

# Repotenciación de una Línea de Transmisión de 230 kV con Conductores de Última Generación Tipo “T”

Cristhian Pazmiño

Escuela Politécnica Nacional (EPN), Quito, Ecuador

**Resumen** – El presente trabajo plantea el estudio técnico – económico para repotenciar una línea de transmisión próxima a saturarse, estableciendo la selección óptima de un conductor tipo “T”, se determina que este tipo de conductores muestran poca variación en circunstancias ambientales adversas en las que los conductores usuales presentarían desventajas eléctricas y mecánicas.

La necesidad de transmitir una mayor cantidad de potencia aprovechando la infraestructura actual del S.N.T., es la valoración económica que se presenta, usando el costo de la inversión versus los beneficios que generaría la repotenciación con conductores de última generación tipo “T”.

## INTRODUCCIÓN

Para determinar la línea de transmisión saturada en el Sistema Nacional de Transmisión, se corrió flujos de carga por medio del software DIGSILENT Power Factory 13.2, para los años comprendidos entre 2008 hasta el 2016, para los dos tipos de estaciones que nuestro país posee: seca y lluviosa; y en los tres tipos de demandas: mínima, media y máxima; con estas corridas se evidencio la Línea de transmisión Paute – Pascuales a 230 [kV] estaba saturada.

La valoración económica se basa principalmente en el costo de los conductores tipo “TW” a las familias ASCR/TW, ACSS/TW, ACCC/TW para la línea de transmisión Paute – Pascuales 230 [kV], considerando la utilización de las actuales torres existentes en la línea de transmisión.

Se establece una comparación entre las propiedades mecánicas y eléctricas usando el “Método Determinístico, Current-Temperature Characteristics of Aluminium Conductors”.

Variando las condiciones iniciales y finales de una línea de transmisión, mediante el uso de la Ecuación del Cambio de Condiciones se evidenciando las ventajas de los conductores tipo “T” sobre los conductores convencionales.

Por medio de una modelación, donde se usaron datos reales de conductores, aplicados al caso especial del cruce aéreo del Río Guayas (L/T Milagro - Las Esclusas a 230 kV), se muestra una flecha menor la que presentan los conductores convencionales,

evidencio las ventajas mecánicas de conductores tipo “T”.

## CARACTERÍSTICAS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

### A. Niveles de Voltaje

Se considera el valor de voltaje nominal al valor de tensión eficaz entre fases, y se permite hasta un 5% de regulación en voltaje; por tanto, el voltaje máximo eficaz que puede presentarse en una línea de transmisión, en condiciones normales de operación, sin considerar las variaciones de tensión de corta duración debidas a efectos o a desconexiones bruscas de cargas importantes, se presenta en la Tabla I.

TABLA I VOLTAJES DE TRANSMISIÓN DEL S.N.T.

BANDAS DE VARIACION DE VOLTAJE		
Sistema Nacional de Transmisión		
Barra de 230 [kV]	Barra de 138 [kV]	Barra de 69, 46 y 34.5 [kV]
+/- 5% del voltaje nominal	+ 5% / -7% del voltaje nominal	+/- 3% del voltaje nominal
FACTORES DE POTENCIA EN PUNTOS DE ENTREGA		
Distribuidores y Grandes consumidores	Demanda Punta	0.96 o superior inductivo
	Demanda Media	0.96 o superior inductivo
	Demanda Mínima	0.96 o menor inductivo

## PÉRDIDAS EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

### A) Pérdidas por Efecto Corona

La descarga corona corresponde a una descarga parcial en un gas, localizada en una zona limitada del espacio y que no significa la pérdida completa de las propiedades aislantes del gas, por cuanto el resto del gas conserva sus propiedades dieléctricas originales. Se presenta en campos no uniformes, en zonas con grandes intensidades de campo, o cuando la dimensión de los electrodos es mucho menor que la distancia que los separa.

Efectos más importantes causados por el efecto corona:

- Pérdidas de energía
- Radio interferencias

Otros efectos:

- Deterioro del material
- Producción de compuestos contaminantes

Las pérdidas por efecto corona en una línea de transmisión dependen principalmente de la diferencia de potencial entre los conductores y tierra, más exactamente del gradiente de potencial en la superficie de los conductores y de las condiciones climáticas a lo largo de la línea.

Aunque este fenómeno no afecta a la resistencia de manera directa, influye en la operación de la línea de transmisión, debido a que la presencia del efecto corona producen pérdidas adicionales.

Las pérdidas pueden ser nulas con tiempo bueno y alcanzar valores elevados con lluvias intensas, es evidente que una buena evaluación de estas pérdidas requiere conocimiento de las condiciones meteorológicas de las regiones que la línea atraviesa, registros climáticos de muchos años, de los cuales con procedimientos estadísticos se extrae el número de horas de lluvia que finalmente permite efectuar la evaluación de las pérdidas anuales.

La tensión para que el gradiente de potencial sea igual a la rigidez dieléctrica del aire, se llama “tensión crítica disruptiva”, y aquella para la cual comienzan los efluvios, se llama “tensión crítica visual”, la tensión crítica disruptiva es mayor que la tensión crítica visual. Los cálculos de las pérdidas por efecto corona se realizan siempre con valores de la tensión disruptiva.

El cálculo de las pérdidas por efecto corona tienen varios métodos:

- Método de F. W. Peek
- Método de Peterson
- Método de Electricité de France (EDF)

#### PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE.

Cuando se construye una línea de transmisión se debe considerar que es una obra de gran duración, 15 a 50 años o más, por lo que debe considerarse que transportara energía durante por lo menos 10 años, en las condiciones de en las que fue construida la línea.

Las pérdidas por calentamiento, llamadas también pérdidas por efecto Joule, en una línea, dependen de la resistencia óhmica de los cables, no de su impedancia.

$$P_J = i^2 \cdot R_L \quad (1)$$

La línea inicia transportando cierta potencia inicial “P0”, y alcanza una potencia final “Ps”, por lo que existe un valor medio de potencia “Pm” que permite determinar la energía total transmitida a lo largo de los años que se estudian.

$$E = P_m \cdot n = P_0 + P_1 + \dots + P_i + P_s \quad (2)$$

#### EFECTO SKIN

La distribución de la corriente en la sección del conductor es uniforme sólo en corriente continua. En corriente alterna, a medida que aumenta la frecuencia, las diferencias entre la densidad de corriente en las distintas zonas de sección transversal del conductor se hace más notorias.

Para considerar que no existe tal variación se considerará lo siguiente:

- Las dimensiones del conductor son uniformes, es decir, si seccionamos el conductor en diferentes tramos, todas las secciones obtenidas serán iguales.
- La corriente será la misma para toda la longitud del conductor.
- Tomando en cuenta las dos suposiciones anteriores se asume que la sección transversal del conductor será una superficie equipotencial.

Por lo general, la corriente en los conductores se incrementa desde el interior hacia el exterior, pero para conductores con radios grandes, se obtiene una densidad de corriente oscilatoria con respecto a la distancia radial desde el centro del conductor.

El efecto de proximidad, es el efecto de la influencia de otros conductores sobre los conductores más próximos. La corrección del efecto skin, teniendo en cuenta el número de subconductores del haz es:

$$R_2 = \frac{R_1 \cdot k_{skin}}{n \cdot s \cdot c} \quad (3)$$

El valor skin surge del cálculo del efecto pelicular, se determina un valor auxiliar:

$$x = 0,063598 \sqrt{\frac{\mu \cdot f}{1,609 \cdot R_1}} \quad (4)$$

Donde:

$\mu$ : Permeabilidad, en materiales no magnéticos es igual a 1

R1: Resistencia en [ $\Omega$ /milla]

f: Frecuencia en [Hz]

$$k_{skin} = 1 + \frac{x^4}{192 + 0,8 \cdot x^4} \quad (5)$$

El valor determinado de R<sub>2</sub> no coincide con la resistencia efectiva, se inducen corrientes en los cables de guarda y todas estas pérdidas atribuidas a los conductores incrementan aun más la resistencia.

$$\vec{\nabla}^2 \vec{E} - \mu \cdot \epsilon \cdot \frac{\partial^2 \vec{E}}{\partial t^2} = \mu \cdot \frac{\partial \vec{J}}{\partial t} + \vec{\nabla} \cdot \frac{\rho}{\epsilon} \quad (6)$$

La ecuación 2.39 es la ecuación general de onda que describe el comportamiento general de un campo electromagnético. Esta ecuación rige el caso general, que al particularizar para un medio material que sea buen conductor, no hay densidad volumétrica de carga, es decir " $\rho/\epsilon = 0$ ".

En un conductor, homogéneo e isótropo se verifica que " $J = \sigma \cdot E$ ", considerando esto tenemos que:

$$\vec{\nabla}^2 \vec{E} - \mu \cdot \epsilon \cdot \frac{\partial^2 \vec{E}}{\partial t^2} - \mu \sigma \cdot \frac{\partial \vec{E}}{\partial t} = 0 \quad (7)$$

Cuando tenemos un buen conductor, las corrientes de conducción son muy superiores a las de desplazamiento, es decir  $\sigma \gg \epsilon$ , quedando así:

$$\vec{\nabla}^2 \vec{J} - \mu \sigma \cdot \frac{\partial \vec{J}}{\partial t} = 0 \quad (8)$$

Resolviendo esta ecuación para el eje "Z", se tiene:

$$J = J_0 \cdot e^{-az} \quad (9)$$

Donde:

J: Densidad de corriente en el interior del conductor

J<sub>0</sub>: Densidad de corriente en la superficie del conductor

Z: Distancia a la superficie del conductor

a: Constante de atenuación, igual a:

$$a = \sqrt{\frac{\omega \cdot \mu \cdot \sigma}{2}} = \sqrt{\pi \cdot f \cdot \mu \cdot \sigma}$$

Donde:

$\omega$ : Pulsación

f: Frecuencia

$\mu$ : Permeabilidad magnética

$\sigma$ : Conductividad

En la superficie del conductor " $J = J_0$ ", a medida que se aproxima al interior del conductor, la densidad de corriente disminuye de forma exponencial. Teniendo:

$$\lambda = \frac{1}{a} \sqrt{\frac{1}{\pi \cdot f \cdot \mu \cdot \sigma}} \quad (10)$$

La distancia de penetración " $\lambda$ " varía significativamente con la frecuencia, si la frecuencia aumenta la " $\lambda$ " disminuye. Para conductores superiores a " $3\lambda$ " la corriente circulará por la corona.

Dado este mal aprovechamiento en la circulación de la corriente por el conductor, se produce un aumento en la resistencia efectiva en comparación a la resistencia en corriente continua.

Los conductores empleados en las líneas de transmisión aéreas de alto voltaje, no tienen radios superiores a los " $3\lambda$ ". Por este motivo, para comparara las resistencias en corriente alterna y en corriente continua usaremos la fórmula de Rayleigh:

$$R = \left[ 1 + \frac{10^{-8}}{12} \left( \frac{2 \cdot \pi \cdot f \cdot \mu}{R_o} \right)^2 - \frac{10^{-16}}{180} \left( \frac{2 \cdot \pi \cdot f \cdot \mu}{R_o} \right)^4 \right] R_o \quad (11)$$

Donde:

R: Resistencia en [ $\Omega/\text{km}$ ]

R<sub>O</sub>: Resistencia en corriente continua [ $\Omega/\text{km}$ ]

f: Frecuencia de trabajo [Hz]

$\mu$ : Permeabilidad magnética igual a  $4\pi \times 10^{-4}$  [Wb/A.km]

En la ecuación 6 se nota que para los conductores de líneas de transmisión se tiene diferencias apreciables entre la resistencia de corriente alterna y la resistencia de corriente continua. Básicamente se debe este fenómeno al mayor diámetro, mientras que para los conductores de menor diámetro la diferencia es prácticamente nula.

#### PÉRDIDAS POR DISPERSIÓN SOBRE LAS CADENAS DE AISLADORES.

Se producen por derivación de corriente sobre las cadenas de aisladores que sostienen los cables en las estructuras de suspensión y los amarran en las estructuras de retención.

A los efectos de los cálculos, se la considera distribuida a lo largo de la línea dicha corriente. En líneas de 230 [kV], se estima una pérdida aproximada de 15 [W] por cadena de aisladores.

#### POTENCIA CARACTERÍSTICA DE UNA LÍNEA.

Se llama "potencia característica" o "potencia natural" de una línea de transmisión, a la potencia correspondiente a la impedancia característica Z<sub>C</sub>.

Transportando su potencia natural la línea de transmisión funcionará con un factor de potencia constante en todos los puntos, es decir:

$$\cos \varphi_1 = \cos \varphi_2 = \cos \varphi_n = \cos \varphi \quad (12)$$

El funcionamiento de la línea bajo este concepto, supone la operabilidad de la línea en las condiciones óptimas de trabajo en el transporte de energía.

Así, tenemos que la potencia característica es igual a:

$$P_C = \frac{U_2^2}{Z_C} \quad [\text{MW}] \quad (13)$$

Donde:

U2: Voltaje al final de la línea, en [kV]  
 ZC: Impedancia característica de la línea

Siendo:

$$\overline{Z_C} = \sqrt{\frac{\overline{Z_K}}{\overline{Y_K}}} = \sqrt{\frac{R + jWL}{G + jWC}} \quad [\Omega] \quad (14)$$

#### TENSIÓN ÓPTIMA DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.

Para lograr una tensión óptima en la línea de transmisión, es preciso lograr una relación adecuada entre el valor de tensión elegida con la potencia a transmitir y la longitud que tendrá la línea, tomando en consideración de las pérdidas que presentan las líneas bajo diversas circunstancias expuestas anteriormente.

Pues si la tensión es baja y la potencia a transmitir es alta, tendremos muchas pérdidas y baja calidad de servicio, mientras que si la tensión es demasiado alta, tendremos altos costos en equipamientos e instalación, lo que atenta contra la viabilidad del proyecto a ser realizado.

#### CARACTERÍSTICAS DE LOS CONDUCTORES DE ALUMINIO.

Independientemente de las características eléctricas y mecánicas que conducen a la elección de un tipo de conductor u otro, se deben siempre tomar en cuenta los principios básicos de uso del tipo de material que están hecho los conductores.

Se debe tomar en cuenta:

- Peso específico
- Resistividad “resistencia específica”
- Coeficiente de temperatura
- Módulo de elasticidad
- Coeficiente de alargamiento
- Carga de rotura
- Límite de elasticidad
- Coeficiente de dilatación lineal
- Calor específico
- Alargamiento a la rotura “AR [%]”

$$AR(\%) = \frac{l - l_0}{S_0} \times 100 \quad (17)$$

Donde:

l: Longitud después de la rotura  
 l0: longitud inicial  
 S0: Sección transversal inicial

#### RESISTENCIA MECÁNICA DE TRACCIÓN DE LOS CONDUCTORES.

La máxima tracción de un conductor está dada por:

$$T_{material} = S_{material} \times \sigma_{material} \quad (18)$$

Donde:

Tmaterial: tensión máxima a la tracción del material “Al, Cu, Acero, etc.”

σmaterial: carga de rotura del material

Smaterial: sección del conductor

Para el Al:

$$T_{Al} = S_{Al} \times \sigma_{Al} \quad (19)$$

Para el Cu:

$$T_{Cu} = S_{Cu} \times \sigma_{Cu} \quad (20)$$

Dividiendo (19) y (20) se tiene:

$$\frac{T_{Cu}}{T_{Al}} = \frac{S_{Cu} \times \sigma_{Cu}}{S_{Al} \times \sigma_{Al}}$$

$$\frac{T_{Cu}}{T_{Al}} = \frac{S_{Cu} \times 45}{1,61 \cdot S_{Cu} \times 20}$$

$$T_{Cu} = 1,40 \cdot T_{Al} \quad (21)$$

#### PESOS DE LOS CONDUCTORES.

El peso de cada material esta dado por:

$$P_{material} = S_{material} \cdot L \cdot d_{material} \quad (22)$$

Donde:

Pmaterial: peso del material “Al, Cu, Acero, etc.”

Smaterial: sección del conductor

dmaterial: densidad del material

Para el Al:

$$P_{Al} = S_{Al} \cdot L \cdot d_{Al} \quad (23)$$

Para el Cu:

$$P_{Cu} = S_{Cu} \cdot L \cdot d_{Cu} \quad (24)$$

$$P_{Cu} = 2,2 \cdot P_{Al} \quad (25)$$

Se puede evidenciar que el peso del Cu es mayor que el del Al, es decir el conductor de Al pesa 49% el peso del conductor de Cu. Esto es una ventaja muy importante.

#### COSTO DE LOS CONDUCTORES.

Los costos de un material específico esta dado por la siguiente ecuación:

$$C_{material} = P_{material} \cdot P_{material} \quad (26)$$

Donde:

Cmaterial: costo del material “Al, Cu, Acero, etc.”

Pmaterial: peso del material

$p_{material}$ : precio unitario del material

Para el Al:

$$C_{Al} = P_{Al} \cdot p_{Al} \quad (27)$$

Para el Cu:

$$C_{Cu} = P_{Cu} \cdot p_{Cu} \quad (28)$$

$$P_{Cu} = 6,56 \cdot P_{Al} \quad (29)$$

#### CONDUCTORES MÁS USADOS EN 230 [kV].

Existen cinco diseños en uso común:

- AAAC: “Diseños homogéneos”, conductor de aleación de aluminio.
- ACSR: “Diseños compuestos”, conductor de aluminio con refuerzo de acero.
- AAC: Conductor de aluminio, clases AA; A; B y C.
- AACSR: Conductor de aleación de aluminio con refuerzo de acero.
- ACAR: Conductor de aluminio con refuerzo de aleación.

#### SELECCIÓN CON CRITERIO ELÉCTRICO.

El conductor es el componente que justifica la existencia de la línea, en rigor toda la obra se hace para sostenerlo, siendo la elección acertada del conductor la decisión más importante en la fase de proyecto de una línea de transmisión.

La correcta elección del conductor, es una variable importante en los parámetros de la línea, otras variables son en particular la tensión, la energía a transportar, etc. Debe tenerse presente que de la correcta elección del conductor es proporcional al costo incremental de la energía que la línea transmite.

Las características eléctricas y mecánicas del conductor influyen en el diseño de las torres, y su ubicación en el terreno, puede deducirse que existe una familia de conductores que satisfacen técnicamente la relación existente entre torre y conductor, pero solo uno es el más apto para satisfacer las reglas de las cuales no debe apartarse para el diseño de la línea de transmisión.

La selección del calibre o tamaño del conductor requerido para una aplicación, se determina mediante:

- Corriente requerida por la carga
- Caída de tensión admisible
- Corrientes de cortocircuito

El problema de la determinación de la capacidad de conducción de corriente es un problema de transferencia de calor. Ya sea en condiciones normales de operación, como en sobrecargas y en cortocircuito. El objetivo fundamental es lograr un diseño con mínimos costos de la obra teniendo en cuenta su

construcción y funcionamiento durante un periodo dado.

El objetivo es minimizar:

- Pérdidas de transporte de energía.
- Costo de las instalaciones de transporte de energía.

Las pérdidas presentadas en las líneas de transmisión de energía debido al efecto Joule y al efecto Corona “ligados respectivamente a la corriente y a la tensión aplicada”, se reducen aumentando el diámetro del conductor, que implica un aumento de sección, e incrementos en los costos de las instalaciones no es entonces posible reducir pérdidas y simultáneamente reducir el costo de la obra.

Por otra parte como toda obra, las líneas tienen una vida económicamente útil, en la cual se espera amortizar el capital invertido.

Las pérdidas de transmisión representan la energía producida o adquirida (por quien explota la línea) y no vendida, las inversiones realizadas en las instalaciones deben amortizarse en el plazo de vida útil establecido, y esto tiene un costo financiero y por lo tanto el costo de transporte depende de la suma del costo de pérdidas y costos financieros, que cuando alcanzan el mínimo, minimizan el costo de transporte.

Para cálculos de esta índole es usual determinar el costo anual de energía e instalaciones.

#### CARACTERÍSTICA DE LOS CONDUCTORES DE ÚLTIMA GENERACIÓN TIPO “TW” PROPUESTOS.

##### INTRODUCCIÓN.

La industria eléctrica se encuentra en un constante crecimiento, este tipo de crecimiento afecta a la generación, transmisión y distribución de energía. En muchos casos este aumento en la demanda obliga a las compañías encargadas de la transmisión de energía a modificar su infraestructura, tanto en torres y conductores empleados.

El aumento de la demanda está llegando a límites críticos, que las empresas encargadas en la transmisión de energía se ven obligadas en el cambio de conductores que soporten una mayor capacidad de transmisión de potencia.

Una mayor capacidad de transmisión de potencia implica hasta hace un par de años atrás un incremento en el diámetro del conductor, por ende el peso que debe soportar las torres de transmisión es mayor y en muchos casos se ve necesario el cambio de las torres antiguas por torres que puedan soportar un mayor peso. Esto implica una mayor inversión para las empresas encargadas de la transmisión de energía, debido a que el costo de conductores conjuntamente con el cambio

de torres sería mucho mayor, que el cambio del conductor en una línea de transmisión.

Una de las soluciones planteadas por la industria encargada en el desarrollo de la fabricación de nuevos conductores, fue presentar un tipo de conductores llamados compactos, trapezoidales o también llamados tipo “T”.

Los primeros conductores trapezoidales creados fueron más compactos y de igual área que los conductores normales, teniendo un menor diámetro y menor espacio entre las intersecciones entre los hilos del cable que conformaban el conductor.

Los conductores trapezoidales al tener un menor diámetro, reducían el hielo que soportaba el conductor, así como la fuerza que soportaba este tipo de conductores era menor comparada con los conductores convencionales.

La resistencia a la vibración y la resistencia a la fatiga que presentan los conductores trapezoidales son mayores que a la que presentan los conductores convencionales.

La nueva tendencia de los conductores trapezoidales, es con un mismo diámetro que los conductores convencionales, el área de aluminio que presentaban los conductores trapezoidales comparada con los conductores convencionales era mayor, y debido a esto el peso que presenta los conductores del tipo trapezoidal son ligeramente mayor que los que tienen los conductores convencionales .

Algunas de las ventajas que presentan los conductores del tipo trapezoidal con conductores convencionales del mismo diámetro son:

- Mayor capacidad de transporte de corriente.
- Mayor fuerza de ruptura.
- Pueden operar a mayores temperaturas sin tener deterioramiento en sus propiedades mecánicas.
- La flecha que presentan en vanos iguales o mayores son menores, que los comparados con la flecha que presenta un conductor convencional.
- Presentan un incremento de conductividad del 63% IACS.

**SELECCIÓN DEL CONDUCTOR.**

Para la selección de un conductor se debe tener en cuenta las propiedades eléctricas, térmicas, mecánicas y químicas.

Las principales características a considerara en un conductor son:

- **CONSIDERACIONES ELÉCTRICAS:** tamaño (capacidad de corriente), tipo y espesor de la aislación, nivel de tensión (baja, media o alta),

capacidad dieléctrica, resistencia de aislación, factor de potencia.

- **CONSIDERACIONES TÉRMICAS:** compatibilidad con el ambiente, dilatación de la aislación, resistencia térmica.
- **CONSIDERACIONES MECÁNICAS:** flexibilidad, tipo de chaqueta exterior, armado, resistencia impacto, resistencia a la abrasión, contaminación.
- **CONSIDERACIONES QUÍMICAS:** aceites, llamas, ozono, luz solar, ácidos.

La selección del calibre o tamaño del conductor requerido para una aplicación específica, se determina mediante:

- Corriente requerida por la carga
- Caída de tensión admisible
- Corrientes de cortocircuito

El problema de la determinación de la capacidad de conducción de corriente es un problema de transferencia de calor. Ya sea en condiciones normales de operación, como en sobrecargas y en cortocircuito.

**CONDUCTORES DE ÚLTIMA GENERACIÓN PROPUESTOS.**

- CONDUCTORES ASCR/TW.
- CONDUCTORES ACSS/TW.
- CONDUCTORES ACCC/TW

TABLA 3. RESUMEN DE MÓDULOS DE ELASTICIDAD Y COEFICIENTES DE DILATACIÓN

CONDUCTOR	E [kg/mm <sup>2</sup> ]	$\alpha$ [°C] <sup>-1</sup>
Bluejay ACSR	7909,18	2,20x10 <sup>-5</sup>
ACAR 1200	7381,04	2,15x10 <sup>-5</sup>
Cardinal ACSR/TW	8578,13	2,07x10 <sup>-5</sup>
Drake ACCC/TW	8655,12	2,06x10 <sup>-5</sup>
Cardinal ACCC/TW	8230,51	2,14x10 <sup>-5</sup>

**PROPIEDADES MECÁNICAS Y ELÉCTRICAS DE LOS CONDUCTORES TRAPEZOIDALES PLANTEADOS.**

**AMPACIDAD DE LOS CONDUCTORES SELECCIONADOS.**

Para el cálculo de la capacidad de los conductores seleccionados y expuestos en la Tabla 5.6 se considero el “Método Determinístico, Current-Temperature Characteristics of Aluminium Conductors”.

Se considero una temperatura ambiente que varía entre los 10 [°C] a los 50 [°C] tomando como referencia una temperatura del conductor de 70 [°C]. Se tomo el efecto de la radiación solar y se tomo en cuenta velocidades de viento a partir de los 5 [km/h] a los 25 [km/h] como velocidad máxima. Con una altura a nivel del mar de 10000 [pies].

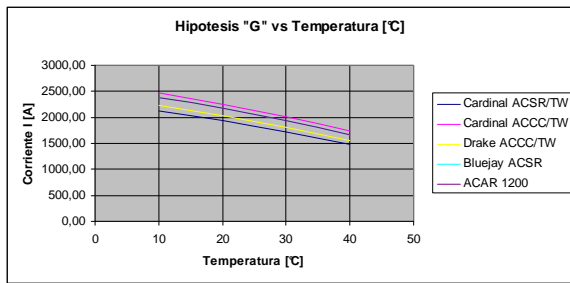


FIGURA 4. COMPARACIÓN DE AMPACIDAD DE TODOS LOS CONDUCTORES DE LA TABLA 5.5 PARA LA CONDICIÓN “D” CON UNA VELOCIDAD DE 25 [km/h], CON EFECTO DEL SOL.

TABLA 5 AMPACIDAD DE LOS CONDUCTORES ACTUALES Y LOS PROPUESTOS PARA UNA TEMPERATURA AMBIENTE DE 20 [°C], TEMPERATURA DEL CONDUCTOR DE 60 [°C], CON UNA VELOCIDAD DEL VIENTO IGUAL A 25 km/h Y CON EFECTO DEL SOL A 90°

TIPO DE CONDUCTOR	SECCIÓN TOTAL [mm <sup>2</sup> ]	Res a 20°C [Ω/km]	Limite Térmico I <sub>LT</sub> [A]	$P_t = \sqrt{3} \cdot V \cdot I_{LT} \cdot \cos\phi$
Cardinal ACSR/TW 954 MCM	545,99	0,058	1320,27	684,87 [MVA]
Cardinal ACCC/TW 1222 MCM	663,16	0,046	1528,08	798,82 [MVA]
Drake ACCC/TW 1020 MCM	587,87	0,054	1377,38	721,89 [MVA]
Bluejay ACSR 1113 MCM	564,00	0,051	1476,49	769,77 [MVA]
ACAR 1200 MCM	608,00	0,051	1474,15	769,27 [MVA]

La capacidad amperimétrica en los conductores depende básicamente de la temperatura máxima admisible del conductor y de la capacidad del medio para disipar el calor dado que la conductividad térmica y la temperatura a la cual se encuentra será directamente proporcional a la cargabilidad del conductor, de esta manera es importante tener en cuenta la información pertinente al comportamiento del conductor con la temperatura.

#### ACCIONES SOBRE LOS CONDUCTORES.

Para el cálculo mecánico de un conductor es fundamental conocer cuáles son las fuerzas que actúan sobre el mismo.

En principio, se puede pensar que la única fuerza que actúa sobre el conductor es la fuerza de tensado, pero es necesario tener presente que ésta es la consecuencia equilibradora de las demás acciones, ya que, si el conductor estuviera en el suelo, la tensión para mantenerlo recto sería nula.

De esta forma se ve que es el peso de un conductor el que crea la tensión a la que está sometido. Así pues, el primer dato que debe considerarse es el peso propio del conductor, pero además existirán acciones importantes debidas a las inclemencias atmosféricas (hielo, frío, calor o viento). El Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión Ecuatoriano, divide el estudio de las acciones sobre los conductores en tres zonas según la altitud.

TABLA 6 ZONAS DEL S.N.T

Zona 1	0 a 1000 [m.s.n.m] de altitud
--------	-------------------------------

Zona 2	Más de 1000 [m.s.n.m] de altitud
--------	----------------------------------

#### ACCIÓN DEL PESO PROPIO.

En la fórmula (5.22) se ve la relación existente entre el peso unitario del conductor por unidad de longitud y la tensión a la que está sometido.

$$L = a + \frac{P^2 \cdot a^3}{24 \cdot T^2} \quad (30)$$

#### ACCIÓN DEL VIENTO.

La fuerza ejercida por el viento sobre un cuerpo es directamente proporcional al cuadrado de la velocidad del viento y a la superficie expuesta. La constante K depende de la forma geométrica y de la posición relativa del obstáculo respecto a la dirección del viento.

$$F = K \cdot v^2 \cdot S \quad (31)$$

Siendo:

- F:** Fuerza total ejercida sobre el cuerpo [kg]
- K:** Constante
- v:** Velocidad del viento [km/h]
- S:** Superficie recta que presenta el objeto [m<sup>2</sup>]

Por ejemplo, para una superficie con cierta forma aerodinámica, como sería un conductor eléctrico de forma cilíndrica, habrá que aplicar ciertos coeficientes de corrección que modifiquen el valor de K para una superficie (K superficie = 0,007).

De esta manera, para conductores de  $\varnothing \leq 16$  [mm], el coeficiente de corrección es 0,6; por lo tanto tendremos:

$$K = 0,007 \cdot 0,6 \rightarrow D \leq 16 \text{ [mm]}$$

Cuando el  $\varnothing > 16$  [mm], el coeficiente de corrección es 0,5; por lo tanto:

$$K = 0,007 \cdot 0,5 \rightarrow D > 16 \text{ [mm]}$$

Es mejor trabajar con la fuerza por unidad de longitud, tomando en cuenta que la superficie expuesta del conductor es igual al producto de su diámetro "D" por su longitud "L", resultando:

$$\frac{F}{L} = \frac{K \cdot v^2 \cdot D \cdot L}{L} \quad (32)$$

Siendo PV a la fuerza que ejerce el viento por unidad de longitud queda:

$$P_v = K \cdot v^2 \cdot D \quad (33)$$

Donde:

- PV:** Fuerza por unidad de longitud [kg]
- D:** Diámetro del conductor [m]
- K:** Constante
- v:** Velocidad del viento [km/h]

Tomando en consideración velocidades máximas del viento de 120 [km/h], PV sería igual:

$$P_{v; D \leq 16 [mm]} = 0,007 \cdot 0,6 \cdot 120^2 \cdot \frac{D}{1000} = 0,06 \cdot D$$

, y:

$$P_{v; D > 16 [mm]} = 0,007 \cdot 0,5 \cdot 120^2 \cdot \frac{D}{1000} = 0,05 \cdot D$$

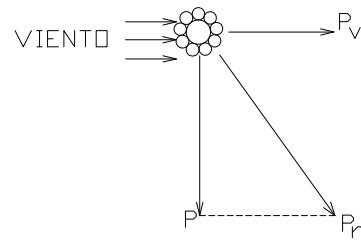
Por lo tanto la fuerza del viento en cualquier zona (1 o 2) es:

TABLA 7 FUERZA DEL VIENTO SEGÚN LA ZONA DEL S.N.T

FUERZA DEL VIENTO POR UNIDAD DE LONGITUD	
DIÁMETRO	P <sub>v</sub> [kg/m] ; D [mm]
D ≤ 16 [mm]	P <sub>v</sub> = 0,06.D
D > 16 [mm]	P <sub>v</sub> = 0,05.D

El viento actúa de manera horizontal, y el peso del conductor actúa verticalmente. Por lo cual debemos componer ambas fuerzas:

FIGURA 8. FUERZAS QUE ACTÚAN SOBRE EL CONDUCTOR



La resultante PT es el peso total por unidad de longitud en un conductor sometido a la acción del viento:

$$P_T = \sqrt{P^2 + P_v^2} \quad (34)$$

#### ACCIÓN DEL HIELO.

El hielo que se puede formar alrededor del conductor hace aumentar considerablemente el peso del mismo, por lo que se eleva la tensión, pudiendo llegar a la rotura.

En el Ecuador se considera este efecto en la Zona 2, en lugares donde sería probable que este efecto ocurra. Tomando en consideración una fuerza sobre el conductor que está dada por unidad de longitud PH [kg/m] es:

$$P_H = 0,36 \cdot \sqrt{D} ; D \text{ [mm]} \quad (35)$$

El hielo actúa de forma vertical, por lo que se suma al peso propio del conductor:

$$P_T = P + P_H \quad (36)$$

#### ACCIÓN DE LA TEMPERATURA.

La variación de temperatura, produce en el conductor el efecto de dilatación y contracción.

Este fenómeno genera variaciones en la tensión y en la flecha, que no son considerables en vanos pequeños, pero en vanos de mayor longitud las variaciones que se tiene en la flecha y en la tensión debido a esta variación en la temperatura es considerable, y es necesario tomar muy en cuenta este fenómeno para el cálculo mecánico.

La dilatación es lineal, responde a la fórmula:

$$L_1 = L_0 \cdot (1 + \alpha \cdot t) \quad (37)$$

Donde:

- L<sub>0</sub>:** Longitud del cable a cero grados [m]
- L<sub>1</sub>:** Longitud a la temperatura t [m]
- α:** Coeficiente de dilatación lineal [°C<sup>-1</sup>]
- t:** Temperatura considerada [°C]

Para hallar la variación de la longitud entre dos temperaturas diferentes t1 y t2, se tiene:

$$L_1 - L_2 = L_0 \cdot (1 + \alpha \cdot t_1) - L_0 \cdot (1 + \alpha \cdot t_2) = L_0 \cdot \alpha \cdot (t_1 - t_2) \quad (38)$$



### ACCIÓN DE LA ELASTICIDAD.

Se produce un alargamiento en la longitud de un conductor, cuando el conductor está sometido a una determinada tensión, este fenómeno responde a la Ley de Hooke.

Llamando  $\varepsilon$  al alargamiento elástico producido por un kilogramo, sobre un conductor de un metro de longitud y un milímetro cuadrado de sección, tendremos que en general, el alargamiento producido por una tensión T1 o T2 sobre un conductor de longitud LO y sección S será:

$$L_1 = L_0 \cdot \left(1 + \varepsilon \cdot \frac{T_1}{S}\right) ; L_2 = L_0 \cdot \left(1 + \varepsilon \cdot \frac{T_2}{S}\right)$$

$$L_1 - L_2 = \varepsilon \cdot L_0 \cdot \frac{T_1 - T_2}{S} \quad (39)$$

Siendo, el módulo de elasticidad  $E = 1/\varepsilon$ , se tiene:

$$L_1 - L_2 = L_0 \cdot \frac{T_1 - T_2}{S \cdot E} \quad (40)$$

La ecuación (39) permite conocer la variación de longitud del cable cuando está sometido a una variación de tensión, T1, T2.

### ECUACIÓN DEL CAMBIO DE CONDICIONES

La variación de las condiciones que puede tener un conductor, carga de hielo, viento o de temperatura, producen un cambio en la tensión de trabajo de los conductores.

La ecuación del cambio de condiciones relaciona dos estados de una línea eléctrica. Si se conocen todos los parámetros de un estado o las condiciones iniciales (1), se puede hallar por medio de la ecuación los parámetros de otro estado arbitrario o condición final (2).

TABLA 8 CONDICIONES PARA EL CAMBIO DE CONDICIONES

CONDICIÓN INICIAL (1)	a	f <sub>1</sub>	L <sub>1</sub>	t <sub>1</sub>	T <sub>1</sub>	P <sub>1</sub>
CONDICIÓN INICIAL (2)	a	f <sub>2</sub>	L <sub>2</sub>	t <sub>2</sub>	T <sub>2</sub>	P <sub>2</sub>

$$T_2^3 + K_2 \cdot T_2^2 - K_3 = 0 \quad (41)$$

$$K_1 = \frac{a^2 \cdot P_1^2}{24 \cdot T_1^2} - t_1 \cdot \alpha - \frac{T_1}{E \cdot S} \quad (42)$$

$$K_2 = (K_1 + \alpha \cdot t_2) \cdot S \cdot E \quad (43)$$

$$K_3 = \frac{a^2 \cdot P_2^2 \cdot S \cdot E}{24} \quad (44)$$

Es necesario aclarar que esta ecuación (41) es válida para vanos nivelados, es decir, que los dos apoyos están a la misma altura. Sin embargo, se consigue suficiente aproximación hasta el 14% de desnivel, lo que abarca la mayor parte de los casos prácticos. Para vanos muy grandes o muy desnivelados se aplican

fórmulas más complejas que se encontrarán en los libros especializados en el tema.

### EMPLEO DE LA ECUACIÓN DEL CAMBIO DE CONDICIONES.

La ecuación del cambio de condiciones (41) nos permite encontrar las peores condiciones a las que puede estar sometido un conductor en un vano, es decir, aquella situación en la que nos acerquemos más a la rotura del conductor, siendo ésta la hipótesis más desfavorable.

Para aplicar la ecuación del cambio de condiciones son necesarios una serie de datos básicos que son definidos cuando se selecciona el conductor.

La elección del conductor se hace en función de las características eléctricas de la línea, y casi nunca atendiendo a las necesidades mecánicas.

Posteriormente se elige el vano, teniendo presente que cuanto mayor sea el vano las flechas resultantes serán mayores y por tanto también la altura de las torres que sostendrán la línea.

En el caso de repotenciar una línea de transmisión, el vano es fijo, siendo el conductor el elemento de la línea de transmisión a ser buscado, que satisfaga las características que cumplan las propiedades eléctricas, mecánicas y económicas óptimas.

Las características del conductor necesarias son:

- Peso propio por unidad de longitud.
- Diámetro total.
- Sección total.
- Módulo de elasticidad.
- Coeficiente de dilatación.
- Carga de rotura.

Para obtener la hipótesis más desfavorable, se tendría que comparar todas las posibles que pueden existir, pero la hipótesis más desfavorable es cuando el conductor presenta la tracción máxima.

En la hipótesis de tracción máxima se tiene aduciendo que el peso total a que estará sometido el conductor será el peso propio más el peso del hielo, la temperatura y la tensión máxima que puede soportar el conductor (carga de rotura dividida entre el coeficiente de seguridad).

Otro tipo de hipótesis sería considerar al peso total (peso propio más peso originado por el viento), la temperatura a que estará sometido el conductor.

De esta manera se obtiene una ecuación con una sola incógnita T2. La hipótesis que presenta una mayor tensión será la situación más crítica a la que puede exponerse el conductor, con los datos de esta hipótesis calculamos la constante K1 en la ecuación del cambio de condiciones, y a partir de aquí se encuentran las

tensiones para las otras posibles situaciones que pueden presentarse.

Una vez efectuadas todas estas operaciones tendremos la tensión a la que está sometido el conductor en cada una de los casos probables, por lo tanto es posible encontrar las flechas correspondientes, fijándonos especialmente en la flecha máxima que nos condicionan la altura de la torre.

#### RESOLUCIÓN DE LA ECUACIÓN DE CAMBIO DE CONDICIONES.

La ecuación del cambio de condiciones es una ecuación de tercer grado de la forma:

$$T_2^3 + K_2 \cdot T_2^2 - K_3 = 0 \quad (41)$$

Es decir, la ecuación (5.47) tiene tres soluciones, teniendo solo una solución real y positiva, y es la que nos interesa.

Representando la función  $A1 = f(T)$ , obtendremos una curva que necesariamente habrá de cortar en un punto al eje (+ T); este punto corresponderá con el valor  $A1 = 0$ , que será la solución de la ecuación. Para resolverla partiremos de la carga de rotura del conductor Q, ya que la tensión que buscamos necesariamente deberá ser menor, y por tanto estará comprendida entre 0 y Q.

#### ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA REPOTENCIACIÓN PLANTEADA.

En el Sistema Nacional Interconectado, las mayores plantas hidroeléctricas se encuentran ubicadas en la vertiente del Amazonas, donde la época lluviosa ocurre generalmente de abril a septiembre y el período seco de octubre a marzo.

El 88% de la capacidad existente en centrales hidroeléctricas está constituida principalmente por las cinco grandes centrales del Sistema Nacional Interconectado: Paute (1.075 MW) que es la mayor de todas, seguida por San Francisco (230 MW), Marcel Laniado (213 MW), Agoyán (156 MW) y Pucará (74 MW). De estas, la central Marcel Laniado es la única ubicada en la Vertiente del Pacífico. Se debe señalar sin embargo, que existen otras centrales menores que también pertenecen a esta vertiente y que totalizan una capacidad instalada de 143 MW.

Pero por otro lado, resulta evidente que el Sistema Nacional de Transmisión mantiene una estructura básica que fue concebida hace más de treinta años, para enfrentar una realidad de oferta y de demanda de energía eléctrica, que difieren significativamente de la actual.

Ante esta realidad, las perspectivas para la infraestructura de transporte de potencia y energía que requiere el Sistema Nacional de Transmisión, ha ido

variando y en algunos de los casos deteriorando a través de los años, haciéndose necesario un ajuste y adaptación a los nuevos requerimientos de energía que demanda el país.

Según los estudios de planificación, la ejecución del complejo Paute con las centrales Mazar, Molino y Sopladora en la región centro sur, con una capacidad total que podría superar los 1.600 MW, presentan nuevas condiciones que requieren la presencia de un sistema de transmisión de gran capacidad que debe operar a 500 kV. Por lo que se construirá un sistema de transmisión a 500 kV que enlazaría los grandes centros de generación antes señalados.

Ante esta necesidad y ante los obstáculos por las afectaciones ambientales o bien por el alto precio que tiene que pagar el transmisor por las indemnizaciones para los derechos de uso de la faja de servidumbre. Estos obstáculos afectan negativamente a la expansión del sistema, porque imponen mayores tiempos que los previstos para la ejecución de las obras, y porque exigen de mayores recursos económicos, sea por efecto de las indemnizaciones o bien porque la oposición de la población a la ejecución de las obras, obliga a hacer cambios en el trazado de las líneas, incrementando su longitud y por ende su presupuesto de construcción.

Por lo que, se ve necesario en algunos de los casos, repotenciar líneas de transmisión para de esta manera, ahorrar al país en la inversión de futuras construcciones y para el reforzamiento del sistema de transmisión, que permitirá mejorar las condiciones operativas del sistema, y mantener niveles adecuados de voltaje en todas las barras del sistema, sin necesidad de apelar a generación forzada que incrementa los costos de la energía.

#### COSTOS DE LAS PÉRDIDAS

Se calcula la resistencia kilométrica de la línea de transmisión:

$$R_k = \frac{R_{DC}}{\text{No. de circuitos} \cdot \text{No. conductores por fase}} \left[ \frac{\Omega}{km} \right] \quad (42)$$

Donde:

$R_{DC}$  : Resistencia del conductor dado por el fabricante en  $[\Omega / km]$

No. de circuitos: 2

No. de conductores por fase: 1

Por lo tanto la resistencia de la línea será:

$$R = R_k \cdot L \quad (43)$$

Donde:

L: Longitud de la línea en el cruce.

Con los datos del flujo de potencia para los periodos lluvioso y de estiaje en los tres tipos de demanda: máxima, media y mínima, entre los años 2008 - 2016, usando los datos de Flujos de Potencia del DIGSILENT.

## CÁLCULOS DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Se calcula las pérdidas de energía para los períodos lluvioso y de estiaje en los tres tipos de demanda: máxima, media y mínima, entre los años 2008 - 2016, usando los datos de Flujos de Potencia del DIgSILENT.

$$P_E = \frac{3I^2R}{1000} \quad [kW] \quad (45)$$

Considerando el número de horas en los que existe cada tipo de demanda: máxima, media y mínima para los dos períodos lluvioso y de estiaje se calcula los kWh/año, como se muestra en la siguiente tabla y haciendo uso de las siguientes ecuaciones:

TABLA 9 NÚMERO DE HORAS EN LAS QUE SE PRESENTA CADA TIPO DE DEMANDA

DEMANDA	MÁXIMA	MEDIA	MÍNIMA
Horario	17:00 – 22:00	07:00 – 17:00	22:00 – 07:00
Horas	5	10	9

TABLA 10 NÚMERO DE HORAS EN LAS QUE SE PRESENTA CADA TIPO DE DEMANDA POR PERIODO

PERIODO	LLUVIOSO	ESTIAJE
Semanas	26	26
Días	7	7

Para el periodo de estiaje:

$$kWh/año_{P.Estiaje} = \frac{(P_{E.Dmáx} \cdot h_{Dmáx} + P_{E.Dmed} \cdot h_{Dmed} + P_{E.Dmín} \cdot h_{Dmín})}{1 \text{ día}} \cdot \frac{26 \text{ semanas}}{1 \text{ año}} \cdot \frac{7 \text{ días}}{1 \text{ semana}} \quad (46)$$

Para el periodo lluvioso:

$$kWh/año_{P.Lluvioso} = \frac{(P_{E.Dmáx} \cdot h_{Dmáx} + P_{E.Dmed} \cdot h_{Dmed} + P_{E.Dmín} \cdot h_{Dmín})}{1 \text{ día}} \cdot \frac{26 \text{ semanas}}{1 \text{ año}} \cdot \frac{7 \text{ días}}{1 \text{ semana}} \quad (47)$$

Donde:

- $P_{E.Dmáx}$ , Pérdidas de energía en demanda máxima
- $P_{E.Dmed}$ , Pérdidas de energía en demanda media
- $P_{E.Dmín}$ , Pérdidas de energía en demanda mínima
- $h_{Dmáx}$ , Horas en que se presenta la demanda máxima
- $h_{Dmed}$ , Horas en que se presenta la demanda media
- $h_{Dmín}$ , Horas en que se presenta la demanda mínima

Por lo que kWh/año<sub>TOTALES</sub> se suman todo lo obtenido en el periodo lluvioso y en estiaje:

$$kWh/año_{TOTALES} = kWh/año_{P.Lluvioso} + kWh/año_{P.Estiaje} \quad (48)$$

Se calcula los USD/año que representaría las pérdidas de energía, utilizando el Precio Referencial de

Generación, que según el PMD (Plan Maestro de Electrificación 2007-2016) es de 0.059776 USD/kWh.

$$USD/año = PRG \cdot kWh/año_{TOTALES} \quad (49)$$

Donde, PRG, Precio Referencial de Generación

Con estos valores calculados, se los trae a Valor Presente que para esta línea sería a partir del 2008.

$$VAN_{P.Energía} = \sum_{i=1}^n \frac{(USD/año)_i}{(1 + \text{tasa de int.})_i} \quad (50)$$

Donde,  $i$ , Tasa de interés del 7.5%

En el anexo No. 11 se presentan los cálculos tabulados de todos estos valores.

## CÁLCULOS DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA

Para el cálculo de las pérdidas de potencia se determinan en cada periodo la demanda donde se produce la mayor cantidad de pérdidas y entre los años 2008 - 2016, usando los datos de Flujos de Potencia del DIgSILENT, y a estas se las realiza el siguiente cálculo:

Para periodo lluvioso:

$$kWh/año_{P.Lluvioso} = \frac{(P_{P.Lluvioso} \cdot 24 \text{ h})}{1 \text{ día}} \cdot \frac{26 \text{ semanas}}{1 \text{ año}} \cdot \frac{7 \text{ días}}{1 \text{ semana}} \quad (51)$$

Para periodo de estiaje:

$$kWh/año_{P.Estiaje} = \frac{(P_{P.Estiaje} \cdot 24 \text{ h})}{1 \text{ día}} \cdot \frac{26 \text{ semanas}}{1 \text{ año}} \cdot \frac{7 \text{ días}}{1 \text{ semana}} \quad (52)$$

Donde,  $P_{P.Estiaje}$ , Pérdidas de potencia en el periodo de estiaje.

$P_{P.Lluvioso}$ , Pérdidas de potencia en el periodo lluvioso.

Por lo que kWh/año<sub>TOTALES</sub> se suman todo lo obtenido en el periodo lluvioso y en estiaje:

$$kWh/año_{TOTALES} = kWh/año_{P.Lluvioso} + kWh/año_{P.Estiaje} \quad (52)$$

A continuación, se calculan los USD/año que representarían las pérdidas de potencia, utilizando el Precio Unitario de Potencia, que según el PMD, es de 5.7 USD/kW-mes.

$$USD/año = PUPR \cdot kWh/año_{TOTALES} \cdot \frac{1 \text{ mes}}{30 \text{ días}} \cdot \frac{1 \text{ día}}{24 \text{ horas}} \quad (53)$$

Donde, PUPR, Precio Unitario de Potencia

Calculados estos valores se deben traer a Valor Presente, que para esta línea sería a partir del 2008.

$$VAN_{P.Potencia} = \sum_{i=1}^n \frac{(USD/año)_i}{(1 + \text{tasa de int.})_i} \quad (54)$$

Donde  $i$ , tasa de interés del 7.5%

Por lo que, los Costos Totales por Pérdidas de Potencia y Energía serán:

$$VAN = VAN_{P.Energía} + VAN_{P.Potencia} \quad (55)$$

#### CÁLCULOS DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA POR EFECTO CORONA

Las pérdidas de potencia por efecto corona para cada conductor es:

$$p = \frac{241}{\delta} (f + 25) \sqrt{\frac{r}{D} \left[ \frac{V_{máx}}{\sqrt{3}} - \frac{V_c}{\sqrt{3}} \right]^2} \cdot 10^{-5} \left[ \frac{\text{kW}}{\text{km}} \right] \quad (56)$$

#### CÁLCULOS DE LOS COSTOS DE LOS CONDUCTORES

Para el cálculo de los costos de los conductores se toma en cuenta el precio referencial por kilómetro.

$$CT_c = CC \times L \quad (57)$$

Donde,

$CT_c$ , Costo total del conductor [USD]

$CC$ , Costo unitario del conductor [USD/km]

$L$ , Longitud de la línea.

En el anexo No. 11 se presentan los cálculos tabulados de todos estos valores.

#### ANÁLISIS DE RESULTADOS

De los resultados obtenidos y que se presentan en la siguiente tabla, podemos concluir lo siguiente:

- El conductor óptimo para repotenciar la línea de transmisión Paute – Pascuales a 230 [kV], es el ACCC/TW Drake 1020 [Kcmil], en la parte mecánica debido a que muestra un excelente comportamiento en cuanto a la variación de temperatura, efecto de radiación solar y velocidades inminentes en el medio ambiente al que todo conductor eléctrico sin tomar en cuenta su tipo o familia esta sometido.

TABLA 11 COSTOS DE LOS CONDUCTORES EN EL TIEMPO “t años”

CONDUCTOR	ACSR Bluejay 1113 kcmil	ACCC/TW_Cardinal 1222 kcmil	ACCC/TW_Drake 1020 kcmil	ACSR/TW_Cardinal 954 kcmil
Año	VAN TOTAL [US\$]			
2008	1651655,93	1002136,999	1167687,77	1279850,12
2009	1651619,255	882602,8375	1026659,04	1123853,73
2010	1054923,656	941893,1107	1096196,02	1200453,85
2011	1000052,59	523185,1491	607915,078	634370,916
2012	1023718,423	628631,0033	1061532,89	1161186,08
2013	861485,46	768602,0142	892666,58	976152,026
2014	817467,2309	733575,2702	852668,342	932902,011

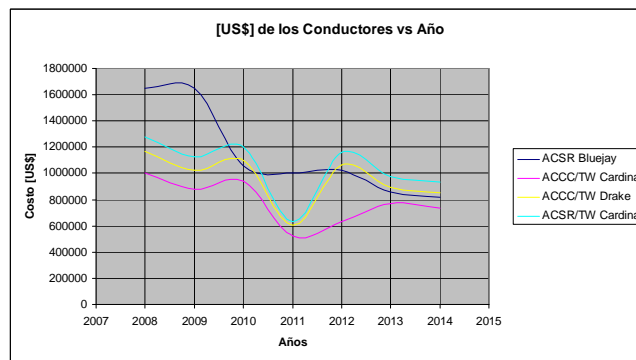


FIGURA 9 GRAFICO DEL COSTO DEL CONDUCTOR EN EL TIEMPO "t años"

- En el análisis económico el conductor que sobre sale entre todos los conductores tipo "T" propuestos es el ACCC/TW Cardinal 1222 [Kcmil], este conductor presenta los menores costos económicos en cuanto a pérdidas de potencia, energía y por efecto corona.
- Como conclusión final se puede resaltar que el conductor a ser recomendado para repotenciar la línea Paute – Pascuales a 230 [kV] es el ACCC/TW Cardinal 1222 [Kcmil], por presentar mejores características funcionales totales.

#### CONCLUSIONES

- En el estudio realizado se planteó la necesidad de repotenciar la Línea de Transmisión Paute – Pascuales a 230 kV, ante el aumento de la demanda de energía en el país, hasta que la nueva línea de transmisión Quito – Guayaquil a 500 kV, se construya y, así evacuar la energía a futuro que tendría el Sistema Nacional Interconectado.
- Partiendo del punto anterior es primordial ver la necesidad de transmitir una mayor cantidad de potencia aprovechando la infraestructura actual usada en el S.N.T., para así optimizar el recurso técnico y económico, satisfaciendo la demanda energética del país.
- El análisis de la repotenciación planteada se realizó respetando las torres y vanos de la Línea de Transmisión Paute – Pascuales a 230 kV, obteniéndose así la mínima inversión del cambio de conductor, ya que este tipo de cables para alta tensión, fluctúan de tres a cuatro veces el costo por kilómetro de los actuales (ACSR y ACAR) usados en el S.N.T.
- El diseño de estos conductores de última generación tipo "T" (ACSR/TW y ACCC/TW) permiten que el espaciado de aire entre los hilos de aluminio trapecoidales y el núcleo de acero sea eliminado.
- El diámetro de los conductores tipo "T" (ACSR/TW y ACCC/TW) son aproximadamente 10% menor que el conductor ACSR estándar de la misma resistencia AC y puede operar continuamente a temperaturas sobre los 250 °C sin pérdida de fuerza.
- La flecha de los conductores tipo "T" (ACSR/TW y ACCC/TW) son menores que los conductores convencionales compuestos, y su flecha final no es afectada por términos largos del creep en el aluminio y pueden ser ocupados en vanos largos.
- El conductor ACCC/TW - Cardinal 1222 [MCM] resultó ser el conductor óptimo para la repotenciación la línea Paute – Pascuales a 230 kV, por presentar menores costos de pérdidas de potencia, energía y por efecto corona.
- El conductor ACCC/TW: Drake 1020 [MCM] cumple los requerimientos mecánicos en las diferentes exigencias de temperatura, velocidad de viento, longitud de vano, teniendo así, la menor variación de flecha en comparación con los conductores de su clase.
- El conductor ACCC/TW Cardinal 1222 [Kcmil], para el ejemplo de aplicación para el cruce del Río Guayas de la línea Milagro – Las Esclusas a 230 [kV], cumple con la menor cantidad de pérdidas económicas, pero para optimizar este tramo de la línea, se necesita una mayor capacidad mecánica del conductor, y en virtud que en el trayecto de la misma es corta (vano de 2.5 Km.), las pérdidas económicas son relevantes ante estas, por lo que se recomienda el uso del conductor ACCC/TW Drake 1020 [Kcmil].
- Los conductores de la familia TW son capaces de transportar en situaciones de emergencia el 100 % mas potencia que los conductores del tipo ACAR y sin mostrar variaciones en sus propiedades mecánicas, es decir, sin presentar una variación en su flecha respecto al vano, como ocurre con los conductores tradicionales, entre ellos el ACAR.

#### REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] CONELEC. (2006). "Plan Maestro de Electrificación 2007-2016".
- [2] Dr. Luis María Checa. (2000). Líneas de Transporte de Energía. Santa Fe de Bogotá; Alfaomega S.A.



- [3] Grainger, John J., y Stevenson, William D. (1996). Análisis de Sistemas de Potencia. USA., McGraw-Hill.
- [4] Harper, Enríquez. (1999). Líneas de Transmisión y Redes de Distribución de Potencia Eléctrica - Volumen 1. USA., McGraw-Hill.
- [5] APUNTES DE LÍNEAS AÉREAS DE ALTA Y MEDIA TENSIÓN - UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL - FACULTAD REGIONAL LA PLATA
- [6] MANUALS DIgSILENT PowerFactory Version 13 Germany: DIgSILENT GmbH (2003).
- [7] ELECTRICAL TRANSMISSION AND DISTRIBUTION REFERENCE BOOK USA: ABB Power T&D COMPANY Inc. (1997)
- [8] TRANSELECTRIC S.A. (2008). "Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Período 2008 - 2017"

## II. BIOGRAFÍA

**Cristhian Pazmiño**, nació en Esmeraldas-Ecuador el 14 de Noviembre de 1978. Realizó sus estudios secundarios en el Instituto Técnico Superior "Luis Tello" de la ciudad de Esmeraldas hasta segundo año y culminó sus estudios secundarios, en el Instituto Superior "Central Técnico" de la ciudad de Quito. Se graduó en la Escuela Politécnica Nacional como Ingeniero Eléctrico 2009. Actualmente trabaja en el División de Líneas de Transmisión de CELEC E. P. – UNIDAD DE NEGOCIOS TRANSELECTRIC. Áreas de interés: Diseño de Líneas de Transmisión, ciclismo de montaña, sicología.