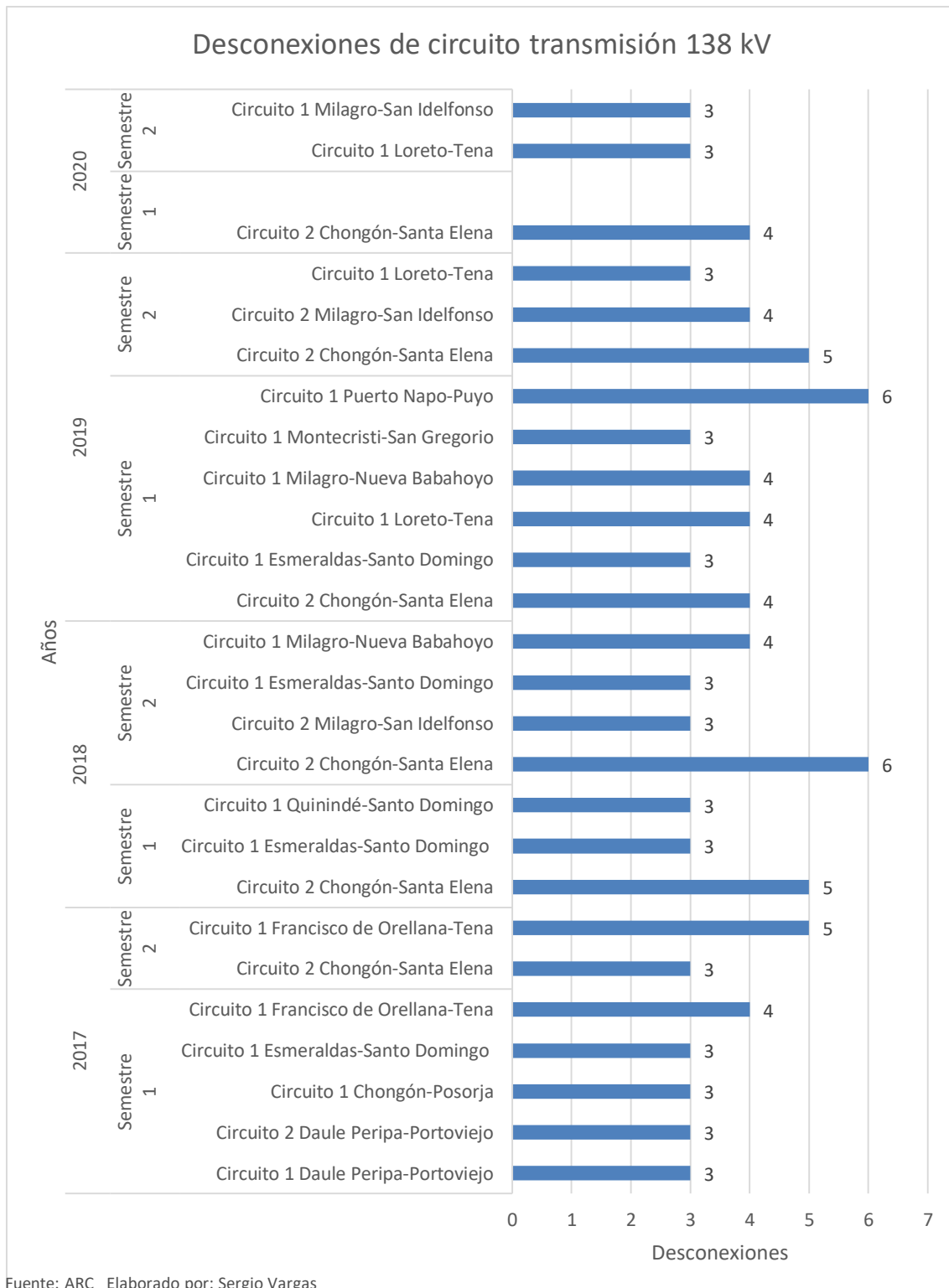
Los circuitos de transmisión a 138 kV del Sistema Nacional de Transmisión si son considerados para el control de las HI y ND semestrales en la actual regulación. Para estas instalaciones, la regulación actual de calidad establece un LHI de 4 y un NDP de 2 [4]. El ND en los 4 años se agruparon en dos semestres por cada año. Los resultados se presentan en la figura 2.10.



**Figura 2.10.** ND de circuitos transmisión 138 kV

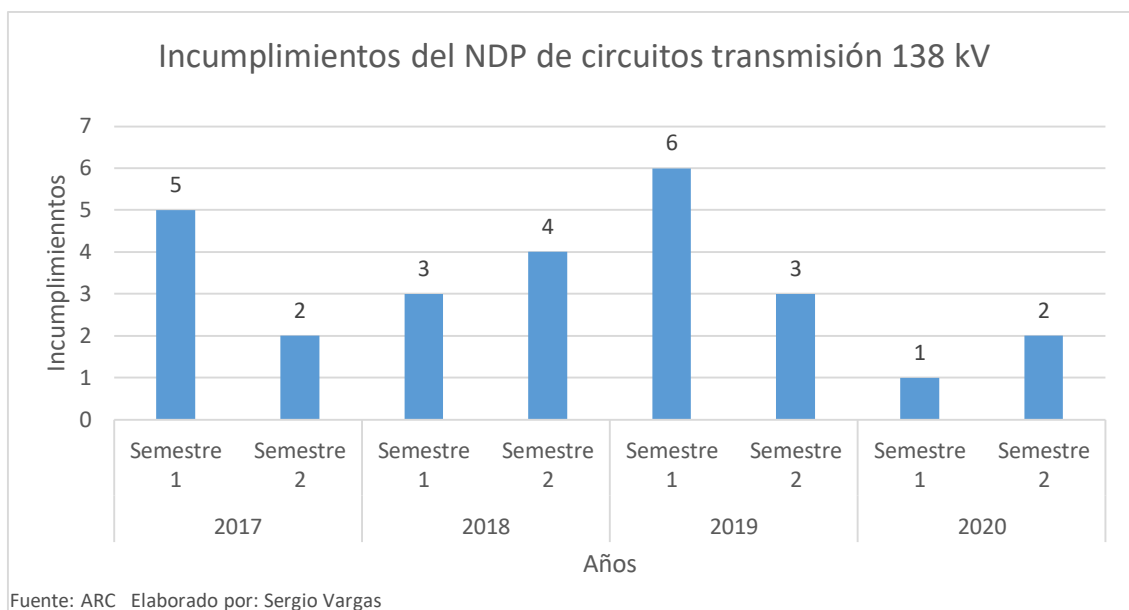
Como se observa, se registraron 274 desconexiones en total, con un mínimo de 20 desconexiones en el segundo semestre del año 2020 y un máximo de 52 desconexiones en el primer semestre del año 2019.

La regulación establece que un circuito de transmisión a 138 kV debe cumplir con un NDP de 2 [4]. En la figura 2.11 se presenta el ND de los circuitos que superaron el límite admisible, se observa un valor mínimo de 3 desconexiones y un valor máximo de 6 desconexiones correspondientes al circuito dos Chongón-Santa Elena en el segundo semestre del año 2018 y al circuito uno Puerto Napo-Puyo en el primer semestre del año 2019.



**Figura 2.11.** ND de circuitos transmisión 138 kV que superan el límite

El número de incumplimientos del NDP se presenta en la figura 2.12. En total se obtuvieron 26 incumplimientos.



**Figura 2.12.** Incumplimientos del NDP de circuitos transmisión 138 kV

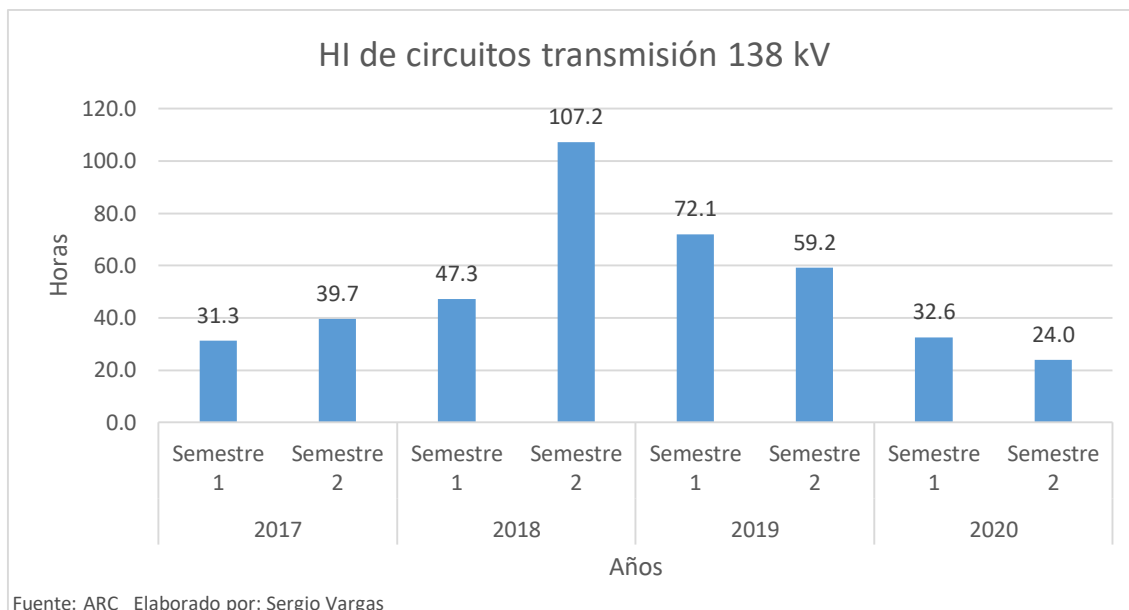
La tabla 2.7 presenta el ND semestral de los circuitos en el periodo de diagnóstico. Tal como se observa, en varios casos se presentó al menos un incumplimiento del límite admisible.

**Tabla 2.7.** ND de circuitos transmisión 138 kV

Circuito	ND de circuitos transmisión 138 kV								Incumplimientos
	Años								
	2017		2018		2019		2020		
	Semestre 1	Semestre 2	Semestre 1	Semestre 2	Semestre 1	Semestre 2	Semestre 1	Semestre 2	
Circuito dos Baños - Totoras 138 kV			1	1					NO
Circuito dos Caraguay - Esclusas 138 kV				1					NO
Circuito dos Central Esmeraldas - Esmeraldas 138 kV				1					NO
Circuito dos Chongón - Electroquil 138 kV				1				1	NO
Circuito dos Chongón - Santa Elena 138 kV	1	3	5	6	4	5	4		SI
Circuito dos Cuenca - Molino 2 138 kV									NO
Circuito dos Cuenca - Loja 138 kV	1								NO
Circuito dos Cuenca - Yanacocha 138 kV				2	2		2		NO
Circuito dos Daule Peripa - Portoviejo 138 kV	3		1			1	1		SI
Circuito dos Daule Peripa - Quevedo 138 kV	1		2						NO
Circuito dos Delsitanisagua - Yanacocha 138 kV					2			1	NO
Circuito dos Ibarra - Pomasqui 138 kV			1			1			NO
Circuito dos Milagro - Nueva Babahoyo 138 kV					1				NO
Circuito dos Milagro - San Idelfonso 138 kV	1	1	1	3		4	2	2	SI
Circuito dos Pascuales - Policentro 138 kV					2		1		NO
Circuito dos Pascuales - Salitral 138 kV				2		1	1		NO
Circuito dos San Idelfonso - Machala 138 kV							2	1	NO
Circuito dos Trinitaria - Salitral 138 kV							1		NO
Circuito uno Baños - Topo 138 kV						1	2		NO
Circuito uno Chone - Daule Peripa 138 kV				1		1			NO
Circuito uno Chongón - Electroquil 138 kV			1						NO
Circuito uno Chongón - Pascuales 138 kV			1				1		NO
Circuito uno Chongón - Posorja 138 kV	3	2	1		1		1		SI

Circuito uno Chongón - Santa Elena 138 kV		1							NO
Circuito uno Concordia - Quinindé 138 kV							1		NO
Circuito uno Conocoto - Santa Rosa 138 kV		1			1				NO
Circuito uno Cuenca - Gualaceo 138 kV					1				NO
Circuito uno Cuenca - Loja 138 kV									NO
Circuito uno Cuenca - Molino 1138 kV							1		NO
Circuito uno Cuenca - Yanacocha 138 kV	2	1		1	1		1		NO
Circuito uno Cumaratza - Delsitanisagua 138 kV				1					NO
Circuito uno Cumaratza - Yanacocha 138 kV		1	1						NO
Circuito uno Daule Peripa - Portoviejo 138 kV	3				2		1		SI
Circuito uno Delsitanisagua - Yanacocha 138 kV				2					NO
Circuito uno El Inga - El Quinche 138 kV							1		NO
Circuito uno Esmeraldas - Quinindé 138 kV			1		1				NO
Circuito uno Esmeraldas - Santo Domingo 138 kV	3		3	3	3				SI
Circuito uno Fco de Orellana -Tena 138 kV	4	5							SI
Circuito uno Francisco de Orellana - Loreto 138 kV			2	1			1		NO
Circuito uno Gualaceo - Limón 138 kV			1		1	1	1		NO
Circuito uno Gualo - Vicentina 138 kV					1				NO
Circuito uno Ibarra - Pomasqui 138 kV			2	1					NO
Circuito uno Ibarra - San Antonio 138 kV				1		1	1		NO
Circuito uno Ibarra - Tulcán 138 kV		1		1					NO
Circuito uno Jaramijó - Manta 138 kV		1	1	1	2				NO
Circuito uno Jaramijo - Montecristi 138 kV				1				2	NO
Circuito uno Limón - Méndez 138 kV								1	NO
Circuito uno Loja - Yanacocha 138 kV		1							NO
Circuito uno Loreto - Tena 138 kV			1		4	3	1	3	SI
Circuito uno Macas - Méndez 138 kV	1				1	1		1	NO
Circuito uno Machala - San Idelfonso 138 kV							1		NO
Circuito uno Milagro - Nueva Babahoyo 138 kV	1	1	1	4	4				SI
Circuito uno Milagro - San Idelfonso 138 kV	2	2	1	2		2	1	3	SI
Circuito uno Montecristi - San Gregorio 138 kV	1			1	3		1		SI
Circuito uno Mulaló - Pucará 138 kV			1		1			1	NO
Circuito uno Mulaló - Santa Rosa 138 kV					2				NO
Circuito uno Mulaló - Vicentina 138 kV			1		2				NO
Circuito uno Nueva Prosperina - Pascuales 138 kV							2		NO
Circuito uno Nueva Prosperina - Trinitaria 138 kV							1		NO
Circuito uno Pascuales - Policentro 138 kV		1					1	1	NO
Circuito uno Pascuales - Salitral 138 kV			1	2	1		1		NO
Circuito uno Pomasqui - San Antonio 138 kV				2					NO
Circuito uno Pomasqui - Vicentina 138 kV				1					NO
Circuito uno Pucará - Ambato 138 kV		1							NO
Circuito uno Puerto Napo - Pusuno 138 kV				1	1				NO
Circuito uno Puerto Napo - Puyo 138 kV				2	6	2			SI
Circuito uno Puerto Napo - Tena 138 kV						1			NO
Circuito uno Pusuno 1 - Pusuno 2 138 kV					1				NO
Circuito uno Puyo - Tena 138 kV	1	2		1					NO
Circuito uno Puyo - Topo 138 kV		2			1	1			NO
Circuito uno Quevedo - Daule Peripa 138 kV							1		NO
Circuito uno Quinindé - Santo Domingo 138 kV	2		3	1		1			SI
Circuito uno San Gregorio - Portoviejo 138 kV	1								NO
Circuito uno San Idelfonso - Machala Gas 138 kV				1					NO
Circuito uno Trinitaria - Salitral 138 kV								1	NO
<b>Total</b>	<b>31</b>	<b>31</b>	<b>33</b>	<b>46</b>	<b>52</b>	<b>27</b>	<b>34</b>	<b>20</b>	

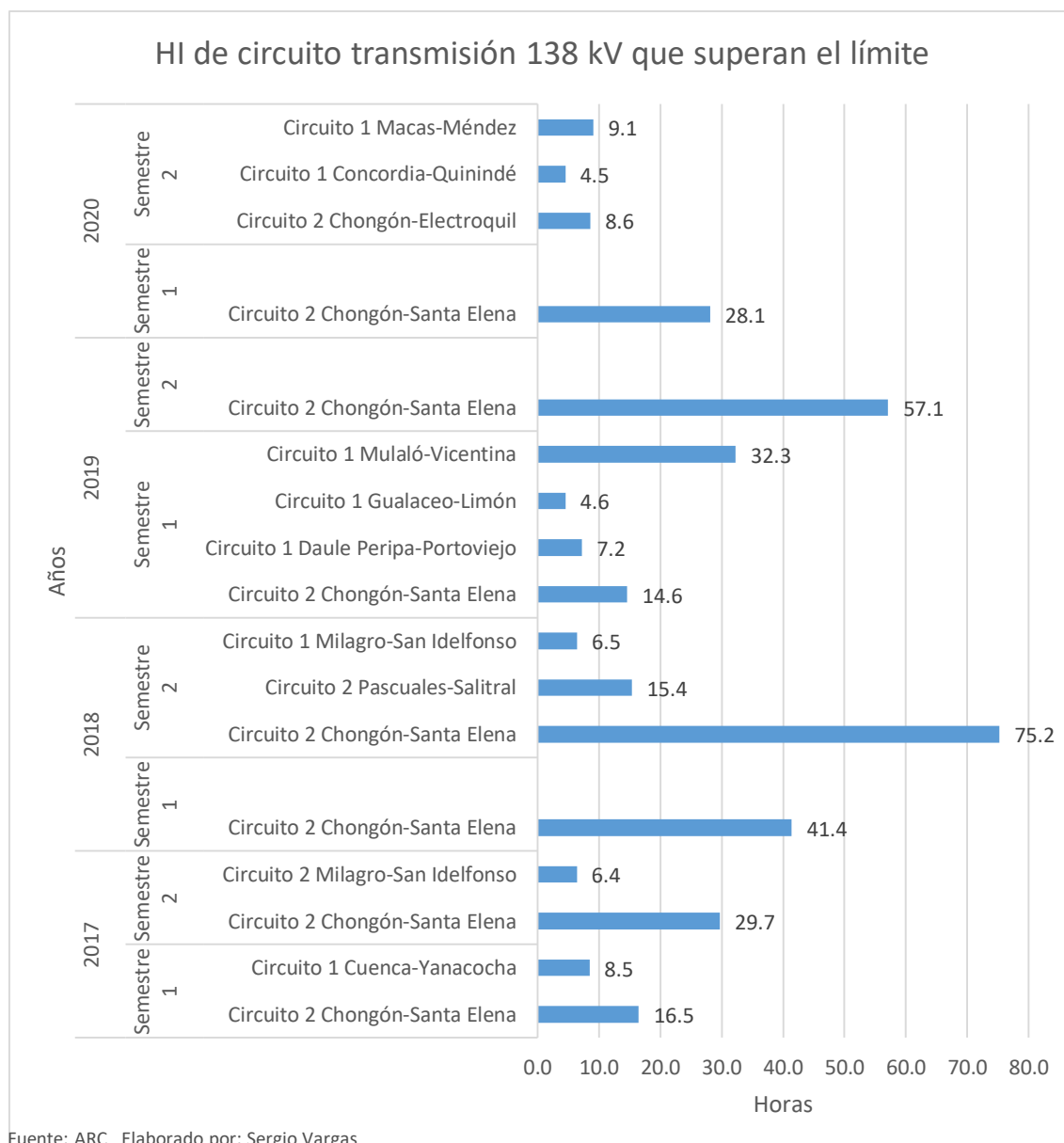
Las HI agrupadas por semestre en los 4 años se presentan en la figura 2.13.



**Figura 2.13.** HI de circuitos transmisión 138 kV

En total, se registraron 413.3 HI, con un valor mínimo de 24 horas en el segundo semestre del año 2020 y un valor máximo de 107.2 horas en el segundo semestre del año 2018.

La regulación establece que un circuito de transmisión a 138 kV puede presentar un LHI de 4 [4]. Existen semestres en los cuales las HI de los circuitos superaron el límite permitido, estos valores se presentan en la figura 2.14. Se observa un mínimo de 4.5 horas del circuito uno Concordia-Quinindé en el segundo semestre del año 2020 y un máximo de 75,2 horas del circuito dos Chongón-Santa Elena en el segundo semestre del año 2018. Las indisponibilidades fueron asignadas a Transelectric y la tabla 2.8 especifica sus causas.

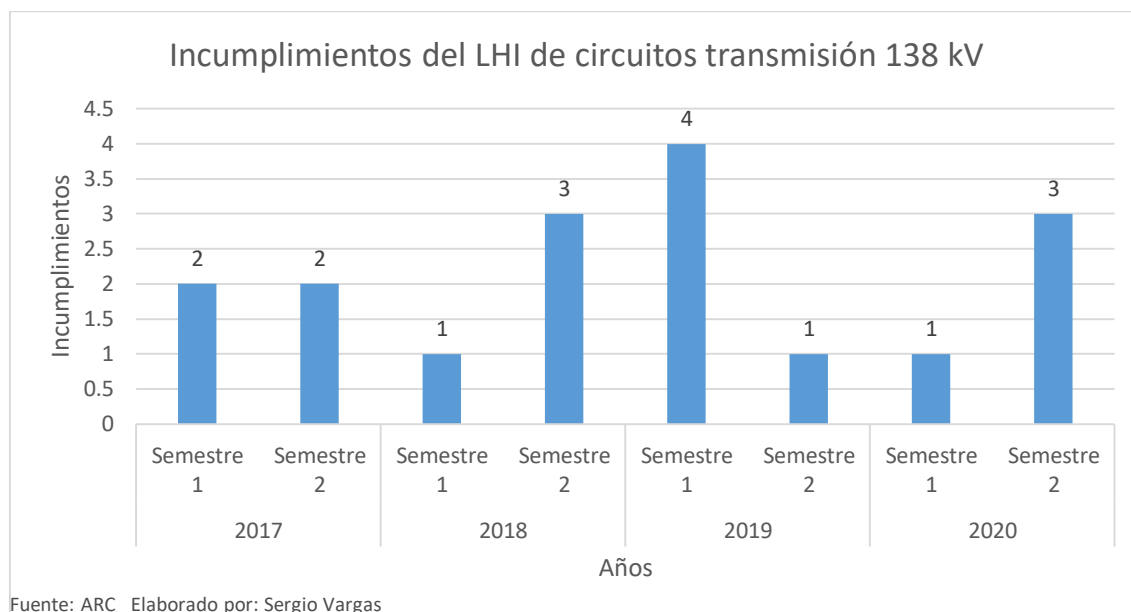


**Figura 2.14.** HI de circuito transmisión 138 kV que superan el límite

**Tabla 2.8.** Causas de HI de circuitos transmisión 138 kV

Circuito	Horas	Causas
Circuito dos Chongón-Santa Elena	28,1	Equipo/Material/Diseño
Circuito dos Chongón-Santa Elena	57,1	Equipo/Material/Diseño
Circuito uno Mulaló-Vicentina	32,3	Externo al sistema/Equipo/Material/Diseño
Circuito dos Chongón-Santa Elena	14,6	Equipo/Material/Diseño/Actores del MEM
Circuito dos Pascuales-Salitril	15,4	Fenomenos naturales/Otros
Circuito dos Chongón-Santa Elena	75,2	Equipo/Material/Diseño
Circuito dos Chongón-Santa Elena	41,4	Equipo/Material/Diseño
Circuito dos Chongón-Santa Elena	29,7	Equipo/Material/Diseño
Circuito dos Chongón-Santa Elena	16,5	Equipo/Material/Diseño

El número de incumplimientos del LHI se especifica en la figura 2.15. Como se observa, para estas instalaciones se acumulan 17 incumplimientos.



**Figura 2.15.** Incumplimientos del LHI de circuitos transmisión 138 kV

La tabla 2.9 presenta las HI semestrales de los circuitos en el periodo de diagnóstico. Como se observa, varias de estas instalaciones registraron por lo menos un incumplimiento.

**Tabla 2.9.** HI de circuitos transmisión 138 kV

Circuito	HI de circuitos transmisión 138 kV								Incumplimientos
	Años								
	2017		2018		2019		2020		
	Semestre 1	Semestre 2	Semestre 1	Semestre 2	Semestre 1	Semestre 2	Semestre 1	Semestre 2	
Circuito dos Baños - Totoras 138 kV		0,1	0,1						NO
Circuito dos Caraguay - Esclusas 138 kV				0,2					NO
Circuito dos Central Esmeraldas - Esmeraldas 138 kV			0,3						NO
Circuito dos Chongón - Electroquil 138 kV		0,1						8,6	SI
Circuito dos Chongón - Santa Elena 138 kV	16,5	29,7	41,4	75,2	14,6	57,1	28,1		SI
Circuito dos Cuenca - Molino 2 138 kV	0,0								NO
Circuito dos Cuenca - Loja 138 kV	0,1								NO
Circuito dos Cuenca - Yanacocha 138 kV				0,3	0,4		0,2		NO
Circuito dos Daule Peripa - Portoviejo 138 kV	0,3		0,5			0,2	0,3		NO
Circuito dos Daule Peripa - Quevedo 138 kV	0,1		0,7						NO
Circuito dos Delsitanisagua - Yanacocha 138 kV					0,4			0,0	NO
Circuito dos Ibarra - Pomasqui 138 kV			0,1			0,1			NO
Circuito dos Milagro - Nueva Babahoyo 138 kV					1,4				NO
Circuito dos Milagro - San Idelfonso 138 kV	0,1	6,4	0,0	4,0	0,0	0,3	0,1	0,2	SI
Circuito dos Pascuales - Policentro 138 kV					0,2		0,2		NO
Circuito dos Pascuales - Salitral 138 kV				15,4	0,0	0,1	0,3	0,0	SI
Circuito dos San Idelfonso - Machala 138 kV							0,2	0,6	NO
Circuito dos Trinitaria - Salitral 138 kV							0,1		NO
Circuito uno Baños - Topo 138 kV						0,1	0,1		NO
Circuito uno Chone - Daule Peripa 138 kV				0,2		0,3			NO



Circuito uno Chongón - Electroquil 138 kV		0,1								NO
Circuito uno Chongón - Pascuales 138 kV		0,1					0,2			NO
Circuito uno Chongón - Posorja 138 kV	1,2	0,2	0,2		0,4		0,1			NO
Circuito uno Chongón - Santa Elena 138 kV		0,1								NO
Circuito uno Concordia - Quinindé 138 kV									4,5	SI
Circuito uno Conocoto - Santa Rosa 138 kV		0,2			0,1					NO
Circuito uno Cuenca - Gualaceo 138 kV					0,2					NO
Circuito uno Cuenca - Loja 138 kV	0,0									NO
Circuito uno Cuenca - Molino 1138 kV	0,0							0,0		NO
Circuito uno Cuenca - Yanacocha 138 kV	8,5	0,4		0,1	0,2		0,1			SI
Circuito uno Cumaratzá - Delsitanisagua 138 kV				0,1						NO
Circuito uno Cumaratzá - Yanacocha 138 kV		0,4	1,5							NO
Circuito uno Daule Peripa - Portoviejo 138 kV	1,0				7,2		0,3			SI
Circuito uno Delsitanisagua - Yanacocha 138 kV				1,8						NO
Circuito uno El Inga - El Quinche 138 kV							0,0			NO
Circuito uno Esmeraldas - Quinindé 138 kV			0,3		0,1		0,0			NO
Circuito uno Francisco de Orellana -Tena 138 kV	0,2	0,2								NO
Circuito uno Francisco de Orellana - Loreto 138 kV			0,2	0,1		0,0	0,2			NO
Circuito uno Gualaceo - Limón 138 kV			0,2		4,6	0,1	0,1			SI
Circuito uno Gualo - Vicentina 138 kV					0,5					NO
Circuito uno Ibarra - Pomasqui 138 kV			0,1	0,1						NO
Circuito uno Ibarra - San Antonio 138 kV			0,0	0,1		0,1	0,1			NO
Circuito uno Ibarra - Tulcán 138 kV		0,0		0,0		0,0				NO
Circuito uno Jaramijó - Manta 138 kV		0,6	0,6	0,2	0,1					NO
Circuito uno Jaramijo - Montecristi 138 kV				0,2					0,2	NO
Circuito uno Limón - Méndez 138 kV									0,1	NO
Circuito uno Loja - Yanacocha 138 kV		0,4								NO
Circuito uno Loreto - Tena 138 kV			0,2	0,0	2,1	0,2	0,1	0,2		NO
Circuito uno Macas - Méndez 138 kV	2,3				4,0	0,1			9,1	SI
Circuito uno Machala - San Idelfonso 138 kV		0,0					0,1			NO
Circuito uno Milagro - Nueva Babahoyo 138 kV	0,1	0,0	0,0	0,4	1,0					NO
Circuito uno Milagro - San Idelfonso 138 kV	0,1	0,1	0,1	6,5		0,1	0,1	0,2		SI
Circuito uno Montecristi - San Gregorio 138 kV	0,0			0,2	0,3		0,1			NO
Circuito uno Mulaló - Pucará 138 kV	0,0		0,2		0,3			0,1		NO
Circuito uno Mulaló - Santa Rosa 138 kV					0,5					NO
Circuito uno Mulaló - Vicentina 138 kV			0,1		32,3					SI
Circuito uno Nueva Prosperina - Pascuales 138 kV							0,8			NO
Circuito uno Nueva Prosperina - Trinitaria 138 kV		0,0					0,3			NO
Circuito uno Pascuales - Policentro 138 kV		0,0		0,0	0,0		0,2	0,1		NO
Circuito uno Pascuales - Salitral 138 kV			0,1	0,2	0,1	0,0	0,2			NO
Circuito uno Pomasqui - San Antonio 138 kV				0,1						NO
Circuito uno Pomasqui - Vicentina 138 kV				0,1						NO
Circuito uno Pucará - Ambato 138 kV		0,1								NO
Circuito uno Puerto Napo - Pusuno 138 kV				0,6	0,2					NO
Circuito uno Puerto Napo - Puyo 138 kV				0,2	0,5	0,2				NO
Circuito uno Puerto Napo - Tena 138 kV						0,1				NO
Circuito uno Pusuno 1 - Pusuno 2 138 kV					0,2					NO
Circuito uno Puyo - Tena 138 kV	0,1	0,1		0,1						NO
Circuito uno Puyo - Topo 138 kV		0,6			0,1	0,1				NO
Circuito uno Quevedo - Daule Peripa 138 kV							0,1			NO
Circuito uno Quinindé - Santo Domingo 138 kV	0,3		0,2	0,3	0,0	0,1				NO
Circuito uno San Gregorio - Portoviejo 138 kV	0,1									NO
Circuito uno San Idelfonso - Machala Gas 138 kV				0,3						NO
Circuito uno Santo Domingo - Esmeraldas 138 kV	0,5		0,4	0,4	0,1		0,0			NO
Circuito uno Trinitaria - Salitral 138 kV								0,1		NO
<b>Total</b>	<b>31,3</b>	<b>39,7</b>	<b>47,3</b>	<b>107,2</b>	<b>72,1</b>	<b>59,2</b>	<b>32,6</b>	<b>24,0</b>		

La regulación actual de calidad de transmisión establece el FCS para los circuitos de transmisión a 138 kV del Sistema Nacional de Transmisión [4], los valores calculados en los 4 años se especifican en la tabla 2.10, las instalaciones que no se incluyen no presentan valores distintos de cero.

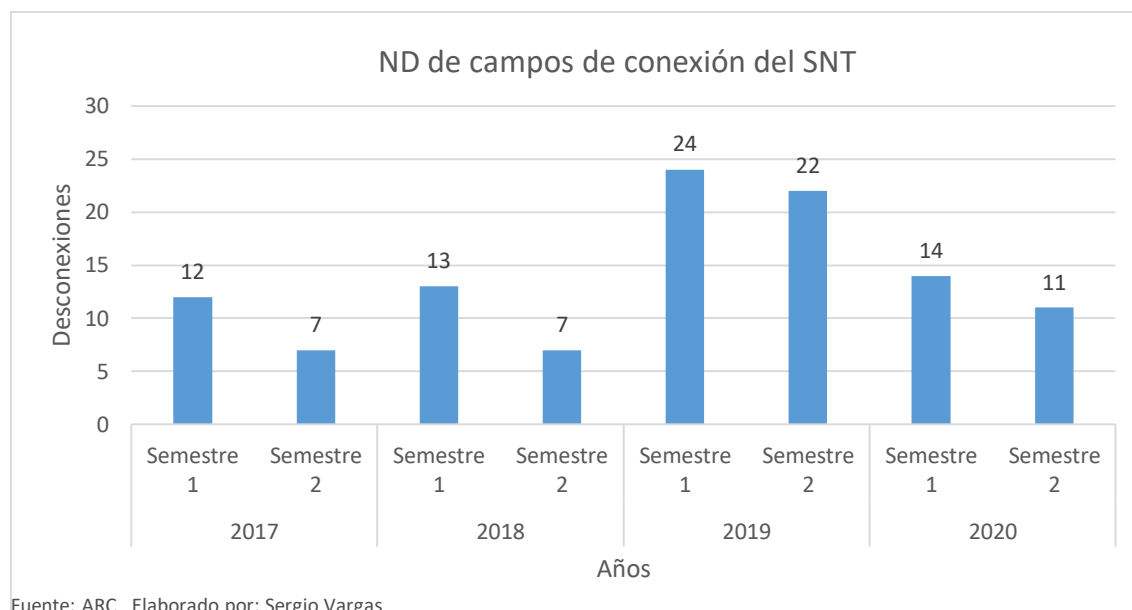
**Tabla 2.10.** FCS de circuitos transmisión 138 kV

FCS de circuitos transmisión 138 kV								
Circuito	Años							
	2017		2018		2019		2020	
	Semestre 1	Semestre 2	Semestre 1	Semestre 2	Semestre 1	Semestre 2	Semestre 1	Semestre 2
Circuito dos Chongón - Electroquil 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	2,1
Circuito dos Chongón - Santa Elena 138 kV	4,1	7,9	11,8	20,8	4,6	15,8	8	0
Circuito dos Daule Peripa - Portoviejo 138 kV	1,5	0	0	0	0	0	0	0
Circuito dos Milagro - San Idelfonso 138 kV	0	1,6	0	1,5	0	2	0	0
Circuito dos Pascuales - Salitral 138 kV	0	0	0	3,8	0	0	0	0
Circuito uno Chongón - Posorja 138 kV	1,5	0	0	0	0	0	0	0
Circuito uno Concordia - Quinindé 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	1,1
Circuito uno Cuenca - Yanacocha 138 kV	2,1	0	0	0	0	0	0	0
Circuito uno Daule Peripa - Portoviejo 138 kV	1,5	0	0	0	1,8	0	0	0
Circuito uno Francisco de Orellana - Tena 138 kV	2	2,5	0	0	0	0	0	0
Circuito uno Gualaceo - Limón 138 kV	0	0	0	0	1,1	0	0	0
Circuito uno Loreto - Tena 138 kV	0	0	0	0	2	1,5	0	1,5
Circuito uno Macas - Méndez 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	2,3
Circuito uno Milagro - Nueva Babahoyo 138 kV	0	0	0	2	2	0	0	0
Circuito uno Milagro - San Idelfonso 138 kV	0	0	0	1,6	0	0	0	1,5
Circuito uno Montecristi - San Gregorio 138 kV	0	0	0	0	1,5	0	0	0
Circuito uno Mulaló - Vicentina 138 kV	0	0	0	0	8,1	0	0	0
Circuito uno Puerto Napo - Puyo 138 kV	0	0	0	0	3	0	0	0
Circuito uno Quinindé - Santo Domingo 138 kV	0	0	1,5	0	0	0	0	0
Circuito uno Santo Domingo - Esmeraldas 138 kV	1,5	0	1,5	1,5	1,5	0	0	0

## 2.2 CAMPO DE CONEXIÓN

Las instalaciones de campos de conexión del Sistema Nacional de Transmisión son también consideradas por la regulación No. CONELEC 003/08 para el control de calidad de servicio de la transmisión. La regulación define los siguientes límites: LHI de 2 y NDP de 1 [4].

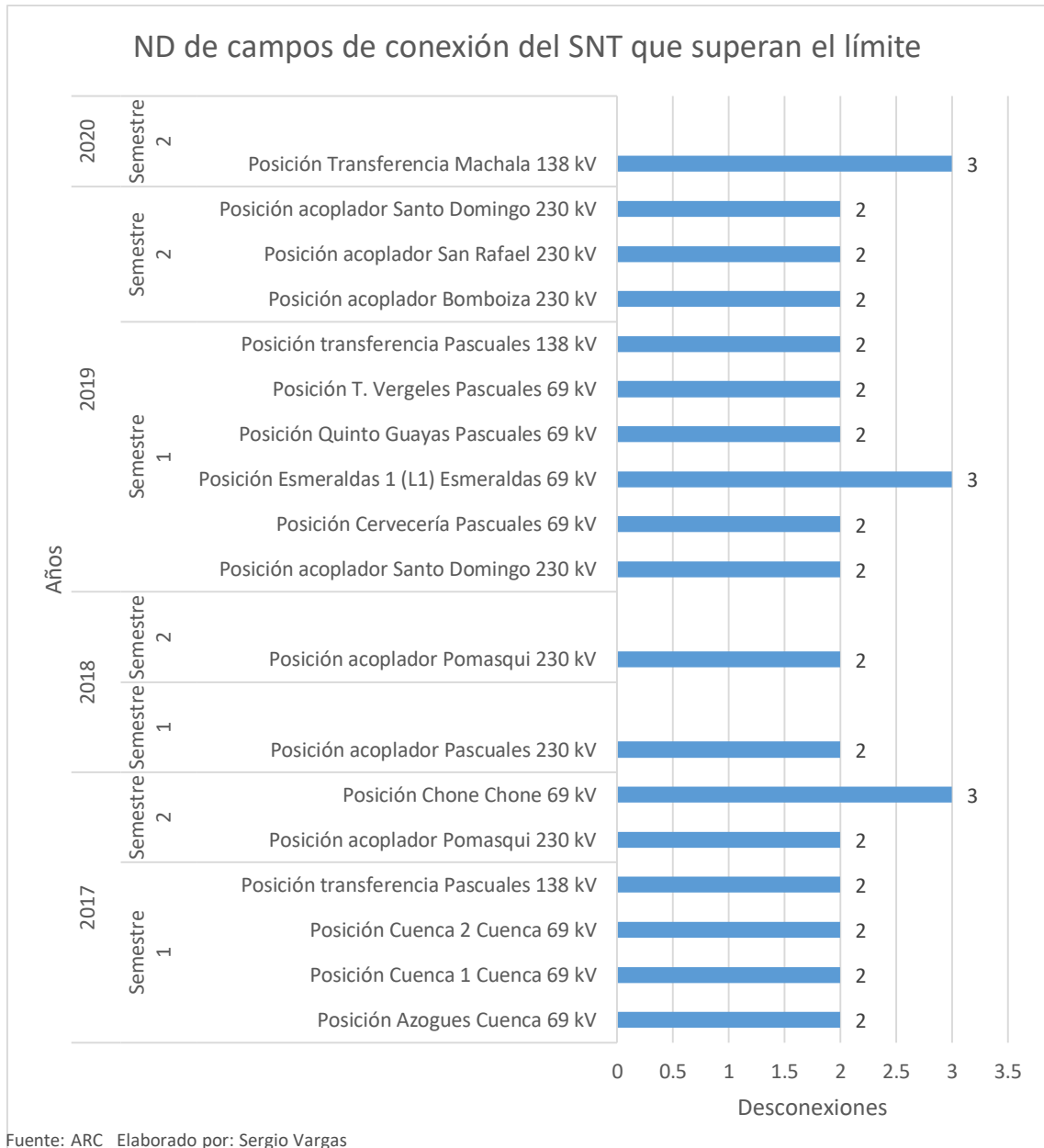
Del análisis realizado se determina que el ND en los 4 años clasificados por semestres alcanzan los valores que se presentan en el gráfico 2.16:



**Figura 2.16.** ND de campos de conexión del SNT

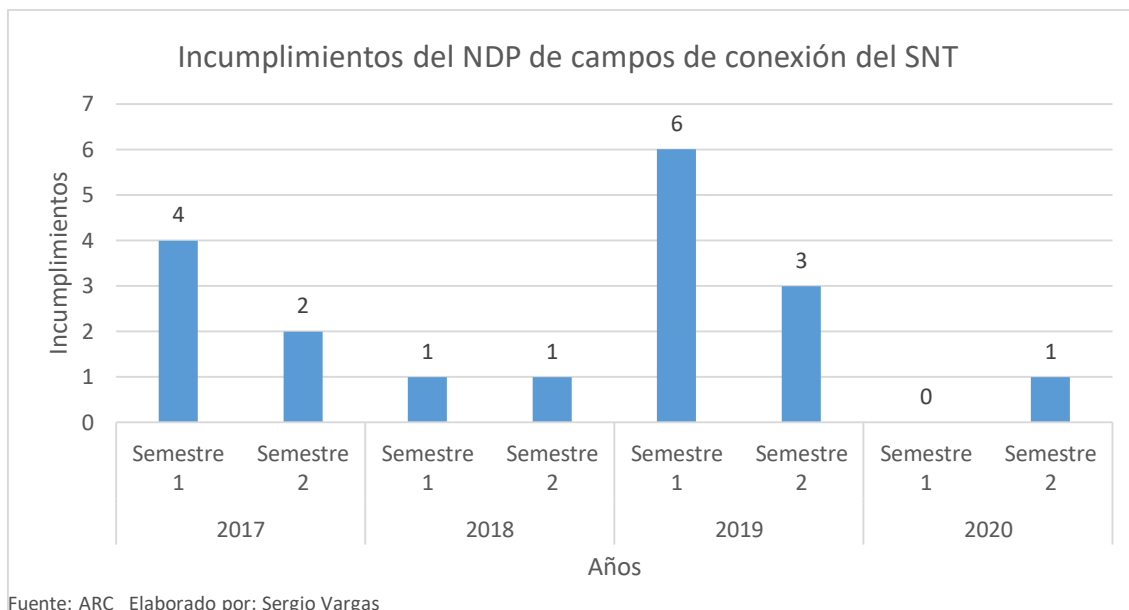
Se observa un total de 110 desconexiones, con un mínimo 7 desconexiones en el segundo semestre de los años 2017 y 2018 respectivamente y como máximo un total de 24 desconexiones en el primer semestre del año 2019.

Los campos de conexión tienen un NDP de 1 [4], por lo que, como se observa en la Figura 2.17, existen semestres en los que las desconexiones de campos de conexión superan el límite permitido, con un mínimo de 2 desconexiones en 15 campos de conexión a lo largo de los 4 años y un máximo de 3 desconexiones en 3 campos de conexión en los 4 años.



**Figura 2.17.** ND de campos de conexión del SNT que superan el límite

El número de incumplimientos del NDP se presentan en la figura 2.18, los cuales como se observa acumulan un total de 18 incumplimientos.



**Figura 2.18.** Incumplimientos del NDP de campos de conexión del SNT

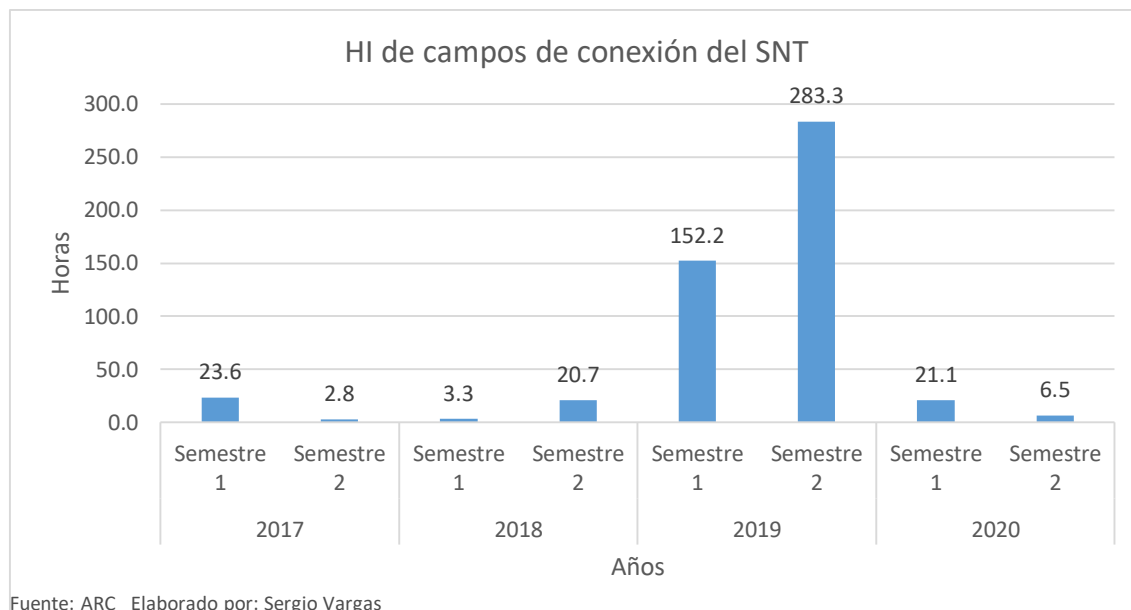
La tabla 2.11 presenta el ND semestral de los campos de conexión en el periodo de diagnóstico. Se observa que una parte de instalaciones presentan al menos un incumplimiento.

**Tabla 2.11.** ND de campos de conexión del SNT

Circuito	ND de campos de conexión del SNT								Incumplimientos
	Año								
	2017	2018	2019	2020	2017	2018	2019	2020	
	Semestre 1	Semestre 2	Semestre 1	Semestre 2	Semestre 1	Semestre 2	Semestre 1	Semestre 2	
Posición Acoplador Salitral 69 kV						1			NO
Posición acoplador Bomboiza 230 kV						2			SI
Posición Acoplador Delsitanisagua 138 kV				1					NO
Posición acoplador Durán 69 kV							1		NO
Posición Acoplador Esclusas 230 kV			1						NO
Posición acoplador Loreto 138 kV							1		NO
Posición acoplador Milagro 230 kV						1			NO
Posición acoplador Nueva Prosperina 230 kV	1								NO
Posición acoplador Pascuales 230 kV			2						SI
Posición acoplador Pomasqui 230 kV		2		2		1		1	SI
Posición acoplador Quevedo 230 kV									NO
Posición acoplador Riobamba 230 kV		1							NO
Posición acoplador San Rafael 230 kV						2			SI
Posición Acoplador San Rafael 500 kV						1			NO
Posición acoplador Santo Domingo 230 kV						2	2		SI
Posición acoplador Taday 230 kV						1			NO
Posición Acoplador Tisaleo 500 kV						1			NO
Posición Alta GSU-2 Central Machala Gas II 138 kV						1			NO
Posición Ambato 1 Ambato 69 kV	1								NO
Posición Azogues Cuenca 69 kV	2								SI
Posición baja AA1 Portoviejo 69 kV			1						NO
Posición baja AA2 Portoviejo 69 kV			1						NO
Posición C. Quevedo II Quevedo 230 kV									NO

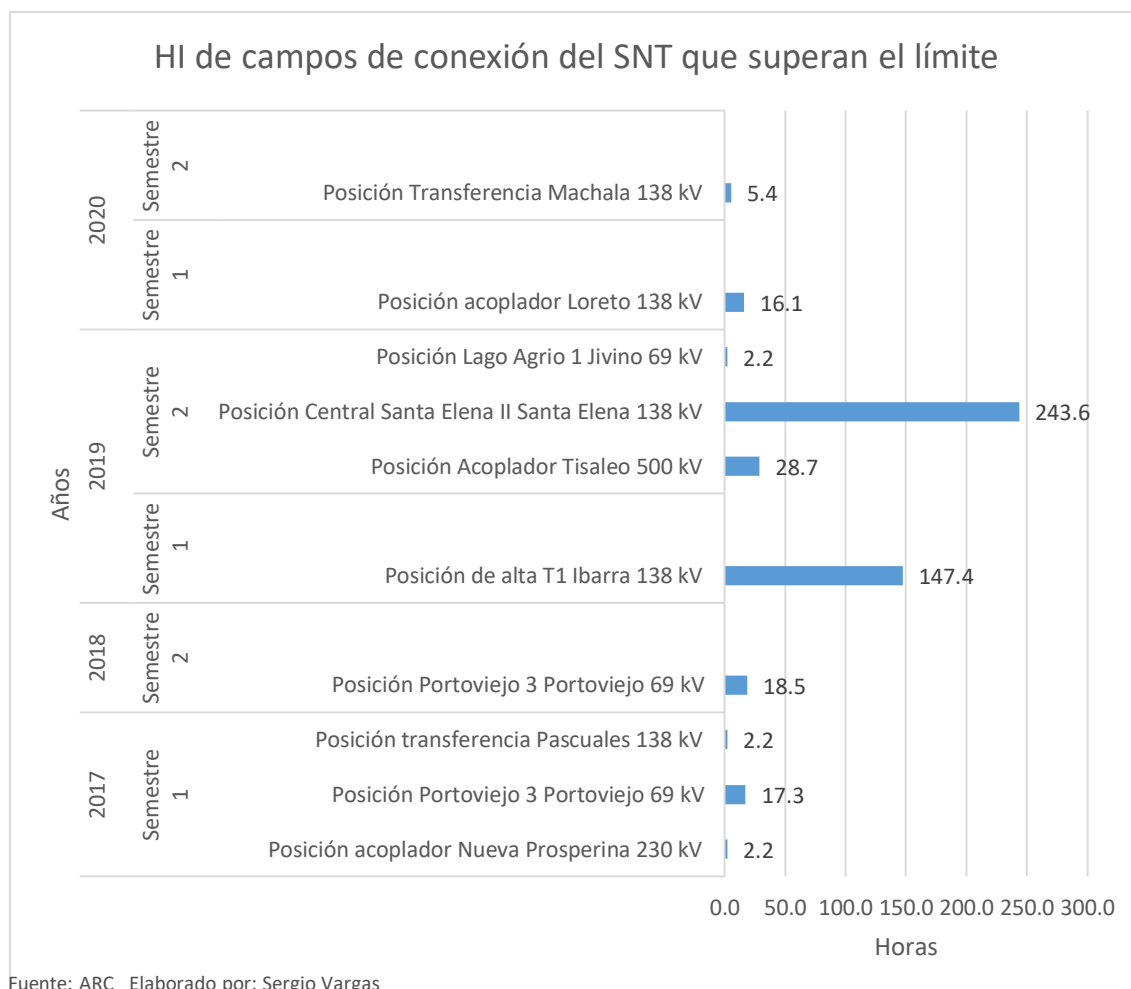
Posición Capacitores Dos Cerritos 69 kV					1				NO	
Posición Capacitores Esmeraldas 69 kV			1						NO	
Posición Capacitores Portoviejo 69 kV							1		NO	
Posición Categ 1 Nueva Prosperina 69 kV							1	1	NO	
Posición Categ 1 Salitral 69 kV						1			NO	
Posición Categ 2 Nueva Prosperina 69 kV							1	1	NO	
Posición Categ 3 Nueva Prosperina 69 kV							1		NO	
Posición Categ 3 Salitral 69 kV			1			1			NO	
Posición Central Baba Baba 230 kV								1	NO	
Posición Central Santa Elena II Santa Elena 138 kV						1			NO	
Posición central Trinitaria Trinitaria 138 kV							1		NO	
Posición Cervecería Pascuales 69 kV					2				SI	
Posición Chone Chone 69 kV		3							SI	
Posición CNEL 2 Durán 69 kV						1	1		NO	
Posición CNEL LOS RIOS 1 Nueva Babahoyo 69 kV			1	1					NO	
Posición CNEL LOS RIOS 2 Nueva Babahoyo 69 kV			1						NO	
Posición Cuenca 1 Cuenca 69 kV	2						1		SI	
Posición Cuenca 2 Cuenca 69 kV	2						1		SI	
Posición de alta T1 Ibarra 138 kV						1			NO	
Posición EEQ (L5) Santo Domingo 69 kV						1			NO	
Posición EMELORO 1 Machala 69 kV									NO	
Posición Esmeraldas 1 (L1) Esmeraldas 69 kV						3			SI	
Posición Esmeraldas 2 (L2) Esmeraldas 69 kV			1						NO	
Posición Esmeraldas 3 (L3) Esmeraldas 69 kV			1						NO	
Posición F. Orellana Policentro 69 kV				1					NO	
Posición gas Pascuales Pascuales 69 kV	1								NO	
Posición Jipijapa Portoviejo 69 kV								1	NO	
Posición L1 Dos Cerritos 69 kV						1			NO	
Posición L3 Dos Cerritos 69 kV						1			NO	
Posición L4 Dos Cerritos 69 kV						1	1		NO	
Posición L5 (Salitre) Dos Cerritos 69 kV						1			NO	
Posición Lago Agrio 1 Jivino 69 kV								1	NO	
Posición Loja 1 Loja 69 kV				1					NO	
Posición Manta 3 Montecristi 69 kV								1	NO	
Posición Manta Portoviejo 69 kV								1	NO	
Posición Novacero 1 Mulaló 138 kV						1			NO	
Posición Portoviejo 3 Portoviejo 69 kV	1			1			1		NO	
Posición Quinto Guayas Pascuales 69 kV								1	SI	
Posición Reactor RCW Pomasqui 230 kV		1							NO	
Posición Refinería 2 (L5) Esmeraldas 69 kV			1						NO	
Posición Riobamba 1 Riobamba 69 kV						1			NO	
Posición San Carlos Milagro 69 kV								1	NO	
Posición Santo Domingo 1 Santo Domingo 69 kV						1			NO	
Posición Santo Domingo 2 Santo Domingo 69 kV						1			NO	
Posición T. Vergeles Pascuales 69 kV								2	SI	
Posición Transferencia Machala 138 kV									3	SI
Posición Transferencia Montecristi 138 kV				1					NO	
Posición transferencia Pascuales 138 kV	2					2			SI	
Posición UEG 1 Caraguay 69 kV								1	1	NO
Posición UEG 3 Caraguay 69 kV								1	1	NO
Posición UEG 4 Caraguay 69 kV								1		NO
<b>Total</b>	<b>12</b>	<b>7</b>	<b>13</b>	<b>7</b>	<b>24</b>	<b>22</b>	<b>14</b>	<b>11</b>		

En total se registraron 513.6 HI a lo largo de los 4 años. Como se observa en la figura 2.19, en el segundo semestre del año 2017 se tuvo el mínimo de 2.8 horas y en el segundo semestre del año 2019 se tuvo el máximo de 283.3 horas.



**Figura 2.19.** HI de campos de conexión del SNT

Del análisis realizado se obtiene que algunos campos superan el LHI, ya que la regulación de calidad establece que un campo de conexión debe cumplir un LHI de 2 [4]. En la figura 2.20 se observa las HI de campos de conexión que superan el límite, del cual se extrae que como mínimo se tienen 2.2 horas por parte de 3 campos de conexión a lo largo de los 4 años y un valor máximo de 243.6 horas en la posición Central Santa Elena II Santa Elena 138 kV en el segundo semestre del año 2019. Las indisponibilidades fueron asignadas a Traneslectric y sus causas se presentan en la tabla 2.12.



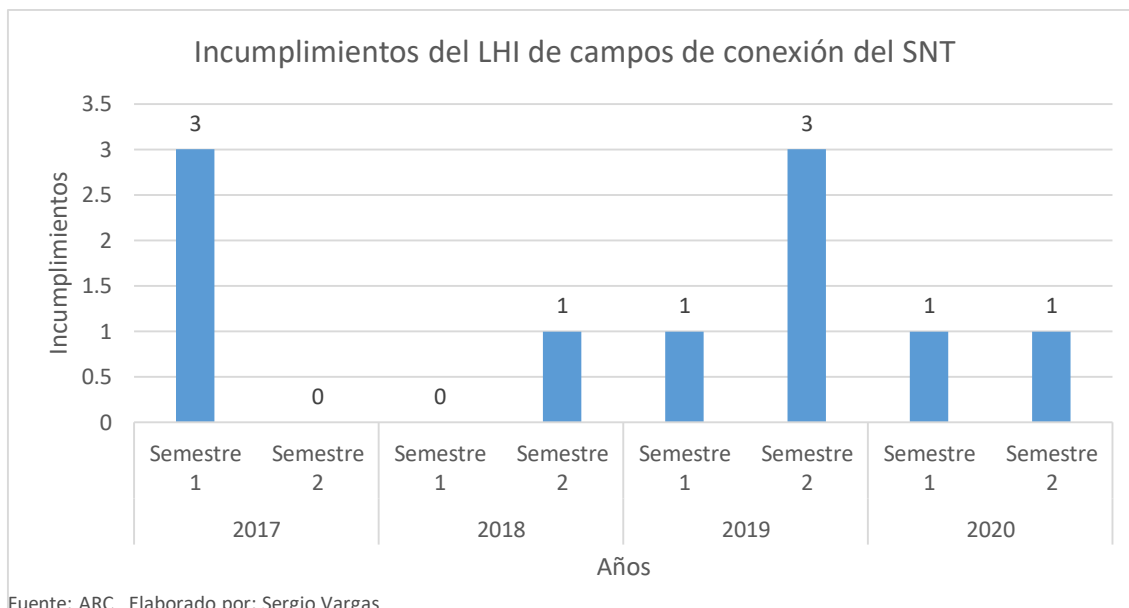
**Figura 2.20.** HI de campos de conexión del SNT que superan el límite

**Tabla 2.12.** Causas de HI de campos de conexión del SNT

Campo de conexión	Horas	Causas
Posición acoplador Loreto 138 kV	16,1	Externo al sistema
Posición Central Santa Elena II Santa Elena 138 kV	243,6	Equipo/Material/Diseño
Posición Acoplador Tisaleo 500 kV	28,7	Actores del MEM
Posición de alta T1 Ibarra 138 kV	147,4	Equipo/Material/Diseño
Posición Portoviejo 3 Portoviejo 69 kV	18,5	Equipo/Material/Diseño
Posición Portoviejo 3 Portoviejo 69 kV	17,3	Equipo/Material/Diseño

En total, el número de incumplimientos del LHI acumulan 10 incumplimientos, tal como se presenta en la figura 2.21.





**Figura 2.21.** Incumplimientos del LHI de campos de conexión del SNT

La tabla 2.13 presenta las HI semestrales de los campos de conexión en el periodo de diagnóstico. Tal como se observa, en varios casos se presentó al menos un incumplimiento del límite admisible.

**Tabla 2.13.** HI de campos de conexión del SNT

Circuito	HI de campos de conexión del SNT								Incumplimientos
	Año								
	2017		2018		2019		2020		
	Semestre 1	Semestre 2	Semestre 1	Semestre 2	Semestre 1	Semestre 2	Semestre 1	Semestre 2	
Posición Acoplador Salitral 69 kV			0,0			0,7			NO
Posición acoplador Bomboiza 230 kV						0,3			NO
Posición Acoplador Delsitanisagua 138 kV				0,1					NO
Posición acoplador Durán 69 kV							0,8		NO
Posición Acoplador Esclusas 230 kV			0,2						NO
Posición acoplador Loreto 138 kV							16,1		SI
Posición acoplador Milagro 230 kV						0,2			NO
Posición acoplador Nueva Prosperina 230 kV	2,2								SI
Posición acoplador Pascuales 230 kV			0,8						NO
Posición acoplador Pomasqui 230 kV		1,5		0,3		0,3		0,2	NO
Posición acoplador Quevedo 230 kV	0,0								NO
Posición acoplador Riobamba 230 kV		0,3							NO
Posición acoplador San Rafael 230 kV						1,8			NO
Posición Acoplador San Rafael 500 kV						0,1			NO
Posición acoplador Santo Domingo 230 kV					1,3	0,7			NO
Posición acoplador Taday 230 kV						0,1			NO
Posición Acoplador Tisaleo 500 kV						28,7			SI
Posición Alta GSU-2 Central Machala Gas II 138 kV						1,2			NO
Posición Ambato 1 Ambato 69 kV	0,1								NO
Posición Azogues Cuenca 69 kV	1,2								NO
Posición baja AA1 Portoviejo 69 kV			0,2						NO
Posición baja AA2 Portoviejo 69 kV			0,2						NO
Posición C. Quevedo II Quevedo 230 kV	0,0								NO

Posición Capacitores Dos Cerritos 69 kV					0,8				NO	
Posición Capacitores Esmeraldas 69 kV			0,2						NO	
Posición Capacitores Portoviejo 69 kV							0,8		NO	
Posición Categ 1 Nueva Prosperina 69 kV							0,1	0,2	NO	
Posición Categ 1 Salitral 69 kV						0,7			NO	
Posición Categ 2 Nueva Prosperina 69 kV							0,1	0,2	NO	
Posición Categ 3 Nueva Prosperina 69 kV							0,1		NO	
Posición Categ 3 Salitral 69 kV			0,2			0,7			NO	
Posición Central Baba Baba 230 kV								0,0	NO	
Posición Central Santa Elena II Santa Elena 138 kV						243,6			SI	
Posición central Trinitaria Trinitaria 138 kV							0,2		NO	
Posición Cervecería Pascuales 69 kV					0,2				NO	
Posición Chone Chone 69 kV		0,8							NO	
Posición CNEL 2 Durán 69 kV							0,3	0,8	NO	
Posición CNEL LOS RIOS 1 Nueva Babahoyo 69 kV			0,3	1,6					NO	
Posición CNEL LOS RIOS 2 Nueva Babahoyo 69 kV			0,3		0,0				NO	
Posición Cuenca 1 Cuenca 69 kV	0,3						0,6		NO	
Posición Cuenca 2 Cuenca 69 kV	0,3						0,6		NO	
Posición de alta T1 Ibarra 138 kV						147,4			SI	
Posición EEQ (L5) Santo Domingo 69 kV						0,1			NO	
Posición EMELORO 1 Machala 69 kV									NO	
Posición Esmeraldas 1 (L1) Esmeraldas 69 kV						0,7			NO	
Posición Esmeraldas 2 (L2) Esmeraldas 69 kV			0,2						NO	
Posición Esmeraldas 3 (L3) Esmeraldas 69 kV			0,2						NO	
Posición F. Orellana Policentro 69 kV			0,2						NO	
Posición gas Pascuales Pascuales 69 kV	0,1								NO	
Posición Jipijapa Portoviejo 69 kV								0,6	NO	
Posición L1 Dos Cerritos 69 kV						0,1			NO	
Posición L3 Dos Cerritos 69 kV						0,1			NO	
Posición L4 Dos Cerritos 69 kV						0,1	0,5		NO	
Posición L5 (Salitre) Dos Cerritos 69 kV						0,4			NO	
Posición Lago Agrio 1 Jivino 69 kV								2,2	SI	
Posición Loja 1 Loja 69 kV			0,1						NO	
Posición Manta 3 Montecristi 69 kV								0,1	NO	
Posición Manta Portoviejo 69 kV								0,6	NO	
Posición Novacero 1 Mulaló 138 kV						0,3			NO	
Posición Portoviejo 3 Portoviejo 69 kV	17,3			18,5			0,3		SI	
Posición Quinto Guayas Pascuales 69 kV						0,2		0,2	NO	
Posición Reactor RCW Pomasqui 230 kV		0,3							NO	
Posición Refinería 2 (L5) Esmeraldas 69 kV			0,2						NO	
Posición Riobamba 1 Riobamba 69 kV						0,0			NO	
Posición San Carlos Milagro 69 kV								0,1	NO	
Posición Santo Domingo 1 Santo Domingo 69 kV						0,1			NO	
Posición Santo Domingo 2 Santo Domingo 69 kV						0,1			NO	
Posición T. Vergeles Pascuales 69 kV						0,2			NO	
Posición Transferencia Machala 138 kV								5,4	SI	
Posición Transferencia Montecristi 138 kV				0,2					NO	
Posición transferencia Pascuales 138 kV	2,2					0,2			SI	
Posición UEG 1 Caraguay 69 kV								0,3	0,2	NO
Posición UEG 3 Caraguay 69 kV								0,3	0,2	NO
Posición UEG 4 Caraguay 69 kV								0,3		NO
Posición Villonaco Loja 69 kV										NO
<b>Total</b>	<b>23,6</b>	<b>2,8</b>	<b>3,3</b>	<b>20,7</b>	<b>152,2</b>	<b>283,3</b>	<b>21,1</b>	<b>6,5</b>		

En la regulación actual de calidad de transmisión se establece el FCS para los campos de conexión del SNT [4], los factores obtenidos a lo largo del periodo de diagnóstico se especifican en la tabla 2.14, las instalaciones que no se incluyen siempre tuvieron valores iguales a cero.

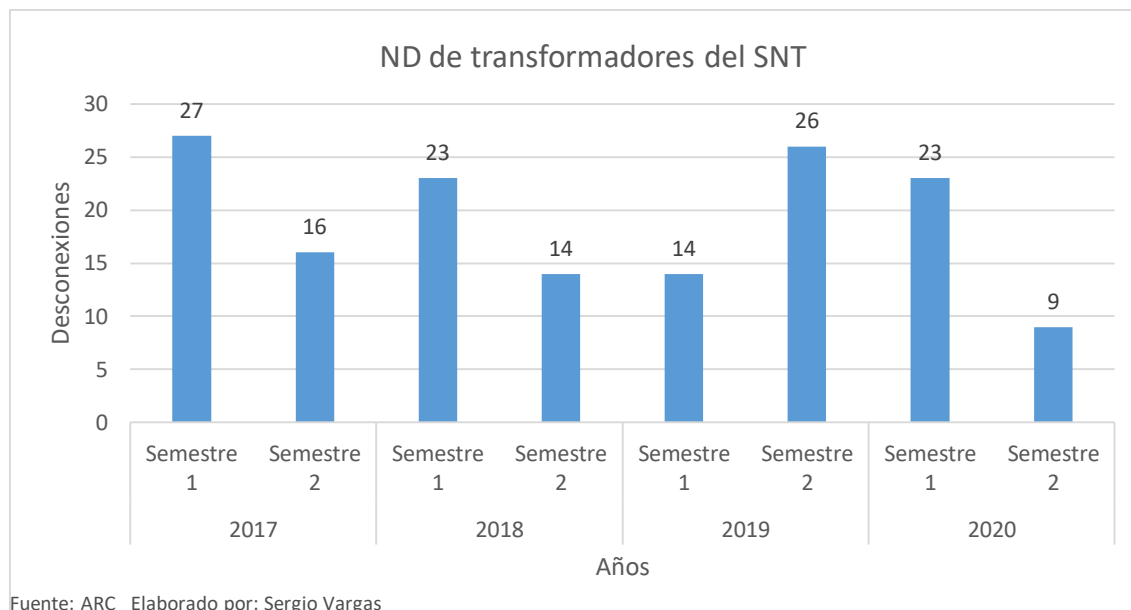
**Tabla 2.14.** FCS de campos de conexión del SNT

FCS de campos de conexión del SNT								
Circuito	Año							
	2017		2018		2019		2020	
	Semestre 1	Semestre 2	Semestre 1	Semestre 2	Semestre 1	Semestre 2	Semestre 1	Semestre 2
Posición acoplador Bomboiza 230 kV	0	0	0	0	0	2	0	0
Posición acoplador Loreto 138 kV	0	0	0	0	0	0	8	0
Posición acoplador Nueva Prosperina 230 kV	1,1	0	0	0	0	0	0	0
Posición acoplador Pascuales 230 kV	0	0	2	0	0	0	0	0
Posición acoplador Pomasqui 230 kV	0	2	0	2	0	0	0	0
Posición acoplador San Rafael 230 kV	0	0	0	0	0	2	0	0
Posición acoplador Santo Domingo 230 kV	0	0	0	0	2	2	0	0
Posición Acoplador Tisaleo 500 kV	0	0	0	0	0	14,3	0	0
Posición Azogues Cuenca 69 kV	2	0	0	0	0	0	0	0
Posición Central Santa Elena II Santa Elena 138 kV	0	0	0	0	0	121,8	0	0
Posición Cervecería Pascuales 69 kV	0	0	0	0	2	0	0	0
Posición Chone Chone 69 kV	0	3	0	0	0	0	0	0
Posición Cuenca 1 Cuenca 69 kV	2	0	0	0	0	0	0	0
Posición Cuenca 2 Cuenca 69 kV	2	0	0	0	0	0	0	0
Posición de alta T1 Ibarra 138 kV	0	0	0	0	73,7	0	0	0
Posición Esmeraldas 1 (L1) Esmeraldas 69 kV	0	0	0	0	3	0	0	0
Posición Lago Agrio 1 Jivino 69 kV	0	0	0	0	0	1,1	0	0
Posición Portoviejo 3 Portoviejo 69 kV	8,6	0	0	9,3	0	0	0	0
Posición Quinto Guayas Pascuales 69 kV	0	0	0	0	2	0	0	0
Posición T. Vergeles Pascuales 69 kV	0	0	0	0	2	0	0	0
Posición Transferencia Machala 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	4,7
Posición transferencia Pascuales 138 kV	2,1	0	0	0	2	0	0	0

## 2.3 TRANSFORMADOR

La regulación de calidad de transmisión establece el LHI y NDP para los transformadores del Sistema Nacional de Transmisión, para lo cual define un máximo de 4 horas y 1 desconexión en un semestre [4].

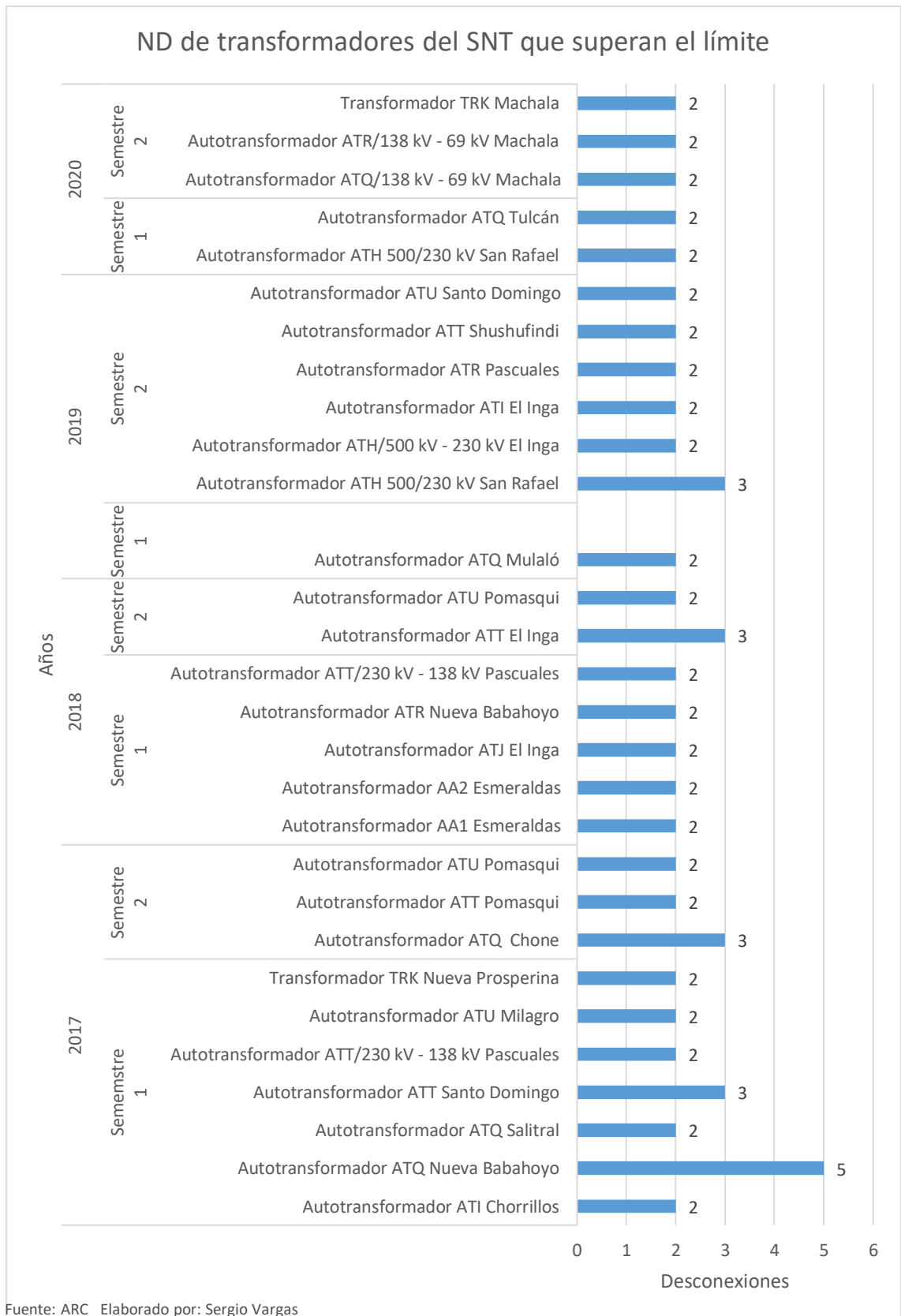
Para el análisis, el ND en los 4 años se agruparon en periodos semestrales cada año, obteniéndose como resultado los valores mostrados en la figura 2.22.



**Figura 2.22.** ND de transformadores del SNT

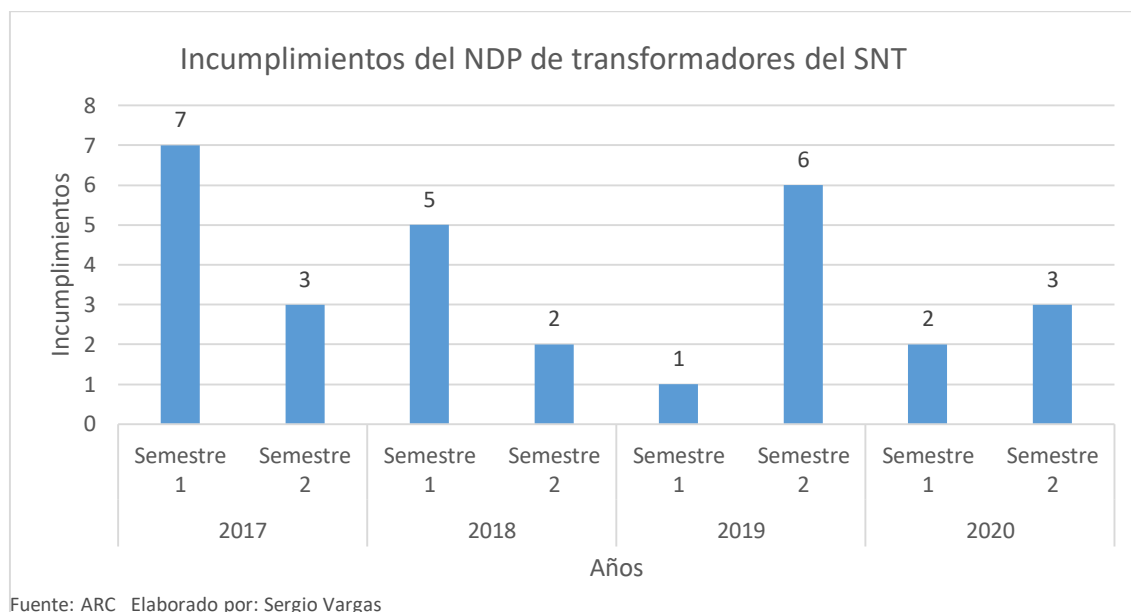
En total se registraron 152 desconexiones, en el segundo semestre del año 2020 se tiene el mínimo de 9 desconexiones y en el primer semestre del año 2017 se tiene el máximo de 27 desconexiones.

Según lo establecido en la regulación, un transformador puede presentar un NDP de 1 [4]. En la figura 2.23 se observan los ND de transformadores que superan el límite, de los cuales se tiene un valor mínimo de 2 desconexiones en 24 transformadores en los 4 años y un valor máximo de 5 desconexiones correspondiente al autotransformador ATQ Nueva Babahoyo en el primer semestre del año 2017.



**Figura 2.23.** ND de transformadores del SNT que superan el límite

El número de incumplimientos del NDP alcanzaron 29 incumplimientos, los cuales se distribuyen tal como se muestra en la figura 2.24



**Figura 2.24.** Incumplimientos del NDP de transformadores del SNT

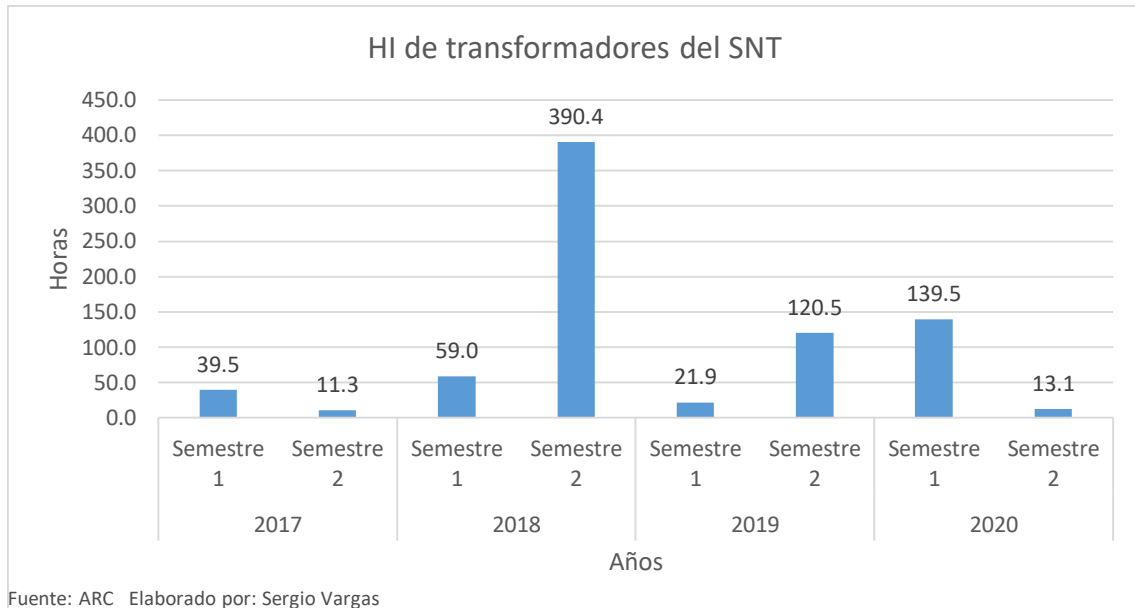
La tabla 2.15 presenta el ND semestral de los transformadores en el periodo de diagnóstico. De ahí se observa, que existen instalaciones que presentaron al menos un incumplimiento del límite admisible.

**Tabla 2.15.** ND de transformadores del SNT

Transformador	ND de transformadores del SNT								Incumplimientos
	Año								
	2017		2018		2019		2020		
Semestre 1	Semestre 2	Semestre 1	Semestre 2	Semestre 1	Semestre 2	Semestre 1	Semestre 2		
Autotransformador AA1 Esmeraldas			2						SI
Autotransformador AA1/138 kV - 69 kV Portoviejo							1		NO
Autotransformador AA2 Esmeraldas			2						SI
Autotransformador AA2/138 kV - 69 kV Portoviejo							1		NO
Autotransformador AMQ Quevedo			1						NO
Autotransformador ATH 500/230 kV San Rafael	1			1		3	2		SI
Autotransformador ATH/500 kV - 230 kV El Inga						2			SI
Autotransformador ATI Chorrillos	2					1			SI
Autotransformador ATI El Inga				1		2			SI
Autotransformador ATI Tisaleo						1			NO
Autotransformador ATJ Chorrillos		1			1		1		NO
Autotransformador ATJ El Inga	1		2						SI
Autotransformador ATK Dos Cerritos	1		1		1				NO
Autotransformador ATL Riobamba			1						NO
Autotransformador ATL/230 kV - 69 kV Durán						1	1		NO
Autotransformador ATQ Caraguay		1			1		1		NO
Autotransformador ATQ Chone		3							SI
Autotransformador ATQ Yanacocha		1							NO

Autotransformador ATQ 138/69 kV Cuenca	1					1	1		NO
Autotransformador ATQ Baños 69 kV			1			1			NO
Autotransformador ATQ Francisco de Orellana				1		1		1	NO
Autotransformador ATQ Loreto			1						NO
Autotransformador ATQ Mulaló					2				SI
Autotransformador ATQ Nueva Babahoyo	5		1	1					SI
Autotransformador ATQ Salitral	2					1			SI
Autotransformador ATQ Totoras		1						1	NO
Autotransformador ATQ Tulcán		1	1					2	SI
Autotransformador ATQ/138 kV - 69 kV Esmeraldas					1				NO
Autotransformador ATQ/138 kV - 69 kV Ibarra						1			NO
Autotransformador ATQ/138 kV - 69 kV Machala								2	SI
Autotransformador ATQ/138 kV - 69 kV Nueva Prosperina							1		NO
Autotransformador ATQ/138 kV - 69 kV Pascuales						1	1		NO
Autotransformador ATQ/138 kV - 69 kV Santo Domingo					1				NO
Autotransformador ATQ/138 kV - 69 kV Trinitaria								1	NO
Autotransformador ATR 138/69 kV Santo Domingo					1	1			NO
Autotransformador ATR Nueva Babahoyo			2						SI
Autotransformador ATR Pascuales	1					2	1		SI
Autotransformador ATR Quevedo	1								NO
Autotransformador ATR/138 kV - 69 kV Esmeraldas					1	1			NO
Autotransformador ATR/138 kV - 69 kV Machala								2	SI
Autotransformador ATT El Inga				3					SI
Autotransformador ATT Pomasqui		2	1					1	SI
Autotransformador ATT Quevedo									NO
Autotransformador ATT Santa Rosa	1	1							NO
Autotransformador ATT Santo Domingo	3								SI
Autotransformador ATT Shushufindi					1	2			SI
Autotransformador ATT/230 kV - 138 kV Esclusas							1		NO
Autotransformador ATT/230 kV - 138 kV Pascuales	2		2		1		1		SI
Autotransformador ATT/230 kV - 138 kV Trinitaria							1		NO
Autotransformador ATU Milagro	2								SI
Autotransformador ATU Pascuales			1				1		NO
Autotransformador ATU Pomasqui		2	1	2					SI
Autotransformador ATU Santo Domingo			1				2		SI
Autotransformador ATU/230 kV - 138 kV El Inga							1		NO
Autotransformador MO4 (AMQ)/138 kV - 69 kV Nueva Prosperina								1	NO
Móvil AMQ Quevedo		1							NO
Transformador GSU-1 Central Machala Gas II				1					NO
Transformador GSU-2 Central Machala Gas II				1					NO
Transformador móvil AMQ Loja	1								NO
Transformador Móvil Dos Cerritos ( Móvil 3 Efacec)			1						NO
Transformador MT1 Esmeraldas 138 kV			1						NO
Transformador T1 Ibarra				1					NO
Transformador TMK Dos Cerritos		1		1					NO
Transformador TR San Bartolo				1					NO
Transformador TR/230 kV - 13.8 kV San Bartolo							1		NO
Transformador TR1 Pusuno 1					1	1			NO
Transformador TR1 Pusuno 2					1				NO
Transformador TRG Gualaceo					1				NO
Transformador TRG1/500 kV - 13.8 kV Coca Codo Sinclair							1		NO
Transformador TRG2/500 kV - 13.8 kV Coca Codo Sinclair							1		NO
Transformador TRK Machala		1						2	SI
Transformador TRK Nueva Prosperina	2								SI
Transformador TRK/230 kV - 69 kV Riobamba							1		NO
Transformador TRQ Tena	1								NO
<b>Total</b>	<b>27</b>	<b>16</b>	<b>23</b>	<b>14</b>	<b>14</b>	<b>26</b>	<b>23</b>	<b>9</b>	

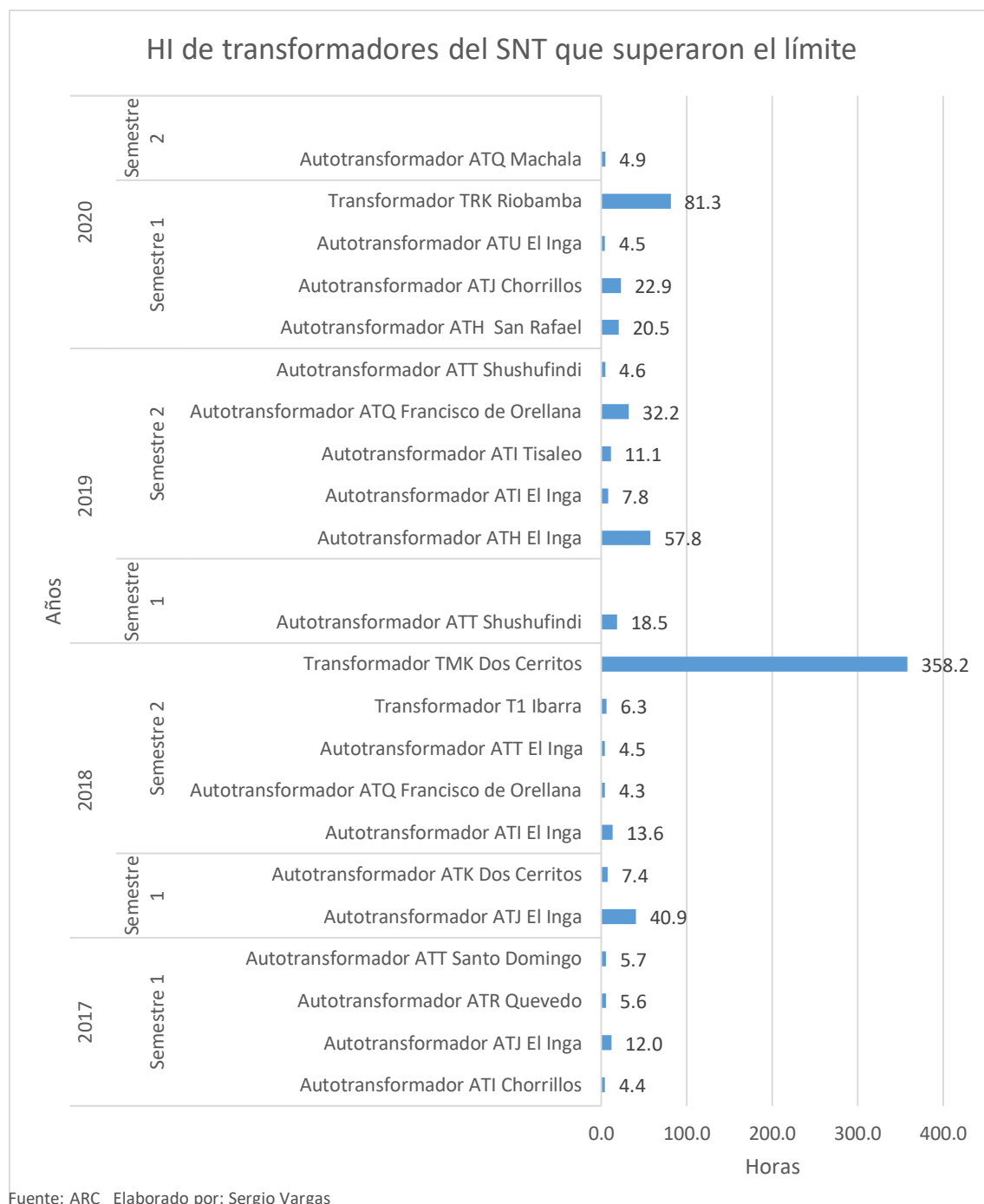
En la figura 2.25 se muestran las HI agrupadas semestralmente en los 4 años, mismas que acumulan un total de 795.2 horas. En el segundo semestre del año 2017 se tiene el mínimo de 11.3 horas y en el segundo semestre del año 2018 se tiene el máximo de 390.4 horas.



**Figura 2.25.** HI de transformadores del SNT

Por otro lado, la regulación de calidad establece que un transformador debe cumplir un LHI de 4 [4], de manera que, existen HI de transformadores que superaron este límite, las cuales se presentan en la figura 2.26. Se observa un valor mínimo de 4.3 horas por parte del autotransformador ATQ Francisco de Orellana y un valor máximo de 358.2 horas correspondiente al transformador TMK Dos Cerritos en el segundo semestre del año 2018. Las indisponibilidades son asignadas a Transelectric y la tabla 2.16 especifica sus causas.





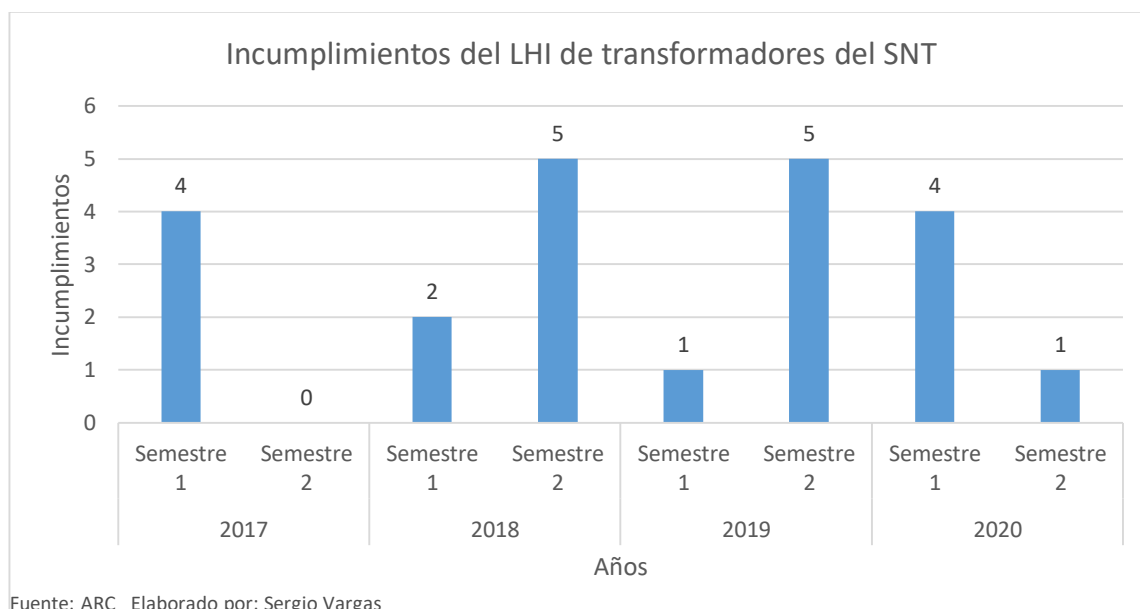
**Figura 2.26.** HI de transformadores del SNT que superaron el límite

**Tabla 2.16.** Causas de HI de transformadores del SNT

Transformador	Horas	Causas
Transformador TRK Riobamba	81,3	Equipo/Material/Diseño
Autotransformador ATJ Chorrillos	22,9	Equipo/Material/Diseño
Autotransformador ATH San Rafael	20,5	Equipo/Material/Diseño
Autotransformador ATQ Francisco de Orellana	32,2	Otros
Autotransformador ATI Tisaleo	11,1	Actores del MEM
Autotransformador ATH El Inga	57,8	Otros
Autotransformador ATT Shushufindi	18,5	Equipo/Material/Diseño
Transformador TMK Dos Cerritos	358,2	Equipo/Material/Diseño

Autotransformador ATI El Inga	13,6	Equipo/Material/Diseño
Autotransformador ATJ El Inga	40,9	Equipo/Material/Diseño
Autotransformador ATJ El Inga	12	Externo al sistema

El número de incumplimientos del LHI alcanza un valor de 22 incumplimientos, los cuales se especifican en la figura 2.27.



**Figura 2.27.** Incumplimientos del LHI de transformadores del SNT

La tabla 2.17 presenta las HI semestrales de los transformadores en el periodo de diagnóstico. Se puede apreciar que en varios casos se presentó al menos un incumplimiento del límite admisible.

**Tabla 2.17.** HI de transformadores del SNT

Transformador	HI de transformadores del SNT								Incumplimientos
	Año								
	2017		2018		2019		2020		
Semestre 1	Semestre 2	Semestre 1	Semestre 2	Semestre 1	Semestre 2	Semestre 1	Semestre 2		
Autotransformador AA1 Esmeraldas			0,5						NO
Autotransformador AA1/138 kV - 69 kV Portoviejo							0,6		NO
Autotransformador AA2 Esmeraldas			0,5						NO
Autotransformador AA2/138 kV - 69 kV Portoviejo							0,7		NO
Autotransformador AMQ Quevedo			0,5						NO
Autotransformador AT1 Ambato									NO
Autotransformador ATH 500/230 kV San Rafael	1,3			0,0		1,9	20,5		SI
Autotransformador ATH/500 kV - 230 kV El Inga						57,8			SI
Autotransformador ATI Chorrillos	4,4						0,2		SI
Autotransformador ATI El Inga				13,6		7,8			SI
Autotransformador ATI/500 kV - 230 kV Tisaleo			0,0			11,1			SI
Autotransformador ATJ El Inga	12,0		40,9						SI
Autotransformador ATJ/500 kV - 230 kV Chorrillos		0,7			0,5		22,9		SI

Autotransformador ATK Dos Cerritos	0,4		7,4		0,1					SI
Autotransformador ATL Riobamba			0,2							NO
Autotransformador ATL/230 kV - 69 kV Durán						0,3	0,8			NO
Autotransformador ATQ Chone		0,8								NO
Autotransformador ATQ Yanacocha		0,4								NO
Autotransformador ATQ /138 kV - 69 kV Caraguay		1,0			1,2		0,3			NO
Autotransformador ATQ 138/69 kV Cuenca	0,3					0,6	2,8			NO
Autotransformador ATQ Baños 69 kV			0,2			0,2				NO
Autotransformador ATQ Loreto			1,1							NO
Autotransformador ATQ Mulaló					0,3					NO
Autotransformador ATQ Nueva Babahoyo	1,7		1,1	1,5						NO
Autotransformador ATQ Tulcán		0,1	0,2				2,4			NO
Autotransformador ATQ/138 kV - 69 kV Esmeraldas					0,2					NO
Autotransformador ATQ Francisco de Orellana				4,3		32,2		3,4		SI
Autotransformador ATQ/138 kV - 69 kV Ibarra						0,6				NO
Autotransformador ATQ/138 kV - 69 kV Machala					0,0				4,9	SI
Autotransformador ATQ/ Nueva Prosperina							0,1			NO
Autotransformador ATQ/138 kV - 69 kV Pascuales						0,1	0,2			NO
Autotransformador ATQ/138 kV - 69 kV Salitral	0,4					0,7				NO
Autotransformador ATQ/138 kV-69 kV Santo Domingo					0,1					NO
Autotransformador ATQ/138 kV - 69 kV Totoras		0,3					0,2			NO
Autotransformador ATQ/138 kV - 69 kV Trinitaria							0,2			NO
Autotransformador ATR Nueva Babahoyo			2,1							NO
Autotransformador ATR Quevedo	5,6									SI
Autotransformador ATR/138 kV - 69 kV Esmeraldas					0,1	0,3				NO
Autotransformador ATR/138 kV - 69 kV Machala								1,2		NO
Autotransformador ATR/138 kV - 69 kV Pascuales	0,3					0,7	0,2			NO
Autotransformador ATR/138 kV-69 kV Santo Domingo					0,1	0,2				NO
Autotransformador ATT El Inga				4,5						SI
Autotransformador ATT Pascuales	3,8		1,2		0,1		0,2			NO
Autotransformador ATT Pomasqui		1,8	0,1					0,2		NO
Autotransformador ATT Quevedo	0,0									NO
Autotransformador ATT Santa Rosa	0,6	0,1								NO
Autotransformador ATT Santo Domingo	5,7									SI
Autotransformador ATT Shushufindi					18,5	4,6				SI
Autotransformador ATT/230 kV - 138 kV Esclusas							0,4			NO
Autotransformador ATT/230 kV - 138 kV Trinitaria							0,2			NO
Autotransformador ATU Milagro	2,2									NO
Autotransformador ATU Pascuales			0,3				0,2			NO
Autotransformador ATU Pomasqui		1,4	0,1	0,3						NO
Autotransformador ATU Santo Domingo			2,4			0,7				NO
Autotransformador ATU/230 kV - 138 kV El Inga								4,5		SI
Autotransformador MO4 (AMQ)/ Nueva Prosperina								3,2		NO
Móvil AMQ Quevedo		0,8								NO
Transformador GSU-1 Central Machala Gas II				0,4						NO
Transformador GSU-2 Central Machala Gas II				0,4						NO
Transformador móvil AMQ Loja	0,1									NO
Transformador Móvil Dos Cerritos (Móvil 3 Efacec)			0,1							NO
Transformador Móvil Montecristi 69 kV										NO
Transformador MT1 Esmeraldas 138 kV			0,3							NO
Transformador T1 Ibarra				6,3						SI
Transformador TMK Dos Cerritos		3,5	358,2							SI
Transformador TR San Bartolo			1,0							NO
Transformador TR/230 kV - 13.8 kV San Bartolo						0,3				NO
Transformador TR1 Pusuno 1					0,2	0,4				NO
Transformador TR1 Pusuno 2					0,2					NO
Transformador TRG Gualaceo					0,2					NO
Transformador TRG1/500kV-13.8kVCoca Codo Sinclair							0,4			NO
Transformador TRG2/500kV-13.8kVCoca Codo Sinclair							0,4			NO
Transformador TRK Machala		0,4						0,2		NO
Transformador TRK Nueva Prosperina	0,4									NO
Transformador TRK/230 kV - 69 kV Riobamba								81,3		SI
Transformador TRQ Tena	0,4									NO
<b>Total</b>	<b>39,5</b>	<b>11,3</b>	<b>59,0</b>	<b>390,4</b>	<b>21,9</b>	<b>120,5</b>	<b>139,5</b>	<b>13,1</b>		

La regulación actual de calidad de transmisión establece el FCS para los transformadores del SNT [4], los valores calculados a lo largo de los 4 años se presentan en la tabla 2.18, las instalaciones que no se incluyen no presentaron valores distintos de cero.

**Tabla 2.18.** FCS de transformadores del SNT

FCS de transformadores del SNT								
Transformador	Año							
	2017		2018		2019		2020	
	Semestre 1	Semestre 2	Semestre 1	Semestre 2	Semestre 1	Semestre 2	Semestre 1	Semestre 2
Autotransformador AA1 Esmeraldas	0	0	2	0	0	0	0	0
Autotransformador AA2 Esmeraldas	0	0	2	0	0	0	0	0
Autotransformador ATH 500/230 kV San Rafael	0	0	0	0	0	3	6,1	0
Autotransformador ATH/500 kV - 230 kV El Inga	0	0	0	0	0	15,4	0	0
Autotransformador ATI Chorrillos	2,1	0	0	0	0	0	0	0
Autotransformador ATI El Inga	0	0	0	3,4	0	2,9	0	0
Autotransformador ATI Tisaleo	0	0	0	0	0	2,8	0	0
Autotransformador ATJ El Inga	3	0	11	0	0	0	0	0
Autotransformador ATJ Chorrillos	0	0	0	0	0	0	5,7	0
Autotransformador ATK Dos Cerritos	0	0	1,9	0	0	0	0	0
Autotransformador ATQ Chone	0	3	0	0	0	0	0	0
Autotransformador ATQ Mulaló	0	0	0	0	2	0	0	0
Autotransformador ATQ Nueva Babahoyo	5	0	0	0	0	0	0	0
Autotransformador ATQ Tulcán	0	0	0	0	0	0	2	0
Autotransformador ATQ Francisco de Orellana	0	0	0	1,1	0	8	0	0
Autotransformador ATQ/138 kV - 69 kV Machala	0	0	0	0	0	0	0	2,2
Autotransformador ATQ Salitral	2	0	0	0	0	0	0	0
Autotransformador ATR Nueva Babahoyo	0	0	2	0	0	0	0	0
Autotransformador ATR Quevedo	1,4	0	0	0	0	0	0	0
Autotransformador ATR/138 kV - 69 kV Machala	0	0	0	0	0	0	0	2
Autotransformador ATR Pascuales	0	0	0	0	0	2	0	0
Autotransformador ATT El Inga	0	0	0	3,1	0	0	0	0
Autotransformador ATT/230 kV - 138 kV Pascuales	2	0	2	0	0	0	0	0
Autotransformador ATT Pomasqui	0	2	0	0	0	0	0	0
Autotransformador ATT Santo Domingo	3,4	0	0	0	0	0	0	0
Autotransformador ATT Shushufindi	0	0	0	0	4,6	2,1	0	0
Autotransformador ATU Milagro	2	0	0	0	0	0	0	0
Autotransformador ATU Pomasqui	0	2	0	2	0	0	0	0
Autotransformador ATU Santo Domingo	0	0	0	0	0	2	0	0
Autotransformador ATU/230 kV - 138 kV El Inga	0	0	0	0	0	0	1,1	0
Transformador T1 Ibarra	0	0	0	1,6	0	0	0	0
Transformador TMK Dos Cerritos	0	0	0	90	0	0	0	0
Transformador TRK Machala	0	0	0	0	0	0	0	2
Transformador TRK Nueva Prosperina	2	0	0	0	0	0	0	0
Transformador TRK/230 kV - 69 kV Riobamba	0	0	0	0	0	0	20	0

## 2.4 ANÁLISIS EVOLUTIVO DE LOS ÍNDICES DE CALIDAD DEL SERVICIO

En este capítulo se presenta un análisis de los cambios que han tenido los niveles de calidad del servicio de la transmisión durante el año 2020 frente al 2012, debido a los cambios de topología, así como la incorporación del nuevo sistema a 500 kV. Para el efecto se analiza y compara la información estadística de las HI y ND de los años 2012 y 2020.

Las tablas 2.19 y 2.20 presentan los resultados del análisis del ND de las instalaciones del SNT de los años 2012 y 2020. Así mismo, se especifica el número de incumplimientos del NDP.

**Tabla 2.19.** ND de instalaciones 2012

Instalación	ND	Número Incumplimientos
Campo de conexión	12	4
Circuito Transmisión 500 kV	-	-
Circuito Transmisión 230 kV	16	0
Circuito Transmisión 138 kV	82	10
Capacitor y reactor	0	0
Transformador	20	4
Total	130	18

**Tabla 2.20.** ND de instalaciones 2020

Instalación	ND	Número Incumplimientos
Campo de conexión	26	1
Circuito Transmisión 500 kV	14	-
Circuito Transmisión 230 kV	66	6
Circuito Transmisión 138 kV	60	4
Capacitor y reactor	0	0
Transformador	33	5
Total	199	16

El ND es mayor en el año 2020, esto posiblemente se debe a la actual infraestructura del SNT, considerando obras nuevas actualmente en operación que se han incorporado en el transcurso de los últimos años, sin embargo, existen menor número de incumplimientos del NDP.

Las tablas 2.21 y 2.22 presentan las HI de las instalaciones del SNT de los años 2012 y 2020. Además, se especifica el número de incumplimientos del LHI.

**Tabla 2.21.** HI de instalaciones 2012

Instalación	HI	Número Incumplimientos
Campo de conexión	8.3	1
Circuito Transmisión 500 kV	-	-
Circuito Transmisión 230 kV	26.3	3
Circuito Transmisión 138 kV	518.1	5
Capacitor y reactor	0	0
Transformador	17.2	1
Total	569.9	10

**Tabla 2.22.** Horas de indisponibilidad de instalaciones 2020

Instalación	HI	Número Incumplimientos
Campo de conexión	27.7	2
Circuito Transmisión 500 kV	93.2	-
Circuito Transmisión 230 kV	100.1	2
Circuito Transmisión 138 kV	56.6	4
Capacitor y reactor	0	0
Transformador	152.6	5
Total	430.2	13

Las HI son menores en el año 2020, esto posiblemente se debe a la actual infraestructura del SNT, considerando obras nuevas actualmente en operación que se han incorporado en el transcurso de los últimos años, sin embargo, existen mayores números de incumplimientos del LHI.

Las tablas 2.23 y 2.24 presentan los FCS distintos de cero de las instalaciones del SNT de los años 2012 y 2020.

**Tabla 2.23.** FCS de instalaciones 2012

Instalación	Mayores a 1	Mayores a 10
Campo de conexión	5	0
Circuito Transmisión 500 kV	-	-
Circuito Transmisión 230 kV	3	0
Circuito Transmisión 138 kV	13	1
Capacitor y reactor	0	0
Transformador	5	0
Total	26	1

**Tabla 2.24.** FCS de instalaciones 2020

Instalación	Mayores a 1	Mayores a 10
Campo de conexión	2	0
Circuito Transmisión 500 kV	-	-
Circuito Transmisión 230 kV	5	0
Circuito Transmisión 138 kV	6	0
Capacitor y reactor	0	0
Transformador	8	1
Total	21	1

Los FCS distintos de cero son menores en el año 2020, lo cual indica la reducción en los incumplimientos del LHI y NDP, esto probablemente se debe a la actual infraestructura del SNT, considerando obras nuevas actualmente en operación que se han incorporado en el transcurso de los últimos años.

## 2.5 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Del análisis de resultados se puede extraer que, en los 4 años analizados, los campos de conexión del SNT registraron 110 desconexiones y 513.6 horas de indisponibilidad. De estos valores analizados, existen 18 incumplimientos del NDP y 10 del LHI, lo que representa que el 14.9 % de los campos de conexión presentaron al menos un incumplimiento del NDP, mientras que el 8.9 % de los campos de conexión registraron por lo menos un incumplimiento del LHI.

Los circuitos de transmisión a nivel de voltaje de 500 kV del SNT registraron 53 desconexiones y 1357.3 horas de indisponibilidad, pero como este sistema no tiene un límite definido en la regulación, esta información servirá como línea base para el establecimiento de los índices de calidad que se deberán considerar para estos nuevos sistemas.

Los circuitos de transmisión a 230 kV pertenecientes al SNT presentaron 212 desconexiones y 1265.4 horas de indisponibilidad en el periodo de diagnóstico. Al analizar estos valores se obtuvo que el sistema experimentó indisponibilidades que generaron un total de 18 incumplimientos del NDP y 11 incumplimientos del LHI, por lo tanto, el 19.7 % de los circuitos incumplieron al menos una vez el NDP y el 14.1 % de los circuitos presentaron por lo menos un incumplimiento del LHI.

Los circuitos de transmisión a 138 kV del SNT registraron 274 desconexiones y 413.3 horas de indisponibilidad durante los 4 años. Del análisis estadístico se obtuvo que el sistema experimentó un total de 24 y 17 incumplimientos del NDP y LHI respectivamente, lo que representó que el 12.7 % y el 10.8 % de los circuitos registre por lo menos un incumplimiento del NDP y LHI respectivamente.

Los transformadores que forman parte del SNT presentaron 152 desconexiones y 795.2 horas de indisponibilidad a lo largo de los 4 años. En base a estos resultados se determina el sistema experimentó un total 29 y 22 incumplimientos del NDP y LHI respectivamente, por lo que, el 16.3 % y 11.3 % de los transformadores incumplieron por lo menos una vez el NDP y LHI respectivamente.

Los capacitores y reactores del SNT apenas registraron una 1 indisponibilidad con duración inferior a 1 minuto. Por lo cual, siempre cumplieron con el NDP y LHI.

En las tablas 2.25 y 2.26 se presentan el ND y HI registradas, así como el número de incumplimientos del NDP y LHI y el porcentaje de las instalaciones que incumplieron por lo menos una vez los límites admisibles.

**Tabla 2.25.** ND de instalaciones

Instalación	ND	Número Incumplimientos	Porcentaje incumplimiento
Campo de conexión	110	18	14.9
Circuito Transmisión 500 kV	53	-	-
Circuito Transmisión 230 kV	212	18	19.7
Circuito Transmisión 138 kV	274	26	12.7
Capacitor y reactor	1	0	0
Transformador	152	29	16.3

**Tabla 2.26.** HI de instalaciones

Instalación	HI	Número Incumplimientos	Porcentaje incumplimiento
Campo de conexión	513.6	10	8.9
Circuito Transmisión 500 kV	1357.3	-	-
Circuito Transmisión 230 kV	1265.4	11	14.1
Circuito Transmisión 138 kV	413.3	17	10.8
Capacitor y reactor	0	0	0
Transformador	795.2	22	11.3

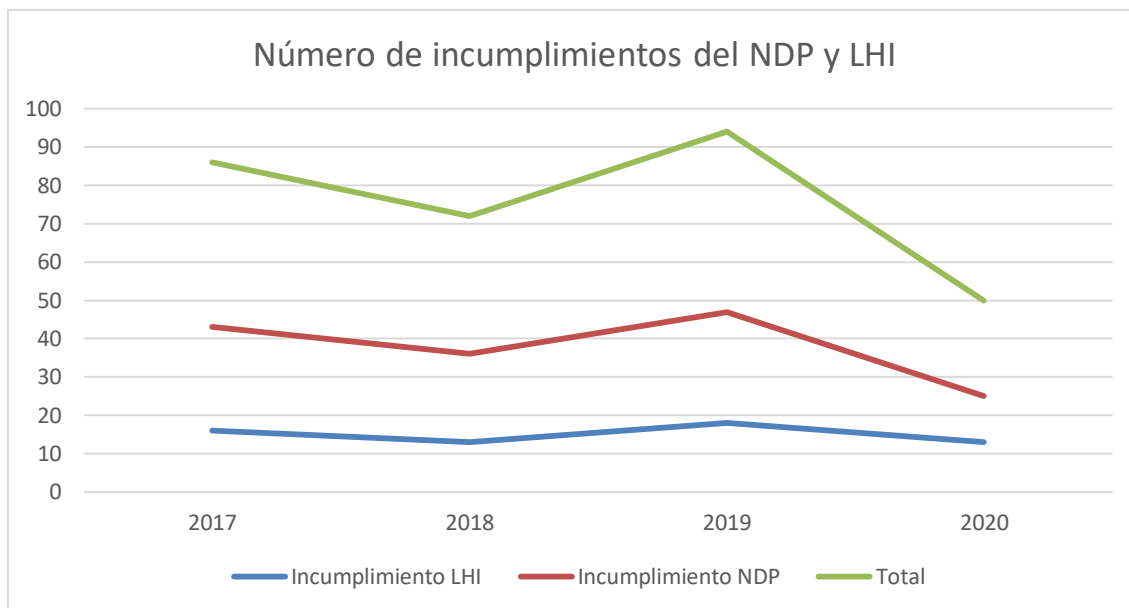
En su mayoría el FCS de las instalaciones de SNT permaneció en cero lo que indica que el NDP y LHI nunca se sobrepasaron, además alcanzaron pocos valores mayores a 1, 10 y 100 durante los 4 años, como se detalla a continuación:

**Tabla 2.27.** FCS de instalaciones

Instalación	Mayor a 1	Mayor a 10	Mayor a 100
Campo de conexión	26	3	1
Circuito Transmisión 500 kV	-	-	-
Circuito Transmisión 230 kV	24	4	1
Circuito Transmisión 138 kV	33	3	0
Capacitor y reactor	0	0	0
Transformador	42	4	1

La figura 2.28 permite observar que históricamente los incumplimientos del NDP y LHI de las instalaciones del SNT, entre los años 2017 y 2018 decrecen, luego se incrementaron en 2019, para finalmente decrecer en el año 2020. Si bien no existe una tendencia estrictamente decreciente y permanente en el tiempo, se observa que al año 2020 se han alcanzado los niveles más bajos en los 4 años.





**Figura 2.28.** Número de incumplimientos del NDP y LHI

En el año 2020 se alcanzó el menor número de incumplimientos del NDP y LHI de las instalaciones del SNT en los últimos 4 años. En comparación con el año 2012 las HI, el número de incumplimientos del NDP y los FCS distintos de cero son menores. Además, el porcentaje de instalaciones que presentaron por lo menos un incumplimiento del NDP y LHI durante el periodo de diagnóstico es bajo.

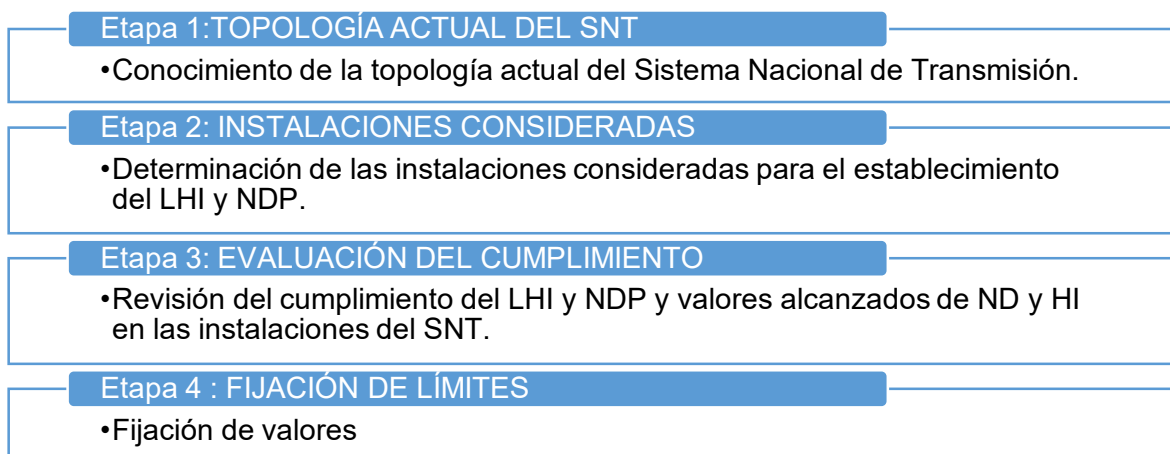
### 3. CÁLCULO DE LOS VALORES DE REFERENCIA

El control de calidad del servicio de transmisión se realiza a través de la evaluación del cumplimiento de indicadores que tienen como referencia ciertos límites establecidos por el regulador, pero que necesariamente deben evaluarse periódicamente con la finalidad de actualizarlos con base a los resultados en los cambios de topología que imponen ajustes en la confiabilidad o en otras condiciones del sistema.

Desde que se aprobó la Regulación No. Conelec – 003/08 Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado, en el año 2008, los valores referenciales de los indicadores de control de la calidad no han sido revisados ni actualizados.

El contexto o escenario técnico y normativo bajo el cual se elaboró y aprobó la referida regulación fue distinto al actual, con un sistema eléctrico diferente. Al año 2022, el sistema eléctrico ecuatoriano ha evolucionado, se han incorporado proyectos emblemáticos como el nivel de voltaje de 500kV para el Sistema Nacional de Transmisión, y sistemas de monitoreo y control del Sistema Nacional Interconectado por parte del operador y del

transmisor que evidentemente han mejorado su confiabilidad. Dentro de este contexto, la actualización de los indicadores a la situación actual es una tarea fundamental para el regulador; y en este escenario, los resultados analizados en la sección anterior, bajo la metodología descrita en la Figura 3.1 (3 primeras etapas), pueden ser muy útiles para los análisis requeridos para su actualización.



**Figura 3.1.** Metodología de cálculo de valores de referencia

### **3.1 ETAPA 1: TOPOLOGÍA ACTUAL DEL SNT**

Esta etapa fue descrita en el subcapítulo 1.3.4.1 Topología del primer capítulo de esta tesis, y consistió básicamente en la descripción de la topología actual del Sistema Nacional de Transmisión; se detallan las instalaciones que conforman el SNT: subestaciones, líneas de transmisión, transformadores y compensación de potencia reactiva.

### **3.2 ETAPA 2: INSTALACIONES CONSIDERADAS**

En base al conocimiento de la topología actual del SNT y con el análisis de resultados del diagnóstico presentados en el capítulo anterior, se determinan las instalaciones consideradas para el control de calidad del servicio, así como para la fijación de sus NDP y LHI.

Líneas de transmisión

Los circuitos de líneas de transmisión son considerados para el control de calidad, en la regulación se han establecido el NDP y LHI para niveles de voltaje de 138 y 230 kV, sin embargo, se ha incorporado líneas de transmisión a 500 kV, las cuales deben ser tomadas en cuenta para el cálculo y control de indisponibilidades, así como para la fijación de sus límites.

Campo de conexión

Los campos de conexión del SNT se consideran para el cálculo y control de las HI y ND semestrales.

Transformador

Los transformadores del SNT se consideran en el cálculo y control de las HI y ND semestrales.

Capacitor y Reactor

La compensación reactiva del SNT se considera en el cálculo y control de las HI y ND semestrales.

### 3.3 ETAPA 3: EVALUACIÓN DEL CUMPLIMIENTO

En esta etapa se identifica los resultados de la evaluación de la calidad relacionados con las HI y ND; para el efecto se consideran los siguientes parámetros: valores máximos, número de incumplimientos de los límites, porcentajes de instalaciones que nunca sobrepasaron los límites admisibles y la cantidad de HI que superaron las 10 y 100 horas. Estos valores y el análisis correspondiente se presentan en las tablas 3.1 y 3.2.

**Tabla 3.1.** ND de instalaciones

Instalación	Valor máximo	Número Incumplimientos	Porcentaje cumplimiento	Análisis
Campo de conexión	3	18	85,1	El valor máximo del ND semestral es bajo y cercano al límite establecido y existen pocos incumplimientos de este límite.
Circuito Transmisión 500 kV	7	-	-	El valor máximo del ND semestral no es muy lejano al límite de los circuitos de 138 y 230 kV.
Circuito Transmisión 230 kV	7	18	80,3	El valor máximo del ND semestral es cercano a su límite y el número de incumplimientos de este límite es bajo.
Circuito Transmisión 138 kV	6	26	87,3	El valor máximo del ND semestral no está muy alejado de su límite y hay pocos incumplimientos del rango permitido.
Capacitor y reactor	0	0	0	No presenta incumplimientos del NDP
Transformador	5	29	83,7	El valor máximo del ND semestral es cercano a su límite en los pocos incumplimientos que se presentaron.

**Tabla 3.2.** HI de instalaciones

Instalación	Valor máximo	Número incumplimientos	Porcentaje cumplimiento	Mayor a 10 horas	Mayor a 100 horas	Análisis
Campo de conexión	243.6	10	91.1	6	2	Una parte de las HI que incumplieron el límite superaron las 10 y 100 horas y el valor máximo es muy elevado, sin embargo, existen pocos incumplimientos de este límite.
Circuito Transmisión 500 kV	911	-	-	8	2	Existen HI mayores a 10 y 100 horas y el valor máximo es elevado.
Circuito Transmisión 230 kV	600,7	11	85,9	7	4	Las HI que sobrepasaron el límite alcanzaron valores mayores a 10 y 100 horas y su valor máximo es alto, pero el número de incumplimientos de este límite es bajo.
Circuito Transmisión 138 kV	75.2	17	89,2	9	0	Una parte de las HI que sobrepasaron el límite alcanzaron valores mayores a las 10 horas y su valor máximo es distante de su límite, pero hay pocos incumplimientos del rango permitido.
Capacitor y reactor	0	0	0	0	0	No presenta incumplimientos del LHI.
Transformador	358.2	22	88.7	11	1	Una porción de las HI que incumplieron el límite superó las 10 y 100 horas y su valor máximo es lejano al rango permitido en los pocos incumplimientos que se presentaron.

### 3.4 ETAPA 4: FIJACIÓN DE LÍMITES

En esta última etapa, con base a los resultados de las etapas anteriores se establecen si los indicadores de calidad del servicio requieren un ajuste de sus límites.

En general, las instalaciones presentaron pocos incumplimientos a lo largo de los 4 años tanto en el NDP como en el LHI, sin embargo, una parte de las HI que sobrepasaron el límite permitido, alcanzaron valores mayores a 10 y 100 horas, además los valores máximos de HI de las instalaciones son elevados y lejanos a sus límites, por lo cual los límites de los indicadores pueden ser los mismos, pero es necesario que el regulador analice las HI excesivas.

Los resultados que se obtuvieron de la metodología aplicada se presentan la siguiente tabla:

**Tabla 3.3.** Actualización de límites de indicadores

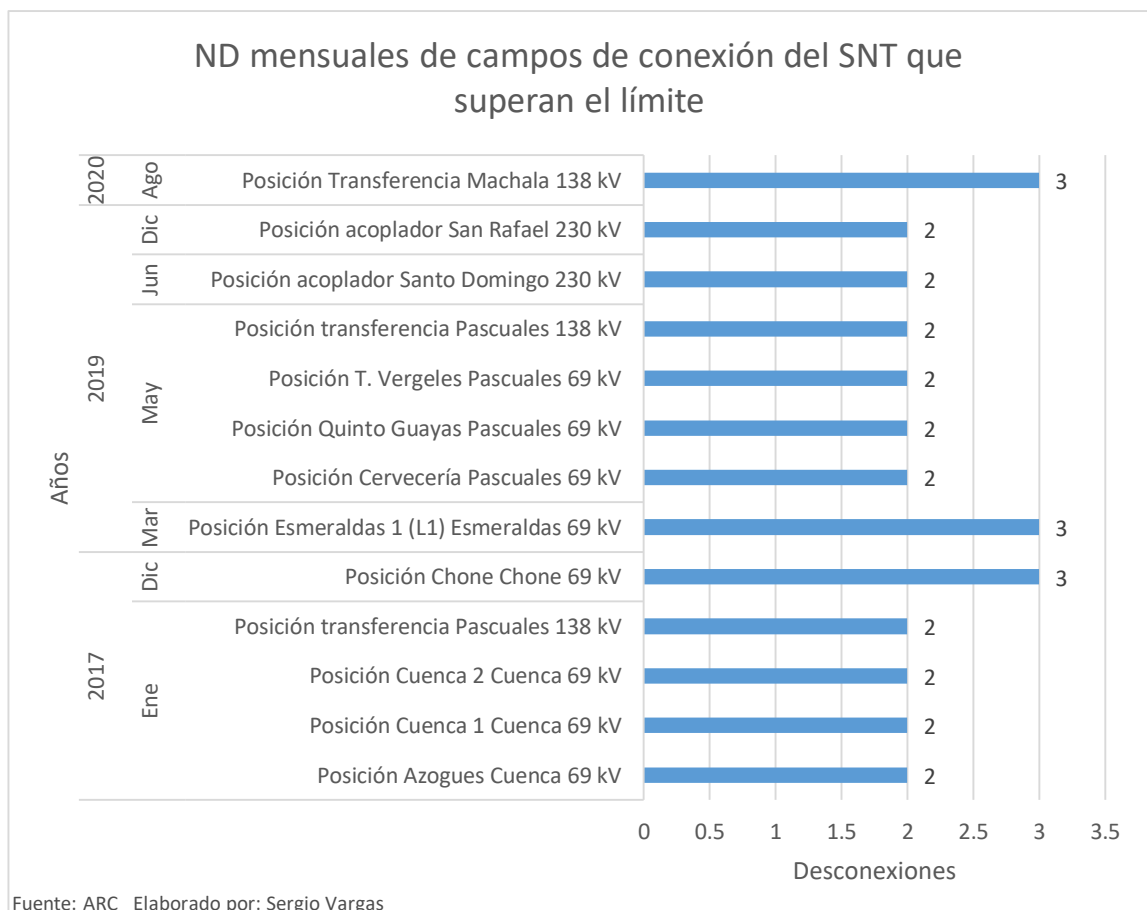
Instalación	Indicador	Límite	Actualización
Campo de conexión	ND	NDP	Debe mantenerse el límite
	HI	LHI	Debe mantenerse el límite
Circuito Transmisión 500 kV	ND	NDP	Requiere definición del límite

	HI	LHI	Requiere definición del límite
Circuito Transmisión 230 kV	ND	NDP	Debe mantenerse el límite
	HI	LHI	Debe mantenerse el límite
Circuito Transmisión 138 kV	ND	NDP	Debe mantenerse el límite
	HI	LHI	Debe mantenerse el límite
Capacitor y reactor	ND	NDP	Debe mantenerse el límite
	HI	LHI	Debe mantenerse el límite
Transformador	ND	NDP	Debe mantenerse el límite
	HI	LHI	Debe mantenerse el límite

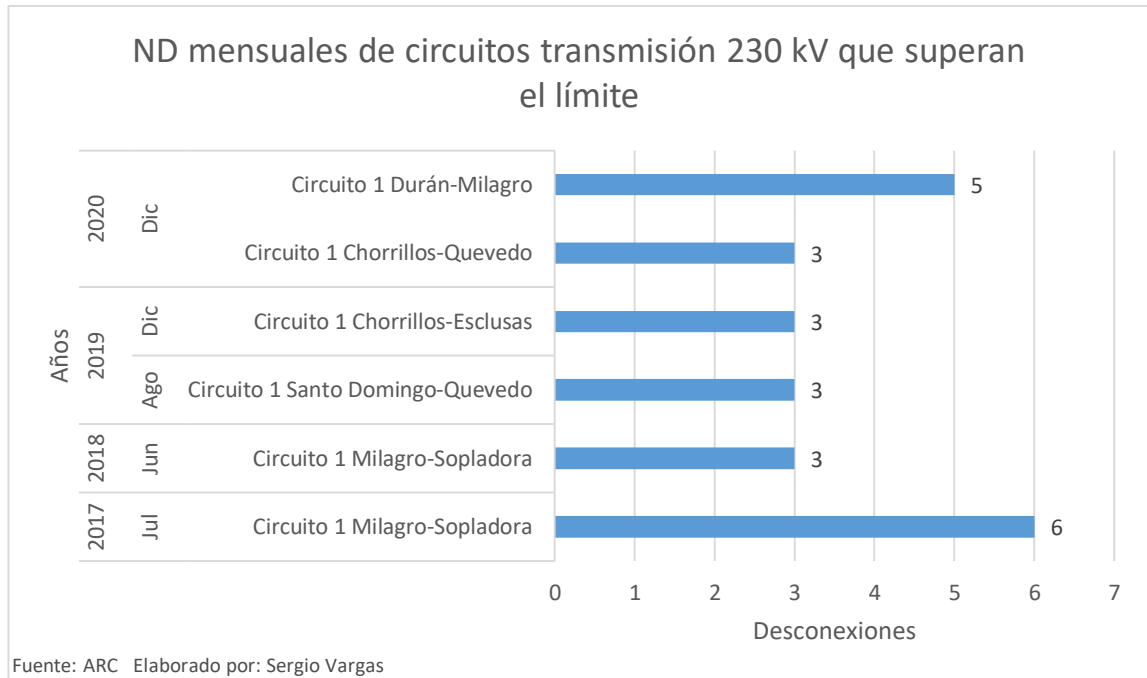
## 4. ASPECTOS DEL CONTROL DE CALIDAD

### 4.1 CONTROL DE DATOS

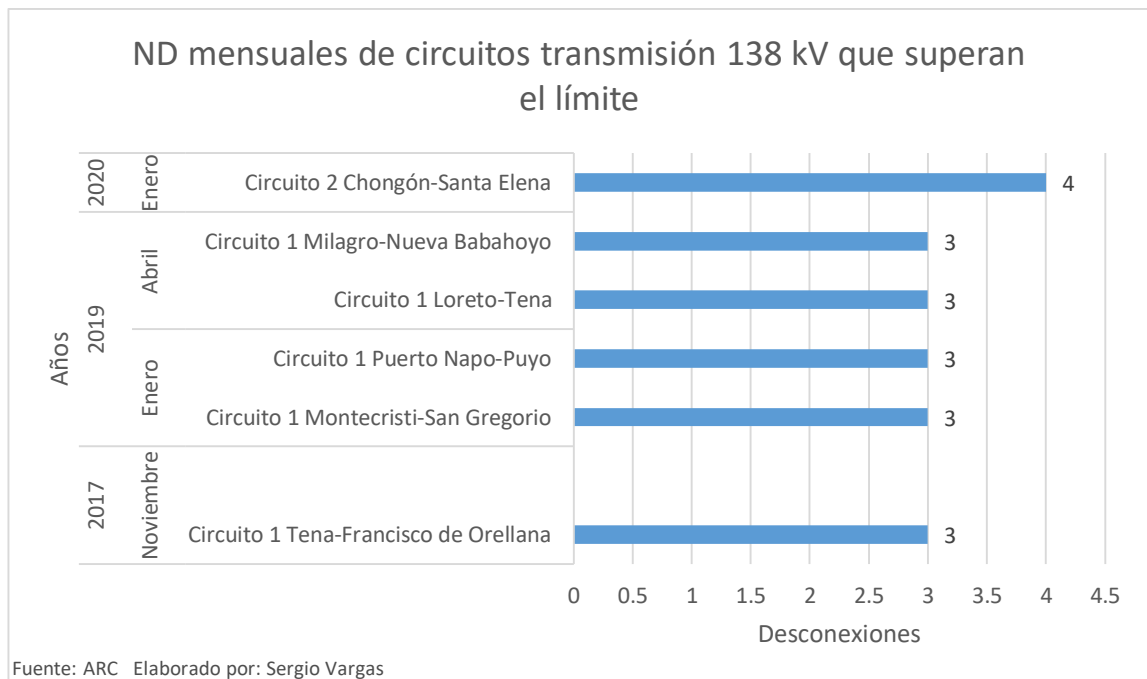
La regulación determina que el control del ND y HI se realizará de forma semestral [4], sin embargo, existen casos en los cuales, los incumplimientos del NDP y LHI se produjeron en un mes, esto se puede evidenciar desde la figura 4.1 hasta la figura 4.4.



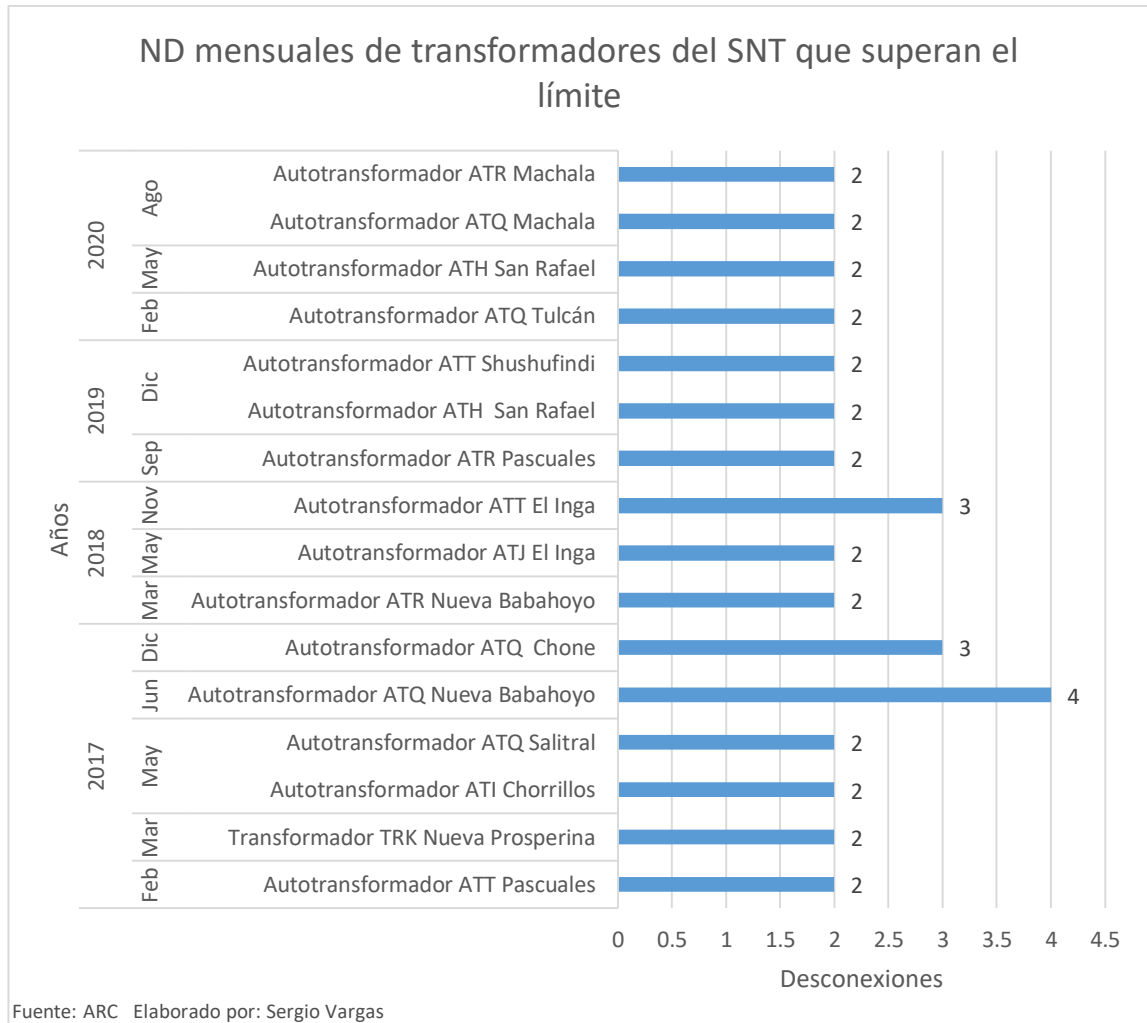
**Figura 4.1.** ND mensuales de campos de conexión del SNT que superan el límite



**Figura 4.2.** ND mensuales de circuitos transmisión 230 kV que superan el límite

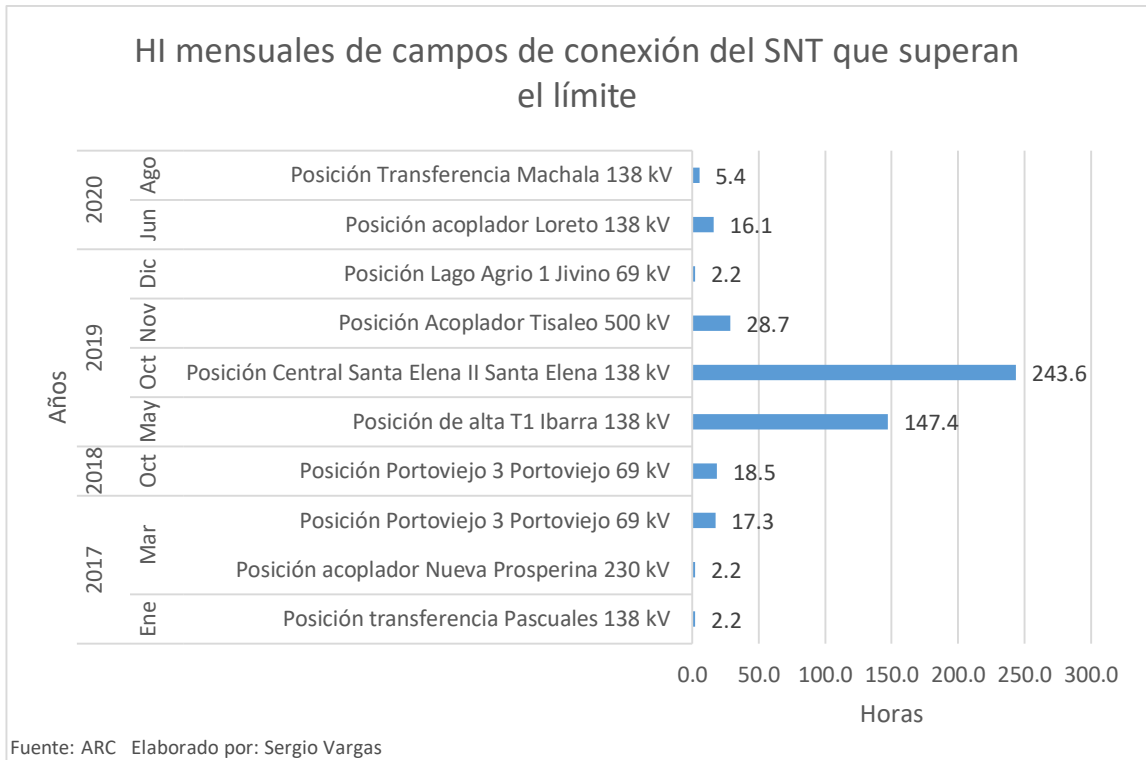


**Figura 4.3.** ND mensuales de circuitos transmisión 138 kV que superan el límite

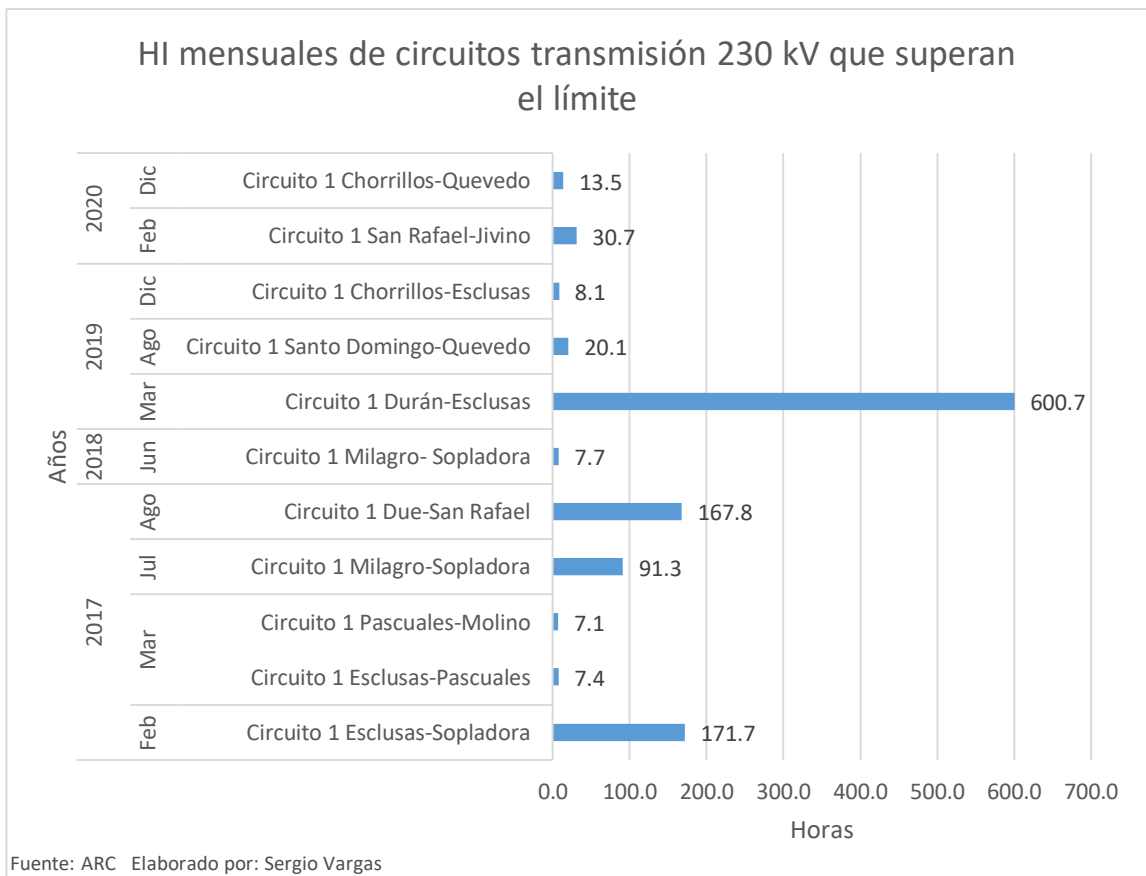


**Figura 4.4.** ND mensuales de transformadores del SNT que superan el límite

Del mismo modo que el ND, existen HI mensuales que superaron el límite semestral, las cuales se especifican desde la figura 4.5 hasta la figura 4.8.

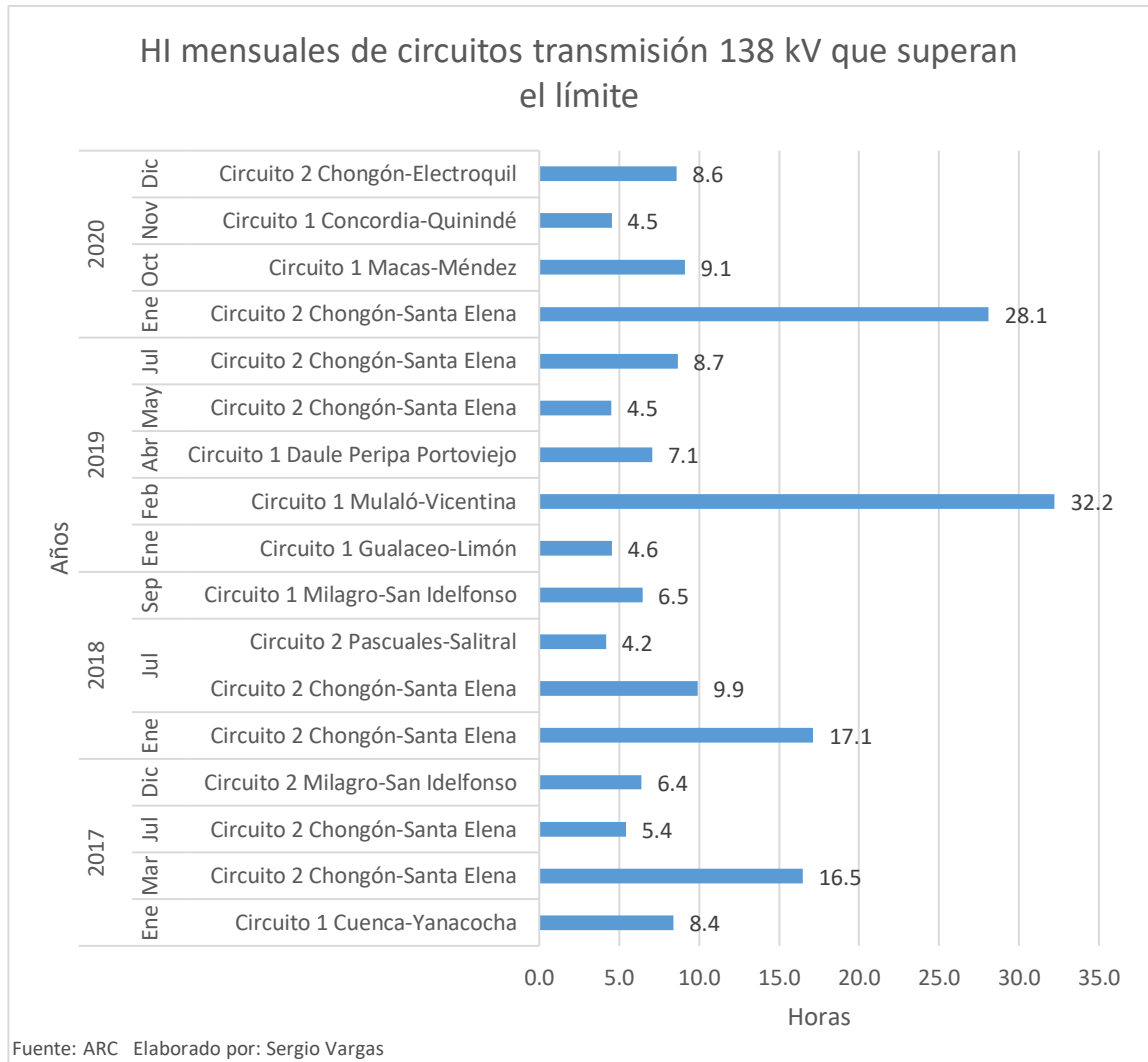


**Figura 4.5.** HI de campos de conexión del SNT que superan el límite

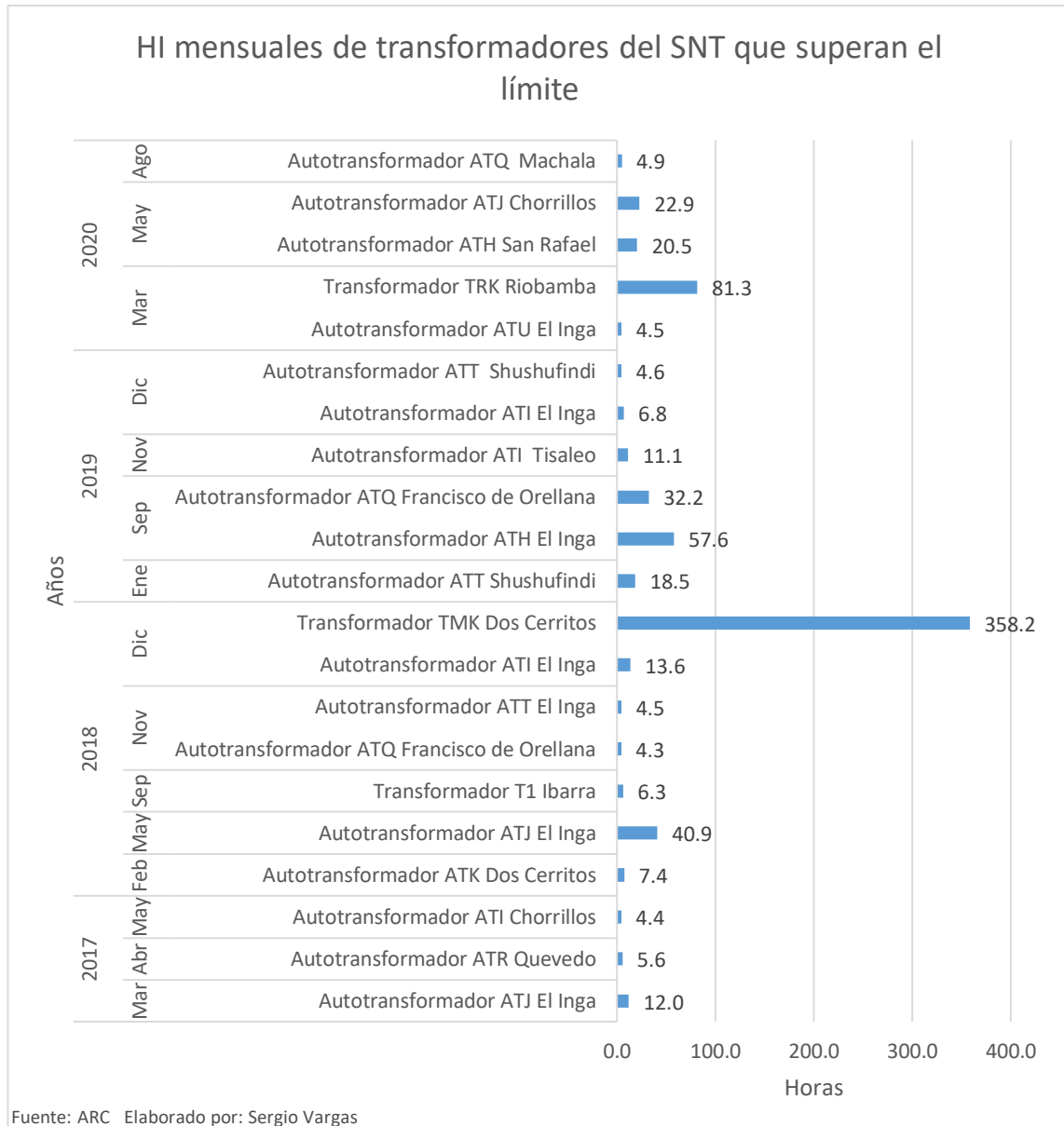


**Figura 4.6.** HI mensuales de circuitos transmisión 230 kV que superan el límite





**Figura 4.7.** HI mensuales de circuitos transmisión 138 kV que superan el límite



**Figura 4.8.** HI mensuales de transformadores del SNT que superan el límite

En las tablas 4.1 y 4.2 se presentan el número de incumplimientos del NDP y LHI por instalación con aquellos que se produjeron en un mes, como se puede observar, la mayoría del número de incumplimientos sobrepasa los límites establecidos durante un solo mes, es decir el valor del ND u HI mensuales registradas superan el NDP o LHI. Además, en ciertos casos, al incumplirse el límite en un mes, en los siguientes meses vuelve a suceder nuevos incumplimientos, por lo cual, se sugiere al ente de regulación y control, definir las acciones subsecuentes ante la identificación de tales incumplimientos para evitar que en los meses siguientes del semestre sigan incrementándose el ND u HI.

**Tabla 4.1.** Número de incumplimientos del NDP en instalaciones

Instalación	Número Incumplimientos (semestral)	Número Incumplimientos (Mensual)
Campo de conexión	18	13
Circuito Transmisión 230 kV	18	6
Circuito Transmisión 138 kV	26	6
Capacitor y reactor	0	0
Transformador	29	16

**Tabla 4.2.** Número de incumplimientos del LHI en instalaciones

Instalación	Número Incumplimientos (semestral)	Número Incumplimientos (Mensual)
Campo de conexión	10	10
Circuito Transmisión 230 kV	11	11
Circuito Transmisión 138 kV	17	17
Capacitor y reactor	0	0
Transformador	22	21

Bajo estos resultados, con el fin de mejorar el control de calidad, se recomienda que la reformativa de la regulación considere las acciones de sanción que tendrían los incumplimientos en base al artículo 73 “Procedimiento sancionatorio” de la LOSPEE [19], para lo cual se podría establecer una jerarquía de sanciones que dependa del valor y de la reiteración del incumplimiento para la sanción, tal como se presenta en la siguiente tabla:

**Tabla 4.3.** Clasificación de sanción del incumplimiento

Rango de incumplimiento	Tipo de sanción
De 1.1 a 1.9 veces del límite permitido	Leve
De 2 a 2.9 del límite permitido	Mediana
Mayor a 3 veces el límite permitido	Grave

## 4.2 INFORME DE EVENTOS

La regulación de calidad de transmisión establece que cuando ocurra una falla en el sistema de transmisión se deberá presentar un informe que incluya los siguientes aspectos: causas de desconexiones de equipos, operación de protecciones y consecuencias de la falla en los sistemas [4].

En la información estadística del ND y HI, se encuentran eventos que en una sola indisponibilidad en una instalación determinada sobrepasan el LHI, los cuales requerirán de un análisis inmediato. Estos eventos se pueden evidenciar desde la tabla 4.4 hasta la tabla 4.7, en donde se especifican las instalaciones con las HI y fecha en que se produjeron.

**Tabla 4.4.** HI de campos de conexión del SNT que superaron el límite

Año	Mes	Campo de conexión	HI
2017	Enero	Posición transferencia Pascuales 138 kV	2,2
	Marzo	Posición acoplador Nueva Prosperina 230 kV	2,2
		Posición Portoviejo 3 Portoviejo 69 kV	17,3
2018	Octubre	Posición Portoviejo 3 Portoviejo 69 kV	18,5
2019	Mayo	Posición de alta T1 Ibarra 138 kV	147,4
	Octubre	Posición Central Santa Elena II Santa Elena 138 kV	243,6
	Noviembre	Posición Acoplador Tisaleo 500 kV	28,7
	Diciembre	Posición Lago Agrio 1 Jivino 69 kV	2,2
2020	Junio	Posición acoplador Loreto 138 kV	16,1
	Agosto	Posición Transferencia Machala 138 kV	4,8

**Tabla 4.5.** HI de circuitos transmisión 230 kV que superaron el límite

Año	Mes	Circuito	HI
2017	Febrero	Circuito 1 Esclusas-Sopladora	171,7
	Marzo	Circuito 1 Esclusas-Pascuales	7,4
		Circuito 1 Pascuales-Molino	7,0
	Julio	Circuito 1 Milagro-Sopladora	16,8
		Circuito 1 Milagro-Sopladora	58,9
		Circuito 1 Milagro-Sopladora	9,0
		Circuito 1 Milagro-Sopladora	6,1
	Agosto	Circuito 1 Due-San Rafael	167,8
Octubre	Circuito 1 Milagro-Sopladora	85,1	
2018	Junio	Circuito 1 Milagro- Sopladora	6,9
2019	Marzo	Circuito 1 Durán-Esclusas	600,7
	Agosto	Circuito 1 Santo Domingo-Quevedo	20,1
	Diciembre	Circuito 1 Chorrillos-Esclusas	7,8
2020	Febrero	Circuito 1 San Rafael-Jivino	30,7
	Diciembre	Circuito 1 Chorrillos-Quevedo	13,5

**Tabla 4.6.** HI de circuitos transmisión 138 kV que superaron el límite

Año	Mes	Circuito	HI
2017	Enero	Circuito 1 Cuenca-Yanacocha	8,4
	Marzo	Circuito 2 Chongón-Santa Elena	16,5
	Julio	Circuito 2 Chongón-Santa Elena	5,4
	Septiembre	Circuito 2 Chongón-Santa Elena	6,0
	Diciembre	Circuito 2 Chongón-Santa Elena	18,3
Circuito 2 Milagro-San Idelfonso		6,4	
2018	Enero	Circuito 2 Chongón-Santa Elena	10,5
		Circuito 2 Chongón-Santa Elena	6,7
	Junio	Circuito 2 Chongón-Santa Elena	4,7
		Circuito 2 Chongón-Santa Elena	19,5
	Julio	Circuito 2 Chongón-Santa Elena	9,9
		Circuito 2 Pascuales-Salitral	4,2
	Septiembre	Circuito 1 Milagro-San Idelfonso	6,5
		Circuito 2 Chongón-Santa Elena	23,1
		Circuito 2 Chongón-Santa Elena	10,3
	Noviembre	Circuito 2 Chongón-Santa Elena	15,0
		Circuito 2 Chongón-Santa Elena	11,3
Circuito 2 Pascuales-Salitral		11,2	
2019	Enero	Circuito 1 Gualaceo-Limón	4,6
	Febrero	Circuito 1 Mulaló-Vicentina	32,2
	Abril	Circuito 1 Daule Peripa Portoviejo	7,1

	Mayo	Circuito 2 Chongón-Santa Elena	4,5
	Junio	Circuito 2 Chongón-Santa Elena	5,8
	Julio	Circuito 2 Chongón-Santa Elena	8,7
	Noviembre	Circuito 2 Chongón-Santa Elena	9,0
		Circuito 2 Chongón-Santa Elena	6,7
	Diciembre	Circuito 2 Chongón-Santa Elena	8,4
		Circuito 2 Chongón-Santa Elena	24,4
2020	Enero	Circuito 2 Chongón-Santa Elena	7,4
		Circuito 2 Chongón-Santa Elena	4,2
		Circuito 2 Chongón-Santa Elena	11,5
		Circuito 2 Chongón-Santa Elena	5,0
	Octubre	Circuito 1 Macas-Méndez	9,1
	Noviembre	Circuito 1 Concordia-Quinindé	4,5
	Diciembre	Circuito 2 Chongón-Electroquil	8,6

**Tabla 4.7.** HI de transformadores del SNT que superaron el límite

Año	Mes	Transformador	HI
2017	Marzo	Autotransformador ATJ El Inga	12,0
	Abril	Autotransformador ATR Quevedo	5,6
2018	Febrero	Autotransformador ATK Dos Cerritos	7,4
	Mayo	Autotransformador ATJ El Inga	38,2
	Septiembre	Transformador T1 Ibarra	6,3
	Noviembre	Autotransformador ATQ Francisco de Orellana	4,3
		Autotransformador ATI El Inga	13,6
		Transformador TMK Dos Cerritos	358,2
2019	Enero	Autotransformador ATT Shushufindi	18,5
	Septiembre	Autotransformador ATH El Inga	57,6
		Autotransformador ATQ Francisco de Orellana	32,2
	Noviembre	Autotransformador ATI Tisaleo	11,1
	Diciembre	Autotransformador ATI El Inga	6,8
2020	Marzo	Autotransformador ATU El Inga	4,5
		Transformador TRK Riobamba	81,3
	Mayo	Autotransformador ATH San Rafael	20,0
		Autotransformador ATJ Chorrillos	22,9
		Autotransformador ATQ Machala	4,3

Estas fallas que sobrepasaron el LHI requerirán de un análisis urgente, por lo tanto, podría ser factible que los eventos que en una indisponibilidad superaron el LHI, se los categorice como graves para que la elaboración, entrega y análisis del informe de falla sea de manera inmediata, con el fin de evitar que las instalaciones sigan afectándose.

## 5. ARTICULACIÓN

La articulación entre las regulaciones de calidad de distribución y transmisión se realiza en base al análisis de las responsabilidades en la supervisión y cumplimiento de los aspectos de calidad considerados, con el propósito de que no existan contradicciones entre las regulaciones.

Ámbito

La aplicación de la regulación de calidad de transmisión comprende a los siguientes: Transmisor (operador del SNT), Agente (transporte de electricidad), Grandes Consumidores y parte de las Empresas Distribuidoras en específico las instalaciones de su campo de conexión al Sistema de Transmisión [4], así mismo la regulación de calidad de distribución comprende este tipo de empresas, pero al servicio que brindan a los usuarios conectados [20].

#### Supervisión de calidad del producto

La calidad de producto a nivel de transmisión se supervisará por medio del CENACE y del Transmisor, el primero está a cargo del nivel de voltaje en barras y del factor de potencia de cargas del SNT, mientras que el segundo supervisará el contenido armónico y balance de voltaje en los campos de conexión de: Agentes generadores, Empresas distribuidoras y Grandes consumidores [4]. Por otro lado, a nivel de distribución la ARCONEL supervisará la calidad de potencia en Empresas distribuidoras y estas controlarán la distorsión armónica de sus consumidores [20].

#### Cumplimiento de calidad del producto

El cumplimiento de un nivel adecuado de calidad de producto en transmisión es responsabilidad del Transmisor y del Agente. El Transmisor es responsable de las distorsiones de voltaje en barras, mientras que el Agente debe asegurar que el factor de potencia, el contenido armónico y balance de corriente en su campo de conexión estén dentro del rango permitido [4]. En cambio, a nivel en distribución la empresa distribuidora es responsable de los siguientes aspectos: nivel de voltaje, parpadeo, distorsión armónica de voltaje, y desequilibrio de voltaje. Por su parte, el consumidor de la red de distribución debe mantener la distorsión armónica de corriente dentro del rango establecido y mantener un nivel mínimo de factor de potencia [20].

#### Supervisión y cumplimiento de calidad del servicio

En transmisión, la calidad del servicio, es decir las HI y el ND es responsabilidad del Transmisor, Agentes y propietarios independientes de instalaciones de transmisión, asimismo el CENACE es el encargado de supervisar estas perturbaciones [4]. Por otro lado, en redes de distribución las empresas de distribución son responsables de la calidad del servicio a sus usuarios y son supervisadas por la ARCONEL [20].

#### Interrupciones originadas por el transmisor

Un inconveniente que se puede presentar en el cálculo de indicadores de calidad del servicio en distribución son las interrupciones en transmisión que afecten las instalaciones

de distribución, por lo cual en la regulación de calidad de distribución se excluyen las interrupciones externas calculadas individualmente mayores o iguales a 25 minutos en los indicadores globales (frecuencia media de interrupción y tiempo total de interrupción) [20].

#### Calidad del servicio comercial

La regulación de calidad de transmisión abarca a grandes consumidores conectados directamente al sistema de transmisión debido a su demanda, estos requerirán de atención a necesidades y reclamos (calidad del servicio comercial), los cuales deberán ser realizados en base a la Regulación Nro. ARCONEL 005/18 “Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica” según la Regulación Nro. ARCONEL 001/2020 “Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica” [21].

La tabla 5.1 resume la supervisión y el cumplimiento de calidad especificados en las correspondientes regulaciones.

**Tabla 5.1.** Supervisión y cumplimiento de calidad

Aspecto	Transmisión	Distribución
Ámbito	Transmisor Agente Empresa distribuidora Grande consumidor del SNT	Empresa distribuidora Consumidor regulado de la empresa distribuidora Consumidor no regulado de la empresa distribuidora
Supervisión Calidad de producto	CENACE (nivel de voltaje en barra y factor de potencia de carga) Transmisor (contenido armónico y balance de voltaje en puntos de conexión)	ARCONEL Empresa distribuidora (distorsión armónica de corriente)
Cumplimiento Calidad de producto	Transmisor (distorsiones de voltaje en barra) Agente (factor de potencia, contenido armónico y balance de corriente)	Distribuidora (nivel de voltaje, parpadeo, distorsión armónica de voltaje, desequilibrio de voltaje) Consumidor (distorsión armónica de corriente)
Supervisión Calidad de servicio	CENACE	ARCONEL
Cumplimiento Calidad de servicio	Transmisor Agente Propietario de instalaciones de transmisión	Empresa distribuidora
Interrupción	-	Interrupción originada por el transmisor excluida del cálculo de indicadores globales
Calidad del servicio comercial	Grande consumidor del SNT en base a la regulación de calidad de distribución	-

Las regulaciones de distribución y transmisión especifican claramente las responsabilidades de la supervisión y el cumplimiento de calidad de producto y del servicio, además, las interrupciones en transmisión no son consideradas en el cálculo de índices globales de calidad de distribución.

## 6. PROPUESTAS DE REFORMA

### 6.1 CALIDAD DEL PRODUCTO

En lo que respecta a la calidad de producto, la Agencia no cuenta con información estadística sobre niveles de voltaje, perturbaciones o armónicos, por lo tanto, este aspecto de la calidad no pudo ser evaluado. En este sentido, se recomienda que se implementen las acciones necesarias para que el transmisor entregue información relacionada sobre el tema de perturbaciones.

Para el desarrollo de este capítulo, el análisis de los índices de calidad del producto que actualmente maneja la regulación se realiza en base a un análisis comparativo con normativas y referencias internacionales.

#### 6.1.1 ÍNDICES ACTUALES

Los índices de calidad del producto que actualmente se fijan en la regulación para el control de la calidad del producto, son los siguientes:

##### *Nivel de voltaje*

No se identifican de forma explícita en la regulación, sino que se referencian a través de la regulación CONELEC Nro. 004/02 “Transacciones de Potencia Reactiva del MEM” [4], en los niveles descritos en la tabla 6.1 [22].

**Tabla 6.1.** Índice de nivel de voltaje

Nivel de Voltaje [kV]	Índice	Normal		Emergencia	
		Límite inferior	Límite superior	Límite inferior	Límite superior
138	Nivel de voltaje	-5%	5%	-10%	6%
230		-5%	5%	-7%	6%
500		-5%	5%	-8%	7%

Para el análisis de estos índices se toma como referencia la norma ANSI C84.1 “Sistemas de energía eléctrica y clasificaciones de voltaje de equipos (60 Hercios)”, la cual establece los valores máximos de voltaje para sistemas de alto y extra alto voltaje, mismos que se describen en la tabla 6.2 [18].

**Tabla 6.2.** Índice de nivel de voltaje ANSI C84.1

Nivel de Voltaje [kV]	Índice	Límite inferior	Límite superior
138	Nivel de voltaje	-5%	5%
230		-5%	5%
500		-10%	10%



La norma determina que los sistemas que operan a estos niveles de voltaje generalmente emplean mecanismos para ajustar sus valores de operación, por lo que, no se necesita de la fijación de límites para garantizar un nivel adecuado de calidad de producto [18]. En tal sentido pueden mantenerse los valores de voltaje de la tabla 6.1 como referencia para los niveles de voltaje que deberá mantener el trasmisor.

### **Contenido armónico de voltaje**

En la regulación la distorsión armónica individual y total se evalúan por medio de los límites establecidos en la norma IEEE 519-Práctica Recomendada y Requisitos para el Control de Armónicos en Sistemas de Energía Eléctrica, los cuales se presentan en la siguiente tabla [7]:

**Tabla 6.3.** Límites contenido armónico de voltaje IEEE 519

<b>Voltaje [kV]</b>	<b>Armónico individual [%]</b>	<b>Distorsión armónica total THD [%]</b>
69 kV < V ≤ 161 kV	1.5	2.5
161 kV < V	1	1.5

Estos valores han sido adoptados por distintos países, por lo cual pueden mantenerse los mismos índices con los límites que establece la norma.

### **Balance de voltaje**

El balance de voltaje se mide por medio del factor de desbalance de voltaje de secuencia negativa en la regulación de calidad actual [4].

Internacionalmente este aspecto de calidad de producto se obtiene a través del mismo factor. En países como Colombia y en la región de Europa el límite de este factor está entre el 1% y 2%.

Esta perturbación al ser evaluada del mismo modo en otros países y con un límite mayor, permite que se mantenga el mismo indicador con su límite.

### **Contenido armónico de corriente**

El contenido armónico individual y la distorsión total de la demanda se evalúan en la regulación a través de los límites establecidos en la norma IEEE 519-Práctica Recomendada y Requisitos para el Control de Armónicos en Sistemas de Energía Eléctrica presentados en las siguientes tablas [7]:

**Tabla 6.4.** Límites contenido armónico de corriente IEEE 519 para nivel de voltaje entre 69 kV y 161 kV

Distorsión máxima de corriente armónica en porcentaje de IL	Orden Armónico Individual					Distorsión total de la demanda
	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h < 50$	
< 20	2	1	0.75	0.3	0.15	2.5
20 < 50	3.5	1.75	1.25	0.5	0.25	4
50 < 100	5	2.25	2	0.75	0.35	6
100 < 1000	6	2.75	2.5	1	0.5	7.5
>1000	7.5	3.5	3	1.25	0.7	10

**Tabla 6.5.** Límites contenido armónico de corriente IEEE 519 para nivel de voltaje mayor a 161 kV

Distorsión máxima de corriente armónica en porcentaje de IL	Orden Armónico Individual					Distorsión total de la demanda
	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h < 50$	
< 25	1	0.5	0.38	0.15	0.1	1.5
25 < 50	2	1	0.75	0.3	0.15	2.5
$\geq 50$	3	1.5	1.15	0.45	0.22	3.75

El uso de esta norma ha sido adoptado por distintos países, por lo cual pueden mantenerse los mismos índices con los límites que establece esta norma.

#### ***Factor de potencia de la carga***

El factor de potencia se evalúa de acuerdo con sus variaciones respecto a los valores establecidos por el CONELEC por medio de la regulación CONELEC Nro. 004/02 “Transacciones de Potencia Reactiva del MEM” [4].

Los usuarios de tipo industrial o grandes consumidores que se conectan al SNT son regulados por medio de este factor, por lo cual se debe mantener este índice con los límites correspondientes.

#### ***Balance de corriente***

El balance de corriente se mide por medio del factor de desbalance de corrientes de carga de secuencia negativa en la regulación de calidad actual [4].

A nivel internacional, no se encontraron referencias que traten este aspecto de calidad a nivel de transmisión, además no está disponible la información estadística para evaluar el desempeño de este parámetro, por lo cual se recomienda que en la actualización de la regulación se revalúe la necesidad de mantener este parámetro de calidad como aspecto de control.

### 6.1.2 ÍNDICES NUEVOS

Los índices nuevos son presentados en base a referencias de regulaciones o normas relativas a la calidad del producto y su posible aplicación en la regulación de calidad de transmisión a nivel local.

#### ***Parpadeo***

Uno de los aspectos considerados internacionalmente en la calidad de producto y que no ha sido tomado en cuenta en Ecuador a nivel de transmisión es la perturbación denominada parpadeo. La norma IEEE 1453-Práctica Recomendada para el Análisis de Instalaciones Fluctuantes en Sistemas Eléctricos, define al parpadeo como la impresión subjetiva de luminancia fluctuante causada por fluctuaciones de voltaje [8].

Según la norma en referencia, el parpadeo debe evaluarse en niveles de alto y extra alto voltaje, para lo cual, define los índices de severidad de corto y largo plazo con niveles de planificación que son la base para establecer límites y su evaluación [8]. De igual forma, la norma IEEE 1250-Guía para Identificar y Mejorar la Calidad de Voltaje en Sistemas Eléctricos presenta los índices de severidad de corto y largo plazo de la tabla 6.6 [10]. Esta perturbación con sus respectivos índices y límites, podrían ser analizados para la actualización de la regulación.

**Tabla 6.6.** Índice de parpadeo

Nivel de voltaje [kV]	Índice	Nivel de planificación	
		L <sub>Pst</sub>	L <sub>Plt</sub>
138	Severidad de corto plazo	0.8	0.6
230	Severidad de largo plazo		
500			

#### ***Frecuencia***

Por último, un aspecto considerado en países como Colombia y Perú para la evaluación de calidad de producto y que se puede aplicar en Ecuador es la frecuencia, que se define como el número de ciclos por segundo de la onda sinusoidal de corriente o voltaje [23]. De la frecuencia se mide su variación como se presenta a continuación:

**Tabla 6.7.** Índice de frecuencia

Nivel de voltaje	Índice
Alto voltaje	Variación de frecuencia

El estudio de las regulaciones y normas internacionales pudo evidenciar que el periodo de control tanto de los índices actuales como de los índices nuevos es mensual.

## **6.2 CALIDAD DEL SERVICIO**

Para el análisis de los indicadores y aspectos del control de la calidad del servicio se toma como base la información estadística del SNT sobre el ND y HI registradas por el transmisor, así como los resultados del diagnóstico y metodología de cálculo de los valores de referencia que se presentaron en los capítulos 2 y 3 respectivamente.

Con base a esto, a continuación, se presentan propuestas de reforma a la regulación que podrían considerarse para la definición de instalaciones, límites para los indicadores, aspectos de control y otros temas que podrían articularse en una reforma regulatoria.

### ***Instalaciones***

La regulación de calidad de transmisión considera para el control de calidad del servicio los circuitos de transmisión que manejan voltajes mayores a 90 kV [4], de manera que se calculen los valores del ND y HI semestrales de los circuitos de transmisión que se encuentren dentro de tal rango. Actualmente la regulación no incluye al sistema de 500 kV, por lo cual estas instalaciones deberán considerarse para la actualización de la regulación.

### ***Límites de indicadores de circuitos transmisión 500 kV***

Para incorporar los circuitos de transmisión de 500 kV en la actualización de la regulación, se deben establecer el NDP y LHI para este tipo de instalaciones. Del análisis realizado se concluye que estos circuitos presentaron un valor máximo de ND cercano al límite de los otros circuitos de transmisión, mismo que están en el orden de 4 desconexiones, mientras que ciertos valores de HI sobrepasaron las 10 y 100 horas y su valor máximo fue lejano al LHI de los otros circuitos de transmisión, por lo tanto, para este sistema, en primera instancia se podrían fijar los mismos NDP y LHI que se exigen para los circuitos de transmisión de 138 kV y 230 kV, con un análisis más detallado en el LHI, por lo antes mencionado.

### ***Límites de indicadores de circuitos transmisión 230 kV***

Los circuitos de transmisión de 230 kV presentaron pocos incumplimientos del NDP y LHI en el periodo de diagnóstico y alcanzaron un valor máximo de ND bajo, cercano al límite permitido, por lo tanto, estos límites pueden permanecer iguales.

### ***Límites de indicadores de circuitos transmisión 138 kV***

Los circuitos de transmisión de 138 kV tuvieron un ND bajo y presentaron un pequeño número de incumplimientos del NDP y LHI a lo largo del periodo de diagnóstico, por lo cual, los límites deben mantenerse iguales.

#### ***Límites de indicadores de campos de conexión***

Los campos de conexión alcanzaron pocos incumplimientos del NDP y LHI en el periodo de diagnóstico y presentaron un valor máximo de ND bajo, próximo al límite permitido, por lo que, los límites de estos indicadores pueden permanecer iguales.

#### ***Límites de indicadores de transformadores***

Los transformadores mantuvieron un ND bajo y presentaron un pequeño número de incumplimientos del NDP y LHI durante el periodo de diagnóstico, por lo cual, los límites deben mantenerse iguales.

#### ***Límites de indicadores de capacitor y reactor***

Los capacitores y reactores no incumplieron el NDP y LHI, por lo cual resulta recomendable que los límites de estos indicadores permanezcan iguales.

#### ***Excepción sobre Indisponibilidades***

Para el cálculo de los indicadores las excepciones que no deberían considerarse son las indisponibilidades con duración igual o menor a 1 minuto y las que se especifican en la regulación actual de calidad de transmisión.

#### ***Factor de calidad de servicio***

El factor de calidad de servicio es un indicador que muestra rápidamente si una instalación incumplió con la calidad de servicio ya sea al superar el NDP, el LHI o ambos. Al presentar un valor de cero no se sobrepasó ningún límite, en cambio si el valor es distinto de cero se superaron uno de los límites o ambos. Por lo cual, se debería seguir incluyendo este factor en la actualización de la regulación.

#### ***Control de calidad***

El control de calidad del servicio se realiza semestralmente [4], en los incumplimientos del NDP y LHI, se pudo observar que existen valores mensuales de ND y HI que sobrepasan los límites semestrales, por consiguiente, se recomienda que el ente de regulación y control defina las acciones subsecuentes ante la identificación de tales incumplimientos con el objetivo de que el valor del incumplimiento no siga incrementándose en los meses posteriores del semestre. Además, tal como se describió en la sección 4.1, se podrían

incluir acciones de penalización que categoricen los incumplimientos dependiendo de su valor y reiteración en dos semestres del mismo año para lo cual se establecen tres tipos de sanciones: leve (hasta el doble del límite), mediana (hasta el triple del límite) y grave (mayor al triple del límite y reiteración).

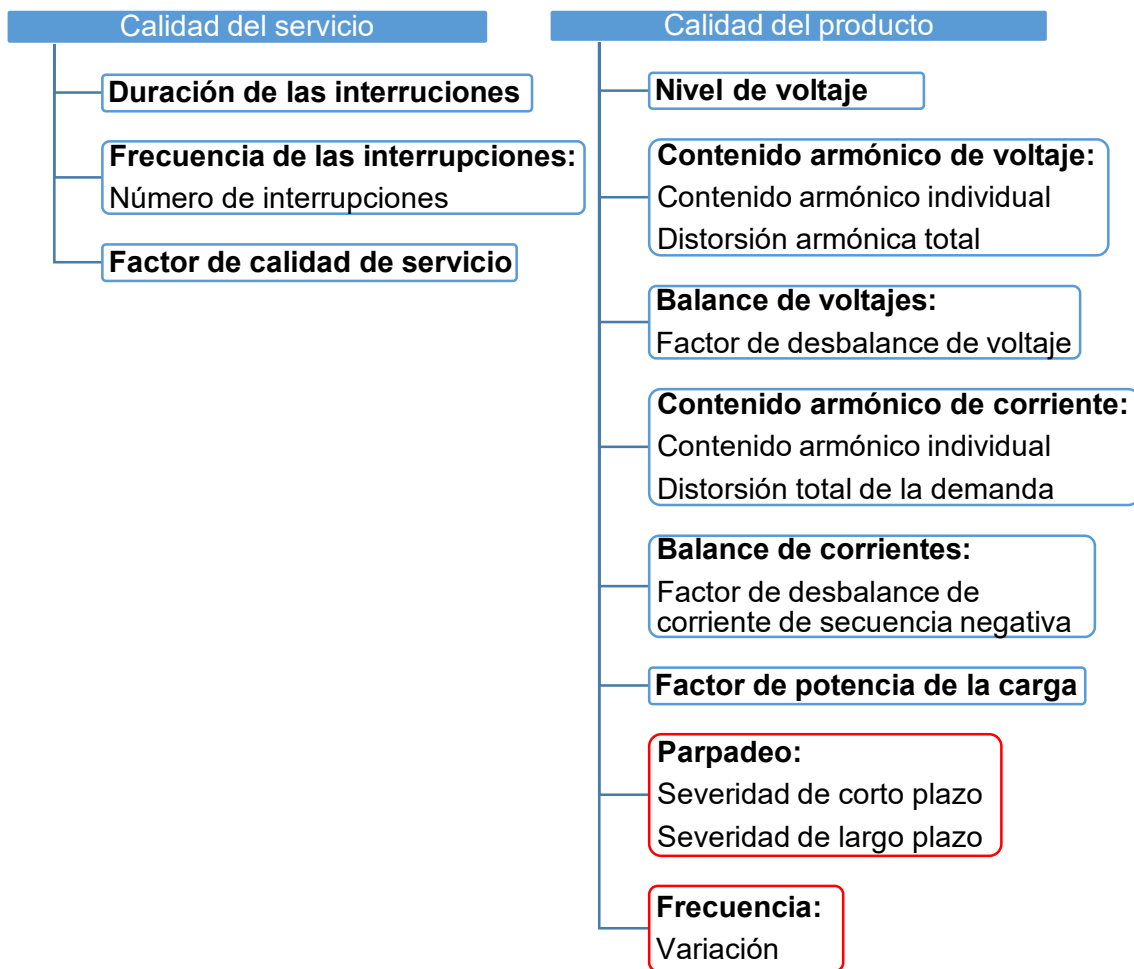
### ***Informes***

Las fallas que se presentan en el Sistema Nacional de Transmisión requieren de informes para la evaluación de calidad del servicio, en la información estadística del ND y HI se pudo evidenciar que ciertos eventos en instalaciones, con una sola indisponibilidad superaron el LHI, por lo cual este tipo de eventos podrían ser categorizados como graves, con la finalidad de acortar el tiempo de elaboración del informe de falla para su entrega inmediata y priorización de su análisis, y por ende evitar que el tiempo de indisponibilidad de las instalaciones afectadas siga incrementándose.

### ***Articulación***

Las regulaciones de calidad de distribución y transmisión especifican claramente los aspectos considerados para evaluación de calidad, así como los responsables de la supervisión y del cumplimiento de la misma, asimismo se excluyen las interrupciones en transmisión para los indicadores globales de calidad del servicio técnico de distribución, sin embargo, la regulación de transmisión no trata el aspecto comercial de calidad a grandes consumidores conectados directamente al SNT, por lo cual, este parámetro puede ser implementado en base a la regulación de calidad de distribución según la Regulación Nro. ARCONEL 001/2020 “Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica”.

Por último, la figura 6.3 presenta los aspectos considerados en calidad del servicio y del producto con los correspondientes índices, tanto los establecidos en la regulación como los propuestos para su actualización.



**Figura 6.1.** Aspectos de calidad de transmisión

## **7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **7.1 CONCLUSIONES**

Para el desarrollo de este trabajo de titulación, se analizaron las siguientes normas: IEEE1366, IEEE1159, IEEE 519, IEEE 1453 e IEEE 1250, las cuales recomiendan el cálculo de índices o medición de parámetros para evaluar calidad del servicio en lo correspondiente a interrupciones del servicio y su duración, así como parámetros para la evaluación de la calidad del producto en lo referente a armónicos de voltaje y corriente, desbalance de voltaje y parpadeo, todos a nivel de transmisión.

Dentro de este contexto, con base a la revisión bibliográfica realizada, al análisis de la regulación No. Conelec – 003/08 y a la evaluación del cumplimiento de los índices de calidad, se concluye que los indicadores del servicio de transmisión establecidos en la regulación No. Conelec – 003/08, son coherentes con las recomendaciones de la IEEE y pueden mantenerse como indicadores útiles para evaluar la calidad del Sistema Nacional de Transmisión actual. Así mismo se ha identificado que es factible la implementación de nuevos índices de calidad, pero relacionados con la calidad del producto, los cuales actualmente no constan en la referida regulación.

Dentro de los índices para el control de la calidad del servicio y producto que podrían considerarse para la actualización de la referida regulación se tienen: interrupción (horas de indisponibilidad, número de desconexiones y factor de calidad de servicio), nivel de voltaje, contenido armónico de voltaje (distorsión armónica individual y total), balance de voltaje (factor de desbalance de voltaje de secuencia negativa), contenido armónico de corriente (contenido armónico individual y distorsión total de la demanda), balance de corriente (factor de desbalance de corrientes de carga de secuencia negativa), factor de potencia, parpadeo (severidad de corto y largo plazo) y frecuencia (variación).

Se comprobó que la evolución de los indicadores de calidad del servicio relacionados con las horas de indisponibilidad, número de desconexiones y factor de calidad de servicio, son coherentes con la evolución del Sistema Nacional de Transmisión. Durante el periodo de diagnóstico realizado para el periodo 2017-2020, se obtiene que en el año 2020 se presenta el menor número de incumplimientos de los límites de los indicadores y en comparación al año 2012 las horas de indisponibilidad y el número de incumplimientos de desconexiones disminuyeron.

Se determinó que los límites del número de desconexiones y horas de indisponibilidad semestrales de las instalaciones consideradas en la regulación actual podrían mantenerse



igual, debido a que estos valores permanecieron dentro de un rango menor o cercano al máximo permitido y el número de incumplimientos de los límites fue bajo.

Asimismo, se identificó la necesidad de incorporar los circuitos de transmisión de 500 kV en la nueva regulación. Para el efecto se requiere de la fijación de límites para el control de calidad del servicio, los cuales, con base a los resultados del análisis estadístico de interrupciones, pueden ser los mismos valores que los de los circuitos de transmisión de 138 kV y 230 kV.

Para mejorar el control de calidad del servicio se deben categorizar la gravedad en lo relacionado a la frecuencia y duración de las interrupciones que se presentan en el sistema. La clasificación de los incumplimientos dependiendo de su valor y reiteración en dos semestres permitirá implementar acciones de penalización que dependan de estos valores con el fin de reducir las indisponibilidades muy elevadas, en cambio la categorización de las fallas excesivas reducirá el tiempo de entrega de informes y priorizará su análisis para evitar que las instalaciones sigan perjudicándose por más tiempo.

De la revisión y comparación de los aspectos de calidad que se consideran para el segmento de transmisión y distribución a través de sus respectivas regulaciones, se obtiene que la articulación es adecuada y no existen contradicciones, debido a que, las interrupciones originadas por el transmisor no son consideradas en los indicadores globales de calidad del servicio de distribución.

## **7.2 RECOMENDACIONES**

Se recomienda que para el mejor manejo de la información estadística del Sistema Nacional de Transmisión se emplee un software más avanzado o se desarrolle un programa que facilite la manipulación y agrupación de datos para poder analizarlos en un tiempo más corto.

En el transcurso de los siguientes años, se podría emplear la evaluación comparativa con los principales países de la región para conocer el estado de la calidad de transmisión en Ecuador y los avances que presenten los indicadores de calidad del servicio y del producto.

Para conocer las normas y referencias internacionales que tratan los temas de calidad del servicio y del producto a nivel de transmisión se puede hacer uso de artículos científicos, libros, instituciones gubernamentales y no gubernamentales que abarquen el área de energía eléctrica.

## 8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] O. Renato, Líneas de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, México, 2006, pp. 3-4.
- [2] Rama Estudiantil del IEEE Universidad del Cono Sur de las Américas, Resumen Líneas de Transmisión Eléctrica, 2010.
- [3] Council of European Energy Regulators, 6TH CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas supply, 2016.
- [4] Regulación No. Conelec – 003/08 Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado, Ecuador, 2008.
- [5] IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices, IEEE Standard 1366,2003.
- [6] IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality, IEEE Standard 1159,1995.
- [7] IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems, IEEE Standard 519,2014.
- [8] IEEE Recommended Practice for the Analysis of Fluctuating Installations on Power Systems, IEEE Standard 1453,2015.
- [9] D. Sabin, Overview of IEEE STD 1564-2014 Guide for Voltage Sag Indices, 2015.
- [10] C. Payne, An Overview of IEEE 1250-Guide for Identifying and Improving Voltage Quality in Power Systems,2017.
- [11] CENELEC – EN 50160 Voltage Characteristics of electricity supplied by public electricity networks [Online]. Available: <https://standards.globalspec.com/std/13493775/EN%2050160>
- [12] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, Atlas del Sector Eléctrico Ecuatoriano, 2018.
- [13] Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, Perú, 2010.
- [14] Contrato de concesión TRANSPA S.A, Argentina.
- [15] Normas de Calidad Aplicables a los Servicios de Transporte de Energía Eléctrica en el STN y de Conexión al STN, Colombia, 2000.
- [16] Metodología y Fórmulas Tarifarias para la Remuneración de la Actividad de Transmisión de Energía Eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional, Colombia, 2009.
- [17] Normas de calidad de la potencia eléctrica aplicables en el Sistema Interconectado Nacional, Colombia, 2012.
- [18] American National Standard Electric Power Systems and Equipment- Voltage Ratings, ANSI Standard C84.1-2011.
- [19] Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, 2015.
- [20] Regulación No. ARCONEL – 005/18 Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica, Ecuador, 2018.

[21] Regulación No. ARCONEL – 001/20 Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, Ecuador, 2020.

[22] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano, 2020.

[23] S. Gallardo, Prevención de riesgos eléctricos, España, 2016, pp.4.