



UNIVERSIDAD CÉSAR VALLEJO

**FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA
ELÉCTRICA**

Análisis de pérdidas técnicas en la línea de transmisión 2232 en el distrito de La Esperanza, Provincia de Trujillo, Región La libertad

AUTORES:

Cabanillas Rivera Jorge Luis (ORCID: 0000-0003-3735-8711)

Salazar Muñoz Jesús Alfredo (ORCID: 0000-0002-6150-9252)

ASESOR:

Mg. Sánchez Huertas Carlos (ORCID: 0000-0002-6754-8017)

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN:

Generación, Transmisión y Distribución

TRUJILLO – PERÚ

2021

DEDICATORIA

A Dios, por guiarme para lograr mis objetivos y llegar a la meta de terminar mi formación como profesional.

A mis padres, Jorge y Nelly, por su amor, confianza, apoyo y motivación en mi formación académica, a mi familia por su paciencia. A mi abuela que desde el cielo me cuida y me guía.

Cabanillas Rivera Jorge Luis

A Dios, a mis padres, César y Gisela, por su amor y apoyo incondicional para motivarme a seguir siempre firme en mis estudios, por el amor e impulso que siempre me inculcaron.

A mi hermana Estefanía y mi esposa Maritza, con sus consejos y apoyo para lograr uno de mis primeros objetivos.

A mis sobrinos Inés, Samín y Sebastián.

Salazar Muñoz Jesús Alfredo

AGRADECIMIENTO

A Dios por permitirme llegar a este punto de mi vida, por brindarme sabiduría y conocimiento.

A la Universidad Cesar Vallejo por brindarme la oportunidad de enriquecer mis conocimientos y mejorar mis valores.

A los ingenieros involucrados en mi formación como profesional, por el apoyo constante de mis asesores.

A mis padres, mi familia, a todos por su apoyo en este camino.

Cabanillas Rivera Jorge Luis.

A Dios por darme la vida y permitirme llegar a esta etapa de mi vida.

A los ingenieros Carlos Huertas y Jorge Inciso por su tiempo, paciencia y sus enseñanzas para la realización de este proyecto.

A mis padres, mi esposa y a todas aquellas personas que, con sus consejos, me motivaron a seguir el camino correcto para ser un profesional.

Salazar Muñoz Jesús Alfredo.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

DEDICATORIA.....	ii
AGRADECIMIENTO.....	iii
RESUMEN.....	viii
ABSTRACT	ix
I.INTRODUCCIÓN	10
II.MARCO TEÓRICO.....	12
III.METODOLOGÍA	29
3.1.Tipo y diseño de investigación.....	29
3.2.Variables y Operacionalización	30
3.3.Población, muestra y muestreo	30
3.4.Técnicas e instrumentación de recolección de datos.....	30
IV.RESULTADOS.....	33
4.1.Recopilación de datos de la línea de transmisión.....	33
4.3.Pérdidas por efecto Corona.....	38
4.4.Pérdidas en las cadenas de aisladores de la línea L – 2232	41
4.5.Pérdidas económicas.....	43
V.DISCUSIÓN	44
VI.CONCLUSIONES	47
VII.RECOMENDACIONES	48
Bibliografía.....	49
ANEXO A: FICHA DE OBSERVACIÓN I.....	52
ANEXO B: FICHA DE OBSERVACIÓN II.....	55
ANEXO C: FICHA DE REGISTRO	57

ANEXO D: CÁLCULO DE LA DEMANDA DIARIA DURANTE EL MES DE MARZO DEL 2021	58
ANEXO E: CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA POR EFECTO JOULE	59
ANEXO F: CÁLCULO DE PORCENTAJE DE PÉRDIDAS RESPECTO A LA DEMANDA DIARIA.....	60
ANEXO G: CÁLCULO DE PRESIÓN ATMOSFÉRICA, DENSIDAD RELATIVA Y DMG ENTRE LOS CONDUCTORES	61
ANEXO H: CÁLCULO DE LA TENSIÓN CRÍTICA DISRUPTIVA PARA DOS CONDICIONES DEL CONDUCTOR.....	63
ANEXO I: CÁLCULO DE GRADIENTE CRÍTICO SUPERFICIAL Y FACTOR ϕ	64
ANEXO J: CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS POR EFECTO CORONA.....	65
ANEXO K: CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR EFECTO AISLADOR.....	66
ANEXO L: CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS ECONÓMICAS.....	68
ANEXO M: ACTUAL ESTADO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.....	69
ANEXO N: TARIFAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN.....	70
ANEXO O: PEAJES EN LINEAS DE TRANSMISIÓN.....	71

ÍNDICE DE GRÁFICOS Y FIGURAS

Figura N° 2.4	15
Figura N° 2.5	16
Figura N° 2.6:	17
Figura N° 2.7	19
Figura N° 2.8	23
Figura N° 2.9	25
Figura N° 2.10	28
Figura N° 3.1	31
Figura N° 4.1	33
Figura N° 4.2	34
Figura N° 4.3	35
Figura N° 4.4	36
Figura N° 4.5	37
Figura N° 4.6	38

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N° 2.1	21
Tabla N° 2.2:	27
Tabla N° 3.1	52
Tabla N° 3.2	30
Tabla N° 4.1	36
Tabla N° 4.2	37
Tabla N° 4.3	41
Tabla N° 4.4	41
Tabla N° 4.5	42
Tabla N° 4.6	43
Tabla N° 4.7	43

RESUMEN

En el presente trabajo, se analiza las pérdidas técnicas de la línea de transmisión 2232 para el mes de marzo del 2021. Se determinó las pérdidas por efecto Joule, para lo cual se considera la demanda máxima promedio y mínima, encontrando los valores de 39.985, 48.870 y 60.355MW en cada escenario se determinó las pérdidas con valores de 871.465, 573.011 y 377.668 kW. Asimismo, se encontró las pérdidas de potencia por efecto corona y aislador, en ambos casos se consideró dos situaciones del estado de conductor, buen tiempo y tiempo de lluvia encontrando las pérdidas de 58.18 y 180.56 kW para las condiciones antes mencionadas, de igual manera, con la cantidad de aisladores se determinó las pérdidas que estas generan en la línea, encontrándose que las pérdidas totales de dicho efecto son de 13.435 y 36.947 kW.

Es de esperarse que estas pérdidas presentes en las líneas de transmisión tienen repercusión económica. Para ello fue necesario encontrar las pérdidas de potencia totales, el costo del precio de generación, el costo de tarifa de transmisión y costo de peajes encontrándose que esta asciende a la suma de S/. 30510.149 y S/. 37415.217 sólo para el mes en estudio.

Palabras clave: Efecto Corona, efecto Aislador, efecto Joule, pérdidas de potencia.

ABSTRACT

In this work, the technical losses of the transmission line 2232 for the month of March 2021 are analyzed. Joule effect losses were determined, for which the average and minimum maximum demand was considered, finding values of 39,985, 48,870 and 60,355MW in each scenario, losses were determined with values of 871,465, 573,011 and 377,668 kW. Likewise, the power losses due to corona effect and insulator were found, in both cases two situations of the conductor state were considered, good weather and rainy weather, finding losses of 58.18 and 180.56 kW for the above-mentioned conditions, likewise, with the number of insulators, the losses that these generate in the line were determined, finding that the total losses of said effect are 13.435 and 36.947 kW.

Translated with www.DeepL.com/Translator (free version) These losses in transmission lines are expected to have an economic impact. This required the total power losses, the cost of the generation Price, the cost of transmission fee and the cost of toll costs, the amount of S/ 30510.149 and S/ 37415,217 for the month under study only.

Keywords: Corona effect, Isolating effect, Joule effect, power losses.

I. INTRODUCCIÓN

La demanda eléctrica se ha visto afectada estos últimos años, ya que tendencia de crecimiento es muy alta, creando así una oferta eléctrica que trae conjuntamente la disponibilidad de instalaciones que prestan este servicio. En todo el mundo el uso de energía eléctrica es 23950 TWh (Mundial, 2016). El continente asiático es el que mayor demanda de energía eléctrica consume con un 47% de la demanda total (11 229 TWh), seguido por el no muy desconocido continente de Norteamérica, el cual utiliza un 22% (5260 TWh), Europa con un 21% (5017%) y Sudamérica con 6% (1364 TWh) (Diego, 2004). Estos valores son referenciales y suelen variar depende al sistema y al uso de ello. Usualmente los países con mayor desarrollo suelen ser los que mayor consumo de electricidad tienen. En Perú la demanda por este servicio es de 6 607,529 MW según, este consumo se mantiene y varía entre el 0.5% y 1% respectivamente (Osinermin, 2016). Según la empresa encargada de supervisar esto, COES el sistema optimizado puede tener un rango de pérdida de 12% al 15%, lo cual no se da en nuestro país, según registros de Osinermin las pérdidas en transmisión y distribución suelen estar entre el 22% y 25 % respectivamente lo cual genera pérdidas económicas que recaen en las empresas distribuidoras (Bonifaz, 2015).

Para el año 2030, se estima que la pérdida de electricidad será de 180 TWh. Cada año se pierde un 17% de electricidad generada, un 6% en países desarrollados y un 11% en países en desarrollo, estas pérdidas ocurren mayormente en distribución lo cual equivale al 80% de pérdidas totales (Erix, 2008). La pérdida asciende a entre 11 y 17 mil millones de dólares, lo cual afecta considerablemente la economía (Jiménez, Serebrisky, & Mercado, 2018).

Para poder tener energía eléctrica esta recurre a tres procesos los cuales son su generación, para luego ser transmitida y distribuida, es imposible que toda la energía producida, llegue a los usuarios debido a las propiedades presentadas en los materiales intervinientes para el transporte y los efectos climáticos que, a lo largo de todo su camino, es inevitable la pérdida de energía, a este proceso se conoce como Pérdidas Técnicas (Vargas, 2015).

Estas pérdidas afectan directamente a los usuarios finales ya que, las empresas tienen que comprar una energía adicional, por ende, elevan el costo en la tarifa eléctrica. Para los aisladores de la red en MT, se considera una corriente de fuga de 1mA, este valor resulta demasiado (Roger, 2005). Un valor adecuado es aproximadamente la mitad de valor de la corriente para las zonas que tienen elevada humedad atmosférica y alta contaminación (Enersis, 2012).

En lo antes mencionado existen un sin números de equipos que afectan principalmente a la frecuencia. Estas distorsiones generan variaciones en voltaje, corriente o frecuencia. Es por esto que la mayoría de equipos sufren deficiencias y en muchos casos su vida útil disminuye, logrando presentar daños irreparables y en casos extremos llegar a quemar el equipo (Smolenski, 2017).

En las redes de distribución, se estima que las pérdidas están en el rango de 7 y 8% de la demanda máxima de los consumidores y entre el 3 y 5 por ciento de la energía que se transporta a través de las líneas interconectadas. Aparentemente estos valores no parecen alarmantes, pero cuando se consideran todas las pérdidas en todo el sistema eléctrico, es realmente significativo (Barreto, Gomis, & Heredia, 2018). En el departamento de La Libertad la energía anual al año 2015 fue de aproximadamente de 1076582 MWh, si tenemos en cuenta una pérdida promedio total en la región considerando todo el sistema, esto representaría el 10%, por lo que pérdida podría alimentar a 2.4 millones de personas solo en la región (Osinergmin, 2016).

A raíz de esta problemática se busca la manera más adecuada de mejorar la eficacia de las redes que existentes y de las proyecciones a futuro. Como resultado de ello, habrá una mejora en la economía y la calidad de energía.

Por tal motivo, para lograr un adecuado proyecto se formula la siguiente pregunta, **¿En qué medida el análisis nos permitirá conocer los valores de las pérdidas técnicas en la línea de transmisión 2232 en el distrito de La Esperanza, provincia de Trujillo, región La Libertad?**

Este proyecto de investigación tiene como justificación aplicar conocimiento obtenido para poder estimar las pérdidas eléctricas en la línea de transmisión 2232 y con ello, proponer mejoras para reducirlas ya que estas conllevan a grandes

pérdidas económicas para la empresa ISA REP, las cuales recaen en las empresas distribuidoras, por lo tanto, afecta directamente a los consumidores.

El objetivo principal de este proyecto de investigación es Analizar las pérdidas técnicas en la línea de transmisión 2232 en el distrito de La Esperanza, Provincia de Trujillo, región La Libertad.

Los objetivos específicos son:

Recopilar datos de la línea de transmisión,

Determinar las pérdidas por efecto Joule

Determinar las pérdidas por efecto corona para tipos de condiciones climatológicas

Determinar las pérdidas por efecto aislador para tipos de condiciones climatológicas

Determinar las pérdidas económicas.

II. MARCO TEÓRICO

(Fernández García, 2017) realizó su investigación en el “Estudio de pérdidas técnicas en las redes eléctricas de distribución”. Esta investigación se basó en analizar las pérdidas que se ocasionaban por efecto Joule a través de simulaciones con el fin de ver el comportamiento que tenía la red frente a las mejoras propuestas por el investigador. En base a lo anterior, se analizó la variación de pérdidas en función de los factores que intervienen en la red ya sea por configuración de la misma o por el cambio de los conductores existentes. Con esta investigación se logró encontrar que, cuando se varía la sección del conductor, también varía la capacidad de la red. En pocas palabras, se permite una mayor carga en la red. Este principio aplica a las líneas de transmisión, ya que aplicando este conocimiento las pérdidas de potencia serán disminuidas, teniendo como ventaja más capacidad en la línea. Un factor que también se debe tomar en cuenta es que, si se modifica la sección del conductor, la inversión será elevada, traduciéndose en costos mayores. Por lo tanto, si aumentamos la sección del conductor la inversión será menor, pero las pérdidas de potencia disminuirán.

(Paredes Tapia, 2012) realizó su investigación en el “Análisis de pérdidas del sistema de subtransmisión anillado a 138 kV de la empresa Eléctrica Quito S.A.” Ésta se basó en un análisis técnico económico para determinar el estado actual del sistema eléctrico realizado mediante la modelación de todo el SEQ, a niveles de 138, 46, 23, 6.3 kV en el paquete computacional Power Factory de DigSILENT; considerando las demandas: máxima, media y mínima, para el día de mayor demanda del primer semestre del presente año cuyos valores 665.2, 557.7, 355.5 MW respectivamente; tomando en cuenta las estaciones climáticas lluviosa y seca del país. Con el análisis realizado se comprobó que las pérdidas tanto de potencia como de energía en el SEQ a nivel de 138 kV, no presentan valores superiores al 2.0%. Lo que permite concluir que la operación de este sistema es confiable, y no tiene pérdidas no técnicas a nivel de 138 kV; las mismas que se presentan en los Sistemas de Distribución es decir en puntos de entrega al usuario.

(Césare Coral, 2011) realizó su investigación titulada “Rehabilitación de líneas de transmisión costeras en 220 kV - línea 207 (línea de transmisión de 220 kV Lima-pisco)”, en el desarrolla las bases teóricas como prácticas sobre la rehabilitación de líneas de transmisión costera, indicando las principales causas destructivas de las estructuras metálicas, además trata sobre la contaminación ambiental, intrusión salina (niebla marina), proceso de corrosión y pérdidas en la línea, longitudinal, transversal, corrientes de fuga, y fenómeno corona. Establece que las pérdidas de potencia 3.3W por aislador, suponiendo aisladores limpios, en presencia de humedad muy baja. Esto conlleva a que las pérdidas obtenidas para esta investigación no excedieron los 50 kW para una línea de 220 kV y que generalmente son provocados por problemas de corrosión y polución. Césare también hizo un comparativo de las pérdidas por efecto aislador en el territorio costero del Perú, encontrándose entre los valores de 15.7 a 43.3 kW.

(Ochoa, 2006) Realizó un aproximado de pérdidas técnicas en el sistema de la empresa eléctrica de San Pedro, Guatemala. En esta investigación se logró encontrar fallas en los conductores y aisladores los cuales tienen un promedio de pérdida entre el 8% y 12% de toda la carga que pasa por la línea, como solución a esta problemática se planteó como solución reinstalar un nuevo tipo de conductor que se asemeje a las características requeridas por la carga, a su vez también se

tomó en cuenta un mantenimiento a los aisladores, cambiando en su mayoría por deterioro por años de trabajo. También se sostuvo que las pérdidas eléctricas son inevitables pero que en muchos casos se pueden controlar, ya sea a través de estadísticas de clima, frecuencia y uso de energía.

(Paricahua & Fernández, 2017) Realizaron una investigación en Media Tensión y Baja tensión en la región Puno, la cual es administrada por la empresa Electro Puno, esta empresa a través de análisis logro estimar perdidas mayores al 12% lo cual le trajo problemas económicos, después de un análisis por parte de los proyectistas se les presento un modelo y una metodología para reducir este impacto económico causado por las pérdidas en dicha entidad. Como conclusión lograron estabilizar y ordenar los sistemas correspondientes de esta región, a su vez se presentó una cartera de proyectos los cuales al día de hoy están siendo evaluados e incluso algunos ya en trabajos previos.

(Huamaní & L., 2015) Realizó un análisis exhaustivo del fenómeno efecto corona en la cadena de aisladores de la línea de transmisión L- 1001 Machupicchu – Cachimayo. Después de analizar técnicamente se produjo al desmontaje de los aisladores para darles el mantenimiento y al final realizar un estudio del tiempo que llevan en servicio, se detectó que por estos aisladores había fuga de corrientes creando el efecto corona, después de tener estos datos se solicitó a la empresa encargada de cambiar absolutamente todos los aisladores de la línea, ya que por efecto del clima sufrieron daños.

Las Pérdidas eléctricas en los sistemas de transmisión se define como la diferencia entre la energía demandada y la energía facturada. Esta diferencia abarca las pérdidas totales, es decir considera las pérdidas de energía no aprovechada debido a fenómenos físicos propios de la red de (en general todos fenómenos físicos), como las pérdidas debidas a energía no facturada. Por lo tanto, para hallar las pérdidas totales en el sistema de transmisión se hace una sumatoria entre pérdidas técnicas y perdidas no técnicas (Ugarte Moreira, 2012).

Los fenómenos físicos que originan las pérdidas técnicas son:

- **Efecto Joule**, estas se presentan en el conductor ya que por ahí se transporta la energía eléctrica, estas pérdidas suelen presentarse en forma de calor, la cual son expulsadas al mundo exterior. El sobrecalentamiento que se presenta en el

conductor fue uno de los primeros fenómenos eléctricos que se logró conocer y establece que la cantidad de calor (energía), es directamente proporcional a la resistencia del conductor y al cuadrado de la intensidad de corriente que lo atraviesa.

$$P_{er} = 3RI^2 \quad (1.6)$$

Dónde:

P_{er} : Potencia perdida

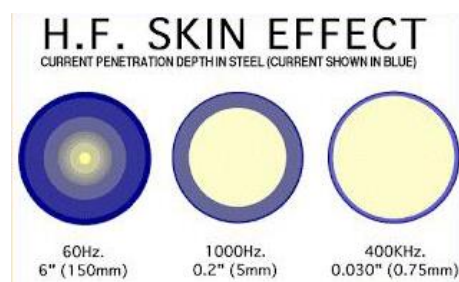
I: intensidad de corriente

R: Resistencia

El aumento del efecto Joule es provocado por el aumento de la resistencia siendo éste, provocado principalmente el **efecto pelicular**, este fenómeno se caracteriza por aumentar la densidad de la corriente en la superficie en los conductores al elevar la tensión. Para el voltaje bajo, la corriente se desplaza uniformemente en toda la sección transversal del conductor; sin embargo, cuando elevamos la tensión se produce un aumento del campo magnético en la parte centro del conductor lo que hace que el desplazamiento de los portadores por dicha zona sea dificultoso, por ende, hace incrementar la corriente eléctrica en la superficie del conductor. Con este fenómeno se concluye que, si la tensión se va elevando, el efecto será más visible. Este efecto es apreciable en conductores de gran calibre, asimismo aumenta mayormente en aquellos conductores con cubierta metálica o si están arrollados en un núcleo ferromagnético (Infazón, 2017).

Figura N° 2.4:

Efecto skin para diferentes frecuencias.

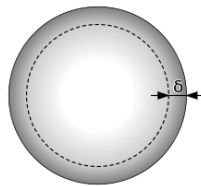


Nota: Cite Energía 2017.

Para corriente alterna, la mayoría de corriente eléctrica pasa entre la superficie y el centro de la piel, δ , para que suceda esto se toma en cuenta la frecuencia de la corriente y las propiedades del conductor. Para ello se utiliza la ecuación para la profundidad pelicular (Jiménez C. , 2005):

Figura N° 2.5:

Profundidad peculiar en un conductor.



Nota: Cite Energía 2017.

$$\delta \approx \sqrt{\frac{1}{\pi f \mu \sigma}} \quad (1.7)$$

Dónde:

f : frecuencia

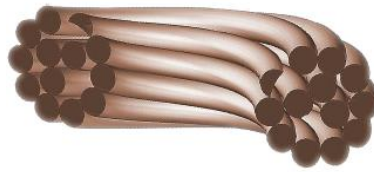
μ : permeabilidad magnética

σ : conductividad

A causa de la aparición del efecto piel, se utiliza un conductor de hilo de Litz, el cual es un tipo de hilo tejido, está conformado por hilos aislados trenzados, los cuales forman un patrón uniforme tal como se muestra en la Figura 2.6. La característica fundamental del Hilo de Litz es que la corriente se distribuye de manera uniforme por todos los hilos que lo conforman, por lo tanto, las pérdidas en efecto piel se ven reducidas de manera considerable. (Gutiérrez Espina, 2018).

Figura N° 2.6:

Hilo de Litz



Nota: Conductor compuesto por varios hilos, esto para reducir el efecto Skin.

El **límite térmico** en las líneas aéreas de transmisión se define como la corriente máxima permitida, en la cual consideramos una temperatura máxima en el conductor. Para hallar este límite térmico aplicamos métodos de balance de calor. Para definir el límite térmico en conductores aéreos desnudos se necesita un análisis de la temperatura de ambiente, la velocidad y dirección del viento, la emisión solar y la altura sobre el nivel del mar. Los conductores tipo ACSR (Aluminum Conductor Steel Reinforced) son los más utilizados a nivel mundial, ya que presentan características únicas, como operar a una temperatura de 100°C, pero normalmente la temperatura adecuada para el buen desempeño del conductor está en 75°C (Bustamante, 2014).

Por otro lado, los conductores, independientemente de la sección, tienen una resistencia. Como se sabe la resistencia aumenta a medida que la longitud de la línea aumenta. La extensión de la línea es un factor básico, ya que las pérdidas técnicas son proporcionales a la longitud de la línea, es decir mientras la línea sea más extensa las pérdidas serán mayores y a la vez la resistencia aumentará (Fernández García, 2017).

La longitud es un factor que influye directamente en las pérdidas, puesto que a medida que su valor aumenta, las pérdidas lo hacen también. Además, la longitud no es un factor muy variable en una red. Sea cual sea la red, siempre se tendrá que conectar el generador con el consumidor, y para ello hay casos en los que la longitud no se puede modificar. Siempre y cuando la longitud se pueda modificar, o si nos dan a elegir, cuanto menor sea la longitud menor será la resistencia de la red, que implica que se producirán menores pérdidas (Fernández García, 2017).

Un factor que influye mucho en el cálculo de pérdidas técnicas en la línea de transmisión es la demanda máxima, esta es la máxima potencia que entrega la línea por un periodo determinado. El valor de la demanda máxima se registra a través de intervalos de demanda. Estos intervalos de demanda se analizan cada 15 minutos. Los equipos de medición naturalmente utilizan un promedio para poder llevar un registro de la carga entregada. Estos registros sirven a la empresa transmisora para el caso de facturaciones de energía eléctrica. (Ugarte Moreira, 2012)

la demanda, define el nivel de corriente en cada instante, por lo cual al determinar las pérdidas técnicas en la demanda máxima no es correcto generalizar estas pérdidas para todo el intervalo de estudio, sino que es necesario realizar una caracterización de la carga que permita determinar las pérdidas técnicas promedio para un circuito en estudio, a partir de las pérdidas determinadas en la demanda máxima y del perfil de carga en un periodo específico (Ugarte Moreira, 2012).

Un efecto adicional que involucra las pérdidas técnicas en las líneas de transmisión es:

- **Efecto corona**, este fenómeno consiste en la ionización del aire que rodea a los conductores de la línea. Su característica física, se da a notar cuando el gradiente eléctrico supera la rigidez dieléctrica del aire, el cual se visualiza en forma de pequeñas chispas de luz a través del conductor. Toda línea de transmisión es diseñada para soportar el efecto corona en mínimas apariciones, ya que es inevitable en el transporte de energía, su aparición e intensidad depende de las siguientes condicionantes:

Voltaje de la línea de transmisión, Si aumentamos el valor nominal del voltaje en las líneas de transmisión, aumentará el gradiente eléctrico en la superficie del conductor, por tanto, mayor será la presencia del efecto corona. De acuerdo a pruebas experimentales se ha llegado a la conclusión que dicho efecto se presenta mayormente en L/T con voltajes nominales de operación superiores a los 80 kV.

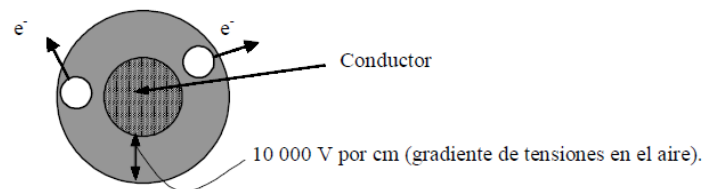
La humedad relativa del aire, una mayor presencia de humedad en el ambiente; ya sea lluvia o niebla, hará que se tenga mayor efecto corona.

El estado de la superficie del conductor, las rugosidades, irregularidades e imperfecciones adheridas a la superficie del conductor incrementan el efecto corona.

Número de conductores por fase, el efecto corona se hará presente mayormente cuando se tenga mayor número de conductores de una línea de transmisión (Castro & Lorian, 2016).

Figura N° 2.7:

Efecto Corona. Gradiente de potencial en un cable eléctrico.



Nota: representación de efecto corona.

Para **cálculo del gradiente eléctrico superficial del conductor**, se usa el método de Peek, este fenómeno es el conocido Gradiente Crítico E_0 , el cual se observará las descargas del tipo corona.

La fórmula de F. W. Peek, aplica a todo tipo de conductor cilíndrico liso. Esta fórmula logra calcular el gradiente crítico o inicio de corona.

$$E_0 = 30 \cdot \delta \cdot \left(1 + \frac{0.308}{\sqrt{\delta r}} \right) \quad [kV / cm] \quad (1.8)$$

Dónde:

E_0 : Gradiente Crítico superficial (kV/cm).

r : Radio del conductor (cm).

δ : Densidad relativa del aire, se determina con la ecuación (1.11)

Además,

$$\delta = \frac{3.92 \cdot P}{273 + T} \quad (1.9)$$

Dónde:

δ : Densidad relativa

P : Presión atmosférica (hPa)

T : Temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$)

Para condiciones estándar tomaremos el dato $\delta = 1$ ($P=76$ cm de Hg y $T = 25^{\circ}\text{C}$). Estas condiciones al igual que las presentadas por Peek solo aplica a líneas de transmisión, es decir que para asumir esta fórmula debemos tomar en cuenta que el conductor suele sufrir algunas deformaciones, estas irregularidades hacen que el gradiente eléctrico se inicie, logrando así el efecto corona.

Para poder evitar este proceso de cálculo se suele tomar un valor estándar, en este caso la superficie del conductor ($m < 1$). Este valor “ m ” como conductor ideal tiene un valor de 0.9 pero en caso crítico llega hasta 0.6. Es por esto que adquirimos esta fórmula.

$$E_0 = 30 \cdot \delta \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0.308}{\sqrt{\delta r}} \right) \quad [\text{kV} / \text{cm}] \quad (1.10)$$

Dónde:

E_0 : Gradiente Crítico superficial (kV/cm).

r : Radio del conductor (cm).

δ : Densidad relativa del aire

m : Coeficiente de irregularidad superficial

Esta fórmula presentada presenta al igual que la anterior un pico del gradiente máximo. En caso que se desee el valor eficaz, es necesario dividir por $\sqrt{2}$.

Entonces deberíamos calcular la presión atmosférica, por esto utilizaremos la fórmula de Halley.

$$\log P = \log 76 - \frac{h}{18336} \quad (1.11)$$

Dónde:

P : Presión atmosférica (cm de Hg)

h : Altura sobre el nivel del mar (m)

Existen dos tipos de gradiente crítico superficial, el denominado Gradiente Crítico Disruptivo, y el Gradiente Crítico Visual, el primero es el valor necesario para causar la ionización del aire circundante al conductor, y el segundo caso significa que a partir de ese valor la ionización es causal de formar avalanchas y con ella los efluvios luminosos. Esto depende del factor $\left(1 + \frac{0.308}{\sqrt{\delta r}}\right)$ de la ecuación (1.10). Esto

es:

$$E_{0 \text{ DISRUPTIVO}} = 30 \cdot \delta \cdot m \text{ [kV / cm]} \quad (1.12)$$

$$E_{0 \text{ VISUAL}} = 30 \cdot \delta \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0.308}{\sqrt{\delta r}}\right) \text{ [kV / cm]} \quad (1.13)$$

Para poder conocer un poco más sobre el **Estado de la superficie del conductor**, tomamos un factor de corrección “ m ”, al cual lo llamaremos coeficiente de irregularidad superficial, para el gradiente crítico, para diferentes tipos de superficie se tiene la Tabla N° 2.1:

Tabla N° 2.1:

Valores de m para diferentes condiciones superficiales.

CONDICIÓN SUPERFICIAL DEL CONDUCTOR	m
Conductor liso ideal.	1
Conductor trenzado nuevo y limpio	0.9
Conductor cableado envejecido	0.7-0.8
Conductor tratado deficientemente	0.5-0.7
Conductor bajo lluvia, nuevo o envejecido	<0.6

Nota: Se presentan algunas constantes del estado del conductor para determinar el efecto Corona en líneas aéreas, Nelson Morales Osario, 2006.

El método para el cálculo de pérdidas corona en líneas de transmisión de simple terna y un conductor por fase; como se mencionó anteriormente, se caracteriza por ser una descarga luminosa, una chispa, la cual forma ozono, esto gracias al calor emitido por el conductor y la radiación electromagnética. Todos estos efectos conllevan a pérdidas de energía, lo cual también es conocido como pérdida de potencia.

Para poder analizar las ecuaciones propuestas, debemos tener en cuenta que todas las fórmulas se aproximan a pérdidas por efecto corona las cuales se asumen en condiciones climatológicas buenas o ideales. Sin embargo, llevando a la realidad se demuestra que las pérdidas bajo lluvia exceden notablemente a aquellas formulas propuestas en condiciones de buen tiempo. Por lo tanto, la pérdida de efecto corona depende del estado del tiempo y otros factores secundarios.

Método de F. W. Peek; quien hizo muchas observaciones empíricas y después desarrolló una serie de fórmulas para su estudio, este es el caso de cilindros paralelos de superficie lisa.

$$P_{cor.} = k(U - U_0)^2 \times 10^{-5} \quad [kW / km / fase] \quad (1.14)$$

Con:

$$k = \frac{242}{\delta} \cdot (f + 25) \cdot \sqrt{\frac{r}{DMG}} \quad (1.15)$$

Dónde:

U_0 : Tensión crítica disruptiva de fase (kV).

U : Tensión de operación (kV).

f : Frecuencia del sistema (Hz).

δ : Densidad relativa del aire

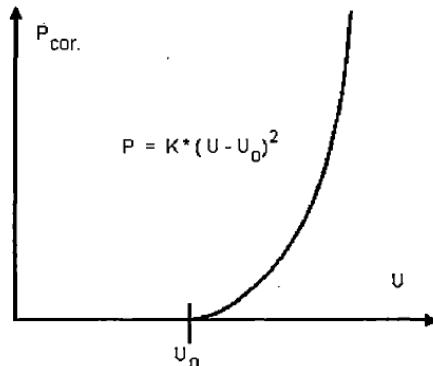
r : Radio del conductor (cm).

DMG : Distancia media geométrica (cm).

En la Figura 2.8, se ilustra el sentido de la fórmula de Peek.

Figura N° 2.8:

Expresión cuadrática correspondiente a la fórmula de Peek que trata de cuantificar las pérdidas por el efecto corona.



Nota: Sistemas de transmisión, Luis A. Siegert. Edit. LIMUSA- 2002, Cap 23, Pág. 23-14.

Las expresiones son válidas en caso de que exista un solo conductor por fase, de acuerdo a los antecedentes esto es recomendable para conductores delgados (menos de 1 pulgada de diámetro) y que su frecuencia se encuentre en el rango de 47 y 120 Hz. En caso de que la frecuencia sea menor la fórmula no haría efecto. Peek no contó con las condiciones climatológicas adversas, para lo cual se incorpora un factor “m” que incluya dichas condiciones.

El método de Peterson; éste plantea una fórmula empírica para lograr determinar la tensión crítica disruptiva de línea por fase (e_d), luego Peterson calcula el valor del factor (ϕ), la cual se obtiene de la razón $\frac{E}{E_0}$. Para esto, toma valores de la gradiente de potencial máxima en la superficie del conductor E y el gradiente crítico disruptivo superficial de Peek E_0 para que finalmente, se calcule las pérdidas.

Primero, se determina la **Tensión crítica de Peterson** (e_d), para este cálculo de la tensión crítica disruptiva, existen dos casos muy importantes:

Caso 1; Conductores redondos de superficie lisa y limpia.

$$e_d = 48.6 \cdot m \cdot \delta^{2/3} \cdot R \cdot \log\left(\frac{D}{R}\right) \quad [kV] \quad (1.16)$$

Dónde:

R : Radio del conductor (cm).

D : Distancia entre fases (cm).

δ : Densidad relativa del aire.

m : Coeficiente de irregularidad superficial.

e_d : Tensión crítica disruptiva, en (kV_{EFICAZ}).

Caso 2; Para cables de varios hilos, que tienen 12 o más hilos en la capa exterior.

$$e_d = 48.6\delta^{\frac{2}{3}}m \frac{\left[\text{Log}_{10}\left(\frac{D}{CR_h}\right) + (n_h - 1)\text{Log}_{10}\left(\frac{D}{R - CR_h}\right) \right]}{\frac{1}{CR_h} + \frac{n_h - 1}{2(R - CR_h)}} \quad (1.17)$$

Con:

$$C = 1 - \frac{\text{sen}\left[\frac{\pi}{2} + \frac{\pi}{n_h}\right]}{\frac{\pi}{2} + \frac{\pi}{n_h}} \quad (1.18)$$

Dónde:

n_h : Número de hilos de la capa exterior.

R_h : Radio hebra capa exterior (cm).

R : Radio del conductor (cm).

δ : Densidad relativa del aire.

m : Coeficiente de irregularidad superficial.

e_d : Tensión crítica disruptiva (kV_{EFICAZ}).

Luego de ello, se calcula enseguida la razón $\frac{E}{E_0}$ y se determina el valor del factor (ϕ) . a través de la curva presentada en la Figura 2.9.

E : Gradiente máximo en la superficie del conductor (kV/cm).

E_0 : Gradiente crítico disruptivo superficial (kV/cm).

Para determinar valores más precisos del factor (ϕ) mediante la curva presentada en la Figura 2.9 se utiliza la interpolación vía mínimos cuadrados, y se tiene:

Para $x \leq 1.437$:

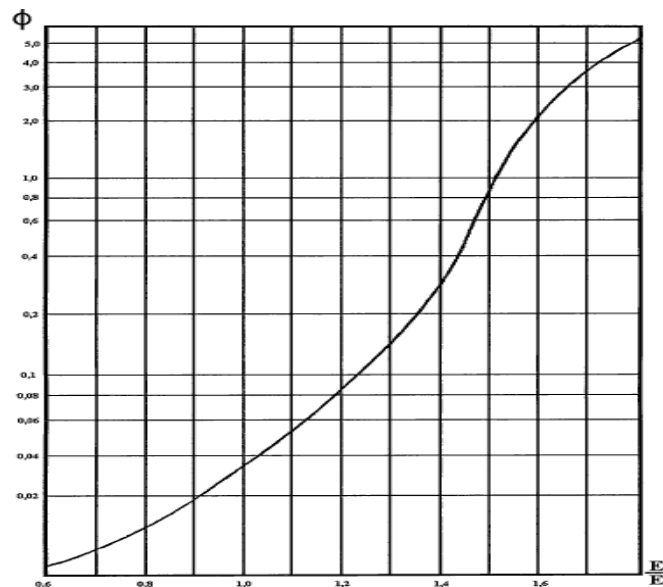
$$\phi = 10^{16.146x^4 - 68.677x^3 + 108.34x^2 - 72.931x + 15.631} \quad (1.19)$$

Para $x > 1.437$:

$$\phi = 10^{95.94x^4 - 615.13x^3 + 1469.6x^2 - 1547.2x + 604.51} \quad (1.20)$$

Figura N° 2.9:

Factor empírico (t/J) en función de Jos gradientes (E/Eo), para el cálculo de pérdidas corona según Peterson.



Nota: Comparación de los métodos de Peterson y EDF para el cálculo de las pérdidas corona en líneas de tensión inferior a 220 kV, Ornar Sáez Pérez, junio 2000, Pág. 2.

Finalmente, **las pérdidas de potencia por efecto corona** obtenido el valor de (ϕ) se calcula la pérdida por efecto corona por la siguiente relación:

$$P_{PETERSON} = \frac{20.95 \times 10^{-6} \cdot f \cdot V^2}{\left(\log \left(\frac{DMG}{R} \right) \right)^2} \cdot \phi \quad [kW / km / fase] \quad (1.21)$$

Dónde:

$P_{PETERSON}$: Potencia de pérdida por corona [$kW / km / fase$]

f : Frecuencia del sistema (Hz).

V : Tensión de servicio en ($kV_{EFICAZ \text{ Fase-Neutro}}$).

DMG : Distancia media geométrica (cm).

R : Radio del conductor (cm).

En la Tabla N° 2 Se describe las ventajas y desventajas de los métodos de Peek y Peterson para la evaluación de las pérdidas corona.

Tabla N° 2.2:

Ventajas y desventajas de los métodos para la evaluación de las pérdidas por efecto corona.

Métodos de cálculo de efecto corona		
	Método de Peek	Método de Peterson
Ventajas	<ul style="list-style-type: none">- Su expresión es válida, en caso de solo conductor por fase.- Es recomendable para conductores delgados menores que una pulgada de diámetro	<ul style="list-style-type: none">- La fórmula denota un comportamiento cuadrático, sin embargo, esta ley cuadrática no es válida en la región cercana al voltaje crítico de corona.- Su análisis fue solo para conductores limpios, secos, de superficie lisa y para buen tiempo, NO considero la influencia del trenzado de conductores, contaminación y lluvias. Por lo tanto, para suplir las irregularidades superficiales que estas ocasionan al conductor se utiliza un factor "m".
Desventajas	<ul style="list-style-type: none">- Toma en cuenta el efecto de valores de gradiente cercanos al valor crítico, donde las pérdidas tienen significativa importancia.- Es aplicable para un conductor por fase y entrega mejores aproximaciones cuando se analizan líneas de tensiones del orden de 110 hasta 220 kV.	<ul style="list-style-type: none">- Al igual que el anterior método contempla solo a las pérdidas en buen tiempo, y también se recurre al factor "m" para considerar las irregularidades superficiales del conductor.

Nota: Cuadro comparativo de los dos métodos más comunes de determinar las pérdidas por efecto corona.

Como último efecto tenemos,

• **Efecto aislador**, Para este fenómeno se toma principalmente las condiciones atmosféricas del ambiente (lluvia, nieve o heladas), o medioambientales (ambientes contaminados o zonas industriales), de modo que algunos electrones se desplazan por la superficie del plato aislador hasta llegar a la torre metálica para que finalmente, lleguen a tierra. En caso que el aislamiento sea perfecto, no habría fugas de corriente entre los conductores y el apoyo. Dicha corriente que recorre la superficie de los aisladores, da lugar a **pérdidas de potencia en los aisladores**.

Este cálculo es sencillo, ya que consiste simplemente en multiplicar el número de aisladores por la pérdida unitaria de cada aislador. Aunque no pueden darse valores estándares de pérdidas unitarias, es frecuente que adopten los valores siguientes¹ (Rosas, 2002):

- Las pérdidas unitarias por cada aislador en condiciones de buen tiempo, oscila entre los 3 W y los 5 W por disco.
- Las pérdidas unitarias por cada aislador en condiciones de humedad y lluvia, oscila entre los 8 W y los 14 W por disco.

$$P_{AISLADORES} = \frac{N^{\circ} AISLADORES \cdot P_{UNITARIAS}}{1000} [kW] \quad (1.22)$$

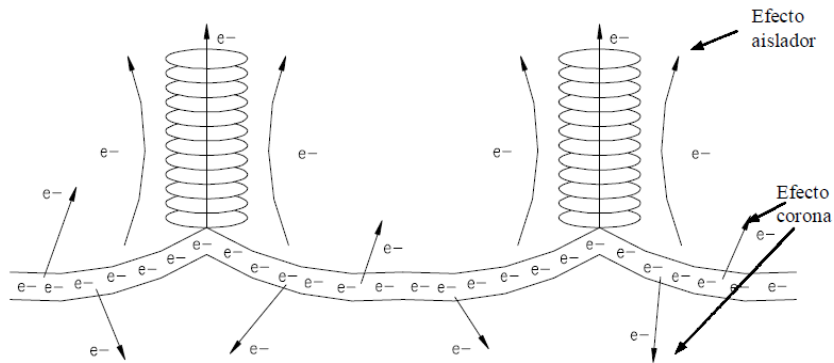
Dónde:

Nº Aisladores: Número total de aisladores.

P_{unitarias}: Pérdidas de potencia en un disco aislador (W).

Figura N° 2.10:

Efecto Corona y efecto Aislador. Pérdida de electrones a través del aire.



Nota: Diagrama del proceso de pérdida de potencia de efecto corona y aislador.

La cuantificación de pérdidas técnicas en la línea de transmisión se efectúa el diagnóstico del **índice de pérdidas** de potencia; en base al resultado obtenido de la demanda, de la manera siguiente:

¹ Estos valores son para aisladores convencionales, es decir aisladores cerámicos (porcelana o vidrio), y no para aisladores orgánicos.

$$\% P_{PÉR} = \frac{P_{PÉR}}{DM} \times 100\% \quad (1.23)$$

Dónde:

$\% P_{PÉR}$: Porcentaje de pérdidas del sistema en media tensión

$P_{PÉR}$: Pérdidas del sistema en media tensión [MW]

DM : Demanda máxima de la línea de transmisión [MW]

El análisis económico, especialmente el costo de pérdidas de potencia, este se determina conociendo las pérdidas de potencia, el costo del Precio Referencial de Generación, el costo de Tarifa de Transmisión y costo de Peajes. El costo de pérdidas de potencia se calcula con la ecuación (Paredes Tapia, 2012):

$$C_{Pér Potencia} = (PPM + TT + PTSGT) \cdot P_{Pér Pot} \quad (1.24)$$

Dónde:

$C_{Pér Potencia}$: Costo de pérdidas de potencia [$S./mes$]

PPM : Precio de generación eléctrica [$S./kW - mes$]

TT : Tarifa de transmisión [$S./kW - mes$]

$PTSGT$: Cargo de Peaje de Transmisión [$S./kW - mes$]

$P_{Pér Pot}$: Pérdidas de potencia [kW]

III. METODOLOGÍA

3.1. Tipo y diseño de investigación

Tipo de investigación: La investigación es aplicada ayuda a resolver un problema en líneas de transmisión.

Diseño de investigación: No experimental.

3.2. Variables y Operacionalización

Para mayor detalle, se muestra en el anexo A.

3.3. Población, muestra y muestreo

La población: Son las Líneas de transmisión de energía eléctrica del norte del Perú del SEIN.

Muestra: Líneas de transmisión 2232 de la subestación eléctrica Trujillo norte en el distrito de La Esperanza cuya trayectoria es de Chimbote 1 a Trujillo Norte.

Muestreo: No probabilístico intencionado, elegido por los investigadores.

3.4. Técnicas e instrumentación de recolección de datos

Tabla N° 3.2:

Técnicas e instrumentación aplicada para la recolección de datos.

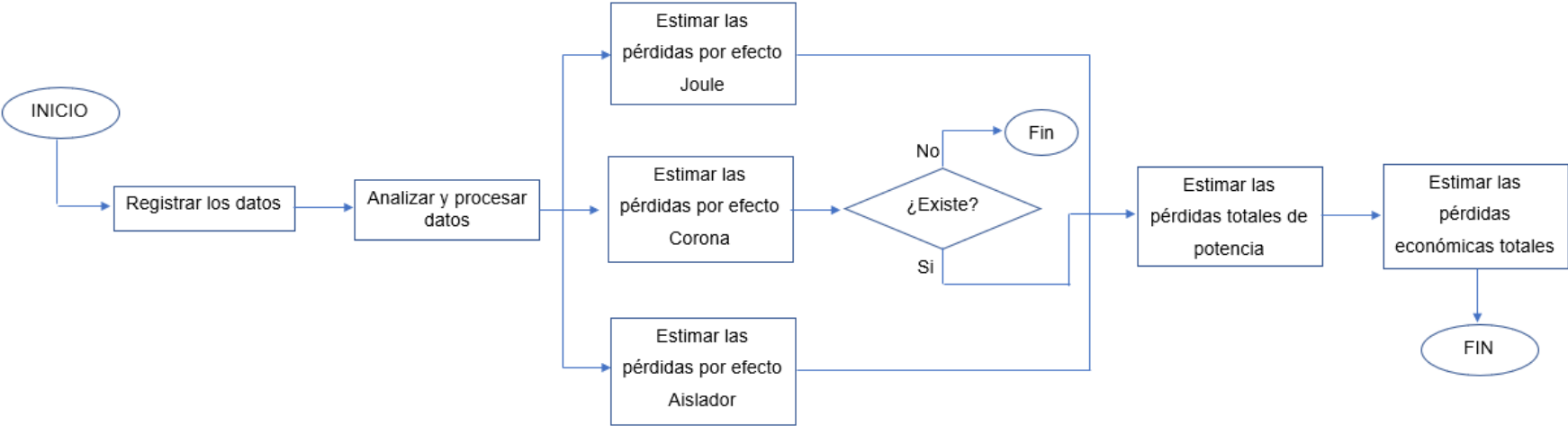
Técnica	Instrumentos	Validación
Observación: Esta técnica se aplicará al analizador de redes de la subestación que controla la línea 2232 y a la página oficial de Senamhi.	Ficha de observación: La primera ficha, se obtendrá información de voltaje y corriente que pasa por la línea 2232 (ver Anexo A). La segunda ficha, se obtendrá la temperatura ambiente, presión atmosférica y densidad relativa del aire a la cual se encuentra la línea de transmisión 2232 (ver Anexo B).	Validado por asesor especialista
Análisis documental: Esta técnica se aplicará a las fichas técnicas del conductor y características de los aisladores	Ficha de registro: Se obtendrán parámetros como características del conductor, y aisladores (ver Anexo C).	Validado por asesor especialista

Nota: Técnica que se aplicó para la toma de datos.

3.5. Procedimiento

Figura N° 3.1:

Flujograma de procedimiento de trabajo.



Nota: Esquema representativo del procedimiento de análisis de datos.

3.6. Método de análisis de datos

Los datos que se muestran en las fichas de registros (ver anexos A, B y C) se analizaron mediante las ecuaciones planteadas en la parte teórica, dichos resultados se muestran en tablas de resultados. Adicional a ello, algunos resultados obtenidos se graficaron (según sea el caso, mediante grafico de barras y dispersión de datos) en el programa graficador *OriginPro 8.5*, con ello, se pudo observar la tendencia de dichos valores, corroborando así, la teoría. Con ello, se podrá determinar las pérdidas de potencia y las pérdidas económicas que estas ocasionan.

3.7. Aspectos éticos

La presente tesis fue elaborada por dos únicos autores, se pudo trabajar con información proporcionada por la empresa e ingenieros encargados de la línea de transmisión, estos datos fueron entregados solo con fines educativos, estando totalmente referenciados.

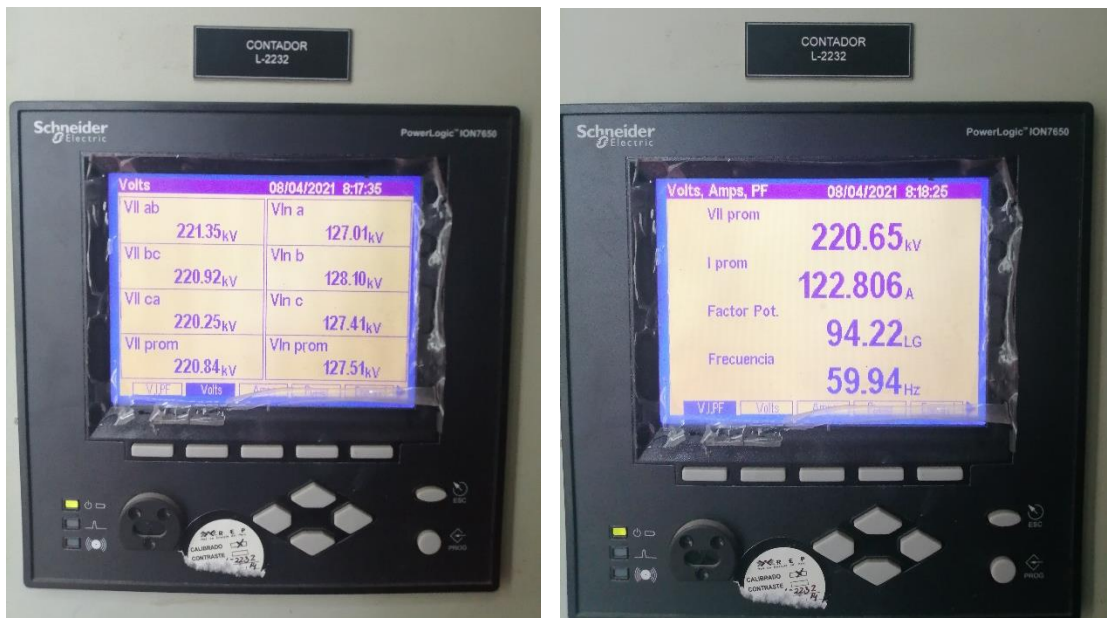
IV. RESULTADOS

4.1. Recopilación de datos de la línea de transmisión

Se tomaron los datos del analizador de redes que cuenta la subestación para el mes de marzo del 2021, estos datos son registrados por la empresa en un documento Excel cada 15 minutos como se muestra en la Figura 4.1.

Figura N° 4.1:

Toma de datos del analizador de redes de la subestación, datos proporcionados por ingenieros a cargo de la línea de transmisión.



Nota: Se muestra resultados obtenidos del analizar de redes de la subestación, de dichos datos se tomó el valor promedio de cada día (corriente y voltaje) para luego obtener un cuadro como se muestra en la ficha de Observación I (ANEXO B), los cuales fueron útiles para el cálculo que posteriormente se mostrará.

Luego se aplicó la técnica de observación que se encuentra en el ANEXO C y se elaboró un cuadro de mediciones de temperatura ambiente, densidad relativa y presión atmosférica promedio de cada día del mes de marzo del 2021, con dichos valores podremos determinar las pérdidas por efecto corona.

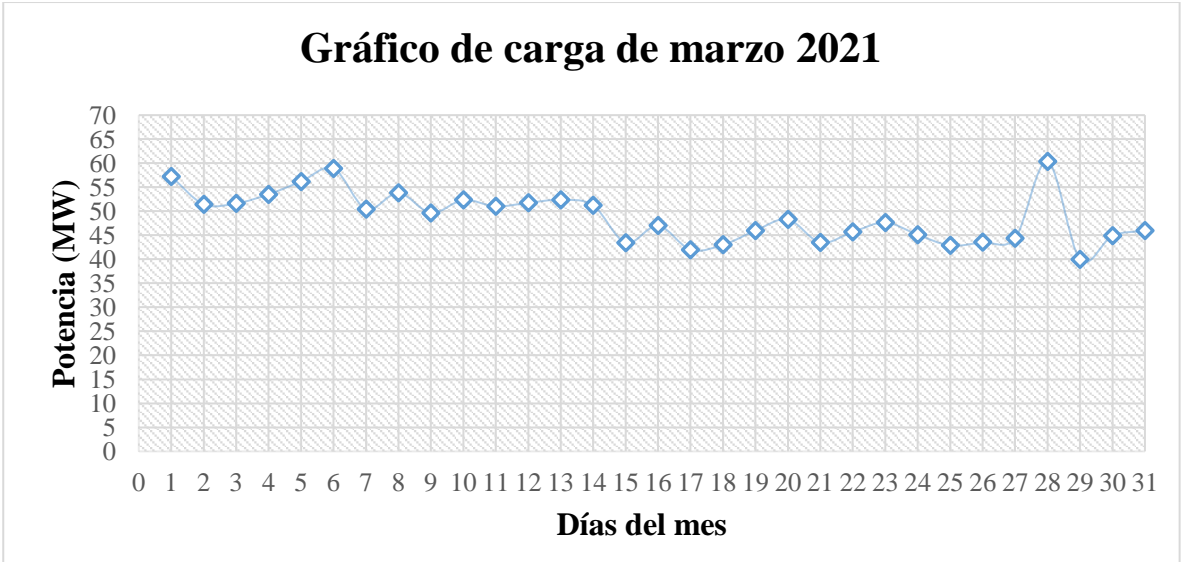
Finalmente se aplicó la técnica de ficha de registro que se encuentra en el ANEXO D y se obtuvo las características del conductor, longitud de la línea y cantidad de aisladores que fueron útiles para determinar las pérdidas por efecto aislador.

4.2. Pérdidas por efecto Joule

Se determinó la demanda consumida de la línea con los datos de la ficha de observación I, estos resultados están ubicados en la Tabla 1 (ANEXO E), cuya grafica se muestra en la Figura 4.2.

Figura N° 4.2:

Diagrama de Carga.

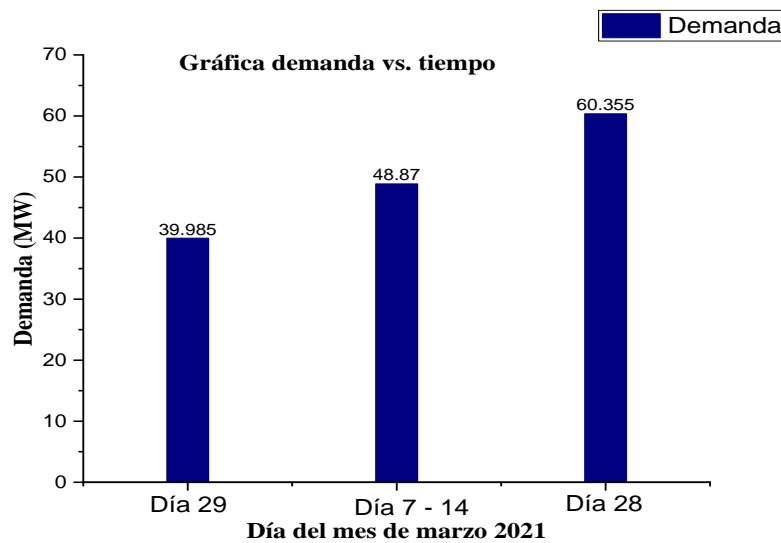


Nota: En esta gráfica se puede observar y establecer la demanda máxima, la demanda mínima y promedio (MW) de la línea 2232 durante todo el mes de marzo del 2021.

Con ello, se pudo determinar la demanda máxima, mínima y promedio del mes de marzo del 2021. Estos valores se graficaron y se muestra en la Figura 4.3.

Figura N° 4.3:

Gráfico de demanda máxima, promedio y mínima del mes de marzo del 2021.



Nota: Se puede observar que el día 29, se obtuvo la demanda mínima (39.985 MW), además, entre los días 7 – 14 se produjo en promedio 48.870 MW. Finalmente se muestra que la demanda máxima del mes, se produjo el día 28 con 60.355 MW.

Para la **determinación de la Resistencia del conductor**, se usó la ecuación (1.4), y reemplazando los datos de la Ficha de registro se encontró:

$$R = 0.0644[1 + 0.004(75 - 20)]$$

$$R = 0.0786 \Omega / km$$

Se multiplicó por la longitud total de la línea 133.75 km, obteniéndose así, la resistencia total del conductor,

$$R_{TOTAL} = 10.508 \Omega$$

A partir de la ecuación (1.6) se obtuvo las pérdidas por Efecto Joule para todos los días del mes de marzo, éstas se encuentran en la Tabla 2 (ANEXO F), de estos datos se pudo extraer la pérdida mínima, promedio y máxima del mes, estos valores se muestran en la Tabla 4.1.

Tabla N° 4.1:

Valores de pérdidas por efecto Joule.

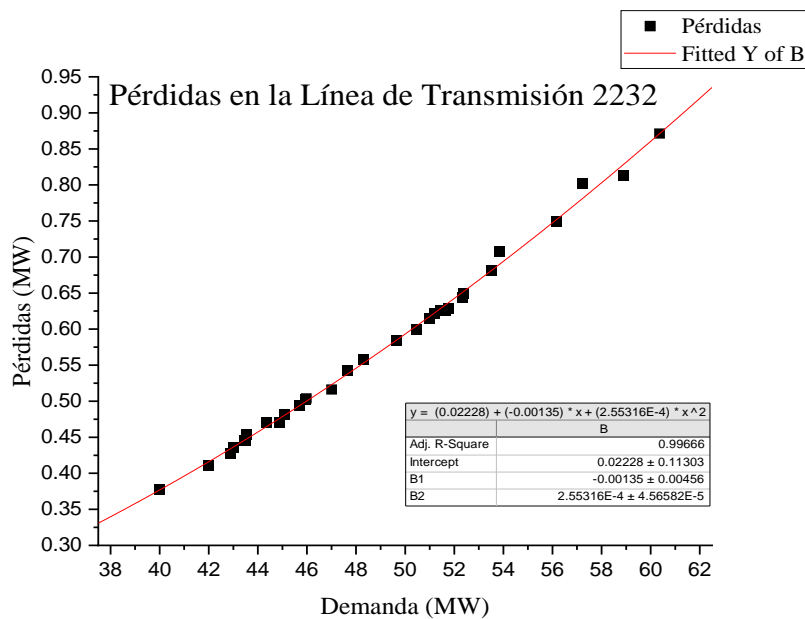
Descripción	Fecha	Pérdidas por efecto Joule (kW)
Valor mínimo	29/03/2021	377.668
Valor promedio	Marzo 2021	573.011
Valor máximo	28/03/2021	871.465

Nota: Resultados obtenidos de la Tabla 2 (ANEXO F), representa las pérdidas por efecto Joule presentes en la línea de transmisión en la cual, el valor promedio es de 573.011 kW.

Con los resultados de la Tabla 2 (ANEXO F), se procedió a graficar dichos, como se muestra en la Figura 4.4.

Figura N° 4.4:

Gráfica de las pérdidas y la demanda máxima durante el mes de marzo 2021

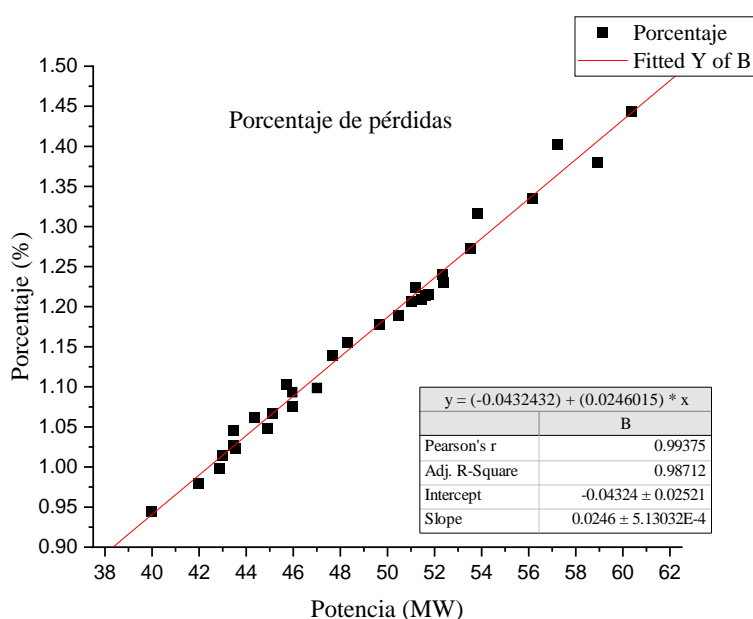


Nota: La tendencia de esta curva, es de forma cuadrática.

También se determinó el índice de pérdidas de potencia con la ecuación (1.7), estos resultados se muestran en la Tabla 3 (ANEXO G) estos resultados se graficaron y se muestra en la Figura 4.5.

Figura N° 4.5:

Gráfica de porcentaje de pérdidas por efecto Joule.



Nota: En la gráfica se muestra que a medida que aumenta la potencia, aumenta en forma lineal el índice de pérdidas.

Luego, se muestra la Tabla 4.2 con los índices mínimo promedio y máximo del mes de marzo del 2021.

Tabla N° 4.2:

Valores de índice de pérdidas por efecto Joule.

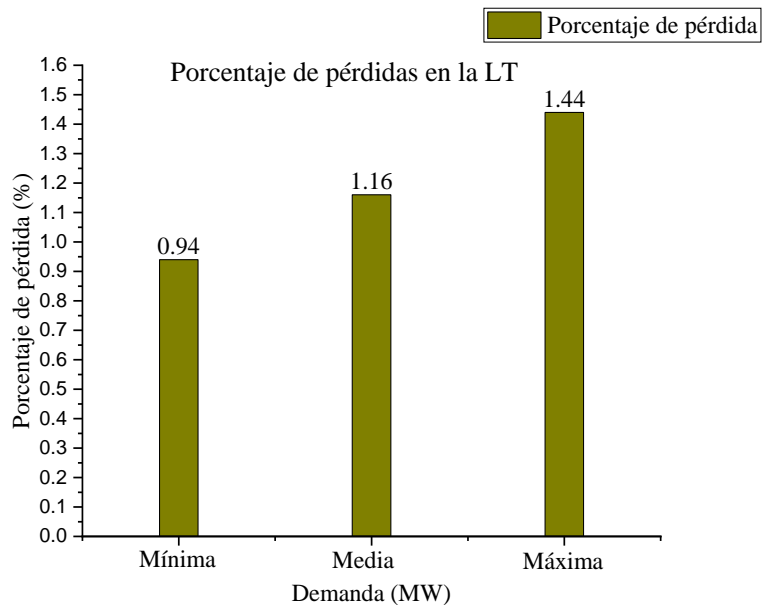
Descripción	Fecha	Índice de Pérdidas por efecto Joule (%)
Valor mínimo	29/03/2021	0.94
Valor promedio	Marzo 2021	1.16
Valor máximo	28/03/2021	1.44

Nota: Resultados obtenidos de la Tabla 3 (ANEXO G), representa el índice de pérdidas por efecto Joule presentes en la línea de transmisión en la cual, el valor promedio es de 1.16% de la demanda promedio producida durante el mes de marzo 2021.

Finalmente, se graficó la Tabla 4.2 y se muestra en la Figura 4.6.

Figura N° 4.6:

Gráfica del índice de pérdidas máxima, promedio y mínima del mes de marzo del 2021.



Nota: En esta gráfica se muestra que el valor mínimo es de 0.94%, valor medio es 1.16% y el máximo es de 1.44% del valor de la demanda de cada día de mes de marzo del 2021.

4.3. Pérdidas por efecto Corona

Se determinó las pérdidas por efecto Corona mediante el método de Peterson, de acuerdo con dicha ecuación, se tuvo que determinar ciertos parámetros que fueron usados en el cálculo final para hallar el valor de las pérdidas.

Inicialmente se determinó la presión atmosférica y la densidad relativa del aire con la ecuación (1.12) y (1.10) respectivamente. Estos resultados fueron $P = 75.676$ cm de Hg y $\delta = 0.991$ (Ver Anexo H).

Además de ello, se determinó la distancia media geométrica (DMG) y con los datos de la tabla de ficha de registro (Ver Anexo D), se obtuvo que el número de hilos del conductor es $n_h = 18$, se determinó el factor C como se muestra en el Anexo H, estos resultados fueron $DMG = 466.171$ cm y $C = 0.436$.

Se consideraron dos condiciones superficiales del conductor, según la *Tabla 2.1*, para buen tiempo: $m=0.75$ (conductor cableado y envejecido) y tiempo de lluvia: $m=0.6$.

Seguidamente, se halló la Tensión crítica disruptiva ecuación (1.18), para las dos condiciones del conductor establecidas (ver Anexo I), estos resultados fueron:

Para buen tiempo:

$$e_{d1} = 96.614kV$$

Para el tiempo de lluvia:

$$e_{d2} = 77.291kV$$

Estos valores fueron de gran importancia, ya que, se compararon con el valor de tensión de operación fase - neutro, determinando así, si hubo o no el efecto corona en la línea L - 2232. Esto es:

En Buen tiempo:

$$e_{d2} = 96.614kV < 127.51kV , \text{ Si hay efecto corona.}$$

En tiempo de lluvia:

$$e_{d2} = 77.291kV < 127.51kV , \text{ Si hay efecto corona.}$$

Para ambos casos, se determinó que si existe efecto corona en la línea de transmisión en el mes de marzo del 2021. Luego, se obtuvo el valor del factor empírico (ϕ). Esto fue mediante interpolación vía mínimos cuadrados resultando las

ecuaciones (1.20) y (1.21) donde la relación $x = \frac{E}{E_0}$, conocido gradiente de potencial

en la superficie del conductor.

$$E = 16.375 \text{ kV/cm} .$$

Para ello se calculó el gradiente crítico superficial (Disruptivo) con la ecuación (1.13) dividido entre $\sqrt{2}$ para obtener el valor eficaz (ver Anexo J), asumiendo dos condiciones climatológicas diferentes:

Para buen tiempo:

$$E_0 = 15.767 \text{ kV / cm}$$

$$\phi = 0.045$$

Para tiempo de lluvia:

$$E_0 = 12.613 \text{ kV / cm}$$

$$\phi = 0.139$$

Finalmente, la pérdida corona se obtuvieron mediante la ecuación (1.22). Cabe señalar que este último resultado es un valor para una fase y para un kilómetro de línea.

Para buen tiempo:

$$P_{PETERSON} = 0.145 \text{ [kW/km/fase]}$$

Para tiempo de lluvia

$$P_{PETERSON} = 0.450 \text{ [kW/km/fase]}$$

Para obtener las pérdidas totales de la línea es necesario multiplicar los valores resultantes de la ecuación por la longitud total de la línea y el número de fases. Se muestran los resultados finales en la siguiente Tabla 4.3:

Tabla N° 4.3:

Resultados obtenidos de cada variable tomada en cuenta en la ecuación de pérdidas de potencia de Peterson.

Descripción	Buen tiempo	Tiempo de lluvia
Distancia media geométrica DMG (cm)	466.171	466.171
Densidad relativa del aire (δ)	0.991	0.991
Factor C:	0.436	0.436
Tensión eficaz de operación fase-neutro (kV)	127.51	127.51
Tensión crítica de Peterson e_d (kV)	96.614	77.291
$\frac{E}{E_0}$	1.063	1.298
Factor ϕ	0.045	0.139
Observación	Si hay efecto corona	Si hay efecto corona
Pérdidas Corona (kW/km/fase)	0.145	0.450

Nota: Parámetros para determinar el valor de las pérdidas por efecto corona para buen tiempo y tiempo de lluvia de la línea de transmisión 2232.

Tabla N° 4.4:

Resultados de pérdidas de potencia por efecto corona.

Descripción	Buen tiempo	Lluvia
Longitud de la línea (km)	133.75	
Número de fases	3	
Pérdidas de potencia (kW)	58.18	180.56
Pérdidas de potencia total (kW)	238.74	

Nota: Valores de las pérdidas de potencia por efecto corona en diferentes condiciones del conductor.

4.4. Pérdidas en las cadenas de aisladores de la línea L – 2232

La línea de transmisión L - 2232 cuenta con un sistema de aislamiento formado por cadenas de aisladores de material cerámico del tipo porcelana, para lo cual se utilizó los datos de la ficha de registro.

Tabla N° 4.5:

Número de discos por cadenas de aisladores de la línea según el tipo de estructura.
El número total de estructuras de la línea L-2232 es de 497.

Estructura	Cantidad	N° de cadena de aisladores por estructura	N° de aisladores por cadena	Sub total de aisladores
Suspensión simple	372	3	18	20088
Suspensión doble	58	6	18	6264
Anclaje simple	65	6	18	7020
Fin de la línea	2	6	18	216
Total	497			33588

Nota: Información obtenida de la ficha de registro.

Para buen tiempo:

Se tomó en cuenta la ecuación (1.23) y las condiciones de contaminación de las cadenas de aisladores de la línea L - 2232,

$$P_{AISLADORES} = 134.352kW$$

el valor real de pérdidas:

$$P_{AISLADORES} = 13.435kW$$

Para tiempo de lluvia:

Con la cuenta la ecuación (1.23), se obtiene:

$$P_{AISLADORES} = 369.468kW$$

nuevo valor de pérdida en los aisladores, es:

$$P_{AISLADORES} = 36.947kW$$

Luego de determinar las pérdidas de potencia por los tres efectos principales presentes en la línea de transmisión 2232, se determinó la Tabla 4.6.

Tabla N° 4.6:

Pérdidas de potencia totales.

Descripción	Buen tiempo	Lluvia
Pérdida por efecto Joule (kW)	573.011	573.011
Pérdidas Corona (kW)	58.180	180.560
Pérdidas en los aisladores (kW)	13.435	36.947
Total (kW)	644.626	790.518

Nota: Resultados obtenidos luego del procedimiento de cálculo de pérdidas de potencia.

Finalmente, aplicando la ecuación (1.23) se establece que el índice de pérdidas totales para buen tiempo es de 1.32% y 1.62% respecto a la demanda para el mes de marzo del 2021.

4.5. Pérdidas económicas

Se determinó las pérdidas económicas que provocan las pérdidas de potencia totales, para ello se usa los resultados obtenidos en la Tabla N° 4.6 y los datos proporcionados en los anexos O y anexo P, estas se reemplazaron en la ecuación (1.24) y los resultados obtenidos se muestran en la siguiente Tabla 4.7.

Tabla N° 4.7:

Pérdidas económicas totales.

Descripción	Buen tiempo	Tiempo de lluvia
Pérdida potencia (kW)	644.626	790.518
Pérdidas económicas (S/.)	30510.149	37415.217

Nota: Resultados obtenidos luego del procedimiento de cálculo de pérdidas de potencia y costos en líneas de transmisión.

V. DISCUSIÓN

Para hacer un análisis de las pérdidas de potencia en una línea de transmisión, son necesarios ciertos datos como voltaje y corriente de la línea de transmisión, la humedad relativa del aire, el estado y tipo del conductor, número de conductores por fase (Castro & Lorian, 2016). Según el estudio de (Ochoa, 2006) titulado *“Estimación de pérdidas técnicas en el sistema eléctrico de la empresa eléctrica municipal de San Pedro Sacatepéquez, San Marcos”* realizó un aproximado de pérdidas técnicas, para ello, necesitó el dimensionamiento de un nuevo tipo de conductor que se asemeje a las características requeridas por la carga (para ello, se necesita las características de este), a su vez también se tomó en cuenta los aisladores, cambiando en su mayoría por deterioro por años de trabajo. También se sostuvo que las pérdidas eléctricas son inevitables pero que en muchos casos se pueden controlar, ya sea a través de estadísticas de clima, frecuencia y uso de energía.

En nuestro trabajo se requirió los mismos datos para el análisis de pérdidas, la metodología de estos datos obtenidos fue mediante los métodos de observación y análisis documental, como se muestra en los anexos A, B y C. Esos datos fueron proporcionados por los ingenieros encargados de la línea de transmisión 2232.

Las pérdidas de potencia por efecto Joule se presentan en el conductor ya que por ahí se transporta la energía eléctrica, estas pérdidas suelen presentarse en forma de calor, la cual son expulsadas al mundo exterior, para ello, es necesario realizar una caracterización de la carga para un circuito en estudio, a partir de las pérdidas determinadas en la demanda máxima y del perfil de carga en un periodo específico (Ugarte Moreira, 2012). Según (Paredes Tapia, 2012) realizó su investigación en el *“Análisis de pérdidas del sistema de subtransmisión anillado a 138 kV de la empresa Eléctrica Quito S.A.”* Ésta se basó en un análisis técnico económico para determinar el estado actual del sistema eléctrico realizado mediante la modelación de todo el SEQ, mediante el programa computacional Power Factory de DigSILENT; considerando los escenarios de demandas: máxima, media y mínima. Con esto, encontró que las pérdidas de potencia para cada escenario son 3.9, 3.4 y 1.5 MW respectivamente, comprobando así que las pérdidas de potencia como de energía en el SEQ a nivel de 138 kV, no presentan valores superiores al 2.0%. Lo que

permite concluir que la operación de este sistema es confiable. Para nuestro trabajo de investigación se hizo el mismo procedimiento, lográndose determinar que las pérdidas son 871.465, 573.011 y 377.668 kW para el mismo escenario de demandas, representado 1.16% como valor promedio de pérdidas.

Las líneas de transmisión se diseñan en su mayoría para que el efecto corona que puedan presentarse sobre ellas, sea mínimo, puesto que también suponen una pérdida en su capacidad de transporte de energía. (Castro & Lorian, 2016) hace mención que en su aparición e intensidad influyen el voltaje de la línea de transmisión, la humedad relativa del aire, el estado de la superficie del conductor, el número de conductores por fase, etc. Según (Huamaní & L., 2015) en su estudio de *"Análisis del fenómeno efecto corona en la cadena de aisladores de la línea de transmisión L-1001 Machupicchu - Cachimayo"* establecen dos tipos de condiciones del conductor, para tiempo de lluvia y buen tiempo, a lo largo de todo el cálculo que realizó encontraron que las pérdidas por efecto corona son 239.98kW y 21.04 kW para cada tiempo respectivamente.

En nuestra investigación se determinó que estas pérdidas por efecto Corona son 58.15 kW y 180.56 KW. Puede apreciarse que los valores de pérdidas de ambos estudios para conductores en tiempo de lluvia son notoriamente diferentes, esto se puede deber a las condiciones climatológicas en los cuales fueron realizados cada estudio ya que, (Huamaní & L., 2015) realizó su trabajo en la ciudad del Cusco, mientras que nuestro trabajo fue realizado para el tramo del norte del país, por consiguiente, las lluvias, nieve, no están presentes en su trayectoria.

Para el fenómeno de pérdidas por efecto corona, se toma principalmente las condiciones atmosféricas del ambiente (lluvia, nieve o heladas), de modo que algunos electrones se desplazan por la superficie del plato aislador hasta llegar a la torre metálica para que finalmente, lleguen a tierra. Dicha corriente que recorre la superficie de los aisladores, da lugar a pérdidas de potencia en los aisladores (Rosas, 2002).

Según (Césare Coral, 2011) en su investigación titulada "Rehabilitación de líneas de transmisión costeras en 220 kV - línea 207 (línea de transmisión de 220 kV Lima-pisco)", estudia las pérdidas en la línea, longitudinal, transversal, corrientes de fuga, y fenómeno corona. Estableciendo las pérdidas de potencia 3.3W por aislador,

suponiendo aisladores limpios, en presencia de humedad muy baja. Esto conlleva a que las pérdidas obtenidas para esta investigación no excedieron los 50 kW para una línea de 220 kV y que generalmente son provocados por problemas de corrosión y polución. Césare también hizo un comparativo de las pérdidas por efecto aislador en el territorio costero del Perú, encontrándose entre los valores de 15.7 a 43.3 kW.

En nuestro trabajo de investigación, se encontró que las pérdidas por efecto aislador fueron de 13.435 y 36.947kW para buen tiempo y tiempo de lluvia respectivamente. Si bien es cierto, la zona costera del Perú, sus efectos climáticos no cambian bruscamente lo que hace que, estas pérdidas sean mínimas, además, con el estudio realizado por Césare, considera en su análisis las pérdidas unitarias de 3.3W mientras que, en nuestro caso, se consideró 4W, para buen tiempo y 11W para tiempo de lluvia.

El análisis económico debido a las pérdidas de potencia es fundamental en este estudio. Conociendo las pérdidas de potencia, el costo del precio de generación, el costo de tarifa de transmisión y costo de peajes, se determina el costo de pérdidas de potencia totales (Paredes Tapia, 2012). En nuestro trabajo de investigación estos valores referenciales están dadas en los Anexos N y O.

VI. CONCLUSIONES

Se logró determinar los parámetros necesarios para el cálculo de las pérdidas, dentro ellas son el voltaje y corriente de la línea de transmisión cuya tabla de valores se muestra en el anexo B, además, se encontró la presión atmosférica, temperatura ambiente y densidad de la zona costera donde recorre la línea de transmisión 2232 cuya tabla de valores se muestra en el anexo C. Finalmente con la ficha de registro se obtuvo las características del conductor es ACAR AWG 995 y la cantidad de aisladores que presenta la línea como se muestra en el anexo D.

Las pérdidas de potencia promedio por efecto Joule en la línea de transmisión 2232, durante el mes de marzo del 2021 fue de 573.011 kW la que representa el 1.16% de la potencia no entregada por la empresa ISA REP desde su punto de salida en la ciudad de Chimbote hasta su punto de llegada en la ciudad de Trujillo. De acuerdo al análisis realizado también se determinó que las pérdidas mínimas y máximas obtenidas para el mismo mes son de 377.668 y 871.465 kW representando un índice 0.94 y 1.44% respecto a la demanda máxima del dicho mes.

Se determinó que, si existen las pérdidas de potencia por efecto corona para la línea de transmisión 2232 para dos tipos de condiciones climatológicas, buen tiempo y tiempo de lluvia, cuyos valores fueron de 58.18 y 180.56 kW respectivamente, estos valores corresponden para el mes de marzo del 2021.

Las pérdidas por efecto aislador en la línea de transmisión 2232 durante el mes de marzo del 2021 fueron de 13.435 y 36.947 kW para dos tipos de condiciones climatológicas, buen tiempo y tiempo de lluvia.

Así mismo, se ha logrado determinar las pérdidas las pérdidas económicas ocasionadas por las tres diferentes pérdidas de potencias presentes en la línea en ambas condiciones climatológicas, estas ascienden a S/. 30510.149 y S/. 37415.217 para buen tiempo y tiempo de lluvia respectivamente.

Finalmente, se pudo determinar que las pérdidas técnicas totales en la línea de transmisión son 644.626 y 790.518KW para las diferentes condiciones climáticas, cuyos índices de pérdidas son 1.07 y 1.31% de la demanda máxima.

VII. RECOMENDACIONES

Si bien es cierto, de los resultados obtenidos el índice de pérdidas por el efecto Joule, son muy bajos, pero para reducir aún más una de las alternativas de solución es que el conductor sea de mayor calibre, esto ayudará a una mejor distribución de carga de la corriente lo que disminuirá el efecto Skin, por ende, las pérdidas por efecto Joule.

La alternativa de cambiar totalmente el conductor no es económicamente viable. La limpieza de los conductores constituye una excelente alternativa desde el punto de vista económico, para reducir las pérdidas de potencia en especial las pérdidas por efecto corona, dado el estado de contaminación acumulada, es preferible inicialmente limpiar los conductores.

Para disminuir las pérdidas por efecto aislador se debe realizar un mantenimiento de los aisladores de la línea de transmisión, realizando un correcto lavado de estas entre dos y cuatro veces por año. Se deben reemplazar los aisladores que estén desgastado su aislamiento, ya sea en la totalidad de la cadena de aisladores o parcialmente. En algunas cadenas de aisladores que le falte un componente aislante se debe subsanar completando la ferretería.

Todas estas recomendaciones harán que disminuyan las pérdidas técnicas de la línea de transmisión, esto ayudará a la reducción a costos que estos generan los cuales se pueden invertir para el mantenimiento general de la línea.

Bibliografía

- Barreto, Gomis, & Heredia. (2018). Operación Óptima del Sistema Eléctrico Aislado de la Isla San Cristóbal, con Generación Renovable y Vehículos Eléctricos. *Revista Técnica Energía*.
- Bonifaz, J. L. (2015). *Distribución eléctrica en el Perú: Regulación y Eficiencia*. Lima.
- Boylestad, R. L. (2011). *Introducción Al Análisis de Circuitos* (12va ed.). Prentice Hall.
- Bustamante, R. (2014). Determinación de límites de transmisión en sistemas eléctricos de potencia. *Ingeniería, investigación y tecnología*, 15(2), 271-286.
- Carrillo, S. R. (2017). *Análisis y Cálculo Digital de Pérdidas por Efecto Corona en Sistemas de Transmisión*. Quito.
- Castro, A., & Lorian, P. (2016). *Programa de reducción y control de pérdidas no técnicas en el alimentador CHS032 – 7ma. Sur, de la empresa Hidrandina S.A. Chimbote*.
- Césare Coral, L. (2011). *Rehabilitación de líneas de transmisión costeras en 220kV - línea 207 (línea de transmisión de 220 kV. Lima - Pisco)*. Lima.
- Diego, B. (2004). *Economía de la Energía*. Argentina: Universidad de Buenos Aires.
- Enerisis. (2012). *Convergencia de criterios de diseño de redes de media tensión*. Chile.
- Erix, R. (2008). *Análisis de la eficiencia en la distribución de electricidad: una aproximación no paramétrica al caso peruano*. Lima: Universidad Nacional del Callao.
- Fernández García, J. (2017). *Estudio de pérdidas técnicas en las redes eléctricas de distribución*. Leganés.
- Gutiérrez Espina, P. (2018). *Modelado de hilo sólido e hilo de Litz mediante capa equivalente para acelerar simulaciones por elementos finitos*. Madrid.

- Huamaní, D., & L., S. (2015). *Análisis del fenómeno efecto corona en la cadena de aisladores de la línea de transmisión L - 1001 Machupicchu - Cachimayo*. Cusco - Perú.
- Infazón, M. H. (2017). *Efecto skin en conductores*. Lima: Cite Energía.
- Jiménez, C. (2005). *Metodología para la estimación de pérdidas técnicas en una red de distribución de energía eléctrica*. Lima.
- Jiménez, R., Serebrisky, T., & Mercado, J. (2018). *"Dimensionando las pérdidas de electricidad en los sistemas de transmisión y distribución en América Latina y el Caribe"*. EE. UU.: Banco Interamericano de Desarrollo.
- Mundial, B. (2016). *Indicadores del desarrollo mundial*.
- Ochoa, O. J. (2006). *Estimación de pérdidas técnicas en el sistema de la empresa eléctrica municipal de san pedro Sacatepéquez, San Marcos*. Guatemala.
- Osinermin. (2016). *La industria de la electricidad en el Perú*.
- Paredes Tapia, L. A. (2012). *Análisis de pérdidas del sistema de subtransmisión anillado a 138 kv de la empresa Eléctrica Quito S.A*. Quito.
- Paricahua, & Fernández. (2017). *Estudio y análisis de una metodología para la estimación de pérdidas técnicas en redes de distribución de energía eléctrica en la región de puno 2017*. Puno.
- Pérez, O. (2000). *Seminario de Tópicos Especiales en Ingeniería de Alta Tensión, comparación de los Métodos de Peterson y EDF para el Cálculo de las Pérdidas Corona en Líneas de Tensión inferior a 220 kV*. Santiago de Chile.
- Roger, S. (2005). *Administración de operaciones: casos y conceptos contemporáneos*. México: Segunda edición. Mc-Graw Hill. .
- Rosas, R. M. (2002). *Cálculo de líneas y redes eléctricas*. Barcelona: Universitat Politècnica de Catalunya, SL.
- Smolenski, I. (2017). *Maquinas Eléctricas*. Moscú: Mir Moscú.
- Ugarte Moreira, S. (2012). *Estimación de pérdidas técnicas en baja tensión*. Costa Rica.

Ugarte Moreira, S. (2012). *Estimación de pérdidas técnicas en baja tensión*. Costa Rica.

Vargas, A. (2015). Reducao De Perdas Em Redes de Distribuicao de Energía Eléctrica a Través de Sistemas Classificadores. *Revista Controle & Automacao*.

ANEXO A: VARIABLES Y OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES

Tabla N° 3.1:

Matriz de operacionalización de variables.

VARIABLES	DEFINICIÓN CONCEPTUAL	DEFINICIÓN OPERACIONAL	INDICADORES	ESCALA DE MEDICIÓN
Pérdidas Eléctricas en Línea de Transmisión.	Se consideran 3 pérdidas principales, Efecto Joule, Efecto Corona y Efecto aislador. Y estos equivale a la diferencia entre la potencia comprada y la potencia vendida (Pérez, 2000).	Las pérdidas eléctricas se darán por efecto Joule, efecto corona y efecto aislador, que son medidos en kW.	Las pérdidas de potencia serán medidas en $[kW]$	Razón
Características de los elementos de la línea de transmisión.	Los elementos son el tipo de conductor, los aisladores y sus características técnicas son el calibre del conductor, resistencia eléctrica (Carrillo, 2017).	Los elementos son: Resistencia (ohmios) Se determina mediante prácticas de laboratorio y se encuentran en las fichas técnicas.	Resistencia eléctrica del conductor se medirá en $[\Omega]$. La sección del conductor se medirá en $[mm^2]$. Frecuencia de la corriente eléctrica [Hz]	Razón

Nota: Operacionalización de variables de estudio.

ANEXO B: FICHA DE OBSERVACIÓN I

INSTRUMENTO: FICHA DE OBSERVACIÓN I
Objetivo: Determinar el voltaje, corriente de la línea de transmisión 2232 en la ciudad de Trujillo.
Proyecto de investigación: “Análisis de pérdidas técnicas en la línea de transmisión 2232 en el distrito de La Esperanza, Provincia de Trujillo, Región La libertad”.
Autores: Cabanillas Rivera Jorge Luis Salazar Muñoz Jesús Alfredo

Fecha	Voltaje (KV)	Corriente (A)
01/03/2021	220.296275	159.51957
02/03/2021	224.916604	140.5101546
03/03/2021	224.869548	140.9872117
04/03/2021	223.64289	146.9888709
05/03/2021	223.683847	154.2473405
06/03/2021	225.27786	160.5806944
07/03/2021	224.600187	137.9650477
08/03/2021	220.578786	149.904994
09/03/2021	223.832288	136.2238287
10/03/2021	224.043404	143.4786051
11/03/2021	224.239099	139.7031984
12/03/2021	225.073948	141.2012826
13/03/2021	224.995926	142.9749083
14/03/2021	223.073968	140.9800249
15/03/2021	224.248134	118.981769
16/03/2021	225.55845	127.9896448
17/03/2021	225.740711	114.2022592
18/03/2021	224.442324	117.659486
19/03/2021	223.553281	126.2460134
20/03/2021	222.986227	133.0153189
21/03/2021	222.43217	120.0543486

22/03/2021	221.936344	126.4419119
23/03/2021	223.043721	131.2161043
24/03/2021	224.224409	123.5212536
25/03/2021	225.923217	116.5486459
26/03/2021	224.915189	118.8665924
27/03/2021	222.94822	122.2254258
28/03/2021	222.959035	166.266354
29/03/2021	224.375926	109.4547176
30/03/2021	225.619685	122.1887876
31/03/2021	225.492293	125.2069727

Nota: Datos de voltaje y corriente durante el mes de marzo del 2021 proporcionados por los ingenieros encargados de la línea de transmisión 2232.

ANEXO C: FICHA DE OBSERVACIÓN II

INSTRUMENTO: FICHA DE OBSERVACIÓN II
Objetivo: Determinar la presión atmosférica, temperatura ambiente y densidad de la zona costera donde recorre la línea de transmisión 2232.
Proyecto de investigación: “Análisis de pérdidas técnicas en la línea de transmisión 2232 en el distrito de La Esperanza, Provincia de Trujillo, Región La libertad”.
Autores: Cabanillas Rivera Jorge Luis Salazar Muñoz Jesús Alfredo

Fecha	Presión atmosférica (hPa)	Temperatura ambiente (°C)	Densidad relativa del aire (%)
01/03/2021	1014	26	84
02/03/2021	1013	26	84
03/03/2021	1014	26	83
04/03/2021	1014	27	85
05/03/2021	1014	26	87
06/03/2021	1015	26	83
07/03/2021	1015	26	83
08/03/2021	1016	26	85
09/03/2021	1015	26	84
10/03/2021	1015	26	86
11/03/2021	1015	28	84
12/03/2021	1015	27	86
13/03/2021	1014	26	85
14/03/2021	1014	26	87
15/03/2021	1014	26	86
16/03/2021	1014	26	85
17/03/2021	1014	25	86
18/03/2021	1015	27	85

19/03/2021	1016	27	84
20/03/2021	1015	26	86
21/03/2021	1015	26	84
22/03/2021	1014	26	85
23/03/2021	1014	26	83
24/03/2021	1013	28	83
25/03/2021	1014	28	85
26/03/2021	1015	28	85
27/03/2021	1015	28	84
28/03/2021	1015	28	86
29/03/2021	1016	25	85
30/03/2021	1015	24	84
31/03/2021	1015	28	84

Nota: Datos de presión, temperatura ambiente y densidad relativa del mes de marzo del 2021.

ANEXO D: FICHA DE REGISTRO

INSTRUMENTO: FICHA DE REGISTRO
Objetivo: Características del conductor y aisladores de la línea de transmisión 2232.
Proyecto de investigación: “Análisis de pérdidas técnicas en la línea de transmisión 2232 en el distrito de La Esperanza, Provincia de Trujillo, Región La libertad”.
Autores: Cabanillas Rivera Jorge Luis Salazar Muñoz Jesús Alfredo

Concepto	Características
Tipo de conductor	ACAR
Sección del conductor	498 mm ²
Radio del conductor (R)	1.425 cm
Radio del hilo (R_h)	0.204 cm
Cantidad de postes	497
Cantidad total de platos de aislador por poste	54
Número total de platos de aisladores en la línea de transmisión	33588
Longitud de la línea	133.75 km

Nota: Datos de voltaje y corriente durante el mes de marzo del 2021 proporcionados por los ingenieros encargados de la línea de transmisión 2232.

ANEXO E: CÁLCULO DE LA DEMANDA DIARIA DURANTE EL MES DE MARZO DEL 2021

Se encontró la potencia consumida de cada día, para ello, aplicamos la ecuación,

$$P = \sqrt{3}VI \cos \theta$$

Tabla 1:

Resultados del cálculo de la demanda diaria de la línea de transmisión

Fecha	Corriente (KA)	Voltaje (KV)	Demanda (MW)
01/03/2021	0.15951957	220.296275	57.2149609
02/03/2021	0.14051015	224.916604	51.4538304
03/03/2021	0.14098721	224.869548	51.6177238
04/03/2021	0.14698887	223.64289	53.5214696
05/03/2021	0.15424734	223.683847	56.1747036
06/03/2021	0.16058069	225.27786	58.8979698
07/03/2021	0.13796505	224.600187	50.450755
08/03/2021	0.10774421	220.578786	53.8354471
09/03/2021	0.13622383	223.832288	49.6437177
10/03/2021	0.14347861	224.043404	52.3368752
11/03/2021	0.13970320	224.239099	51.0042271
12/03/2021	0.14120128	225.073948	51.7430888
13/03/2021	0.14297491	224.995926	52.3748704
14/03/2021	0.14098002	223.073968	51.2029468
15/03/2021	0.11898177	224.248134	43.4407925
16/03/2021	0.1279896	225.55845	47.0026577
17/03/2021	0.11420226	225.740711	41.9732951
18/03/2021	0.11765949	224.442324	42.995221
19/03/2021	0.12624601	223.553281	45.9501785
20/03/2021	0.13301532	222.986227	48.2912204
21/03/2021	0.12005435	222.43217	43.4774412
22/03/2021	0.12644191	221.936344	45.6886118
23/03/2021	0.13121610	223.043721	47.6502981
24/03/2021	0.12352125	224.224409	45.0934081
25/03/2021	0.11654865	225.923217	42.8703054
26/03/2021	0.11886659	224.915189	43.5278362
27/03/2021	0.12222543	222.94822	44.3663855
28/03/2021	0.16626635	222.959035	60.3556498
29/03/2021	0.10945472	224.375926	39.9851956
30/03/2021	0.12218879	225.619685	44.8845447
31/03/2021	0.12520697	225.492293	45.9672687

Nota: Resultados de la demanda máxima obtenidos a partir de la ecuación, donde se consideró la corriente en (KA) y el voltaje en (KV) obtenido a partir de la ficha de observación.

ANEXO F: CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA POR EFECTO JOULE

Tabla 2:
Resultados de las pérdidas de potencia diaria.

Fecha	Corriente (KA)	Pérdidas (MW)
01/03/2021	0.15951957	0.802175252
02/03/2021	0.14051015	0.622381596
03/03/2021	0.14098721	0.626614964
04/03/2021	0.14698887	0.681098974
05/03/2021	0.15424734	0.750026638
06/03/2021	0.16058069	0.812882889
07/03/2021	0.13796505	0.600038988
08/03/2021	0.10774421	0.708391794
09/03/2021	0.13622383	0.584988709
10/03/2021	0.14347861	0.648956535
11/03/2021	0.13970320	0.615253392
12/03/2021	0.14120128	0.628519276
13/03/2021	0.14297491	0.644408072
14/03/2021	0.14098002	0.626551082
15/03/2021	0.11898177	0.446274592
16/03/2021	0.1279896	0.516405652
17/03/2021	0.11420226	0.411140926
18/03/2021	0.11765949	0.436410521
19/03/2021	0.12624601	0.502431274
20/03/2021	0.13301532	0.557756498
21/03/2021	0.12005435	0.454356882
22/03/2021	0.12644191	0.503991749
23/03/2021	0.13121610	0.542769704
24/03/2021	0.12352125	0.480977433
25/03/2021	0.11654865	0.428208992
26/03/2021	0.11886659	0.445411006
27/03/2021	0.12222543	0.470938761
28/03/2021	0.16626635	0.871465233
29/03/2021	0.10945472	0.377668087
30/03/2021	0.12218879	0.470656467
31/03/2021	0.12520697	0.494195002

Nota: Resultados de las pérdidas por efecto Joule por día obtenidos a partir de la ecuación 1.6, convirtiendo la corriente a (KA), además, con la resistencia del conductor para una temperatura de 75°C.

ANEXO G: CÁLCULO DE PORCENTAJE DE PÉRDIDAS RESPECTO A LA DEMANDA DIARIA

Tabla 3:

Resultados de índice de pérdidas.

Fecha	Demanda (MW)	Pérdidas (MW)	Porcentaje de pérdidas (%)
01/03/2021	57.2149609	0.802175252	1.40
02/03/2021	51.4538304	0.622381596	1.21
03/03/2021	51.6177238	0.626614964	1.21
04/03/2021	53.5214696	0.681098974	1.27
05/03/2021	56.1747036	0.750026638	1.34
06/03/2021	58.8979698	0.812882889	1.38
07/03/2021	50.450755	0.600038988	1.19
08/03/2021	53.8354471	0.708391794	1.32
09/03/2021	49.6437177	0.584988709	1.18
10/03/2021	52.3368752	0.648956535	1.24
11/03/2021	51.0042271	0.615253392	1.21
12/03/2021	51.7430888	0.628519276	1.21
13/03/2021	52.3748704	0.644408072	1.23
14/03/2021	51.2029468	0.626551082	1.22
15/03/2021	43.4407925	0.446274592	1.03
16/03/2021	47.0026577	0.516405652	1.10
17/03/2021	41.9732951	0.411140926	0.98
18/03/2021	42.995221	0.436410521	1.02
19/03/2021	45.9501785	0.502431274	1.09
20/03/2021	48.2912204	0.557756498	1.15
21/03/2021	43.4774412	0.454356882	1.05
22/03/2021	45.6886118	0.503991749	1.10
23/03/2021	47.6502981	0.542769704	1.14
24/03/2021	45.0934081	0.480977433	1.07
25/03/2021	42.8703054	0.428208992	1.00
26/03/2021	43.5278362	0.445411006	1.02
27/03/2021	44.3663855	0.470938761	1.06
28/03/2021	60.3556498	0.871465233	1.44
29/03/2021	39.9851956	0.377668087	0.94
30/03/2021	44.8845447	0.470656467	1.05
31/03/2021	45.9672687	0.494195002	1.08

Nota: Resultado de índice de pérdidas por efecto Joule para cada día del mes de marzo del 2021. Estos valores representan el porcentaje de la demanda en la cual se convierte en pérdidas por efecto Joule.

ANEXO H: CÁLCULO DE PRESIÓN ATMOSFÉRICA, DENSIDAD RELATIVA Y DMG ENTRE LOS CONDUCTORES

Presión atmosférica, a partir de la ecuación (1.12),

$$\log P_2 = \log 76 - \frac{34}{18336}$$

$$P_2 = 10^{\log 76 - \frac{34}{18336}}$$

$$P_2 = 75.676 \text{ cm de Hg}$$

Densidad relativa del aire, con la ecuación (1.10), considerando la temperatura promedio del mes fue de $T_2 = 26.452^\circ\text{C}$, entonces

$$\delta = \frac{3.92 \cdot 75.676}{273 + 26.452}$$

$$\boxed{\delta = 0.991}$$

Factor C, se reemplazó los datos en la ecuación (1.19)

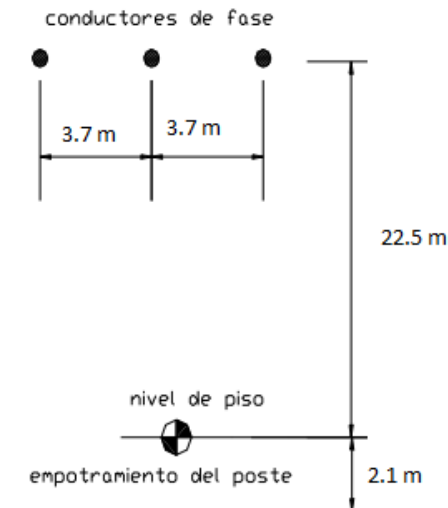
$$C = 1 - \frac{\text{sen} \left[\frac{\pi}{2} + \frac{\pi}{18} \right]}{\frac{\pi}{2} + \frac{\pi}{18}}$$

$$\boxed{C = 0.436}$$

Distancia media geométrica, considerando que la distancia de separación de los conductores es:

Figura 1:

Esquema del tipo de estructura para el cálculo del DMG.



Nota: Valores obtenidos de la inspección visual de la línea de transmisión.

$$DMG = \sqrt[3]{d_1 \times d_2 \times d_3}$$

Reemplazando las distancias, se encontró que la distancia media geométrica es:

$$DMG = \sqrt[3]{370 \times 370 \times 2 \times 370}$$

$$DMG = 466.171 \text{ cm}$$

ANEXO I: CÁLCULO DE LA TENSIÓN CRÍTICA DISRUPTIVA PARA DOS CONDICIONES DEL CONDUCTOR

Para buen tiempo:

Considerando los valores de $\delta = 0.991$ y $m = 0.75$:

$$e_{d1} = 48.6(0.991)^{\frac{2}{3}}(0.75) \left[\frac{\text{Log}_{10} \left(\frac{466.171}{(0.436)(0.204)} \right) + (18-1)\text{Log}_{10} \left(\frac{466.171}{1.425 - (0.436)(0.204)} \right)}{\frac{1}{(0.436)(0.204)} + \frac{18-1}{2(1.425 - (0.436)(0.204))}} \right]$$

$$e_{d1} = 96.614kV$$

Para el tiempo de lluvia:

Considerando los valores de $\delta = 0.991$ y $m = 0.6$

$$e_{d2} = 48.6(0.991)^{\frac{2}{3}}(0.6) \left[\frac{\text{Log}_{10} \left(\frac{466.171}{(0.436)(0.204)} \right) + (18-1)\text{Log}_{10} \left(\frac{466.171}{1.425 - (0.436)(0.204)} \right)}{\frac{1}{(0.436)(0.204)} + \frac{18-1}{2(1.425 - (0.436)(0.204))}} \right]$$

$$e_{d2} = 77.291kV$$

ANEXO J: CÁLCULO DE GRADIENTE CRÍTICO SUPERFICIAL Y FACTOR ϕ

Para buen tiempo:

$$E_0 = \frac{30(0.991)(0.75)}{\sqrt{2}}$$

$$E_0 = 15.767 \text{ kV / cm}$$

Para tiempo de lluvia:

$$E_0 = \frac{30(0.991)(0.6)}{\sqrt{2}}$$

$$E_0 = 12.613 \text{ kV / cm}$$

Con el gradiente crítico superficial (Disruptivo), se calculó el factor x , luego ϕ

Para buen tiempo:

$$x = \frac{16.375 \text{ kV/cm}}{15.894 \text{ kV / cm}}$$

$$x = 1.063 < 1.437$$

Entonces;

$$\phi = 10^{16.146(1.055)^4 - 68.677(1.055)^3 + 108.34(1.055)^2 - 72.931(1.055) + 15.631}$$

$$\phi = 0.045$$

Para tiempo de lluvia:

$$x = \frac{16.375 \text{ kV/cm}}{12.613 \text{ kV / cm}}$$

$$x = 1.298 < 1.437$$

Entonces;

$$\phi = 10^{16.146(1.298)^4 - 68.677(1.298)^3 + 108.34(1.298)^2 - 72.931(1.298) + 15.631}$$

$$\phi = 0.139$$

ANEXO K: CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS POR EFECTO CORONA

Radio del conductor: $R = 1.425 \text{ cm}$

Distancia media geométrica: $DMG = 466.171 \text{ cm}$

Tensión eficaz de operación fase-neutro: $V = 127.51 \text{ kV}$

Frecuencia de operación: $f = 60 \text{ Hz}$

Para buen tiempo:

$$P_{PETERSON} = \frac{20.95 \times 10^{-6} (60) (127.51)^2}{\left(\log \left(\frac{466.171}{1.425} \right) \right)^2} (0.045)$$

$$P_{PETERSON} = 0.145 \text{ [kW/km/fase]}$$

Para tiempo de lluvia

$$P_{PETERSON} = \frac{20.95 \times 10^{-6} (60) (127.51)^2}{\left(\log \left(\frac{466.171}{1.425} \right) \right)^2} (0.139)$$

$$P_{PETERSON} = 0.450 \text{ [kW/km/fase]}$$

ANEXO L: CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR EFECTO AISLADOR

Para buen tiempo:

Se tomó en cuenta la tabla 5.4, la ecuación (1.23) y las condiciones de contaminación de las cadenas de aisladores de la línea L - 2232, además la pérdida unitaria del aislador para la evaluación en buen tiempo es:

$$P = 4 \text{ W}$$

$$P_{AISLADORES} = \frac{(33588)(4)}{1000}$$

$$P_{AISLADORES} = 134.352 \text{ kW}$$

Es importante mencionar en esta parte, que es poco probable que los discos pertenecientes a las cadenas de aisladores, tengan todos simultáneamente el mismo valor de pérdidas unitarias. Por consiguiente, se tomó en consideración solo un factor porcentual, esto es el 10% de la pérdida total en aisladores de la línea L - 2232, resultando nuevos valores de pérdidas en los aisladores, esto es:

$$P_{AISLADORES} = (134.352 \text{ kW})(10\%)$$

$$P_{AISLADORES} = 13.435 \text{ kW}$$

Para tiempo de lluvia:

Se tomó en cuenta las condiciones de contaminación de las cadenas de aisladores de la línea L - 2232, y se consideró para la evaluación en buen tiempo como pérdidas unitarias del aislador:

$$P = 11 \text{ W}$$

$$P_{AISLADORES} = \frac{(33588)(11)}{1000}$$

$$P_{AISLADORES} = 369.468kW$$

Al igual que en el caso anterior, se tomó en consideración solo un factor porcentual, esto es el 10% de la pérdida total en aisladores de la línea L - 2232, resultando nuevos valores de pérdidas en los aisladores, esto es:

$$P_{AISLADORES} = (369.468kW)(10\%)$$

$$P_{AISLADORES} = 36.947kW$$

ANEXO M: CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS ECONÓMICAS

Según los datos del Anexo N y Anexo O, obtuvimos los siguientes datos:

Tabla 4:

Datos de precios de la línea de transmisión.

Descripción	Valor
PPM : Precio de generación eléctrica [$S./kW - mes$]	20.72
TT : Tarifa de transmisión [$S./kW - mes$]	15.47
$PTSGT$: Cargo de Peaje de Transmisión [$S./kW - mes$]	11.14
$P_{Pér Pot}$: Pérdidas de potencia [kW]	644.626 790.518

Nota: Datos para el cálculo de pérdidas económicas, datos obtenidos de informe técnico de Osinergmin.

Reemplazando dichos valores en la ecuación (1.24), se dividió el análisis para un buen tiempo y tiempo de lluvia, con esto se tiene:

Buen tiempo:

$$C_{Pér Potencia} = (PPM + TT + PTSGT) \cdot P_{Pér Pot}$$

$$C_{Pér Potencia} = (20.72 + 15.47 + 11.14) \cdot (644.626)$$

$$C_{Pér Potencia} = S / .30510.149$$

Tiempo de lluvia:

$$C_{Pér Potencia} = (PPM + TT + PTSGT) \cdot P_{Pér Pot}$$

$$C_{Pér Potencia} = (20.72 + 15.47 + 11.14) \cdot (790.518)$$

$$C_{Pér Potencia} = S / .37415.217$$

ANEXO N: ACTUAL ESTADO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

Figura 2:

En las imágenes se muestran algunas estructuras de la línea de transmisión 2232 sin plato de aisladores, ello hace notar la falta de mantenimiento de la línea, lo que conlleva pérdidas eléctricas.



ANEXO O: TARIFAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN.

Figura 3:

Resolución de consejo directivo organismo supervisor de la inversión en energía y minería Osinergmin N° 025-2019-OS/CD.

Barra de Referencia de Generación	Tensión kV	PPM S/ /kW-mes	PEMP ctm. S/ /kWh	PEMF ctm. S/ /kWh
SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)				
Zorritos	220	20,72	15,89	14,65
Talara	220	20,72	15,76	14,55
Piura Oeste	220	20,72	15,91	14,71
La Niña	220	20,72	15,84	14,71
Chiclayo Oeste	220	20,72	15,88	14,71
Carhuaquero	220	20,72	15,66	14,47
Carhuaquero	138	20,72	15,67	14,47
Cutervo	138	20,72	15,81	14,53
Jaen	138	20,72	15,93	14,57
Guadalupe	220	20,72	15,86	14,72
Guadalupe	60	20,72	15,89	14,74
La Ramada	220	20,72	15,52	14,25
Cajamarca	220	20,72	15,66	14,42
Trujillo Norte	220	20,72	15,80	14,71
Chimbote 1	220	20,72	15,73	14,68
Chimbote 1	138	20,72	15,75	14,64
Paramonga Nueva	220	20,72	15,52	14,46
Paramonga Nueva	138	20,72	15,50	14,45
Paramonga Existente	138	20,72	15,46	14,43
Huacho	220	20,72	15,53	14,60
Lomera	220	20,72	15,63	14,80
Zapallal	220	20,72	15,70	14,94
Carabaylo	220	20,72	15,65	14,90
Ventanilla	220	20,72	15,82	15,08
La Planicie	220	20,72	15,57	14,90
Lima (1)	220	20,72	15,84	15,11
Cantera	220	20,72	15,59	14,89
Chilca	220	20,72	15,49	14,88
Asia	220	20,72	15,54	14,90
Alto Praderas	220	20,72	15,63	15,01
Independencia	220	20,72	15,62	14,86
Ica	220	20,72	15,68	14,89

Nota: Los Precios en Barra de los Sistemas Aislados corresponden a los costos medios de generación y transmisión correspondientes a la inversión, operación y mantenimiento del conjunto de Sistemas Aislados de cada empresa, donde *PPM* : Precio de generación eléctrica [*S.//kW – mes*].

ANEXO P: PEAJES EN LINEAS DE TRANSMISIÓN.

Figura 4:

Peajes por conexión y de transmisión unitarios en el SEIN

N°	Instalación de Transmisión de SGT	PTSGT* S//kW-mes
1	Línea Chilca -Zapallal (Tramos 1 y 2)	0,447
2	LT 220 kV Carhuamayo-Paragsha y subestaciones asociadas – Tramo 1	0,072
3	L.T. Paragsha-Conococha y subestaciones asociadas – Tramo 2	0,063
4	Ampliación de la Subestación Cajamarca 220 kV – SVC	0,081
5	LT 220 kV Conococha-Huallanca y subestaciones asociadas – Tramo 3	0,177
6	LT 220 kV Huallanca-Cajamarca y subestaciones asociadas - Tramo 4	0,329
7	Línea Talara Piura 220 kV (2do circuito)	0,100
8	Línea Zapallal – Trujillo 500 kV	1,144
9	Línea Pomacocha - Carhuamayo 220 kV	0,048
10	Línea Socabaya - Tintaya 220 kV	0,282
11	Línea Chilca – Marcona –Montalvo 500 kV	2,085
12	Línea Trujillo - Chiclayo 500 kV	0,680
13	Línea Machupicchu – Abancay - Cotaruse 220 kV	0,500
14	Línea Carhuaquero- Cajamarca Norte- Cáclic- Moyobamba 220 kV	0,726
15	Línea de Transmisión 500 kV Mantaro – Marcona – Socabaya Montalvo y Subestaciones Asociados	1,755
16	Refuerzo de Línea Trujillo – Chiclayo	0,005
17	Línea Machupicchu–Quencoro–Onocora–Tintaya 220 kV	0,657
18	Subestación Carapongo y enlaces de conexión (1er etapa)	0,271
19	Línea Azángaro-Juliaca-Puno 220 kV	0,240

Nota: Los cargos PTS GT se aplicarán debidamente actualizados, según lo establecido en el artículo 16° de la presente resolución. Donde *PTSGT* : Cargo de Peaje de Transmisión [S./kW – mes].