

UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA

SEDE QUITO

FACULTAD DE INGENIERIAS

CARRERA DE INGENIERIA ELECTRICA

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DE TITULO DE
INGENIERO ELECTRICO

“ANALISIS TECNICO ECONOMICO DE LA FUTURA
LINEA DE TRANSMISION COCA CODO SINCLAIR –
PIFO A 500 KV”

AUTOR: DIEGO JARAMILLO S.

TUTOR: ING. BENIGNO SANTOS

QUITO, JUNIO DEL 2011

DECLARACION DE RESPONSABILIDAD

Yo, Diego Andrés Jaramillo Segarra, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría y ha sido realizado de acuerdo a los reglamentos de propiedad intelectual y acorde a las exigencias propias de la Universidad Politécnica Salesiana según la normatividad institucional vigente.

Para la resolución de este trabajo e consultado las referencias bibliográficas que se encuentran descritas en este documento.

Diego Andrés Jaramillo Segarra

CERTIFICACION

Certifico que el siguiente trabajo fue desarrollado por Diego Andrés Jaramillo Segarra, bajo mi supervisión.

Ing. Benigno Santos

DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

A todos mis profesores de la Universidad Politécnica Salesiana por el apoyo recibido en todos estos años de carrera, y en especial al Ing. Benigno Santos por la dedicación y respaldo dado en la realización de este trabajo.

Al personal técnico de Transelectric por la ayuda proporcionada.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo y todo mi esfuerzo a mis padres que siempre me supieron apoyar y estuvieron conmigo hasta en los momentos más difíciles de mi vida.

Quito, 20 de Enero del 2010

Ing.

Germán Arévalo.

Director de Carrera Ingeniería Eléctrica.

Ciudad.

De mi consideración:

Yo, Diego Andrés Jaramillo Segarra, estudiante de Ingeniería Eléctrica, solicito me autorice realizar el trámite correspondiente para la aprobación del proyecto de Tesis, previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico, que versará sobre el tema:

“ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LA FUTURA LÍNEA DE TRANSMISIÓN COCA CODO SINCLAIR - PIFO A 500 KV”

Tiempo de duración: 12 meses.

Tema propuesto por: Ing. Benigno Santos.

Director Sugerido: Ing. Benigno Santos.

Atentamente,

Diego Jaramillo

Firma Director Sugerido

Ing. Benigno Santos

1.- TÍTULO DEL TEMA

“Análisis técnico económico de la futura línea de transmisión Coca Codo Sinclair - Pifo a 500KV”

2.- PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

Debido al incremento y traslado de potencia eléctrica en el Ecuador dado por un aumento de generación y carga, es indispensable que el país cuente con un sistema de transmisión de Extra Alto Voltaje mayor a 230KV, ya sea en niveles de 345KV, 500KV o 750KV. Con líneas de transmisión de Alto Voltaje es posible la optimización del uso de los recursos energéticos, tanto existentes como futuros, así como el incremento de confiabilidad del suministro de potencia y energía en el SNI.

El gobierno nacional está impulsando grandes proyectos de generación hidroeléctrica como Coca Codo Sinclair de 1500MW de capacidad, el cual entrará en operación en los años 2013 y 2014. Igualmente HIDROPAUTE desarrollará el proyecto hidroeléctrico Sopladora de 400MW, en el año 2011 e inicios del 2012. También se incorporaran al SNI los proyectos hidroeléctricos Toachi Pilaton de 228MW en el año 2012, Minas de 300MW, La Unión de 80MW, Chespi de 167MW en el año 2015, Villadora de 270MW en al año 2016, Verdeyacu de 1140MW, Gualaquiza de 800MW y Cardenillo de 325MW en el año 2017.

El Consejo Nacional de Electrificación (CONELEC) ha aprobado en primera instancia que Transelectric, empresa encargada de transportar energía eléctrica en el país, realice como primer proyecto líneas a 500KV que interconectarán las subestaciones de Coca Codo Sinclair - Pifo – Yaguachi – Sopladora. Para evacuar estas potencias hacia el SNI,

se requiere contar con un sistema de transmisión de gran capacidad.

Estando en vigencia el proyecto de 500KV se presenta la posibilidad de hacer un análisis técnico-económico en cuanto a este nivel de voltaje en el sistema de transmisión Coca Codo Sinclair - Pifo, y determinar si 500KV es el nivel de voltaje adecuado o no comparado con otros niveles de voltaje como son 345KV y 750KV.

3.- JUSTIFICACIÓN DEL TEMA.

Las líneas de transmisión del Sistema Nacional Interconectado actual funcionan a un nivel de voltaje de 230KV. Con el crecimiento de usuarios y la nueva demanda de potencia, en el año 2008 se estableció por parte del CONELEC como la mejor alternativa para evacuar la generación de los proyectos Coca Codo Sinclair y Sopladora hacia el SNI, la implementación de un sistema de transmisión a 500KV. Este sistema además de unir los principales centros de carga de Quito y Guayaquil mediante subestaciones en Pifo y Yaguachi, permitirá la implementación de sistemas radiales de 500KV desde Pifo hasta Coca Codo Sinclair y desde Yaguachi hasta Sopladora.

El estudio que se llevará a cabo analizará los aspectos técnicos y económicos de la línea de transmisión Coca Codo Sinclair - Pifo, haciendo comparaciones técnicas y económicas con otros niveles de voltaje como son 345KV y 750KV aplicando cálculos de ingeniería eléctrica con conceptos de Alta Tensión, Sistemas Eléctricos de Potencia, evaluación de proyectos, subestaciones; para determinar si el nivel de voltaje escogido es el adecuado para las nuevas líneas de transmisión del SNI.

4.- ALCANCES.

En el análisis técnico de las líneas de transmisión a 345KV, 500KV o 750KV se

analizaran los parámetros técnicos como son:

- Resistencia y reactancia de los conductores
- Selección de torres tipo
- Flujos de potencia
- Regulación de tensión
- Compensación reactiva
- Efecto Ferranti
- Efecto Corona
- Efecto Joule
- Niveles de electromagnetismo

Para el análisis económico se tomará en cuenta las líneas de transmisión y los elementos principales de las subestaciones de potencia como son:

- Conductores
- Aisladores
- Estructuras
- Transformador de Potencia
- Disyuntores y seccionadores
- Barras
- Reactores
- Capacitores
- Transformadores de medición
- Protecciones

Para el estudio técnico-económico comparativo se analizarán los siguientes aspectos:

- Inversión en las líneas
- Inversión en las subestaciones de potencia
- Pérdidas de Potencia y Energía

Se tomará en cuenta la factibilidad de los proyectos tomando como referencia los análisis tipo:

- Valor Actual Líquido (VAL)
- Tasa Interna de Rentabilidad (TIR)
- Período de Recuperación de la Inversión (PRI)

Con estos estudios se podrá comparar técnica y económicamente los 3 sistemas de Extra Alto Voltaje y establecer la mejor opción para el nuevo sistema de transmisión en el Ecuador.

5.- OBJETIVOS.

5.1 Generales.

- Analizar técnica – económicamente la futura línea de transmisión Coca Codo Sinclair - Pifo a 500KV.

5.2 Específicos.

- Analizar las características técnicas generales de la línea de transmisión Coca Codo Sinclair – Pifo a 500kV.
- Efectuar un estudio económico de la línea de transmisión Coca Codo Sinclair – Pifo y sus elementos a 500kV.
- Realizar comparaciones técnicas y económicas entre líneas de transmisión de

345KV, 500KV y 750KV.

6.- HIPÓTESIS.

Al finalizar el trabajo de análisis técnico económico de la futura línea de transmisión Coca Codo Sinclair - Pifo a 500KV del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador, se establecerá que la mejor opción técnica es aumentar el nivel de voltaje para las líneas de transmisión ya que las pérdidas de potencia y energía disminuyen.

7.- MARCO TEÓRICO.

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) se diseñan para asegurar la más alta calidad y continuidad del servicio prestado desde las plantas de generación hasta el usuario. Los volúmenes de energía eléctrica producidos deben ser transformados, elevándose su nivel de tensión. Esto se hace considerando que para un determinado nivel de potencia a transmitir, al elevar el voltaje se reduce la corriente que circulará, reduciéndose las pérdidas por Efecto Joule. Con este fin se emplean subestaciones elevadoras en las cuales dicha transformación se efectúa empleando transformadores.

Una línea de transmisión (L/T) de energía eléctrica es básicamente el medio físico mediante el cual se realiza la transmisión de la energía eléctrica a grandes distancias. Está constituida tanto por el elemento conductor, usualmente cables de cobre o aluminio, como por sus elementos de soporte, las Torres de alta tensión.

Características de las Líneas de Transmisión

Las características de una línea de transmisión se determinan por sus propiedades eléctricas, como la conductancia de los cables y la constante dieléctrica del aislante, y sus propiedades físicas, como el diámetro del cable y los espacios del conductor.

Estas propiedades, a su vez, determinan las constantes eléctricas primarias:

- Resistencia en serie (R),
- Inductancia en serie (L),
- Capacitancia de derivación (C),
- Conductancia de derivación (G).

La resistencia y la inductancia ocurren a lo largo de la línea, mientras que entre los dos conductores ocurren la capacitancia y la conductancia.

Las constantes primarias se distribuyen de manera uniforme a lo largo de la línea, por lo tanto, se les llama comúnmente parámetros distribuidos. Los parámetros distribuidos se agrupan por una longitud unitaria dada, para formar un modelo eléctrico artificial de la línea.

Las características de una línea de transmisión se llaman constantes secundarias y se determinan con las cuatro constantes primarias. Las constantes secundarias son impedancia característica y constante de propagación.

Impedancia Característica.

Para una máxima transferencia de potencia, desde la fuente a la carga, una línea de transmisión debe terminarse en una carga puramente resistiva igual a la impedancia característica de la línea.

La impedancia característica (Z_0), de una línea de transmisión es una cantidad compleja que se expresa en Ohms, que idealmente es independiente de la longitud de la línea, y que no puede medirse. Una línea de transmisión almacena energía en su inductancia y capacitancia distribuida.

Resistencia de la Línea

La resistencia de los conductores utilizados en una línea de transmisión causan pérdidas eléctricas, las cuales están dadas por la expresión I^2R , donde I es la corriente que fluye a través de conductor y R es la resistencia del mismo. Estas pérdidas tienen que ser mínimas, lo cual depende de un diseño adecuado de la línea, tomando en consideración factores como el calibre de conductores, número de los mismos por fase, tipo de material e influencia del medio ambiente, entre otros.

Resistencia de Corriente Directa

La resistencia de cd se caracteriza por tener una densidad de corriente distribuida uniformemente en toda la sección transversal del conductor, la cual puede calcularse mediante la expresión siguiente:

$$R_o = \frac{\rho l}{A}$$

Donde:

r = resistividad del material conductor (W-m)

l = longitud del conductor (m)

A = área efectiva de la sección transversal del conductor (m²)

Efecto de la Temperatura Sobre la Resistencia.

Un cambio en la temperatura causará una variación en la resistencia, en forma prácticamente lineal. Esta variación está dada por la siguiente ecuación:

$$\frac{R_2}{R_1} = \frac{T + t_2}{T + t_1}$$

Donde R_1 y R_2 son las resistencias a las temperaturas t_1 y t_2 , respectivamente. La

constante T depende del material conductor y se define como la temperatura a la cual la resistencia del conductor es igual a cero. Puede concluirse que un incremento de temperatura causa un aumento de la resistencia y viceversa.

Admitancia en paralelo de Líneas de Transmisión

La admitancia en paralelo de líneas de transmisión está formada básicamente por dos parámetros: conductancia y capacitancia.

Conductancia

Para este parámetro todavía no existe un modelo matemático preciso y con la simplicidad apropiada para poderlo manejar. Este parámetro es el resultado de las llamadas “corrientes de fuga” describiendo una trayectoria de las fases a tierra. Principalmente estas corrientes fluyen a través del aislador hacia la torre, las cuales varían en función de la eficiencia del aislador, la cual varía significativamente con el calor, humedad atmosférica, contaminación y salinidad del ambiente, entre otros factores. Por esta razón, obtener un modelo matemático representativo de este fenómeno, resulta una tarea compleja. Es común despreciar el efecto de estas corrientes de fuga, debido a que representan un porcentaje muy pequeño con respecto a las corrientes nominales de la línea.

Capacitancia

La diferencia de potencial de la línea de transmisión está asociada a un campo eléctrico. La capacitancia distribuida es una medida de la energía almacenada en este campo, dada en unidades de longitud de la línea por unidades de diferencia de potencial. La capacitancia se debe al almacenamiento de cargas y al paralelismo entre cada uno de los

conductores.

Efecto Ferranti

El Efecto Ferranti es una sobretensión producida en una larga línea de transmisión que ocurre cuando ésta está desconectada de la carga, o bien con una carga muy pequeña. Se produce por el efecto capacitivo que tienen las líneas aisladas entre sí y aisladas de tierra. Estas desde el punto de vista eléctrico son equivalentes a las armaduras de un condensador y cuando están a potenciales distintos, toman una carga eléctrica dependiente de los valores de dichos potenciales entre sí y respecto de tierra. Al variar estos potenciales constantemente originan una corriente transversal que se suma a la corriente de la línea aumentando los valores de tensión en el extremo receptor.

El efecto Ferranti será más acentuado cuanto más larga sea la línea, y mayor el voltaje aplicado. Debido a su alta capacitancia, éste efecto es mucho más pronunciado en cables subterráneos, incluso en líneas cortas.

Efecto Corona

El efecto corona es un fenómeno eléctrico que se produce en los conductores de las líneas de alta tensión y se manifiesta en forma de luminosidad a su alrededor. Dado que los conductores suelen ser de sección circular, la luminosidad adopta una forma de corona, de ahí el nombre del fenómeno.

El efecto corona es causado por la ionización del aire circundante al conductor; debido a los altos niveles de tensión de la línea. En el momento que las moléculas de aire se ionizan, éstas son capaces de conducir la corriente eléctrica y parte de los electrones que circulan por la línea pasan a circular por el aire. Tal circulación producirá un incremento

de temperatura en aire ionizado, que se tornará de un color rojizo para niveles bajos de temperatura, o azulado para niveles altos. La intensidad del efecto corona, por lo tanto, se puede cuantificar según el color de la corona, que será rojizo en aquellos casos leves y azulado para los más severos.

Los Efectos

- Generación de luz
- Ruido audible
- Ruido de radio
- Vibración resultante del viento eléctrico
- Deterioro de los materiales como consecuencia de un bombardeo de iones
- Generación de ozono, óxidos de nitrógeno y la presencia de humedad, ácido nítrico
- Disipación de la energía

Cálculo de la tensión crítica disruptiva

El efecto corona se producirá cuando la tensión de la línea supere la tensión crítica disruptiva del aire, es decir, aquel nivel de tensión por encima del cual el aire se ioniza.

La fórmula más utilizada para la determinación de la tensión crítica disruptiva es la propuesta por el ingeniero americano F.W. Peek:

$$V_c = 21.2 * \delta * r * \ln \frac{DMG}{RMG} * n * k_r * k_m * k_g$$

Donde:

- V_c es el valor de tensión crítica disruptiva en kV.
- δ es el factor de densidad del aire.

- r es el radio del conductor en centímetros.
- DMG es la distancia media geométrica entre fases.
- RMG es el radio medio geométrico.
- n es el número de conductores por fase.
- k_r es el coeficiente de rugosidad del conductor empleado, cuyo valor suele ser:
 - 1 para conductores nuevos.
 - 0,98 - 0,93 para conductores viejos (con protuberancias).
 - 0,87 - 0,83 para cables formados por hilos.
- k_m es el coeficiente medioambiental, cuyo valor suele ser:
 - 1 cuando el aire es seco.
 - 0,8 para aire húmedo o contaminado.
- k_g es el factor de cableado.

El cálculo de RMG y DMG dependerá en cada caso de la geometría de la línea eléctrica.

El factor de densidad del aire se calcula como: $\delta = \frac{273+20}{273+T} * \frac{P}{760}$

Donde:

- T es la temperatura del aire en grados Celsius
- P es la presión del aire en milímetros de mercurio.

Cálculo de las pérdidas de potencia con el efecto corona

Para aquellos casos en los que se produce el efecto corona, la pérdida de potencia se calcula según la fórmula:

$$P_c = \frac{244}{\delta} (f + 25) \sqrt{\frac{RMG}{DMG}} * (V_s - V_c)^2 * 10^{-5} \left(\frac{kw}{km} \right)$$

Donde:

- P_c es la pérdida de potencia en kW/km.
- f es la frecuencia de la línea en Hz
- V_s es el valor de la tensión fase-neutro (o tensión simple) en kV.
- V_c es el valor de tensión crítica disruptiva en kV.

Efecto electromagnético

Todo aparato que utiliza electricidad genera un campo eléctrico y un campo magnético, los cuales en conjunto se denominan "campos electromagnéticos". Estos campos no se producen solamente en las líneas de transmisión de electricidad.

Los efectos del campo electromagnético (EMF) son mucho mayores para las líneas de 1.000KV, que para las de 69KV.

Torres de transmisión

Existe una gran variedad de torres de transmisión, entre las más importantes y más usadas son las torres de amarre, la cual debe ser mucho más fuertes para soportar las grandes tracciones, usadas generalmente cuando es necesario dar un giro con un ángulo determinado para cruzar carreteras, evitar obstáculos, así como también cuando es necesario elevar la línea para subir un cerro o pasar por debajo/encima de una línea existente.

Existen también las llamadas torres de suspensión, las cuales no deben soportar peso alguno más que el del propio conductor. Este tipo de torres son usadas para llevar al conductor de un sitio a otro, tomando en cuenta que sea una línea recta, que no se encuentren cruces de líneas u obstáculos.

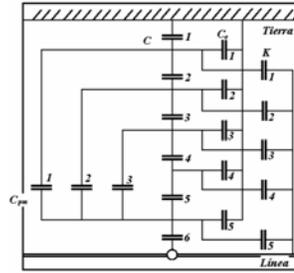
Al estar estas formadas por estructuras hechas de perfiles de acero, como medio de sustentación del conductor se emplean aisladores de disco y herrajes para soportarlos.

Aisladores

Un aislador no sólo debe tener suficiente resistencia mecánica, sino que debe estar diseñado para soportar severo abuso mecánico, rayos y arcos eléctricos sin sufrir un daño permanente. En una cadena de aisladores se manifiestan varios grupos de capacidades, asociadas a las diferentes partes que la constituyen; tales son:

1. La capacitancia debida al dieléctrico (porcelana o vidrio), entre la cuenca (cavidad en que se aloja el perno metálico) y el perno metálico de cada unidad (C).
2. La capacitancia entre las partes metálicas (herrajes) y el terminal de tierra (torre), se debe principalmente al dieléctrico aire, siendo estas capacidades de dispersión eC .
3. La capacitancia entre cualquier elemento metálico de la cadena y todos los demás elementos metálicos de la misma pmC .
4. La capacitancia entre las partes metálicas (herrajes) y el conductor de fase (K).

La figura muestra estos cuatro grupos de capacidades para una cadena de 6 aisladores. Nótese que para la capacidad entre partes metálicas pmC , por simplicidad del dibujo, solo se representan las referidas a un aislador.



Circuito equivalente cadena de seis aisladores

La determinación exacta de pmC es muy compleja y aunque estas capacitancias existen, su efecto no es muy notorio, por lo tanto puede descartarse en muchos casos. Según las mediciones la capacidad K es muy pequeña comparada con eC siendo siempre menor del 10%, con lo cual, al despreciarla, se simplifica mucho el circuito equivalente.

La tensión de contorneamiento (voltaje que se encuentra en el contorno del aislador) en seco de un aislador normal de 254 mm de diámetro es de 78KV. Sin embargo cuando se conforma una cadena de n elementos no se tiene una tensión de contorneamiento de $n*78KV$, sino inferior.

Esto se debe a la desigualdad en la distribución de potencial a lo largo de la cadena. Desde el punto de vista de las capacitancias, una cadena de aisladores es semejante al conjunto de condensadores conectados como se ve en la figura, para el supuesto de cuatro aisladores.



Conjunto de capacitancias de cuatro aisladores de suspensión

Como se concluye de la simple inspección de la figura, la corriente a través del condensador más próximo a la línea (el que se encuentra entre V_n y V_{n-1}) es mayor que la de todos los demás y se va reduciendo en cada uno de los aisladores, dependiendo del lugar en que se ubiquen. Lo mismo ocurre con la diferencia de potencial sufrida entre los aisladores y cuya expresión es:

$$V = ZI \quad ; \quad V = \frac{I}{j\omega C} \text{ es decir } Z = \frac{-j}{\omega C}$$

Donde:

i : Corriente capacitiva.

C : Capacitancia que presenta cada aislador.

ω : Frecuencia natural, $(2\pi f)$.

c : Capacitancia de cada elemento respecto a tierra.

$n V$: Potencial de la línea con respecto a tierra.

$n-1 V$: Potencial en la unión de los dos últimos elementos.

Formación de la Matriz de Distancias Entre Conductores

Los elementos de la matriz de distancias entre conductores pueden calcularse mediante la siguiente ecuación:

$$D_{ij} = \sqrt{(x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2}; \quad i \neq j$$

Donde:

x_i, x_j = coordenadas horizontales de los conductores i y j , respectivamente.

y_i, y_j = coordenadas verticales de los conductores i y j , respectivamente.

Puede observarse que $D_{ij} = D_{ji}$, de modo que es suficiente formar una matriz de

distancias entre conductores triangular superior o inferior, sin incluir la diagonal.

8.- MARCO METODOLÓGICO.

El método a utilizar será el deductivo, puesto que se utilizarán las leyes, postulados, formulas, teorías ya existentes sobre Ingeniería Eléctrica, Alta Tensión, Sistemas Eléctricos de Potencia, evaluación de proyectos, subestaciones. Con estos insumos se realizara el análisis y desarrollo de los objetivos y alcances planteados.

9.- ESQUEMA DE CONTENIDOS.

CAPITULO I

1. TÍTULO: SITUACION ACTUAL DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

- 1.1. Generación en el Ecuador
- 1.2. Niveles de voltaje utilizados
- 1.3. Sistema Nacional Interconectado
- 1.4. Curvas de demanda

CAPITULO II

2. TÍTULO: DESCRIPCION DEL PROYECTO DE 500KV DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

- 2.1. Generación proyectada
- 2.2. Demanda proyectada
- 2.3. Líneas de transmisión
- 2.4. Subestaciones de Potencia

CAPITULO III

3. TÍTULO: ASPECTOS TECNICOS DE LAS LINEAS DE TRANSMISION A 500KV

3.1. Introducción.

3.2. Parámetros de las líneas de transmisión

3.2.1. Resistencia serie

3.2.2. Inductancia serie

3.2.3. Capacitancia en derivación

3.2.4. Conductancia en derivación

3.3. Parámetros de secuencia

3.3.1. Impedancia característica

3.4. Flujos de Potencia

3.4.1. Compensación

3.4.2. FACTS

3.5. Efecto Corona

3.6. Efecto Ferranti

3.6.1. Reactores

3.7. Efecto Joule

3.8. Niveles de Electromagnetismo

3.9. Caída de Tensión

3.10. Calculo de Conductores

3.10.1. Conductores por fase

3.10.2. Cable de guardia

3.11. Cálculo de Aisladores

CAPITULO IV

4. TÍTULO: ASPECTOS ECONOMICOS DE LA TRANSMISION DE ENERGIA EN 500KV

4.1. Pérdidas de Potencia y Energía

4.2. Estructuras

4.2.1. Conductores

4.2.2. Torres

4.2.3. Aisladores

4.3. Subestaciones

4.3.1. Transformador de Potencia

4.3.2. Transformadores de medición y control

4.3.3. Pararrayos

4.3.4. Interruptores

CAPITULO V

5. TÍTULO: ASPECTOS TECNICOS Y ECONOMICOS DE LAS LINEAS DE TRANSMISION DE 345KV Y 750KV

5.1. Parámetros de las líneas de transmisión

5.1.1. Resistencia serie

5.1.2. Inductancia serie

5.1.3. Capacitancia en derivación

- 5.1.4. Conductancia en derivación
- 5.2. Parámetros de secuencia
 - 5.2.1. Impedancia característica
- 5.3. Flujos de Potencia
 - 5.3.1. Compensación
 - 5.3.2. FACTS
- 5.4. Efecto Corona
- 5.5. Efecto Ferranti
 - 5.5.1. Reactores
- 5.6. Efecto Joule
- 5.7. Niveles de Electromagnetismo
- 5.8. Caída de Tensión
- 5.9. Calculo de Conductores
 - 5.9.1. Conductores por fase
 - 5.9.2. Cable de guardia
- 5.10. Calculo de Aisladores
- 5.11. Costos de las Pérdidas de Potencia y Energía
- 5.12. Costos de Estructuras
 - 5.12.1. Conductores
 - 5.12.2. Torres
 - 5.12.3. Aisladores
- 5.13. Costos de Subestaciones

- 5.13.1. Transformador de potencia
- 5.13.2. Transformadores de medición y control
- 5.13.3. Pararrayos
- 5.13.4. Interruptores
- 5.13.5. Seccionadores

CAPITULO VI

6. TÍTULO: ANALISIS TECNICOS-ECONOMICOS COMPARATIVOS

6.1. Líneas de transmisión de 500KV Vs. 345KV

- 6.1.1. Perdidas eléctricas
- 6.1.2. Inversiones
- 6.1.3. Análisis económico comparativo
- 6.1.4. Cuadro de resultados

6.2. Líneas de transmisión de 500KV Vs. 750KV

- 6.2.1. Perdidas eléctricas
- 6.2.2. Inversiones
- 6.2.3. Análisis económico comparativo
- 6.2.4. Cuadro de resultados

6.3. Resultados

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

10.- BIBLIOGRAFÍA.

CONELEC, *Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano*, 2010, www.sisgesi.conelec.gob.ec/estadisticas/indicadores/.

CONELEC, *Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano Resumen del año 2009*, Quito, Mayo 2010.

TRANSELECTRIC, *Plan de Expansión de Transmisión Periodo 2010 – 2020*, Quito, octubre 2009.

CONELEC, *Plan Maestro de Electrificación 2009 – 2020*, Quito, 2009.

SCIELO, Ingeniería e Investigación, Bogotá, 2005, www.scielo.unal.edu.co/scielo.php?pid=S0120-56092005000300013&script=sci_arttext.

VILLACIS, Ana, *Análisis de cortocircuitos a nivel de 230 KV y 138 Kv con la segunda línea de interconexión entre Ecuador y Colombia y nueva generación*, Tesis EPN Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Quito, Noviembre 2007

BITTIUM Energy, <http://www.bittium-energy.com/cms/content/view/42089/65/>

TOVAR, José, y otros, *Modelado de líneas de transmisión*, Instituto Tecnológico de Morelia, Noviembre, 2003, <http://elec.itmorelia.edu.mx/tovar/2modlineas-01.htm>

STEVENSON. William, *Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia-2^{da} Edición*, Editorial McGraw-Hill, México, 1985.

GLOVER.J, Duncan, *Sistemas de Potencia-3^{ra} Edición*, Editorial Ciencias e Ingenierías.

CORIA CISNEROS. Lino, *Calculo de parámetros y operación en estado estacionario de líneas de transmisión*, Instituto Tecnológico de Morelia, departamento de ingeniería eléctrica.

GRAINGER, John-STEVENSON, William Jr, *Análisis de sistemas de Potencia*, Editorial McGraw-Hill, México, 2001.

GONZALES, Jorge, y otros, *Análisis eléctrico de líneas de transmisión*, 1^{ra} edición, Editorial Universidad Pontificia Bolivariana, Medellín-Colombia, 2005.

MUJAL ROSAS, Ramón M. *Tecnología eléctrica*. Barcelona: Edición UPC, 2000, es.wikipedia.org/wiki/Efecto_corona

GUIRADO, Rafael, y otros, *Tecnología eléctrica*, 1^{ra} Edición, McGraw-Hill, Madrid – España, 2006.

CONSTANTE, Andrés, *Potencia eléctrica*, Universidad Laica Eloy Alfaro, Manta - Ecuador www.monografias.com/trabajos14/trmnpot/trmnpot2.shtml

MENA, Byron, *Efecto corona en líneas de transmisión de 500KV*, Tesis EPN Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Quito, Julio 2008

Sobretensiones en líneas de transmisión eléctrica,

www.sapiensman.com/sobretensiones/index.htm

Ministerio de Energía y Mina, *Refuerzo de la Interconexión Centro Sur-Medio y Sur en 500KV*, Perú, Marzo, 2010

11.- CRONOGRAMA.

	CRONOGRAMA DEL PROYECTO DE TESIS											
CAPÍTULOS	MES I	MES II	MES III	MES IV	MES V	MES VI	MES VII	MES VIII	MES IX	MES X	MES XI	MES XII
CAPITULO I	***	***										
CAPITULO II	***	***	***	***								
CAPITULO III			***	***	***	***						
CAPITULO IV					***	***	***	***				
CAPITULO V							***	***	***	***		
CAPITULO VI									***	***	***	***
NOTA:	CADA MES EL DIRECTOR DE TESIS EMITIRÁ UN INFORME Y COMPLETARÁN EN CONJUNTO CON LOS ESTUDIANTES COMO MÍNIMO 20 HORAS POR SEMESTRE											

12.- PRESUPUESTO

Gastos/Meses (USD)	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
Transporte	4	3	3	2	2	2	2	2	4	2	2	4
Impresiones	2	2	2	5	5	5	5	5	5	5	20	30
Copias	10	5	5	4	3	3	3	2	2	3	2	2
Libros	80	60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Internet	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
Total mes	118	92	32	33	32	32	32	31	33	32	46	58
											<i>Total (USD)=</i>	<i>571</i>

13.- FIRMAS DE RESPONSABILIDAD.

Atentamente,

Diego Jaramillo

Ing. Benigno Santos

RESUMEN

La demanda en el Ecuador crece entre el 5% y el 7% anual, para cubrir este crecimiento se necesitan nuevos proyectos de generación y por ende nuevos proyectos de transmisión. El proyecto más grande del Ecuador será el de Coca Codo Sinclair con 1500 MW de potencia, esta capacidad se transmitirá hacia el gran centro de carga que es Quito mediante la Línea de Transmisión a 500 KV Coca Codo Sinclair – El Inga (Pifo).

A estas líneas se unen las líneas de transmisión El Inga (Pifo) – Yaguachi – Sopladora, que unirá el proyecto Sopladora. Por otra parte en el mundo existen otros niveles de EHV como 345 KV y 750 KV, que pueden ser utilizados, es por esto que se realiza una comparación técnica – económica de estos niveles de voltaje con el proyecto planteado a 500 KV, para determinar la opción más apropiada.

Mediante un estudio del flujo de potencia en el año 2016 se han obtenido valores de pérdidas de potencia en las líneas de transmisión Coca Codo Sinclair – El Inga (Pifo) y en todo el sistema de líneas de transmisión planteadas, utilizando datos referentes de otros sistemas de EHV empleados a nivel mundial.

De los tres niveles de voltaje analizados la inversión en la alternativa a 345 KV es menor, sin embargo las pérdidas de potencia y energía son mayores en esta alternativa, por lo tanto las pérdidas económicas también serán superiores a los otros dos sistemas de voltaje.

En este estudio se llega a determinar que el sistema de voltaje óptimo en las líneas de transmisión Coca Codo Sinclair – El Inga (Pifo) – Yaguachi – Sopladora es la alternativa a 345 KV, con un conductor 1250 ACAR. En esta alternativa, el valor Actual Liquidado es mayor que del proyecto a 500 KV y a la alternativa a 750 KV, por lo tanto es más viable para su aplicación en el Ecuador.

INDICE

AGRADECIMIENTOS

DEDICATORIA

PLAN DE TESIS

RESUMEN

INDICE

CAPITULO I	1
1. SITUACION ACTUAL DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO	1
1.1 Generación en el Ecuador	1
1.2 Sistema Nacional Interconectado.....	3
1.3 Niveles de voltaje utilizados	6
1.4 Demanda en el Ecuador	9
CAPITULO II	12
2. DESCRIPCION DEL PROYECTO DE 500 KV DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO	12
2.1 Generación proyectada.....	12

2.2	Demanda proyectada.....	16
2.3	Líneas de Transmisión	19
2.4	Subestaciones de potencia.....	20
CAPITULO III.....		24
3.	ASPECTOS TECNICOS DE LAS LINEAS DE TRANSMISION A 500 KV	24
3.1	Introducción	24
3.2	Parámetros de las Líneas de Transmisión	26
3.2.1	Resistencia en una Línea de Transmisión	26
3.2.2	Inductancia serie.....	33
3.2.2.1	Inductancia interna de un conductor solido	33
3.2.2.2	Inductancia debida a enlaces de flujo externos al conductor.....	37
3.2.3	Capacitancia	41
3.2.3.1	Diferencia de potencial entre dos puntos debida una carga.....	42
3.2.3.2	Capacitancia de una línea bifilar.....	43
3.2.4	Conductancia.....	48
3.3	Parámetros de secuencia	48

3.3.1	Líneas de longitud cortas.....	49
3.3.2	Líneas de longitud media	50
3.3.3	Líneas de longitud larga	52
3.3.4	Impedancia característica	57
3.3.5	SIL	58
3.4	Flujos de potencia	59
3.4.1	Compensación	68
3.4.1.1	Compensación serie	69
3.4.1.2	Compensación paralelo.....	70
3.4.2	FACTS	71
3.5	Efecto Corona	75
3.6	Efecto Ferranti	80
3.6.1	Reactores	81
3.7	Efecto Joule.....	85
3.8	Niveles de electromagnetismo	86
3.9	Caída de tensión.....	87

3.10	Conductores	88
3.10.1	Conductores por fase	88
3.10.2	Espaciadores para haces de conductores	90
3.10.3	Cable de guarda	91
3.11	Aisladores	93
CAPITULO IV		101
4.	ASPECTOS ECONOMICOS DE LA TRANSMISION DE ENERGÍA DE 500 KV	101
4.1	Pérdidas de potencia y energía.....	101
4.2	Estructuras.....	105
4.2.1	Conductores.....	105
4.2.2	Torres	106
4.2.3	Aisladores.....	110
4.3	Subestaciones.....	111
4.3.1	Transformador de potencia.....	111
4.3.2	Transformadores de medición y control.....	112

4.3.3	Pararrayos.....	112
4.3.4	Interruptores	113
4.4	Inversiones	114
4.5	Valor Actual Líquido (VAL) para el proyecto de 500 KV	117
CAPITULO V.....		119
5. ASPECTOS TECNICOS Y ECONOMICOS DE LAS LINEAS DE TRANSMISION DE 345 KV Y 750 KV		119
5.1	Parámetros de las Líneas de Transmisión.....	119
5.1.1	Resistencia en una Línea de Transmisión	119
5.1.2	Inductancia serie.....	120
5.1.3	Capacitancia	120
5.1.4	Conductancia.....	121
5.2	Parámetros de secuencia	121
5.2.1	Impedancia característica	122
5.3	Flujos de potencia	123
5.3.1	Alternativa a 345 KV	123

5.3.1.1	Potencia y energía.....	125
5.3.2	Alternativa a 750 KV	127
5.3.2.1	Potencia y energía.....	128
5.3.3	Compensación	130
5.3.4	FACTS	130
5.4	Efecto Corona	132
5.5	Efecto Ferranti	134
5.5.1	Reactores	135
5.6	Efecto Joule.....	137
5.7	Niveles de electromagnetismo	138
5.8	Caída de tensión.....	139
5.9	Conductores	139
5.9.1	Conductores por fase.....	139
5.9.2	Espaciadores para haces de conductores	140
5.9.3	Cable de guarda.....	141
5.10	Aisladores	142

5.11	Costos de pérdidas de potencia y energía	143
5.12	Costos de estructuras.....	143
5.12.1	Conductores.....	143
5.12.2	Torres	144
5.12.2.1	Torres para 345 KV	144
5.12.2.2	Torres para 750 KV	146
5.12.3	Aisladores.....	148
5.13	Costos de subestaciones.....	148
5.13.1	Transformador de potencia.....	148
5.13.2	Transformadores de medición y control.....	149
5.13.3	Pararrayos.....	150
5.13.4	Interruptores	150
5.13.5	Seccionadores.....	151
5.14	Inversiones	153
5.14.1	Alternativa a 345 KV	153
5.14.2	Alternativa a 750 KV	156

5.15	Valor Actual Líquido (VAL)	159
5.15.1	Valor Actual Líquido (VAL) para la alternativa a 345 KV	159
5.15.2	Valor Actual Líquido (VAL) para la alternativa a 750 KV	160
CAPITULO VI.....		162
6. ANALISIS TECNICOS ECONOMICOS COMPARATIVOS.....		162
6.1	Líneas de transmisión a 500 KV vs 345 KV.....	162
6.1.1	Pérdidas eléctricas	162
6.1.2	Pérdidas económicas	163
6.1.3	Inversiones	163
6.1.4	Análisis económico (VAL)	163
6.2	Líneas de transmisión a 500 KV vs 750 KV.....	164
6.2.1	Pérdidas eléctricas	164
6.2.2	Pérdidas económicas	165
6.2.3	Inversiones	165
6.2.4	Análisis económico (VAL)	165
6.3	Resultados	166

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	168
BIBLIOGRAFIA	170
ANEXOS	173

CAPITULO I

1. SITUACION ACTUAL DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

1.1 Generación en el Ecuador

El Ecuador posee una riqueza natural incalculable, sus recursos hídricos atraviesan todo su territorio con ríos que nacen en la Cordillera de los Andes hasta desembocar en el Océano Pacífico o afluentes del Río Amazonas, además de importantes fuentes energéticas como el petróleo, gas natural y la geotermia. Actualmente en el país existe un déficit de generación hidroeléctrica considerado el mayor problema y la cual históricamente ha sido cubierta con energía térmica que causa un gran impacto en el ambiente, además de gastos infructuosos por el mantenimiento que estas deben recibir.

En la Tabla 1 se clasifica la potencia de las centrales instaladas en el Ecuador de acuerdo al tipo de central, en donde se observa las centrales hidroeléctricas al 2010 aportan con 2.215,20 MW (41,08%), mientras que las Térmicas MCI (Motor de Combustión Interna) lo hicieron con 1018,60 (18,89%), las Térmicas Turbo gas con 973,90 MW (18,06%) y las Térmicas Turbo vapor con 454 MW.

Las centrales eólicas y solares aportan con 2,42 MW (0,05%). Por otro lado se tuvo la interconexión con los países vecinos de Colombia y Perú, cuyo total (635 MW) que significó una contribución del 11,77%.

CAPACIDAD INSTALADA EN EL PAIS E INTERCONEXIONES POTENCIA EFECTIVA (MW)											
Año	RENOVABLE					NO RENOVABLE			Inter- conexión	Total	Variación (%)
	HIDRAULICA		Solar	Eólica	Térmica turbo vapor*	TERMICA					
	Embalse	Pasada				MCI	Turbo-gas	Turbo-vapor			
1999	1.356,00	346,79	-	-		277,22	767,30	473,00	25,00	3.245,49	
2000	1.356,00	346,79	-	-		263,71	767,30	473,00	25,00	3.231,98	-0,42
2001	1.356,00	269,49	-	-		269,09	637,30	473,00	25,00	3.130,05	-3,15
2002	1.356,00	377,23	-	-		315,50	771,30	473,00	25,00	3.318,20	6,01
2003	1.356,00	377,22	-	-		359,53	762,00	503,00	240,00	3.597,93	8,43
2004	1.356,00	376,32	-	-	28,00	374,04	766,00	442,00	240,00	3.582,54	-0,43
2005	1.356,00	393,94	0,02	-	55,60	479,07	752,50	443,00	340,00	3.820,13	6,63
2006	1.356,00	430,03	0,02	-	63,30	724,02	753,50	443,00	340,00	4.109,87	7,58
2007	1.358,00	672,68	0,02	2,40	63,30	855,76	752,50	443,00	340,00	4.487,66	9,19
2008	1.361,00	671,56	0,02	2,40	94,50	858,57	756,50	443,00	625,00	4.812,25	7,23
2009	1.358,00	673,98	0,02	2,40	94,50	966,22	875,20	443,00	635,00	5.050,32	4,95
2010	1.538,00	677,20	0,02	2,40	93,40	1.018,60	973,90	454,00	635,00	5.392,52	6,85

* Se refiere a las centrales de las empresas azucareras que utilizan como combustible el bagazo de caña

Tabla 1. Capacidad instalada en el país e interconexiones potencia efectiva (MW)¹

¹ CONELEC, *Estadísticas del Sector Eléctrico*, 2010, www.sisgesi.conelec.gob.ec/estadisticas/indicadores/.

1.2 Sistema Nacional Interconectado

Se denomina Sistema Nacional Interconectado (SNI) al sistema integrado por los elementos del sistema eléctrico, conectados entre sí, el cual permite la producción y transferencia de energía eléctrica entre centros de generación y centros de consumo, dirigido a la prestación del servicio público de suministro de electricidad. En el Ecuador, existe un SNI y otros sistemas no incorporados, cada sistema comprende sus propias plantas de generación, líneas de transmisión y redes de distribución. Ver anexo 1.

El SNI se encuentra conformado, en su parte básica, por un anillo a 230 KV con líneas de doble circuito que unen las subestaciones de: Paute, Milagro, Pascuales (Guayaquil), Quevedo, Santo Domingo, Santa Rosa (Quito), Totoras (Ambato) y Riobamba. Vincula fundamentalmente el principal centro de generación del país (Paute), con los dos grandes centros de consumo: Guayaquil y Quito.

Además se dispone de una línea adicional de 230 KV, doble circuito, entre: Paute, Pascuales y Trinitaria (Guayaquil), la misma que, junto con el anillo principal permiten evacuar sin restricciones, excepto por los niveles de voltaje, la generación disponible de la central hidroeléctrica Paute. Adicionalmente tenemos las líneas de transmisión Pomasqui – Frontera con Colombia a 230KV, que en lado colombiano llega a la subestación Jamondino en Pasto, interconecta el SNI con el sistema eléctrico colombiano.

El Sistema Nacional de Transmisión (SNT), es administrado por la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC, a través de la Unidad de Negocio Transelectric (CELEC-Transelectric). Recibió en sus subestaciones al año 2009 16.418,36 GWh, de los cuales

se entregó a las subestaciones de los sistemas de distribución 15.803,38 GWh (96,25%), deduciéndose que sus pérdidas se ubicaron en 614,99 GWh (3,75%)²

En la tabla 2 se muestran las pérdidas anuales de energía por la transmisión en el SNI, en donde se puede recalcar que el año 2009 se redujeron las pérdidas en un 1.03%.

PERDIDAS ANUALES DE ENERGIA ELECTRICA EN EL S.N.T (GWh)					
Año	Energía recibida	Energía entregada	Pérdidas	Pérdidas (%)	Variación (%)
1999	6.458,10	6.137,57	320,53	4,96	
2000	9.005,09	8.667,02	338,07	3,75	5,47
2001	9.117,19	8.766,86	350,33	3,84	3,63
2002	9.888,75	9.511,61	377,14	3,81	7,65
2003	10.782,53	10.392,74	389,79	3,62	3,35
2004	11.579,73	11.147,46	432,27	3,73	10,90
2005	12.265,35	11.849,19	416,16	3,39	-3,73
2006	12.813,36	12.366,27	447,09	3,49	7,43
2007	13.498,62	12.966,25	532,36	3,94	10,07
2008	14.290,43	13.669,03	621,40	4,35	16,72
2009	16.418,36	15.803,38	614,99	3,75	-1,03

Tabla 2. Pérdidas anuales de energía eléctrica en el S.N.T (GWh) ³

Factor de Potencia en puntos de entrega

Los distribuidores y grandes consumidores, conectados directamente al Sistema Nacional de Transmisión, deben comprometer en cada uno de sus puntos de conexión un factor de potencia dentro de los siguientes límites:

² CONELEC, *Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano Resumen del año 2009*, Quito, Mayo 2010, pág. 28.

³ CONELEC, *Estadísticas del Sector Eléctrico*, 2010, www.sisgesi.conelec.gob.ec/estadisticas/indicadores/

- 0.96 o superior inductivo para demanda media y máxima
- 0.99 o menos inductivo para demanda mínima

Elementos de compensación

El sistema de transmisión dispone de bancos de condensadores en los terciarios de los transformadores de las siguientes subestaciones: Milagro (18 MVAR), Machala (12 MVAR), Policentro (12 MVAR), Ibarra (12 MVAR) y Tulcán (3 MVAR); con un total de 57 MVAR.

También, para controlar los altos voltajes que se producen en condiciones de mínima demanda, el sistema cuenta con 110 MVAR en bancos de reactores en paralelo (Shunt), instalados en el terciario de los transformadores, de las subestaciones del anillo de transmisión de 230KV, Molino (20MVAR), Pascuales (20MVAR), Quevedo (20MVAR), Riobamba (10MVAR), Santo Domingo (10MVAR), Santa Rosa (20MVAR), Totoras (10MVAR), sumando un total de 110MVAR. Estas compensaciones se presentan en la Tabla 3.⁴

ELEMENTOS DE COMPENSACION SNI		
Subestación	Elemento	Capacidad (MVAR)
Ibarra	Capacitor	C1=6 C2=6
Machala	Capacitor	C1=6 C2=6
Milagro	Capacitor	C1=18
Policentro	Capacitor	C1=6 C2=6

⁴ VILLACIS, Ana, *Análisis de cortocircuitos a nivel de 230 KV y 138 Kv con la segunda línea de interconexión entre Ecuador y Colombia y nueva generación*, Tesis EPN Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Quito, Noviembre 2007

ELEMENTOS DE COMPENSACION SNI		
Tulcán	Capacitor	C1=3
Molino	Reactor	R1=-10 R2=-10
Pascuales	Reactor	RCX=-10 RCW=-10
Quevedo	Reactor	RCW=-20
Riobamba	Reactor	RCQ=-10
Santo Domingo	Reactor	RCW=-10
Santa Rosa	Reactor	RCX=-10 RCW=-10
Totoras	Reactor	RCQ=-10

Tabla 3.Elementos de compensación SNI

1.3 Niveles de voltaje utilizados

El total de líneas de transmisión, que conforman el Sistema Nacional de Transmisión a Julio del 2009 tiene una longitud total de 3431.62 km, repartidos así:

- 1667.75 km a 230 KV
- 1763.87 km a 138 KV

El desglose de las líneas de transmisión a 230 KV se puede apreciar en la tabla 4, en donde también se indican la capacidad de transmisión, el número de circuitos y los conductores por fase⁵.

⁵ TRANSELECTRIC, *Plan de Expansión de Transmisión Periodo 2010 – 2020*, Quito, octubre 2009, cuadro No.2, pág. 78.

DATOS TECNICOS DE LAS LINEAS DE TRANSMISION A 230KV						
Nombre de la línea	Voltaje (KV)	Longitud (KM)	Capacidad transmisión (MVA)	# de circuitos	Conductor por fase	
					Tipo	Calibre
Sta. Rosa - Sto. Domingo	230	78,34	342	2	ACSR	1.113
Sto. domingo - Quevedo	230	104,00	353	2	ACSR	1.113
Quevedo - Pascuales	230	145,25	353	2	ACSR	1.113
Milagro Pascuales	230	52,76	353	1	ACSR	1.113
Milagro - Dos cerritos	230	42,87	353	1	ACSR	1.113
Dos cerritos - Pascuales	230	9,89	353	1	ACSR	1.113
Molino (Paute) - Milagro	230	135,74	342	2	ACSR	1.113
Sta. Rosa - Totoras	230	110,10	342	2	ACSR	1.113
Molino (Paute) - Totoras	230	200,20	342	1	ACSR	1.113
Molino (Paute) - Riobamba	230	157,32	342	1	ACSR	1.113
Riobamba - Totoras	230	42,88	342	1	ACSR	1.113
Paute - Pascuales	230	188,43	342	2	ACSR	1.113
Pascuales - Trinitaria	230	28,28	353	1	ACSR	1.113
Sta. Rosa - Pomasqui	230	45,90	340	2	ACAR	1.200
Pomasqui - Frontera Norte 1	230	136,40	340	2	ACAR	1.200
Pomasqui - Frontera Norte 2	230	136,20	340	2	ACAR	1.200
Machala - Frontera sur	230	53,19	340	2	ACAR	1.200
		1.667,75				

Tabla 4. Datos técnicos de las líneas de transmisión a 230KV

Del mismo modo, en la tabla 5 se puede observar los datos de las líneas que funcionan actualmente en el SNT a 138 KV⁶.

DATOS TECNICOS DE LAS LINEAS DE TRANSMISION A 138KV						
Nombre de la línea	Voltaje (KV)	Longitud (KM)	Capacidad trans. (MVA)	# de circuitos	Conductor por fase	
					Tipo	Calibre
Pucara - Ambato	138	27,74	112,0	1	ACSR	477
Pucara - Mulaló	138	35,00	112,0	1	ACSR	477
Mulaló - Vicentina	138	74,00	112,0	1	ACSR	477
Vicentina - Guangopolo	138	7,00	112,0	1	ACSR	477

⁶ TRANSELECTRIC, *Plan de Expansión de Transmisión Periodo 2010 – 2020*, Quito, octubre 2009, cuadro No.2, pág. 79.

DATOS TECNICOS DE LAS LINEAS DE TRANSMISION A 138KV						
Nombre de la línea	Voltaje (KV)	Longitud (KM)	Capacidad trans. (MVA)	# de circuitos	Conductor por fase	
					Tipo	Calibre
Sta. Rosa - Vicentina	138	18,50	112,0	1	ACSR	477
Vicentina - Pomasqui	138	20,40	112,0	2	ACSR	477
Pomasqui - Ibarra	138	60,50	112,0	2	ACSR	477
Ibarra - Tulcán	138	74,48	115,5	1	ACSR	477
Tulcán - Frontera	138	7,50	115,5	1	ACSR	477
Sto. Domingo - Esmeraldas	138	154,80	113,2	2	ACSR	397,5
Pascuales - Salitral	138	17,40	126,0	2	ACSR	477
Trinitaria - Salitral	138	12,00	211,8	1	ACSR	1.113
Pascuales - Policentro	138	15,10	126,0	2	ACSR	477
Quevedo - Daule Peripa	138	43,20	113,2	2	ACSR	397,5
Daule Peripa - Portoviejo	138	91,20	113,2	2	ACSR	397,5
Daule Peripa - Chone	138	63,20	113,2	1	ACSR	397,5
Chone - Severino	138	22,80	113,2	1	ACSR	397,5
Milagro - Babahoyo	138	47,30	113,2	1	ACSR	397,5
Molino (Paute) - Cuenca	138	67,08	99,5	2	ACSR	397,5
Cuenca - Loja	138	134,20	99,5	1	ACSR	397,5
Pascuales - Santa Elena	138	105,50	113,5	1	ACSR	397,5
Pascuales - Electroquil	138	38,03	113,5	1	ACSR	397,5
Electroquil - Las Juntas	138	35,34	113,5	1	ACSR	397,5
Las Juntas - Posorja	138	48,87	113,5	1	ACSR	397,5
Milagro - San Idelfonso	138	112,78	113,5	2	ACSR	397,5
San Idelfonso - Machala	138	21,00	113,5	2	ACSR	397,5
Totoras - Agoyán	138	33,00	133,0	2	ACSR	636
Totoras - Ambato	138	7,00	99,5	1	ACSR	397,5
Tena - F. de Orellana	138	142,14	90,0	1	ACSR	300
Baños - Puyo	138	50,14	88,8	1	ACSR	266,8
Puyo - Tena	138	61,90	88,8	1	ACSR	266,8
Cuenca - Limón	138	60,77	88,8	1	ACSR	266,8
Loja - Cumbaratza	138	54,10	88,8	1	ACSR	266,8
		1.763,97				

Tabla 5. Datos técnicos de las líneas de transmisión a 138 KV

Hasta el año 2009 se encontraron funcionando 34 subestaciones del SNT, 11 funcionan a 230 KV, y 21 a 138 KV (dos de ellas son de seccionamiento: San Idelfonso y Pucará),

y dos móviles, la de Portoviejo y Quinindé a 138 KV; esta última se encuentra arrendada a la Regional CNEL - Esmeraldas⁷.

La configuración predominante en las subestaciones de 230 KV, es la de doble barra y un disyuntor; en cambio, en 138 KV, predomina el esquema de barra principal y transferencia, con algunas excepciones, donde existe doble barra y un disyuntor. El equipamiento de las subestaciones del SNT es de tipo convencional, excepto el de la S/E Policentro y los patios de maniobra de las centrales Paute, Agoyán y Trinitaria, que son de tipo compacto en SF6.

Los niveles de voltaje que el transmisor deberá mantener en la barras de 230 KV está en el rango de +7% / -5% del voltaje nominal, en las barras de 138 KV dentro del +5% / -7% del voltaje nominal y para casos de barras de 69, 46 y 34.5 KV el transmisor deberá mantener los niveles de voltaje dentro del rango +3% / -3% del voltaje nominal.⁸

1.4 Demanda en el Ecuador

La evolución del Mercado Eléctrico Ecuatoriano, en lo que a demanda de energía y potencia se refiere, ha mantenido una situación de crecimiento sostenido en los últimos diez años, observándose una tendencia de incremento entre el 5% y el 7% anual.

⁷ CONELEC, *Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano Resumen del año 2009*, Quito, Mayo 2010, pág. 28.

⁸ TRANSELECTRIC, *Plan de Expansión de Transmisión Periodo 2010 – 2020*, Quito, octubre 2009, pág. 16.

En el 2009 se tiene una variación de 5,23%, esto se debe al gran estiaje que soporto nuestro país a finales de año y al cambio de focos incandescentes por ahorradores.

Del análisis histórico de los últimos 10 años, la evolución de la composición del consumo en los diferentes sectores o tipos de usuarios del servicio eléctrico en el SNI (residencial, comercial, industrial, alumbrado público y otros) ha sido diferente. En tabla 6 se aprecia esta variación⁹.

DEMANDA ANUAL DE ENERGIA ELECTRICA A NIVEL NACIONAL (GWh)							
Año	Residencial	Comercial	Industrial	A. Publico	Otros	Total	Variación (%)
1999	2.960,30	1.263,99	2.072,56	593,21	840,63	7.730,69	
2000	2.796,30	1.361,35	2.196,64	620,24	910,55	7.885,08	2,00
2001	2.896,96	1.411,66	2.289,89	634,09	924,91	8.157,52	3,46
2002	3.098,30	1.570,27	2.520,26	663,68	743,91	8.595,57	5,37
2003	3.269,65	1.674,40	2.568,82	675,04	919,31	9.107,22	5,95
2004	3.515,54	1.817,08	2.764,82	696,54	896,36	9.690,44	6,40
2005	3.702,24	1.964,22	2.966,65	715,82	955,81	10.304,75	6,34
2006	3.896,09	2.118,77	3.327,70	741,24	955,47	11.039,26	7,13
2007	4.095,05	2.230,84	3.616,94	765,46	1.155,17	11.863,46	7,47
2008	4.384,75	2.437,44	3.879,83	806,40	1.072,02	12.580,45	6,04
2009	4.672,28	2.527,84	4.147,86	819,57	1.045,50	13.213,06	5,03
2010	5.061,43	2.674,89	4.391,13	818,11	1.130,99	14.076,55	6,54

Tabla 6. Demanda anual de energía eléctrica a nivel nacional (GWh)

Una variación importante es la que ha tenido la demanda residencial para el año 2010, esto se debe a las grandes construcciones de proyectos inmobiliarios que se están dando en el país en los últimos años. La Figura 1 se muestra la curva de demanda de los últimos 12 años en el Ecuador

⁹ CONELEC, Estadísticas del Sector Eléctrico, 2010, www.sisgesi.conelec.gob.ec/estadisticas/indicadores/

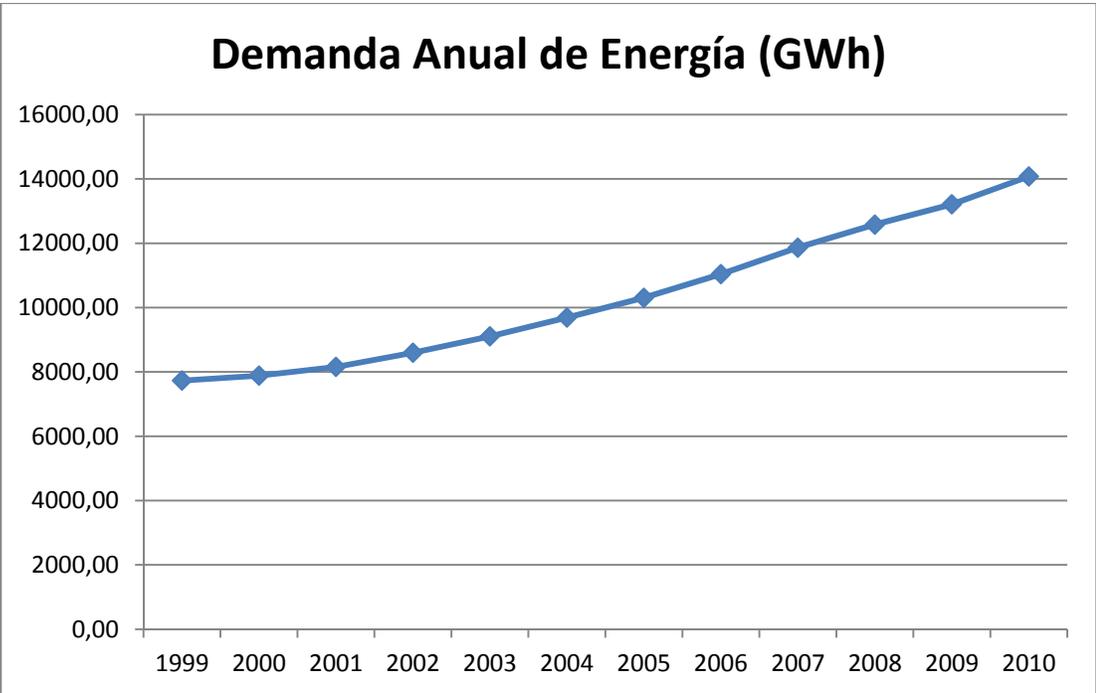


Figura 1. Demanda Anual del Ecuador 1999-2010

CAPITULO II

2. DESCRIPCION DEL PROYECTO DE 500 KV DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

2.1 Generación proyectada

El mapa energético ecuatoriano se está modificando debido al desarrollo de nuevos proyectos de generación hidroeléctrica en el país, lo que lleva a que en años futuros deba reducirse a cantidades mínimas el despacho de generación termoeléctrica en el país.

El gobierno Nacional está impulsando el desarrollo de grandes proyectos de generación hidroeléctrica como Coca Codo Sinclair de 1500 MW de capacidad, el cual entrará en operación en el año 2015. Igualmente Hidropaute desarrollará el proyecto hidroeléctrico Sopladora de 487 MW, previsto para el 2013, el cual será ubicado aguas abajo de la central Molino.

Por otra parte se incorporan al Sistema Nacional Interconectado (SNI) los proyectos hidroeléctricos Minas de 273 MW, La Unión de 80 MW, Baba de 42 MW, Ocaña de 26 MW, Chespi de 250 MW y Toachi Pilaton de 228 MW. Todos estos proyectos se especifican en la tabla 7 a continuación¹⁰:

¹⁰ TRANSELECTRIC, *Plan de Expansión de Transmisión Periodo 2010 – 2020*, Quito, octubre 2009, cuadro No.5 pág. 84.

CENTRALES DE GENERACION CONSIDERADAS EN EL PLAN DE EXPANSION DE TRANSELECTRIC 2010-2020			
CENTRAL DE GENERACION	POTENCIA (MW)	POSIBLE PUNTO DE CONEXION	AÑO ESTIMADO OPERACION
Baba	42	L/T Quevedo Sto. Domingo.	2011
Hidrotambo	8	Babahoyo	2011
Chorrillos	4	Loja	2011
Sigchos	17,4	Mulaló	2011
S. José de Minas	6	Pomasqui EEQ	2011
Ocaña	26	Cuenca	2011
Villonaco	15	Loja	2011
La merced de Jondachi	18	L/T Tena - F. Orellana	2011
Esmeraldas (ampliación)	144	Esmeraldas	2011
Machala Power II y III	95	San Idelfonso	2011
	87		
Hidrovictoria	10	Pifo (El Inga)	2012
Apaqui	45	L/T Ibarra Tulcán	2012
Topo	22	Puyo	2012
Pilaló	9.3	Mulaló	2012
Sopladora	487	Molino	2013
Mazar Dudas	22,3		2013
Llanganates	27,6		2013
Soldados Yanuncay	27,8		2013
Quijos Baeza	100	El Inga (Pifo)	2013
Chontal	150	Nanegalito	2013
La Unión	80	Machala	2013
Toachi - Pilaton	50	L/T Sta. Rosa - Sto. Domingo	2013
	178		
Chespi	250	Nanegalito	2014
Minas	273	Machala	2014
Villadora	350	Nanegalito	2015
Coca Codo Sinclair	1.500	Pifo (El Inga)	2015

Tabla 7. Centrales de generación consideradas en el plan de expansión de Transelectric

Para un mejor entendimiento de las centrales más importantes a instalarse, a continuación se dará una breve explicación de estas:

- BABA (42 MW): La empresa Hidrolitoral S.A., se encuentra construyendo el proyecto multipropósito Baba (agua potable, riego, control de inundaciones, hidroelectricidad), la misma que generaría una potencia de 42 MW y una energía media de 161 GWh/año, así también a través de un trasvase a la presa Daule Peripa, incrementará la generación de Marcel Laniado de Wind, actualmente en operación, en 441 GWh/año.
- TOACHI PILATÓN (228 MW). La empresa Hidrotoapi S.A. (cuyo único accionista es el Gobierno de la Provincia de Pichincha), firmó el mes de octubre de 2007 el contrato de concesión para la ejecución de la central hidroeléctrica Toachi- Pilatón. La obra tendría una potencia de 228 MW y fue aprobada para recibir recursos del Fondo Ecuatoriano de Inversión en los Sectores Energético e Hidrocarburífero (FEISEH). Al haber desaparecido el FEISEH, se entiende que los recursos provendrán del Presupuesto General del Estado.

El proyecto se inscribe dentro de la política de Gobierno de reducir al máximo el consumo de electricidad térmica producida a base de combustibles fósiles que son subsidiados por el Estado. Al encontrarse en la vertiente occidental, el proyecto tiene la ventaja de poder colocar su máxima energía durante los meses en los que las centrales hidroeléctricas de Paute y Agoyán, que se ubican en la cuenca oriental, enfrentan la temporada de estiaje.

- SOPLADORA (487 MW). La Corporación CELEC – Hidropaute firmó en abril de 2007, con el CONELEC, un contrato para la instalación de la central hidroeléctrica Sopladora (3 turbinas tipo Pelton), que estaría ubicada aguas abajo de la mayor generadora del País (Paute Molino). Sopladora es la tercera etapa del proyecto hidroeléctrico Paute Integral que aprovecha el potencial hídrico de la cuenca intermedia del río Paute, ubicada en las estribaciones de la cordillera Oriental de los Andes.

Entre los beneficios de Sopladora se espera contar con una producción anual de energía de 2.600 GWh lo que permitirá desplazar parte de la generación térmica y de la importación de energía desde Colombia. Eso permitirá un ahorro anual de aproximadamente 135 millones de dólares al sector eléctrico ecuatoriano.

- COCA CODO SINCLAIR (1500 MW). Compañía Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair S.A. Luego de la definición del enorme potencial hidroeléctrico existente en el Ecuador y de la determinación de las excelentes características hidroeléctricas de la cuenca del río Napo, especialmente de su tributario el río Coca, se formuló el inventario energético de la cuenca de los ríos Quijos y Coca, desde sus orígenes hasta el sitio denominado Codo Sinclair, definiendo al aprovechamiento hidroeléctrico Coca Codo Sinclair como el proyecto hidroeléctrico más atractivo de esta cuenca, y uno de los mejores proyectos de generación eléctrica con los que cuenta el Ecuador, se desarrollara un proyecto en dos etapas continuas, con capacidades de 432 y 427 MW, respectivamente, lo que suma 859 MW. Si bien el proyecto inicialmente operara con una capacidad de 859 MW favorecería la situación del sector eléctrico, la favorable hidráulica del río Coca, el incremento de la demanda y el alto costo de la generación actual, hacen que el mercado se pueda beneficiar en mayor magnitud, con un proyecto de 1500 MW.

Este proyecto está considerado como prioritario y de alto interés nacional, con el objeto de cubrir en forma adecuada la demanda de potencia y energía en los próximos años, e incluso tener la posibilidad de exportar energía a los países vecinos.

- CHESPÍ (250 MW). El proyecto que generaría 250 MW de potencia y una energía media anual de 1200 GWh, pertenece al Sistema Hidrográfico del río Esmeraldas, subcuenca del río Guayllabamba. Las obras se localizarían en la provincia de Pichincha, cantón Quito, a 40 km de la capital, entre las poblaciones de Calacalí y San José de Minas

2.2 Demanda proyectada

La demanda del Ecuador, tiene un crecimiento promedio anual del 5% al 7%, lo que implica que si la demanda máxima fuera de aproximadamente 2900 MW, anualmente se debería aumentar en generación, por lo menos 180MW, para cubrir este crecimiento, sin tomar en cuenta otros aspectos importantes que no se deben dejar de lado como son: la obsolescencia e ineficiencia tecnológicas de ciertas centrales térmicas; importación de energía nacional desde Colombia y Perú; parque generador indisponible por mantenimientos, en un promedio anual de 500 MW; la época de estiaje de las centrales hidroeléctricas, lo que implica que la matriz energética en un momento se componga de un 60% en energía térmica, de un 28% en energía hidráulica y un 12% de las importaciones internacionales, se prevé construir centrales hidroeléctricas de gran capacidad como es Coca Codo Sinclair.

En el estudio de proyección de la demanda se han analizado cuatro hipótesis básicas de comportamiento futuro de la demanda, que se resumen a continuación; y, en cada hipótesis tres escenarios de crecimiento: menor, medio y mayor:

- Toma en cuenta el comportamiento tendencial de la demanda nacional y las proyecciones de las distribuidoras.
- Considera la incorporación de las cargas especiales de tipo industrial que han expresado sus requerimientos de conexión al Sistema Nacional de Transmisión.
- Corresponde a la Hipótesis anterior, pero incorpora la intervención en la demanda por medio de la sustitución progresiva de cocinas y calefones que funcionan con GLP (gas licuado de petróleo), por aparatos eléctricos.
- Constituye la integración de las anteriores y se añaden los consumos estimados de la gran industria, básicamente de metalurgia y minería.

La tabla 8 muestra la proyección de potencia y energía hasta el 2020 con sus tres escenarios menor, medio y máximo¹¹.

PROYECCION DE LA DEMANDA EN BORNES DE GENERACION						
Año	DEMANDA DE POTENCIA (MW)			DEMANDA DE ENERGIA (GWh)		
	MENOR	MEDIO	MAYOR	MENOR	MEDIO	MAYOR
2012	3.354,00	3.455,00	3.558,00	20.327,00	21.076,00	21.783,00
2013	3.477,00	3.610,00	3.746,00	21.134,00	22.082,00	22.991,00
2014	3.601,00	3.768,00	3.940,00	21.944,00	23.107,00	24.237,00
2015	3.839,00	4.044,00	4.253,00	23.500,00	24.897,00	26.265,00
2016	4.110,00	4.354,00	4.605,00	25.182,00	26.830,00	28.455,00
2017	4.371,00	4.658,00	4.953,00	26.808,00	28.726,00	30.628,00
2018	4.626,00	4.960,00	5.302,00	28.402,00	30.611,00	32.812,00
2019	4.849,00	5.232,00	5.625,00	29.807,00	32.328,00	34.849,00
2020	5.037,00	5.473,00	5.919,00	30.996,00	33.852,00	36.718,00

¹¹ CONELEC, *Plan Maestro de Electrificación 2009 – 2020*, Quito, 2009, pág. 175

PROYECCION DE LA DEMANDA EN BORNES DE GENERACION						
Año	DEMANDA DE POTENCIA (MW)			DEMANDA DE ENERGIA (GWh)		
	MENOR	MEDIO	MAYOR	MENOR	MEDIO	MAYOR
Crecimiento	5%	5.7%	6.4%	5.5%	6.3%	7.0%

Tabla 8. Proyección de la demanda en bornes de generación.

Para una mejor apreciación, la Figura 2 muestra la curva de demanda de potencia proyectada hasta el 2020 en el escenario medio.

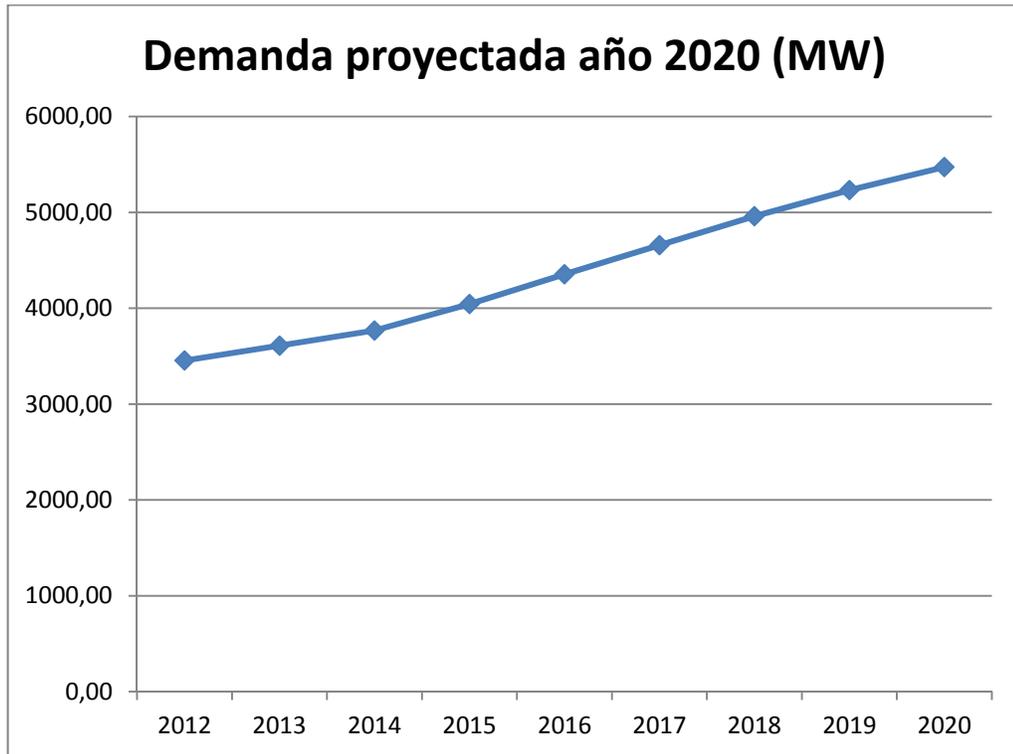


Figura 2. Curva de Demanda proyectada (MW)

Del mismo modo, la Figura 3 muestra la curva de demanda de energía proyectada hasta el 2020.

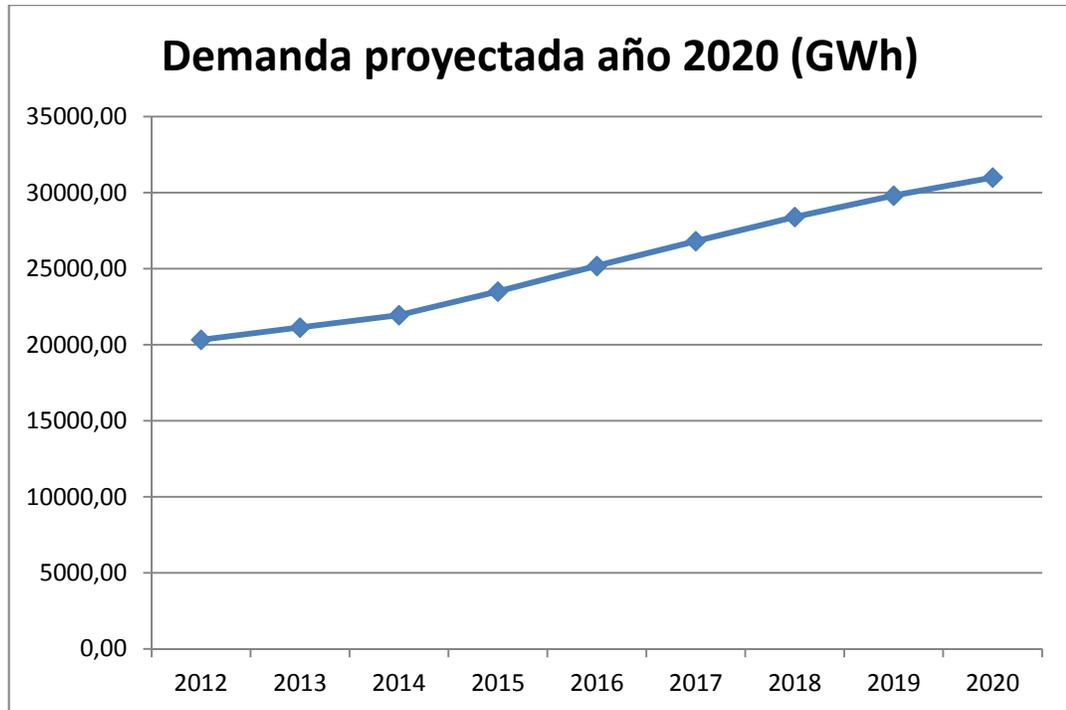


Figura 3. Curva de demanda proyectada (GWh)

2.3 Líneas de Transmisión

Para evacuar las nuevas grandes capacidades de las centrales proyectadas hacia el SNI, se requiere contar con un sistema de transmisión de gran capacidad, como el que el CONELEC aprobó en el Plan de Expansión de Transmisión, periodo 2007-2016.

En dicho plan se aprobó la implementación de un sistema de transmisión a 500KV que una los centros de carga de Quito y Guayaquil, con subestaciones que estarían ubicadas cerca de estas ciudades, El Inga (Pifo) y Yaguachi respectivamente, las mismas que se interconectarían mediante una línea de transmisión de 500KV, 300 km de longitud, cuyo recorrido sería Quito (Pifo) – Ambato–Guaranda–Babahoyo–Guayaquil (Yaguachi). Consecuentemente permitirá la implementación de sistemas radiales de 500KV desde Pifo hacia Coca Codo Sinclair y desde Yaguachi hacia Sopladora.

En el anexo 2 se muestra la proyección del Sistema Nacional Interconectado con las futuras líneas del proyecto a 500KV. Las obras consideradas en este proyecto en lo que se refiere a líneas de transmisión son¹²:

- Línea de Transmisión El Inga (Pifo - Quito) – Yaguachi (Guayaquil), 500KV, 300Km, un circuito, conductor 4x750 ACAR
- Línea de Transmisión El Inga (Pifo – Quito) – Coca Codo Sinclair, 500KV, 125Km, dos líneas de un circuito, conductor 4x750 ACAR
- Línea de Transmisión Yaguachi (Guayaquil) - Sopladora, 500KV, 180Km, un circuito, conductor 4x750 ACAR

2.4 Subestaciones de potencia

Para las líneas de transmisión de 500 KV se utilizarán subestaciones tanto para elevar el voltaje como para reducirlo, las consideraciones de estas subestaciones son:

¹² TRANSELECTRIC, *Plan de Expansión de Transmisión Periodo 2010 – 2020*, Quito, octubre 2009, pág. 65-66.

Subestación Pifo:

- Tres bancos de transformadores monofásicos de 450MVA, 500/230KV
- Un transformador monofásico de 150MVA, 500/230KV, de reserva
- Tres bahías de línea de 500KV
- Tres bahías de transformador de 500KV
- Una bahía de acoplamiento de 500KV
- Una bahía de reactor de línea de 500KV (4x28 MVAR)
- Un reactor de línea de 500KV (4X28 MVAR)
- Dos bahías de reactor de línea de 500KV (1x28 MVAR)
- Dos reactores de línea de 500KV (1X28 MVAR)
- Módulo común de 500KV (protecciones, SS AA, control, etc.)
- Tres bahías de transformador de 230KV
- Una bahía de reactor de barra de 230KV
- Un reactor de barra de 230KV (60 MVAR)

Subestación Yaguachi:

- Dos bancos de transformadores monofásicos de 450MVA, 500/230KV
- Un transformador monofásico de 150MVA, 500/230KV, de reserva
- Dos bahías de línea de 500KV
- Dos bahías de transformador de 500KV
- Una bahía de acoplamiento de 500KV
- Una bahía de reactor de línea de 500KV (4x28 MVAR)
- Un reactor de línea de 500KV (4X28 MVAR)
- Una bahía de reactor de línea de 500KV (2x28 MVAR)

- Un reactor de línea de 500KV (2X28 MVAR)
- Módulo común de 500KV (protecciones, SS AA, control, etc.)
- Ocho bahías de línea de 230KV
- Dos bahías de transformador de 230KV
- Una bahía de acoplamiento de 230KV

Subestación Coca Codo Sinclair:

- Cuatro bancos de transformadores monofásicos de 450MVA, 500/230KV
- Un transformador monofásico de 150MVA, 500/230KV, de reserva
- Dos bahías de línea de 500KV
- Dos bahías de transformador de 500KV
- Una bahía de acoplamiento de 500KV
- Dos bahías de reactor de línea de 500KV (1x28 MVAR)
- Dos reactores de línea de 500KV (1X28 MVAR)
- Módulo común de 500KV (protecciones, SS AA, control, etc.)
- Una bahía de línea de 230KV (para línea a Nueva Loja)
- Cuatro bahías de transformador de 230KV
- Ocho bahías de transformador de 230KV (unidades de generación)
- Una bahía de acoplamiento de 230KV

Subestación Sopladora:

- Un banco de transformadores monofásicos de 450MVA, 500/230KV
- Un transformador monofásico de 150MVA, 500/230KV, de reserva
- Una bahía de línea de 500KV
- Una bahía de acoplamiento de 500KV
- Una bahía de reactor de línea de 500KV (2x28 MVAR)
- Un reactor de línea de 500KV (2X28 MVAR)
- Módulo común de 500KV (protecciones, SS AA, control, etc.)
- Cuatro bahías de línea de 230KV
- Una bahía de transformador de 230KV
- Tres bahías de transformador de 230KV (unidades de generación)
- Una bahía de acoplamiento de 230KV

CAPITULO III

3. ASPECTOS TECNICOS DE LAS LINEAS DE TRANSMISION A 500 KV

3.1 Introducción

El llamado a más y mejores líneas de transmisión no es nuevo. El crecimiento de la producción de energía en Ecuador ha destacado la necesidad de mejorar la red de transmisión actual. Con la construcción de grandes centrales hidroeléctricas y al concentrarse la producción en grandes masas de energía fue necesario desarrollar técnicas adecuadas para su transporte.

Una de las preocupaciones clave en la transmisión de la electricidad es la pérdida de potencia en las líneas de transmisión. Al transmitir la energía se lo hace con alto voltaje y menos corriente, para que existan menores pérdidas en el conductor, ya que la resistencia varía con respecto a la longitud; y como estas líneas son demasiado largas las pérdidas de potencia por calentamiento serían muy grandes. Con este fin se emplean subestaciones elevadoras en las cuales dicha transformación se efectúa empleando transformadores o autotransformadores. De esta manera, una red de transmisión emplea usualmente voltajes del orden de 220KV y superiores

Es importante mantener la Corriente (I) tan pequeña como sea posible especialmente en distancias grandes. Para transmitir una determinada potencia con una I pequeña, se debe mantener el voltaje tan alto como sea posible.

Alrededor del mundo tenemos los siguientes niveles de voltaje en redes de potencia¹³:

- Extra. alto voltaje (EHV), que se utiliza en líneas de transmisión y cuyo nivel de voltaje es mayor de 300KV.
- Alto voltaje (HV) también en líneas de transmisión y con voltajes mayores de 36KV.
- Medio voltaje (MV), para circuitos de distribución y con voltajes comprendido en el rango de 1 a 36KV.
- Redes de bajo voltaje (LV), con niveles de tensión menores de 1 KV.

La línea de transmisión de 500 KV que ha sido propuesta, aumentará la fiabilidad del sistema eléctrico regional y cumplirá con la creciente demanda de electricidad. La población ecuatoriana contará con un mejor servicio eléctrico y una mayor disponibilidad de energía para todos los sectores como es el residencial, industrial y comercial, ayudando de esta manera a mejorar la calidad de vida, la seguridad de la población, la instalación de nuevas industrias, con su consecuente efecto multiplicador de nuevas fuentes de empleos y la formación de nuevos núcleos poblacionales.

La nueva línea de transmisión a 500 KV representará un importante refuerzo en el Sistema Nacional de Transmisión, la misma mejorará las condiciones de operación en condiciones normales, así como ante contingencias del sistema eléctrico, obteniéndose una mejora importante en la calidad y confiabilidad del SNI, reduciendo las interrupciones en la prestación del servicio eléctrico.

¹³SCIELO, Ingeniería e Investigación, Bogotá, 2005, www.scielo.unal.edu.co/scielo.php?pid=S0120-56092005000300013&script=sci_arttext.

3.2 Parámetros de las Líneas de Transmisión

Las líneas de transmisión tienen un comportamiento distinto según sea su geometría, los materiales utilizados para los conductores y dieléctrico. Así mismo, la frecuencia de la señal determina también en parte el comportamiento que tendrá la línea de transmisión.

Estas propiedades determinan los valores de los parámetros de las líneas, los cuales son:

- Resistencia
- Inductancia
- Conductancia
- Capacitancia

3.2.1 Resistencia en una Línea de Transmisión

La resistencia en conductores de una línea es la causa de las pérdidas por transmisión, las cuales están dadas por la expresión:

$$P = I^2 * R \quad (3.1)$$

Donde:

I: es la corriente que fluye a través de conductor.

R : es la resistencia del conductor.

Estas pérdidas tienen que ser mínimas, lo cual depende de un diseño adecuado de la línea, tomando en consideración factores como el calibre de conductores, número de los mismos por fase, tipo de material e influencia del medio ambiente, entre otros.

Resistencia de Corriente Continua

La resistencia de Corriente Continua (R_{CC}) se caracteriza por tener una densidad de corriente distribuida uniformemente en toda la sección transversal del conductor, la cual puede calcularse mediante la expresión siguiente:

$$R_{CC} = \frac{\rho L}{A} \quad (3.2)$$

Donde:

ρ : Resistividad del material conductor ($\Omega\cdot m$)

L : Longitud del conductor (m)

A : Área efectiva de la sección transversal del conductor (m^2)

Efecto de la Temperatura Sobre la Resistencia.

Un cambio en la temperatura causará una variación en la resistencia, en forma prácticamente lineal, dentro del margen normal de utilización de la línea de transmisión. Esta variación está dada por la siguiente ecuación¹⁴:

$$\frac{R_2}{R_1} = \frac{T+t_2}{T+t_1} \quad (3.3)$$

Donde:

R_1 : Resistencia a la temperaturas t_1

R_2 : Resistencia a la temperatura t_2

La constante T depende del material conductor y se define como la temperatura a la cual la resistencia del conductor es igual a cero. Los datos de esta constante se encuentran en la tabla 9¹⁵.

¹⁴ STEVENSON. William, *Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia-2^{da} Edición*, Editorial McGraw-Hill, México, 1985, pág. 34-35.

¹⁵ GLOVER.J, Duncan, *Sistemas de Potencia-3^{ra} Edición*, Editorial Ciencias e Ingenierías, pág.152.

RESISTIVIDAD DE MATERIALES				
Material	% de Conductividad	Resistividad a 20°C		Constante de temperatura °C
		$\Omega\text{m} \cdot 10^{-8}$	Ω cmil/pies	
Cobre				
Recocido	100%	1,72	10,37	234,5
Estirado en frío	97,3%	1,77	10,66	241,5
Aluminio				
Estirado en frío	61%	2.83	17	228,1
Latón	20-27%	4,4-8,4	38-51	480
Hierro	17,2%	10	60	180
Plata	108%	1,59	9,6	243
Sodio	40%	4,3	26	207
Acero	2-14%	12-88	72-530	180-980

Tabla 9. Resistividad de materiales

La distribución uniforme de la corriente en la sección transversal de un conductor solamente se presenta en la Corriente Continua (CC). Conforme se aumenta la frecuencia de la corriente alterna, la no uniformidad de la distribución se hace más pronunciada. Un incremento en la frecuencia da origen a una densidad de corriente no uniforme. A este fenómeno se le conoce como efecto piel¹⁶.

Efecto Piel

Para el análisis de este efecto, será necesario considerar lo siguiente:

A partir de la Figura 4, donde se muestra un conductor seccionalizado transversalmente, en el cual se ha dibujado dos filamentos hipotéticos iguales además del centro, se hará el análisis.

¹⁶ STEVENSON. William, *Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia-2^{da} Edición*, Editorial, McGraw-Hill, México, 1985, pág. 36.

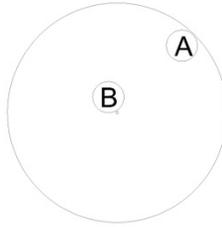


FIGURA 4. Sección transversal de un conductor¹⁷

- Las dimensiones del conductor son uniformes, es decir, si se secciona el conductor en diferentes tramos, todas las secciones transversales resultarán ser iguales.
- La corriente será la misma para toda la longitud del conductor, esto es, la corriente que entra por un extremo del conductor, será la misma que saldrá por el otro extremo.
- Apoyándose en las dos suposiciones anteriores, puede suponerse que cualquier sección transversal del conductor será una superficie equipotencial.

Al medir una caída de tensión en cada uno de los filamentos, ésta será la misma para ambos. En corriente directa, la condición anterior se satisface con la densidad de corriente uniforme que resultará en caídas de tensión por resistencia uniformes. Si se trata de corriente alterna, además de la caída de tensión por resistencia, existirá un voltaje inducido en cada filamento, resultante del campo magnético variante producido por la corriente en el propio conductor. Las líneas de flujo de este campo magnético circularán de acuerdo al eje del conductor y algunas encerrarán al filamento B sin hacerlo con el A, debido a la posición geométrica de ambos. Las reactancias alejadas del

¹⁷TOVAR, José, y otros, *Modelado de líneas de transmisión*, Instituto Tecnológico de Morelia, Noviembre, 2003, <http://elec.itmorelia.edu.mx/tovar/2modlineas-01.htm>

centro (como la del filamento A), serán menores que las de los filamentos alrededor del centro del conductor (como el filamento B). Por lo tanto, para producir caídas de tensión iguales, las densidades de corriente deben ser mayores cerca de la periferia del conductor, para compensar la reactancia menor.

El resultado final es que la energía electromagnética no se transmite en el interior del conductor sino que viaja en las regiones que rodean el conductor debido a que la distribución de densidades de corriente a través de la sección transversal del conductor no es uniforme, siendo este fenómeno conocido como efecto piel, el cual causará que la R_{CC} se incremente ligeramente. Esta es la llamada resistencia de Corriente Alterna (R_{CA}).

Por otro lado, la inductancia debida al flujo interno en el conductor se verá disminuida.

Si se expresa tales conclusiones mediante fórmulas, se tendrá lo siguiente:

$$R_{CA} = K * R_{CC} \quad (3.4)$$

Donde

K se muestra en la tabla 10¹⁸.

¹⁸ WESTINGHOUSE ELETRIC CORPORATION, *Electrical Transmission and Distribution Reference Book*, Pennsylvania, 1964, p. 53.

EFECTO SKIN							
X	K	X	K	X	K	X	K
0,0	1,00000	1	1,00519	2	1,07816	3	1,31809
0,1	1,00000	1,1	1,00758	2,1	1,09375	3,1	1,35102
0,2	1,00001	1,2	1,01071	2,2	1,11126	3,2	1,38504
0,3	1,00004	1,3	1,01470	2,3	1,13069	3,3	1,41999
0,4	1,00013	1,4	1,01969	2,4	1,15207	3,4	1,45570
0,5	1,00032	1,5	1,02582	2,5	1,17538	3,5	1,49202
0,6	1,00067	1,6	1,03323	2,6	1,20056	3,6	1,52879
0,7	1,0124	1,7	1,04205	2,7	1,22753	3,7	1,56587
0,8	1,00212	1,8	1,05240	2,8	1,25620	3,8	1,60314
0,9	1,00340	1,9	1,06440	2,9	1,28644	3,9	1,64051

Tabla 10. Efecto Skin

K está dada en función de x , donde:

$$X = 0.063598 \sqrt{\frac{u \cdot f}{R_{CC}}} \quad (3.5)$$

Donde:

f : Frecuencia en HZ

u : Permeabilidad (1 para materiales no magnéticos)

R_{CC} : Resistencia en corriente continua en ohm*milla

3.2.2 Inductancia serie

La inductancia es la propiedad de un circuito que relaciona la fuerza electro motriz (fem) inducida por la variación de flujo con la velocidad de variación de corriente

Para obtener un valor aproximado de la inductancia en una línea de transmisión es necesario considerar el flujo dentro y fuera de cada conductor.

3.2.2.1 Inductancia interna de un conductor solido

La inductancia de un circuito con permeabilidad constante μ se puede obtener a través de¹⁹:

- La intensidad del campo magnético, H a partir de la ley de Ampere
- Densidad de flujo magnético B ($B = \mu H$)
- Los enlaces de flujo λ
- La inductancia de los enlaces de flujo por ampere ($L=\lambda/I$)

Se supone sin sacrificar validez ni resultados lo siguiente:

- La longitud del conductor es infinita, se desprecian los llamados efectos finales.
- El material del conductor es no-magnetico, es decir $\mu=\mu_0=4\pi \times 10^{-7}$ H/m.
- Densidad de corriente uniforme, efecto pelicular despreciable.

¹⁹ CORIA CISNEROS. Lino, *Calculo de parámetros y operación en estado estacionario de líneas de transmisión*, Instituto Tecnológico de Morelia, departamento de ingeniería eléctrica, pág. 9-10-11-12-13

Se considera la Figura 5, la cual muestra la sección transversal de un conductor cilíndrico, sólido de una longitud unitaria. Se observa que por simetría las líneas de flujo del campo magnético es concéntrico, y por lo tanto no tienen componente radial sino únicamente tangencial, aplicamos la Ley de Ampere:

$$\oint H * dl = I \quad (3.6)$$

H: Intensidad de campo magnético (A-vuelta/m)

l: distancia a lo largo de la trayectoria (m)

I: corriente ingresada por la trayectoria (A)

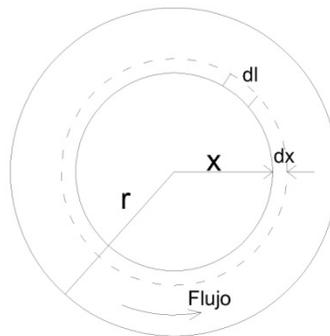


FIGURA 5. Sección transversal del conductor

Sea H_x la componente tangencial de la intensidad de campo magnético a una distancia de x metros del centro del conductor, entonces la Ec. (3.6):

$$\oint H_x * dl = I_x \quad (3.7)$$

De donde resolviendo:

$$2\pi x H_x = I_x \quad (3.8)$$

Aquí I_x es la corriente encerrada por la trayectoria de integración.

Si suponemos distribución uniforme tenemos:

$$I_x = \frac{\pi x^2}{\pi r^2} I \quad (3.9)$$

Sustituyendo la Ec. (3.9) en la Ec. (3.8) y despejando H_x :

$$H_x = \frac{x}{2\pi r^2} I \quad \left(\frac{A\text{-Vuelta}}{m} \right) \quad (3.10)$$

De aquí la densidad de flujo a x metros del centro del conductor será:

$$B_x = \mu H_x = \frac{\mu x I}{2\pi r^2} \quad \left(\frac{Wb}{m^2} \right) \quad (3.11)$$

μ Es la permeabilidad magnética del material.

En el elemento anular de espesor dx , el flujo es $d\Phi = B_x A$, donde A es el área del elemento diferencia $A = dx * long\ axial$, y como la longitud axial es 1 metro, entonces $A = dx$ y $d\Phi = B_x dx$

De aquí Tenemos

$$d\Phi = \frac{\mu x l}{2\pi r^2} dx \quad (\text{Webers}) \quad (3.12)$$

Los enlaces de flujo $d\lambda$ por metro de longitud, en el elemento anular, serán:

$$d\lambda = \frac{\pi x^2}{\pi r^2} d\Phi = \frac{\mu l x^3}{2\pi r^4} dx \quad \left(\frac{\text{Wb-vuelta}}{m}\right) \quad (3.13)$$

De lo anterior tendremos:

$$\lambda_{int} = \int_0^r \frac{\mu l x^3}{2\pi r^4} dx \quad (3.14)$$

De donde finalmente:

$$\lambda_{int} = \frac{\mu l}{8\pi} \quad \left(\frac{\text{Wb-vuelta}}{m}\right) \quad (3.15)$$

En el sistema internacional de unidades $\mu_0 = 4\pi * 10^{-7} \text{ H/m}$ y como además $\mu_r = \frac{\mu}{\mu_0}$, entonces $\mu_r = 1$ y tenemos:

$$\lambda_{int} = \frac{l}{2} * 10^{-7} \quad \left(\frac{\text{Wb-vuelta}}{m}\right) \quad (3.16)$$

Y de aquí:

$$L_{int} = \frac{1}{2} * 10^{-7} \quad (H/m) \quad (3.17)$$

3.2.2.2 Inductancia debida a enlaces de flujo externos al conductor

En referencia a la Figura 6, se calcula los enlaces de flujo entre los puntos D1 y D2. En el elemento tubular de espesor dx situado a una distancia de x metros del conductor, la intensidad de campo magnético es H_x y la fuerza magnetomotriz (fmm) alrededor del elemento diferencial será $2\pi H_x = I$

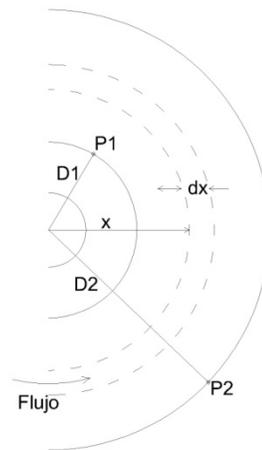


FIGURA 6. Enlaces de flujo magnético debidos a flujo externo

Despejando de la última ecuación y sabiendo que $B = \mu H$, obtenemos:

$$H_x = \frac{I}{2\pi x} \quad (3.18)$$

$$B_x = \frac{\mu I}{2\pi x} \quad \left(\frac{Wb}{m^2}\right) \quad (3.19)$$

El flujo $d\phi$ en el elemento tubular de espesor diferencial será:

$$d\phi = \frac{\mu I}{2\pi x} dx \quad (3.20)$$

Donde $Area = dx * 1m$ y por otro lado $d\phi = d\lambda$, ya que el flujo completo enlaza solo una vez al conductor, entonces tenemos:

$$\lambda_{12} = \int_{D1}^{D2} \frac{\mu I}{2\pi x} dx = \frac{\mu I}{2\pi} Ln \frac{D2}{D1} \quad \left(\frac{Wb-vuelta}{m}\right) \quad (3.21)$$

Para $\mu_r = 1$ y tendremos:

$$\lambda_{12} = 2 * 10^{-7} Ln \frac{D2}{D1} \quad \left(\frac{Wb-vuelta}{m}\right) \quad (3.22)$$

Finalmente la inductancia debida al flujo enlazado entre los puntos P₁ y P₂ es:

$$L_{12} = 2 * 10^{-7} Ln \frac{D2}{D1} \quad (H/m) \quad (3.23)$$

Inductancia por fase de las líneas trifásicas:

$$L = 2 * 10^{-7} ln \frac{GMD_{eq}}{GMR_{conductor}} \quad (H/m) \quad (3.24)$$

Donde:

- GMD: Geometric Mean Distance (Distancia Media Geométrica)
- GMR: Geometric Mean Radium (Radio Medio Geométrico)

Por lo tanto, para obtener la reactancia inductiva (X_L) se aplica la siguiente ecuación:

$$X_L = 2 * \pi * f * L \quad (3.25)$$

GMD para una línea trifásica podemos obtenerla a partir de la Ec. (3.26)

$$GMD = \sqrt[3]{D_{ab} * D_{bc} * D_{ca}} \quad (3.26)$$

Cuando se tiene un número superior de conductores como en la Figura 7 se procede de la siguiente manera²⁰:

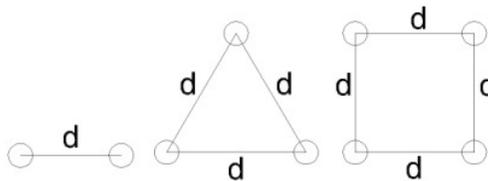


FIGURA 7. Haz de conductores

²⁰ GRAINGER, John-STEVENSON, William Jr, *Análisis de sistemas de Potencia*, Editorial McGraw-Hill, México, 2001, pág. 153-154.

Para un agrupamiento de 2 conductores:

$$GMR_{total} = \sqrt{GMR_{conductor} * d} \quad (3.27)$$

Para un agrupamiento de 3 conductores:

$$GMR_{total} = \sqrt[3]{GMR_{conductor} * d^2} \quad (3.28)$$

Para un agrupamiento de 4 conductores:

$$GMR_{total} = 1.09 * \sqrt[4]{GMR_{conductor} * d^3} \quad (3.29)$$

El GMR de cada conductor se puede encontrar en la tabla del Anexo 3²¹ para conductores ACAR que son los planteados para el proyecto de 500KV

Para líneas de un solo conductor, es conveniente utilizar la siguiente fórmula para obtener este valor directamente

$$X = X_a + X_d \quad (3.30)$$

²¹ GONZALES, Jorge, y otros, *Análisis eléctrico de líneas de transmisión*, 1^{ra} edición, Editorial Universidad Pontificia Bolivariana, Medellín-Colombia, 2005 p 165.

Donde:

X_a : Reactancia inductiva a 1 pie de separación

X_d : Reactancia capacitiva a 1 pie de separación

Los valores de X_a y X_d vienen dados para cada conductor; tal como se muestra en el Anexo 3 para conductores ACAR.

3.2.3 Capacitancia

La capacitancia en una línea de transmisión es el resultado de la diferencia de potencial entre los conductores y origina que ellos se carguen de la misma forma que las placas de un capacitor cuando hay una diferencia de potencial entre ellas. O sea es la carga por unidad de diferencia de potencial. La capacitancia entre conductores paralelos es una constante que depende del tamaño y espaciamiento entre ellos.

La capacitancia afecta tanto la caída de voltaje a lo largo de la línea, como la eficiencia, el factor de potencia de la línea y la estabilidad del sistema del cual la línea forma parte.

3.2.3.1 Diferencia de potencial entre dos puntos debida una carga

Se considera un conductor recto, largo con una carga positiva de q culombios/metro, tal como indica la Figura 8. A las distancias D_1 y D_2 metros respectivamente, del centro del conductor, están situados los puntos P_1 y P_2 . La carga positiva que hay sobre el conductor ejerce una fuerza que repele las cargas positivas situadas en el campo. Debido a esto y teniendo en cuenta que D_2 , en este caso es mayor que D_1 , hay que realizar un trabajo para llevar la carga positiva desde P_2 a P_1 , estando, P_1 a mayor potencia que P_2 . La diferencia de potencial es la cantidad de trabajo realizado por culombio que se transporta. Por el contrario, al moverse un culombio de P_1 a P_2 absorbe una energía, la cual en *newton metro* es la caída de tensión entre P_1 y P_2 . La diferencia de potencial entre dos puntos, es independiente del camino recorrido de uno al otro punto. La forma más sencilla de calcular la caída de tensión entre los dos puntos, es calcular la tensión que existe entre las superficies equipotenciales que pasan por P_1 y P_2 , integrando la densidad de campo a lo largo de un camino radial entre las superficies equipotenciales. De esta forma la caída instantánea de tensión entre P_1 y P_2 es²²:

$$v_{12} = \int_{D_1}^{D_2} \varepsilon \, dz = \int_{D_1}^{D_2} \frac{q}{2\pi kx} \, dx = \frac{q}{2\pi k} \ln \frac{D_2}{D_1} \quad (3.31)$$

Donde:

q : Es la carga instantánea sobre el conductor en culombios por metro de longitud.

²² STEVENSON. William, *Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia-2^{da} Edición*, Editorial McGraw-Hill, México, 1985, p. 66.

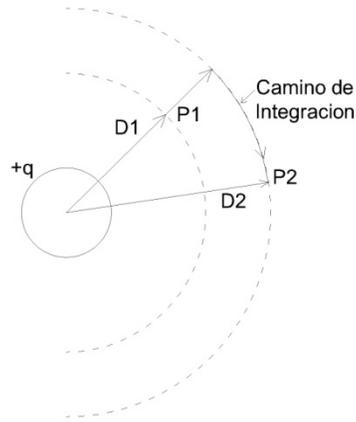


Figura 8. Camino de integración entre dos puntos exteriores a un conductor cilíndrico con una carga positiva uniformemente repartida

3.2.3.2 Capacitancia de una línea bifilar

La capacidad que existe entre dos conductores de una línea bifilar se definió como la carga de los conductores por unidad de diferencia de potencial entre ellos. La ecuación de la capacidad por unidad de longitud de la línea es²³:

$$C = \frac{q}{v} \quad (F/m) \quad (3.32)$$

Donde:

q : Es la carga de la línea (culombios*metro).

²³ STEVENSON. William, *Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia-2^{da} Edición*, Editorial McGraw-Hill, México, 1985, p. 67-68-69.

v : Diferencia de potencial entre conductores (V).

En adelante, por simplificar, hablaremos de capacidad refiriéndonos a capacidad por unidad de longitud, poniendo correctamente las dimensiones de las ecuaciones deducidas.

La capacidad entre conductores puede encontrarse sustituyendo en la Ec. (3.32) el valor de v en función de q deducido de la Ec. (3.31). la tensión V_{ab} entre los dos conductores de la línea bifilar de la Figura 9 se halla determinado la diferencia de potencial entre ellos, calculando, en primer lugar la caída de tensión debida a la carga q_a del conductor a y, a continuación la debida a la carga q_b del conductor b . por principio de superposición, la caída de tensión del conductor a al b , debida a las cargas de ambos conductores, es la suma de las caídas de tensión producidas por cada una de las cargas independientes.



Figura 9. Sección transversal de una línea de hilos paralelos

Se considera la carga q_a del conductor a y supongamos que el conductor b no tiene carga, siendo únicamente una superficie equipotencial en el campo creado por la carga de a . la superficie equipotencial del conductor b y las debidas a la carga a se representan en la Figura 10. La distorsión de las superficies equipotenciales en las proximidades del conductor b , es debida a que este también es una superficie equipotencial. La Ec. (3.31) se dedujo suponiendo que todas las superficies equipotenciales, debidas a la carga uniforme de un conductor de sección circular, eran cilíndricas y concéntricas con el

conductor. Esto es cierto en nuestro caso salvo en la zona próxima a b . el potencial del conductor b es el de la superficie equipotencial que le corta.

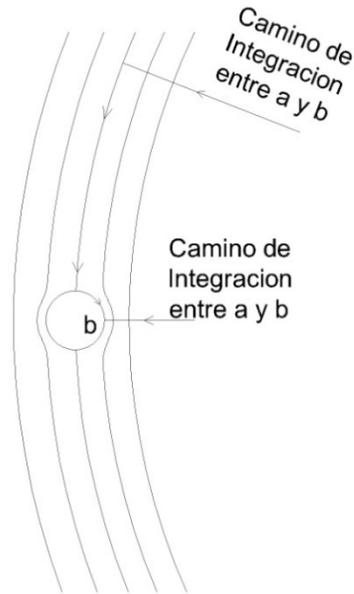


Figura 10. Superficies equipotenciales en una parte del campo eléctrico producido por un conductor cargado

Por tanto al determinar V_{ab} puede seguirse un camino que vaya del conductor a a la superficie equipotencial que corta a b , pasando por una zona en la que no están distorsionadas las superficies equipotenciales. El camino a lo largo de la superficie equipotencial hasta b no supone cambio alguno de tensión. Esta línea de integración esta indicada en la Figura 10 junto con el camino directo. Naturalmente, la diferencia de potencial es la misma independientemente del camino a lo largo del cual se hace la integración de la intensidad de campo. Siguiendo el camino que atraviesa la zona sin distorsión, las distancias correspondientes a D_2 y D_1 de la Ec. (3.31) son D y r_a , respectivamente, al determinar la V_{ab} , debido a q_a . Al determinar la V_{ab} , debido a q_b las distancias a considerar son r_b y D , respectivamente. Pasando a la notación vectorial (q_a y q_b son números complejos) tenemos:

$$V_{ab} = \frac{q_a}{2\pi k} \ln \frac{D}{r_a} + \frac{q_b}{2\pi k} \ln \frac{r_b}{D} \quad (3.33)$$

Y como $q_a = -q_b$ para una línea bifilar,

$$V_{ab} = \frac{q_a}{2\pi k} \left(\ln \frac{D}{r_a} - \ln \frac{r_b}{D} \right) \quad (3.34)$$

O agrupando los términos logarítmicos:

$$V_{ab} = \frac{q_a}{2\pi k} \ln \frac{D^2}{r_a r_b} \quad (3.35)$$

La capacidad entre conductores es:

$$C_{ab} = \frac{q_a}{V_{ab}} = \frac{2\pi k}{\ln(D^2/r_a r_b)} \quad F/m \quad (3.36)$$

Haciendo la conversión a microfaradios por milla, cambiando la base del término logarítmico y suponiendo una constante dieléctrica relativa $k_r = 1$.

$$C = \frac{0.0388}{\log(D^2/r_a r_b)} \quad \mu F / \text{milla} \quad (3.37)$$

Si $r_a = r_b$

$$C_{ab} = \frac{0.0388}{2 \log(D/r)} = \frac{0.0194}{\log(D/r)} \quad \mu F / \text{milla} \quad (3.38)$$

La Ec. (3.38) da la capacidad entre los conductores de una línea bifilar. A veces conviene conocer la capacidad entre uno de los conductores y un punto neutro. Por ejemplo si la línea está alimentada por un transformador que tiene una derivación central a tierra, la diferencia de potencial entre cada uno de los conductores y tierra es la mitad de la existente entre ambos conductores; y la capacidad respecto a tierra, o capacidad con respecto al neutro de una línea bifilar es dos veces la capacidad entre conductores. Si consideramos a esta formada por dos capacidades iguales en serie, la tensión de la línea se reparte por igual entre los dos, estando el punto de unión de ambos al potencial de tierra. Así, la capacidad respecto al neutro es una de dos capacidades iguales en serie o dos veces la capacidad entre conductores

$$C = \frac{0.0388}{\log^{Deq}/GMR} \quad \mu F / \text{milla} \quad \text{respecto al neutro} \quad (3.39)$$

La reactancia capacitiva es:

$$X_C = \frac{1}{2\pi f C} \quad (3.40)$$

Para el cálculo de capacitancia los valores GMR y GMD son los mismos que en el cálculo de la inductancia.

3.2.4 Conductancia

Concretamente, para este parámetro todavía no existe un modelo matemático preciso y con la simplicidad apropiada para poderlo manejar. Este parámetro resulta de la observación de las “corrientes de fuga” describiendo una trayectoria de las fases a tierra. Principalmente, las corrientes que fluyen a través del aislador hacia la torre, siendo función de la eficiencia del aislador, la cual varía significativamente con el calor, humedad atmosférica, contaminación y salinidad del ambiente, entre otros factores. Por esta razón, obtener un modelo matemático representativo de este fenómeno, resulta una tarea compleja. Por otro lado, es común despreciar este el efecto de estas corrientes de fuga, debido a que representan un porcentaje muy pequeño con respecto a las corrientes nominales de la línea.

La resistencia y la conductancia uniformemente distribuidas a la carga de la línea forman la impedancia serie. La conductancia y la capacitancia que existe entre conductores de una línea monofásica o desde un conductor a neutro de una línea trifásica forman la admitancia en paralelo.

3.3 Parámetros de secuencia

La resistencia inductancia y capacidad están uniformemente repartidas a lo largo de la línea y en el cálculo exacto de líneas largas hay que considerarlo así. En las líneas de longitud media se considera que la mitad de la capacidad esta agrupada en cada extremo de la línea, sin que por ello se cometa un error apreciable al calcular la tensión y la intensidad en los terminales. En las líneas cortas es tan pequeña la susceptancia capacitiva total que puede despreciarse. En lo que se refiere a los cálculos en que

interviene la capacidad, se consideran cortas las líneas aéreas a 60Hz de menos de 50 millas, líneas de longitud media comprendidas entre 50 y 150 millas, y líneas de longitud larga para más de 150 millas.

En la aplicación de las formulas se utilizaran los siguientes parámetros:

Z: Impedancia total en serie por fase

Y: Admitancia en paralelo entre fase y neutro = $1/X_c$

L: Longitud de la línea

3.3.1 Líneas de longitud cortas

La Figura 11 representa el circuito para líneas de longitud corta²⁴:

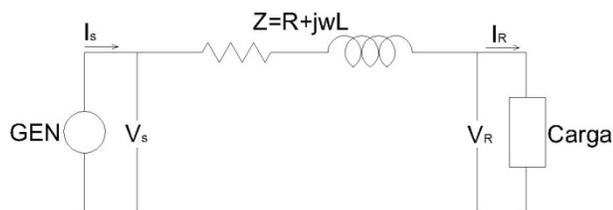


FIGURA 11. Circuito equivalente de una línea de longitud corta

En donde:

²⁴ STEVENSON. William, *Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia-2^{da} Edición*, Editorial McGraw-Hill, México, 1985, pág. 86.

$$I_S = I_R \quad (3.41)$$

$$V_S = V_R + I_R * Z \quad (3.42)$$

El factor de regulación de la tensión de una línea de transporte es la elevación de tensión en el extremo receptor, expresado en por ciento de la tensión a plena carga

$$\% \text{ de regulación} = \frac{|V_{R-vacio}| - |V_{R-carga}|}{|V_{R-carga}|} \quad (3.43)$$

3.3.2 Líneas de longitud media

La admitancia, generalmente capacidad pura, se incluye en los cálculos de las líneas de longitud media. Si la admitancia total está dividida en 2 partes iguales colocadas en los extremos de la línea el circuito se llama nominal π como se muestra en la Figura 12²⁵:

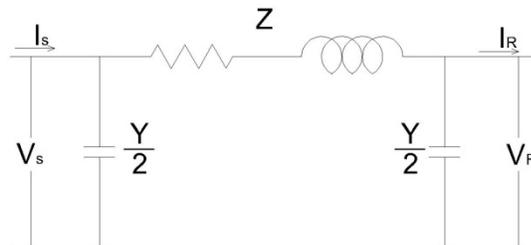


FIGURA 12. Circuito nominal en π de una línea de longitud media

²⁵ STEVENSON. William, *Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia-2da* Edición, Editorial McGraw-Hill, México, 1985, pág. 87-88-89.

En donde:

$$V_S = (V_R * \frac{y}{2} + I_R) * Z + V_R \quad (3.44)$$

$$V_S = (\frac{z*y}{2} + 1) * V_R + z * I_R \quad (3.45)$$

Para determinar I_S la corriente en la capacidad en paralelo del extremo transmisor es $V_S * \frac{y}{2}$, la cual sumada a la del ramal serie nos da:

$$I_S = (V_S * \frac{y}{2} + V_R * \frac{y}{2}) + I_R \quad (3.46)$$

Por lo tanto tendremos:

$$I_S = V_R * y(1 + \frac{z*y}{4}) + (\frac{z*y}{2} + 1)I_R \quad (3.47)$$

La Ec. (3.45) y (3.47) pueden expresarse en forma general:

$$V_S = A * V_R + B * I_R \quad (3.48)$$

$$I_S = C * V_R + D * I_R \quad (3.49)$$

Donde:

$$A = D = 1 + \frac{y \cdot z}{2} \quad (\text{Por unidad}) \quad (3.50)$$

$$B = z \quad (\Omega) \quad (3.51)$$

$$C = y \left(1 + \frac{z \cdot y}{4}\right) \quad (\text{U}) \quad (3.52)$$

La constante A es útil en el cálculo de la regulación de voltaje:

$$\% \text{ de regulación} = \frac{|V_S|/|A| - |V_{R-carga}|}{|V_{R-carga}|} \quad (3.53)$$

3.3.3 Líneas de longitud larga

La solución exacta de cualquier línea de transmisión y la única que proporciona gran precisión en el cálculo de más de 150 millas de longitud, exige considerar que los parámetros de la línea no están concentrados, sino distribuidos uniformemente a todo el largo de la línea. En la Figura 13 se representa una fase y neutro de una línea trifásica, o de una línea monofásica si la impedancia serie de la misma es la del circuito monofásico²⁶

²⁶ STEVENSON. William, *Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia-2da* Edición, Editorial McGraw-Hill, México, 1985, pág. 90-91-92.

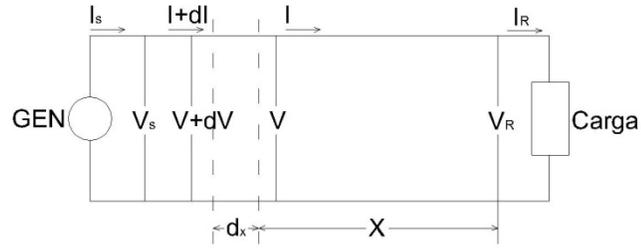


FIGURA 13. Circuito equivalente de una línea con fase-retorno de longitud larga

Consideremos un elemento muy pequeño de la línea y calculemos las diferencias de tensión y corriente entre los dos extremos de la línea. Sea x la distancia del elemento considerado, a partir del extremo receptor y dx la longitud del elemento, la impedancia del elemento diferencial de la línea, será $z dx$ e dx su admitancia. Sea V la tensión respecto al neutro, del extremo del elemento diferencial de línea más próximo al elemento receptor, siendo V la expresión compleja de la tensión eficaz, cuya amplitud y fase varía con la distancia a lo largo de la línea. La tensión en el extremo del elemento de línea, más próximo al generador, será $V + dV$. El aumento de la tensión a lo largo del elemento diferencial de líneas, en sentido de las x crecientes, es dV que es la diferencia de las tensiones en los extremos del elemento. El aumento de la tensión en sentido de las x crecientes, por la impedancia de aquel, o sea, $Iz dx$. Así tenemos:

$$dV = Iz dz \quad (3.54)$$

O

$$\frac{dV}{dx} = Iz \quad (3.55)$$

Análogamente, la corriente que sale del elemento hacia la carga es I . la amplitud y la fase de la corriente I varían con la distancia. La corriente que entra en el elemento

procedente del generador, es $I + dl$. Esta se diferencia de la corriente que sale en dirección de la carga en la cantidad dl . Esta diferencia es la corriente $Vy dx$ que circula por la admitancia del elemento. Por tanto:

$$dI = Vy dx \quad (3.56)$$

O

$$\frac{dI}{dx} = Vy \quad (3.57)$$

Derivando, respecto a x , las Ec. (3.55) y (3.57) tenemos:

$$\frac{d^2V}{dx^2} = z \frac{dI}{dx} \quad (3.58)$$

Y

$$\frac{d^2I}{dx^2} = y \frac{dV}{dx} \quad (3.59)$$

Si sustituimos los valores de dI/dx y dV/dx , dados por las Ecs. (3.57) y (3.55), en las Ecs. (3.58) y (3.59), respectivamente llegamos a:

$$\frac{d^2V}{dx^2} = yzV \quad (3.60)$$

Y

$$\frac{d^2I}{dx^2} = yzI \quad (3.61)$$

De esta forma tenemos una ecuación (3.60), cuyas únicas variables son V y x , y otra la (3.61) con las variables I y x solamente. Las soluciones V e I de las Ecs. (3.60) y (3.61), respectivamente, son expresiones cuyas derivadas segundas, respecto a x , son iguales a las correspondientes expresiones originales multiplicadas por la constante yz . Por ejemplo una solución de tipo exponencial. Supongamos que la solución de la ecuación (3.62) es:

$$V = A_1 \exp(\sqrt{yzx}) + A_2 \exp(-\sqrt{yzx}) \quad (3.62)$$

Hallando la derivada segunda de V respecto a x en la Ec., (3.62) tenemos

$$\frac{d^2V}{dx^2} = yz[A_1 \exp(\sqrt{yzx}) + A_2 \exp(-\sqrt{yzx})] \quad (3.63)$$

Que es yz veces la supuesta solución de V . así pues, la Ec. (3.62) es la solución de la Ec. (3.60). Si tenemos:

$$I = \frac{1}{\sqrt{z/y}} A_1 \exp(\sqrt{yzx}) - \frac{1}{\sqrt{z/y}} A_2 \exp(-\sqrt{yzx}) \quad (3.64)$$

Las constantes A_1 y A_2 pueden hallarse teniendo en cuenta las condiciones en el extremo receptor de la línea, es decir, $x=0$, $V=V_R$ e $I=I_R$. Sustituyendo estos valores en las Ecs. (3.62) y (3.64), tenemos:

$$V_R = A_1 + A_2 \quad (3.65)$$

Y

$$I_R = \frac{1}{\sqrt{z/y}} (A_1 - A_2) \quad (3.66)$$

Sustituyendo el valor $Z_c = \sqrt{z/y}$ y despejando A_1 :

$$A_1 = \frac{V_R + I_R Z_c}{2} \quad (3.67)$$

Y

$$A_2 = \frac{V_R - I_R Z_c}{2} \quad (3.68)$$

Sustituyendo en las Ecs. (3.62) y (3.64) los valores encontrados para A_1 y A_2 y haciendo $\gamma = \sqrt{yz}$, se obtiene:

$$V = \frac{V_R + I_R Z_c}{2} e^{\gamma x} + \frac{V_R - I_R Z_c}{2} e^{-\gamma x} \quad (3.69)$$

$$I = \frac{V_R/Z_c + I_R}{2} e^{\gamma x} + \frac{V_R/Z_c - I_R}{2} e^{-\gamma x} \quad (3.70)$$

Donde $Z_c = \sqrt{z/y}$ y es la impedancia característica de la línea, y $\gamma = \sqrt{yz}$ La constante de propagación.

Las Ec. (3.69) y (3.70) dan los valores de V e I , así como sus ángulos de fase en cualquier punto de la línea.

3.3.4 Impedancia característica

Se denomina impedancia característica de una línea de transmisión a la relación existente entre la diferencia de potencial aplicada y la corriente absorbida por la línea en el caso hipotético de que esta tenga una longitud infinita.

En el caso de líneas reales, se cumple que la impedancia de las mismas permanece constante cuando son cargadas con elementos, generadores o receptores, cuya impedancia es igual a la impedancia característica.

La impedancia característica es independiente de la frecuencia, la tensión aplicada y de la longitud de la línea, por lo que esta aparecerá como una carga resistiva y no se producirán reflexiones por desadaptación de impedancias, cuando se conecte a ella un generador con impedancia igual a su impedancia característica. De la misma forma, en el otro extremo de la línea esta aparecerá como un generador con impedancia interna

resistiva y la transferencia de energía será máxima cuando se le conecte un receptor de su misma impedancia característica.

$$z_0 = \sqrt{\frac{z}{y}} = \sqrt{\frac{j\omega L}{j\omega C}} = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (\Omega) \quad (3.71)$$

3.3.5 SIL

SIL (Surge Impedance Loading) se define como la potencia activa o cargabilidad de una línea de transmisión que alimenta una carga igual a la impedancia de sobretensión (impedancia puramente resistiva)

El SIL de una línea de transmisión es la carga natural, tomada como referencia, a la cual la potencia reactiva generada por la línea es absorbida por los flujos de potencia, con el resultado de que la carga es transportada a $FP=1$ y el perfil de tensiones a través de la longitud de la línea de transmisión es plano.

Cualquier flujo superior al SIL produce una caída de tensión a lo largo de la línea de transmisión, mientras que la carga inferior al SIL produce una elevación de la tensión a lo largo de la línea de transmisión.

$$SIL = \frac{V_{LL}^2}{\sqrt{L/C}} \quad (W) \quad (3.72)$$

3.4 Flujos de potencia

Los estudios de flujos de potencia son de gran importancia en la planeación y diseño de la expansión futura de los sistemas de potencia, así como también en la determinación de las mejores condiciones de operación de los sistemas existentes. La información que principalmente se obtiene es la magnitud y el ángulo de fase del voltaje en cada barra y las potencias real y reactiva que fluyen en cada línea.

El punto de partida para un flujo de potencia es un diagrama unifilar del sistema de potencia, a partir del cual se pueden obtener todos los datos necesarios, como datos de barras, líneas, transformadores²⁷.

A continuación se presentan 2 métodos en los cuales se basa la solución al problema de estudio de cargas. Para la solución de problemas de flujos se pueden utilizar las admitancias mutua y propia que componen la matriz de admitancias de barra, Y_{barra} o bien las impedancias propias y mutuas que componen Z_{barra} .

Método de Gauss – Seidel

La solución que expresa la tensión de una barra en función de las potencias real y reactiva entregadas a la barra por los generadores o suministrada a la carga conectada a la barra, las tensiones estimadas o previamente calculadas en las otras barras y las admitancias propia y mutua de los nudos.

²⁷ STEVENSON. William, *Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia-2^{da} Edición*, Editorial McGraw-Hill, México, 1985, pág. 176-177-178.

Las ecuaciones fundamentales se obtienen partiendo de una formulación nodal de las ecuaciones de la red. En la Figura 14 se aprecia un sistema de cuatro barras designando la barra oscilante con el número 1, y se realizara el cálculo de la barra 2.

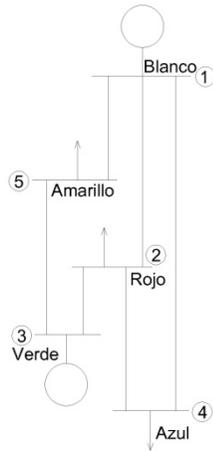


FIGURA 14. Diagrama unifilar

Si P_2 y Q_2 son las potencias real y reactiva previstas que entran al sistema en la barra 2 se tiene:

$$V_2 I_2^* = P_2 + jQ_2 \quad (3.73)$$

De donde I_2 se expresa como:

$$I_2 = \frac{P_2 + jQ_2}{V_2^*} \quad (3.74)$$

Y en términos de las admitancias propia y mutua, de los nudos omitiendo los generadores y las cargas, puesto que la corriente en cada nudo se expresa como I_2 se obtiene:

$$\frac{P_2 + jQ_2}{V_2^*} = Y_{22}V_1 + Y_{22}V_2 + Y_{22}V_3 + Y_{22}V_4 \quad (3.75)$$

Despejando V_2 :

$$V_2 = \frac{1}{Y_{22}} \left[\frac{P_2 + jQ_2}{V_2^*} - (Y_{21}V_1 + Y_{23}V_3 + Y_{24}V_4) \right] \quad (3.76)$$

En la Ec. (3.67) da un valor de V_2 corregido sobre la base de los valores P_2 y Q_2 previstos, cuando los valores estimados inicialmente se sustituyen en el segundo miembro de las expresiones de la tensiones, el valor calculado para V_2 y el valor estimado para V_2^* no coincidirán. Sustituyendo el conjugado del valor calculado de V_2 por V_2^* en la Ec. (3.67) para calcular otro valor de V_2 , se conseguiría una concordancia con un buen grado de exactitud después de varias iteraciones y sería el valor corregido de V_2 con las tensiones estimadas y prescindiendo de la potencia en las otras barras. Este valor no sería como la solución para V_2 con las condiciones de carga específica, porque las tensiones sobre las que se basa el cálculo de V_2 son valores estimados en las otras barras y las tensiones reales no son todavía conocidas.

El valor corregido de la tensión determinado en cada barra se usa para calcular la tensión corregida de la siguiente. El proceso se repite sucesivamente en todas las barras (excepto la oscilante) a lo largo de la red para completar la primera iteración. Después se vuelve a realizar el proceso una y otra vez hasta que el valor de la corrección de la tensión en cada barra es menor que el índice de precisión predeterminado. Este procedimiento de

solución de ecuaciones lineales algebraicas se conoce como el método iterativo de Gauss – Seidel. Si a través del proceso iterativo se utiliza el mismo conjunto de valores de tensión (en lugar de sustituir inmediatamente el nuevo valor obtenido para el cálculo de la tensión en la próxima barra), el proceso se llama método iterativo de Gauss.

La tensión calculada en cualquier barra k, para un total de N barras y para P_k y Q_k dados es:

$$V_k = \frac{1}{Y_{kk}} \left(\frac{P_k + jQ_k}{V_k^*} - \sum_{n=1}^N Y_{kn} V_n \right) \quad (3.77)$$

Siendo $n \neq k$.

En una barra en la que se haya especificado el módulo de la tensión en lugar de la potencia reactiva, las componentes real e imaginaria de la tensión para cada iteración, se determinan calculando primero un valor para la potencia reactiva. De la Ec. (3.77) deducimos:

$$P_k + jQ_k = (Y_{kk} V_k + \sum_{n=1}^N Y_{kn} V_n) V_k^* \quad (3.78)$$

Donde $n \neq k$. Si permitimos que $n=k$ entonces

$$P_k + jQ_k = V_k^* \sum_{n=1}^N Y_{kn} V_n \quad (3.79)$$

$$Q_k = -Im \{ V_k^* \sum_{n=1}^N Y_{kn} V_n \} \quad (3.80)$$

En la que el símbolo Im significa “parte imaginaria de”.

Método de Newton – Raphson

En este método se considera un sistema de n barras en donde en la barra k, P_k y Q_k , están dadas por la Ec. (3.81) en donde²⁸

$$P_k + jQ_k = V_k^* \sum_{n=1}^N Y_{kn} V_n \quad (3.81)$$

Donde:

$$V_k = a_k - jb_k \quad (3.82)$$

Y

$$Y_{kn} = G_{kn} + jB_{kn} \quad (3.83)$$

Reemplazando las Ecs. (3.82) y (3.83) en la Ec. (3.81) obtenemos:

$$P_k + jQ_k = (a_k - jb_k) \sum_{n=1}^N (G_{kn} + jB_{kn})(a_n - jb_n) \quad (3.84)$$

²⁸ STEVENSON. William, *Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia-2da* Edición, Editorial McGraw-Hill, México, 1985, pág. 182-183-184.

Igualando las partes reales en ambos lados de la ecuación se obtiene P_k e igualando las partes imaginarias tenemos Q_k . en las barras donde la tensión se controla (barra p por ejemplo) el cuadrado de la magnitud de la tensión es:

$$|V_p|^2 = a_p^2 + b_p^2 \quad (3.85)$$

Para iteración serán calculados los cambios en a_p y b_p , aunque la suma de los cuadrados a_p y b_p deba converger al cuadrado del valor especificado en la barra de tensión controlada. En el proceso iterativo los valores calculados de P_k , Q_k o $|V|^2$ deben ser comparados con los valores especificados y se definen los siguientes términos:

$$\Delta P_k = P_{k,espec} - P_{k,calc} \quad (3.86)$$

$$\Delta Q_k = Q_{k,espec} - Q_{k,calc} \quad (3.87)$$

O si se especifica el valor de la tensión en la barra k :

$$\Delta |V_k|^2 = |V_{k,espec}|^2 - |V_{k,calc}|^2 \quad (3.88)$$

Estos valores de ΔP_k , ΔQ_k y $\Delta |V_k|^2$ son entonces usados para calcular nuevos valores para las tensiones de barra usando una ecuación que se determinara solo para un sistema de 3 barras, donde la barra 1 es la barra oscilante, la barra 2 es la barra de carga con P_2 y Q_2 especificado y la barra 3, con P_3 y $|V_3|$ especificados, la ecuación para el sistema de 3 barras, omitiendo la barra oscilante es:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \Delta P_3 \\ \Delta Q_2 \\ \Delta |V_3|^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \alpha_2} & \frac{\partial P_2}{\partial \alpha_3} & \frac{\partial P_2}{\partial b_2} & \frac{\partial P_2}{\partial b_3} \\ \frac{\partial P_3}{\partial \alpha_2} & \frac{\partial P_3}{\partial \alpha_3} & \frac{\partial P_3}{\partial b_2} & \frac{\partial P_3}{\partial b_3} \\ \frac{\partial Q_2}{\partial \alpha_2} & \frac{\partial Q_2}{\partial \alpha_3} & \frac{\partial Q_2}{\partial b_2} & \frac{\partial Q_2}{\partial b_3} \\ \frac{\partial |V_2|^2}{\partial \alpha_2} & \frac{\partial |V_3|^2}{\partial \alpha_3} & \frac{\partial |V_3|^2}{\partial b_2} & \frac{\partial |V_3|^2}{\partial b_3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta a_2 \\ \Delta a_3 \\ \Delta b_2 \\ \Delta b_3 \end{bmatrix} \quad (3.89)$$

La matriz cuadrada de derivadas parciales se llama jacobiana. Los elementos de la jacobiana se encuentran tomando las derivadas parciales de las expresiones para P_k y Q_k y sustituyendo en ellas las tensiones supuestas en la primera iteración o calculadas en la última iteración.

Para resolver los flujos de potencia del SNI se tomará como base el diagrama proyectado por Transelectric del Plan Maestro de Expansión 2009 – 2020 (Anexo 4) ejecutado en el programa DigSilent versión 13. De este diagrama se tomarán los datos de demanda, potencia de transmisión, pérdidas de potencia, compensaciones y generación, todos esos datos están analizados en seis escenarios, los cuales son:

Escenario 1: Demanda y Generación en época de estiaje con carga máximo (E_MAX).

Escenario 2: Demanda y Generación en época de estiaje con carga media (E_MED).

Escenario 3: Demanda y Generación en época de estiaje con carga mínima (E_MIN).

Escenario 4: Demanda y Generación en época lluviosa con carga máxima (L_MAX).

Escenario 5: Demanda y Generación en época lluviosa con carga media (L_MED).

Escenario 6: Demanda y Generación en época lluviosa con carga mínima (L_MIN).

Para cada uno de estos casos se analizó los niveles de voltaje de 345, 500 y 750 KV para las futuras líneas de transmisión Coca Codo Sinclair - El Inga – Yaguachi – Sopladora.

Los datos de la demanda y generación en los seis escenarios mencionados anteriormente al año 2016 están tomados del Plan de Expansión 2009 – 2020 del Conelec los cuales se muestran en la tabla 11:

DEMANDA Y GENERACIÓN L/T 500KV AÑO 2016 (MW)						
Datos	2016 E_MAX	2016 E_MED	2016 E_MIN	2016 L_MAX	2016 L_MED	2016 L_MIN
Demanda	4.750	3.978,51	2.849,23	4.750	3.978,51	2.849,23
Gen. Despachada	4.881,58	4.077,91	2.906,08	4.904,25	4.104,82	2.926,46
Gen. Disponible	6.905,9	6.905,9	6.905,9	6.905,9	6.905,9	6.905,9

Tabla 11. Demanda y generación L/T 500 KV año 2016 (MW)

En la tabla 12 se aplica la Ec. (3.26) para el cálculo del GMD en los diferentes tipos de torres tipo para 500 KV con 4 conductores por fase 750 ACAR.

GMD TORRES 500 KV					
Tipos de torres	Distancias (m)			GMD (m)	GMD (cm)
	A-B	A-C	B-C		
S-51 o A-51	12,65	25,30	12,65	15,94	1.593,80
A-52	12,50	25,00	12,50	15,75	1.574,90
S-53	12,20	24,40	12,20	15,37	1.537,10
S-54	10,70	21,40	10,70	13,48	1.348,12

GMD TORRES 500 KV					
S-55	9,00	17,40	9,00	11,21	1.121,19
S-56	8,70	17,40	8,70	10,96	1.096,13
S-57	12,80	25,60	12,80	16,13	1.612,70
S-59	10,38	12,20	10,38	10,95	1.095,43

Tabla 12. GMD torres 500 KV

El dato de la resistencia de la línea de transmisión es tomado del anexo 3 para el conductor establecido por Transelectric. Para el cálculo del GMR se aplica la Ec. (3.29), en un haz de 4 conductores con una separación entre conductores de 45.7cm, donde:

$$GMR = 0,18995906$$

Los datos de GMD de la tabla 12 se utilizan para el cálculo de Inductancia y Capacitancia con las Ecs. (3.24) y (3.39), a partir de L y C se calcula X_L y X_C con las Ecs. (3.25) y (3.40), los resultados se muestran en la tabla 13:

INDUCTANCIA - CAPACITANCIA PARA TORRE DE 500 KV				
Torre	L	C	X_L	X_C
S-51 o A-51	8,85931E-07	0,02017	0,33399	0,13152
A-52	8,83545E-07	0,02022	0,33309	0,13117
S-53	8,78686E-07	0,02033	0,33126	0,13044
S-54	8,52448E-07	0,02096	0,32137	0,12655
S-55	8,15584E-07	0,02191	0,30747	0,12108
S-56	8,11064E-07	0,02203	0,30576	0,12041
S-57	8,88288E-07	0,02012	0,33488	0,13187
S-59	8,10936E-07	0,02203	0,30572	0,12039

Tabla 13. Inductancia - Capacitancia para torres de 500 KV

3.4.1 Compensación

Se usan inductores y capacitores en las líneas de transmisión (Figura 15) de longitud media y larga para incrementar la capacidad de carga de las mismas y para mantener las tensiones cerca de los niveles nominales.

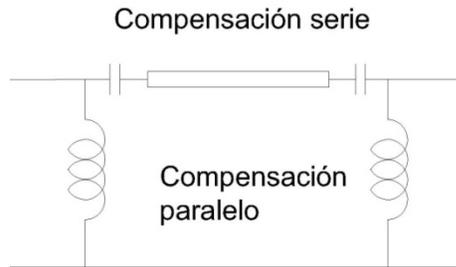


FIGURA 15. Compensación serie-paralelo

En la Figura 16 se muestra el circuito equivalente para una línea de longitud media con compensación serie y paralela.

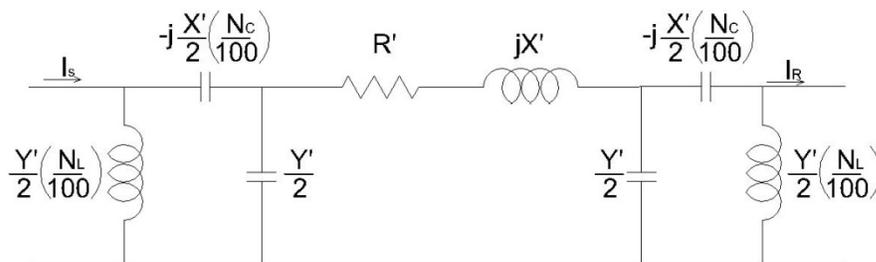


Figura 16. Circuito equivalente

3.4.1.1 Compensación serie

Los capacitores serie hacen posible que la cargabilidad de las líneas de transmisión de gran longitud sea económica, los capacitores serie también mejoran la estabilidad ya que cancelan parte de la reactancia inductiva, una compensación del 50% se refiere a cancelar la mitad de la reactancia de la línea²⁹

A veces se usan capacitores en serie en las líneas largas para aumentar la capacidad de carga de estas. Los bancos de capacitores se instalan en serie con cada conductor de fase en puntos seleccionados a lo largo de la línea, su efecto es reducir la impedancia neta de la línea en serie con los bancos de capacitores, reduciendo de este modo las caídas de tensión en esa línea y aumentando el límite de estabilidad en estado estacionario. Una desventaja de los bancos de capacitores serie es necesario instalar dispositivos automáticos de protección para desviar las altas corrientes durante las fallas y volver a insertar los capacitores una vez que se hayan eliminado estas. Asimismo, la adición de capacitores serie puede excitar oscilaciones de baja frecuencia, un fenómeno conocido como resonancia subsíncrona. No obstante la compensación capacitiva en serie puede incrementar la capacidad de carga de las líneas largas a solo una fracción del costo de la nueva línea de transmisión.

La compensación serie reduce la impedancia serie de la línea, la cual es la causa principal de la caída de voltaje y el factor más importante en la determinación de la potencia máxima que puede transmitir la línea.

²⁹ GONZALES, Jorge, y otros, *Análisis eléctrico de líneas de transmisión*, 1^{ra} edición, Editorial Universidad Pontificia Bolivariana, Medellín-Colombia, 2005 p. 92.

3.4.1.2 Compensación paralelo

Se instalan reactores en paralelo (conexión shunt) para compensar efectos no deseables de tensión asociados con la capacitancia de la línea. El grado de compensación shunt que proporciona un reactor usualmente se cuantifica como un porcentaje de la susceptancia de secuencia positiva en la línea.

La capacitancia en una línea presenta dos efectos en el voltaje, el primero es el efecto ferranti, que es la elevación de tensión a lo largo de la línea por causa de corrientes capacitivas fluyendo a través de la inductancia de la línea, y el segundo es el efecto de elevación de la tensión debido a la corriente capacitiva de la línea que fluye a través de las impedancias de las fuentes en los extremos de la línea. En condiciones de baja carga la combinación de estos efectos puede producir sobretensiones indeseables. Estas tensiones pueden reducirse mediante la aplicación de reactores shunt.

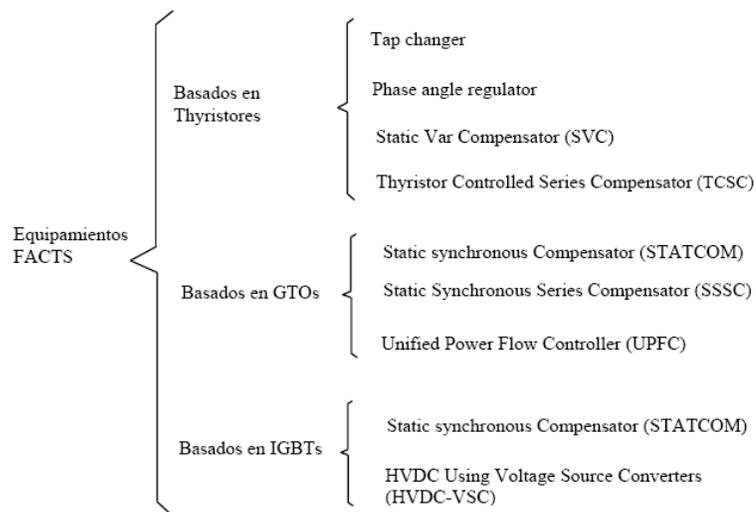
Otro tipo de compensación en derivación incluye los reactores conectados por tiristores, en paralelo con los capacitores, estos dispositivos llamados compensadores estáticos de VARS, pueden absorber potencia reactiva durante cargas ligeras y entregar potencia reactiva durante cargas pesadas; a través del control automático de la conexión de tiristores, se minimiza las fluctuaciones en la tensión y se incrementa la capacidad de carga.

Es común que se instalen reactores (inductores) en derivación en puntos seleccionados a lo largo de las líneas, desde cada fase hacia neutro. Los inductores absorben potencia reactiva y absorben las sobretensiones durante las condiciones de carga ligera. También reducen las sobretensiones transitorias debidas a las maniobras de interruptores y a la caída de rayos, sin embargo los reactores pueden reducir la capacidad de carga si no se desconectan en condiciones a plena carga.

3.4.2 FACTS

Los controladores FACTS ofrecen la gran oportunidad de regular la transmisión de corriente alterna (AC), incrementando o disminuyendo el flujo de potencia en líneas específicas y respondiendo casi instantáneamente a los problemas de estabilidad. La potencialidad de esta tecnología se basa en la posibilidad de controlar el flujo de potencia y la capacidad de conectar redes que no están adecuadamente interconectadas, dando la posibilidad de la venta de energía entre agentes distantes.

Los desarrollos recientes en los sistemas eléctricos de potencia tales como la desregularización, acceso abierto y cogeneración están creando escenarios de congestión en la transmisión y forzando las interrupciones. Además construir nuevas líneas de transmisión es una solución prácticamente imposible debido a problemas ambientales y otras consideraciones, por ello es necesario desarrollar nuevas propuestas para el funcionamiento y control de los sistemas de potencia para soportar las sobrecargas y para un eficiente y fiable funcionamiento. Con el subyacente concepto de un control independiente del flujo de potencias activa y reactiva, ofrece una alternativa atractiva para alcanzar estos objetivos.



Con la utilización de los FACTS podemos regular y controlar el flujo de potencia en el lado de alta tensión. Tanto en condiciones de régimen permanente como en régimen transitorio.

Con el uso de FACTS se puede notar el gran avance en la tecnología electrónica de potencia. Los FACTS incrementan o disminuyen el flujo de potencia y tienen una gran respuesta a problemas de estabilidad.

Los controladores FACTS también pueden clasificarse en dos grupos tomando como referencia la función de sus principales elementos. El primer grupo utiliza elementos reactivos y transformadores cambiadores de taps controlados por tiristores. Dentro de este grupo se encuentran:

- SVC Compensador estático de VAR
- TCVR Regulador de voltaje controlado por tiristores
- TCPAR Regulador de ángulo de fase controlado por tiristores
- TCSC Capacitor en serie controlado por tiristores

El segundo grupo utiliza convertidores de voltaje auto conmutados que actúan como fuentes estáticas de voltaje síncrono. A este grupo corresponden:

- STATCOM Compensador estático síncrono
- SSSC Compensador serie estático síncrono
- IPFC Controlador de flujos de potencia interlínea
- UPFC Controlador unificado de flujos de potencia

Ventajas

Las siguientes son las principales ventajas que representan el uso de dispositivos FACTS:

- Permiten un mayor control sobre el flujo de potencia, dirigiéndolo a través de rutas predeterminadas;
- Se puede operar con niveles de carga seguros (sin sobrecarga) y cercanos a los límites térmicos de las líneas de transmisión;
- Mayor capacidad de transferencia de potencia entre áreas controladas, con lo que el margen de reserva en generación puede reducirse considerablemente;
- Incrementan la seguridad del sistema al aumentar el límite de estabilidad transitoria, limitando las corrientes de corto circuito y sobrecargas, previniendo salidas en cascada, y limitando el efecto de otras fallas en el sistema y equipos;
- Amortiguan oscilaciones del sistema de potencia que dañan los equipos y limitan la capacidad de transmisión disponible;

Aspectos operativos

En un sistema eléctrico de potencia se presentan contingencias entre las que pueden estar la pérdida de generación de carga, de una o varias líneas; una vez que éstas se liberan mediante la operación de interruptores, relevadores u otros dispositivos de protección, el sistema queda en un estado llamado de postfalla, si éste es aceptable el sistema se dice “seguro”.

La seguridad de un sistema implica tener un margen adecuado de recursos, ya sea de generación, transmisión, etc., para que éste pueda continuar abasteciendo energía después de que ocurre una contingencia, además de que el personal de operaciones pueda controlar elementos ajustables del sistema para garantizar una operación segura ante posibles fallas; para lograr esto se deben establecer límites de operación en el estado de pre falla y a menudo en el estado de postfalla. Un sistema que satisface estos límites es seguro para hacer una transición a un estado aceptable una vez que se ha liberado la falla; la presencia de límites en el estado de postfalla restringe la operación del sistema en estado normal, a menudo a expensas de los aspectos económicos.

La habilidad que presentan los dispositivos FACTS para controlar transitorios, y para afectar rápida y significativamente el estado siguiente inmediato a una falla, con frecuencia significa que el impacto que tienen las restricciones impuestas a éste en las operaciones del sistema en estado normal se pueden minimizar, dejando así una región de operación de prefalla mayor para optimizar aspectos económicos. Un sistema que se diseña adecuadamente con un margen de operación suficiente hace posible satisfacer seguridad y economía durante su operación.

Por otro lado, un dispositivo FACTS puede lograr que una línea opere muy cercana a sus límites térmicos; esto afecta favorablemente el aspecto económico, ya que se evita la construcción de nuevas líneas de transmisión, además de que la energía se puede hacer fluir a través de rutas establecidas, permitiendo así el intercambio de potencia entre diferentes compañías prestadoras de servicio eléctrico, así como entre diferentes países. Una de las consecuencias que trae el incremento en la transferencia de potencia a través de una o más líneas del sistema es que puede conducir a sobrecalentamientos; de esta manera, con el uso extensivo de estos dispositivos se hará necesario el monitoreo térmico de la red. Otro de los aspectos que también deben tomarse en cuenta es que los FACTS, así como cualquier otro componente en el sistema, introduce modos de oscilación en su comportamiento, y se vuelve más complejo de operar; esto puede

conducir a interacciones no deseadas entre equipos. Debido a ello, debe preverse la coordinación de todos los controladores en el sistema incluyendo los dispositivos FACTS, haciendo cada vez más complejo el control del sistema de potencia. Así pues, la inclusión de este tipo de elementos al sistema de potencia ofrece una serie de ventajas en diferentes aspectos como el económico, entre otros, pero también trae consigo complejidades que deben tomarse en cuenta para la operación segura del sistema.

Localización

Existen tres factores importantes a considerar cuando se ha tomado la decisión de instalar un dispositivo FACTS: el tipo de dispositivo, la capacidad requerida y la ubicación que optimice el funcionamiento del dispositivo. De estos factores, el último es de suma importancia, ya que la ubicación de los FACTS depende del efecto deseado y de las características propias del sistema. Por ejemplo, si se desea evitar el flujo en anillo primero debe identificarse el anillo y después ubicar el dispositivo en una de las líneas de transmisión de éste para forzar el flujo en la manera deseada. Ahora bien, si se desea mejorar la operación económica del sistema al incrementar la capacidad de transmisión de potencia, el dispositivo FACTS se puede ubicar en una línea subutilizada, aumentando el flujo a través de ella, o bien, colocarlo en la línea más cargada para limitar el flujo por la misma, permitiendo mayor flujo por el resto del sistema. Otro aspecto que hay que tomar en cuenta es la selección de las señales de retroalimentación para estos

3.5 Efecto Corona

El efecto corona es un fenómeno eléctrico que se produce en los conductores de las líneas de alta tensión y se manifiesta en forma de halo luminoso a su alrededor. Dado

que los conductores suelen ser de sección circular, el halo adopta una forma de corona, de ahí el nombre del fenómeno.

El efecto corona está causado por la ionización del aire circundante al conductor debido a los altos niveles de tensión de la línea. En el momento que las moléculas de aire se ionizan, éstas son capaces de conducir la corriente eléctrica y parte los electrones que circulan por la línea pasan a circular por el aire. Tal circulación producirá un incremento de temperatura en el gas, que se tornará de un color rojizo para niveles bajos de temperatura, o azulado para niveles altos. La intensidad del efecto corona, por lo tanto, se puede cuantificar según el color del halo, que será rojizo en aquellos casos leves y azulado (Figura 17) para los más severos.

Las líneas eléctricas se diseñan para que el efecto corona sea mínimo, puesto que también suponen una pérdida en su capacidad de transporte de energía; en su aparición e intensidad influyen los siguientes condicionantes:

- Tensión de la línea: cuanto mayor sea la tensión de funcionamiento de la línea, mayor será el gradiente eléctrico en la superficie de los cables y, por tanto, mayor el efecto corona. En realidad sólo se produce en líneas de tensión superior a 80KV.
- La humedad relativa del aire: una mayor humedad, especialmente en caso de lluvia o niebla, incrementa de forma importante el efecto corona.
- El estado de la superficie del conductor: las rugosidades, irregularidades, defectos, impurezas adheridas, etc., incrementan el efecto corona.
- Número de conductores: el efecto corona será menor cuanto más conductores tenga cada fase de la línea.

El ruido provocado por el efecto corona consiste en un zumbido de baja frecuencia (básicamente de 100 Hz), provocado por el movimiento de los iones, y un chisporroteo producido por las descargas eléctricas (entre 0,4 y 16KHz). Son ruidos de pequeña intensidad que en muchos casos apenas son perceptibles; únicamente cuando el efecto corona sea elevado se percibirán en la proximidad inmediata de las líneas de muy alta tensión, disminuyendo rápidamente al aumentar la distancia a la línea.

Cuando la humedad relativa es elevada, por ejemplo cuando llueve, el efecto corona aumenta mucho, dando lugar a un incremento importante del ruido audible. Sin embargo, este ruido generalmente queda opacado por el producido por las gotas de lluvia golpeando en el suelo, tejados, ropa, etc., que provoca un nivel acústico superior.

En condiciones de niebla también aumenta el efecto corona y el ruido audible, pero la existencia de ésta frena la propagación del ruido, es decir, se oye más al lado de la línea pero se deja de percibir a mayor distancia.

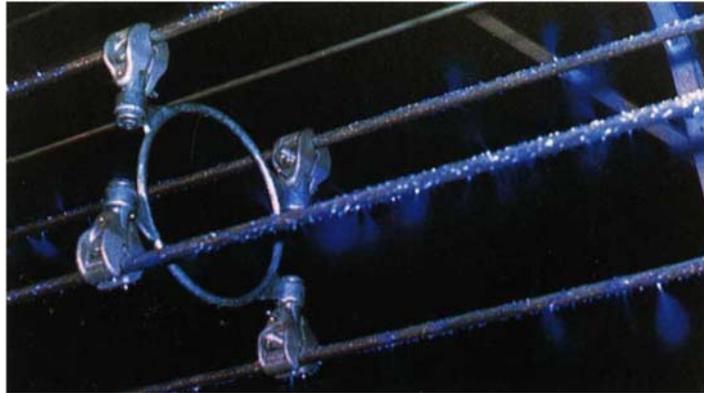


FIGURA 17. Vista del Efecto Corona

Cálculo de la tensión crítica disruptiva³⁰

El efecto corona se producirá cuando la tensión de la línea supere la tensión crítica disruptiva del aire, es decir, aquel nivel de tensión por encima del cual el aire se ioniza. La fórmula más utilizada para la determinación de la tensión crítica disruptiva es la propuesta por el ingeniero americano F.W. Peek:

$$V_c = 21.2 * \delta * r * \ln \frac{DMG}{RMG} * n * k_r * k_m \quad (3.90)$$

Donde:

- V_c es el valor de tensión crítica disruptiva en KV.
- δ es el factor de densidad del aire.
- r es el radio del conductor en centímetros.
- DMG es la distancia media geométrica entre fases.
- RMG es el radio medio geométrico.
- n es el número de conductores por fase.
- k_r es el coeficiente de rugosidad del conductor empleado, cuyo valor suele ser:
 - 1 para conductores nuevos.
 - 0,98 - 0,93 para conductores viejos (con protuberancias).
 - 0,87 - 0,83 para cables formados por hilos.
- k_m es el coeficiente medioambiental, cuyo valor suele ser:
 - 1 cuando el aire es seco.
 - 0,8 para aire húmedo o contaminado.

El cálculo de RMG y DMG dependerá en cada caso de la geometría de la línea eléctrica.

³⁰ MUJAL ROSAS, Ramón M. *Tecnología eléctrica*. Barcelona: Edición UPC, 2000, es.wikipedia.org/wiki/Efecto_corona

El factor de densidad del aire se calcula como:

$$\delta = \frac{273+20}{273+T} * \frac{P}{760} \quad (3.91)$$

Donde:

T: temperatura del aire en grados Celsius

P: presión del aire en milímetros de mercurio.

Cálculo de pérdidas de potencia

Para aquellos casos en los que se produce el efecto corona, la pérdida de potencia se calcula según la fórmula:

$$P_c = \frac{244}{\delta} (f + 25) \sqrt{\frac{RMG}{DMG}} * (V_s - V_c)^2 * 10^{-5} \left(\frac{kw}{km} \right) \quad (3.92)$$

Donde:

P_c: pérdida de potencia en KW/km.

δ : factor de densidad del aire.

f: frecuencia de la línea en Hz

DMG: distancia media geométrica entre fases.

RMG: radio medio geométrico.

V_s : valor de la tensión fase-neutro (o tensión simple) en KV.

V_c : valor de tensión crítica disruptiva en KV.

3.6 Efecto Ferranti

El Efecto Ferranti es una sobretensión producida en una larga línea de transmisión, relativa a la tensión al final de la misma, que ocurre cuando ésta está desconectada de la carga, o bien con una carga muy pequeña.

Este efecto es debido a la inductancia y capacitancia de la línea. El efecto Ferranti será más acentuado cuanto más larga sea la línea, y mayor el voltaje aplicado. Este efecto es fundamentalmente debido a la capacidad transversal de la línea, que puede ser importante en líneas largas; en estas situaciones, la regulación de tensión tiene como objetivo evitar una elevación de tensión que pueda resultar peligrosa. Esto puede conseguirse mediante bobinas colocadas en paralelo con la carga.

Es importante reducir el efecto Ferranti ya que, una elevación peligrosa de la tensión en el extremo receptor de la línea, puede provocar efectos destructivos en las instalaciones.

3.6.1 Reactores

Los reactores de potencia son el medio más compacto y de mejor relación coste-eficacia para compensar la generación capacitiva en líneas de alta tensión de transmisión larga o en sistemas de cables de gran longitud.

Las soluciones alternativas son más costosas, se traducen en mayores pérdidas, requieren más equipos y exigen recursos adicionales. Usados en servicio permanente para estabilizar la transmisión de potencia, o conectados solamente en condiciones de carga ligera para control de tensión, los reactores de potencia combinan alta eficacia con bajos costes de ciclo de vida para reducir los costes de transmisión y aumentar los beneficios.

El diseño y la fabricación de los reactores de potencia exigen ingeniería avanzada, mano de obra de alta calidad y un excepcional grado de limpieza en el taller. Cada reactor de potencia del tipo de núcleo es único, diseñado y construido en estrecha colaboración con el cliente. Aunque el aspecto sea similar al de un transformador de potencia en diseño y aislamiento del devanado – para optimizar la fiabilidad y la relación coste-eficacia, y minimizar los costes de ciclo de vida – las corrientes de entrada, la linealidad, la generación de armónicas y la simetría entre fases son muy distintas.

El corazón de cada reactor es su núcleo. Están hechos de chapa de acero laminado radial de alta calidad, cortadas con una estrecha tolerancia de un cuarto de milímetro. Apiladas y unidas para formar un sólido elemento de núcleo. Las chapas se apilan estrechamente para formar secciones de “cuña”, que se introducen en una base circular para formar un elemento de núcleo. El laminado radial impide la entrada del flujo en las superficies

planas del acero del núcleo, eliminando las corrientes parásitas, el recalentamiento y los puntos calientes.

Los espaciadores de entrehierro de cerámica (esteatita) se pegan al cilindro del núcleo de acero con epoxy, para formar un elemento de núcleo cilíndrico. Los extremos superiores de los espaciadores han de tener exactamente la misma altura. Una vez pegados, son fresados en plano para garantizar una superficie uniforme antes de añadir el siguiente elemento de núcleo. Incluso en el mundo de tecnología punta de la transmisión de potencia, esto requiere destreza individual y un pie de rey.

Los elementos de núcleo se apilan y se pegan con epoxy para formar una columna con un elevado módulo de elasticidad, el “núcleo de entrehierros”. Como el campo magnético crea fuerzas intermitentes por todos los entrehierros que llegan a decenas de toneladas, los núcleos del reactor deberán ser sumamente rígidos para eliminar las vibraciones. Para impedir efectos marginales en los elementos de núcleo y minimizar las pérdidas por corrientes parásitas en el campo magnético, la columna del núcleo está envuelta con una pantalla electrostática. Ésta protege las láminas del núcleo contra los tensiones dieléctricas que puedan surgir en el devanado de alta tensión, eliminando el riesgo de descargas parciales en la superficie del núcleo.

Es necesario diseñar la armadura de forma que su frecuencia natural y fundamental se encuentre por debajo de la frecuencia de excitación, que es el doble de la frecuencia eléctrica del sistema. El medio único de redistribución del flujo entre la culata y la columna permite construir la armadura del núcleo de forma que se elimine el riesgo de resonancia.

Los reactores Shunt

Se utilizan para aumentar la estabilidad de las redes y mantener un nivel económicamente aceptable de aislamiento en redes con largas líneas de transmisión entre las centrales de energía y las áreas de consumo, especialmente si esas líneas son poco cargadas o enterradas.

Los reactores shunt compensan la carga capacitiva de líneas de transmisión de energía y son soluciones para:

- Mantener un voltaje aceptable independiente de la carga,
- Limitar sobre tensiones temporales inducidas por conmutación o disminución repentina de carga,
- Reducir pérdidas en la línea por disminución de corriente capacitiva.

Los Reactores Serie

Se usan en conexiones serie como dispositivos limitadores de corrientes para reducir corrientes de fallas a los niveles exigidos. Los reactores serie pueden ser mono o trifásicos y la construcción puede ser: no blindada, no magnéticamente blindada o magnéticamente blindada.

Los Reactores de Alisamiento

Son usados en sistemas de transmisión de HVDC para reducir el flujo de corrientes armónicas y sobre corrientes temporales en el sistema.

Sus dos funciones son:

- Compensar ondulaciones de voltaje en el convertidor de 12 pulsos.
- Reducir la corriente de corto circuito en la conexión de CC.

Los Reactores de aislamiento se benefician de las mismas medidas que los transformadores de HVDC para garantizar que soportan esfuerzos de corto circuito. La estructura de compresión de la parte activa es reforzada para mantener la conformidad con esas exigencias.

Protección del reactor de línea

La protección de los reactores debido a corrientes de falla altas se hace a través de relés de sobre corriente, protección diferencial o por combinación de estos esquemas. Para niveles de falla bajos se debe brindar por medio de relés de impedancia, térmicos, de acumulación de gas, de sobrepresión o por una combinación de estos relés.

Protecciones de Sobrecorriente y Diferencial de Reactor

Los relés de protección para fallas que producen incrementos elevados en la magnitud de la corriente de fase es generalmente una combinación de sobrecorrientes, diferenciales y eventualmente relés de distancia. Una de las principales dificultades que se le presenta en las protecciones, radica en la falsa operación de los relés ante la energización o desenergización de reactores con núcleo de hierro. Durante estos períodos, los mayores problemas los causan un nivel “offset” DC con constante de tiempo alta (factor de calidad alto) y las componentes de frecuencia relativa baja en la corriente de energización del reactor. Por esta razón los relés diferenciales de alta impedancia son

generalmente más recomendados que los relés de baja impedancia. Si se utilizan relés de baja impedancia, es recomendable que éstos sean suficientemente insensibilizados para prevenir operaciones indeseadas o utilizar los filtros adecuados que supriman este tipo de componentes.

3.7 Efecto Joule

La ley de Joule enuncia que:

“El calor que desarrolla una corriente eléctrica al pasar por un conductor es directamente proporcional a la resistencia, al cuadrado de la intensidad de la corriente y el tiempo que dura la corriente³¹”.

El uso de corriente alterna para transmisión de energía se hizo evidente por la capacidad de los transformadores eleven la tensión y reducir la corriente eléctrica, reduciendo al cuadrado las pérdidas en la línea por el Efecto Joule:

$$P = R * I^2 \quad (3.1)$$

Tomando en cuenta lo siguiente:

- El movimiento de los electrones por un conductor imperfecto no es limpio, sino caótico y violento, con impactos continuos con átomos y otros electrones.

³¹ CONSTANTE, Andrés, *Potencia eléctrica*, Universidad Laica Eloy Alfaro, Manta - Ecuador www.monografias.com/trabajos14/trmnpot/trmnpot2.shtml

- Como consecuencia inevitable de estos impactos, cualquier objeto se calienta cuando lo recorre una corriente eléctrica. Este fenómeno se conoce como efecto Joule.
- El calentamiento por efecto Joule es mayor cuanto mayor son dos factores: la resistencia del conductor y la intensidad que lo recorre.
- Aunque el efecto Joule no es deseable en muchos casos, es la base de muchos de los aparatos eléctricos que empleamos de forma cotidiana, como las estufas o las bombillas.

3.8 Niveles de electromagnetismo

Históricamente, el magnetismo y la electricidad habían sido tratados como fenómenos distintos y eran estudiados por ciencias diferentes.

Sin embargo, los descubrimientos de Oersted y luego de Ampere, al observar que la aguja de una brújula tomaba una posición perpendicular al pasar corriente a través de un conductor próximo a ella. Así mismo los estudios de Faraday en el mismo campo, sugerían que la electricidad y el magnetismo eran manifestaciones de un mismo fenómeno.

La idea anterior fue propuesta y materializada por el físico escocés James Clerk Maxwell (1831 - 1879), quien luego de estudiar los fenómenos eléctricos y magnéticos concluyó que son producto de una misma interacción, denominada interacción electromagnética, lo que le llevó a formular, alrededor del año 1850 , las ecuaciones antes citadas, que llevan su nombre, en las que se describe el comportamiento del campo electromagnético. Estas ecuaciones dicen esencialmente que:

- Existen portadores de cargas eléctricas, y las líneas del campo eléctrico parten desde las cargas positivas y terminan en las cargas negativas.
- No existen portadores de carga magnética; por lo tanto, el número de líneas del campo magnético que salen desde un volumen dado, debe ser igual al número de líneas que entran a dicho volumen.
- Un imán en movimiento, o, dicho de otra forma, un campo magnético variable, genera una corriente eléctrica llamada corriente inducida.
- Cargas eléctricas en movimiento generan campos magnéticos³².

3.9 Caída de tensión

La caída de tensión de un conductor es la diferencia de potencial que existe entre los extremos del mismo. Este valor se mide en voltios y representa el gasto de fuerza que implica el paso de la corriente por ese conductor. Así mismo, la caída de tensión es medida frecuentemente en tanto por ciento de la tensión nominal de la fuente de la que se alimenta. Por lo tanto, si en un circuito alimentado a 400 Voltios de tensión se prescribe una caída máxima de tensión de una instalación del 5%, esto significará que en dicho tramo no podrá haber más de 20 voltios, que sería la tensión perdida con respecto a la tensión nominal. No existe un conductor perfecto, pues todos presentan una resistividad al paso de la corriente por muy pequeña que sea, por este motivo ocurre que un conductor incrementa la oposición al paso de la corriente, a medida que también va aumentando su longitud. Si esta resistencia aumenta, por consiguiente aumenta el desgaste de fuerza, es decir, la caída de tensión. Podríamos decir que la caída de tensión de un conductor viene determinada por la relación que existe entre la resistencia que

³² <http://genesis.uag.mx/edmedia/material/fisicaII/electromagnetismo.cfm>

ofrece este al paso de la corriente, la carga prevista en el extremo más lejano del circuito y el tipo de tensión que se aplicará a los extremos³³.

3.10 Conductores

3.10.1 Conductores por fase

Los conductores en haz comúnmente se utilizan en las líneas de extra alta tensión, para controlar el gradiente de tensión en las superficies de los conductores y así evitar alta radio interferencia, ruido audible y pérdidas por efecto corona. Cuando se disponen conductores en haz deben instalarse espaciadores a intervalos separados en cada vano de la línea, con el fin de mantener la distancia entre los conductores³⁴.

La utilización de conductores en haz tiene la ventaja adicional de reducir la impedancia de sobretensión del 10 al 20%, reduciendo la inductancia serie e incrementando la capacitancia shunt de la línea.

Para una misma corriente, un conductor de aluminio debe tener un diámetro de 1.26 veces el del conductor de cobre. Ahora un conductor de aluminio es 3.2 veces más liviano que un conductor de cobre de igual diámetro. En líneas de transmisión aéreas, pensando en disminuir el peso y resistencia eléctrica aunque a expensas de reducir la resistencia mecánica, es muy común la utilización de la siguiente gama de conductores:

- Cobre, se utiliza en la costa por problemas de solución salina

³³ http://es.wikipedia.org/wiki/Ca%C3%ADda_de_tensi%C3%B3n

³⁴ GONZALES, Jorge, y otros, *Análisis eléctrico de líneas de transmisión*, 1^{ra} edición, Editorial Universidad Pontificia Bolivariana, Medellín-Colombia, 2005, p.125.

- ACSR (Aluminium Cable, Steel Reinforced) conductor de aluminio con alma de acero. Muchas líneas del SNI utilizan este conductor, siendo de los más utilizados en el mundo.
- ACAR (Aluminium Cable Alloy Reinforced) Conductor de aluminio con alma de aleación, se utiliza en zonas costeras donde se presenta corrosión.
- AAAC (All Aluminium Alloy Conductors) conductores de aleación de aluminio, muy usados en ambientes corrosivos, además tienen baja resistencia eléctrica, pero son débiles mecánicamente.

Varios países alrededor del mundo tienen niveles de voltaje de EHV, de tal manera que se puede obtener experiencia de estos países para el desarrollo de esta tesis. En la siguiente Tabla 14 se muestran algunas configuraciones de conductores tomadas de líneas de transmisión de países como: Canadá, Japón, Brasil y Colombia³⁵.

CONFIURACIONES DE CONDUCTORES PARA 500KV			
Subconductores	Numero (designación KCM)	Tipo	Separación
3	954	ACSR	45,7
3	1.113	ACSR	45,7
3	1.113	ACSR	120
3	950	ACAR	45,7
3	1.200	ACAR	45,7
4	750	ACAR	45,7
4	600	ACAR	45,7
4	800	ACAR	45,7
4	636	ACSR	45,7
4	954	ACSR	120
5	636	ACSR	45,7
5	636	ACSR	60
5	636	ACSR	80
6	477	ACSR	30

³⁵ MENA, Byron, *Efecto corona en líneas de transmisión de 500KV*, Tesis EPN Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Quito, Julio 2008

CONFIURACIONES DE CONDUCTORES PARA 500KV			
Subconductores	Numero (designación KCM)	Tipo	Separación
6	477	ACSR	45,7
6	477	ACSR	60

Tabla 14. Configuraciones para conductores 500 KV

3.10.2 Espaciadores para haces de conductores

En el proyecto de 500KV planteado se utiliza cuatro conductores por fase, para llevar a cabo esto se necesita de espaciadores a lo largo de la línea (Figura 18), las medidas de estos espaciadores utilizados a nivel mundial se muestran en la siguiente tabla 15:

ESPACIADOR AMORTIGUADOR CUADRUPLE		
Rango del Diámetro del conductor	Dimensiones (L)	Peso
mm	mm	kg
18-40,4	400	5,6
18-40,4	457	5,8
18-40,4	500	6

Tabla 15. Espaciador Amortiguador cuádruple



FIGURA 18. Separador para cuatro conductores

3.10.3 Cable de guarda

Para el cable de guarda se utilizan varios materiales, siendo el cable de acero el de uso tradicional, seguido por los cables de Alimoweld (acero aluminizado) y en últimas instancias los cables ACSR con alma de acero de alta resistencia (ACSR-HS). Hoy en día se utilizan cables de guarda transportando fibra óptica, el cual consiste en alambres de Alimoweld trenzados alrededor de un tubo de aluminio dentro del cual se instalan varios hilos de fibra óptica, este cable se conoce como OPGW (Optical Guard Wire)³⁶

La selección de cual cable de guarda utilizar obedece a varios aspectos, tanto técnicos como económicos. Inicialmente se selecciona una gama de cables que tengan sección superior a los 50mm² y más de 7 hilos trenzados, con ello se está partiendo con cables que resisten sin mayor problema los impactos de una descarga atmosférica.

Existe un primer enemigo del cable de guarda y es la eventualidad de presentarse una falla monofásica en la línea; la corriente de corto circuito se divide en dos, una parte circulara por el cable de guarda y producirá un aumento de temperatura en este cable y la otra parte circulara por la torre con lo cual puede haber peligro para las personas o animales que estén cerca de dicha torre. Estos problemas de aumento de temperatura en el cable y aumento de potencial de la torre se pueden mermar, disminuyendo la resistencia eléctrica del cable que se va a utilizar como cable de guarda, puesto que si la resistencia del cable es menor el calentamiento del cable (IR^2) es menor y además la porción que circule por la torre disminuirá. Para estos casos se prefiere utilizar cable Alumoweld, ya que el aluminio es de menor resistencia eléctrica que el acero, pero de mayor costo.

Existen varios criterios sobre la mejor posición de los hilos de guardia.

³⁶ GONZALES, Jorge, y otros, *Análisis eléctrico de líneas de transmisión*, 1^{ra} edición, Editorial Universidad Pontificia Bolivariana, Medellín-Colombia, 2005, p.126.

Según Schwaiger, la zona protegida por los hilos de guardia, está determinada por círculos de radios iguales a la altura sobre el suelo del hilo de protección, como está representado en la Figura 19 para un cable de guardia, en la Figura 20 para dos cables de guardia y en la Figura 21 para 3 cables de guardia³⁷:

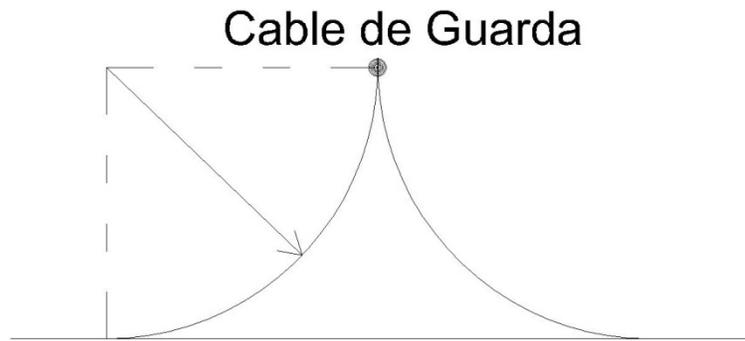


FIGURA 19. Zona de protección un cable de guardia

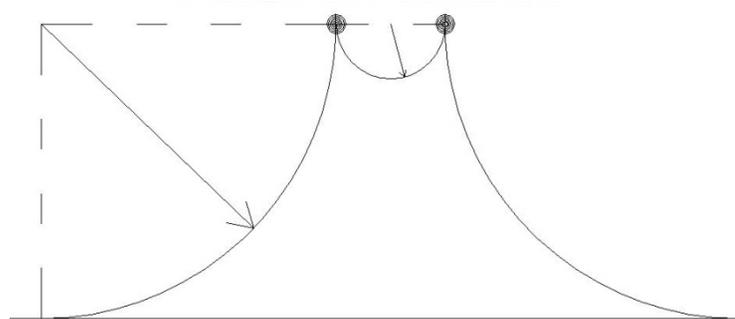


FIGURA 20. Zona de protección dos cable de guardia

³⁷ *Sobretensiones en líneas de transmisión eléctrica*, www.sapiensman.com/sobretensiones/index.htm

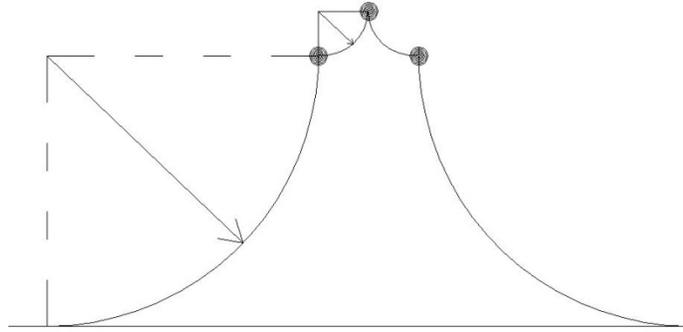


FIGURA 21. Zona de protección tres cable de guarda

3.11 Aisladores

Los aisladores son elementos aislantes fabricados en serie que se disponen entre las masas de la instalación o de los aparatos y las partes activas de alta tensión con el objeto de garantizar un adecuado aislamiento. Los aisladores de líneas aéreas se pueden clasificar en:

- Aisladores de cadena
- Aisladores rígidos

Los aisladores de cadena están constituidos por uno o varios elementos aislantes unidos entre sí, unos a continuación de otros, formando una especie de cadena y destinados a soportar de manera flexible los conductores de una línea eléctrica aérea. Una cadena está destinada a soportar principalmente esfuerzos de tracción.

Una cadena equipada está constituida por una o más cadenas de aisladores acopladas convenientemente y provistas de dispositivos que permitan su fijación flexible a un

soporte. Las cadenas equipadas pueden ser de amarre (Figura 22) o de suspensión (Figura 23)³⁸



FIGURA 22. Cadena de amarre



FIGURA 23. Cadena de suspensión

³⁸ GUIRADO, Rafael, y otros, *Tecnología eléctrica*, 1^{ra} Edición, McGraw-Hill, Madrid – España, 2006, p. 202

Según la Figura 24, en un aislador de suspensión típico se distinguen los siguientes elementos:

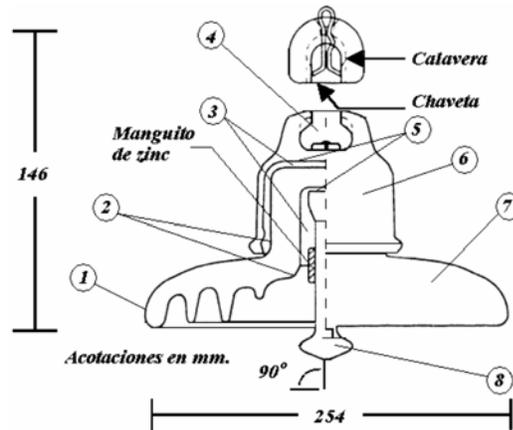


FIGURA 24. Elementos de un aislador de suspensión

1. Esmalte
2. Arena cerámica
3. Cemento
4. Ojal o cuenca
5. Pintura bituminosa
6. Campana metálica
7. Cuerpo cerámico
8. Perno metálico (pasador o bola)

Características asignadas para la elección de un aislador

De la descripción dada para los distintos tipos de aisladores y de su misión para garantizar el nivel de aislamiento requerido en la instalación a la que sean destinados, es fácil deducir que las características que se deben determinar y conocer para la correcta elección de los aisladores de una instalación está directamente relacionada con la tensión

eléctrica que estos deben soportar y con las condiciones mecánicas y dimensionales que condicionan su uso. Por tanto, la caracterización de los elementos de la cadena de aisladores que permite su elección viene dada por los siguientes parámetros normalizados, que el fabricante del aislador debe proporcionar:

- La tensión soportada al impulso tipo rayo.
- La tensión a frecuencia industrial en seco o bajo lluvia (interior o exterior).
- El esfuerzo mecánico de rotura.
- Las dimensiones características, tales como longitud nominal mínima entre partes metálicas o el diámetro nominal máximo de la parte aislante.
- La longitud nominal mínima de la línea de fuga.
- Las características en condiciones de contaminación artificial (cuando sea requerido)
- El acoplamiento normalizado (para elementos de cadenas de aisladores)

Las dos primeras características están relacionadas con la tensión asignada de la instalación a la que el aislador esta designado, el resto de características están directamente relacionadas con el diseño mecánico y trazado de la línea eléctrica.

Para seleccionar las líneas de fuga de los aisladores el criterio principal a considerar es el de la contaminación. De acuerdo a la norma IEC 71-2 (Tabla 16)

Grados de contaminación de acuerdo a la Norma IEC 71-2		
Grado de contaminación	Tipos de ambiente	Mínima Distancia Fuga kf (mm/KV)
I - Insignificante	Aéreas no industriales, de baja densidad de casas equipadas con equipos de calefacción. Aéreas agrícolas	16

Grados de contaminación de acuerdo a la Norma IEC 71-2		
Grado de contaminación	Tipos de ambiente	Mínima Distancia Fuga kf (mm/KV)
	Aéreas montañosas	
II - Medio	Aéreas con industrias poco contaminantes y/o casas equipadas con plantas de calefacción Aéreas expuestas a vientos de mar pero no próximas a la costa	20
III - Fuerte	Aéreas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de plantas de calefacción Aéreas próximas al mar o expuestas al viento relativamente fuertes procedentes del mar	25
IV - Muy Fuerte	Aéreas sometidas a humos contaminados Aéreas muy próximas al mar sujetas a vientos muy fuertes Aéreas desiertas expuestas a vientos fuertes que contienen arena y sal	31

Tabla 16. Grados de contaminación de acuerdo a la norma IEC 71-2

La distancia total de fuga estará determinada por la expresión:

$$D = \frac{v_{max}}{\sqrt{3}} * \frac{1}{ka} * kf \quad (3.93)$$

Donde:

D: Distancia de fuga, mm

$V_{m\acute{a}x}$: Tensi3n máxima de servicio del sistema, kV rms

k_a : Factor de correcci3n por altura

k_f : Coeficiente de fuga, mm/kV

El factor k_a es igual a la densidad relativa del aire para la altura sobre el nivel del mar donde estara instalada la cadena de aisladores. La densidad relativa se puede calcular con la siguiente expresi3n:

$$k_a = \delta r = 1.013 - 0.000107283 h \quad (3.94)$$

Tambi3n se puede utilizar la f3rmula de Halley:

$$\delta r = \frac{3.9210 * P_b}{273 + T} \quad (3.95)$$

Donde:

P_b : Presi3n barométrica en mm de Hg, calculada a la respectiva altura sobre el nivel del mar.

T : Temperatura ambiente en °C a la altura sobre el nivel del mar.

La presión barométrica P_b se calcula con la expresión:

$$P_b = 10^{\log_{10} 76 - \frac{h}{18336}} \quad (3.96)$$

Donde:

h : es la altura sobre el nivel del mar en metros.

Una vez determinada la distancia de fuga requerida (D) se puede calcular el número de aisladores.

$$\text{Numero de aisladores} = \frac{\text{Distancia de fuga requerida}}{\text{distancia de fuga de cada aislador}} \quad (3.97)$$

Para alturas mayores a los 1000msnm se debe multiplicar a la distancia de fuga requerida por F_a , aplicando la siguiente fórmula³⁹:

$$F_a = 1.03^d \quad (3.98)$$

Donde:

³⁹Ministerio de Energía y Mina, *Refuerzo de la Interconexión Centro Sur-Medio y Sur en 500KV*, Perú, Marzo, 2010

$$d = \frac{h-1000}{300} \quad (3.99)$$

Cadenas dobles de aisladores se utilizan para niveles de voltaje iguales o mayores a 500KV. Las cadenas dobles en conexión en V se utilizan en barras de 345KV

CAPITULO IV

4. ASPECTOS ECONOMICOS DE LA TRANSMISION DE ENERGÍA DE 500 KV

En este capítulo se realizará el análisis económico de las líneas de transmisión Coca Codo Sinclair – El Inga (Pifo) – Yaguachi – Sopladora, con su voltaje de 500 KV. En primera instancia se analizará las pérdidas económicas de energía anual y proyectada a 35 años, para luego pasar a las inversiones y por último se analizará el Valor Actual Liquido (VAL).

4.1 Pérdidas de potencia y energía

Con los resultados de pérdidas de energía en el año 2016 de las líneas de transmisión planteadas a 500 KV, 345 KV y 750 KV del capítulo IV se obtiene el valor de pérdidas económicas en el SNI, el cual se muestra en la Tabla 17:

Pérdidas Anuales de Energía (GWh)		Costo (KWh) USD	Pérdidas USD anuales	Pérdidas USD 35 años
<i>L/T 345KV</i>	101,48	0,0085	862.580,00	30.190.300,00
<i>L/T 500KV</i>	79,83	0,0085	678.555,00	23.749.425,00
<i>L/T 750KV</i>	60,40	0,0085	513.400,00	17.969.000,00

Tabla 17. Pérdidas Económicas de Energía anual y a 35 años

Transelectric cobra un peaje por transmitir la Energía, para motivo de esta tesis este peaje se ha fijado en USD 0,0085 KW/h. En la Figura 25 se muestra la variación de pérdidas económicas para cada sistema de voltaje y en la Figura 26 las pérdidas de energía en el año 2016 para las tres alternativas de voltaje.

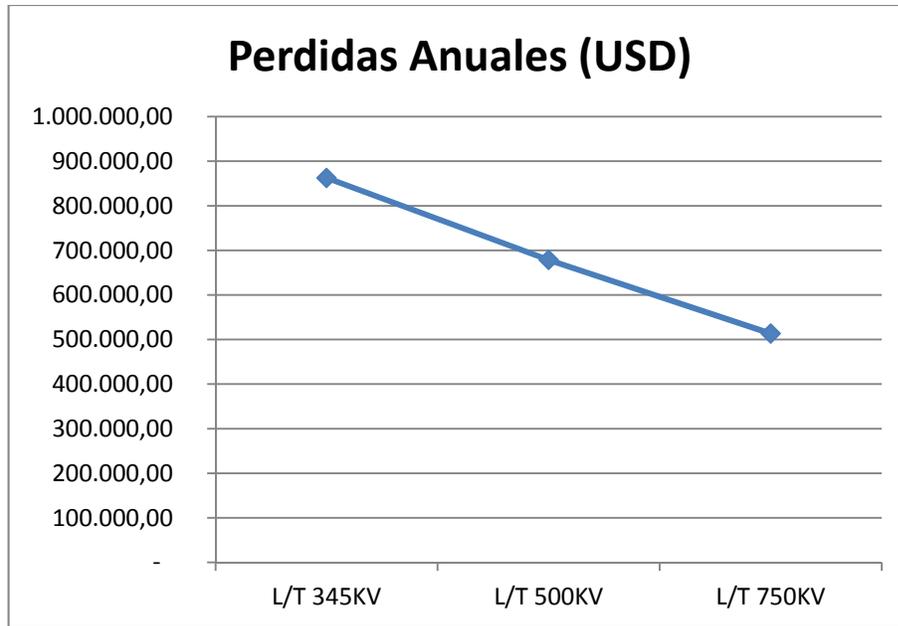


Figura 25. Pérdidas Anuales año 2016 (USD)

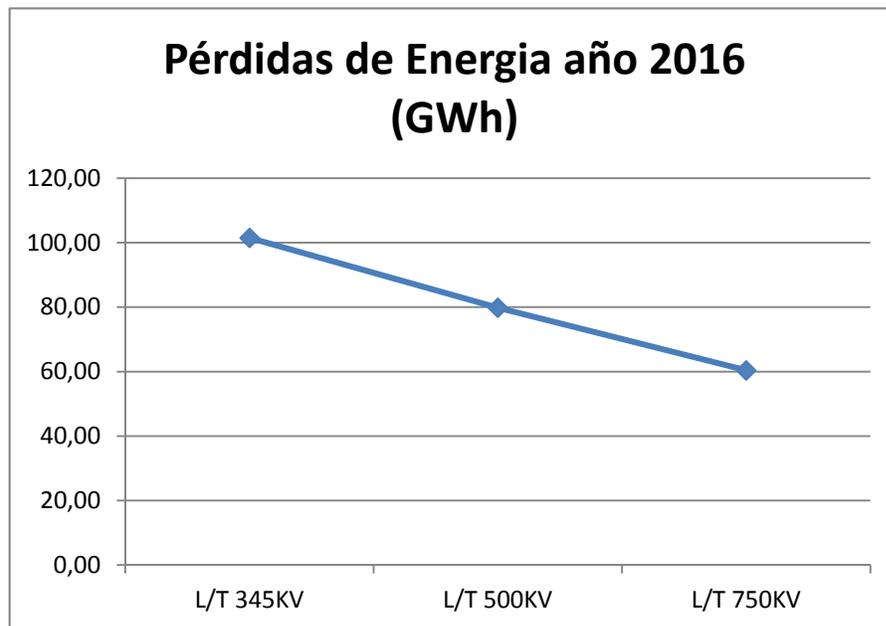


Figura 26. Pérdidas de Energía año 2016 (GWh)

Para realizar el cálculo de pérdidas de potencia y energía anuales en el SNI al año 2016 se ingresaron en el flujo de potencia los datos correspondientes a la torre tipo S-53. En la Tabla 18 se presentan los resultados extraídos del flujo de potencia en el programa DigSilent versión 13 con un voltaje de 500 KV para las líneas de transmisión Coca Codo Sinclair – El Inga (Pifo) – Yaguachi – Sopladora, en los seis escenarios de generación y demanda.

POTENCIA DE TRANSMISION L/T Y PERDIDAS 500 KV AÑO 2016 (MW)						
Datos	2016 E_MAX	2016 E_MED	2016 E_MIN	2016 L_MAX	2016 L_MED	2016 L_MIN
Pot. L/T CCS - El Inga 1	344,73	301,52	254,79	694,3	631,33	449,67
Pot. L/T CCS - El Inga 2	344,73	301,52	254,79	694,3	631,33	449,67
Pot. L/T Inga - CCS 1	-343,45	-300,54	-254,09	-689,16	-626,93	-447,4
Pot. L/T Inga - CCS 2	-343,45	-300,54	-254,09	-689,16	-626,93	-447,4
Pérdidas de Pot. en L/T 1	1,28	0,98	0,7	5,14	4,4	2,27
Pérdidas de Pot. en L/T 2	1,28	0,98	0,7	5,14	4,4	2,27
Pot. L/T Inga - Yaguachi	430,13	405,63	362,94	380,4	365,17	254,75
Pot. L/T Yaguachi - El Inga	-425,19	-401,3	-359,52	-376,51	-361,56	-253,02
Pérdidas de Pot. Inga-Yaguachi	4,94	4,33	3,42	3,89	3,61	1,73
Pot. L/T Yaguachi-Sopladora	-232,27	-162,65	-59,9	-377,36	-368,84	-273,33
Pot. L/T Sopladora-Yaguachi	233,23	163,13	59,98	379,76	371,12	274,57
P. de Pot. Yaguachi-Sopladora	0,96	0,48	0,08	2,4	2,28	1,24
Pot. Transmitida 500KV	1.352,82	1.171,8	932,5	2.148,76	1.998,95	1.428,66
Pot. Transmitida 500KV con P.P	1.344,36	1.165,03	927,6	2.132,19	1.984,26	1.421,15
Pérdidas de Pot. L/T 500KV	8,46	6,77	4,9	16,57	14,69	7,51
P. Interconexión	0	0	0	-360	-330	-340
Pérdidas de Pot. Totales SNI	131,58	99,4	56,85	154,25	126,31	77,23

Tabla 18. Potencia de transmisión L/T y pérdidas 500 KV año 2016 (MW)

Como se aprecia en la Tabla 18, en el año 2016 no es necesaria la compra de energía a Colombia, y en los tres escenarios lluviosos se llega a vender energía a Colombia, gracias a las grandes generadoras proyectadas en el Ecuador.

La pérdida de potencia máxima en el sistema de 500 KV al año 2016 es de un 0,77% y en las líneas de transmisión Coca Codo Sinclair - El Inga (Pifo) es de 0,74%.

La demanda en el Ecuador es muy variable a lo largo del día, es por esto que para tomar datos de pérdidas de Energía en el año se ha tomado como base los datos de la Tabla 19:

HORAS/DIA DE DEMANDA			
Demanda	<i># Horas día (semana)</i>	<i># Horas día (sábado)</i>	<i># Horas día (domingo)</i>
<i>Máximo</i>	4	4	2
<i>Medio</i>	12	11	4
<i>Mínimo</i>	8	9	18

Tabla 19. Horas/Día de demanda

En esta Tabla 19 se muestran los números de horas por día de semana, sábado y domingo en donde la carga varía de demanda máximo, medio y mínimo.

Las pérdidas de energía anuales al año 2016 están calculadas tomando en cuenta la mitad del año época de estiaje y la mitad del año época de lluvia, y la demanda de los días feriados es igual a la demanda dominical.

Pérdida anual de Energía del SNI en el año 2016: 864,86 GWh

Tomando en cuenta los valores de la Tabla 18 con la Potencia de Transmisión de las L/T a 500KV (Coca Codo Sinclair – El Inga (Pifo) – Yaguachi – Sopladora) con las pérdidas de potencia, además los datos de la Tabla 18 con las horas día de demanda se obtendrá la energía que transmiten las líneas del sistema a 500 KV y la pérdida de energía en el año 2016.

Energía al año L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (Pifo) 500KV = 3.711,48 GWh

$$\text{Energía al año sistema de 500 KV} = 12.627 \text{ GWh} \quad (4.1)$$

$$\text{Pérdida de Energía al año sistema de 500 KV} = 79,83 \text{ GWh} \quad (4.2)$$

4.2 Estructuras

4.2.1 Conductores

El conductor para las líneas de transmisión Coca Codo Sinclair – El Inga (Pifo) – Yaguachi – Sopladora a 500 KV planteado por Transelectric es el 750 ACAR con 4 conductores por fase.

4.2.2 Torres

Existe una gran variedad de torres utilizadas a nivel mundial para niveles de EHV, en una publicación de Electrical World, se registran dimensiones básicas de torres a 500 KV. Las torres expuestas en esta publicación son⁴⁰:

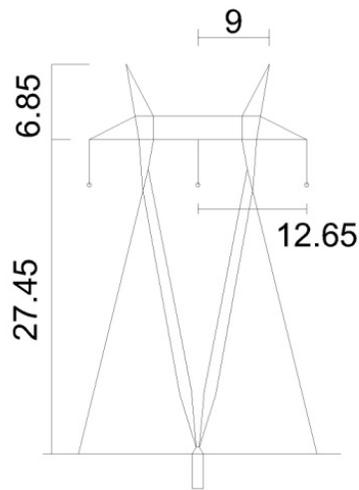


FIGURA 27. Torre S - 51 o A - 51

⁴⁰ MENA, Byron, *Efecto corona en líneas de transmisión de 500KV*, Tesis EPN Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Quito, Julio 2008

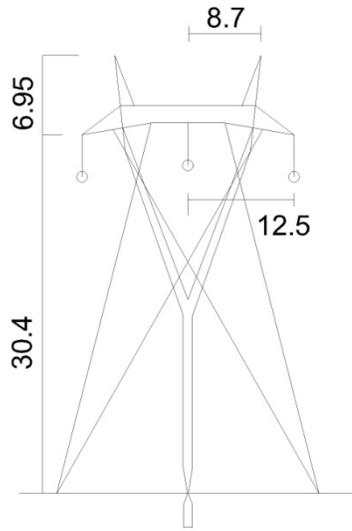


FIGURA 28. Torre A - 52

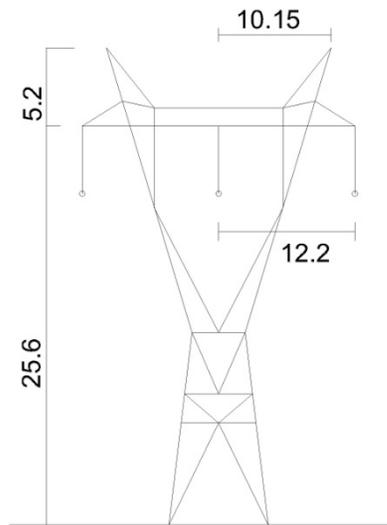


FIGURA 29. Torre S - 53

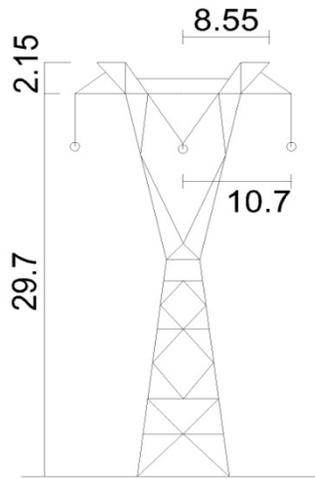


FIGURA 30. Torre S - 54

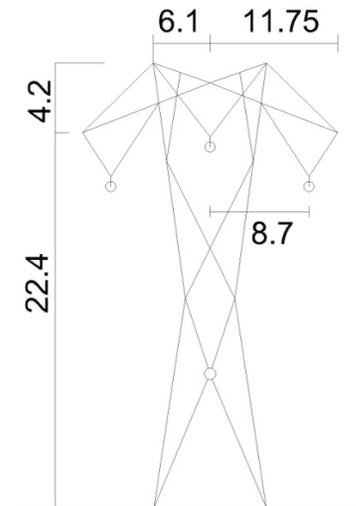


FIGURA 31. Torre S - 55

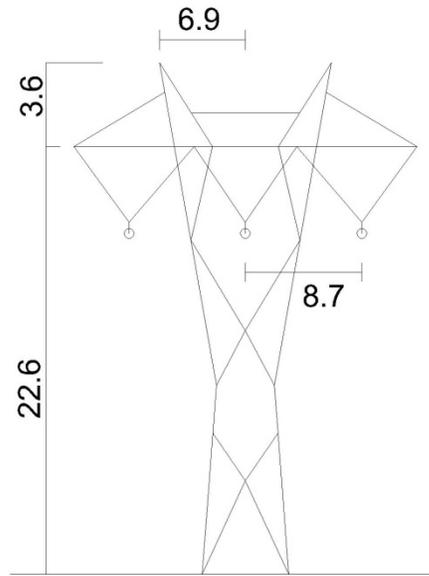


FIGURA 32. Torre S – 56

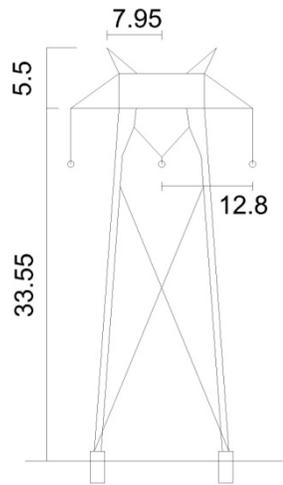


FIGURA 33. Torre S – 57

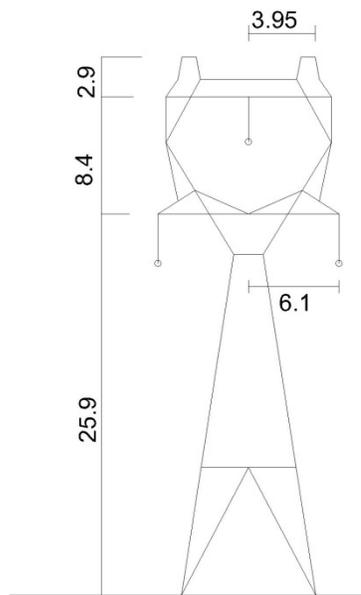


FIGURA 34. Torre S - 59

4.2.3 Aisladores

El número de aisladores se calcula con las Ecs. (3.93), (3.94) y (3.97) utilizando los datos del catalogo del aislador del anexo 5 con una altura de 3000 msnm.

Número de aisladores 500 KV: 24 Aisladores

4.3 Subestaciones

4.3.1 Transformador de potencia

Se denomina transformador o trafo (abreviatura), a un dispositivo eléctrico que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la frecuencia. La potencia que ingresa al equipo, en el caso de un transformador ideal (esto es, sin pérdidas), es igual a la que se obtiene a la salida. Las máquinas reales presentan un pequeño porcentaje de pérdidas, dependiendo de su diseño, tamaño, etc.

El transformador es un dispositivo que convierte la energía eléctrica alterna de un cierto nivel de tensión, en energía alterna de otro nivel de tensión, por medio de la acción de un campo magnético. Está constituido por dos o más bobinas de material conductor, aisladas entre sí eléctricamente por lo general enrolladas alrededor de un mismo núcleo de material ferromagnético. La única conexión entre las bobinas la constituye el flujo magnético común que se establece en el núcleo.

Los transformadores son dispositivos basados en el fenómeno de la inducción electromagnética y están constituidos, en su forma más simple, por dos bobinas devanadas sobre un núcleo cerrado de hierro dulce o hierro silicio. Las bobinas o devanados se denominan primario y secundario según correspondan a la entrada o salida del sistema en cuestión, respectivamente. También existen transformadores con más devanados; en este caso, puede existir un devanado "terciario", de menor tensión que el secundario.

4.3.2 Transformadores de medición y control

Los transformadores de corriente se utilizan para tomar muestras de corriente de la línea y reducirla a un nivel seguro y medible, para las gamas normalizadas de instrumentos, aparatos de medida, u otros dispositivos de medida y control. Ciertos tipos de transformadores de corriente protegen a los instrumentos al ocurrir cortocircuitos.

Es un transformador devanado especialmente, con un primario de alto voltaje y un secundario de baja tensión. Tiene una potencia nominal muy baja y su único objetivo es suministrar una muestra de voltaje del sistema de potencia, para que se mida con instrumentos incorporados.

Además, puesto que el objetivo principal es el muestreo de voltaje deberá ser particularmente preciso como para no distorsionar los valores verdaderos. Se pueden conseguir transformadores de potencial de varios niveles de precisión, dependiendo de que tan precisas deban ser sus lecturas, para cada aplicación especial.

4.3.3 Pararrayos

Un pararrayos es un instrumento cuyo objetivo es atraer un rayo ionizando el aire para excitar, llamar y conducir la descarga hacia tierra, de tal modo que no cause daños a las personas o construcciones. Este artilugio fue inventado en 1753 por Benjamín Franklin. Este primer pararrayos se conoce como "pararrayos Franklin", en homenaje a su inventor.

Las instalaciones de pararrayos consisten en un mástil metálico (acero inoxidable, aluminio, cobre o acero), con un cabezal captador (pararrayos). El cabezal tiene muchas

formas en función de su primer funcionamiento: puede ser en punta, multipuntas, semiesférico o esférico y debe sobresalir por encima de las partes más altas del edificio. El cabezal está unido a una toma de tierra eléctrica, por medio un cable de cobre conductor. La toma de tierra se construye mediante picas de metal que hacen las funciones de electrodos en referencia al terreno o mediante placas de metal conductoras también enterradas. En principio, un pararrayos protege una zona teórica de forma cónica con el vértice en el cabezal; el radio de la zona de protección depende del ángulo de apertura de cono y a su vez éste depende de cada tipo de protección. Las instalaciones de pararrayos se regulan en cada país por guías de recomendación o normas.

El objetivo principal de estos sistemas es reducir los daños que puede provocar la caída de un rayo sobre otros elementos.

4.3.4 Interruptores

Un disyuntor o interruptor automático es un aparato capaz de interrumpir o abrir un circuito eléctrico cuando la intensidad de la corriente eléctrica que por él circula excede de un determinado valor o, en el que se ha producido un cortocircuito, con el objetivo de no causar daños a los equipos eléctricos. A diferencia de los fusibles, que deben ser reemplazados tras un único uso, el disyuntor puede ser rearmado una vez localizado y reparado el daño que causó el disparo o desactivación automática.

El interruptor de potencia es el dispositivo encargado de desconectar una carga o una parte del sistema eléctrico, tanto en condiciones de operación normal (máxima carga o en vacío) como en condición de cortocircuito. La operación de un interruptor puede ser manual o accionada por la señal de un relé encargado de vigilar la correcta operación del sistema eléctrico, donde está conectado.

4.4 Inversiones

En el plan de expansión de Transelectric 2010-2020 realizado en Octubre del 2010 se da un presupuesto para el sistema de transmisión a 500KV Coca Codo Sinclair – El Inga (Pifo) – Yaguachi – Sopladora de USD 356.782.000,00.

El presupuesto total para el proyecto de 500 KV es:

Inversión 500 KV: USD 356.782.000,00 (4.3)

En la Tabla 20 se muestran los costos de las líneas de transmisión del sistema, con valores propuestos para el año 2015:

Líneas de transmisión a 500 KV	
Proyecto	Costo (miles USD)
L/T El Inga - CCSinclair, 500KV, 125Km, 1 circuito, 4x750ACAR	29.838
L/T El Inga - CCSinclair, 500KV, 125Km, 1 circuito, 4x750ACAR	29.838
L/T El Inga - Yaguachi, 500KV, 300Km, 1 circuito, 4x750ACAR	71.610
L/T Yaguachi - Sopladora, 500KV, 180Km, 1 circuito, 4x750ACAR	42.966

Tabla 20. Líneas de transmisión a 500 KV

En las tablas 21, 22, 23 y 24 se aprecian los costos totales por cada subestación del proyecto a 500 KV con un desglose de los valores de cada elemento de estas subestaciones.

S/E El Inga, 500/230 KV	
Proyecto	Costo (miles USD)
S/E El Inga, 500/230 KV	53.134
3 bancos de transformadores monofásicos, 450MVA, 500/230KV	18.342
1 transformador monofásico, 150MVA, 500/230KV de reserva	1.862
3 bahías de línea de 500KV	6.774
3 bahías de transformador de 500KV	5.520
1 bahía de acoplamiento de 500KV	1.374
2 bahías de reactor de línea de 500KV (1x28MVAR)	364
2 reactores de línea de 500KV (1x28MVAR)	4.186
1 bahía para reactor de línea de 500KV (4x28MVAR)	728
1 reactor de línea de 500KV (4x28MVAR)	8.372
1 módulo común de 500KV (protecc., ss.aa., control, etc) Tipo 2	3.114
3 bahías de transformador 230KV	1.767
1 bahía de línea de 230KV	731

Tabla 21. S/E El Inga, 500/230 KV

S/E Yaguachi, 500/230 KV	
Proyecto	Costo (miles USD)
S/E Yaguachi, 500/230KV	47.733
2 bancos de transformadores monofásicos, 450MVA, 500/230KV	12.228
1 transformador monofásico, 150MVA, 500/230KV de reserva	1.862
2 bahías de línea de 500KV	4.516
2 bahías de transformador de 500KV	3.680
1 bahía de acoplamiento de 500KV	1.374
1 bahía de reactor de línea de 500KV (4x28MVAR)	728
1 reactor de línea de 500KV (4x28MVAR)	8.372
1 bahía para reactor de línea de 500KV (2x28MVAR)	364
1 reactor de línea de 500KV (2x28MVAR)	4.186
1 módulo común de 500KV (protecc., ss.aa., control, etc) Tipo 1	2.687
8 bahías de línea de 230KV	5.848
2 bahías de transformador de 230KV	1.288
1 bahía de acoplamiento de 230KV	600

Tabla 22. S/E Yaguachi, 500/230 KV

S/E Coca Codo Sinclair, 500/230 KV	
Proyecto	Costo (miles USD)
S/E Coca Codo Sinclair, 500/230KV	56.291
4 bancos de transformadores monofásicos, 450MVA, 500/230KV	24.456
1 transformador monofásico, 150MVA, 500/230KV de reserva	1.862
2 bahías de línea de 500KV	4.516
4 bahías de transformador de 500KV	7.360
1 bahía de acoplamiento de 500KV	1.374
2 bahías de reactor de línea de 500KV (1x28MVAR)	364
2 reactores de línea de 500KV (1x28MVAR)	4.186
1 módulo común de 500KV (protecc., ss.aa., control, etc) Tipo 2	3.114
1 bahías de línea de 230KV	731
4 bahías de transformador de 230KV	2.576
8 bahías de transformador de 230KV (unidades de generación)	5.152
1 bahía de acoplamiento de 230KV	600

Tabla 23. S/E Coca Codo Sinclair, 500/230 KV

S/E Sopladora, 500/230 KV	
Proyecto	Costo (miles USD)
S/E Sopladora, 500/230KV	25.372
1 banco de transformadores monofásicos, 450MVA, 500/230KV	6.114
1 transformador monofásico, 150MVA, 500/230KV de reserva	1.862
1 bahía de línea de 500KV	2.258
1 bahía de acoplamiento de 500KV	1.374
1 bahía de reactor de línea de 500KV (2x28MVAR)	364
1 reactor de línea de 500KV (2x28MVAR)	4.186
1 módulo común de 500KV (protecc., ss.aa., control, etc) Tipo 2	3.114
4 bahías de línea de 230KV	2.924
1 bahía de transformador de 230KV	644
3 bahías de transformador de 230KV (unidades de generación)	1.932
1 bahía de acoplamiento de 230KV	600

Tabla 24. S/E Sopladora, 500/230 KV

Para obtener un valor residual del proyecto a 500 KV se tomó un 70% de la inversión inicial en el año 2015:

Valor residual = USD 249'747.400

4.5 Valor Actual Líquido (VAL) para el proyecto de 500 KV

Para el cálculo del VAL en el proyecto de 500 KV y sus alternativas de voltaje se utiliza la Ec. (4.4):

$$VAL = \sum_{n=1}^n \frac{-Inversion}{(1+i)^k} + \sum_{n=1}^n \frac{FC_n}{(1+i)^n} + \frac{Valor\ residual}{(1+i)^n} \quad Ec. 4.4$$

Calculado el VAL se evaluará la viabilidad de los proyectos electricos planteados, tomando como base el 6,9%⁴¹ anual de interes. Este interés ya esta planteado por la Empresa China accionista de Coca Codo Sinclair y dado que este proyecto de líneas de transmisión esta vinculado a la generadora Coca Codo Sinclair, se a tomado el mismo interés para este estudio.

En la Tabla 25 se muestran los datos económicos que se necesitan para el cálculo del VAL en el proyecto de 500 KV:

Datos VAL 500 KV	
Ener. Transmitida KWh/año	12.627.444.970,00
Perdidas de Energía KWh/año	79.829.160,00
Total de Energía KWh/año	12.547.615.810,00
Costo del peaje KWh (USD)	0,0085
Ingreso transmisión (USD/año)	106.654.734,39

⁴¹ BITTIUM Energy, <http://www.bittium-energy.com/cms/content/view/42089/65/>

Datos VAL 500 KV	
Inversión proyecto 500 KV (USD)	356.782.000,00
Interés (%)	6,90
Numero años	35,00
Gastos mensuales (USD)	3.000.000,00
Gastos anuales (USD)	36.000.000,00
FC (USD)	70.654.734,39

Tabla 25. Datos VAL a 500 KV

Con estos datos se podrá calcular los datos a 35 años, tal como se muestra en la Tabla 26. El número de años que lleva el proyecto es $k = 5$.

Datos en valor futuro (35 años) 500 KV	
Valor residual (USD)	249.747.400,00
Ingresos (USD)	3.732.915.703,48
FC 35 (USD)	2.472.915.703,48

Tabla 26. Datos en valor futuro (35 años) 500 KV

Para calcular el VAL se necesitarán los datos de flujo de caja (FC) y de valor residual en presente, mostrados en la Tabla 27:

Datos en valor presente VAL a 500 KV	
FC (USD)	239.325.861,06
Valor residual (USD)	24.170.258,40

Tabla 27. Datos en valor presente VAL a 500 KV

El VAL del proyecto de 500KV aplicando la Ec. (4.4) es:

$$VAL_{500KV} = 7.923.449,74 \quad (4.5)$$

CAPITULO V

5. ASPECTOS TECNICOS Y ECONOMICOS DE LAS LINEAS DE TRANSMISION DE 345 KV Y 750 KV

5.1 Parámetros de las Líneas de Transmisión

Las líneas de transmisión tienen un comportamiento distinto según sea su geometría, los materiales utilizados para los conductores y dieléctrico. Así mismo, la frecuencia de la señal determina también en parte el comportamiento que tendrá la línea de transmisión.

Estas propiedades determinan los valores de los parámetros de las líneas, los cuales son:

- Resistencia
- Inductancia
- Conductancia
- Capacitancia

5.1.1 Resistencia en una Línea de Transmisión

Para el cálculo de la resistencia de una línea de transmisión a 345 y 750 KV se utilizan las mismas formulas enunciadas en el Capítulo III sección 3.1.1.

5.1.2 Inductancia serie

La inductancia es la propiedad de un circuito que relaciona la fuerza electro motriz (fem) inducida por la variación de flujo con la velocidad de variación de corriente

Para obtener un valor aproximado de la inductancia en una línea de transmisión es necesario considerar el flujo dentro y fuera de cada conductor, tal como se considera para la inductancia en líneas de transmisión a 500 KV del Capítulo III sección 3.1.2

5.1.3 Capacitancia

La capacitancia en una línea de transmisión es el resultado de la diferencia de potencial entre los conductores y origina que ellos se carguen de la misma forma que las placas de un capacitor cuando hay una diferencia de potencial entre ellas. O sea es la carga por unidad de diferencia de potencial. La capacitancia entre conductores paralelos es una constante que depende del tamaño y espaciamiento entre ellos.

La capacitancia afecta tanto la caída de voltaje a lo largo de la línea, como la eficiencia, el factor de potencia de la línea y la estabilidad del sistema del cual la línea forma parte. Esta capacitancia afecta de la misma forma a líneas de transmisión de 345 KV, 500 KV o 750 KV, por lo tanto las formulas enunciadas en la sección 3.2.3 se aplican en esta sección.

5.1.4 Conductancia

Concretamente, para este parámetro todavía no existe un modelo matemático preciso y con la simplicidad apropiada para poderlo manejar. Este parámetro resulta de la observación de las “corrientes de fuga” describiendo una trayectoria de las fases a tierra. Principalmente, las corrientes que fluyen a través del aislador hacia la torre, siendo función de la eficiencia del aislador, la cual varía significativamente con el calor, humedad atmosférica, contaminación y salinidad del ambiente, entre otros factores. Por esta razón, obtener un modelo matemático representativo de este fenómeno, resulta una tarea compleja. Por otro lado, es común despreciar este el efecto de estas corrientes de fuga, debido a que representan un porcentaje muy pequeño con respecto a las corrientes nominales de la línea.

La resistencia y la conductancia uniformemente distribuidas a la carga de la línea forman la impedancia serie. La conductancia y la capacitancia que existe entre conductores de una línea monofásica o desde un conductor a neutro de una línea trifásica forman la admitancia en paralelo.

5.2 Parámetros de secuencia

La resistencia inductancia y capacidad están uniformemente repartidas a lo largo de la línea y en el cálculo exacto de líneas largas hay que considerarlo así. En las líneas de longitud media se considera que la mitad de la capacidad esta agrupada en cada extremo de la línea, sin que por ello se cometa un error apreciable al calcular la tensión y la intensidad en los terminales. En las líneas cortas es tan pequeña la susceptancia capacitiva total que puede despreciarse. En lo que se refiere a los cálculos en que

interviene la capacidad, se consideran cortas las líneas aéreas a 60Hz de menos de 50 millas, líneas de longitud media comprendidas entre 50 y 150 millas, y líneas de longitud larga para más de 150 millas.

En la aplicación de las formulas se utilizaran los siguientes parámetros:

Z: Impedancia total en serie por fase

Y: Admitancia en paralelo entre fase y neutro = $1/X_c$

L: Longitud de la línea

5.2.1 Impedancia característica

Se denomina impedancia característica de una línea de transmisión a la relación existente entre la diferencia de potencial aplicada y la corriente absorbida por la línea en el caso hipotético de que esta tenga una longitud infinita.

En el caso de líneas reales, se cumple que la impedancia de las mismas permanece constante cuando son cargadas con elementos, generadores o receptores, cuya impedancia es igual a la impedancia característica.

La impedancia característica es independiente de la frecuencia, la tensión aplicada y de la longitud de la línea, por lo que esta aparecerá como una carga resistiva y no se producirán reflexiones por desadaptación de impedancias, cuando se conecte a ella un generador con impedancia igual a su impedancia característica. De la misma forma, en el otro extremo de la línea esta aparecerá como un generador con impedancia interna resistiva y la transferencia de energía será máxima cuando se le conecte un receptor de su misma impedancia característica.

5.3 Flujos de potencia

5.3.1 Alternativa a 345 KV

Para este sistema de voltaje se emplearán nuevas torres, estructuras en subestaciones, aisladores y conductores, el conductor empleado en este sistema es el 1250 ACAR, este conductor soporta la corriente exacta para transmitir la máxima potencia en las L/T a 345 KV.

La generación despachada en el Ecuador en el año 2016 con un sistema de transmisión Coca Codo Sinclair – El Inga (Pifo) – Yaguachi – Sopladora a 345 KV cambia, pero la demanda será la misma, estos datos se muestran en la Tabla 28:

Demanda y Generación L/T 345 KV Año 2016 (MW)						
Datos	2016	2016	2016	2016	2016	2016
	E_MAX	E_MED	E_MIN	L_MAX	L_MED	L_MIN
Demanda (MW)	4.750	3.978,51	2.849,23	4.750	3.978,51	2.849,23
Gen. Despachada (MW)	4.892,53	4.085,27	2.909,62	4.927,07	4.123,23	2.934,09
Gen. Disponible (MW)	6.905,9	6.905,9	6.905,9	6.905,9	6.905,9	6.905,9

Tabla 28. Demanda y Generación L/T 345 KV Año 2016 (MW)

El valor de GMD se aprecia en la Tabla 29 para los diferentes tipos de torres:

GMD TORRES 345 KV					
Tipos de torres	Distancias (m)			GMD (m)	GMD (cm)
	A-B	A-C	B-C		
A	8,94	18,88	8,94	11,47	1.146,99
B	6,95	13,90	6,95	8,76	875,65
C	7,31	14,62	7,31	9,21	921,00
D	9,75	19,50	9,75	10,19	1.019,10
	8,72	13,08	21,36		
E	7,32	9,14	7,32	7,88	788,24

Tabla 29. GMD torres 345 KV

De igual manera se calcula el GMR para 4 conductores 1250 ACAR con una misma separación entre conductores:

$$GMR = 0,20343665$$

Aplicando las respectivas ecuaciones se tiene los valores mostrados en la Tabla 30:

INDUCTANCIA - CAPACITANCIA PARA TORRE DE 345 KV				
Torres	L	C	X_L	X_c
A	8.06E-03	0,02215712	0,00030402	0,11971693
B	7.52E-03	0,02374688	0,00028366	0,11170238
C	7.63E-03	0,02343234	0,00028747	0,11320181
D	7.83E-03	0,02282636	0,0002951	0,116207
E	7.31E-03	0,02442976	0,00027573	0,10857999

Tabla 30. Inductancia - Capacitancia para torre de 345 KV

5.3.1.1 Potencia y energía

Para realizar el cálculo de potencia y energía anuales en el SNI al año 2016 se ingresaron los datos la torre tipo A en el flujo de potencia proyectado.

En la Tabla 31 se muestran los datos obtenidos del programa DigSilent versión 13 con un voltaje en las líneas de transmisión Coca Codo Sinclair – El Inga (Pifo) – Yaguachi – Sopladora de 345 KV.

POTENCIA DE TRANSMISION L/T Y PERDIDAS 345 KV AÑO 2016 (MW)						
Datos	2016 E_MAX	2016 E_MED	2016 E_MIN	2016 L_MAX	2016 L_MED	2016 L_MIN
Pot. L/T CCS - El Inga 1	344,73	301,52	254,79	694,3	631,33	449,67
Pot. L/T CCS - El Inga 2	344,73	301,52	254,79	694,3	631,33	449,67
Pot. L/T Inga - CCS 1	-343,23	-300,39	-254,02	-687,5	-626,19	-447,3
Pot. L/T Inga - CCS 2	-343,23	-300,39	-254,02	-687,5	-626,19	-447,3
Pérdidas de Pot. en L/T 1	1,5	1,13	0,77	6,83	5,14	2,39
Pérdidas de Pot. en L/T 2	1,5	1,13	0,77	6,83	5,14	2,39

POTENCIA DE TRANSMISION L/T Y PERDIDAS 345 KV AÑO 2016 (MW)						
Datos	2016 E_MAX	2016 E_MED	2016 E_MIN	2016 L_MAX	2016 L_MED	2016 L_MIN
Pot. L/T Inga - Yaguachi	430,13	405,63	362,94	380,4	365,17	254,75
Pot. L/T Yaguachi - El Inga	-423,93	-400,32	-358,25	-375,4	-360,38	-252,1
Pérdidas de Pot. Inga-Yaguachi	6,2	5,31	4,69	4,99	4,79	2,66
Pot. L/T Yaguachi-Sopladora	-231,7	-162,05	-59,85	-376,2	-367,69	-272,9
Pot. L/T Sopladora-Yaguachi	233,23	163,13	59,98	379,76	371,12	274,57
P. de Pot. Yaguachi-Sopladora	1,53	1,08	0,13	3,53	3,43	1,7
Pot. Transmitida 345KV	1.352,82	1.171,8	932,5	2.148,76	1.998,95	1428,7
Pot. Transmitida 345KV con Pérdidas de P.	1.342,09	1.163,15	926,14	2.126,58	1.980,45	1419,5
Pérdidas de Pot. L/T 345KV	10,73	8,65	6,36	22,18	18,5	9,14
P. Interconexión	0	0	0	-360	-330	-340
Pérdidas de Pot. Totales SNI	142,53	106,76	60,39	177,07	144,72	84,86

Tabla 31. Potencia de transmisión L/T y pérdidas 345 KV año 2016 (MW)

La pérdida de potencia máxima en el sistema de 345 KV al año 2016 es de un 1,04% y en las líneas de transmisión Coca Codo Sinclair - El Inga (Pifo) es de 0,99%.

De igual manera se utilizarán los datos de la Tabla 19 en donde se muestran las horas de demanda en el Ecuador, obteniendo para un sistema de 345 KV lo siguiente:

Pérdida anual de Energía en el año 2016: 956,37 GWh

Energía al año L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (Pifo) 345 KV = 3.708,19 GWh

$$\text{Energía al año sistema de 345 KV} = 12.627 \text{ GWh} \quad (5.1)$$

$$\text{Pérdida de Energía al año sistema de 345 KV} = 101,48 \text{ GWh} \quad (5.2)$$

5.3.2 Alternativa a 750 KV

La generación despachada cambia cada vez que varía el voltaje de las líneas de transmisión planteadas en el plan de expansión del SNI, dándose así los valores mostrados en la Tabla 32:

Demanda y Generación L/T 750 KV Año 2016 (MW)						
Datos	2016 E_MAX	2016 E_MED	2016 E_MIN	2016 L_MAX	2016 L_MED	2016 L_MIN
Demanda (MW)	4.750	3.978,51	2.849,23	4.750	3.978,51	2.849,2
Gen. Despachada (MW)	4.875,98	4.075,08	2.903,25	4.887,3	4.091,26	2.922,6
Gen. Disponible (MW)	6.905,9	6.905,9	6.905,9	6.905,9	6.905,9	6.905,9

Tabla 32. Demanda y Generación L/T 750 KV Año 2016 (MW)

En la Tabla 33 se muestran los resultados del GMD para los tipos de torres a 750 KV:

GMD TORRES 750 KV					
Tipos de torres	Distancias (m)			GMD (m)	GMD (cm)
	A-B	A-C	B-C		
X	13,52	27,04	13,52	17,03	1.703,41
Y	12,00	24,00	12,00	15,12	1.511,91
Z	12,00	24,00	12,00	15,12	1.511,91

Tabla 33. GMD Torres 750 KV

El GMR es:

$$GMR = 0,180251$$

En el flujo de potencia al año 2016 se ingresó los datos de la torre tipo X, los cuales se muestran en la Tabla 34 y un conductor 500 ACAR.

INDUCTANCIA - CAPACITANCIA PARA TORRES DE 750 KV				
Torres	L	C	X_L	X_C
X	9.10E-03	0,01964118	0,34295797	0,13505213
Y	8.86E-03	0,02017003	0,33396572	0,1315111
Z	8.86E-03	0,02017003	0,33396572	0,1315111

Tabla 34. Inductancia - Capacitancia para torre de 750 KV

5.3.2.1 Potencia y energía

En la Tabla 35 se presentan los datos extraídos del flujo de potencia en el programa DigSilent con un voltaje de 750KV de las líneas de transmisión Coca Codo Sinclair – El Inga (Pifo) – Yaguachi – Sopladora

POTENCIA DE TRANSMISION L/T Y PERDIDAS 750 KV AÑO 2016 (MW)						
Datos	2016 E_MAX	2016 E_MED	2016 E_MIN	2016 L_MAX	2016 L_MED	2016 L_MIN
Pot. L/T CCS - El Inga 1	344,73	301,52	254,79	694,3	631,33	449,67
Pot. L/T CCS - El Inga 2	344,73	301,52	254,79	694,3	631,33	449,67

POTENCIA DE TRANSMISION L/T Y PERDIDAS 750 KV AÑO 2016 (MW)						
Datos	2016 E_MAX	2016 E_MED	2016 E_MIN	2016 L_MAX	2016 L_MED	2016 L_MIN
Pot. L/T Inga - CCS 1	-343,68	-300,58	-254,17	-691,02	-628,14	-447,62
Pot. L/T Inga - CCS 2	-343,68	-300,58	-254,17	-691,02	-628,14	-447,62
Pérdidas de Pot. en L/T 1	1,05	0,94	0,62	3,28	3,19	2,05
Pérdidas de Pot. en L/T 2	1,05	0,94	0,62	3,28	3,19	2,05
Pot. L/T Inga - Yaguachi	430,13	405,63	362,94	380,4	365,17	254,75
Pot. L/T Yaguachi - El Inga	-427,31	-402,71	-359,72	-376,97	-361,89	-253,48
Pérdidas de Pot. Inga- Yaguachi	2,82	2,92	3,22	3,43	3,28	1,27
Pot. L/T Yaguachi- Sopladora	-232,77	-162,92	-59,95	-378,67	-370,11	-273,53
Pot. L/T Sopladora- Yaguachi	233,23	163,13	59,98	379,76	371,12	274,57
P. de Pot. Yaguachi- Sopladora	0,46	0,21	0,03	1,09	1,01	1,04
Pot. Transmitida 750KV	1.352,82	1.171,8	932,5	2.148,76	1.998,95	1.428,66
Pot. Transmitida 750KV con PP	1.347,44	1.166,79	928,01	2.137,68	1.988,28	1.422,25
Pérdidas de Pot. L/T 750KV	5,38	5,01	4,49	11,08	10,67	6,41
P. Interconexión	0	0	0	-360	-330	-340
Pérdidas de Pot. Totales SNI	125,98	96,57	54,02	137,3	112,75	73,38

Tabla 35. Potencia de transmisión L/T y pérdidas 750 KV año 2016 (MW)

La pérdida de potencia máxima en el sistema de 750 KV al año 2016 es de un 0,51% y en las líneas de transmisión Coca Codo Sinclair - El Inga (Pifo) es de 0,46%.

Con los datos de la Tabla 19 en donde se muestran las horas demanda/día en el Ecuador se obtiene:

Pérdida anual de Energía en el año 2016: 806.85 GWh

Energía al año L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (Pifo) 745 KV = 3.715,72 GWh

Energía al año sistema de 750 KV = 12.627 GWh (5.3)

Pérdida de Energía al año sistema de 750 KV = 60,4 GWh (5.4)

5.3.3 Compensación

Se usan inductores y capacitores en las líneas de transmisión de longitud media y larga para incrementar la capacidad de carga de las mismas y para mantener las tensiones cerca de los niveles nominales, ya sea en 345, 500 o 750 KV, como lo enunciado en la sección 3.4.1

5.3.4 FACTS

Los controladores FACTS ofrecen la gran oportunidad de regular la transmisión de corriente alterna (AC), incrementando o disminuyendo el flujo de potencia en líneas específicas y respondiendo casi instantáneamente a los problemas de estabilidad. La potencialidad de esta tecnología se basa en la posibilidad de controlar el flujo de potencia y la capacidad de conectar redes que no están adecuadamente interconectadas, dando la posibilidad de la venta de energía entre agentes distantes.

Los desarrollos recientes en los sistemas eléctricos de potencia tales como la desregularización, acceso abierto y cogeneración están creando escenarios de congestión en la transmisión y forzando las interrupciones. Además construir nuevas líneas de transmisión es una solución prácticamente imposible debido a problemas ambientales y otras consideraciones, por ello es necesario desarrollar nuevas propuestas para el funcionamiento y control de los sistemas de potencia para soportar las sobrecargas y para un eficiente y fiable funcionamiento. Con el subyacente concepto de un control independiente del flujo de potencias activa y reactiva, ofrece una alternativa atractiva para alcanzar estos objetivos.

Con la utilización de los FACTS podemos regular y controlar el flujo de potencia en el lado de alta tensión. Tanto en condiciones de régimen permanente como en régimen transitorio. Con el uso de FACTS se puede notar el gran avance en la tecnología electrónica de potencia. Los FACTS incrementan o disminuyen el flujo de potencia y tienen una gran respuesta a problemas de estabilidad

Los controladores FACTS también pueden clasificarse en dos grupos tomando como referencia la función de sus principales elementos. El primer grupo utiliza elementos reactivos y transformadores cambiadores de taps controlados por tiristores. Dentro de este grupo se encuentran:

- SVC Compensador estático de VAR
- TCVR Regulador de voltaje controlado por tiristores
- TCPAR Regulador de ángulo de fase controlado por tiristores
- TCSC Capacitor en serie controlado por tiristores

El segundo grupo utiliza convertidores de voltaje auto conmutados que actúan como fuentes estáticas de voltaje síncrono. A este grupo corresponden:

- STATCOM Compensador estático síncrono
- SSSC Compensador serie estático síncrono
- IPFC Controlador de flujos de potencia interlínea
- UPFC Controlador unificado de flujos de potencia

Ventajas

Las siguientes son las principales ventajas que representan el uso de dispositivos FACTS:

- Permiten un mayor control sobre el flujo de potencia, dirigiéndolo a través de rutas predeterminadas;
- Se puede operar con niveles de carga seguros (sin sobrecarga) y cercanos a los límites térmicos de las líneas de transmisión;
- Mayor capacidad de transferencia de potencia entre áreas controladas, con lo que el margen de reserva en generación puede reducirse considerablemente;
- Incrementan la seguridad del sistema al aumentar el límite de estabilidad transitoria, limitando las corrientes de corto circuito y sobrecargas, previniendo salidas en cascada, y limitando el efecto de otras fallas en el sistema y equipos;
- Amortiguan oscilaciones del sistema de potencia que dañan los equipos y limitan la capacidad de transmisión disponible;

5.4 Efecto Corona

El efecto corona es un fenómeno eléctrico que se produce en los conductores de las líneas de alta tensión y se manifiesta en forma de halo luminoso a su alrededor. Dado

que los conductores suelen ser de sección circular, el halo adopta una forma de corona, de ahí el nombre del fenómeno.

El efecto corona está causado por la ionización del aire circundante al conductor debido a los altos niveles de tensión de la línea. En el momento que las moléculas de aire se ionizan, éstas son capaces de conducir la corriente eléctrica y parte los electrones que circulan por la línea pasan a circular por el aire. Tal circulación producirá un incremento de temperatura en el gas, que se tornará de un color rojizo para niveles bajos de temperatura, o azulado para niveles altos. La intensidad del efecto corona, por lo tanto, se puede cuantificar según el color del halo, que será rojizo en aquellos casos leves y azulado para los más severos.

Las líneas eléctricas se diseñan para que el efecto corona sea mínimo, puesto que también suponen una pérdida en su capacidad de transporte de energía; en su aparición e intensidad influyen los siguientes condicionantes:

- Tensión de la línea: cuanto mayor sea la tensión de funcionamiento de la línea, mayor será el gradiente eléctrico en la superficie de los cables y, por tanto, mayor el efecto corona. En realidad sólo se produce en líneas de tensión superior a 80KV.
- La humedad relativa del aire: una mayor humedad, especialmente en caso de lluvia o niebla, incrementa de forma importante el efecto corona.
- El estado de la superficie del conductor: las rugosidades, irregularidades, defectos, impurezas adheridas, etc., incrementan el efecto corona.
- Número de conductores: el efecto corona será menor cuanto más conductores tenga cada fase de la línea.

El ruido provocado por el efecto corona consiste en un zumbido de baja frecuencia (básicamente de 100 Hz), provocado por el movimiento de los iones, y un chisporroteo producido por las descargas eléctricas (entre 0,4 y 16KHz). Son ruidos de pequeña intensidad que en muchos casos apenas son perceptibles; únicamente cuando el efecto corona sea elevado se percibirán en la proximidad inmediata de las líneas de muy alta tensión, disminuyendo rápidamente al aumentar la distancia a la línea.

Cuando la humedad relativa es elevada, por ejemplo cuando llueve, el efecto corona aumenta mucho, dando lugar a un incremento importante del ruido audible. Sin embargo, este ruido generalmente queda opacado por el producido por las gotas de lluvia golpeando en el suelo, tejados, ropa, etc., que provoca un nivel acústico superior.

En condiciones de niebla también aumenta el efecto corona y el ruido audible, pero la existencia de ésta frena la propagación del ruido, es decir, se oye más al lado de la línea pero se deja de percibir a mayor distancia.

En el cálculo del efecto corona en 345 KV y 750 KV se aplican las mismas formulas enunciadas en el efecto corona a 500 KV de la sección 3.5.

5.5 Efecto Ferranti

El Efecto Ferranti es una sobretensión producida en una larga línea de transmisión, relativa a la tensión al final de la misma, que ocurre cuando ésta está desconectada de la carga, o bien con una carga muy pequeña.

Este efecto es debido a la inductancia y capacitancia de la línea. El efecto Ferranti será más acentuado cuanto más larga sea la línea, y mayor el voltaje aplicado. Este efecto es fundamentalmente debido a la capacidad transversal de la línea, que puede ser

importante en líneas largas; en estas situaciones, la regulación de tensión tiene como objetivo evitar una elevación de tensión que pueda resultar peligrosa. Esto puede conseguirse mediante bobinas colocadas en paralelo con la carga.

Es importante reducir el efecto Ferranti ya que, una elevación peligrosa de la tensión en el extremo receptor de la línea, puede provocar efectos destructivos en las instalaciones.

5.5.1 Reactores

Los reactores de potencia son el medio más compacto y de mejor relación coste-eficacia para compensar la generación capacitiva en líneas de alta tensión de transmisión larga o en sistemas de cables de gran longitud.

Las soluciones alternativas son más costosas, se traducen en mayores pérdidas, requieren más equipos y exigen recursos adicionales. Usados en servicio permanente para estabilizar la transmisión de potencia, o conectados solamente en condiciones de carga ligera para control de tensión, los reactores de potencia combinan alta eficacia con bajos costes de ciclo de vida para reducir los costes de transmisión y aumentar los beneficios.

El diseño y la fabricación de los reactores de potencia exigen ingeniería avanzada, mano de obra de alta calidad y un excepcional grado de limpieza en el taller. Cada reactor de potencia del tipo de núcleo es único, diseñado y construido en estrecha colaboración con el cliente. Aunque el aspecto sea similar al de un transformador de potencia en diseño y aislamiento del devanado – para optimizar la fiabilidad y la relación coste-eficacia, y minimizar los costes de ciclo de vida – las corrientes de entrada, la linealidad, la generación de armónicas y la simetría entre fases son muy distintas. El corazón de cada reactor es su núcleo. Están hechos de chapa de acero laminado radial de alta calidad, cortadas con una estrecha tolerancia de un cuarto de milímetro. Apiladas y unidas para

formar un sólido elemento de núcleo. Las chapas se apilan estrechamente para formar secciones de “cuña”, que se introducen en una base circular para formar un elemento de núcleo. El laminado radial impide la entrada del flujo en las superficies planas del acero del núcleo, eliminando las corrientes parásitas, el recalentamiento y los puntos calientes.

Los espaciadores de entrehierro de cerámica (esteatita) se pegan al cilindro del núcleo de acero con epoxy, para formar un elemento de núcleo cilíndrico. Los extremos superiores de los espaciadores han de tener exactamente la misma altura. Una vez pegados, son fresados en plano para garantizar una superficie uniforme antes de añadir el siguiente elemento de núcleo. Incluso en el mundo de tecnología punta de la transmisión de potencia, esto requiere destreza individual y un pie de rey.

Los elementos de núcleo se apilan y se pegan con epoxy para formar una columna con un elevado módulo de elasticidad, el “núcleo de entrehierros”. Como el campo magnético crea fuerzas intermitentes por todos los entrehierros que llegan a decenas de toneladas, los núcleos del reactor deberán ser sumamente rígidos para eliminar las vibraciones. Para impedir efectos marginales en los elementos de núcleo y minimizar las pérdidas por corrientes parásitas en el campo magnético, la columna del núcleo está envuelta con una pantalla electrostática. Ésta protege las láminas del núcleo contra las tensiones dieléctricas que puedan surgir en el devanado de alta tensión, eliminando el riesgo de descargas parciales en la superficie del núcleo.

Es necesario diseñar la armadura de forma que su frecuencia natural y fundamental se encuentre por debajo de la frecuencia de excitación, que es el doble de la frecuencia eléctrica del sistema. El medio único de redistribución del flujo entre la culata y la columna permite construir la armadura del núcleo de forma que se elimine el riesgo de resonancia.

5.6 Efecto Joule

La ley de Joule enuncia que:

“El calor que desarrolla una corriente eléctrica al pasar por un conductor es directamente proporcional a la resistencia, al cuadrado de la intensidad de la corriente y el tiempo que dura la corriente”.

El uso de corriente alterna para transmisión de energía se hizo evidente por la capacidad de los transformadores eleven la tensión y reducir la corriente eléctrica, reduciendo al cuadrado las pérdidas en la línea por el Efecto Joule:

$$P = R * I^2 \quad (3.1)$$

Tomando en cuenta lo siguiente:

- El movimiento de los electrones por un conductor imperfecto no es limpio, sino caótico y violento, con impactos continuos con átomos y otros electrones.
- Como consecuencia inevitable de estos impactos, cualquier objeto se calienta cuando lo recorre una corriente eléctrica. Este fenómeno se conoce como efecto Joule.
- El calentamiento por efecto Joule es mayor cuanto mayor son dos factores: la resistencia del conductor y la intensidad que lo recorre.
- Aunque el efecto Joule no es deseable en muchos casos, es la base de muchos de los aparatos eléctricos que empleamos de forma cotidiana, como las estufas o las bombillas.

5.7 Niveles de electromagnetismo

Históricamente, el magnetismo y la electricidad habían sido tratados como fenómenos distintos y eran estudiados por ciencias diferentes.

Sin embargo, los descubrimientos de Oersted y luego de Ampere, al observar que la aguja de una brújula tomaba una posición perpendicular al pasar corriente a través de un conductor próximo a ella. Así mismo los estudios de Faraday en el mismo campo, sugerían que la electricidad y el magnetismo eran manifestaciones de un mismo fenómeno.

La idea anterior fue propuesta y materializada por el físico escocés James Clerk Maxwell (1831 - 1879), quien luego de estudiar los fenómenos eléctricos y magnéticos concluyó que son producto de una misma interacción, denominada interacción electromagnética, lo que le llevó a formular, alrededor del año 1850 , las ecuaciones antes citadas, que llevan su nombre, en las que se describe el comportamiento del campo electromagnético. Estas ecuaciones dicen esencialmente que:

- Existen portadores de cargas eléctricas, y las líneas del campo eléctrico parten desde las cargas positivas y terminan en las cargas negativas.
- No existen portadores de carga magnética; por lo tanto, el número de líneas del campo magnético que salen desde un volumen dado, debe ser igual al número de líneas que entran a dicho volumen.
- Un imán en movimiento, o, dicho de otra forma, un campo magnético variable, genera una corriente eléctrica llamada corriente inducida.
- Cargas eléctricas en movimiento generan campos magnéticos.

5.8 Caída de tensión

La caída de tensión de un conductor es la diferencia de potencial que existe entre los extremos del mismo. Este valor se mide en voltios y representa el gasto de fuerza que implica el paso de la corriente por ese conductor. Así mismo, la caída de tensión es medida frecuentemente en tanto por ciento de la tensión nominal de la fuente de la que se alimenta. Por lo tanto, si en un circuito alimentado a 400 Voltios de tensión se prescribe una caída máxima de tensión de una instalación del 5%, esto significará que en dicho tramo no podrá haber más de 20 voltios, que sería la tensión perdida con respecto a la tensión nominal. No existe un conductor perfecto, pues todos presentan una resistividad al paso de la corriente por muy pequeña que sea, por este motivo ocurre que un conductor incrementa la oposición al paso de la corriente, a medida que también va aumentando su longitud. Si esta resistencia aumenta, por consiguiente aumenta el desgaste de fuerza, es decir, la caída de tensión. Podríamos decir que la caída de tensión de un conductor viene determinada por la relación que existe entre la resistencia que ofrece este al paso de la corriente, la carga prevista en el extremo más lejano del circuito y el tipo de tensión que se aplicará a los extremos .

5.9 Conductores

5.9.1 Conductores por fase

Los conductores en haz comúnmente se utilizan en las líneas de extra alta tensión, para controlar el gradiente de tensión en las superficies de los conductores y así evitar alta radio interferencia, ruido audible y pérdidas por efecto corona. Cuando se disponen conductores en haz deben instalarse espaciadores a intervalos separados en cada vano de la línea, con el fin de mantener la distancia entre los conductores.

La utilización de conductores en haz tiene la ventaja adicional de reducir la impedancia de sobretensión del 10 al 20%, reduciendo la inductancia serie e incrementando la capacitancia shunt de la línea.

Para una misma corriente, un conductor de aluminio debe tener un diámetro de 1.26 veces el del conductor de cobre. Ahora un conductor de aluminio es 3.2 veces más liviano que un conductor de cobre de igual diámetro. En líneas de transmisión aéreas, pensando en disminuir el peso y resistencia eléctrica aunque a expensas de reducir la resistencia mecánica, es muy común la utilización de la siguiente gama de conductores:

- Cobre, se utiliza en la costa por problemas de solución salina
- ACSR (Aluminium Cable, Steel Reinforced) conductor de aluminio con alma de acero. Muchas líneas del SNI utilizan este conductor, siendo de los más utilizados en el mundo.
- ACAR (Aluminium Cable Alloy Reinforced) Conductor de aluminio con alma de aleación, se utiliza en zonas costeras donde se presenta corrosión.
- AAAC (All Aluminium Alloy Conductors) conductores de aleación de aluminio, muy usados en ambientes corrosivos, además tienen baja resistencia eléctrica, pero son débiles mecánicamente.

5.9.2 Espaciadores para haces de conductores

Tanto en el proyecto a 500 KV como en las alternativas de 345 KV y 750 KV, se plantean 4 conductores por fase, es por esto que se utilizan espaciadores para estas tres alternativas, estos espaciadores se mencionan en la sección 3.10.2

5.9.3 Cable de guarda

Para el cable de guarda se utilizan varios materiales, siendo el cable de acero el de uso tradicional, seguido por los cables de Alimoweld (acero aluminizado) y en últimas instancias los cables ACSR con alma de acero de alta resistencia (ACSR-HS). Hoy en día se utilizan cables de guarda transportando fibra óptica, el cual consiste en alambres de Alimoweld trenzados alrededor de un tubo de aluminio dentro del cual se instalan varios hilos de fibra óptica, este cable se conoce como OPGW (Optical Guard Wire)

La selección de cual cable de guarda utilizar obedece a varios aspectos, tanto técnicos como económicos. Inicialmente se selecciona una gama de cables que tengan sección superior a los 50mm^2 y más de 7 hilos trenzados, con ello se está partiendo con cables que resisten sin mayor problema los impactos de una descarga atmosférica.

Existe un primer enemigo del cable de guarda y es la eventualidad de presentarse una falla monofásica en la línea; la corriente de corto circuito se divide en dos, una parte circulara por el cable de guarda y producirá un aumento de temperatura en este cable y la otra parte circulara por la torre con lo cual puede haber peligro para las personas o animales que estén cerca de dicha torre. Estos problemas de aumento de temperatura en el cable y aumento de potencial de la torre se pueden mermar, disminuyendo la resistencia eléctrica del cable que se va a utilizar como cable de guarda, puesto que si la resistencia del cable es menor el calentamiento del cable (IR^2) es menor y además la porción que circule por la torre disminuirá. Para estos casos se prefiere utilizar cable Alumoweld, ya que el aluminio es de menor resistencia eléctrica que el acero, pero de mayor costo.

Los criterios para la mejor posición del cable de guarda están establecidos en la sección 3.10.3.

5.10 Aisladores

Los aisladores son elementos aislantes fabricados en serie que se disponen entre las masas de la instalación o de los aparatos y las partes activas de alta tensión con el objeto de garantizar un adecuado aislamiento. Los aisladores de líneas aéreas se pueden clasificar en:

- Aisladores de cadena
- Aisladores rígidos

Los aisladores de cadena están constituidos por uno o varios elementos aislantes unidos entre sí, unos a continuación de otros, formando una especie de cadena y destinados a soportar de manera flexible los conductores de una línea eléctrica aérea. Una cadena está destinada a soportar principalmente esfuerzos de tracción.

Una cadena equipada está constituida por una o más cadenas de aisladores acopladas convenientemente y provistas de dispositivos que permitan su fijación flexible a un soporte. Las cadenas equipadas pueden ser de amarre o de suspensión

Cadenas dobles de aisladores se utilizan para niveles de voltaje iguales o mayores a 500KV. Las cadenas dobles en conexión en V se utilizan en barras de 345KV. Las formulas para los cálculos de aisladores en sistemas a 345 KV o 750 KV son las mismas que se usan para un sistema a 500 KV mostradas en la sección 3.11.

5.11 Costos de pérdidas de potencia y energía

Con los resultados de pérdidas de energía en el año 2016 de las líneas de transmisión planteadas a 500 KV, 345 KV y 750 KV se obtiene el valor de pérdidas económicas en el SNI, el cual se muestra en la Tabla 36:

Pérdidas Anuales de Energía (GWh)		Costo (KWh) USD	Perdidas USD anuales	Perdidas USD 35 años
<i>L/T 345KV</i>	101,48	0,0085	862.580,00	30.190.300,00
<i>L/T 500KV</i>	79,83	0,0085	678.555,00	23.749.425,00
<i>L/T 750KV</i>	60,40	0,0085	513.400,00	17.969.000,00

Tabla 36. Pérdidas Económicas de Energía anual y a 35 años

5.12 Costos de estructuras

5.12.1 Conductores

Los conductores establecidos para la alternativa a 345 KV son 4 conductores por fase 1250 ACAR y para la alternativa a 750 KV son cuatro conductores por fase 500 ACAR, esto se aplica para todo el sistema, es decir las líneas de transmisión Coca Codo Sinclair – El Inga (Pifo) – Yaguachi – Sopladora.

5.12.2 Torres

5.12.2.1 Torres para 345 KV

A continuación se muestran las torres típicas utilizadas en un sistema de 345 KV⁴²:

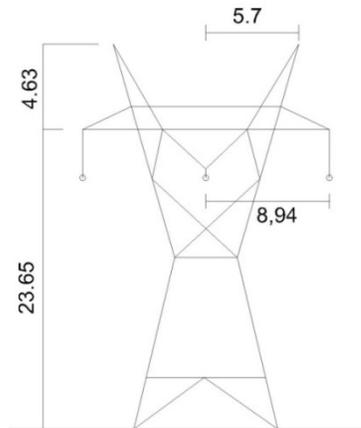


FIGURA 35. Torre tipo A

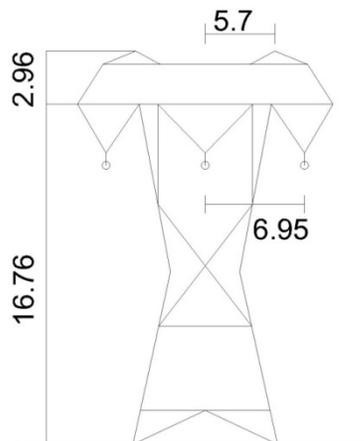


FIGURA 36. Torre tipo B

⁴² GONZALES, Jorge, y otros, *Análisis eléctrico de líneas de transmisión*, 1^{ra} edición, Editorial Universidad Pontificia Bolivariana, Medellín-Colombia, 2005, p.171, 172.

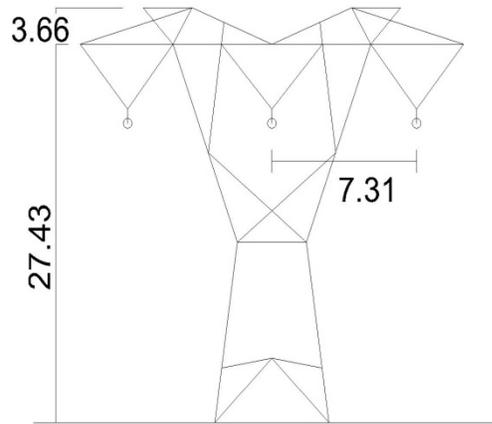


FIGURA 37. Torre tipo C

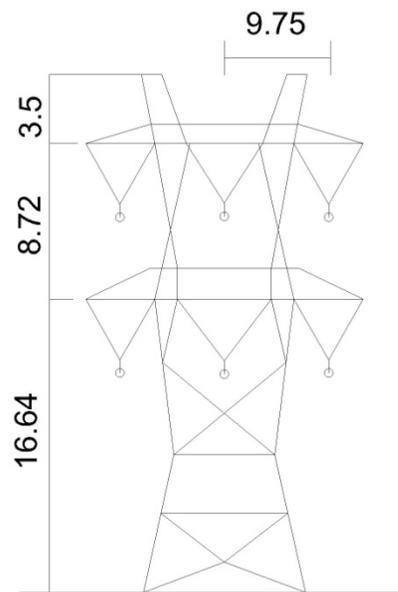


FIGURA 38. Torre tipo D

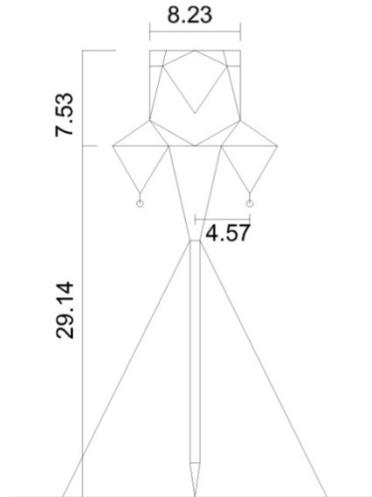


FIGURA 39. Torre tipo E

5.12.2.2 Torres para 750 KV

A continuación se muestran las torres típicas utilizadas en un sistema de 750KV⁴³

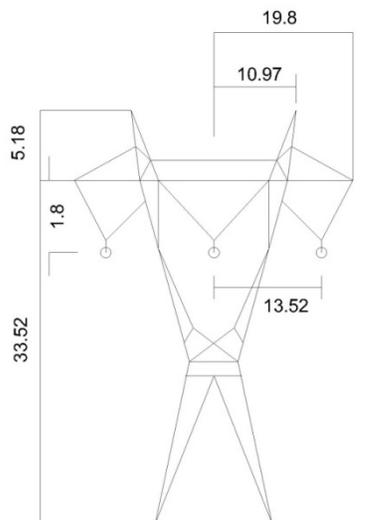


FIGURA 40. Torre tipo X

⁴³ GONZALES, Jorge, y otros, *Análisis eléctrico de líneas de transmisión*, 1^{ra} edición, Editorial Universidad Pontificia Bolivariana, Medellín-Colombia, 2005, p. 174, 175.

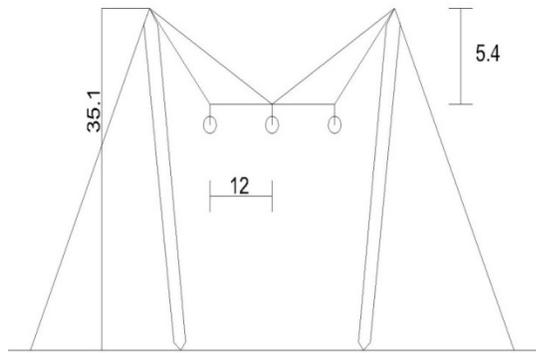


FIGURA 41. Torre tipo Y

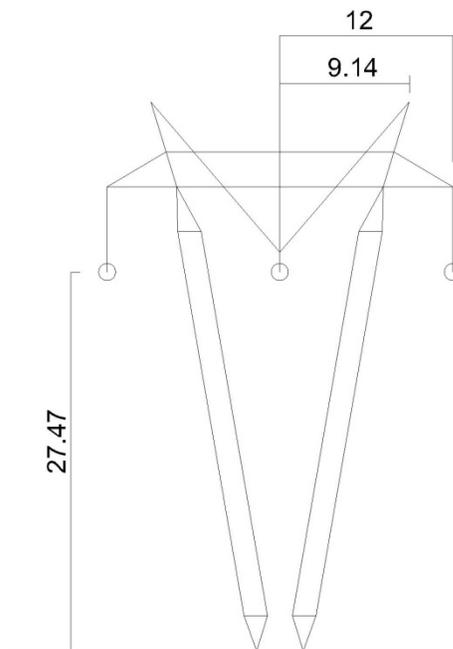


FIGURA 42. Torre tipo Z

5.12.3 Aisladores

El número de aisladores para 345 KV:

Número de aisladores 345 KV: 18 Aisladores

Para un nivel superior de voltaje se requiere un mayor número de aisladores, realizando los cálculos respectivos se obtiene:

Número de aisladores 750 KV: 35 Aisladores

5.13 Costos de subestaciones

5.13.1 Transformador de potencia

Se denomina transformador o trafo (abreviatura), a un dispositivo eléctrico que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la frecuencia. La potencia que ingresa al equipo, en el caso de un transformador ideal (esto es, sin pérdidas), es igual a la que se obtiene a la salida. Las máquinas reales presentan un pequeño porcentaje de pérdidas, dependiendo de su diseño, tamaño, etc.

El transformador es un dispositivo que convierte la energía eléctrica alterna de un cierto nivel de tensión, en energía alterna de otro nivel de tensión, por medio de la acción de un campo magnético. Está constituido por dos o más bobinas de material conductor,

aisladas entre sí eléctricamente por lo general enrolladas alrededor de un mismo núcleo de material ferromagnético. La única conexión entre las bobinas la constituye el flujo magnético común que se establece en el núcleo.

Los transformadores son dispositivos basados en el fenómeno de la inducción electromagnética y están constituidos, en su forma más simple, por dos bobinas devanadas sobre un núcleo cerrado de hierro dulce o hierro silicio. Las bobinas o devanados se denominan primario y secundario según correspondan a la entrada o salida del sistema en cuestión, respectivamente. También existen transformadores con más devanados; en este caso, puede existir un devanado "terciario", de menor tensión que el secundario.

5.13.2 Transformadores de medición y control

Los transformadores de corriente se utilizan para tomar muestras de corriente de la línea y reducirla a un nivel seguro y medible, para las gamas normalizadas de instrumentos, aparatos de medida, u otros dispositivos de medida y control. Ciertos tipos de transformadores de corriente protegen a los instrumentos al ocurrir cortocircuitos.

Es un transformador devanado especialmente, con un primario de alto voltaje y un secundario de baja tensión. Tiene una potencia nominal muy baja y su único objetivo es suministrar una muestra de voltaje del sistema de potencia, para que se mida con instrumentos incorporados. Además, puesto que el objetivo principal es el muestreo de voltaje deberá ser particularmente preciso como para no distorsionar los valores verdaderos. Se pueden conseguir transformadores de potencial de varios niveles de precisión, dependiendo de que tan precisas deban ser sus lecturas, para cada aplicación especial.

5.13.3 Pararrayos

Un pararrayos es un instrumento cuyo objetivo es atraer un rayo ionizando el aire para excitar, llamar y conducir la descarga hacia tierra, de tal modo que no cause daños a las personas o construcciones. Este artilugio fue inventado en 1753 por Benjamín Franklin. Este primer pararrayos se conoce como "pararrayos Franklin", en homenaje a su inventor.

Las instalaciones de pararrayos consisten en un mástil metálico (acero inoxidable, aluminio, cobre o acero), con un cabezal captador (pararrayos). El cabezal tiene muchas formas en función de su primer funcionamiento: puede ser en punta, multipuntas, semiesférico o esférico y debe sobresalir por encima de las partes más altas del edificio. El cabezal está unido a una toma de tierra eléctrica , por medio un cable de cobre conductor. La toma de tierra se construye mediante picas de metal que hacen las funciones de electrodos en referencia al terreno o mediante placas de metal conductoras también enterradas. En principio, un pararrayos protege una zona teórica de forma cónica con el vértice en el cabezal; el radio de la zona de protección depende del ángulo de apertura de cono y a su vez éste depende de cada tipo de protección. Las instalaciones de pararrayos se regulan en cada país por guías de recomendación o normas.

El objetivo principal de estos sistemas es reducir los daños que puede provocar la caída de un rayo sobre otros elementos.

5.13.4 Interruptores

Un disyuntor o interruptor automático es un aparato capaz de interrumpir o abrir un circuito eléctrico cuando la intensidad de la corriente eléctrica que por él circula excede de un determinado valor o, en el que se ha producido un cortocircuito, con el objetivo de

no causar daños a los equipos eléctricos. A diferencia de los fusibles, que deben ser reemplazados tras un único uso, el disyuntor puede ser rearmado una vez localizado y reparado el daño que causó el disparo o desactivación automática.

El interruptor de potencia es el dispositivo encargado de desconectar una carga o una parte del sistema eléctrico, tanto en condiciones de operación normal (máxima carga o en vacío) como en condición de cortocircuito. La operación de un interruptor puede ser manual o accionada por la señal de un relé encargado de vigilar la correcta operación del sistema eléctrico, donde está conectado.

5.13.5 Seccionadores

Los seccionadores son interruptores de una subestación o circuitos eléctricos que protegen a una subestación de cargas eléctricas demasiado elevadas. Son muy utilizadas en las centrales de transformación de energía eléctrica de cada ciudad. Consta de las siguientes partes:

- Contacto fijo. Diseñado para trabajo rudo, con recubrimiento de plata.
- Multi contacto móvil. Localizado en el extremo de las cuchillas, con recubrimiento de plata y muelles de respaldo que proporcionan cuatro puntos de contacto independientes para óptimo comportamiento y presión de contacto.
- Cámara interruptora. Asegura la interrupción sin arco externo. Las levas de las cuchillas y de la cámara interruptora están diseñadas para eliminar cualquier posibilidad de flameo externo.
- Cuchillas. Fabricadas con doble solera de cobre. La forma de su ensamble proporciona una mayor rigidez y alineación permanente, para asegurar una operación confiable.

- Contacto de bisagra. Sus botones de contacto troquelado y plateados en la cara interna de las cuchillas, en unión con un gozne plateado giratorio y un resorte de presión de acero inoxidable, conforman un diseño que permite combinar óptimamente la presión de contacto, evitando puntos calientes pero facilitando la operación y estabilidad de las cuchillas.
- Aisladores tipo estación. De porcelana, dependiendo del tipo de seccionador varía el número de campanas.
- Base acanalada. De acero galvanizado de longitud variable, con varios agujeros y ranuras para instalarse en cualquier estructura.
- Cojinete. De acero, con buje de bronce que proporciona una operación suave. No requiere mantenimiento y resiste la corrosión.
- Mecanismo de operación. Permite una amplia selección de arreglos de montaje para diferentes estructuras.

La maniobra de operación con estas cuchillas implica abrir antes los interruptores que las cuchillas en el caso de desconexión. Y cerrar antes las cuchillas y después los interruptores en el caso de conexión.

Esto es debido a que los seccionadores son un tipo de aparamenta eléctrica más de seguridad, que de corte propiamente dicho, pues su objetivo es proporcionar una seguridad visual de desconexión real ante operaciones que requieren desconexión. De esta forma, un operario trabajando puede ver visualmente que la desconexión se ha llevado a cabo, y que no sufrirá ninguna clase de daños, aunque exista un fallo en los interruptores, y que las cuchillas pueden tener peligro de arco eléctrico mientras que los interruptores, no.

5.14 Inversiones

Para obtener la tabla de inversiones para 345 KV y 750 KV, se tomo como base costos de sistemas de 69 KV, 138 KV, 230 KV y 500 KV⁴⁴, con estos valores se realizó una interpolación para asumir los costos del sistema en 345 KV y una extrapolación para los costos en 750 KV. Las tablas y los gráficos de estos valores se aprecian en el Anexo 6.

5.14.1 Alternativa a 345 KV

La alternativa de proyecto a 345 KV presenta una inversión total de:

Inversión 345 KV: USD 303.859.000,00 (5.5)

La inversión para líneas de transmisión a 345 KV es de USD 152.351.000,00 mostradas en la Tabla 37.

Líneas de transmisión a 345 KV	
Proyecto	Costo (miles USD)
L/T El Inga - CCSinclair, 345 KV, 125Km, 1 circuito, 4x1250ACAR	26.087,5
L/T El Inga - CCSinclair, 345 KV, 125Km, 1 circuito, 4x1250ACAR	26.087,5
L/T El Inga - Yaguachi, 345 KV, 300Km, 1 circuito, 4x1250ACAR	62.610
L/T Yaguachi - Sopladora, 345 KV, 180Km, 1 circuito, 4x1250ACAR	37.566

Tabla 37. Líneas de transmisión a 345 KV

De igual manera en las tablas 38, 39, 40 y 41 se especifican las inversiones en las subestaciones de 345KV con sus respectivos elementos.

⁴⁴ TRANSELECTRIC, *Plan de Expansión de Transmisión Periodo 2010 – 2020*, Quito, octubre 2009, cuadro No.6 pág. 85-86-87-88-89-90.

S/E El Inga, 345/230 KV	
Proyecto	Costo (miles USD)
S/E El Inga, 345/230KV	43.006
3 bancos de transformadores monofásicos, 450MVA, 345/230KV	15.750
1 transformador monofásico, 150MVA, 345/230KV de reserva	1.469
3 bahías de línea de 345KV	4.977
3 bahías de transformador de 345KV	4.350
1 bahía de acoplamiento de 345KV	978
2 bahías de reactor de línea de 345KV (1x28MVAR)	278
2 reactores de línea de 345KV (1x28MVAR)	3.200
1 bahía para reactor de línea de 345KV (4x28MVAR)	556
1 reactor de línea de 345KV (4x28MVAR)	6.400
1 módulo común de 345KV (protecc., ss.aa., control, etc) Tipo 2	2.550
3 bahías de transformador 230KV	1.767
1 bahía de línea de 230KV	731

Tabla 38. S/E El Inga, 345/230 KV

S/E Yaguachi, 345/230 KV	
Proyecto	Costo (miles USD)
S/E Yaguachi, 345/230KV	39.505
2 bancos de transformadores monofásicos, 450MVA, 345/230KV	10.500
1 transformador monofásico, 150MVA, 345/230KV de reserva	1.469
2 bahías de línea de 345KV	3.318
2 bahías de transformador de 345KV	2.900
1 bahía de acoplamiento de 345KV	978
1 bahía de reactor de línea de 345KV (4x28MVAR)	556
1 reactor de línea de 345KV (4x28MVAR)	6.400
1 bahía para reactor de línea de 345KV (2x28MVAR)	278
1 reactor de línea de 345KV (2x28MVAR)	3.200
1 módulo común de 345KV (protecc., ss.aa., control, etc) Tipo 1	2.170
8 bahías de línea de 230KV	5.848
2 bahías de transformador de 230KV	1.288
1 bahía de acoplamiento de 230KV	600

Tabla 39. S/E Yaguachi, 345/230 KV

S/E Coca Codo Sinclair, 345/230 KV	
Proyecto	Costo (miles USD)
S/E Coca Codo Sinclair, 345/230KV	47.513
4 bancos de transformadores monofásicos, 450MVA, 345/230KV	21.000
1 transformador monofásico, 150MVA, 345/230KV de reserva	1.469
2 bahías de línea de 345KV	3.318
4 bahías de transformador de 345KV	5.800
1 bahía de acoplamiento de 345KV	978
2 bahías de reactor de línea de 345KV (1x28MVAR)	139
2 reactores de línea de 345KV (1x28MVAR)	3.200
1 módulo común de 345KV (protecc., ss.aa., control, etc) Tipo 2	2.550
1 bahía de línea de 230KV	731
4 bahías de transformador de 230KV	2.576
8 bahías de transformador de 230KV (unidades de generación)	5.152
1 bahía de acoplamiento de 230KV	600

Tabla 40. S/E Coca Codo Sinclair, 345/230 KV

S/E Sopladora, 345/230 KV	
Proyecto	Costo (miles USD)
S/E Sopladora, 345/230KV	21.484
1 banco de transformadores monofásicos, 450MVA, 345/230KV	5.250
1 transformador monofásico, 150MVA, 345/230KV de reserva	1.469
1 bahía de línea de 345KV	1.659
1 bahía de acoplamiento de 345KV	978
1 bahía de reactor de línea de 345KV (2x28MVAR)	278
1 reactor de línea de 345KV (2x28MVAR)	3.200
1 módulo común de 345KV (protecc., ss.aa., control, etc) Tipo 2	2.550
4 bahías de línea de 230KV	2.924
1 bahía de transformador de 230KV	644
3 bahías de transformador de 230KV (unidades de generación)	1.932
1 bahía de acoplamiento de 230KV	600

Tabla 41. S/E Sopladora, 345/230 KV

El valor residual a 35 años de la alternativa a 345 KV es:

Valor residual= USD 249.747.400,00

5.14.2 Alternativa a 750 KV

La inversión total de la alternativa a 750 KV es:

Inversión 750 KV: USD 408.840.000,00 (5.6)

En la Tabla 42 se muestra la inversión de las líneas de transmisión a 750 KV con un total de USD 197.173.000,00:

Líneas de transmisión a 750 KV	
Proyecto	Costo (miles USD)
L/T El Inga - CCSinclair, 750 KV, 125Km, 1 circuito, 4x500ACAR	33.762,5
L/T El Inga - CCSinclair, 750 KV, 125Km, 1 circuito, 4x500ACAR	33.762,5
L/T El Inga - Yaguachi, 750 KV, 300Km, 1 circuito, 4x500ACAR	81.030
L/T Yaguachi - Sopladora, 750 KV, 180Km, 1 circuito, 4x500ACAR	48.618

Tabla 42. Líneas de transmisión a 750 KV

Las especificaciones de inversiones en las subestaciones de potencia de la alternativa a 750 KV se muestran en las tablas 43, 44, 45 y 46.

S/E El Inga, 750/230 KV	
Proyecto	Costo (miles USD)
S/E El Inga, 750/230KV	62.562
3 bancos de transformadores monofásicos, 450MVA, 750/230KV	21.540
1 transformador monofásico, 150MVA, 750/230KV de reserva	2.220
3 bahías de línea de 750KV	8.256
3 bahías de transformador de 750KV	6.600
1 bahía de acoplamiento de 750KV	1.700
2 bahías de reactor de línea de 750KV (1x28MVAR)	436
2 reactores de línea de 750KV (1x28MVAR)	4.940
1 bahía para reactor de línea de 750KV (4x28MVAR)	872
1 reactor de línea de 750KV (4x28MVAR)	9.880
1 módulo común de 750KV (protecc., ss.aa., control, etc) Tipo 2	3.620
3 bahías de transformador 230KV	1.767
1 bahía de línea de 230KV	731

Tabla 43. S/E El Inga, 750/230 KV

S/E Yaguachi, 750/230 KV	
Proyecto	Costo (miles USD)
S/E Yaguachi, 750/230KV	55.158
2 bancos de transformadores monofásicos, 450MVA, 750/230KV	14.360
1 transformador monofásico, 150MVA, 750/230KV de reserva	2.220
2 bahías de línea de 750KV	5.504
2 bahías de transformador de 750KV	4.400
1 bahía de acoplamiento de 750KV	1.700
1 bahía de reactor de línea de 750KV (4x28MVAR)	872
1 reactor de línea de 750KV (4x28MVAR)	9.880
1 bahía para reactor de línea de 750KV (2x28MVAR)	436
1 reactor de línea de 750KV (2x28MVAR)	4.940
1 módulo común de 750KV (protecc., ss.aa., control, etc) Tipo 1	3.110
8 bahías de línea de 230KV	5.848
2 bahías de transformador de 230KV	1.288
1 bahía de acoplamiento de 230KV	600

Tabla 44. S/E Yaguachi, 750/230 KV

S/E Coca Codo Sinclair, 750/230 KV	
Proyecto	Costo (miles USD)
S/E Coca Codo Sinclair, 750/230KV	64.999
4 bancos de transformadores monofásicos, 450MVA, 750/230KV	28.720
1 transformador monofásico, 150MVA, 750/230KV de reserva	2.220
2 bahías de línea de 750KV	5.504
4 bahías de transformador de 750KV	8.800
1 bahía de acoplamiento de 750KV	1.700
2 bahías de reactor de línea de 750KV (1x28MVAR)	436
2 reactores de línea de 750KV (1x28MVAR)	4.940
1 módulo común de 750KV (protecc., ss.aa., control, etc) Tipo 2	3.620
1 bahías de línea de 230KV	731
4 bahías de transformador de 230KV	2.576
8 bahías de transformador de 230KV (unidades de generación)	5.152
1 bahía de acoplamiento de 230KV	600

Tabla 45. S/E Coca Codo Sinclair, 750/230 KV

S/E Sopladora, 750/230 KV	
Proyecto	Costo (miles USD)
S/E Sopladora, 750/230KV	28.948
1 banco de transformadores monofásicos, 450MVA, 750/230KV	7.180
1 transformador monofásico, 150MVA, 750/230KV de reserva	2.220
1 bahía de línea de 750KV	2.752
1 bahía de acoplamiento de 750KV	1.700
1 bahía de reactor de línea de 750KV (2x28MVAR)	436
1 reactor de línea de 750KV (2x28MVAR)	4.940
1 módulo común de 750KV (protecc., ss.aa., control, etc) Tipo 2	3.620
4 bahías de línea de 230KV	2.924
1 bahía de transformador de 230KV	644
3 bahías de transformador de 230KV (unidades de generación)	1.932
1 bahía de acoplamiento de 230KV	600

Tabla 46. S/E Sopladora, 750/230 KV

El valor residual es:

$$\text{Valor residual} = \text{USD } 286.188.000,00$$

5.15 Valor Actual Líquido (VAL)

5.15.1 Valor Actual Líquido (VAL) para la alternativa a 345 KV

De igual manera en la Tabla 47 se muestran los datos para el cálculo del VAL en la alternativa a 345 KV:

Datos VAL 345 KV	
Ener. Transmitida KWh/año	12.627.444.970,00
Perdidas de Energía KWh/año	101.478.640,00
Total de Energía KWh/año	12.525.966.330,00
Costo del peaje KWh (USD)	0,0085
Ingreso transmisión (USD/año)	106.470.713,81
Inversión proyecto 345 KV (USD)	303.859.000,00
Interés (%)	6,90
Numero años	35,00
Gastos mensuales (USD)	3.000.000,00
Gastos anuales (USD)	36.000.000,00
FC (USD)	70.470.713,81

Tabla 47. Datos VAL 345 KV

Con estos datos se procederá a calcular los datos a 35 años, tal como se muestra en la Tabla 48.

Datos en valor futuro (35 años) 345 KV	
Valor residual (USD)	212.701.300,00
Ingresos (USD)	3.726.474.983,18
FC 35 (USD)	2.466.474.983,18

Tabla 48. Datos en valor futuro (35 años) 345 KV

Para calcular el VAL se necesitan los datos del flujo de caja (FC) y del valor residual en presente, mostrados en la Tabla 49.

Datos en valor presente VAL a 34 5KV	
FC (USD)	238.702.535,76
Valor residual (USD)	20.584.980,60

Tabla 49. Datos en valor presente VAL a 345 KV

Con estos datos se calcula el VAL para la alternativa a 345 KV:

$$VAL_{345KV} = 41.625.033,81 \quad (5.7)$$

5.15.2 Valor Actual Líquido (VAL) para la alternativa a 750 KV

De la misma forma en la Tabla 50 se muestran los datos para el cálculo del VAL en la alternativa a 750 KV:

Datos VAL 750KV	
Ener. Transmitida KWh/año	12.627.444.970,00
Perdidas de Energía KWh/año	60.400.000,00
Total de Energía KWh/año	12.567.044.970,00
Costo del peaje KWh (USD)	0,0085
Ingreso transmisión (USD/año)	106.819.882,25

Datos VAL 750KV	
Inversión proyecto 750 KV (USD)	408.840.000,00
Interés (%)	6,90
Numero años	35,00
Gastos mensuales (USD)	3.000.000,00
Gastos anuales (USD)	36.000.000,00
FC (USD)	70.819.882,25

Tabla 50. Datos VAL 750KV

En la Tabla 51 se muestran los valores futuros calculados:

Datos en valor futuro (35 años) 750 KV	
Valor residual (USD)	286.188.000,00
Ingresos (USD)	3.738.695.878,58
FC 35 (USD)	2.478.695.878,58

Tabla 51. Datos en valor futuro (35 años) 750 KV

En la Tabla 52 se muestran los datos calculados a valor presente:

Datos en valor presente VAL a 750 KV	
FC (USD)	239.885.259,58
Valor residual (USD)	27.696.936,63

Tabla 52. Datos en valor presente VAL a 750 KV

El VAL en la alternativa a 750 KV:

$$VAL_{750KV} = -25.281.037,61 \quad (5.8)$$

CAPITULO VI

6. ANALISIS TECNICOS ECONOMICOS COMPARATIVOS

Este capítulo muestra cuadros comparativos de las líneas de transmisión futuras Coca Codo Sinclair – El Inga (Pifo) – Yaguachi – Sopladora con las tres alternativas de voltaje; 345, 500 y 750 KV. Los cuadros contendrán datos acerca de las pérdidas de energía, pérdidas económicas, inversiones y valores actuales líquidos, para luego proceder al análisis de estos resultados.

6.1 Líneas de transmisión a 500 KV vs 345 KV

Con estas dos alternativas de voltaje para el proyecto de L/T existe una gran variación en los resultados obtenidos, siendo estos mostrados a continuación:

6.1.1 Pérdidas eléctricas

Las pérdidas eléctricas para el sistema a 500 KV se tomaron de (4.2) y para la alternativa a 345 KV se toma de (5.2), mostrados en la Tabla 53.

Pérdidas de Energía 500 KV vs 345 KV	
L/T 500 KV (GWh/año)	79,83
L/T 345 KV (GWh/año)	101,48

Tabla 53. Pérdidas de Energía 500 KV vs 345 KV

6.1.2 Pérdidas económicas

Tomando en cuenta los valores de la Tabla 17 se obtiene:

Pérdidas Económicas 500 KV Vs. 345 KV	
L/T 500 KV (USD/año)	678.555,00
L/T 345 KV (USD/año)	862.580,00

Tabla 54. Pérdidas Económicas 500 KV vs 345 KV

6.1.3 Inversiones

La inversión del proyecto a 500 KV está basada en (4.3); y la inversión de la alternativa a 345 KV en (5.5) recopilados en la Tabla 55:

Inversiones 500 KV vs 345 KV	
L/T 500 KV (USD)	356.782.000,00
L/T 345 KV (USD)	303.859.000,00

Tabla 55. Inversiones 500 KV vs 345 KV

6.1.4 Análisis económico (VAL)

El VAL para 500 KV se tomará de (4.5) y el de 345 KV de (5.5), reflejados en la Tabla 56:

VAL 500 KV Vs. 345 KV	
L/T 500 KV	7.923.449,74
L/T 345 KV	41.625.033,81

Tabla 56. VAL 500 KV vs 345 KV

6.2 Líneas de transmisión a 500 KV vs 750 KV

Con estas dos alternativas de voltaje para el proyecto de L/T existe una gran variación en los resultados obtenidos, siendo estos mostrados a continuación:

6.2.1 Pérdidas eléctricas

Las pérdidas eléctricas para el sistema a 500 KV se tomaron de (4.2) y para la alternativa a 750 KV se toma de (5.4), mostrados en la Tabla 57.

Pérdidas de Energía 500 KV vs 750 KV	
L/T 500 KV (GWh/año)	79,83
L/T 750 KV (GWh/año)	60,40

Tabla 57. Pérdidas de Energía 500 KV vs 750 KV

6.2.2 Pérdidas económicas

Tomando en cuenta los valores de la Tabla 17 se obtiene:

Pérdidas Económicas 500 KV Vs. 750 KV	
L/T 500 KV (USD/año)	678.555,00
L/T 750 KV (USD/año)	513.400,00

Tabla 58. Pérdidas Económicas 500 KV vs 750 KV

6.2.3 Inversiones

La inversión del proyecto a 500 KV está basada en (4.3); y la inversión de la alternativa a 750 KV en (5.6) recopilados en la Tabla 59:

Inversiones 500 KV vs 750 KV	
L/T 500 KV (USD)	356.782.000,00
L/T 750 KV (USD)	408.840.000,00

Tabla 59. Inversiones 500 KV vs 750 KV

6.2.4 Análisis económico (VAL)

El VAL proyectado para 500 KV se tomará de (4.5) y el de 750 KV de (5.8), reflejados en la Tabla 60:

VAL 500 KV Vs. 345 KV	
L/T 500 KV	7.923.449,74
L/T 750 KV	- 25.281.037,61

Tabla 60. VAL 500 KV Vs. 345 KV

6.3 Resultados

Con los datos obtenidos de pérdidas de potencia y energía, la alternativa a 750 KV es la que tiene menores pérdidas de las tres alternativas de voltaje, con 60,5 GWh/año frente a los 79,83 GWh/año del proyecto a 500 KV y a los 101,48 GWh/año de la alternativa a 345 KV. Dado que el proyecto planteado es a 500 KV, en la Tabla 61 se muestran las variaciones de pérdidas de Energía/año que tienen las otras dos alternativas de voltaje con respecto a 500 KV.

Pérdidas de Energía en base a 500 KV (79,83 GWh/año)	
L/T 345 KV (GWh/año)	21,65
L/T 750 KV (GWh/año)	-19,43

Tabla 61. Pérdidas de Energía en base a 500 KV (79,83 GWh/año)

Por lo tanto, las pérdidas económicas en la alternativa de 345 KV también son mayores, la Tabla 62 muestra la variación de pérdidas económicas USD/año con respecto al sistema de 500 KV planteado.

Pérdidas Económicas en base a 500 KV (USD 957.960)	
L/T 345 KV (USD/año)	184.025,00
L/T 750 KV (USD/año)	- 165.155,00

Tabla 62. Pérdidas Económicas en base a 500 KV (USD 957.960)

La inversión en proyectos de EHV aumenta según aumenta el voltaje de las líneas de transmisión, en la Tabla 63 se muestra la variación de inversiones tomando como base la inversión del proyecto a 500 KV.

Inversiones en base a 500 KV (USD 356.782.000)	
L/T 345 KV (USD)	- 52.923.000,00
L/T 750 KV (USD)	52.058.000,00

Tabla 63. Inversiones en base a 500 KV (USD 356.782.000)

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- En un sistema de voltaje más elevado, las pérdidas eléctricas son menores, las pérdidas económicas también son menores, sin embargo mientras el voltaje es más alto, la inversión también es más alta, tal como sucede en el análisis de estos 3 niveles de voltaje, 345, 500 y 750 KV.
- En el análisis en las líneas de transmisión se consideró el flujo máximo de potencia, se puede inferir que la exportación de energía eléctrica a países vecinos está contemplado en este análisis.
- Las estructuras con mayor distancia entre fases son las que generan menores pérdidas, debido a que el GMD es mayor, pero no siempre se utiliza este tipo de torres, debido a la geografía por donde pasa la línea y a condiciones mecánicas como el viento a la que está sometida la línea o el peso de los conductores.
- Debido a que las potencias de transmisión para los 3 sistemas de voltaje son las mismas, para el sistema de 345 KV se utilizó un conductor 1250 ACAR y para 750 KV un conductor 500 ACAR, estos conductores admiten la misma potencia que el 750 ACAR en 500 KV.
- Al analizar el flujo de potencia en los seis escenarios de generación en el Ecuador con los tres niveles de voltaje, la potencia transmitida se mantiene, no obstante el despacho de potencia cambia en cada alternativa y las pérdidas varían, esto se debe a que las grandes generadoras como Coca Codo Sinclair, Molino o Sopladora no cambian la potencia de generación, sin embargo las centrales térmicas sí, produciendo más energía para compensar las pérdidas de potencia o viceversa.
- El mejor nivel de voltaje para el proyecto de líneas de transmisión Coca Codo Sinclair – El Inga (Pifo) – Yaguachi – Sopladora es la alternativa a 345 KV debido a los resultados del Valor Actual Líquido mostrados en la siguiente tabla:

Valor Actual Liquido	
L/T 500 KV	7.923.449,74
L/T 345 KV	41.625.033,81
L/T 750 KV	- 25.281.037,61

- Esta tabla muestra la viabilidad de los proyectos electricos planteados, en donde la alternativa a 345 KV es mejor que la alternativa a 500 KV con una diferencia de USD 33.701.584,06
- Es recomendable que el crecimiento de demanda proyectada, sea actualizada cada año, debido a que no siempre se mantiene la misma tendencia.
- De acuerdo con el análisis realizado en esta tesis se recomienda que el CONELEC revise la decisión tomada acerca de la implementación del sistema de transmisión a 500 KV para las líneas de Coca Codo Sinclair – El Inga (Pifo) – Yaguachi – Sopladora.

BIBLIOGRAFIA

CONELEC, *Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano*, 2010, www.sisgesi.conelec.gob.ec/estadisticas/indicadores/.

CONELEC, *Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano Resumen del año 2009*, Quito, Mayo 2010.

TRANSELECTRIC, *Plan de Expansión de Transmisión Periodo 2010 – 2020*, Quito, octubre 2009.

CONELEC, *Plan Maestro de Electrificación 2009 – 2020*, Quito, 2009.

SCIELO, Ingeniería e Investigación, Bogotá, 2005, www.scielo.unal.edu.co/scielo.php?pid=S0120-56092005000300013&script=sci_arttext.

VILLACIS, Ana, *Análisis de cortocircuitos a nivel de 230 KV y 138 Kv con la segunda línea de interconexión entre Ecuador y Colombia y nueva generación*, Tesis EPN Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Quito, Noviembre 2007

BITTIUM Energy, <http://www.bittium-energy.com/cms/content/view/42089/65/>

TOVAR, José, y otros, *Modelado de líneas de transmisión*, Instituto Tecnológico de Morelia, Noviembre, 2003, <http://elec.itmorelia.edu.mx/tovar/2modlineas-01.htm>

STEVENSON. William, *Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia-2^{da} Edición*, Editorial McGraw-Hill, México, 1985.

GLOVER.J, Duncan, *Sistemas de Potencia-3^{ra} Edición*, Editorial Ciencias e Ingenierías.

CORIA CISNEROS. Lino, *Calculo de parámetros y operación en estado estacionario de líneas de transmisión*, Instituto Tecnológico de Morelia, departamento de ingeniería eléctrica.

GRAINGER, John-STEVENSON, William Jr, *Análisis de sistemas de Potencia*, Editorial McGraw-Hill, México, 2001.

GONZALES, Jorge, y otros, *Análisis eléctrico de líneas de transmisión*, 1^{ra} edición, Editorial Universidad Pontificia Bolivariana, Medellín-Colombia, 2005.

MUJAL ROSAS, Ramón M. *Tecnología eléctrica*. Barcelona: Edición UPC, 2000, es.wikipedia.org/wiki/Efecto_corona

GUIRADO, Rafael, y otros, *Tecnología eléctrica*, 1^{ra} Edición, McGraw-Hill, Madrid – España, 2006.

CONSTANTE, Andrés, *Potencia eléctrica*, Universidad Laica Eloy Alfaro, Manta - Ecuador www.monografias.com/trabajos14/trmnpot/trmnpot2.shtml

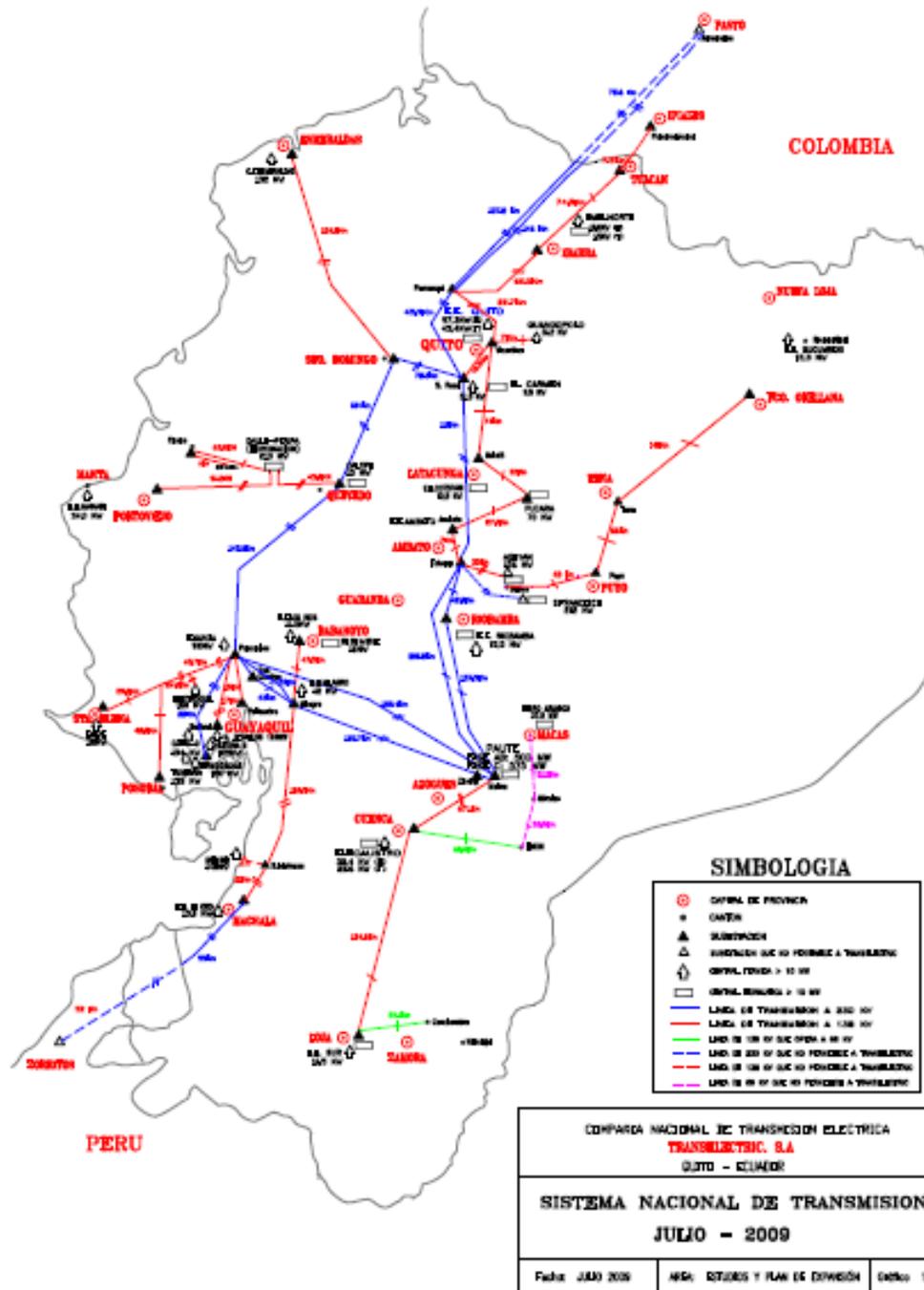
MENA, Byron, *Efecto corona en líneas de transmisión de 500KV*, Tesis EPN Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Quito, Julio 2008

Sobretensiones en líneas de transmisión eléctrica,
www.sapiensman.com/sobretensiones/index.htm

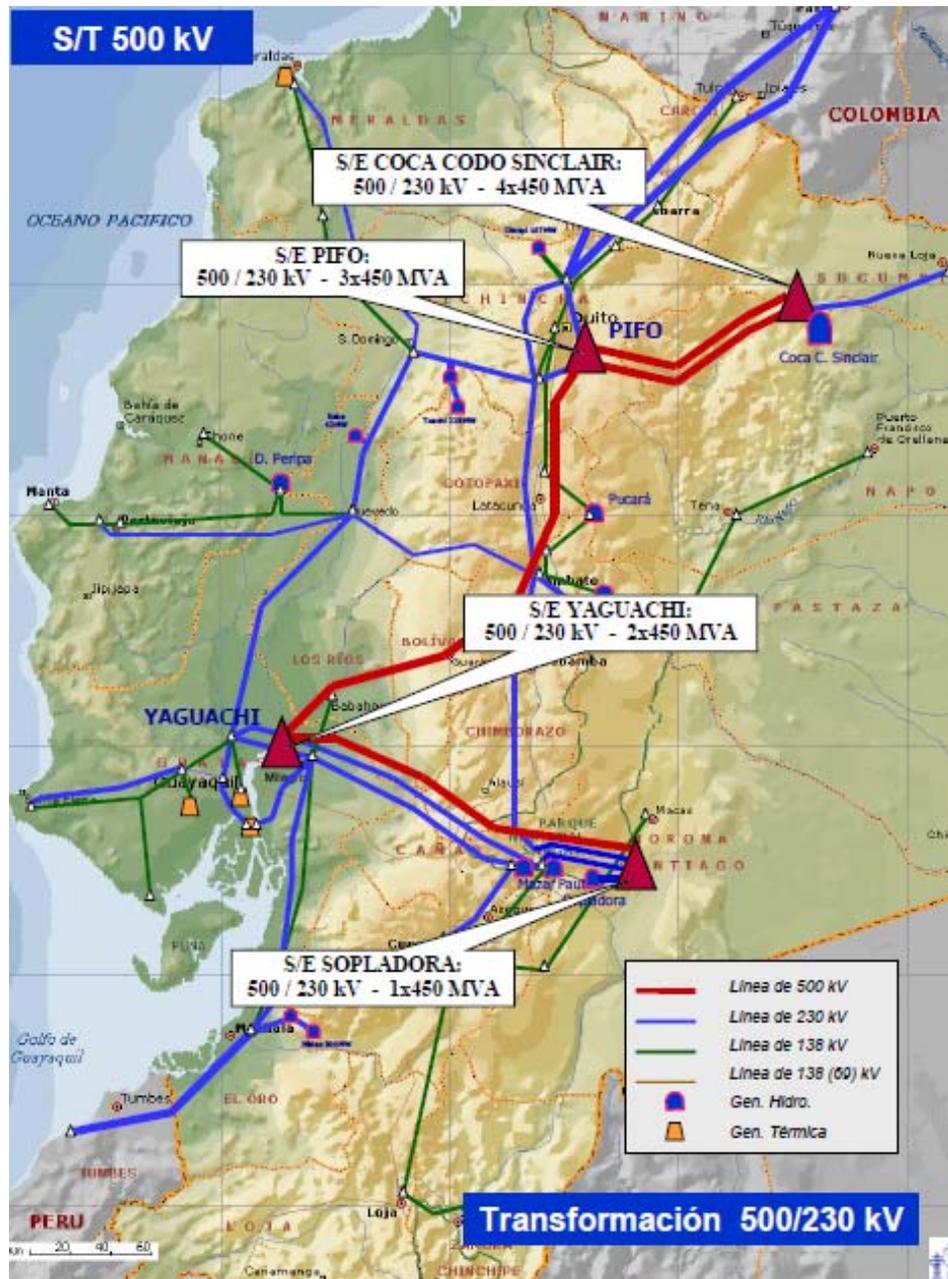
Ministerio de Energía y Mina, *Refuerzo de la Interconexión Centro Sur-Medio y Sur en 500KV*, Perú, Marzo, 2010

ANEXOS

- ANEXO 1: Sistema Nacional Interconectado



- ANEXO 2: Sistema planteado a 500KV⁴⁵

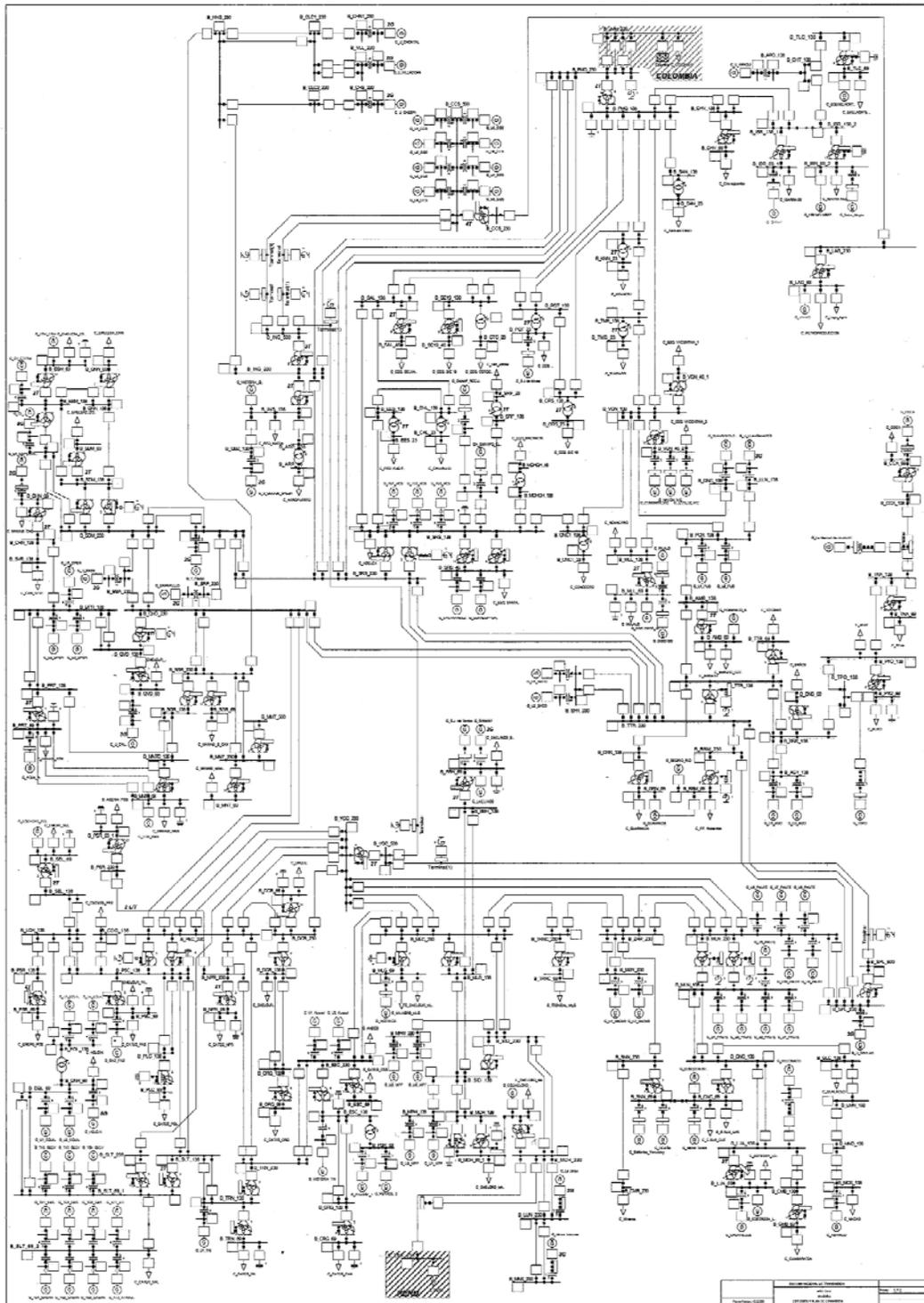


⁴⁵ TRANSELECTRIC, *Sistema de transmisión de 500KV Descripción de la Pre-factibilidad del Proyecto de 500KV*, Quito, octubre 2008, p.6.

• ANEXO 3: Tabla conductores ACAR

CARACTERISTICAS DEL CONDUCTOR DE ALUMINIO CON ALMA DE ALEACION (ACAR)													
Conductor	Sección Transversal		Diámetro	Radio	Área	CD	Rca (ohm/milla) a 60Hz			GMR	Reactancia 60Hz		Corriente (A)
	(kcmil)	(sq mm)					(in.)	m	m ²		25°C	25°C	
			(ohm/Km)	(Mohm/Km)									
Chukar	1.933	979,3	1,602	0,0203	0,00130	0,0481	0,0538	0,0582	0,0515	0,2237	0,0498	-	
Lapwing	1.703	863,1	1,504	0,0191	0,00115	0,0545	0,0697	0,0647	0,0484	0,2287	0,0510	-	
Bittern	1.362	689,9	1,345	0,0171	0,00092	0,0682	0,0725	0,0789	0,0433	0,2368	0,0531	-	
Bunting	1.250	648,6	1,302	0,0165	0,00086	0,0732	0,0773	0,0842	0,0417	0,2399	0,0536	1.250	
Bluejay	1.197	606,8	1,259	0,0160	0,00080	0,0783	0,0821	0,0895	0,0403	0,2424	0,0543	1.150	
Curley	1.172	594,0	1,246	0,0158	0,00079	0,0792	0,0829	0,0904	0,0399	0,2430	0,0544	1.095	
Ortolan	1.109	561,8	1,212	0,0154	0,00074	0,0846	0,0881	0,0966	0,0388	0,2449	0,0550	1.080	
Cardinal	1.081	547,6	1,196	0,0152	0,00072	0,0868	0,0902	0,0985	0,0383	0,2461	0,0552	1.050	
Rail	1.024	519,1	1,165	0,0148	0,00069	0,0915	0,0945	0,1035	0,0373	0,2480	0,0557	1.020	
Drake	927	469,8	1,108	0,0141	0,00062	0,1011	0,1041	0,1138	0,0354	0,2523	0,0566	950	
Tern	854	432,6	1,063	0,0135	0,00057	0,1098	0,1126	0,1232	0,0340	0,2548	0,0574	905	
Grosbeak	750	374,8	0,990	0,0126	0,00050	0,1255	0,1279	0,1400	0,0317	0,2604	0,0587	835	
Dove	653	330,9	0,927	0,0118	0,00044	0,1440	0,1461	0,1601	0,0293	0,2666	0,0599	770	
Pelican	500	255,2	0,814	0,0103	0,00034	0,1867	0,1883	0,2066	0,0257	0,2759	0,0623	640	
Merlin	355	179,9	0,683	0,0087	0,00024	0,2648	0,2659	0,2920	0,0216	0,2890	0,0655	520	

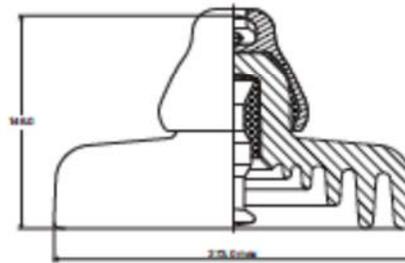
- ANEXO 4: Sistema planteado al año 2016 programa DigSilent 13⁴⁶



⁴⁶ Flujo de Potencia suministrado por personal técnico de Transelectric

- ANEXO 5: Catálogo de aislador, fabricante Gamma, Colombia⁴⁷

Aisladores de Suspensión Tipo Fog (Cuenca y Bola)



NÚMERO DE CATÁLOGO	8250	8251	8252
DISTANCIAS CRÍTICAS, mm			
Distancia de arco	229	229	229
Distancia de fuga	432	432	432
VALORES MECÁNICOS			
Resistencia electro-mecánica, kN	80	89	111
Resistencia al impacto, Num	10	30	30
Prueba de carga de rutina, kN	40	44.5	55.5
Prueba de carga sostenida, kN	53.5	60	67
Carga máxima de trabajo, kN	40	44.5	55.5
VALORES ELÉCTRICOS, kV			
Flameo de baja frecuencia en seco	300	100	100
Flameo de baja frecuencia en húmedo	60	60	60
Flameo crítico al impulso positivo	250	150	150
Flameo crítico al impulso negativo	260	160	160
Voltaje de perforación a baja frecuencia	330	130	130
RADIO INFLUENCIA			
Voltaje de prueba RMS a tierra, kV	10	30	30
RM máximo a 1000 kHz, μ V	50	50	50

Nota 1: Esmalte café o esmalte gris ANSI 70

Nota 2: Los aisladores pueden solicitarse con doble capa de galvanizado en campana y perno para zonas contaminadas

Nota 3: Los aisladores pueden solicitarse con manguito de zinc en el perno para zonas contaminadas

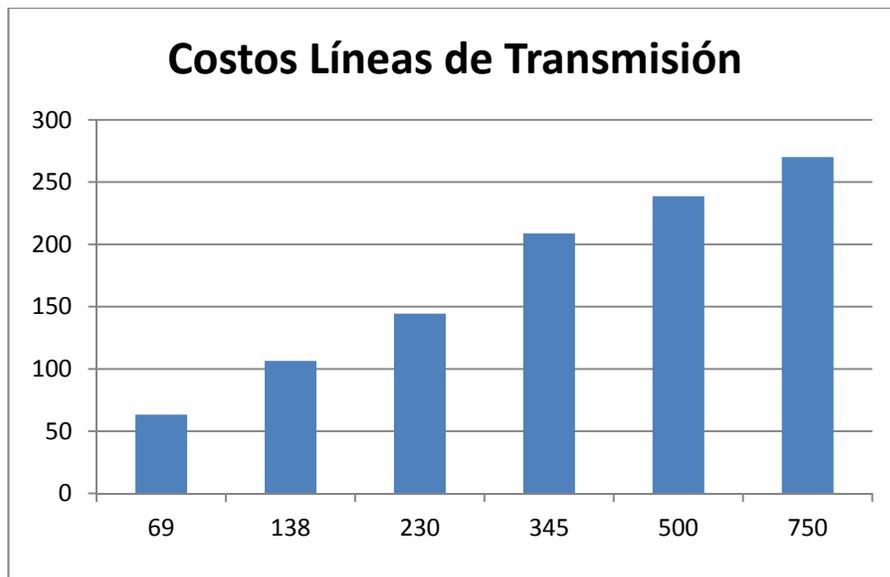
GAMMA

corona

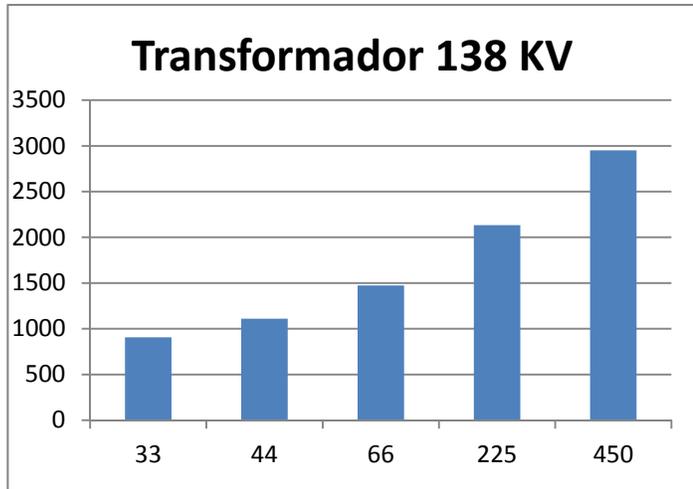
⁴⁷ GAMMA, Aisladores Corona, www.gamma.com.co/esp-pro00a.html

- **ANEXO 6: Curvas de interpolación y extrapolación de costos para sistemas de 69, 138, 230, 34, 500 y 750KV**

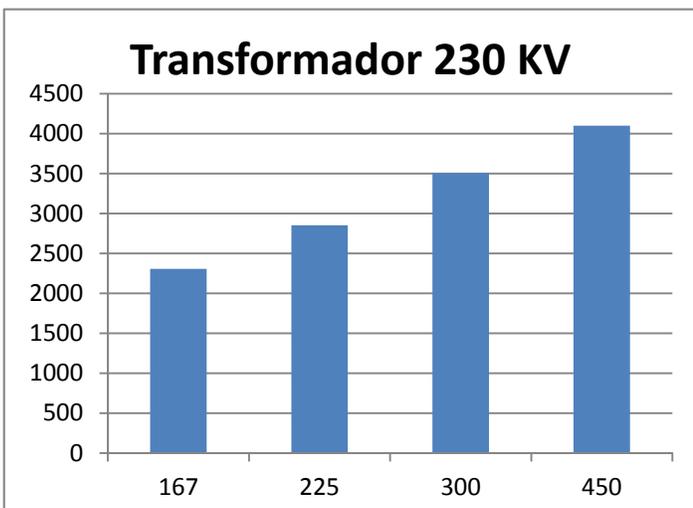
Líneas de transmisión	
Voltaje (KV)	Costo (miles USD)
69	63,3
138	106,5
230	144,4
345	208,7
500	238,7
750	270,1



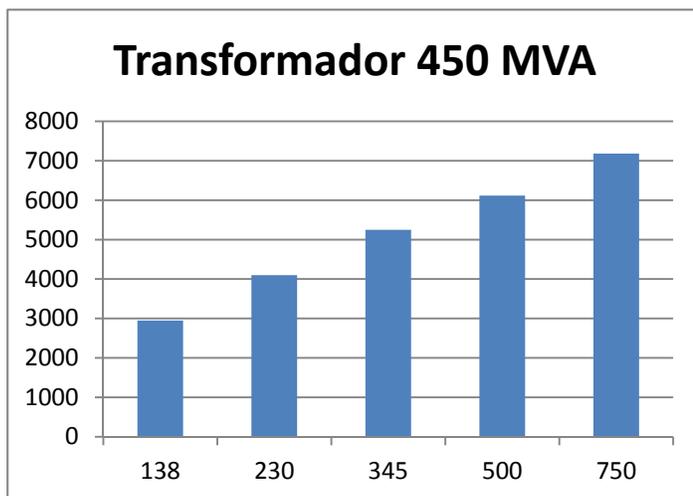
Transformador 138 KV	
MVA	Costo (miles USD)
33	907
44	1.110
66	1.474
225	2.133
450	2.950



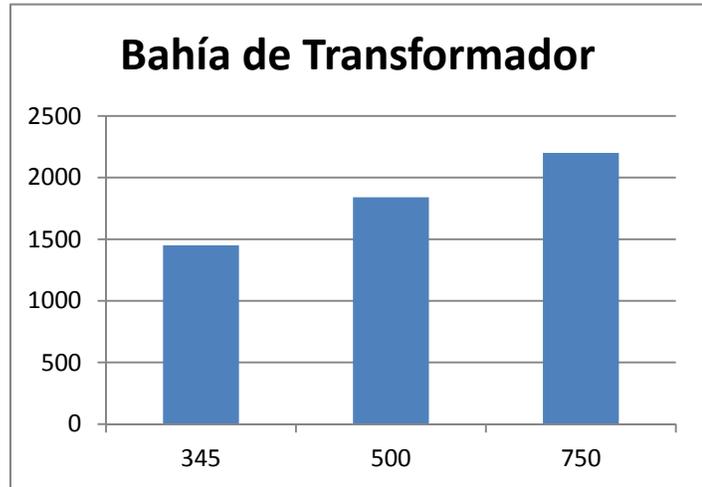
Transformador 230 KV	
MVA	Costo (miles USD)
167	2.307
225	2.854
300	3.506
450	4.100



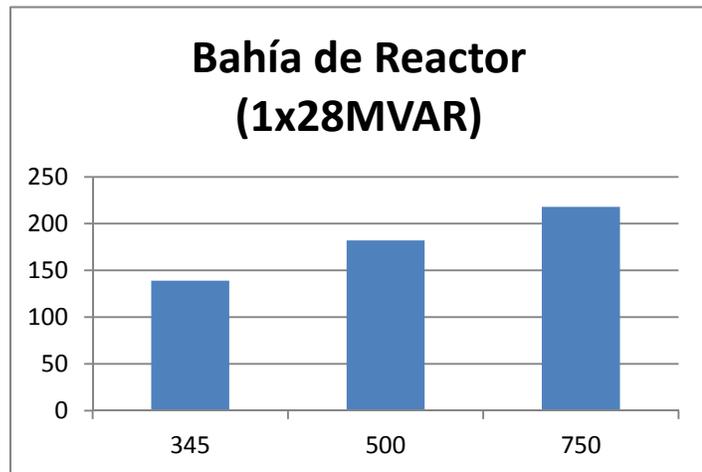
Transformador 450 MVA	
Voltaje (KV)	Costo (miles USD)
138	2.950
230	4.100
345	5.250
500	6.114
750	7.180



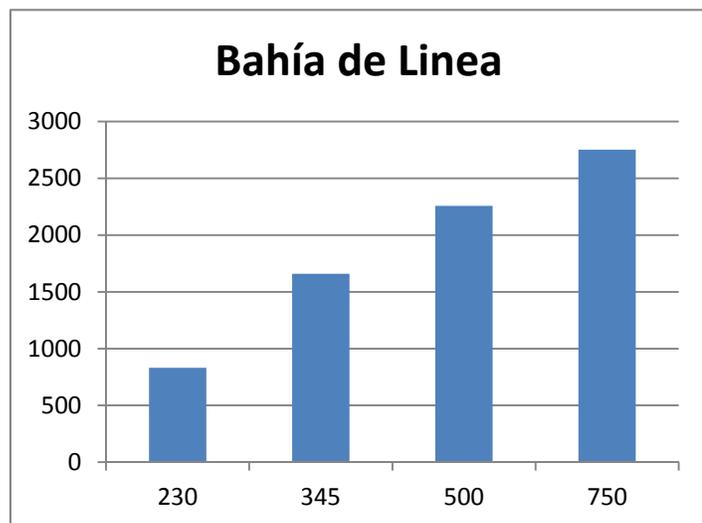
Bahía de Transformador	
Voltaje (KV)	Costo (miles USD)
345	1.450
500	1.840
750	2.200



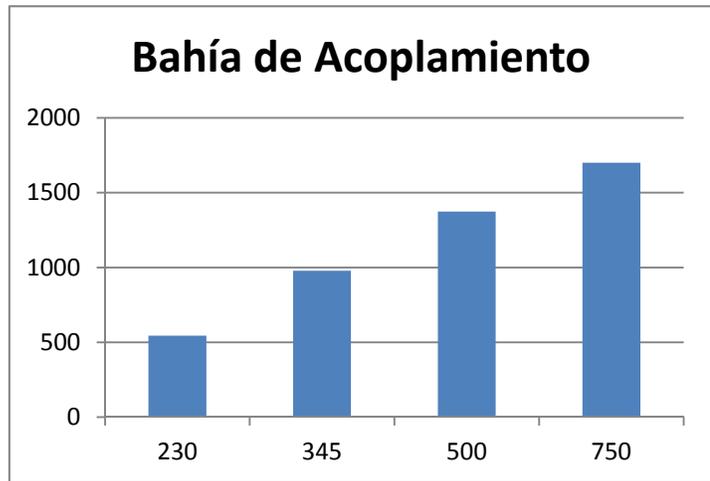
Bahía de Reactor (1x28MVAR)	
Voltaje (KV)	Costo (miles USD)
345	139
500	182
750	218



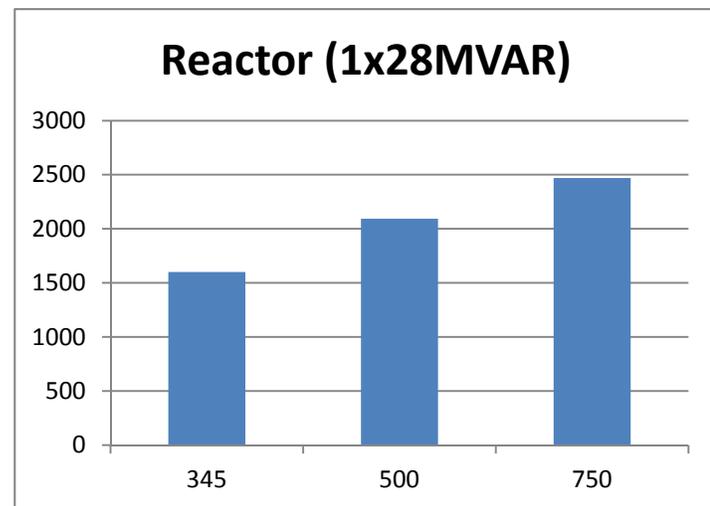
Bahía de Línea	
Voltaje (KV)	Costo (miles USD)
230	831
345	1.659
500	2.258
750	2.752



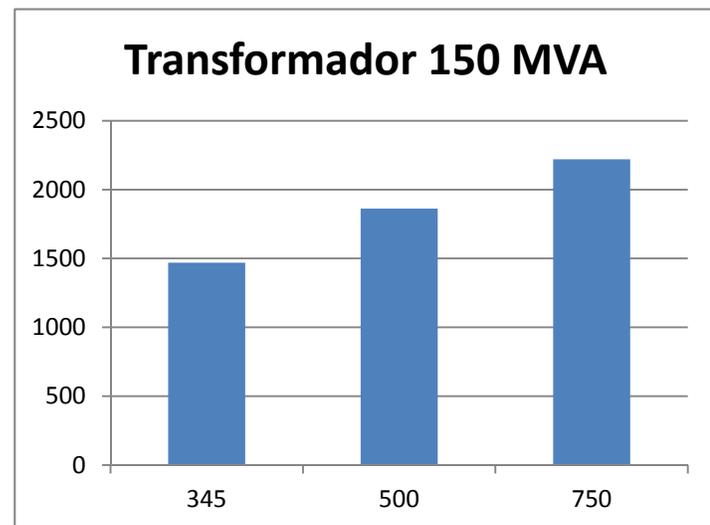
Bahía de Acoplamiento	
Voltaje (KV)	Costo (miles USD)
230	545
345	978
500	1.374
750	1.700



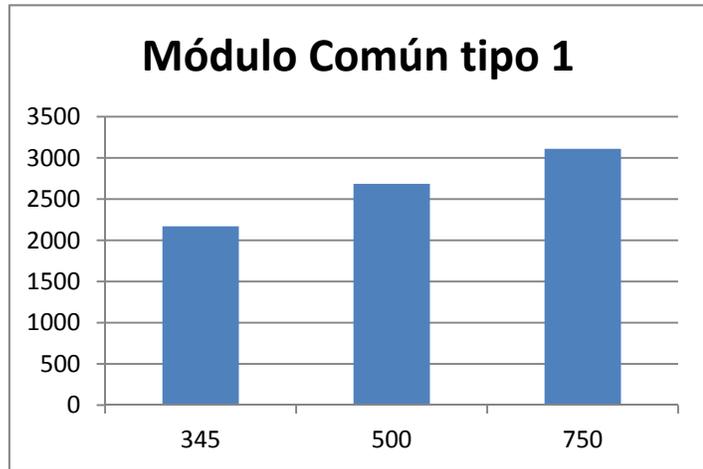
Reactor (1x28MVAR)	
Voltaje (KV)	Costo (miles USD)
345	1.600
500	2.093
750	2.470



Transformador 150 MVA	
Voltaje (KV)	Costo (miles USD)
345	1.469
500	1.862
750	2.220



Módulo Común tipo 1	
Voltaje (KV)	Costo (miles USD)
345	2.170
500	2.687
750	3.110



Módulo Común tipo 2	
Voltaje (KV)	Costo (miles USD)
345	2.550
500	3.114
750	3.620

