

**DESARROLLO DE INSTRUCTIVO QUE FACILITE EL DISEÑO DE
SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN A LA REGIÓN CARIBE**

**JONATHAN MALDONADO CASTRO
JACQUELIN ESTHER RIVERA PALOMINO**

**TRABAJO DE GRADO COMO REQUISITO PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO**

**UNIVERSIDAD DE LA COSTA – C.U.C.
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
BARRANQUILLA - COLOMBIA**

2014

**DESARROLLO DE INSTRUCTIVO QUE FACILITE EL DISEÑO DE
SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN A LA REGIÓN CARIBE**

**JONATHAN MALDONADO CASTRO
JACQUELIN ESTHER RIVERA PALOMINO**

**TRABAJO DE GRADO COMO REQUISITO PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO**

**DIRECTOR
ING. JORGE IVAN SILVA**

**ASESOR
ING. CESAR BARRIOS**

**UNIVERSIDAD DE LA COSTA – C.U.C.
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
BARRANQUILLA - COLOMBIA**

2014

Nota de aceptación

Firma del Presidente del Jurado

Firma del Jurado

Firma del Jurado

Barranquilla, 08 de Septiembre del 2014

DEDICATORIA

A nuestras familias por el apoyo incondicional, por su colaboración para que podamos culminar con este proceso de terminación académico para obtener el título profesional.

A Dios, por darnos vida y salud para poder cumplir con una de tantas metas trazadas, para poder darle toda la gloria y honra a Él.

A nuestros profesores, Por saber guiarnos y brindarnos el conocimiento para poder desarrollarnos como profesionales en esta gran camino como el de ser ingeniero.

AGRADECIMIENTOS

Queremos expresar nuestros agradecimientos a Dios por darnos una nueva oportunidad de vida y a aquellas personas sin las cuales no se hubiera podido realizar este trabajo:

A la Universidad de la Costa CUC como entidad que nos permitió formarnos como profesionales durante toda una carrera.

Al ingeniero Jorge Silva, por su colaboración y disposición para el desarrollo del trabajo de grado.

Al cuerpo docente y directivo del programa de Ingeniería Eléctrica, por brindar los conocimientos requeridos y la colaboración necesaria en la ejecución del trabajo.

A cada una de las personas quienes de forma directa e indirecta colaboraron para que este proyecto fuese desarrollado.

RESUMEN

Para la realización del trabajo de grado se tuvo como propósito realizar primero una recopilación y estudio de normas nacionales e internacionales, tales como la IEE80, NTC 2050, RETIE, que nos permitieron desarrollar los instructivos técnicos para el diseño de subestaciones eléctricas en la costa Caribe, definiendo parámetros como el diseño de apantallamiento, diseño de malla de puesta a tierra, la selección del conductor y así minimizar el margen de error en los cálculos y mejorar los tiempos para el desarrollo de los diseños, elaborando una herramienta de cálculo en Excel que permitiera realizar la recopilación de todas las fórmulas para el diseño. En el trabajo de grado se realizó una validación por medio de ejercicios comprobados por la norma IEEE80 la eficiencia y confiabilidad de la herramienta de cálculo. Para el desarrollo de las subestaciones eléctricas, actualmente se desarrollan con las normas internacionales, las cuales son muy costosas y aplican una metodología muy extensa para determinar los valores requeridos para el diseño de la subestaciones, esto conlleva a un desgaste de tiempo en los diferentes diseños.

Para concluir se realizó el instructivo y la herramienta del cálculo para la optimización de los proyectos de diseño, ya que, si existen herramientas que nos permitan hacer estos cálculos pero requieren de una inversión bastante costosa y si se realiza de forma manual pueden presentarse errores humanos y el tiempo en desarrollarlos sería más amplio, buscando con la herramienta de cálculo mejorar tiempos y con el instructivo unificar criterios para los diseños.

Palabras claves: Subestación, diseño, apantallamiento, puesta a tierra.

ABSTRACT

For the realization of the thesis was to carry out is a compilation and study of national and international, such as IEE80, NTC 2050 RETIE, which allowed us to develop the technical instructions for the design of electrical substations on the Caribbean coast standards before defining the design parameters such as shielding, mesh design grounding, the driver selection to minimize the margin of error in calculations and improve time to develop designs, developed a tool in Excel that allowed to make the collection of all formulas for design. In undergraduate work validation was performed by standard IEEE80 checked by the efficiency and reliability of the calculation tool exercises. For the development of electrical substations, currently being developed with international standards, which are very expensive and a very extensive methodology applied to determine the values required for the design of substations, this leads to a wastage of time in different designs.

To conclude the instructions and calculation tool for the optimization of design projects conducted as if there are tools that allow us to make these calculations but require a fairly expensive investment and if done manually can present human error and the time to develop them would be broader, looking to improve the calculation tool and instructional times unify criteria for the designs.

Keywords: substation, design, shielding, grounding.

TABLA DE CONTENIDO

ÍNDICE

	Pág.
1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	11
2 OBJETIVOS	12
2.1 OBJETIVO GENERAL.....	12
2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS.....	12
3 JUSTIFICACIÓN	13
4 ESTADO DEL ARTE.....	14
4.1 ANTECEDENTES	14
4.2 PROTOCOLOS DE INSPECCIÓN UTILIZADOS.....	15
4.3 NORMATIVIDAD TÉCNICA APLICADA PARA EL DESARROLLO DEL DIAGNÓSTICO 15	
4.4 AVANCES TECNOLÓGICOS.....	17
5 MARCO TEÓRICO.....	18
5.1 CONCEPTOS FUNDAMENTALES	18
5.1.1 Análisis descriptivo (tipo de tecnología y disposición)	18
5.1.2 Parámetros generales	19
5.1.3 Nivel de aislamiento nominal	22
5.1.4 Corriente asignada en servicio continuo, Ir	25
5.1.5 Corriente de corta duración admisible asignada, I _{sc}	26
5.1.6 Duración asignada de cortocircuito, tk.....	26
5.1.7 Tensiones auxiliares	27
5.1.8 Parámetros ambientales.....	29
5.1.8.1 Altura sobre el nivel del mar	29
5.1.8.2 Nivel de contaminación	29
5.1.8.3 Aceleración sísmica	30
5.1.8.4 Velocidad del viento.....	32
5.1.8.5 Nivel Isocerámico.....	33
5.1.8.6 Resumen parámetros ambientales	34
5.2 Distancias de seguridad	35
6 METODOLOGIA.....	37
6.1 FLUJOGRAMA PARA EL DISEÑO DE UNA SUBESTACIÓN	38
7 ESTUDIO DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	45
7.1 Estudio de resultados	45
7.1.1 Malla de puesta a tierra.....	45
8 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	53
9 GLOSARIO.....	54
10 BIBLIOGRAFÍA.....	56
11 ANEXOS.....	57

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Tensiones para sistemas superiores a 1 kV y no mayores de 35 kV	20
Tabla 2. Tensiones para sistemas mayores de 35 kV	21
Tabla 3. Tensiones utilizadas en el sistema	22
Tabla 4. Niveles de aislamiento normalizados para las tensiones asignadas del rango I (1kV < $U_m \leq 245$ kV)	23
Tabla 5. Niveles de aislamiento normalizados de acuerdo a la Norma	24
Tabla 6. Cuadro resumen niveles de aislamiento y tensión a frecuencia industrial.....	25
Tabla 7. Corrientes Normalizadas.....	25
Tabla 8. Corrientes de corta duración I_{sc} (kA).....	26
Tabla 9. Tensiones de corriente continua.	27
Tabla 10. Tensiones de corriente alterna ¹²	27
Tabla 11. Tensiones de servicios auxiliares ¹³	28
Tabla 12. Índice indicador de contaminación por depósitos de polvo en relación a las clases de severidad de contaminación.....	30
Tabla 13. Correspondencia entre la distancia de fuga específica y la distancia de fuga específica unificada	30
Tabla 14. Distancias típicas entre equipos	35
Tabla 15. Distancias de seguridad en el aire.....	36

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura No 1. Equipos convencionales	17
Figura No 2. Equipos compactos	17
Figura No 3. Coeficientes de aceleración sísmica.....	31
Figura No 4. Velocidad básica del viento.	32
Figura No 5. Mapa de ISO niveles ceráúneos para Colombia (Área de 30 km x30 km).	33
Figura No 6. Zona de seguridad para personas en una subestación.	36
Figura No 7. Flujograma diseño de subestaciones	38
Figura No 7.1. Flujograma diseño Apantallamiento	39
Figura No 7.2. Flujograma diseño Malla de puesta a tierra	40
Figura No 8. Subestación doble barra con equipo compacto en SF6	41
Figura No 9. Subestación interruptor y medio con equipo convencional	42
Figura No 10. Subestación barra sencilla con espacio suficiente para ampliación a doble barra con equipo convencional	42
Figura No 11. Subestación barra sencilla con equipo convencional en 115 kV y 34,5 kV	43
Figura No 12. Subestación barra sencilla con equipo convencional en 34,5 kV y celdas Metal Clad en 13,2 kV	44

I. INTRODUCCIÓN

Hoy en día la investigación y desarrollo de diseños para Subestaciones Eléctricas ha evolucionado basado en el principio de atender económicamente al usuario. Esto ha creado una nueva concepción con soluciones innovadoras donde se vela por la relación del beneficio/costo teniendo como elementos incrementar la confiabilidad de la subestación y la consideración entre el costo del ciclo de vida útil y la confiabilidad de la instalación.

Actualmente el medio ambiente ha sido tema importante para las nuevas generaciones, y para el diseño de Subestaciones las normas y reglamentaciones nacionales e internacionales, imponen cada vez más diseños de subestaciones orientados a causar el menor impacto posible en el medio ambiente.

1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Para el diseño de Subestaciones existen normas a nivel internacional para cada uno de los parámetros a analizar tales como apantallamiento, distancias de seguridad, niveles de severidad, servicios auxiliares, coordinación de aislamiento, selección de conductores y cables de potencia, malla de puesta a tierra dentro de ellas podemos citar algunas normas tales como: IEC (60038, 60071-1, 60071-2, 60044, 60059, 62271-1) e IEEE 80.

Es importante resaltar el costo que tiene cada una de estas normativas internacionales por lo que muchas empresas no pueden adquirirlas; En Colombia y específicamente en la región Caribe sucede de manera similar, tanto las empresas como los diseñadores, no cuentan con estas normativas ni poseen un instructivo definido para el diseño de las subestaciones aplicando normas internacionales y que estén avaladas por las normas internas del país. Debido a ellos nos trazamos para nuestra investigación el siguiente objetivo general.

2 OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

- Realizar un instructivo que permita el diseño de subestaciones eléctricas de Distribución para la Región Caribe.

2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Realizar una revisión sobre el estado del arte, referido a programas aplicados a subestaciones eléctricas.
- Diseñar un instructivo que permita estandarizar configuraciones y modelos para el diseño de subestaciones con las condiciones de la región Caribe.
- Utilizar una herramienta que permita desarrollar los cálculos pertinentes para el diseño de la subestaciones.
- Validar el instructivo

3 JUSTIFICACIÓN

Para la realización del presente proyecto, es de gran motivación la necesidad de establecer o estandarizar el diseño de las subestaciones en el área de Distribución, buscando el mejoramiento de la calidad del trabajo, y optimizar la búsqueda y el estudio en diferentes normas internacionales IEC y ASTM, además de las normas Colombianas y adaptarlas a las condiciones y necesidades del país y específicamente de la Región Caribe.

Por medio de esta investigación se busca reducir el tiempo de la realización de los cálculos eléctricos, ya que, pretende como resultado brindar una herramienta que nos permita obtener los resultados deseados en menor tiempo y con parámetros específicos para el país y dependiendo a las necesidades del cliente.

Por tal motivo se espera con este proyecto mostrar una herramienta que facilite el diseño y que permita a los estudiantes de la Corporación Universitaria De La Costa fortalecer el conocimiento en el área de Subestaciones Eléctricas.

4 ESTADO DEL ARTE

4.1 ANTECEDENTES

Numerosas empresas de la región, realizan diseños de Subestaciones Eléctricas dentro de ellas podemos citar Applus, CRA, RGA, ISES y siendo esta última nuestro lugar y objetivo de trabajo. Para la realización del presente tesis de grado se tomó como referencia un grupo de diseños realizados por nuestras empresas de diferentes subestaciones donde surgió la necesidad de consultar todas estas normativas internacionales que aplican a la Costa Caribe, sus puntos fundamentales dejando como evidencia que no existe un instructivo que facilite la realización de los cálculos necesarios siendo el motivo principal para el desarrollo del presente trabajo.

En la primera etapa del proyecto se investigaron los diferentes programas dedicados al diseño de subestaciones eléctricas, tales como:

- BENTLY (Diseño en 3D de la subestación y medición de parámetros de seguridad)
- ASPIX (diseño de malla de puesta a tierra)
- Sparkta (Diseño de apantallamiento)

Para el diseño de la subestación e necesario realizar unos cálculos pertinentes, se busco una herramienta que no generara un costo alto y permitiera el manejo de fórmulas e una forma fácil, por tal motivo se utilizo las hojas en Excel. Para luego poder realizar el diseño en planta de la Subestación.

4.2 PROTOCOLOS DE INSPECCIÓN UTILIZADOS

Se utilizaron varios protocolos de inspección referenciados para este trabajo, entre los cuales se encuentran la normatividad técnica mencionada a continuación.

4.3 NORMATIVIDAD TÉCNICA APLICADA PARA EL DESARROLLO DEL DIAGNÓSTICO

Para efectos y desarrollo del diseño de Subestaciones para distribución se aplican las siguientes reglas y normativas:

- IEEE 519-1992 (IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems)
- Normativa Europea EN 50160 (Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución)
- Resolución CREG N° 024 del 2005
- Norma Técnica Colombiana NTC 5000 (Calidad de la Potencia Eléctrica -CPE-. Definiciones y términos fundamentales.)
- IEC 60038: “IEC standard voltages”, International Electrotechnical Commission, 8 Standard voltages, current ratings and frequencies.
- IEC 60071-1: “Insulation co-ordination – Part 1: Definitions, principles and rules”, International Electrotechnical Commission, 28 Insulation co-ordination.
- IEC 60071-2: “Insulation co-ordination – Part 2: Application Guide”, International Electrotechnical Commission, 28 Insulation co-ordination.
- IEC 60059: “IEC standard current rating”, International Electrotechnical Commission, 8 Standard voltages, current ratings and frequencies.
- IEC 62271-1: “High-voltage switchgear and controlgear - Part 1: Common specifications” International Electrotechnical Commission, 17A High-voltage switchgear and controlgear, consolidated edition.

- IEC 60815-1: “Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions – Part 1: Definitions, information and general principles”.
- Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión Carlos Felipe Ramírez G, segunda edición.
- NSR – 10 Reglamento colombiano de Construcción Sismo Resistente, Tomo I, Título A: Requisitos Generales de diseño y construcción sismo resistente.
- NSR – 10 Reglamento Colombiano de Construcción Sismo Resistente, Tomo I, Título B: Cargas.
- NTC 4552-1 Protección contra descargas eléctricas Atmosféricas (rayos).parte 1: principios generales.
- NTC 4552-2 Protección contra descargas eléctricas Atmosféricas (rayos).parte 2: Manejo del riesgo.

4.4 AVANCES TECNOLÓGICOS

- Se identificó la evolución de las tecnologías en las subestaciones, que comenzaron con los equipos convencionales aislados en aire y que con el transcurso de los tiempos han evolucionado para ser más compactos y seguros, como se muestra a continuación:

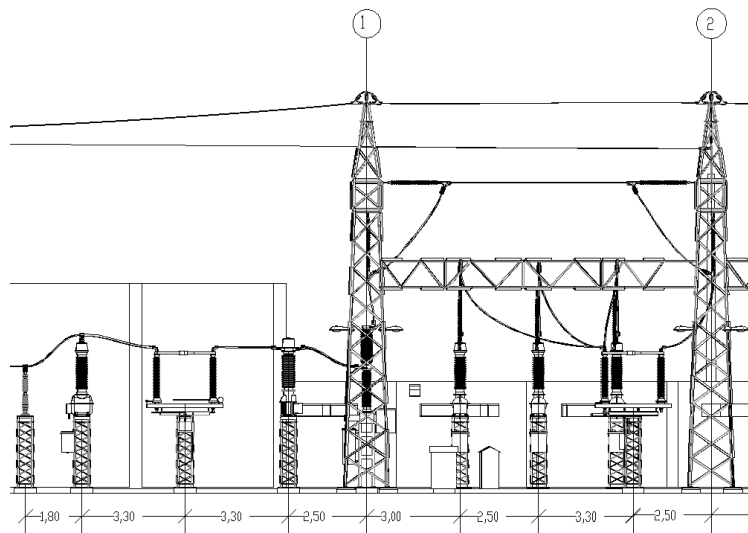


Figura No 1. Equipos convencionales

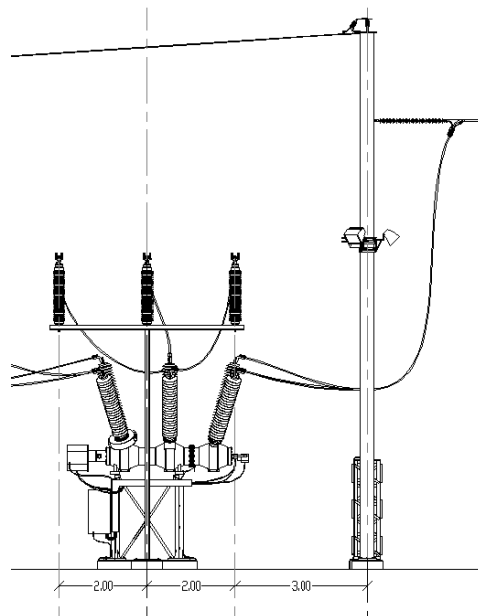


Figura No 2. Equipos compactos

5 MARCO TEÓRICO

5.1 CONCEPTOS FUNDAMENTALES

Una subestación eléctrica es la exteriorización física de la interconexión de varias líneas de transmisión en un sistema eléctrico de potencia, en el cual la energía se transforma a niveles adecuados de tensión para su transporte, distribución o consumo. Las subestaciones eléctricas se componen de elementos de transformación, protección, corte, medida y mando que ayudan a la distribución de energía eléctrica de una fuente a otra hasta llegar a los usuarios finales.

Existen diferentes tipos de subestaciones eléctricas, que son las siguientes:

- Subestaciones eléctricas hipercompactas: se constituyen en el exterior (al aire libre) y son conformadas por un equipo híbrido el cual con tiene los elementos de corte y protección para un segmento de la subestación.
- Subestaciones eléctricas de intemperie: Se construyen en el exterior (al aire libre). Suelen ser las más comunes a pesar de que no están protegidas de elementos como la contaminación y el clima por carecer de una edificación envolvente.
- Subestaciones eléctricas blindadas: Utilizan hexafluoruro de azufre (SF₆) como medio aislante.
- Subestaciones eléctricas interiores: Requieren que se les construya una edificación envolvente que proteja las partes de la subestación que pueden ser vulnerables a elementos externos.

5.1.1 Análisis descriptivo (tipo de tecnología y disposición)

Al identificar los diferentes tipos de subestaciones para la región Caribe, se establecieron diferentes tipos de configuraciones y tecnologías, las cuales son:¹

¹ Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión, segunda edición, editorial Mejía Villegas S.A.

- Tecnologías:
 - ✓ Equipos convencionales.
 - ✓ Equipos convencionales compactos.
 - ✓ Celdas aisladas en SF6, Metal Clad o Metal Enclosed
 - ✓ Equipos convencionales con reconectores (subestaciones reducidas)
- Disposiciones:
 - ✓ Barra sencilla
 - ✓ Doble barra
 - ✓ Doble barra con bypass
 - ✓ Anillo
 - ✓ Interruptor y medio

5.1.2 Parámetros generales

Se describen a continuación los parámetros generales:

Frecuencia nominal

La frecuencia asignada a considerar para las subestaciones es de 50 Hz y 60 Hz², en Colombia está normalizada para las subestaciones una frecuencia de 60 Hz. (Comisión Electrotécnica Internacional, 2011)

² IEC 60038: "IEC standard voltages"

Tensiones asignadas

Se establece los valores normalizados de tensiones asignadas del sistema. (Comisión Electrotécnica Internacional, 2009)³

Se establece una clasificación de dos gamas para las tensiones de los equipos: (Comisión Electrotécnica Internacional, 1993) ⁴

Tensiones de gama I: $1\text{ kV} < U_m \leq 245\text{ kV}$ y

Tensiones de gama II: $U_m > 245\text{ kV}$.

A continuación se presentan las tablas donde se encuentran relacionados los valores de tensiones con sus valores normalizados, los cuales son las tensiones normalizadas de los diferentes sistemas eléctricos. (Comisión Electrotécnica Internacional, 2009)

Tabla 1. Tensiones para sistemas superiores a 1 kV y no mayores de 35 kV.
(Tabla 3. Sistema trifásico de corriente alterna de tensión nominal superior a 1 kV y no superior a 35 kV y equipos relacionados.).³

Serie I			Serie II	
Tensión asignada (kV)		Tensión máxima (kV)	Tensión asignada (kV)	Tensión máxima (kV)
3,3(1)	3(1)	3,6(1)	4,16(1)	4,4(1)
6,6(1)	6(1)	7,2 (1)	-	-
11	10	12	-	-
-	-	-	12,47 (2)	13,2 (2)
-	-	-	13,2 (2)	13,97 (2)
-	-	-	13,8 (1)	14,52 (1)
-	(15)	(17,5)	-	-
22	20	24	-	-
-	-	-	24,94 (2)	26,4 (2)
33 (3)	-	36 (3)	-	-
-	-	-	34,5 (2)	36,5 (2)
-	35 (3)	40,5 (3)	-	-

Notas:

³ IEC 60038: "IEC standard voltages"

⁴ IEC 60071-1: "Insulation co-ordination – Part 1: Definitions, principles and rules"

La serie I es para 50 y 60 Hz

La serie II es para 60 Hz (práctica norteamericana)

Los valores indicados son entre fases y son utilizados para sistemas de 3 hilos salvo que se indique otra cosa

Los valores indicados entre paréntesis no son comunes y no deben ser usados para sistemas nuevos

(1) Estos valores no deben ser usados para sistemas de distribución pública.

(2) Estos valores son para sistemas de 4 hilos.

(3) La unificación de estos valores está bajo consideración.

Tabla 2. Tensiones para sistemas mayores de 35 kV
(Tabla 4. Sistema trifásico de corriente alterna de tensión nominal superior a 35 kV y no superior a 230 kV y equipos relacionados.).⁵

Tensión asignada (kV)		Tensión máxima (kV)
(45)	-	(52)
66	69	72,5
110	115	123
132	138	145
(150)	-	(170)
220	230	245
(1)		(300)
(1)		362
(1)		420
(1)		550 o 525
(1)		800 o 765
(1)		1050 o 1100
(1)		1200

Nota:

Los valores son aplicables para las dos series

Los valores indicados son entre fases

Los valores indicados entre paréntesis no son comunes y no deben ser usados para sistemas nuevos

(1) Valores no especificados por la norma.

La tabla 3, indica los valores de tensiones de interés para el sistema tomados de la tabla 1 y tabla 2. (Las tensiones máximas se tomaron de acuerdo al comportamiento real del sistema).

⁵ IEC 60038: "IEC standard voltages"

Tabla 3. Tensiones utilizadas en el sistema

Tensión asignada (kV)	Tensión máxima (kV)
110	123
34,5	38
13,2	15

5.1.3 Nivel de aislamiento nominal

El nivel de aislamiento asignado de un equipo debe seleccionarse de acuerdo a los valores establecidos por la (Comisión Electrotécnica Internacional, 1993)

Los valores de tensión soportados según la norma, corresponden a las condiciones atmosféricas normales de referencia de:

- Temperatura = 20 °C
- Presión 101,3 kP (1 013 mbar)
- Húmeda absoluta $h = 11 \text{ g/m}^3$

“Para equipos con tensión máxima de diseño menor ó igual a 245 kV, el nivel de aislamiento asignado se especifica por la tensión soportada al impulso tipo rayo, Up y la tensión de soportabilidad normalizada de corta duración a frecuencia industrial, Ud.”⁶

“Las tensiones de soportabilidad a frecuencia industrial de corta duración e impulso atmosférico son iguales a las tensiones de soportabilidad fase-tierra respectivas. Los valores en paréntesis, sin embargo, pueden ser insuficientes para probar que las tensiones de soportabilidad requeridas se cumplen y podría ser necesario realizar pruebas de soportabilidad fase-fase adicionales”.

⁶ Commission, Insulation Co-ordination-Part 1: Definitions, principles and rules, 1993.

Tabla 4. Niveles de aislamiento normalizados para las tensiones asignadas del rango I (1kV < $U_m \leq 245$ kV)

(Tabla 2. Niveles de aislamiento estándar para la gama I).⁷

Tensión máxima del equipo U_m [kV] (valor Eficaz)	Tensión de soportabilidad normalizada de corta duración a frecuencia industrial U_d [kV] (valor eficaz)	Tensión de soportabilidad normalizada al impulso tipo rayo U_p [kV] (valor pico)
3,6	10	20
		40
7,2	20	40
		60
12	28	60
		75
		95
17,5	38	75
		95
24	50	95
		125
		145
36	70	145
		170
52	95	250
72,5	140	325
123	(185)	450
	230	550
145	(185)	(450)
	230	550
	275	650
170	(230)	(550)
	275	650
	325	750
245	(275)	(650)
	(325)	(750)
	360	850
	395	950
	460	1050

⁷ IEC 60071-1: "Insulation co-ordination – Part 1: Definitions, principles and rules".

Tabla 5. Niveles de aislamiento normalizados de acuerdo a la Norma (Valores de los niveles de aislamiento clasificado para 1 kV U_m <math><245</math> kV de altos voltajes para los equipos U_m no normalizados por la IEC sobre la base de la práctica actual en algunos países).⁸

Máxima tensión nominal (kV rms)	Tensión nominal soportada	
	Al impulso tipo rayo (kV rms)	A frecuencia industrial (kV rms)
8,25	95	30
15,5	110	45
25,8	150	60
38	200	80
48,3	250	100
72,5	250	100
	350	145
121	350	145
	450	190
	550	230
145	350	145
	450	190
	550	230
	650	275

Para la mayoría de las tensiones asignadas existen varios valores de aislamiento, como se indica en las tablas anteriores, permitiendo la aplicación de diferentes criterios de funcionamiento o diferentes conjuntos de sobretensiones.

La determinación deberá hacerse considerando el grado de exposición a sobretensiones de frente rápido y de frente lento, del tipo de puesta a tierra del neutro del sistema (sistema sólidamente aterrizado, sistema aterrizado por impedancia, sistema de neutro aislado y sistema de tierra resonante) y del tipo de dispositivos limitadores de sobretensiones.

⁸ IEC 60071-1: "Insulation co-ordination – Part 1: Definitions, principles and rules".

De acuerdo a los valores de niveles de aislamiento establecidos en la Tabla 4; “Niveles de aislamiento normalizados para las tensiones asignadas del rango I (1kV < Um ≤ 245 kV)” y la tabla 5: “Niveles de aislamiento normalizados de acuerdo a (The Institute of Electrical and Electronics Engineers, 1996), y según los criterios del estudio: “Coordinación de Aislamiento Para Sistema Sólido A Tierra”, se llegaron a los siguientes valores estandarizados:

Tabla 6. Cuadro resumen niveles de aislamiento y tensión a frecuencia industrial.⁹

Tensión nominal Vn kV(eficaz)	Tensión asignada máxima del equipo Um kV (eficaz)	Tensión soportada asignada al impulso tipo rayo Up kV (pico) BIL	Tensión soportada asignada de corta duración a frecuencia industrial Ud kV (eficaz)
110	123	550	230
34,5	36	170(*)	80
13,2	15	95	38

Nota (*): La tensión soportada al impulso tipo rayo (BIL), está normalizada por la ANSI, para una tensión máxima de 38 kV.

5.1.4 Corriente asignada en servicio continuo, Ir

Los valores de corriente asignada en servicio continuo pueden ser seleccionados así:10

1 – 1,25 – 1,6 – 2 – 2,5 – 3,15 – 4 – 5 – 6,3 – 8 A y sus múltiplos por 10 n.

A continuación se presentan las corrientes normalizadas para la especificación de equipos de las subestaciones, las cuales han sido asignadas de acuerdo a las capacidades en MVA en líneas y subestaciones para cada uno de los niveles de tensión:

**Tabla 7. Corrientes Normalizadas.
(Tabla de los estándares de las corrientes).¹⁰**

⁹ Tabla Resumen adaptada de las tablas anteriores.

	Nivel de tensión (kV)		
	13,2	34,5	110
Corrientes Normalizadas [A]	630		250
	1600	1800	1250

5.1.5 Corriente de corta duración admisible asignada, I_{sc}

El valor de corriente de corta duración admisible debe ser igual al valor de cortocircuito asignado especificado para el equipo y debe seleccionarse entre los siguientes valores:

1 – 1,25 – 1,6 – 2 – 2,5 – 3,15 – 4 – 5 – 6,3 – 8 A y sus múltiplos por 10n.

A continuación se muestran los niveles máximos de corto circuito de las subestación, para cada nivel de tensión nominal asignada y las corrientes de corta duración acorde a los valores estandarizados, así:

Tabla 8. Corrientes de corta duración I_{sc} (kA)
(Tabla de estándares de las corrientes).¹¹

Tensión nominal asignada, V _n , kV	Corriente de corta duración asignada, I _{sc} , kA
110	31,5
34,5	25
13,2	25

5.1.6 Duración asignada de cortocircuito, t_k

El valor normal es un (1) segundo. Si se requieren valores mayores, se recomiendan de dos (2) y tres (3) segundos, o menores de 0,5 segundos.

Para la especificación de los equipos de las subestaciones se utilizará un tiempo normalizado de duración de cortocircuito de un (1) segundo (1 s).

¹⁰ IEC 60059 “IEC Standard Current Rating”

¹¹ IEC 60059 “IEC Standard Current Rating”

5.1.7 Tensiones auxiliares

La tensión asignada de los elementos de cierre y apertura de los equipos de maniobra y la tensión asignada de los circuitos auxiliares, deben ser entendidas como la tensión medida en los terminales de los aparatos durante su operación, incluyendo las resistencias auxiliares o accesorios requeridos por el fabricante e instalados en serie con él, pero no incluyen los conductores de conexión a la fuente. De acuerdo con la (Comisión Electrotécnica Internacional, 2011)

Los valores de tensiones auxiliares deben ser elegidos entre los que se indican en las siguientes tablas extraídas de (Comisión Electrotécnica Internacional, 2011)

**Tabla 9. Tensiones de corriente continua.
(Tabla de estándares de las corrientes).¹²**

Tensión [V c.c.]
24
48
60
110 ó 125
220 ó 250

Tabla 10. Tensiones de corriente alterna¹²

Sistemas trifásicos, 3 hilos o 4 hilos [V c.a.]	Sistemas monofásicos 3 hilos [V c.a.]	Sistemas monofásicos 2 hilos [V c.a.]
-	120/240	120
120/208	-	120
(220/380)	-	(220)
230/400	-	230
(240/415)	-	(240)
277/480	-	277
347/600	-	347

Notas:

- (1) Los valores más bajos en la primera y segunda columna son las tensiones a neutro y los valores más altos son las tensiones entre fases

¹² IEC 60059 "IEC Standard Current Rating"

- (2) El valor 230/400 V será en el futuro el único valor normalizado de la IEC y en sistemas nuevos se recomienda su adopción.

Para las nuevas subestaciones se adoptarán los siguientes valores normalizados de tensiones de servicios auxiliares:

Tabla 11. Tensiones de servicios auxiliares; Error! Marcador no definido.

Tensión de corriente continua [V c.c.]	Tensión de corriente alterna [V c.a.]
	Trifásica
125	120/208

Para la reposición de equipos en las subestaciones existentes se utilizarán los niveles de tensión de servicio propios de cada subestación.

Los elementos de cierre de los equipos de maniobra deben operar correctamente con tensiones entre 85% y 110% de la tensión asignada. ¹³ (Comisión Electrotécnica Internacional, 2011)

Las bobinas de apertura de los interruptores deben operar entre el 85% y el 110%, en el caso de corriente continua.

De acuerdo a (Standard, 2006), los valores de tensión en los terminales de suministro no deben diferir de la tensión asignada en +5% y -10%. No obstante lo indicado, es recomendable mantener las variaciones de la tensión en las cargas entre límites de $\pm 5\%$.

¹³ Commission, IEC 62271-1 High-voltage switchgear and controlgear –Part 1: Common specifications, 2011

5.1.8 Parámetros ambientales

Se describen a continuación los parámetros ambientales que inciden en las solicitudes de los equipos de potencia para subestaciones convencionales.

5.1.8.1 Altura sobre el nivel del mar

Las normas IEC establecen correcciones en las características técnicas de los equipos para alturas mayores a 1000 m. Teniendo en cuenta que en la costa Caribe se encuentra muy por debajo de esta cota, este parámetro no afecta las solicitudes normalizadas por los fabricantes de equipos de alta tensión.

5.1.8.2 Nivel de contaminación

La contaminación ambiental afecta directamente el aislamiento para tensión a frecuencia industrial de acuerdo a la IEC 60071.¹⁴ (Comisión Electrotécnica Internacional, 2008)

La contaminación de los aisladores se produce por elementos de la atmósfera que se depositan y acumulan sobre su superficie, formando en el equipo una capa. Cuando esta capa está seca, no se afectan notablemente las propiedades dieléctricas del aislador, pero cuando este recibe humedad, niebla o lluvias ligeras, se presentan corrientes de fuga que disminuyen sus propiedades eléctricas y finalmente ocasionan flameo, afectando la confiabilidad del servicio. Para contrarrestar este efecto es necesario aumentar la distancia de fuga de los aisladores. Debido a esto, los niveles o clases de severidad de contaminación pertinentes a las subestaciones a tratar son:

¹⁴ IEC 60071 Insulation Co-ordination-Part 1:Definitions, principles and rules, 1993

Tabla 12. Índice indicador de contaminación por depósitos de polvo en relación a las clases de severidad de contaminación¹⁵

Índice indicador de contaminación por depósito de polvo, PI ($\mu\text{S}/\text{cm}$) (Tomar el valor más alto)		Clases de severidad de contaminación del sitio	
Valor promedio mensual sobre un año	Máximo mensual sobre un año		
76-200	176-500	c	II Medio
201-350	501-850	d	III Pesado

Tabla 13. Correspondencia entre la distancia de fuga específica y la distancia de fuga específica unificada¹⁶

Niveles o clases de severidad de contaminación	Distancia de fuga específica para sistemas trifásicos a.c. (mm/kV)	USCD ⁽¹⁾ (mm/kV)
Muy ligero	12,7	22,0
I Ligero	16,0	27,8
II Medio	20,0	34,7
III Pesado	25,0	43,3
IV Muy Pesado	31,0	53,7

Nota: Parte de la información se tomó de la (Comisión Electrotécnica Internacional, 2008) Anexo J.

- 1) La distancia de fuga específica unificada se refiere a la tensión a través de un aislador como por ejemplo para un sistema a.c. la tensión fase a tierra.

5.1.8.3 Aceleración sísmica

Los equipos para las subestaciones deben estar diseñados para soportar los esfuerzos mecánicos producidos por los sismos¹⁷.

¹⁵ Commission, IEC 60815-1 Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in, 2008

¹⁶ Commission, IEC 60815-1 Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in, 2008). Anexo J

¹⁷ Norma NSR– 10 Reglamento Colombiano de Construcción Sismo Resistente, Tomo I

La capacidad de los equipos para soportar los sismos se pueden determinar por factores de aceleración sísmica de diseño. Para establecer un valor normalizado, se utilizará un valor correspondiente a riesgo alto, el cual corresponde a 0,15 g.

Coefficiente de aceleración sísmica para las subestaciones (A_v):
Intermedio 0,15 g

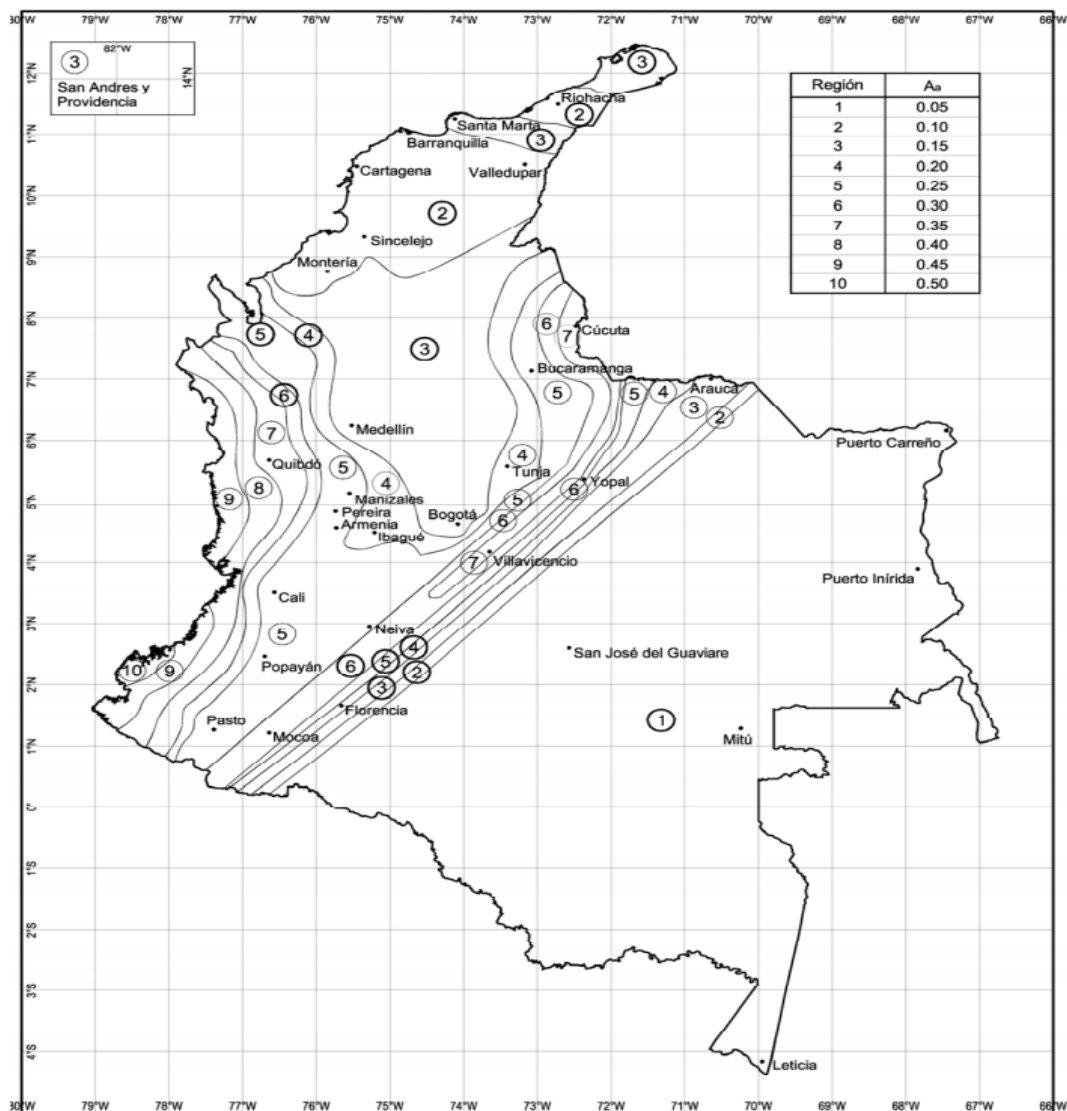


Figura A.2.3-2 — Mapa de valores de A_a

Figura No 3. Coeficientes de aceleración sísmica.
Tomado de la Norma NSR- 10 Reglamento Colombiano de Construcción Sismo Resistente,
Tomo I, Título A

5.1.8.4 Velocidad del viento

La velocidad del viento para diseño es la velocidad máxima de ráfaga de tres (3) segundos. Esta velocidad es aquella que se estima que será excedida en promedio una vez cada 50 años, medida a 10 m de altura sobre el terreno y en campo abierto.

De acuerdo al mapa de amenaza eólica de Colombia, se establecer un valor normalizado se utilizará el valor más crítico de 130 km/h.

Velocidad de diseño a considerar para las subestaciones:

130 km/h.

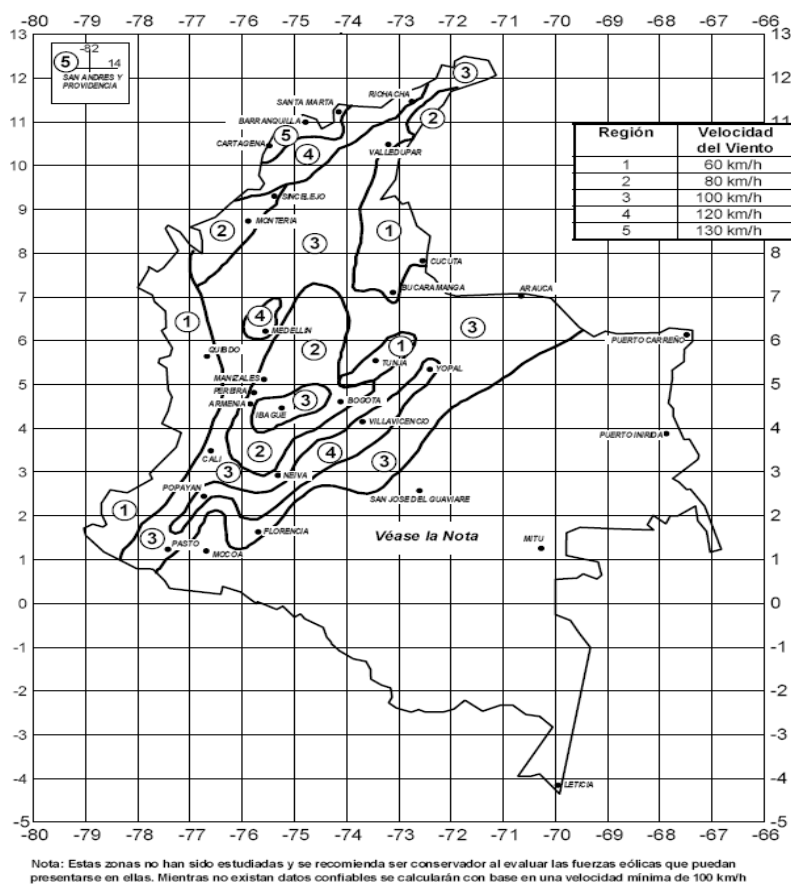


Figura No 4. Velocidad básica del viento.

Tomado de la Norma NSR- 10 Reglamento Colombiano de Construcción Sismo Resistente, Tomo I, Título B

5.1.8.5 Nivel Isoceráunico

El nivel Isoceráunico de un lugar es el número promedio de días al cabo del año en los que hay tormenta. Se considera día con tormenta a aquel en el que al menos se oye un trueno.

De acuerdo al mapa de ISO niveles ceráuneos de Colombia, como principios generales, se selecciona un valor máximo de 240 día/año. (Norma Técnica Colombiana, 2008)

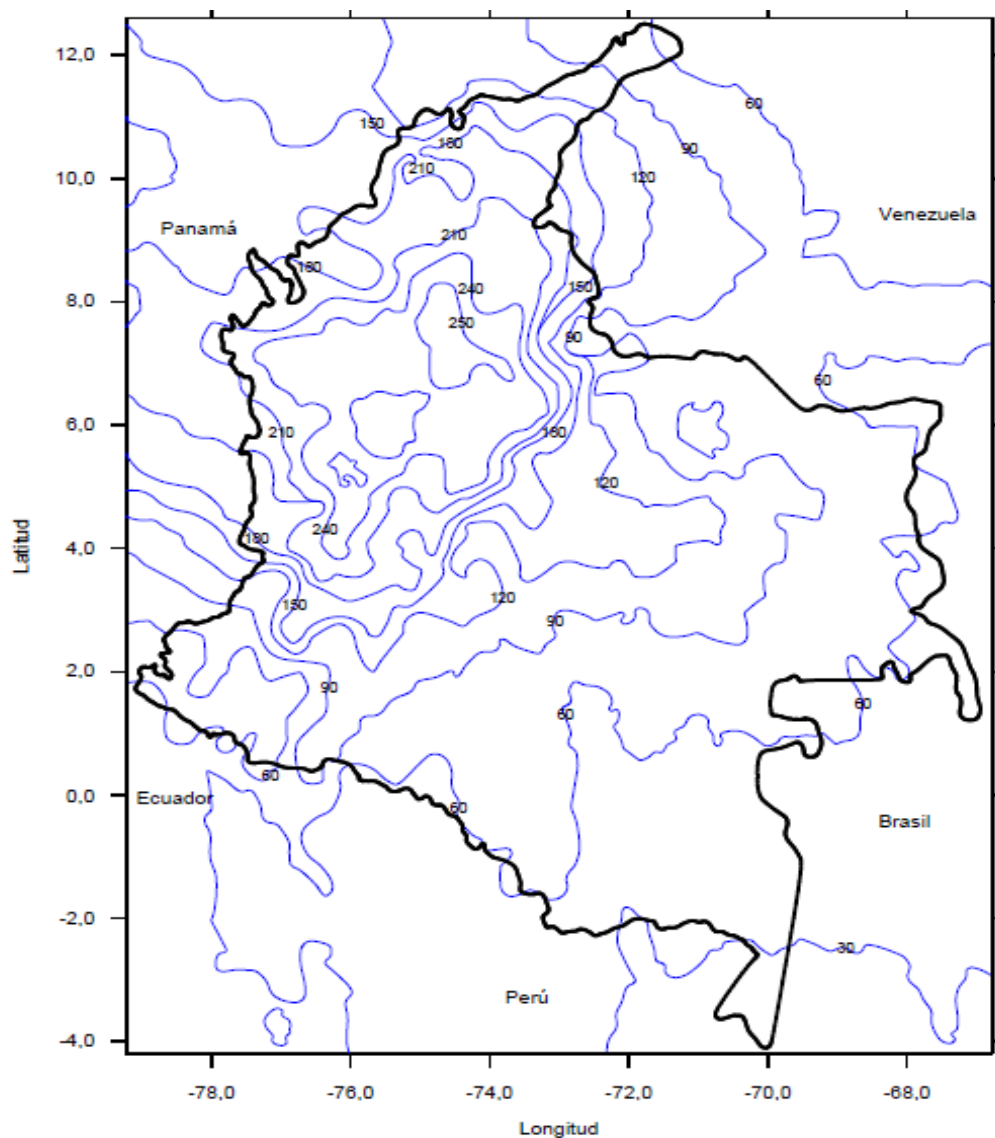


Figura No 5. Mapa de ISO niveles ceráuneos para Colombia (Área de 30 km x30 km).

Al calcular el nivel Isoceráunico (NC) a partir de la densidad de descarga dado en el documento Actividad-atmosférica-Valle 1996-2001, donde se establece que para el año 1999 se obtuvo la densidad de descargas a tierra (DDT) más alta, con un valor de 7,38 descarga km²/año. Se obtiene:

$$DDT=0,0017 (NC)^{1,56} \quad (\text{Ec. 1})$$

$$NC= 215 \text{ día/año.} \quad (\text{Ec. 2})$$

Nota: ecuación tomada de la (Colombiana, 2008), numeral 6.5.

Por ende de los dos valores de NC obtenidos se selecciona el valor de 215 día/año.

5.1.8.6 Resumen parámetros ambientales

A continuación se presentan la tabla resumen de los parámetros ambientales que deben de ser tenidos en cuenta para la selección de equipos y diseño de estructuras de subestaciones, estos datos deben de ser tomados dependiendo del municipio o departamento en el cual se realizará el diseño de la subestación.

- ✓ Altura sobre el nivel del mar, m.
- ✓ Temperatura máxima promedio anual, °C.
- ✓ Temperatura media anual, °C.
- ✓ Temperatura mínima promedio anual, °C.
- ✓ Humedad Relativa media (%): Máxima y mínima.
- ✓ Nivel ceraunico, día/año.
- ✓ Presión atmosférica, mbar.
- ✓ Velocidad de viento km/h.
- ✓ Precipitación anual (mm).
- ✓ Brillo solar, valores totales mensuales: Máximo y mínimo.
- ✓ Presión máxima de viento (N/m²).
- ✓ Radiación solar kwh/m²: Máximo, mínimo y nivel de contaminación ambiental.
- ✓ Características sísmicas: Riesgo sísmico, aceleración máxima del terreno

5.2 Distancias de seguridad

Se verifican por tablas las distancias mínimas de seguridad (Ministerio de Minas y Energía, 2008) (INGENIEROS)

Tabla 14. Distancias típicas entre equipos¹⁸

Equipos (entre equipo y equipo)	Distancia típica [mm]		
	110 kV	66 kV	34,5 kV
Transformadores de medida y seccionador	3000	2000	2000
Interruptor y seccionador	3000	2000	2000
Interruptor y seccionador con vía de circulación	7500	5500	5500
Interruptor y transformadores de medida	2000	1500	1500
Interruptor y transformador con vía de circulación	6500	5000	5000
Seccionador y seccionador	3500	3000	3000
Entre transformadores de medida	2000	1500	1500
Descargadores de sobretensión y transformadores de medida	2000	1500	1500
Entre cualquier equipo y el cerco perimetral [RETIE]	4000	3500	3200

¹⁸ Datos tomados de la Tabla 4.5 - Libro Subestaciones alta y extra alta tensión

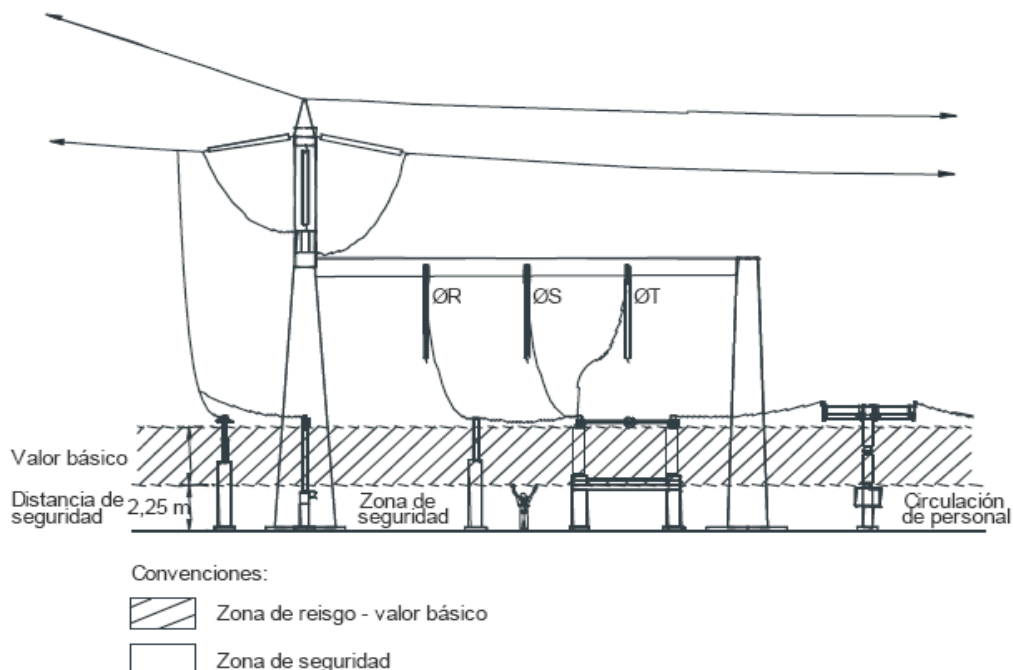


Figura No 6. Zona de seguridad para personas en una subestación.¹⁹

Tabla15. Distancias de seguridad en el aire²⁰

U _p [kV] (valor pico)	Distanci a mínima según IEC [m]	Distancias de seguridad													
		Valor básico				Circulación de personal			Zona de trabajo en ausencia de maquinaria pesada				Circulación de vehículos		
		Cantidad que se adiciona		Valor básico [m]	Bajo conexiones	Zona de seguridad d [m]	Valor total [m]	[m]	Horizontal		Vertical		Zona de seguridad		Valor total [m]
		%	[m]						Zona de seguridad [m]	Valor total [m]	Zona de seguridad [m]	Valor total [m]	Gálibo [m]	Tolerancia [m]	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)=(2)+(4)	(6)	(7)=(5)+(6)	(8)	(9)	(10)=(5)+(9)	(11)	(12)=(5)+(11)	(13)	(14)	(15)=(5)+(13)+(14)	
60	0,09	10	0,01	0,10	2,25	∅	2,25	1,75	∅	1,25	∅	∅	0,70	∅	
75	0,12	10	0,01	0,13	2,25	∅	2,25	1,75	∅	1,25	∅	∅	0,70	∅	
95	0,16	10	0,02	0,18	2,25	∅	2,25	1,75	∅	1,25	∅	∅	0,70	∅	
125	0,22	10	0,02	0,24	2,25	∅	2,25	1,75	∅	1,25	∅	∅	0,70	∅	
170	0,32	10	0,03	0,35	2,25	∅	2,25	1,75	∅	1,25	∅	∅	0,70	∅	
200	0,38	10	0,04	0,42	2,25	∅	2,25	1,75	∅	1,25	∅	∅	0,70	∅	
250	0,48	10	0,05	0,53	2,25	∅	2,25	1,75	∅	1,25	∅	∅	0,70	∅	
325	0,63	10	0,07	0,70	2,25	∅	2,25	1,75	∅	1,25	∅	∅	0,70	∅	
380	0,75	10	0,08	0,83	2,25	3,08	2,25	1,75	∅	1,25	∅	∅	0,70	∅	
450	0,90	10	0,10	1,00	2,25	3,25	2,25	1,75	∅	1,25	∅	∅	0,70	∅	
550	1,10	10	0,11	1,21	2,25	3,46	2,25	1,75	2,96	1,25	∅	∅	0,70	∅	
650	1,30	10	0,13	1,43	2,25	3,68	2,25	1,75	3,18	1,25	∅	∅	0,70	∅	
750	1,50	10	0,15	1,65	2,25	3,90	2,25	1,75	3,40	1,25	2,90	∅	0,70	∅	
850	1,70	10	0,17	1,87	2,25	4,12	2,25	1,75	3,62	1,25	3,12	∅	0,70	∅	
950	1,90	10	0,19	2,09	2,25	4,34	2,25	1,75	3,84	1,25	3,34	∅	0,70	∅	
1050	2,10	10	0,21	2,31	2,25	4,56	2,25	1,75	4,06	1,25	3,56	∅	0,70	∅	
1175	2,35	10	0,24	2,59	2,25	4,84	2,25	1,75	4,34	1,25	3,84	∅	0,70	∅	
1300	2,60	10	0,26	2,86	2,25	5,11	2,25	1,75	4,61	1,25	4,11	∅	0,70	∅	
1425	2,85	6	0,17	3,02	2,25	5,27	2,25	1,75	4,77	1,25	4,27	∅	0,70	∅	
1550	3,10	6	0,19	3,29	2,25	5,54	2,25	1,75	5,04	1,25	4,54	∅	0,70	∅	

¹⁹ Figura 4.2. circulación de personal libro de subestaciones de alta y extra alta tensión

²⁰ Tabla 23,2, Distancias de seguridad en el aire, para las figuras 23,1 y 23,2 (RETIE ARTICULO 23,2)

6 METODOLOGIA

El trabajo de grado consiste en un instructivo para el diseño de subestaciones eléctricas aplicada a la región Caribe, a partir de ese instructivo se plantea diseñar una herramienta de calculo que permita validar la información del instructivo y se estipulan los requerimientos para estos diseños, los cuales se encuentran identificadas en el desarrollo de éste trabajo de grado.

6.1 FLUJOGRAMA PARA EL DISEÑO DE UNA SUBESTACIÓN

En la Figura No 7. Se muestra el flujograma para el diseño básico de una subestación:

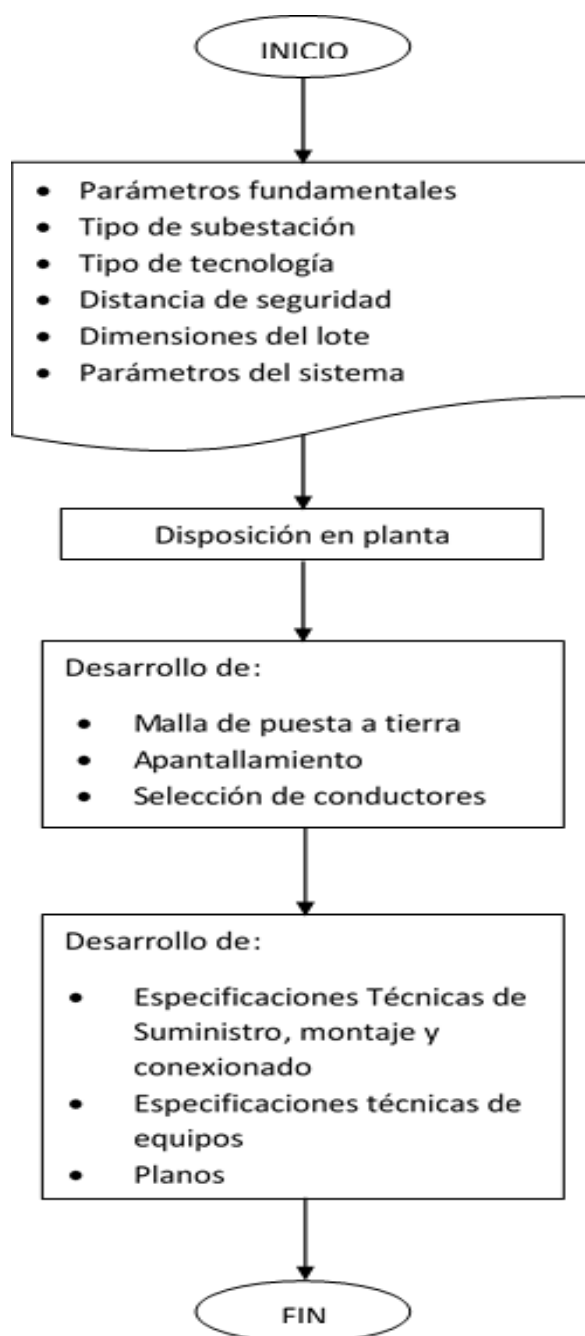


Figura No 7. Flujograma diseño de subestaciones

En la Figura No 7.1. Se muestra el flujo grama para el diseño básico de una subestación:

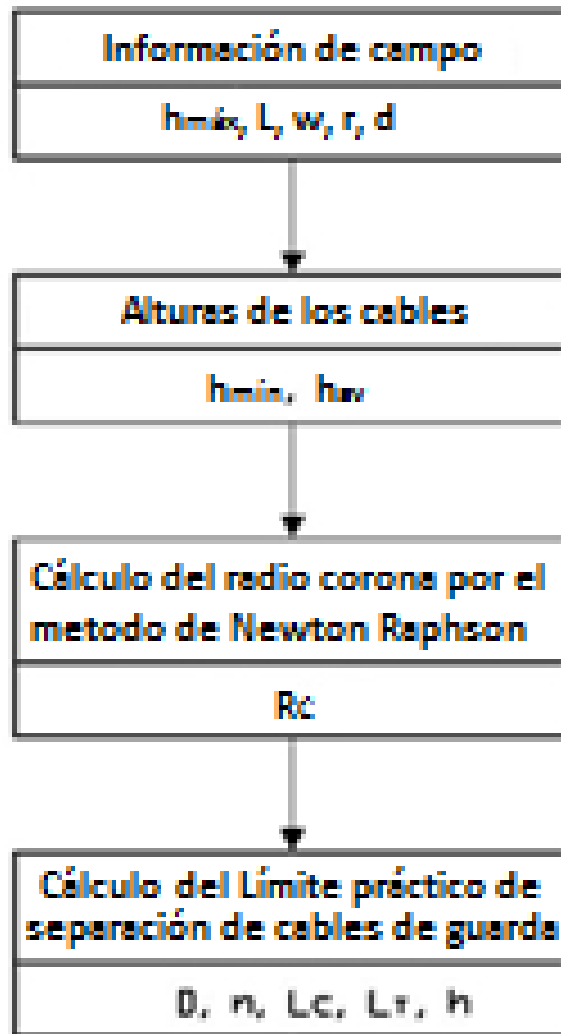


Figura No 7.1. Flujograma diseño Apantallamiento²¹

²¹ Ver convenciones en el Anexo 1 – Instructivo de Apantallamiento

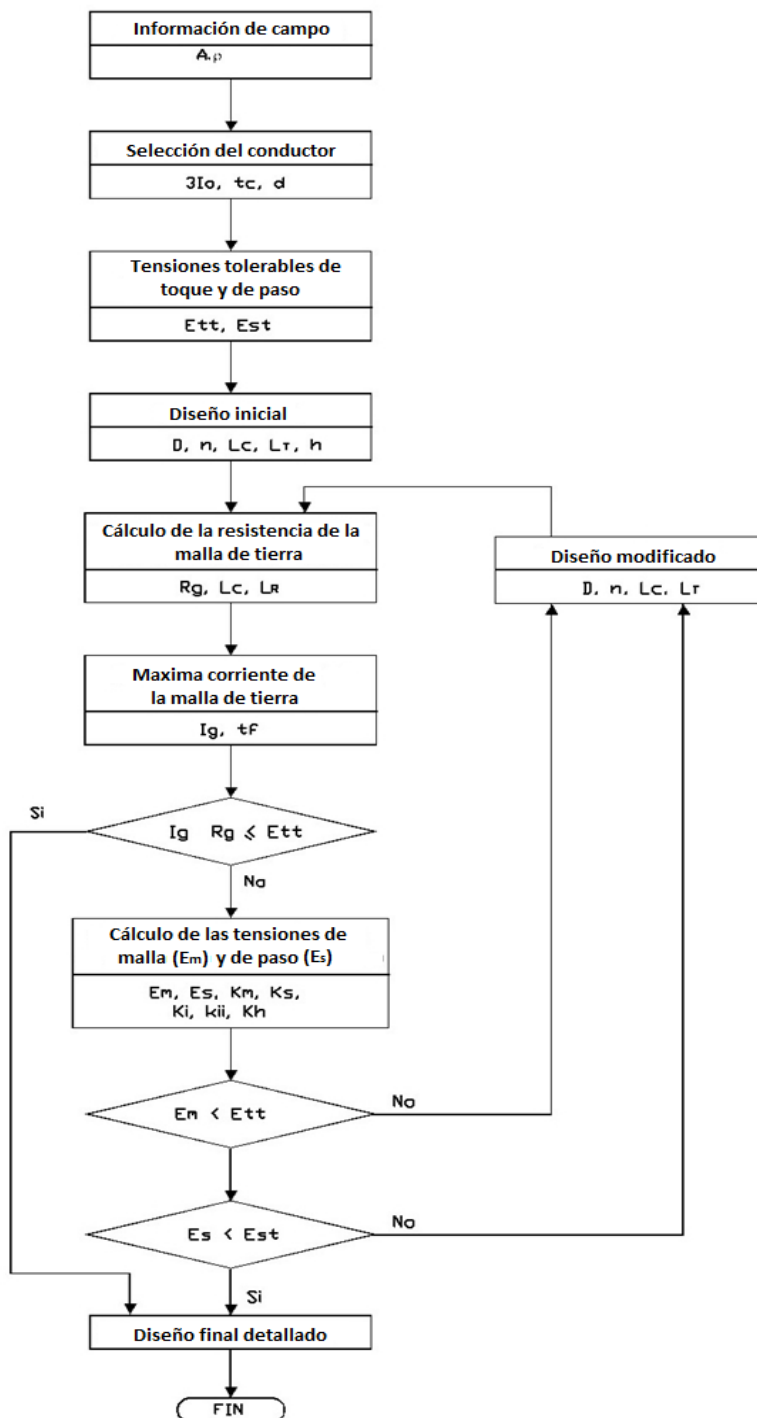


Figura No 7.2. Flujoograma diseño Malla de puesta a tierra²²

²² Ver convenciones en el Anexo 2 – Instructivo de malla de puesta a tierra

Para la realización de la investigación sobre el diseño de subestaciones eléctricas de distribución en la región caribe, partimos de varios puntos tales como los parámetros fundamentales; La cual nos ilustra los diferentes valores por regiones establecidos en Colombia como lo son: el coeficiente de aceleración sísmica, la velocidad del viento, nivel isocerámico. (Asociación Colombiana de Ingeniería Sísmica, 2002)

Para la elaboración del instructivo se tomó como referencia una subestación barra sencilla, La tecnología fue tipo convencional reducida, teniendo en cuenta que el tipo de subestación y la tecnología son estipulados por las necesidades del cliente.

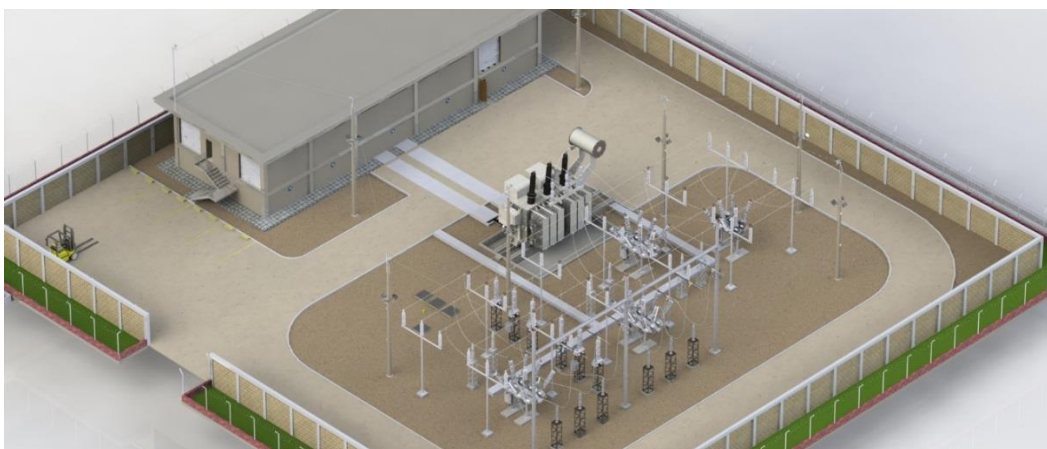


Figura No 8. Subestación doble barra con equipo compacto en SF6



Figura No 9. Subestación interruptor y medio con equipo convencional

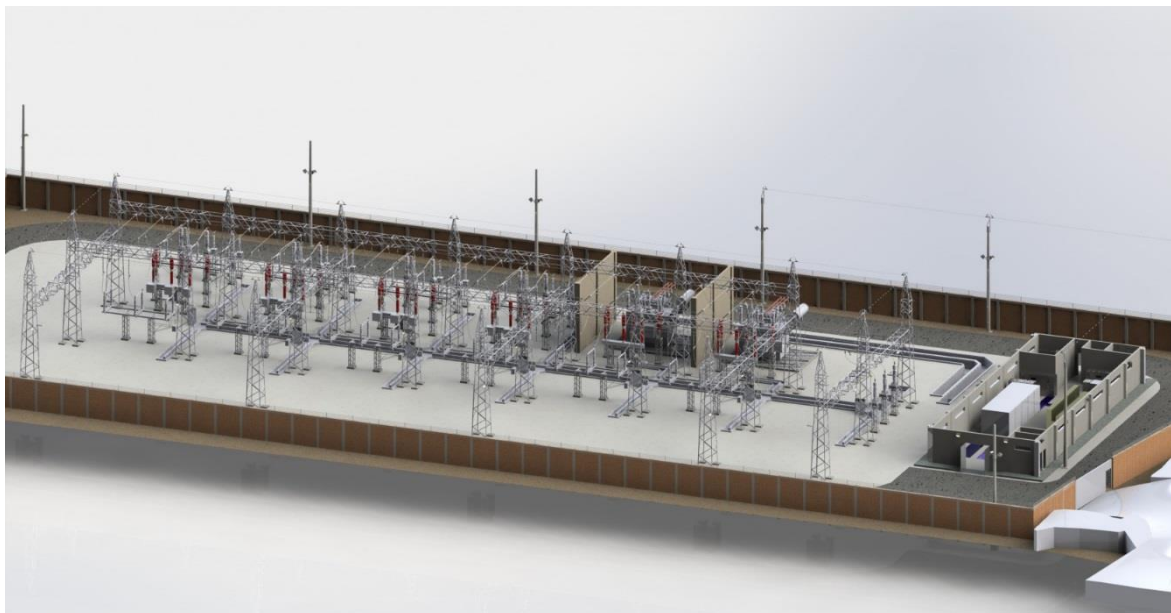


Figura No 10. Subestación barra sencilla con espacio suficiente para ampliación a doble barra con equipo convencional

El RETIE establece las distancias de seguridad permitidas para el diseño de Subestaciones, descritos en la tabla 15 del documento, estos parámetros son tomados del libro de Subestaciones de Alta y Extra Alta tensión tabla 4.5.

Para la dimensión del lote se tomó una dimensión estándar debido a la configuración de la subestación, estas dimensiones son estipuladas por el cliente. Para los parámetros del sistema son dados por el operador de Red, tales como: Tensión máxima del sistema, tensión nominal, tensión nominal al impulso tipo rayo (BIL), corriente de cortocircuito de corta duración, para el desarrollo del instructivo fueron tomadas del operador de red en la Costa (ELECTRICARIBE).

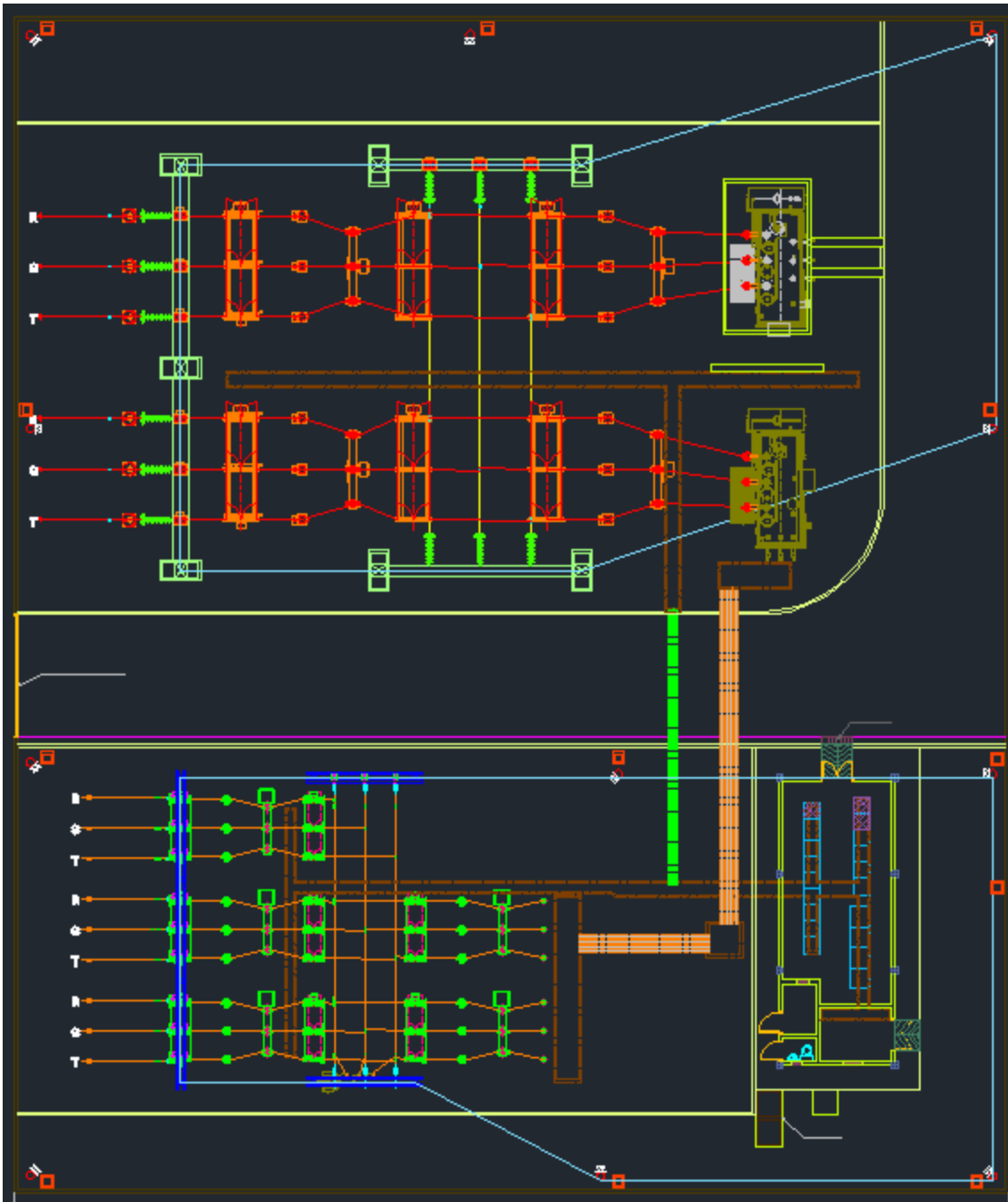


Figura No 11. Subestación barra sencilla con equipo convencional en 115 kV y 34,5 kV

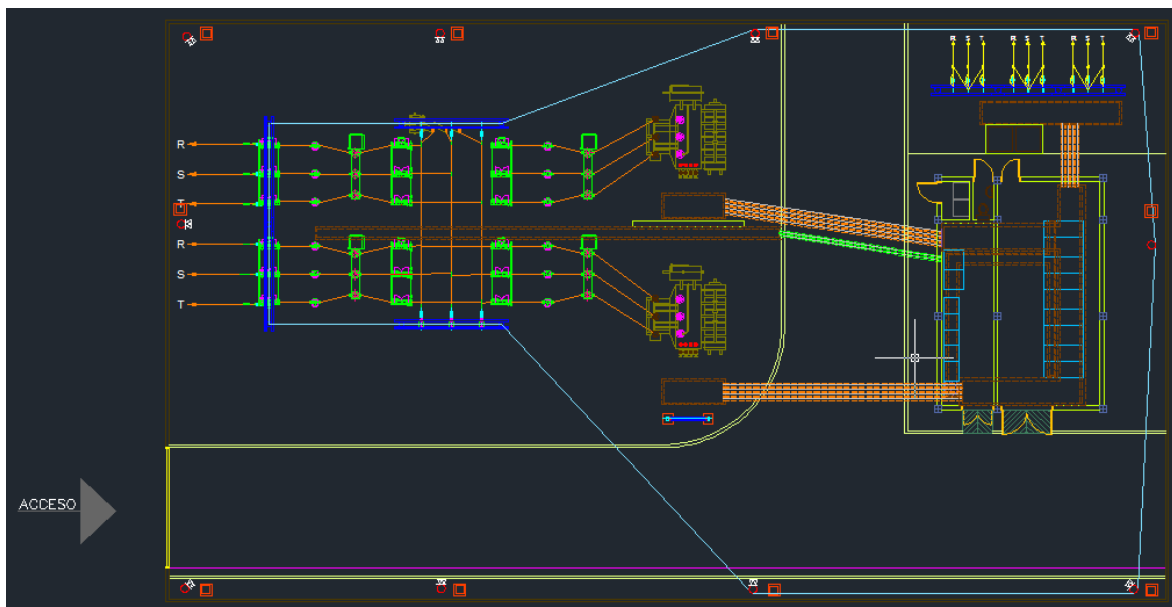


Figura No 12. Subestación barra sencilla con equipo convencional en 34,5 kV y celdas Metal Clad en 13,2 kV

Para el desarrollo de la malla de Puesta a tierra se utilizó lo planteado en la norma internacional (IEEE Std 80, 2000) basado en estos lineamientos para el diseño de la malla, con el fin de proteger a las personas y los equipos que se encuentran en la subestación, Apantallamiento basados en la norma IEEE 998 para la protección de los equipos contra las diferentes descargas atmosféricas que se puedan presentar en la subestación.

7 ESTUDIO DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 Estudio de resultados

7.1.1 Malla de puesta a tierra

Para el diseño de la malla de puesta a tierra, siguiendo los lineamientos para calcular las tensiones tolerables como se muestra a continuación. (IEEE Std 80, 2000)

Primer paso:

Cálculo de C_s por la IEEE 80, ejemplo No 1 paso 3

Figure 11 indicates for $K = -0.72$ the resistivity of crushed rock is to be derated by a reduction factor $C_s \approx 0.74$. The reduction factor C_s can also be approximated using Equation (27)

$$C_s = 1 - \frac{0.09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2h_s + 0.09} \quad (B.5)$$

$$C_s = 1 - \frac{0.09 \left(1 - \frac{400}{2500}\right)}{2(0.102) + 0.09}$$

Cálculo de C_s por medio de la hoja de cálculo diseñada

3. TENSIONES TOLERABLES		
Utilizando el criterio de los 70 kg		
Tiempo máximo de duración del cortocircuito, t_c	seg	0.5
Factor de reducción, C_s	-	0,74285714
TENSION DE PASO TOLERABLE, E_p	V	2696
TENSION DE CONTACTO TOLERABLE, E_c	V	841

Segundo paso:

Cálculo de tensión de paso y contacto por la IEEE 80, ejemplo No 1 paso 3

Assuming that for the particular station the location of grounded facilities within the fenced property¹⁷ is such that the person's weight can be expected to be at least 70 kg, Equation (30) and Equation (33) may be used to compute the tolerable step and touch voltages, respectively, as follows:

$$E_{step70} = (1000 + 6C_s\rho_s)0.157/\sqrt{t_s} \quad (B.6)$$

$$E_{step70} = [(1000 + 6(0.74)2500)]0.157/\sqrt{0.5} = 2686.6 \text{ V}$$

$$E_{touch70} = (1000 + 1.5C_s\rho_s)0.157/\sqrt{t_s} \quad (B.7)$$

$$E_{touch70} = [(1000 + 1.5(0.74)2500)]0.157/\sqrt{0.5} = 838.2 \text{ V}$$

Cálculo tensión de paso y contacto por medio de la hoja de cálculo diseñada

3. TENSIONES TOLERABLES		
Utilizando el criterio de los 70 kg		
Tiempo máximo de duración del cortocircuito, t_c	seg	0,5
Factor de reducción, C_s	-	0,74285714
TENSION DE PASO TOLERABLE, E_p	V	2696
TENSION DE CONTACTO TOLERABLE, E_c	V	841

Tercer paso:

Cálculo de la longitud del conductor utilizado en la mallade puesta a tierra por la IEEE 80, ejemplo No 1 paso 4

Step 4: Initial design. Assume a preliminary layout of 70 m × 70 m grid with equally spaced conductors, as shown in Figure B.1, with spacing $D = 7$ m, grid burial depth $h = 0.5$ m, and no ground rods. The total length of buried conductor, L_T , is $2 \times 11 \times 70$ m = **1540 m**

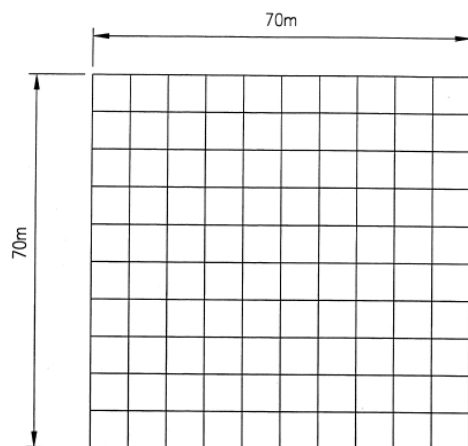


Figure B.1—Square grid without ground rods

Cálculo de la longitud del conductor utilizado en la mallade puesta a tierra por medio de la hoja de cálculo diseñada

4. DISEÑO PRELIMINAR		
Numero de varillas		0
Longitud de la varilla enterrada, L_r	m	0
Espaciamiento entre los conductores de la malla, D	m	7
Longitud total del cable de malla, L_c	m	1540
Longitud total de las varillas enterradas, L_R	m	0
Longitud total efectiva de la malla (conductor y varillas), L	m	1540

Cuarto paso:

Cálculo de la resistencia de la malla de puesta a tierra por la IEEE 80, ejemplo No 1 paso 5

Step 5: Determination of grid resistance. Using Equation (52) for $L = 1540$ m, and grid area $A = 4900$ m², the resistance is

$$R_g = \rho \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{20/A}} \right) \right] \quad (B.8)$$

$$R_g = 400 \left[\frac{1}{1540} + \frac{1}{\sqrt{20 \cdot 4900}} \left(1 + \frac{1}{1 + 0.5\sqrt{20/4900}} \right) \right] = 2.78 \, \Omega$$

Cálculo de la resistencia de la malla de puesta a tierra por medio de la hoja de cálculo diseñada

5. CALCULO DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA		
Profundidad de enterramiento de malla, h	m	0.5
RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA, Rg	ohm	2,77569366

Quinto paso:

Cálculo de la corriente que disipa la malla por la IEEE 80, ejemplo No 1 paso 5

Step 6: Maximum grid current I_G . Per the procedure and definitions of 15.1, the maximum grid current I_G is determined by combining Equation (63) and Equation (64). Referring to Step 2, for $D_f=1.0$, and the given current division factor $S_f=0.6$,

$$S_f = \frac{I_g}{3 \cdot I_0} \quad (B.9)$$

and

$$I_G = D_f \cdot I_g \quad (B.10)$$

Though the 13 kV bus fault value of 6814 A is greater than the 115 kV bus fault value of 3180 A, it is recalled from Clause 15 that the wye-grounded 13 kV transformer winding is a "local" source of fault current and does not contribute to the GPR. Thus, the maximum grid current is based on 3180 A.

$$I_G = D_f \cdot S_f \cdot 3 \cdot I_0 \quad (B.11)$$

$$I_G = (1)(0.6)(3180) = 1908 \text{ A}$$

Cálculo de la corriente que disipa la malla por medio de la hoja de cálculo diseñada

6. CALCULO DE MAXIMA CORRIENTE POR LA MALLA		
Factor divisor de corriente Sf	%	0,6
Maxima corriente que disipa la malla, IG	A	1908

Sexto paso:

Cálculo del GPR por la IEEE 80, ejemplo No 1 paso 5

Step 7: GPR. Now it is necessary to compare the product of I_G and R_g , or GPR, to the tolerable touch voltage, $E_{touch70}$

$$GPR = I_G \cdot R_g \quad (B.12)$$

$$GPR = 1908 \cdot 2.78 = 5304 \text{ V}$$

which far exceeds 838 V, determined in Step 3 as the safe value of $E_{touch70}$. Therefore, further design evaluations are necessary.

Cálculo del GPR por medio de la hoja de cálculo diseñada

7.CALCULO DEL GPR		
GPR (GPR < Ec)	V	5296,02351

No Cumple, GPR > Ec, se procede al cálculo de las tensiones de malla y de reticula

Séptimo paso:

Cálculo del Tensión de retícula por la IEE 80, ejemplo No.1 paso 5

Step 8: Mesh voltage. Using Equation (S1) through Equation (S3), K_m is computed

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

where

$$K_{ii} = \frac{1}{(2 \cdot n)^{\frac{3}{2}}}$$

$$K_{ii} = \frac{1}{(2 \cdot 11)^{\frac{3}{2}}} = 0.57$$

and

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}}$$

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{0.5}{1.0}} = 1.225$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \cdot \left[\ln \left[\frac{7^2}{16 \cdot 0.5 \cdot 0.01} + \frac{(7+2 \cdot 0.5)^2}{8 \cdot 7 \cdot 0.01} - \frac{0.5}{4 \cdot 0.01} \right] + \frac{0.57}{1.225} \ln \left[\frac{8}{\pi(2 \cdot 11 - 1)} \right] \right]$$

The factor K_i is computed using Equation (S4) through Equation (S9)

$$K_i = 0.644 + 0.148 \cdot n$$

where

$$n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d \quad (B.17)$$

$$n_a = \frac{2 \cdot L_C}{L_P} \quad (B.18)$$

$$n_a = \frac{2 \cdot 1540}{280}$$

$n_b = 1$ for square grid

$n_c = 1$ for square grid

$n_d = 1$ for square grid

and

$$n = 11 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 = 11$$

$$K_i = 0.644 + 0.148 \cdot 11 = 2.272$$

Finally, E_m is computed using Equation (S0) and Equation (S0)

$$E_m = \frac{\rho \cdot I_G \cdot K_m \cdot K_i}{L_C + L_R} \quad (B.19)$$

$$E_m = \frac{400 \cdot 1908 \cdot 0.89 \cdot 2.272}{1540} = 1002.1 \text{ V}$$

Step 9: E_m vs. E_{touch} . The mesh voltage is higher than the tolerable touch voltage (that is, 1002.1 V versus 838.2 V). The grid design must be modified.

Cálculo del Tensión de retícula por medio de la hoja de cálculo diseñada

8. CALCULO DE TENSIONES DE RETICULA EM Y DE PASO EP		
Longitud del perimetro de la malla, L_p	m	280
n_a	-	11
n_b	-	1
n_c	-	1
n_d	-	1
Numero de conductores efectivos, n	-	11
K_{ii}	-	0.570063387
Factor de corrección por geometría de la malla, K_i	-	2.272
K_h	-	1.224744871
Longitud de malla efectiva para tension de reticula, L_M	m	1540
Longitud de malla efectiva para tension de paso, L_s	m	1155
Factor de espaciamento para la tensión de malla, K_m	-	0.889558592
Factor de geometría, K_s	-	0.406135231
Tension de reticula calculada, E_M ($E_M < E_c$)	V	1001.614324
Tension paso calculada, E_s ($E_s < EP$)	V	609.7269193

No Cumple, $E_M > E_c$, modifique su diseño
Ok Cumple ($E_s < EP$)

El instructivo de malla de puesta a tierra fue corroborado con ejercicios de la norma IEEE 80 y en esta validación es notorio los valores aproximados bajo dos métodos de cálculos el manual y el formulado.

Dentro del proceso del proyecto se desarrollaron hojas de cálculos como instructivos para los diferentes cálculos de malla de puesta a tierra, apantallamiento y selección de conductores; con los cuales se permite agilizar el proceso de diseño de las subestaciones, por medio del cual simplemente funciona ingresando ciertos valores el cual dará como resultados valores que serán usados dentro de la etapa de dibujo para el diseño de la subestación. Como recomendación podría mejorarse el proceso con macros en Excel para que no ocurran imprevisto y se dañen las formulas.

Podemos resaltar que este proyecto fue realizado bajo una necesidad empresarial, ya que, no se tiene en estos momentos un instructivo que detalle paso a paso el diseño de una subestación y poder estandarizar procesos al igual que para la Corporación Universitaria De La Costa puede ser una herramienta para entrar a competir como consultor de subestaciones.

8 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Dentro del proceso del proyecto se desarrollaron instructivos y hojas de cálculos para los diferentes diseños de Subestaciones de Distribución, tales como: cálculos de malla de puesta a tierra, apantallamiento y selección de conductores; por medio del cual simplemente funciona ingresando ciertos parámetros que se establecen dentro del sistema para los diferentes diseños, y generó resultados que fueron comparados con los ejemplos de las normas y arrojaron los resultados esperados. Estos resultados son usados dentro de la etapa de dibujo para el diseño de la subestación. Como recomendación podría mejorarse el proceso con macros en Excel para que no ocurran imprevisto y se dañen las formulas. Además los diferentes programas para realizar estos diseños, nos permiten hacer simulaciones en 3 dimensiones y nos dan las distancias de seguridad, a diferencia del Excel que no permite verificar distancias de seguridad ni arroja modelos en 3D, pero si nos arroja los resultados para hacer las verificaciones manuales.

Podemos resaltar que este proyecto fue realizado bajo una necesidad empresarial por qué no se tiene en estos momentos un instructivo para la realización de estos diseños y poder estandarizar procesos al igual que para la Corporación Universitaria De La Costa puede ser una herramienta para entrar a competir como consultor de subestaciones.

9 GLOSARIO

Para efectos del presente proyecto se tendrán en cuenta las definiciones generales tomadas el capítulo de la norma IEC 60071

Corriente asignada en servicio continuo, Ir: La corriente asignada en servicio continuo de un equipo es el valor eficaz de la corriente que el equipo debe soportar continuamente bajo unas condiciones específicas de utilización y comportamiento; sin que éste se deteriore y sin que la temperatura de sus partes suba por encima de los límites establecidos por la Norma.

Corriente de corta duración admisible asignada, Isc: Es el valor eficaz de corriente que el equipo de corte es capaz de soportar en la posición cerrado durante un corto tiempo especificado, bajo condiciones específicas de utilización y funcionamiento.

Duración asignada de cortocircuito, Tk: Es el intervalo de tiempo durante el cual un equipo debe soportar, en posición cerrada, una corriente igual a la corriente de corta duración admisible asignada.

Tensiones auxiliares: la tensión medida en los terminales de los aparatos durante su operación, incluyendo las resistencias auxiliares o accesorios requeridos por el fabricante e instalados en serie con él, pero no incluyen los conductores de conexión a la fuente

Aceleración sísmica: Es el espectro de aceleraciones de diseño para un período de vibración dado.

Sobretensión de frente lento: Sobretensiones transitorias, usualmente unidireccional, con un tiempo de pico de $20 \mu s < T_p \leq 5\ 000 \mu s$ y la duración de la cola de $T_2 < 20\ ms$.

Sobretensión de frente rápido: Sobretensiones transitorias, usualmente unidireccional, con un tiempo de pico de $0,1 \mu s < T_1 \leq 20 \mu s$, y la duración de la cola de $T_2 < 300 \mu s$.

Dispositivos limitadores de sobretensiones: Dispositivo que limita los valores picos de las sobretensiones o su duración o ambos.

La corriente asignada en servicio continuo de un equipo: es el valor eficaz de la corriente que el equipo debe soportar continuamente bajo unas condiciones específicas de utilización y comportamiento; sin que éste se deteriore y sin que la temperatura de sus partes suba por encima de los límites establecidos por la Norma.

El nivel de aislamiento: es un conjunto de tensiones soportadas que caracterizan la rigidez dieléctrica del aislamiento.

Corriente de corta duración admisible asignada: Es el valor eficaz de corriente que el equipo de corte es capaz de soportar en la posición cerrado durante un corto tiempo especificado, bajo condiciones específicas de utilización y funcionamiento.

Duración asignada de cortocircuito: Es el intervalo de tiempo durante el cual un equipo debe soportar, en posición cerrada, una corriente igual a la corriente de corta duración admisible asignada.

10 BIBLIOGRAFÍA

A continuación se presentan las referencias bibliográficas tenidas en cuenta para la elaboración del trabajo de grado:

1. Ministerio de Minas y Energía. (2008). *RETIE (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas)*.
2. Asociación Colombiana de Ingeniería Sísmica. (2002). *Norma NSR-10* . Bogotá DC.
3. Comisión Electrotécnica Internacional. (1993). *IEC 60071 Insulation Co-ordination-Part 1:Definitions, principles and rules*. Ginebra,Suiza: AENOR.
4. Comisión Electrotécnica Internacional. (2008). *IEC 60815-1 Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use*. Ginebra,Suiza.
5. Comisión Electrotécnica Internacional. (2009). *IEC 60038 Standard Voltages*. Ginebra,Suiza: SADEVEN SA.
6. Comisión Electrotécnica Internacional. (2011). *Norma IEC 62271-1 “High-voltage switchgear and controlgear - Part 1: Common specifications”*. Ginebra, Suiza: SADEVEN SA.
7. IEEE Std 80. (2000). *Guía para la seguridad en la Subestación de Tierra AC*.
8. Norma Técnica Colombiana. (2008). *NTC 4552-1 Protección Contra Descargas Eléctricas*. Bogotá D.C., Colombia: ICONTEC.

11 ANEXOS

Anexo 1 – Apantallamiento

Anexo 2 – Malla de puesta a tierra

Anexo 3 – Selección de barrajes y conductores