

UNIVERSIDAD NACIONAL TECNOLÓGICA DE LIMA SUR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y GESTIÓN
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA



**“CALIDAD DE SUMINISTRO SEGÚN LA NORMA TÉCNICA DE
CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS EN LOS PUNTOS DE
ENTREGA GENERADOR - DISTRIBUIDOR DEL PERÚ EN EL AÑO
2018”**

TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL
Para optar el Título Profesional de

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR EL BACHILLER
ACOSTA CUEVA, LILIA MARISOL

Villa El Salvador
2019

DEDICATORIA

A Dios

A mis padres Segundo Acosta Mires y Lilia
Cueva Tavezaño

A mis hermanas Diana e Isabel, a mis abuelos
Mario Cueva y Alvina Travezaño

A Mindy que descansa en paz

Son la fuerza que me impulsa a seguir

AGRADECIMIENTO

A Osinergmin

A mi universidad, Universidad Nacional
Tecnología de Lima Sur

A mis amigos

ÍNDICE

LISTADO DE TABLAS	vi
LISTADO DE FIGURAS	vii
LISTADO DE ACRONIMOS	ix
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	3
1.1. Descripción de la Realidad Problemática	3
1.2. Justificación del Problema	4
1.3. Delimitación del Proyecto	5
1.3.1. Teórica	5
1.3.2. Temporal	5
1.3.3. Espacial.....	5
1.4. Formulación del Problema.....	6
1.4.1. Problema General	6
1.4.2. Problemas específicos	6
1.5. Objetivos.....	7
1.5.1. Objetivo General	7
1.5.2. Objetivos Específicos	7
CAPÍTULO II	8
2.1. Antecedentes.....	8
2.1.1. Nacionales.....	8
2.1.2. Internacionales	10
2.2. Bases Teóricas	11
2.2.1. Sistema Eléctrico de Potencia.....	11
2.2.2. Mercado Eléctrico Peruano	12
2.2.3. Puntos de entrega Generador - Distribuidor.....	13
2.2.4. Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos	13

2.2.5. Aspectos.....	13
2.2.6. Calidad de Suministro	14
2.3. Definición de términos básicos	27
CAPÍTULO III	29
3.1. Puntos de entrega Generador Distribuidor Vigentes al 2018.....	29
3.2. Interrupciones que afectaron los Puntos de entrega Generador Distribuidor en el año 2018	31
3.3. Calidad en los Puntos de entrega Generador Distribuidor en el año 2018	34
3.4. Compensaciones en los Puntos de entrega Generador Distribuidor	41
3.5. Resarcimientos por la mala calidad en los Puntos de entrega Generador Distribuidor	42
CONCLUSIONES	48
RECOMENDACIONES	49
BIBLIOGRAFÍA	50
ANEXOS	52

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1: Semestre 2018	5
Tabla 2 : Factor del número de interrupciones por semestre	20
Tabla 3 : Valor de Ki según el tipo de interrupción	20
Tabla 4: Tolerancias del Número Total de Interrupciones por Cliente.....	21
Tabla 5: Duración total ponderada de interrupciones por cliente	22
Tabla 6: Compensación unitaria por incumplimiento en la calidad de suministro. 23	
Tabla 7: Tabla resumen Puntos de Entrega G-D Semestre 2018	29
Tabla 8: Registro de interrupciones por semestre.....	32
Tabla 9: Registros del 2018 en los PE G-D que cumplen las características de interrupción	33
Tabla 10: Interrupciones que se consideran para el cálculo de los indicadores N y D por semestre.....	34
Tabla 11: Compensaciones en los puntos de entrega generador distribuidor.....	41
Tabla 12: Resarcimiento por punto de entrega	42
Tabla 13: Indicadores del Procedimiento 091	46

LISTADO DE FIGURAS

Figura 1: Sistema Eléctrico de Potencia.....	11
Figura 2: Tipo de contratos de suministro	13
Figura 3: Aspectos de la Norma Técnica de Calidad de Los Servicios Eléctricos	14
Figura 4: Cronograma del COES ocurrido un evento.....	18
Figura 5: Distribución de puntos de entrega generador - distribuidor en el Perú .	30
Figura 6: Nivel de tensión de los PE G-D del 2018	30
Figura 7: Reporte de Interrupciones por Cliente.....	31
Figura 8: Interrupciones en los puntos de entrega generador distribuidor por semestre	32
Figura 9: Registros del 2018 en los PE G-D que cumplen las características de interrupción	33
Figura 10: Interrupciones consideradas en el cálculo de indicadores N y D por semestre	34
Figura 11: Calidad en los índices D en los puntos de entrega generador distribuidor de MT del 2018S1	35
Figura 12: Evaluación del indicador N en MT - 2018S1	36
Figura 13: Evaluación del indicador D en MAT Y AT - 2018S1	37
Figura 14: Evaluación del indicador N en MAT Y AT - 2018S1	37
Figura 15: Evaluación del indicador D en MT - 2018S2	38
Figura 16: Evaluación del indicador N en MT - 2018S2	39
Figura 17: Evaluación del indicador D en MAT Y AT - 2018S2.....	39
Figura 18: Evaluación del indicador N en MAT Y AT - 2018S2.....	40

Figura 19: Montos de resarcimiento por tipo de empresas	43
Figura 20: Comportamiento de la fórmula de compensación	44
Figura 21: Resarcimiento	45
Figura 22: Compensaciones y resarcimiento	45

LISTADO DE ACRONIMOS

AT	Alta tensión
COES	Comité de Operación Económica del Sistema
G-D	Generador – Distribuidor
LCE	Ley de Concesiones eléctricas
MAT	Muy alta tensión
MINEM	Ministerio de energía y minería
MT	Media tensión
NTCSE	Norma técnica de calidad de los servicios eléctricos
Osinergmin	Organismo supervisor de la inversión en energía y minería
PE	Punto de entrega
SIRVAN	Sistema de Recepción y Validación para la aplicación de NTCSE

INTRODUCCIÓN

En el mundo de hoy se tiene una total dependencia del suministro eléctrico para el desarrollo de las actividades diarias, la continuidad del suministro es uno de los aspectos más importantes que se debe asegurar para el buen funcionamiento de la sociedad en general.

En el Perú el suministro eléctrico se abastece a través de un Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), que une varias estaciones generadoras hacia las cargas, estas estaciones deben abastecer a los distribuidores y/o usuarios con libertad de contrato, los distribuidores también abastecen a los clientes regulados y algunos clientes libres. Con el suministro eléctrico alimentado por el SEIN, las empresas distribuidoras entregan energía a los usuarios finales. (Seymour & Horsley, 2010)

Sin embargo, a pesar de la necesidad continua de contar con el suministro eléctrico existen inevitables interrupciones del servicio considerando que la electricidad tiene que pasar por un sin número de componentes antes de llegar al cliente final. En tal sentido, es un reto de los suministradores (generadores y distribuidores) reponer el servicio lo más inmediato posible y brindar un servicio eléctrico de calidad. Además, que la normativa del sector (*Ley De Concesiones Eléctricas* (1992) y *La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos* (1997)) obliga a los suministradores a brindar como mínimo ciertos estándares de calidad.

El presente proyecto analiza el tema de las interrupciones en el SEIN específicamente en los puntos de la red donde las empresas generadoras venden la energía a las empresas distribuidoras (puntos de entrega generador – distribuidor) del año 2018, en el capítulo primero veremos la descripción del problema, los objetivos y las delimitaciones.

En el segundo capítulo, mencionamos algunas investigaciones relacionadas a la aplicación de la *NTCSE* (1997) y/o calidad de suministro, describiremos el funcionamiento del mercado eléctrico peruano y la regulación que trata sobre la calidad del servicio en los puntos de la red donde las empresas generadoras venden la energía a las empresas distribuidoras.

En el capítulo tercero analizamos los resultados de la aplicación de la regulación sobre calidad del servicio para el año 2018 e identificamos a las empresas que finalmente son las responsables de las interrupciones. Además, analizaremos la consistencia del esquema de control establecido en la regulación peruana sobre calidad del servicio.

Por último, se presentará las conclusiones sobre la aplicación de la calidad de suministro en los puntos de entrega generador - distribuidor, en aplicación de la *NTCSE* (1997) vigente.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. Descripción de la Realidad Problemática

Es inevitable que existan interrupciones del suministro eléctrico al tratarse de un servicio en el cual la electricidad que se genera en algunas zonas del país deben pasar por una serie de componentes eléctricos (como líneas de transmisión de decenas de kilómetros de longitud o miles de sus estaciones de distribución) que pueden fallar y que está sometida a externalidades que son difíciles de resistir (como fenómenos climáticos y vandalismo). Sin embargo, dada la dependencia creciente de la sociedad por tener un suministro continuo de electricidad, cada país establece regulaciones con el fin de que el nivel de interrupciones sea el adecuado para la realidad de cada país. Cabe precisar, que el nivel de calidad que se puede exigir está directamente relacionado a la tarifa que se debe reconocer a las empresas eléctricas.

En el Perú, desde el año 1997, está vigente la Norma Técnica de Calidad del Servicio Eléctrico en adelante NTCSE, dicha norma establece el estándar mínimo de calidad que deben prestar las empresas suministradoras (empresas generadoras y distribuidoras), la regulación tarifaria considera los estándares establecidos en esta norma.

Según lo reportado por las empresas eléctricas al ente regulador del país¹, se estima que alrededor del 35% de las interrupciones que recibe el usuario final están asociadas a interrupciones que se producen fuera de las instalaciones de las empresas distribuidora. Específicamente se deben a interrupciones que afectan a los puntos de entrega de suministro de las empresas distribuidoras (en adelante puntos de entrega generador-distribuidor).

¹ Informe de Gestión de la División de Supervisión Eléctrica (DSE) de Osinergmin Año 2017, Promedio de la Suma de los valores del SAIFI y SAIDI correspondiente a los sistemas de generación y transmisión.

Si bien la NTCSE, establece que las empresas generadoras son las responsables por las interrupciones que afecten a las empresas distribuidoras en sus puntos de entrega generador-distribuidor, en la práctica, las instalaciones de las empresas generadoras están alejadas de las instalaciones de distribuidoras por lo que, generalmente, no son las causantes de estas interrupciones.

Este hecho es distinto para las empresas distribuidoras, que, si tienen instalaciones que se conectan directamente con sus usuarios por lo que, generalmente, la calidad que reciben sus clientes están relacionados con la actuación de la empresa distribuidora.

En tal sentido, es importante comprender la dinámica de la evaluación de la calidad del servicio en el caso de las empresas generadoras, que son responsables por la calidad del suministro, pero que no son generalmente los causantes de las interrupciones, además de poder identificar a los verdaderos responsables de la interrupción y analizar si este esquema vigente establecido en la NTCSE es adecuado.

1.2. Justificación del Problema

Considerando que las interrupciones del servicio eléctrico tienen un gran impacto en la población y que alrededor del 35% de estas interrupciones están ligadas a interrupciones en los puntos de entrega generador-distribuidor, el presente proyecto busca describir como es la dinámica de evaluación de la calidad del servicio en estos puntos toda vez que el responsable legal de la calidad (empresa generadora) generalmente no influye técnicamente en la calidad del servicio que se tiene en el punto de entrega generador-distribuidor.

El propósito del presente proyecto es dar a conocer la dinámica de la evaluación de la calidad de suministro eléctrico en el país si permite identificar a los verdaderos responsables de las interrupciones en los puntos de entrega generador-distribuidora y evaluar, si el esquema de control planteado por la NTCSE es adecuado para el caso de las empresas generadoras.

De esta forma el presente proyecto servirá como referencia tanto para estudiantes del área de ingeniería como para las personas interesadas en la operación del sistema eléctrico nacional.

1.3. Delimitación del Proyecto

El alcance del proyecto es la calidad del suministro eléctrico (interrupciones) que brinda las empresas generadoras a las empresas distribuidoras en el SEIN para el mercado regulado en el año 2018. Correspondiente al mercado regulado. A continuación, se describen en detalle la delimitación del proyecto:

1.3.1. Teórica

1.3.1.1. Calidad de Suministro. Establecido en la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos (1997)

1.3.1.2. Mercado Regulado. Establecido en la Ley de Concesiones Eléctricas (1992) y su Reglamento (1993)

1.3.2. Temporal

La calidad de suministro se evalúa semestralmente, en ese sentido el presente proyecto abarca 2 semestres del año 2018:

Tabla 1: Semestre 2018

Semestre	Periodo
2018S1	Enero, Febrero, Marzo, Abril, Mayo, Junio
2018S2	Julio, Agosto, Setiembre, Octubre, Noviembre, Diciembre

Elaboración: Propia

1.3.3. Espacial

El proyecto se desarrollará en los Punto de entrega Generador – Distribuidor vigentes en el año 2018. El total de puntos de entrega es de 138 puntos ubicados a lo largo de todo el SEIN.

Estos puntos de entrega están ubicados a lo largo de todo el país tal como se muestra en el Anexo 1.

1.4. Formulación del Problema

1.4.1. Problema General

¿Cómo es la evaluación y control de la Calidad de suministro, según La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, en los Puntos de Entrega Generador - Distribuidor del Perú en el año 2018?

1.4.2. Problemas específicos

- ¿Cuáles son los puntos de entrega generador - distribuidor del Perú con mala calidad del suministro según la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos el año 2018?
- ¿Cuáles son los puntos de entrega generador - distribuidor del Perú donde se originaron las compensaciones económicas a las empresas distribuidoras por la mala calidad de suministro en el año 2018?
- ¿Qué tipo de empresas son las empresas responsables de las interrupciones en los puntos de entrega generador - distribuidor del Perú según la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos el año 2018?
- ¿De qué manera se analiza el esquema de control planteado por la calidad del suministro según la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos en los puntos de entrega generador distribuidor en el año 2018?

1.5. Objetivos

1.5.1. Objetivo General

Describir la calidad de suministro en los puntos de entrega generador - distribuidor del Perú según la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos en el año 2018

1.5.2. Objetivos Específicos

- Identificar los puntos de entrega generador distribuidor del Perú con mala calidad del suministro según la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos el año 2018
- Identificar los puntos de entrega generador distribuidor que efectuaron compensaciones económicas a las empresas distribuidoras por la mala calidad de suministro en los puntos de entrega generador - distribuidor en el año 2018
- Identificar las empresas responsables de las interrupciones en los puntos de entrega generador - distribuidor del Perú según la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos el año 2018
- Analizar el esquema de control planteado por la calidad del suministro según la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos en los puntos de entrega generador distribuidor en el año 2018

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes

2.1.1. Nacionales

Pácara M., Ticona, J. & Tello J. (2013) *Influencia de la sobretensión eléctrica en la calidad de suministro*. En su investigación se define las causas por las que un fluido de energía eléctrica se interrumpe esto se debe a la no observación de los indicadores requeridos de Calidad de la Electricidad esto implica el crecimiento de averías, pérdidas y daños económicos que, por significativo en unos casos y continuados en otros, representan una pérdida general para la economía del país que requiere de acciones planificadas y controles permanentes.

Ramírez Alegre, R. F. (2002). *Mejora de la calidad de suministro eléctrico en la zona este de la ciudad de Lima*. Se investigó el diseño de un plan de gestión de calidad para la disminución de las interrupciones imprevistas, desde los indicadores actuales hasta los mínimos establecidos por la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos, en el que se concluye que las herramientas de calidad utilizados proporcionan un mejor ordenamiento de las diferentes variables que en conjunto conforman las metas y objetivos también se puede desprender de esta investigación que a través de las experiencias la minimización de las interrupciones imprevistas no se pueden eliminar por completo, debido a que las redes de distribución se encuentran instalados en la vía pública y está expuesto a diferentes factores: naturales, materiales y humanos.

Según Vilcachagua, J. (2005), en su estudio de investigación, *Calidad de suministro en los sectores de distribución típicos 1 y 2*, cada país establece tolerancias a la calidad del suministro a través de indicadores que son diferentes en cada caso, aunque todos están relacionados a la frecuencia y duración de interrupciones, el análisis de la frecuencia y duración de interrupciones por usuario se observa que existen tendencias diferentes para cada empresa analizada (EDELNOR e HIDRANDINA). Dado que estas empresas son representativas de Lima y Provincias es posible inferir que existen diferencias marcadas en la aplicación de la norma en Lima y Provincias. Sin embargo, existe otra diferencia entre las dos empresas que es la administración, mientras EDELNOR tiene una

administración privada, desde el 2001 HIDRANDINA ha vuelto a la administración pública.

Según Pastor V. (2014) en su estudio de investigación, *Sistema administrador de interrupciones y supervisor de la calidad de suministro eléctrico*, sugiere la implementación de un aplicativo de software, que garantice el cumplimiento del procedimiento para la Aplicación del Numeral 3.5 de la NTCSE, que permita administrar los informes referentes a los eventos de cada Agente involucrado y el COES y agilizar el proceso para asignar responsables de eventos.

Según Medina K. (2011) en su estudio de investigación, *El mejoramiento de la calidad de suministro en una línea de transmisión eléctrica de 220 kV*, el mejoramiento de la calidad de suministro en una línea de transmisión de 220 kV, es una parte muy importante en el Sistema Interconectado ya que evitará que haya grandes pérdidas económicas y el sistema funcione óptimamente evitando así las congestiones y rechazo de carga en el sistema debido a las interrupciones, y con esto permita que llegue una buena calidad de energía eléctrica al usuario final. En nuestro país el mayor índice de interrupciones en las líneas de transmisión es debido a las descargas atmosféricas, es por ello que se hizo el estudio y análisis del mejoramiento de la calidad de suministro en las líneas de transmisión de 220 kV con la implementación de sistemas de protección en las líneas de transmisión con la instalación de pararrayos, lo cual permitirá que el índice de interrupciones por descargas baje notoriamente y con ello permita que la calidad de energía sea la mejor y que las pérdidas económicas sean mucho menores.

Según Paredes L. (2015) en su estudio de investigación, *Influencia de la cadena de suministro en la calidad de servicio en la Empresa Cementos Pacasmayo S.A.A*, la cadena de suministro tiene un efecto directo en la calidad de servicio, al tener una buena gestión de cadena de suministro en Cementos Pacasmayo la calidad de servicio hacia los clientes mejora y podrá satisfacer todas sus necesidades.

Según Socualaya, Y. (2018) en su estudio de investigación, *Influencia de la coordinación de protección en la calidad de suministro del sistema eléctrico del alimentador 7004 de la Minera I.R.L Chumpe – 2017*, la coordinación de protección actúa frente a la calidad de suministro de la energía eléctrica ya que se analiza

desde un punto de conexión y relación con las variables e indicadores y se ve continuidad, mejora con menos interferencias e interrupciones en la minera IRL y la reducción de tiempos de actuación de los equipos ante una perturbación frente al sistema eléctrico de la subestación Chumpe.

Según Pácara M., Ticona, J. & Tello J. (2013) en su estudio de investigación, *Influencia de la sobretensión eléctrica en la calidad de suministro*, las sobretensiones perjudican la calidad de energía y por ende la calidad del suministro además que existe una implicancia directa entre la sobre tensión y la mala calidad de suministro; por ello nos da como consecuencia daños a los equipos electrodomésticos y/o electrónicos.

2.1.2. Internacionales

Según López M. (2006) en su estudio de investigación, *La calidad del suministro eléctrico y la regulación de los ingresos de las actividades de red*. Universidad de Alicante, la calidad del suministro eléctrico depende, entre otros factores, de que las redes de distribución sean capaces de transmitir los flujos de energía que son necesarios para atender la creciente demanda de los consumidores españoles. Pero el cumplimiento de esta función exige que se acometan las inversiones que resultan imprescindibles para asegurar la modernización y la ampliación de las mismas

Según Seymour J. y Horsley T. (2005) en su estudio de investigación, *Los siete tipos de problemas en el suministro eléctrico*. APC, el uso generalizado de los sistemas electrónicos ha elevado la conciencia de la calidad del suministro eléctrico y su efecto sobre los equipos eléctricos de misión crítica que utilizan los negocios. Cada vez más, nuestro mundo es operado por pequeños microprocesadores sensibles a fluctuaciones eléctricas incluso pequeñas. Estos microprocesadores pueden controlar sistemas de ensamblaje robótico y de línea de envasado increíblemente rápidos y automatizados que no pueden tolerar tiempos de inactividad. Hay soluciones económicas para limitar o eliminar los efectos de las perturbaciones en la calidad de la electricidad. Sin embargo, para que la industria comunique y comprenda las perturbaciones energéticas y la forma de evitarlas, es

necesario describir términos y definiciones comunes para describir diferentes fenómenos.

2.2. Bases Teóricas

2.2.1. Sistema Eléctrico de Potencia

Un sistema de potencia es un conjunto de dispositivos que tienen por finalidad abastecer a una carga de forma continua, confiable y segura. Desde la transformación de la energía primaria en energía eléctrica hasta su utilización.

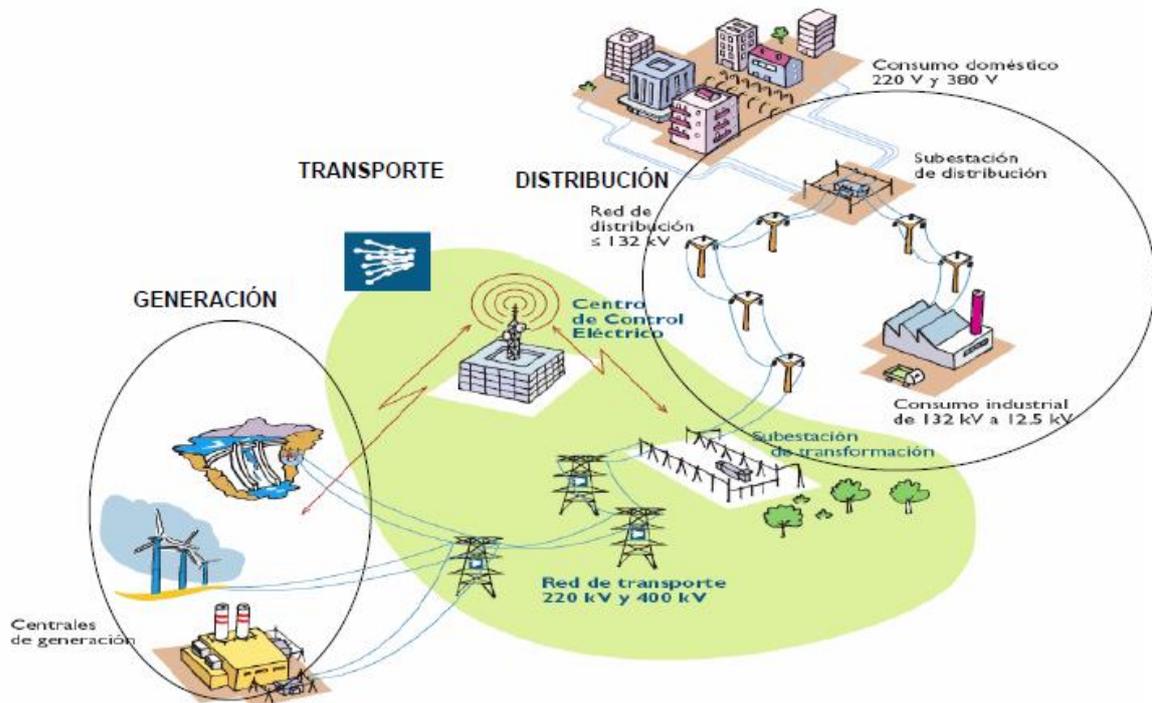


Figura 1: Sistema Eléctrico de Potencia

Fuente: <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/1-1-aspectos-basicos-de-la-electricidad/>

El sistema esta con formado según su actividad por:

2.2.1.1. Generación, es la primera actividad donde se transforma la energía primaria en energía eléctrica en las centrales de generación, debe asegurar un suministro limpio y continuo.

2.2.1.2. Transmisión, la transmisión es la actividad que transporta el suministro de energía eléctrica hacia el distribuidor, esta actividad nos debe asegurar una respuesta de reposición rápida, el paso continuo de la energía eléctrica y debe ser eficiente para así evitar las pérdidas.

2.2.1.3. Distribución, es la penúltima actividad de un sistema de potencia, permite transformar la tensión para que pueda abastecer directamente al usuario final.

2.2.1.4. Utilización o consumo, finalmente la energía eléctrica llega a los clientes o usuarios finales quienes utilizan dicha energía para poder realizar sus actividades cotidianas.

2.2.2. Mercado Eléctrico Peruano

El mercado eléctrico peruano está conformado por el MINEM, OSINERGMIN, COES, suministradores y clientes.

2.2.2.1. MINEM, realiza la regulación, modifica y crea las leyes o normas.

2.2.2.2 Osinergmin, es el ente regulador, supervisor y fiscalizador.

2.2.2.3. COES, es el operador de la red

2.2.2.4. El suministrador, ofrece energía eléctrica según un contrato de suministro, un suministrador puede ser:

- Empresa Generadora
- Empresa Distribuidora

2.2.2.5. Cliente, comprar energía eléctrica a un suministrador, puede ser:

- Cliente Regulado: Es aquel que está sujeto a la regulación de precios. Los Clientes regulados pueden ser distribuidores cuando compran energía eléctrica a los generadores o también pueden ser usuarios finales regulados cuando compran energía eléctrica al distribuidor.
- Cliente Libre: Son aquellos que no están sujetos a la regularización de precios. Pueden ser opcionalmente aquellos clientes cuya demanda anual sea igual o más de 0.2 MW hasta 2.5 MW según contrato, mientras aquellos clientes que sobrepasan esta última potencia, obligatoriamente deben ser clientes libres (clientes regulados bajo el Reglamento de Usuarios libres DS N°022-2009-EM).

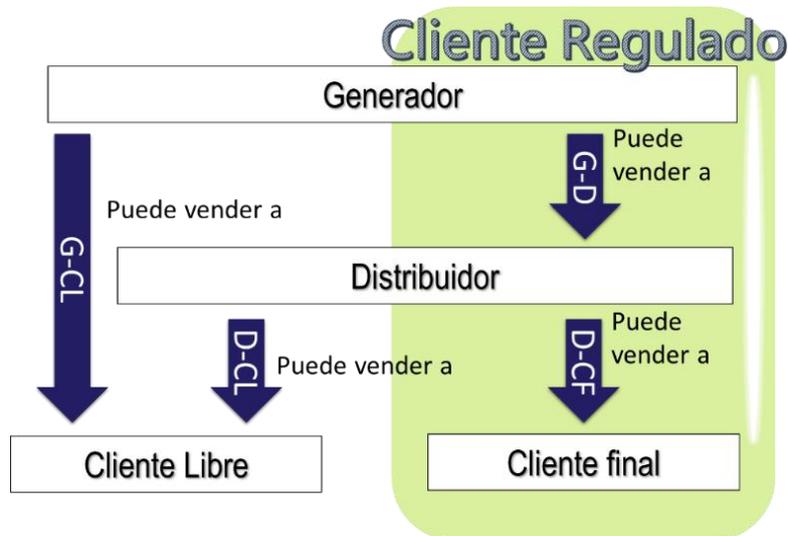


Figura 2: Tipo de contratos de suministro
Elaboración propia

2.2.3. Puntos de entrega Generador - Distribuidor

Los puntos de entrega son puntos de la red eléctrica donde se llevan a cabo la compra y venta de energía del generador al distribuidor. Estos puntos de la red se definen en los contratos de suministro que firman tanto el generador como el distribuidor. Comúnmente se ubican en la frontera de las instalaciones de las distribuidoras.

En general un generador puede vender la energía a una o varias distribuidoras en uno o más puntos de entrega, de la misma forma una distribuidora puede comprar la energía de uno más generadores en uno o más puntos de entrega. Los contratos fijan la fecha de inicio y fin para la compra y venta de energía.

2.2.4. Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos

La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (1997) establece “los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos, incluido el alumbrado público, y las obligaciones de las empresas de electricidad y los Clientes” (núm. I).

2.2.5. Aspectos

La *NTCSE (1997)* establece para la evaluación del servicio eléctrico 4 aspectos:

- Calidad de Producto, evalúa las especificaciones técnicas de la onda de tensión que se brinda al cliente.
- Calidad de suministro, evalúa la continuidad del servicio eléctrico (interrupciones).

- Calidad de atención comercial, evalúa el trato al cliente, los medios de atención y precisión de la medida eléctrica.
- Calidad de alumbrado público, evalúa los niveles de iluminación del alumbrado público.

Para cada aspecto se establecen los indicadores de calidad a evaluar. En la Figura 1, se describen los indicadores que se evalúan

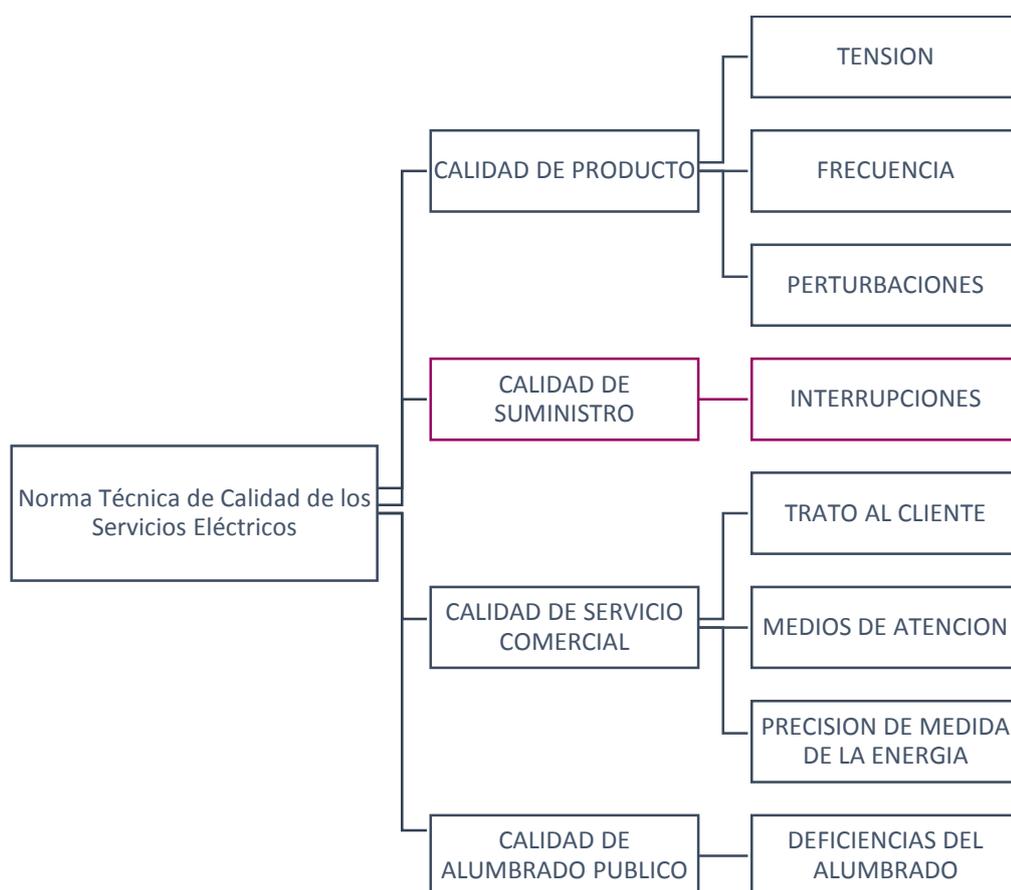


Figura 3: Aspectos de la Norma Técnica de Calidad de Los Servicios Eléctricos
 Fuente: Norma técnica de calidad de los servicios eléctricos (1997)
 Elaboración: Propia

2.2.6. Calidad de Suministro

Para el presente informe, se considera la definición de calidad de suministro establecido en la NTCSE:

“La calidad se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los Clientes, es decir de acuerdo a las interrupciones.” (núm. 6)

En tal sentido, cuando nos referimos a la calidad del suministro hablamos de las interrupciones que afectan al suministro de electricidad.

2.2.6.1. Periodo de control

El periodo de control de la calidad de suministro se da semestralmente.

2.2.6.2. Interrupción de energía Eléctrica

Según la NTCSE (1997) se considera como una interrupción a toda falta de suministro en un punto de entrega, para efectos de la norma no se considera interrupción sí:

1. Las interrupciones totales de suministro son menores a 3 minutos
2. Las interrupciones relacionadas con caso de fuerza mayor
3. Las exoneraciones por otro motivo
4. La interrupción propia del usuario

2.2.6.3. Tipos de Interrupción

La NTCSE (1997) considera que una interrupción puede ser programadas y no programadas, esta clasificación es importante porque es considerado al momento de evaluar la calidad y determinar los montos de compensación:

2.2.6.3.1. Interrupciones programadas: Para que se considere una interrupción programada se debe cumplir con lo siguiente:

- Deben ser sustentadas ante la autoridad por el suministrador (generadoras) vía SIRVAN, precisando la hora, ubicación de las instalaciones donde se efectuará las maniobras de la interrupción, las zonas afectadas, estimado de los usuarios afectados, resumen de actividades a desarrollar, responsable de las actividades. (Resolución N°616-2018-OS/CD,2008, pág. 381438)
- Notificar a sus clientes mínimo 48 horas antes, debe señalar la hora exacta de inicio y fin de la interrupción.
- Cuando la interrupción se deba por una transmisora dicha transmisora debe notificar a los generadores afectados en el plazo de 96 horas. (Resolución N°616-2018-OS/CD,2008, pág. 381438)

Según la NTCSE (1997) las interrupciones programadas solo pueden ser por los siguientes motivos:

- **Por expansión o reforzamiento**, Cuando un agente del SEIN, realiza una expansión de sus líneas de transmisión, reforzamiento de las redes, reforzamiento en las turbinas de un generador, cambios de componentes cuya finalidad sea incrementar la capacidad original del sistema.
- **Por mantenimiento**, cuando un agente realice un mantenimiento se considera una interrupción.

2.2.6.3.2. Interrupciones no programadas

- **Otras**, cuando se ha programado una interrupción aun así se lleva a cabo por fallas, rechazo de carga, descargas atmosféricas, entre otras, se considera una interrupción no programada.

Además, la NTCSE establece un tipo especial de interrupciones denominado “Interrupciones por rechazo de carga”, las cuales no se consideran en los indicadores de calidad del suministro, pero tienen un control monto de compensación.

Las interrupciones por rechazo de carga, son interrupciones en algunos alimentadores MT de las empresas distribuidoras (o clientes libres) que son necesarios para evitar que eventos que se originan en el SEIN tengan mayores repercusiones.

Es decir, son interrupciones necesarias que afectan algunos componentes del sistema de distribución para presentar la operación en el sistema de generación-transmisión. En tal sentido las responsabilidades por estas son asumidas por las empresas generadoras. Pero estos eventos no afectan a los puntos de la red donde las generadoras venden la energía a las distribuidoras por lo que son tratados de forma especial, por lo que no se considera en el cálculo de los indicadores N y D.

El COES considera los siguientes tipos de interrupciones por Rechazo de Carga según (COES, 2001):

a) Rechazo automático de carga (RAC)

Desconexiones de carga por acción automática de relés que se realizan con la finalidad de preservar la estabilidad y seguridad del Sistema. Los esquemas de rechazo automático de carga son pre-establecidos mediante estudios eléctricos del Sistema que serán efectuados anualmente por el COES-SINAC. (COES, 2001).

b) Rechazo automático por mínima frecuencia.

Respuesta automática de desconexión de puntos de suministro preestablecidos por reducción súbita de frecuencia con el objeto de minimizar el riesgo de pérdida de unidades de generación y preservar tanto como sea posible la estabilidad y el suministro eléctrico. La magnitud de variación de frecuencia podrá ameritar separar áreas para evitar el colapso total del sistema durante el proceso de rechazo de carga. El programa preestablecido de suministros interrumpibles y de separación de áreas es resultado del estudio de Rechazo de Carga elaborado y aprobado por el COES-SINAC. (COES, 2001).

c) Rechazo manual de carga (RMC)

Desconexiones de carga dispuestas por el Coordinador o los CC de los Integrantes del Sistema, para preservar la estabilidad y seguridad del mismo en caso no tener disponible un esquema de rechazo automático de carga o éste haya sido insuficiente. El diagrama de rechazo manual de carga será pre-establecido, en lo posible, mediante estudios eléctricos del Sistema efectuados por el COES-SINAC. (COES, 2001).

2.2.6.4. Causas de una interrupción

Según la Resolución N°616-2018-OS/CD (2008) se clasifican en:

- Internar propias del usuario
- Terceros
- Propias del suministrador
- Fenómenos climáticos
- Hurto conductor

- Asociado a falta de suministro de gas de camiseta
- Asociados a congestión en redes de trasmisión exonerado de compensaciones por expiación o reforzamiento de redes de transmisión
- Otras causas

2.2.6.5 Determinación de responsable de la interrupción

Según la NTCSE, el COES es el encargado de asignar responsabilidades por las interrupciones que ocurren en el SEIN. Específicamente se utiliza el término “evento” para designar la ocasión en que ocurre alguna trasgresión a la calidad como es una interrupción.

Cuando ocurre un evento el COES convoca a un Comité Técnico de Análisis de Fallas (CT-AF), compuesto por agentes involucrados y lo preside un integrante del COES, a fin de analizar e identificar a los agentes responsables. El plazo que tiene el CT-AF para esta labor es de 20 días hábiles, ampliables en 10 días si Osinergmin lo aprueba. Finalmente, el CT-AF envía un informe con las opiniones y recomendaciones al directorio del COES. *NTCSE* (1997, Numeral 3.5)

El directorio del COES dentro de los 10 días hábiles recibido el Informe del CT-AF emitirá una decisión donde establece quienes son los responsables de la interrupción. *NTCSE* (1997, Numeral 3.5)

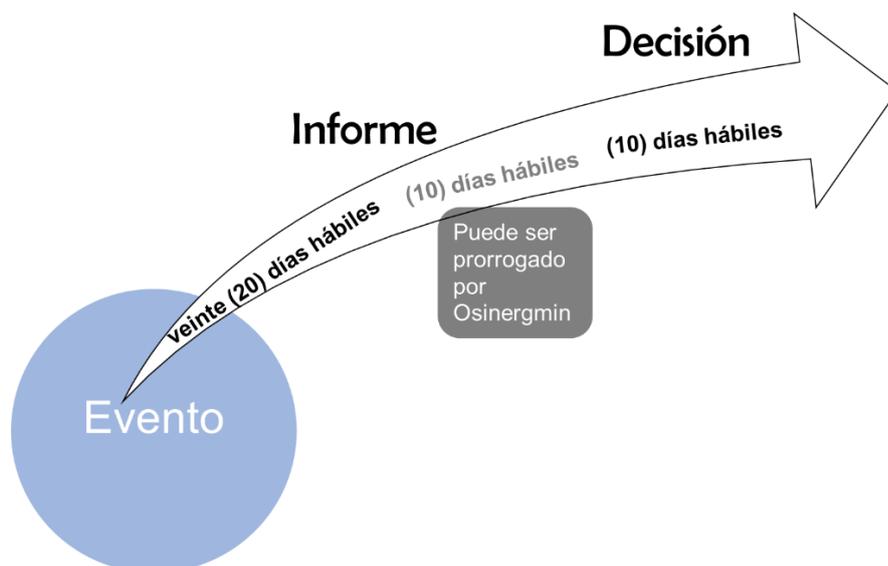


Figura 4: Cronograma del COES ocurrido un evento

2.2.6.6. Calificación de Fuerza mayor y Otras exoneraciones

Cuando una empresa eléctrica considera que la interrupción que afecto sus instalaciones cumple con los siguientes principios: imprevisible, irresistible y extraordinario, se puede solicitar la calificación de Fuerza Mayor a OSINERGMIN a fin de que estas interrupciones no generen compensaciones a los usuarios.

Según la *RESOLUCIÓN OSINERG N° 010-2004-OS/CD*, son probables motivos para la solicitud de calificación fuerza mayor:

- Actos vandálicos
- Averías por terceros.
- Fenómenos naturales
- Accidente de trabajo y accidente de terceros.
- Hurto de conductores y/o equipos eléctricos.
- Avería provocada por poda o tala de árboles.
- Riesgo por incendio aledaño a instalaciones eléctricas.

Asimismo, se tiene otros casos donde se exoneran de compensaciones de las interrupciones

2.2.6.7. Indicadores de calidad del Suministro en los puntos de entrega G-D

La NTCSE establece, para el caso de las generadoras, la obligación de evaluar de la calidad del suministro es cada punto de entrega que tenga con su cliente (empresa distribuidora). Se consideran dos indicadores:

Los indicadores que evalúa la NTCSE son:

a) Número Total de Interrupciones por Cliente por Semestre (N)

El número Total de Interrupciones por Cliente por Semestre de la NTCSE (1997) es: “El número total de interrupciones en el suministro de cada Cliente durante un Período de Control de un semestre”

N=Número de Interrupciones (*expresada en: interrupciones / semestre*).

Formula 1: N

Fuente NTCSE (1997)

Cuando la interrupción es programada por expansión o reforzamiento se multiplica por el factor de multiplicación mostrado en la tabla 2.

Tabla 2 : Factor del número de interrupciones por semestre

Tipo de Interrupción	Factor de multiplicación
Factor de interrupciones programadas por expansión o reforzamiento	0.5

Elaboración Propia

Fuente NTCSE (1997)

b) Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D).

La Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente según la NTCSE (1997) “Es la sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro eléctrico al Cliente durante un Período de Control de un semestre”:

$$D = \sum(K_i \cdot d_i) \dots\dots (expresada en: horas)$$

Formula 2: D

Fuente NTCSE (1997)

Donde según la NTCSE (1997):

d_i : Es la duración individual de la interrupción i .

K_i : Es el factor de ponderación de la duración de las interrupciones toman los valores de la tabla

Tabla 3 : Valor de K_i según el tipo de interrupción

Tipo de Interrupción	Valor de K_i
Interrupciones programadas por expansión o reforzamiento	0.25
Interrupciones programadas por mantenimiento	0.50
Otras	1.00

Elaboración Propia

Fuente NTCSE (1997)

El termino ponderado significa que no se toma la duración real de la interrupción, sino que se fija factores cuando la interrupción es programada por mantenimiento o por expansión, interrupciones programadas, u otras.

Para el cálculo de los indicadores no se considera: Interrupciones que son exoneradas de compensaciones (Fuerza Mayor y Otras establecidas en el numeral 3.1 y la Tercera Disposición Final de la NTCSE) y como tal no son incluidas en el cálculo del indicador N y D.

Asimismo, para el cálculo de indicadores no se considera las interrupciones por rechazo de carga, las cuales son tratadas de forma independientes y también generan compensaciones.

Cabe precisar, que existe interrupciones conocidas como “rechazo de carga” que no afectan el punto de entrega del generador al distribuidor pero que si son compensados por las empresas generadoras. Debido a que son interrupciones necesarias de llevar a cabo en las instalaciones de las distribuidoras de manera inmediata a fin de preservan la continuidad de operación del SEIN ante determinadas eventualidades.

Si bien las generadoras efectúan la compensación, el COES es el que identifica al responsable de la interrupción en el punto de entrega (también del rechazo de carga) para efectos que el responsable devuelva al generador lo que compenso al distribuidor (resarcimiento).

2.2.6.8. Tolerancias de indicadores N y D

2.2.6.8.1. Las tolerancias para el número total de interrupciones por cliente (N´)

Se observa en la siguiente Tabla 2:

Tabla 4: Tolerancias del Número Total de Interrupciones por Cliente

Número Total de interrupciones por cliente	Interrupciones/semestre
Cientes en Muy Alta y Alta Tensión	2
Cientes en Media Tensión	4
Cientes en Baja Tensión	6

Elaboración Propia
Fuente NTCSE (1997)

2.2.6.8.2. Las tolerancias para la duración total ponderada de interrupciones por cliente (D')

Tabla 5: Duración total ponderada de interrupciones por cliente

Duración total ponderada de interrupciones por cliente	Horas/semestre
Clientes en Muy Alta y Alta Tensión	2
Clientes en Media Tensión	7
Clientes en Baja Tensión	10

Elaboración Propia

Fuente NTCSE (1997)

2.2.6.9. Compensaciones

Según la NTCSE el encargado del cálculo de las compensaciones es el COES, mientras los responsables de compensar son las empresas suministradoras finalizado el semestre correspondiente a la interrupción, así mismo ellas deben brindarle toda la información necesaria para el que COES pueda cumplir su función. En este caso las empresas generadoras pueden compensar por dos tipos de compensaciones, por punto de entrega y por rechazo de carga, por la primera son aquellas compensaciones por interrupciones que afectaron a los clientes durante un semestre correspondiente, donde intervienen los indicadores N y D, mientras la interrupción por rechazo de carga son las interrupciones que afectan a los clientes por un mecanismo de protección para evitar la desestabilidad del SEIN.

2.2.6.10. Por Punto de Entrega

La empresa generadora es la responsable de compensar a su cliente distribuidor, por brindarle una mala calidad de suministro, en cuanto al cálculo son 3 factores que intervienen en la fórmula de compensación:

$$C = e * E * ENS$$

Formula 3: Compensaciones por interrupciones

Fuente NTCSE (1997)

2.2.6.10.1. Primer factor (e)

Según la NTCSE (e), es “la compensación unitaria por incumplimiento en la Calidad de Suministro”.

Tabla 6: Compensación unitaria por incumplimiento en la calidad de suministro

Etapas de adecuación a la NTCSE	Compensaciones Unitaria por incumplimiento de la calidad de suministro
Primera Etapa	0 US\$/kW.h
Segunda Etapa	0.05 US\$/kW.h
Tercera Etapa	0.35 US\$/kW.h

Elaboración Propia

Fuente NTCSE (1997)

Actualmente estamos en la tercera etapa, por lo tanto, el valor de e = 0.35 US\$/kW.h

2.2.6.10.2. Segundo factor (E)

Según la NTCSE (1997), “E”, es “el factor que toma en consideración la magnitud de los indicadores de calidad de suministro”, se calcula con la siguiente formula y también la norma precisa otra fórmula para interrupciones no programadas cuya duración sea mayor de 34 horas.

$$E = 1 + \frac{N - N'}{N'} + \frac{D - D'}{D'}$$

Formula 4: Factor que toma en consideración la magnitud de los indicadores de calidad de suministro

Fuente NTCSE (1997)

Si la duración no programada es mayor a 34 horas continuas se utilizará la siguiente formula.

$$E = 1 + \frac{N - N'}{N'} + \frac{24 - D'}{D'} + \frac{D - D'}{3 \times D'}$$

Formula 5: Factor que toma en consideración la magnitud de los indicadores de calidad de suministro cuando la interrupción no programado es mayor a 34 horas continuas

Fuente NTCSE (1997)

2.2.6.10.3. Tercer factor (ENS)

Según la NTCSE, “ENS”, es “La Energía Teóricamente No Suministrada a un Cliente determinado”.

$$ENS = \frac{ERS}{NHS - \sum di} \times D$$

Formula 6: La Energía Teóricamente No Suministrada a un Cliente

Fuente NTCSE (1997)

Donde según la NTCSE (1997):

ERS: Es la energía registrada en el semestre

NHS: Es el número de horas del semestre

$\sum di$: Es la duración total real de las interrupciones ocurridas en el semestre.

2.2.6.11. Por rechazo de carga

En el cálculo de las interrupciones por rechazo de carga intervienen 3 factores:

$$\text{Compensaciones por Rechazo de Carga} = e \cdot E_f \cdot ENS_f$$

Formula 7: Compensaciones por Rechazo de Carga

Fuente NTCSE (1997)

2.2.6.11.1. Primer Factor (e)

Según la NTCSE (1997) es la variable descrita en compensaciones por punto de entrega donde el valor de (e) en la Tercera Etapa es igual a 0,35 US\$/kW.h

2.2.6.11.2. Segundo Factor (Ef)

según la NTCSE (1997), es un factor de proporcionalidad, si el número de interrupciones por rechazo de carga esta entre 1 y 2 ($1 \leq N_{RCF} \leq 2$) el factor de proporcionalidad es igual a 1.

Pero si el número de interrupciones por rechazo de carga es mayor a 2 ($2 < N_{RCF}$) el factor de proporcionalidad se calcula con la siguiente formula:

$$E_f = 1 + \frac{N_{RCF} - 2}{4} + \frac{D_{RCF} - 0,15}{0,15}$$

Formula 8: Factor de proporcionalidad de rechazo de carga

Fuente NTCSE (1997)

Donde según la NTCSE (1997):

N_{RCF} : Número de Interrupciones por Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia y/o Mínima Tensión. (NTCSE,1997)

D_{RCF} : La Duración Total de Interrupciones por Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia y/o Mínima Tensión evaluado para una línea o alimentador durante el semestre de control. Se calcula con la siguiente formula (NTCSE,1997).

$$D_{RCF} = \sum dk \dots \text{ (expresada en horas)}$$

Formula 9: Duración Total de interrupciones por Rechazo de Carga por mínima frecuencia y/o mínima tensión
Fuente NTCSE (1997)

Donde según la NTCSE (1997):

d_k : Es la duración individual de la interrupción por rechazo de carga en la línea o alimentador determinado.

2.2.6.11.3. Tercer Factor (ENS_f)

$$ENS_f = \sum (ENS_{f,k})$$

Formula 10: Es la Energía No Suministrada Total por Rechazo de Carga
Fuente NTCSE (1997)

Donde según la NTCSE (1997):

$ENST_{f,k}$, Según la NTCSE (1997) “Es la Energía No Suministrada Total por Rechazo de Carga, evaluada en el punto de compraventa de energía como la comparación del diagrama de carga del día de la interrupción por rechazo de carga con el diagrama de carga del día típico correspondiente”. Se obtiene aplicando la siguiente formula:

$$ENS_{f,k} = \frac{P_k \times dk}{\sum P_{ki} \times d_{ki}} \times ENST_{fk}$$

Formula 11: Energía No Suministrada Total por Rechazo de Carga, evaluada en el punto de compraventa de energía
Fuente NTCSE (1997)

Donde según la NTCSE (1997):

P_k : Es la potencia suministrada por la línea o alimentador en el momento en que se produjo la interrupción por rechazo de carga y debe ser proporcionada por el sistema SCADA.

d_k : Es la duración individual de la interrupción por rechazo de carga en la línea o alimentador determinado.

2.2.6.12. Cadena de Pagos

Según la NTCSE (1997) Las empresas generadoras reportan a Osinergmin todas las interrupciones que afectan a su punto de entrega de suministro además de la evaluación de los indicadores de calidad y el resumen de las compensaciones a ser pagadas. (generador reporta interrupciones, calculo compensaciones y compensa al usuario)

Por otro lado, el COES como operador de la red eléctrica también tienen conocimiento de estas interrupciones y está obligada a determinar al responsable de cada interrupción cuando esta se produzca en el SEIN. COES determina al responsable de la interrupción y emite el documento informe final de compensaciones donde se determina el monto exacto que el responsable debe resarcir.

Se dice cadena de pagos porque si bien el generador que suministra energía al distribuidor es el responsable de efectuar la compensación, finalmente el responsable de la interrupción (designado por el COES) debe resarcir a este generador por la compensación efectuada al distribuidor.

Calculo del resarcimiento

El resarcimiento es el monto que el responsable de una interrupción entrega al generador por la mala calidad, se calcula con la siguiente fórmula, según la NTCSE (1997)

$$C_i = C \times \frac{E_i}{E}$$

Formula 12: Resarcimiento
Fuente NTCSE (1997)

Donde intervienen 2 factores y un divisor, el primer factor (C) se calcula aplicando la fórmula 3, el divisor (E) aplicando la fórmula 4 y finalmente el segundo factor (E_i) con la siguiente fórmula:

$$E_i = \frac{1}{2} \times \left(\frac{N_i}{N} + \frac{D_i}{D} \right) + \frac{N_i}{N} \times \frac{N - N'}{N'} + \frac{D_i}{D} \times \frac{D - D'}{D'}$$

Formula 13: Factor que toma en consideración la magnitud con la que ha contribuido
Fuente NTCSE (1997)

2.3. Definición de términos básicos

Se tomará en cuenta de los siguientes términos de la NTCSE

CT-AF

“Comité Técnico de Análisis de Fallas, conformado de acuerdo al numeral 3.5 de la NTCSE por representantes de los Generadores, Transmisores, Distribuidores del SEIN, por uno o más representantes del COES y potestativamente por los representantes de los Usuarios Libres, los mismos que son designados para un periodo anual durante el mes de enero de cada año. Uno de los representantes del COES lo presidirá”. (S.D. N° 128, 2000)

Evento

“Suceso, programado o imprevisto, ocurrido en el SEIN que ha provocado transgresiones a la calidad del producto y/o suministro conforme a la NTCSE”. (R.M. N° 237-2012-MEM/DM, 2010)

Fuerza Mayor

Se dice que ocurre una interrupción por fuerza mayor cuando la interrupción cumple con los siguientes principios; sea de naturaleza imprevisible, irresistible, extraordinaria y además externa a la propia instalación

Informe Técnico del COES

Informe Técnico elaborado por el COES, conteniendo la información técnica necesaria para establecer las causas del Evento, el análisis del mismo y las recomendaciones técnicas correspondientes. Asimismo, identifica las instalaciones en donde se originó el Evento. (R.M. N° 237-2012-MEM/DM, 2010)

Informe Técnico del CT-AF

Informe Técnico del Evento elaborado por el CT-AF con las opiniones y recomendaciones de dicho comité.

SIRVAN

Es un sistema informático de Osinergmin donde se recepciona y validan datos para la Aplicación de la NTCSE. (Osinergmin)

NTCSE:

Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (1997), aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM, o la que la sustituya. (R.M. N° 237-2012-MEM/DM, 2010)

Resarcimiento

“Monto a pagar por el (los) responsable (s) a los Suministradores como consecuencia de la asignación de responsabilidad efectuada por el COES, correspondiente a las Compensaciones pagadas conforme lo señalado en la NTCSE y su Base Metodológica.” (S.D. N° 128, 2000)

Terceros

“Son todos aquéllos que, sin participar directamente de un acto particular de compraventa de un servicio eléctrico, están conectados al sistema, participan en las transferencias de energía o influyen en la calidad de ésta”. (S.D. N° 128, 2000)

CAPÍTULO III

Aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, en los Puntos de Entrega Generador - Distribuidor del Perú en el año 2018

3.1. Puntos de entrega Generador Distribuidor Vigentes al 2018

Para el primer semestre del 2018, se contaban con 23 distribuidoras que compraban energía a 25 generadoras en 1388 puntos de entrega para el primer semestre y 1414 para el segundo semestre que estaban ubicado en 138 puntos de la red eléctrica además se tiene que no hay puntos de entrega generador distribuidor con baja tensión. A continuación, se detalle la característica de los mismos.

Tabla 7: Tabla resumen Puntos de Entrega G-D Semestre 2018

Semestre	2018S1	2018S2
Empresas Generadoras	25	25
Cantidad de Distribuidoras	23	23
Cantidad de Puntos de Entrega G-D	1388	1414
Cantidad de PE de la red eléctrica	138	138

Elaboración Propia
Fuente: Osinegmin

Los puntos de entrega G-D DEL 2018 se encuentran distribuidos a lo largo del país, en el siguiente mapa se aprecia en los puntos azules la ubicación de los mismos.

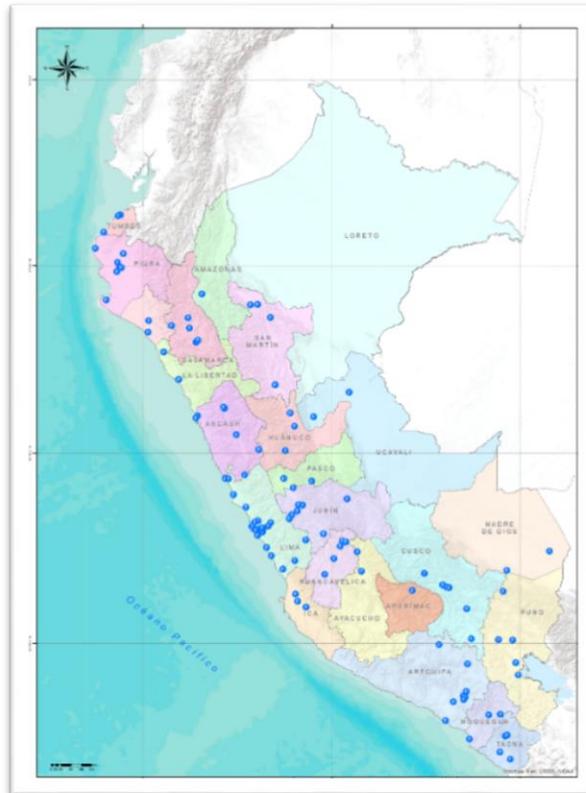


Figura 5: Distribución de puntos de entrega generador - distribuidor en el Perú

Así mismo en el anexo 2 se puede apreciar las coordenadas de los puntos de la red donde se lleva a cabo la venta de suministro generador - distribuidor del 2018.

Además, en el 2018 se identificó que, de los 138 puntos de entrega, 108 eran de Media Tensión y 84 de Alta y Muy Alta tensión.

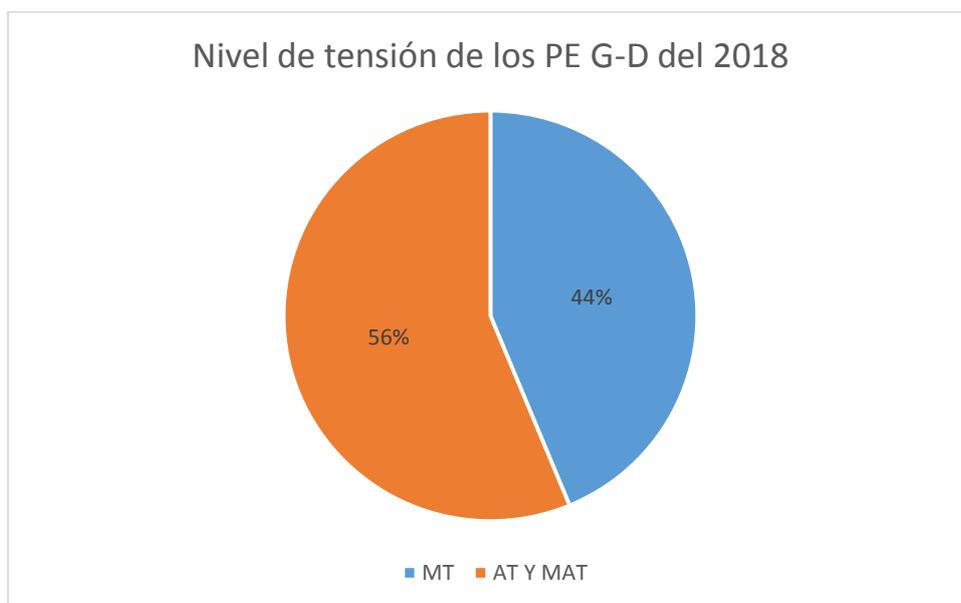


Figura 6: Nivel de tensión de los PE G-D del 2018

$$\frac{108}{138} \times 100\% = 56\%$$

Se obtuvo que el 56% de los puntos de entrega generador – distribuidor del 2018 tenían media tensión, y la diferencia de alta y muy alta tensión.

3.2. Interrupciones que afectaron los Puntos de entrega Generador Distribuidor en el año 2018

Reporte Generador - Cliente

En el 2018 las empresas generadoras reportaron 2277 registros de interrupciones por cliente del reporte del COES, 1740 de los registros eran interrupciones que afectaban a las distribuidoras

$$\frac{1740}{2277} \times 100\% = 76\%$$

Se obtuvo que, el 76% de esos registros pertenecían a interrupciones en puntos de entrega generador - distribuidor, mientras la diferencia de los registros era de interrupciones en puntos de entrega generador – clientes libres.

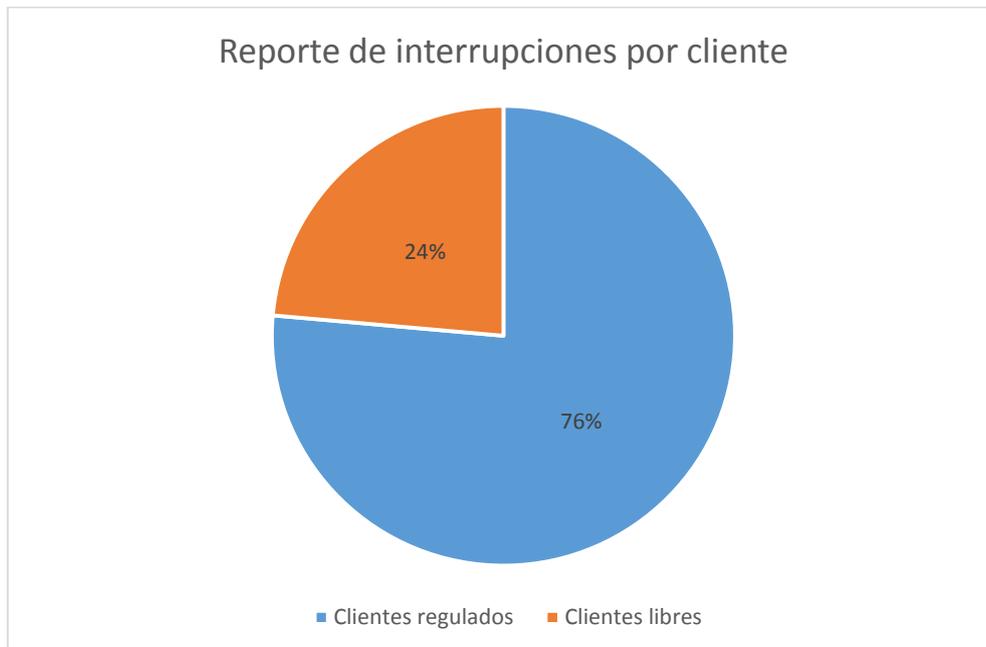


Figura 7: Reporte de Interrupciones por Cliente

Periodo de Control

Como se mencionó en el capítulo 2, la calidad en el Perú se evalúa por semestre por eso de los registros del COES, generador por cliente, se calcularon las interrupciones por punto de entrega y se obtuvieron 421 interrupciones que afectaron a las distribuidoras correspondientes al 2018, a continuación, el detalle.

Tabla 8: Registro de interrupciones por semestre

Primer semestre	Segundo Semestre
245	176

En el primer semestre se encontraron 245 y en el segundo semestre 176 interrupciones.

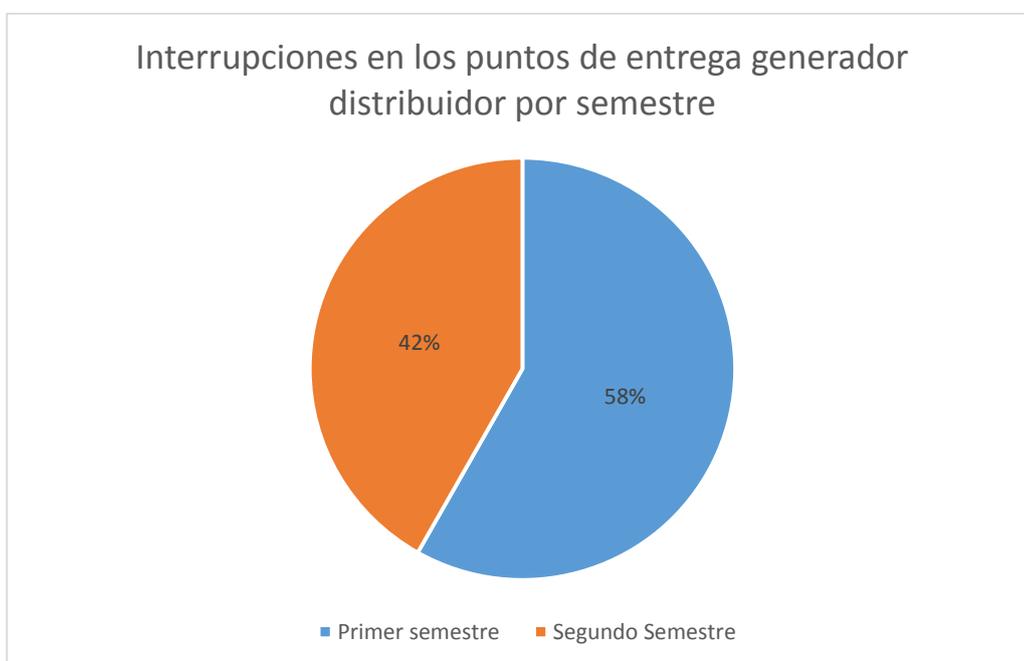


Figura 8: Interrupciones en los puntos de entrega generador distribuidor por semestre

El 58% de las interrupciones ocurrieron en el primer semestre, se obtuvo que en el primer semestre ocurrieron más interrupciones que en el segundo.

Interrupciones

De los registros publicados por el COES se encontraron algunos reportes que no cumplían con las características de una interrupción, mencionadas en el capítulo 2.

Del total de interrupciones generador distribuidor se encontró lo siguiente:

Tabla 9: Registros del 2018 en los PE G-D que cumplen las características de interrupción

Interrupciones consideradas para el cálculo de los indicadores	Interrupciones con exoneración, fuerza mayor y/o propias del usuario
282	139

En el año 2018 de 421 interrupciones que ocurrieron en un punto de entrega generador distribuidor, 282 interrupciones se consideraron para el cálculo de los indicadores N y D establecidos en la *NTCSE* (1997), mientras que las interrupciones exoneradas, con fuerza mayor y/o propias del usuario fueron 139.

$$\frac{282}{421} \times 100\% = 67\%$$



Figura 9: Registros del 2018 en los PE G-D que cumplen las características de interrupción

Se obtuvo del total de las interrupciones publicadas por el *COES* (2018), el 67% de estos con interrupciones que afectaron a los puntos de entrega generador distribuidor, mientras la diferencia corresponde a interrupciones ocasionadas por el distribuidor que compra la energía eléctrica, y/o interrupciones con fuerza mayor, en concordancia se evaluaron 282 interrupciones que ocurrieron en el 2018.

Se muestra el detalle de la duración y número de interrupciones que no se consideraron en el del presente estudio por ser de fuerza mayor, propias del usuario y/o exonerados, en el Anexo 3 y 4 respectivamente.

Además de las 282 interrupciones detectadas, se identificó que;

Tabla 10: Interrupciones que se consideran para el cálculo de los indicadores N y D por semestre

2018S1	2018S2
149	133

Elaboración Propia
Datos del Reporte del COES

En el primer semestre de 2018 existieron 149 interrupciones que se consideran para el cálculo de los indicadores N y D, además en el segundo semestre se dictaron 133 interrupciones del reporte del COES.

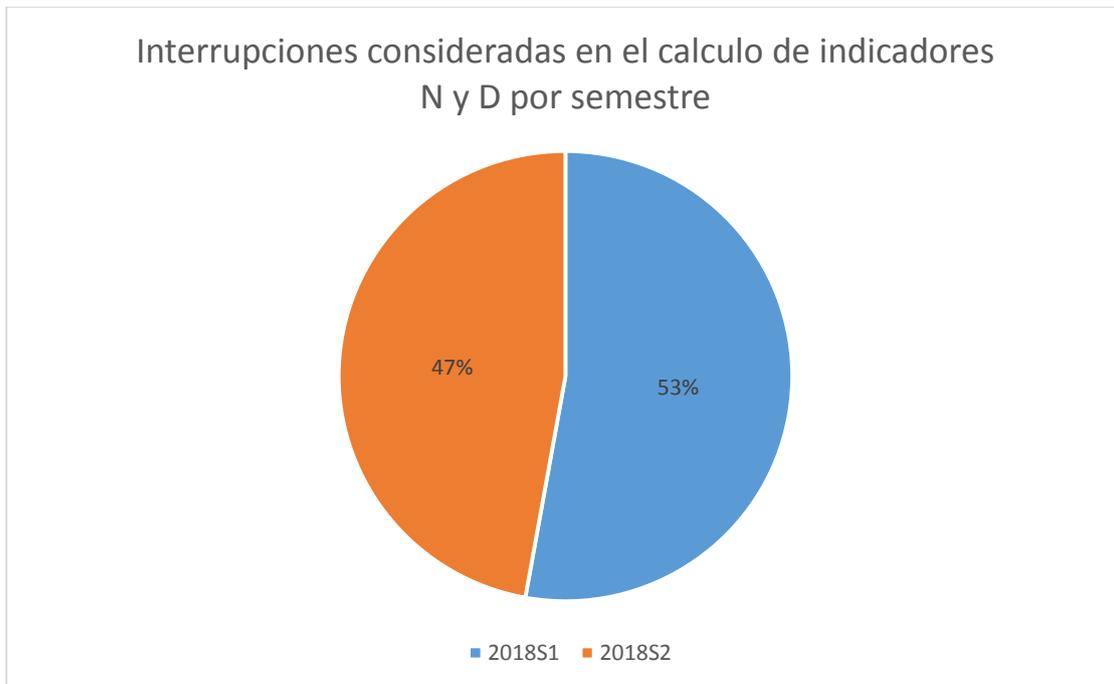


Figura 10: Interrupciones consideradas en el cálculo de indicadores N y D por semestre

3.3. Calidad en los Puntos de entrega Generador Distribuidor en el año 2018

La calidad en los puntos de entrega se evalúa por su nivel de tensión y semestralmente, a continuación, presentamos la evaluación de la calidad en los puntos de entrega generador distribuidor.

3.3.1 Primer semestre:

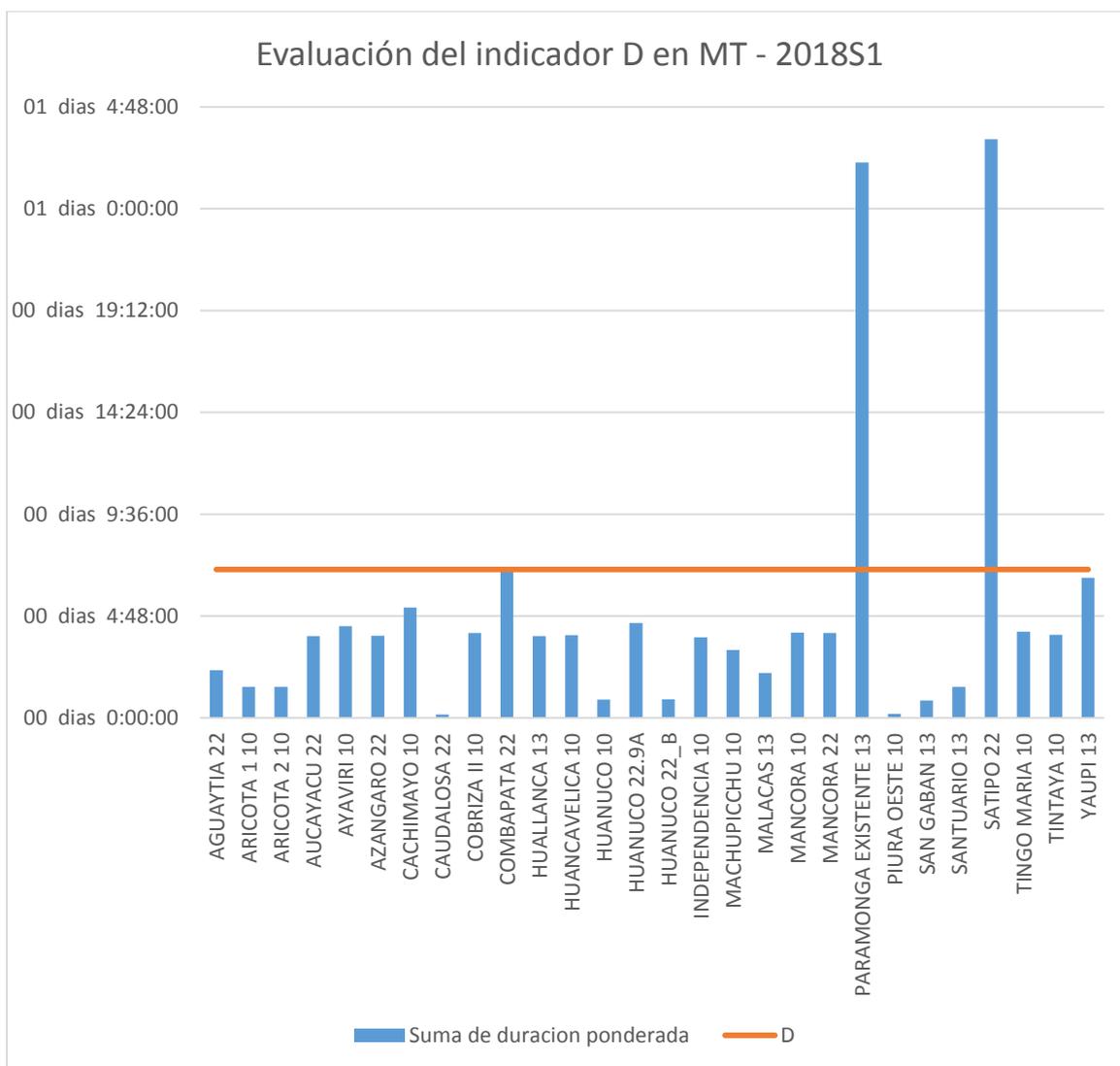


Figura 11: Calidad en los índices D en los puntos de entrega generador distribuidor de MT del 2018S1

Se obtuvo que en los puntos de entrega generador distribuidor de media tensión del primer semestre del 2018, de 138 puntos de entrega generador distribuidor el 20% correspondiente a 28 puntos de entrega tenían interrupciones, mientras que, de los 28 puntos de entrega con interrupciones, 2 puntos de entrega tenían mala calidad (PARAMONGA EXISTENTE 13 y SATIPO 22), como se muestra en la figura 11.

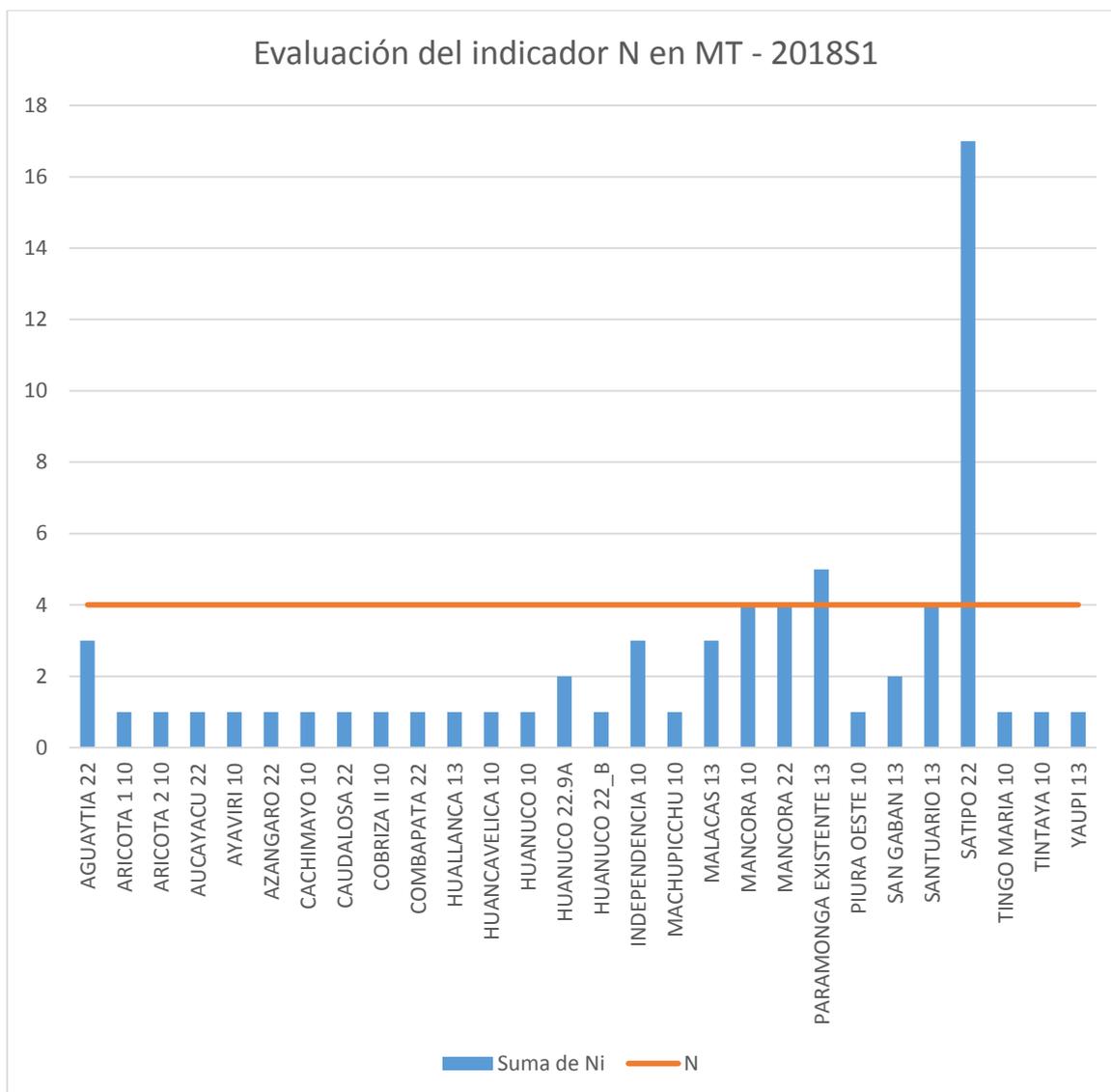


Figura 12: Evaluación del indicador N en MT - 2018S1

Se obtuvo que, de los 28 puntos de entrega con interrupciones, 2 puntos de entrega tenían mala calidad porque excedían las tolerancias de D, PARAMONGA EXISTENTE 13 y SATIPO 22, como se muestra en la figura 12.

Así mismo se hallaron los puntos de entrega que excedían las tolerancias de interrupciones en alta y muy alta tensión.

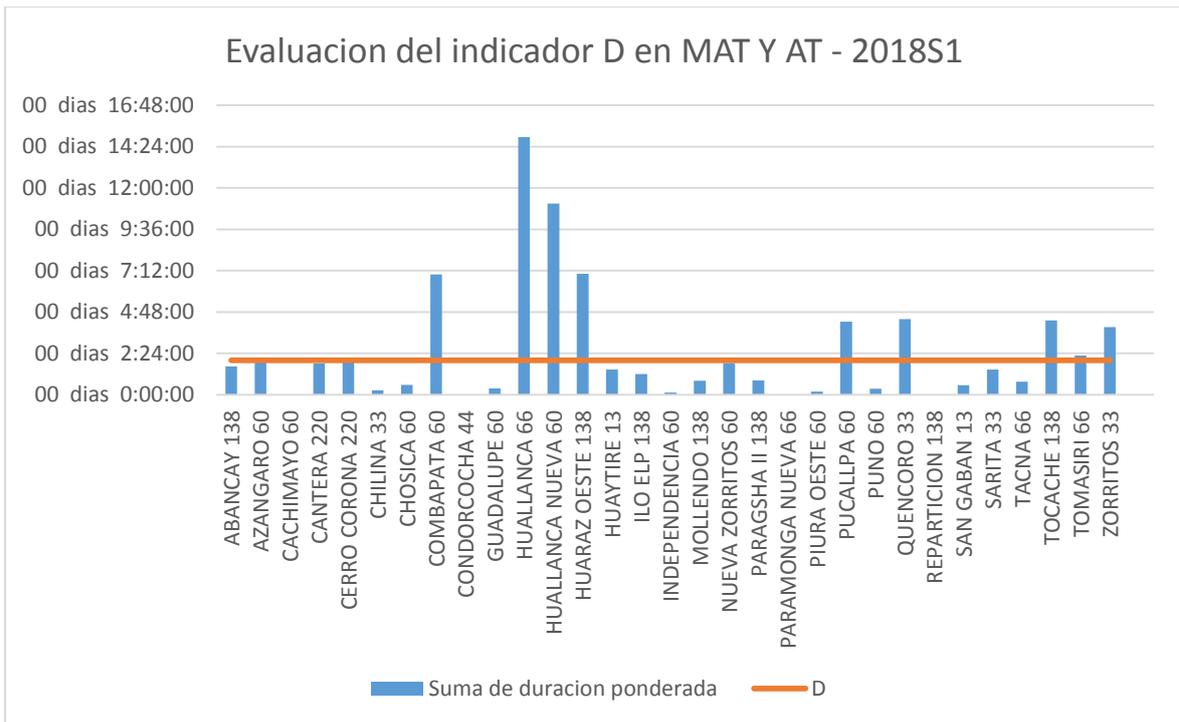


Figura 13: Evaluación del indicador D en MAT Y AT - 2018S1

Se obtuvo de los 31 puntos de entrega con interrupciones, 8 puntos de entrega excedían las tolerancias de N, COMBAPATA 60, HUALLANCA 66, HUALLANCA, HUARAZ OESTE, PUCALLPA 60, QUENCORO 33, TOCACHE 138, ZORRITOS 33, como se muestra en la figura 13.

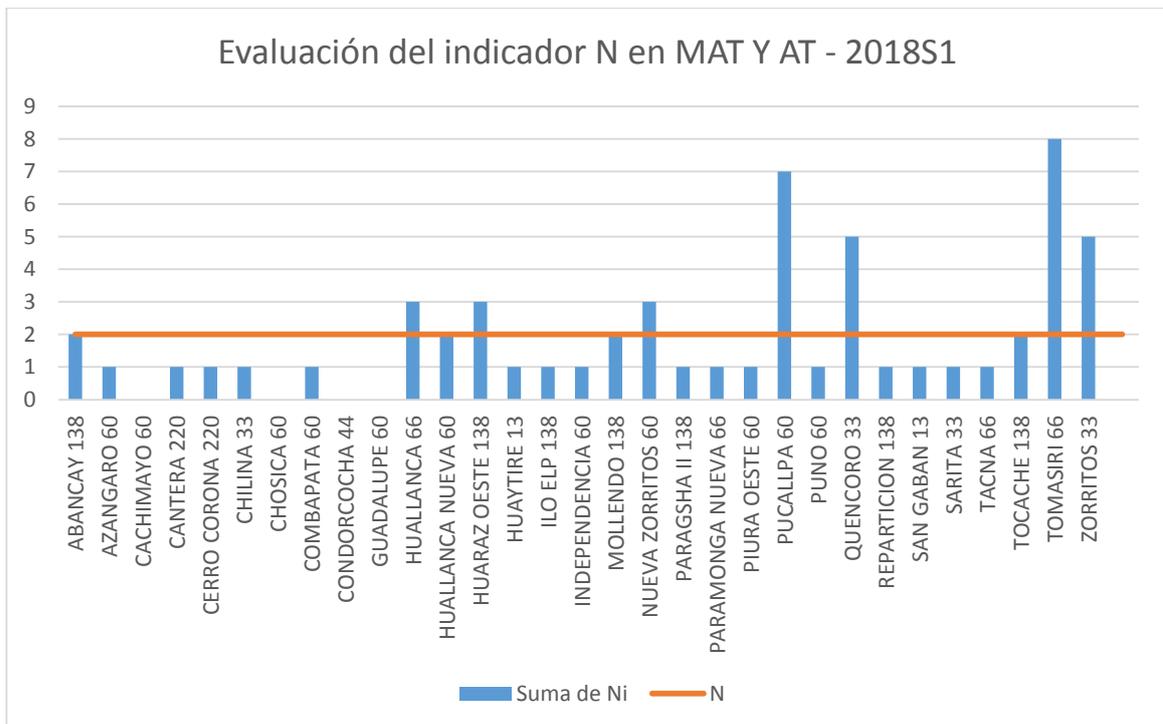


Figura 14: Evaluación del indicador N en MAT Y AT - 2018S1

Se obtuvo que de 31 puntos de entrega generador distribuidor con interrupciones, 7 de ellos tenían excedían las tolerancias del indicador N; HUALLANCA 66, HUARAZ OESTE, NUEVA ZORRITOS 60, PUCALLPA 60, QUENCORO 33, TOMASIRI 66, ZORRITOS 33, como se muestra en la figura 14.

En resumen, durante en el primer semestre del año 2018, se excedieron las tolerancias en 8 de los 138 puntos de entrega generador distribuidor, lo que representa 5.8% del total de puntos de entrega.

3.3.2 Segundo semestre:

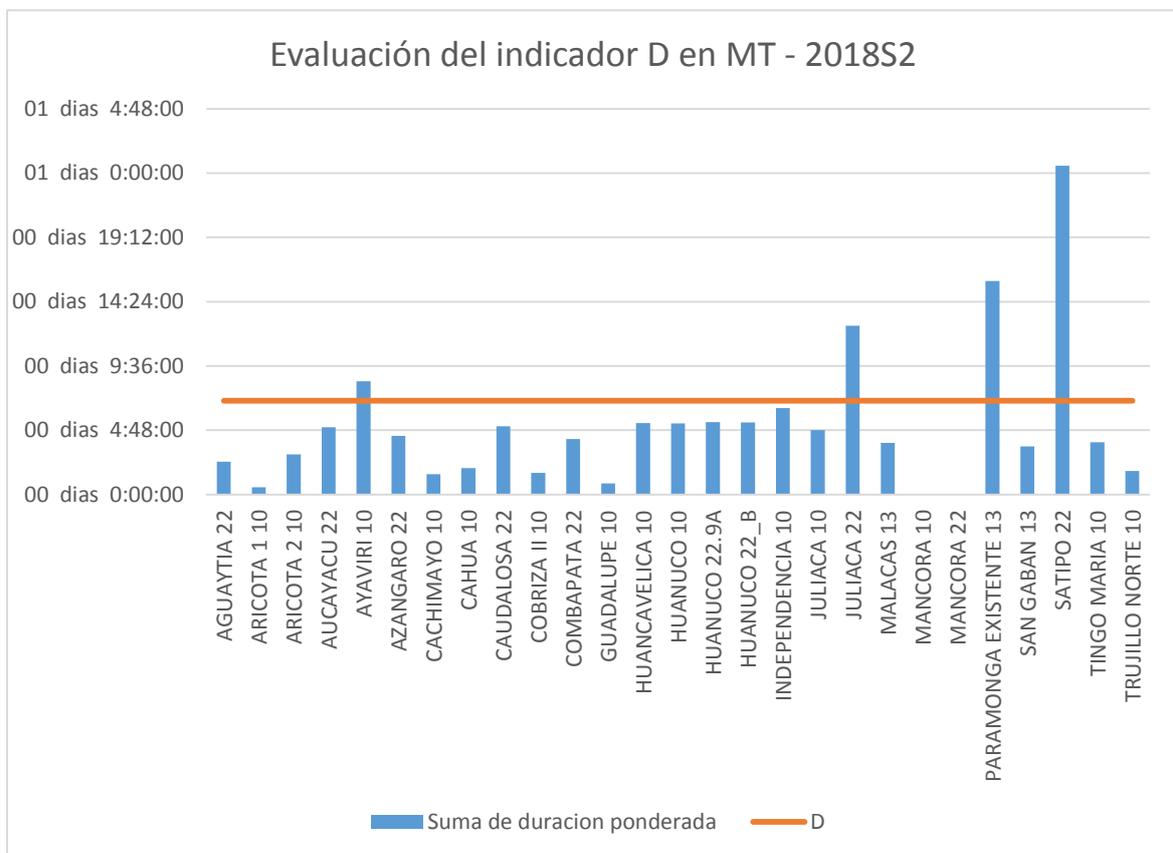


Figura 15: Evaluación del indicador D en MT - 2018S2

Se obtuvo que en los puntos de entrega generador distribuidor de media tensión del segundo semestre del 2018, 27 puntos de entrega tenían interrupciones, , 4 de ellos tenían mala calidad; AYAVIRI 10, JULIACA 22, PARAMONGA, SATIPO 22, como se muestra en la figura 15.

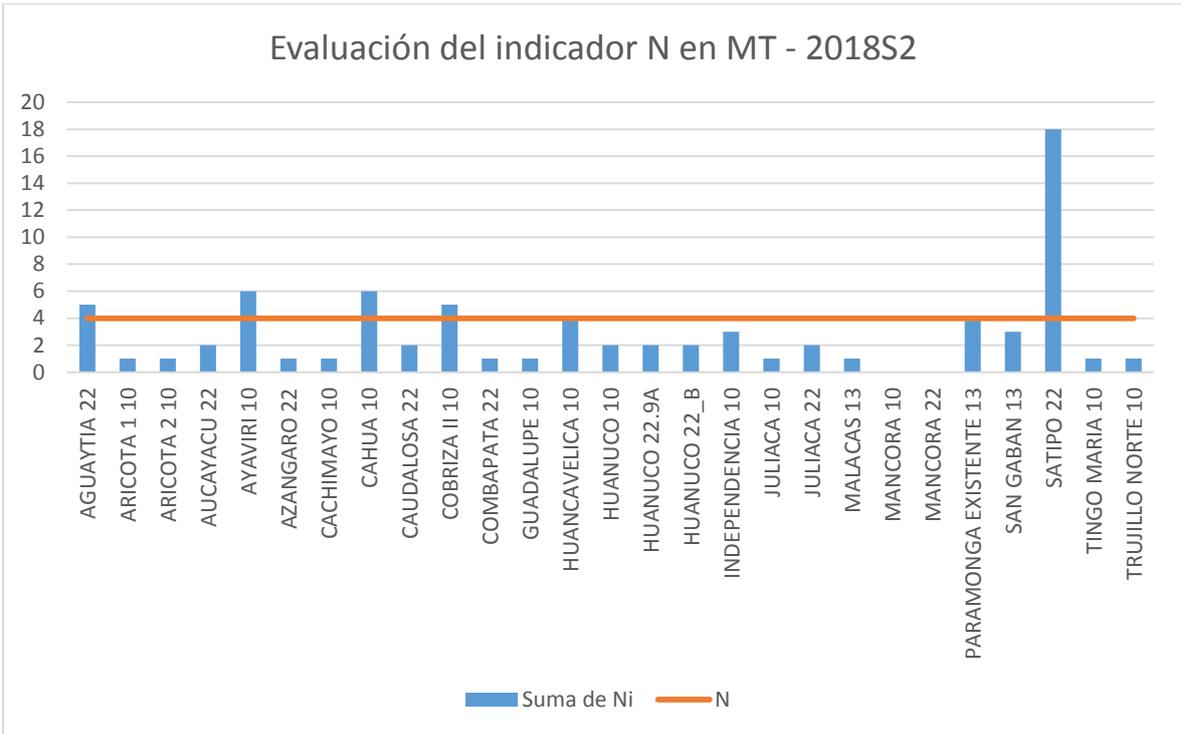


Figura 16: Evaluación del indicador N en MT - 2018S2

Se obtuvo de los 27 puntos de entrega con interrupciones, 5 de ellos tenían mala calidad; AGUAYTA 22, AYAVIRI 10, CAHUA 10, COBRIZA 10, SATIPO 22, como se muestra en la figura 15.

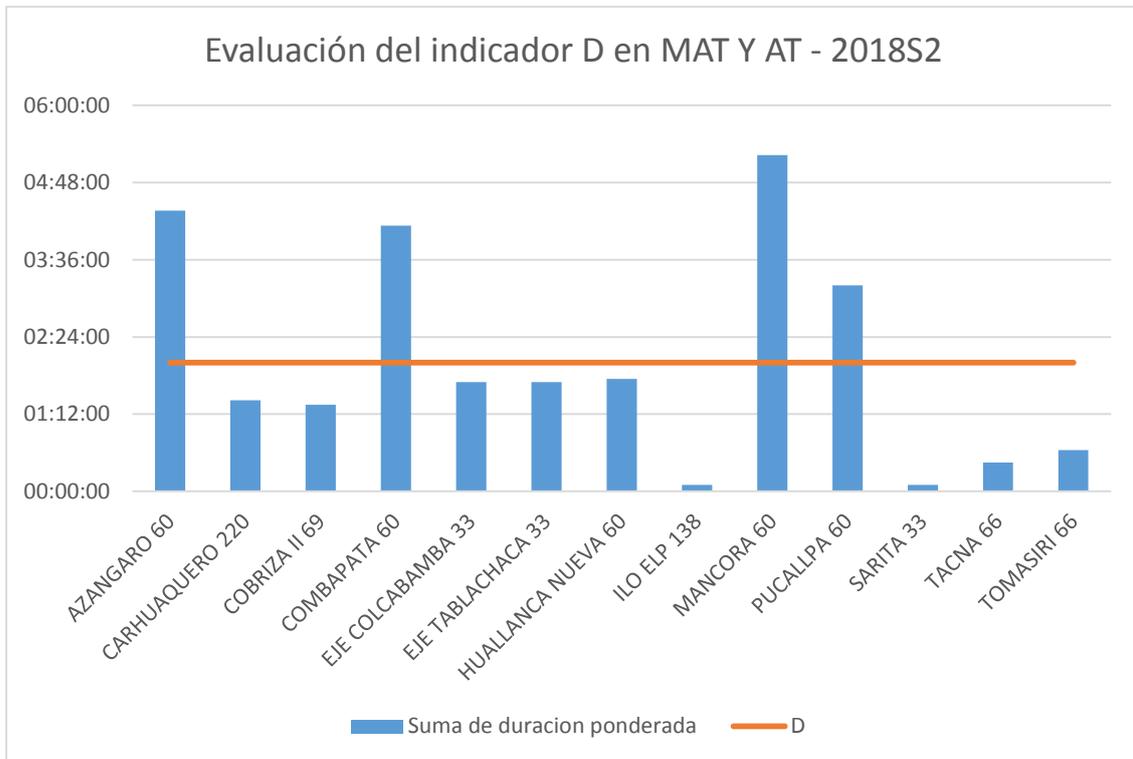


Figura 17: Evaluación del indicador D en MAT Y AT - 2018S2

Se obtuvo 13 puntos de entrega tenían interrupciones, mientras que de los 13 puntos de entrega con interrupciones, 4 puntos de entrega tenían mala calidad; AZANGARO 60, COMBAPATA 60, MANCORA 60, PUCALLPA 60, como se muestra en la figura 17.

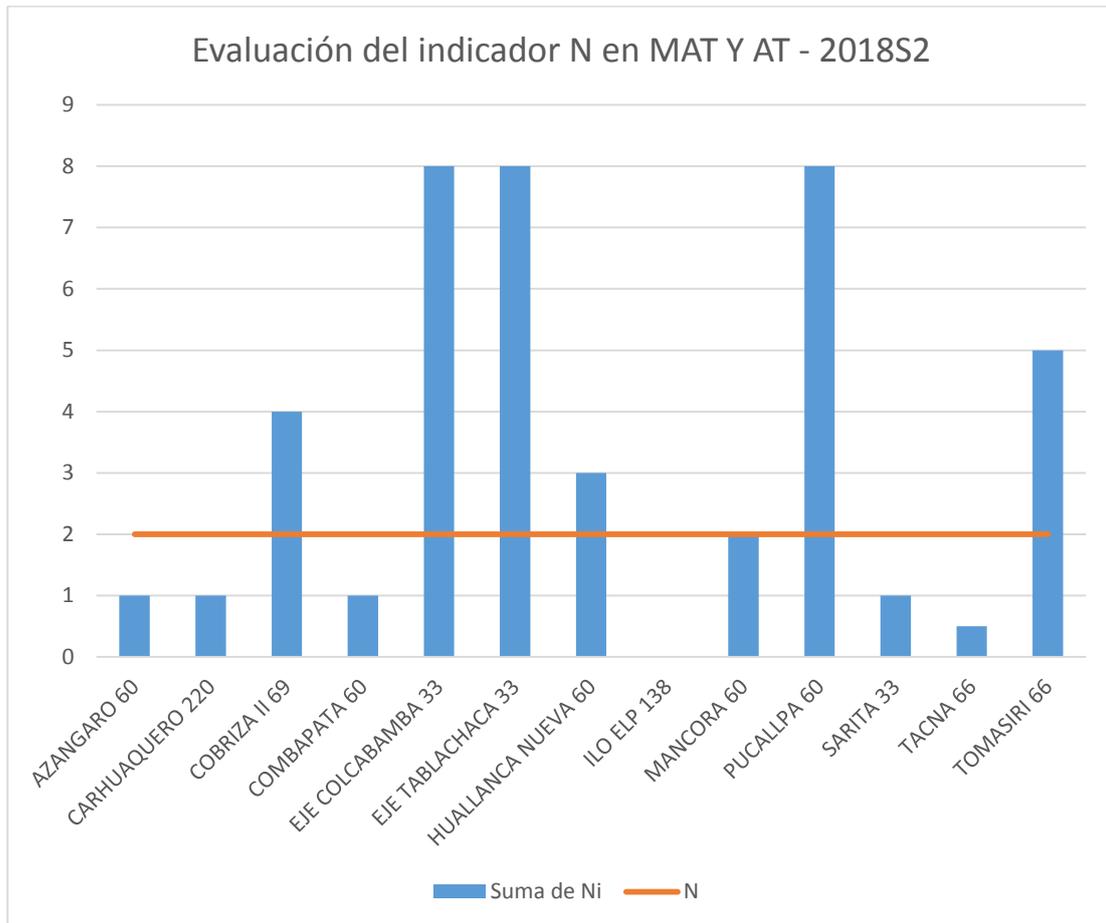


Figura 18: Evaluación del indicador N en MAT Y AT - 2018S2

Se obtuvo que en los puntos de entrega generador distribuidor de alta tensión y media alta tensión del segundo semestre del 2018, 13 puntos de entrega tenían interrupciones, mientras que, de los 13 puntos de entrega con interrupciones, 6 puntos de entrega tenían mala calidad; COBRIZA II 60, EJE COLCABAMBA 33, EJE TABLACHACA 33, HUALLANCA NUEVA 60, PUCALLPA 60, TOMASIRI 66, como se muestra en la figura 18.

En resumen, durante en el segundo semestre del año 2018, se excedieron las tolerancias en 19 de los 138 puntos de entrega generador distribuidor, lo que representa 13.8% del total de puntos de entrega.

3.4. Compensaciones en los Puntos de entrega Generador Distribuidor

En el año 2018 las empresas generadoras compensaron 456702 (US\$), así mismo se obtuvo que las interrupciones que generaron esas compensaciones se ubicaron 21 puntos de entrega generador distribuidor.

Entonces de 138 puntos de entrega generador distribuidor el 15% de ellos compensaron.

$$\frac{21}{138} \times 100\% = 15\%$$

A continuación, se muestran las compensaciones en los puntos de entrega

Tabla 11: Compensaciones en los puntos de entrega generador distribuidor

PE	Compensaciones(US\$)
PUCALLPA 60	273177
PARAMONGA EXISTENTE 13	32044
MANCORA 60	29445
JULIACA 22	26141
HUALLANCA NUEVA 60	15050
NUEVA ZORRITOS 60	14898
SATIPO 22	13626
HUARAZ OESTE 138	11064
QUENCORO 33	8338
AZANGARO 60	8331
COBRIZA II 69	6027
ZORRITOS 33	5130
COMBAPATA 60	5061
TOMASIRI 66	3501
AGUAYTIA 22	1956
HUALLANCA 66	1477
EJE TABLACHACA 33	754
EJE COLCABAMBA 33	493
TOCACHE 138	189
CAHUA 10	1
COBRIZA II 10	0.3

Elaboración Propia

3.5. Resarcimientos por la mala calidad en los Puntos de entrega Generador Distribuidor

En el 2018 se obtuvo lo siguiente:

Tabla 12: Resarcimiento por punto de entrega

Etiquetas de fila	Suma de Agente Resp. 1
ETESELVA	153682
ISA PERU	102534
RED DE ENERGÍA DEL PERÚ	55984
INFRAESTRUCTURA Y ENERGÍAS DEL PERÚ	18917
QUIMPAC	17465
PARQUE EÓLICO MARCONA	16041
MINERA SANTA LUISA	15953
STATKRAFT	14250
REP	13403
ELECTROCENTRO	6746
COMPAÑIA TRANSMISORA ANDINA	6344
SHAQSHA	6027
SEDACUZCO	5332
ENEL GENERACIÓN PIURA	5218
ELECTRO CENTRO	4285
EGESUR	2977
ETENORTE	2183
ENGIE	1340
ETENORTE	1268
COMPAÑIA TRANSMISORA ANDINA	1268
ELECTROPERU	1247
ENERGÍA EÓLICA	1199
EGEPSA	1039
CELEPSA RENOVABLES	574
ABY TRANSMISIÓN SUR	524
TESUR	302
ELECTROCENTRO	217
AIPSA	165
STATKRAFT	165
ELECTRO ORIENTE	53

456702

Elaboración Propia (Datos: COES, pre publicación 2018II e informe 2018I)

Se obtiene que de 456702 \$ a compensar, a las empresas generadoras les corresponde el 83 %

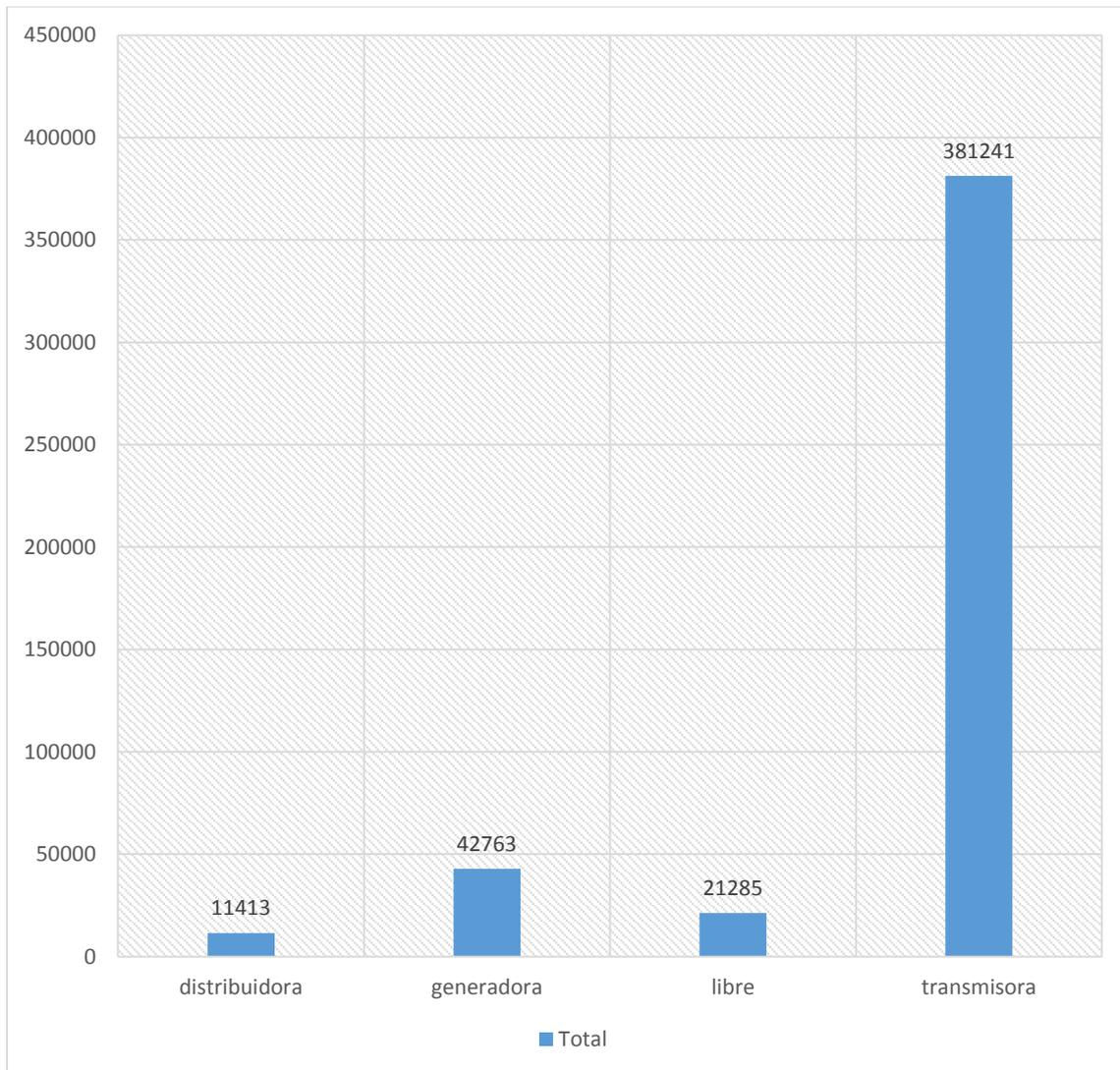


Figura 19: Montos de resarcimiento por tipo de empresas
Elaboración Propia, Datos COES

Como se observa si bien las empresas generadoras compensan a las distribuidoras, de forma global en el 2018, casi el 83% de estos montos compensados son resarcidos por empresas trasmisoras.

Solo alrededor del 10% de los montos resarcido corresponde a las empresas generadoras.

3.6 Análisis de las variaciones en los montos de resarcimientos

La NTCSE establece como fórmula de compensación

$$C = e * E * ENS$$

Formula 3
Fuente NTCSE

Esta fórmula no es lineal, tiene un componente cuadrático. Para poder visualizar esta naturaleza en la Figura 20 se muestra como varia la compensación en función de la duración pondera de interrupciones (indicador D) para una empresa distribuidora que tiene un consumo de 15000 KWH al semestre y que ha tenido 5 interrupciones en el semestre (N=5), en alta tensión.

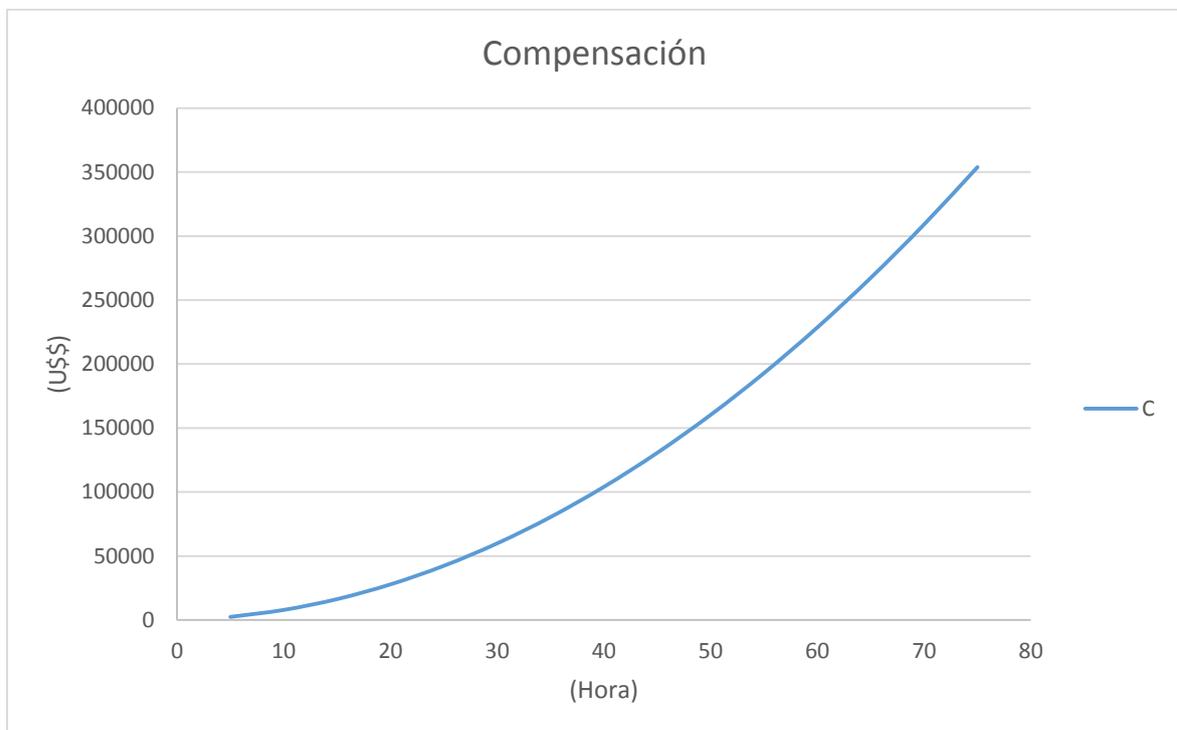


Figura 20: Comportamiento de la fórmula de compensación

Para calcular el resarcimiento por una interrupción se tiene la siguiente formula:

$$C_i = C \times \frac{E_i}{E}$$

Fórmula 12: Resarcimiento

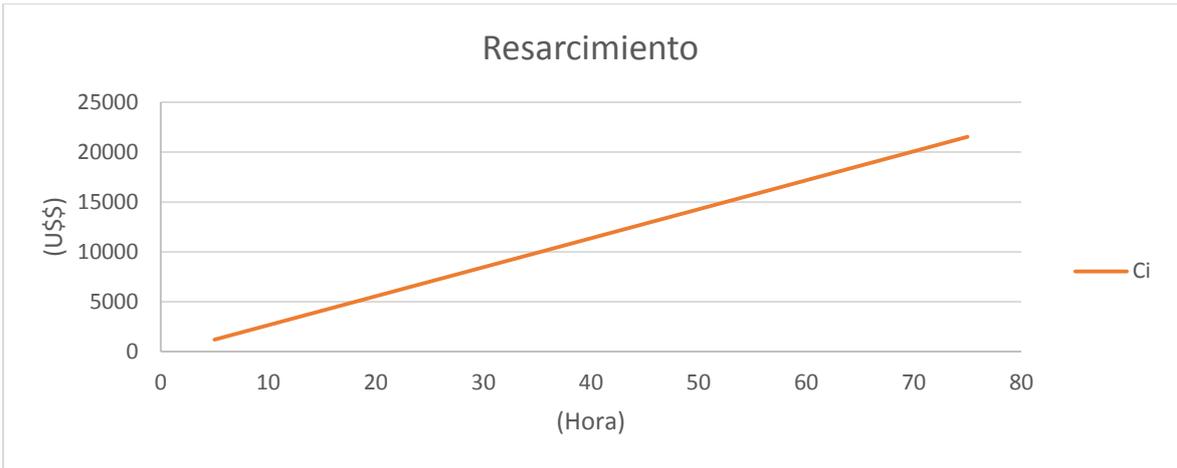


Figura 21: Resarcimiento

En un principio esta fórmula aparentemente es lineal porque busca establecer el porcentaje de responsabilidad (E'/E), pero al ser multiplicada por un monto de compensación que no es lineal, se tiene que el monto de resarcimiento para una sola interrupción ($N_i=1$) varía según el indicador D asociado al punto de entrega.

Para poder visualizar este comportamiento en la gráfica se muestra como varía el resarcimiento por una interrupción de 4 horas (indicador $D_i=4$) para el caso del mismo cliente descrito en la Figura 20.

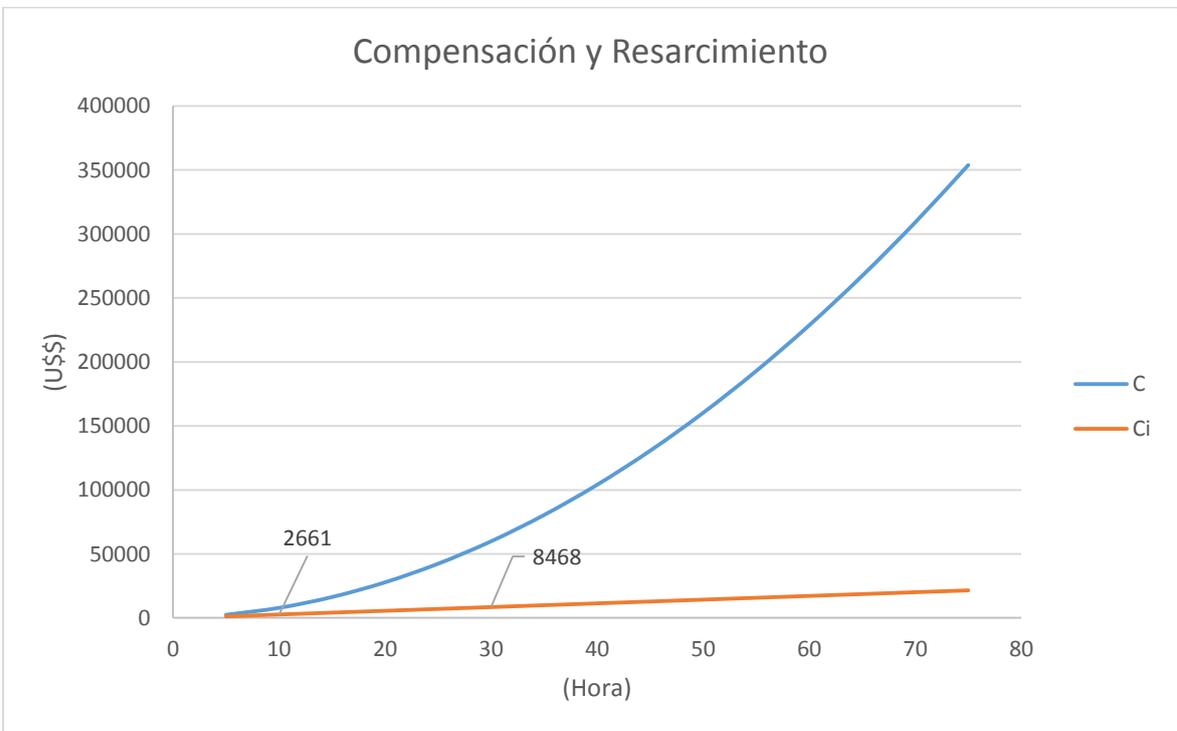


Figura 22: Compensaciones y resarcimiento

La grafica 5 se observa que la empresa responsable de la interrupción no resarce un monto fijo, sino que el valor a resarcir aumenta en la medida que aumentan las interrupciones en el punto de entrega (D). Así por ejemplo si el punto tiene un indicador D = 10 horas el monto a resarcir por la interrupción de 4 horas será 2661 dólares, pero si el punto de entrega hubiera tenido un indicador D= 30 horas el monto a resarcir por la interrupción de 4 horas aumenta hasta los 8468 dólares.

Entonces la compensación de la NTCSE no permite a las empresas transmisoras resarcir en proporción a las interrupciones ocasionadas por las empresas transmisoras, sino en proporción a usuario afectado.

Por esta razón Osinergmin incluye un procedimiento 091 indicadores y tolerancias que permiten identificar el performance de las empresas transmisoras. Como se muestra en la siguiente tabla y en el anexo 5 respectivamente.

Tabla 13: Indicadores del Procedimiento 091

Indicador (RM N° 163-2011- MEM/DE)	Descripción	Unidad	Indicador
Frecuencia de Fallas de Subestaciones	Tasa de Falla de cada Componente de Subestación (Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación, Barras o celdas)	Número de fallas por año	$TFC = N^{\circ} Fallas$ N° Fallas = Número de fallas que ocasionan interrupciones mayores de 3 minutos, en un año.
Frecuencia de Fallas de Líneas de Transmisión	Tasa de Fallas de cada Línea de Transmisión	Número de fallas por cada 100 Km-año.	Líneas de transmisión iguales y mayores a 100 kilómetros: $TFL = \frac{N^{\circ} Fallas}{EXT .LT} \times 100$ N° Fallas= Número de fallas que ocasionan interrupciones mayores de 3 minutos, en un año. EXT. LT = Extensión de la línea de transmisión en Km.
		Número de fallas por año	Líneas de transmisión menores a 100 kilómetros: $TFL = N^{\circ} Fallas$ N° Fallas= Número de fallas que ocasionan interrupciones mayores de 3 minutos, en un año
Disponibilidad de Subestaciones	Indisponibilidad de cada componente de subestación (Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación, Barras o celdas)	Horas de Indisponibilidad por año	$INDISE = \sum HIND$ HIND = Número de horas indisponibles del componente en un año.

Disponibilidad de Líneas de Transmisión	Indisponibilidad de cada Línea de Transmisión	Horas de Indisponibilidad por año	$INDISL = \sum HIND$ HIND = Número de horas indisponibles del componente en un año.
---	---	-----------------------------------	---

Fuente: Resolución N° 091-2006-OS/CD

Sin embargo, en la NTCSE no permite cobrar una multa si la empresa transmisora ha compensado.

3.7 Análisis del control de la calidad del suministro en puntos de entrega generador distribuidor.

Respecto al nivel de interrupciones en los puntos de entrega generador-distribuidor, se observa que durante el primer semestre 2018 solo se registraron excesos en las tolerancias en el 5.8% de los puntos de entrega, este porcentaje aumento en el segundo semestre a 13.8%. Lo que hace un promedio semestral de puntos de entrega de mala calidad inferior al 10%, lo cual demuestra que la mala calidad de interrupciones a nivel de los puntos de entrega generador-distribuidor no es generalizada, está focalizado en algunos puntos de la red.

Respecto al control de la NTCSE, se observa que si bien las empresas generadoras efectúan las compensaciones a las distribuidoras, las responsables de las mismas (alrededor del 80% de las compensaciones) son empresas trasmisoras, lo cual demuestra la valides de implementar un esquema de cadena de pagos en la NTCSE y que el control diseñada en la NTCSE es justo porque si bien el generador firma el contrato de suministro con el distribuidora, no en una gran medida el responsable de la interrupción.

Sin embargo, se observa que el esquema de control de la NTCSE se focaliza en determinar en qué porcentaje la trasmisora participa en la mala calidad para efectos de compensación, pero en este cálculo no solo considera la performance de la empresa transmisora sino del total de interrupciones que afecto al distribuidor. En tal sentido los indicadores N y D y los montos de resarcimiento no permiten identificar realmente la performance de la empresa trasmisora. Por esta razón, OSIERGMIN en adición a la NTCSE tiene un procedimiento de superación de las instalaciones de transmisión que establece indicadores y tolerancias que permite identificar aquellas instalaciones que no estén siendo operadas de forma adecuada.

CONCLUSIONES

1. La Norma Técnica de calidad permite a las empresas generadoras controlar la calidad que reciben sus clientes en función a los indicadores de calidad N y D, así mismo, en el 2018 se obtuvo que 15% de los puntos de entrega tenían mala calidad, lo que indica que la calidad en los puntos de entrega generador distribuidor del 2018 es aceptable, luego de la mala calidad, las generadoras deben compensar a los distribuidores afectados, finalmente se detectó que el 83% de las interrupciones son responsabilidad de las empresas transmisoras, lo cual no está mal porque que son estas quienes resarcen a las empresas generadoras, sin embargo este monto no solo es proporcional a su interrupción sino al total de las interrupciones por punto de entrega generador distribuidor
2. En el Periodo 2018S1 y 2018S2 se obtuvo que Aguaytia 22, Azangaro 60, Cahua 10, Cobriza II 10, Cobriza II 69, Combapata 60, Eje Colcabamba 33, Eje Tablachaca 33, Huallanca 66, Huallanca Nueva 60, Huaraz Oeste 138, Juliaca 22, Mancora 60, Nueva Zorritos 60, Paramonga Existente 13, Pucallpa 60, Quencoro 33, Satipo 22, Tocache 138, Tomasiri 66, Zorritos 33, efectuaron compensaciones por mala calidad de suministro en el año 2018.
3. En el Periodo 2018S1 y 2018S2 se obtuvo que Aby Transmisión Sur, Aipsa, Celepsa Renovables, Compañía Transmisora Andina, Egepsa, Egesur, Electro Centro, Electro Oriente, Electroperu, Enel Generación Piura, Energía Eólica, Engie, Etenorte, Eteselva, Infraestructura Y Energías Del Perú, Isa Peru, Minera Santa Luisa, Parque Eólico Marcona, Quimpac, Red De Energía Del Perú, Rep, Sedacuzco, Shaqsha, Statkraft, Tesur, fueron las responsables por mala calidad de suministro en el año 2018.
4. Las empresas generadoras están obligadas a entregar una buena calidad de suministro a sus clientes, distribuidores, Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos permite identificar la mala calidad en los puntos de entrega, sin embargo, no se puede determinar el desempeño o performance de las empresas generadoras ya que terceros influyen.

RECOMENDACIONES

1. Tener una normativa que regularice las interrupciones en transmisión, permitirá disminuir los montos a compensar.
2. La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos debería tener una normativa que no solo responsabilice legalmente sino también técnicamente.
3. Los reportes de interrupciones se deberían hacer por puntos de entrega, para evitar datos erróneos o inválidos.

BIBLIOGRAFÍA

CABRERA CHIARE, M. A. (2013). *ANÁLISIS DE LA EXPERIENCIA PERUANA EN LA REESTRUCTURACIÓN DE MERCADOS ELÉCTRICOS*. INFORME DE SUFICIENCIA, LIMA.

COES. (2001). *GLOSARIO*. *EL PERUANO*, 19-20. Obtenido de PAGINA WEB DEL COES.

COES.(2018). COES/D/DO/STR-INF-084-2018 Recuperado de:
<http://www.coes.org.pe/Portal/PostOperacion/ValorizacionTransferencias/ResarcimientosNTCSE>

COES.(2019). COES/D/DO/STR-INF-022-2019. Recuperado de:
<http://www.coes.org.pe/Portal/PostOperacion/ValorizacionTransferencias/ResarcimientosNTCSE>

LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS. (19 de Noviembre de 1992). *Diario Oficial El Peruano* .

LEY DE ORGANIZACIÓN Y FUNCIONES DEL MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS - LEY N° 30705. (21 de Diciembre de 2017). *Diario Oficial el Peruano*.

Ley N° 26734. (31 de Diciembre de 1996). *Diario Oficial El Peruano*.

Ministerio de Energia y Minería. (19 de Noviembre de 1992). *Decreto Ley N° 25844*. *Diario Oficial El Peruano*.

Ministerio de Energia y Minería. (9 de Octubre de 1997). *DECRETO SUPREMO N° 020-97-EM*. *Diario El peruano*.

Ministerio de Energia y Minería. (23 de 07 de 2006). *Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica*. *Diario Oficial El Peruano*.

Pastor Ferrer, V. A. (2014). *SISTEMA ADMINISTRADOR DE INTERRUPCIONES Y SUPERVISOR DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO ELÉCTRICO* . de Suficiencia para optar el título profesional de ingeniero electricista, UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA, Lima.

R.M. N° 237-2012-MEM/DM. (20 de Mayo de 2010). *Diario Oficial El Peruano*.

S.D. N° 128. (20 de Agosto de 2000). *Diario Oficial El Peruano*.

Seymour, J., & Horsley, T. (2010). *Los siete tipos de problemas en el suministro eléctrico*. Informe Interno, APC by Schneider Electric. Recuperado el 26 de Marzo de 2019, de https://www.apc.com/salestools/VAVR-5WKLPK/VAVR-5WKLPK_R0_LS.pdf

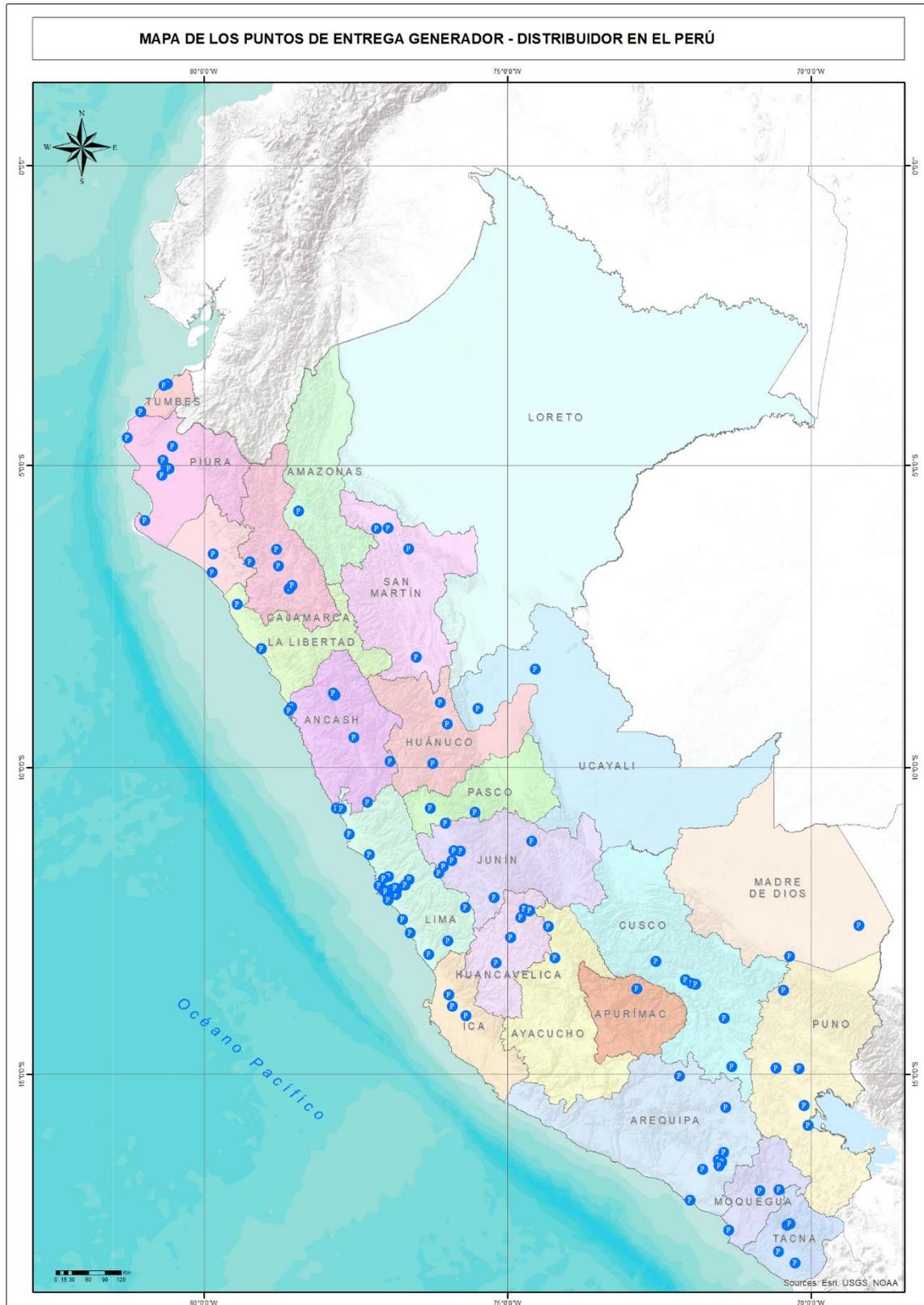
TORRES SANCHEZ, H., & PARRA LOPEZ, E. (2010). DIFERENCIA ENTRE LA CALIDAD DE ENERGIA Y CALIDAD DE POTENCIA. En *CALIDAD DE ENERGIA ELECTRICA* (pág. 7). BOGOTA, COLOMBIA: EDITORIAL ACADEMICA ESPAÑOLA.

VARGAS AVENDAÑO, E. J. (2003). *ANÁLISIS DE LOS ÍNDICES DE CALIDAD DE SUMINISTROS EN EMPRESA DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DEL NORTE CHICO*. LIMA.

VILCACHAGUA NUÑEZ, J. P. (2005). *CALIDAD DE SUMINISTRO EN LOS SECTORES DE*. LIMA.

ANEXOS

Anexo 1



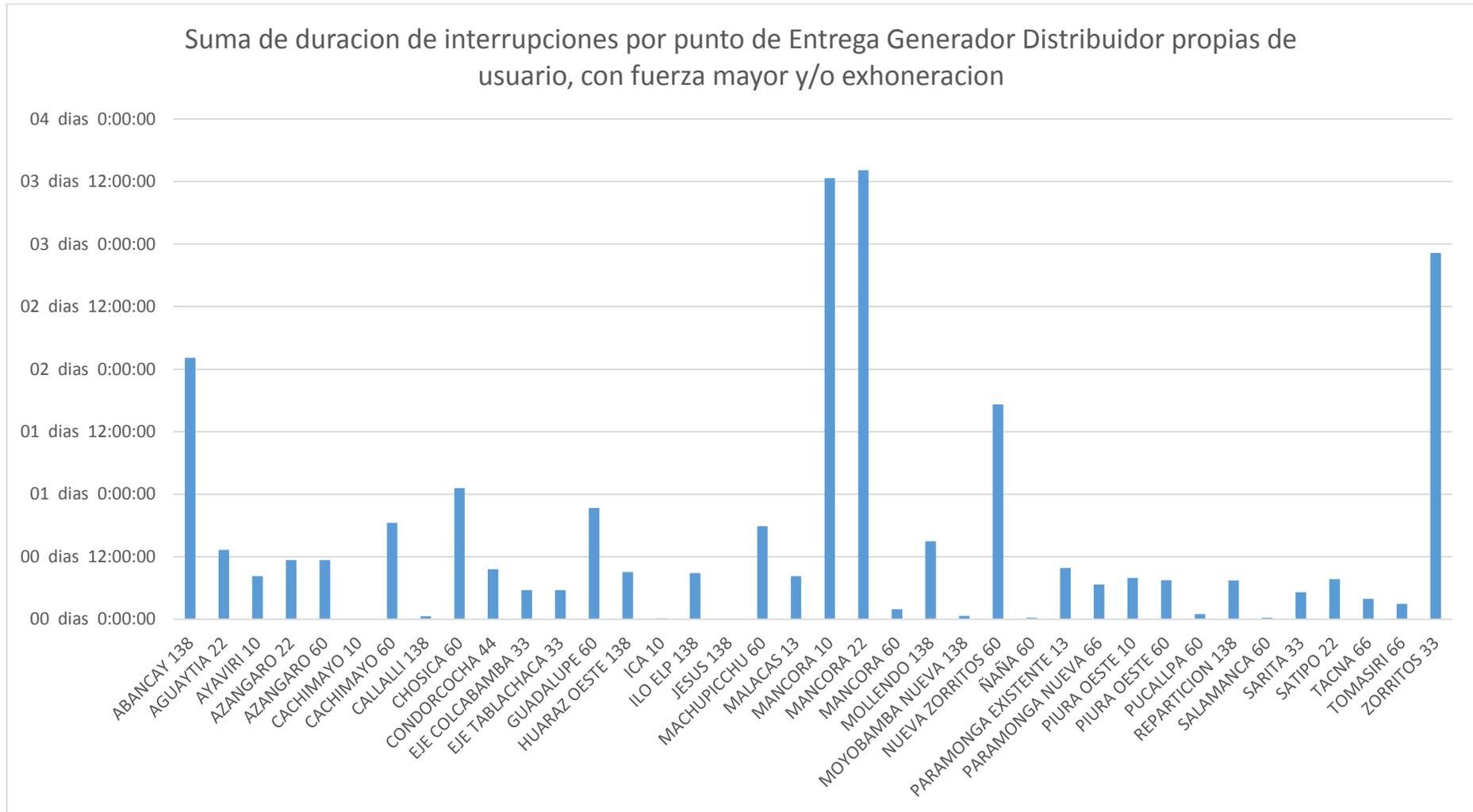
Anexo 2

Puntos de entrega generador distribuidor

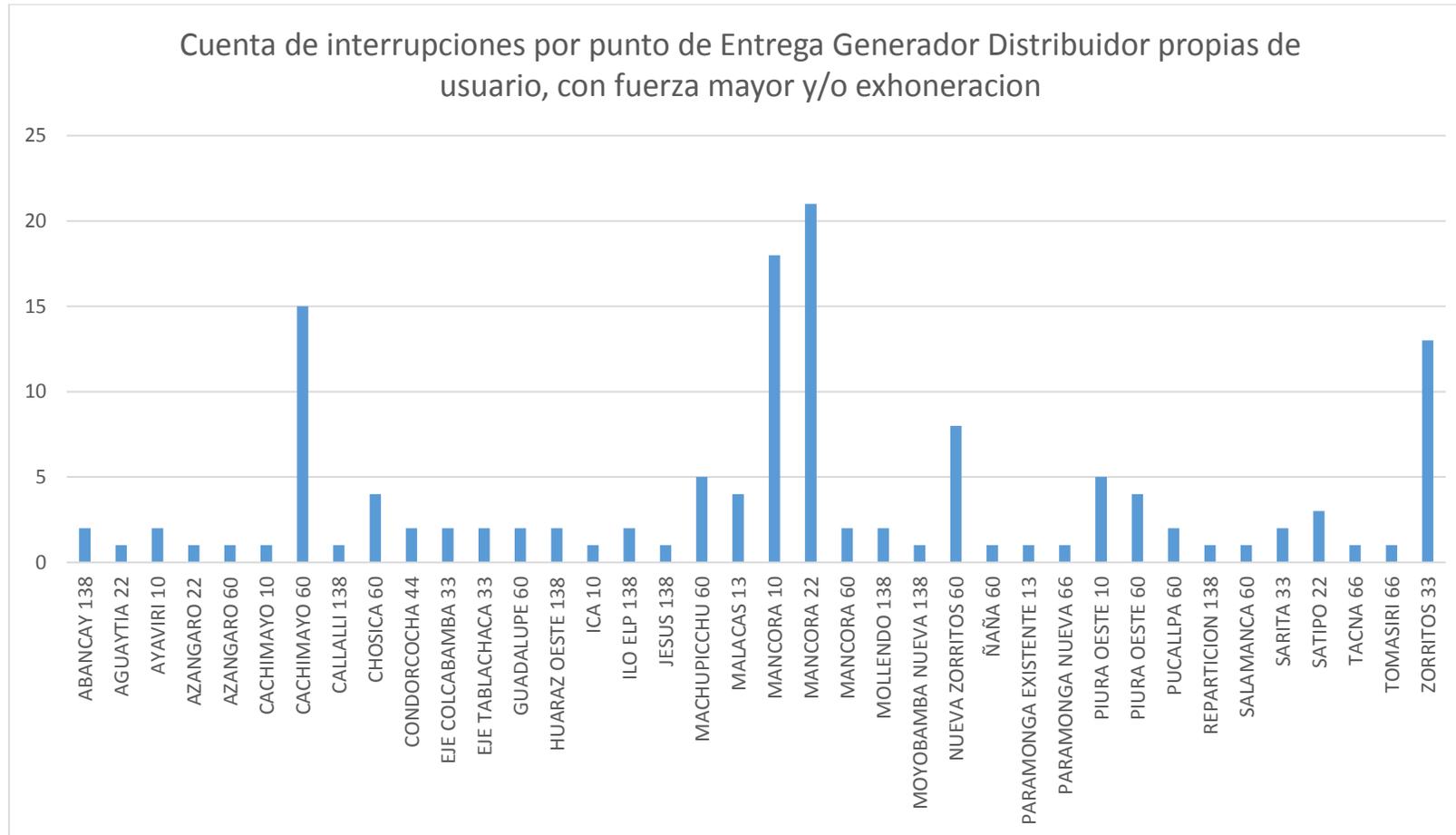
PuntoEntrega	Tensión	X	Y
ABANCAY 138	138 kV	-72.8781	-13.6207
AGUAYTIA 22	22.9 kV	-75.493	-9.03093
ALTO PRADERA 220	220 kV	-76.8418	-12.2955
ARICOTA 1 10	10 kV	-70.3559	-17.3982
ARICOTA 2 10	10 kV	-70.3985	-17.4209
ASIA 220	220 kV	-76.608028	-12.714097
AUCAYACU 22	22.9 kV	-76.1134	-8.9363
AYAVIRI 10	10 kV	-70.5866	-14.9028
AYAVIRI 22	22.9 kV	-70.5866	-14.9028
AZANGARO 22	22.9 kV	-70.2054	-14.9144
AZANGARO I 60	60 kV	-70.2054	-14.9144
BAGUA 10	10 kV	-78.4472	-5.7598
CACHIMAYO 10	10 kV	-72.0714	-13.4747
CACHIMAYO 22	22.9 kV	-72.0714	-13.4747
CACHIMAYO 33	33 kV	-72.0714	-13.4747
CACHIMAYO 60	60 kV	-72.0714	-13.4747
CAHUA 10	10 kV	-77.3133	-10.5743
CAJAMARCA NORTE 60	60 kV	-78.6024	-7.0572
CALLAHUANCA 10	10 kV	-76.6261	-11.8379
CALLALLI 138	138 kV	-71.4073	-15.5356
CANTERA 220	220 kV	-76.3027	-13.0612
CARABAYLLO 220	220 kV	-76.9626	-11.7967
CARAPONGO 220	220 kV	-76.856038	-11.983331
CARHUAMAYO 138	138 kV	-76.0279	-10.9171
CARHUQUERO 220	220 kV	-79.2473	-6.60586
CAUDALOSA 22	22.9 kV	-75.1962	-13.2014
CHAVARRIA 220	220 kV	-77.0659	-11.9974
CHICLAYO OESTE 60	60 kV	-79.8694	-6.78205
CHILCA 220	220 kV	-76.728	-12.4961
CHILINA 33	33 kV	-71.5343	-16.3831
CHIMBOTE 1 13	13.8 kV	-78.5574	-9.01103
CHIMBOTE 1 138	138 kV	-78.5574	-9.01103
CHIMBOTE 2 138	138 kV	-78.6006	-9.06339
CHOSICA 60	60 kV	-76.6882	-11.9296
COBRIZA I 66	66 kV	-74.6481	-12.3552
COBRIZA II 10	10 kV	-74.3328	-12.6106
COBRIZA II 69	69 kV	-74.3328	-12.6106
COMBAPATA 22	22.9 kV	-71.4346	-14.1006
COMBAPATA 60	60 kV	-71.4346	-14.1006
CONDORCOCHA 44	44 kV	-75.7782	-11.3784
CURUMUY 60	60 kV	-80.6308	-5.03767
CUTERVO 138	138 kV	-78.8111	-6.40205
DOLORESPATA 10	10 kV	-71.9714	-13.5302
EJE COLCABAMBA 33	33 kV	-74.7299	-12.32
EJE RESTITUCION 33	33 kV	-74.6411	-12.3494
EJE TABLACHACA 33	33 kV	-74.7882	-12.4629
GUADALUPE 10	10 kV	-79.4582	-7.30558
GUADALUPE 60	60 kV	-79.4582	-7.30558
HUACHIPA 60	60 kV	-76.9184	-12.0035
HUACHO 66	66 kV	-77.6084	-11.0968
HUALLANCA 13	13.8 kV	-77.8526	-8.81313
HUALLANCA 138	138 kV	-77.8526	-8.81313
HUALLANCA 66	66 kV	-77.8526	-8.81313
HUALLANCA NUEVA 60	60 kV	-76.9411	-9.90192
HUANCAVELICA 10	10 kV	-74.9527	-12.7847
HUANCAVELICA 220	220 kV	-74.952636	-12.7846
HUANCAVELICA 60	60 kV	-74.9527	-12.7847
HUANUCO 10	10 kV	-76.2385	-9.9378
HUANUCO 22_A	22.9 kV	-76.2385	-9.9378
HUANUCO 22_B	22.9 kV	-76.2385	-9.9378
HUARAZ OESTE 138	138 kV	-77.5369	-9.50901
HUAYTIRE 13	13.8 kV	-70.5349	-16.8565
HUAYUCACHI 10	10 kV	-75.2248	-12.1319
HUAYUCACHI 60	60 kV	-75.2248	-12.1319
ICA 10	10 kV	-75.6923	-14.0558
ICA 60	60 kV	-75.6923	-14.0558
ILO 138	138 kV	-71.3584	-17.5013
INDEPENDENCIA 10	10 kV	-75.9677	-13.7162
INDEPENDENCIA 60	60 kV	-75.9677	-13.7162

PuntoEntrega	Tensión	X	Y
INDUSTRIALES 220	220 kV	-76.9665	-12.0521
JESUS 138	138 kV	-71.4777	-16.4143
JULIACA 10	10 kV	-70.12	-15.5086
JULIACA 138	138 kV	-70.1198	-15.5088
JULIACA 22	22.9 kV	-70.12	-15.5086
KIMAN AYLLU 10	10 kV	-77.872531	-8.775196
LA PAJUELA 22	22.9 kV	-78.551812	-6.99703
LA PLANICIE 220	220 kV	-76.925521	-12.08538
LOMERA 20	60 kV	-77.27468	-11.433397
LOMERA 60	60 kV	-80.582	-5.05597
MACHUPICCHU 10	10 kV	-72.5607	-13.1751
MACHUPICCHU 60	60 kV	-72.5607	-13.1751
MALACAS 13	13.8 kV	-81.2641	-4.53865
MANCORA 10	10 kV	-81.0434	-4.11071
MANCORA 22	22.9 kV	-81.0434	-4.11071
MARCONA 60	60 kV	-81.0434	-4.11071
MAZUKO 138	138 kV	-70.36278	-13.0955
MOLLENDO 138	138 kV	-71.9957	-17.0255
MOLLEPATA 66	66 kV	-74.220459	-13.1181
MONTALVO 138	138 kV	-70.8452	-16.8737
MOYOBAMBA NUEVA 138	138 kV	-76.973279	-6.04692
NUEVA ZORRITOS 60	60 kV	-80.6035	-3.64545
ÑAÑA 60	60 kV	-76.8205	-11.9897
OROYA NUEVA 50	50 kV	-75.9177	-11.5324
PACHACHACA 220	220 kV	-76.0645	-11.633
PARAGSHA II 138	138 kV	-76.2775	-10.6732
PARAMONGA EXISTENTE 13	13.8 kV	-77.8223	-10.671
PARAMONGA NUEVA 66	66 kV	-77.7419	-10.6799
PIURA OESTE 10	10 kV	-80.6983	-5.1685
PIURA OESTE 60	60 kV	-80.6983	-5.1685
POECHOS 60	60 kV	-80.5251	-4.68405
POMACOCCHA 220	220 kV	-76.1322	-11.734
PORCON 10	10 kV	-78.5909	-7.04737
PUCALLPA 60	60 kV	-74.5486	-8.38515
PUERTO MALDONADO 138	138 kV	-69.222174	-12.588704
PUERTO RICO 22	22.9 kV	-80.9737	-5.91885
PUNO 22	22.9 kV	-70.0507	-15.8313
PUNO 60	60 kV	-70.0507	-15.8313
QUENCORO 10	10 kV	-71.9065	-13.5464
QUENCORO 138	138 kV	-71.906296	-13.5464
QUENCORO 33	33 kV	-71.9065	-13.5464
REPARTICION 138	138 kV	-71.7919	-16.5319
RIOJA 20	20 kV	-77.1608	-6.0548
SALAMANCA 60	60 kV	-76.9906	-12.0766
SAN GABAN 13	13.8 kV	-70.4613	-13.642
SAN GABAN 138	138 kV	-70.4613	-13.642
SAN JUAN 220	220 kV	-76.9739	-12.177
SAN JUANITO 22	22.9 kV	-75.987103	-12.841158
SANTA ROSA 220	220 kV	-77.011	-12.0392
SANTA ROSA 60	60 kV	-77.011	-12.0392
SANTUARIO 13	13.8 kV	-71.4453	-16.2622
SARITA 33	33 kV	-70.3566	-17.3977
SATIPO 22	22.9 kV	-74.4898	-11.417
SOCABAYA 138	138 kV	-71.51633625	-16.4734093
SOCABAYA 33	33 kV	-71.5176	-16.4743
SULLANA 60	60 kV	-80.6778	-4.9138
TACNA 66	66 kV	-70.2716	-18.0255
TINGO MARIA 10	10 kV	-75.9919	-9.28977
TINTAYA 10	10 kV	-71.3139	-14.8822
TOCACHE 138	138 kV	-76.5096	-8.18475
TOCACHE 22	22.9 kV	-76.5096	-8.18475
TOMASIRI 66	66 kV	-70.544	-17.8471
TRUJILLO NORTE 10	10 kV	-79.0555	-8.04553
TRUJILLO NORTE 138	138 kV	-79.0555	-8.04553
VENTANILLA 220	220 kV	-77.1183	-11.9372
VILLACURI 60	60 kV	-75.910506	-13.905346
YAUPI 13	13.8 kV	-75.5386	-10.7422
ZAPALLAL 220	220 kV	-77.0478	-11.8278
ZORRITOS 33	33 kV	-80.6619	-3.6722

Anexo 3



Anexo 4



Anexo 5

Indicador	Unidad	Componente	Gradualidad de la Tolerancia						
			Costa			Sierra y Selva			
			1º al 12º mes	13º al 24º mes	Años en adelante	1º al 12º mes	13º al 24º mes	Años en adelante	
Tasa de Falla para cada componente de subestación	Número de Fallas por año	-Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación; o sus celdas (*), en el nivel de tensión igual o mayor de 30 kV. -Barra en el nivel de tensión igual o mayor a 30 kV	3	2	1	3	2	1	
Tasa de Falla para cada línea de transmisión o celda	Número de Fallas por cada 100 Km – año	-Líneas de transmisión igual o mayores de 100Km. -Celdas de líneas de transmisión (*)	Nivel de tensión: 220kV	1.20	1.10	1.00	1.65	1.60	1.50
			Nivel de tensión: 138kV	2.40	2.20	2.00	3.20	3.10	3.00
			Nivel de tensión: Igual o mayor a 30 kV y menor a 75kV.	4.20	4.10	4.00	5.40	5.20	5.00
	Número de fallas por año	-Líneas de transmisión menores a 100Km. -Celdas de líneas de transmisión (*)	Nivel de tensión: 220kV	3	2	1	4	3	2
			Nivel de tensión: 138kV	4	3	2	6	5	4
			Nivel de tensión: Igual o mayor a 30 kV y menor a 75kV.	6	5	4	10	9	8
Indisponibilidad para cada componente de subestación	Horas de indisponibilidad por año	Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación; o sus celdas (*), en el nivel de tensión 220 y 138kV.	8	7	6	8	7	6	
		Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación; o sus celdas (*), en el nivel de tensión igual o mayor de 30 kV y menor de 75kV.	6	5	4	6	5	4	
		Barra en el nivel de tensión igual a mayor a 30 kV	3	2	1	3	2	1	
Indisponibilidad para cada componente de línea de transmisión o celda.	Horas de indisponibilidad por año	Líneas de transmisión iguales o mayores a 100Km., o sus celdas (*)	Nivel de tensión: 220 y 138kV.	10	9	8	10	9	8
			Nivel de tensión: Igual o mayor de 30 kV o menor a 75kV.	8	7	6	8	7	6
		Líneas de transmisión menores a 100Km., o sus celdas (*)	Nivel de tensión: 220 y 138kV.	8	7	6	8	7	6
			Nivel de tensión: Igual o mayor de 30 kV o menor a 75kV.	6	5	4	6	5	4