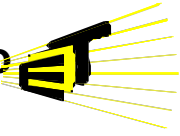




Universidad
Industrial de
Santander

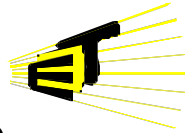
**DISEÑO Y ESPECIFICACIÓN DEL SISTEMA
DE ALIMENTACIÓN DEL DISPOSITIVO DE CALENTAMIENTO
ELÉCTRICO PARA LA EXTRACCIÓN
DE CRUDOS PESADOS**



**RAFAEL ANDRES AVELLANEDA FERNANDEZ
JAVIER EDUARDO DIAZ POVEDA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA**

2008



**DISEÑO Y ESPECIFICACIÓN DEL SISTEMA
DE ALIMENTACIÓN DEL DISPOSITIVO DE CALENTAMIENTO
ELÉCTRICO PARA LA EXTRACCIÓN
DE CRUDOS PESADOS**

**RAFAEL ANDRÉS AVELLANEDA FERNÁNDEZ
JAVIER EDUARDO DIAZ POVEDA**

**Trabajo presentado como requisito parcial para optar al
título de:
*Ingeniero Electricista***

**Director
HERMANN RAUL VARGAS TORRES, PhD.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2008**

AGRADECIMIENTOS

A Jehová Dios por iluminar el sendero por donde camino.

A mis padres Mary Luz y Luís Eduardo, por ser la guía y soporte, para convertirme en la persona que soy.

A mis hermanas por aguantarme en las buenas y malas situaciones, siempre presentes.

A mi novia, por ser paciente y dedicada, brindándome amor sin recibir nada a cambio.

A los amigos que todavía están presentes, en las buenas y las malas.

Javier Eduardo Díaz Poveda.

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por sostener mi mano todo el tiempo
A mi padre Carlos Alberto, por su infinito cariño y comprensión
A mi madre Luz Amparo
A mi hermano Carlos Felipe, por ser mi cómplice en muchas cosas
A mi familia, por lo buenos y los malos momentos
A mis amigos y a todos los que alguna vez estrecharon mi mano
A Eliana Carolina, por ser mi todo y por dejarme ser parte de lo máspreciado, su historia.
A todos los que están, y a los que ya no están
A toda persona que creyó en mí.

Rafael Andrés Avellaneda Fernández.

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander.
A la Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y
Telecomunicaciones.
A nuestro director Hermann Raúl Vargas Torres.

Los Autores.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	16
1 GENERALIDADES DEL PROYECTO	18
2 INTRODUCCION A LOS CRUDOS PESADOS	20
3 MARCO DE REFERENCIA	24
3.1 GENERALIDADES.....	24
3.1.1 <i>Clasificación de las Subestaciones por su forma constructiva</i>	24
3.1.1.1 Por su montaje.	24
3.1.1.2 Por su tipo de equipo.	24
3.1.2 <i>Localización</i>	25
3.1.3 <i>Planeamiento</i>	25
3.1.4 <i>Capacidad</i>	25
3.1.5 <i>Tensión de operación</i>	26
3.1.6 <i>Nomenclatura y simbología</i>	26
3.1.7 <i>Aislamiento</i>	26
3.1.8 <i>Configuración</i>	27
3.1.8.1 <i>Barra sencilla</i>	27
3.1.8.2 <i>Barra sencilla particionada</i>	27
3.1.8.3 <i>Configuración By-pass</i>	27
3.1.8.4 <i>Configuración doble barra</i>	28
3.1.8.5 <i>Configuración en anillo</i>	28
3.1.8.6 <i>Configuración interruptor y medio</i>	28
3.1.9 <i>Planeamiento de las instalaciones</i>	28
3.1.9.1 <i>Planeamiento de instalaciones de media tensión</i>	29
3.1.9.2 <i>Planeamiento de instalaciones de baja tensión</i>	30
3.2 DIMENSIONAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN POR TENSIÓN.....	30
3.2.1 <i>Nivel de aislamiento</i>	30
3.2.1.1 <i>Sobretensiones de origen externo</i>	30
3.2.1.2 <i>Sobretensiones de origen interno</i>	31
3.2.2 <i>Coordinación del aislamiento</i>	31
3.2.3 <i>Tensión nominal</i>	32
3.2.4 <i>Nivel de aislamiento básico</i>	33
3.2.4.1 <i>Nivel de aislamiento externo e interno de los aparatos</i>	35
3.2.4.2 <i>Nivel de aislamiento para soporte de barras</i>	35
3.2.5 <i>Determinación de distancias dieléctricas</i>	37
3.2.6 <i>Descargas parciales</i>	38
3.2.6.1 <i>Descargas internas</i>	38
3.2.6.2 <i>Descargas superficiales</i>	39
3.2.6.3 <i>Descargas externas</i>	39
3.2.7 <i>Corrientes en una subestación</i>	39
3.2.7.1 <i>Corriente nominal máxima</i>	40
3.2.7.2 <i>Corriente de cortocircuito máxima</i>	40
3.3 DISEÑO DE LOS ELEMENTOS DE UNA SUBESTACIÓN	41
3.3.1 <i>Transformador de potencia</i>	41
3.3.1.1 <i>Definición</i>	41
3.3.1.2 <i>Pruebas</i>	41
3.3.2 <i>Pararrayos</i>	43
3.3.2.1 <i>Definición</i>	43
3.3.2.2 <i>Funciones</i>	43
3.3.2.3 <i>Sobretensiones</i>	43

3.3.2.4	Clases de pararrayos	44
3.3.3	Interruptores	46
3.3.3.1	Partes del interruptor	46
3.3.3.2	Accesorios de los interruptores.....	47
3.3.3.3	Parámetros de los interruptores.....	47
3.3.3.4	Tipos de interruptores.....	49
3.3.3.5	Métodos para incrementar la resistencia del arco.....	52
3.3.3.6	Fenómenos producidos por el cierre y disparo de los interruptores.....	52
3.3.4	Seccionadores.....	53
3.3.4.1	Definición	53
3.3.4.2	Componentes.....	53
3.4	DISEÑO DE BARRAS	53
3.4.1	Barras.....	54
3.4.1.1	Tipos de Barras.....	54
3.4.1.2	Cables.....	54
3.4.1.3	Materiales.....	55
3.5	APANTALLAMIENTO	56
4	MALLA A TIERRA	58
4.1	CONTACTO CON SUPERFICIES A DIFERENTE POTENCIAL.....	58
4.1.1	Tensión de paso.....	58
4.1.2	Tensión de contacto.....	58
4.2	ELEMENTOS DE LA RED A TIERRA	59
4.2.1	Conductores.....	59
4.2.2	Electrodos.....	59
4.2.3	Conectores y accesorios.....	59
4.2.4	Características del terreno.....	60
4.2.5	Corrientes máximas de cortocircuito a tierra.....	61
4.2.6	Tipos de fallas a tierra	61
4.2.7	Componente simétrica de la corriente a tierra, en el instante de la iniciación de la falla.	62
4.2.8	Resistencia de la red de tierra.....	62
4.2.9	Impedancia de secuencia del sistema en general.....	62
4.2.10	Conductor de puesta a tierra de media tensión.....	62
4.2.11	Conductor de puesta a tierra de baja tensión.....	62
5	SIMULACIÓN EN ATP.....	64
5.1	MONTAJE DEL CIRCUITO	65
5.1.1	Fuente de Tensión Trifásica.....	65
5.1.2	Línea Aérea	66
5.1.3	Transformador de Potencia.....	68
5.1.4	Diodo (Puente Rectificador).....	70
5.1.5	Red Snubber.....	71
5.1.6	Capacitor (Filtro de Rizado).....	72
5.1.7	Interruptor controlado por Señal.....	73
5.1.8	Generador de Pulsos.....	74
5.1.9	Transformador Reductor.....	77
5.1.10	Impedancia del Pozo.....	78
5.1.11	Probadores.....	79
5.1.12	Fallador.....	79
5.2	CONSIDERACIONES ESPECIALES.....	82
6	MANUAL DEL USUARIO.....	84
6.1	INTRODUCCIÓN AL MANUAL	84
6.2	PASOS DEL PROGRAMA.....	84
6.3	DESARROLLO DEL DISEÑO ENFOCADO AL SOFTWARE.....	100

6.4	DISEÑO Y ESPECIFICACION PARA EL SICP	125
6.4.1	<i>Selección del Tipo de Subestación</i>	<i>126</i>
6.4.2	<i>Selección de Nivel de Tensión</i>	<i>126</i>
6.4.2.1	<i>Media Tensión.....</i>	<i>126</i>
6.4.2.2	<i>Baja Tensión</i>	<i>126</i>
6.4.3	<i>Configuración de la Subestación.....</i>	<i>127</i>
6.4.4	<i>Aislamiento.....</i>	<i>127</i>
6.4.4.1	<i>Estructuras de Paso.....</i>	<i>127</i>
6.4.4.2	<i>Estructuras de Retención</i>	<i>127</i>
6.4.5	<i>Selección de Transformador</i>	<i>128</i>
6.4.6	<i>Protecciones.....</i>	<i>129</i>
6.4.6.1	<i>Pararrayos.....</i>	<i>129</i>
6.4.6.2	<i>Interruptores</i>	<i>129</i>
6.4.6.3	<i>Seccionador.....</i>	<i>129</i>
6.4.7	<i>Barraje de la Subestación.....</i>	<i>129</i>
6.4.8	<i>Apantallamiento.....</i>	<i>130</i>
6.4.9	<i>Conductores.....</i>	<i>130</i>
6.4.10	<i>Malla a Tierra.....</i>	<i>130</i>
7	CONCLUSIONES.....	136
8	RECOMENDACIONES Y TRABAJO FUTURO.	138
	GLOSARIO	139
	REFERENCIAS	140

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Inyección de gas en pozo petrolero	22
Figura 2. Configuración interna de pozo petrolero.....	23
Figura 3. Niveles de aislamiento.....	31
Figura 4. Curva del factor de corrección por humedad (Kb)	37
Figura 5. Esquema de pararrayos primitivo	44
Figura 6. Elemento de SIC	45
Figura 7. Elemento de ZnO.....	45
Figura 8. Consola de programación de fuente de tensión	65
Figura 9. Consola de configuración elemento LCC.....	66
Figura 10. Consola dos de configuración LCC.....	67
Figura 11. Calculo de datos internos del conductor.....	68
Figura 12. Confirmación de los cálculos internos del conductor.....	68
Figura 13. Consola de programación del transformador.....	69
Figura 14. Consola de programación diodo	70
Figura 15. Consola de programación RLC	71
Figura 16. Consola de programación capacitor	72
Figura 17. Consola de configuración Interruptor.....	73
Figura 18. Consola de programación generador de pulsos	75
Figura 19. Consola de programación generador de pulsos	76
Figura 20. Suma de las dos señales de control.....	77
Figura 21. Consola de programación transformador monofásico.....	78
Figura 22. Consola de programación fallador.....	80
Figura 23. Circuito interno del fallador	80
Figura 24. Rangos de tiempo para simulación.....	82
Figura 25. Presentación software	85
Figura 26. Ingreso de datos de potencia.....	85
Figura 27. Espaciamiento entre conductores	87
Figura 28. Presentación de error del la selección del conductor.....	87
Figura 29. Selección de conductores.....	88
Figura 30. Confirmación de los conductores seleccionados	88
Figura 31. Opción de cable de guarda.....	89
Figura 32. Distancia promedio entre postes.....	89
Figura 33. Datos de entrada para la puesta a tierra “Impedancia de secuencia”.....	89
Figura 34. Datos de entrada para la puesta a tierra “Pcc y Icc”	90
Figura 35. Notificación del diseño de la malla	92
Figura 36. Warning de tensión de mesh.....	93
Figura 37. Warning de tensión de paso.....	93
Figura 38. Selección del tipo de diseño	94
Figura 39. Diseño con electrodos.....	94
Figura 40. Materiales de electrodos	94
Figura 41. Warning de la resistencia de la malla, segun el RETIE.....	95
Figura 42. Grafica del diseño, malla a tierra.....	95
Figura 43. Datos de entrada sintetizados.	96
Figura 44. Datos de entrada sintetizados con electrodos	96
Figura 45. Resultados.....	97

Figura 46. Exportación de datos.....	97
Figura 47. Resultados Protecciones	98
Figura 48. Pregunta de final de diseño.....	100
Figura 49. Valores de inicio del ejercicio	132
Figura 50. Ventana de Conductores	132
Figura 51. Distancia promedio entre postes.....	133
Figura 52. Valores de diseño de la malla a tierra.....	133
Figura 53. Confirmación de correcto diseño de la malla a tierra.....	133
Figura 54. Grafico estimativo de la malla a tierra.....	134
Figura 55. Datos de entrada del programa	134
Figura 56. Primera ventana de resultados	135
Figura 57. Ventana de Protecciones.....	135

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Configuraciones básicas.....	29
Tabla 2. Tipos de usuario con sus características	29
Tabla 3. Valores normales de tensión entre fases	33
Tabla 4. Niveles de aislamiento	34
Tabla 5. Corrección del nivel de aislamiento externo de los aparatos para altitudes.....	35
Tabla 6. Pruebas de aisladores de porcelana o de vidrio en condiciones atmosféricas normales	36
Tabla 7. Factor de corrección de la densidad del aire	37
Tabla 8. Cámaras de extinción según tensión máxima	50
Tabla 9. Conductividad y la capacidad de conducción de algunos materiales	56
Tabla 10. Salida máxima de líneas.....	57
Tabla 11. Resistividades medias del Terreno.....	60
Tabla 12. Características del Transformador	128

RESUMEN

TÍTULO: DISEÑO Y ESPECIFICACION DEL SISTEMA DE ALIMENTACION DEL DISPOSITIVO DE CALENTAMIENTO ELECTRICO PARA LA EXTRACCION DE CRUDOS PESADOS *

AUTORES: RAFAEL ANDRES AVELLANEDA FERNANDEZ **
JAVIER EDUARDO DIAZ POVEDA

PALABRAS CLAVES: Crudos Pesados, Calentamiento Eléctrico, Diseño de Subestación, Puesta a Tierra de una Subestación, Simulación ATP, Programación en Matlab, extracción, petróleo.

DESCRIPCIÓN:

En la actualidad, los crudos pesados son un tema que ha generado gran expectativa e investigación, debido a las disminuciones de los yacimientos de crudos livianos. En este marco se desarrolla el sistema de calentamiento resistivo SICP (Sistema de Inyección de Corriente en Pozo), el cual mejora el factor de recobro de un pozo petrolero en gran medida. El presente proyecto genera una metodología de fácil aplicación, con el fin de acompañar en el diseño y especificación de una Subestación Eléctrica, necesaria para alimentar el SICP en el pozo petrolero donde se aplique. Dicha metodología se implemento como una herramienta de diseño asistido en Matlab.

Se realizo una revisión de los requisitos principales para desarrollar el diseño de una subestación, y se acotaron los pasos necesarios para los posibles casos que pudieran resultar al obtener los valores nominales del SICP. Se especifico una selección de protecciones que cumplen con los requerimientos básicos de protección del SICP y de la subestación. Finalmente, se establecieron los criterios de iteración para el diseño de la malla a tierra, la cual se acoto con los requerimientos del RETIE y la IEEE 80-2000.

A continuación, y teniendo en cuenta las normatividades presentes en Colombia actualmente como el RETIE y las Normas de Diseño de la ESSA, se implementaron las selecciones en una herramienta de Matlab de fácil uso, el cual provee una primera aproximación al usuario, orientándolo y facilitándole la toma de decisiones en casos individuales de diseño.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ciencias Físico-Mecánicas, Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Director: Dr. Hermann Raúl Vargas Torres.

SUMMARY

TITLE: DESIGN AND SPECIFICATION OF THE ALIMENTATION SYSTEM OF THE ELECTRIC HEATING DISPOSITIVE FOR THE EXTRACCION OF HEAVY OILS.

AUTHORS: RAFAEL ANDRES AVELLANEDA FERNANDEZ **
JAVIER EDUARDO DIAZ POVEDA

KEYWORDS: Heavy Oils, Electric Heating, Substation Design, Substation Grounding, ATP Simulation, programming in Matlab, Extraction, Oil.

DESCRIPTION:

Actually, heavy oils are a subject that have generated great expectations and investigations, do to the decrement in the light oil deposits. In the same way, the resistive heater system SICP (Sistema de Inyeccion de Corriente en Pozo) has been developed, which improvements greatly the recovery factor in an oil well. The present project generates a methodology of easy application; with the intention of accompany the design and specification of an Electric Substation, needed to supply energy to the SICP in the oil well when it's implemented. This methodology it's implemented as an assisted design tool in Matlab.

A revision was made of the principles requirements for developing the substation design, and some steps were cut because of the possible cases that may come up by obtaining the nominal values of the SICP. A specification was made to the selection of the SICP and substation protection. Finally, it was established the iteration criteria for the earth grid design; which was limited by the requirements briefed in RETIE and IEEE 80-2000.

To continue, and having in mind all the norms actually present in Colombia, such as RETIE and the Normas de Diseño de la ESSA, the selections were implemented in a, easy use, Matlab tool, which provides to the user, a first approximation of the design process, and offers a guide, so the user may take decisions based in made calculations, also the tool allows the user to verify the results of various changes in the design.

* Degree Work

** Facultad de Ciencias Físico-Mecánicas, Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Director: Dr. Hermann Raúl Vargas Torres.

INTRODUCCIÓN

El desarrollo de proyectos con miras a la generación o mejoramiento de tecnologías para la extracción de crudos pesados, mejorara las posibilidades de suplir las demandas de recursos energéticos, que como se ha venido viendo, tiende a crecer con el paso de los años, lo cual ha obligado a dirigir esfuerzos al desarrollo de energías de tipo alternativas y al mejoramiento de las actuales, tanto por escasez de las mismas como por el gran impacto que tiene su utilización en el medio ambiente.

En este contexto, se desarrolla un modelo de calentamiento de crudos pesados a través de un Sistema de Inyección de Corriente en Pozos (SICP); el cual, entre sus componentes, contempla la parte de alimentación, seguridad eléctrica y puesta a tierra correspondientes a una subestación, línea de transmisión, acometidas, etc.

Este proyecto de grado se enfoca en la revisión de las metodologías de diseño de una subestación, acometida de media y baja tensión, con sus respectivas protecciones y puestas a tierra, enfocándose en los requerimientos del SICP; y así, logrando una metodología resumida y sencilla para la implementación de dicho equipo.

El primer capítulo resume rápidamente las ideas, su evolución y su desarrollo final, que dan como resultado los trabajos desarrollados en este proyecto de grado; contempla las investigaciones y los planteamientos que se formulan en un principio, como se desarrollan y cuales son las conjeturas con las que finalmente se desarrollo este proyecto de grado.

El segundo capítulo expone una pequeña introducción a la teoría de los crudos pesados, objetivo final indirecto de este proyecto de grado; se explica su composición y clasificación en los hidrocarburos según gravedad API, su importancia en Colombia y lo concerniente a su extracción, así como los elementos propios del pozo, usados en el montaje del SICP.

El tercer y cuarto capítulos se dedican a dar un resumen de los lineamientos básicos de diseño de una subestación, teniendo en cuenta el caso especial de diseño al cual se atiende; este resumen pretende reducir el número de variables en un diseño, al acotar el rango de posibles resultados a solo los que se acoplen a los requerimientos del SICP, que cumplan con las normatividad (RETIE, IEEE, ESSA) y finalmente, sean económicamente viables.

El quinto capítulo se encarga de mostrar las simulaciones en ATP, además de introducir al lector, una idea básica del modelado que se realiza en dicho programa, de las diferentes partes del sistema de potencia, incluyendo el SICP; este capítulo contempla una rápida introducción a los elementos propios de ATP necesarios para realizar un modelado, lo más cercano a la realidad posible y permite al lector poder realizar su propia simulación, cambiando valores como distancias, potencias y relaciones de transformación; con el ánimo, que el análisis no se limite a un solo caso y se pueda aplicar a diferentes sistemas.

Por último, el sexto capítulo resume el proceso que sigue el software de ayuda para el diseño de la subestación; este capítulo, muestra la rutina paso a paso que recorre el software, a su vez ayuda a comprender al lector las magnitudes y rangos que se deben manejar en el proceso del diseño asistido. Para finalizar, se exponen recomendaciones, trabajos futuros y conclusiones.

1 GENERALIDADES DEL PROYECTO

En la revisión del funcionamiento completo del SICP, se encuentra una disparidad entre el nivel de tensión requerido por el equipo y los niveles de tensión estandarizados en Colombia. Al revisar el requerimiento de alimentación del SICP en [Peña, 2007] se observa que este equipo requiere de aproximadamente 1255 V línea a línea, tensión que no está normalizada y que no se encuentra en la salida de baja de un transformador; este requerimiento es un punto de partida para el diseño del SICP y su rendimiento se vería afectado si no se cumple con esta premisa; por esta razón se pactó que el SICP, funcione con una tensión que se encuentre dentro del rango normalizado para tensiones de baja; es por esto que el diseño asistido que se crea en el presente proyecto ofrece la opción de manejar una tensión de baja en el rango de 10 hasta 1000 V línea a línea [RETIE, 2007].

Otro problema que se presenta, es la trayectoria que sigue la corriente después de abandonar el fondo del pozo y se dirige a la superficie de la tierra; la primera apreciación que se hace, contempla que dicha corriente sube hasta la superficie de la tierra y energiza de forma constante la malla a tierra de la subestación; la magnitud de esta corriente es aproximadamente 100 A, según [Peña, 2007] lo cual la hace apreciable; dicho funcionamiento requiere que la malla a tierra sea diseñada teniendo en cuenta esta corriente, que resulta en un sobre-dimensionamiento de la malla a tierra, generando posibles inestabilidades en las protecciones, tensiones de paso, de contacto, constantes y conductores muy grandes que puedan manejar tanto las corrientes de falla, como las corrientes generadas por el funcionamiento normal del SICP. Estos factores, además del calentamiento de los conductores que acortan su vida útil por tan elevadas corrientes y el costo elevado de todo el sistema de puesta a tierra, conllevan a plantear la posibilidad de modelar el pozo como una impedancia de valores distribuidos, de esta manera poder observar el comportamiento de la corriente a medida que abandona el fondo del pozo y se dirige hacia la superficie de la tierra; para tomar decisiones más acertadas acerca del sistema de puesta a tierra.

La siguiente apreciación, contempla la posibilidad de que esta corriente, al llegar a la superficie de la tierra, fuese insignificante; esto debido a que el terreno tiene propiedades dispersivas muy definidas [Morantes, 2006] y la profundidad promedio del pozo, es algo que también se debe tener en cuenta; si bien es cierto que una

corriente de 100 A es una medida elevada, comparado con efectos dispersivos muy grandes y profundidades del orden de 1 Km; es razonable poder concluir que la corriente en la superficie es insignificante.

Finalmente, después de observar el montaje real del SICP en [Peña, 2007], se pudo apreciar que el camino de regreso de la corriente no es la tierra aledaña a la perforación, en cambio es el *casing* del pozo petrolero, elemento que funciona estabilizando las paredes de la perforación, evitando que estas se derrumben; esta hecho de acero al carbón, lo cual indica que tiene una conductividad eléctrica muy apreciable; es precisamente esta propiedad la cual aprovecha el SICP para poder utilizar este elemento como conductor de electricidad y establecer un camino entre el fondo del pozo y el SICP, en donde se cierra el circuito del pozo; por esta razón se afirma que la corriente que asciende tiene un camino definido y no entra en contacto con los elementos de puesta a tierra de la subestación a diseñar.

2 INTRODUCCION A LOS CRUDOS PESADOS

El "Sistema de Inyección de Corriente en Pozo", SICP, utiliza el "tubing" y el "casing", aprovechando sus propiedades conductoras para conducir la corriente hasta el fondo del pozo; es por esto que una sección aclaratoria se hace necesaria, con el fin de dar una perspectiva más amplia sobre todo el proyecto y manejar un lenguaje unificado en el mismo.

Se dará inicio con la teoría básica de los crudos pesados, su importancia en Colombia y se concluye presentando una explicación mas completa del "tubing" y el "casing".

- 1) **Composición del Petróleo:** El petróleo está compuesto en su mayoría de Hidrocarburos, Parafinas, Naftenos y Aromáticos, junto con otros compuestos como el azufre, el oxígeno y nitrógeno. Estos componentes y otros más que se encuentran en menos cantidad, clasifican al Hidrocarburo en:
 - *Hidrocarburos Parafínicos:* Son hidrocarburos saturados homólogos del metano (CH_4); su fórmula general es $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$
 - *Cicloparafinas-Naftenos:* Son hidrocarburos cíclicos saturados, derivados del ciclopentano (C_5H_{10}) y del ciclohexano (C_6H_{12}), muchos de estos hidrocarburos contienen grupos metilo en contacto con cadenas parafínicas ramificadas; su fórmula general es C_nH_{2n}
 - *Hidrocarburos aromáticos:* Son hidrocarburos cíclicos insaturados constituidos por el benceno (C_6H_6) y sus homólogos; su fórmula general es C_nH_n .
 - *Otros hidrocarburos:* Existen las Oleafinas que son moléculas lineales o ramificadas que contienen un enlace doble de carbono; su fórmula general es C_nH_{2n} . También se encuentran los Dienos que son moléculas lineales o ramificadas que contienen dos enlaces dobles de carbono; su fórmula general es $\text{C}_n\text{H}_{2n-2}$.

2) **Clasificación según gravedad API:** El petróleo es clasificado en liviano, mediano, pesado y extrapesado, de acuerdo con su gravedad API.

- *Crudo liviano:* Es aquel que tiene gravedades API mayores a 31,1 °API.
- *Crudo mediano:* Es aquel que tiene gravedades API entre 22,3 y 31,1 °API.
- *Crudo pesado:* Es definido como aquel que tiene gravedades API entre 10 y 22,3 °API.
- *Crudo extrapesado:* En aquel que tiene gravedades API menores a 10 ° API; a estos crudos también se les denomina *bitúmenes*. [Wikipedia]

3) **Importancia en Colombia:** Los crudos pesados son un tema que últimamente ha generado grandes aportes a la investigación, con miras a desarrollar un sistema altamente eficiente de extracción; en Colombia hay una especial atención debido a la existencia de grandes reservas en los Llanos Orientales; ECOPETROL maneja el campo Castilla, mayor productor de crudo pesado en Colombia.

Una de las metas más importantes de ECOPETROL en el 2006, era encontrar investigación y avances en el sector privado a través de inversiones; sin embargo, esta decisión fue cambiada, y todos los recursos se destinaron a impulsar proyectos en el ICP. Este proyecto de grado nace como respuesta a los incentivos generados por el ICP en la Universidad Industrial de Santander.

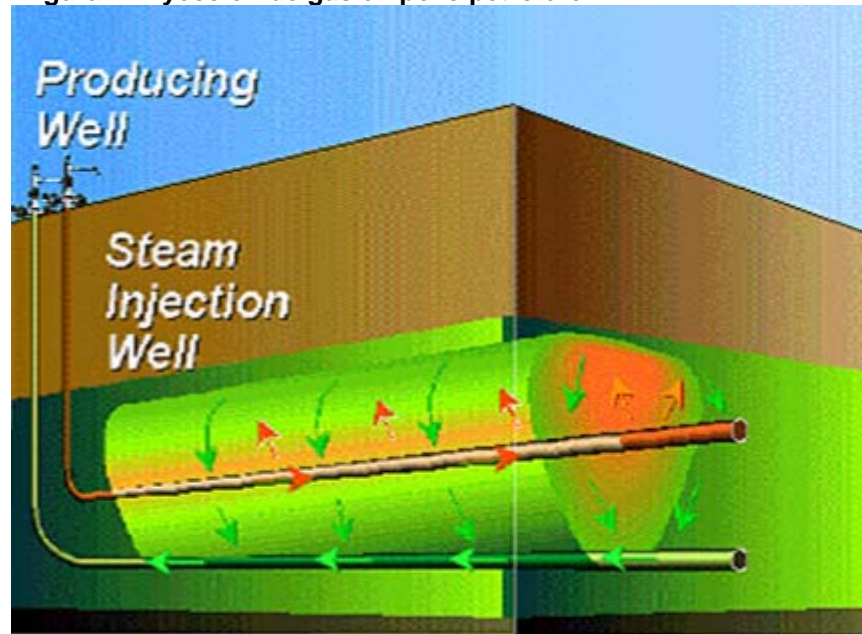
La decisión de realizar la investigación por cuenta propia se ve ratificada con titulares como "**Ecopetrol desarrollará directamente los campos de crudo pesado de los Llanos**" publicados en la página Web de ECOPETROL [Ecopetrol].

Sin duda, los crudos pesados son una gran fuente generadora de avances científicos y de investigación permanente, que ubicara a Colombia en estado competitivo en dicha materia.

4) **Extracción de crudos pesados:** En vista de la considerable disminución en las reservas de crudos livianos, se hace necesario, generar un sistema eficiente de extracción de crudos pesados; es así como diferentes ideas han surgido, como el posicionamiento de una tubería de gas, a altas

temperaturas cercanas al pozo, de manera que por transferencia de calor el crudo pierda viscosidad y sea de más fácil extracción, esto se ilustra en la figura 1.

Figura 1. Inyección de gas en pozo petrolero



Fuente: [GUPTA, 2005]

Los avances en la teoría de los polímeros, aportan soluciones al problema de los crudos pesados, donde se desarrollan polímeros de un alto peso molecular, que con la inyección de agua, mejoran el recobro; existe toda una teoría para el mejoramiento del factor de recobro en un pozo, la cual no se tendrá en cuenta para el presente trabajo de grado; sin embargo es prudente señalar los diferentes formas, que se utilizan y añadir la importancia del método SICP, que se intenta complementar con este proyecto de grado.

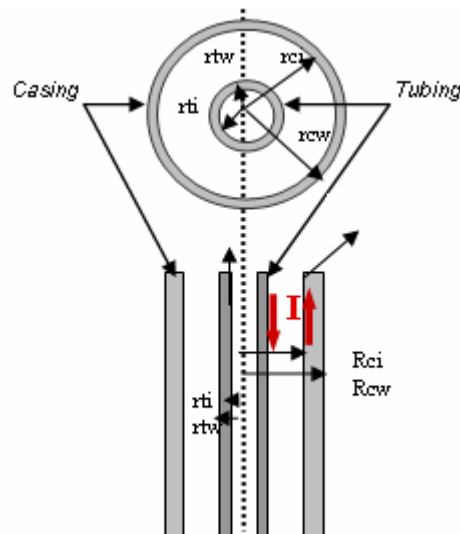
5) Elementos propios del pozo empleados en el montaje:

Como se indico al principio del capítulo, el proyecto del SICP contempla la utilización de la tubería (*tubing-casing*), como medio de transmisión de energía hacia el fondo del pozo, haciendo posible realizar el calentamiento del crudo y de la tubería de extracción; este calentamiento se debe mas que todo a las pérdidas eléctricas (Histéresis y corrientes de Eddy) propias del acero, material ferromagnético con el cual se fabrica la tubería de producción [Peña, 2007]. A continuación se explica con más de detalle que es el *tubing* y el *casing*.

- *Casing*: Cuando se realiza una perforación para un pozo petrolero, se debe asegurar que una vez la perforación este hecha, esta no colapse sobre sí misma; esta es la función principal del *casing*, proveer un soporte estable al tubo de extracción o *tubing*, de manera que la extracción pueda tener lugar; como ya se menciona anteriormente, su composición incluye material ferromagnético.
- *Tubing*: Anclado dentro del casing, el tubing provee el camino de salida al crudo; como el casing, también posee elementos ferromagnéticos, que al estar en contacto permanente con el crudo, lo hace el candidato perfecto para realizar la transferencia de energía.

A continuación se presenta un esquema donde se ilustra la configuración interna de un pozo petrolero; ver figura 2.

Figura 2. Configuración interna de pozo petrolero.



Fuente: [Peña, 2007]

3 MARCO DE REFERENCIA

Los valores aproximados de demanda y nivel de tensión, requeridos por el SICP, mencionados en las generalidades del proyecto y consignados en [Peña, 2007] y [Morantes, 2006], evidencian la necesidad de recurrir al diseño de una subestación de distribución, para realizar la alimentación de dicho dispositivo. Estos valores son:

- Potencia: 80kW
- Tensión en Media Tensión: 13200V
- Tensión en Baja Tensión: 950V
- Factor de potencia: 0,8

Se inicia con un resumen general de las partes típicas de una subestación, teniendo en cuenta los requisitos de protección, estabilidad y confiabilidad, necesarios para el propósito específico para la cual es diseñada; en este resumen se exponen los diseños más usados y se dejara a criterio del usuario la escogencia específica del tipo de subestación, basándose en las necesidades individuales de cada caso. También, se recomienda, que se tenga a la mano las normas de construcción eléctrica que estén establecidas en la zona que se vaya a establecer el proyecto, ya que estas cambian sutilmente de lugar a lugar.

3.1 GENERALIDADES.

3.1.1 Clasificación de las Subestaciones por su forma constructiva

3.1.1.1 Por su montaje.

- Subestaciones Interiores: Donde sus elementos constitutivos se instalan en el interior de edificios apropiados
- Subestaciones Exteriores o a la Intemperie: Sus elementos constitutivos se instalan a las condiciones ambientales.

3.1.1.2 Por su tipo de equipo.

- Subestación Convencional: Es del tipo exterior, pero la instalación de su equipo es abierta, sin que nada los proteja.
- Subestación Encapsulada: Es una subestación cuyas partes vivas y equipos que soportan tensión, están contenidos dentro

de envolventes metálicos. Por ejemplo las Subestaciones encapsuladas en SF6.

- Subestación Móvil: Se caracteriza porque todo el conjunto de equipos, está instalado sobre un remolque; su objetivo básico es el de ser utilizado, bajo circunstancias de emergencia, en cualquier punto del sistema.

Para el diseño de una subestación es necesario tener en cuenta algunos aspectos esenciales.

3.1.2 Localización

La localización de una subestación, normalmente, esta dada por el estudio de la carga que se va a alimentar; este estudio, da las características de la carga y su ubicación, de la cual se parte para ubicar la subestación, en un lugar que pueda acceder fácilmente a dicha carga.

Además, se debe obtener los siguientes datos ambientales:

- Temperaturas, máxima y mínima.
- Velocidad máxima del viento
- Altura sobre el nivel del mar
- Nivel isocerámico
- Nivel sísmico
- Nivel pluviométrico
- Grado de contaminación

3.1.3 Planeamiento

El proceso de planear una Subestación Eléctrica, consiste en entablar condiciones límites, que permitan definir la concepción de la planta y permite decidir el principio de planeación a ser aplicado; estas condiciones están dadas por circunstancias ambientales, el sistema de potencia en general, balance de potencia, la disponibilidad requerida, redundancia del suministro, facilidad de operación, las exigencias de seguridad y condiciones específicas de operación.

3.1.4 Capacidad

Se especifica en kVA, debe ser precisada dependiendo, si es para una zona en la cual la demanda ya esta definida, o como en este caso, para algún equipo específico, como el inyector de corriente. También debe tenerse en cuenta, el crecimiento de la demanda o la expansión de la subestación.

3.1.5 Tensión de operación

La tensión de operación de la subestación se puede seleccionar en función de los siguientes factores:

- Si la subestación es alimentada en forma radial, la tensión se puede fijar en función de la potencia de la misma.
- Si la alimentación proviene en anillo, la tensión queda fijada por el anillo.
- Si la alimentación se toma de una línea de transmisión cercana, la tensión queda estipulada, por la tensión de la línea seleccionada.

Los niveles de tensión en nuestro país están normalizados, como se puede ver en el **ARTÍCULO 8º. CLASIFICACIÓN DE LOS NIVELES DE TENSIÓN EN CORRIENTE ALTERNA** del RETIE.

3.1.6 Nomenclatura y simbología

La nomenclatura y la simbología que debe ser empleada, se rige por la ANSI, la IEEE, el CEI y el RETIE.

3.1.7 Aislamiento

Una vez establecido el nivel de tensión, se fija el nivel de aislamiento, que a su vez determina la resistencia del aislamiento de los diferentes equipos a las sobre-tensiones, las cuales pueden ser de origen externo o interno; las descargas de origen externo se generan por el impacto de descargas atmosféricas, que se caracterizan por ser de gran magnitud y corta duración; las de origen interno surgen debido a maniobras realizadas en el sistema de potencia, como fallas en el sistema o al conectar o desconectar transformadores. Para niveles de tensión superiores a 330 kV, las descargas externas no presentan mayores inconvenientes como si las de maniobra.

En resumen, el nivel de aislamiento para una subestación se fija en función de la tensión nominal, las normas correspondientes y los niveles de sobre-tensión existentes en el sistema.

También se debe tener en cuenta el **ARTÍCULO 23º. AISLAMIENTO** del RETIE.

3.1.8 Configuración

La selección de la configuración, depende de las características específicas de cada sistema eléctrico y de la función que realiza la subestación en el sistema; el tipo de configuración que se adopte, determina en gran medida el costo de la subestación, ya que esta se encuentra directamente relacionada con la cantidad de equipo y el tamaño de la subestación. Principalmente, los criterios que se utilizan para la correcta selección de la configuración son:

- Continuidad de servicio.
- Versatilidad de operación.
- Facilidad de mantenimiento de los equipos.
- Cantidad y costo del equipo eléctrico.

Existen diversos tipos de configuraciones, cada una, con sus ventajas y desventajas; a continuación se muestran algunas de las más utilizadas.

3.1.8.1 Barra sencilla

Es la configuración más sencilla, por tanto la más económica; en condiciones normales de operación, todas las líneas y transformadores están conectados a un solo juego de barras. Con esta, en caso de operar alguna protección, queda des-energizada toda la subestación; para realizar el mantenimiento de algún elemento es necesario, des-energizar parte de la subestación.

3.1.8.2 Barra sencilla particionada

Tiene la ventaja, de que si se presenta alguna falla, puede seguir funcionando la mitad de la subestación; esta configuración, implica un seccionador mas, pero hace más confiable el sistema.

3.1.8.3 Configuración By-pass

Es uno de los sistemas más utilizados, ofrece la ventaja de poder hacer reparaciones a los seccionadores y disyuntores de un lado sin desenergizar la subestación; se logra mayor flexibilidad en la operación, pero requiere mayor cantidad de maniobras.

3.1.8.4 Configuración doble barra

Está constituido por dos (2) barras principales, las cuales se acoplan entre sí, mediante un disyuntor y sus seccionadores asociados; las labores de mantenimiento, pueden ser realizadas sin interrupción del servicio; facilita el mantenimiento de seccionadores de barra, afectando únicamente el tramo asociado. La realización del mantenimiento en un disyuntor de un tramo, requiere la salida del tramo correspondiente; requiere de gran espacio físico para su construcción.

3.1.8.5 Configuración en anillo

Permite perfecta continuidad del servicio, aun en el caso de que salga de servicio, cualquier transformador de línea; es bastante flexible en cuanto a reparaciones se refiere. Requiere el mismo equipo que el caso de barra sencilla, con la ventaja, de que se ahorra la protección de barras.

3.1.8.6 Configuración interruptor y medio

Constituido por dos (2) barras principales interconectadas a través de dos (2) tramos de disyuntor y medio (1-1/2), a los cuales las salidas están conectadas; no necesita tramo de enlace de barra. El mantenimiento de un disyuntor, se puede realizar sin sacar de servicio el tramo correspondiente. Para la realización del mantenimiento de los seccionadores conectados directamente al tramo, es necesario dejar fuera de servicio el tramo correspondiente; requiere gran espacio físico para su construcción.

3.1.9 Planeamiento de las instalaciones

El planeamiento de las instalaciones, se hace con base en el nivel de alta tensión; esto conlleva algunos criterios básicos

- Criterios de la red: Es necesario tener en cuenta, factores importantes como configuración de la red, tensión, potencia, distancia, consideraciones ambientales y el tipo de usuario.
- Configuración de barrajes: Se inicia con un diagrama unifilar, con base en el proceso de planeamiento, se deben tener en cuenta factores como exigencias operacionales, las cuales dependen del tipo de barraje; disponibilidad, que se determina dependiendo de

la configuración del circuito, relación confiabilidad a la falla de disyuntores, aisladores y barras, y demanda futura.

- Dimensiones: Las dimensiones de la subestación se encuentran determinadas por factores como coordinación del aislamiento, el esquema de protecciones a usar, las distancias, medidas de seguridad, los esfuerzos mecánicos y térmicos que deben soportar los diferentes equipos.
- Diseño básico: A continuación en la tabla 1 se muestran algunos diseños básicos usados en alta tensión:

Tabla 1. Configuraciones básicas

Diseño	Aislante	Tensión (kV)	Localización
Convencional	Aire	13,2-115	Exterior e Interior
Convencional	Aire	155-800	Exterior
GIS	SF ₆	34,5-800	Exterior e Interior
Hibrida	Aire/SF ₆	220-800	Exterior

Fuente: [Raúll, 1992]

3.1.9.1 Planeamiento de instalaciones de media tensión

El planeamiento de las instalaciones de media tensión depende de factores como:

- El tipo de usuario:

Tabla 2. Tipos de usuario con sus características

Tipo de usuario	Exigencia	Tipo de red
Empresa de distribución	Confiabilidad elevada	Malla
Planta de generación	Disponibilidad elevada	Radial con redundancia
Industria	Cercanía al proceso	Radial

Fuente: [Raúll, 1992]

La tabla 2 permite ver, que dependiendo del tipo de usuario, se tienen requerimientos especiales del tipo de la red.

- Tipo de red: Se puede tener una configuración radial o mallada, pero su operación se hace por lo general en forma radial; la seguridad de la red puede ser aumentada, dependiendo de la configuración que se use en las barras.
- Tipo de recinto: Se encuentran cuatro tipos de recintos básicos:
 - Abierto.

- Encerrado parcialmente.
- Encerrado o enterrado.
- Revestimiento Metálico.

3.1.9.2 Planeamiento de instalaciones de baja tensión

El planeamiento de las instalaciones de baja tensión, se realiza en base a la exigencia de potencia de los consumidores: esta puede ser determinada por medio de tablas, por estadística o por:

- Exigencias de potencia de corta duración, donde se deben tener en cuenta el arranque de los motores.
- Variaciones de carga, donde se deben establecer las variaciones durante un periodo de tiempo determinado, así encontrar las puntas y valles de la carga.

3.2 DIMENSIONAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN POR TENSIÓN

3.2.1 Nivel de aislamiento

Se llama aislamiento, a la sumatoria de medidas tomadas para aislar galvánicamente las partes eléctricamente conductoras, que puedan estar operando a un nivel de tensión menor con respecto a otras o con respecto a tierra; también se puede definir como la capacidad de los equipos, para soportar las tensiones con formas y valores previamente descritos (procesos estadísticos y pruebas de laboratorio).

El tipo de aislamiento, depende de la tensión de operación máxima de los equipos y su funcionamiento, se puede ver afectado por el tiempo, la contaminación y la exposición a temperaturas que no se contemplaron con anterioridad.

Una vez determinada la tensión nominal de operación de una subestación, se fija el nivel de aislamiento; el cual, indirectamente establece la resistencia de aislamiento, que debe tener un equipo eléctrico para soportar sobretensiones, que de acuerdo con su origen se clasifican en:

3.2.1.1 Sobretensiones de origen externo

Se originan por la caída directa de descargas atmosféricas sobre las líneas, en donde la tensión puede subir abruptamente en pocos micro segundos a miles de kilovolts; si la resistencia de tierra, en las estructuras no es lo suficientemente pequeña, la descarga puede

generar flameo inverso. El aislamiento puede estar sometido a esfuerzos adicionales (del doble de la tensión), si las ondas viajeras se reflejan en el terminal abierto de una línea; estas, son de vital importancia en instalaciones con tensiones inferiores a 300kV y se pueden contrarrestar por medio de la utilización de cables de guarda.

3.2.1.2 *Sobretensiones de origen interno*

Se originan como resultado de un fenómeno transitorio, como una falla de fase a tierra o fase-fase tierra y también al conectar o desconectar líneas o transformadores; son de mayor importancia cuando las instalaciones presentan tensiones superiores a los 300kV; se pueden contrarrestar, con la utilización de una red snubber, con el fin de proteger el conjunto seccionador-interruptor y se utilizan pararrayos en paralelo para proteger las bobinas, ya que éstos evitan que queden puntos a mayor tensión que otros.

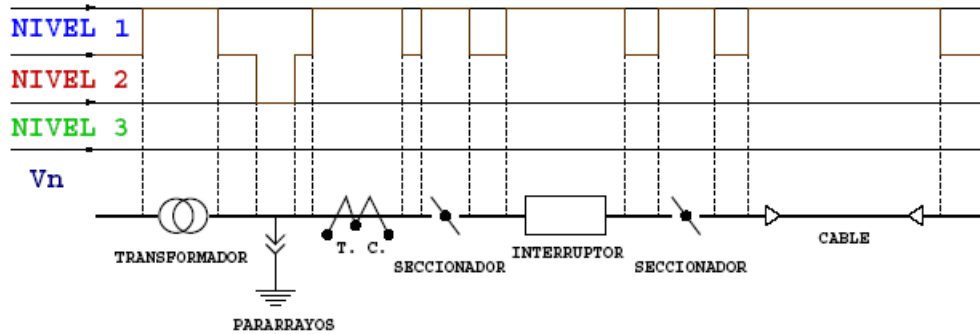
Por lo general, las sobretensiones son de carácter transitorio y sobrepasan la tensión de operación continua máxima permisible, de los sistemas eléctricos.

El nivel de aislamiento de una subestación, se fija en función de la tensión nominal de operación, las normas correspondientes y los niveles de sobretensiones existentes en el sistema; se conoce como Nivel de Aislamiento Básico (kV).

3.2.2 Coordinación del aislamiento

Corresponde al ordenamiento de los niveles de aislamiento de los equipos, con el fin de que las sobretensiones se descarguen a través del elemento adecuado (explosores o pararrayos), sin producir arcos ni daños a los equipos.

Figura 3. Niveles de aislamiento



Fuente: [Raúll, 1992]

La coordinación de aislamiento, compara las características tensión/tiempo del equipo protector y las del equipo a proteger; correlaciona los esfuerzos dieléctricos aplicados con los resistentes.

Se consideran tres niveles de aislamiento, los cuales se pueden ver en la figura 3:

- Nivel 1 (Alto): Aislamientos no auto-recuperables (sin contacto con el aire como los transformadores o interruptores).
- Nivel 2 (medio o de seguridad): Aislamientos auto-recuperables (en contacto con el aire como aisladores, bujes y pasamuros), éste nivel se adecúa, respecto a la altura sobre el nivel del mar.
- Nivel 3 (Nivel bajo o de protección): Nivel de tensión de operación de los explosores de los pararrayos.

La diferencia entre los niveles alto y bajo puede ser de 0 a 25% y entre los niveles medio y bajo del 25%.

3.2.3 Tensión nominal

En la tabla 3 se presenta los valores normalizados de tensión entre fases adoptados por la Comisión Electrotécnica Internacional.

Tabla 3. Valores normales de tensión entre fases

Tensiones nominales del sistema en kV		Tensión máxima para el equipo en kV
66	69	72,5
110	115	123
132	138	145
150	161	170
220	230	245
275	287	300
330	345	362
380	400	420
500		525
700 a 750		765

Fuente: Publicación 38 de la CEI "Tensiones normales de la CEI", 4º. EDICIONES 1967, Tabla V, p. 12.

3.2.4 Nivel de aislamiento básico

La tabla 4, presenta los niveles de aislamiento adoptados por la CEI, correspondientes a los niveles normales de tensión, para alturas iguales o menores a 1000 metros sobre el nivel del mar.

A partir de estos niveles, se deben adoptar las disposiciones necesarias para evitar efecto corona en cualquier punto de la instalación; una elección adecuada del nivel de aislamiento, determina las características de aislamiento de los aparatos, las distancias entre diferentes fases y fase-tierra, así como el costo de la subestación.

Tabla 4. Niveles de aislamiento

Tensión máxima para el equipo (kV _{eff})	Nivel de aislamiento al impulso		Nivel de aislamiento a baja frecuencia	
	Aislamiento pleno (kV _{cresta})	Aislamiento reducido (kV _{cresta})	Aislamiento pleno (kV _{eff})	Aislamiento reducido (kV _{eff})
100	450	380	185	150
123	550	450	230	185
145	650	550	275	230
		450		185
170	750	650	325	275
		550		230
245	1050	900	460	395
		825		360
		750		325
300		1175		510
		1050		460
		900		395
362		1300		570
		1175		510
		1050		460
420		1675		740
		1550		680
		1425		630
		1300		570
525		1800		790
		1675		740
		1550		680
		1425		630

Fuente: Publicación 71 de la CEI: "Coordinación del aislamiento" 4ª edición, 1967; Tabla III, p. 24.

Se puede apreciar, que a medida que la tensión máxima crece, el número de valores de tensión del aislamiento reducido, también crece para un mismo valor de tensión máxima.

Tabla 5. Corrección del nivel de aislamiento externo de los aparatos para altitudes mayores de 1000m

Altitud (m)	Factor de corrección del nivel de aislamiento (δ)
1000	1,00
1200	0,98
1500	0,95
1800	0,92
2100	0,89
2400	0,86
2700	0,83
3000	0,8
3600	0,75
4200	0,7
4500	0,67

Fuente: Normas USAS C57, 1200-1968. Tabla 1, p. 8.

En la tabla 5, se aprecian los factores de corrección por altitud, que se aplican a todos los aislamientos externos (en contacto con el aire), el BIL se reduce a medida que aumenta la altura.

3.2.4.1 Nivel de aislamiento externo e interno de los aparatos

Para todos los aparatos eléctricos que tengan aislamientos internos, sumergidos en aceite, gas etc., al no estar en contacto con la atmósfera, su BIL es prácticamente independiente de las condiciones atmosféricas y de la altura sobre el nivel del mar; en cambio, para todos los aislamientos externos que se encuentran en contacto directo con la atmósfera y que dependen de sus factores, se adopta un valor de BIL corregido por altitud, de manera que se puedan coordinar con los valores del BIL interno.

3.2.4.2 Nivel de aislamiento para soporte de barras

Para soporte de las barras colectoras, se utilizan dos tipos de aisladores:

- Aisladores de tipo cadena: formados por varios discos, se utilizan para soportar bujes flexibles en suspensión o tensión.
- Aisladores de tipo columna: formados por columnas rígidas, se usan para soportar los bujes de tipo rígido (barras).

En ambos casos los valores de las tensiones de prueba, tanto al impulso con onda $1,2 \times 50 \mu s$, como con tensiones de baja

frecuencia, en seco (de 15 a 100 Hz), están referidos a las condiciones atmosféricas indicadas en la tabla 6.

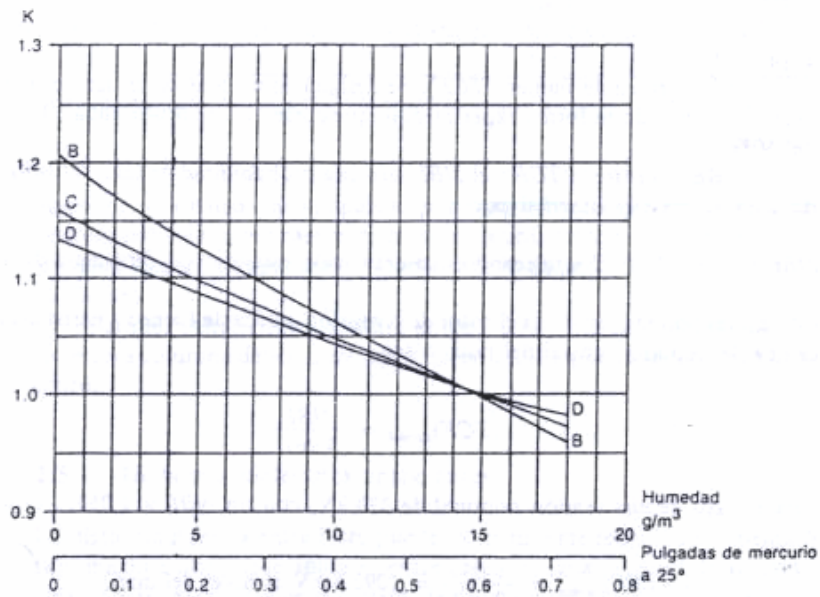
Tabla 6. Pruebas de aisladores de porcelana o de vidrio en condiciones atmosféricas normales

	Europa	USA y Canadá
Temperatura ambiente	20°C	25°C
Presión atmosférica	1013 mbar	1013mbar
Humedad	$11 \frac{g}{m^3}$	$11 \frac{g}{m^3}$

Fuente: Publicación 274 de la CEI: "Pruebas de aisladores de porcelana o de vidrio destinados a las líneas aéreas de tensión nominal superior a 1000 V" Primera edición, 1968; p. 16. Nota: 1013 mbar = 760 m.m de mercurio a 0°C.

Si estas condiciones, son diferentes a las consideradas normales, los valores de las tensiones, las tensiones de prueba, deben corregirse, multiplicando por el factor de corrección de densidad de aire (δ), según se muestra en la tabla 7, dividiendo por el factor de corrección por humedad (K_h), cuyas curvas se aprecian en la figura 4; la tensión de prueba a baja frecuencia y bajo condiciones de lluvia, se corrige multiplicando la tensión de prueba a baja frecuencia por el factor delta.

Figura 4. Curva del factor de corrección por humedad (Kb)



La curva B se aplica a las pruebas a frecuencia industrial en seco.
 La curva C se aplica a las pruebas de impulsos de tensión de polaridad positiva.
 La curva D se aplica a las pruebas de impulsos de tensión de polaridad negativa.

Fuente: Publicación 274 de la CEI: "Pruebas de aisladores de porcelana o de vidrio destinados a las líneas aéreas de tensión nominal superior a 1000 V" Primera edición, 1968; Fig. 2, p. 47.

Tabla 7. Factor de corrección de la densidad del aire

Europa (t=20°C)	USA y Canadá (t=25°C)
$\delta = \frac{0,289b}{273+t}$ (mbar)	$\delta = \frac{0,289b}{273+t}$ (mbar)
	$\delta = \frac{3,92b}{273+t}$ (cm. de Hg.)

Fuente: [Raúll, 1992]

3.2.5 Determinación de distancias dieléctricas

Para obtener una adecuada coordinación de aislamiento, se deben fijar las distancias a través del aire entre fases y entre fase-tierra. Para esto, se referencia el **Artículo 13°. DISTANCIAS DE SEGURIDAD**, y al **Artículo 32°. DISTANCIAS DE SEGURIDAD**, del RETIE.

3.2.6 Descargas parciales

Son descargas eléctricas intermitentes y de alta frecuencia, que se localizan en una porción de un sistema aislante, sometido a un gradiente de tensión, que resulta de una ionización gaseosa transitoria, que ocurre cuando el gradiente de tensión, excede un valor denominado gradiente crítico; las descargas parciales se clasifican en:

- Internas
- Superficiales
- Externas

3.2.6.1 *Descargas internas*

Se conocen con el nombre de descargas parciales, se producen en pequeñas cavidades, localizadas en el seno de un aislamiento, que puede ser sólido o líquido, al destruir los aislamientos de tipo resina sintética o, en el encintado de bobinas de máquinas eléctricas, donde la cinta no queda bien adherida en algún punto, formando una cavidad. Los principales efectos físicos de una descarga eléctrica, son los siguientes:

- *Efecto Eléctrico.* Ionización del gas, descarga eléctrica y destrucción de las moléculas del aislamiento por bombardeo de iones y electrones, causando la falla del aislamiento.
- *Efecto Químico.* Produce Ozono (O_3), que ataca químicamente el aislamiento.
- *Efecto Mecánico.* Ondas ultra-sonoras, 40 kHz.
- *Efecto Óptico.* Emisión luminosa (no siempre visible).
- *Efecto Térmico.* Calor muy concentrado.

Al examinar estos efectos, se concluye:

1. Entender que las descargas parciales internas son dañinas, ya que se componen de bombardeo iónico y ataques químico, mecánico y térmico que degradan el aislamiento.
2. Seleccionar diferentes métodos, para detectar y medir las descargas, aprovechando cualquiera de las diferentes manifestaciones energéticas descritas.

3.2.6.2 Descargas superficiales

Se producen en la superficie de un dieléctrico, debido a que éste soporta altos gradientes de tensión en forma tangencial; se conoce con el nombre de falla por arrastre.

3.2.6.3 Descargas externas

Se conocen con el nombre de efecto corona, el cual es un caso particular de las descargas parciales; se manifiesta de manera visible y audible sobre la superficie de un conductor desnudo; cuando el gradiente de tensión en la superficie, alcanza un valor que excede la rigidez dieléctrica del aire que le rodea; este efecto, produce radio-interferencia (en la gama de 5 a 10 MHz.), lo cual se atenúa rápidamente con la distancia (a 50m de la fuente, los radiorreceptores y los televisores no se ven afectados); la radio-interferencia también asocia pérdidas de energía.

Este efecto, se puede eliminar de las siguientes formas:

- Hacer que la tensión de fase a neutro (V_1), sea menor que la tensión crítica disruptiva (V_0), esta relación se llama coeficiente de seguridad y se expresa de la siguiente manera:

$$C.S. = \frac{V_0}{V_1} > 1 \quad [1]$$

El efecto corona aparece cuando $C.S.$ se hace menor que 1.

- Aumentar el diámetro del conductor.
- Aumentar el número de conductores por fase.
- Aumentar la distancia entre fases.

3.2.7 Corrientes en una subestación

Una subestación, debe estar diseñada, para soportar dos tipos de corriente:

1. Corriente nominal máxima.
2. Corriente de cortocircuito máxima.

3.2.7.1 Corriente nominal máxima

Fija los esfuerzos térmicos, que debe soportar una instalación, en las condiciones de operación más desfavorables; sirve para determinar la selección de las barras colectoras y los tramos de conexión, así como las características de conducción de disyuntores, seccionadores, transformadores de corriente etc. Es posible que se encuentren corrientes de entre 1000 y 5000 A.

3.2.7.2 Corriente de cortocircuito máxima

Determina los esfuerzos electrodinámicos máximos, que pueden soportar las barras colectoras y los tramos de conexión, además es un parámetro importante en el diseño de la malla de tierra; a pesar de tener una corta duración, al circular por los devanados de un transformador, produce un aumento significativo de temperatura, que degrada los aislamientos, disminuyendo su vida útil e incluso provocando que una leve sobretensión, produzca una falla seria en los bobinados e incluso su destrucción.

En este aspecto, el tipo de cortocircuito más severo es el trifásico, el que además de dar valores elevados de corriente, reduce a cero la capacidad de transmisión de una línea, lo siguen el cortocircuito bifásico y finalmente el monofásico; en cambio, el tipo mas frecuente es el monofásico (aproximadamente el 75% de los casos) y el menos frecuente es el trifásico (aproximadamente el 5% de los casos). En muchas oportunidades las corrientes de cortocircuito se auto extinguen y se restablece el aislamiento; debido a este hecho, se utilizan en la práctica interruptores que reconectan automáticamente la línea dañada, una, dos o más veces, para probar si la falla se ha eliminado; sólo en el caso de que la falla persista, el interruptor desconecta la línea en forma definitiva.

Para reducir las corrientes de cortocircuito, se conectan bobinas en serie en las tres fases, para reducir el cortocircuito trifásico o una sola en el neutro de los transformadores, para reducir el cortocircuito monofásico a tierra; con esto se puede disminuir el costo de los disyuntores.

Para el cálculo de esta corriente, se necesitan los equivalentes de secuencia del circuito total de la subestación, en conjunto con el software avanzado como *ATP* o *Power World*, para calcular con precisión la corriente de cortocircuito, que se utilizara para el diseño.

3.3 DISEÑO DE LOS ELEMENTOS DE UNA SUBESTACIÓN

3.3.1 Transformador de potencia

3.3.1.1 Definición

Un transformador es una máquina electromagnética, cuya función principal es cambiar la magnitud de las tensiones eléctricas; es considerado uno de los elementos fundamentales, en los sistemas de transmisión y distribución de energía.

3.3.1.2 Pruebas

Las pruebas mínimas, que deben efectuarse a los transformadores antes de la salida de la fábrica son:

3.3.1.2.1 Inspección del aparato: Se verifica el cumplimiento de las normas y las especificaciones.

3.3.1.2.2 Aceite aislante: Se debe verificar la rigidez dieléctrica y la acidez.

3.3.1.2.3 Resistencia de aislamiento: Se mide con un Megger de 1000 volts, durante un minuto, corrigiendo la lectura a 20°C, la medición se efectúa en tres pasos, primero se mide la resistencia de los devanados entre alta y baja tensión, después se mide entre alta tensión y tierra, finalmente entre baja tensión y tierra.

3.3.1.2.4 Inspección del alambrado de control: Se comprueba la continuidad y la operación de los circuitos de control, protección, medición, serialización, sistema de enfriamiento, cambiador de derivaciones y transformadores de instrumentos.

3.3.1.2.5 Relación de transformación: Esta prueba, se efectúa para determinar que las bobinas han sido fabricadas, de acuerdo con el diseño y con el número exacto de vueltas.

3.3.1.2.6 Polaridad: Se requiere su comprobación, para efectuar la conexión adecuada de los bancos de transformadores.

3.3.1.2.7 Potencial aplicado: Sirve para comprobar el aislamiento de los devanados con respecto a tierra; consiste en juntar por un lado, todas las terminales del devanado que se va a probar y por otro lado, se conectan entre si todas las terminales de los otros devanados, estas a su vez se

conectan a tierra; la prueba consiste en aplicar, entre el devanado que se prueba y los otros devanados más tierra, durante un minuto, la tensión de prueba, a la frecuencia nominal, sin que falle el aislamiento.

3.3.1.2.8 *Potencial inducido:* Sirve para comprobar el aislamiento entre espiras y entre secciones de los devanados; consiste en inducir entre las terminales de un devanado, una tensión doble de la nominal durante un minuto a una frecuencia doble de la nominal, para que no se sature el núcleo; esta prueba somete al aislamiento a gradientes de tensión elevados. Si se miden las descargas parciales, durante esta prueba, se pueden detectar los puntos débiles en el aislamiento.

3.3.1.2.9 *Pérdidas en el hierro y por ciento de la corriente de excitación:* Estos valores se indican en las especificaciones, de acuerdo con sus valores máximos permitidos, que se llaman valores garantizados; si las pérdidas obtenidas son superiores a los valores garantizados, se le cobra multa al fabricante, por un monto que concuerda, con las fórmulas indicadas en las normas correspondientes.

3.3.1.2.10 *Pérdidas de carga y por ciento de impedancia:* Como en el caso anterior, también se fijan los valores garantizados y se cobran multas en caso de pérdidas superiores a las garantizadas.

3.3.1.2.11 *Temperatura:* Estas pruebas por ser costosas, se efectúan a una unidad de cada lote; se desarrollan conectando el cambiador de derivaciones, en posición de pérdidas máximas y trabajando el sistema de enfriamiento correspondiente a plena capacidad.

3.3.1.2.12 *Impulso:* Es una prueba de tipo opcional; simula las condiciones producidas por la descarga de un rayo y consiste en aplicar sucesivamente al aislamiento de un transformador, una onda de impulso completa a tensión reducida, dos ondas de impulso cortadas en la cola y una onda de impulso completa a tensión plena; dicha prueba sirve para mostrar las resistencias de un aislamiento, a las descargas atmosféricas.

3.3.2 Pararrayos

3.3.2.1 Definición

Se denominan en general, pararrayos, a los dispositivos eléctricos formados por una serie de elementos resistivos no lineales y explosores, destinados a descargar las sobretensiones, producidas por descargas atmosféricas, por maniobras o por otras causas que, en otro caso, se descargarían sobre los aisladores o perforando el aislamiento, ocasionando interrupciones en el sistema eléctrico y, en muchos casos, desperfectos en los generadores, transformadores, etc.

Para que su funcionamiento sea eficaz, los pararrayos deben estar permanentemente conectados a las líneas, pero solamente deben entrar en funcionamiento, cuando la tensión alcance un valor predeterminado, naturalmente, superior a la tensión de servicio; es decir, que el pararrayos actúa como una válvula de seguridad.

Como en las primeras instalaciones en que se emplearon estos dispositivos, su misión fundamental, era limitar las sobretensiones de origen atmosférico, recibieron el nombre de pararrayos; posteriormente amplió su misión, utilizándose también para proteger las instalaciones contra las sobretensiones de origen interno.

También deben cumplir las normas establecidas en el **ARTÍCULO 42°. REQUISITOS DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS** del RETIE.

3.3.2.2 Funciones

Los pararrayos cumplen con las siguientes funciones:

1. Descargar las sobretensiones, cuando su magnitud lleva al valor de la tensión disruptiva de diseño.
2. Conducir a tierra las corrientes de descarga, producidas por las sobretensiones.
3. Deben desaparecer la corriente de descarga, al dispersarse las sobretensiones.
4. No deben operar con sobretensiones temporales, de baja frecuencia.
5. La tensión residual debe ser menor, que la tensión que resisten los aparatos que protegen.

3.3.2.3 Sobretensiones

Las sobretensiones se pueden agrupar en las categorías siguientes:

Sobretensiones de impulso por rayo: Son generadas por las descargas eléctricas en la atmósfera (rayos); tienen una duración del orden de decenas de microsegundos.

Sobretensiones de impulso por maniobra: Son originadas por la operación de los interruptores; producen ondas con frecuencias del orden de los 10kHz y se amortiguan rápidamente. Tienen una duración del orden de milisegundos.

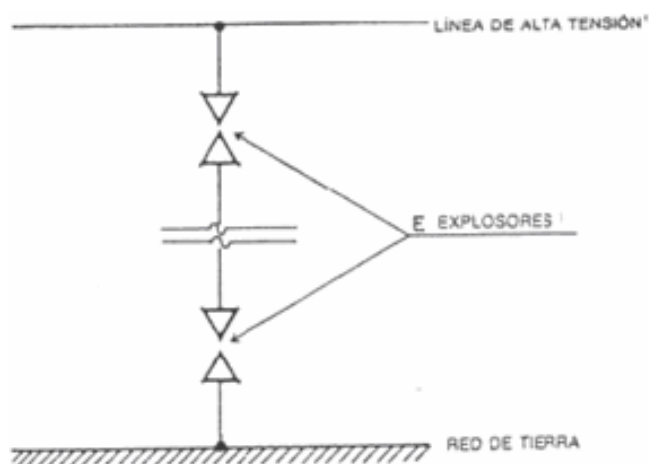
Sobretensiones de baja frecuencia: (60Hz), se originan durante los rechazos de carga en un sistema, por desequilibrios en una red, o cortocircuito de fase a tierra. Tienen una duración de algunos ciclos.

3.3.2.4 Clases de pararrayos

Los pararrayos pueden ser considerados en tres grupos:

3.3.2.4.1 Cuernos de arqueo: Son los más primitivos y pueden estar formados por un sólo explosor, caso más sencillo, o varios explosores en serie, conectados por un lado al circuito vivo que se va a proteger y por el otro lado a la red de tierra, como se observa en la figura 5.

Figura 5. Esquema de pararrayos primitivo

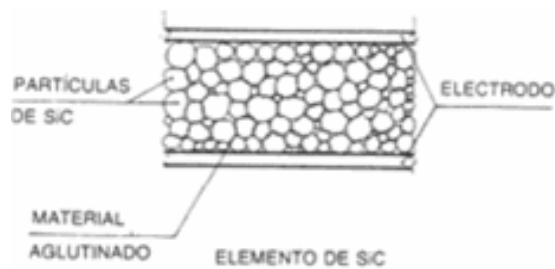


Fuente: [Raúll, 1992]

3.3.2.4.2 Pararrayos tipo válvula: Un pararrayos tipo válvula está constituido por un explosor o espinterómetro y una resistencia en serie, no lineales de carburo de silicio, como se ilustra en la figura 6; el explosor está ajustado, para que salte la descarga entre sus electrodos a cierta tensión,

denominada tensión de cebado del pararrayos, lo que establece la conexión con tierra a través de la resistencia. Después de la disminución del valor de la sobretensión, el explosor suprime, a su próximo paso por cero, la corriente de la red, que se restablece a la tensión de servicio, pero cuya intensidad está limitada por la resistencia; por lo tanto, la línea queda nuevamente separada de tierra.

Figura 6. Elemento de SiC



Fuente: [Raúll, 1992]

3.3.2.4.3 Pararrayos de óxido metálico: Los pararrayos de óxido de zinc (ZnO), constan de una serie de pastillas de este material, como se muestra en la figura 7, con una característica natural de resistencia altamente no lineal; el cual al estar energizado al voltaje de línea - tierra, permite sólo el paso de una pequeña corriente de fuga (miliamperios); la operación del pararrayos es la típica de los varistores de óxidos metálicos. Bajo condiciones de estado estable el voltaje nominal línea - tierra está completamente aplicado a sus terminales. Cuando una sobretensión ocurre, el pararrayos limita el sobrevoltaje a los niveles requeridos de protección, conduciendo la corriente resultante a tierra; una vez la condición de sobretensión haya pasado, éste recobra su característica de alta resistencia no lineal conduciendo una pequeña corriente de fuga. La característica de protección del pararrayos provee una excelente protección para transformadores de distribución, cuya resistencia al impulso sea baja.

Figura 7. Elemento de ZnO



Fuente: [Raúll, 1992]

3.3.3 Interruptores

El interruptor es un dispositivo destinado al cierre y apertura de la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales, así como (su función principal) bajo condiciones de cortocircuito; sirve para insertar o retirar cualquier circuito energizado, máquinas, aparatos, líneas aéreas o cables. El interruptor es, junto al transformador, el dispositivo más importante de una subestación; su comportamiento determina el nivel de confiabilidad, que se puede tener en un sistema eléctrico de potencia. El interruptor debe ser capaz de interrumpir corrientes eléctricas de intensidades y de factores diferentes, pasando desde las corrientes capacitivas de varios cientos de amperes, a las inductivas de varias decenas de kilo amperes (cortocircuito).

Deben cumplir con los reglamentos establecidos, en el numeral **17.7 Interruptores de baja tensión** del RETIE.

3.3.3.1 Partes del interruptor

3.3.3.1.1 Parte activa: Constituida por cámaras de extinción, que soportan los contactos fijos y el mecanismo de operación, que soportan los contactos móviles.

3.3.3.1.2 Parte pasiva: Formada por una estructura, que soporta uno o tres depósitos de aceite, si el interruptor es de aceite, en los que se aloja la parte activa; en sí, la parte pasiva desarrolla las siguientes funciones:

- 1) Protege eléctrica y mecánicamente el interruptor

- 2) Ofrece puntos para el levantamiento y transporte del interruptor, así como espacio para la instalación de los accesorios.
- 3) Soporta los recipientes de aceite, si los hay y el gabinete de control.

3.3.3.2 Accesorios de los interruptores

Se consideran las siguientes partes:

- Boquillas terminales, que a veces incluyen transformadores de corriente.
- Válvulas de llenado, descarga y muestreo del fluido aislante.
- Conectores a tierra.
- Placa de datos.
- Gabinete, contiene los dispositivos de control, protección, medición, accesorios como: compresora, resorte, bobinas de cierre o de disparo, calefacción, etc.

El accionamiento de los dispositivos de control, puede ser de tipo neumático electro-hidráulico y de resorte, según el nivel de tensión utilizado en la subestación.

3.3.3.3 Parámetros de los interruptores

A continuación, se definen algunas de las magnitudes características, que hay que considerar en un interruptor:

3.3.3.3.1 Tensión nominal: Es el valor eficaz de la tensión, entre fases del sistema en que se instala el interruptor.

3.3.3.3.2 Tensión máxima: Es el valor máximo de la tensión, para la cual está diseñado el interruptor y representa el límite superior de la tensión, al cual debe operar según las normas.

3.3.3.3.3 Corriente nominal: Es el valor eficaz de la corriente normal máxima, que puede circular continuamente a través del interruptor, sin exceder los límites recomendados de elevación de temperatura.

3.3.3.3.4 Corriente de cortocircuito inicial: Es el valor pico de la primera semi-onda de corriente, incluida en ella la componente transitoria.

3.3.3.3.5 Corriente de cortocircuito: Es el valor eficaz de la corriente máxima de cortocircuito, que pueden abrir las

cámaras de extinción del arco; las unidades son kilo amperes, aunque comúnmente se dan en megavolt-amperes (MVA) de cortocircuito.

3.3.3.3.6 Tensión de restablecimiento: Es el valor eficaz de la tensión máxima, de la primera semi-onda de la componente alterna, que aparece entre los contactos del interruptor, después de la extinción de la corriente; tiene una influencia muy importante en la capacidad de apertura del interruptor y presenta una frecuencia, que es del orden de los miles de Hertz, de acuerdo con los parámetros eléctricos del sistema en la zona de operación; esta tensión tiene dos componentes, una a la frecuencia nominal del sistema y la otra superpuesta, que oscila a la frecuencia natural del sistema.

3.3.3.3.7 Resistencia de contacto: Cuando una cámara de arqueo se cierra, se produce un contacto metálico en un área muy pequeña, formada por tres puntos, que es lo que en geometría determina un plano; este contacto o más puntos es lo que fija el concepto de resistencia de contacto y que provoca el calentamiento del contacto, al pasar la corriente nominal a través de él. La resistencia de contacto varía de acuerdo a la fórmula mostrada en:

$$R = K\rho \frac{D}{F} \quad [2]$$

En donde:

R=Resistencia de contacto, en Ohms (Ω)

K= Constante dada por el fabricante del interruptor.

ρ =Resistividad del metal de contacto.

D=Dureza del metal de contacto.

F=Fuerza que mantiene cerrado el contacto.

3.3.3.3.8 Cámaras de extinción de arco: Es la parte primordial de cualquier interruptor eléctrico, en donde al abrir los contactos se transforma en calor la energía que se circula por el circuito que se trate. Dichas cámaras deben soportar los esfuerzos electrodinámicos de las corrientes de cortocircuito, así como los esfuerzos dieléctricos, que aparecen al producirse la desconexión de bancos de reactores, capacitores y transformadores. El fenómeno de interrupción, aparece al iniciarse la separación de los contactos, apareciendo un arco a través de un fluido, que lo transforma en plasma y que provoca esfuerzos en las cámaras, debido a las altas

presiones y temperaturas; al interrumpirse la corriente, durante el paso de la onda por cero, aparece entre los contactos la llamada tensión transitoria de restablecimiento. Durante la interrupción del arco aparecen los siguientes fenómenos:

- Altas temperaturas, debido al plasma creado por el arco.
- Altas presiones, debido a la alta temperatura del plasma.
- Flujos turbulentos del gas, que adquieren velocidades variables entre 100 y 1000 metros entre segundo, que a su vez, producen el soplado del arco, su alargamiento y por tanto su extinción.
- Masas metálicas en movimiento (contacto móvil), que se aceleran en pocas milésimas de segundo, hasta adquirir velocidades del orden de 10 metros entre segundo.
- Esfuerzos mecánicos, debidos a la corriente de cortocircuito.
- Esfuerzos dieléctricos, debidos a la tensión de restablecimiento.

3.3.3.4 Tipos de interruptores

De acuerdo con los elementos que intervienen en la apertura del arco de las cámaras de extinción, los interruptores se pueden dividir en los siguientes grupos:

3.3.3.4.1 Gran volumen de aceite: En este tipo de extinción, el arco producido calienta el aceite, dando lugar a una formación de gas muy intensa, que aprovechando el diseño de la cámara, empuja un chorro de aceite a través del arco, provocando su alargamiento y enfriamiento, hasta llegar a la extinción del mismo, al pasar la onda de corriente por cero. Para la revisión por mantenimiento, primero se vacía el aceite y a continuación se abren las tapas, en cada uno de los tres tanques. En este tipo de interruptores, el mando puede ser eléctrico, con resortes o con compresora unitaria, según la capacidad del interruptor.

3.3.3.4.2 Pequeño volumen de aceite: Este interruptor tiene forma de columna, en general se usan en tensiones y potencias medias; este interruptor utiliza aproximadamente el 5% del volumen de aceite del interruptor, de gran volumen de aceite. La cámara de extinción, tiene la propiedad de que el efecto de extinción, aumenta a medida que la corriente que

va a interrumpir crece; por eso al extinguir las corrientes de baja intensidad, las sobretensiones generadas son pequeñas. La potencia de apertura, es limitada sólo por la presión de los gases desarrollados por el arco, presión que debe ser soportada por la resistencia mecánica de la cámara. Los interruptores de este tipo, usan un mando que se energiza por medio de resortes. El tiempo de extinción del arco es del orden de seis ciclos.

3.3.3.4.3 Neumáticos (aire comprimido): Su uso se origina ante la necesidad de eliminar el peligro de inflamación y explosión del aceite; en este tipo de interruptores, el apagado del arco se efectúa por la acción violenta de un chorro de aire, que barre el aire ionizado por efecto del arco; el poder de ruptura aumenta casi proporcionalmente a la presión del aire inyectado. La extinción del arco se efectúa en un tiempo muy corto, del orden de tres ciclos, lo cual genera grandes sobretensiones. Las cámaras de extinción de estos interruptores son de forma modular, de acuerdo con la capacidad y tensión de la instalación. La tabla 8, permite ver que se utilizan desde dos cámaras en adelante.

Tabla 8. Cámaras de extinción según tensión máxima

# Cámaras	Tensión máxima (kV)
2	80
4	150
6	220
10	380

Fuente: [Raúll, 1992]

Una de las ventajas de utilizar varias cámaras en serie, es la de repartir la tensión entre el número de ellas, disminuyendo la tensión de reencendido entre los contactos de cada una de ellas; resumiendo, los tiempos de maniobra son muy cortos, lo que limita la duración de los siguientes esfuerzos térmicos que originan los cortocircuitos y por lo tanto se reduce el desgaste de los contactos. Son aparatos de construcción muy sencilla; se emplean los mismos elementos interruptivos, para todas las tensiones, lo cual reduce el almacenaje y el costo de las piezas de repuesto. Pueden efectuar recierres con tiempo mínimos y potencias de cortocircuito elevadas. El mantenimiento es sencillo, rápido y no tienen peligro de incendio.

3.3.3.4.4 Hexafluoruro de azufre (SF₆): Son aparatos cuyas cámaras de extinción, operan dentro de un gas llamado

hexafluoruro de azufre (SF_6), que tiene una capacidad dieléctrica superior a otros fluidos dieléctricos conocidos; esto hace más compactos y más durables los interruptores desde el punto de vista del mantenimiento.

Los interruptores pueden ser de polos separados, cada fase en su tanque, o trifásicos, en que las tres fases utilizan una misma envolvente; se fabrican para tensiones desde 115 hasta 800 kV y las capacidades de interrupción, varían de acuerdo con el fabricante, llegando hasta magnitudes de 80kA, que es un caso muy especial. Este tipo de aparatos, pueden librar las fallas hasta en dos ciclos y para limitar las sobretensiones altas, producidas por esta velocidad, los contactos vienen con resistencias limitadoras. Las principales averías de este tipo de interruptores son las fugas de gas, que requieren aparatos especiales para detectar el punto de fuga; en un aparato bien instalado, las pérdidas de gas deben ser inferiores al 2% anual del volumen total de gas encerrado dentro del aparato. En los interruptores trifásicos, la apertura de los contactos es simultánea, aunque conviene que haya dispersión de un milisegundo entre los tres polos; entendiéndose dispersión como la diferencia en tiempo que existe entre el instante de cierre del primero y el instante de cierre del último polo del interruptor. El uso de la dispersión es importante, pues sirve para reducir las sobretensiones debidas a impulsos por maniobra.

3.3.3.4.5 Vacío: Son aparatos, que teóricamente abren en un ciclo debido a la pequeña inercia de los contactos y a su pequeña distancia; los contactos están dentro de botellas especiales, en las que se ha hecho vacío casi absoluto; el contacto fijo está sellado con la cámara de vacío y por el otro lado entra el contacto móvil, que también está sellado al otro extremo de la cámara y que en lugar de deslizarse se mueve junto con la contracción de un fuelle de un material, que parece ser una aleación del tipo del latón; al abrir los contactos dentro de la cámara de vacío, no se produce ionización y por tanto no es necesario el soplado del arco, ya que este se extingue prácticamente al paso por cero después del primer ciclo. Este tipo se utiliza en instalaciones de hasta 34,5kV dentro de los tableros blindados. Los dos inconvenientes principales son que por algún defecto o accidente, se pueda perder el vacío de la cámara, permitiendo la entrada de aire, ocasionando el arco, por tanto la ruptura de la cámara y debido a su rapidez, se produzcan grandes sobretensiones entre sus contactos, que emiten ligeras radiaciones de rayos X.

3.3.3.5 Métodos para incrementar la resistencia del arco

En las cámaras de extinción, se puede incrementar la resistencia del arco de acuerdo con los siguientes conceptos:

3.3.3.5.1 Alargamiento: En este caso, la resistencia es proporcional a la longitud del arco.

3.3.3.5.2 Enfriamiento: Un enfriamiento del gas ionizado, aumenta la resistencia del arco, debido a que la tensión requerida para mantener la ionización, aumenta cuando la temperatura del plasma disminuye.

3.3.3.5.3 División: La cámara de arqueo, está formada por varias láminas paralelas aisladas entre sí; esto hace, que el arco se divida en un gran número de pequeños arcos en serie; cada uno de estos pequeños arcos se enfría por alargamiento, mientras ascienden entre dos láminas contiguas.

3.3.3.5.4 Construcción: A medida que a un gas ionizado se le va forzando a pasar por un ducto que se va estrechando, se requiere un incremento en la tensión para mantener el arco.

3.3.3.6 Fenómenos producidos por el cierre y disparo de los interruptores

3.3.3.6.1 Condiciones de cortocircuito: En un circuito bajo condiciones normales, la tensión aplicada produce una corriente limitada, por las impedancias de los elementos que forman parte del mismo, como son, generadores, líneas de transmisión, aparatos y cargas, produciéndose un factor de potencia que puede ser elevado. La corriente de cortocircuito en un sistema puede ser de dos tipos:

- Simétrica: Es el valor eficaz de la componente de corriente alterna, en el momento de separación de los contactos del interruptor; esta se origina, cuando al pasar la onda de tensión por su valor máximo, se inicia el cortocircuito. Como la onda de corriente, por ser un circuito eminentemente inductivo, se atrasa prácticamente 90°, parte de cero y no se produce ningún estado transitorio que desplazaría el eje de la onda de corriente.
- Asimétrica: Es el valor total de la corriente de cortocircuito, que ocurre en el instante en que se separan los contactos

del interruptor y que comprende en cada instante, la suma de dos términos: el de corriente directa, que decrece exponencialmente y el de corriente alterna que se mantiene constante respecto al tiempo.

3.3.4 Seccionadores

3.3.4.1 Definición

Son dispositivos que sirven para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica, para efectuar maniobras de operación o bien para darles mantenimiento; pueden abrir circuitos bajo la tensión nominal, pero nunca cuando esté fluyendo corriente a través de ellas; antes de abrir un juego de seccionadores, siempre deberá abrirse primero el interruptor correspondiente. La diferencia entre un seccionador y un interruptor, considerando que los dos abren o cierran circuitos, es que los seccionadores no pueden actuar bajo carga. Algunos fabricantes de seccionadores, añaden una pequeña cámara de SF₆, que le permite abrir solamente los valores nominales de la corriente de cortocircuito.

3.3.4.2 Componentes

Los seccionadores están formados por una base metálica de lámina galvanizada con un conector para puesta a tierra, dos o tres columnas de aisladores que fijan el nivel básico de impulso y encima de estos el seccionador; está formado por una navaja o parte móvil y la parte fija, que es una mordaza que recibe y presiona la parte móvil.

3.4 DISEÑO DE BARRAS

Continuando con la teoría de subestaciones, se procede a analizar los parámetros, que deben tenerse en cuenta para la escogencia de las barras en una subestación.

Barras son el conjunto de conductores eléctricos, que se utilizan como conexión común de los diferentes circuitos de una subestación; estos circuitos que se conectan o derivan pueden ser generadores, líneas de transmisión, transformadores, etc.

El barraje está conformado principalmente por:

- Conductores eléctricos.

- Aisladores (sirven como soporte mecánico del conductor).
- Conectores y herrajes.

El diseño se basa en aspectos como:

- Esfuerzos eléctricos
- Esfuerzos mecánicos (estáticos y dinámicos)
- Cantidad de corriente a transportar.
- Disposición física (tamaño)
- Aspectos económicos y las normas.

3.4.1 Barras

La cantidad de fases o polos que componen el sistema determinan el juego de barras.

3.4.1.1 Tipos de Barras

Los tres tipos más utilizados son:

- Cable
- Tubo
- Solera

3.4.1.2 Cables

Es el tipo de barra más utilizada; es un conductor de alambre trenzado en forma helicoidal; normalmente son de cobre y aluminio reforzado de acero esto para aumentar su resistencia mecánica.

Se pueden utilizar 2, 3 o 4 conductores en paralelo para reducir las pérdidas por efecto corona (dependiendo del nivel de tensión).

Ventajas:

- Se logran tener claros más largos.
- Soportan mejor los esfuerzos mecánicos.

Desventajas:

- Pérdidas por efecto corona.

- Perdidas mayores por efecto piel.

Todos los cálculos para la selección del conductor, tienen como base la demanda máxima, además debe cumplir en sus características con las restricciones de capacidad de corriente y regulación de tensión. El cálculo de la regulación se explica en el ítem 6.3.

3.4.1.3 Materiales

Un material utilizado como conductor eléctrico, es cualquiera que al aplicársele una diferencia de potencial sea capaz de conducir corriente eléctrica; una característica importante de los materiales conductores es la conductividad, los materiales con mayor conductividad a condiciones normales son los metales.

Los materiales, comúnmente usados como conductores son: aluminio, aleaciones de cobre, hierro y acero.

- **Cobre**

Es el material de la mayoría de los conductores eléctricos, sus ventajas son:

- Gran conductividad, facilidad para ser estañado, plateado o cadminizado y puede ser soldado.
- Es muy dúctil, tiene buena resistencia mecánica, soporta la corrosión ordinaria.
- Tiene buena conductividad térmica.
- Para conductores de cobre desnudo, su máxima temperatura de operación será 80°C.

- **Aluminio**

Normalmente son utilizados en líneas de transmisión, distribución y para servicios pesados en subestaciones; sus ventajas son:

- Tiene la mitad del peso del cobre para la misma capacidad de corriente.
- Altamente resistente a la corrosión atmosférica.
- Reduce las perdidas por efecto piel y corona, ya que para la misma capacidad de corriente es necesario un diámetro mayor.

Desventajas:

- Menor conductividad eléctrica que el cobre.

- Debido a la capa de óxido que se forma en su superficie, posee una resistencia eléctrica bastante alta.
- Debido a sus características electronegativas, es necesario el uso de juntas bimetálicas cuando se va a realizar un empalme con conductores de cobre.

La tabla 9, muestra los valores de la conductividad y la capacidad de conducción de algunos materiales.

Tabla 9. Conductividad y la capacidad de conducción de algunos materiales

Material	Conductividad en %	Capacidad relativa de conducción
Cobre	100	1
	95	0,98
	90	0,96
Aleaciones de cobre	85	0,94

Fuente: [Raúll, 1992]

3.5 APANTALLAMIENTO

A continuación, se presenta una técnica sencilla para realizar el apantallamiento de la línea de media tensión; el método se conoce como Método Electrogeométrico, del cual se deriva la siguiente ecuación:

$$\gamma = \frac{2}{3}h_1 + \sqrt{\frac{1}{9}h_1 + \frac{1}{3}\left(\frac{L}{2}\right)^2} \quad [3]$$

Donde:

γ , es la ubicación mínima del conductor de guarda, sobre el nivel del suelo.

h_1 , es la ubicación de los conductores de fase, sobre el nivel del suelo.

L , es la distancia promedio de los vanos.

Esta ecuación, arroja la ubicación mínima del conductor de guarda, sobre los conductores de fase más elevados, para asegurar una protección contra descargas atmosféricas. En el software de diseño asistido, se requiere del usuario el valor L .

Se aconseja que este cálculo sea tenido en cuenta para locaciones con un nivel isocerámico igual o superior a 70, de manera que se cumpla con la tabla 10 [ESSA, 2005].

Tabla 10. Salida máxima de líneas

Nivel de tensión (kV)	Número de salidas
34,5	11
13,2	15

Fuente: [ESSA, 2005]

4 MALLA A TIERRA

En los sistemas de potencia es muy común que ocurran fallas, durante las cuales pueden circular corrientes del orden de kiloamperios, que retornan por medio de la tierra a la misma; es por esto que es necesaria una buena conexión a tierra en la subestación.

Las puestas a tierras se encuentran normalizadas, según el **Artículo 15º, Puestas a Tierras**, del RETIE.

4.1 CONTACTO CON SUPERFICIES A DIFERENTE POTENCIAL

Las tensiones de paso y de contacto, son las diferencias de potencial máximos que pueden presentarse entre una mano y un pie o entre los dos pies, bajo cualquier condición dentro de la subestación.

Para su cálculo se siguen las siguientes recomendaciones:

- Las resistencias de contacto de la mano y del pie son despreciables, mientras que la del suelo inmediatamente debajo del área de contacto del pie, es considerada significativa.
- Para el cuerpo humano, se estima un valor de resistencia total de 2300Ω entre manos y 1100Ω de mano a pie, en ambos casos se usa 1000Ω como un valor razonable, que brinda seguridad.

4.1.1 Tensión de paso

La diferencia de potencial, que durante una falla se presenta entre dos puntos de la superficie del terreno, separados por una distancia de un paso (aproximadamente de 1 m) [RETIE].

4.1.2 Tensión de contacto

Diferencia de potencial, que durante una falla se presenta entre una estructura metálica y un punto de la superficie del terreno a una distancia de un metro; esta distancia horizontal es equivalente a la máxima, que se puede alcanzar al extender un brazo [RETIE].

Para mayor información se recomienda al lector dirigirse a [IEEE 80-2000]

4.2 ELEMENTOS DE LA RED A TIERRA

4.2.1 Conductores

En los sistemas de tierra, los conductores de puesta a tierra, para baja tensión más utilizados son cables de cobre; que dependen del tipo de acometida, ya sea subterránea o aérea; por lo general superiores a 4/0 y 2/0 AWG respectivamente. El cobre se utiliza por su mejor conductividad, tanto térmica como eléctrica y uno de los puntos principales de su selección, es que es muy resistente a la corrosión, esto se debe a que es catódico, respecto a otros materiales que puedan ser enterrados cerca.

4.2.2 Electrodo

Son las varillas que se clavan en terrenos más o menos blandos, que sirven para encontrar zonas más húmedas y por lo tanto con menor resistividad eléctrica; son especialmente importantes en terrenos desprotegidos de vegetación y cuya superficie, al quedar expuesta a los rayos del sol, está completamente seca.

Los electrodos pueden fabricarse con tubos o varillas de acero galvanizado, o bien, con varillas de Copperweld; en el caso del acero galvanizado, se puede usar en terrenos cuya constitución química no ataque a dicho material. En terrenos cuyas componentes son más corrosivas, se utiliza el Copperweld, que consiste en una varilla de acero recubierta con una lámina de cobre; este material combina las ventajas de alta conductividad del cobre, con la alta resistencia mecánica del hierro; tiene buena conductividad, excelente resistencia a la corrosión, buena resistencia mecánica para ser clavada en el terreno y se puede conectar a los cables de la red de tierras a través de los conectores.

4.2.3 Conectores y accesorios

Sirven para unir a la red de tierras, los electrodos profundos, las estructuras, los neutros de los bancos de transformadores, etc.

Los principales tipos de conectores utilizados son:

- *Conectores atornillados:* Se fabrican con bronce de alto contenido de cobre, formando dos piezas que se unen por medio de tornillos cuyo material está formado por bronce al silicio, que les da alta resistencia mecánica y a la corrosión; el

bronce se utiliza, por ser un material no magnético, esto proporciona una conducción segura para las descargas atmosféricas, que son de alta frecuencia.

- Conectores a presión: Son más económicos que los atornillados y dan mayor garantía de buen contacto.
- Conectores soldados: También llamados (Cadweld), son los más económicos y seguros por lo que se usan con mucha frecuencia.

Ya con los límites tolerables de tensión fijados, el siguiente paso es el diseño y la construcción del sistema de tierra, para esto es necesario tener en cuenta algunos factores:

4.2.4 Características del terreno

Las características del suelo, se determinan normalmente, con la obtención de muestras hasta una profundidad razonable, que pueda permitir juzgar la homogeneidad y las condiciones de humedad o nivel de aguas freáticas. Para determinar la resistividad eléctrica es conveniente hacer mediciones con métodos y aparatos aceptados para estos fines; las mediciones deben incluir datos sobre temperatura y condiciones de humedad en el momento de efectuarlas, tipo de terreno, profundidad de la medición y concentraciones de sales en el suelo. La tabla 11, da una idea de los valores medidos de la resistividad:

Tabla 11. Resistividades medias del Terreno

Tipo de terreno	Resistividad (Ω)
Tierra orgánica mojada	10
Tierra húmeda	10^2
Tierra seca	10^3
Roca sólida	10^4

Fuente: [Raúll, 1992]

El contenido de sales, ácidos o álcalis, afecta en forma muy apreciable la resistividad.

La humedad juega un papel importante, ya que la resistividad depende fuertemente del contenido de esta; cuando se reduce abajo del 22% por peso, la resistividad crece bruscamente; en este caso, se impone el uso de varillas verticales de suficiente longitud, para llegar a las capas de mayor humedad e instalar las mallas del sistema de

tierras a mayores profundidades, a efecto de que queden en contacto con la tierra húmeda.

La grava o roca triturada colocada en la superficie, ayuda tanto a evitar la evaporación del agua, como a reducir la magnitud de los choques eléctricos, dada su alta resistividad.

La temperatura también ejerce una influencia apreciable sobre la resistividad del terreno, a menos de 0°C, la resistividad crece bruscamente y a mayores temperaturas decrece, excepto al llegar al punto de ebullición del agua que rodea al electrodo, por el cual pasa una corriente muy intensa, resultando entonces, resistividades elevadas, debido a la evaporación de la humedad.

4.2.5 Corrientes máximas de cortocircuito a tierra

Para determinar el valor correcto de la corriente de falla a tierra, utilizada en el cálculo del sistema de tierras, se necesita:

- Determinar el tipo de falla posible a tierra, que produzca el máximo flujo de corriente entre la malla del sistema de tierras y la tierra adyacente, a su vez su mayor elevación de potencial y mayores gradientes locales en el área de la subestación.
- Determinar por cómputo o por analizadores, el máximo valor efectivo de la corriente simétrica de falla a tierra ($I_f \approx 3I_0$), entre la malla de tierras y la tierra circundante en el instante de iniciarse la falla.

4.2.6 Tipos de fallas a tierra

Se presentan dos tipos principalmente:

- Falla monofásica a tierra: es originada por las descargas atmosféricas, o por los conductores, al hacer contacto con las estructuras aterrizadas.
- Falla bifásica a tierra: es ocasionada por la unión entre dos fases y tierra.
- Falla trifásica a tierra: es provocada por la unión entre las fases y tierra.
- Falla línea a línea: se produce por la unión entre dos fases.

4.2.7 Componente simétrica de la corriente a tierra, en el instante de la iniciación de la falla.

Es el valor rms de la corriente de falla simétrica de secuencia cero; se considera la peor corriente de falla a tierra.

4.2.8 Resistencia de la red de tierra

En la mayoría de los casos basta con calcular la corriente de falla a tierra despreciando las resistencias; sin embargo, pueden presentarse casos en donde la resistencia predicha del sistema de tierras, sea muy alta, comparada con la reactancia del sistema, que obligue, a tomarla en cuenta. La resistencia de la malla, depende del área del sistema de tierra, la resistividad del terreno, el espaciamiento entre conductores de la malla y el material del conductor.

4.2.9 Impedancia de secuencia del sistema en general

Se puede determinar por medio de las impedancias de secuencia cero, positiva y negativa del sistema, hasta el punto de conexión de la subestación; al igual que de la potencia y corriente de corto circuito en el mismo punto. Estos valores son brindados por la empresa eléctrica de la zona.

4.2.10 Conductor de puesta a tierra de media tensión

Se determina a partir de la corriente de falla simétrica de secuencia cero, el tiempo de duración y la localización de la falla; estos valores son determinados por medio de la simulación previa de las posibles fallas presentes en el sistema. En este punto es necesario resaltar la importancia de la duración de la falla, pues esta directamente relacionada con la tensión de contacto; para mayor información referirse al RETIE. Este conductor realiza la conexión entre los pararrayos, crucetas, tierra del transformador y el electrodo de puesta a tierra.

4.2.11 Conductor de puesta a tierra de baja tensión

Según la ESSA, el calibre mínimo permitido para el conductor de puesta a tierra, se escoge, dependiendo del tipo de acometida

(subterránea o aérea) y el conductor de la misma de baja tensión; para mayor información ver tabla 11, anexo A.

Con este conductor se realiza la conexión a la malla a tierra, de cualquier equipo en baja tensión, que lo requiera.

5 SIMULACIÓN EN ATP.

En este capítulo se muestran las simulaciones que se realizaron con el fin de modelar y observar el comportamiento del sistema acoplado (el SICP, el sistema de alimentación y el pozo petrolero modelado como carga). Estas simulaciones van acompañadas de sus respectivas explicaciones, de manera que cualquier futura modificación que se realice en el sistema, pueda ser realizada de la misma manera que el sistema actual.

Para el programa de diseño asistido, es necesario realizar la simulación de las fallas, explicadas en todos los puntos de interconexión del sistema de potencia, ya que en dicho diseño, se pide como dato de entrada, la ubicación de la falla mas desfavorable en corriente, observada en todas las simulaciones y la magnitud de dicha falla.

El software en el que se implementaron las simulaciones fue escogido por dos razones:

- Es un programa, que permite visualizar los cambios en las ondas de tensión y corriente, cuando ocurren fallas en las líneas; al mismo tiempo, que facilita enormemente, el modelado de elementos de sistemas de potencia, tales como líneas de transmisión aéreas, subterráneas, transformadores trifásicos, fuentes generadoras, elementos de electrónica de potencia, tales como diodos, interruptores, fuentes de impulso, al igual que todas las posibles fallas, contempladas en los sistemas de potencia.
- Es un software libre, por lo cual el lector puede tener acceso a los instaladores y siguiendo los pasos que se describen en este capítulo, podrá constatar por sí mismo, el funcionamiento del sistema, así como los cambios que se ocasionen, por cambios en las consideraciones del diseño.

Por las razones anteriormente mencionadas, el software ATP (Alternative Transients Program), es el seleccionado para cumplir con la función de plataforma, para el montaje del sistema total y su simulación.

A continuación, se muestra paso por paso, el montaje de todos los elementos, que se tuvieron en cuenta, para la formación del sistema completo, así como la explicación, de cómo montar estos elementos en ATP.

5.1 MONTAJE DEL CIRCUITO

5.1.1 Fuente de Tensión Trifásica

Este elemento, representa la subestación de paso, que alimenta la línea de 13,2 kV, a la que va a ser acoplada el ramal, que alimentara nuestra subestación; su tensión de línea-línea, es modificada a 13,2 kV, frecuencia de 60 Hz y es aconsejable establecer el tiempo de inicio en menos un segundo (-1 s); de esta manera, poder establecer, una condición de funcionamiento del sistema de transmisión, previo al inicio del funcionamiento del SICP.

Con estos datos, el software establece tres fases, cada una con la tensión línea-línea deseada y cada una con un desfase de 120° con respecto a las otras. La figura 8, muestra el tablero general de datos de dicha fuente.

Figura 8. Consola de programación de fuente de tensión

DATA	VALUE
U/l	0
Amp.	13200
f	60
pha	0
A1	0
Tstart	-1
Tstop	1

NODE	PHASE	NAME
AC3	ABC	

Group No: 0 Label: U

Comment:

Hide
 Lock

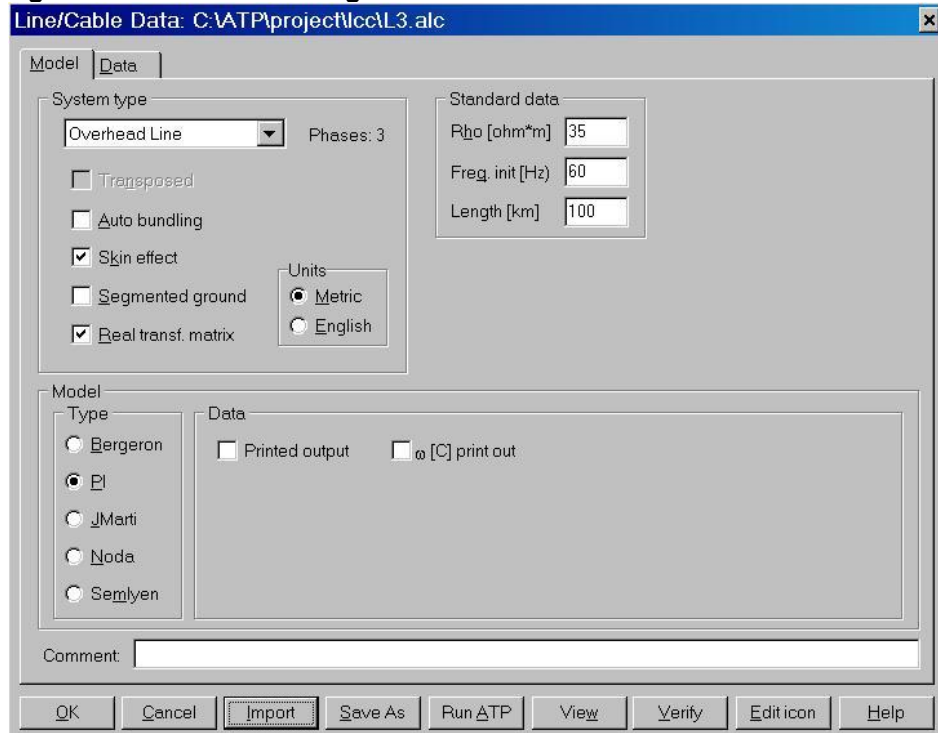
OK Cancel Help

Fuente: Autores

5.1.2 Línea Aérea

Este elemento es simulado en ATP, gracias al elemento integrado LCC, que permite con gran facilidad, calcular los datos de una línea trifásica de transmisión, con solo los datos de su geometría, cable conductor y longitud. Esta primera línea simulada, tiene los siguientes datos, que se muestran en la figura 9:

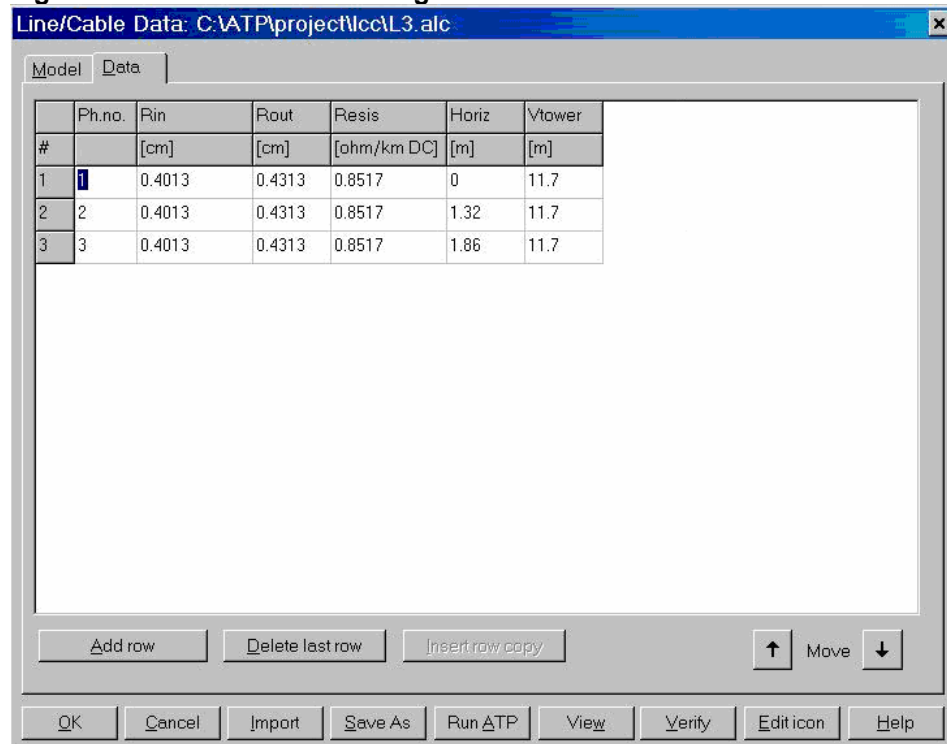
Figura 9. Consola de configuración elemento LCC



Fuente: Autores

Para modelar una línea aérea, se debe escoger "Overhead Line", se añade el efecto piel (Skin effect), para hacer más precisa la simulación y se recomienda utilizar una matriz de transformación real (Real Transf. Matriz), para simular los efectos transitorios (fallas); en el tipo de modelo, es usado el modelo Pi. Se introduce en Rho el valor de la resistividad del terreno por donde pasa la línea, en ohms por metro, la frecuencia a la que se va a trabajar y la longitud de la línea. El valor de 100 Km, se asume, debido a que no se tiene información, de un lugar exacto donde este proyecto será implementado, por lo tanto, el usuario, que desee hacer un cálculo más preciso, deberá tener este dato, para incluirlo en esta casilla. Las unidades de los datos se escogen a voluntad, se escoge el sistema métrico.

Figura 10. Consola dos de configuración LCC



Fuente: Autores

La figura 10, muestra la ventana Data, que incluye los datos correspondientes a la configuración geométrica del conductor, así como los valores propios del conductor.

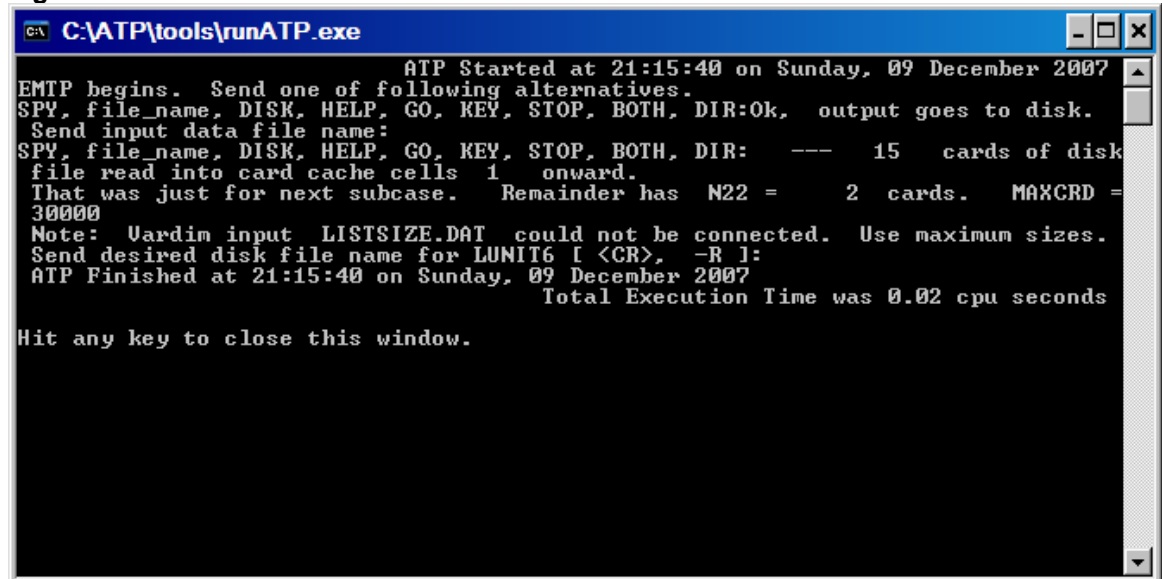
Donde se tiene:

- Ph. No.: Numero de fase del conductor.
- Rin: Radio interno del conductor (solo disponible si se eligió tener en cuenta el efecto piel).
- Rout: Radio externo del conductor.
- Resis: Resistencia del conductor, dada en ohmios por unidad de longitud en DC (si se eligió tener en cuenta el efecto piel), o en AC a la frecuencia dada (si se escogió NO tener en cuenta el efecto piel).
- Horiz: Es la distancia horizontal, del centro del conductor, a una referencia seleccionable por el usuario.
- Vtower: Altura vertical del conductor.

Ingresados los datos al programa se debe hacer click en "Save As", para que el programa guarde este tipo de configuración en un archivo, el cual es posible llamarlo en otras simulaciones, si la configuración de la línea es la misma y los datos de distancias, separaciones y tipo de conductor cambian; para así, ahorrar trabajo al momento de incluir todos los elementos de nuevo. Hecho esto, el

programa ejecuta los comandos propios del modelo LCC y calcula, todas las variables necesarias, para realizar la simulación que se desea lograr, como se muestra en la figura 11. La figura 12, permite ver la confirmación del programa al realizar dichos cálculos.

Figura 11. Calculo de datos internos del conductor

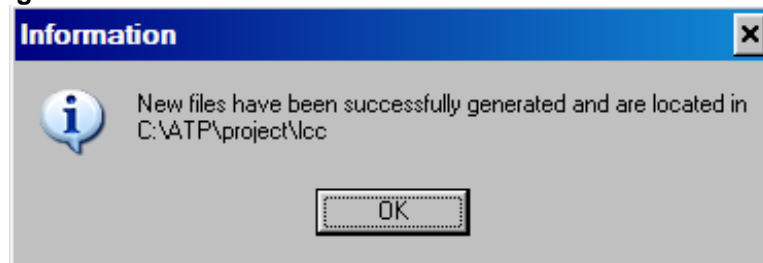


```
C:\ATP\tools\runATP.exe
ATP Started at 21:15:40 on Sunday, 09 December 2007
EMTP begins. Send one of following alternatives.
SPY, file_name, DISK, HELP, GO, KEY, STOP, BOTH, DIR:Ok, output goes to disk.
Send input data file name:
SPY, file_name, DISK, HELP, GO, KEY, STOP, BOTH, DIR: --- 15 cards of disk
file read into card cache cells 1 onward.
That was just for next subcase. Remainder has N22 = 2 cards. MAXCRD =
30000
Note: Uardim input LISTSIZE.DAT could not be connected. Use maximum sizes.
Send desired disk file name for LUMI16 I <CR>, -R I:
ATP Finished at 21:15:40 on Sunday, 09 December 2007
Total Execution Time was 0.02 cpu seconds

Hit any key to close this window.
```

Fuente: Autores

Figura 12. Confirmación de los cálculos internos del conductor



Fuente: Autores

5.1.3 Transformador de Potencia

Este importante elemento, está bastante bien parametrizado en ATP, donde se puede encontrar varios tipos de transformador, lo que hace las simulaciones, lo más reales posibles; el transformador se diseña para que sea trifásico, de conexión Δ -Y y con el neutro conectado a tierra.

Este tipo de datos, se puede insertar al usar el modelo "Standard Component", llamado "Trady_3", que simula un transformador trifásico, con las bobinas en conexión Δ -Y y con la posibilidad de

conectar como se desee, el neutro del secundario. La figura 13, muestra el tablero general del elemento.

Figura 13. Consola de programación del transformador

DATA	VALUE
Io	1
Fo	1E-5
Rmag	1000000
Rp	1
Lp	1
Vrp	13200
Rs	1
Ls	1

NODE	PHASE	NAME
P	ABC	
S	ABC	
SG	1	

Group No: 0 Label:

Comment:

Output: Hide Lock

OK Cancel Help

Fuente: Autores

En este elemento, se tienen los siguientes valores para la simulación:

- 1) Io: Corriente que pasa por la rama de magnetización, en estado estable.
- 2) Fo: Flujo en la rama de magnetización en estado estable; el par Io y Fo, determinan la inductancia de la rama de magnetización en estado estable.
- 3) Rmag: Resistencia en la rama de magnetización.
- 4) Rp: Resistencia del devanado primario.
- 5) Lp: Inductancia del devanado primario.
- 6) Vrp: Tensión en el devanado primario.
- 7) Rs: Resistencia en el devanado secundario.
- 8) Ls Inductancia en el devanado secundario.
- 9) Vrs: Tensión en el devanado secundario.
- 10) LAG: -30 es secuencia **abc**, 30 es secuencia **acb**.

- 11) RMS: 0, para ingresar características de flujo y corriente, 1, para ingresar corriente y tensión RMS; estos datos los utiliza ATP, para realizar un cálculo de saturación.

Como se constata en la figura 13, los valores ingresados, corresponden a los datos usados, para iniciar el programa en primera instancia; los datos de resistencia e inductancia son supuestos, y proceden de valores nominales, en transformadores, del tipo que se esta simulando.

De este punto en adelante, se deja el sistema de potencia, para entrar en el interior del SICP y en la simulación de la topología de su circuito; la cual, unida a ciertos ajustes, genera los efectos producidos por el SICP en el pozo petrolero y en el sistema de potencia.

5.1.4 Diodo (Puente Rectificador)

Este elemento es simulado en ATP, gracias al menú "Switches" y el nombre del elemento es "Diode (Type 11)"; este elemento, no tiene mayor complejidad al programar, se mantienen los valores predeterminados y funciona como se espera; esto se ve en la figura 14; sin embargo, ATP no permite la correcta simulación, sin el acople de una red Snubber.

Figura 14. Consola de programación diodo

DATA	VALUE
Vig	0
Ihold	0
Tdeion	0
CLOSED	0

NODE	PHASE	NAME
ANO	1	
CAT	1	

Group No: 0 Label:

Comment:

Output: Hide
 Lock

OK Cancel Help

Fuente: Autores

5.1.5 Red Snubber

Para la simulación de la red snubber, se usa el menú "Branch Linear", con el nombre de "RLC"; es el equivalente a una resistencia, una inductancia y una capacitancia en serie. Su utilidad es establecer una protección al elemento al que esta en paralelo, en este caso el Diodo; su programación es simple, basta con establecer los valores en las respectivas casillas; como se muestra en la figura 15, alta resistencia, alta inductancia y baja capacitancia, para así simular una alta resistividad y asegurarse de que por esta red, no pase corriente.

Figura 15. Consola de programación RLC

DATA	VALUE
R	1000
L	0
C	0

NODE	PHASE	NAME
From	1	X0174
To	1	X0045

Group No: 0 Label:

Comment:

Output: Hide Lock \$Vintage,1

Fuente: Autores

5.1.6 Capacitor (Filtro de Rizado)

El capacitor a la salida del puente rectificador, elimina el rizo que produce dicho puente, transformando definitivamente, la forma alterna de la onda a una forma continua; se simula con en el menú "Branches" y con el nombre "Capacitor". Su programación es bastante sencilla, se ingresa el valor de la capacitancia deseada y se cierra el cuadro de dialogo, como se ve en la figura 16; este caso en especial, ve la necesidad de realizar, una separación del capacitor general, en dos capacitores en serie y en el nodo de unión de ellos, dar un valor de tensión de 0 Volts (tierra), de manera que el SICP tenga su propia referencia interna, para su correcta simulación.

Figura 16. Consola de programación capacitor

The dialog box 'Component: Cap_Rs.sup' contains the following configuration details:

DATA	VALUE	NODE	PHASE	NAME
C	1000	From	1	
Ks	0	To	1	

Additional fields and options include:

- Group No: 0
- Label: (empty)
- Comment: (empty)
- Output: 0 - No
- Hide:
- Lock:
- \$Vintage.1:

Fuente: Autores

En esta instancia, la simulación requiere de elementos anteriormente mencionados, (diodo y red snubber) o de elementos de excesiva

simpleza al programar (resistencia), y por lo tanto no se explican con detalle. Sin embargo, existe solo un elemento, que no se ha mencionado y que juega un papel fundamental, en la simulación del SICP.

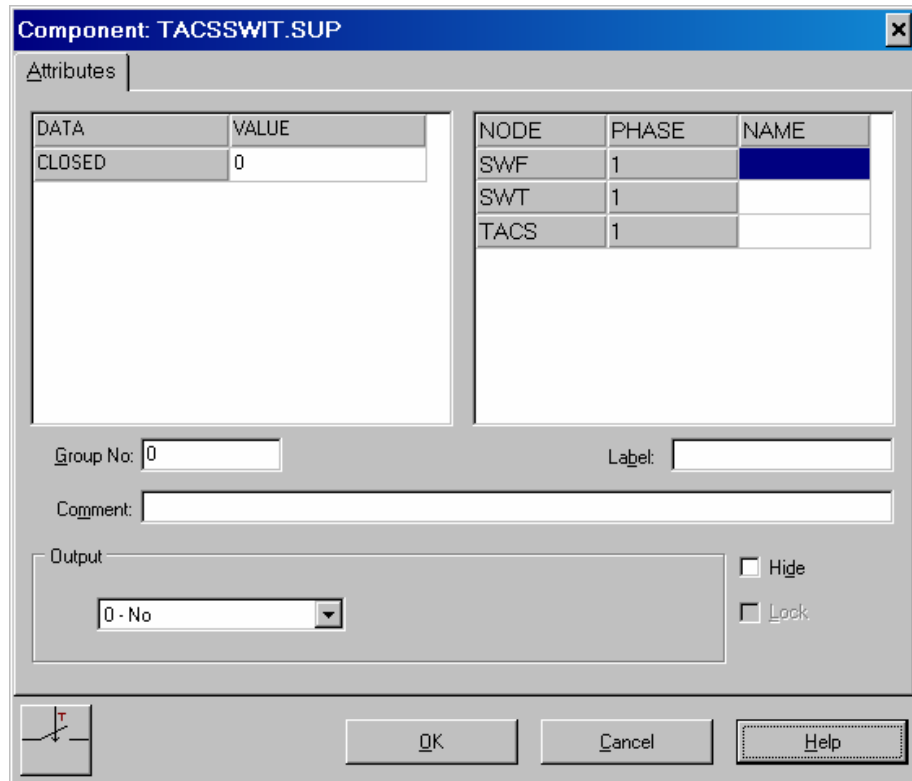
5.1.7 Interruptor controlado por Señal

Este elemento es fundamental, en el proceso de simulación, ya que con él y la ayuda de una fuente de impulsos programable (ítem 5.1.8), se puede transformar la onda de tensión continua de entrada, en una señal alterna con la frecuencia que se desee; este proceso, comparado con la verdadera funcionalidad del SICP que utiliza elementos de control avanzados, se ve limitado por los elementos que se pueden simular en ATP.

El SICP, en su modulo de control, decide si la señal que se inyecta al pozo es triangular, senoidal, cuadrada o diente de sierra; además de su amplitud y frecuencia. Como se ve, el SICP tiene un rango de posibilidades que no se puede simular en ATP; es por esto que se efectúa un cambio de frecuencia y un cambio en la forma de la señal, y se realiza la simulación; la variación de la amplitud se da como efecto secundario por los procesos que se le aplican a la señal, mas no por intención directa.

Este interruptor es simulado en ATP, gracias al menú "Switches" y la opción "TACS switch", que proporciona un interruptor bastante sencillo de modificar y operar; basta con cambiar su estado a abierto y conectarle un generador de señales, para que se active cada vez que llegue la señal. Su programación solo contiene la posibilidad de cambiar el estado inicial en "CLOSED", donde un cero significa "abierto en estado inicial" y uno significa "cerrado en estado inicial", como se aprecia en la figura 17.

Figura 17. Consola de configuración Interruptor



Fuente: Autores

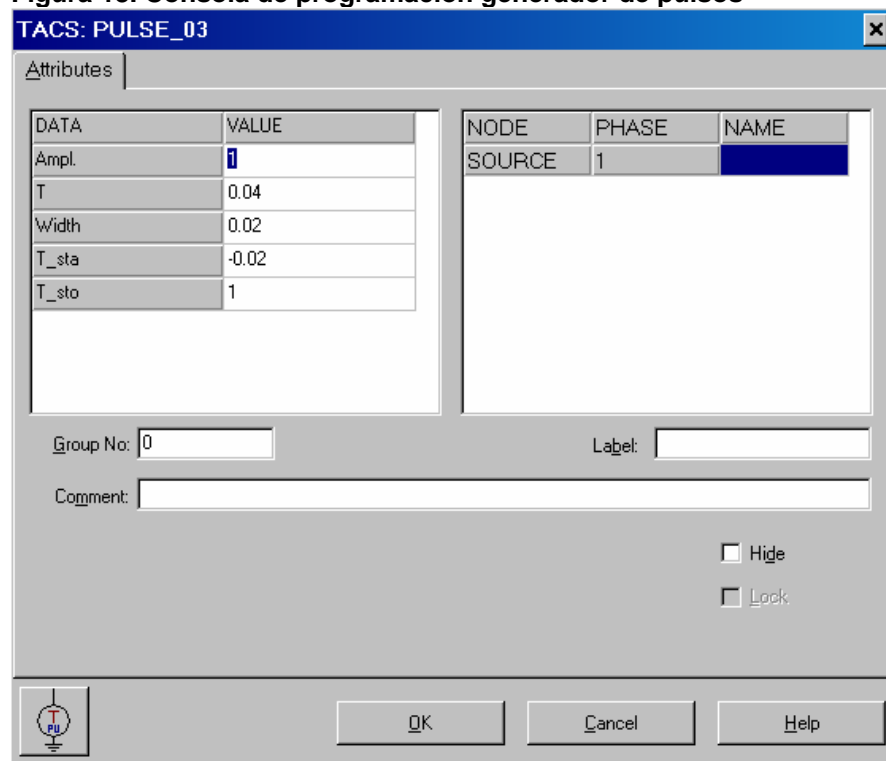
El circuito inversor monofásico se basa en el expuesto en [Rouco,], el cual sugiere la disposición de red Snubber, diodos e interruptores controlados por señal.

5.1.8 Generador de Pulsos

Este elemento, es el que acciona los interruptores, de manera que se simula la obturación, dada por los diodos en el SICP; para que esta simulación sea bastante aproximada, se conectan las dos fuentes generadoras, en los interruptores opuestos, para generar así la onda senoidal a la salida.

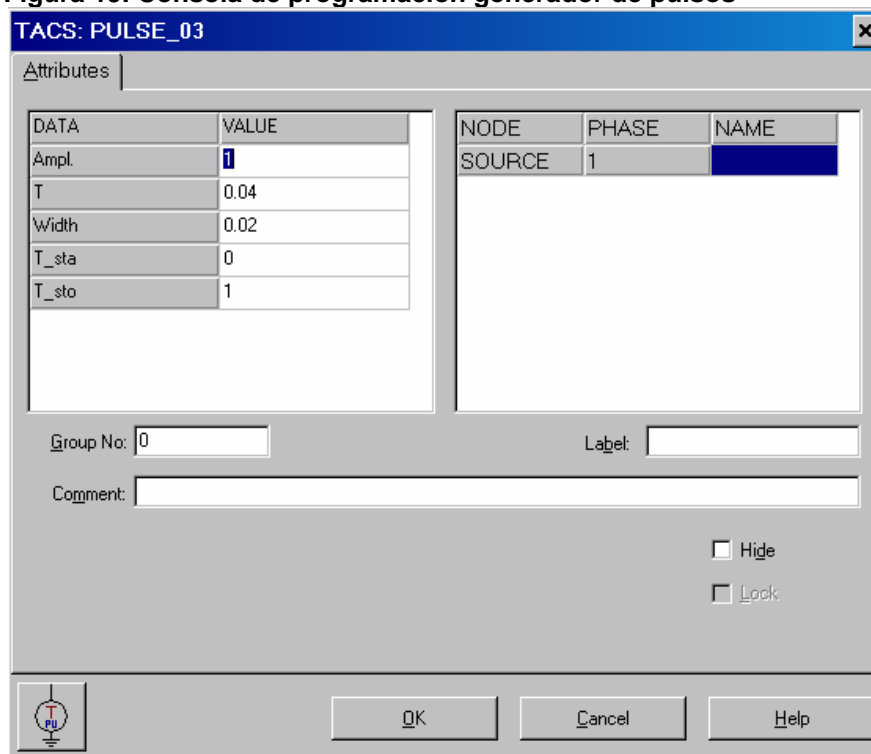
La simulación de dicho elemento, esta dada gracias al menú "TACS", en el submenú "Sources" y el elemento "Pulse - 23", que facilita la generación de un pulso, de un valor predeterminado con una frecuencia dada, una amplitud, además de un inicio y un final ajustables a la necesidad. Estos valores se ingresan en la pantalla de programación, como se muestra en la figura 18.

Figura 18. Consola de programación generador de pulsos



Fuente: Autores

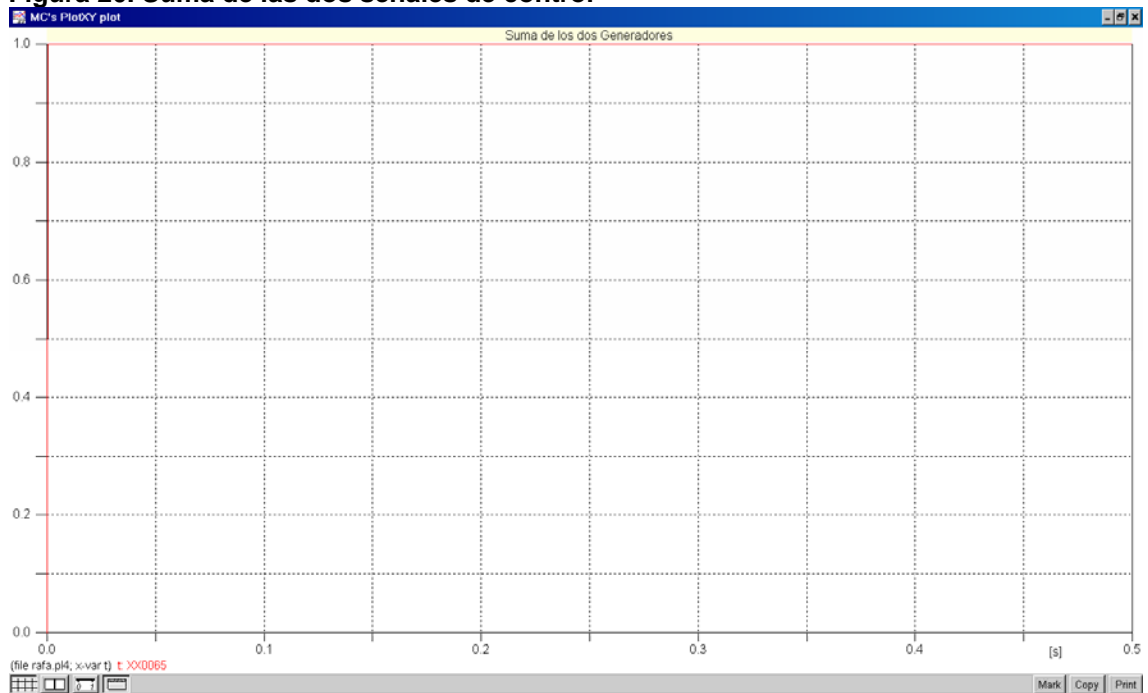
Figura 19. Consola de programación generador de pulsos



Fuente: Autores

La amplitud, se mantiene con un valor unitario, para simular un escalón, el periodo, denotado por "T", se cambio a 0.04 segundos, que equivalen a 50 Hz y un ancho de banda de 0.02 segundos. En cuanto a los tiempos de inicio y terminación, se intercalaron los tiempos de modo que solo se active, uno como se muestra en las figuras 18 y 19. En la figura 20, se puede apreciar la superposición de las dos señales, lograda gracias a un sumador, que ingresa las dos señales.

Figura 20. Suma de las dos señales de control



Fuente: Autores

En la figura 20, se pueden observar dos características:

- La suma de las dos señales, es un perfecto escalón, desde cero hasta el infinito, lo cual confirma, la correcta ejecución de los datos entrados con anterioridad; estas señales alimentan los interruptores controlando su obturación.
- Los interruptores no se traslapan, ya que la señal esta perfectamente acotada en sus límites.

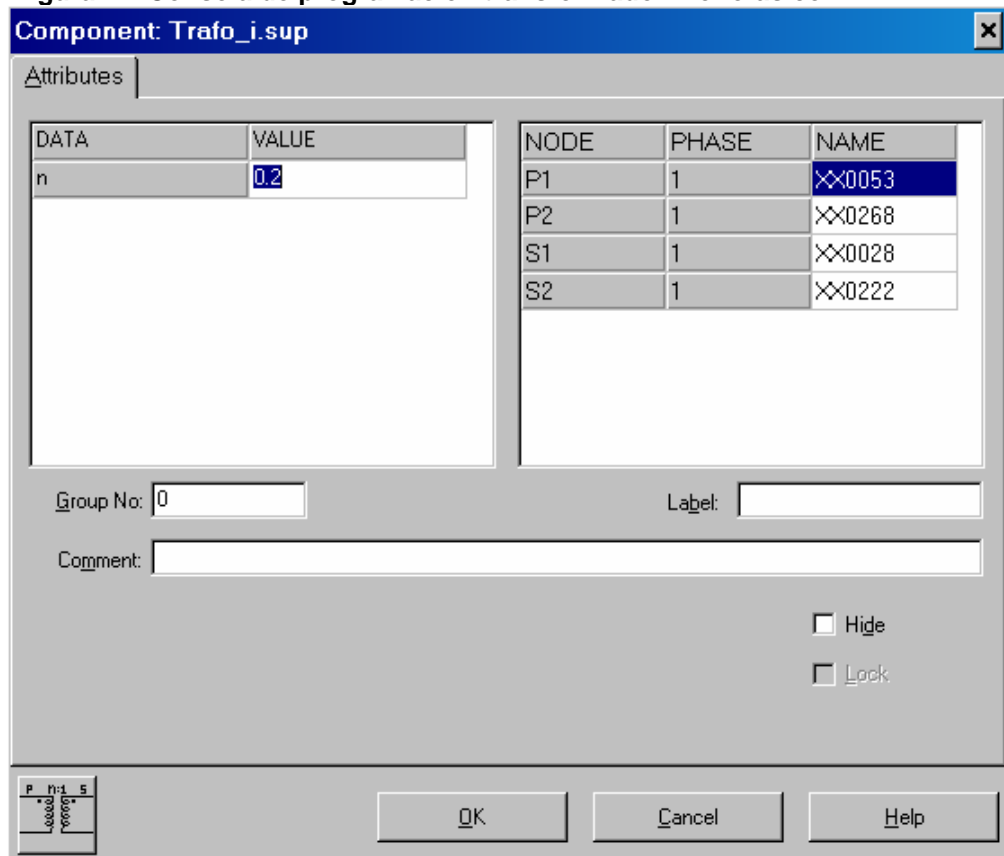
De esta manera, la señal es cambiada de amplitud y frecuencia, lo que genera una señal completamente diferente, de este punto en adelante, la simulación se aleja del SICP y entra en el pozo petrolero modelado como una impedancia, pasando antes por un transformador, que reduce la tensión y eleva la corriente.

5.1.9 Transformador Reductor

Cumple la función, de reducir la tensión y elevar la corriente a la entrada del pozo; esto se hace con la intención, de simular con la mayor precisión, las condiciones del pozo, en el cual este elemento esta presente; la razón de este aumento de corriente, es debido, a que a altas corrientes, el efecto de calentamiento es mayor, lo que se traduce en mayor efectividad.

Se simula gracias, al menú “Transformers” y la selección “Ideal 1 phase”, de esta manera se ingresa un transformador monofásico ideal, que transfiere la energía sin pérdidas y al cual se le puede modificar la relación de transformación “n”. Como se muestra en la figura 21, el elemento está dispuesto, para que aumente la tensión de salida, por lo cual la relación de transformación, es de valor menor que la unidad.

Figura 21. Consola de programación transformador monofásico



Fuente: Autores

5.1.10 Impedancia del Pozo

La carga impuesta a la salida del transformador, es un sistema de tres modelos pi en cascada, que simulan al pozo como impedancia eléctrica y sus datos se obtienen de [Peña,2007], donde se puede observar la resistencia, inductancia, admitancia y capacitancia necesarios; estas son medidas promedio de un pozo de aproximadamente 1 km de profundidad; buen ejemplo del pozo al cual se le instalaría el SICP.

5.1.11 Probadores

En todo el circuito se utilizan lectores de señales de corriente y de tensión, estos se pueden hallar en el menú "Probes & 3-phase" y se pueden seleccionar de tensión y de corriente; presionando un click derecho, en cada elemento, se puede configurar, para que registre las tres fases, de esta manera se constato el funcionamiento, de la simulación y sus resultados pueden ser registrados.

Esto concluye, con el montaje del circuito para la simulación del sistema de potencia, el SICP y el pozo modelado como impedancia eléctrica. A continuación, se explica la manera de simular las diferentes fallas, que pueden ocurrir en un sistema de potencia.

5.1.12 Fallador

El fallador, nos ayuda a simular cualquier tipo de falla, que se puede presentar en las líneas de transmisión eléctrica, que se interconectan a través de todos los elementos, que se mostraron con anterioridad. Su montaje en el circuito es bastante intuitivo, simplemente se ajusta su salida a cualquier punto del circuito, que posea una línea de conexión trifásica y se procede a programar su accionamiento, en su consola de programación, como se muestra en la figura 22.

Figura 22. Consola de programación fallador

DATA	VALUE
T-cl_C	2
T-op_C	2
T-cl_B	2
T-op_B	2
T-cl_A	2
T-op_A	2
T-cl_G	2
T-op_G	2

NODE	PHASE	NAME
SWF_A	A	
SWF_B	B	
SWF_C	C	

Group No: 0 Label:

Comment:

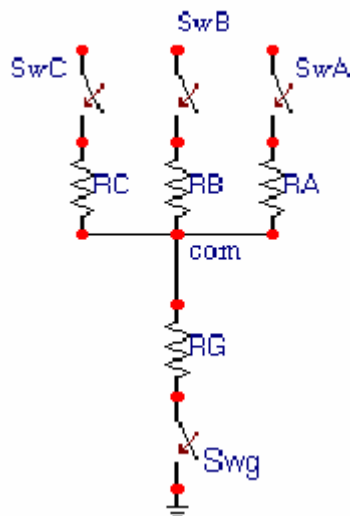
Hide
 Lock

OK Cancel Help

Fuente: Autores

Dentro de esta consola, se observan 8 entradas de tiempo nombradas "cl" y "op", con diferentes designaciones y finalmente cuatro entradas, para valores de resistencia; estos tiempos y valores se entienden mejor al ver el circuito interno del fallador.

Figura 23. Circuito interno del fallador



Fuente: Autores

La figura 23, muestra cuatro interruptores, tres para cada fase y uno para la resistencia a tierra; los valores de tiempos "op" y "cl" son a los que los interruptores se abren y se cierran respectivamente, así como los valores de las resistencias, corresponden a las cuatro resistencias mostradas en la figura.

Teniendo claro este circuito, es fácil realizar, cualquiera de las tres fallas importantes, en un sistema de potencia, que se explican a continuación:

1. *Falla Fase-Tierra:* Esta falla, se configura, al seleccionar cualquiera de los interruptores de fase, se ingresa en su respectivo tiempo de "cerrado", un valor que se encuentre dentro del rango de la simulación, y este mismo valor se ingresa para el interruptor de la resistencia a tierra, de esta manera se cierra el circuito de fase a tierra y se procede a simular, para observar los datos arrojados. Se ingresan en las demás casillas, valores fuera del rango de simulación, para evitar conflictos.
2. *Falla Fase-Fase-Tierra:* De la misma manera que se programa la falla fase-tierra, se selecciona otra fase y se ingresa el mismo valor de "cierre" que los interruptores programados; de esta manera se configura el circuito de las dos fases en corto con tierra. Los demás valores de tiempo, se ingresan fuera de los rangos de la simulación, para evitar conflictos.
3. *Falla Trifásica a Tierra:* Esta falla, sigue el mismo lineamiento que las anteriores, se ajustan los tres interruptores de las fases

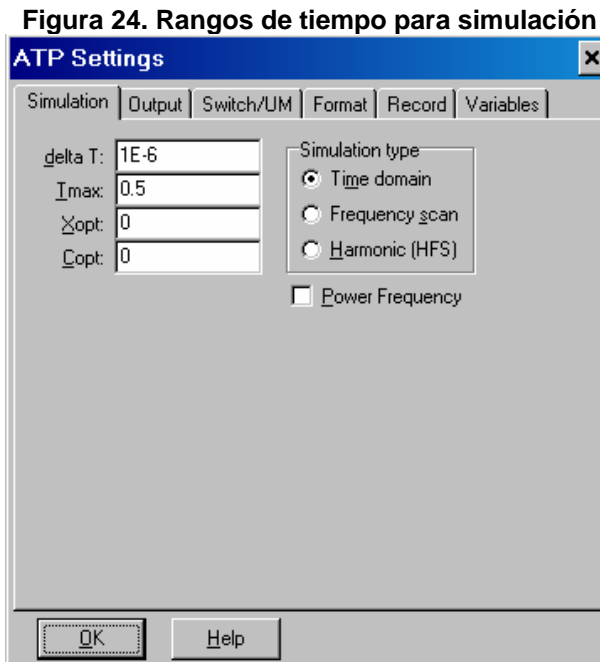
en corto, con la resistencia a tierra, utilizando el mismo valor de cierre para todos los interruptores; de esta manera se puede simular, la falla trifásica a tierra.

4. *Falla Fase-Fase*: Su configuración, es similar a las anteriores a diferencia, del interruptor que conecta la resistencia de tierra, el cual siempre permanece abierto en todo el rango de la simulación. Los demás valores se dejan por fuera del rango de la simulación, para evitar conflictos.

Es prudente, tener en cuenta, que al configurar las resistencias que no se van a utilizar, los interruptores que las controlan, tengan valores de tiempo por fuera del rango de la simulación y así no interfieran con ella.

5.2 CONSIDERACIONES ESPECIALES

Una vez se tenga todo el circuito montado y listo para simular, es prudente realizar algunos ajustes, a los rangos de simulación, de manera que se puedan apreciar los diferentes estados del sistema de potencia interconectado, teniendo o no en cuenta las fallas.



Fuente: Autores

En la figura 24, se muestra un rango de tiempo que se puede considerar, prudente para observar cambios y valores importantes en los espectros de corriente y tensión, así como sus frecuencias y magnitudes; así mismo se recomienda utilizar un tiempo de muestreo (delta T), del orden de los micro-segundos, con el fin de no obviar

sucesos de tiempos pequeños; el uso de un tiempo de muestreo más pequeño, muestra resultados mas detallados, pero resulta en un análisis más retardado.

En general, se aconseja que se revisen las conexiones, tanto trifásicas como monofásicas, para evitar contactos no contemplados y que puedan resultar en datos irreales.

6 MANUAL DEL USUARIO

6.1 INTRODUCCIÓN AL MANUAL

Por medio de la herramienta Matlab, se crea un software llamado: "Metodología para el diseño de una subestación eléctrica"; el cual realiza los cálculos pertinentes para el diseño y especificación de un sistema de alimentación, protección y seguridad eléctrica, del equipo necesario, para el calentamiento del petróleo en un yacimiento. El programa, aplica todas las técnicas de diseño requeridas y suministra, una guía para la correcta implementación de dicha idea, a cualquier yacimiento.

El objetivo principal del software, es proveer asistencia, en el diseño de una subestación, con cada una de sus especificaciones; facilita el trabajo, al momento de realizar los cálculos y aplicar criterios, a los parámetros necesarios. Para la correcta ejecución del programa, este trabajo de grado, presenta un manual de usuario, en el cual se exponen las variables necesarias.

NOTA: Para realizar un correcto diseño, es necesario tener los resultados de la simulación en ATP; puesto que son datos de entrada del software en matlab. Para más detalles, referirse al numeral 5.

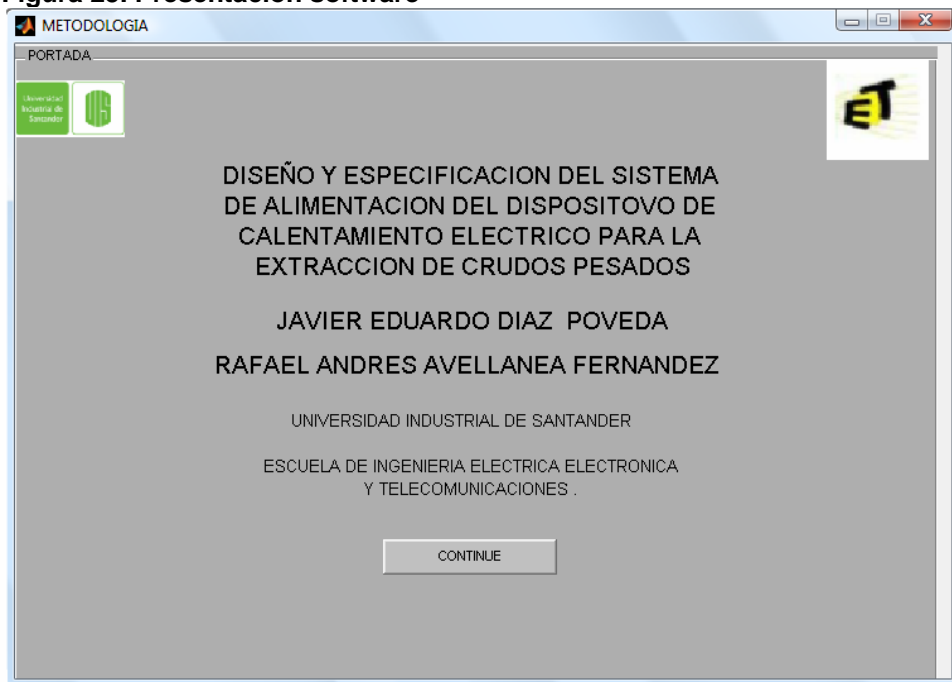
6.2 PASOS DEL PROGRAMA

Para la implementación del programa, se requiere un PC con sistema operativo Windows XP Service Pack 2 o Windows Vista, también es requerido *Matlab7*[®] o superior.

Nota: Verificar la ubicación del programa, de manera que se encuentre, dentro de los directorios de trabajo de matlab.

Paso 1: Digitar el nombre del software "Metodología", en la ventana de comandos; se despliega una ventana, como la mostrada en la figura 25.

Figura 25. Presentación software



Fuente: Autores

Paso 2: Oprimir el botón de continuar, para iniciar el ingreso de datos, la ventana para este proceso, se ve en la figura 26.

Figura 26. Ingreso de datos de potencia

Potencia

Datos de Potencia

Baja tension: Subterráneo
Media tension: 13.2 Kv
Potencia activa kW: 120
Factor de Potencia en atraso: 0.8

Datos de Transformador

Tension alta KV: 13.2 Kv
Tension baja V: 440

Datos cantidad de conductores

Numero de conductores en Haz para media Tension: 1
Numero de conductores en Haz para baja Tension: 1

Datos para acometida

Distancia Acometida de media a la subestacion m: 100
Distancia Acometida de baja a la subestacion m: 15

Diseño etapa I

Fuente: Autores

Los parámetros que el usuario debe incluir, se mencionan a continuación:

- Datos de potencia:
 - 1) Tipo de acometida de baja tensión.
 - Subterránea.
 - Aérea.
 - 2) Tipo de acometida de media tensión.
 - 13.2Kv.
 - 34.5Kv.

Estas tensiones, son las normalizadas en Colombia para la red de transmisión; por esta razón el valor de media tensión, deber ser el mismo, que el de la tensión de alta del transformador.

- 3) Potencia activa (kW).
- 4) Factor de potencia en atraso, con un rango entre 0.8 y 1.

- Datos del transformador.
 - Nivel de tensión de baja (V).
 - Nivel de tensión de alta (kV).

La conexión de este será delta-estrella, su tensión de baja puede ingresarse, mientras no supere los 1000 V; para mayor información referirse al numeral 1 (generalidades del proyecto).

- Datos cantidad de conductores.
 - Número de conductores en haz, para media tensión.
 - Número de conductores en haz, para baja tensión.

El número de conductores por haz a seleccionar, es de 1 a 4; si es mayor que dos, aparecerá un submenú, donde es necesario incluir, el espaciamiento entre conductores en el haz en centímetros (cm), como se muestra en la figura 27.

Figura 27. Espaciamiento entre conductores

The screenshot shows a software window titled 'Potencia' with the following sections:

- Datos de Potencia:**
 - Baja tension: Subterráneo
 - Media tension: 13.2 Kv
 - Potencia activa kW: 120
 - Factor de Potencia en atraso: 0.8
- Datos de Transformador:**
 - Tension alta KV: 13.2 kv
 - Tension baja V: 440
- Datos cantidad de conductores:**
 - Numero de conductores en Haz para media Tension: 2
 - Numero de conductores en Haz para baja Tension: 2
 - Distancia entre conductores media Tension cm: 10
 - Distancia entre conductores baja tension cm: 10
- Datos para acometida:**
 - Distancia Acometida de media a la subestacion m: 100
 - Distancia Acometida de baja a la subestacion m: 15

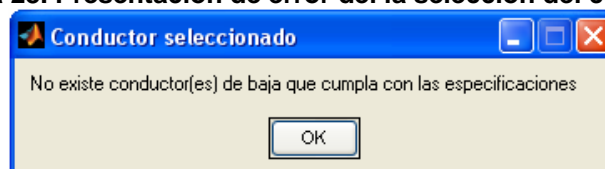
A 'Diseño etapa I' button is located at the bottom right of the window.

Fuente: Autores

Datos para acometida.

- Distancia acometida de media a la subestación (m).
- Distancia acometida de baja a la subestación (m).

Figura 28. Presentación de error del la selección del conductor



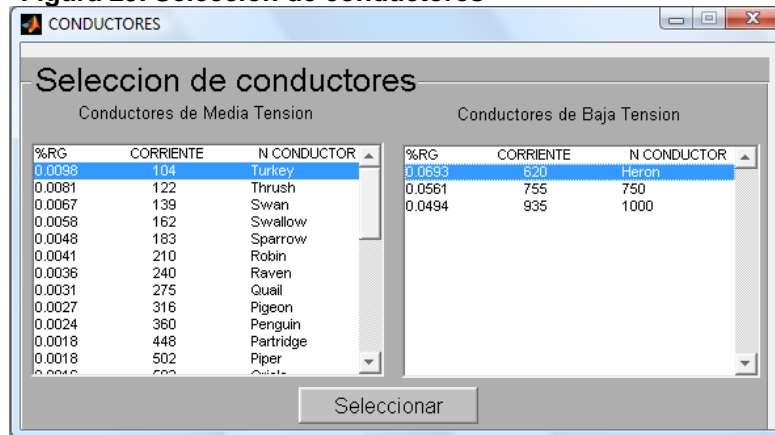
Fuente: Autores

En esta etapa el software, realiza la primera evaluación del diseño, al oprimir el botón "Diseño etapa I"; de ser correcto da paso a la selección de conductores, como en la figura 29; en caso contrario, indica que el diseño en esta etapa no se cumple, debido a la no existencia de un conductor, con la capacidad amperimétrica o regulación de tensión, necesaria para el diseño; esto se puede presentar, tanto para media, como baja tensión y se puede visualizar en la figura 28; para corregir el diseño se oprime "OK", permitiendo volver a la ventana de selección y cambiar el número de conductores en haz, para continuar con el programa.

Paso 3: La figura 29, muestra dos tablas, conductores de media tensión y conductores de baja tensión, que cumplen las condiciones

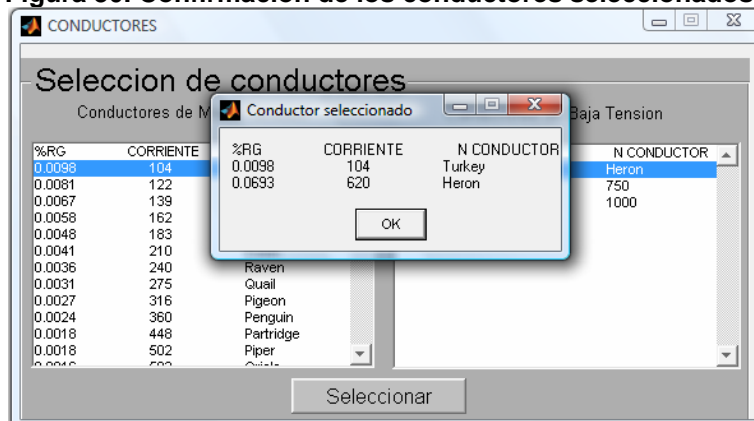
de capacidad de corriente y regulación de tensión; el usuario debe escoger, un conductor tanto para media, como para baja, teniendo en cuenta las características a diseñar; al oprimir el botón "Seleccionar"; aparece la figura 30, que indica la confirmación de los conductores seleccionados; para continuar se presiona "OK".

Figura 29. Selección de conductores



Fuente: Autores

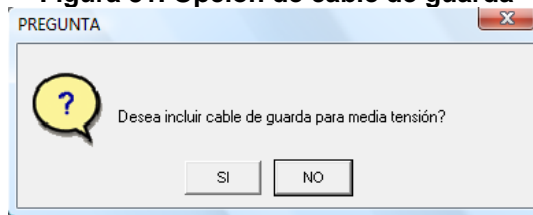
Figura 30. Confirmación de los conductores seleccionados



Fuente: Autores

Paso 4: Luego de presionar "OK", emerge una ventana en donde el usuario, puede incluir en el diseño, el cable de guarda en media tensión, como se muestra en la figura 31.

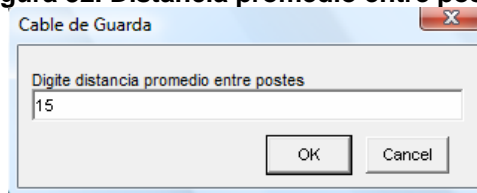
Figura 31. Opción de cable de guarda



Fuente: Autores

Al momento de pulsar "SI", aparece una ventana, en la cual se incluye la distancia promedio entre postes, figura 32.

Figura 32. Distancia promedio entre postes



Fuente: Autores

Paso 5: En esta etapa el software, realiza el análisis de la puesta a tierra y las protecciones; los datos necesarios para su funcionamiento, se pueden visualizar en las figuras 33 y 34; el usuario debe ingresar los siguientes datos:

- 1) Datos de impedancia: se pueden ingresar de forma directa, a través de la impedancia de secuencia, o indirecta con la potencia y corriente de cortocircuito.
 - Impedancia de secuencia: se deben ingresar las impedancias cero, positiva y negativa del sistema, hasta el punto, donde se interconecta la subestación.

Figura 33. Datos de entrada para la puesta a tierra “Impedancia de secuencia”

Tierra

Datos de impedancia

Impedancia

Impedancia de secuencia

10 + j 40 =Z₀

4 + j 10 =Z₊

4 + j 10 =Z₋

Datos malla de tierra

Area Total en mxm m	Resistividad del terreno ohm/m	Espaciamento entre los conductores de m
4900	400	7

Cobre Blando

Datos de falla

Corriente de falla A	Duracion de la falla s
450	0.5

Falla en media

Diseño etapa II Resultados Graficar Malla

Fuente: Autores

- Potencia y corriente de cortocircuito (P_{cc} [kW] y I_{cc} [kA]): es necesario incluir las potencias y corrientes cero, positiva y negativa equivalentes de todo el sistema, hasta el punto de interconexión.

Figura 34. Datos de entrada para la puesta a tierra “Pcc y Icc”

Fuente: Autores

2) Datos malla de tierra:

- Área total: Área total encerrada por la malla a tierra, en m^2 .
- Resistividad del terreno: Resistividad del terreno donde se va a ubicar la malla, $\Omega \cdot m$.
- Espaciamento entre los conductores de la malla, en metros.
- Selección del material del conductor, para puesta a tierra de media tensión (conductor de la malla a tierra):
 - Cobre blando.
 - Cobre duro comercial.
 - Alambre de acero recubierto de cobre 40.
 - Alambre de acero recubierto de cobre 30.
 - Varilla de acero recubierta de cobre.

A su vez, este conductor se escoge como el conductor del bajante para media tensión, encargado de unir la malla a tierra, con el pararrayos.

3) Datos de falla:

- Corriente de falla [A]: valor determinado por la simulación en ATP del diseño.
- Duración de falla [seg]: Tiempo estimado en el cual la falla está presente en el sistema; está limitado por el tiempo de accionamiento de las protecciones.
- Localización de la falla: La falla es localizada en media o baja tensión, esta y su amplitud es determinada por simulación con ayuda del software ATP.

Figura 35. Notificación del diseño de la malla



Fuente: Autores

El software realiza los cálculos con los datos ingresados en el momento de dar click en "Diseño etapa II"; en ese punto se presentan tres opciones:

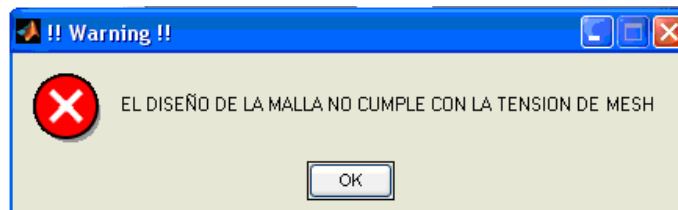
- Que el diseño de la malla cumpla con las especificaciones, como se ilustra en la figura 35.
- Por el contrario, existe la posibilidad que el diseño de la malla, no cumpla, con dos criterios importantes, al momento de verificar el objetivo del programa:
 - La tensión de mesh (malla), sea menor que la tensión de contacto.
 - La tensión de paso E_s , entre un punto sobre la esquina de la malla y un punto a un metro en diagonal fuera de la malla, sea menor que la tensión de step.

La evaluación de estas condiciones, se hace de forma secuencial, al no cumplir con alguna, surge una ventana que lo indica, dependiendo el caso; como se muestra en la figuras 36 y 37; al oprimir "OK" el software da dos opciones al usuario, la figura 38 permite ver esto:

- Reiniciar el diseño: automáticamente, el programa regresa a la ventana de análisis de la puesta a tierra y protecciones.
- Diseño con electrodos: permite la inclusión de electrodos de puesta a tierra, debido a que el diseño original no satisface los requerimientos; la figura 39, muestra los parámetros necesarios, para este análisis:
 - Numero de electrodos
 - Longitud de los electrodos

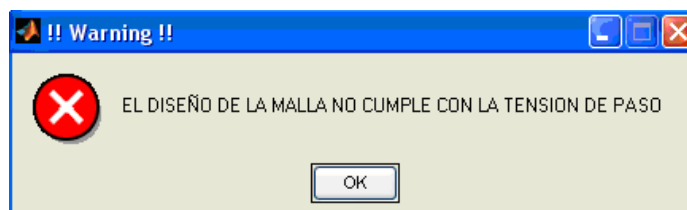
Para continuar con el diseño con electrodos, se presiona "OK", se despliega una ventana similar a la presentada en la figura 40, donde el usuario puede escoger el material de electrodo, con su diámetro y recubrimiento.

Figura 36. Warning de tensión de mesh



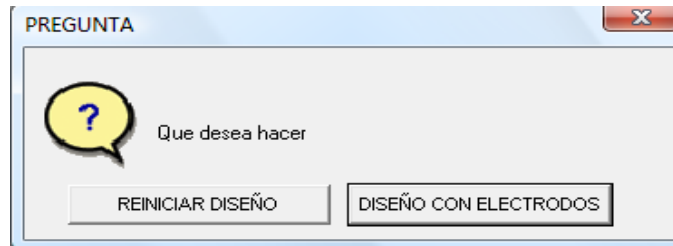
Fuente: Autores

Figura 37. Warning de tensión de paso



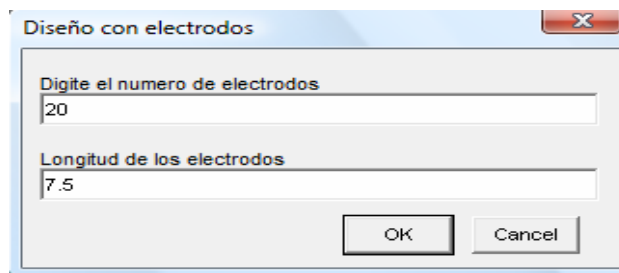
Fuente: Autores

Figura 38. Selección del tipo de diseño



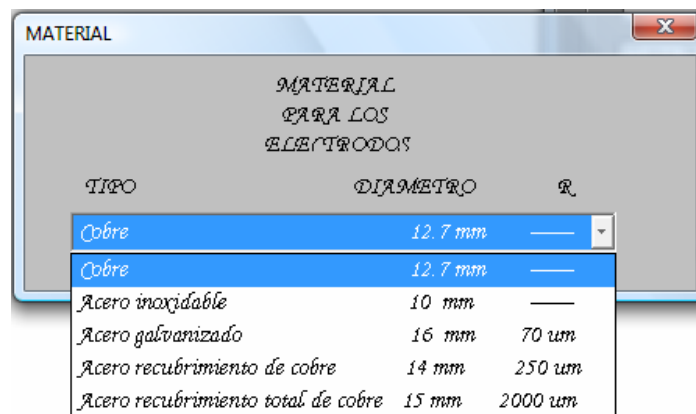
Fuente: Autores

Figura 39. Diseño con electrodos



Fuente: Autores

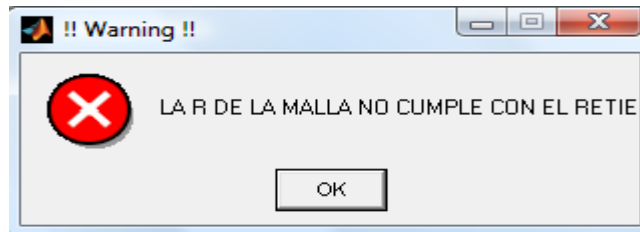
Figura 40. Materiales de electrodos



Fuente: Autores

- La última opción, es que aunque cumpla con la tensión de mesh y con la tensión de paso; la resistencia de la malla, supere el nivel permitido por el RETIE, ver figura 41; en el momento que se presiona "OK", inmediatamente, vuelve a la figura 38.

Figura 41. Warning de la resistencia de la malla, segun el RETIE.



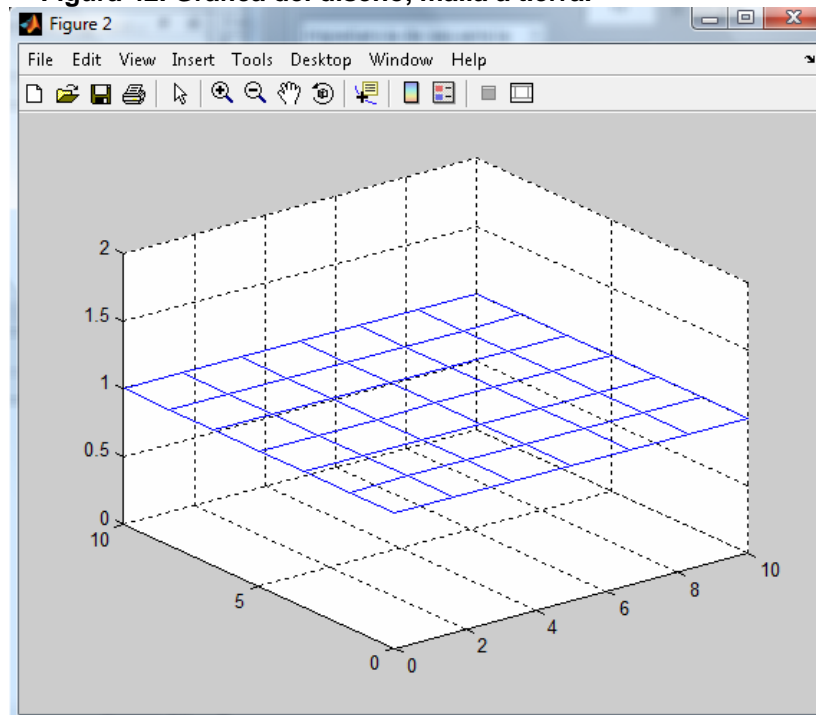
Fuente: Autores

Paso 6: Visualización de resultados.

En la figura 42, se visualiza la malla a tierra diseñada, con la posibilidad de reconocer, cuando tiene electrodos o no; se puede observar al presionar "Graficar Malla", en la ventana de tierra.

Con las figuras 43 y 44, se permite observar, de manera sintetizada los datos que fueron ingresados en las diferentes etapas del programa, dependiendo del tipo de diseño utilizado, sin electrodos o con electrodos respectivamente; estos valores son relevantes, a la hora del análisis de resultados y se pueden observar al oprimir el botón "Resultados".

Figura 42. Grafica del diseño, malla a tierra.



Fuente: Autores

Figura 43. Datos de entrada sintetizados.

Datos de entrada		Pcc kW	Icc A	Corriente de falla (A)
Tension en alta	Tension en baja			450
440.0 V	13.2 kV	$S_0 = 10000$	2000	Duracion de la falla (s)
Tipo de acometida media tension	Tipo de acometida baja tension	$S_+ = 10000$	2000	0.5
13.2 kV	Subterranea	$S_- = 30000$	5000	Localizacion de la falla
Potencia Activa	Factor de potencia	Area total m ² m	Resistividad del terreno (ohm/m)	Falla en media
120 kW	0.8	4900	400	
Numero de conductores en haz para media Tension	Numero de conductores en haz para baja Tension	Espaciamento entre conductores		
2	2	7		
Distancia de la acometida de media a la subestacion (m)	Distancia de la acometida de baja a la subestacion (m)	Tipo de material del conductor		
100	15	Cobre Recocido suave		
				Resultados

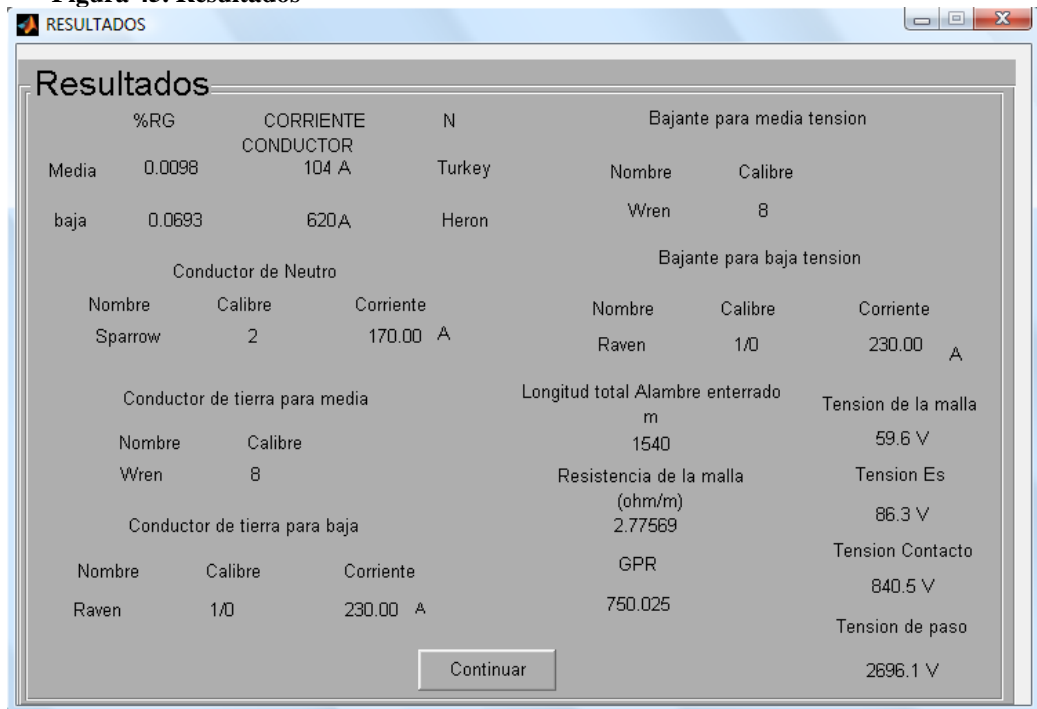
Fuente: Autores

Figura 44. Datos de entrada sintetizados con electrodos

Datos de entrada		Impedancia del sistema	Corriente de falla (A)
Tension en alta	Tension en baja		450
440.0 V	13.2 kV	$Z_0 = 10 + i * 40$	Duracion de la falla (s)
Tipo de acometida media tension	Tipo de acometida baja tension	$Z_{0+} = 4 + i * 10$	0.5
13.2 kV	Subterranea	$Z_{0-} = 4 + i * 10$	Localizacion de la falla
Potencia Activa	Factor de potencia	Area total m ² m	Falla en media
120 kW	0.8	100	Numero de electrodos
Numero de conductores en haz para media Tension	Numero de conductores en haz para baja Tension	Resistividad del terreno (ohm/m)	20
1	2	200	Profundidad de los electrodos (m)
Distancia de la acometida de media a la subestacion (m)	Distancia de la acometida de baja a la subestacion (m)	Espaciamento entre conductores	7.5
100	15	7	Tipo
		Tipo de material del conductor	Cobre
		Cobre Recocido suave	Diametro (mm)
			12.7
			Recubrimiento (um)
			0
			Resultados

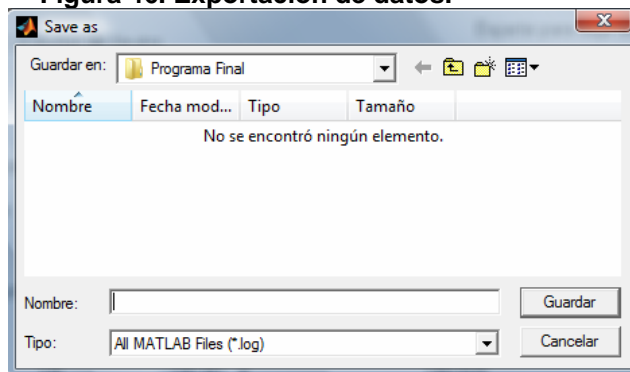
Fuente: Autores

Figura 45. Resultados



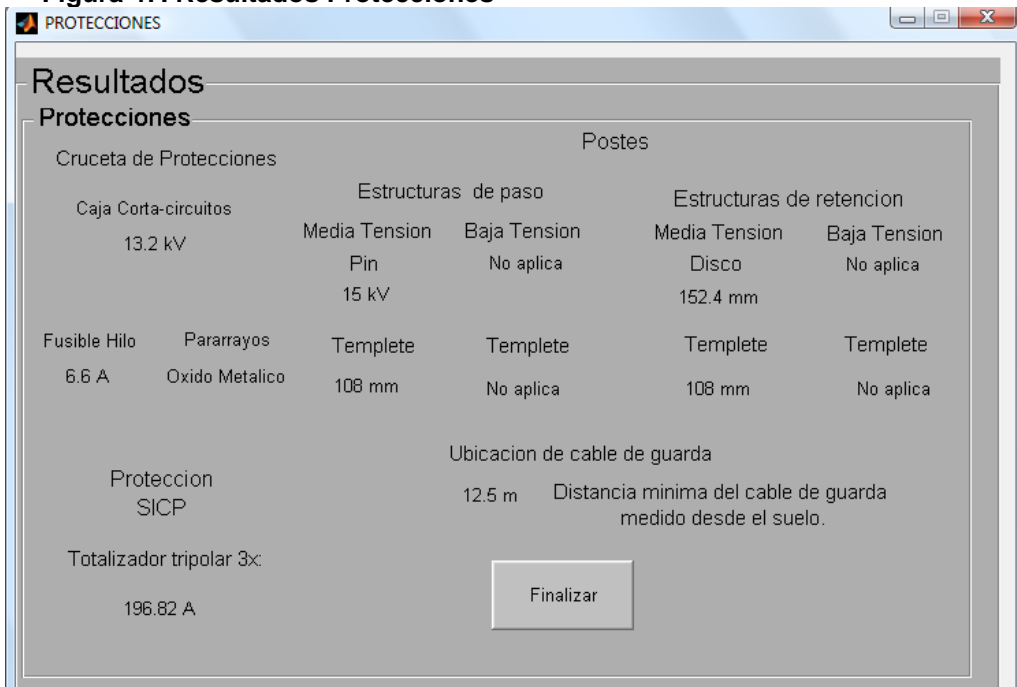
Fuente: Autores

Figura 46. Exportación de datos.



Fuente: Autores

Figura 47. Resultados Protecciones



Fuente: Autores

En la figura 45, se pueden ver los siguientes resultados:

- 1) Los conductores para la acometida de media como de baja tensión.
 - Porcentaje de regulación.
 - Corriente máxima que soporta el conductor.
 - Nombre del conductor.
- 2) Conductor para el neutro.
 - Porcentaje de regulación.
 - Corriente máxima que soporta el conductor.
 - Nombre del conductor.
- 3) Conductor de tierra para media tensión.
 - Nombre del conductor.
 - Calibre.
- 4) Conductor de tierra para baja tensión.

- Nombre del conductor.
 - Calibre.
 - Corriente.
- 5) Bajante para media tensión.
- Nombre del conductor.
 - Calibre del conductor.
- 6) Bajante para media tensión.
- Nombre del conductor.
 - Calibre del conductor.
 - Corriente del conductor.
- 7) Longitud total del alambre enterrado.
- 8) Resistencia de la malla.
- 9) Ground Potencial Rise (GPR).
- 10) Tensión de la malla.
- 11) Tensión E_s .
- 12) Tensión de contacto.
- 13) Tensión de paso.

En la parte inferior de la ventana de resultados, aparece "Continuar", el cual permite, exportar los resultados arrojados por el software, a un documento de texto, el cual será guardado en la carpeta que se desee, o por defecto en donde se encuentre almacenado el software; esto por medio de la figura 46.

Al momento de guardar el documento de texto, con los resultados del software; se da el acceso, a las protecciones sugeridas, para el diseño, como se ilustra en la figura 47.

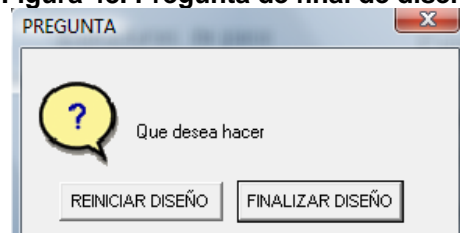
Las especificaciones que se pueden ver son:

- Cruceta de protecciones.

- Nivel de aislamiento para caja cortacircuitos.
- Corriente nominal para el fusible hilo.
- Nivel de aislamiento para Pararrayos.
- Postes:
 - Estructuras de paso.
 - Media tensión.
 - Baja tensión.
 - Template para media tensión.
 - Template para baja tensión.
 - Estructuras de retención.
 - Media tensión.
 - Baja tensión.
 - Template para media tensión.
 - Template para baja tensión.
- Ubicación de cable de guarda.
 - Distancia mínima medida desde suelo.
- Protección SICP:
 - Corriente nominal en baja tensión.

Al oprimir el botón "Finalizar", ubicado en la parte inferior derecha, se despliega una ventana, que le permite al usuario decidir entre reiniciar el diseño ó finalizarlo, como se muestra en la figura 48.

Figura 48. Pregunta de final de diseño



Fuente: Autores

6.3 DESARROLLO DEL DISEÑO ENFOCADO AL SOFTWARE

1. Con las tensiones del transformador y la potencia activa; se procede a determinar las corrientes de alta y baja tensión,

primero calculando la potencia total aparente, por medio de la siguientes ecuaciones:

$$|S| = P / \text{fp} \quad [4]$$

$$I_{ALTA} = \frac{|S|}{\sqrt{3}V_{Alta}} \quad [5]$$

$$I_{BAJA} = \frac{|S|}{\sqrt{3}V_{Baja}} \quad [6]$$

2. Antes de dar inicio al análisis, debe definirse, si el usuario está de acuerdo con las disposiciones, que el software ofrece; tabla 1, anexo A (basados en las disposiciones de la ESSA).
3. Después de determinar las corrientes tanto de alta como de baja, que son la corriente de la acometida de media y de baja respectivamente, se debe incluir el efecto de los conductores en haz.

Estas corrientes halladas, se modifican, si el usuario decide, que sea más de un conductor por haz, es decir, las corrientes halladas, se dividen en el número de conductores por haz, así:

$$I_{Media} = \frac{I_{ALTA}}{\text{Numero de conductores por Haz}} \quad [7]$$

$$I_{Baja} = \frac{I_{BAJA}}{\text{Numero de conductores por Haz}} \quad [8]$$

4. Con [7], se determina el conductor de la acometida de media tensión, esta será la mínima corriente que debe soportar el conductor.

Este valor de corriente se compara con los valores de la tabla 2, anexo A; se seleccionan los conductores, que tengan mayor o igual capacidad de corriente que la I_{Media} , estos se almacenan en una nueva tabla.

5. Para comprobar si los conductores cumplen con la Regulación de tensión, se procede a efectuar el momento eléctrico:

$$\delta\% = K \cdot kVA \cdot l \quad [9]$$

Donde:

K, se determina, por medio de las constantes KG'S de las tablas 3 y 4, anexo A, (dadas por la ESSA) según el nivel de tensión y el factor de potencia seleccionado.

Después de seleccionarse el KG de la tabla de media tensión, este, debe ser dividido por la tensión al cuadrado, a la que se encuentre el transformador en alta, es decir, el software trabaja con tensiones para media tensión de 13.2Kv y 34.5Kv; para cada una de estas tensiones existe una tabla de constantes KG'S, tabla 3 y 4, anexo A, respectivamente; por tanto K se determina así:

Para tensión de media de 34.5kV:

$$\frac{\text{Valor de KG de media tensión 34.5KV}}{34500^2} = \text{Valor de K de media tensión 34.5KV} \quad [10]$$

Para tensión de media de 13.2kV:

$$\frac{\text{Valor de KG de media tensión 13.2KV}}{13200^2} = \text{Valor de K de media tensión 13.2KV} \quad [11]$$

kVA, es la potencia aparente del transformador, la cual se modifica, si el usuario incluye conductores en haz, de la siguiente forma:

$$KVA_{\text{Conductores en haz}} = \frac{KVA}{\text{Numero de conductores por Haz}} \quad [12]$$

l, es la distancia de la acometida a la subestación en m.

El análisis de regulación debe ser aplicado, a cada conductor que cumpla con el parámetro de corriente.

Para media tensión, la regulación de los conductores debe estar por debajo del 3% [ESSA, 2005].

Cuando se obtienen los conductores que cumplen tanto por capacidad de corriente, como por regulación de tensión; debe seleccionarse el conductor que no se sobredimensione por la cantidad de corriente y que a su vez, cumpla con una regulación de tensión, no muy lejana al valor mínimo.

Cualquier exageración en uno de los parámetros, influye de manera considerable en el costo de la subestación.

6. Con la corriente de baja tensión I_{Baja} , se determina el conductor de la acometida de baja tensión, esta será la mínima corriente que debe soportar el conductor, para la acometida de baja tensión.

Si el usuario seleccionó, acometida de baja tensión aérea, la corriente, se compara con los valores de la tabla 5, anexo A; si por el contrario escogió subterránea, se compara con los valores de la tabla 6, anexo A; después sin importar el caso, se seleccionan los conductores, que tengan mayor o igual capacidad de corriente que la I_{Baja} , estos se almacenan en una nueva tabla.

7. Para comprobar si los conductores cumplen con la Regulación de tensión, se procede a efectuar el momento eléctrico:

$$\delta\% = K \cdot kVA \cdot l \quad [13]$$

Donde:

K, se determina, por medio de las constantes KG's de la tabla 7, anexo A, si la acometida es aérea; con la tabla 8, anexo A, si es subterránea; de nuevo esta depende del factor de potencia seleccionado.

Después de seleccionarse el KG de la tabla, este debe ser dividido por la tensión al cuadrado, a la que se encuentre el transformador en baja, es decir, tanto para acometida de baja aérea como la acometida de baja subterránea, existe una tabla de constantes KG'S; por tanto K se determina así:

Para acometida de baja tensión aérea:

$$\frac{\text{Valor de KG de baja tensión aerea}}{(\text{Tensión de baja del transformador, incluida por el Usuario})^2} = \text{Valor de K de baja tensión aerea} \quad [14]$$

Para acometida de baja tensión subterránea:

$$\frac{\text{Valor de } K_G \text{ de baja tensión subterránea}}{(\text{Tensión de baja del transformador, incluida por el Usuario})^2} = \text{Valor de } K \text{ de baja tensión subterránea} \quad [15]$$

kVA, es la potencia aparente del transformador, la cual se modifica si el usuario incluye conductores en haz, ecuación [12].

l , es la distancia de la acometida a la subestación.

El análisis de regulación, debe ser aplicado, a cada conductor que cumpla con el parámetro de corriente.

Para baja tensión, la regulación de los conductores debe estar por debajo del 3% [ESSA, 2005].

NOTA: Los valores de K_G que se encuentran en la ESSA, son para un número determinado de conductores, tanto para media como para baja tensión; para no limitar el software, se determina el K_G de los conductores que la ESSA, no tiene en cuenta por medio de la siguiente ecuación:

$$K_G = (r \cos \theta + x \sin \theta) * 100 \quad [16]$$

Donde:

r , es la resistencia del conductor a 50°C.

$\cos \theta$, es el factor de potencia .

x , es la reactancia del conductor, que se determina de la siguiente forma:

$$X_L = 0,0754 \ln \left(\frac{D_{\text{equivalente}}}{RMG} \right) (\Omega/\text{Km}) \quad [17]$$

El $D_{\text{equivalente}}$, se asume así:

- ✓ Para baja tensión 0,25 m. (Aérea).
- ✓ Para media 13,2 Kv 1,33 m.
- ✓ Para media 34,5 Kv, 1,44 m.

RMG es el radio medio geométrico.

Cuando se obtienen los conductores, que cumplen tanto por capacidad de corriente, como por regulación de tensión; debe seleccionarse el conductor, que no se sobredimensione por la cantidad de corriente y que a su vez, cumpla con una regulación de tensión, no muy lejana al valor mínimo.

Cualquier exageración en uno de los parámetros, influye de manera considerable en el costo de la subestación.

Al momento de seleccionar, el conductor de baja, se determina el conductor del neutro de la siguiente forma:

- ✓ Se multiplica la corriente, del conductor seleccionado para baja tensión, por 0,7, esto es, porque el conductor del neutro, soporta aproximadamente el 70%, de la corriente del conductor de baja.
- ✓ Con esta corriente, producto de multiplicar la corriente del conductor de baja por 0,7; se procede a determinar que conductor, cumple con este nivel de corriente; para esto, se debe ir a la tabla de conductores de baja correspondiente, es decir, si es baja aérea, se va a la tabla de los conductores de baja tensión aérea, o por el contrario, si es baja subterránea, se va a la tabla de los conductores de baja tensión subterráneos; el conductor seleccionado, será el conductor del neutro.

Después de analizar y hallar los conductores correspondientes, a la acometida de media tensión, junto a la de baja tensión, se procede a determinar, la segunda parte del software, la puesta a tierra, pilar primordial, para la protección de la subestación; a continuación los cálculos necesarios, para el diseño de la puesta a tierra.

8. Con el análisis previo en ATP, se obtuvo, la peor falla simétrica de secuencia cero I_0 del sistema, esta falla, es aproximadamente, la corriente rms de falla simétrica, por el conductor:

$$I_f \cong 3I_0$$

[18]

9. Para efectuar un análisis más profundo, debe incluirse el efecto del sistema general, al cual va interconectada la subestación; esto se consigue, con los valores de potencia y corriente de corto circuito, por secuencia, así:

✓ Para la secuencia positiva:

$$P_{CC+} \text{ e } I_{CC+}$$

✓ Para la secuencia negativa:

$$P_{CC-} \text{ e } I_{CC-}$$

✓ Para la secuencia cero:

$$P_{CC0} \text{ e } I_{CC0}$$

10. Con estos valores de potencia y corriente de cortocircuito, se determina las impedancias de secuencia del sistema, de la siguiente forma:

✓ Se determina, la resistencia por secuencia (positiva, negativa y cero):

$$R_0 = \frac{P_{CC0}}{I_{CC0}^2}, R_+ = \frac{P_{CC+}}{I_{CC+}^2}, R_- = \frac{P_{CC-}}{I_{CC-}^2} \quad [19]$$

✓ Se determina, la magnitud de la impedancia por secuencia:

$$Z_0 = \frac{V_N}{I_{CC0}}, Z_+ = \frac{V_N}{I_{CC+}}, Z_- = \frac{V_N}{I_{CC-}} \quad [20]$$

Donde:

V_N , es la tensión de alta del transformador, para este caso 13,2 o 34,5 kV.

✓ Se determina, la reactancia de la impedancia por secuencia:

$$X_0 = \sqrt{Z_0^2 - R_0^2}, X_+ = \sqrt{Z_+^2 - R_+^2}, X_- = \sqrt{Z_-^2 - R_-^2} \quad [21]$$

✓ Juntando las anteriores ecuaciones, se obtiene las impedancias del sistema por secuencia:

$$Z_0 = R_0 + jX_0, Z_+ = R_+ + jX_+, Z_- = R_- + jX_- \quad [22]$$

11. En la primera parte del software, se selecciono el conductor para la acometida de media y baja tensión; con estos, se determina la impedancia por secuencia de la línea, que compone la subestación.

Los datos necesarios, para hallar la impedancia por secuencia son:

- ✓ La resistencia del conductor en (Ω/Km).
- ✓ La reactancia del conductor en (Ω/Km).
- ✓ El radio medio geométrico en (m).
- ✓ Radio propio del conductor en (m).

Antes de dar inicio, a los cálculos, se deben tener en cuenta, algunos parámetros importantes:

- ✓ La Resistencia del conductor, es la de tablas, a menos que haya más, de un conductor por haz:

$$Resistencia = \frac{\text{Resistencia de Tablas}}{\text{Numero de conductores por Haz}} \quad [23]$$

- ✓ La reactancia inductiva X_L , se determina de la ecuación [17], que se aplica para un solo conductor en haz y el $D_{\text{equivalente}}$ mencionado en vii.

Para dos o más conductores, se determina de la siguiente manera:

$$X_L = 0,0754 \ln \left(\frac{D_{\text{equivalente}}}{D_s^b} \right) (\Omega/\text{Km}) \quad [24]$$

Donde D_s^b , es el radio medio geométrico de los conductores agrupados y depende del número de conductores en haz, así:

Para dos conductores:

$$D_s^b = \sqrt{D_s * d} \quad [25]$$

Para tres conductores:

$$D_s^b = \sqrt[3]{D_s * d^2} \quad [26]$$

Para cuatro conductores:

$$D_s^b = 1.094 \sqrt[4]{D_s * d^3} \quad [27]$$

Donde:

D_s , es el radio medio geométrico de las tablas.

d , es la distancia entre subconductores, dato de entrada.

Ahora, es necesario efectuar una serie de pasos, para determinar las impedancias por secuencia de la línea:

Para media tensión:

- ✓ Determinada la resistencia y la reactancia del conductor, se determina la impedancia propia de este, así:

$$Z_{aa} = R + jX_L \quad [28]$$

- ✓ Se determina, la impedancia mutua entre fases:

$$Z_{ab} = 240 \cdot \pi \cdot 10^{-10} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot d}{D_{equivalente}} - 1 \right) \right] \left(\frac{\Omega}{Km} \right) \quad [29]$$

Donde:

d , es la distancia entre subconductores, dato de entrada.

$D_{equivalente}$, mencionado en vii.

- ✓ Se determina, las impedancias de secuencia de la línea:

$$Z_{0LM} = Z_{aa} + 2 \cdot Z_{ab}, Z_{+LM} = Z_{-LM} = Z_{aa} - Z_{ab} \quad [30]$$

Donde:

Z_{0LM} , es la impedancia de secuencia cero, de la línea de media.

Z_{+LM} , es la impedancia de secuencia positiva, de la línea de media.

Z_{-LM} , es la impedancia de secuencia negativa, de la línea de media.

Z_{aa} , es la impedancia propia.

Z_{ab} , es la impedancia mutua entre fases.

Para baja tensión:

Se tiene dos opciones, y se diferencian así:

- Si la línea es aérea:

- ✓ Determinada la resistencia y la reactancia del conductor, se determina, la impedancia propia de este, así:

$$Z_{aa} = R + jX_L \quad [31]$$

- ✓ Se determina, la impedancia mutua entre fases:

$$Z_{ab} = 240 \cdot \pi \cdot 10^{-10} \left[\text{Ln} \left(\frac{2 \cdot d}{D_{equivalente}} - 1 \right) \right] \left(\frac{\Omega}{Km} \right) \quad [32]$$

- ✓ Se determina, las impedancias de secuencia de la línea:

$$Z_{0LB} = Z_{aa} + 2 \cdot Z_{ab}, Z_{+LB} = Z_{-LB} = Z_{aa} - Z_{ab} \quad [33]$$

Donde:

Z_{0LB} , es la impedancia de secuencia cero, de la línea de baja.

Z_{+LB} , es la impedancia de secuencia positiva, de la línea de baja.

Z_{-LB} , es la impedancia de secuencia negativa, de la línea de baja.

Z_{aa} , es la impedancia propia.

Z_{ab} , es la impedancia mutua entre fases.

- Si la línea es subterránea:

- ✓ Determinada la resistencia y la reactancia del conductor, se determina la impedancia propia de este, así:

$$Z_{aa} = R + jX_L \quad [34]$$

- ✓ Se determina, la impedancia mutua entre fases:

$$Z_{ab} = 240 \cdot \pi \cdot 10^{-10} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot d}{D_{equivalente}} - 1 \right) \right] \left(\frac{\Omega}{Km} \right) \quad [35]$$

$$D_{equivalente} = 0,00889998172 m \quad [36]$$

Para acometida subterránea, se utiliza el $D_{equivalente}$ dado en [36].

- ✓ Se determina, las impedancias de secuencia de la línea:

$$Z_{0LB} = Z_{aa} + 2 \cdot Z_{ab}, Z_{+LB} = Z_{-LB} = Z_{aa} - Z_{ab} \quad [37]$$

Donde:

Z_{0LB} , es la impedancia de secuencia cero, de la línea de baja.

Z_{+LB} , es la impedancia de secuencia positiva, de la línea de baja.

Z_{-LB} , es la impedancia de secuencia negativa, de la línea de baja.

Z_{aa} , es la impedancia propia.

Z_{ab} , es la impedancia mutua, entre fases.

Finalizado el proceso, que determina las impedancias de secuencia de línea, se procede a determinar las impedancias de secuencia del transformador; esto se hace, porque el transformador no es de características estandarizadas; para esto deben efectuarse, los siguientes pasos:

- Se determina, la potencia aparente del transformador:

$$|S| = P / fp \quad [38]$$

Donde:

S , es la potencia aparente del transformador, en kVA.

P , es la potencia activa del transformador, en kW.

fp , es el factor de potencia.

- Para un correcto análisis, se debe trabajar en el lado de baja tensión:

$$|I_{baja}| = \frac{|S|}{V_2} \quad [39]$$

Donde:

I_{baja} , es la corriente en el lado de baja.

V_2 , es la tensión en el lado de baja.

- Se determina, la impedancia base para baja tensión:

$$Z_{base-baja} = \frac{V_2}{I_{baja}} \quad [40]$$

Donde:

$Z_{base-baja}$, es la impedancia base para baja tensión.

- Asumiendo como un valor promedio el 5%, se obtiene:

$$Z_{+T} = Z_{-T} = 0,05 \cdot Z_{base-baja} \quad [41]$$

Donde:

Z_{+T} , es la impedancia de secuencia positiva, del transformador.

Z_{-T} , es la impedancia de secuencia negativa, del transformador.

- Por el tipo de conexión utilizada, Δ -Y, se obtiene que la impedancia de secuencia cero, es cero, $Z_{0T} = 0$ (esto debido a que se está trabajando, en el lado de baja tensión).

Con el análisis efectuado anteriormente, para determinar las impedancias de secuencia, del sistema en general; las impedancias de secuencia, de los conductores dentro de la subestación y por último, las impedancias de secuencia, del transformador; se procede a determinar las impedancias de secuencia, generales:

Este procedimiento, depende, en donde el usuario, haya apreciado la falla más acentuada; se realiza así:

- Si la falla se efectúa en Media Tensión:

$$\checkmark \quad Z_{0FM} = Z_0 + Z_{0LM}, Z_{+FM} = Z_+ + Z_{+LM}, Z_{-FM} = Z_- + Z_{-LM} \quad [42]$$

Donde:

Z_{0FM} , es la impedancia de secuencia cero, del sistema en general, si la falla se localiza en media tensión.

Z_{+FM} , es la impedancia de secuencia positiva, del sistema en general, si la falla se localiza en media tensión.

Z_{-FM} , es la impedancia de secuencia negativa, del sistema en general, si la falla se localiza en media tensión.

Z_0 , es la impedancia de secuencia cero, del sistema al cual, va interconectada la subestación.

Z_+ , es la impedancia de secuencia positiva, del sistema al cual, va interconectada la subestación.

Z_- , es la impedancia de secuencia negativa, del sistema al cual, va interconectada la subestación.

Z_{0LM} , es la impedancia de secuencia cero, de la línea de media.

Z_{+LM} , es la impedancia de secuencia positiva, de la línea de media.

Z_{-LM} , es la impedancia de secuencia negativa, de la línea de media.

- ✓ Se realiza la separación de la parte real y parte imaginaria, para cada secuencia, después de esto se suman:

$$X = X_{OFM} + X_{+FM} + X_{-FM} \quad [43]$$

$$R = R_{OFM} + R_{+FM} + R_{-FM} \quad [44]$$

y se calcula la razón $\frac{X}{R}$.

- Falla en Baja tensión:

$$\checkmark Z_{0FB} = Z_0 + Z_{0T} + Z_{0LB} \quad [45]$$

Donde:

Z_{0FB} , es la impedancia de secuencia cero, del sistema en general, si la falla se localiza en baja tensión.

Z_0 , es la impedancia de secuencia cero, del sistema al cual va interconectada la subestación.

Z_{0LB} , es la impedancia de secuencia cero, de la línea de baja.

Esto, debido a la conexión Δ -Y.

$$\checkmark Z_{+FB} = Z_+ \cdot \left(\frac{V_2}{V_1} \right)^2 + Z_{+T} + Z_{+LB} \quad [46]$$

Z_{+FB} , es la impedancia de secuencia positiva, del sistema en general, si la falla se localiza en baja tensión.

Z_+ , es la impedancia de secuencia positiva, del sistema al cual, va interconectada la subestación.

Z_{+LB} , es la impedancia de secuencia positiva, de la línea de baja.

Z_{+T} , es la impedancia de secuencia positiva, del transformador.

$$\checkmark \quad Z_{-FB} = Z_- \cdot \left(\frac{V_2}{V_1} \right)^2 + Z_{-T} + Z_{-LB} \quad [47]$$

Z_{-FB} , es la impedancia de secuencia negativa, del sistema en general, si la falla se localiza en baja tensión.

Z_- , es la impedancia de secuencia negativa, del sistema al cual, va interconectada la subestación.

Z_{-LB} , es la impedancia de secuencia negativa, de la línea de baja.

Z_{-T} , es la impedancia de secuencia negativa, del transformador.

- ✓ Se realiza la separación de parte real y parte imaginaria, para cada secuencia, después de esto se suman:

$$X = X_{0FB} + X_{+FB} + X_{-FB} \quad [48]$$

$$R = R_{0FB} + R_{+FB} + R_{-FB} \quad [49]$$

y se calcula la razón $\frac{X}{R}$.

Esta razón $\frac{X}{R}$, hallada si la falla se localiza en media o en baja tensión, es factor primordial, al momento de determinar la malla a tierra, y se determina así:

12. Se determina T_a , una constante de tiempo, en segundos:

$$T_a = \frac{X}{120\pi R} \quad [50]$$

Donde:

$\frac{X}{R}$ es la razón calculada en xi.

Se calcula el factor de decremento, D_f :

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_a}{t_f} \left(1 - e^{-\frac{25t_f}{T_a}}\right)} \quad [51]$$

Donde:

T_a , es la constante de tiempo hallada en xii.

D_f , es el factor de decremento, utilizado para calcular la corriente rms, asimétrica.

t_f , es el tiempo de falla (duración).

13. Ahora se procede a determinar, la corriente efectiva asimétrica, en rms, I_F :

$$I_F = D_f I_f \quad [52]$$

Donde:

D_f , es un factor de ajuste, utilizado para calcular la corriente rms, asimétrica.

I_f , es la corriente de falla simétrica, de secuencia cero.

14. Con los datos de entrada del software, se procede a determinar, el tamaño del conductor de la malla a tierra; este se determina por medio:

$$A_{mm^2} = I \frac{1e^{-3}}{\sqrt{\left(\frac{TCAP * 1^{-4}}{t_c \alpha_r \rho_r}\right) \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}} \quad [53]$$

Donde:

I , es corriente rms de falla simétrica, en A.

A_{mm^2} , es la sección transversal del conductor, en mm^2 .

T_m , es la máxima temperatura permitida, en $^{\circ}C$.

T_a , es la temperatura ambiente en $^{\circ}C$, la cual se asume como $40^{\circ}C$.

α_r , es el coeficiente térmico de resistencia, a una referencia de temperatura, T_r en $1/^{\circ}C$.

ρ_r , es la resistividad del conductor a tierra, a una referencia de temperatura, T_r en $\mu\Omega\text{-cm}$.

K_0 $1/\alpha_0$ o $(1/\alpha_r) - T_r$ en $^{\circ}C$.

t_c , es la duración de la falla, en segundos.

TCAP, es la capacidad térmica por unidad de volumen, en $J/(cm^3 \cdot ^{\circ}C)$.

Estas constantes, se encuentran en la tabla 9, anexo A; se escogen, según el material del conductor, de la puesta a tierra de media (conductor de la malla a tierra), que se desee utilizar.

Para una correcta selección, del conductor de la puesta a tierra, se debe tener en cuenta un criterio importante, tanto la norma IEEE y el reglamento de la ESSA.

Lo anteriormente mencionado, se lleva a cabo, de la siguiente forma:

Al momento de hallar, el área del conductor por medio de [53], se dirige a la tabla 10, anexo A; allí se selecciona el conductor (según la IEEE), que tenga el área mayor, más cercana al valor obtenido, este es el conductor de puesta a tierra, para media tensión, que también es el bajante para media tensión y el conductor de la malla a tierra.

Ahora se procede a determinar, el conductor de puesta a tierra para baja tensión, esto se hace con la tabla 11, anexo A; que es el criterio dado por el [Retie, 2007], el cual depende del tipo de acometida de baja tensión y del calibre del conductor.

Este conductor de puesta a tierra para baja tensión, es el mismo bajante para baja tensión.

15. Se procede, a determinar los niveles de tensión de contacto y de paso; se deben seguir los siguientes pasos:

- ✓ Se determina C_s , es el factor de propagación en la capa superficial:

$$C_s = 1 - \frac{0.09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2h_s + 0.09} \quad [54]$$

ρ , es la resistividad del suelo.

ρ_s , es la resistividad de la grava de roca triturada, se asume como 2500 [$\Omega \cdot m$].

h_s , es el espesor de la grava de roca triturada, se asume como 0,102 [m].

- ✓ Ahora, se debe indicar, cuál será el peso que el sistema de puesta a tierra, espera de una persona, de aquí radica el valor de k .

Para una persona que tiene un peso de 70 Kg, se utiliza: $K_{70}=0,157$, este es valor, que se utiliza para el diseño.

- ✓ La resistencia del cuerpo humano, se asume como:

$$R_{\text{body}} = 1000 \Omega.$$

Con este valor, se determina, tanto la tensión de paso como la de contacto, así:

$$E_{\text{Paso}} = (1000 + 6 \times C_s \times \rho_s) \times \frac{k}{\sqrt{t_s}} \quad [55]$$

$$E_{\text{Contacto}} = (1000 + 1.5 \times C_s \times \rho_s) \times \frac{k}{\sqrt{t_s}} \quad [56]$$

Donde:

ρ_s , es la resistividad de la grava de roca triturada.

$k=0,157$

C_s , es el factor de propagación en la capa superficial.

Las tensiones se dan en [volts].

16. El siguiente paso, es hacer un diseño preliminar, es decir asumir una disposición, esto depende del área del terreno, donde se va a ubicar la malla a tierra; el diseño debe tener:

- ✓ Un área supuesta.
- ✓ El espaciamiento entre conductores.
- ✓ La profundidad a la cual va a estar la malla
- ✓ El número de electrodos, para el primer diseño, no se incluirán.

La longitud total del conductor enterrado es:

$$L_T = 2 * L * (nd + 1) \quad [57]$$

Donde:

L, es la distancia, del lado de la malla cuadrada, supuesta.
nd, es el número de divisiones de la malla.

17. Se procede a determinar la resistencia de la malla :

$$R_g = \rho \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{20/A}} \right) \right] \quad [58]$$

Donde:

L_T, es la longitud total del conductor enterrado.

h, es la profundidad de la malla, esta la definimos como 0.5 m.

A, es el área de la malla a tierra.

18. La corriente máxima que la malla puede soportar, se determina:

$$I_G = D_f * S_f * 3I_0 \quad [59]$$

Donde:

D_f, es el factor de decremento.

S_f, es el factor de división de corriente en la malla (se supone un valor de 0,6).

3I₀, esta es la corriente, que da como resultado del análisis en ATP, la corriente simétrica.

19. Se halla un factor llamado GPR, (Ground Potencial Rise):

$$GPR = I_G * R_g$$

[60]

GPR es el máximo potencial eléctrico, que una malla a tierra de una subestación, puede alcanzar, en relación con un punto lejano puesto a tierra, al potencial del lugar donde se encuentre.

Donde:

I_G , es la corriente máxima, que la malla puede soportar.

R_g , es la resistencia de la malla.

Como primer criterio, se debe observar el valor de GPR; este se compara con la tensión de contacto, si el GPR, se encuentra por debajo del nivel tolerable de la tensión de contacto, el diseño cumple con las especificaciones, sin necesidad de realizar ningún cálculo mas; por el contrario, si se encuentra por encima, es necesario seguir con el procedimiento.

20. Si el valor del GPR, supera al de la tensión de contacto, se debe hallar la tensión de mesh (tensión de la malla), por medio de las siguientes ecuaciones:

$$E_m = \frac{\rho * I_G * K_m * K_t}{L_M} \quad [61]$$

$$L_M = L_C + L_R \quad [62]$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} * \left[\ln \left[\frac{D^2}{16 * h * d} + \frac{(D+2+h)^2}{8 * D * h} - \frac{h}{4d} \right] \right] + \frac{K_{it}}{K_h} * \ln \left[\frac{8}{\pi(2n-1)} \right] \quad [63]$$

$$K_{it} = \frac{1}{(2n)^{\frac{2}{n}}} \quad [64]$$

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}} \quad [65]$$

$$K_t = 0.644 + 0.148 * n \quad [66]$$

$$n = n_a * n_b * n_c * n_d \quad [67]$$

$$n_a = \frac{2 * L_C}{L_p} \quad [68]$$

Para una malla cuadrada

$$n_b = n_c = n_d = 1 \quad [69]$$

Donde:

I_G , es la corriente máxima, que la malla puede soportar.

ρ , es la resistividad del terreno.

L_C , es el conductor total de la malla, en m.

L_p , es la longitud periférica de la malla, en m.

L_R , es la longitud total de todos los electrodos, en m.

n , es el número efectivo de conductores paralelos, en la malla.

D , es el espaciamiento entre conductores paralelos, en m.

h , es la profundidad de la malla a tierra, en m.

d , es el diámetro de los conductores de la malla, en m.

$K_{i,}$ es el factor de corrección de la geometría de la malla.

$K_{ii,}$ es el factor de corrección de carga, que se ajusta a los efectos de los conductores internos, en la esquina de la malla.

K_m , factor de espaciamiento para la tensión de la red (mesh voltaje).

Como segundo criterio, la tensión de la malla, debe compararse con la tensión de contacto; si es menor, que el nivel tolerable de la tensión de contacto, el diseño es correcto; por el contrario, si la tensión de la malla, es mayor que nivel tolerable de la tensión de contacto, el diseño preliminar debe corregirse.

21. Si es el caso, en que se cumpla con el segundo criterio, se procede a determinar E_S , esta es la tensión de paso, entre un punto sobre la esquina de la malla y un punto a un metro en diagonal, fuera de la malla:

$$E_s = \frac{\rho * I_G * K_s * K_t}{0.75 * L_C + 0.85 * L_R} \quad [70]$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0.5^{n-2}) \right] \quad [71]$$

Donde:

K_s , es el factor de espaciamento, para la tensión de paso.

Como tercer criterio E_s , se compara con la tensión de paso; E_s debe ser menor que la tensión de paso.

Si los criterios anteriormente mencionados, se cumplen a cabalidad, puede decirse que el diseño de la malla a tierra, para la subestación deseada es correcto, cumpliendo con la norma IEEE y con la ESSA.

Por el contrario, si alguno de los criterios no se cumple, es razón suficiente para corregir esta disfunción, para esto, existen varias posibilidades, como ajustar el espaciamento del conductor de la malla, la longitud total del conductor, la profundidad de la malla, o la adición de electrodos; para este caso se recomiendan dos opciones, aumentar el área de la malla o la inclusión de electrodos, ya que es el método más sencillo y de mayor efectividad.

Para mejorar el diseño, o que cumpla con las condiciones para la protección de la subestación, se incluyen los electrodos, para esto debe seguirse una secuencia de pasos, tales como:

22. Si los parámetros de la subestación, se mantienen constantes, y el único cambio es la inclusión de electrodos; el área del conductor de la malla a tierra, la tensión de contacto y la tensión de paso, seguirán siendo las mismas:

$$A_{mm^2} = I \frac{1e^{-3}}{\sqrt{\left(\frac{TCAP * 1^{-4}}{t_c \alpha_r \rho_r} \right) \ln \left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a} \right)}} \quad [72]$$

$$E_{paso} = (1000 + 6 \times C_s \times \rho_s) \times \frac{k}{\sqrt{t_s}} \quad [73]$$

$$E_{\text{Contraero}} = (1000 + 1.5 \times C_s \times \rho_s) \times \frac{k}{\sqrt{t_s}} \quad [74]$$

23. La longitud total del conductor enterrado es:

$$L_T = 2 * L * (nd + 1) + ne * le \quad [75]$$

Donde:

L, es la distancia del lado de la malla cuadrada supuesta.

nd, es el número de divisiones de la malla.

ne, es el número de electrodos.

le, es la longitud del electrodo.

24. La resistencia de la malla, se determina de la misma forma, solo es de tener en cuenta, el cambio en L_T:

$$R_g = \rho \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{20/A}} \right) \right] \quad [76]$$

25. La corriente que la malla puede soportar, es la misma que para el diseño sin electrodos, estos no afectan para nada ese valor.

$$I_G = D_F * S_F * 3I_0 \quad [77]$$

26. El valor de GPR, es necesario recalcularlo, ya que la resistencia de la malla cambia:

$$GPR = I_G * R_g \quad [78]$$

27. La tensión de la red, se halla de la misma manera, pero es necesario tener en cuenta algunas variaciones:

K_{ii}=1, cuando hay electrodos.

$$L_M = L_C + \left[1.55 + 1.22 \left(\frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right] L_R \quad [79]$$

$$E_m = \frac{\rho * I_G * K_m * K_i}{L_M} \quad [80]$$

Donde:

L_x , es el lado de la malla, en dirección x.

L_y , es el lado de la malla, en dirección y.

Para este caso, L_x es igual a L_y , por ser la malla cuadrada.

L_r , es la longitud del electrodo en m.

L_R , es el número de electrodos, por la profundidad del mismo.

28. La tensión E_m , se compara con la tensión de contacto, E_m debe ser menor.

29. Se procede a determinar E_s :

$$E_s = \frac{\rho * I_G * K_s * K_i}{0.75 * L_G + 0.85 * L_R} \quad [81]$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0.5^{n-2}) \right] \quad [82]$$

30. Se compara E_s , con la tensión de paso, esta debe tener un valor de tensión menor.

Con todos estos pasos, realizados de manera ordenada y como se explico, durante todo el procedimiento; el usuario o persona que se guíe por esta metodología, puede estar seguro, que la puesta a tierra diseñada (malla a tierra), para la subestación determinada, es la más optima y confiable, siendo así la mejor opción al momento de construirse.

31. Calculo de Protecciones

Para el cálculo de las protecciones, se tiene en cuenta la necesidad de protección básica de la subestación; caja cortacircuitos, totalizador general, aisladores de retención y de paso; sin embargo, no se toma en cuenta, alguna especificación de protección del SICP, aunque este pueda ser un equipo electrónico, sensible.

1) Cruceta de Protecciones

- Caja Cortacircuitos: Funciona como un interruptor exterior, que conecta la acometida de la línea de media tensión y el transformador; posee un aislador en paralelo con la vela de accionamiento, dentro de la vela se encuentra el fusible hilo; este elemento debe estar acorde con el nivel de tensión, que se maneje en la acometida; para 13,2kV debe tener un aislamiento de 15kV y para 34,5kV, debe tener un aislamiento de 35kV.
- Fusible Hilo: Interconecta, la acometida de media tensión y el transformador; sale de funcionamiento permanentemente, cuando la corriente que fluye por el excede su valor máximo. Su valor nominal, se calcula con la corriente de media tensión, así:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \times V} \quad [83]$$

Donde S, es la potencia aparente del transformador y V es la tensión nominal de media.

- Pararrayos: Su función, se explico en el numeral 3.3.2.; deben estar acorde, al nivel de tensión media.

2) Postes

- Estructuras de Paso: Se instalan, con una cruceta y tres pines de paso; estos aisladores, se seleccionan dependiendo del nivel de tensión.
 - Media tensión:
 - ✓ Para 13,2 kV se instala, pin de 15 kV.
 - ✓ Para 34,5 kV se instala, pin de 35kv.
 - Baja tensión:
 - ✓ Se selecciona, según el nivel de tensión, que se utiliza en el transformador.
- Estructura de retención: Se instalan con una cruceta, tres pines de retención y un templete completo, para

estabilizar el poste; los aisladores de retención, se seleccionan, en base al nivel de tensión baja.

- Media tensión:
 - ✓ Para 13,2 kV, se instala disco de 6”.
 - ✓ Para 34,5 kV, se instala disco de 10”.
- Baja tensión:
 - ✓ Se selecciona, según el nivel de tensión, que se utiliza en el transformador.

Para mayor información, referirse al anexo A.

3) Templete.

Estructura de retención, o de paso que necesite templete.

- Para media tensión 13,2kV, se escoge templete de 108 mm.
- Para media tensión 34,5kV, se escoge templete de 139,7 mm.
- Para baja tensión, se selecciona según el nivel, que se maneje en el transformador.

4) Totalizador General

Este elemento, provee protección a la acometida de baja tensión y al SICP, la protección es trifásica, ya que la alimentación del SICP es de esta manera; se selecciona en base a la nominal en baja tensión, así:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \times V} \quad [84]$$

Donde S, es la potencia aparente del transformador y V es el nivel de tensión de baja.

6.4 DISEÑO Y ESPECIFICACION PARA EL SICP

Ahora se presenta el diseño y la especificación de la subestación, línea de media y baja tensión, sistema de protecciones y malla a tierra; teniendo en cuenta el marco teórico anteriormente

presentado, contrastado con las necesidades del SICP y la reglamentación del RETIE, IEEE y la ESSA.

6.4.1 Selección del Tipo de Subestación

Se escoge el tipo de subestación convencional tipo exterior, debido a las siguientes razones:

- Sencillez y economía, al momento del montaje y el mantenimiento, comparada, con los demás tipos de subestación.
- Tipo de subestación, más adecuada, para las condiciones aisladas de un pozo petrolero.

6.4.2 Selección de Nivel de Tensión.

6.4.2.1 *Media Tensión:*

El nivel de tensión en media tensión, se selecciona en base, a los niveles normalizados en el RETIE; se selecciona la alimentación principal, a través de media tensión, debido a que se estipula, que el SICP siempre necesitara, una potencia mayor a 30kVA, límite máximo, para escoger como alimentación principal, baja tensión. Se puede elegir entre dos opciones, ambas tensiones de transmisión, normalizadas en Colombia:

- 13,2 kV
- 34,5 kV

Se escoge el nivel de 13,2 kV, debido que es más común que el de 34,5 kV.

6.4.2.2 *Baja Tensión:*

El nivel de tensión en baja tensión, se escoge dentro de un rango de 10 a 1000 V, según la necesidad de alimentación del SICP; este rango se establece, debido a la restricción del nivel de baja tensión, estipulado en el RETIE.

Se escoge una tensión de 950 V, debido a su proximidad con la tensión deseada por el SICP y por no sobrepasar el límite máximo, establecido para baja tensión.

6.4.3 Configuración de la Subestación.

Se escoge la configuración de Barra Sencilla para la subestación, debido a las siguientes razones:

- Esta subestación alimentara únicamente al SICP, por lo tanto no es necesario ofrecer disponibilidad a otros sistemas.
- Es más económica que las demás configuraciones.
- No requiere de continuidad en el funcionamiento, al realizar un mantenimiento.

6.4.4 Aislamiento

Se escogen los elementos de aislamiento, según los niveles de tensión y tipo de estructura que se maneje.

6.4.4.1 Estructuras de Paso:

Se escogen los aisladores y templetes de paso cotejando el nivel de tensión que se maneje en Media o en Baja tensión, con los valores consignados en la tabla de la ESSA incluida en el Anexo A.

Para Media Tensión se escoge el pin de 15 kV y para Baja Tensión se deja a criterio del usuario, debido a la no existencia de aisladores normalizados para 950 V. Así mismo, se escoge un templete tensor de 108 mm para Media Tensión y para Baja Tensión se deja a criterio del usuario, debido a la no existencia de templetes tensores normalizados para 950 V.

6.4.4.2 Estructuras de Retención:

Se escogen los aisladores y templetes de retención cotejando el nivel de tensión que se maneje en Media o en Baja tensión, con los valores consignados en la tabla de la ESSA incluida en el Anexo A.

Para Media Tensión se escoge disco de 152,4mm y para Baja Tensión se deja a criterio del usuario, debido a la no existencia de aisladores normalizados para 950 V. Así mismo, se escoge un templete tensor de 108 mm para Media Tensión y para Baja Tensión se deja a criterio del

usuario, debido a la no existencia de plantillas tensores normalizados para 950 V.

6.4.5 Selección de Transformador

El transformador se selecciona teniendo en cuenta principalmente las tensiones de Media y Baja escogidas anteriormente, además de su tipo de conexión interna y tipo de subestación escogida, además de la potencia necesaria. Se escoge una potencia de 80 kW y un factor de potencia de 0,8, ambos valores sugeridos en el Anexo D de [Morantes, 2007].

Para las especificaciones escogidas, se selecciona un transformador con las siguientes características:

Tabla 12. Características del Transformador

Capacidad nominal	100kVA
Tensión primaria	13,200 V
Tensión secundaria	950 V
Corriente primaria	3,5 A
Corriente secundaria	48,62 A
Frecuencia	60 Hz
Conexión	Dyn5
Impedancia	5 %
Tap de conmutación en vacío	2 x ± 2,5 %

Fuente: [Morantes, 2006]

La conexión interna se escoge debido a que esta normalizada y es muy común.

Los cálculos de los datos consignados en la tabla se encuentran en el Anexo B.

6.4.6 Protecciones

6.4.6.1 Pararrayos:

Los pararrayos se escogen según el nivel de tensión en Media Tensión. Se escoge el pararrayo de óxido de Zinc con aislamiento de 15 kV, debido a que posee mejor tecnología que los demás, además de presentar economía, confiabilidad y ser más comercial.

6.4.6.2 Interruptores:

Se escoge teniendo en cuenta la corriente nominal que fluye en baja tensión. Se escoge un interruptor tripolar en vacío de 50 A debido a que es idóneo en acometidas de subestaciones iguales o inferiores a 34,5 kV.

6.4.6.3 Seccionador:

La selección del seccionador (caja cortacircuitos) se basa primordialmente en el nivel de tensión que se maneje en la acometida, complementado con el cálculo de la corriente (Valor nominal de corriente en Media Tensión) que soporta el fusible hilo que va ubicado dentro del seccionador.

Se escoge una caja corta-circuitos para una tensión de 13,2 kV, con fusible hilo de 3,5 A.

6.4.7 Barraje de la Subestación

El barraje de la subestación se selecciona teniendo en cuenta la cantidad de circuitos ramales que se desprenden de la acometida principal.

Se escoge el barraje tipo cable, debido a que solo se necesita alimentar al SICP, y dicho barraje presenta facilidad de conexión, mantenimiento y economía a la hora del montaje. Estos conductores deben estar hechos de cobre, ya que presentan mejor conductividad que el aluminio, mayor resistencia a la corrosión y mejores características mecánicas.

6.4.8 Apantallamiento

El apantallamiento se deja a criterio del usuario, que debe contemplar el nivel isocerámico del área donde se localice el proyecto y decidir si es necesario el apantallamiento.

Se escoge un apantallamiento dependiente de la distancia promedio entre postas de 15 metros, lo cual resulta en un cable de guarda a 12,5 metros sobre el nivel del suelo. El cálculo de la ubicación del cable de guarda con respecto al suelo se encuentra en el Anexo B.

6.4.9 Conductores

Principalmente se escogen cotejando la corriente nominal de Media y Baja tensión con las capacidades amperimétricas de cada conductor, teniendo en cuenta la cantidad de conductores que se utilizan para cada acometida. Luego de revisar dicha capacidad, se calcula la regulación para cada acometida y se compara con su valor máximo permitido.

Se escogen ambas acometidas aéreas, debido a la disponibilidad de dicho tipo de acometida en Media Tensión, y a la facilidad de montaje de dicho tipo de acometida en Baja Tensión.

Se escoge un conductor por fase en Media Tensión, debido a que no se requiere de gran capacidad amperimétrica; y dos conductores por fase en baja tensión, debido a la capacidad amperimétrica y el porcentaje de regulación necesario, con una distancia de separación de 25 cm, distancia común según el tipo de acometida escogida.

Para Media Tensión, se escoge un conductor por fase Turkey y para Baja tensión se escogen dos conductores por fase Curlew.

Seguidamente, se calcula en conductor del neutro, que debe tener la capacidad amperimétrica mayor o igual al 70% del conductor escogido de baja tensión. Se escoge el conductor Eagle.

Los cálculos de corrientes nominales, corrientes por conductor, porcentajes de regulación y conductor del neutro se realizan en el Anexo B.

6.4.10 Malla a Tierra

Se inicia con una suposición del área que se va a utilizar para la malla, el material de dicha malla, una resistividad del terreno, la

corriente máxima de cortocircuito con su respectiva ubicación, la separación entre conductores paralelos de la malla y tanto las impedancias de secuencia o los datos de potencia y corriente de cortocircuito propios del sistema, al que se va a conectar todo el diseño.

Paralelamente, se calculan los aportes a las impedancias de secuencia que realizan las líneas de media y baja tensión, así como el transformador de potencia. Estos cálculos se observan en el Anexo B. La selección de los datos de entrada y su respectiva razón se exponen a continuación:

- Se escoge un área de 100 metros cuadrados, proporcional al tamaño del tipo de subestación escogida.
- Una corriente de cortocircuito de 1500 A ubicada en el lado de Media Tensión, simulada y localizada a través de ATP, teniendo en cuenta los valores anteriormente descritos. La ubicación de la falla en Media Tensión hace que no existan aportes del transformador o el conductor en baja tensión, a las impedancias de secuencia.
- Una resistividad de 200 ohm-metro, valor estimado teniendo en cuenta una buena localización del proyecto.
- Separación entre conductores de 2 metros, de manera que la malla a tierra no sea demasiado robusta.
- Impedancias de secuencia del sistema de interconexión eléctrica, extraídas de un ejemplo consignado en la IEEE 80 de 2000.
- Un tiempo de falla de 0,5 segundos, tiempo prudente para realizar la descarga de la falla a través del sistema de tierras.
- Como material de la malla a tierra, se escoge "Alambre de acero recubierto de Cobre 40", debido a sus buenas propiedades conductoras y mecánicas.

Los cálculos realizados con las anteriores variables se consignan en el Anexo B.

Se calcula el área mínima del conductor de la puesta a tierra y se escoge el calibre #8 Wren.

Seguidamente, se escoge el bajante de media tensión, que es el mismo conductor de la malla a tierra. Luego, según el tipo de acometida de baja tensión y el conductor seleccionado para la misma, se selecciona el conductor de puesta a tierra de baja tensión, que es el mismo bajante de baja tensión. Se escoge el conductor calibre 4/0 como bajante y conductor de puesta a tierra en baja tensión.

Los resultados de los cálculos muestran una resistencia de malla a tierra menor de 10Ω , como lo establece el RETIE. Finalmente, se comprueba que las tensiones E_m y E_s son inferiores a las tensiones de contacto y de paso respectivamente, lo cual confirma una malla a tierra segura y diseñada en base a los datos de entrada.

A continuación se muestran los resultados en la interfaz del software, confirmando los valores hallados analíticamente:

Figura 49. Valores de inicio del ejercicio

The screenshot shows the 'Potencia' software interface with the following data fields:

- Datos de Potencia:**
 - Baja tension: Aereo
 - Media tension: 13.2 Kv
 - Potencia activa kW: 80
 - Factor de Potencia en atraso: 0.8
- Datos de Transformador:**
 - Tension alta KV: 13.2 Kv
 - Tension baja V: 950
- Datos cantidad de conductores:**
 - Numero de conductores en Haz para media Tension: 1
 - Numero de conductores en Haz para baja Tension: 2
 - Distancia entre conductores baja tension cm: 25
- Datos para acometida:**
 - Distancia Acometida de media a la subestacion m: 100
 - Distancia Acometida de baja a la subestacion m: 30

A 'Diseño etapa I' button is located at the bottom right of the window.

Fuente: Autores

Figura 50. Ventana de Conductores

The screenshot shows the 'CONDUCTORES' software window with a table for selecting conductors. The table is divided into two columns: 'Conductores de Media Tension' and 'Conductores de Baja Tension'. A 'Seleccionar' button is at the bottom.

Conductores de Media Tension			Conductores de Baja Tension		
%RG	CORRIENTE	N CONDUCTOR	%RG	CORRIENTE	N CONDUCTOR
0.0131	104	Turkey	0.0299	1010	Curlew
0.0108	122	Thrush	0.0278	1148	Pheasant
0.0090	139	Swan	0.0272	1198	Martin
0.0077	162	Swallow	0.0267	1237	Plover
0.0064	183	Sparrow	0.0263	1278	Parrot
0.0055	210	Robin	0.0257	1313	Falcon
0.0048	240	Raven			
0.0042	275	Quail			
0.0037	316	Pigeon			
0.0032	360	Penguin			
0.0025	448	Partridge			
0.0023	502	Piper			
0.0022	552	Quail			

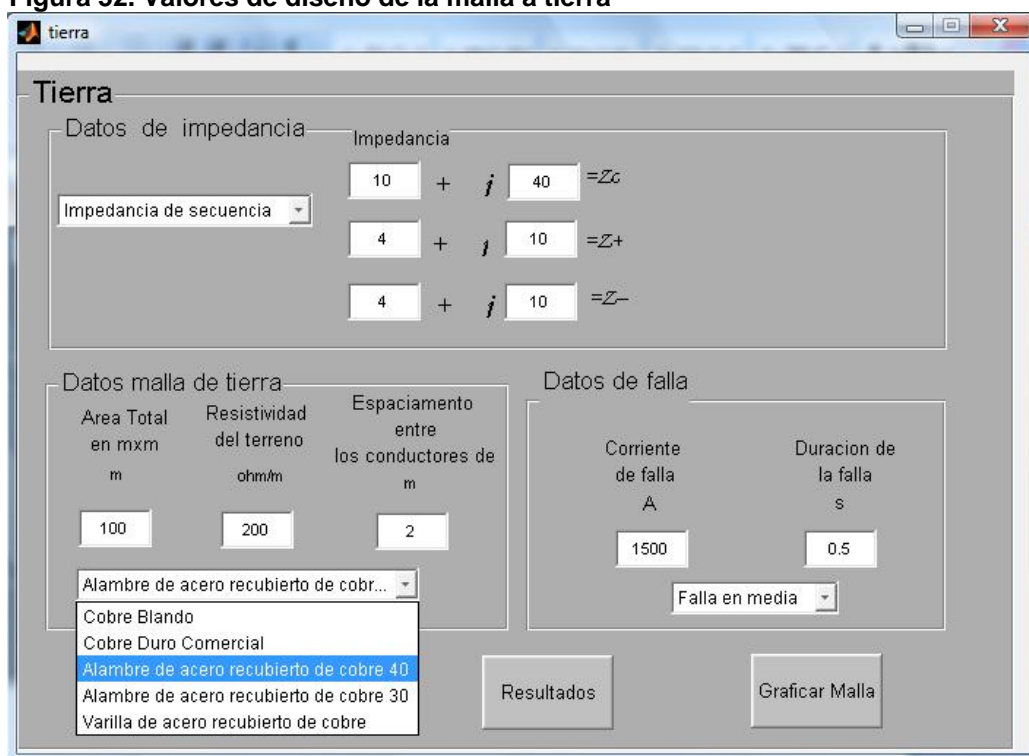
Fuente: Autores

Figura 51. Distancia promedio entre postes



Fuente: Autores

Figura 52. Valores de diseño de la malla a tierra



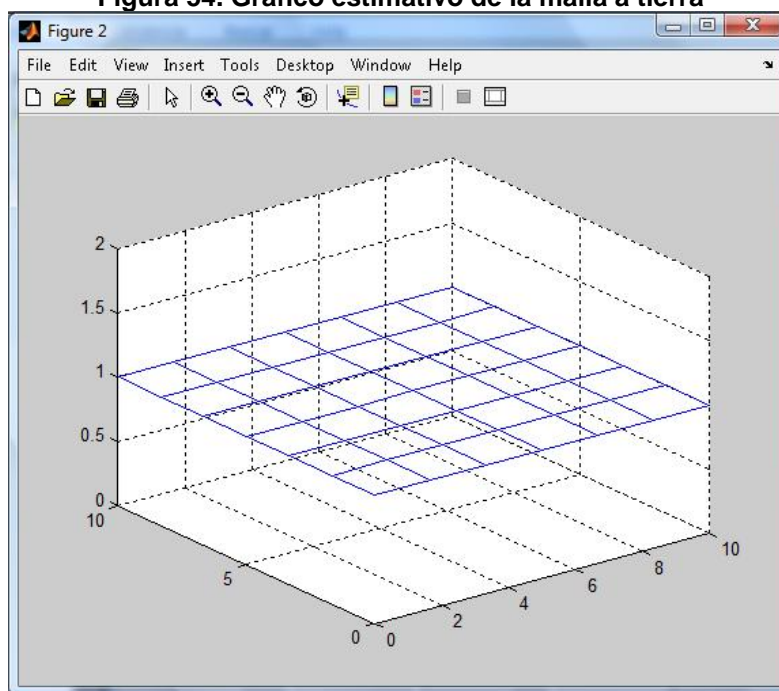
Fuente: Autores

Figura 53. Confirmación de correcto diseño de la malla a tierra



Fuente: Autores

Figura 54. Grafico estimativo de la malla a tierra



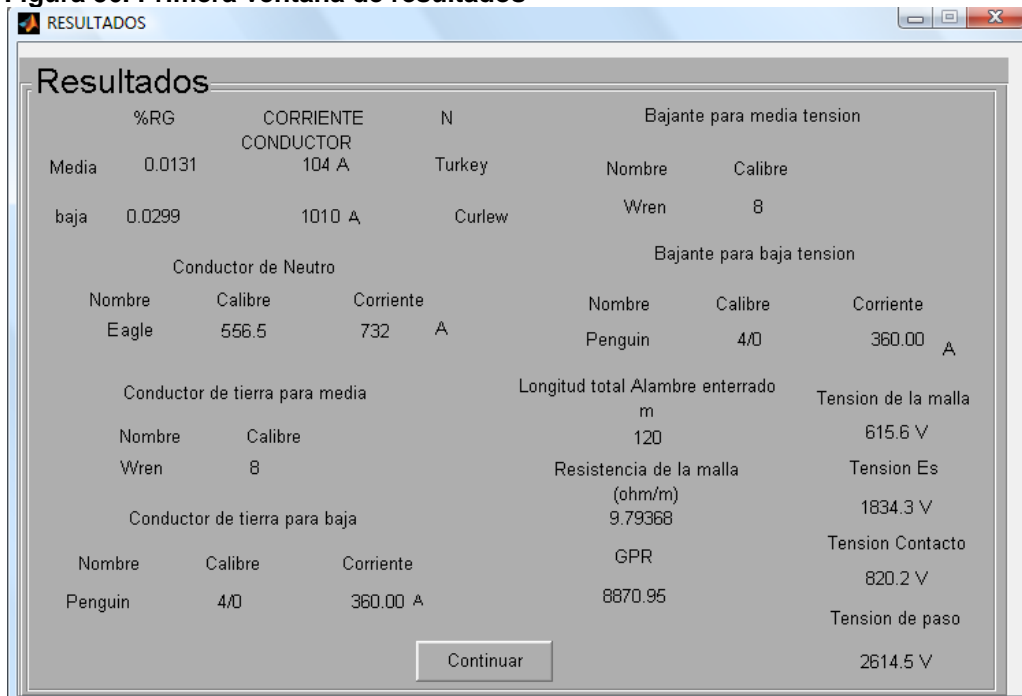
Fuente: Autores

Figura 55. Datos de entrada del programa

Datos de entrada		Impedancia del sistema		Corriente de falla (A)
Tension en alta	Tension en baja			1500
950.0 V	13.2 kV	$Z_{0-} = 10 + i * 40$		Duracion de la falla (s)
Tipo de acometida media tension	Tipo de acometida baja tension	$Z_{0+} = 4 + i * 10$		0.5
13.2 kV	Aerea	$Z_{0=} = 4 + i * 10$		Localizacion de la falla
Potencia Activa	Factor de potencia	Area total m*m	Resistividad del terreno (ohm/m)	Falla en media
80 kW	0.8	m	200	
Numero de conductores en haz para media Tension	Numero de conductores en haz para baja Tension	Espaciamento entre conductores		
1	2	2		
Distancia de la acometida de media a la subestacion (m)	Distancia de la acometida de baja a la subestacion (m)	Tipo de material del conductor		
100	30	Alambre de acero revestido de cobre 40		
				<input type="button" value="Resultados"/>

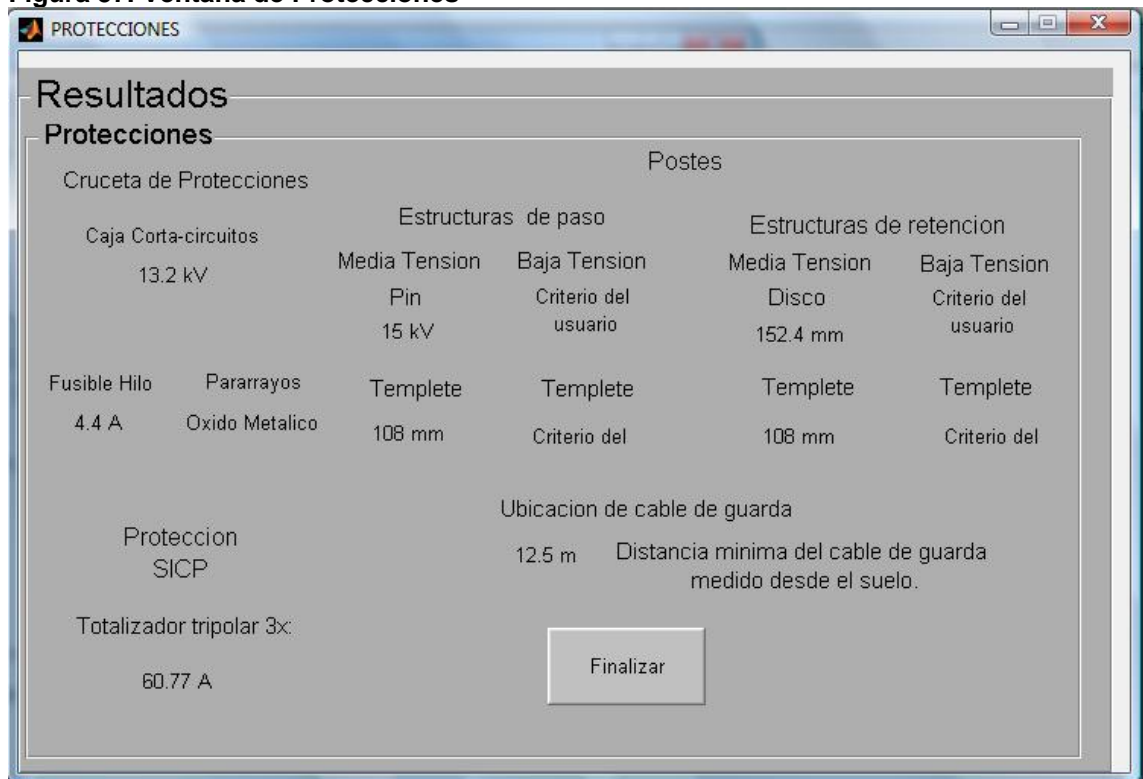
Fuente: Autores

Figura 56. Primera ventana de resultados



Fuente: Autores

Figura 57. Ventana de Protecciones



Fuente: Autores

Como se observa, los valores arrojados por el software están en concordancia con el análisis previo.

7 CONCLUSIONES

- ✓ Se escogió una configuración de subestación, que garantiza el normal funcionamiento del SICP y a su vez cumple con los requerimientos establecidos por el RETIE, la IEEE y las normas de diseño de la ESSA.
- ✓ Se estableció una selección de protecciones que cumplen los requerimientos básicos, tanto del SICP como de los equipos en la subestación. Ofrecen respaldo contra sobrecorrientes y sobretensiones, además brinda sencillez al momento de realizar el montaje y los mantenimientos rutinarios.
- ✓ Se concluyo que los resultados del análisis de las diferentes resistividades del terreno, no son relevantes al momento de diseñar el sistema de protecciones de la subestación.
- ✓ Se soluciono la disparidad entre el nivel de tensión requerido por el SICP y los niveles de tensión estandarizados en Colombia, al permitir la opción en el diseño asistido de escoger y realizar los cálculos con dicho nivel.
- ✓ Se creó un software capaz de determinar los parámetros necesarios en el diseño de una subestación eléctrica, para la alimentación y protección del equipo de calentamiento del petróleo en un yacimiento; que integra los criterios basados en la normas IEEE 80-2000 y la ESSA.
- ✓ Se proporciona un manual de usuario del software "Metodología para el diseño de una subestación eléctrica" que permite de manera amigable ingresar, comprender y ejecutar cada etapa del diseño.
- ✓ Se proporciona una metodología innovadora en el diseño de una subestación eléctrica; que reduce los cálculos tediosos y complicaciones al momento de aplicar criterios esenciales para un buen diseño.
- ✓ Se simulo con precisión el sistema interconectado de potencia (línea de transmisión, transformador de potencia, SICP y pozo petrolero) y se estableció una guía al lector para realizar dicha simulación a su gusto.

- ✓ Se estableció un vínculo entre la simulación en ATP y el software de diseño asistido, de manera que dicho diseño se basa en valores realistas y logra resultados más certeros.

8 RECOMENDACIONES Y TRABAJO FUTURO.

- Con el fin de agilizar el análisis e interpretación de resultados del diseño y generalizar los casos de aplicación del software se sugiere para un trabajo futuro:
 - Acoplar ATP (Alternative Transients Program) con Matlab; con el ánimo de optimizar el software, analizando los resultados de las simulaciones en ATP, de forma directa en Matlab.
 - Incluir las tablas correspondientes a las constantes de regulación de cada nivel de tensión de las empresas distribuidoras de energía, para que el software pueda ser aplicado en cualquier empresa energética o persona independiente.
 - Generar una presentación mas didáctica de los resultados, creando una función que genere vistas de perfil y planta de la subestación. Para una mejor interpretación de los resultados.
- Realizar un análisis más profundo en lo que respecta a la interacción entre el SICP, el tubing, el casing y el sistema de potencia eléctrico. Esto con el fin de obtener una mayor precisión al momento de modelar el estado permanente y las posibles fallas que se presenten en dicho sistema.
- Encontrar las constantes de regulación para los diferentes tipos de conductores no trabajados por la ESSA, a los factores de potencia que el software desarrollo, para no tener limitantes al momento de seleccionar el conductor, sea de la acometida de media como de baja tensión.
- Aplicar el software y la metodología en un ejercicio real, con el objetivo de encontrar sugerencias que puedan ser añadidas para el mejoramiento del mismo, esperando que este sea utilizado en todas las empresas, como base y guía para el diseño y construcción de subestaciones de cualquier tipo.

GLOSARIO

- ✓ **SICP:** Sistema de Inyección de Corriente en Pozos
- ✓ **RETIE:** Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas
- ✓ **IEEE:** Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- ✓ **ESSA:** Empresa Electrificadora de Santander S.A.
- ✓ **ATP:** Alternative Transients Program
- ✓ **API:** American Petroleum Institute
- ✓ **ANSI:** American National Standards Institute
- ✓ **CEI:** Comisión Electrotécnica Internacional
- ✓ **BIL:** Basic Insulation Level

REFERENCIAS

- [1]. ANSI "American National Standards Institute".
- [2]. Curso sobre Simulación de Transitorios en Sistemas Eléctricos Mediante el Programa ATP", preparado por la Universidad Pontificia de Comillas, desarrollado por el Profesor Luís Rouco.
- [3]. Empresa Electrificadora de Santander S.A E.S.P. "Normas para Calculo y Diseño de Sistemas de Distribución". Revisión numero 3, 2005-
- [4]. GUPTA, Subodh. "Unlocking the planet`s heavy oil and bitumen resources". Presentacion SPE, Marzo de 2005.
- [5]. IEEE-SA Standars Borrada. "IEEE Power Engineering Society, IEEE Std 80-2000 Guide for Safety in AC Substation Grounding". EUA, 2000
- [6]. MORANTES, Oscar. "Sistema de Inyección de Corriente en Pozos (SICP) para Estimulación y Aumento de Factor de Levante (Modelado de la Cara del Pozo como Impedancia Eléctrica)". "Trabajo de Investigación (Magíster Ingeniería Eléctrica)". Universidad Industrial de Santander. Col, 2006.
- [7]. Normas USAS C57, 1200-1968. Tabla 1, p. 8.
- [8]. PEÑA, Omar. "Sistema de Inyección de Corriente en Pozos (SICP) para Estimulación y Aumento de Factor de Levante (modelado de la transferencia de potencia mediante tubo productor *tubing*)". "Trabajo de Investigación (Magíster Ingeniería Electrónica)". Universidad Industrial de Santander. Col, 2007.
- [9]. Publicación 38 de la CEI "Tensiones normales de la CEI", 4º. EDICIONES 1967, Tabla V, p. 12.

- [10]. Publicación 274 de la CEI: "Pruebas de aisladores de porcelana o de vidrio destinados a las líneas aéreas de tensión nominal superior a 1000 V" Primera edición, 1968; p. 16.
- [11]. Publicación 274 de la CEI: "Pruebas de aisladores de porcelana o de vidrio destinados a las líneas aéreas de tensión nominal superior a 1000 V" Primera edición, 1968; Fig. 2, p. 47.
- [12]. Publicación 71 de la CEI: "Coordinación del aislamiento" 4ª edición, 1967; Tabla III, p. 24.
- [13]. RAÚLL MARTIN, José. "Diseño de subestaciones eléctricas". McGraw-Hill. 1992.
- [14]. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, RETIE. Resolución 180466 de abril 2 de 2007.
- [15]. <http://es.wikipedia.org/wiki/Petr%C3%B3leo>
- [16]. <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?conID=36400&catID=45>

ANEXO A
TABLAS GENERALES

1. Disposiciones según la ESSA

<i>Nivel</i>	<i>Disposición</i>
Baja Tensión	Vertical
Media Tensión (13,2 KV)	Delta
Media Tensión (34,5 KV)	Delta

2. Conductores Aéreos, Media Tensión

Nombre del conductor	Calibre AWG o KCMIL	Corriente ALUMINIO	Diámetro del conductor (mm)	Resistencia A.C a 50 °C (Ω /Km)	Radio medio geométrico RMG (mm)
Turkey	6	104	5,029	2,448	1,20091
Thrush	5	122	5,664	1,949	1,26797
Swan	4	139	6,350	1,565	1,33198
Swallow	3	162	7,713	1,288	1,31064
Sparrow	2	183	8,026	1,012	1,27406
Robin	1	210	9,017	0,811	1,27406
Raven	1/0	240	10,109	0,654	1,35941
Quail	2/0	275	11,354	0,530	1,55448
Pigeon	3/0	316	12,751	0,429	1,8288
Penguin	4/0	360	14,300	0,354	2,48107
Partridge	266,8	448	16,307	0,235	6,61416
Piper	300	502	17,780	0,217	7,34568
Oriole	336,4	593	18,821	0,185	7,7224
Lark	397,5	586	20,472	0,157	6,91896
Hen	477	644	22,428	0,130	9,26592
Heron	500	683	22,962	0,122	9,47928
Eagle	556,5	732	24,205	0,112	9,96696
Duck	605	754	24,206	0,106	9,78408
Rook	636	782	24,816	0,100	9,96696
Flamingo	666,6	805	25,400	0,095	10,2108
Starling	715,5	847	26,695	0,088	10,8204
Drake	795	903	28,143	0,080	11,369
Crane	874,5	935	29,108	0,075	11,7653
Canary	900	946	29,515	0,073	11,9482
Cardinal	954	953	29,378	0,061	12,253
Curlew	1033,5	1010	31,648	0,057	12,8016
Finch	1113	1060	33,842	0,053	13,2893
Grackle	1192,5	1108	33,985	0,050	13,7465
Pheasant	1272	1148	35,103	0,047	14,2037
Martin	1351,5	1198	36,170	0,044	14,6914
Plover	1431	1237	37,211	0,042	15,0571
Parrot	1510,5	1278	38,252	0,040	15,4229
Falcon	1590	1313	38,243	0,038	15,941

3. Tabla de las constantes de regulación, K_G , para media tensión(13,2KV)

Nombre del conductor	cos f	0,8	0,85	0,9	0,95	1
Turkey	6 AWG	227,5525823	235,922732	243,358657	249,063751	244,8
Thrush	5 AWG	187,386759	193,291906	198,27007	201,530821	194,9
Swan	4 AWG	156,11	160,1634	163,31	164,76	156,5
Swallow	3 AWG	134,357022	136,975442	138,671289	138,657895	128,8
Sparrow	2 AWG	112,07	113,335	113,68	112,33	101,2
Robin	1 AWG	95,199	96,25	95,59	93,23	81,1
Raven	1/0 AWG	83,14	82,6474	81,25	78,17	65,4
Quail	2/0 AWG	72,61	71,5749	69,45	66,07	53
Pigeon	3/0 AWG	63,8	62,3443	60,02	56,09	42,9
Penguin	4/0 AWG	56,42	54,7578	52,27	48,25	35,4
Partridge	266,8 AWG	42,79403569	41,041071	38,5812628	34,8118921	23,5
Piper	300 AWG	40,87946999	39,094416	36,6164988	32,8549202	21,7
Oriole	336,4 AWG	38,09321203	36,1757681	33,5721262	29,6971719	18,5
Lark	397,5 AWG	36,35021743	34,2321245	31,4131923	27,2958217	15,7
Hen	477 AWG	32,86885799	30,777009	28,0232469	24,0431644	13
Heron	500 AWG	32,12586818	30,0065869	27,2284265	23,2295668	12,2
Eagle	556,5 AWG	31,0989115	28,9573255	26,1635463	22,1614548	11,2
Duck	605 AWG	30,70269167	28,5208821	25,6844112	21,6350554	10,6
Rook	636 AWG	30,1389115	27,9373255	25,0835463	21,0214548	10
Flamingo	666,6 AWG	29,62956479	27,4163222	24,5541078	20,489549	9,5
Starling	715,5 AWG	28,80723043	26,5910003	23,7335263	19,6880259	8,8
Drake	795 AWG	27,94348646	25,7145595	22,8509801	18,8115858	8
Crane	874,5 AWG	27,38847536	25,1534642	22,2883671	18,2559155	7,5
Canary	900 AWG	27,1586876	24,9221926	22,0576675	18,0295968	7,3
Cardinal	954 AWG	26,0847273	23,8021387	20,8948772	16,83029	6,1
Curlew	1033,5 AWG	25,566579	23,2881702	20,3909258	16,3471703	5,7
Finch	1113 AWG	25,077431	22,7996632	19,9080427	15,8791429	5,3
Grackle	1192,5 AWG	24,68440649	22,4103121	19,5268729	15,5145064	5
Pheasant	1272 AWG	24,29638913	22,0253571	19,1493408	15,1524758	4,7
Martin	1351,5 AWG	23,90365982	21,6362652	18,7683855	14,7879929	4,4

Plover	1431 AWG	23,63242664	21,3686057	18,5075765	14,5401053	4,2
Parrot	1510,5 AWG	23,36383355	21,1032641	18,2486855	14,2935917	4
Falcon	1590 AWG	23,05435612	20,8020272	17,9600926	14,0258012	3,8

4. Tabla de las constantes de regulación, K_G , para media tensión (34,5KV)

Nombre del conductor	cos f	0,8	0,85	0,9	0,95	1
Turkey	6 AWG	227,912078	236,238359	243,619825	249,250839	244,8
Thrush	5 AWG	187,746255	193,607534	198,531238	201,717908	194,9
Swan	4 AWG	156,62	160,612	163,68	185,03	156,5
Swallow	3 AWG	134,716518	137,291069	138,932457	138,844983	128,8
Sparrow	2 AWG	112,58	113,783	114,05	112,60	101,2
Robin	1 AWG	96,50	96,698	95,96	93,50	81,1
Raven	1/0 AWG	63,65	83,0958	81,62	78,43	65,4
Quail	2/0 AWG	73,12	72,0233	70,02	66,34	53
Pigeon	3/0 AWG	64,31	62,793	60,40	56,36	42,9
Penguin	4/0 AWG	56,93	55,21	52,64	48,52	35,4
Partridge	266,8 AWG	43,1535316	41,356698	38,8424305	34,9989797	23,5
Piper	300 AWG	41,2389659	39,4100431	36,8776665	33,0420079	21,7
Oriole	336,4 AWG	38,4527079	36,4913951	33,8332939	29,8842595	18,5
Lark	397,5 AWG	36,7097133	34,5477515	31,67436	27,4829093	15,7
Hen	477 AWG	33,2283539	31,092636	28,2844146	24,230252	13
Heron	500 AWG	32,4853641	30,322214	27,4895943	23,4166544	12,2
Eagle	556,5 AWG	31,4584074	29,2729525	26,424714	22,3485424	11,2
Duck	605 AWG	31,0621876	28,8365091	25,9455789	21,822143	10,6
Rook	636 AWG	30,4984074	28,2529525	25,344714	21,2085424	10
Flamingo	666,6 AWG	29,9890607	27,7319493	24,8152755	20,6766366	9,5
Starling	715,5 AWG	29,1667263	26,9066273	23,994694	19,8751135	8,8
Drake	795 AWG	28,3029824	26,0301865	23,1121478	18,9986734	8
Crane	874,5 AWG	27,7479713	25,4690913	22,5495348	18,4430031	7,5
Canary	900 AWG	27,5181835	25,2378196	22,3188352	18,2166844	7,3
Cardinal	954 AWG	26,4442232	24,1177658	21,156045	17,0173776	6,1
Curlew	1033,5 AWG	25,9260749	23,6037973	20,6520936	16,5342579	5,7
Finch	1113 AWG	25,4369269	23,1152902	20,1692104	16,0662305	5,3
Grackle	1192,5 AWG	25,0439024	22,7259391	19,7880407	15,701594	5
Pheasant	1272 AWG	24,655885	22,3409841	19,4105085	15,3395634	4,7
Martin	1351,5 AWG	24,2631557	21,9518922	19,0295533	14,9750805	4,4
Plover	1431 AWG	23,9919226	21,6842327	18,7687442	14,7271929	4,2
Parrot	1510,5 AWG	23,7233295	21,4188911	18,5098532	14,4806793	4
Falcon	1590 AWG	23,413852	21,1176542	18,2212603	14,2128888	3,8

5. Tabla de conductores aéreos para baja tensión, a temperatura de 50°C, ASCR THW

Nombre del conductor	CALIBRE AWG o KCMIL	ALUMINIO	Diámetro del conductor(mm)	Resistencia A.C a 50 °C (Ω/Km)	Radio medio geométrico RMG (mm)
Wren	8	70	4,013	3,772	0,95707
Warbler	7	85	4,496	2,986	1,0729
Turkey	6	104	5,029	2,448	1,20091
Thrush	5	122	5,664	1,949	1,26797
Swan	4	139	6,350	1,565	1,33198
Swallow	3	162	7,713	1,288	1,31064
Sparrow	2	183	8,026	1,012	1,27406
Robin	1	210	9,017	0,811	1,27406
Raven	1/0	240	10,109	0,654	1,35941
Quail	2/0	275	11,354	0,530	1,55448
Pigeon	3/0	316	12,751	0,429	1,8288
Penguin	4/0	360	14,300	0,354	2,48107
Patridge	266,8	457	16,303	0,235	6,61416
Piper	300	502	17,780	0,217	7,34568
Oriole	336,4	593	18,821	0,185	7,7224
Hen	477	644	22,428	0,130	9,26592
Heron	500	683	22,962	0,122	9,47928
Eagle	556,5	732	24,205	0,112	9,96696
Flamingo	666,6	805	25,400	0,095	10,2108
Starling	715,5	847	26,695	0,088	10,8204
Drake	795	903	28,143	0,080	11,369
Crane	874,5	935	29,108	0,075	11,7653
Canary	900	946	29,515	0,073	11,9482
Cardinal	954	953	29,378	0,061	12,253
Curlew	1033,5	1010	31,648	0,057	12,8016
Pheasant	1272	1148	35,103	0,047	14,2037
Martin	1351,5	1198	36,170	0,044	14,6914
Plover	1431	1237	37,211	0,042	15,0571
Parrot	1510,5	1278	38,252	0,040	15,4229
Falcon	1590	1313	38,243	0,038	15,941

6. Tabla de conductores subterráneos para baja tensión, Cobre Aislado

Nombre del Conductor	CALIBRE AWG o KCMIL	Cobre	Diámetro del conductor(mm)	Resistencia A.C (Ω/Km)	Radio medio geométrico RMG (mm)
Wren	8 AWG	70	6,9	2,3487	1,3396
Turkey	6 AWG	95	7,87	1,4784	1,6908
Swan	4 AWG	125	9,08	0,93184	2,1336
Sparrow	2 AWG	170	7,713	0,58576	2,6883
Robin	1 AWG	195	8,026	0,4648	3,0175
Raven	1/0	230	9,017	0,36848	3,3833
Quail	2/0	265	10,109	0,29232	3,81
Pigeon	3/0	310	11,354	0,23184	4,2672
Penguin	4/0	360	12,751	0,18368	4,8158
250	250	405	14,63	0,155456	5,797296
350	350	505	17,89	0,111059	6,858
Heron	500	620	22,962	0,077739	7,8029
750	750	755	25,38	0,0518	9,7231
1000	1000	935	29,25	0,038942	11,21664

7. Tabla de las constantes de regulación, K_G , para baja tensión, conductores aéreos

Nombre del Conductor	cos f	0,8	0,85	0,9	0,95	1
Wren	8 AWG	326,97	342,757	357,79	371,46	377,2
Warbler	7	263,540757	275,461433	286,655624	296,503865	298,6
Turkey	6 AWG	220,02	229,315	237,89	245,14	244,8
Thrush	5	179,825014	186,652912	192,77659	197,595564	194,9
Swan	4 AWG	148,91	153,849	158,08	161,01	156,5
Swallow	3	126,795277	130,336448	133,177808	134,722638	128,8
Sparrow	2 AWG	104,87	107,02	108,45	108,58	101,2
Robin	1 AWG	88,79	89,935	90,38	89,49	81,1
Raven	1/0 AWG	75,94	76,333	76,02	74,42	65,4
Quail	2/0 AWG	65,41	65,26	64,42	62,32	53
Pigeon	3/0 AWG	56,6	56,029	54,79	52,35	42,9
Penguin	4/0 AWG	49,22	48,443	47,04	44,5	35,4
Partridge	266,8 AWG	35,2322905	34,4020769	33,0877823	30,8766351	23,5
Piper	300 AWG	33,3177248	32,4554219	31,1230183	28,9196633	21,7
Oriole	336,4 AWG	30,5314668	29,5367739	28,0786457	25,7619149	18,5
Hen	477 AWG	25,3071128	24,1380149	22,5297663	20,1079074	13
Heron	500 AWG	24,564123	23,3675928	21,734946	19,2943099	12,2
Eagle	556,5 AWG	23,5371663	22,3183314	20,6700658	18,2261979	11,2
Flamingo	666,6 AWG	22,0678196	20,7773281	19,0606272	16,554292	9,5
Starling	715,5 AWG	21,2454852	19,9520061	18,2400457	15,7527689	8,8
Drake	795 AWG	20,3817412	19,0755654	17,3574995	14,8763288	8
Crane	874,5 AWG	19,8267301	18,5144701	16,7948866	14,3206585	7,5
Canary	900 AWG	19,5969424	18,2831985	16,5641869	14,0943398	7,3
Cardinal	954 AWG	18,5229821	17,1631446	15,4013967	12,895033	6,1
Curlew	1033,5 AWG	18,0048338	16,6491761	14,8974453	12,4119133	5,7
Pheasant	1272 AWG	16,7346439	15,386363	13,6558603	11,2172188	4,7
Martin	1351,5 AWG	16,3419146	14,9972711	13,274905	10,8527359	4,4
Plover	1431 AWG	16,0706814	14,7296115	13,014096	10,6048483	4,2
Parrot	1510,5 AWG	15,8020883	14,4642699	12,7552049	10,3583347	4
Falcon	1590 AWG	15,4926109	14,1630331	12,4666121	10,0905442	3,8

8. Tabla de las constantes de regulación, K_G , para baja tensión, conductores subterráneos

Nombre del conductor	cos f	0,8	0,85	0,9	0,95	1
Wren	8 AWG	196,463	207,1611	217,607	227,585	234,87
Turkey	6 AWG	126,254	132,6717	138,855	144,602	147,84
Swan	4 AWG	81,9997	85,7495	89,2797	92,4032	93,184
Sparrow	2 AWG	53,8566	55,93171	57,8007	59,2879	58,576
Robin	1 AWG	44,2823	45,740	46,9888	47,8501	46,48
Raven	1/0 AWG	36,3697	37,37117	38,1696	38,592	36,848
Quail	2/0 AWG	30,0602	30,70733	31,1578	31,244	29,232
Pigeon	3/0 AWG	25,049	25,41483	25,5891	25,4085	23,184
Penguin	4/0 AWG	21,012	21,15945	21,1208	20,7374	18,368
250	250	18,349	18,40482	18,2864	17,8453	15,5456
350	350	14,5742	14,43523	14,1286	13,5115	11,1059
Heron	500	11,9212	11,61412	11,139	10,3527	7,7739
750	750	9,65586	9,242255	8,66627	7,78946	5,18
1000	1000	8,50015	8,03776	7,41674	6,50182	3,8942

9. Constantes de materiales, para determinar el área transversal del conductor.

Descripción	Conductividad del material	Factor α_r	K_0	T_m	ρ_r	TCAP
Cobre Blando	100	0,00393	234	1083	1,72	3,42
Cobre Duro Comercial	97	0,00381	242	1084	1,78	3,42
Alambre de acero recubierto de cobre	30	0,00378	245	1084	5,86	3,85
Alambre de acero recubierto de cobre	40	0,00378	245	1084	4,4	3,85
Varilla de acero recubierto de cobre	20	0,00378	245	1084	8,62	3,85

10. Tablas para seleccionar el conductor de la puesta a tierra para media tensión

Nombre del conductor	AWG o MCM	Área de la sección transversal
Wren	8	8,360
Turkey	6	13,29
Swan	4	21,14
Swallow	3	26,66
Sparrow	2	33,62
Robin	1	42,2
Raven	1/0	53,5
Quail	2/0	67,44
Pigeon	3/0	85,02
Penguin	4/0	107,21
250	250	126,67
350	350	177
400	400	202,68
Heron	500	253,35
700	700	354,69
800	800	405,36

11. Tabla de conductores mínimos para puesta a tierra baja tensión, según la ESSA.

Conductor Subterráneo de Baja	Conductor Aéreo de Baja	Conductor de puesta si Baja es Subterráneo	Conductor de puesta si Baja es Aérea
8	8	8	6
7	7	8	6
6	6	8	6
5	5	8	6
4	4	8	6
3	3	8	6
2	2	8	6
1	1	6	4
1/0	1/0	6	4
2/0	2/0	4	2
3/0	3/0	4	2
4/0	4/0	2	1/0
250	250	2	1/0
266,8	266,8	2	1/0
4/0	4/0	2	1/0
250	250	2	1/0
300	300	2	1/0
336,4	336,4	2	1/0
350	350	2	1/0
450	450	1/0	3/0
477	477	1/0	3/0
500	500	1/0	3/0
550	550	1/0	3/0
556,5	556,5	1/0	3/0
600	600	1/0	3/0
666,6	666,6	2/0	4/0
715,5	715,5	2/0	4/0
750	750	2/0	4/0
795	795	2/0	4/0
874,5	874,5	2/0	4/0
900	900	2/0	4/0
954	954	2/0	4/0
1000	1000	2/0	4/0
1033,5	1033,5	2/0	4/0
1272	1272	3/0	250
1351,5	1351,5	3/0	250

1431	1431	3/0	250
1510,5	1510,5	3/0	250
1590	1590	3/0	250

12. AISLADORES INDIVIDUALES PAR MEDIA TENSIÓN.

Característica	Unidad	Disco 152,4 mm (6")	Disco 254 mm (10")	Pin 15kV	Pin 35kV
Utilización		Retención Suspensión	Retención Suspensión	Alineamiento	Alineamiento
Referencia ANSI		52-1	52-3	55-4	56-3
Distancia de fuga	mm	178	292	229	533
Distancia de arco	mm	114	197	127	241
Resistencia electromecánica	kN	44	67	-	-
Resistencia al impacto	N-m	5	6	-	-
Resistencia al cantiliver	kN	-	-	13,4	13,4
Prueba de carga de rutina	kN	22	33,5	-	-
Prueba de carga sostenida	kN	27	44	-	-
Flameo de baja frecuencia en seco	kV	60	80	70	125
Flameo de baja frecuencia en húmedo	kV	30	50	40	80
Flameo crítico al impulso positivo	kV	100	125	110	200
Flameo crítico al impulso negativo	kV	100	130	140	265
Tensión de perforación de baja frecuencia	kV	80	110	95	165

13. TEMPLATES TIPO TENSOR.

Característica	Unidad	89,9 mm (3 1/2 ")	108 mm (4 1/4 ")	139,7 mm (5 1/2 ")
Utilización		B.T.	M.T. 15kV	M.T. 35kV
Referencia ANSI		54-1	54-2	54-3
Distancia de fuga	mm	41	48	57
Resistencia ala tensión	kN	44	53	89
Flameo de baja	kV	25	30	35
Flameo de baja frecuencia en humedo	kV	12	15	18

14. TABLA DE MATERIALES PARA ELECTRODOS DE PUESTA A TIERRA

Materiales	Diámetro (mm)	Recubrimiento (µm)
Cobre	12,7	-
Acero inoxidable	10	-
Acero galvanizado en caliente	16	70
Acero con recubrimiento electrodepositado de cobre	14	250
Acero con recubrimiento total en cobre	15	2000

ANEXO B
CALCULOS PARA EL DISEÑO

Algunos de los cálculos se presentaron inmediatamente, y no se mostró el procedimiento de reemplazo en la fórmula, debido al engorroso proceso de presentarla con los valores escogidos; se deja al lector la tarea de verificar dichos resultados.

Calculo de la potencia aparente:

$$S = \frac{P}{fp} = 100kVA$$

Calculo de la corriente nominal en el lado de Alta Tensión del Transformador:

$$I_{ALTA} = \frac{100000}{\sqrt{3} \times 13200} = 4,3738 A$$

Calculo de la corriente nominal en el lado de Baja Tensión del Transformador:

$$I_{BAJA} = \frac{100000}{\sqrt{3} \times 950} = 60,7737 A$$

Corrección de la corriente nominal en Baja Tensión para cada conductor, teniendo en cuenta la cantidad de los mismos.

$$I_{baja} = \frac{I_{BAJA}}{2} = 30,3868 A$$

Calculo de la regulación para Media Tensión:

$$\% R = \frac{227,91}{13200^2} \times 100 \times 100 \times 100\% = 1,3080\%$$

Calculo de la regulación para Baja Tensión:

$$\% R = \frac{18,0048338}{950^2} \times 30 \times 50 \times 100\% = 2,99\%$$

Calculo de la capacidad amperimétrica del neutro:

$$C_N = 0,7 \times 1010 A = 707 A$$

Calculo de la posición del cable de guarda:

$$\gamma = \frac{2}{3}12 + \sqrt{\frac{1}{9}12 + \frac{1}{3}\left(\frac{15}{2}\right)^2} = 12,48m$$

Calculo de impedancias del conductor seleccionado de Media Tensión:

$$X_L = 0,0754 \times \ln\left(\frac{1,33m}{1,20091mm}\right) = 0,528543$$

Calculo de impedancias del conductor seleccionado de Baja Tensión:

$$X_L = 0,0754 \times \ln\left(\frac{0,25m}{0,06046m}\right) = 0,136935$$

Calculo de las impedancias de secuencia de la línea de Media Tensión:

$$Z_{aa} = 2,448 + j0,528543$$

$$Z_{ab} = 240\pi 10^{-10} \left[\ln\left(\frac{2 \times 100}{1,33} - 1\right) \right] = 3,7747 \times 10^{-7}$$

$$Z_{0LM} = Z_{aa} + 2 \times Z_{ab} = 2,4480 + j0,528543$$

$$Z_{+LM} = Z_{-LM} = 2,447999 + j0,528543$$

Calculo de las impedancias de secuencia a usar en el ejercicio:

$$Z_{0FM} = 10 + j40 + 2,448 + j0,528543 = 12,448 + j40,5285$$

$$Z_{-FM} = Z_{+FM} = 4 + j10 + 2,447999 + j0,528543 = 6,447999 + j10,528543$$

Calculo del factor X/R según las impedancias de secuencia totales:

$$\sum R = 25,344$$

$$\sum X = 61,585629$$

$$\frac{X}{R} = 2,4299$$

Calculo del factor de decremento:

$$T_a = \frac{X}{R} \times \frac{1}{120\pi} = 0,006445$$

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{0,006445}{0,5} \left(1 - e^{\left(\frac{-2 \times 0,5}{0,006445} \right)} \right)} = 1,006425$$

Calculo de la máxima corriente asimétrica:

$$I_F = D_f \times I_f = 1596,375$$

Calculo del área mínima del conductor para soportar la corriente simétrica:

$$A_{mm^2} = 5,6182 mm^2$$

Calculo del factor Cs:

$$C_s = 0,718367$$

Calculo de la Tensión de Paso:

$$E_{paso} = 2614,5345V$$

Calculo de la Tensión de Contacto

$$E_{caonacto} = 820,1572V$$

Calculo de la longitud total de conductor enterrado:

$$L_T = 120m$$

Calculo de la resistencia de la malla a tierra:

$$R_g = 9,7936\Omega$$

Calculo de la corriente Ig:

$$I_G = 905,7825 A$$

Calculo del GPR:

$$GPR = 8870,9472V$$

Cálculo de Factores para Calcular Em y Es:

$$K_m = 0,2348$$

$$K_i = 1,532$$

$$K_{ii} = 0,43679$$

$$K_h = 1,2247$$

$$K_s = 0,5948$$

Calculo de Em y Es:

$$E_m = 543,0851V$$

$$E_s = 1834,3050V$$