

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO EN
UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA DE 220 kV**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

KENNETH STEVE MEDINA GUZMÁN

**PROMOCIÓN
2007-II**

**LIMA – PERÚ
2011**

**MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO EN
UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA DE 220 kV**

A mis padres, por su amor y apoyo incondicional

A mis hermanos por su comprensión y cariño

SUMARIO

El presente informe trata sobre el mejoramiento de la calidad de suministro en una línea de transmisión de 220 kV, la cual 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.

Este informe está alineado a la motivación que tienen las empresas de transmisión eléctrica en mejorar su servicio mediante la confiabilidad lo cual permitirá evitar grandes pérdidas económicas, ya que la mala calidad de suministro tiene un gran impacto económico si no se maneja adecuadamente.

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.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DE INGENIERÍA DEL PROBLEMA

1.1	Problemática de la Calidad de Suministro Eléctrico	5
1.2	Objetivos	6
1.3	Evaluación de la Calidad de Suministro en una línea de 220 kV	6
1.4	Limitaciones	7

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL

2.1	Antecedentes	8
2.2	Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE)	8
2.2.1	Calidad de Suministro	9
2.3	Aplicación de la Base Metodológica en la Calidad de Suministro	11
2.3.1	Programación de las Interrupciones	11
2.3.2	Sistema de recepción de reclamos	12
2.3.3	Evaluación de Indicadores y Compensaciones	12
2.4	Procedimiento 091 – Performance de las Líneas de Transmisión	14

CAPÍTULO III

MÉTODO PARA EL MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO EN UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 220 KV

3.1	Medida Correctiva	16
3.1.1	Evaluación Técnica para el Mejoramiento de la Calidad de Suministro	16
3.1.2	Evaluación Económica para el Mejoramiento de la Calidad de Suministro	33

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO EN UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 220 KV

4.1	Desempeño de las Líneas de Transmisión frente a las descargas atmosféricas	45
-----	--	----

4.1.1	Incidencia de las descargas atmosféricas en una Línea de Transmisión	46
4.1.2	Desempeño de las Líneas de Transmisión debido a las descargas atmosféricas	49
4.1.3	Efectos de las descargas atmosféricas en la Calidad de Suministro de las Líneas de Transmisión	49
4.2	Datos a utilizar	50
4.2.1	Registro de Interrupciones	50
4.2.2	Cálculo de Compensación por la mala calidad de suministro	51
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	57
	ANEXOS	58
	BIBLIOGRAFÍA	75

INTRODUCCIÓN

El gran crecimiento de la economía estos últimos años se ve plasmado en una gran expansión de la energía así como el desarrollo tecnológico. Es importante hoy en día diseñar y operar sistemas eléctricos que no solo tengan una alta eficiencia sino que además tengan el más alto grado de confiabilidad y continuidad. En los sistemas eléctricos cuando no se dispone de electricidad en momentos inesperados trae graves consecuencias productivas y económicas.

La seguridad del suministro está asociado con la continuidad del mismo, motivo por el cual se debe hacer un análisis permanente para reducir la duración y la cantidad de las fallas. En el caso de que se presenten fallas técnicas, estas se tienden a minimizar o disminuir mediante la implementación de equipos de protección las cuales componen un sistema de protección.

El propósito de este informe es evaluar y utilizar un método de solución que permita mejorar la confiabilidad y seguridad de las líneas de transmisión ya que mediante estas se busca el transporte continuo de energía a las industrias, a los clientes y usuarios, lo cual permitirá evitar grandes pérdidas económicas.

Ante la problemática que existe con la calidad de suministro en las líneas de transmisión eléctrica, en este informe se planteará un método de solución que permitirá mejorar la calidad de suministro, la cual permitirá que se minimice las compensaciones y que el sistema de transmisión sea confiable.

Motivación

Por lo expuesto, la principal motivación del presente informe es aplicar la mejor método de solución para el mejoramiento de la calidad de suministro de las líneas de transmisión que principalmente es afectada por las descargas atmosféricas que permitirá la seguridad y continuidad de la transmisión de energía, lo cual minimizará las pérdidas económicas a las empresas de transmisión de energía eléctrica, por compensar a los afectados de no recibir dicha energía no suministrada.

Preguntas de Investigación

- ¿Por qué es importante la calidad de suministro?

- ¿Qué se consigue con el mejoramiento de la calidad de suministro en una línea de transmisión?

Alcances y limitaciones del informe

Los alcances de este informe son: optimizar la seguridad y confiabilidad de los sistemas de transmisión de energía eléctrica, lo cual evitará grandes pérdidas económicas. Las principales limitaciones encontradas en este proceso de investigación fueron: la poca información sobre la calidad de energía en la parte de la calidad de suministro, y el acceso limitado a los principales documentos referidos a la calidad de suministro en otros países.

Contenido del Informe

Para cumplir con el objetivo del presente informe, éste ha sido dividido en 4 capítulos.

En el primer capítulo, se desarrollará la problemática actual de la calidad de suministro de energía que existe en las líneas de transmisión que pueden ser afectadas por terceros, principalmente por las descargas atmosféricas. El objetivo del presente trabajo es principalmente aplicar el método de solución que permita mejorar el performance de la línea de transmisión y con ello evitar grandes pérdidas económicas a las empresas de transmisión, y se procederá a desarrollar el proceso de evaluación y mejora de las líneas de transmisión tomando en cuenta el sistema eléctrico peruano.

En el segundo capítulo, se desarrollará a detalle la normativa utilizada para el desarrollo de la calidad de la energía en el Perú, tomando énfasis en la parte de la calidad de suministro en las líneas de transmisión, también se verán los beneficios que trae el mejoramiento de la calidad de suministro.

En el tercer capítulo, se desarrollará la medida correctiva a realizar para el mejoramiento de la calidad de suministro de las líneas de transmisión de energía eléctrica ante las descargas atmosféricas, tomando en cuenta la evaluación técnica y económica que permitirá indicar la mejor solución para mejorar la calidad de suministro de la línea de transmisión eléctrica

En el cuarto capítulo se efectuará el análisis de la calidad de suministro en una línea de transmisión de 220 kV, se tomara un ejemplo tomando todos los datos necesarios para desarrollar el cálculo de las compensaciones a los usuarios finales por las interrupciones ocasionadas por la mala calidad de suministro originada por la línea de transmisión de energía eléctrica.

Finalmente, se presentan las conclusiones del informe y las recomendaciones a tener en cuenta.

Metodología de investigación

El trabajo ha sido del tipo exploratorio y se ha realizado una metodología de análisis de información primaria y secundaria. Se ha tomado en cuenta experiencias de la aplicación de la calidad de suministro en una empresa de transmisión eléctrica.

Recopilación de información primaria

- Se recopiló la información sobre los casos de mala calidad de suministro de la empresa de transmisión de energía eléctrica (ETESELVA S.R.L), su aplicación de la norma técnica por la calidad de suministro y el cálculo de compensación por el mal suministro de energía, también se recopiló información sobre el mejoramiento a aplicar a dichas líneas de transmisión de energía eléctrica, las cuales se visualizan en la figura 1.
- Para realizar los cálculos de compensación señaladas en la NTCSE se necesitó la información de las interrupciones (fallas) y mantenimientos que es proporcionada por el COES (COMITÉ DE OPERACIÓN ECONOMICA DEL SISTEMA).
- Se asistió a reuniones y cursos sobre la norma técnica de calidad y sus aplicaciones.

Recopilación de información secundaria

- Se obtuvo información de la normativa aplicada actualmente en el Perú para la calidad de suministro.
- Se obtuvo información a través de las páginas web de entidades dedicadas a temas de calidad de energía.



Fig. 1 Ubicación del Sistema de Transmisión de la Empresa de Transmisión Eteselva

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DE LA INGENIERÍA DEL PROBLEMA

Nuestro mundo tecnológico se ha vuelto totalmente dependiente de la disponibilidad continua de suministro eléctrico en la mayoría de los países. El suministro eléctrico comercial se abastece a través de redes nacionales, que interconectan numerosas estaciones generadoras a las cargas. La red debe abastecer las necesidades básicas nacionales de iluminación, calefacción, refrigeración, aire acondicionado, transporte y residenciales, así como el abastecimiento crítico a comunidades gubernamentales, industriales, financieras, comerciales, médicas y de comunicaciones. El suministro eléctrico comercial literalmente le permite al mundo moderno actual funcionar a su paso acelerado (Fig. 1.1). La tecnología sofisticada ha penetrado profundamente en nuestros hogares y carreras, y con la llegada del comercio electrónico está cambiando continuamente la forma en la que interactuamos con el resto del mundo.

Muchos problemas en el suministro se originan en la red de suministro eléctrico comercial, que con sus miles de millas de líneas de transmisión, está sometida a condiciones climáticas tormentas con rayos, nieve, hielo, inundaciones y terremotos, junto con fallas de los equipos, accidentes de tráfico y grandes operaciones de conexión. Asimismo, los problemas en el suministro que afectan a los equipos tecnológicos actuales frecuentemente se generan en forma local dentro de una instalación a partir de diversas situaciones, como construcción local, grandes cargas de arranque, componentes defectuosos de distribución e incluso el típico ruido eléctrico.

El uso generalizado de componentes electrónicos en todo lo que nos rodea, desde equipos electrónicos hogareños hasta el control de procesos industriales masivos y costosos, ha hecho que se tome más conciencia sobre la calidad del suministro.

El estudio de la calidad del suministro y las formas de controlarla es un tema de interés para las empresas proveedoras de electricidad, grandes empresas industriales, negocios e incluso usuarios residenciales. El estudio se ha intensificado en la medida que los equipos se han vuelto cada vez más sensibles a cambios incluso mínimos en la tensión, corriente y

frecuencia del suministro. Desafortunadamente, se ha utilizado diferente terminología para describir muchas de las perturbaciones energéticas existentes, lo que crea confusión y hace más difícil debatir, estudiar y generar cambios en los problemas actuales de la calidad del suministro de manera eficaz.

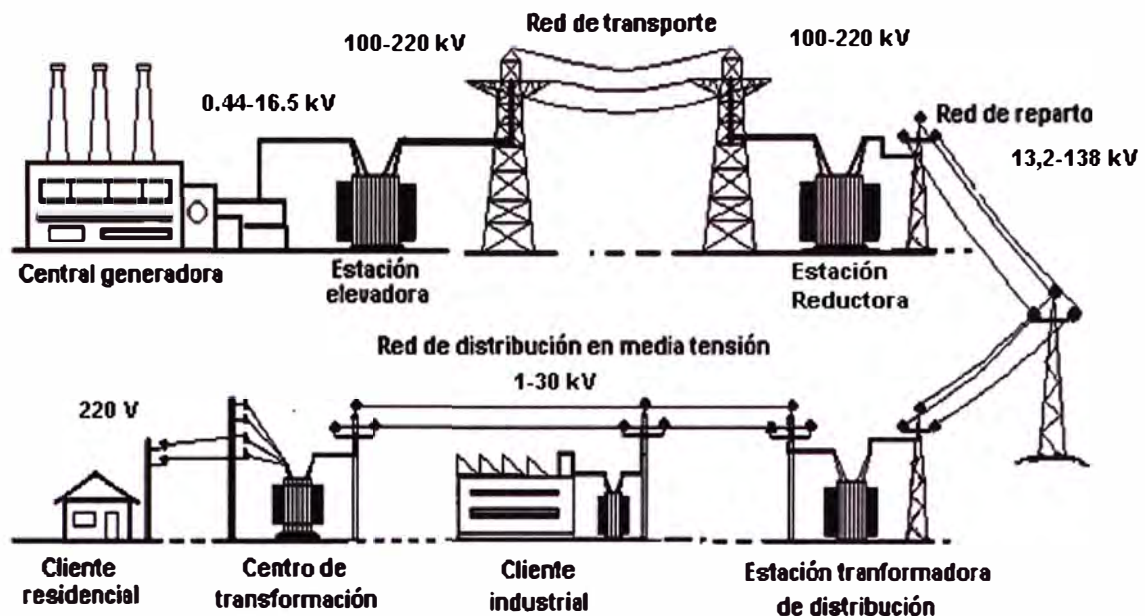


Fig. 1.1 Diagrama esquematizado del Sistema de Suministro Eléctrico

1.1 Problemática de la Calidad de Suministro Eléctrico

En la actualidad existe un proceso generalizado de cambios en los marcos regulatorios de los sistemas eléctricos, estos cambios están orientados principalmente a la introducción de mecanismos de competencia en los sistemas de generación, transporte y distribución. La operación de los sistemas eléctricos son considerados monopolios naturales.

Por este motivo el Ministerio de Energía y Minas, como organismo normativo en el sector eléctrico de nuestro país, estableció los estándares mínimos de calidad a través de la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos (NTCSE), con las cuales las empresas concesionarias deberían de brindar un servicio de calidad a sus clientes, sin embargo esto no es posible debido a la pasividad y flexibilidad de las normas actuales.

Este hecho de conceder la actividad bajo la figura de un monopolio, obliga al Estado concedente a fijar los parámetros de calidad que puede aplicar el prestador de dicho monopolio.

Esta situación se debe a que, si se analiza el comportamiento de un agente económico que opera en un monopolio, se observa que bajo la premisa de maximizar su beneficio, el prestador ofrecerá los servicios a precios más altos y en cantidades y calidades inferiores a las que se ofrecería en un mercado de competencia perfecta.

Se sabe que ningún negocio o actividad desea correr riesgos con su suministro eléctrico. Sin embargo, muchos consumidores o usuarios no se han dado cuenta que sus sistemas no son más fiables que el suministro que alimenta sus instalaciones. Si la continuidad de operación es crítica, es necesario realizar algunas mejoras en el suministro, es decir, acondicionar el suministro y/o disponer de sistema de emergencia. Asegurar la calidad de suministro necesaria para una instalación no es únicamente responsabilidad de la compañía eléctrica. Es necesario una inversión extra, no siempre bien analizada.

Una insuficiente calidad de suministro de la energía eléctrica afecta en mayor o menor grado, a otras tecnologías y proceso industriales, donde las pérdidas económicas que se generan por este concepto pueden llegar a ser importante.

La deficiente calidad provoca una operación ineficiente e impropia, entre otros en la redes eléctricas, conducente a averías o incremento en los costos de operación, los que al final redundan en las pérdidas de las compañías del servicio eléctrico.

1.2 Objetivos

El objetivo del presente informe es determinar una metodología de solución ante una mala calidad de suministro eléctrico en una línea de transmisión, tomando en cuenta las recomendaciones de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos. Basado en los siguientes pasos:

- Analizaremos la calidad de suministro eléctrico, y mediante un ejemplo se verá la aplicación de la norma técnica de calidad en una línea de transmisión y el cálculo de la compensación por mala calidad de suministro en la línea de transmisión.
- Evaluar técnicamente y económicamente las mejora de calidad de suministro propuesta y mostrar los beneficios de la aplicación de esta.

1.3 Evaluación de la Calidad de Suministro en una línea de 220 kV

Actualmente la energía eléctrica es prácticamente imprescindible para el desarrollo de cualquier actividad industrial y comercial, así como la humana. La energía se produce según se va necesitando, ya que no se puede almacenar previamente en grandes cantidades y por qué debe estar para los usuarios en forma permanente.

También la configuración del sistema eléctrico no nos permite un control y gestión de la calidad de energía que reciben los usuarios debido a una gran cantidad de actores y variables que actúan en él. La calidad de energía depende de los puntos de vista que pueden ser diferentes entre generadores, transmisores, distribuidores y usuarios. Pues hablar de una mala calidad de suministro implica grandes pérdidas económicas.

Actualmente, las aplicaciones que dependen de la energía eléctrica son más sensibles a las perturbaciones que se puedan producir en esta. Pues la interrupción de operar en un momento determinado puede provocar pérdidas que puede exceder el costo del proceso, como por ejemplo los procesos de producción continuos de las mineras o de las industrias químicas, textiles, banca, etc.

Ante esta situación crítica se deben tener distintas soluciones evaluándolos de acuerdo al costo y funcionalidad, para poder garantizar la calidad de suministro que se desea.

1.4 Limitaciones

Las principales limitaciones encontradas en este proceso de investigación fueron: la poca información sobre la calidad de energía en la parte de la calidad de suministro referido a las líneas de transmisión, y el acceso limitado a los principales documentos referidos a la calidad de suministro en otros países.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL

En esta sección se desarrollará la normativa aplicable a la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos, y los beneficios que trae el mejoramiento de las líneas de transmisión de 220 kV.

2.1. Antecedentes

La confiabilidad en los sistemas eléctricos compuestos por generación y transmisión ha sido y sigue siendo un área de intensa investigación debido a:

- Lo sensible que es la sociedad ante las interrupciones en el servicio de suministro de energía eléctrica debido a la alta dependencia que se tiene de éste insumo para todas las actividades de la vida diaria.
- Las fallas aleatorias en los componentes del sistema de transmisión no pueden evitarse y pueden afectar la continuidad en el servicio de usuarios ubicados en grandes zonas geográficas.
- La desregularización del sector eléctrico, ocurrida en los años 90, introdujo nuevos esquemas operativos que implican un uso intenso de los equipos e instalaciones eléctricas y la compensación a los usuarios si no se cumple un nivel estipulado de número de interrupciones y su duración.

2.2. Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE)

El objetivo de la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos es establecer los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos, incluido el alumbrado público, y las obligaciones de las empresas de electricidad y los Clientes que operan bajo el régimen de la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844.

Esta norma es de aplicación imperativa para el suministro de servicios relacionados con la generación, transmisión y distribución de la electricidad sujetos a regulación de precios y aplicable a suministros sujetos al régimen de libertad de precios, en todo aquello que las partes no haya acordado o no hayan pactado en contrario.

El control de la calidad de los servicios eléctricos se realiza en los siguientes aspectos:

- Calidad de Producto:
 - Tensión;
 - Frecuencia;
 - Perturbaciones (Flicker y Tensiones Armónicas).
- Calidad de Suministro:
 - Interrupciones.
- Calidad de Servicio Comercial:
 - Trato al Cliente;
 - Medios de Atención;
 - Precisión de Medida.
- Calidad de Alumbrado Público:
 - Deficiencias del Alumbrado.

Para el desarrollo de nuestro informe solo veremos la parte de la calidad de suministro.

2.2.1 Calidad de Suministro

La calidad de suministro se expresa en la continuidad del servicio eléctrico a los consumidores finales, es decir, de acuerdo a las interrupciones del servicio.

Para poder evaluar la calidad de suministro se consideran los indicadores que mide el número de las interrupciones del servicio eléctrico la duración de estas y la energía no suministrada. Para el cálculo de la calidad de suministro se consideran periodos de control de un semestre.

Se consideran a las interrupciones a toda falta de suministro eléctrico en un punto de entrega.

Las interrupciones pueden ser causadas por salidas de equipos de las instalaciones del Suministrador u otras instalaciones que lo alimentan, y que se producen por mantenimiento, por maniobras, por ampliaciones, o también por un mal funcionamiento o fallas que pueden ser debido a descargas atmosféricas.

Para evaluar la calidad de suministro se consideran dos indicadores que se van a calcular para periodos de seis meses.

Donde:

- N: Número Total de Interrupciones por Cliente por Semestre.
- D: Duración Total Ponderada de la Interrupción por Cliente.

Las tolerancias de los indicadores mencionados líneas arriba para los clientes en los diferentes niveles de tensión son:

Número de Interrupciones por Cliente (N’):

- Clientes en Muy Alta Tensión y Alta Tensión: 2 interrupciones por semestre.
- Clientes en Media Tensión: 4 interrupciones por semestre.
- Clientes en Baja Tensión: 6 interrupciones por semestre.

En Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D’):

- Clientes en Muy Alta Tensión y Alta Tensión: 4 horas por semestre.
- Clientes en Media Tensión: 7 horas por semestre.
- Clientes en Baja Tensión: 10 horas por semestre.

Las compensaciones por la mala calidad de suministro se registrarán y evaluarán de acuerdo a los estándares de la norma, teniendo como premisa que los suministradores deben compensar a sus clientes.

Las compensaciones establecidas en esta Norma son complementarias a las de los artículos 57° y 86° de la Ley de Concesiones Eléctricas y 131° y 168° del Reglamento de Concesiones Eléctricas. En consecuencia lo calculado por la mala calidad de suministro se descuenta los montos pagados conforme a los artículos 57° y 86° de la Ley de Concesiones Eléctricas y 131° y 168° del Reglamento de Concesiones Eléctricas, y dicha diferencia se le entregará al cliente por la mala calidad de suministro que ha recibido.

Las compensaciones de calidad de suministro se calculan en forma semestral en función de la Energía No Suministrada y de los dos indicadores que son: el Número de Interrupciones por Cliente por Semestre (N) y la Duración Total Acumulada de Interrupciones (D). La compensación se calcula de la siguiente manera:

Compensaciones por Interrupciones = $e * E * ENS$

Donde:

e: Es la compensación Unitaria por Incumplimiento en la Calidad de Suministro, cuyos valores son:

Primera Etapa $e = 0$

Segunda Etapa $e = 0.05$ US\$/kWh

Tercera Etapa $e = 0.35$ US\$/kWh

E: Factor que considera la magnitud de los indicadores de Calidad de Suministro y está definido por:

$$E = [1 + (N - N')/N' + (D - D')/D'] \quad (2.1)$$

ENS: Energía No Suministrada a un cliente y se calcula de la siguiente manera:

$$ENS = ERS / (NHS - \sum di) \cdot D \quad (2.2)$$

Donde:

ERS: Energía registrada en el semestre.

NHS: Numero de horas del semestre

Σ di: Duración total real de las interrupciones ocurridas en el semestre.

En el Anexo A se adjunta a detalle toda la normativa correspondiente a la Calidad de Suministro Eléctrico en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (Titulo Sexto).

2.3. Aplicación de la Base Metodológica en la Calidad de Suministro

Se aplicará de la siguiente manera:

2.3.1 Programación de las Interrupciones

Para la programación de las interrupciones se tomará en cuenta lo siguiente:

Aviso a Osinergmin: Con anticipación no menor a 48 horas el suministrador informa al Osinergmin, vía portal SIRVAN, la programación de la interrupción del servicio eléctrico donde se colocarán las ubicaciones donde se hará la maniobra, las zonas afectadas, resumen de actividades y responsables de estas actividades.

Aviso al Usuario: Se debe avisar al usuario afectado con una anticipación mínima de 48 horas.

Plazos para comunicación a distribuidoras y generadoras: Para que las Distribuidoras puedan cumplir con el plazo de cuarenta y ocho (48) horas de notificación previa a sus clientes, la empresa Generadora debe notificar por escrito a su cliente Distribuidor de interrupciones programadas en un plazo anterior, no menor a setenta y dos (72) horas.

Cuando una Transmisora es la causante de la interrupción programada, ella debe notificar a los generadores afectados en el plazo de noventa y seis (96) horas.

Asimismo, cuando la interrupción programada no afecte a un punto de entrega generador-distribuidor pero si a instalaciones de alguna empresa distribuidora, la Transmisora debe notificar a la empresa afectada en el plazo de noventa y seis (96) horas.

Suspensión de interrupciones programadas: Cuando el suministrador tenga que suspender la interrupción programada debe avisar a sus suministros y al Osinergmin de tal suspensión. Además de indicar la razón de la misma.

En un extremo, se avisará después de la hora prevista como inicio de la interrupción cuando la razón de la suspensión se deba a factores externos, imprevistos y no controlados por el suministrador. En este último caso, la comunicación no podrá exceder de las 24 horas de la hora inicialmente prevista como inicio de la interrupción.

Definición de expansión o reforzamiento de redes: Para efectos de la calificación de interrupciones, se considera como expansión los trabajos que necesariamente requieran corte de servicio para la incorporación de nuevas instalaciones y reforzamiento de redes al cambio de componentes existentes cuya finalidad sea incrementar la capacidad original de las instalaciones de acuerdo a los requerimientos de la demanda. También se considera como reforzamiento de redes los cambios de tecnología cuya finalidad sea incrementar la confiabilidad original del sistema, siempre que a juicio de Osinergmin merezca esta calificación. Las solicitudes de calificación como fuerza mayor y las solicitudes de exoneraciones de compensaciones por interrupciones programadas por expansión o reforzamiento en redes de transmisión serán evaluadas de acuerdo con el procedimiento Osinergmin N° 010-2004-OS/CD o la que lo sustituya.

2.3.2 Sistema de recepción de reclamos.

Al ser una de las alternativas que el inicio de las interrupciones sea determinado por el sistema telefónico de reclamos, el suministrador deberá asegurar que los usuarios tengan la posibilidad de acceso telefónico inmediato durante las 24 horas del día y que la fecha y hora de recepción del reclamo por interrupción del suministro eléctrico quede registrado en forma automática, permitiendo que en cualquier momento sea auditado por el Osinergmin.

2.3.3 Evaluación de indicadores y compensaciones

La empresa concesionaria debe evaluar semestralmente los indicadores de interrupciones (N y D) por cada suministro donde se aplica la NTCSE, teniendo en cuenta los factores de ponderación, las tolerancias establecidas así como las exoneraciones vigentes. Además de proceder al pago de compensaciones y resarcimiento que correspondan, en la forma y los plazos que la NTCSE lo especifique. Para ello se debe tener en cuenta lo siguiente:

- **Interrupciones con mayor duración de lo Programado**

En caso la duración de la interrupción resulte mayor a la programada, se considera como una sola interrupción ($N = 1$) pero con dos períodos de duración: el primero correspondiente al período programado con su ponderación respectiva (50% ó 25% según sea el caso) y el segundo por el período en exceso a lo programado como interrupción imprevista (100% de ponderación).

- **Interrupciones Monofásicas**

De producirse interrupciones monofásicas y mientras que la suministradora no cuente con la vinculación usuario-red que permita identificar la fase real a la cual se haya relacionado

cada uno de sus clientes, se considerará para los efectos del cómputo, que las citadas interrupciones involucran a la totalidad de los usuarios asociados a la red afectada, independientemente de las fases a las que estén conectados, quedando a cargo de la Suministradora la consecución de pruebas necesarias a fin de identificar en cada caso particular, los usuarios que no hubieran resultado comprometidos por la interrupción a efectos de su exclusión del cálculo de las compensaciones.

- **Interrupciones por morosidad u otras causas**

Las interrupciones relacionadas con domicilios de usuarios en situación de corte del suministro ordenado por la propia Suministradora como consecuencia de su estado de morosidad o de otras causas autorizadas por Ley, no serán computadas para el cálculo de los indicadores de calidad del suministro.

- **Cientes Con antigüedad menor a un semestre o dados de baja durante el semestre**

La estimación de la energía a emplear por la Suministradora como base de cálculo para la determinación de la compensación por incumplimiento en los niveles de Calidad del Suministro prestada a usuarios con una antigüedad inferior a un semestre, será definida en función del consumo habido, proyectado para un período semestral.

Para el caso de suministros dados de baja se computarán las interrupciones hasta la fecha en que se produce efectivamente dicha circunstancia.

La energía semestral necesaria para el cálculo de la eventual compensación correspondiente, se determinará proyectando los valores de energía facturados con anterioridad a la fecha de baja del servicio.

- **Cuando un cliente libre o distribuidora cambia de suministrador de energía dentro de un semestre de control**

Cada suministrador de energía, el antiguo y el nuevo, calculará por separado las compensaciones por calidad de suministro tomando las tolerancias de los indicadores respectivos en forma proporcional al número de meses en que suministraron el servicio eléctrico. En caso las tolerancias resultantes sean fracciones, se redondearán al entero superior. El antiguo suministrador compensará por su parte correspondiente en la última facturación que corresponda.

En caso los suministradores que atendieron al cliente en el semestre de control se pongan de acuerdo en compartir la compensación calculada como si el cliente hubiera sido abastecido por un único suministrador durante el período de control, el procedimiento del párrafo anterior podrá ser obviado.

2.4. Procedimiento 091 – Performance de las Líneas de Transmisión

El procedimiento para supervisión y fiscalización del performance de los sistemas de transmisión eléctrica tiene el propósito de garantizar el suministro de electricidad a los usuarios del servicio eléctrico. Este procedimiento se aplica a empresas que operan Sistema de Transmisión Eléctrica.

La metodología a usar para este procedimiento es el siguiente:

- Se entregará la información necesaria al Osinerg para evaluar el performance del sistema de transmisión, esta información debe ser entregada en la forma y plazos fijados en el procedimiento.
- La evaluación de los indicadores y obligaciones será en periodos de seis meses.
- En las revisiones se validará la información reportada por las empresas transmisoras, el cumplimiento de este procedimiento y los compromisos asumidos por la empresa transmisora en los contratos de transmisión.
- Las empresas transmisoras con el propósito de mejorar la deficiencia y disminuir el efecto de las interrupciones, implementarán los programas de mejoramiento de equipos, reemplazos de esto y planes de contingencia operativos.

a) Requerimiento de Información

Las empresas de transmisión eléctrica deben entregar de forma obligada la siguiente información:

- Registro de desconexiones
- Indicadores de Performance.
- Reporte de máximas demandas.
- Programa de mejoramiento de instalaciones y/ o reemplazo de equipos.
- Plan de contingencias operativo.
- Programas y reportes de mantenimiento.

Esta información se remitirá a Osinerg vía extranet.

b) Supervisión de la Operación del Sistema de Transmisión

El Osinerg durante la supervisión verificará muestralmente la información relacionada con:

- Registros de desconexiones.
- Indicadores de Performance.
- Reporte de máximas demandas.
- Ejecución del programa de mejoramiento de instalaciones y/o reemplazo de equipos.

-Reportes de la operatividad de los sistemas de protección que las empresas deben disponer.

-Implementación del plan de contingencias operativo.

c) Multas

El incumplimiento a lo dispuesto en este procedimiento se considerará como falta correspondiendo aplicar una sanción de acuerdo a lo dispuesto en la escala de multas y sanciones de Osinerg.

CAPÍTULO III

MÉTODO PARA EL MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO EN UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 220 kV

En este estudio para aplicar el mejoramiento de la calidad de suministro eléctrico consideramos a las líneas de transmisión eléctrica de 220 kV de la empresa de transmisión eléctrica ETESELVA S.R.L. que está compuesta por la línea principal L-2253 (Vizcarra - Paramonga Nueva), por las líneas secundarias L-2251 (Aguaytia - Tingo Maria) y L-2252 (Tingo Maria - Vizcarra).

3.1 Medida Correctiva

La medida correctiva que se tomó para el mejoramiento de la calidad en las líneas de transmisión de energía eléctrica de 220 kV debido a las descargas atmosféricas fue el mejoramiento del sistema de protección de las líneas de transmisión mediante la colocación de pararrayos.

3.1.1 Evaluación Técnica para el Mejoramiento de la Calidad de Suministro

a) Características de la línea a evaluar

Se representa a continuación un diagrama esquemático de las líneas de transmisión de Eteselva (Fig. 3.1):

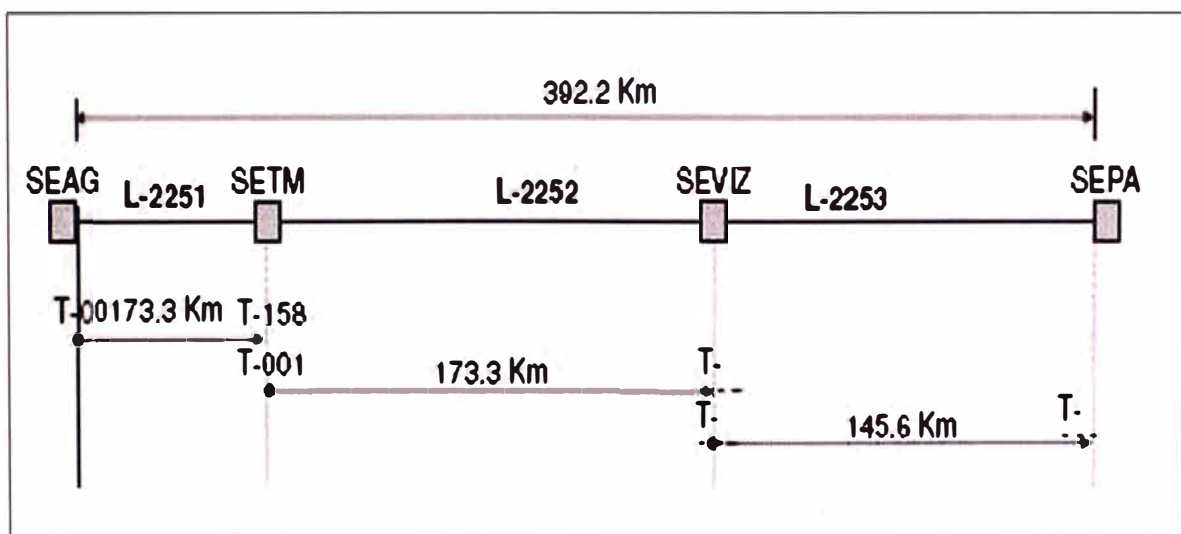


Fig. 3.1 Diagrama representativo de las Líneas L-2251, L-2252 y L-2253 (Sistema de Transmisión de Eteselva)

**Tabla N° 3.1 Información General de las Líneas L-2251, L-2252 y L-2253
(Sistema de Transmisión de Eteselva) [4]**

Información General	L-2251	L-2252	L-2253
Longitud Total de la Línea (km):	73.3	173.3	145.6
Número de estructuras analizadas:	158	366	338
Entrada en Operación	Dic 1997	Dic 1997	Dic 1997
Tipos de estructuras analizadas	Ver Tabla 3.2		
Medio considerado en el estudio (m):	470	470	470
Características del sistema de aterramiento:	Cable Equilibrio 1000 5 Ver Tabla 3.3		
Tipo de aterramiento:			
Promedio Resistividad del suelo(Ω .m):			
Cte. dieléctrica media del suelo (ϵ_r):			
Resistencia de aterramiento (Ω):			
Tipo de terreno considerado	Montañoso y accidentado		
Elevación media de la línea en relación con el nivel del mar (m):	Ver Figura 3.2		
Características del cable conductor: ACSR 1033,5 MCM CURLEW	31,65 mm 9,11 m (vano de 350 m)		
Diámetro de conductor (mm):			
Flecha promedio (m):			
Característica de cables de tierra: EHS galvanizado	1 9,14 mm 8,29 m (vano de 350 m)		
Número de cables de tierra:			
Característica del conductor:			
Flecha promedio:			
Características de aislamiento:	Ver Tabla 3.4		
Densidad de descargas a tierra	No informado por ETESELVA		
Nivel Cerámico (número de días de tormentas eléctricas por año)	90 / 80 / 70	60 / 50 / 40	40 / 30 / 15
Número de paradas anuales de las línea (desconexiones / 100 km.año):	Ver Tabla 3.5		
Número máximo de paradas considerado en el estudio:	1,0 parada / (100 km.año)		

En la tabla N° 3.1 se observa toda la información general de las líneas de transmisión de 220 kV de la empresa ETESELVA que está compuesta por las líneas L-2251, L-2252 y L-2253.

Tabla N° 3.2 Distribución de estructuras a lo largo de las Líneas de Transmisión [4]

Tipo de Estructura	Número de Estructuras	Frecuencia de Ocurrencia
22AT1.2T ± h	79	9,16%
22C1.2T ± h	61	7,08%
22D1.2T ± h	63	7,31%
22A2TM ± h	428	49,65%
22B2TM ± h	166	19,26%
22C2T ± h	28	3,25%
22D.2T ± h	37	4,29%
Total	862	100,00%

En la tabla N° 3.2 más del 68% de las estructuras que están distribuidas a lo largo de las líneas de transmisión de Eteselva son de los tipos 22A2TM y 22B2TM, cuya estructura predominante es la 22A2TM.

Tabla N° 3.3 Número de Interrupciones que afectó a Antamina [4]

Año de ocurrencia	L-2251	L-2252	L-2253
2002	4	6	0
2003	2	2	3
2004	3	6	3
2005	0	6	1
2006	4	2	5
2007	2	2	0
Total	15	24	12
Número medio de desconexiones / (100 km.año)	3,41	2,31	1,37

Referencia: años 2002 a 2007 - Información proporcionada por la compañía Minera Antamina, la tabla N° 3.3 nos indica el número de interrupciones de las líneas de transmisión de Eteselva que afectaron a Antamina, donde sus valores superan el número de interrupciones según el valor estándar internacional, donde el valor para la línea L-2251 es 2,73, para la línea L-2252 es 1,15 y para la línea L-2253 es 1,37.

Tabla N° 3.4 Valores de resistencia de puesta a tierra de baja frecuencia [4]

Rango RAT medida (Ω)	L-2251	L-2252	L-2253	P%
$0 \leq RAT \leq 5$	50	89	16	21.32
$5 < RAT \leq 10$	41	90	38	23.25
$10 < RAT \leq 15$	49	66	32	20.22
$15 < RAT \leq 20$	12	31	27	9.63
$20 < RAT \leq 25$	4	37	44	11.69
$25 < RAT \leq 30$	0	12	4	2.20
$30 < RAT \leq 35$	0	2	4	0.83
$35 < RAT \leq 40$	0	4	4	1.10
$40 < RAT \leq 45$	0	6	3	1.24
$45 < RAT \leq 50$	0	4	4	1.10
$50 < RAT \leq 60$	0	3	7	1.38
$60 < RAT \leq 70$	0	5	5	1.38
$70 < RAT \leq 80$	0	2	4	0.83
$80 < RAT \leq 90$	0	2	0	0.28
$90 < RAT \leq 100$	0	1	0	0.14
$RAT \geq 100$	0	12	13	3.44
Total	156	366	205	100.00

En la tabla N° 3.4 aproximadamente el 75% de las estructuras a lo largo de las tres líneas de transmisión L-2251, L-2252 y L-2253 de Eteselva tienen valores de resistencia de tierra medida de baja frecuencia en el rango de 00 a 20 Ω .

Tabla N° 3.5 Características de Aislamiento [4]

Altura en relación al nivel del mar (metros)	Número de aisladores considerados	Distancia de arco seco normalizado a 1000 m (m)	Altura considerada en el estudio(m)	Distancia de arco seco corregido (m)
$H \leq 1500$	15	2,254	1500	2,120
$1500 < H \leq 3000$	16	2,400	3000	1,878
$3000 < H \leq 4000$	19	2,838	4000	1,964
$H > 4000$	21	3,130	4800	1,964

La distancia de arco seco normalizado a 1000 metros se obtuvo de la fórmula (3.2) correspondiente a las características de aislamiento.

Se visualiza de la tabla 3.5 que las peores condiciones de aislamiento (mayor probabilidad de ocurrencia de descargas) se produce en las estructuras localizadas a una altitud cercana a los 3.000 metros sobre el nivel del mar.

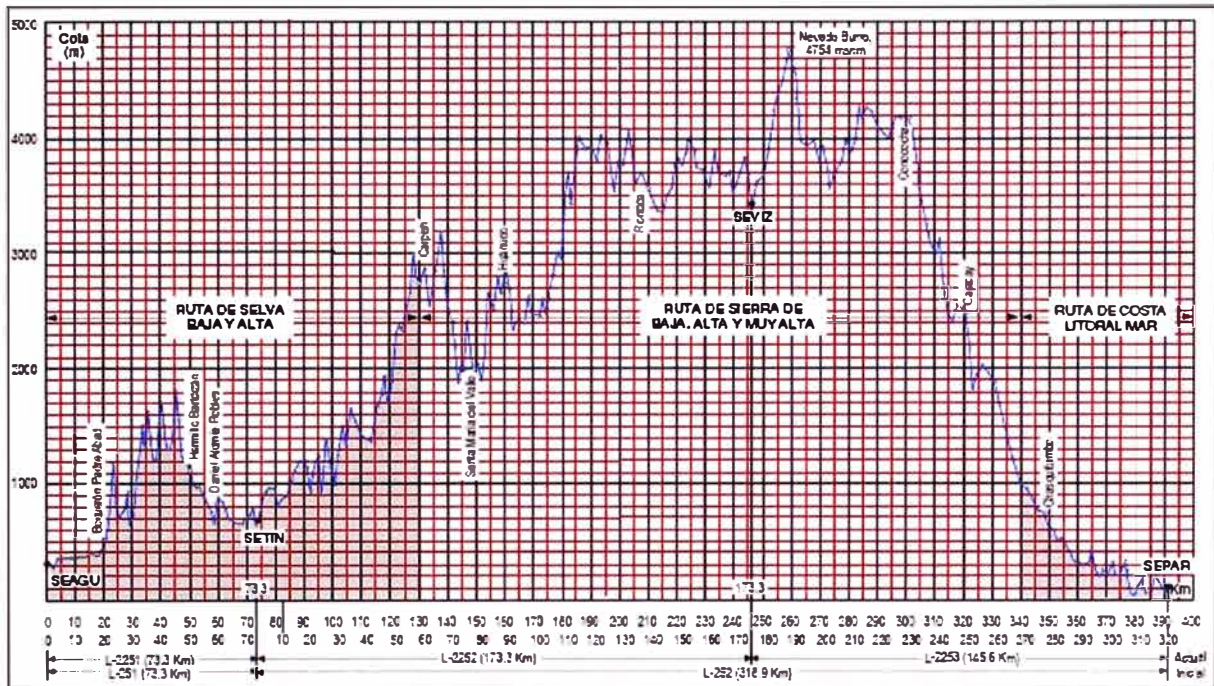


Fig. 3.2 Perfil de las Líneas de Transmisión en relación con la altitud sobre el nivel del mar

b) Consideraciones adoptadas en el estudio del desempeño de la línea de transmisión frente a las descargas atmosféricas

El estudio se dividió básicamente en dos pasos:

Primer Paso: La evaluación del desempeño líneas bajo la acción de descarga directa de rayo a la condición actual, y considerando la instalación de dos pararrayos para la estructura, teniendo en cuenta los diferentes tipos de estructuras informado por ETESELVA.

Segundo Paso: La verificación del valor máximo de energía absorbida por los pararrayos, en función de la amplitud, la forma del pulso y la duración de la corriente de descarga, la impedancia sistema de puesta a tierra transitorios en cuestión, y la posibilidad de ocurrencia de descargas múltiples.

Las siguientes hipótesis se consideraron para este estudio:

- Las descargas que afectan a las estructuras de las líneas de transmisión o los cables descargadores que están en posición vertical.

- Para cada simulación realizada, todas las estructuras tienen las mismas características geométricas y el mismo comportamiento para el sistema de puesta a tierra.
- Las distribuciones de intensidad de corriente y el frente del pulso es considerado como independiente.
- Se considera siempre que haya una interrupción de aislamiento.

c) Datos de simulación y modelación del sistema

Para la simulación y modelación del sistema se utilizó el software Multilizer, considerando los siguientes datos:

- **Características de Descarga:**

Fueron aplicados pulsos de corriente tipo rampa, con una amplitud de 42 kA y los horarios varían según el tipo de interés del crecimiento de la corriente deseada. La mitad de onda utilizada en todas las simulaciones fue de 65 μ s. Para efectos del cálculo de la energía de los pararrayos, se consideró una duración total de la onda de pulso de 300 μ s. La hora del frente de onda se consideró forma simplificada como la relación entre la amplitud de corriente y la tasa de crecimiento de la onda de corriente.

Fueron considerados en el estudio las tasas actuales de crecimiento que van desde 6,0 kA / μ s a 105,0 kA / μ s, en doce niveles discretos. Los detalles sobre las tasas de crecimiento de las cadenas consideradas, su probabilidad de ocurrencia $P(S_m)$ y los tiempos de frente considerado, se presentan en la tabla 3.6.

Tabla N° 3.6 Detalles de los parámetros utilizados en la simulación [4]

Tasa de crecimiento (kA/ μ s)	Probabilidad de ocurrencia (%)	Tiempo de frente considerado (μ s)
6,0	99,02	7,0
12,0	88,06	3,5
18,3	68,21	2,3
21,0	59,63	2,0
24,7	48,91	1,7
30,0	36,25	1,4
38,2	22,51	1,1
52,5	9,92	0,8
60,0	6,57	0,7
70,0	3,87	0,6
84,0	1,92	0,5
105,0	0,73	0,4

- **Estructuras**

En la figura 3.3 representa las características de una torre típica utilizada en las Líneas de Transmisión de las líneas L2251, L-2252 y L.2253 del sistema de Transmisión de Eteselva.

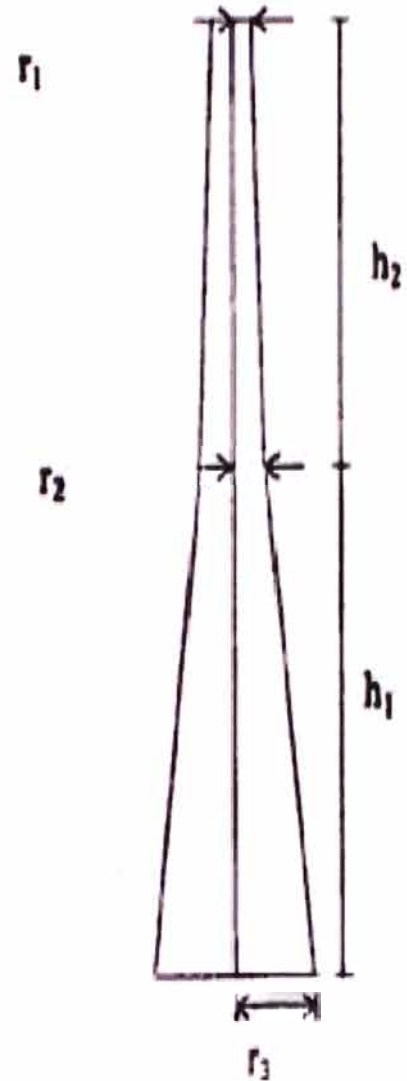
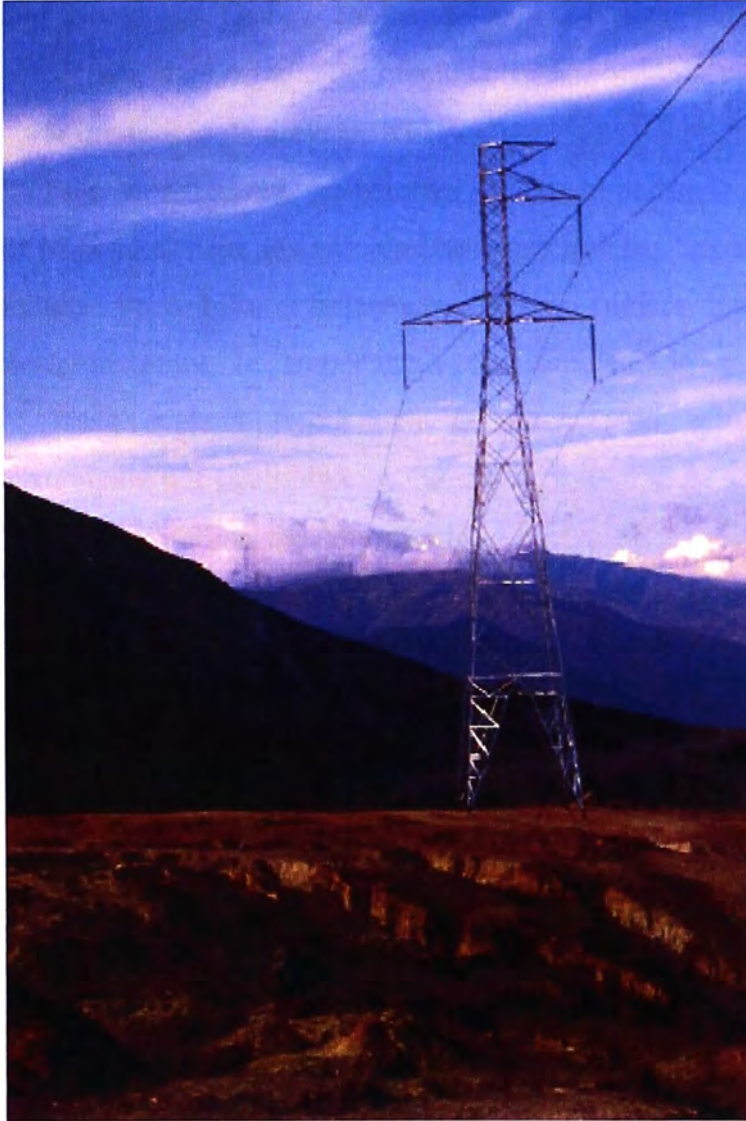


Fig. 3.3 Vista de una estructura típica utilizada en las líneas de transmisión

Las estructuras fueron modeladas por una serie de parámetros distribuidos simplificados.

Teniendo en cuenta las características de la estructura que se muestra en la Figura 3.3, la impedancia transitoria fue estimada para cada tipo de estructura, de la siguiente ecuación, recomendado por CIGRE:

$$Z_T = 60 \cdot \ln\left(\cotg\left(\frac{1}{2} \cdot \tan^{-1}\left(\frac{r_1 \cdot h_2 + r_2 \cdot (h_1 + h_2) + r_3 \cdot h_1}{(h_1 + h_2)^2}\right)\right)\right) \quad (3.1)$$

Los parámetros utilizados en la ecuación se encuentran en la Fig 3.3

- **Cables de Tierra y Conductores Fase**

Los cables de tierra y conductores de fase fueron modelados por la impedancia de transitorios en una sola fase, cuyo valor depende de la altura de los conductores al suelo y su diámetro equivalente. El factor de acoplamiento entre conductores de fase y cables de tierra fue considerada en este estudio y no fue considerada en el estudio del efecto corona.

- **Impedancia de aterramiento**

Bajo condiciones transitorias de la impedancia del sistema de puesta a tierra por lo general tiene los valores más bajos que los valores de resistencia de puesta a tierra medido a baja frecuencia. Se sugiere un coeficiente de impulso (Relación entre la impedancia de impulso de puesta a tierra y la resistencia del suelo a baja frecuencia) de 0.67, para estructuras metálicas con rejilla y aterramiento por equilibrio.

- **Características de aislamiento**

El aislamiento se estableció en un voltaje de ruptura crítica de aislamiento de 580 kV / m, teniendo en cuenta la siguiente ecuación simplificada, utilizada por algunos fabricantes de aislantes de vidrio o porcelana con el paso 146 mm y 254 mm de diámetro:

$$DAS_N = (n-1) \cdot p + 210 \quad (3.2)$$

DAS_N : Distancia de Aislamiento a nivel del mar, en metros.

n: Número de discos utilizados en la cadena de aisladores.

p: Paso Aislante - 146 mm

El efecto de la altitud en la reducción de la tensión de descarga crítica de las cadenas de aisladores (o la distancia del arco seco) se encuentra de la siguiente fórmula:

$$DAS_C = DAS_N \cdot e^{-(H-1000)/8150} \quad (3.3)$$

DAS_C : Distancia de Aislamiento corregida en función de la altitud, en metros (para $H=1000$ m)

H: Altura de la base de la estructura en relación con el nivel del mar, en metros.

d) Procedimientos Utilizados para el análisis

- El estudio de funcionamiento de las líneas bajo la acción de las descargas directas incidiendo sobre las estructuras o en los cables de tierra, donde por características, configuración actual de las líneas y para cada situación particular de mejorar las propuestas, son estimados los índices de probabilidad de una descarga de una línea de transmisión analizada.

- Estudios para determinar la máxima energía a ser absorbida por los pararrayos de la línea, dependiendo de la amplitud, la forma del pulso, la duración de la corriente de descarga, la impedancia del sistema transitorio del terreno en cuestión, y la posibilidad de ocurrencia de descargas múltiples.

e) Resultados obtenidos y análisis de resultados:

- **Análisis del desempeño de la estructura tipo 22A2TM ± h:**

Inicialmente se evaluó el desempeño de la 22A2TM este tipo de estructura que corresponde a aproximadamente el 50% de todas las estructuras existentes teniendo en cuenta el espaciamiento promedio entre vanos de 470 m y 800 m, a una altitud de 3000 metros sobre el nivel del mar (las peores condiciones de aislamiento).

El rendimiento de la estructura frente a los rayos se evaluó teniendo en cuenta lo siguiente: su configuración actual, la instalación de un pararrayos en la parte inferior izquierda de la estructura (fases que no están directamente protegidas por los pararrayos. Vea la Figura 3.3, el de menor acoplamiento capacitivo), la instalación de dos pararrayos en cada fase, y la instalación de tres pararrayos. Para cada configuración analizada, se determinó la probabilidad media de ocurrencia de descarga disruptiva de retorno llamado "backflashover".

Teniendo en cuenta la existencia de estructuras con diferentes alturas se llevaron a cabo los estudios de las estructuras de los tipos 22A2TM-3 y 22A2TM+8, que corresponden a las estructuras de menor altura y las estructuras de mayor altura, respectivamente.

Las simulaciones se realizaron para los valores de resistencia de puesta a tierra medidos en baja frecuencia de 10 a 100 Ω .

Los resultados obtenidos de la simulación considerando los vanos de 470 metros están en la Tabla 3.7 y las figuras 3.4 y 3.5 donde se observa la probabilidad de descarga al colocar los pararrayos.

En la figura 3.6 se presentan los resultados obtenidos de la simulación considerando un vano de 800 metros donde podemos observar la probabilidad de descarga al implementar los pararrayos.

El efecto de la altura de la estructura y la longitud del tramo de la probabilidad de descarga de retorno se muestra en la Fig. 3.7, considerando la configuración actual de las estructuras.

Tabla N° 3.7 Estructuras 22A2TM-3 e 22A2TM+8 - vano de 470 m - H = 3000 metros

Síntesis de Resultados [4]

Estructura Analizada	Resistencia de aterramiento Ω	Probabilidades de desconexión de la línea considerando la estructura analizada (%)		
		Configuración Actual	1 PR's por estructura	2 PR's por estructura
22A2TM-3	10	0.01	0.01	0.01
	20	1.72	1.25	0.23
	30	4.91	3.74	0.70
	40	10.20	8.25	1.84
	50	15.95	12.38	3.28
	60	22.15	17.85	4.99
	70	27.50	21.81	6.66
	80	34.00	28.54	9.58
	100	41.33	35.13	13.04
22A2TM+8	10	0.01	0.01	0.01
	20	1.43	0.98	0.18
	30	4.33	3.06	0.54
	40	9.26	6.67	1.42
	50	14.00	10.38	2.50
	60	20.06	15.53	4.04
	70	24.28	19.55	5.42
	80	32.31	25.77	7.99
	100	39.26	31.65	10.99

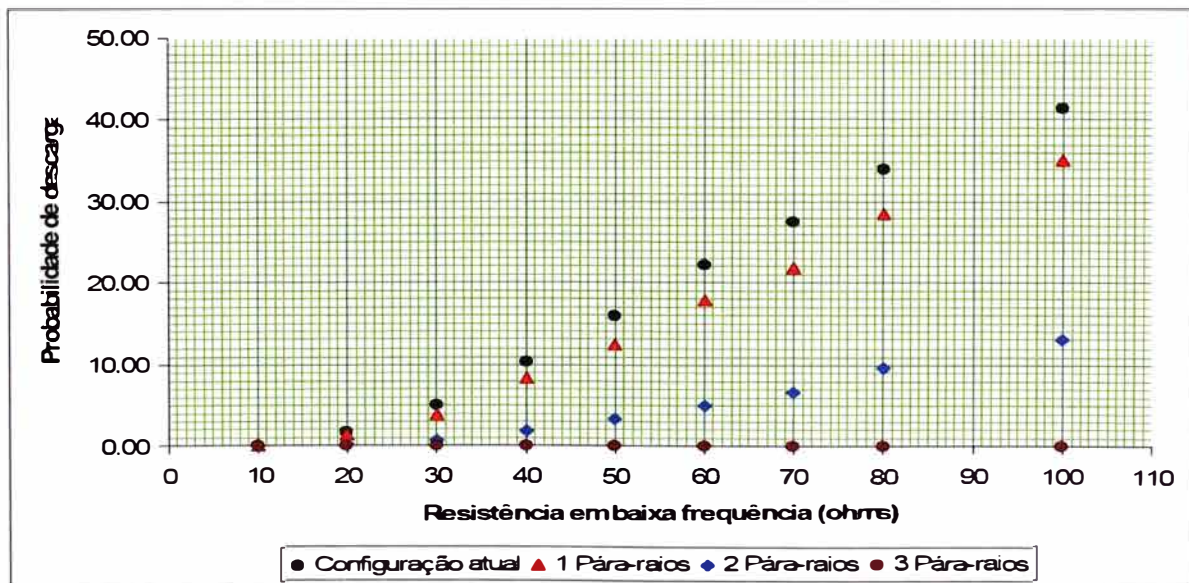


Fig. 3.4 Estructuras 22A2TM-3 - vano de 470 m - H = 3000 m (Software Multilizer)

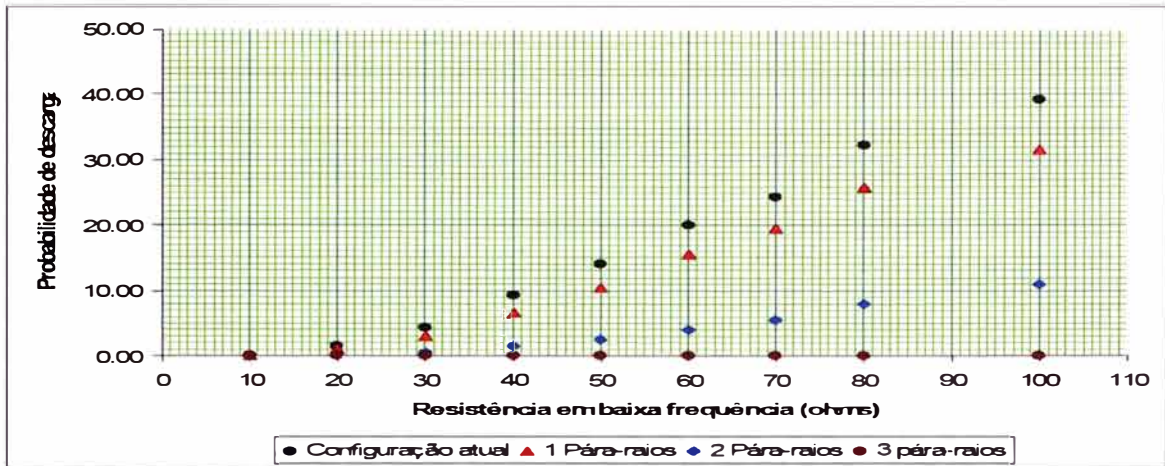


Fig. 3.5 Estructuras 22A2TM+8 - vano de 470 m - H = 3000 m (Software Multilizer)

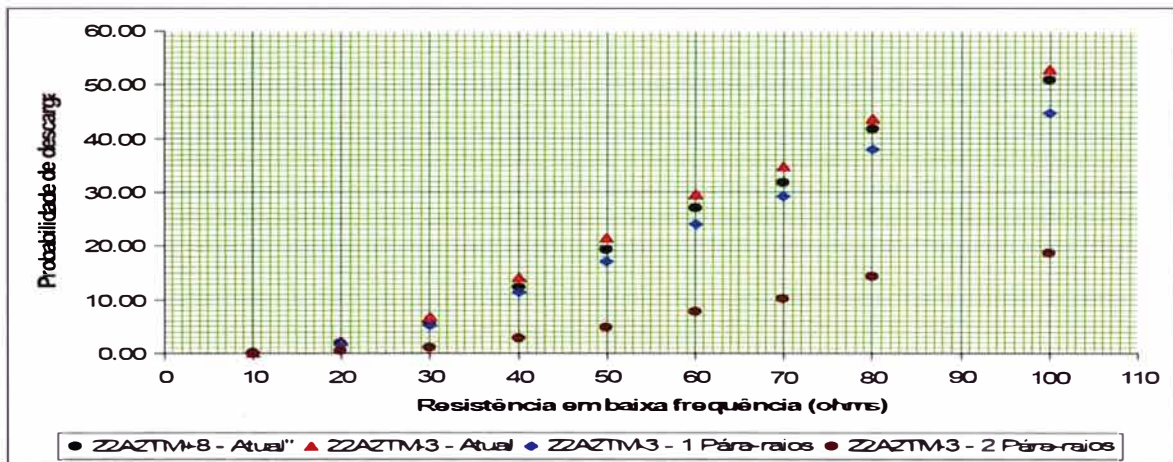


Fig. 3.6 Estructuras 22A2TM+8 y 22A2TM-3 - vano de 800 m - H = 3000 m (Software Multilizer)

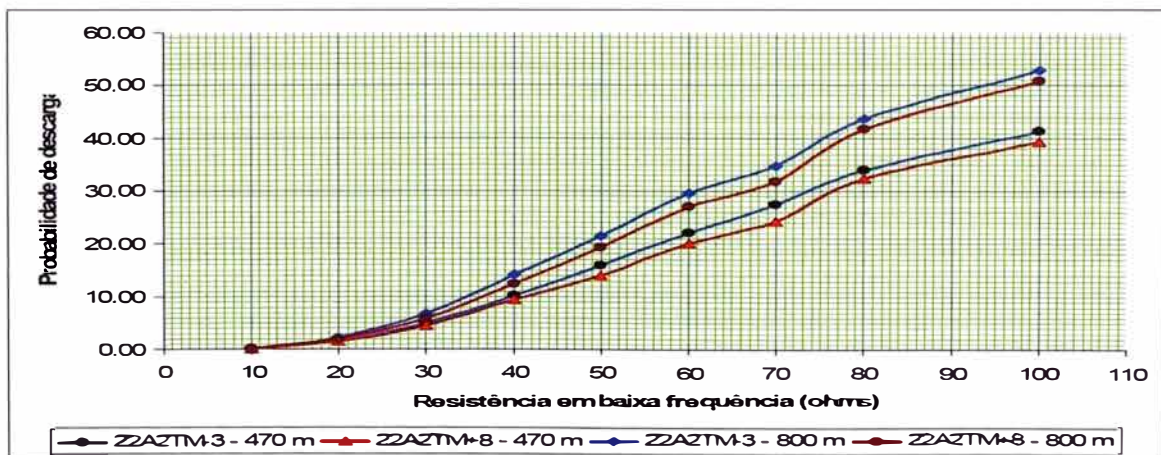


Fig. 3.7 Efecto de la altura de la estructura y la probabilidad de descarga (Software Multilizer)

Para todos los valores analizados no hay una mayor probabilidad de descarga con un creciente aislamiento de resistencia a tierra medida en baja frecuencia.

El efecto de la altura de la estructura se puede ver en las figuras 3.4-3.7. las cuales muestran una mayor probabilidad de aprobación de la gestión del aislamiento para el tipo de estructura 22A2TM-3, con menor altura. Respecto al efecto de longitud del tramo, se desprende de los resultados que se muestran en la Figura 3.7, una mayor probabilidad de descarga con un aumento del aislamiento período de duración.

El efecto de la elevación de la estructura en relación con el nivel del mar se evaluó teniendo en cuenta el tipo de estructura 22A2TM-3 con un alcance de 470 metros que van desde 1000 a 4800 metros al nivel del mar.

Los resultados obtenidos para cada altitud se presentan desde las Figuras 3.8 a la 3.12.

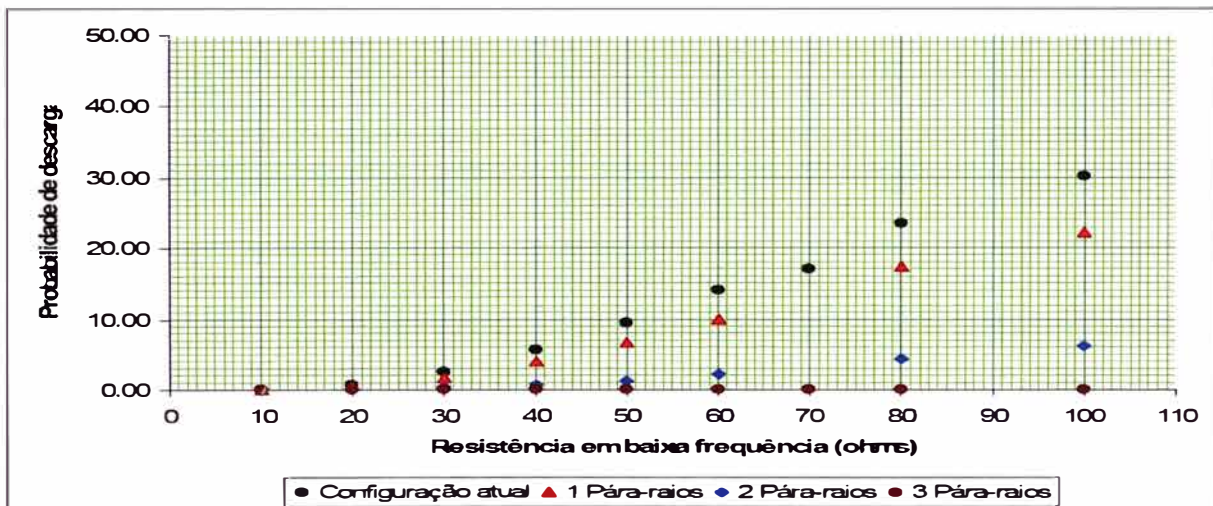


Fig. 3.8 Estructura 22A2TM-3 - vano de 470 m - H = 1000 m (Software Multilizer)

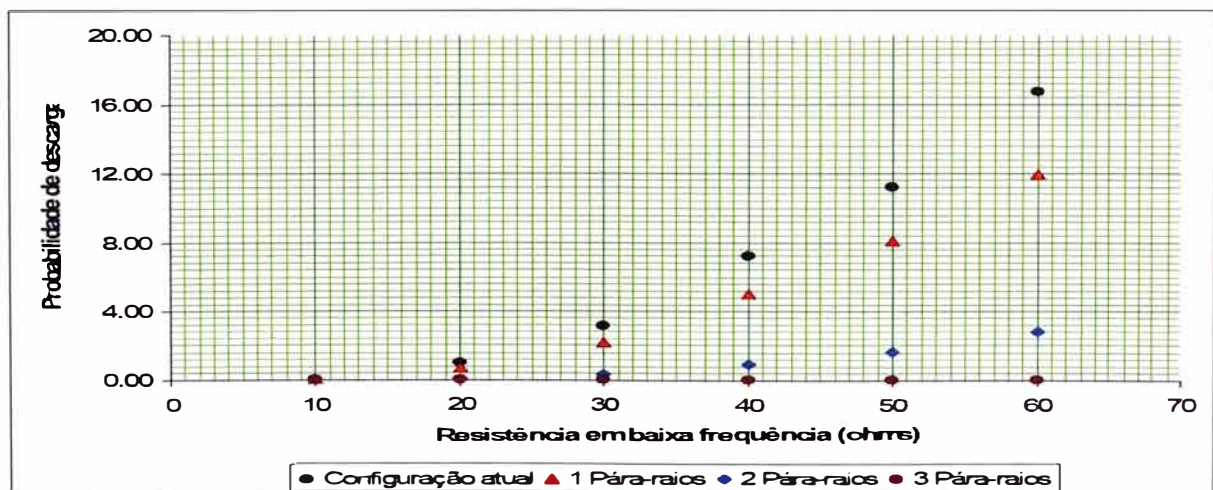


Fig. 3.9 Estructura 22A2TM-3 - vano de 470 m - H = 2000 m (Software Multilizer)

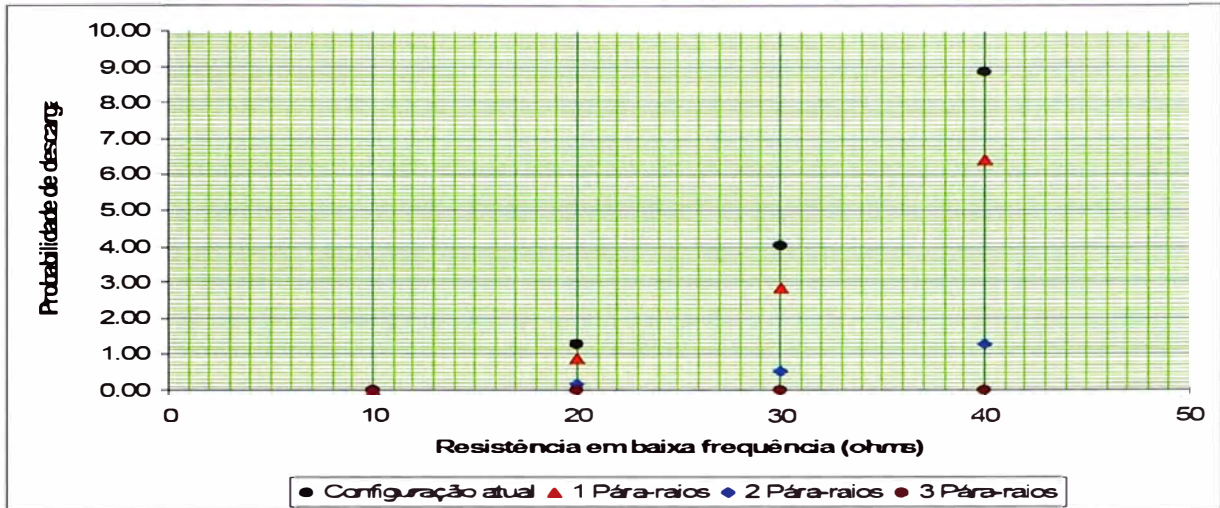


Fig. 3.10 Estructura 22A2TM-3 - vano de 470 m - H = 2500 m (Software Multilizer)

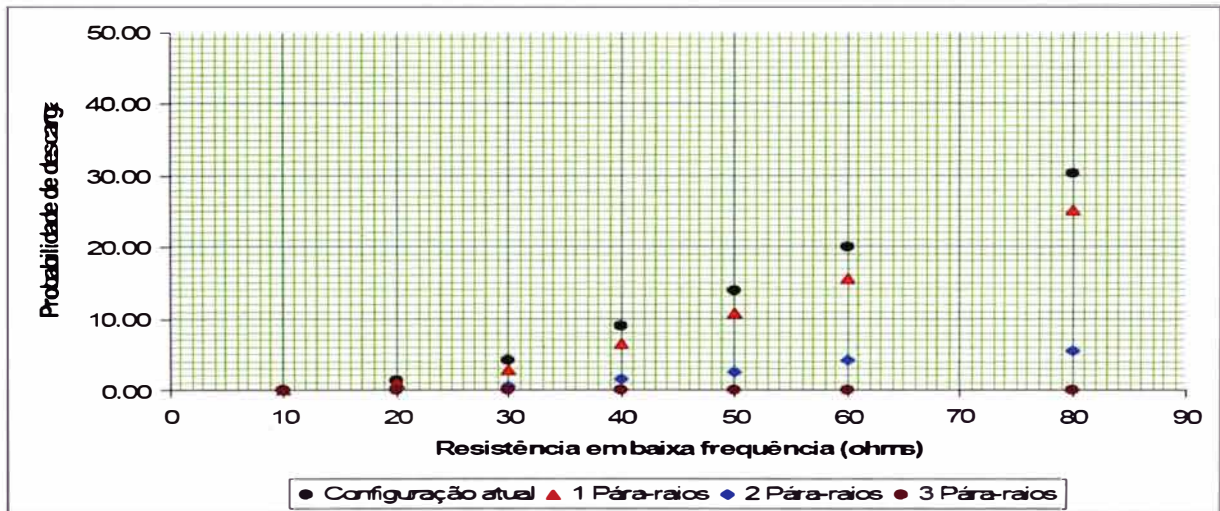


Fig. 3.11 Estructura 22A2TM-3 - vano de 470 m - H = 4000 m (Software Multilizer)

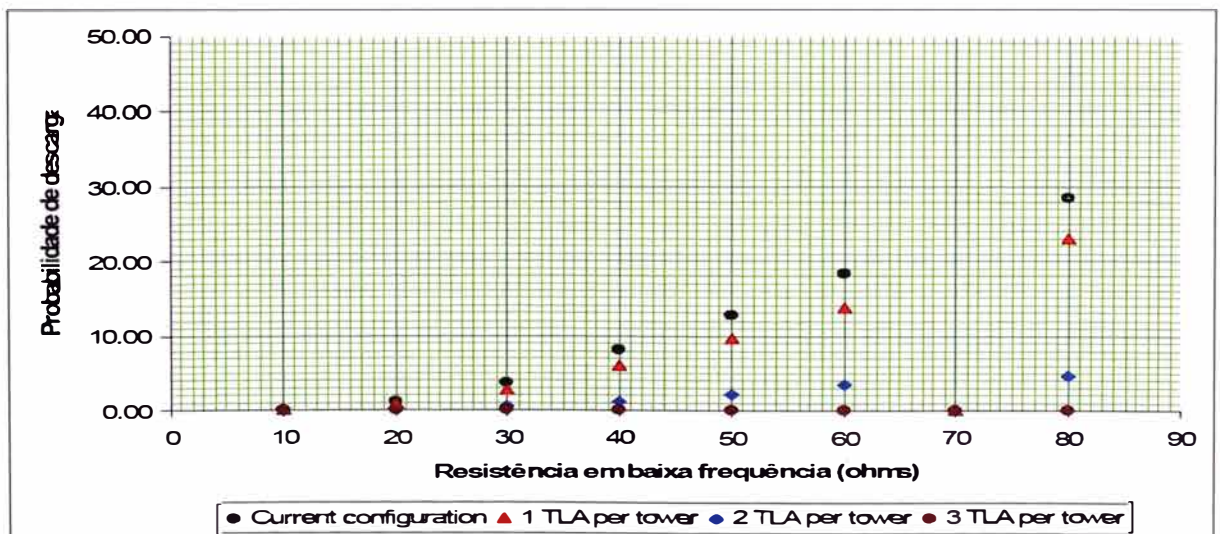


Fig. 3.12 Estructura 22A2TM-3 - vano de 470 m - H = 4500 m (Software Multilizer)

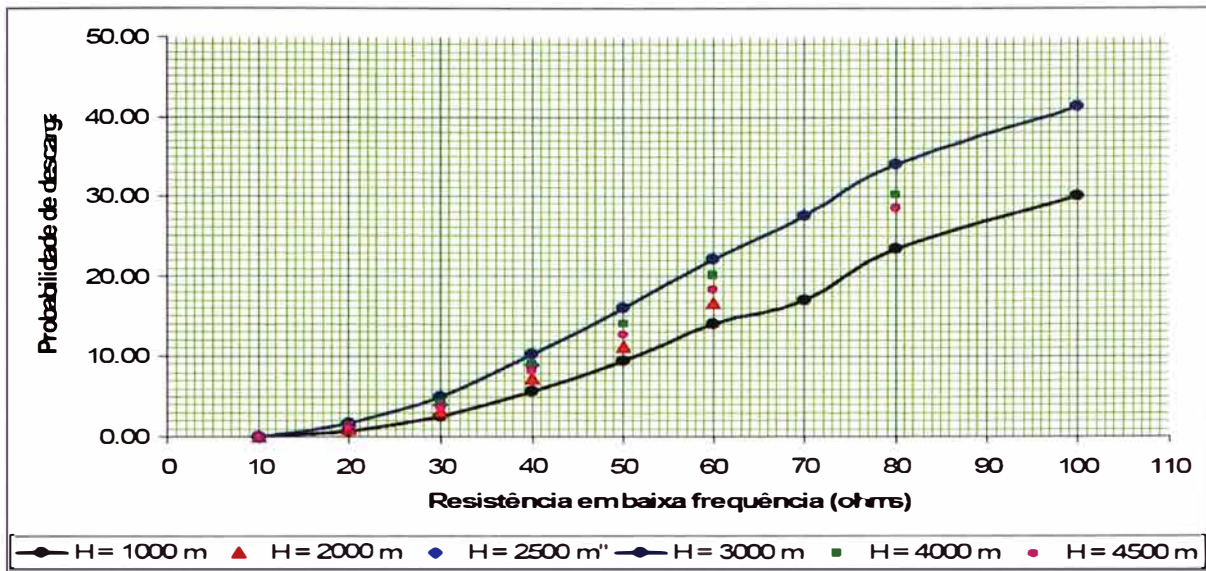


Fig. 3.13 Estrutura 22A2TM-3 – Efecto de Altitud (Software Multilizer)

Se puede ver en la Fig. 3.13 que las estructuras ubicadas a una altitud de 3000 metros sobre el nivel del mar tienen mayores probabilidades de descarga. Se observan mejores características para estructuras ubicadas de 1000 a 2000 metros sobre el nivel del mar.

- **Análisis del desempeño de la estructura tipo 22C.2T ± h Y 22D.2T:**

Las estructuras del tipo 22C.2T y 22D.2T corresponden aproximadamente el 7,5% de estructuras totales presentes en las líneas de transmisión L-2251 L-2252 y L-2253.

La probabilidad de descarga se evaluó en las estructuras 22C.2T-3 y 22D.2T-3 y por vanos que van desde 470 metros y 600 metros y una altitud media de 4.000 metros sobre el nivel del mar, teniendo en cuenta los valores resistencia de tierra entre 10 a 40 Ω .

Los resultados de la simulación se muestran en las figuras 3.14 y 3.15. El efecto de la longitud del tramo para este tipo de estructuras se muestra en la Fig. 3.16, para la condición actual y considerando la instalación de un pararrayos por estructura.

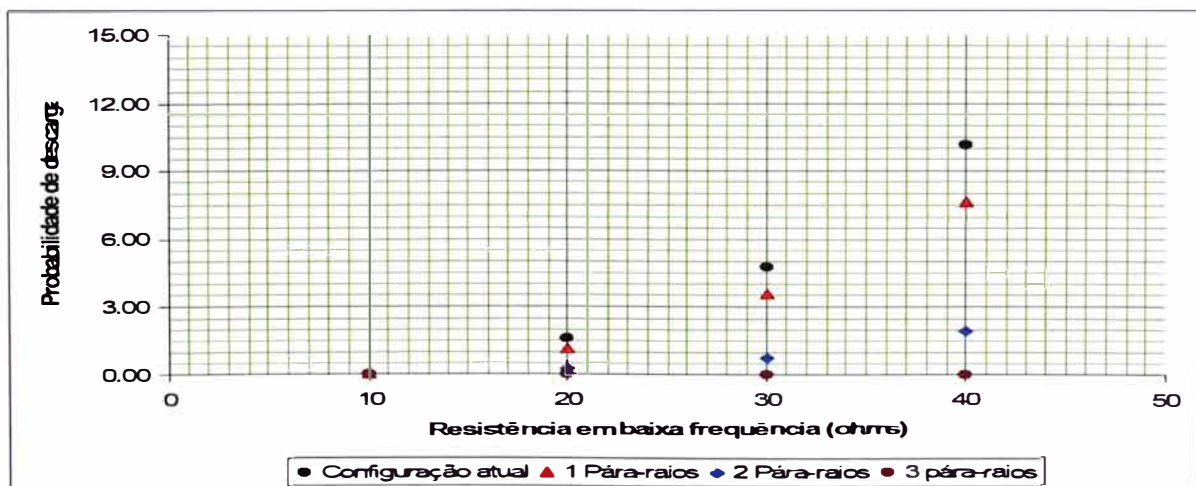


Fig. 3.14 Estrutura 22C.2T-3 - vano de 470 m – H = 4000 m (Software Multilizer)

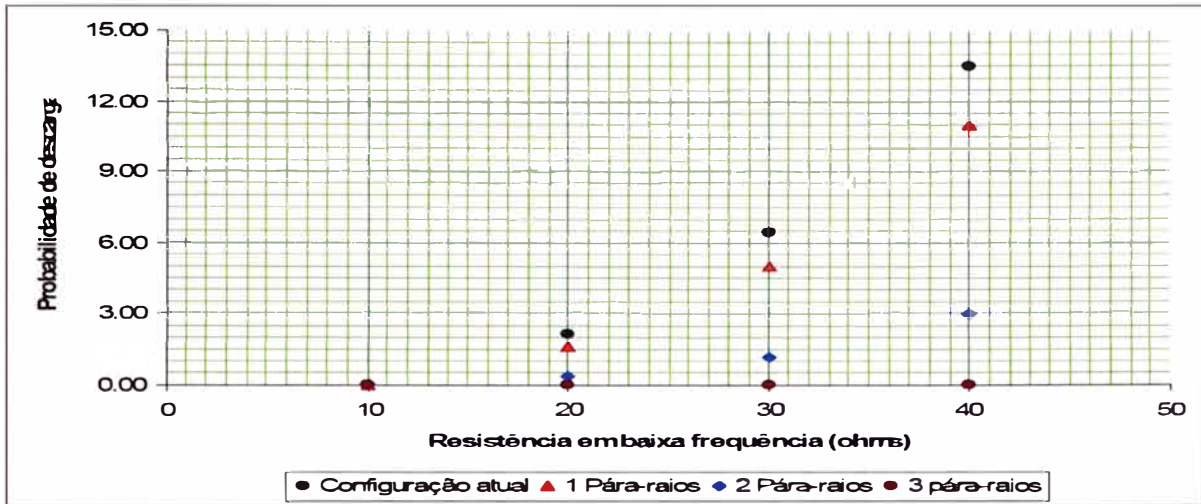


Fig. 3.15 Estrutura 22C.2T-3 - vano de 800 m – H = 4000 m (Software Multilizer)

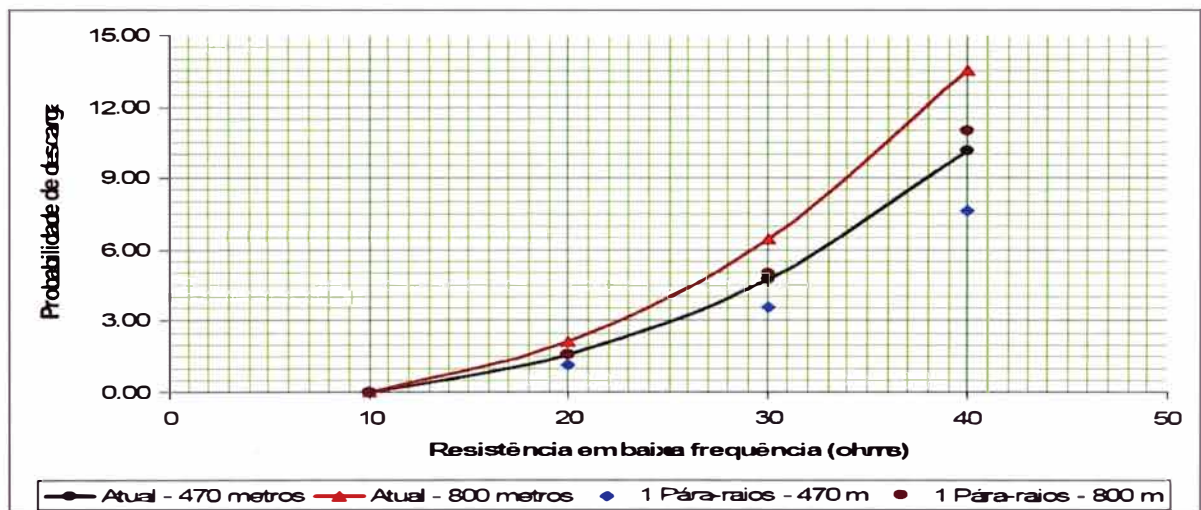


Fig. 3.16 Estrutura 22C.2T-3 – Efecto de compresión de vano – H = 4000 m (Software Multilizer)

- **Análisis del desempeño de la estructura tipo 22C1.2T ± h y 22D1.2T:**

Las estructuras del tipo 22C1.2T y 22D1.2T corresponden a aproximadamente el 14,5% de todas las estructuras presentes a lo largo de las líneas de transmisión L-2251, L y L-2252 y L-2253.

La probabilidad de descarga se evaluó en las estructuras 22C1.2T-3 y 22D1.2T-3 y por vanos comprimidos que van desde 600 metros y 1200 metros, una altitud media de 4.000 metros sobre el nivel del mar, teniendo en cuenta los valores resistencia de tierra entre 10 a 60 Ω .

Los resultados de la simulación se muestran en las figuras 3.17 y 3.18. El efecto de la longitud del tramo para este tipo de estructuras se muestra en la Fig. 3.19, para la condición actual y considerando la instalación de un pararrayos por estructura.

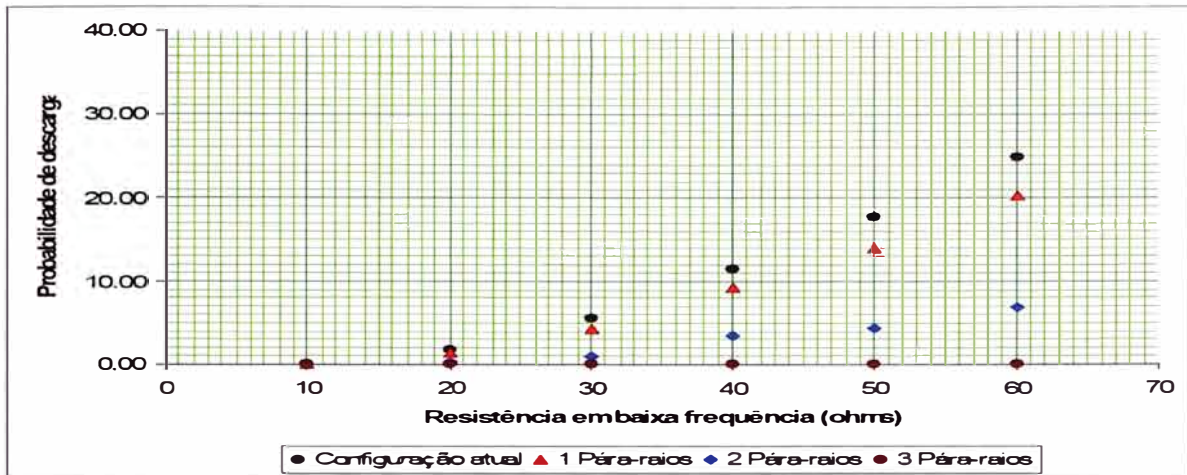


Fig. 3.17 Estructura 22C1.2T-3 - vano de 600 m – H = 4000 m (Software Multilizer)

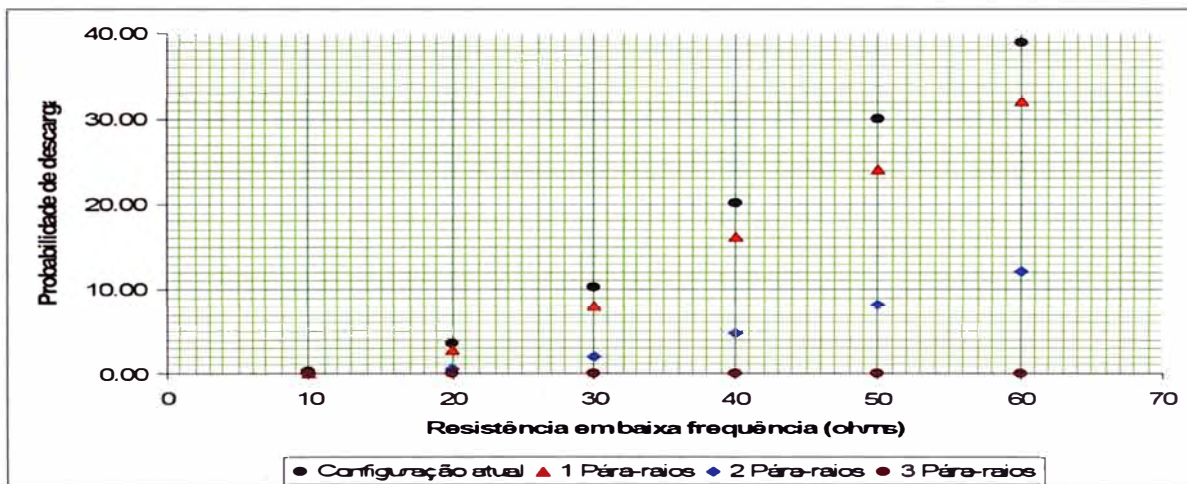


Fig. 3.18 Estructura 22C1.2T-3 - vano de 1200 m – H = 4000 m (Software Multilizer)

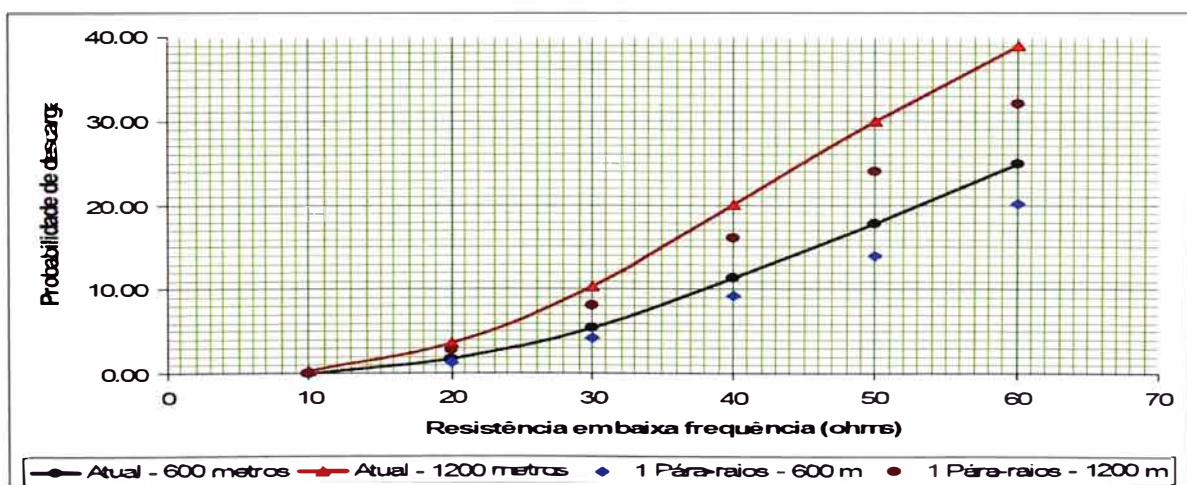


Fig. 3.19 Estructura 22C1.2T-3 - Efecto de compresión de vano – H = 4000 m (Software Multilizer)

Dada la naturaleza estadística de la incidencia de los rayos a lo largo de las líneas de transmisión, observadas en parámetros de descargas en los últimos años, además de algunas de las imprecisiones de parámetros considerados y las simplificaciones realizadas para la modelación de las redes, harán que los resultados relacionados con cierres obtenidos por 100 km de línea o las probabilidades de descarga se consideren en términos relativos y no absolutos.

Los objetivos principales de la metodología utilizada en el estudio de rendimiento de las líneas de Transmisión eléctrica de Eteselva L-2251, L-2252 y L-2253 consisten en: (1) - Estimar el número de descargas que inciden sobre las diferentes estructuras a lo largo de las líneas de transmisión (en forma simplificada, considerar una línea ficticia con longitud de 100 km, compuesta sólo por el tipo de estructura considerada y analizada), (2) - Obtener, para cada tipo de estructura y la configuración analizada, la probabilidad media de aparición de flashover de retorno (en el caso de presente estudio, el cierre de las líneas) que se debe al hecho de que las resultantes de las tensiones transitorias a través de las cadenas excede al valor de la descarga de aislamiento, (3) - Establecer la probabilidad máxima de descarga permitida para cada tipo de estructura, basada en los valores estimaciones obtenidas en (1), el número máximo de desconexiones por 100 km.año considerado la densidad de descargas a tierra. Este estudio considera la premisa de un número máximo de desconexiones no programadas de las líneas evaluadas de 1,0 desconexión por 100 kilómetros por año.

Las medidas correctivas a utilizar para la empresa ETESELVA para el mejoramiento de la calidad de suministro en sus líneas es la puesta de pararrayos, la cual se tomara en cuenta de la siguiente manera:

a) Línea de Transmisión Aguaytia - Tingo María (L2251)

- Revisar que el valor de la resistencia de puesta a tierra de las torres deben ser menores al 10 %.
- Instalar un pararrayo en la fase inferior del lado izquierdo (si no tiene cable de guarda) para las torres que tiene resistencia de PAT entre 13 a 25 ohms para altitudes hasta 1000 m.s.n.m. Entre 10 a 15 ohms en caso de altitud entre 1000 a 1600 m.s.n.m. Arriba de 1600 m.s.n.m. no es necesario instalar pararrayos.
- Instalar dos (2) pararrayos, en las fases inferiores en torres con valores de PAT entre 25 a 35 ohms en altitud hasta 1000 m.s.n.m. Para altitudes entre 1000 y 1500 m.s.n.m. para resistencia de PAT entre 15 a 30 ohms.

- En resumen, se estima la ubicación de entre 40 a 50 pararrayos en la LT 220 kV Aguaytia – Tingo María.

b) Línea de Transmisión Tingo María - Vizcarra (L2252)

- Aproximadamente el 75% de las torres presentan valores de resistencia de puesta a tierra (PAT) debajo de 20 ohms.
- Según análisis equivalente para la LT Aguaytia - Tingo María se estima la necesidad de instalar aproximadamente 270 pararrayos para obtener el índice de una desconexión/ 100 km.año.

c) Línea de Transmisión Vizcarra – Paramonga Nueva (L2253)

- Aproximadamente el 55% de las torres presentan valores de resistencia de puesta a tierra (PAT) debajo de 20 ohms.
- Según análisis equivalente para la LT Aguaytia – Tingo Maria y LT Tingo Maria Vizcarra, en la LT 220 kV Vizcarra Paramonga Nueva (L2253) se estima la necesidad de instalar aproximadamente de 170 pararrayos para obtener el índice de una desconexión/ 100 km.año. El estimado es que no ocurren desconexiones por causa de descargas atmosféricas a partir de la torre 533 (3200 m.s.n.m).

Los pararrayos de líneas de transmisión a instalar son del tipo TLA con voltaje Nominal de 192 kV, marca TYCO ELECTRONICS, de Brasil (ANEXO C).

Este pararrayo tiene aislamiento de discos de Silicona, capacidad de soportar las sobretensiones de 1.38 p.u del sistema (195 kV) por aproximadamente 30 segundos y hasta 1.54 p.u (218 kV) por aproximadamente 1 segundo.

El pararrayos recomendado (192 kV) se obtiene una energía específica de 2.6 kJ/kV del voltaje nominal.

El Estudio realizado recomienda un pararrayo con discos de distancia de fuga mínima de 9765 mm, correspondiente a 25 mm/kV para una altitud de 4800 metros sobre el nivel del mar.

3.1.2 Evaluación Económica para el Mejoramiento de la Calidad de Suministro

Las grandes pérdidas económicas ocasionadas al suministrador debido a las fallas ocasionadas por las líneas de transmisión eléctrica debido a las descargas atmosféricas, hicieron dar un gran paso para comenzar a analizar el mejoramiento de las líneas de transmisión, a continuación se muestran las pérdidas económicas que ocasionaron dichas fallas debido a las descargas atmosféricas ocurridas en los periodos 2007 y 2008 como se muestran desde las tablas 3.8 a la 3.11, que están a continuación:

Tabla N° 3.8 Disturbios de las Líneas de Transmisión que ocasionaron el Rechazo de Carga de las Unidades TG11 y TG12 de las Central Térmica Aguaytia (2007) [5]

ITEM	UNIDAD	FECHA	INICIO	FECHA	FINAL	CAUSA/EVENTO	CARGA RECHAZADA (MW)	UNPLANNED OUTAGE	HORAS RES TRENGIDAS	Estimación de energía dejada de vender (MWh)	QL	START	Aumento de Horas de Operación Equivalentes (EOH)	CAUSA DESALIDA DE LINEA DE TRANSMISION
1	GT11	10-Ene-07	13:28	10-Ene-07	13:33	UNIT TRIPPED BY FALME OFF AS CONSEQUENCE OF T-LINE DISTURBANCE. COES DID NOT REQUEST THE UNIT WHEN IT WAS DECLARED AVAILABLE FOR DISPATCH.	87.05	0:05:00	0.08	7.25	4	1	100.00	DIA 9 A LAS 13:00 HRS Desconexion L2253 falla 3ph, Descargas Atmosfericas-
2	GT11	14-Ene-07	02:16	14-Ene-07	2:56	UNIT TRIPPED BY AUXILIARIES OFF (LUBE OIL LOW PRESSURE) AS CONSEQUENCE OF T-LINE DISTURBANCE	87.05	0:40:00	0.67	58.03	4	1	100.00	Desconexion L2251 falla 3ph D.Atmosfericas. 3km SETM
3	GT12	14-Ene-07	02:16:00	14-Ene-07	2:56	UNIT TRIPPED BY AUXILIARIES OFF (LUBE OIL LOW PRESSURE) AS CONSEQUENCE OF T-LINE DISTURBANCE	85.88	0:40:00	0.67	57.26	1	1	40.00	
4	GT12	15-Feb-07	04:04:00	15-Feb-07	4:45	DUE TO T-LINE DISTURBANCE GT12 WAS OFFLINE UNIT WAS SHUTDOWN IN ORDER TO RESYNCHRONIZE IT TO THE GRID.	88.04	0:41:00	0.68	60.16	1	0	20.00	Desconexion L2252: 1 ph con evolucion a 3ph , D. Atmosferica 1 km SEVIZ.
5	GT11	21-Feb-07	04:32	21-Feb-07	4:36	UNIT TRIPPED BY AUXILIARIES OFF (LUBE OIL LOW PRESSURE) AS CONSEQUENCE OF T-LINE DISTURBANCE	87.05	0:04:00	0.07	5.80	2	1	60.00	Desconexion de L2252, Falla 3ph. D. Atmosferica 32 km de SETM
6	GT11	18-Mar-07	13:55	18-Mar-07	14:36	DUE TO T-LINE DISTURBANCE (OVER-FREQUENCY) GT11 WAS OFFLINE. UNIT WAS SHUTDOWN IN ORDER TO RESYNCHRONIZE IT TO THE GRID.	87.05	0:41:00	0.68	59.48	4	1	100.00	NINGUNA
7	GT12	18-Mar-07	13:55:00	18-Mar-07	14:22	UNIT TRIPPED BY FLAME OFF AFTER ACTIVATION OF REVERSE POWER RELAY AS CONSEQUENCE OF T-LINE DISTURBANCE.	85.88	0:27:00	0.45	38.65	6	1	140.00	NINGUNA
8	GT11	27-Abr-07	1:09:00	27-Abr-07	1:32	UNIT TRIPPED DUE TO LOW LUBE OIL PRESSURE AS CONSEQUENCE OF T-LINE DISTURBANCE	87.05	0:23:00	0.38	33.37	8	1	180.00	L2251, Falla 2ph.D.Atmosferica 11 km de SEAG
9	GT12	27-Abr-07	01:09	27-Abr-07	1:32	UNIT TRIPPED DUE TO LOW LUBE OIL PRESSURE AS CONSEQUENCE OF T-LINE DISTURBANCE	85.88	0:23:00	0.38	32.92	1	1	40.00	
10	GT11	05-May-07	13:20	05-May-07	13:26	GT11 WAS OFFLINE DUE TO T-LINE DISTURBANCE	87.05	0:06:00	0.10	8.70	8	1	180.00	Desconexion L-2252-arbol en LT, Ph S, 119 km de SETM
11	GT12	05-May-07	13:20	05-May-07	14:05	UNIT TRIPPED BY FLAME OFF AS CONSEQUENCE OF T-LINE	85.88	0:45:00	0.75	64.41	8	1	180.00	
12	GT11	12-Jun-07	01:05	12-Jun-07	1:13	UNIT AUTOMATICALLY DOWNLOADED FROM BASE LOAD TO 78.6 MW DUE TO GRID OSCILLATION.	8.45		0.0002	0.0018	3	0	60.00	NINGUNA
13	GT12	12-Jun-07	01:05	12-Jun-07	1:13	UNIT AUTOMATICALLY DOWNLOADED FROM BASE LOAD TO 78.6 MW DUE TO GRID OSCILLATION.	10.28		0.0003	0.0026	3	0	60.00	NINGUNA
14	GT11	19-Jun-07	13:54	19-Jun-07	14:07	GT11 WAS OFFLINE DUE TO T-LINE DISTURBANCE (OVER-FREQUENCY).	87.05	0:13:00	0.22	18.86	8	1	180.00	NINGUNA
15	GT11	28-Jun-07	23:22	28-Jun-07	23:46	GT11 WAS OFFLINE DUE TO T-LINE DISTURBANCE (OVER-FREQUENCY).	87.05	0:23:11	0.39	33.63	8	1	180.00	NINGUNA
16	GT11	01-Jul-07	00:59	01-Jul-07	1:11	GT11 WAS OFFLINE DUE TO T-LINE DISTURBANCE (OVER-FREQUENCY). UNIT WAS SYNCHRONIZED THROUGH 220kV BREAKER IN2352.	87.05	0:12:00	0.20	17.41	4	0	80.00	NINGUNA

ITEM	UNIDAD	FECHA	INICIO	FECHA	FINAL	CAUSA / EVENTO	CARGA RECHAZADA (MW)	UNPLANNED OUTAGE	HORAS RESTRINGIDAS	Estimación de energía dejada de vender (MWH)	QL	START	Aumento de Horas de Operación Equivalentes (EOH)	CAUSA DE SALIDA DE LINEA DE TRANSMISION
17	GT11	24-Jul-07	13:47	24-Jul-07	14:19	GT11 TRIPPED BY LOW LUBE OIL PRESSURE AS CONSEQUENCE OF T-LINE DISTURBANCE.	87.05	0:32:00	0.53	46.42	8	1	180.00	L-2251 en SEAG-falla 1 ph. D.Atmosferica. Recierre no exitoso-Funcion SOFT-CORREGIDO con cambio de contactores en NOV2007-PROTECCIONES
18	GT12	24-Jul-07	13:47	24-Jul-07	13:59	GT12 WAS OFFLINE DUE TO T-LINE DISTURBANCE. UNIT STAYED AT IDLE AND SYNCHRONIZED THROUGH 220KV BREAKER IN2350.	85.88	0:12:00	0.20	17.18	8	0	160.00	
19	GT11	31-Jul-07	16:03	31-Jul-07	16:24	UNIT TRIPPED BY OVER-SPEED AS CONSEQUENCE OF T-LINE DISTURBANCE.	87.05	0:21:00	0.35	30.47	8	1	180.00	L-2252 falla 1 ph.D.Atmosferic. No recierre por falla Rele REB551 en SEVIZ-CORREGIDO el 16 octubre 2007-PROTECCIONES
20	GT12	31-Jul-07	16:03	31-Jul-07	16:55	UNIT TRIPPED BY FLAME OFF AS CONSEQUENCE OF T-LINE DISTURBANCE.	85.88	0:52:00	0.87	74.43	8	1	180.00	
21	GT11	12-Sep-07	15:07	12-Sep-07	15:52	UNIT TRIPPED BY LOSS OF AUXILIARIES AS A CONSEQUENCE OF T-LINE DISTURBANCE	87.05	0:44:56	0.75	65.18	8	1	180.00	L2252, falla 3ph- descargas atmosfericas-62 km SETM
22	GT12	12-Sep-07	15:07	12-Sep-07	16:06	UNIT TRIPPED BY LOSS OF AUXILIARIES AS A CONSEQUENCE OF T-LINE DISTURBANCE	85.88	0:58:56	0.98	84.35	8	1	180.00	
23	GT11	22-Sep-07	16:47	22-Sep-07	17:46	UNIT TRIPPED BY OVERSPEED AS A CONSEQUENCE OF T-LINE DISTURBANCE	87.05	0:58:03	0.97	84.22	8	1	180.00	L2252 1ph. En SEVIZ REL. 316 indica falla 3ph y REL. 521 1 ph. Rele EN observacion- PRUEBAS EN LABORATORIO RELESIMILAR-PROTECCIONES
24	GT12	22-Sep-07	16:47	22-Sep-07	17:32	UNIT TRIPPED BY FLAME OFF AS A CONSEQUENCE OF T-LINE DISTURBANCE	85.88	0:44:03	0.73	63.05	8	1	180.00	
25	GT11	26-Sep-07	10:18	26-Sep-07	10:55	UNIT TRIPPED BY OVERSPEED AS A CONSEQUENCE OF T-LINE DISTURBANCE	87.05	0:36:05	0.60	52.35	8	1	180.00	L2253 desconecto por DTT de SEVIZ-Desconecto L2252 y L2251 - Falla Humana en SEVIZ-Integración de Sta Luisa
26	GT12	26-Sep-07	10:18	26-Sep-07	11:08	UNIT TRIPPED BY FLAME OFF AS A CONSEQUENCE OF T-LINE DISTURBANCE	85.88	0:49:05	0.82	70.14	8	1	180.00	
27	GT11	07-Oct-07	19:05	07-Oct-07	19:22	GT11 WAS OFFLINE DUE TO T-LINE DISTURBANCE (OVER-FREQUENCY).	87.05	0:17:00	0.32	27.56	8	0	160.00	L-2252 falla 1 ph.D.Atmosferica. No recierre por falla Rele REB551 en SEVIZ-CORREGIDO el 16 octubre 2007-PROT.
28	GT12	07-Oct-07	19:05	07-Oct-07	19:39	UNIT TRIPPED BY FLAME OFF AS A CONSEQUENCE OF T-LINE DISTURBANCE	85.88	0:34:00	0.57	48.67	8	1	180.00	
29	GT11	11-Oct-07	14:08	11-Oct-07	14:26	GT11 WAS OFFLINE DUE TO T-LINE DISTURBANCE (OVER-FREQUENCY).	87.05	0:18:00	0.30	26.11	8	0	160.00	L-2252 falla 1 ph.D.Atmosferica. No recierre por falla Rele REB551 en SEVIZ-CORREGIDO el 16 octubre 2007 PROT.
30	GT12	11-Oct-07	14:08	11-Oct-07	14:50	UNIT TRIPPED BY FLAME OFF AS A CONSEQUENCE OF T-LINE DISTURBANCE	85.88	00:42:00	0.70	60.12	8	1	180.00	
31	GT11	12-Oct-07	18:11	12-Oct-07	18:46	GT11 TRIPPED DUE TO T-LINE DISTURBANCE (OVER-SPEED)	87.05	0:35:00	0.58	50.78	8	1	180.00	L2252 Falla 2ph, Descargas atmosfericas 42 km SEVIZ.
32	GT12	12-Oct-07	18:11	12-Oct-07	18:57	UNIT TRIPPED BY FLAME OFF AS A CONSEQUENCE OF T-LINE DISTURBANCE	85.88	0:46:00	0.77	65.84	8	1	180.00	
33	GT12	05-Dic-07	00:36	05-Dic-07	0:47	GT12 WAS OFFLINE DUE TO T-LINE DISTURBANCE (OVER-FREQUENCY). UNIT WAS SYNCHRONIZED THROUGH 220KV BREAKER IN2352.	87.05	0:11:00	0.18	15.96	8	1	180.00	L2251 falla 1 Ph.D.Atmosferica a 63 km de SEAG. Inadecuado REL. 670 SETM. CORREGIDO el 26 dic2007-PROTECCIONES
34	GT12	06-Dic-07	12:58	06-Dic-07	13:05	GT12 WAS OFFLINE DUE TO T-LINE DISTURBANCE (OVER-FREQUENCY). UNIT WAS SYNCHRONIZED THROUGH 220KV BREAKER IN2352.	87.05	0:07:00	0.12	10.16	8	1	180.00	L2251 falla 1 Ph.D.Atmosferica a 1.6km de SEAG. Inadecuado REL. 670 SEAG. CORREGIDO el 26 dic2007-PROTECCIONES
35	GT11	29-Dic-07	19:03	29-Dic-07	19:19	GT11 WAS OFFLINE DUE TO T-LINE DISTURBANCE (OVER-FREQUENCY). UNIT WAS SYNCHRONIZED THROUGH 220KV BREAKER IN2352.	87.05	0:16:00	0.27	23.21	8	0	160.00	NINGUNO
36	GT12	29-Dic-07	19:03	29-Dic-07	19:10	UNIT AUTOMATICALLY DOWNLOADED FROM 168 MW TO 58 MW DUE TO GRID OSCILLATION.	10.00		0.01	0.14	3	0	60.00	NINGUNO
Total									16.33	1,412.28	228.00	27.00	5100.00	

Tabla N° 3.9 Pérdidas Económicas por fallas de las Líneas de Transmisión de Eteselva (2007) [5]

Total de Arranques Equivalentes	255
Costo Aprox. Por Arranque, USD	10,000.00
Costo Total de Arranques Equivalentes, USD	2,550,000.00
Total de Energía No Vendida GT11	648.85
Costo Marginal de la Unidad GT11 (T/C 1USD=2.8S/.)	20.575
Costo Total de Energía No Vendida por GT11 al Costo Marginal de GT11	13,350.09
Total de Energía No Vendida GT12	763.43
Costo Marginal de la Unidad GT12 (T/C 1USD=2.8S/.)	20.99
Costo Total de Energía No Vendida por GT12 al Costo Marginal de GT12	16,025.92
Total de Pérdida Económica por Fallas de Líneas de Transmisión, USD	2,579,376.01

Tabla N° 3.10 Disturbios de las Líneas de Transmisión que ocasionaron el Rechazo de Carga de las Unidades TG11 Y TG12 de la Central Térmica Aguaytia (2008) [5]

ITEM	UNIDAD	FECHA	INICIO	FECHA	FINAL	CAUSA/EVENTO	CARGA RECHAZADA (MW)	UNPLANNED OUTAGE	HORAS RESTRINGIDAS	Estimación de Energía dejada de vender (MWH)	QL	START	Aumento de Horas de Operación Equivalentes (EOH)	CAUSA DE LA SALIDA DE LA LINEA DE TRANSMISION
1	GT11	11-Ene-08	18:30	11-Ene-08	19:00	UNIT TRIPPED BY OVERSPEED AS A CONSEQUENCE OF T-LINE DISTURBANCE	87.046	0:30:00	0.50	44	8	1	180	Desconexión de la línea L-2251 (Tingo María - Aguaytia) de 220 kV.
2	GT12	11-Ene-08	18:32	11-Ene-08	19:01	UNIT TRIPPED BY UNDF (81) 1 STG PROTECTION AS A CONSEQUENCE OF T-LINE DISTURBANCE	85.884	0:29:00	0.48	42	1	1	40	Desconexión de la línea L-2251 (Tingo María - Aguaytia) de 220 kV.
3	GT12	27-Mar-08	12:57	27-Mar-08	13:03	UNIT AUTOMATICALLY DOWNLOADED FROM BASE LOAD TO 75.5 MW DUE T-LINE DISTURBANCE	10.384	0:00:39	0.01	0	3	0	60	Perturbación en el SEIN
4	GT11	11-Abr-08	14:38	11-Abr-08	15:24	UNIT TRIPPED BY AUXILIARIES OFF AS CONSEQUENCE OF T-LINE DISTURBANCE	87.046	0:46:00	0.77	67	8	1	180	Desconexión de la línea L-2251 (Tingo María - Aguaytia) de 220 kV.
5	GT12	11-Abr-08	14:38	11-Abr-08	15:04	UNIT OFF GRID DUE TO A T-LINE DISTURBANCE. UNIT STAYED ON IDLE MODE	85.884	0:26:00	0.43	37	8	0	160	Desconexión de la línea L-2251 (Tingo María - Aguaytia) de 220 kV.
6	GT11	29-Abr-08	16:42	29-Abr-08	16:59	UNIT OFF GRID DUE TO A T-LINE DISTURBANCE. UNIT STAYED ON IDLE MODE	87.046	0:17:00	0.28	25	8	0	160	Desconexión de la línea L-2252 (Tingo María - Vizcarra) de 220 kV
7	GT12	29-Abr-08	16:42	29-Abr-08	17:20	UNIT TRIPPED DUE TO AUXILIARY SYSTEMS POWER SUPPLY LOST AS CONSEQUENCE OF A T-LINE DISTURBANCE.	85.884	0:38:00	0.63	54	8	1	180	Desconexión de la línea L-2252 (Tingo María - Vizcarra) de 220 kV
8	GT11	30-Abr-08	01:25	30-Abr-08	02:10	UNIT TRIPPED DUE TO AUXILIARY SYSTEMS POWER SUPPLY LOST AS CONSEQUENCE OF A T-LINE DISTURBANCE	87.046	0:45:00	0.75	65	8	1	180	Desconexión de la línea L-2252 (Tingo María - Vizcarra) de 220 kV
9	GT12	30-Abr-08	01:25	30-Abr-08	01:39	UNIT OFF GRID DUE TO A T-LINE DISTURBANCE. UNIT STAYED ON IDLE MODE	85.884	0:14:00	0.23	20	4	0	80	Desconexión de la línea L-2252 (Tingo María - Vizcarra) de 220 kV
10	GT11	12-Oct-08	13:32	12-Oct-08	13:48	GT11 WAS OFFLINE DUE TO T-LINE DISTURBANCE. UNIT STAYED AT IDLE AND SYNCHRONIZED THROUGH 220KV IN2352.	87.046	0:16:00	0.27	23	8	0	160	Perturbación en el SEIN
11	GT12	12-Oct-08	13:32	12-Oct-08	14:09	UNIT TRIPPED DUE TO LOW LUBE OIL PRESSURE AS CONSEQUENCE OF A T-LINE DISTURBANCE	85.8835	0:37:00	0.62	53	8	1	180	Perturbación en el SEIN
12	GT11	23-Oct-08	14:11	23-Oct-08	15:15	UNIT TRIPPED DUE TO LOW LUBE OIL PRESSURE AS CONSEQUENCE OF A T-LINE DISTURBANCE	87.046	1:04:00	1.07	93	8	1	180	Desconexión de la línea L-2251 (Aguaytia - Tingo María) de 220 kV
13	GT12	23-Oct-08	14:11	23-Oct-08	15:12	GT12 WAS OFFLINE DUE TO T-LINE DISTURBANCE. UNIT STAYED AT IDLE AND SYNCHRONIZED THROUGH 220KV IN2352.	85.8835	01:01:00	1.02	87	8	0	160	Desconexión de la línea L-2251 (Aguaytia - Tingo María) de 220 kV

ITEM	UNIDAD	FECHA	INICIO	FECHA	FINAL	CAUSA/EVENTO	CARGA RECHAZADA (MW)	UNPLANNED OUTAGE	HORAS RESTRINGIDAS	Estimación de Energía dejada de vender (MWH)	QL	START	Aumento de Horas de Operación Equivalentes (EOH)	CAUSA DE LA SALIDA DE LINEA DE TRANSMISION	
14	GT11	26-Oct-08	08:00	26-Oct-08	08:18	GT11 WAS OFFLINE DUE TO T-LINE DISTURBANCE. UNIT STAYED AT IDLE AND SYNCHRONIZED THROUGH 220KV IN2352.	87.046	0:17:34	0.29	25	4	0	80	Desconexión de la línea L-2251 (Aguaytia - Tingo Maria) de 220 kV	
15	GT12	26-Oct-08	08:00	26-Oct-08	08:13	GT12 WAS OFFLINE DUE TO T-LINE DISTURBANCE. UNIT STAYED AT IDLE AND SYNCHRONIZED THROUGH 220KV IN2350.	85.8835	0:12:58	0.21	18	4	0	80	Desconexión de la línea L-2251 (Aguaytia - Tingo Maria) de 220 kV	
16	GT11	31-Oct-08	12:51	31-Oct-08	13:05	GT11 WAS OFFLINE DUE TO T-LINE DISTURBANCE. UNIT STAYED AT IDLE AND SYNCHRONIZED THROUGH 220KV IN2352.	87.046	0:14:00	0.23	20	8	0	160	Desconexión de la línea L-2252 (Tingo Maria - Vizcarra) de 220 kV.	
17	GT12	31-Oct-08	12:51	31-Oct-08	13:22	UNIT TRIPPED DUE TO LOW LUBE OIL PRESSURE AS CONSEQUENCE OF A T-LINE DISTURBANCE	85.8835	0:31:00	0.52	44	7	1	160	Desconexión de la línea L-2252 (Tingo Maria - Vizcarra) de 220 kV.	
18	GT11	05-Nov-08	14:56	05-Nov-08	15:07	GT11 WAS OFFLINE DUE TO T-LINE DISTURBANCE. UNIT STAYED AT IDLE AND SYNCHRONIZED THROUGH 220KV IN2352.	87.046	0:11:00	0.18	16	8	0	160	Desconexión de las líneas L-2053, L-2054 (Cotaruse - Socabaya) y L-2051 (Mantaro - Cotaruse) de 220 kV	
19	GT11	16-Nov-08	17:33	16-Nov-08	17:49	GT11 WAS OFFLINE DUE TO T-LINE DISTURBANCE. UNIT STAYED AT IDLE AND SYNCHRONIZED THROUGH 220KV IN2352.	87.046	0:16:00	0.27	23	8	1	180	Desconexión de la línea L-2252 (Tingo Maria - Vizcarra) de 220 kV	
20	GT12	16-Nov-08	17:33	16-Nov-08	18:08	UNIT TRIPPED DUE TO LOW LUBE OIL PRESSURE AS CONSEQUENCE OF A T-LINE DISTURBANCE	85.884	0:35:00	0.58	50	8	1	180	Desconexión de la línea L-2252 (Tingo Maria - Vizcarra) de 220 kV	
21	GT11	17-Nov-08	11:50	17-Nov-08	12:22	UNIT TRIPPED DUE TO LOW LUBE OIL PRESSURE AS CONSEQUENCE OF A T-LINE DISTURBANCE	87.046	0:32:00	0.53	46	8	1	180	Desconexión de la línea L-2251 (Aguaytia - Tingo Maria) de 220 kV	
22	GT12	17-Nov-08	11:50	17-Nov-08	12:36	UNIT TRIPPED DUE TO LOW LUBE OIL PRESSURE AS CONSEQUENCE OF A T-LINE DISTURBANCE	85.884	0:46:00	0.77	66	8	1	180	Desconexión de la línea L-2251 (Aguaytia - Tingo Maria) de 220 kV	
23	GT11	19-Nov-08	21:10	19-Nov-08	22:03	UNIT TRIPPED BY OVER-SPEED AS CONSEQUENCE OF T-LINE DISTURBANCE.	87.046	0:53:00	0.88	77	8	1	180	Falla en la barra de 23kV de la S.E. Antamina	
24	GT12	19-Nov-08	21:10	19-Nov-08	21:40	UNIT TRIPPED BY FLAME OFF AS CONSEQUENCE OF T-LINE DISTURBANCE	85.884	0:30:00	0.50	43	6	1	140	Falla en la barra de 23kV de la S.E. Antamina	
25	GT11	11-Dic-08	18:41	11-Dic-08	19:15	UNIT TRIPPED DUE TO LOW LUBE OIL PRESSURE AS CONSEQUENCE OF A T-LINE DISTURBANCE	87.046	0:34:00	0.57	49	8	1	180	Desconexión de la línea L-2251 (Aguaytia - Tingo Maria) de 220 kV	
26	GT12	11-Dic-08	18:41	11-Dic-08	18:56	GT12 WAS OFFLINE DUE TO T-LINE DISTURBANCE. UNIT STAYED AT IDLE AND SYNCHRONIZED THROUGH 220KV IN2350.	85.8835	0:15:00	0.25	21	8	0	160	Desconexión de la línea L-2251 (Aguaytia - Tingo Maria) de 220 kV	
								12:51:11			1110	181	15	3920	

Tabla N° 3.11 Pérdidas Económicas por fallas de las Líneas de Transmisión de Eteselva (2008) [5]

Total de Arranques Equivalentes	196
Costo Aprox. Por Arranque, USD	10,000.00
Costo Total de Arranques Equivalentes, USD	1,960,000.00
Total de Energía No Vendida GT11	573.546
Costo Marginal de la Unidad GT11 (T/C 1USD=3.0S/.)	27.582
Costo Total de Energía No Vendida por GT11 al Costo Marginal de GT11, USD	15,819.58
Total de Energía No Vendida GT12	536.24
Costo Marginal de la Unidad GT12 (T/C 1USD=3.0S/.)	27.58
Costo Total de Energía No Vendida por GT12 al Costo Marginal de GT12, USD	14,790.57
Total de Pérdida Económica por fallas de Líneas de Transmisión, USD	1,990,610.15

Por lo tanto el cálculo de la incidencia económica por las desconexiones de las Líneas de Transmisión de Eteselva y la central Térmica Aguaytia por los periodos 2007 y 2008 por causa de las descargas atmosféricas fue de 4 569 985,74 dólares. Estas pérdidas económicas hicieron que se comience a evaluar y ver la opción de mejorar la calidad de suministro de las líneas de transmisión.

Para reforzar el aislamiento de las líneas de transmisión contra las desconexiones por las descargas atmosféricas se realizó la siguiente programación para la instalación de los pararrayos (Tabla 3.12):

Tabla N° 3.12 Programación de Instalación de Pararrayos [14]

LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 220 kV	RESULTADO DEL ESTUDIO	AÑO				TOTAL
		2009	2010	2011	2012	
L-2251	50	25	25	0	0	50
L-2252	270	100	100	70	0	270
L-2253	170	0	0	55	115	170
TOTAL	490	125	125	125	115	490

Se tiene a continuación el cuadro para el costo del proyecto en el año 2009, se tuvo previsto instalar la totalidad de pararrayos para la L-2251 y la L-2252, cuyo detalle se muestra en el anexo B.

Tabla N° 3.13 Costo de Suministro e Instalación de Pararrayos en Torres de L.T. 220 kV de Eteselva para disminuir desconexiones de L.T. por descargas atmosféricas [14]

Descripción	Línea	Cantidad	P.U. (\$)	Total (\$)
SUMINISTRO				
Pararrayo para LT TLA en 220 kV tipo TLA 5E192L4E2M0, completo e incluye accesorios para instalación y puesta en servicio	L-2251	47	2615.08	122,908.76
Pararrayo para LT TLA en 220 kV tipo TLA 5E192L4E2M0, completo e incluye accesorios para instalación y puesta en servicio	L-2252	86	2615.08	224,896.88
Pararrayo para LT TLA en 220 kV tipo TLA 5E192L4E2M0, completo e incluye accesorios para instalación y puesta en servicio. Para Repuesto	Repuesto	6	2615.08	15,690.48
Total suministro en almacenes T. María (sin IGV)		139	2615.08	363,496.12
Total Suministro (con IGV)				432,560.38
INSTALACIÓN Y PUESTA EN SERVICIO				
Pararrayo para LT TLA en 220 kV tipo TLA 5E192L4E2M0, completo e incluye accesorios para instalación y puesta en servicio	L-2251	47	1000	47,000.00
Pararrayo para LT TLA en 220 kV tipo TLA 5E192L4E2M0, completo e incluye accesorios para instalación y puesta en servicio	L-2252	86	1000	86,000.00
Total montaje y puesta en servicio (sin IGV)		133	1000	133,000.00
Total montaje y puesta en servicio (con IGV)				158,270.00
Total General: Suministro, montaje (sin IGV)		133	0	496,496.12
Total General: Suministro y montaje (con IGV)				590,830.38

Como nos podremos dar cuenta el costo del mejoramiento de las líneas de transmisión de Eteselva (Tabla 3.13) comparado con las pérdidas que esta ocasiona por sus salidas debido a las descargas atmosféricas es muy positiva, ya que permitirá un mejor funcionamiento del sistema y permitirá a la empresa no tenga pérdidas económicas significativas.

A continuación analizaremos los ingresos de la empresa de transmisión Eteselva, teniendo en cuenta que en este caso hay dos tipos de ingresos, uno es por Compensación del Sistema Principal de Transmisión compuesta por la Línea Principal Vizcarra-Paramonga (L-2253) y el otro es por Compensación por Sistema Secundario de Transmisión compuestas por las líneas Aguaytia-Tingo María y Tingo María – Vizcarra (L-2251 y L-2252 respectivamente). (Tabla 3.15, 3.16 y 3.17)

También veremos el comportamiento del margen comercial de la empresa de transmisión Eteselva, donde vemos que la inversión que se hizo por el mejoramiento de sus líneas de transmisión muestra que al inicio por el pago de esa inversión en su mayoría en el año 2010 y por el pago de la compensación por NTCSE por el segundo semestre del 2009 el margen comercial baja, pero en los años siguientes los costos por NTCSE baja notablemente, con lo cual el margen comercial aumenta y minimiza el costo por el pago de compensaciones por la calidad de suministro de energía.

Vemos a continuación en la tabla N° 3.14 el Costo Beneficio del Proyecto, por la implementación de los Sistemas de Protección en las líneas de Eteselva, donde vemos que es favorable la implementación del proyecto.

Datos:

Vida Útil de la Línea: 30 Años.

Tasa Descuento Anual: 12%

Inversión: 4496496.12 US\$

Tabla N° 3.14 Evaluación Económica por implementación [6]

Año	Desembolso (US\$)	Ahorro (NTCSE)	Flujo Descontado
2009	496496.12		-496496.12
2010		136,794	113994.69
2011		175,978	122206.69
2012		179,978	104153.72
2013		183,478	88482.65
2014		188,478	75744.93
		VAN	8086.57
		TIR	13.92%

Tabla N° 3.15 Resumen Mensual del Margen Comercial de Eteselva (2009) [6]

Resumen Mensual												
ETESSELVA S.R.L.												
	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09	Ago-09	Sep-09	Oct-09	Nov-09	Dic-09
Peaje Principal (US\$)												
Peaje Principal + Ingreso Tarifario (US\$)	218,345	212,492	217,397	229,115	232,247	229,068	231,902	224,123	228,297	226,722	229,247	217,535
Peaje Principal + Ingreso Tarifario - Afiliados (US\$)	8,220	8,707	9,198	9,937	8,844	9,755	8,840	8,640	8,326	8,191	7,705	7,049
Costo Total Peaje Principal (US\$)	226,565	221,199	226,594	239,052	241,090	238,823	240,742	232,763	236,624	234,914	236,952	224,584
Peaje Secundario (US\$)												
Peaje Secundario (US\$)	9	12	635	49	0	48	48	118	119	118	0	0
Peaje Secundario - Afiliados (US\$)	398,884	386,324	395,060	412,712	404,428	400,258	402,978	407,468	413,580	407,966	368,569	365,291
Costo Total Peaje Secundario (US\$)	398,893	386,336	395,695	412,761	404,428	400,306	403,027	407,586	413,699	408,084	368,569	365,291
Ingreso Total (US\$)	625,458	607,535	622,290	651,813	645,518	639,129	643,769	640,349	650,323	642,997	605,521	589,876
Pagos por Regulación												
OSINERGMIN (US\$)	6,255	6,075	6,223	6,518	6,455	6,391	6,438	6,403	6,503	6,430	6,055	5,899
COES (US\$)	342	334	344	363	363	361	364	369	377	374	377	376
Pago Total por Regulación (US\$)	6,597	6,410	6,567	6,881	6,818	6,752	6,802	6,772	6,880	6,804	6,432	6,275
Pagos por Inversión de Mejoramiento												
Instalacion Sistemas de Protección (US\$)									87,000			
Pago por NTCSE												
Compensacion por NTCSE	14,629						2,387					
Costo Total (US\$)	21,226	6,410	6,567	6,881	6,818	6,752	9,189	6,772	93,880	6,804	6,432	6,275
Margen Comercial (US\$)	604,232	601,125	615,723	644,932	638,700	632,377	634,580	633,577	556,443	636,193	599,089	583,601

Tabla N°3.16 Resumen Mensual del Margen Comercial de Eteselva (2010) [6]

Resumen Mensual	ETESSELVA S.R.L.											
	Ene-10	Feb-10	Mar-10	Abr-10	May-10	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10
Peaje Principal (US\$)												
Peaje Principal + Ingreso Tarifario (US\$)	219,240	219,753	220,466	219,975	232,978	234,525	234,684	240,097	241,410	240,595	237,581	239,527
Peaje Principal + Ingreso Tarifario - Afiliados (US\$)	6,765	6,887	6,731	6,664	8,795	8,787	8,887	9,024	8,957	8,878	8,896	8,969
Costo Total Peaje Principal (US\$)	226,005	226,639	227,198	226,639	241,773	243,313	243,571	249,121	250,368	249,473	246,478	248,496
Peaje Secundario (US\$)												
Peaje Secundario (US\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Peaje Secundario - Afiliados (US\$)	371,220	373,603	376,031	377,302	380,519	386,301	387,778	392,044	393,616	392,706	389,422	397,105
Costo Total Peaje Secundario (US\$)	371,220	373,603	376,031	377,302	380,519	386,301	387,778	392,044	393,616	392,706	389,422	397,105
Ingreso Total (US\$)	597,224	600,243	603,229	603,942	622,293	629,614	631,349	641,164	643,984	642,179	635,900	645,601
Pagos por Regulación												
OSINERGMIN (US\$)	5,972	6,002	6,032	6,039	6,223	6,296	6,313	6,412	6,440	6,422	6,359	6,456
COES (US\$)	2,380	2,386	2,392	2,386	2,390	2,405	2,385	2,408	2,416	2,402	2,373	2,392
Pago Total por Regulación (US\$)	8,352	8,389	8,424	8,426	8,612	8,701	8,699	8,819	8,856	8,824	8,732	8,848
Pagos por Inversión de Mejoramiento												
Instalación Sistemas de Protección (US\$)	409,496											
Pago por NTCSE												
Compensación por NTCSE		187,706					771					
Costo Total (US\$)	417,848	196,095	8,424	8,426	8,612	8,701	9,470	8,819	8,856	8,824	8,732	8,848
Margen Comercial (US\$)	179,376	404,148	594,804	595,516	613,680	620,913	621,879	632,345	635,128	633,355	627,168	636,752

Tabla N°3.17 Resumen Anual del Margen Comercial de Eteselva [6]

Resumen Anual ETESELVAS.R.L.						
	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Peaje Principal (US\$)						
Peaje Principal + Ingreso Tarifario (US\$)	2,696,491	2,780,831	2,834,605	2,795,859	2,867,308	2,897,459
Peaje Principal + Ingreso Tarifario - Afiliados (US\$)	103,411	98,241	106,143	104,693	107,368	108,497
Costo Total Peaje Principal (US\$)	2,799,902	2,879,072	2,940,748	2,900,551	2,974,676	3,005,957
Peaje Secundario (US\$)						
Peaje Secundario (US\$)	1,156	0	0	0	0	0
Peaje Secundario - Afiliados (US\$)	4,763,519	4,617,648	4,881,776	5,068,209	5,228,889	5,277,812
Costo Total Peaje Secundario (US\$)	4,764,676	4,617,648	4,881,776	5,068,209	5,228,889	5,277,812
Ingreso Total (US\$)	7,564,577	7,496,720	7,822,525	7,968,760	8,203,565	8,283,769
Pagos por Regulación						
OSINERGMIN (US\$)	75,646	74,967	78,225	79,688	82,036	82,838
COES (US\$)	4,344	28,714	29,137	29,650	30,228	30,851
Pago Total por Regulación (US\$)	79,989	103,682	107,362	109,337	112,264	113,689
Pagos por Inversion de Mejoramiento						
Instalacion Sistemas de Protección (US\$)	87,000	409,496				
Pago por NTCSE						
Compensacion por NTCSE	17,016	188,478	51,684	12,500	8,500	5,000
Costo Total (US\$)	184,006	701,655	159,046	121,837	112,264	113,689
Margen Comercial (US\$)	7,380,572	6,795,065	7,663,478	7,859,423	8,091,301	8,170,080

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO EN UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 220 kV

En esta parte se realizará el análisis de la calidad de suministro de las líneas de transmisión de 220 kV de la Empresa de Transmisión de Energía eléctrica Eteselva, tomando en cuenta el comportamiento de dichas líneas de transmisión ante las descargas atmosféricas.

Se analizará la calidad de suministro de las líneas de transmisión de Eteselva para el segundo semestre del año 2009, donde se ve con gran notoriedad la mala calidad de suministro de la línea de 220 kV debido a las fallas ocasionadas mayormente por las descargas atmosféricas.

4.1 Desempeño de las Líneas de Transmisión frente a las descargas atmosféricas

Estadísticas Internacionales apuntan a una descarga atmosférica como la principal causa de interrupciones no programadas en una línea de transmisión con tensiones nominales de 230 kV. Estos índices pueden ser más críticos en regiones de alta actividad y de alta valores de resistividad eléctrica del suelo.

Aunque la mayoría de estas desconexiones son de naturaleza transitoria (no acarrea en perjuicio a las empresas de transmisión eléctrica y la reducción de los índices de calidad y continuidad de las líneas de transmisión) las interrupciones se presentan como críticas.

Este hecho es más pronunciado en las líneas de transmisión que alimentan los consumidores industriales que se han sofisticado con equipos electrónicos sensibles a las perturbaciones momentáneas, procesos en los que una pequeña interrupción en la tensión de alimentación en un corto período de tiempo provoca una "alteración" en el proceso de producción, cuya media recuperación, dependiendo del tipo de proceso puede ser de 1 a 6 horas.

La pérdida de grandes bloques de carga también ha sido verificada por las empresas eléctricas, debido a las variaciones en el voltaje del sistema resultantes de las desconexiones causadas por las descargas transitorias.

Por lo tanto, el efecto de los rayos en los índices de desempeño, continuidad y calidad del abastecimiento de electricidad de las empresas de servicios eléctricos a los consumidores, es fuertemente influenciado por el comportamiento de las líneas de transmisión a la acción de una descarga atmosférica

Estos hechos han llevado a las empresas a establecer programas y estudios con el objetivo principal de reducir las desconexiones y permitir la continuidad del servicio eléctrico.

Existen diferentes métodos para reducir las desconexiones no programadas en el sistema de transmisión debido a las descargas atmosféricas, que se pueden utilizar en forma individual o en conjunto: (1) aumentar la distancia de aislamiento de las cadenas de aisladores, (2) la instalación de cables de tierra en líneas no provistas de protección, (3) mejorar la eficiencia del blindaje del cable pararrayos en líneas blindadas, (4) mejorar el rendimiento del sistema transitorio de aterramiento del suelo, mediante la mejora de la resistencia de puesta a tierra, la instalación de cables de contrapeso o la mejora de las características de los cables de los saldos; (5) la instalación de pararrayos de línea.

La efectividad de cada método depende directamente de las características de la línea: topografía y la resistencia del suelo de la región atravesada por la línea; función de línea constructiva (blindaje o sin blindaje con cables de tierra); importancia de la línea y los efectos de un cierre de las cargas suministrado por la línea; tasa deseada de cierre, con o sin armadura natural, etc.

4.1.1. Incidencia de las descargas atmosféricas en una Línea de Transmisión

Considerando que las descargas atmosféricas generalmente afectan el desempeño de las líneas de transmisión, generando sobretensiones resultantes que están encima del soporte de aislamiento de las líneas, y al número de descargas colectadas por el sistema son dos factores determinantes para la evaluación de su desempeño.

Con frecuencia las descargas atmosféricas inciden directamente sobre las estructuras de las líneas de transmisión, los cables de tierra o conductores por fase. Esta incidencia depende de una serie de factores: la densidad de rayos a tierra a través de las regiones que atraviesa las líneas de transmisión; las características físicas de la línea, en particular, su altura desde el suelo y el espaciamiento entre los conductores exteriores. La existencia de objetos cerca de la línea son escudos naturales, como árboles, estructuras metálicas, edificios cerca de la línea de transmisión. La incidencia de descargas atmosféricas en las líneas de transmisión puede ser mayor o menor cada año en la región.

Una línea de transmisión ubicada en una región donde la alta densidad de descargas a tierra es N_g la atracción de superficie equivalente (m), el número promedio de descargas directas recogidas por esta línea es N_d puede ser estimada por:

$$N_d = N_g \cdot A(I) \cdot 10^{-3} \cdot 100 \quad (4.1)$$

Donde:

N_d : Número esperado de descargas atmosféricas que inciden directamente sobre una línea de transmisión (descargas/ (100 km.año)).

N_g : Densidad de descargas a tierra (descargas/ (km².año)).

$A(I)$: Superficie de atracción equivalente (m), función de amplitud de corriente incidente en la línea de transmisión.

Las descargas atmosféricas pueden alcanzar una línea de transmisión dentro de su franja de exposición, según la siguiente expresión:

$$N_d = N_g \cdot (2 R_a + b) \cdot 10^{-1} \quad (4.2)$$

Varios trabajos abordan diferentes procedimientos para la determinación del rayo de atracción equivalente medio. Una expresión bastante utilizada en estudios de desempeño de líneas de transmisión fue propuesta por Eriksson, de la cual se tiene la siguiente fórmula:

$$R_a = 0,84 \cdot H^{0,6} \cdot I^{0,74} \quad (4.3)$$

Donde:

R_a : Radio de atracción equivalente (m).

H : Altura de estructura (m).

I : Amplitud de corriente de descarga (kA).

Para una corriente de descarga con amplitud media de 45 kA, el radio de atracción equivalente puede ser expresado por:

$$R_a = 14 \cdot H^{0,6} \quad (4.4)$$

Debe ser resaltado que la expresión arriba representa el rayo de atracción equivalente medio para estructuras aisladas y para un valor medio de corriente de descarga considerado. En la realidad, el rayo de atracción de una estructura varía en función de la intensidad de la corriente de descarga.

$$N_d = N_d \cdot (28 \cdot H^{0,6} + b) \cdot 10^{-1} \quad (4.5)$$

Donde:

H : Altura media del conductor más elevado en relación al suelo (m).

b : Distancia horizontal entre los conductores más elevados del suelo (m).

La altura media equivalente (H) del conductor más elevado en relación al suelo puede ser determinada por:

- Para un perfil plano: $H = h_g - 2/3 \cdot (h_g - h_{gw})$
- Para un perfil ondulado: $H = h_g$
- Para un perfil montañoso: $H = 2 \cdot h_g$

Donde:

h_g : Es la altura del cable del pararrayos o del conductor más elevado en la torre

h_{gw} : Es la altura mínima del cable pararrayos o del conductor más elevado en medio del vano.

Otra ecuación propuesta para estimar el número de descargas que inciden sobre una línea de transmisión es mostrada a continuación, conociendo la distancia de atracción equivalente media.

Una expresión simplificada y muy utilizada para la determinación de la distancia de atracción equivalente en el estudio de desempeño de las líneas de transmisión es presentada a continuación:

$$R_a = 10 \cdot I^{0.65} \quad (4.6)$$

Donde:

R_a : Distancia de atracción equivalente (m).

I: Amplitud de corriente de descarga considerada (kA).

Conociéndose la distancia de atracción equivalente, se puede determinar la superficie de atracción para una intensidad de corriente I, a partir de la expresión presentada abajo:

$$A(I) = b + 2 \cdot (R_a^2 - (R_a - H)^2)^{1/2} \quad (4.7)$$

El número de descargas directas que inciden sobre una línea de transmisión localizada en las proximidades de otras estructuras es influenciado por el área de captación de descargas de esas estructuras. De esta forma, una vez conocidas las características de la línea, la altura de los objetos próximos y la distancia entre la línea de transmisión y esos objetos, pueden ser establecidas los factores de blindajes.

Considerando el efecto de objetos elevados próximos a la línea de transmisión, el número estimado de descargas directas que inciden sobre la línea cada año por 100 km es dado por:

$$N_{drd} = N_d \cdot (1 - S_{fc}) \quad (4.8)$$

N_{drd} : Número de descargas atmosféricas que inciden directamente sobre la línea de transmisión, considerando la presencia de objetos próximos (descargas / (100 km - año)).

N_d : Número de descargas atmosféricas que inciden directamente sobre la línea, en caso de la no existencia de objetos próximos a la línea.

S_{fc} : Factor de Blindaje combinado ($S_{fc} = 0$). Entonces $N_{drd} = N_d$

El factor de blindaje a ser considerado consiste en la suma de los factores obtenidos por cada línea de transmisión. En los casos en que el factor de blindaje combinado se presente igual o mayor que el 100%, el número de descargas directas incidido sobre la línea será nulo.

Es importante resaltar que el número de descargas que inciden sobre una dada línea de transmisión obtenido a partir de estudios es sólo un valor aproximado y orientativo.

Verificar a partir de informaciones anteriores la necesidad de conocer las características de las corrientes de descarga que influyen en las líneas de transmisión, con el fin de obtener estudios más consistentes para la protección de los sistemas eléctricos ante las descargas atmosféricas, especialmente la amplitud de la corriente, el tiempo frente a su derivada máxima.

4.1.2 Desempeño de las Líneas de Transmisión debido a las descargas atmosféricas

El desempeño de las líneas de transmisión de energía eléctrica sometidas al efecto de las descargas atmosféricas varía significativamente en función de las características de estudio de las condiciones del suelo y el ambiente de las regiones atravesadas por las líneas.

El efecto de una descarga atmosférica sobre una línea de transmisión depende básicamente: del estudio y de las características constructivas de la línea; de la impedancia transitoria del sistema de aterramiento; de la amplitud y de la forma de onda de la corriente de descarga; del punto de incidencia de la descarga (si es directamente sobre la línea o en sus proximidades); de las características de aislamientos de las líneas; del grado de blindaje ofrecido por los pararrayos, etc. Todos esos factores deben ser llevados en consideración cuando del análisis del desempeño de las líneas de transmisión frente a las descargas atmosféricas.

4.1.3 Efectos de las descargas atmosféricas en la Calidad de Suministro Eléctrico de las Líneas de Transmisión

Los efectos que ocasionan las descargas atmosféricas en la calidad de suministro eléctrico de las líneas de transmisión son graves ya que al haber interrupciones debido a las descargas, se deja de suministrar energía eléctrica a los clientes, lo cual ocasiona pérdidas económicas.

Según la NTCSE se efectúa el pago de una compensación por la energía dejada de suministrar al cliente afectado debido a la mala calidad de suministro.

Para nuestro caso tomaremos como ejemplo la evaluación de la calidad de suministro de las Líneas de Transmisión de Eteselva cuyo diagrama es el siguiente (Fig. 4.1)

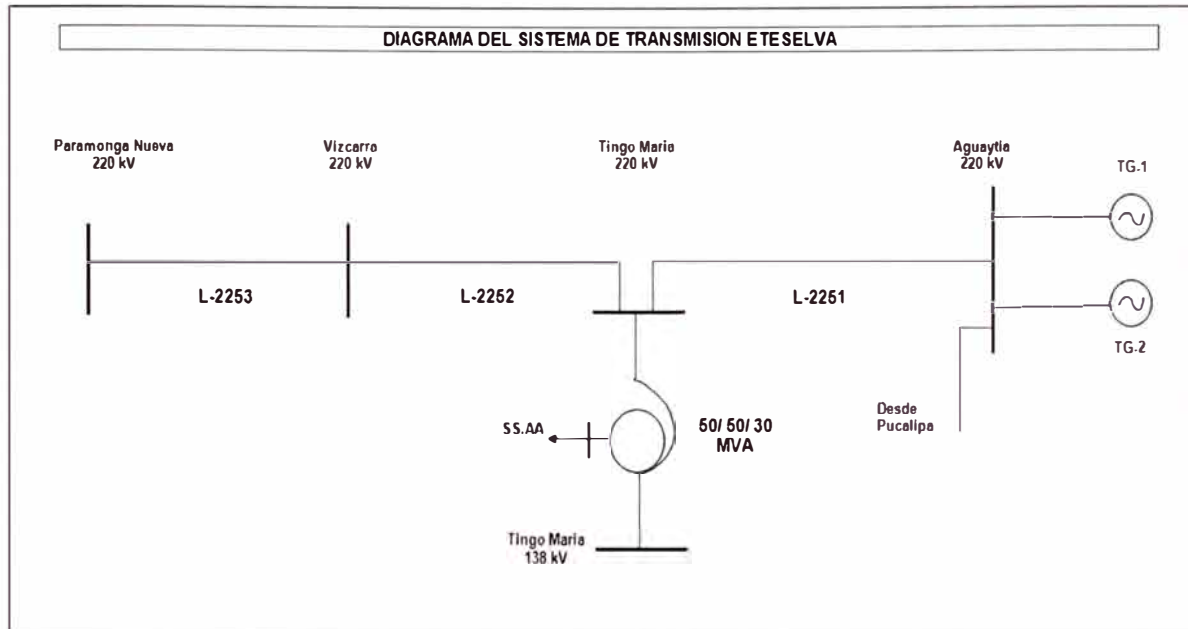


Fig. 4.1 Sistema de Transmisión de Eteselva

4.2 Datos a utilizar

Los datos a utilizar para el cálculo de las compensaciones son las siguientes:

- Registro de las Energías Suministradas.
- Registro de Interrupciones (Se obtiene del COES).
- Etapa según NTCSE.
- Punto de Entrega y Nivel de Tensión.

4.2.1 Registro de Interrupciones

a) Interrupciones en Electro Ucayali:

Tabla N° 4.1 Interrupciones en Electro Ucayali en el Segundo Semestre 2009 [7]

Fecha Interrupción	Código de Interrupción	Causa Interrupción	Documento Referencia	Empresa Responsable
01-Ago	ELUPUC01	Desconexión L-2251 por descargas atmosféricas	SEV-071-2009	ETESSELVA
05-Ago	ELUPUC02	Desconexión L-2251 por descargas atmosféricas	SEV-072-2009	ETESSELVA
05-Sep	ELUPUC03	Desconexión L-2251 por descargas atmosféricas	SEV-076-2009	ETESSELVA
16-Sep	ELUPUC04	Desconexión L-2251 por descargas atmosféricas	SEV-080-2009	ETESSELVA
16-Sep	ELUPUC05	Desconexión L-2251 por descargas atmosféricas	SEV-080-2009	ETESSELVA
21-Sep	ELUPUC06	Desconexión TRAF0 60 KV SE Aguaytia.	SEV-082-2009	ISA PERU
05-Oct	ELUPUC07	Desconexión L-2251 por descargas atmosféricas	SEV-086-2009	ETESSELVA
27-Oct	ELUPUC08	Desconexión L-2251 por descargas atmosféricas	SEV-092-2009	ETESSELVA
12-Nov	ELUPUC09	Desconexión L-1125 por descargas atmosféricas	SEV-096-2009	ISA PERU
17-Nov	ELUPUC10	Desconexión L-2251 por descargas atmosféricas	SEV-098-2009	ETESSELVA

A continuación tenemos el cálculo de compensaciones del segundo semestre del año 2009 que tuvo que pagar Eteselva a Electroperú por su cliente afectado Electro Ucayali en las barras de entrega Aguaytia y Pucallpa (Tabla 4.4 y 4.5).

Tabla N° 4.4 Compensación a Electro Ucayali en SE Pucallpa [7]

ETESSELVA

CUADRO N° 1

CÁLCULO DE INDICADORES Y COMPENSACIONES SEGÚN NTCSE - 2DO SEMESTRE 2009

1. DATOS GENERALES

Empresa Suministradora	ELECTROPERÚ
Código de Suministro	EUCPUC60R
Nombre del Cliente	ELECTROUCAYALI
Periodo de Evaluación	2DO SEMESTRE 2009
N° Etapa NTCSE	3
Punto de Entrega	S.E. PUCALPA
Nivel de Tensión	60.0 kV

2. INTERRUPCIONES DEL SUMINISTRO

Código Suministrador	Código de Interrupción	INICIO		FIN		Mantenimiento		Tipo de Interrupción
		Fecha	Hora	Fecha	Hora	de	hasta	
ELP	ELUPUC01	01/08/2009	14:13:11	01/08/2009	14:22:14			No Programado
ELP	ELUPUC02	05/08/2009	12:31:26	05/08/2009	12:46:31			No Programado
ELP	ELUPUC03	05/09/2009	09:11:20	05/09/2009	09:44:42			No Programado
ELP	ELUPUC04	16/09/2009	15:02:00	16/09/2009	15:41:00			No Programado
ELP	ELUPUC05	16/09/2009	16:32:00	16/09/2009	16:49:28			No Programado
ELP	ELUPUC06	21/09/2009	04:06:48	21/09/2009	04:27:05			No Programado
ELP	ELUPUC07	05/10/2009	20:25:00	05/10/2009	22:53:00			No Programado
ELP	ELUPUC08	27/10/2009	12:23:45	27/10/2009	13:19:31			No Programado
ELP	ELUPUC09	12/11/2009	00:21:04	12/11/2009	00:29:36			No Programado
ELP	ELUPUC10	17/11/2009	13:27:51	17/11/2009	13:41:26			No Programado

3. CAUSA RESUMIDA DE INTERRUPCIONES

Fecha Interrupción	Código de Interrupción	Causa Interrupción	Documento Referencia	Empresa Responsable
01-Ago	ELUPUC01	Desconexión L-2251 por descargas atmosféricas	SEV-071-2009	ETESSELVA
05-Ago	ELUPUC02	Desconexión L-2251 por descargas atmosféricas	SEV-072-2009	ETESSELVA
05-Sep	ELUPUC03	Desconexión L-2251 por descargas atmosféricas	SEV-076-2009	ETESSELVA
16-Sep	ELUPUC04	Desconexión L-2251 por descargas atmosféricas	SEV-080-2009	ETESSELVA
16-Sep	ELUPUC05	Desconexión L-2251 por descargas atmosféricas	SEV-080-2009	ETESSELVA
21-Sep	ELUPUC06	Desconexión TRAF0 60 KV SE Aguaytia.	SEV-082-2009	ISA PERÚ
05-Oct	ELUPUC07	Desconexión L-2251 por descargas atmosféricas	SEV-086-2009	ETESSELVA
27-Oct	ELUPUC08	Desconexión L-2251 por descargas atmosféricas	SEV-092-2009	ETESSELVA
12-Nov	ELUPUC09	Desconexión L-1125 por descargas atmosféricas	SEV-096-2009	ISA PERÚ
17-Nov	ELUPUC10	Desconexión L-2251 por descargas atmosféricas	SEV-098-2009	ETESSELVA

4. TOLERANCIAS MÁXIMAS EN UN SEMESTRE

Número de Interrupciones por Cliente	N =	2
Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente	D =	4

5. CÁLCULO DE LOS INDICADORES DE CALIDAD

Fecha Interrupción	Código de Interrupción	Ki	di (hr)	d _{sobreproa} (hr)	d _{pond} (hr)	Cód. Emp. Respons.
01/08/2009	ELUPUC01	1.00	0.151	0.000	0.15	ETESSELVA
05/08/2009	ELUPUC02	1.00	0.251	0.000	0.25	ETESSELVA
05/09/2009	ELUPUC03	1.00	0.556	0.000	0.56	ETESSELVA
16/09/2009	ELUPUC04	1.00	0.650	0.000	0.65	ETESSELVA
16/09/2009	ELUPUC05	1.00	0.291	0.000	0.29	ETESSELVA
21/09/2009	ELUPUC06	1.00	0.338	0.000	0.34	ISA PERÚ
05/10/2009	ELUPUC07	1.00	2.467	0.000	2.47	ETESSELVA
27/10/2009	ELUPUC08	1.00	0.929	0.000	0.93	ETESSELVA
12/11/2009	ELUPUC09	1.00	0.142	0.000	0.14	ISA PERÚ
17/11/2009	ELUPUC10	1.00	0.226	0.000	0.23	ETESSELVA

Número Total de Interrupciones	N =	10.00
Duración Total Ponderada de Interrupciones	D =	6.00

6. CÁLCULO DE COMPENSACIONES

Compensación Unitaria	e	0.35 US\$/kWh
Factor de Proporcionalidad	E	5.50
Energía Registrada en el Semestre	ERS	84,526,078.13 kWh
Número de Horas del Semestre	NHS	4,416 horas
Duración Total Real de Interrupciones	Sum[di]	6.00 horas
Energía Teóricamente no Suministrada	ENS	115044 kWh
COMPENSACIÓN TOTAL al 100%		221,482.30 US\$

7. VALORIZACIÓN DE CADA INTERRUPTIÓN (Numeral 4.2.1.6.c Base Metodológica NTCSE)

Empresa Respons.	Ni responsable	Di responsable	Ei responsable	Monto (US\$)	Observaciones
ETESSELVA	1.0	0.15	0.48	19,131.86	
ETESSELVA	1.0	0.25	0.49	19,806.81	
ETESSELVA	1.0	0.56	0.54	21,852.15	
ETESSELVA	1.0	0.65	0.56	22,482.35	
ETESSELVA	1.0	0.29	0.50	20,073.43	
ISA PERÚ	1.0	0.34	0.51	20,388.53	
ETESSELVA	1.0	2.47	0.86	34,676.08	
ETESSELVA	1.0	0.93	0.60	24,358.02	
ISA PERÚ	1.0	0.14	0.47	19,074.07	
ETESSELVA	1.0	0.23	0.49	19,639.00	
Total	10.00	6.00	5.50	221,482.30	

8. REPARTO DE COMPENSACIONES

ETESSELVA	182,019.70 US\$
ISA PERÚ	39,462.59 US\$
TOTAL	221,482.30 US\$

Tabla N° 4.5 Compensación a Electro Ucayali en SE Aguaytia [7]

ETESSELVA

CUADRO N° 1

CÁLCULO DE INDICADORES Y COMPENSACIONES SEGÚN NTCSE - 2DO SEMESTRE 2009

1. DATOS GENERALES

Empresa Suministradora	ELECTROPERÚ
Código de Suministro	EUCAGU22R
Nombre del Cliente	ELECTROUCAYALI
Periodo de Evaluación	2DO SEMESTRE 2009
N° Etapa NTCSE	3
Punto de Entrega	S.E. AGUAYTIA
Nivel de Tensión	60.0 kV

2. INTERRUPCIONES DEL SUMINISTRO

Código Suministrador	Código de Interrupción	INICIO		FIN		Mantenimiento		Tipo de Interrupción
		Fecha	Hora	Fecha	Hora	de	hasta	
ELP	ELUAGU01	01/08/2009	14:13:11	01/08/2009	14:21:30			No Programado
ELP	ELUAGU02	05/08/2009	12:31:26	05/08/2009	12:47:24			No Programado
ELP	ELUAGU03	30/08/2009	08:09:36	30/08/2009	14:13:21	08:00:00	15:00:00	Programado
ELP	ELUAGU04	05/09/2009	09:11:20	05/09/2009	09:22:37			No Programado
ELP	ELUAGU05	05/09/2009	09:34:39	05/09/2009	09:43:13			No Programado
ELP	ELUAGU06	16/09/2009	15:02:00	16/09/2009	15:28:58			No Programado
ELP	ELUAGU07	16/09/2009	16:32:00	16/09/2009	16:44:18			No Programado
ELP	ELUAGU08	05/10/2009	20:25:00	05/10/2009	22:49:00			No Programado
ELP	ELUAGU09	27/10/2009	12:23:45	27/10/2009	13:18:29			No Programado
ELP	ELUAGU10	17/11/2009	13:27:51	17/11/2009	13:37:41			No Programado

3. CAUSA RESUMIDA DE INTERRUPCIONES

Fecha Interrupción	Código de Interrupción	Causa Interrupción	Documento Referencia	Empresa Responsable
01-Ago	ELUAGU01	Desconexión L-2251 por descargas atmosfericas	SEV-071-2009	ETESSELVA
05-Ago	ELUAGU02	Desconexión L-2251 por descargas atmosfericas	SEV-072-2009	ETESSELVA
30-Ago	ELUAGU03	Mantenimiento Preventivo	Carta REP	ISA PERÚ
05-Sep	ELUAGU04	Desconexión L-2251 por descargas atmosfericas	SEV-076-2009	ETESSELVA
05-Sep	ELUAGU05	Desconexión L-2251 por descargas atmosfericas	SEV-076-2010	ETESSELVA
16-Sep	ELUAGU06	Desconexión L-2251 por descargas atmosfericas	SEV-080-2009	ETESSELVA
16-Sep	ELUAGU07	Desconexión L-2251 por descargas atmosfericas	SEV-080-2009	ETESSELVA
05-Oct	ELUAGU08	Desconexión L-2251 por descargas atmosfericas	SEV-086-2009	ETESSELVA
27-Oct	ELUAGU09	Desconexión L-1125 por descargas atmosfericas	SEV-092-2009	ETESSELVA
17-Nov	ELUAGU10	Desconexión L-2251 por descargas atmosfericas	SEV-098-2009	ETESSELVA

4. TOLERANCIAS MÁXIMAS EN UN SEMESTRE

Número de Interrupciones por Cliente	N =	4
Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente	D =	7

5. CÁLCULO DE LOS INDICADORES DE CALIDAD

Fecha Interrupción	Código de Interrupción	Ki	di (hr)	d _{sobreproa} (hr)	d _{pond} (hr)	Cód. Emp. Respons.
01/08/2009	ELUAGU01	1.00	0.139	0.000	0.14	ETESSELVA
05/08/2009	ELUAGU02	1.00	0.266	0.000	0.27	ETESSELVA
30/08/2009	ELUAGU03	0.50	6.063	0.000	3.03	ISA PERÚ
05/09/2009	ELUAGU04	1.00	0.188	0.000	0.19	ETESSELVA
05/09/2009	ELUAGU05	1.00	0.143	0.000	0.14	ETESSELVA
16/09/2009	ELUAGU06	1.00	0.449	0.000	0.45	ETESSELVA
16/09/2009	ELUAGU07	1.00	0.205	0.000	0.20	ETESSELVA
05/10/2009	ELUAGU08	1.00	2.400	0.000	2.40	ETESSELVA
27/10/2009	ELUAGU09	1.00	0.912	0.000	0.91	ETESSELVA
17/11/2009	ELUAGU10	1.00	0.164	0.000	0.16	ETESSELVA

Número Total de Interrupciones	N =	10.00
Duración Total Ponderada de Interrupciones	D =	7.89736

6. CÁLCULO DE COMPENSACIONES

Compensación Unitaria	e	0.35 US\$/kWh
Factor de Proporcionalidad	E	2.63
Energía Registrada en el Semestre	ERS	4,143,829.25 kWh
Número de Horas del Semestre	NHS	4,416 horas
Duración Total Real de Interrupciones	Sum [di]	10.93 horas
Energía Teóricamente no Suministrada	ENS	7429 kWh
COMPENSACIÓN TOTAL al 100%		6,833.71 US\$

7. VALORIZACIÓN DE CADA INTERRUPCIÓN (Numeral 4.2.1.6.c Base Metodológica NTCSE)

Empresa Respons.	Ni responsable	Di responsable	Ei responsable	Monto (US\$)	Observaciones
ETESSELVA	1.0	0.14	0.21	548.70	
ETESSELVA	1.0	0.27	0.22	575.07	
ISA PERÚ	1.0	3.03	0.44	1,146.98	
ETESSELVA	1.0	0.19	0.21	558.93	
ETESSELVA	1.0	0.14	0.21	549.56	
ETESSELVA	1.0	0.45	0.24	612.99	
ETESSELVA	1.0	0.20	0.22	562.43	
ETESSELVA	1.0	2.40	0.39	1,016.42	
ETESSELVA	1.0	0.91	0.27	708.70	
ETESSELVA	1.0	0.16	0.21	553.93	
Total	10.00	7.90	2.63	6,833.71	

8. REPARTO DE COMPENSACIONES

ETESSELVA	5,686.73 US\$
ISA PERÚ	1,146.98 US\$
TOTAL	6,833.71 US\$

Como hemos visualizado en las Tablas 4.4 y 4.5 la compensación a pagar por parte de la empresa Eteselva para el segundo semestre del año 2009 es muy grande, con lo cual se pensó en buscar el mejor método para mejorar la calidad de suministro de las líneas de transmisión para que esa compensación sea mínima o nula. Dicho método que se utilizó fue colocar sistemas de protección a las líneas de transmisión mediante los pararrayos.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. La evaluación costo beneficio de la instalación de los pararrayos resulta ventajosa para la empresa de transmisión y generación dado que al final de la implementación de los pararrayos se reducirá totalmente la cantidad de interrupciones por causa de descargas atmosféricas.
2. El impacto económico en el mejoramiento de la calidad de suministro es muy importante ya que la inversión de 496 496.12 US\$ por la instalación de los pararrayos se lograra que recuperar aproximadamente en 4 años y posteriormente se evitará perdidas económicas debido a las descargas atmosféricas.
3. La instalación de los pararrayos indicado en este informe incide en mejorar la performance de disponibilidad de las líneas de transmisión de energía, hará que disminuya la congestión en algunas zonas del sistema interconectado, también permitirá que el sistema interconectado optimice su uso para los costos marginales de energía, además los pararrayos no perturban la operación ni el mantenimiento de la línea de transmisión energía.

RECOMENDACIONES

1. Mediante este informe se recomienda la instalación de pararrayos en las líneas de transmisión de 220 kV como una metodología de solución que permitirá la mejora de la calidad de energía eléctrica en las líneas de transmisión de 220 kV.
2. Ejecutar la instalación de los pararrayos en las torres de transmisión en las fechas previstas para el mantenimiento de las líneas de transmisión.

ANEXOS

ANEXO A

CALIDAD DE SUMINISTRO (Según NTCSE)

6. CALIDAD DE SUMINISTRO

6.1 INTERRUPCIONES

La Calidad de Suministro se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los Clientes, es decir, de acuerdo a las interrupciones del servicio.

6.1.1 Para evaluar la Calidad de Suministro, se toman en cuenta indicadores que miden el número de interrupciones del servicio eléctrico, la duración de las mismas y la energía no suministrada a consecuencia de ellas. El Período de Control de interrupciones es de seis (6) meses calendario de duración.

6.1.2 Se considera como interrupción a toda falta de suministro eléctrico en un punto de entrega.

Las interrupciones pueden ser causadas, entre otras razones, por salidas de equipos de las instalaciones del Suministrador u otras instalaciones que lo alimentan, y que se producen por mantenimiento, por maniobras, por ampliaciones, etc., o aleatoriamente por mal funcionamiento o fallas; lo que incluye, consecuentemente, aquellas que hayan sido programadas oportunamente.

Para efectos de la Norma, no se consideran las interrupciones totales de suministro cuya duración es menor de tres (3) minutos ni las relacionadas con casos de fuerza mayor debidamente comprobados y calificados como tales por la Autoridad.

6.1.3 Indicadores de la Calidad de Suministro.- La Calidad de Suministro se evalúa utilizando los siguientes dos (2) indicadores que se calculan para Períodos de Control de un semestre.

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

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).

El número de interrupciones programadas* por expansión o reforzamiento de redes que deben incluirse en el cálculo de este indicador, se ponderan por un factor de cincuenta por ciento (50%).

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

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:

$$D = \sum(K_i \cdot d_i); \text{ (expresada en horas).....(Fórmula N° 13)}$$

Donde:

d_i : Es la duración individual de la interrupción i .

K_i : Son factores de ponderación de la duración de las interrupciones por tipo:

Interrupciones programadas* por expansión o reforzamiento : $K_i = 0.25$

Interrupciones programadas* por mantenimiento : $K_i = 0.50$

Otras : $K_i = 1.00$

*El término “Interrupciones programadas” se refiere exclusivamente a actividades de expansión o reforzamiento de redes; o, mantenimiento de redes, ambas programadas oportunamente, sustentadas ante la Autoridad y notificadas a los Clientes con una anticipación mínima de cuarenta y ocho (48) horas, señalando horas exactas de inicio y culminación de trabajos.”

Si existiese diferencia entre la duración real y la duración programada de la interrupción, para el cálculo de la Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D) se considera, para dicha diferencia de tiempo (Δ):

$K_i = 0$; si la duración real es menor a la programada

$K_i = 1$; si la duración real es mayor a la programada

No se considerará para el cálculo de los indicadores N y D, las Interrupciones por Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia, las cuales se rigen según lo dispuesto en los numerales 6.1.8, 6.1.9 y la Décimo Tercera Disposición Final de la Norma.

• **Texto del numeral según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17**

6.1.4 Tolerancias.- Las tolerancias en los indicadores de Calidad de Suministro para Clientes conectados en distinto nivel de tensión son:

Número de Interrupciones por Cliente (N')

Clientes en Muy Alta y Alta Tensión 02 Interrupciones/semestre

Clientes en Media Tensión 04 Interrupciones/semestre

Clientes en Baja Tensión 06 Interrupciones/semestre

Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D')

Clientes en Muy Alta y Alta Tensión 04 horas/semestre

Clientes en Media Tensión 07 horas/semestre

Clientes en Baja Tensión 10 horas/semestre

- Nota 1.- El artículo 4° del D.S. N° 009-99-EM, publicado el 1999. 04. 11 dispone lo siguiente: “Incrementar en treinta por ciento (30%) las tolerancias de los indicadores siguientes: Número de Interrupciones por Cliente (N’) y Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D’) establecidos en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos para el Sector de Distribución Típico 2. Tales incrementos se redondean al entero superior.”
- Nota 2.- El artículo 4° del D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17 modifica el artículo 4° del D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11, de acuerdo a lo siguiente: “Incrementar en un factor de treinta por ciento (30%) las tolerancias de los indicadores siguientes: Número de Interrupciones por Cliente (N’) y Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D’) establecidos en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos para el Sector de Distribución Típico 2.

A partir de la Tercera Etapa, durante el primer semestre, el factor incrementador será de setenta por ciento (70%), durante el segundo y tercer semestre será de cincuenta por ciento (50%) y a partir del cuarto semestre el factor incrementador será el treinta por ciento (30%) ya establecido en el párrafo anterior.

Tales incrementos se redondean al entero superior y son aplicables única y exclusivamente a la actividad eléctrica de distribución del mercado regulado.

Toda cadena de pago se iniciará cuando se hayan transgredido las tolerancias de los indicadores de calidad del suministro que la Norma establece para el cliente final durante el semestre de control, considerando los incrementos a los cuales hacen referencia los párrafos anteriores.

Asimismo, las respectivas compensaciones se efectúan culminado el semestre de control, sin postergar ni condicionar la obligación de este pago a que hagan efectivas las compensaciones que, en su caso, deban efectuar Terceros como responsables de dichas interrupciones.”

6.1.5 Tratándose de Clientes en baja tensión en servicios calificados como urbano-rural y rural, incrementar para ambos la tolerancia del Número de Interrupciones por Cliente (N’) en 50% y la tolerancia de la Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D’) en 100% para el servicio urbano-rural y 250%, para el servicio rural.

- Texto del numeral según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17

6.1.6 Compensaciones por mala calidad de suministro.- Los Suministradores deben compensar a sus Clientes por aquellos suministros en los que se haya comprobado que la calidad del servicio no satisface los estándares fijados en los numerales 6.1.4 ó 6.1.5 de la Norma, según corresponda.

6.1.7 Las compensaciones establecidas en esta Norma son complementarias a las de los artículos 57° y 86° de la Ley y 131° y 168° del Reglamento. En consecuencia, de los montos de las compensaciones por mala calidad de suministro, calculadas de acuerdo a esta Norma, se descuentan aquellos montos pagados conforme a los artículos 57° y 86° de la Ley y 131° y 168° del Reglamento, abonándose la diferencia, al Cliente, por la mala calidad de suministro eléctrico recibido.

6.1.8 Las compensaciones se calculan semestralmente en función de la Energía Teóricamente no Suministrada (ENS), el Número de Interrupciones por Cliente por Semestre (N) y la Duración Total Acumulada de Interrupciones (D), de acuerdo a las siguientes fórmulas:

Compensaciones Por Interrupciones = $e \cdot E \cdot ENS$(Fórmula N° 14)

Donde:

e : Es la compensación unitaria por incumplimiento en la Calidad de Suministro, cuyos valores son:

Primera Etapa: $e=0.00$

Segunda Etapa: $e=0.05$ US\$/kWh

Tercera Etapa: $e=0.35$ US\$/kWh

E : Es el factor que toma en consideración la magnitud de los indicadores de calidad de suministro y está definido de la siguiente manera:

$E = [1 + (N - N')/N' + (D - D')/D']$(Fórmula N° 15)

Las cantidades sin apóstrofe representan los indicadores de calidad, mientras que las que llevan apóstrofe representan los límites de tolerancia para los indicadores respectivos. El segundo y/o tercer término del miembro derecho de esta expresión serán considerados para evaluar las compensaciones, solamente si sus valores individuales son positivos. Si tanto N y D están dentro de las tolerancias, el factor E no se evalúa y asume el valor cero.

ENS : Es la Energía Teóricamente No Suministrada a un Cliente determinado y se calcula de la siguiente manera:

$ENS = ERS / (NHS - \sum di) \cdot D$; (expresada en: kWh).....(Fórmula N° 16)

Donde:

ERS : Es la energía registrada en el semestre.

NHS : Es el número de horas del semestre.

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

En el caso específico de un cliente final conectado al mismo nivel de tensión del respectivo punto de compra-venta de energía de su Suministrador, si las tolerancias en los indicadores de Calidad de Suministro establecidos en la Norma para estos clientes son superadas, finalizado el semestre correspondiente, el Suministrador que tiene vínculo contractual con este cliente final efectúa la compensación total, conforme a lo establecido anteriormente en este numeral. Asimismo, cada Suministrador responsable de interrupciones que tiene vínculo contractual en el punto de compra-venta correspondiente con el Suministrador del cliente final o Distribuidor, resarce a este Suministrador o Distribuidor por las compensaciones efectuadas a su cliente final y por aquellas, según sea el caso, que como Distribuidor le corresponde recibir para ser transferidas a sus demás clientes finales conectados en niveles de tensión inferior al del punto de compra-venta correspondiente, de manera proporcional al número de interrupciones y duración de las mismas, con la que ha contribuido a transgredir las tolerancias de los indicadores para el nivel de tensión de este punto de compra-venta, en función a la siguiente fórmula:

$$C_i = C \cdot (E_i / E) \dots \dots \dots \text{(Fórmula N° 16-A)}$$

Donde:

C : Compensación recibida por el cliente final o Distribuidor, según sea el caso, conforme a fórmula N° 14.

E_i : Factor que toma en consideración la magnitud con la que ha contribuido el Suministrador “i”, a transgredir las tolerancias de los indicadores establecidas para el nivel de tensión del punto de compra-venta en cuestión. Calculado por la siguiente expresión:

$$E_i = 1/2 \cdot (N_i/N + D_i/D) + N_i/N \cdot (N - N')/N' + D_i/D \cdot (D - D')/D' \dots \dots \text{(Fórmula N° 16-B)}$$

Donde:

N_i : Número ponderado de interrupciones por las cuales es responsable el Suministrador “i”, con un decimal de aproximación.

D_i : Duración total ponderada de interrupciones por las cuales es responsable el Suministrador “i”, con dos decimales de aproximación.

N, D: Son los indicadores de calidad del suministro en el punto de compra-venta

correspondiente, en el semestre de control.

N', D': Son las tolerancias de los indicadores de calidad del suministro para el nivel de tensión del punto de compra-venta correspondiente.

E: Es el factor definido mediante la fórmula N° 15.

Las compensaciones por interrupciones originadas por la actuación de los relevadores de protección por mínima frecuencia se calculan por línea o alimentador, según la siguiente fórmula, las mismas que se distribuyen proporcionalmente entre todos los clientes afectados, de acuerdo a su consumo de energía registrado durante el semestre correspondiente.

$$\text{Compensaciones Por Rechazo de Carga} = e \cdot E_f \cdot \text{ENSf} \dots \dots \dots (\text{Fórmula N° 16-C})$$

Donde:

e : Es la compensación unitaria ya establecida en este mismo numeral.

Ef : Es el factor de proporcionalidad que está definido en función del Número de Interrupciones por Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia (NRCF) y la Duración Total (expresada en horas) de Interrupciones por Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia ($\text{DRCF} = \sum dk$) evaluado para una línea o alimentador durante el semestre de control, de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla N° 6-A(cuadro)

NRCF	Ef
$1 \leq \text{NRCF} \leq 2$	1
$2 < \text{NRCF}$	$1 + (\text{NRCF} - 2)/4 + (\text{DRCF} - 0.15)/0.15$ (*)

Ef , se calcula con dos (2) decimales de aproximación.

(*) El tercer término de esta expresión será considerado para evaluar Ef, solamente si su valor individual resulta positivo.

NRCF y DRCF , se evalúan para cada línea o alimentador de los datos obtenidos del sistema SCADA.

ENSf : Es la Energía Teóricamente No Suministrada, durante el semestre, por la línea o alimentador determinado, por causa de las Interrupciones por Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia, expresada en kWh y se calcula de la siguiente manera:

$$\text{ENSf} = \sum (\text{ENSf},k) \dots \dots \dots (\text{Fórmula N° 16-D})$$

Tal que:

$$\text{ENSf},k = (P_k \cdot dk / \sum (P_{k,i} \cdot dk,i)) \cdot \text{ENSTf},k \dots \dots \dots (\text{Fórmula N° 16-E})$$

Donde:

ENS_{f,k} : Es la Energía Teóricamente No Suministrada por la línea o alimentador determinado, durante la duración individual (dk) de cada interrupción por rechazo de carga, expresada en kWh.

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.

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

Los sub-índices:

“k”: Representa a cada interrupción por rechazo de carga.

“i”: Representa a cada línea o alimentador afectado con interrupción por el rechazo de carga, atendidos desde un mismo punto de compra-venta de energía.

ENST_{f,k} : Es la Energía No Suministrada Total por Rechazo de Carga, evaluada en el punto de compra-venta 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.

Toda cadena de pago se iniciará cuando se haya transgredido las tolerancias de los indicadores de calidad del suministro que la Norma establece para el cliente final, durante el semestre de control. Asimismo, las respectivas compensaciones se efectúan culminado el semestre de control, sin postergar ni condicionar la obligación de este pago a que hagan efectivas las compensaciones que, en su caso, deban efectuar Terceros como responsable de dichas interrupciones.

- **Texto del numeral según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17**

6.1.9 Control.- Se evalúa la calidad de suministro para todo punto de entrega, debiendo registrarse en la correspondiente base de datos, toda falta de fluido eléctrico, cuya causa es conocida o desconocida por el Cliente y programada o no por el Suministrador. La duración se calcula desde el momento de la interrupción hasta el restablecimiento del suministro de manera estable. Las compensaciones se calculan, en todos los casos, para cada Cliente.

6.1.10 La determinación del Número de Interrupciones (N) y la Duración Total Ponderada de Interrupciones (D) por cliente se lleva a cabo:

- a) Para todos los puntos de suministro a clientes en muy alta y alta tensión;
- b) Para todos los puntos de suministro a clientes en media tensión en función de los

alimentadores o secciones de alimentadores a los que están conectados;

c) Para todos los puntos de suministro a clientes en baja tensión en función de los alimentadores o secciones de alimentadores a los que están conectados. En este caso, el control se lleva a cabo por fase.

Los equipos necesarios para llevar a cabo automáticamente las mediciones a que se hacen referencia en el punto a) se implementan durante la Etapa 1.

Para las mediciones a que se hace referencia en los puntos b) y c), donde no existan o en tanto no se hayan instalado equipos que permitan identificar claramente el inicio y final de las interrupciones, su detección se lleva a cabo: i) A través del registro de llamadas telefónicas de clientes afectados; y/o, ii) A través de la revisión de los registros de parámetros de la calidad de producto; y/o, iii) A través del análisis de cualquier otro registro del cliente o suministrador que permita detectarlas inequívocamente.

Los suministradores y clientes proveen a la autoridad, a requerimiento de ésta, la información sustentatoria para cada caso.

- **Texto de los dos últimos párrafos según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17**

6.1.11 Las interrupciones que ocurren en un ramal o sección de línea en media o baja tensión son registradas del siguiente modo:

a) Si la interrupción fue producida por el suministrador, se registra la hora de inicio de las maniobras de desconexión;

b) Si la interrupción fue imprevista, se adopta como hora de inicio: i) El momento en que se produjo la primera llamada telefónica de un cliente perjudicado con la interrupción; ii) El momento en que el suministrador toma conocimiento del hecho; o iii) El momento en que realmente se produjo, si queda manifiestamente probado. De las tres alternativas, la que determine el inicio de la interrupción primero en el tiempo.

En todos los casos, se considera como hora final de la interrupción, aquella en la que se restableció el suministro de manera estable.

El suministrador está obligado a identificar y a compensar a todos los clientes perjudicados con la interrupción.

- **Texto del numeral según D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11**

6.2 OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR

6.2.1 Adquirir todos los equipos de medición o registro necesarios y realizar los trabajos de instalación y/o montaje que se requieran, de conformidad con el inciso a) del

numeral 3.1 de la Norma. Esto consta esencialmente de equipos que permitan medir y registrar confiablemente el Número y la Duración de las interrupciones de servicio en toda la red bajo su responsabilidad, de acuerdo a los requerimientos de la Norma.

6.2.2 Diseñar e implementar los esquemas, procedimientos y/o mecanismos necesarios para la recolección de información, la evaluación de indicadores y la transferencia de información requerida a la Autoridad.

6.2.3 Tomar las mediciones de los parámetros de la Calidad de Suministro en todos los puntos en los que están obligados a hacerlo, y en aquellos otros dispuestos expresamente por la Autoridad.

6.2.4 Llevar un registro histórico de los valores medidos de cada parámetro para todos los puntos de entrega a sus Clientes, correspondientes a por lo menos los cinco (5) últimos años.

6.2.5 Implementar y mantener actualizadas bases de datos con toda la información que se obtenga de las mediciones descritas. Éstas incluyen las siguientes dos bases que deben estar permanentemente actualizadas:

a) La primera debe permitir discriminar claramente los componentes de la red asociados a la alimentación eléctrica de cada Cliente, consignando por lo menos la siguiente información:

- Identificación del Cliente (Número de suministro)
- Alimentador de BT y ramal al que está conectado
- Subestación de distribución MT/BT
- Alimentador de MT
- Centro de transformación AT/MT
- Red de AT

b) La segunda debe contener la información referida a cada una de las interrupciones que ocurran en la red eléctrica bajo su responsabilidad; consignando por lo menos la siguiente información:

- Fecha y hora de inicio de cada interrupción;
- Ubicación e identificación de la parte del sistema eléctrico afectado por cada interrupción (Ejm.: fase, ramal, alimentador, subestación MT/BT, alimentador MT, centro de transformación AT/MT, red de AT, etc.);
- Identificación de la causa de cada interrupción;

- Relación de equipos que han quedado fuera de servicio por cada interrupción, indicando su respectiva potencia nominal;
- Número de Clientes afectados por cada interrupción;
- Número total de Clientes del Suministrador, por tipo, de acuerdo a la información estadística más reciente disponible;
- Fecha y hora de finalización de cada interrupción.

La interrelación de la información de estas bases de datos, debe poder identificar claramente a todos los Clientes afectados por cada interrupción que ocurra en el sistema eléctrico.

6.2.6 Efectuar los cálculos de los indicadores de calidad y, de ser el caso, de las compensaciones respectivas para todos los Clientes afectados, sin necesidad de solicitud de parte.

6.2.7 Dentro de los primeros veinte (20) días calendario de cada semestre, entregar a la Autoridad, la siguiente información:

- Resumen de los indicadores de calidad calculados;
- Resúmenes de las compensaciones a ser pagadas con montos totalizados;
- Cálculo detallado de las compensaciones evaluadas para un Cliente elegido aleatoriamente por el Suministrador, entre todos los afectados con mala calidad del suministro, donde se muestre paso a paso, la aplicación de los métodos utilizados y la exactitud de los medios informáticos empleados para el cálculo de compensaciones.

Además, dentro de los primeros veinte (20) días calendario de cada mes, entregar a la Autoridad registros de las interrupciones, en medio magnético.

• **Texto del numeral según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17**

6.2.8 Compensar a sus Clientes afectados por la deficiente Calidad de Suministro, en la facturación del mes siguiente de concluido el Período de Control semestral. Estas compensaciones se deben realizar sin necesidad de previa solicitud de los Clientes; y no puede postergarse ni condicionarse la obligación de compensar a que se hagan efectivas las compensaciones que, en su caso, deban efectuar Terceros al Suministrador. Al realizar la compensación, el Suministrador debe adjuntar al Cliente, un detalle con el número de interrupciones y la duración de cada una de aquéllas consideradas para la compensación. Esto se hace en la factura o en nota adjunta.

6.2.9 Entregar a la Autoridad, la información adicional relacionada con la Calidad de Suministro que ésta requiera.

6.2.10 Permitir el acceso a la Autoridad, o representantes de ésta, a presenciar cualquier actividad relacionada con la instalación o retiro de equipos, mediciones, captura, procesamiento de información, etc., relacionados con el control de la calidad.

6.2.11 Informar sobre las obligaciones de sí mismo, como Suministrador, a todos sus Clientes en nota adjunta a las facturas correspondientes a los meses de enero y julio de cada año.

6.3 FACULTADES DE LA AUTORIDAD

6.3.1 Llevar a cabo mediciones de verificación, en los lugares y casos que considere conveniente.

6.3.2 Presenciar la instalación, retiro y/o reinstalación de equipos de medición o registro.

6.3.3 Recabar in situ, copia de la información obtenida de los equipos de medición o registro del Suministrador.

6.3.4 Verificar los registros cruzando información.

6.3.5 Verificar los indicadores de calidad obtenidos por el Suministrador.

6.3.6 Verificar el cálculo de las compensaciones.

6.3.7 Solicitar, en cualquier momento, información relacionada con la calidad de Suministro y esta Norma.

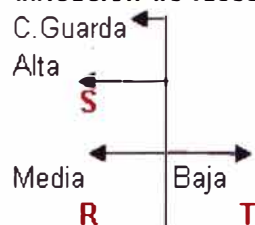
ANEXO B

DISTRIBUCION DE PARARRAYOS EN TORRES DE L-2251

Torre N°	Fases		
	Baja	Media	Alta
5	1	0	0
10	1	0	0
12	1	0	0
14	1	0	0
16	1	0	0
18	1	0	0
20	1	0	0
23	1	0	0
25	1	0	0
26	1	0	0
28	1	0	0
35	1	0	0
36	1	0	0
37	1	0	0
50	1	0	0
52	1	0	0
53	1	0	0
62	1	0	0
64	1	0	0
67	1	0	0
80	1	0	0
82	1	0	0
84	1	0	0
88	1	1	0
95	1	0	0
99	1	1	0
102	1	0	0
107	1	0	0
108	1	0	0
109	1	0	0
114	1	0	0
117	1	1	0
119	1	0	0
123	1	0	0
127	1	0	0
131	1	0	0
132	1	1	0
135	1	0	0
148	1	0	0
151	1	0	0
152	1	0	0
153	1	0	0
156	1	0	0
Total por fase	43	4	0
Total general en L2251	47		

Ubicación de mensulas
en Torre de L2251

Torre de L-2251
ubicación de fases



vista AG --> TM

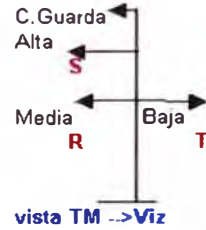


**ANEXO 2
DISTRIBUCION DE PARARRAYOS EN TORRES DE L 2252 AÑO2009**

Torre N°	cota msnm	Fases		
		Baja	Media	Alta
1	15	1	0	
2	32	1		
3	34	1	0	
4	46	1		
5	53	1		
6	60	1		
7	61	1		
8	64	1		
9	73	1		
10	74	1		
11	76	1		
12	77	1		
13	78	1		
14	166	1		
15	168	1		
16	175	1		
17	176	1		
18	179	1		
19	181	1		
20	186	1		
21	208	1		
22	209	1		
23	210	1		
24	211	1		
25	212	1		
26	215	1		
27	217	1		
28	218	1		
29	221	1		
30	222	1		
31	223	1		
32	224	1		
33	225	1		
34	226	1		
35	237	1		
36	241	1		
37	242	1		
38	243	1		
39	245	1		
40	246	1		
41	247	1		
42	248	1		
43	249	1		
44	251	1		
45	254	1		
46	257	1		
47	258	1		
48	300	1		
49	308	1	0	
50	316	1	0	
51	321	1	1	
52	327	1	1	
53	329	1	1	
54	335	1	1	
55	337	1	1	
56	338	1	1	
57	339	1	1	
58	340	1	1	
59	341	1	1	
60	342	1	1	
61	343	1	1	
62	346	1	1	
63	348	1	1	
64	351	1	1	
65	356	1	1	
66	357	1	1	
67	358	1	1	
68	359	1	1	
Total por fase		68	18	0
Total general en L2252		86		

Ubicación de mensulas en Torre de L2252

Torre de L-2251
ubicación de fases



ANEXO C

FICHA TÉCNICA

tyco

Electronics

Transmission Surge Arrester

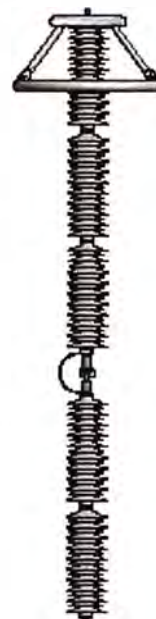
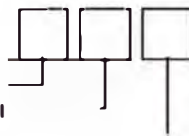
TLA Range

Metal oxide arrester (ZnO)
 Polymeric Housing
 IEC 60099-4
 Nominal discharge current: 10 kA
 Line discharge class 2
 High current impulse 4/10 μ s: 100 kA
 Energy Capability:
 4.5 kJ/kV at Ur according to
 IEC 60099-4
 (Clause 84.2 table 5 & 8.5.5)

TLA5E-192

Line Terminal
 Ground Terminal
 Mounting

Drawing: BOW-19-030



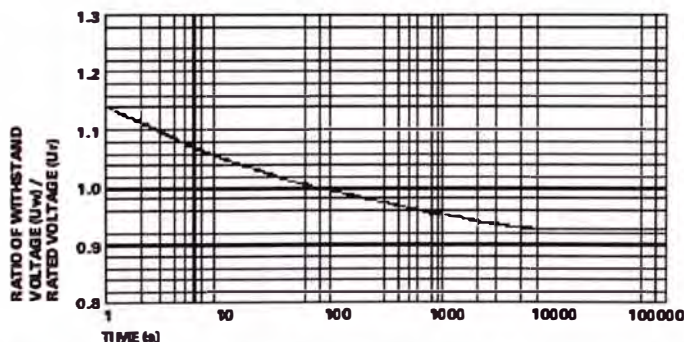
Surge Arrester Characteristics

Rated voltage:	Ur : 192 kV
Continuous operating voltage:	Uc : 154 kV
TOV Capability:	Tc : 219 kV for 1s
Outdoor application	
Rated short circuit current:	25 kA
Pull Strength:	10 kN
Impulse voltage -1.2/50 μ s:	975 kV
Power frequency voltage - wet:	490 kV
Flashover Distance:	2410 mm
Creepage Length:	10000 mm
Approx. Weight	32.0 kg

Maximum Residual Voltages

Lightning current impulse 8/20 μ s				Steep lightning current impulse		Switching current impulse 30/60 μ s	
5 kA	10 kA	20 kA	40 kA	10 kA	120 μ s	125 A	500 A
486 kV	521 kV	574 kV	-	559 kV		384 kV	408 kV

Power frequency voltage versus time with prior energy



Marking

ZnO - Surge - Arrester
 I_{sc} 25 kA
 I_n 10 kA class 2
 TLA5E192
 IEC 60099-4
 Manufacturing Year
 Ur : 192 kV
 Uc : 154 kV

All of the above information, including drawings, illustrations and graphic designs, reflects our present understanding and is to the best of our knowledge and belief correct and reliable. Users, however, should independently evaluate the suitability of each product for the desired application. Under no circumstances does this constitute an assurance of any particular quality or performance. Such an assurance is only provided in the context of our product specifications or explicit contractual arrangements. Our liability for these products is set forth in our standard terms and conditions of sale.

Technical Information: - Contact Product Management Brighton UK (+44 (0)1273 69299 1)

Tyco Electronics UK Ltd, Stevenson Road, Brighton, East Sussex, BN2 0DF England
 Phone: +44(0)1273-692891, Fax: +44(0)1273-501741
<http://energy.tycoelectronics.com>

Bowthorpe EMP

ENERGY PRODUCTS

BOW-EP-TLA5E-192-10-05