



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL



ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
UNIDAD PROFESIONAL ZACATENCO "ADOLFO LÓPEZ MATEOS"
SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN
PROGRAMA DE POSGRADO EN INGENIERÍA DE SISTEMAS
MAESTRÍA EN CIENCIAS EN INGENIERÍA DE SISTEMAS

"EVALUACIÓN DE RIESGOS DE SOBRETENSIONES
EN UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA."

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL GRADO
MAESTRO EN CIENCIAS
EN INGENIERÍA DE SISTEMAS
P R E S E N T A

ING. JORGE MARTÍNEZ MENDOZA

Director de Tesis
Dr. JAIME REYNALDO SANTOS REYES

2011



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

SIP-14

ACTA DE REVISIÓN DE TESIS

En la Ciudad de México, D.F. siendo las 17:00 horas del día 19 del mes de Enero del 2011 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de Tesis designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de la E.S.I.M.E. ZAC para examinar la tesis de grado titulada:

EVALUACIÓN DE RIESGOS DE SOBRETENSIONES EN UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

Presentada por el alumno:

MARTÍNEZ

Apellido paterno

MENDOZA

Apellido materno

JORGE

Nombre(s)

Con registro:

A	0	9	0	4	7	3
---	---	---	---	---	---	---

aspirante de:

MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA DE SISTEMAS

Después de intercambiar opiniones los miembros de la Comisión manifestaron **SU APROBACIÓN DE LA TESIS**, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.

LA COMISIÓN REVISORA

Director de tesis

DR. JAIME REYNALDO SANTOS REYES

Presidente

DRA. CLAUDIA HERNÁNDEZ AGUILAR

Segundo Vocal

DR. RAFAEL ALVARADO CORONA

Tercer Vocal

M. EN C. JORGE ARTURO REYES BONILLA

Secretario

DR. FLAVIO ARTURO DOMÍNGUEZ PACHECO

EL PRESIDENTE DEL COLEGIO

DR. JAIME ROBLES GARCÍA





INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

CARTA CESIÓN DE DERECHOS

En la Ciudad de México, D.F. el día 14 del mes de junio del año 2011, el (la) que suscribe **Jorge Martínez Mendoza** alumna del Programa de Maestría en Ciencias con especialidad en Ingeniería de Sistemas con número de registro A090473, adscrito a la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la E.S.I.M.E. Unidad Zacatenco, manifiesta que es autor (a) intelectual del presente trabajo de Tesis bajo la dirección del **Dr. Jaime Reynaldo Santos Reyes** y cede los derechos del trabajo intitulado “**Evaluación de riesgos de sobretensiones en una subestación eléctrica**”, al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección teos.sun@hotmail.com. Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

Ing. Jorge Martínez Mendoza
Nombre y Firma

Contenido

Resumen	(iv)
Abstract	(v)
Objetivos.....	(vi)
Índice de Figuras y Tablas.....	(vii)
Glosario de Términos	(ix)

CAPITULO 1: ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN..... 1

1.1 Generación de energía eléctrica-Contexto mundial y nacional.....	1
1.1.1 Contexto mundial.....	1
1.1.2 Contexto nacional.....	2
1.1.2.1 Sistema eléctrico de potencia (SEP).....	4
1.1.2.2 La generación eléctrica	6
1.1.2.3 Líneas de transmisión	7
1.1.2.4 Subestaciones eléctricas.....	8
1.2 Fallas en subestaciones eléctricas y líneas de transmisión.....	9
1.4 Justificación del proyecto de tesis	12
1.5 Conclusiones del capítulo.....	12

CAPITULO 2: MARCO TEÓRICO Y METODOLÓGICO..... 13

2.1 Teoría general de sistemas	13
2.1.1 Supuestos básicos	13
2.1.2 Premisas básicas	14
2.1.3 Clasificación básica de sistemas.....	14
2.1.4 Parámetros de los sistemas	15
2.1.5 Los límites del sistema	15
2.1.6 Conceptualización de sistemas.....	17
2.1.7 Clasificación de sistemas según su propósito.....	18
2.2 Evaluación de riesgos-Conceptos básicos	18
2.2.1 Métodos de identificación de riesgos	20
2.3 Teoría de sobretensiones	21
2.3.1 Concepto de sobretensión.....	21
2.3.2 Tensión del sistema.....	22
2.3.2.1 Sobretensiones temporales.....	23
2.3.2.2 Sobretensiones por resonancia armónica.....	24
2.3.2.3 Sobretensiones por ferresonancia	24
2.3.2.4 Sobretensiones por maniobra	24
2.3.2.5 Sobretensiones de frente lento	24
2.3.2.6 Sobretensiones de frente rápido	25
2.3.2.7 Sobretensiones de frente muy rápido	25
2.3.2.8 Sobretensiones de origen atmosférico.....	25
2.3.3 protección contra sobretensiones.....	26
2.3.3.1 Algunos medios para limitar las sobretensiones.....	26
2.4 Metodología para la evaluación de sobretensiones.....	28
2.5 Teoría básica sobre redes neuronales	30
2.5.1 Conceptos básicos de redes neuronales artificiales	30

2.5.2 Tipos de redes neuronales en el reconocimiento de patrones	31
2.5.3 Elementos de una red neuronal	31
2.5.3.1 Estructura de una red neuronal.....	32
2.5.3.2 Características de las redes neuronales artificiales.....	33
2.6 Conclusiones del Capítulo	35

CAPITULO 3: DESCRIPCIÓN DEL CASO DE ESTUDIO 36

3.1 Descripción de la subestación eléctrica "X"	36
3.2 Conclusiones del capítulo	43

CAPITULO 4: EVALUACIÓN DE LAS SOBRETENSIONES PARA EL CASO DE ESTUDIO 44

4.1 Cálculo de sobretensiones temporales a la frecuencia del sistema	44
4.1.1 Cálculo de sobretensiones de frente lento.....	45
4.2.2 Sobretensiones de frente rápido	46
4.2 Tensiones de aguante de coordinación	46
4.3 Tensiones de aguante requeridas	46
4.4 Tensiones de aguante normalizadas	47
4.4.1 Tensión de aguante normalizada de corta duración de frecuencia del sistema.....	47
4.4.2 Tensión de aguante normalizada de frente rápido	47
4.5 Cálculo de distancias dieléctricas	48
4.5.1 Cálculo de distancia dieléctrica de fase a tierra.....	50
4.5.2 Distancia dieléctrica de fase a fase.....	50
4.6 Cálculo de la cadena de aisladores	52
4.7 Altura mínima de base sobre el nivel del suelo	53
4.7.1 Altura mínima de base sobre el nivel de suleo corregida a 10 msnm	54
4.8 Altura mínima de los equipos corregida a 10 msnm	54
4.9 Altura mínima de la llegada de las líneas corregida a 10 msnm.....	54
4.10 Modelo de diseño por contaminación	55
4.10.1 Etapa-I-Characterización de la zona donde se localizará la instalación	55
4.10.2 Etapa-II-Determinación del nivel de contaminación	56
4.10.3 Etapa-III- identificación del tipo de contaminante	57
4.10.4 Etapa-IV-Obtención de la tensión de flameo	59
4.10.5 Etapa-V-Uso de factores de corrección (solubilidad e insolubilidad)	59
4.10.6 Etapa-VI-Cálculo de la tensión del sistema para diseño por contaminación	60
4.10.7 Etapa-VII-Obtención del aislamiento requerido contra contaminación.....	60
4.11 Métodos de blindaje electrostático.....	60
4.11.1 Cálculo del blindaje con hilos de guarda.....	62
4.11.2 Blindaje con bayoneta	62
4.11.3 Método de los ángulos fijos-IEEE	63
4.11.4 Método de los ángulos fijos CFE	64
4.12 Cálculo de sobretensiones empleando redes neuronales	66
4.13 Conclusiones del Capítulo	69

CAPITULO 5: CONCLUSIÓN Y FUTURO TRABAJO	70
5.1 Discusión	70
5.1.1 El estudio de coordinación de aislamiento	70
5.1.2 Prevención vs Protección	73
5.2 Conclusión	74
5.2.1 Valoración del objetivo general	74
5.2.2 Valoración de los objetivos específicos	74
5.3 Futuro trabajo	75
Referencias	76
Anexos	77
Anexo-A.....	77

Resumen

La coordinación de aislamiento tiene la finalidad de proteger a una subestación eléctrica y al equipo que ella alberga, y por tal motivo se debe de proteger de esfuerzos dieléctricos producidos por sobretensiones que se puedan presentar, las cuales en nuestro caso y al igual que en todas normas de coordinación de aislamiento se estudian las sobretensiones por descargas atmosféricas (rayo), las debidas a las maniobras de interruptores (apertura y cierre), y las que ocurren a la frecuencia del sistema que son de larga duración, en comparación con las anteriores que son de naturaleza transitoria.

Debido a que las sobretensiones pueden alcanzar valores que dañen el aislamiento de los equipos, y debido a su alto costo se deben de proteger, de cualquier tipo de sobretensión, dado que las sobretensiones de origen atmosférico se pueden presentar de forma directa (rayo) o indirecta (línea de transmisión), por lo cual debemos de proteger a través del blindaje que puede ser por bayonetas y/o hilo de guarda, el cual se calcula por diferentes métodos como el método geométrico (ángulos fijos), electrogeométrico (esfera rodante), y el método gráfico (gráficas de Wagner), los cuales son estudiados y desarrollados con un ejemplo práctico para tener una mejor comprensión de cada uno de estos métodos.

Efectivamente, para asegurar la confiabilidad operacional de este tipo de sistemas no basta con tomar en cuenta los aspectos puramente tecnológicos si no que también es importante considerar los aspectos organizacionales en la operación y mantenimiento de dichos sistemas. Este proyecto de tesis aborda ambos aspectos; es decir se llevó a cabo un estudio de coordinación de aislamiento, tomando en cuenta los riesgos de las sobretensiones que se pueden presentar en la subestación, tanto internas como externas y partiendo de estos datos se procede a determinar las distancias dieléctricas requeridas. Cabe mencionar que de alguna manera esta trabajo es una continuación de l proyecto de tesis de licenciatura del autor. También, se presentan los resultados de un modelo de redes neuronales artificiales para el cálculo de las sobretensiones. Este trabajo de tesis presenta los resultados de esta investigación.

Abstract

Insulation coordination is intended to protect a power substation and equipment that it houses, and for that reason should be protected from surges caused by dielectric stresses that may occur, which in our case as in all Insulation coordination rules are studied by lightning surges (lightning), due to the maneuvers of switches (opening and closing), and those that occur at the frequency of the system are long compared with the previous are transient in nature.

Since surges can reach levels that damage the insulation of equipment, and due to its high cost must be protected, any kind of surge, as surges of atmospheric origin can occur directly (lightning) or indirect (transmission line), so we need to protect through the shield can be by bayonets and / or wire guard, which is calculated by different methods such as the geometric method (fixed angle), electrogeométrico (rolling sphere) and the graphical method (Figures of Wagner), which are studied and developed with a practical example to have a better understanding of each of these methods.

Indeed, to ensure the operational reliability of such systems do not just take into account the purely technological aspects but it also is important to consider the organizational aspects in the operation and maintenance of such systems. This thesis project addresses both aspects, that is carried out a study of insulation coordination, taking into account the risks of surges that may occur in the substation, both internal and external basis of these data is necessary to determine dielectric distances required. It is noteworthy that in some way this work is a continuation of project I author's thesis. Also, the results of an artificial neural network model for the calculation of the surge. This thesis presents the results of this research.

Objetivos

Objetivos Generales

Llevar a cabo un estudio de los riesgos asociados con sobretensiones en una subestación eléctrica, así como diseñar un modelo de redes neuronales artificiales para el cálculo de sobretensiones.

Objetivos específicos

1. Llevar a cabo una revisión bibliográfica exhaustiva de toda la información relacionada con:
{a} teoría de análisis de riesgos;
{c} teoría relacionada con sobretensiones;
3. Estudiar la teoría sobre redes neuronales artificiales;
2. Recopilar la información relacionada con la subestación eléctrica del caso de estudio;
3. Llevar a cabo el análisis de sobretensiones para el caso de estudio.
4. Documentar los resultados de la investigación.

Índice de Figuras y Tablas

Índice de Figuras

Figura 1.1 Consumo mundial de energía	2
Figura 1.2 Sistema eléctrico nacional.....	5
Figura 1.3 Proceso de generación eléctrica	7
Figura 1.4 Tipos de subestaciones eléctricas	9
Figura 1.5 Ejemplo de sobretensiones en instalaciones eléctricas producidas por rayos	9
Figura 1.6 Eventos externos (rayos) ocurridos en instalaciones eléctricas. (Rourk, 1992, 1994).....	10
Figura 1.7 Consecuencias de eventos externos en instalaciones eléctricas. (Rourk, 1992, 1994)	11
Figura 1.8 Causas de falla de transformadores. (William, 2000)	11
Figura 2.1 Modelo conceptual de los diferentes aspectos del "sistema-subestación eléctrica"	16
Figura 2.2 Modelo conceptual de la cadena de valor de la generación eléctrica: generación-consumo.....	17
Figura 2.3 Clasificación de sobretensiones. (Ragaller, 1980)	22
Figura 2.4 Protección de un transformador mediante un pararrayos de óxidos metálicos	27
Figura 2.5 Coordinación entre pararrayos y aislamiento-Nivel de protección proporcionado por el pararrayos	27
Figura 2.6 Metodología general de coordinación de aislamiento	28
Figura 2.7 Entradas y salidas de una neurona Uj	32
Figura 3.1 Diagrama unifilar de la subestación eléctrica "X"	37
Figura 3.2 Diagrama general de planta (Vista) de la subestación eléctrica "X"	38
Figura 3.3 Subestación eléctrica "X"- Diagrama general cortes (Vistas)	39
Figura 3.4 Subestación eléctrica "X" - Método de blindaje electroestático usado por CFE	40
Figura 3.5 Subestación eléctrica "X"-Método de blindaje electroestático usado por IEEE Std. 998-1996	41
Figura 3.6 Subestación eléctrica "X"-Método de modelo electrogeométrico (Esfera Rodante) usado Por IEEE Std. 998-1996.....	42
Figura 4.1 Metodología para el cálculo de diseño por contaminación	56
Figura 4.1 Arquitectura utilizada para la Red Neuronal Artificial (RNA)	67
Figura 4.1 Ejemplo del entrenamiento de la RNA con 20000 iteraciones	68
Figura 5.1 Prevención y Protección en el contexto de sobretensiones. (Santos-Reyes, 2010).....	73

Índice de Tablas

Tabla 1.1 Fuentes de generación	2
Tabla 1.2 Capacidad efectiva instalada por tipo de generación-septiembre del 2010	3
Tabla 1.3 Tabla comparativa de tensiones	8
Tabla 2.1 Características de los modelos de redes neuronales	31
Tabla 4.1 Calculo de sobretensiones temporales	45
Tabla 4.2 Ejemplo de Coordinación de Aislamiento para la Subestación de $V_m = 245$ kV	49
Tabla 4.3 Resultados del cálculo de las distancias dieléctricas	52
Tabla 4.4 Resultados del número de aisladores	54
Tabla 4.5 Resumen de resultados del cálculo de las alturas	55
Tabla 4.6 Resumen de las características de la zona del caso de estudio	57
Tabla 4.7 Proporciona los Criterios de Diseño y sus Valores	58
Tabla 4.8 Nivel Contaminación	58
Tabla 4.9 Tipo de Contaminación	59
Tabla 4.10 Resumen del aislador utilizado y especificaciones técnicas	59
Tabla 4.11 Tabla de Resultados Método DESD	61
Tabla 4.12 Tabla Comparativa De Resultados Métodos DESD E IEC	62
Tabla 4.13 Cobertura de Protección en Función de la Altura de la Bayoneta a Diferentes Ángulos de Protección.	65
Tabla 4.14 Resumen de resultados del cálculo de las alturas	65
Tabla 4.15 Resumen de resultados de la RNA	69

Glosario de Términos y Definiciones

Accidente y/o incidente. Cualquier evento anormal que involucre a fuentes de radiación ionizante.

Clasificación de sales: muestra las sales identificadas en el país, agrupándolos según su solubilidad (alta y baja).

Definición de tipos de contaminante: Describe las características y la fuente emisora, permitiendo clasificar los contaminantes del país.

Densidad de insolubles: indica la densidad de insolubles de los contaminantes del país en mg/cm^2 .

DESD: Parámetro para medir la severidad de la contaminación.

DESD: Parámetro que mide la severidad de la contaminación, el cual proporciona la misma conductividad que si cloruro de sodio (NaCl) se depositara en la superficie del aislador por unidad de superficie.

Diámetro promedio: Diámetro equivalente al de un cilindro.

Distancia de fuga: Distancia entre partes metálicas siguiendo el contorno del aislador.

Intervalo de confianza: Probabilidad de que ocurra un valor igual o menor al seleccionado.

Material insoluble: parte No-Conductora del contaminante, pero influye en el voltaje de flameo de los aisladores (debido a su capacidad de retener agua).

Material soluble: contaminante que permite la conducción eléctrica entre fase y tierra; y es la correspondiente al DESD.

Método dinámico: Determina la probabilidad de ocurrencia de la contaminación a un período determinado.

Método estadístico: Calcula la probabilidad de ocurrencia de los valores de posibles de la contaminación.

Peligro. Se refiere al potencial del daño dentro de un sistema.

Prevención. Todas aquellas medidas preventivas que reducen la probabilidad de la ocurrencia de un evento crucial.

Proceso: El conjunto de actividades físicas o químicas relativas a la producción, obtención, acondicionamiento, envasado, manejo y embalado de productos intermedios o finales.

Protección. Todas aquellas medidas concernientes a la minimización de las consecuencias después de la ocurrencia de un evento crucial.

Riesgo. Puede ser definido como la probabilidad de un tipo particular de daño, por ejemplo, una fatalidad como resultado de un evento crucial.

Solubilidad de la muestra: indica el porcentaje de solubilidad de los contaminantes del país.

Tensión corregida: Tensión entre fases para diseño contra contaminación.

Tensión de aguante: Tensión con una probabilidad de flameo de 10%.



CAPÍTULO 1. ANTECEDENTES

En resumen, este capítulo presenta la justificación del proyecto de tesis. El capítulo comienza con una descripción del contexto mundial y nacional del sector de energía eléctrica y se presenta en la sección 1.1. La sección 1.2 presenta algunas estadísticas de fallas en sistemas eléctricos debidos a sobretensiones. La justificación del tema de tesis se expone en la sección 1.3. Finalmente, las conclusiones del capítulo se presentan en la sección 1.4.

1.1 Generación de energía eléctrica-Contexto mundial y nacional

1.1.1 Contexto Mundial

La generación de energía eléctrica consiste en transformar alguna clase de energía química, mecánica, térmica o luminosa, en energía eléctrica. La generación se realiza en instalaciones denominadas centrales eléctricas, por medio de alguna clase de conversión de energía; las cuales constituyen la primer fase requerida en el sistema del suministro eléctrico en cualquier parte del mundo como en México.

Dependiendo de la fuente de energía utilizada, las centrales generadoras se clasifican en convencionales y de energías limpias; las termoeléctricas (de carbón, petróleo, gas, nucleares y solares termoeléctricas), hidroeléctricas (aprovechando las corrientes de los ríos o del mar (mareomotrices)), eólicas y solares fotovoltaicas.

La mayor parte de la energía eléctrica generada a nivel mundial proviene de centrales termoeléctricas e hidroeléctricas. Todas estas centrales, tienen un elemento en común que es el generador, el cual está constituido por un alternador, movido mediante una turbina que será distinta dependiendo del tipo de energía primaria utilizada.



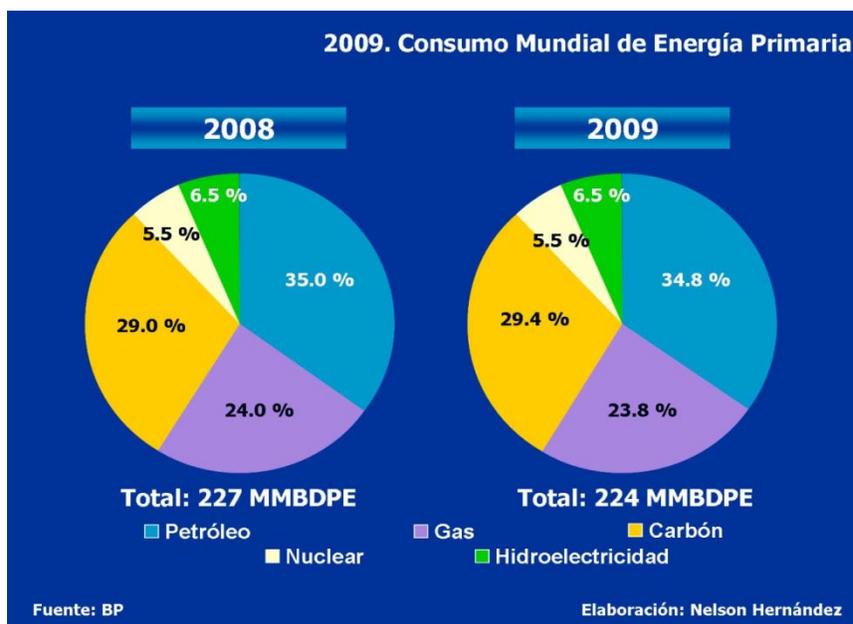


Figura 1.1 Consumo mundial de energía.

1.1.2 Contexto Nacional

La figura 1 nos muestra un contexto de consumo de energía mundial, mientras tanto en México la empresa encargada de la Generación – Transmisión – Subtransmisión – Distribución – Comercialización es la Comisión Federal de Electricidad CFE la cual en septiembre del 2010 nos proporciona los datos referentes al servicio eléctrico en nuestro país.

Tabla 1.1 Fuentes de generación

Tipo de Generación	Porcentaje
Geotermia	2.71%
Carbón	7.09%
Nuclear	2.89%
Eólica	0.06%
Productores independientes	32.18%
Hidráulica	14.37%
Hidrocarburos	40.70%



Tabla 1.2 capacidad efectiva instalada por tipo de generación-septiembre del 2010.

Tipo de generación	Capacidad efectiva en MW	Porcentaje
Termoeléctrica	23,474.67	46%
Hidroeléctrica	11,174.90	22%
Carboeléctrica	2,600.00	5%
Geotermoeléctrica	964.5	2%
Eoloeléctrica	85.25	0%
Nucleoeléctrica	1,364.88	3%
Termoeléctrica(Productores independientes)	11,906.90	23%
Total	51,571.10	100%

Con la información obtenida de las tablas 1 y 2 hemos clasificado las fuentes de generación eléctrica dependiendo de la fuente de energía primaria utilizada, por lo cual decimos que las centrales generadoras se clasifican en convencionales y de energías limpias son:

Centrales generadoras de energía convencional

- Termoeléctricas,
- Turbogas,
- Ciclo Combinado,
- Combustión Interna.

Centrales generadoras de energía limpia

- Centrales de Biomasa,
- Centrales Carboeléctricas,
- Centrales Eólicas,
- Centrales Fotovoltaicas,
- Centrales Geotérmicas,
- Centrales Hidroeléctricas,
- Centrales de Hidrógeno (Vectores),
- Centrales Mareomotriz,
- Centrales Nucleoeléctricas.



De la clasificación anterior podemos observar que son aplicadas en todo el mundo mientras que México ha iniciado la incursión aproximadamente desde hace 10 años en energías limpias como son Eólica y Carboeléctrica; y desde 1956 se ha aprovechado la energía geotérmica en el estado de Hidalgo, con lo cual nuestro país usa al 100% la generación de energía convencional existente y el 56% de la generación limpia conocida en la actualidad. Como hemos de notar el suministro de energía tiene un gran recorrido desde la fuente primaria de energía que debe convertirse en otro tipo de energía en una central eléctrica que cuenta con una subestación eléctrica que servirá de predecesor a la transmisión y distribución del servicio eléctrico hasta llegar a los clientes de la misma.

Los voltajes de generación utilizados en el mundo son: 13.2 y 13.8 kV.

Los voltajes de transmisión utilizados en el mundo son: 800; 765; 400; 365; 230 y 220 kV.

Los voltajes de subtransmisión utilizados en el mundo son: 161; 138; 115 y 69,0 kV.

Los voltajes de distribución utilizados en el mundo son: 35,5; 25,0; 23,0; 13,8; 13,2; 6,6 y 4,16 kV.

Los voltajes de utilización en el mundo es: 480 3Ø; 4403Ø; 240 3Ø; 220 3Ø; 240/120 1Ø y 127 1Ø V.

1.1.2.1 Sistema eléctrico de potencia (SEP)

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), es el conjunto de centrales generadoras, de líneas de transmisión interconectadas entre sí y de sistemas de distribución esenciales para el consumo de energía eléctrica.

El Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) se conforma por: Generación, Transmisión y Distribución.



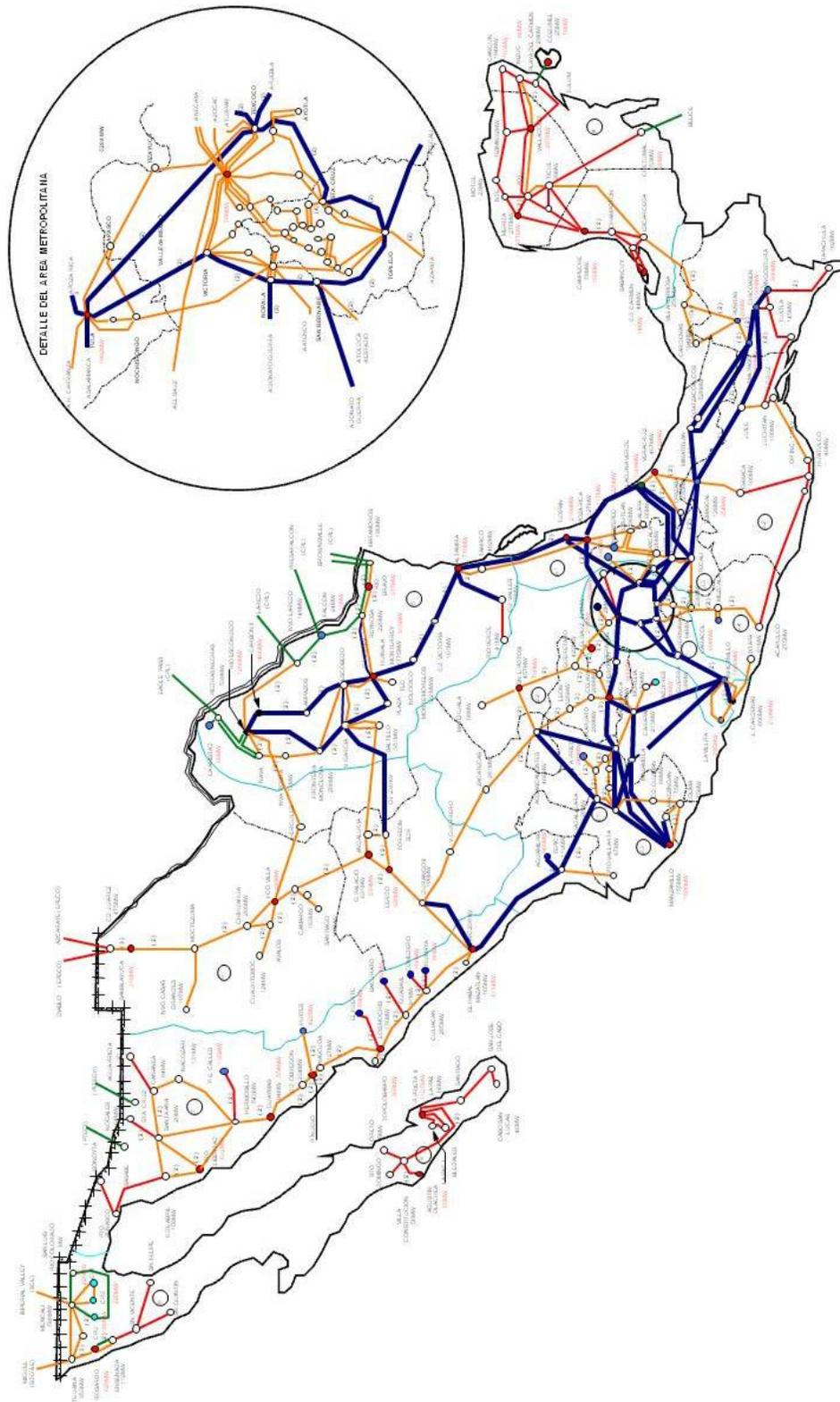




Figura 1.2 Sistema eléctrico nacional.

1.1.2.2 La generación eléctrica

La generación, es donde se produce la energía eléctrica, por medio de las centrales generadoras las cuales dependiendo de la forma en que se produce, y dependiendo del tipo de fuente de energía, se clasifican 8 tipos que son:

- centrales hidroeléctricas
- centrales termoeléctricas
- centrales geotermoeléctricas
- centrales nucleoeeléctricas
- centrales de ciclo combinado
- centrales de turbo-gas
- centrales eólicas
- centrales solares

Los voltajes de generación utilizados en nuestro país son: 13,2 y 13,8 kV.

Las centrales generadoras se construyen de tal forma, que por las características de terreno del cual se hace un estudio de suelos que nos permitirá adaptarla para su mejor funcionamiento, rendimiento y rentabilidad.

Podemos ver en la siguiente figura como se relaciona la generación eléctrica y sus diferentes procesos necesarios para su consumo.



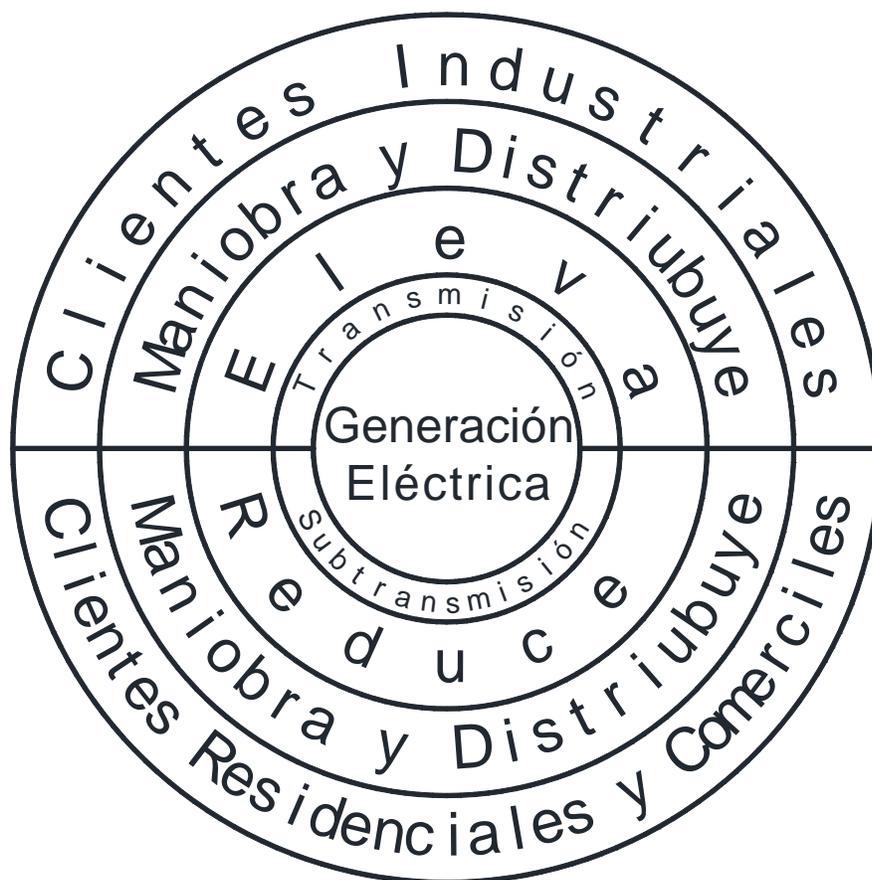


Figura 1.3 Proceso de generación eléctrica.

1.1.2.3 Líneas de transmisión

Líneas de transmisión, son los elementos encargados de transmitir la energía eléctrica, desde los centros de generación a los centros de consumo, a través de distintas etapas de transformación de voltaje; las cuales están interconectadas al sistema eléctrico de potencia (SEP).

Los voltajes de transmisión utilizados en nuestro país son:

230 y 400 kV.

Los voltajes de subtransmisión utilizados en nuestro país son:

85, 115 kV.

Los voltajes de distribución utilizados en nuestro país son:

13, 23 y 33 kV.





En el resto del mundo son:

Tabla 1.3 Tabla comparativa de tensiones

Contexto		Mundial	Nacional-México
Generación	kV.	13.2 y 13.8	13,2 y 13,8
Transmisión	kV.	800; 765; 400; 365; 230 y 220	400 y 230;
Subtransmisión	kV.	161; 138; 115 y 69,0	115; 85
Distribución	kV.	35,5; 25,0; 23,0; 13,8; 13,2; 6,6 y 4,16	34,5; 23; 13 y 6,6
Utilización	3Ø, 1Ø V.	480; 440; 240; 220; 240/120 y 127,5	220; 127,5

1.1.2.4 Subestaciones eléctricas

Subestaciones eléctricas, en función a su diseño son las encargadas en interconectar líneas de transmisión de distintas centrales generadoras, transformar los niveles de voltajes para su transmisión o consumo.

Las subestaciones eléctricas por su tipo de servicio se clasifican en:

- subestaciones elevadoras
- subestaciones reductoras
- subestaciones compensadoras
- subestaciones de maniobra o switcheo

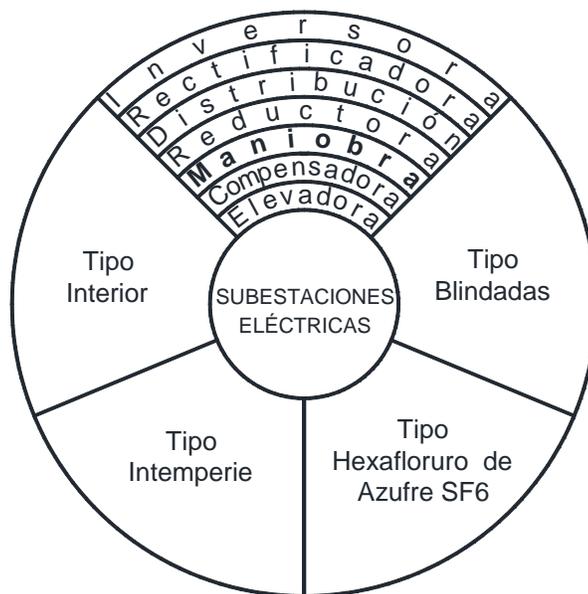


Figura 1.4 Tipos de subestaciones eléctricas.

1.2 Fallas en subestaciones eléctricas y líneas de transmisión

Efectivamente cualquier sistema eléctrico es susceptible a fallas causadas por diferentes factores, tales como rayos (Figura 1.5). Un rayo que golpea directamente un edificio claramente puede poner en peligro su sistema eléctrico, pero hay otras formas en que los rayos pueden provocar una sobretensión.



Figura 1.5 Ejemplo de sobretensiones en instalaciones eléctricas producidas por rayos.



Por ejemplo, cuando un rayo cae sobre una línea de transmisión, los efectos pueden causar daños aun cuando el rayo haya caído a kilómetros de distancia de los equipos eléctricos. El rayo es una amenaza siempre presente de los sistemas electrónicos sensibles. Se cree que hay aproximadamente 2000 tormentas eléctricas en curso, y hay un promedio de 5,000 tormentas eléctricas al día. Por supuesto, los rayos son más comunes en algunas regiones que en otras. Sin embargo, los rayos presentan un riesgo significativo y sus consecuencias tienen que ser mitigadas.

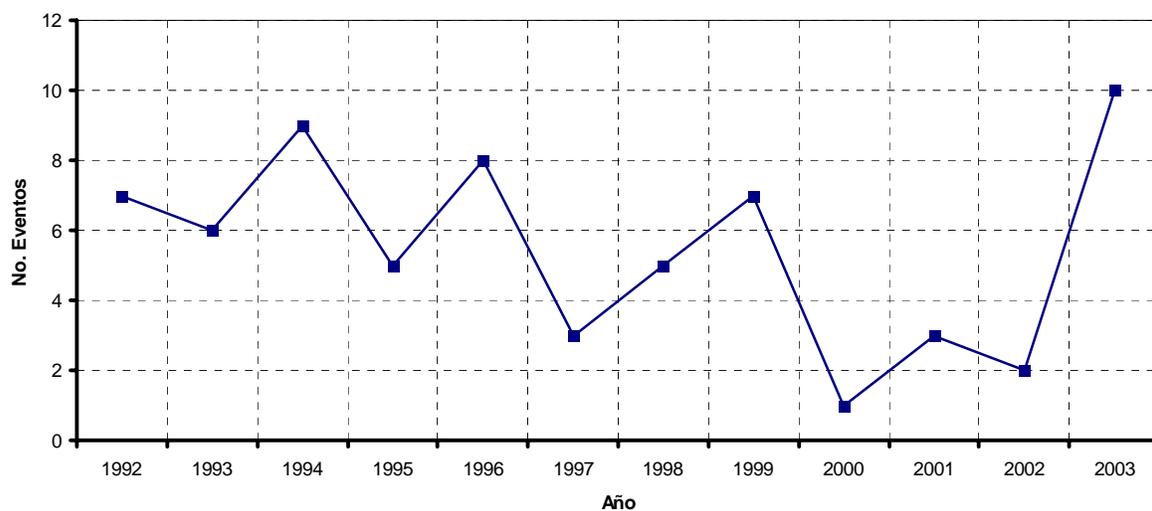


Figura 1.6 Eventos externos (rayos) ocurridos en instalaciones eléctricas. (Rourk, 1992, 1994).

La Figura 1.6 muestra algunas estadísticas del número de eventos (rayos originados por descargas atmosféricas) de 1992 al 2003 en una región en particular, en los Estados Unidos de Norteamérica. De la figura se puede observar, por ejemplo, que del 2002 al 2003 ha habido un aumento considerable del número de eventos.

La Figura 1.7 muestra las consecuencias de los eventos en una instalación nuclear, en los Estados Unidos. De la figura se observa claramente que las consecuencias de pérdida de energía eléctrica fuera de la instalación es la que ha ocurrido con mayor frecuencia.

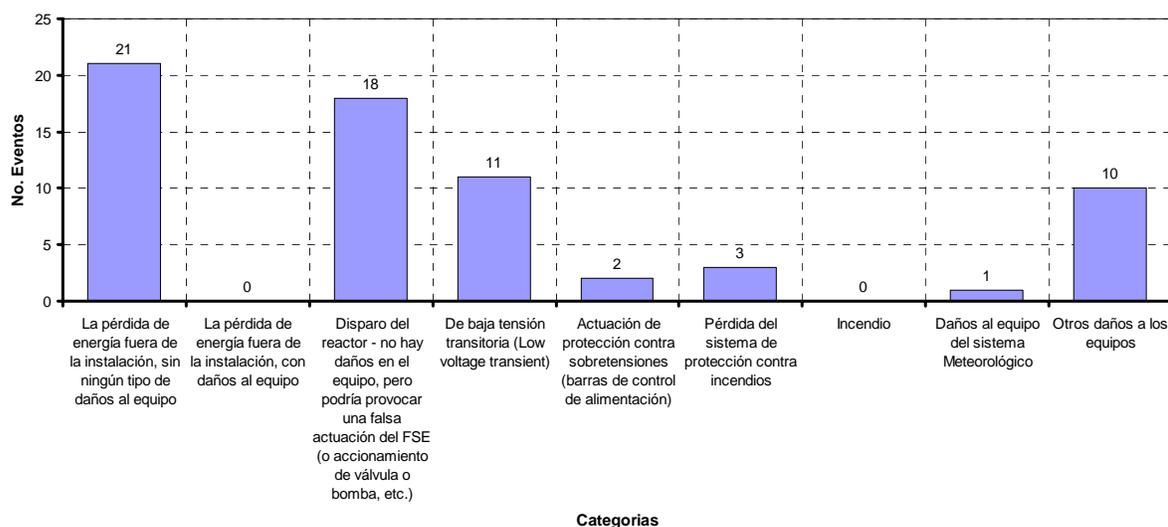


Figura 1.7 Consecuencias de eventos externos en instalaciones eléctricas. (Rourk, 1992, 1994).

Por otro lado, dichos eventos han provocado interrupción en las operaciones de dicha instalación nuclear. La figura 1.8 muestra algunas estadísticas de causas de fallas de transformadores, siendo las causas más comunes las relacionadas con perturbaciones eléctricas seguidas de las ocasionadas por rayos.

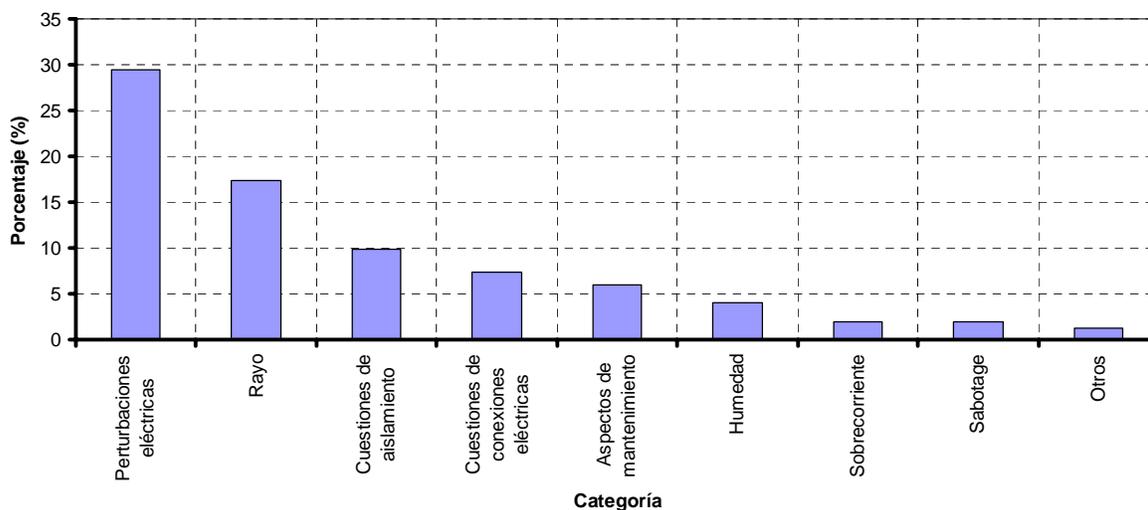


Figura 1.8 Causas de falla de transformadores. (William, 2000).



1.3 Justificación del Proyecto de Tesis

El estudio aquí realizado nos dará una percepción de las características del sistema eléctrico nacional (SEN) mexicano y un panorama con el resto del mundo; así como las técnicas y operaciones utilizadas en la CFE, lo cual nos permitirá entender y recomendar los mejores procesos utilizados y fallas frecuentes que se puedan presentar, tanto humanas como en equipo. Por otro lado, es muy claro que la energía eléctrica con el paso del tiempo se ha vuelto indispensable en la vida diaria y la cual representa el crecimiento y desarrollo y sustento de los países y en nuestro caso de estudio de México, que es un país en vías de desarrollo por lo cual es fundamental mantener la continuidad y calidad del servicio.

Se ha visto en las secciones anteriores que los sistemas eléctricos son susceptibles a fallas las cuales pueden y han causado, entre otras cosas, la falta de continuidad en las operaciones (interrupciones temporales o permanentes), inestabilidad de voltaje, etc. El presente trabajo de tesis se enfoca al estudio de sobretensiones desde una perspectiva de evaluación de riesgos de fallas de una subestación eléctrica debido a sobretensiones.

1.4 Conclusiones del Capítulo

Este capítulo presentó la justificación del proyecto de tesis. En particular se concluyó que es imperativo llevar a cabo una evaluación de riesgos de fallas de una subestación eléctrica ocasionados por sobretensiones. Los aspectos teóricos y metodológicos se abordarán en el siguiente Capítulo 2.





CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO Y METODOLÓGICO

Este capítulo presenta las áreas del conocimiento que forman la base teórica para el desarrollo de este proyecto de investigación. El capítulo comienza con una presentación de los conceptos básicos de la teoría general de sistemas y esto se presenta en la sección 2.1. En la sección 2.2 se presentan los conceptos básicos del análisis de riesgos. Mientras que en la sección 2.3 se presenta la teoría de sobretensiones en instalaciones eléctricas. La teoría básica sobre redes neuronales artificiales se presenta en la sección 2.4. La metodología adoptada para el desarrollo del trabajo de tesis se describe en la sección 2.5. Finalmente, se presentan conclusiones del capítulo en la sección 2.5.

2.1 Teoría General de Sistemas

La Teoría General de Sistemas (TGS) surgió con los trabajos del biólogo alemán Ludwig Von Bertalanffy, publicados entre 1950 y 1968, quien acuñó la denominación "Teoría General de Sistemas" (Bertalanffy, 1976). En general, la TGS se presenta como una forma sistemática y científica de aproximación y representación de la realidad y, al mismo tiempo, como una orientación hacia una práctica estimulante para formas de trabajo transdisciplinaria. En tanto paradigma científico, la TGS se caracteriza por su perspectiva holística e integradora, en donde lo importante son las relaciones y los conjuntos que a partir de ellas emergen (Arnold, 1989; Rodríguez & Arnold, 1991; Checkland, 1993; Gigch, 2003).

2.1.1 Supuestos básicos

Los supuestos básicos de la TGS son:

1. Existe una nítida tendencia hacia la integración de diversas ciencias naturales y sociales;
2. Esa integración parece orientarse rumbo a una teoría de sistemas;
3. Dicha teoría de sistemas puede ser una manera más amplia de estudiar los campos no físicos del conocimiento científico, especialmente en ciencias sociales;





4. Con esa teoría de los sistemas, al desarrollar principios unificadores que atraviesan verticalmente los universos particulares de las diversas ciencias involucradas, nos aproximamos al objetivo de la unidad de la ciencia; y

5. Esto puede generar una integración muy necesaria en la educación científica.

La TGS afirma que las propiedades de los sistemas, no pueden ser descritos en términos de sus elementos separados; su comprensión se presenta cuando se estudian globalmente.

2.1.2 Premisas básicas

La TGS se fundamenta en tres premisas básicas:

1. Los sistemas existen dentro de sistemas: cada sistema existe dentro de otro más grande.
2. Los sistemas son abiertos: es consecuencia del anterior. Cada sistema que se examine, excepto el menor o mayor, recibe y descarga algo en los otros sistemas, generalmente en los contiguos. Los sistemas abiertos se caracterizan por un proceso de cambio infinito con su entorno, que son los otros sistemas. Cuando el intercambio cesa, el sistema se desintegra, esto es, pierde sus fuentes de energía.
3. Las funciones de un sistema dependen de su estructura: para los sistemas biológicos y mecánicos esta afirmación es intuitiva. Los tejidos musculares por ejemplo, se contraen porque están constituidos por una estructura celular que permite contracciones.

2.1.3 Clasificaciones Básicas de Sistemas Generales

Los sistemas pueden clasificarse de las siguientes maneras:

- Según su entitividad los sistemas pueden ser agrupados en reales, ideales y modelos. Mientras los primeros presumen una existencia independiente del observador (quien los puede descubrir), los segundos son construcciones simbólicas, como el caso de la lógica y las matemáticas, mientras que el tercer tipo corresponde a abstracciones de la realidad, en donde se combina lo conceptual con las características de los objetos.
- Con relación a su origen los sistemas pueden ser naturales o artificiales, distinción que apunta a destacar la dependencia o no en su estructuración por parte de otros sistemas.





- Con relación al ambiente o grado de aislamiento los sistemas pueden ser cerrados o abiertos, según el tipo de intercambio que establecen con sus ambientes.

2.1.4 Parámetros de los sistemas

El sistema se caracteriza por ciertos parámetros. Los parámetros de los sistemas son:

- *Entrada*: es la fuerza de arranque del sistema, que provee el material o la energía para la operación del sistema.
- *Salida o producto o resultado*: es la finalidad para la cual se reunieron elementos y relaciones del sistema. Los resultados de un proceso son las salidas, las cuales deben ser coherentes con el objetivo del sistema. Los resultados de los sistemas son finales, mientras que los resultados de los subsistemas son intermedios.
- *Procesamiento o procesador o transformador*: es el fenómeno que produce cambios, es el mecanismo de conversión de las entradas en salidas o resultados. Generalmente es representado como la caja negra, en la que entran los insumos y salen cosas diferentes, que son los productos.
- *Retroacción o retroalimentación o retroinformación*: es la función de retorno del sistema que tiende a comparar la salida con un criterio preestablecido, manteniéndola controlada dentro de aquel estándar o criterio.
- *Ambiente*: es el medio que envuelve externamente el sistema. Está en constante interacción con el sistema, ya que éste recibe entradas, las procesa y efectúa salidas. La supervivencia de un sistema depende de su capacidad de adaptarse, cambiar y responder a las exigencias y demandas del ambiente externo. Aunque el ambiente puede ser un recurso para el sistema, también puede ser una amenaza.

2.1.5 Los límites del sistema

Es importante saber hasta dónde llega el sistema, esto define lo que se encuentra dentro y fuera del sistema. También define cuales son las entradas y salidas del sistema. Sin poder identificar con exactitud límites del sistema conceptual, es imposible analizar el sistema.

En nuestro caso hablamos de un Sistema de Empaquetamiento de Botellas de Vino (SEBV), sus límites y sus varios componentes o subsistemas se ilustran en la figura 2.1.



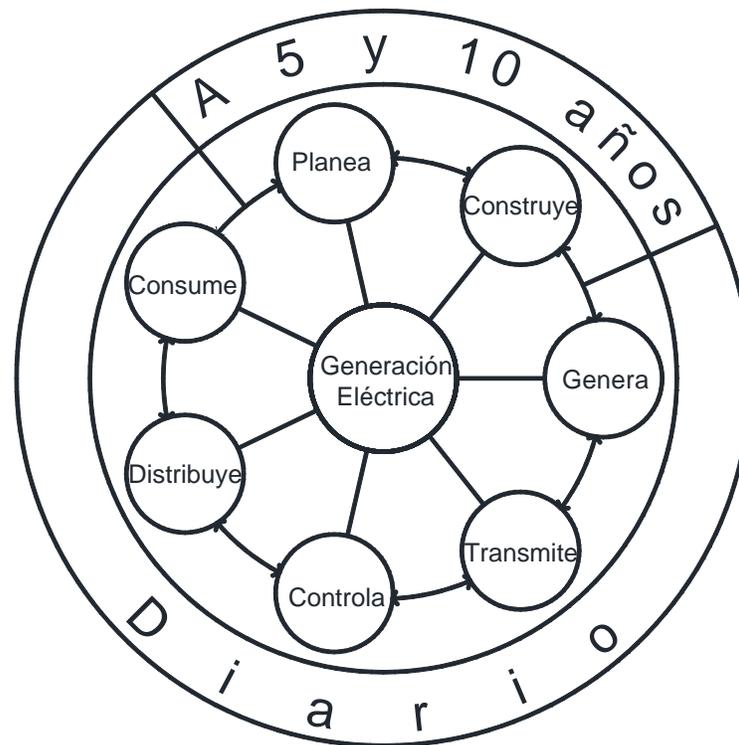


Figura 2.2. Modelo conceptual de la cadena de valor de la generación eléctrica: generación-consumo.

2.1.6 Conceptualización de sistemas

Los sistemas automáticos son complejos y solo a través de una metodología con ciertos pasos lógicos y ordenados, es posible entenderlos. Por ello es necesario manejar un lenguaje común, es decir, usar instrumentos para conceptualizar un determinado sistema. En general, las siguientes consideraciones se deben de tomar en cuenta para la conceptualización de un *sistema*.

1. Propósito
2. El limite
3. Contorno
4. Componente
5. Interacciones
6. Los Recursos
7. Ingresos o Insumos
8. Egresos o Salidas
9. Subproductos



2.1.7 Clasificación de sistemas según su propósito

Los sistemas se pueden clasificar por zona ambiental, nivel de inversión, tamaño de máquina, número de piezas, etc. Todo depende desde el punto de vista del propósito de clasificación.

Es posible darse cuenta que no solo los factores ambientales de la máquina empaquetadora afectan a los sistemas, sino que también otros factores como dispositivos eléctricos no aislados, esfuerzos mecánicos no evaluados de elementos, falla de limpieza, etc.

El hecho de clasificar sistemas nos obliga a pensar cómo funcionan y las razones de las diferencias entre distintos tipos de sistema. Al poder llevar a cabo este proceso de clasificación, análisis y razonamiento, entonces estaremos en condiciones de determinar cómo se puede mejorar, corregir y diseñar sistemas más eficientes.

2.2 Evaluación de de riesgos-Conceptos Básicos

Análisis de riesgos se le denomina a la estimación del nivel de peligro potencial de una actividad riesgosa para las personas, el medio ambiente y los bienes materiales en términos de cuantificar la magnitud del daño y de la probabilidad de ocurrencia.

Este trata de estimar el nivel de peligro potencial en un evento, por tanto trata de estudiar, evaluar, medir y prevenir los fallos y las averías de los sistemas técnicos, de los procedimientos operativos y de las imprudencias que pueden iniciar y desencadenar sucesos no deseados (accidentes) que afecten a las personas, los bienes y el medio ambiente.

Los métodos para la identificación, análisis y evaluación de riesgos son una herramienta muy valiosa para abordar con decisión su detección, causa y consecuencias que puedan acarrear, con la finalidad de eliminar o atenuar los propios riesgos así como limitar sus consecuencias, en el caso de no poder eliminarlos.

El análisis de riesgos tiene como objetivos principales:





-
- Identificar y medir los riesgos.
 - Deducir los posibles accidentes graves que pudieran producirse.
 - Determinar las consecuencias en el espacio y el tiempo de los accidentes, aplicando determinados criterios de vulnerabilidad.
 - Analizar las causas de dichos accidentes.
 - Discernir sobre la aceptabilidad o no de las propias instalaciones y operaciones realizadas.
 - Definir medidas y procedimientos de prevención y protección para evitar la ocurrencia y/o limitar las consecuencias de los accidentes.
 - Cumplir los requisitos legales de las normativas nacionales e internacionales que persiguen los mismos objetivos: (Directiva 96/82/CE y Real Decreto 1254/99).

Los aspectos de un análisis sistemático de los riesgos que implica un determinado espacio, desde el punto de vista de la prevención de accidentes, están íntimamente relacionados con los objetivos que se persiguen.

- Identificación de sucesos no deseados, que pueden conducir a la materialización de un peligro.
- Análisis de las causas por las que estos sucesos tienen lugar.
- Valoración de las consecuencias y de la frecuencia con que estos sucesos pueden producirse.

Cada uno de estos aspectos fija su atención en cuestiones importantes sobre los análisis de los peligros de un determinado lugar. El primer aspecto trata de contestar a la pregunta siguiente: ¿Qué puede ocurrir? Es propiamente la identificación de los riesgos mediante técnicas adecuadas. La siguiente cuestión trata de contestar a la siguiente pregunta: ¿Cuáles son las consecuencias? Se trata de aplicar métodos matemáticos de análisis de consecuencias. Por último, otra de las cuestiones a resolver es: ¿Cuál es la frecuencia de que ocurra? Se trata de aplicar métodos que puedan determinar la frecuencia de ocurrencia mediante métodos semicualitativos o bien mediante análisis cuantitativos de riesgo (ACR) que implican aspectos cualitativos y cuantitativos junto con análisis de consecuencias.





2.2.1 Métodos de identificación de riesgos.

Básicamente, existen dos tipos de métodos para la realización de análisis de riesgos, si atendemos a los aspectos de cuantificación:

1. **Métodos cualitativos:** Se caracterizan por no recurrir a cálculos numéricos. Pueden ser métodos comparativos y métodos generalizados.
2. **Métodos semicualitativos:** Los hay que introducen una valoración cuantitativa respecto a las frecuencias de ocurrencia de un determinado suceso y se denominan métodos para la determinación de frecuencias, o bien se caracterizan por recurrir a una clasificación de las áreas de una instalación en base a una serie de índices que cuantifican daños: índices de riesgo.

a) Métodos comparativos

Se basan en la utilización de técnicas obtenidas de la experiencia adquirida en otros sucesos similares existentes, así como en el análisis de sucesos que hayan ocurrido en establecimientos parecidos al que se analiza. Principalmente son cuatro métodos los existentes:

1. Manuales técnicos o códigos y normas de diseño.
2. Listas de comprobación o "Safety check lists".
3. Análisis histórico de accidentes.
4. Análisis preliminar de riesgos o PHA.

b) Métodos generalizados

Los métodos generalizados de análisis de riesgos, se basan en estudios de las instalaciones y procesos mucho más estructurados desde el punto de vista lógico-deductivo que los métodos comparativos. Normalmente siguen un procedimiento lógico de deducción de fallos, errores, desviaciones en equipos, instalaciones, procesos, operaciones, etc. que trae como consecuencia la obtención de determinadas soluciones para este tipo de eventos. Existen varios métodos generalizados. Los más importantes son:

1. Análisis "What if ...?".
2. Análisis funcional de operabilidad, HAZOP.





-
3. Análisis de árbol de fallos, FTA.
 4. Análisis de árbol de sucesos, ETA.
 5. Análisis de modo y efecto de los fallos, FMEA.

La evaluación de riesgos identifica las amenazas, vulnerabilidades y riesgos de la información, sobre la plataforma tecnológica de una organización, con el fin de generar un plan de implementación de los controles que aseguren un ambiente seguro, bajo los criterios de disponibilidad, confidencialidad e integridad de la información. Los dos puntos importantes a considerar son:

1. La probabilidad de una amenaza
2. La magnitud del impacto sobre el sistema, la cual se mide por el nivel de degradación de uno o combinación de alguno de los siguientes elementos: confidencialidad, disponibilidad, integridad.

Con el fin de derivar una probabilidad o una estimación de la ocurrencia de un evento, los siguientes factores deben ser tomados en cuenta:

1. Fuente de la amenaza y su capacidad.
2. Naturaleza de la vulnerabilidad.
3. La probabilidad que una vulnerabilidad potencial pueda ser explotada por una fuente de amenaza la podemos clasificar en alta, media-alta, media, media-baja y baja, como se describe a continuación:

2.3 Teoría de Sobretensiones

Esta sección aborda los diferentes aspectos relacionados a las sobretensiones, por ejemplo, concepto, clasificación. También, se presenta una metodología para el cálculo de la coordinación de aislamiento.

2.3.1 Concepto de sobretensión

Sobretensión es la tensión entre fase y tierra o bien entre fases, con un valor cresta que exceda el valor cresta correspondiente a:





$$(V_m) \left(\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \right) \quad \text{o bien} \quad (V_m) (\sqrt{2})$$

para un sistema la tensión de referencia es la tensión máxima del sistema (V_m), para equipo la tensión de referencia es la tensión máxima de diseño (V_d).

2.3.2 Tensión del sistema

Tensión máxima del sistema (V_m)

Es la mayor tensión eficaz (rms) de fase a fase que ocurre en el sistema en condiciones normales de operación; también es la mayor tensión eficaz (rms) de fase a fase para cualquier equipo. para definir la tensión máxima del sistema se excluyen los transitorios de voltaje y las sobre tensiones temporales causadas por condiciones anormales del sistema.

Tensión máxima de diseño (V_d)

Es el valor eficaz máximo de tensión de fase a fase con el cual el equipo se diseña en cuanto a su aislamiento y otros tantos requerimientos que están normalizados según el equipo en cuestión. Entendiendo por sobre tensión a cuyo máximo valor es el superior al valor de pico de la tensión nominal del sistema. Existen muchas causas por las que se pueden originar sobretensiones en una red de potencias; por esta razón su estudio se suele realizar atendiendo el origen, al tipo de proceso transitorio y al tiempo de duración.

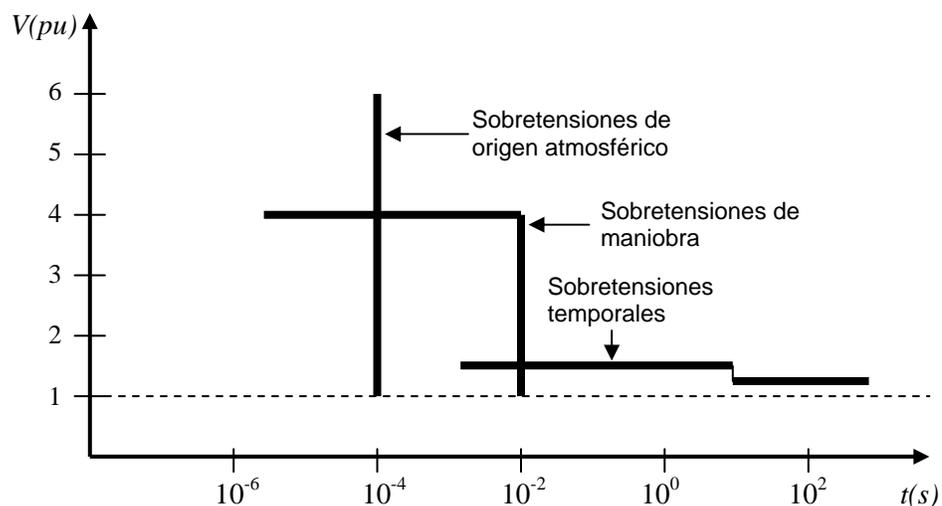




Figura 2.3 Clasificación de sobretensiones. (Ragaller, 1980).

Las sobretensiones se clasifican en dos las cuales son de origen interno y de origen externo, y éstas a su vez se dividen de acuerdo a su forma de onda por lo que se tiene la siguiente clasificación. (ver Figura 2.3).

a) Sobretensiones temporales

- ✓ Debidas a fallas eléctricas
- ✓ Debidas a ferresonancia

b) Sobretensiones por maniobra (Sobretensiones de freno lento)

- ✓ Debidas a cierre y apertura de interruptores
- ✓ Debidas a cambios súbitos de carga

c) Sobretensiones temporales

- ✓ Debidas a descargas atmosféricas

En las subsecuentes secciones se presenta una breve descripción de cada una de las mencionadas anteriormente.

2.3.2.1 Sobretensiones temporales

Esta sobretensión es oscilatoria con una duración mayor a un periodo de la frecuencia del sistema, la cual no tiene amortiguamiento o es ligeramente amortiguada. Dentro de este grupo están aquellas sobretensiones de larga duración (varios milisegundos), poco amortiguadas y de frecuencia igual o próxima a la frecuencia de operación. Ejemplos de sobretensiones temporales son las debidas a un corto circuito entre una fase y dos fases a tierra, o bien a un problema de ferresonancia.

Las sobretensiones debidas a resonancia y ferresonancia, son sobretensiones temporales debidas a estas causas generalmente se alcanzan cuando circuitos con grandes elementos capacitivos (líneas, cables, líneas compensadas en serie) y elementos inductivos (transformadores, reactores derivadores) con características de magnetización no lineal o lineal se energizan, o como rechazos de carga.



2.3.2.2 Sobretensiones por resonancia armónica

Es la producción de oscilaciones forzadas que acaba por producir resonancias. Estas resonancias resultan muy peligrosas en tramos de gran longitud de conductores y cables de alta tensión, así como en generadores cuyas curvas de tensión están deformadas por armónicos de orden superior. Si hay resonancia, el valor de la corriente dependen solamente de la resistencia o sea:

$$I = \frac{U}{R}$$

Por lo tanto, se producirá sobretensión solamente en el caso:

$$\frac{1}{R} < \sqrt{\frac{L}{C}}$$

A consecuencia de defectos en líneas, en las redes ramificadas pueden resultar sectores con conexiones en serie de resistencias, inductancias y capacitancias, capaces de provocar resonancias.

2.3.2.3 Sobretensiones por ferroresonancia

La ferroresonancia puede causar altas sobretensiones y sobrecorrientes sostenidas acompañadas de niveles de distorsión de las formas de onda de las tensiones y las corrientes, produciendo sobrecalentamiento en transformadores y fuerte ruido debido a la magnetoestricción, provocando daño a equipo eléctrico o rompimiento de dieléctricos.

2.3.2.4 Sobretensiones por maniobra

Una sobretensión de este tipo es fuertemente amortiguada, de corta duración y puede presentar un rango de frecuencias que varía entre los 2 y los 10 kHz. Su origen puede estar en una maniobra de conexión o de desconexión, sin embargo puede haber otras causas que den lugar a una sobretensión de este tipo; por ejemplo, un cortocircuito puede provocar transitoriamente una sobretensión que se clasificaría dentro de este grupo.

2.3.2.5 Sobretensiones de frente lento





Estas sobretensiones las podemos encontrar en sobretensiones por maniobra. las sobretensiones transitorias, son generalmente unidireccionales con una duraci3n de frente entre 20 y 5000 μs y una duraci3n menor a un periodo de la frecuencia del sistema.

2.3.2.6 Sobretensiones de frente rápido

Estas sobretensiones las encontramos en sobretensiones por un rayo. Estas sobretensiones transitorias son generalmente unidireccionales, con una duraci3n de frente entre 0,1 y 20 μs y una duraci3n de cola hasta varios cientos de μs .

2.3.2.7 Sobretensiones de frente muy rápido

Estas sobretensiones se encuentran en subestaciones eléctricas que funcionan con SF6. Es una sobretensi3n transitoria y usualmente unidireccional con una duraci3n frente de 0.1 μs , teniendo una duraci3n total menor de 3ms con oscilaciones superpuestas de frecuencia de (f), $30\text{kHz} < f < 100 \text{ kHz}$.

2.3.2.8 Sobretensiones de origen atmosférico

Estas son debidas a una descarga atmosférica, tienen una duraci3n muy corta y una amplitud que puede ser varias veces la tensi3n de pico nominal. No existe una frontera muy clara entre un tipo y otro de sobretensi3n; por ejemplo, una sobretensi3n originada por un corto circuito es de tipo temporal, pero transitoriamente puede ser calificada como sobretensi3n e maniobra. Por otra parte, la severidad que puede alcanzar cualquier sobretensi3n depende del tipo y, sobre todo, del nivel de tensi3n de la red; entre redes de tensi3n nominal inferior a 400 kV las sobretensiones debidas a rayos son m1s peligrosas que las debidas a otra causa, mientras que por encima de 400 kV las sobretensiones de maniobra suelen ser las m1s peligrosas.

El valor de las sobretensiones que se pueden producir en una red de distribuci3n originada por un rayo es tan elevado frente al valor de la tensi3n nominal de la red que tanto a nivel de aislamiento de los componentes como la selecci3n y coordinaci3n de protecciones se realiza teniendo en cuenta el efecto de las sobretensiones atmosféricas. La aparici3n de una sobretensi3n de origen atmosférico en una l1nea a3rea puede ser debida a uno de los mecanismos siguientes:





-
- a) La descarga cae sobre un cable de tierra o un poste, en ambos casos una parte de la corriente del rayo termina propagándose a tierra donde originará sucesivas reflexiones que pueden dar lugar a una tensión superior a la rigidez dieléctrica del aislamiento entre el poste y alguno de los conductores de fase.
- b) La descarga cae sobre un conductor de fase debido a un apantallamiento insuficiente del cable de tierra o a la inexistencia de éste; se produce una falla si la onda de tensión supera la rigidez dieléctrica del aislamiento.
- c) La descarga cae en las cercanías de una línea aérea, pudiendo inducir en ésta tensiones superiores al nivel de aislamiento.

2.3.3 Protección contra sobretensiones

En general, los principios en los que se basan los dispositivos de protección contra sobretensiones son básicamente dos: limitar las sobretensiones que se puedan originar y prevenir la aparición de sobretensiones.

2.3.3.1 Algunos medios para limitar las sobretensiones

Los dispositivos más empleados en la limitación de sobretensiones, tanto de origen interno (originado por maniobras) como de origen externo (causado por un rayo), es el pararrayos o auto válvula. El pararrayos más utilizado en la actualidad es el de óxidos metálicos, que se comporta como una resistencia no lineal, cuyo valor es muy elevado cuando la tensión entre sus bornes terminales es inferior a la tensión residual, pero que se reduce drásticamente cuando la tensión entre terminales tiende a superar el valor residual.

La Figura 2.4 muestra el caso de un pararrayos que ha sido instalado para proteger el transformador de una subestación. Este caso servirá para ilustrar el efecto limitador del pararrayos en introducir el efecto de la distancia de separación entre el pararrayos y el equipo que se pretende proteger, es decir el transformador.

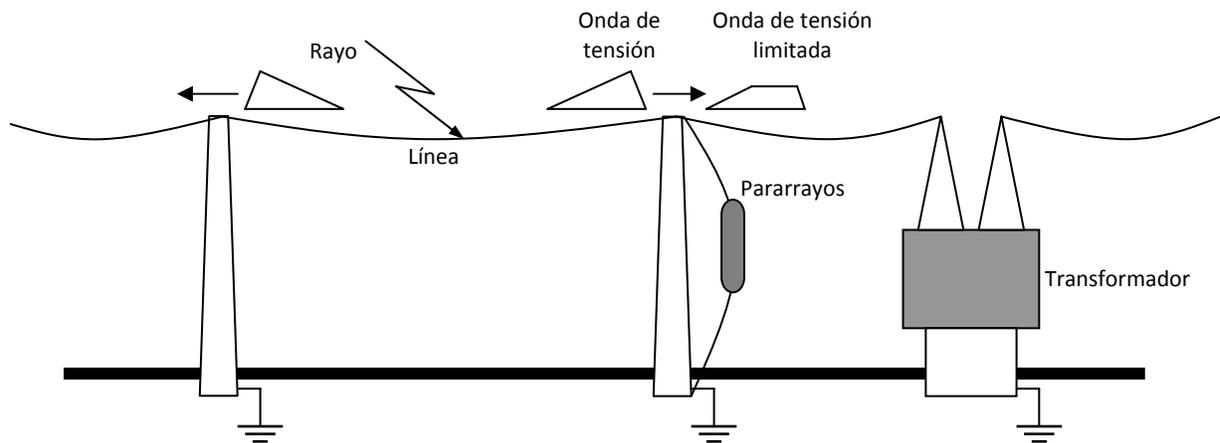


Figura 2.4 Protección de un transformador mediante un pararrayos de óxidos metálicos.

Una onda de sobretensión originada por una descarga atmosférica en la línea aérea se dirige hacia el transformador. Al pasar por el pararrayos la onda de tensión es recortada a un valor máximo, que se puede suponer que es el valor de la tensión residual del pararrayos. Si este valor fuera superior al de la tensión soportada a impulsos tipo rayo por el transformador, el pararrayos habrá cumplido su misión.

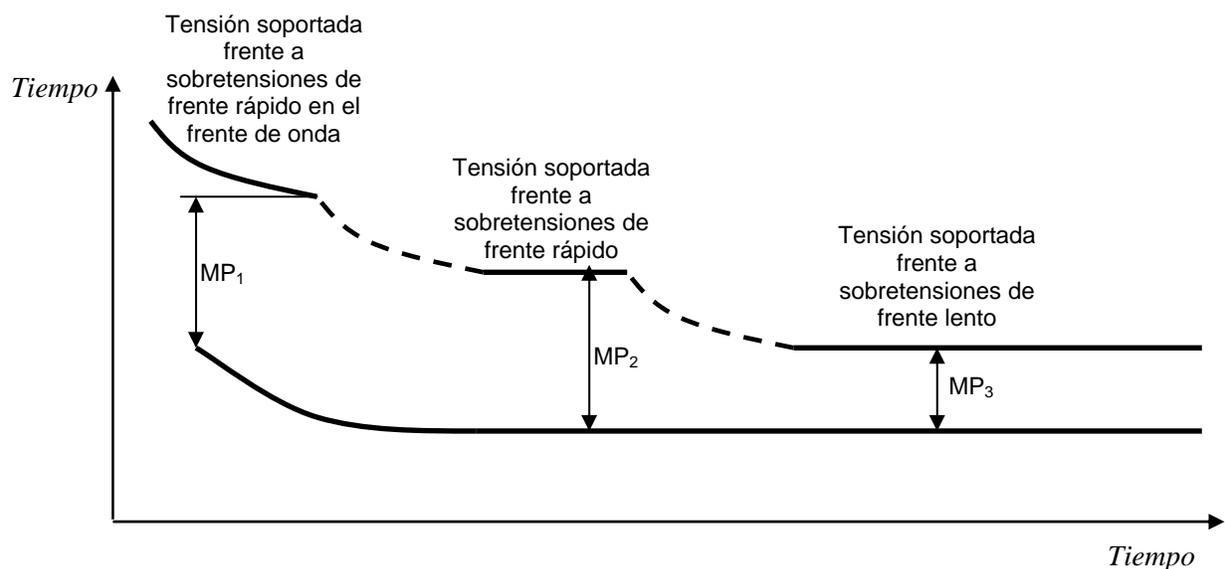




Figura 2.5 Coordinación entre pararrayos y aislamiento-Nivel de protección proporcionado por el pararrayos.

En realidad el proceso transitorio que se origina es bastante complejo y la tensión que aparece en el transformador no dependen sólo de la tensión residual del pararrayos, sino que también está influida por la pendiente del frente de onda de tensión que se trasladada hacia el transformador, de la distancia de separación entre pararrayos y transformador, y de la longitud de los cables de conexión del pararrayos a la línea y a tierra. Además, habrá que tener en cuenta que el valor de tensión soportada del transformador puede

2.4 Metodología para la evaluación de Coordinación de Aislamiento

El procedimiento para coordinación de aislamiento consiste en la selección de un conjunto de tensiones de aguante normalizadas que caracterizan el aislamiento del equipo. En general, este procedimiento se puede ver en la Figura 2.1.

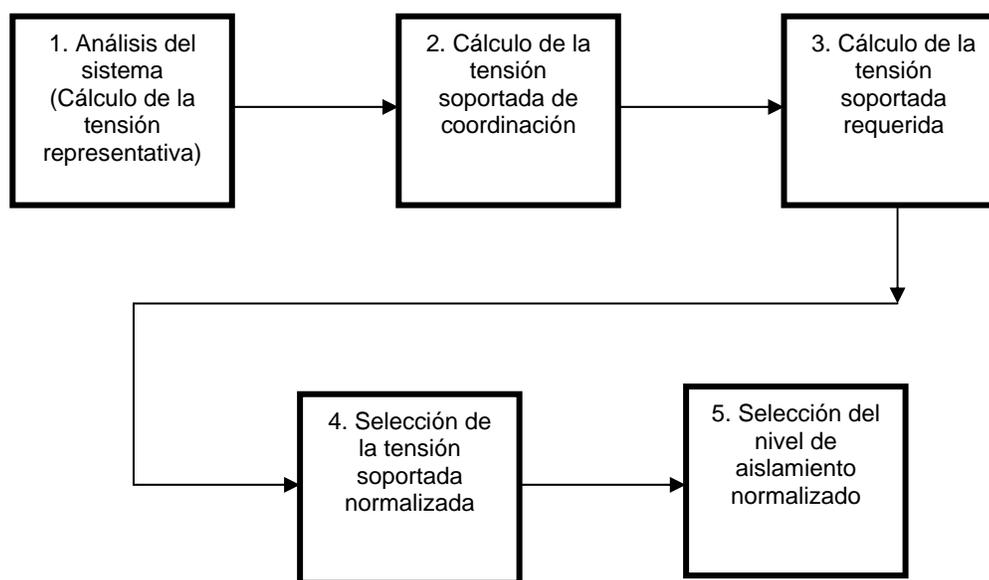


Figura 2.6 Metodología general de coordinación de aislamiento.



El diagrama de la Figura 2.6 muestra los pasos a realizar en el procedimiento de coordinación de aislamiento propuesto por la CEI [11], cuyos aspectos más importantes son comentados a continuación.

1. El primer paso a realizar es la estimación de la *tensión representativa* en los equipos o en la instalación a diseñar, teniendo en cuenta los niveles de protección proporcionados por los dispositivos de protección instalados y el valor máximo de la tensión de operación:

- para instalaciones de gama I se analizan las sobretensiones temporales y las de origen atmosférico,
- para instalaciones de gama II se analizan las sobretensiones de frente lento y las de origen atmosférico.

2. Se determina la *tensión soportada de coordinación*, que es la tensión soportada que cumple los criterios de diseño en las condiciones de servicio en que funcionarán los equipos o la instalación. La selección de la tensión soportada de coordinación se basa, por tanto, en la tasa de riesgo aceptada y su cálculo se realizará multiplicando la tensión representativa por el *factor de coordinación*, K_c , cuyo valor depende del tipo de aislamiento (autorregenerable, no autorregenerable) y del método de coordinación de aislamiento (determinista, estadístico) que es posible aplicar.

3. La tensión soportada de coordinación se convierte en la *tensión soportada especificada o requerida*, que es la tensión normalizada de ensayo que el aislamiento debe soportar para asegurar que cumplirá con el criterio de diseño. La tensión soportada especificada se obtiene multiplicando la tensión soportada de coordinación por un *factor de seguridad*, K_s , que compensa las diferencias entre las condiciones reales de servicio y las de ensayo a tensiones soportadas normalizadas. En el caso de aislamiento externo también se aplicará un *factor de corrección atmosférico*, K_a , que tenga en cuenta las diferencias entre las condiciones ambientales de servicio y las normalizadas.

4. Se selecciona el conjunto de *tensiones soportadas normalizadas* que satisfacen las tensiones soportadas especificadas. La tensión soportada normalizada es la tensión aplicada en un ensayo de tensión normalizado, y su selección permite justificar que el aislamiento





aguantará las tensiones soportadas especificadas que fueron estimadas en el paso anterior. La tensión soportada normalizada puede elegirse para la misma forma de onda normalizada que la tensión soportada especificada (continua, tipo maniobra, tipo rayo) o para una forma de onda distinta mediante la aplicación del *factor de conversión de ensayo*, *Kt*.

5. Finalmente, se selecciona el *nivel de aislamiento normalizado*, es decir el nivel de aislamiento asignado cuyas tensiones soportadas normalizadas están asociadas a la tensión de operación más elevada según la clasificación de la CEI [10].

2.5 Teoría básica sobre redes neuronales

2.5 Conceptos básicos de redes neuronales artificiales

2.5.1 Definición

Existen una variedad de definiciones de lo que es una red neuronal, como por ejemplo las siguientes:

"Red neuronal artificial es un modelo matemático compuesto por un gran número de elementos procesales organizados en niveles."

"Redes neuronales artificiales son redes interconectadas masivamente, en paralelo, de elementos simples (usualmente adaptativos) y con organización jerárquica las cuales intentan interactuar con los objetos del mundo real del mismo modo que lo hace el sistema nervioso biológico."

En general se puede argumentar que las redes neuronales en los sistemas biológicos, las células (neuronas) corresponden a los elementos de proceso anteriores. Las interconexiones se realizan por medio de las ramas de salida (axones) que producen un número variable de conexiones (sinapsis) con otras neuronas (o quizás con otras partes como músculos y glándulas). Las redes neuronales son sistemas con elementos de proceso muy interconectados. Por otro lado, la compleja operación de las redes neuronales es el resultado de abundantes lazos de realimentación junto con no linealidades de los elementos de proceso y cambios adaptativos de sus parámetros, que pueden definir incluso fenómenos dinámicos muy complicados. Por lo general, la programación de una red se puede realizar de





dos formas: a) alterando las estructuras de interconexión entre las células; y b) cambiando las fuerzas de estas interconexiones.

2.5.2 Tipos de redes neuronales en el reconocimiento de patrones

La Tabla 2.2 muestra los modelos de red neuronal más conocidos dentro del campo de reconocimiento de patrones. también se presentan algunas características mas relevantes de cada uno de ellos.

Tabla 2.1 Características de los modelos de redes neuronales

Modelo de red neuronal	Tipología	Aprendizaje			Asociación	Información de entrada y salida
		On Line Off Line	Supervisado No supervisado	Regla		
TPM	2 capas Feedforward Conexiones laterales	Off	No supervisado	Competitivo	Heteroasociación	Analógica
Backpropagation	n capas Feedforward	Off	Supervisado	Corrección error	Heteroasociación	Analógica
Boltzman Machine	1 capa Conexiones laterales 3 capas Feedforward	Off	Supervisado	Estocástico Hebbiano Corrección error	Heteroasociación	Binaria
Cauchy Machine	1 capa Conexiones laterales 3 capas Feedforward	Off	No supervisado	Estocástico	Heteroasociación	Analógica Binaria
ART	2 capas Feedforward/ feedback Conexiones laterales	On	No supervisado	Competitivo	Heteroasociación	Analógica

2.5.3 Elementos de una red neuronal

Una red neuronal es, en principio, un procesador paralelo que intenta reproducir el comportamiento de una neurona biológica (ver sección anterior). Cualquier modelo de red





neuronal consta de dispositivos elementales de proceso, las neuronas. Cada neurona está caracterizada en cualquier instante por un valor numérico denominado valor o estado de activación $a_i(t)$; asociado a cada unidad, existe una función de salida o de transferencia f_i , que transforma el estado actual de activación en una señal de salida y_i . Dicha señal es enviada a través de los canales de comunicación unidireccionales a otras unidades de la red; en estos canales la señal se modifica de acuerdo con la sinapsis (el peso W_{ji}) asociada a cada uno de ellos según una determinada regla. Las señales moduladas que han llegado a la señal j -ésima se combinan entre ellas, generando así la entrada neta o total:

$$Net_j = \sum_i y_i W_{ji} \quad (\text{Ecuación 2.1})$$

Una función de activación F , determina el nuevo estado de activación $a_j(t+1)$ de la neurona, teniendo en cuenta la entrada total calculada y el anterior estado de activación $a_j(t)$. La dinámica que rige la actualización de los estados de las unidades (evolución de la red neuronal) puede ser de dos tipos: modo asíncrono y modo síncrono. En el primer caso, las neuronas evalúan su estado continuamente, según les va llegando información, y lo hacen de forma independiente. En el caso síncrono, la información también llega de forma continua, pero los cambios se realizan simultáneamente.

2.5.3.1 Estructura de una red neuronal artificial

Una vez definidos los componentes más importantes de una red neuronal, esto es: unidades de procesamiento (la neurona artificial), estado de activación de cada neurona, patrón de conexión entre neuronas, regla de propagación, función de transferencia, regla de activación, y regla de aprendizaje; será importante destacar que una red se puede organizar también en función de: número de niveles o capas, número de neuronas por nivel, patrones de conexión, y flujo de información.

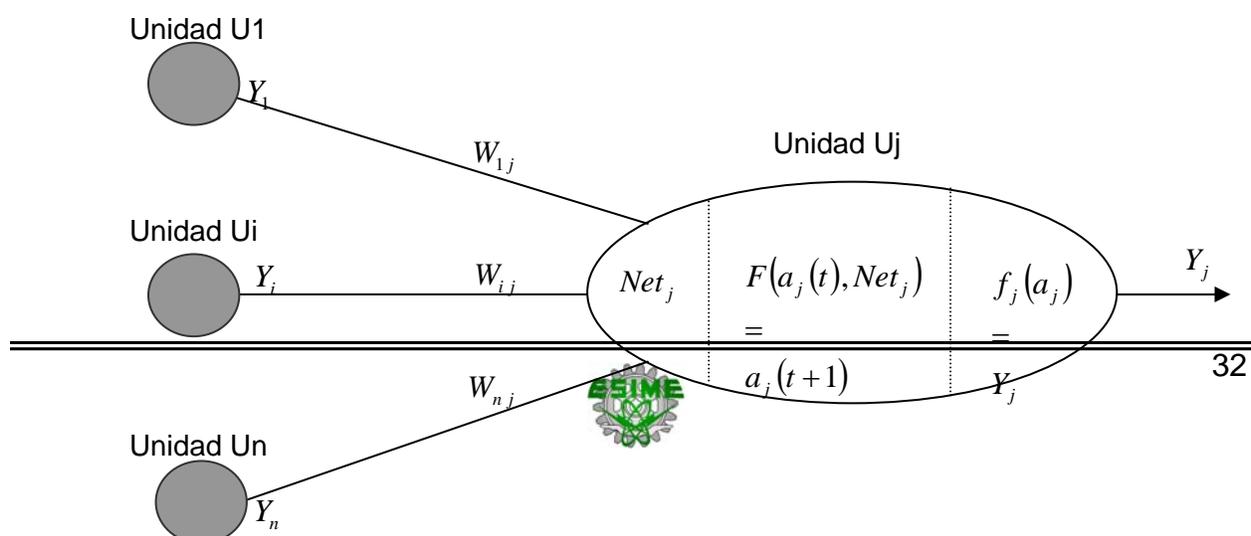




Figura 2.7 Entradas y salidas de una neurona Uj.

2.5.3.2 Características de las redes neuronales artificiales

Existen cuatro aspectos que caracterizan una red neuronal: la arquitectura, el mecanismo de aprendizaje, el tipo de asociación realizada entre la información de entrada y de salida, y por último, la forma de representación de estas informaciones. Una breve descripción de cada una de ellas se presenta a continuación:

a) Arquitectura

La arquitectura o topología de una red neuronal, consiste en la organización y disposición de las neuronas formando capas o agrupaciones de neuronas más o menos alejadas de la entrada y salida de la red; esto es: el número de capas, el número de neuronas por capa, el grado de conectividad y el tipo de conexiones entre neuronas. Cuando se realiza una clasificación de la red en términos topológicos, se suele distinguir entre las redes con una sola capa o nivel de neuronas y las redes con múltiples capas (2, 3, etc.).

b) Mecanismo de aprendizaje

El aprendizaje es el proceso por el cual una red neuronal modifica sus pesos en respuesta a una información de entrada. Los cambios que se producen durante el proceso de aprendizaje se reducen a la destrucción, modificación y creación de conexiones entre las neuronas. En los modelos de redes neuronales artificiales, la creación de una nueva conexión implica que el peso de la misma pasa a tener un valor distinto de cero. Durante el proceso de aprendizaje los pesos de las conexiones de la red sufren modificaciones, por tanto se puede afirmar que este proceso ha terminado (la red ha aprendido) cuando los valores de los pesos permanecen estables:

$$\frac{dW_{ij}}{dt} = 0 \quad \text{(Ecuación 2.2)}$$





Un aspecto importante en el aprendizaje de las redes neuronales es conocer como se modifican los valores de los pesos, es decir, cuales son los criterios que se siguen para cambiar el valor asignado a las conexiones cuando se pretende que la red aprenda una nueva información.

Estos criterios determinan lo que se conoce como regla de aprendizaje de la red. Un criterio que se puede utilizar para diferenciar las reglas de aprendizaje se basa en considerar si la red puede aprender durante su funcionamiento habitual o si el aprendizaje supone la desconexión de la red, es decir, su inhabilitación hasta que el proceso termine. En el primer caso, se trataría de un aprendizaje ON LINE, mientras que el segundo es lo que se conoce como aprendizaje OFF LINE. (ver Tabla 2.1.).

c) Tipo de asociación entre las informaciones de entrada y salida

Existen dos formas primarias de realizar la asociación entre entrada/salida que se corresponden con la naturaleza de la información almacenada en la red. Una primera sería la denominada heteroasociación, que se refiere al caso en que la red aprende parejas de datos:

$$\left[(A_1, B_1), (A_2, B_2), \dots, (A_n, B_n) \right] \quad (\text{Ecuación 2.3})$$

Así que cuando se le presenta una información de entrada A_i , deberá responder generando la correspondiente salida asociada B_i . La segunda se conoce como autoasociación, donde la red aprende ciertas informaciones A_1, A_2, \dots, A_n , de tal forma que cuando se le presenta una información de entrada realizará una autocorrelación, respondiendo con uno de los datos almacenados, el más parecido al de la entrada.

Estos dos mecanismos de asociación dan lugar a dos tipos de redes neuronales: las redes heteroasociativas y las autoasociativas. Una red heteroasociativa podría considerarse aquella que computa cierta función, que en la mayoría de los casos no podrá expresarse analíticamente, entre un conjunto de entradas y un conjunto de salidas, correspondiendo a cada posible entrada una determinada salida. Por otra parte, una red asociativa es una red





cuya principal misión es reconstruir una determinada información de entrada que se presenta incompleta o distorsionada (le asocia el dato almacenado más parecido).

d) Representación de la información de entrada y salida

Las redes neuronales pueden también clasificarse en función de la forma en que se representan las informaciones de entrada y las respuestas o datos de salida. Así, en un gran número de redes, tanto los datos de entrada como los de salida son de naturaleza analógica, es decir, son valores reales continuos, normalmente normalizados, y su valor absoluto será menor que la unidad. Cuando esto ocurre, las funciones de activación de las neuronas serán también continuas, de tipo lineal o sigmoideal. Otras redes, por el contrario, sólo admiten valores discretos o binarios $\{0,1\}$ en su entrada, generando también unas respuestas a la salida de tipo binario. En este caso, las funciones de activación de las neuronas serán del tipo escalón.

2.6 Conclusiones del Capítulo

El Capítulo presentó conceptos teóricos para el desarrollo del proyecto de investigación. En particular, se concluye que de los conceptos teóricos presentados ayudaron primeramente a ubicar al sistema de interés así como la formulación de la metodología para la evaluación de las sobretensiones en una subestación eléctrica, la cual será descrita brevemente en el siguiente Capítulo.





CAPÍTULO 3. DESCRIPCIÓN DEL CASO DE ESTUDIO

En este capítulo, se presenta una descripción de la subestación "X" bajo estudio. Las secciones iniciales presentan una descripción en el contexto "temporal" y "espacial" del sistema, respectivamente. La sección 3.1 presenta una breve descripción de las características de la subestación bajo estudio. Las conclusiones del capítulo se presentan en la sección 3.2.

3.1 Descripción de la subestación eléctrica "X"

Las características de la subestación eléctrica "X" de 230 kV bajo estudio se listan a continuación.

Altura aproximada:	10 msnm
Presión atmosférica:	712 mmHg = 1 kPa
Temperatura promedio:	50°C
Tensión nominal:	230 kV
Tensión máxima:	245 kV
Nivel básico de aislamiento al impulso:	1050 kV

Por otro lado, un diagrama unifilar de la subestación se muestra en la Figura 3.1. Para detalles de la simbología usada en la figure , ver la sección de simbologías.



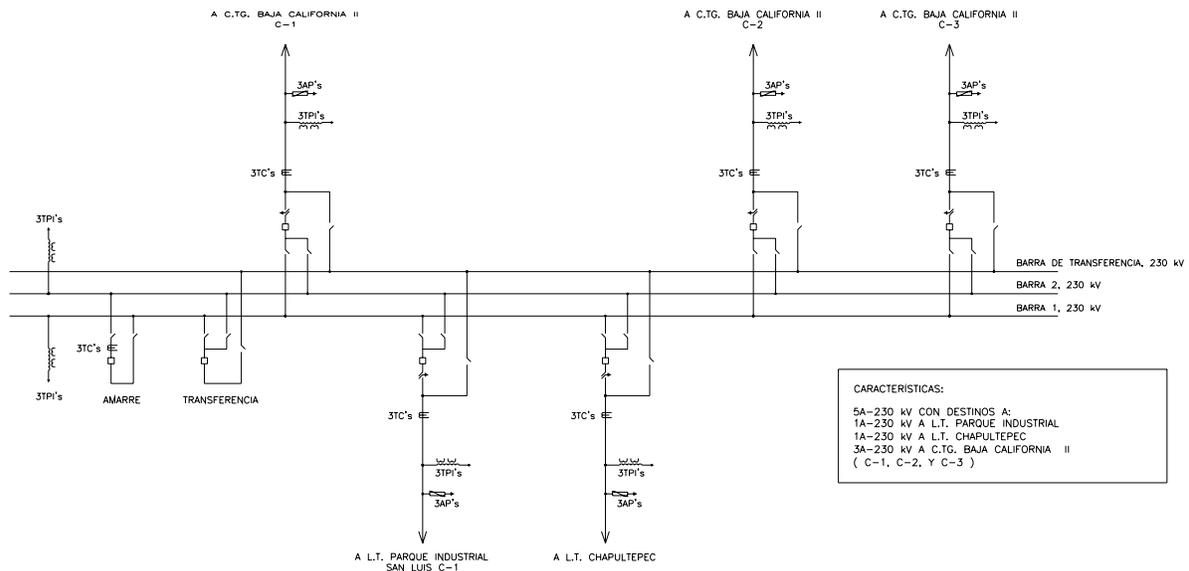


Figura 3.1 Diagrama unifilar de la subestación eléctrica "X".

La Figura 3.2 presenta una vista de planta de la subestación bajo estudio. Por otro lado, la Figura 3.3 presenta la subestación en diferentes vistas de cortes.

la Figure 3.4 muestra la subestación eléctrica "X" bajo varias vistas que se usarán en el Capítulo IV para la evaluación de la coordinación de aislamiento mediante el método de blindaje electroestático usado por CFE. Esto es:

- Blindaje a través de Hilo de Guarda (H.G.)- Vista Planta;
- Blindaje a través de Bayonetas-Vista Planta;
- Blindaje a través de Bayonetas-Vista Corte.

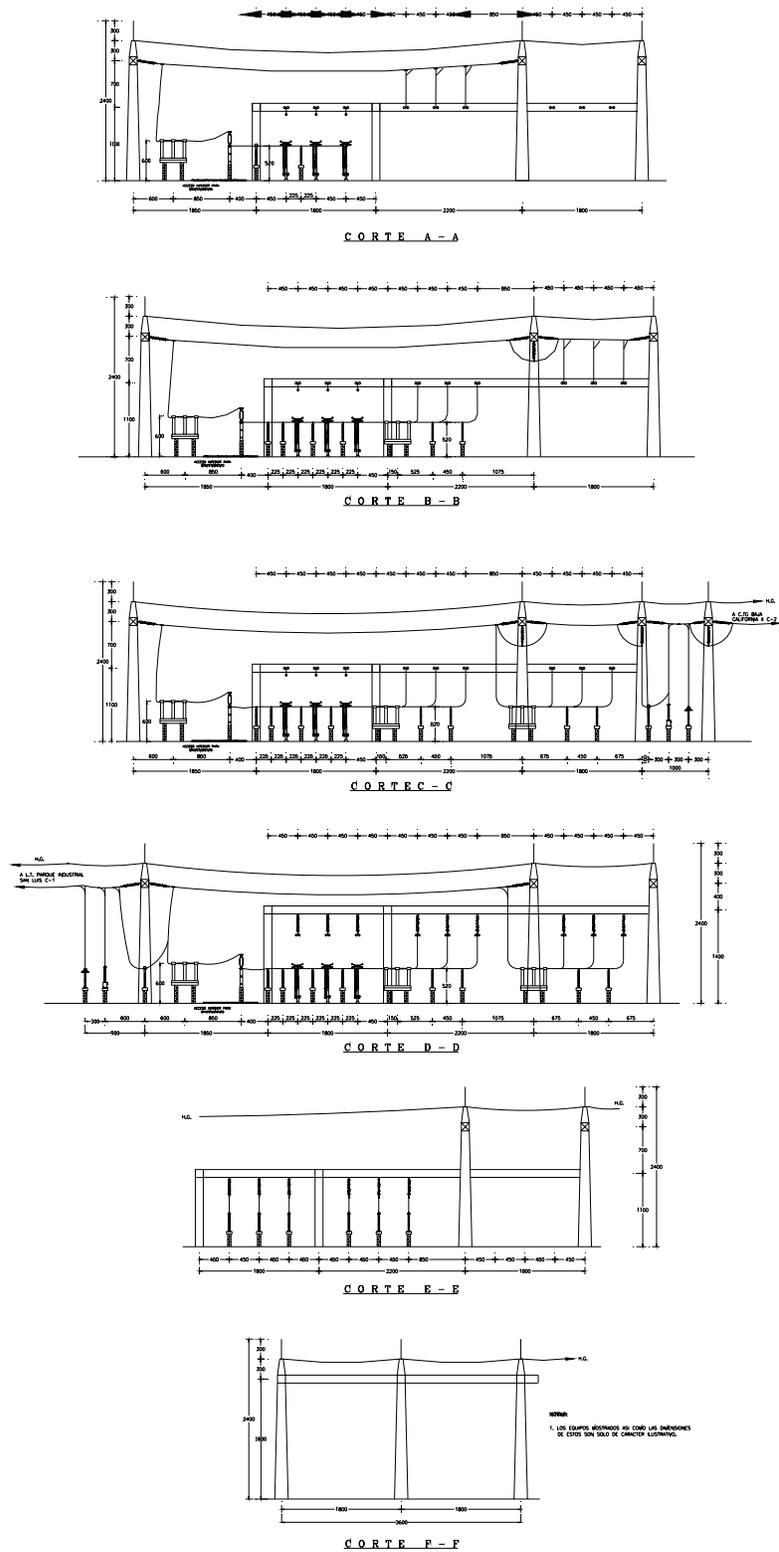


Figura 3.3 Subestación eléctrica "X"- Diagrama general cortes (Vistas).



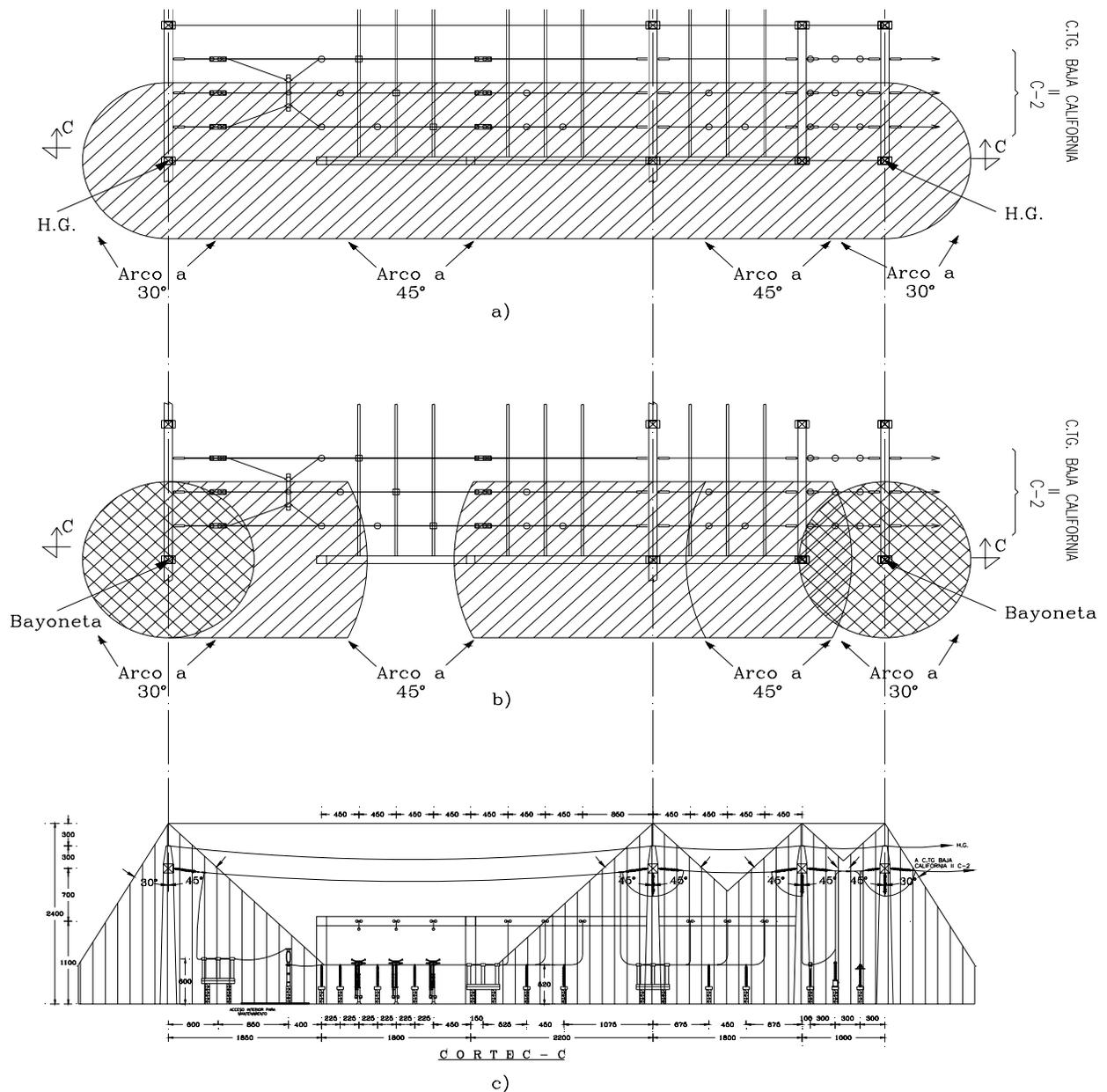


Figure 3.4 Subestación eléctrica "X" - Método de blindaje electrostático usado por CFE.

a) Blindaje A Través De Hilo De Guarda (H.G.), Vista Planta; b) Blindaje A Través De Bayonetas, Vista Planta; c) Blindaje A Través De Bayonetas, Vista Corte.

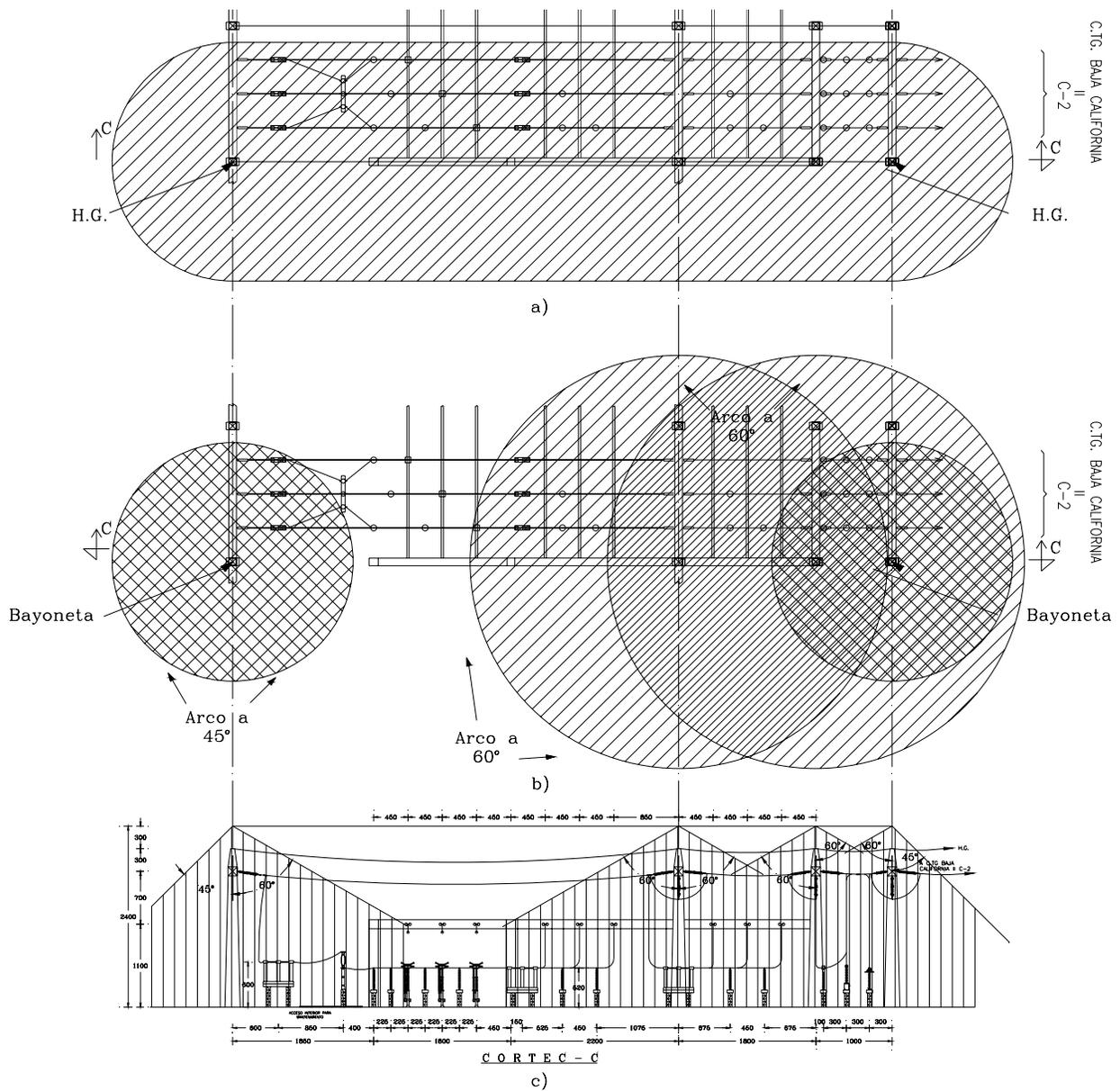


Figure 3.5 Subestación eléctrica "X"-Método de blindaje electroestático usado por IEEE Std. 998-1996.

a) Blindaje A Través De Hilo De Guarda (H.G.), Vista Planta; b) Blindaje A Través De Bayonetas, Vista Planta; c) Blindaje A Través De Bayonetas, Vista Corte.



3.2 Conclusiones del Capítulo

El capítulo ha presentado una descripción de la subestación eléctrica "X" bajo estudio. Las características ilustradas en las Figuras 3.3-3.8 serán usadas en el siguiente Capítulo para la evaluación de la coordinación de aislamiento de dicho sistema.





CAPÍTULO 4. EVALUACIÓN DE SOBRETENSIONES PARA EL CASO DE ESTUDIO

En los capítulos 1 y 2 se presentó el marco teórico y la metodología para el análisis de coordinación de aislamiento, respectivamente. En el capítulo 3 se presentó el caso de estudio. En este Capítulo se presenta la aplicación de la metodología descrita en el capítulo II la cual se aplicará al caso de estudio presentado en el Capítulo 3 y esto se presenta en las secciones 4.1-4.12. Finalmente las conclusiones del capítulo se describen en la sección 4.13.

4.1 Cálculo de sobretensiones temporales a la frecuencia del sistema

Las sobretensiones temporales de fase a tierra y de fase a fase pueden ser originadas por rechazos de carga. Estas sobretensiones son debidas a fallas a tierra y dependen del tipo de conexión a tierra; utilizando un factor de falla a tierra de (1,5 – 1,7) recomendado por IEC 60071/1; esto es $F_{ft}= 1,5$

$$V_{ft} = \left(\frac{(V_m)(F_{ft})}{\sqrt{3}} \right)$$

Y considerado un factor de rechazo de carga de 1,4 tendremos la sobretensión temporal de fase - fase a la frecuencia del sistema; esto es: $F_{rc}= 1,4$

$$V_{ff} = (V_m)(F_{rc})$$





Tabla 4.1 Calculo de sobretensiones temporales

Datos de la subestación eléctrica Bajo estudio	V _{ft}	V _{ff}
Altura aproximada: 10 msnm Presión atmosférica: 712 mmHg=1kPa Temperatura promedio= 50 °C Tensión nominal= 230 kV Tensión máxima= 245 kV Nivel básico de aislamiento al impulso= 1050 kV	212.20 kV (F _{ft} =1.5)	343 kV (F _{rc} =1.4)

4.1.1 Cálculo de Sobretensiones de Frente Lento

Estas se presentan debido a la energización o reenergización de LT's, considerando cargas atrapadas cuando se tiene recierre trifásico rápido. En nuestro caso nos basamos en la (Fig. A.1) para el cálculo. Energización sin resistencia de preinserción, red inductiva sin compensación, con lo cual obtenemos valores de 2% de F_{re} = 2,9 p.u. de fase a tierra y 4,35 de fase a fase que se obtiene usando el metodo de fase a pico y IEC 60071-2, figura A.2. La sobretensión de V_e² afecta solo al equipo conectado de fase a tierra; mientras que la sobretensión de V_p² afecta las distancias en aire (fase a fase). Considerando el cierre del interruptor de la S.E. se considera una red compleja, sin compensación y sin resistencia de pre-inserción con un valor de 2% tenemos 2,6 p.u., obtenido de la IEC 60071-2 figura A.1, Figura A.2., V_e² = 2,6 p.u.

$$V_{ft} = \left(\frac{(V_{sist})(\sqrt{2})}{\sqrt{3}} \right) (F)$$

$$\frac{V_p^2}{V_e^2} = 1,67$$

$$V_p^2 = (V_e^2) \left(\frac{V_p^2}{V_e^2} \right)$$

$$V_{ff} = (V_{ft})(F_{re})$$

;

;





4.1.2 Sobretensiones de Frente Rápido

De acuerdo a IEC 60071-2, las sobretensiones de frente rápido debido a operaciones de maniobra, usualmente pueden ignorarse ya que su forma de onda normalizada corresponde al de impulso atmosférico normalizado y por lo cual las sobretensiones por descargas atmosféricas son las que deben de tener nuestra atención.

4.2 Tensiones de aguante de coordinación.

Debido a que se utilizan apartarrayos de óxido metálico se utilizara el método determinístico, el cual involucra el factor de coordinación determinístico K_{cd} que se calcula:

Como $2,1 < V_{pS} < 2,6$

$$K_{cd} = 1,52 - 0,2 V_{pS}$$

Donde V_{cw} es válido para aislamiento interno y externo.

4.2.1 Tensiones de Aguante para Coordinación de Frente Rápido.

Para la selección de esta tensión se aplica el método estadístico simplificado, donde se requiere el conocimiento de los siguientes parámetros:

- Nivel de protección del apartarrayos al impulso de 8 x 20 ms para 10 000 A (para el ejemplo: $V_p \angle = 475$ kV),
- El tipo y número de líneas conectadas a la subestación (ejemplo: 5 líneas en torres de acero, 1 conductor sencillo, $A = 4\ 500$ kV),
- Número de eventos por descargas atmosféricas en esas líneas (ejemplo: 4/100 km por año), índice de fallas aceptables (ejemplo: 1/400 años),
- Distancia entre el equipo protegido y el apartarrayos puede ser diferente para aislamientos internos (ejemplo, 30 m) y externos (ejemplo, 60 m).
- Longitud del claro (ejemplo, 300 m).

La tensión de aguante para coordinación por descarga atmosférica se calcula con la siguiente expresión:





$$V_{cw} = V_{pl} + \frac{A}{n} \left(\frac{L}{L_{ps} + L_{eg}} \right) \quad \text{Donde:} \quad L_{eg} = \frac{Ra}{re}$$

Representa la distancia que hay de la línea aérea frente a la subestación, en la cual el índice de eventos por descarga atmosférica es igual al índice de fallas aceptable.

4.3 Tensiones de aguante requeridas.

Estas se determinan con el objetivo de verificar que los equipos instalados soporten los esfuerzos originados por el sistema, durante su tiempo de servicio. Por lo cual es necesario considerar factores de seguridad (K_s), y corrección por altitud (K_a), que en nuestro caso corresponde a una altitud de 10 MSNM.

$$K_a = \frac{b_0}{b} = e^{H/8150} \quad H = 10 \text{ MSNM}$$

Factores de seguridad recomendados (K_s)

Aislamiento interno (K_s): 1,15

Aislamiento externo (K_s): 1,05

4.4 Tensiones de aguante normalizadas

4.4.1 Tensión de Aguante Normalizada de Corta Duración a la Frecuencia del Sistema

Como ya conocemos las tensiones de aguante requeridas de impulso por maniobra las multiplicamos por el factor K_t , el cual lo obtenemos de la IEC 60071-2, tabla 2, para así obtener las tensiones de aguante normalizadas de corta duración a la frecuencias del sistema.

$$K_t = 0,5$$

Para aislamiento interno de fase a tierra.
$$V_{w1_{ft}} = \left(V_{rw_{ft}} \right) \left(K_t \right)$$

Para aislamiento interno de fase a fase.
$$V_{w2_{ff}} = \left(V_{rw_{ff}} \right) \left(K_t \right)$$





$$K_t = 0,6 + \frac{V_{rw}}{8500}$$

Para aislamiento externo de fase a tierra.

$$V_{w1_{ft}} = \left(V_{rw_{ft}} \right) (K_t)$$

$$K_t = 0,6 + \frac{V_{rw}}{12700}$$

Para aislamiento externo de fase a fase.

$$V_{w2_{ff}} = \left(V_{rw_{ff}} \right) (K_t)$$

4.4.2 Tensión de Aguante Normalizada de Frente Rápido

$$V_{rw_{ft}} = (1,15) \left(V_{rw_{ft}} \right) \text{-----INTERNO}$$

$$V_{rw_{ff}} = (1,05) \left(V_{rw_{ff}} \right) (K_a) \text{-----EXTERNO}$$

Para poder convertir las tensiones de aguante requeridas al impulso por maniobra en tensiones de aguante al impulso por descarga atmosférica, utilizamos el factor K_t , el cual lo obtenemos de la IEC 60071-2, tabla 2.

Para aislamiento interno, $K_t = 1.1$

Para aislamiento interno de fase a tierra. $V_{w1_{ft}} = \left(V_{rw_{ft}} \right) (K_t)$

Para aislamiento interno de fase a fase. $V_{w2_{ff}} = \left(V_{rw_{ff}} \right) (K_t)$

Y para aislamiento externo utilizamos el factor K_t , para convertir las sobretensiones de frente lento a impulso por descarga atmosférica, el cual lo obtenemos de la IEC 60071-2, tabla 2.





Tabla 4.2 Ejemplo de Coordinación de Aislamiento para la Subestación de $V_m = 245$ kV.

Esfuerzo de tensión de servicio	Sobretensión temporal				Sobretensión de frente lento				Sobretensión de frente rápido		
	Fase-Tierra		Fase-Fase		Fase-tierra		Fase-fase		Fase-Tierra y Fase-Fase		
	Interno	Externo	Interno	Externo	Interno	Externo	Interno	Externo	Interno	Externo	
Amplitud	212,20	343	343	580,10	520,10	775	870	---			
Forma	Corta duración a la frecuencia del sistema				Impulso por maniobra normalizado (Valor%)				Impulso por rayo normalizado		
Tensión de aguante de coordinación	Aislamiento	Interno	Externo	Interno	Externo	Interno	Externo	Interno	Externo	Interno	Externo
Tensión de aguante requerida	Tensión de aguante (kV)	212,20	212,20	343	343	607,10	607,10	775	870,20	689,80	689,80
	Factor de seguridad	1,15	1,05	1,15	1,05	1,15	1,05	1,15	1,05	---	---
	Corrección por altitud	---	---	---	---	1,0010	1,0010	1,0012	---	---	---
	Tensión de aguante	212,20	---	343	---	698,10	638,10	1000,70	914,80	793,22	725,11
	Factor de conversión	---	---	---	---	0,5	0,675	0,5	0,672	---	---
	Frecuencia industrial de corta duración (kV)	212,20	---	343	---	349	430,80	500,35	614,80	---	---
	Factor de conversión de pruebas	---	---	---	---	1,1	1,156	1,1	1,152	---	---
	Impulso por rayo (kV)	---	---	---	---	768	737,90	1100,80	1053,5	793,11	725,11
	Tensiones de aguante normalizada (kV)	A 60 Hz: 460 kV				Impulso por rayo: 1050 kV				Impulso por rayo: 1050 kV	



$$K_t = 1,05 + \frac{V_{rw}}{6000}$$

Para aislamiento externo de fase a tierra.

$$V_{w2_{ft}} = \left(V_{rw_{ft}} \right) (K_t)$$

$$K_t = 1,05 + \frac{V_{rw}}{9000}$$

Para aislamiento externo de fase a fase.

$$V_{w2_{ff}} = \left(V_{rw_{ff}} \right) (K_t)$$

4.5 Cálculo de distancia dieléctricas

4.5.1 Cálculo de Distancia Dieléctrica de Fase a Tierra

Para hacer este dimensionamiento primero se debe de calcular la tensión crítica de flameo (TCF) la cual involucra la constante de (0,961), el factor de corrección por presión atmosférica por altitud (K_a) y la constante K_3 , que corresponde a la configuración conductor-estructura; del factor de electrodo para sobretensión por rayo, que vale de 500–600 m/kV.

$$TCF = \frac{NBAI}{(0,961)} (K_a)$$

Para corregir la TCF por altitud se utiliza, de acuerdo con la norma NMX– J-150/2, IEC 60815 e IEC 60071/2, se utiliza la expresión siguiente:

$$K_a = e^{\left(H / 8150 \right)}$$

Por lo cual nuestra ecuación quedaría de la forma siguiente:

$$TCF = \frac{NBAI}{(0,961)} \left(e^{\left(H / 8150 \right)} \right)$$

Con lo cual tenemos que la distancia de fase a tierra, considerada por rayo será:





$$d_{f-t} = \frac{TCF}{K_3}$$

Donde:

TCF: Tensión crítica de flameo

NBAI: Nivel básico de aislamiento al impulso

d_{f-t} : Distancia fase tierra

Dado que se trata de una subestación por maniobra, se toma en cuenta la sobretensión de maniobra de 900 kV, corregida por altitud tenemos:

$$TCF = \frac{NBAM}{1 - 1,3\sigma} \left(e^{m(H / 8150)} \right) = \frac{NBAM}{0,922} \left(e^{m(H / 8150)} \right)$$

Donde:

TCF: Tensión crítica de flameo

NBAM: Nivel básico de aislamiento por maniobra

m: Exponente para la corrección de la tensión nominal de impulso por maniobra, que vale 0,87 p.u. (ver Figura A.3 del Anexo).

Para calcular la distancia de fase a tierra por maniobra, utilizamos la expresión siguiente:

$$V_{50\%(sm)} = K_2 \frac{3400}{1 + \frac{8}{d}}$$

Donde:

K_2 : Corresponde a la configuración conductor-plano; del factor de electrodo para sobretensión por maniobra, obtenido de la norma NMX-J-150/2-ANCE-2004 tabla G.1 e IEC 60071-2 tabla G.1, que vale de 1,25 m/kV.

d: Distancia de fase a tierra en m.

Despejando para "d" tenemos:

$$d = \frac{(8)(V_{50\%(sm)})}{(K_2)(3400) - (V_{50\%(sm)})}$$





4.5.2 Distancia Dieléctrica de Fase a Fase

Este caso es similar al de fase – tierra, pero con NBAI entre fases se tiene que la distancia de fase – fase, de acuerdo con la especificación C.F.E. L 0000-06-1980, se utiliza la expresión siguiente:

$$TCF = (520,29)(d_{f-f})$$

Donde:

TCF: Tensión crítica de flameo de impulso por rayo

d_{f-f} : Distancia dieléctrica de fase a fase

Este caso es similar al de fase – tierra, pero con NBAM entre fases se tiene que la distancia de fase – fase, de acuerdo con la especificación, C.F.E. L 0000-06-1980 se utiliza la expresión siguiente:

$$d_{f-f} = (2,0)(TCM)^{(1,7)}$$

Donde:

TCM: Tensión crítica por maniobra

d_{f-f} : Distancia dieléctrica de fase a fase

Tabla 4.3 Resultados del cálculo de las distancias dieléctricas

Datos de la subestación eléctrica Bajo estudio	Distancia Dieléctrica de Fase a Tierra	Distancia Dieléctrica de Fase a Fase
	d_{f-t}	d_{f-f}
Altura aproximada= 10 msnm Presión atmosférica= 712 mmHg = 1 kPa Temperatura promedio: 50°C Tensión nominal= 230 kV Tensión máxima= 245 kV Nivel básico de aislamiento al impulso= 1050 kV	2000 mm (Considerando TCF= 1094 kV)	1930 mm (Considerando la especificación CFE-L-0000-06-1980)





4.6 Cálculo de la cadena de aisladores

Para este cálculo se consideran aisladores tipo niebla, con las siguientes características (ver Figura A.4). La distancia al aire mínima específica d_{f1} de la cadena de aisladores se calcula por la expresión siguiente:

$$d_{f1} = (1,05)(d_{f-t})$$

Donde:

El valor 1,05: Corresponde al 5% adicional, por efecto de herrajes a la distancia de fase a tierra.

d_{f-t} : Distancia de fase a tierra

Por otro lado, para calcular el número de aisladores necesarios considerando la altura por disco de 146 mm tendremos:

$$n = \left(\frac{d_{f1}}{h_{ais}} \right)$$

Y considerando la distancia de fuga mínima específica d_{f2} de la cadena de aisladores se calcula por la expresión siguiente:

$$d_{f2} = (K_{fe})(V_d)(K_d)$$

Donde:

k_{fe} : Es el factor de distancia de fuga mínima especificada en mm/kV fase a fase, para un nivel de contaminación alto de acuerdo a la tabla 7 C.F.E. L 0000-06 (1991) se tiene $k_{fe} = 25$ mm/kV.

V_d : Es la tensión máxima de diseño de 245 kV., para una tensión nominal de 230 kV., de acuerdo a la tabla 5, C.F.E. L 0000-06 (1991).

K_d : Factor de corrección por diámetro del aislador en p.u. que para el diámetro de aislador de 280 mm corresponde un valor de 1 p.u. de acuerdo a la tabla 8, C.F.E. L0000-06 (1991).

Para saber cuántos aisladores necesitamos considerando una distancia de fuga de 445 mm, tenemos:





$$n = \left(\frac{d_{f2}}{h_{ais}} \right)$$

Por lo que se seleccionaran 14 aisladores por cadena para tener una distancia de fuga de $14 \times 445 = 6230$ mm.

Tabla 4.4 Resultados del número de aisladores

Distancia Dieléctrica de Fase a Tierra (d_{f1})	Número de aisladores (n)
2088 mm (Considerando aisladores del tipo niebla)	14 aisladores (Considerando la altura por disco de 146 mm)

4.7 Altura mínima de base sobre el nivel del suelo

Altura mínima de barras sobre el nivel del suelo de acuerdo al inciso 5.4.1.3. CFE L0000-06 (1980). La altura mínima de los sistemas de barras colectoras en subestaciones eléctricas al punto medio del claro se calcula por medio de la expresión general.

$$h = 5 + 0,125(V_m)$$

4.7.1 Altura Mínima de Base Sobre el Nivel del Suelo Corregida a 10 MSNM.

$$h_b = 5 + 0,125(V_m) \left[1 + 0,0125 \left(\frac{h - 1000}{100} \right) \right]$$

4.8 Altura mínima de los equipos corregida a 10 msnm.

La altura de otras partes bajo tensión, tales como en transformadores de potencia, interruptores, transformadores de instrumento, conexiones entre estos aparatos y en general, la de los elementos bajo tensión máxima, próximos a tierra se pueden calcular mediante la expresión general (inciso 5.4.1.4 CFE L0000 - 06 (1980):





$$h_e = 2,3 + 0,0105(V_d) \left[1 + 0,0125 \left(\frac{h - 1000}{100} \right) \right]$$

4.9 Altura mínima de la llegada de las líneas corregida a 10 msnm.

De acuerdo al inciso 5.4.1.5 CFE L0000 - 06 (1980) la altura de las líneas de transmisión que rematan en subestaciones eléctricas, deben tener una altura no menor a la obtenida por la expresión:

$$h_l \geq 5 + 0,006(V_d) \left[1 + 0,0125 \left(\frac{h - 1000}{100} \right) \right]$$

Tabla 4.5 Resumen de resultados del cálculo de las alturas

Altura mínima de base sobre el nivel de suelo (h_b)	Altura mínima de los equipos corregida a 10 msnm (h_e)	Altura mínima de la llegada de las líneas corregidas (h_l)
8062.5 mm (Considerando las recomendaciones dadas en el inciso 5.4.1.3 de CFE-L000-06, 1980)	2572.2 mm (Considerando las recomendaciones dadas en el inciso 5.4.1.4 de CFE-L000-06, 1980)	6470 mm (Considerando las recomendaciones dadas en el inciso 5.4.1.5 de CFE-L000-06, 1980)

4.10 Modelo de diseño por contaminación.

Este modelo desarrolla el cálculo de distancia de aislamiento contra contaminación, el modelo consta de las siguientes etapas:

1. Caracterización de la zona donde se localizara la instalación.
2. Determinación del nivel de contaminación.
3. Identificación del tipo de contaminante.





4. Obtención de la tensión de flameo.
5. Uso de factores de corrección (solubilidad e insolubilidad).
6. Cálculo de la tensión del sistema para diseño por contaminación.
7. Obtención del aislamiento requerido contra contaminación.

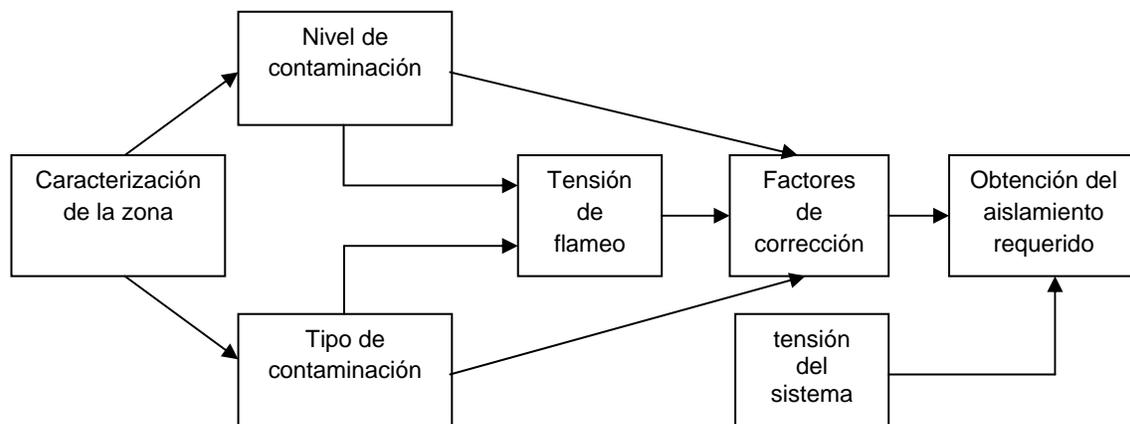


Figura 4.1 Metodología para el cálculo de diseño por contaminación.

Nota: Cada etapa se contiene la información necesaria, definiciones y recomendaciones generales, las cuales son requeridas para el desarrollo de la etapa en que se esté trabajando.

4.10.1 Etapa I. Caracterización de la zona donde se localizara la instalación

La tabla 2.2 resume los datos de las características de la zona para cálculo de aislamiento externo por contaminación:

Información necesaria para el cálculo por contaminación se presenta en el Anexo-A, entre ellos incluye la siguiente: mapas del sitio de experimentación, las cuales muestran la localización de los sitios donde se midió la contaminación en el país. Mapa de climatología y topografía (muestra mesetas y llanuras); Cartas de caracterización de la contaminación (proporciona niveles de DESD puntuales o por zonas, en base a datos de



campo). Organigrama (indica la geografía y el clima, así como las características del comportamiento de la contaminación).

Tabla 4.6 Resumen de las características de la zona del caso de estudio

Datos considerados de las características de la zona donde se encuentra la subestación eléctrica del caso de estudio
Zona: Llanura. Tipo de contaminante: Marino. Tensión nominal del sistema: 230 kV. Localización: Llanura.

Las recomendaciones generales que se consideraron para el caso de estudio es que en las llanuras del golfo de México y el mar caribe el nivel de contaminación es alto, se alcanza en unas horas y se remueve con la lluvia.

4.10.2 Etapa II-Determinación del nivel de contaminación

En esta etapa se determina el nivel de contaminación y las Figuras A.4, A.5, A.6 y A.7 en el Anexo, se usan para dicha evaluación. Las Tablas 4.7 y 4.8 sintetizan algunos datos relevantes para el presente caso de estudio. Por otro lado, se entiende como método estadístico en el cual se calcula la probabilidad de ocurrencia de los valores de posibles de la contaminación. Por otro lado, un método dinámico ayuda a determinar la probabilidad de ocurrencia de la contaminación a un período determinado. Un intervalo de confianza es la probabilidad de que ocurra un valor igual o menor al seleccionado. Finalmente, DESD es un parámetro para medir la severidad de la contaminación.



Tabla 4.7 Proporciona los Criterios de Diseño y sus Valores.

Método	DESD (mg/cm ²) - Nivel de confianza		
	0,95	0,97	0,99
Estadístico	0,1366	0,1798	0,3022
Dinámico (Meses)			
12	0,0532	0,0602	0,0691
24	0,0805	0,0602	0,0691
36	0,1150	0,1260	0,1390
48	0,1550	0,1660	0,1790
60	0,1930	0,2040	0,2150
72	0,2270	0,2350	0,2440
84	0,2530	0,2590	0,2650
96	0,2710	0,2750	0,2700
108	0,2830	0,2860	0,2880
120	0,2910	0,2920	0,2940
132	0,2950	0,2960	0,2970
144	0,2980	0,2990	0,2990
Relaciones			
Superior/Inferior	Posición		Aislador
1,48	Diagonal/Vertical	0,9	Niebla/Base
	Horizontal/Vertical	0,5	0,6

Tabla 4.8 Nivel Contaminación.

Contaminante		Marino
DESD	Esperado	Alto
	Método	Estadístico
	Valor de confianza	99%
Relación Sup/Inf		Criterio critico sup=inf
Tipo de aislador		Niebla
Variación estacional		Solo muestra la época critica
Periodo de exposición		Solo muestra el valor máximo
Posición de la cadena		Vertical o diagonal





4.10.3 Etapa III-Identificación del tipo de contaminante

En esta etapa se describen las características y la fuente emisora, permitiendo clasificar los contaminantes del país y por supuesto el lugar donde se encuentra la instalación de nuestro caso de estudio. Por ejemplo: clasificación de sales: dicha clasificación muestra las sales identificadas en el país, agrupándolos según su solubilidad (Ej. alta y baja). Solubilidad de la muestra: indica el porcentaje de solubilidad de los contaminantes del país. Densidad de insolubles: indica la densidad de insolubles de los contaminantes del país en mg/cm^2 . La Tabla 4.9 presenta un resumen de los tipos de contaminación.

Tabla 4.9 Tipo de Contaminación.

Tipo de contaminante	Solubilidad (%)		Densidad de insolubles (mg/cm^2)
	Alta	Baja	
Marino	76	24	0.5
Industrial	35	65	1.1
Rural	33	67	0.6

4.10.4 Etapa IV-Obtención de la tensión de flameo

En el caso de subestaciones como en el presente caso, es necesario calcular el diámetro promedio del aislador a utilizar y después con este se obtiene la distancia (en mm) de fuga por kV de aguante para el DESD de diseño. La Tabla 2.5 resume las consideraciones tomadas en esta etapa. Ver Figura A.14 y 15 en el Anexo para más detalles del mismo.

Tabla 4.10 Resumen del aislador utilizado y especificaciones técnicas

Dimensiones: Diámetro nominal= 280 mm Espaciamiento= 146 mm Distancia mínima de fuga= 445 mm





4.10.5 Etapa V - Uso de factores de corrección (solubilidad e insolubilidad)

Para obtener la de tensión de aguante corregida; al valor de la tensión de aguante (V_a) obtenido, fue necesario tomar en cuenta factores de corrección de solubilidad e insolubilidad, los cuales se obtienen de las graficas A.14 y A.15.

Así que el factor de corrección de solubilidad considerado fueron los siguientes:

FC (solubilidad): 1,11

FC (insolubilidad): 0,86

4.10.6 Etapa VI-Cálculo de la tensión del sistema para diseño por contaminación

Es común en la practica usar un factor de corrección por sobretensión a la frecuencia del sistema; es decir, de 5-10% en líneas de alta tensión y de un 10-20% en líneas de ultra alta tensión. También es común usar un factor de corrección del 20% por el número de aisladores colocados en paralelo; el factor es usado en líneas de transmisión y subestaciones eléctricas.

Considerando un factor de corrección de 10% por sobretensiones a frecuencia nominal, obtenemos la tensión máxima de diseño (V_{md}) por lo que se obtiene:

$$V_{md} = \frac{V_n}{\sqrt{3}} (1,1) = 146 \text{ kV}$$

4.10.7 Etapa VII-Obtención del aislamiento requerido contra contaminación

Ahora podemos calcular la distancia de fuga: $d_{fuga} = (V_{ac})(V_{md})$

A partir de este dato podemos calcular el número necesario de aisladores; dado que nuestro aislador utilizado tiene una distancia de fuga de 445 mm y mediante la siguiente ecuación se obtiene el número de aisladores.





$$n = \left(\frac{d_{fuga}}{d_f - ais} \right)$$

Finalmente, la Tabla 4.11 sintetiza los principales resultados del método DESD. Por otro lado, la Tabla 4.12 muestra un comparativo entre los dos métodos; es decir el IEC y el DESD.

Tabla 4.11 Tabla de Resultados Método DESD.

Método DESD			
Etapa	Descripción	Fig/Tab	Valores de diseño y Cálculos
Características de la zona	Loc. Geográfica	Fig. 12, 13 y 14	Sonora
	Act. Económica	---	----
Nivel de contaminante	DESD-Suspensión	Fig. 15,16 y 17 Tab. 11	0,29 mg/cm ²
	Perfil del aislador	Fig. 18	Recto
	DESD-Subestación	Fig. 18, Tab. 11	0,29 mg/cm ²
Tipo de contaminante	Contaminante	Fig. 15	Marino
	Solubilidad	Tab. 13	Alta 76%
	Insolubles	---	Baja 24%
			0,1 mg/cm ²
Tensión de flameo	Tensión de aguante	Fig. 18	53 mm/kV
Factores de corrección	Insolubles	Fig. 20	0,85
	Solubilidad	Fig. 19	1,1
Tensión de aguante corregida		---	57,27 mm/kV
Tensión de diseño	Vd	---	132,78 kV
	FC: 1,1	---	---
	Vmd	---	146 kV
Longitud del aislador	Distancia de fuga	---	8361,42 mm





Tabla 4.12 Tabla Comparativa De Resultados Métodos DESD E IEC.

Nombre	Subestación Eléctrica Ejido San Luis		
	DESD	IEC	
		NBAI	NBAM
Tensión nominal (Vn)	230 kV	230 kV	230 kV
Tensión de diseño (Vd)	146 mm/kV	245 kV	245 kV
Factor de corrección de presión atmosférica por altitud (Ka)	---	1,0012	1,0012
Factor de configuración conductor – plano del electrodo (K2)	---	550 m/kV	---
Factor de configuración conductor – plano del electrodo (K3)	---	---	1,25 m/kV
Factor de corrección solubles	1,11	---	---
Factor de corrección insolubles	0,85	---	---
Distancia de fuga	8361,42 mm	---	---
Distancia al aire mínima específica	---	2088 mm	2520 mm
Distancia de fuga mínima específica	---	6125 mm	6125 mm
Numero de aisladores	19 pzas.	14 pzas.	17 pzas.

4.11 Métodos de blindaje electrostático

4.11.1 Cálculo del Blindaje con Hilos de Guarda

Una solución que se da para el blindaje de las subestaciones eléctricas tipo intemperie es el ofrecido por los hilos de guarda (H.G.); dicho método se desarrolla en la especificación CFE L0000-06-02/1980, por lo que en las Figuras A.16 y A.17 se puede apreciar el área de protección que ofrece este método.

Zona de Protección de Equipo con Hilo de Guarda.

La Figura A.18 se observa el área de protección ofrecida por un hilo de guarda la cual es función de la altura del (H.G.). Para poder calcular la altura óptima H a la cual se debe de localizar el (H.G.), se necesita conocer la altura del equipo a proteger de una subestación eléctrica, por lo cual aplicamos la siguiente fórmula:





$$H = \frac{1}{3} (2S + \sqrt{3} L_1) + \frac{1}{3} \sqrt{S^2 + 4\sqrt{3} L_1 S}$$

Donde:

H.G.: Hilo de guarda.

H: Altura mínima del hilo de guarda sobre el nivel del suelo.

S: Altura del objeto a proteger.

L1: Distancia del objeto por proteger al hilo de guarda.

Zona de Protección de Equipo entre Estructuras con Hilo de Guarda.

En la Figura A.9 se observa que al calcular la altura a la cual se debe de localizar el hilo de guarda (H.G.) librando las distancias dieléctricas (partes vivas) respecto al suelo del objeto a proteger, así como la altura (H) más baja a la que se pueda colocar el hilo de guarda. Para calcular la altura a la cual se debe de localizar el hilo de guarda utilizamos la siguiente fórmula:

$$H = \frac{2}{3} S_1 + \sqrt{\frac{1}{9} S_1^2 + \frac{1}{3} \left(\frac{L_1}{2} \right)^2}$$

Donde:

H.G.: Hilo de guarda.

H: Altura mínima del hilo de guarda sobre el nivel del suelo.

S1: Altura más baja a la que puede estar el hilo de guarda.

L1: Distancia del objeto por proteger al hilo de guarda.

4.11.2 Blindaje con Bayoneta

La protección que brinda una bayoneta se determina a partir de la altura máxima obtenida entre estructura y bayoneta; considerando que el ángulo de protección medido con relación al eje de la bayoneta no debe exceder en ningún caso a 30° como se muestra en la Figura A.20. Para poder conocer el plano de protección usamos la siguiente ecuación:





$$Y = y' + y'' - S$$

$$\tan(30^\circ) = \frac{X}{Y}$$

$$\therefore X = Y \tan(30^\circ)$$

Donde:

X = Distancia máxima horizontal protegida.

Y = Suma de y' e y''.

y' = Altura de la estructura.

y'' = Longitud de la bayoneta o punta pararrayos.

S = Altura del equipo a proteger o altura del bus.

Por otro lado, cuando la distancia entre estructura y la altura de las mismas es tal que la zona de protección obtenida por las bayonetas se corta sobre el plano de los objetos por proteger entonces los ángulos de protección permisibles pueden ser de 45°, como se muestra en la siguiente A.21.

4.11.3 Método de los Ángulos Fijos IEEE

Este método es muy parecido al anterior ya que la protección ofrecida puede ser por medio de bayonetas o hilos de guarda; a hora nosotros desarrollaremos el primer método, la única diferencia es que aquí se consideran diferentes ángulos de cobertura (30°, 45° y 60°) y no se limita solo a 30° cuando usamos una sola bayoneta; para conocer la máxima distancia horizontal de protección, de acuerdo con la norma IEEE Std 998-1996, se utiliza la expresión siguiente (ver Figura A.22):

Por medio de bayonetas.

$$X = (B - A) \tan(a)$$

Donde:

X = Distancia máxima horizontal protegida.

A = Altura del equipo o bus.

B = Altura de bayoneta (estructura mas longitud de la bayoneta).

Tan (a) = Ángulo de cobertura de protección.





4.11.4 Método de los Ángulos Fijos C.F.E.

Este método es idéntico al de IEEE a excepción del cálculo realizado para hilos de guarda; y para efectos comparativos utilizamos los mismos ángulos de cobertura (30°, 45° y 60°); ver Figura A.23.

Donde:

X = Distancia máxima horizontal protegida.

A = Altura del equipo o bus.

H1 = Altura de la estructura.

H2 = Altura de bayoneta (longitud).

Tan (a)= Angulo de cobertura de protección.

$$Y = (H_1 + H_2) - A$$

$$\tan(a) = \frac{X}{Y}$$

Finalmente, la tabla 4.13 resume los cálculos obtenidos en esta sección.

Tabla 4.13 Cobertura de Protección en Función de la Altura de la Bayoneta a Diferentes Ángulos de Protección.

Altura de bus o equipo en [M]	Cobertura de Protección (Bayoneta) IEEE En [m]			Cobertura de Protección (Hilo de Guarda) IEEE En [m]			Cobertura de Protección (Bayoneta) CFE En [m]		
	30°	45°	60°	30°	45°	60°	30°	45°	60°
11,0	7,50	13,00	22,52	5,80	10,00	17,32	---	---	---
5,2	10,85	18,90	32,66	9,10	15,80	27,36	10,85	18,80	32,56

Por otro lado, la Tabla 4.14 resume los resultados al evaluar la cobertura L₁ que tendrá el área protegida por un solo hilo de guarda.

Tabla 4.14 Resumen de resultados del cálculo de las alturas





Altura de H.G. (m)	Altura equipo (m)	Cobertura L_1 con un solo H.G. (CFE)
21	5.2	16.13
Altura de H.G. (m)	Altura equipo (m)	Cobertura S_1 con dos H.G. (CFE)
21	5.2	19.15 m

4.12 Cálculo de sobretensiones empleando redes neuronales

En el capítulo 2 se presentó una introducción sobre la teoría de redes neuronales artificiales. Esta sección presenta la aplicación de las redes para el caso de sobretensiones. En particular, una red neuronal puede funcionar como clasificador y distinguir entre descargas a la línea y descargas a tierra. Esta tarea se ha realizado exclusivamente con una línea cuyos conductores se encuentran todos a una altura media de 10 m.

Las variables de entrada y salida de la red neuronal son las siguientes:

- Entradas: Intensidad máxima de la descarga (variable I), distancia perpendicular entre la línea y la descarga (variable y).
- Salida de la red neuronal: Tipo de descarga, directa / indirecta (variable t).

La distancia perpendicular entre la línea y la descarga. El valor de esta distancia se genera de forma aleatoria, por ejemplo, entre 0 m y 500 m, y por otro lado utilizando una distribución uniforme.

Por otro lado, para el tipo de descarga se utiliza el Modelo Electrogeométrico, para saber si una descarga, caracterizada por los parámetros que componen la entrada de la red neuronal (I, y), es directa a la línea ($t = 1$) o directa a tierra ($t = 0$).

Dado lo anterior, la red neuronal artificial se consideró que estará compuesta de la siguiente forma:





- ✓ Dos neuronas en la capa de entrada (intensidad y distancia)
- ✓ Diez neuronas en la capa oculta
- ✓ Una neurona en la capa de salida (tipo de descarga)

En la siguiente figura 4.2 se muestra la arquitectura de la red neuronal artificial para el caso de estudio.

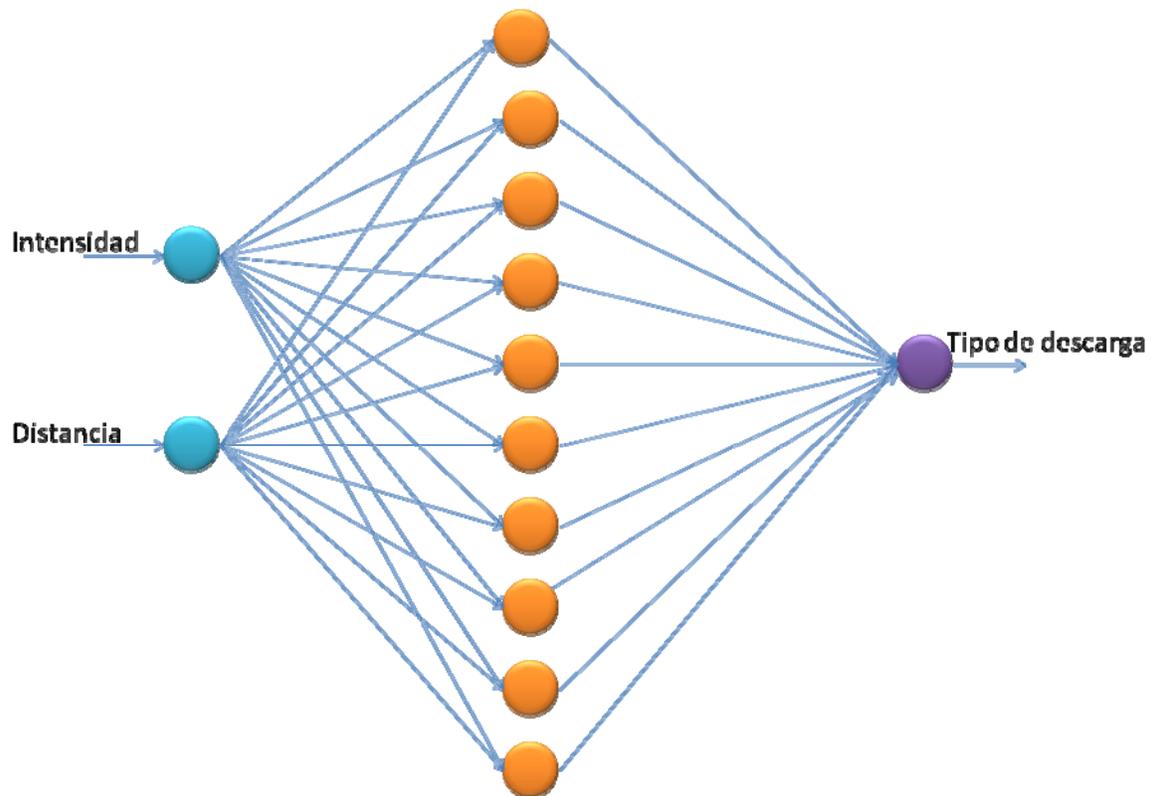


Figura 4.2 Arquitectura utilizada para la Red Neuronal Artificial (RNA)

En las siguientes subsecciones se presentan los resultados en base a una programación de la RNA que se llevó a cabo en Matlab 7 :

Se programa la RNA con dos neuronas de entrada, diez en la capa oculta y una de salida.
`net = newff([0 200; 0 1000][10 1]);`



Las entradas de la RNA son:

Input=(intensidad, distancia);

Su entrenamiento de la RNA está definido con 20000 iteraciones:

target=(tipos de descarga);

net.trainparam.epochs=20000

net=train[net input target]

En la siguiente figura 4.3 se tiene el entrenamiento de la red neuronal con las 20000 iteraciones.

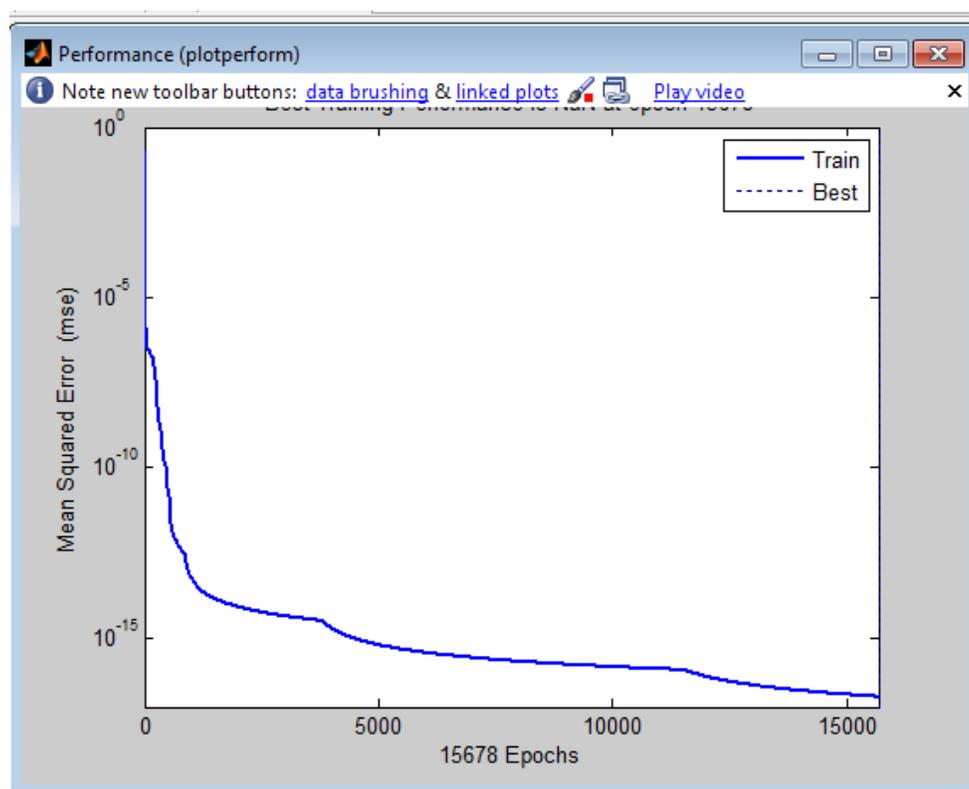


Figura 4.3 Ejemplo del entrenamiento de la RNA con 20000 iteraciones





Una vez entrenada la RNA, se calculan os valores, en la siguiente tabla 4.15 se muestra los resultados obtenidos en base al diseño de la red neuronal que se ha diseñado para el caso de estudio.

De la tabla 4.15 se puede observar que el modelo propuesto de la RNA es adecuado para funcionar como un clasificador y distinguir entre descargas a la línea y descargas a tierra, para el caso de una subestación eléctrica.

Tabla 4.15 Resumen de resultados de la RNA

Entrada		Salida deseada	Salida en base a la Ref.	Salida con la RNA propuesta
Intensidad (KA)	Distancia (m)	Tipo de descarga		
43	68	0	0.0155	-6.0538×10^{-12}
41	66	0	0.0234	-8.2105×10^{-12}
7	38	1	0.9292	0.9896
36	55	1	0.9797	0.9997
23	45	1	0.9623	0.9999

4.13 Conclusión del Capítulo

En este capítulo se ha presentado la aplicación de la metodología descrita en el Capítulo II. En general, se puede concluir que la metodología planteada para el presente caso de estudio ha demostrado su potencialidad en la determinación de la coordinación de aislamiento para el caso de una subestación eléctrica. Por otro lado, es importante destacar que dichos sistemas son muy críticos ya que si no se cuenta con la protección adecuada de los mismos los riesgos asociados con la no-disponibilidad de los mismos cuando se requieran es muy alto. La discusión de los resultados obtenidos en este caso de estudio se presenta en el siguiente capítulo.





CAPÍTULO 5. CONCLUSIÓN Y TRABAJO FUTURO

En este último capítulo, en forma muy breve se presenta lo siguiente: en la sección 5.1 - una discusión de la investigación. Por otro lado, las conclusiones se presentan en la sección 5.2. Finalmente, el futuro trabajo se presenta en la sección 5.3.

5.1 Discusión

5.1.1 El estudio de coordinación de aislamiento

En el Capítulo 1 se presentó evidencia de que las instalaciones (y equipos) eléctricas son sometidos a *sobretensiones* que pueden (y hay evidencia que han afectado dichas instalaciones; ver por ejemplo, las Figuras 1.5-1.8 del Capítulo 1) afectar su aislamiento y provocar una falla del sistema. Una *sobretensión* es una sollicitación variable en el tiempo cuyo valor máximo es superior al valor de cresta de la tensión nominal del sistema en el que se origina. Las *sobretensiones* en una red eléctrica se originan, en general, como consecuencia de una falla, una maniobra o una descarga atmosférica. Dado lo anterior, el estudio de los riesgos de los mismos es fundamental para determinar tanto el nivel de aislamiento que se debe seleccionar para los distintos componentes de un sistema como los medios o dispositivos de protección que es necesario instalar. Lo anterior debe realizar conociendo el comportamiento de los distintos aislamientos frente a todo tipo de *sobretensiones*. Y por razones similares, la selección y ubicación de los distintos medios de protección sólo se podrá realizar de forma adecuada si se conoce su comportamiento frente a las distintas *sobretensiones*.

Por otro lado, el estudio de sobretensiones y la selección de aislamientos y dispositivos de protección es el objetivo de lo que se conoce como "Coordinación de Aislamiento". Dicho concepto ha sido definido de varias maneras, como por ejemplo la siguiente: "coordinación de aislamiento (se define) como la selección de la tensión soportada de los distintos equipos". Por otro lado, la norma UNE-EN 60071-1 (UNE-EN, 2006), ofrece la siguiente





definición "la Coordinación de Aislamiento es la selección de la rigidez dieléctrica de los equipos en relación con las tensiones que pueden aparecer en el sistema en el cual se hallan instalados, teniendo en cuenta las condiciones ambientales de servicio y las características de los dispositivos de protección disponibles" (UNE-EN, 2006).

La primera selección de la tensión soportada se puede basar en la siguiente regla:

$$\textit{Tensión soportada} = \textit{Máxima sobretensión} \quad (\text{Ecuación 5.1})$$

De lo anterior surge la pregunta si la igualdad anterior puede ser considerado como el Máximo Riesgo Aceptable, en relación a sobretensiones; es decir, si en función de la ecuación (5.1) sería factible seleccionar el nivel aislamiento para proteger el sistema. Sin embargo, en la práctica es necesario tener en cuenta otros aspectos y no es aconsejable seleccionar el nivel de aislamiento a partir de esta igualdad. El valor más elevado o desfavorable de un determinado tipo de sobretensión se presentará generalmente con una frecuencia muy baja, por lo que el costo del aislamiento seleccionado de esta forma podría ser excesivo. Es, por lo tanto, impensable seleccionar el nivel de aislamiento de un equipo de forma que pueda soportar cualquier sobretensión que se pueda presentar; la selección se debe realizar teniendo en cuenta los medios de protección que se pueden utilizar y aceptando una probabilidad de falla.

También, se debe tener en mente que el objetivo de la coordinación de aislamiento no es proteger sólo a los equipos eléctricos sino también impedir que se averíen los dispositivos de protección. Es decir, la selección de los dispositivos de protección se deberá realizar teniendo en cuenta las solicitaciones a las que estos se verán sometidos.

En la práctica también es muy común en cualquier campo de la ingeniería es aceptar una cierta probabilidad o riesgo de falla (riesgo asumido). Dicho riesgo asumido, en principio, se debería definir una vez haber llevado a cabo un estudio de costos, de tal manera que los costos totales (el resultado de sumar los costos de inversión y los costos derivados de una avería) sean los óptimos; en otras palabras un estudio de costo-beneficio.



Dado lo anterior, se puede definir la Coordinación de Aislamiento como la selección de la tensión soportada normalizada de los equipos teniendo en cuenta las sobretensiones que pueden aparecer, así como los medios de protección que se pueden instalar y las condiciones ambientales de la zona, para obtener un riesgo de fallo aceptable.

En general se puede argumentar que existen varios objetivos de un estudio de coordinación de aislamiento, por ejemplo se considera el caso de una subestación (como en el presente caso); el objetivo del estudio podría ser cualquiera de los siguientes:

1. Si la subestación ya ha sido construida y las tensiones soportadas normalizadas de todos los componentes han sido seleccionadas; el objetivo sería entonces seleccionar y ubicar los dispositivos de protección que pueden reducir el riesgo de falla.
2. Si la subestación ha sido diseñada, así como los medios de protección; el objetivo es seleccionar la tensión soportada normalizada de los distintos componentes.
3. Finalmente, si se tiene que diseñar la subestación y el objetivo es seleccionar las tensiones soportadas normalizadas de los componentes de la misma, así como las características y ubicación de los medios de protección.

De lo presentado anteriormente, se puede argumentar que el estudio de sobretensiones es de gran importancia para una selección óptima de los aislamientos y de los dispositivos de protección contra los riesgos de sobretensiones y que se requiere un conocimiento muy detallado de la siguiente información:

- a) origen y distribución estadística de las sobretensiones que se pueden originar, en muchas ocasiones no se cuenta con dicha información y por lo consiguiente es necesario contar con ella.
- b) caracterización de los distintos tipos de aislamientos,
- c) dispositivos de protección que es posible seleccionar o instalar,
- d) costo de las distintas opciones o estrategias.





El presente caso de estudio abarcó el estudio de coordinación de aislamiento para el caso de una subestación eléctrica y los resultados han sido satisfactorios. Además, se llevó a cabo un análisis de sobretensiones mediante el uso de redes neuronales artificiales.

5.1.2 “Prevención” vs. “Protección”

Con mucha frecuencia se usan los términos como el de "prevención" y "protección" sin tener claro que es lo que se quiere decir. En el contexto de análisis de riesgos asociados con sobretensiones, la Figura 5.1 puede ayudar a tener un mejor entendimiento de lo que significan dichos términos. Ambos conceptos pueden ser vistos en términos del 'evento crucial' (en este caso el evento crucial es "una sobretensión"). Los eventos causales que se encuentran a la izquierda del 'evento crucial' son como su nombre lo indica las posibles causas del evento indeseable; dichas eventos causales pueden ser los de origen "interno" y "externo". Ambos están unidos por un operador lógico "OR", que significa que cualquiera puede ser la causa del evento crucial y no necesariamente tienen que ocurrir ambos. Por otro lado, a la derecha del 'evento crucial' se tienen las consecuencias; esto es, una vez que ya ha ocurrido la "sobretensión".

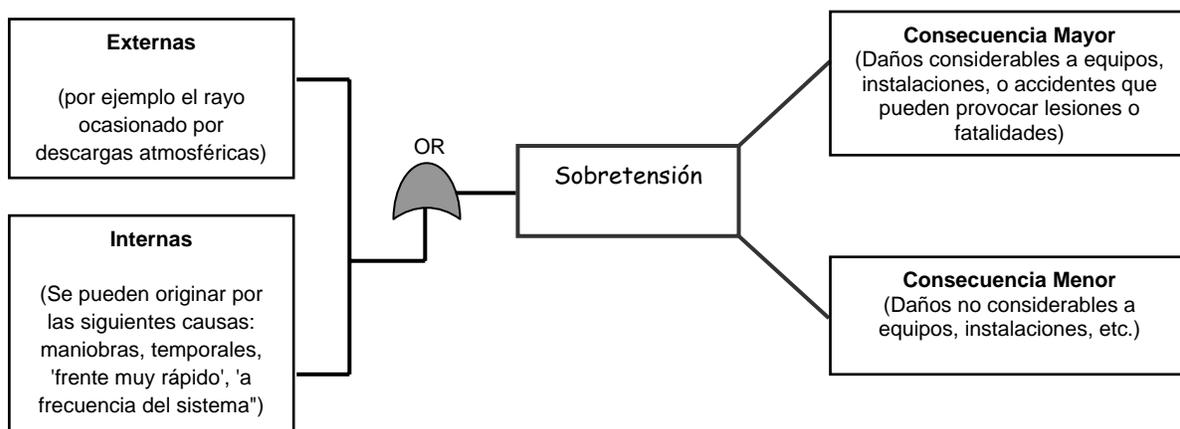


Figura 5.1 Prevención y Protección en el contexto de sobretensiones. (Santos-Reyes, 2010).

Dado lo anterior, entonces se puede argumentar que todas aquellas medidas relacionadas a la *prevención* pueden ser consideradas como todas aquellas que reducen la probabilidad de la ocurrencia del evento crucial. Por otro lado, las medidas relacionadas con la *protección*



pueden ser consideradas como aquellas concernientes a las consecuencias después de un 'evento crucial'.

5.2 Conclusiones

En esta sección se valorarán los objetivos planteados para este trabajo de tesis.

5.2.1 Valoración del objetivo general

El objetivo general fue planteado como:

“Evaluar los riesgos asociados con las sobretensiones en una subestación eléctrica, con la finalidad de evaluar su coordinación de aislamiento.”

En general, se puede concluir que el objetivo general se logró satisfactoriamente.

5.2.2 Valoración de los objetivos específicos

Los objetivos específicos planteados fueron los siguientes:

- “1. Llevar a cabo una revisión bibliográfica exhaustiva de toda la información relacionada con: subestaciones eléctricas; teoría acerca del análisis de sobretensiones; teoría de riesgos; estadísticas de incidentes/accidentes/ relacionadas con sobretensiones.
2. Recopilar y analizar la información relacionada con los estándares existentes en relación a sobretensiones así como de la subestación del caso de estudio.
3. Revisar y estudiar la teoría de redes neuronales artificiales (RNA).
4. Llevar a cabo el análisis de Coordinación de Aislamiento para la subestación del caso de estudio mediante la aplicación de las normas correspondientes, así como también la aplicación de las RNA.
5. Documentar los resultados del trabajo de tesis.”





De igual manera, los dos objetivos listados anteriormente se cumplieron satisfactoriamente.

5.3 Futuro trabajo

El presente trabajo ha presentado los resultados del estudio de Coordinación de Aislamiento para una subestación eléctrica. Por otro lado, se ha diseñado un modelo de redes neuronales para evaluar las sobretensiones en caso de un factor externo como es el caso de un rayo. Sin embargo, en este estudio se ha asumido la ocurrencia del evento crucial (ver Figura 5.1); sin embargo, un futuro trabajo sería, por ejemplo, calcular la probabilidad de la ocurrencia del evento crucial en términos de un evento causal 'externo', como sería el caso de un rayo.



REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Bertalanffy, L. von. (1968). *General Systems Theory*, Braziller, New York.

Ckeckland, P. (1993). *Systems thinking, Systems practice*. Wiley Chechester, UK.

Gigch, v. P. (2003). *Teoría General de Sistemas*. Editorial Trillas.

Santos-Reyes, J .(2010). *Curso de análisis de riesgos*. SEPI-ESIME, Zacatenco, IPN. Mexico. 2007.

William, B. (2000). Analysis of transformer failures. In Proceedings of the sixty-ninth, Annual International Conference of double clients. April 2000, USA.

Chris Rourk. (1992). Report on the Sources of Effects of Electrical Transients on the Electrical Systems of Commercial Nuclear Power Plants, Engineering Issues Branch (EIB), Office of Nuclear Regulatory Research, Nuclear Regulatory Commission, Sept. 1992 (Memorandum for Robert Baer, Chief, EIB, from Chris Rourk).

Chris Rourk. (1994). A Review of Lightning-Related Operating Events at Nuclear Power Plants, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol 9, No. 3, Sept. 1994.

UNE-EN. (2006). Coordinación de aislamiento: Parte 1: Definiciones, principios y reglas. UNE-EN 60071-1, 2006.

Martínez, M. J. (2010). Coordinación de aislamiento en una subestación eléctrica de maniobra de 230 KV. ESIME, Zacatenco, IPN. Mexico.



ANEXO-A

Este Anexo presenta información adicional que soporta los cálculos presentados en el Capítulo IV. Además cabe destacar que la mayoría de la información está basada en el trabajo del presente autor; ver Martínez (2010).

A1 Cálculo de Sobretensiones de Frente Lento

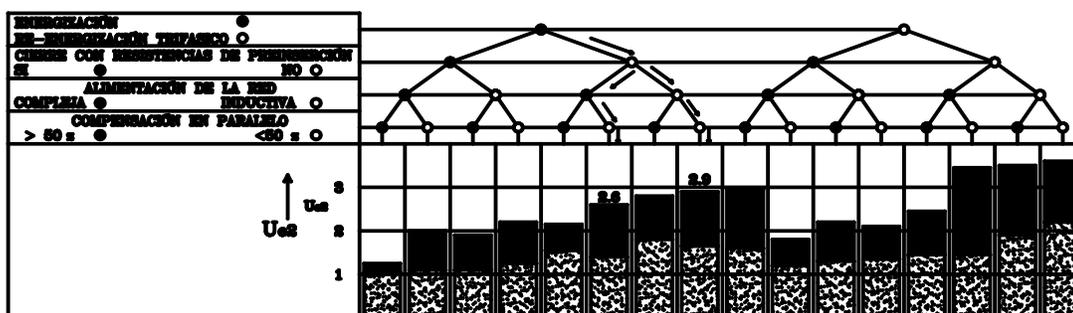


Figura A.1 Gama de las Sobretensiones de Frente Lento 2 % en el Extremo Receptor. Martínez (2010).

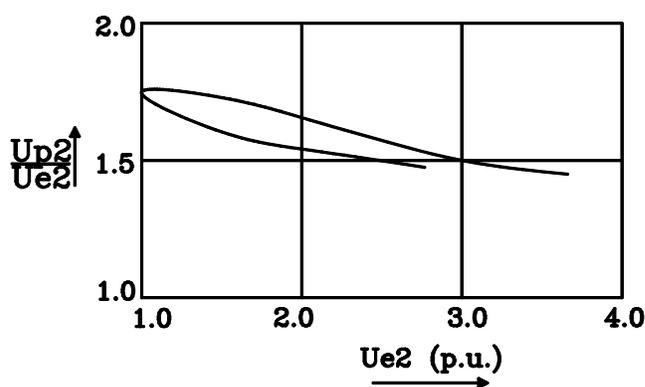


Figura A.2 Relación Entre los Valores 2 % de las Sobretensiones de Frente Lento de Fase a Fase y de Fase a Tierra. Martínez (2010).

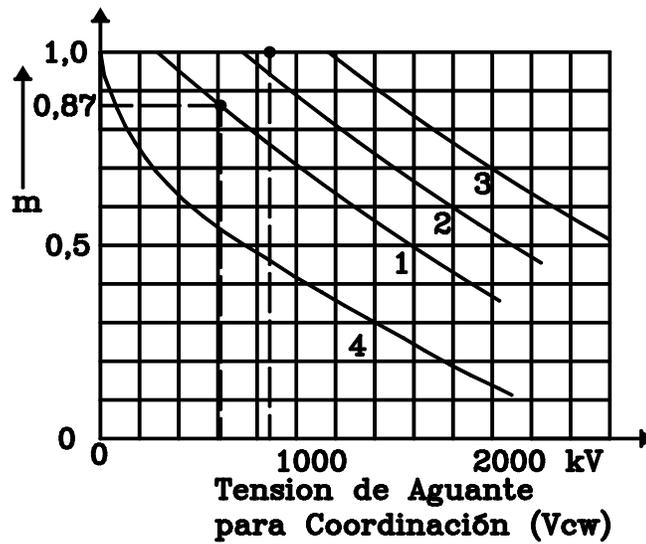


Figura A.3 Valores del Exponente "m" para la Corrección de la Tensión Nominal de Impulso de Maniobra para Coordinación. Martínez (2010).

A2 Cálculo de la cadena de aisladores

Para este cálculo se consideran aisladores tipo niebla, con las siguientes características:

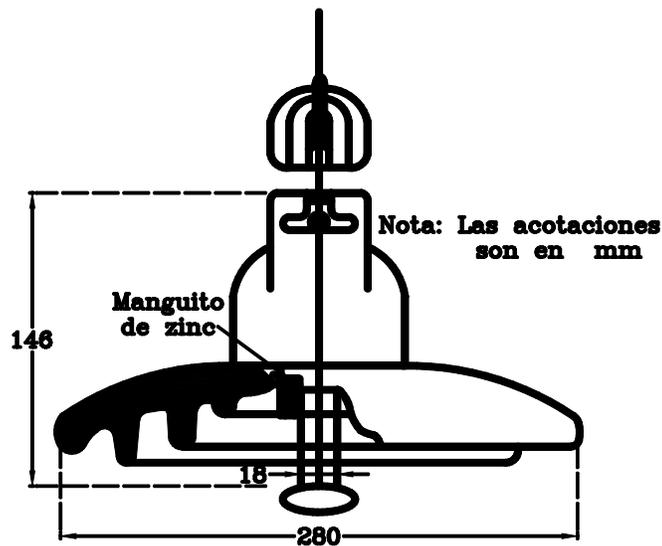


Figura A.4 Aislador de Vidrio Templado Tipo Suspensión con Calavera y Bola (Niebla) de 280 X 146 mm, Distancia de Fuga = 445 mm. Martínez (2010).

A.3.1 Etapa I

Caracterización de la zona donde se localizara la instalación. Cálculo de aislamiento externo por contaminación:

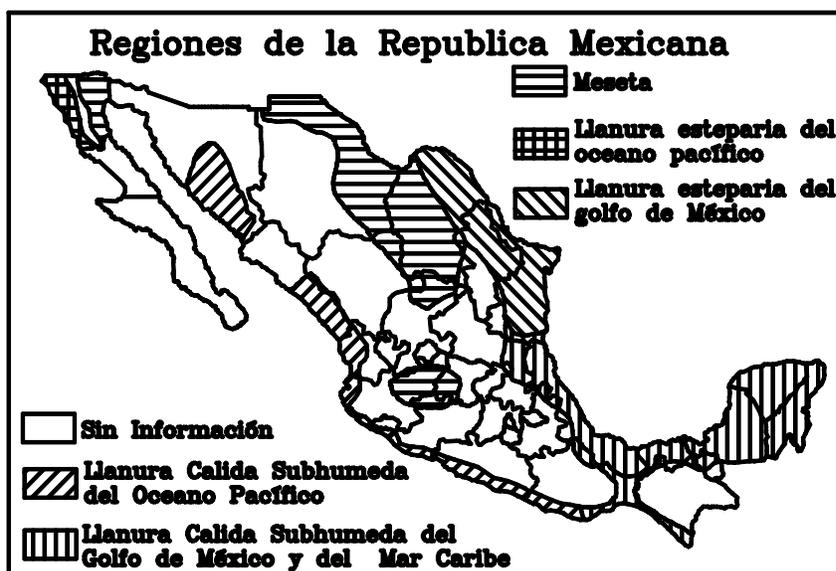


Figura A.5 Mapa, Regiones de Contaminación en el País. Martínez (2010).

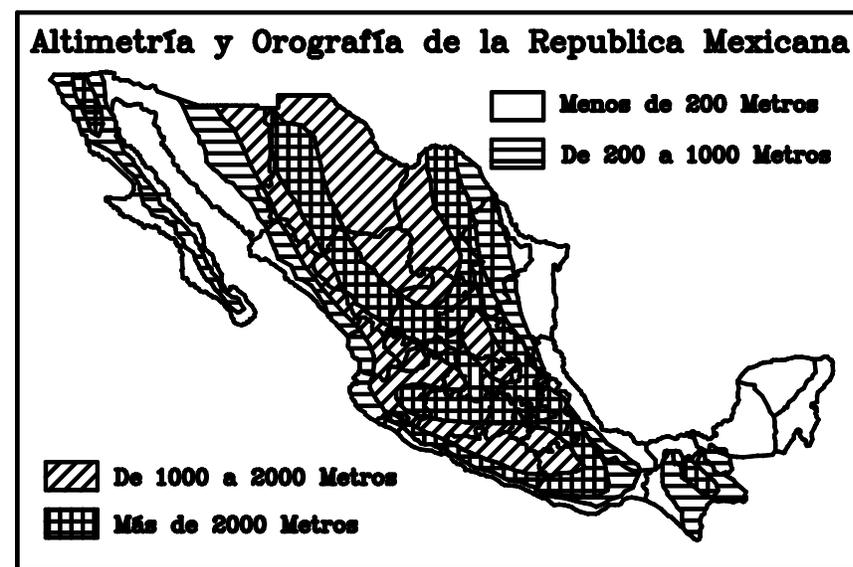


Figura A.6 Mapa, Altimetría y Orografía en el País. Martínez (2010).



Figura A.7 Mapa, Extrapolación de las Regiones de Contaminación en el País. Martínez (2010).

A.3.2 Etapa II-Determinación del nivel de contaminación

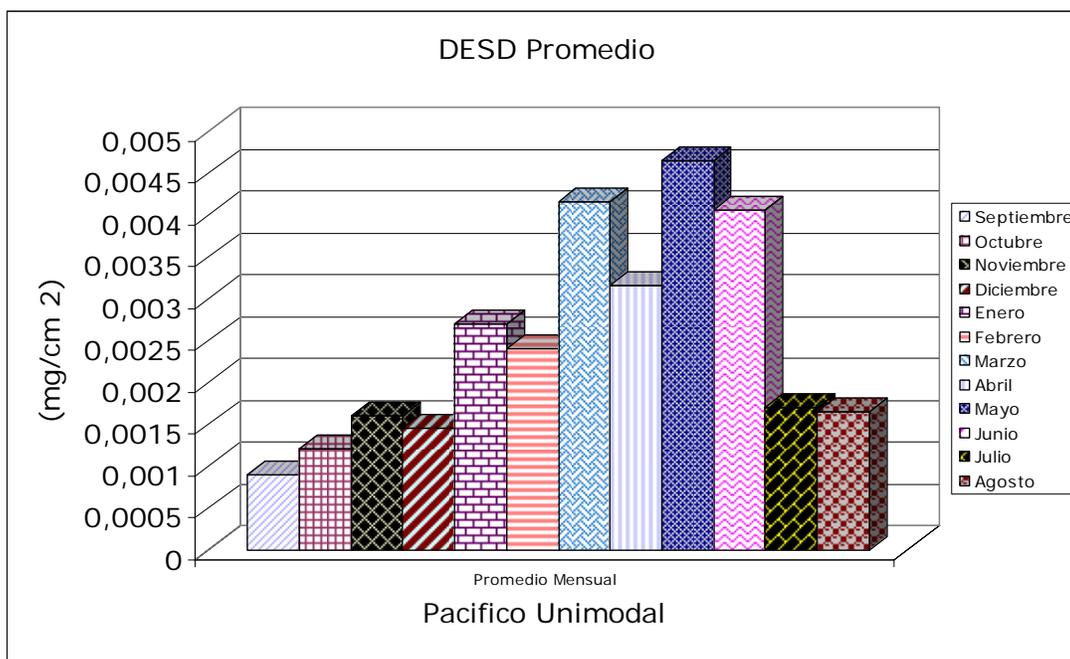


Figura A.8 Histograma: Muestra como Varía la Acumulación de Contaminación Durante el Año. Martínez (2010).

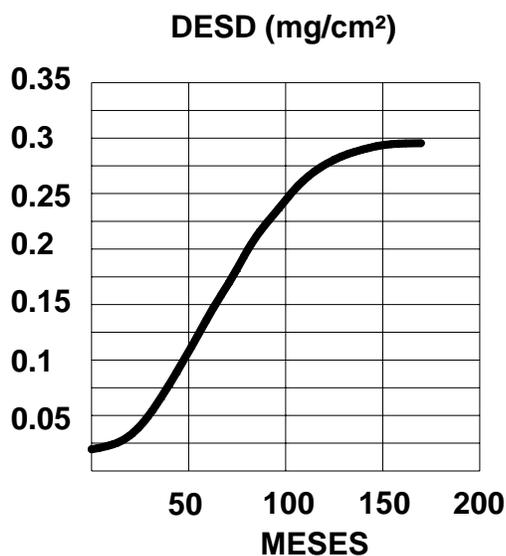


Figura A.9 Gráfica, Muestra la Dinámica de Acumulación de Contaminación Durante el Tiempo. Martínez (2010).

A.3.3 Etapa IV-Obtención de la tensión de flameo

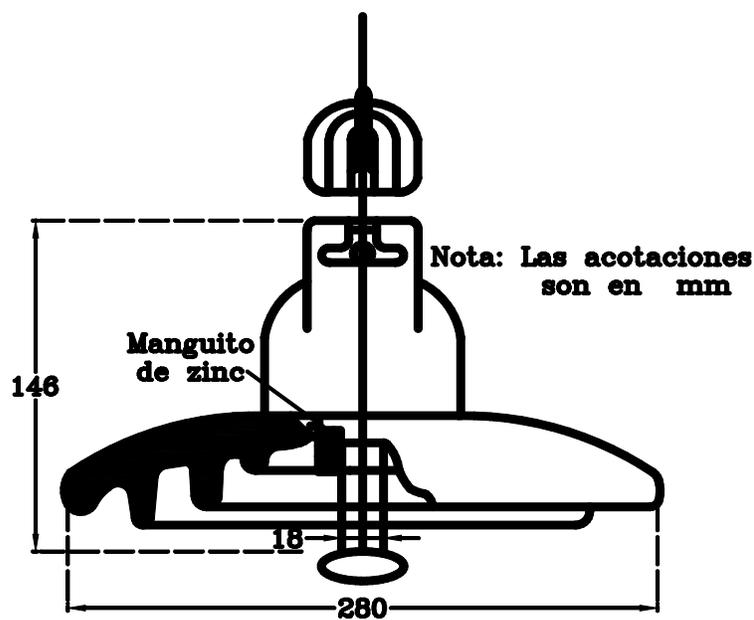


Figura A.10 Aislador de Vidrio Templado Tipo Suspensión con Calavera y Bola (Niebla). Martínez (2010).

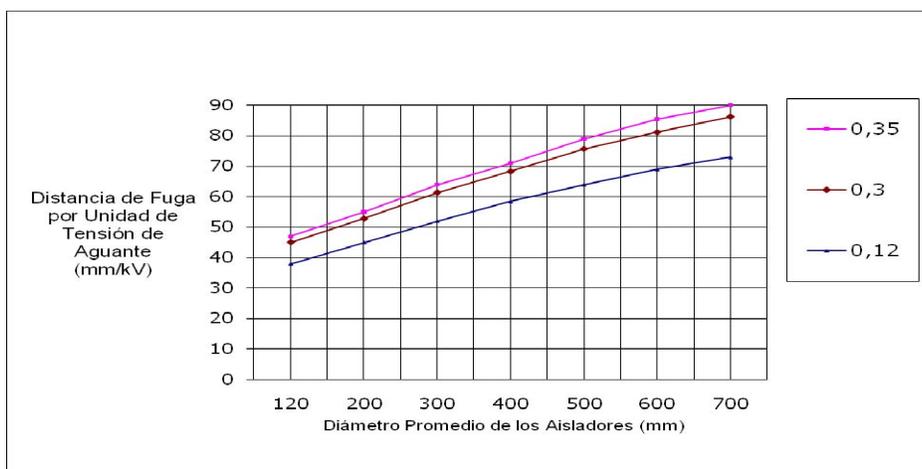


Figura A.11 Gráfica, Comportamiento de los Aisladores para Subestaciones Eléctricas (DES mg/cm^2). Martínez (2010).

A.3.4 Etapa V - Uso de factores de corrección (solubilidad e insolubilidad)

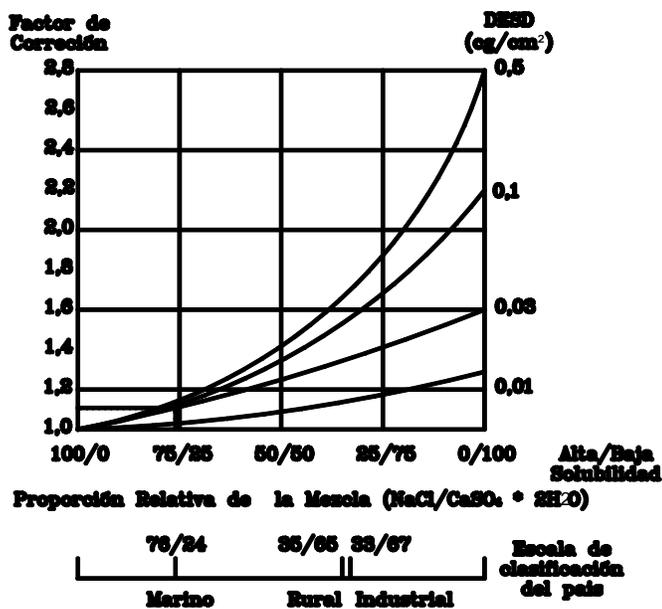


Figura A.12 Gráfica. Factor de Corrección por Proporción de Sales a Diferentes Niveles de Contaminación. Martínez (2010).

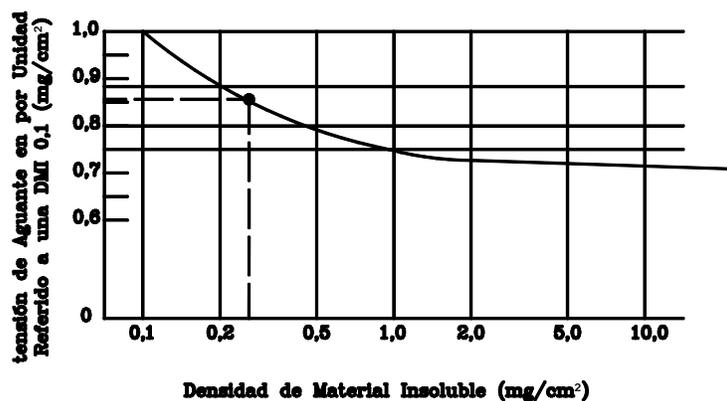


Figura A.13 Gráfica del Factor de Corrección por Densidad de Material Insoluble (Mg/Cm²). Martínez (2010).

A.4 Métodos de blindaje electrostático

A.4.1 Cálculo del Blindaje con Hilos de Guarda

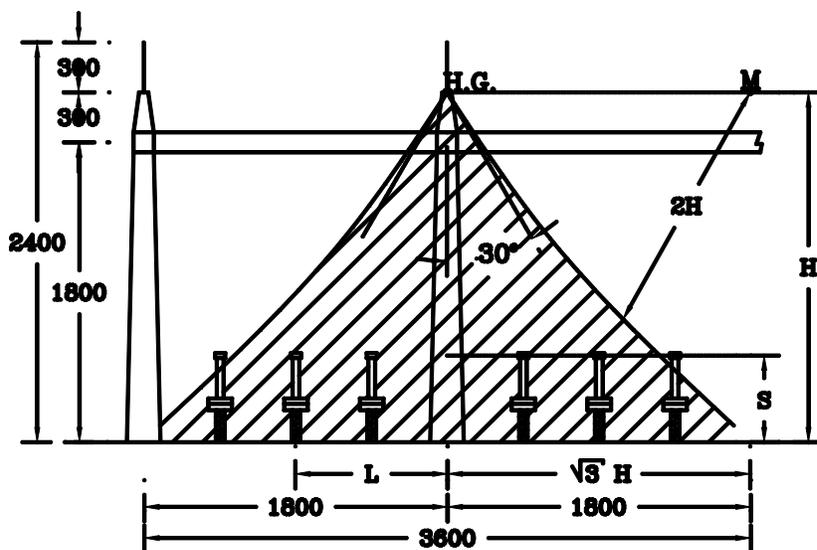


Figura A.14 Zona de Protección con un Solo Hilo de Guarda. Martínez (2010).

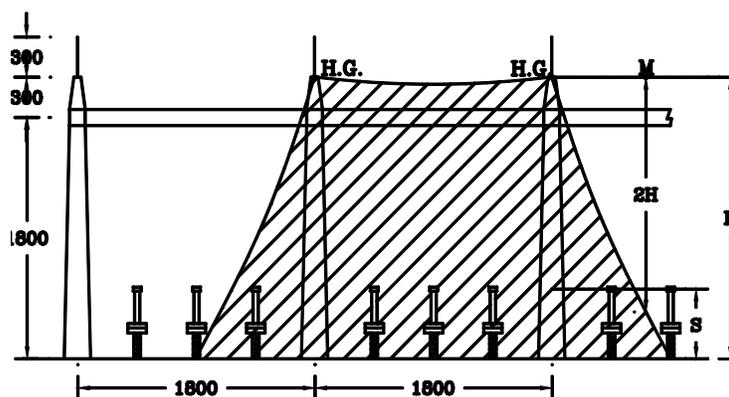


Figura A.15 Zona de Protección con dos Hilos de Guarda. Martínez (2010).

Zona de Protección de Equipo con Hilo de Guarda.

En la siguiente figura podemos observar el área de protección ofrecida por un hilo de guarda la cual es función de la altura del (H.G.)

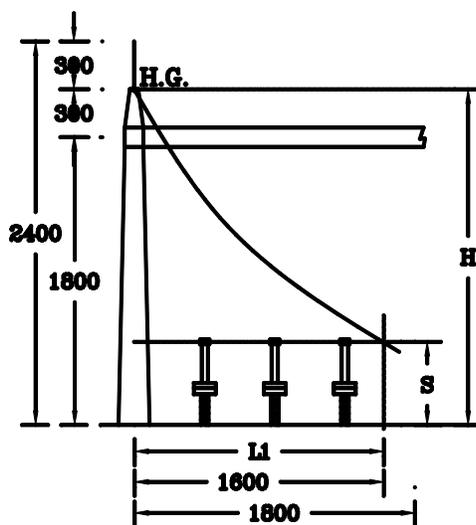


Figura A.16 Zona de Protección con un Solo Hilo de Guarda. Martínez (2010).

Zona de Protección de Equipo entre Estructuras con Hilo de Guarda.

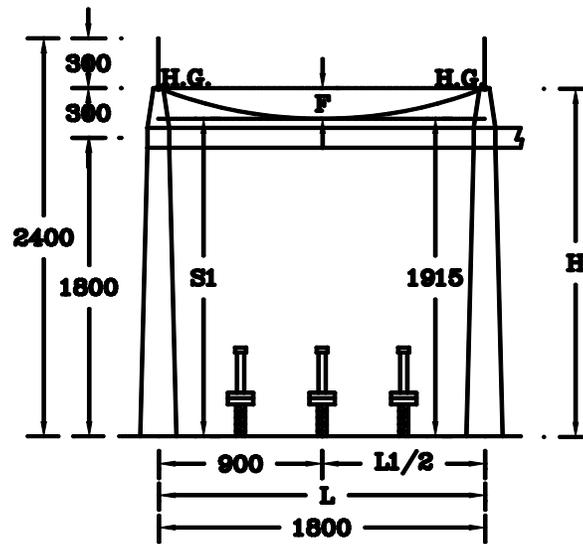


Figura A.17 Zona de Equipo entre Estructuras con Hilo de Guarda. Martínez (2010).

A.4.2 Blindaje con Bayoneta

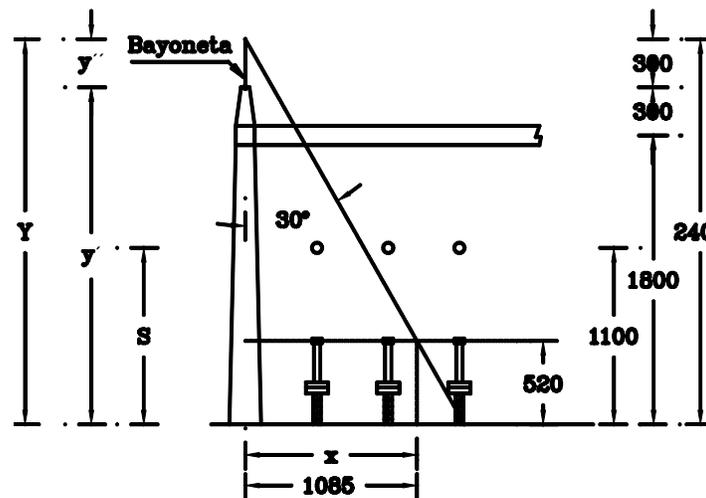


Figura A.18 Blindaje con una Bayoneta. Martínez (2010).

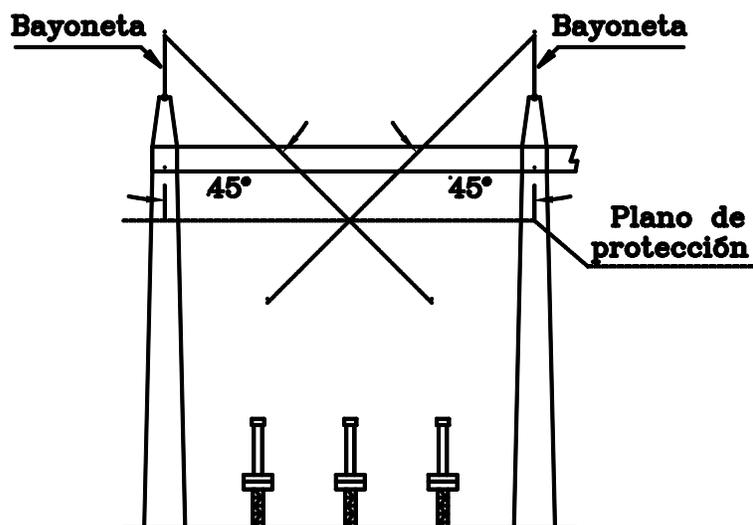


Figura A.19 Blindaje con dos Bayonetas. Martínez (2010).

A.4.3 Método de los Ángulos Fijos IEEE

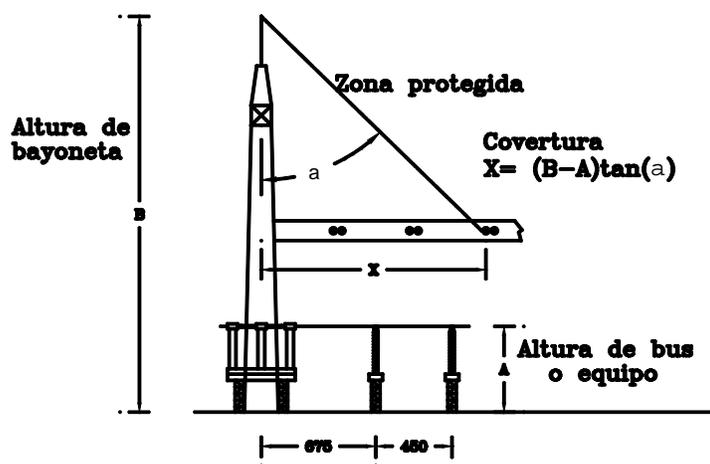


Figura A.20 Blindaje con una Bayoneta, Método de los Ángulos Fijos IEEE. Martínez (2010).

A.4.4 Método de los Ángulos Fijos C.F.E.

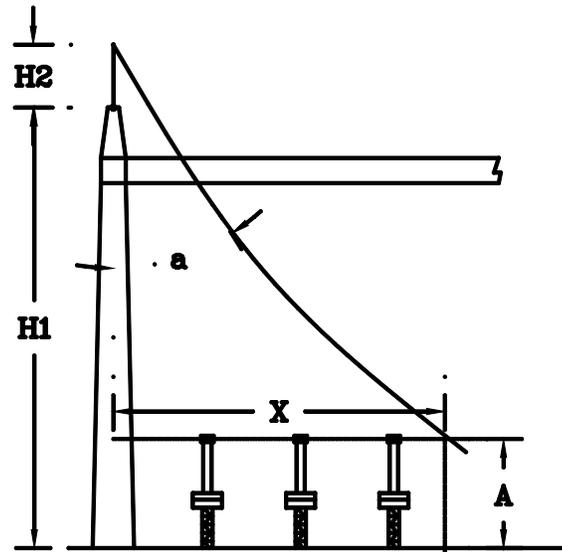


Figura A.21 Blindaje con una Bayoneta, Método de los Ángulos Fijos CFE. Martínez (2010).