



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**CONSIDERACIONES GENERALES PARA
OPTIMIZAR EL DISEÑO ELECTROMECAÁNICO
DE SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO Y ELECTRÓNICO
P R E S E N T A

RODRIGO TAFOLLA RAMÍREZ



DIRECTOR DE TESIS
M.I. JORGE QUINTANA CASTAÑEDA

MÉXICO, D.F. 2014

ÍNDICE

LISTAS DE FIGURAS, TABLAS Y GRÁFICAS.....	v
LISTA DE DIBUJOS.....	vi
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I: SUBESTACIONES Y SUS COMPONENTES	
1.1. Generalidades.....	5
1.2. Concepto de subestación.....	6
1.3. Niveles de tensión en sistemas eléctricos.....	6
1.4. Clasificación de las subestaciones.....	7
1.4.1. Clasificación de las subestaciones de acuerdo con su función.....	7
1.4.2. Clasificación de las subestaciones de acuerdo con su nivel de tensión.....	8
1.4.3. Clasificación de las subestaciones de acuerdo con su tipo de aislamiento...8	
1.4.4. Clasificación de las subestaciones de acuerdo con su forma de instalación.9	
1.5. Principales equipos de una subestación.....	10
1.6. Equipos primarios.....	11
1.6.1. Transformador de Potencia.....	11
1.6.1.1. Clasificación de los Transformadores de Potencia.....	11
1.6.1.2. Elección de Transformadores.....	12
1.6.2. Interruptores de Potencia.....	14
1.6.2.1. Clasificación de los Interruptores de Potencia.....	14
1.6.2.2. Características de los Interruptores de Potencia.....	16
1.6.3. Cuchillas Desconectadoras.....	16
1.6.3.1. Clasificación de las Cuchillas Desconectadoras.....	17
1.6.3.2. Características de las Cuchillas Desconectadoras.....	20
1.6.4. Transformadores de Instrumento.....	21
1.6.4.1. Clasificación de los Transformadores de Instrumento.....	21
1.6.4.2. Características de los Transformadores de Instrumento.....	23
1.6.5. Apartarrayos.....	25
1.6.5.1. Clasificación de los Apartarrayos.....	25
1.6.5.2. Características de los Apartarrayos.....	25
1.6.6. Equipos de Compensación.....	27
1.7. Otros Elementos que Constituyen una Subestación.....	29
1.7.1. Estructuras.....	29
1.7.1.1. Estructuras Mayores.....	30
1.7.1.2. Estructuras Menores.....	31
1.7.2. Conductores.....	32
1.7.3. Aisladores.....	33
1.7.4. Casetas y Edificaciones.....	35

1.8. Ubicación de equipos primarios en una subestación.....	36
--	-----------

CAPÍTULO II: PRINCIPALES ETAPAS DEL DISEÑO ELECTROMECAÁNICO DE SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN

2.1. Principales etapas para el diseño de subestaciones.....	37
2.2. Principales etapas para el diseño electromecánico de subestaciones de Transmisión.....	40
2.2.1. Diagrama Unifilar de Protección, Control y Medición.....	41
2.2.2. Arreglo General.....	42
2.2.3. Disposición de equipo.....	43
2.2.4. Isométrico con cargas.....	43
2.2.5. Flechas y tensiones.....	44
2.2.6. Coordinación de aislamiento.....	44
2.2.7. Red de tierras.....	45
2.2.8. Conductores, aisladores, herrajes y conectores.....	46
2.2.9. Arreglo general de caseta de control y otras edificaciones.....	46
2.2.10. Servicios propios.....	47
2.2.11. Cableado de la subestación.....	47
2.2.12. Trincheras, ductos y registros.....	47
2.2.13. Alumbrado interior y exterior.....	48
2.2.14. Sistema contra incendio.....	49
2.2.15. Sistema de seguridad física.....	49
2.2.16. Memorias de cálculo.....	49
2.2.17. Planos definitivos (As-built).....	50

CAPÍTULO III: OPTIMIZACIÓN EN EL DISEÑO ELECTROMECAÁNICO DE SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN

3.1. Propuesta de optimización.....	51
3.2. Utilización de diseños estándar en subestaciones.....	52
3.2.1. Estandarización en el diseño.....	53
3.2.2. Proceso de realización.....	54
3.2.3. Repetibilidad.....	54
3.2.4. Confiabilidad.....	55
3.2.5. Proceso de construcción de una subestación.....	55
3.2.6. Proceso de pruebas.....	56
3.3. Uso de diseños específicos y diseños estandarizados.....	56
3.3.1. Subestaciones Aisladas en Aire.....	58
3.3.1.1. Principales características de las AIS.....	58
3.3.1.2. Principales arreglos de barras empleados en AIS.....	59
3.3.2. Subestaciones Aisladas en Gas SF ₆	62
3.3.2.1. Principales aplicaciones.....	64

3.3.2.2. Principales características de las GIS.....	65
3.3.3. Resumen de los beneficios obtenidos con la propuesta.....	65

CAPÍTULO IV: BENEFICIOS DE ESTANDARIZAR EL DISEÑO ELECTROMECAÁNICO DE SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN

4.1. <i>Diseño Estándar</i>.....	67
4.2. <i>Importancia de los costos</i>.....	67
4.3. <i>Diferentes aspectos para economizar el diseño</i>.....	69
4.4. <i>Distribución de Costos en una Subestación</i>.....	71
4.5. <i>Reducción de Costos en el Diseño Electromecánico de Subestaciones de Transmisión</i>.....	73
CONCLUSIONES.....	78
REFERENCIAS.....	81

LISTAS DE FIGURAS, TABLAS Y GRÁFICAS

Lista de Figuras

Figura 1. Uso de subestaciones en el sistema eléctrico.....	5
Figura 2. Transformadores de Instrumento.....	21
Figura 3. Equipos primarios en una subestación.....	36
Figura 4. Principales etapas para el diseño y construcción de una subestación...	37
Figura 5. Principales parámetros involucrados en el proceso de estandarización.	53

Lista de Tablas

Tabla 1. Intervalos de tensión en sistemas eléctricos.....	6
Tabla 2. Mecanismo de operación en interruptores.....	16
Tabla 3. Diferentes tipos de cuchillas desconectadoras.....	18
Tabla 4. Niveles máximos de tensión para el diseño de equipos.....	24
Tabla 5. Diferencias entre un diseño específico y un diseño estandarizado.....	57
Tabla 6. Arreglos de barras más comunes en subestaciones de transmisión.....	60
Tabla 7. Costo y confiabilidad de los principales arreglos utilizados en subestaciones de transmisión.....	69
Tabla 8. Principales gastos realizados en el proyecto de una subestación.....	72

Lista de Gráficas

Gráfica 1. Distribución de costos en una subestación.....	72
Gráfica 2. Utilización de la estandarización para el diseño de estructuras.....	74
Gráfica 3. Beneficio de utilizar un diseño estándar.....	77

LISTA DE DIBUJOS

(1.a) Sistema Eléctrico de Potencia. Red eléctrica de España.....	5
(1.b) Subestación Aislada en Aire. www.grupoisastur.com	9
(1.c) Subestaciones Aisladas en Gas SF ₆ . Siemens.....	9
(1.d) Transformador Trifásico. Acervo Bibliográfico IIE.....	12
(1.e) Transformador Monofásico, Banco de Transformación. Acervo Bibliográfico IIE.....	12
(1.f) Interruptor de Tanque Vivo. Acervo Bibliográfico IIE.....	15
(1.g) Interruptor Tanque Muerto. Acervo Bibliográfico IIE.....	15
(1.h) Cuchillas Desconectoras. Rodrigo Tafolla Ramírez.....	19
(1.i) Transformadores de Instrumento. Acervo Bibliográfico IIE.....	22
(1.j) Apartarrayos. Acervo Bibliográfico IIE.....	25
(1.k) Bancos de Capacitores. Rodrigo Tafolla Ramírez.....	28
(1.l) Reactores de Potencia. www.directindustry.com	28
(1.m) Compensador Estático de Potencia Reactiva. www.powerfactor.com	28
(1.n) Estructura Mayor. Acervo Bibliográfico IIE.....	30
(1.o) Estructura de Metal. Acervo Bibliográfico IIE.....	31
(1.p) Estructura de Concreto. Acervo Bibliográfico IIE.....	31
(1.q) Conductor. Acervo Bibliográfico IIE.....	32
(1.r) Aislador tipo Suspensión. Acervo Bibliográfico IIE.....	34
(1.s) Aislador tipo Soporte. Acervo Bibliográfico IIE.....	34
(1.t) Edificación. www.gilva.com	36
(1.u) Equipos Primarios que Conforman una Subestación. Acervo Bibliográfico IIE.....	36
(2.a) Arreglo General. Acervo Bibliográfico IIE.....	42
(2.b) Flechas y Tensiones. Acervo Bibliográfico IIE.....	44
(2.c) Red de Tierras. Rodrigo Tafolla Ramírez.....	45

(2.d) Conductores, Aisladores, Herrajes y Conectores. inversionessantely.com...	46
(2.e) Alumbrado Interior y Exterior. www.teinteresa.es.....	48
(2.f) Sistema de Seguridad Física. Acervo Bibliográfico IIE.....	49
(2.g.) Planos Definitivos (As Built). www.photak.es.....	50
(3.a) Subestación Aislada en Aire. www.grupoisastur.com.....	50
(3.b) Subestación Aislada en Gas SF ₆ . Electrical Engineering Portal.....	63
(4.a) Costos. Rodrigo Tafolla Ramírez.....	68

INTRODUCCIÓN

En los últimos años México ha tenido un crecimiento extraordinario en su población, a causa de esto, se ha presentado un incremento en la demanda de energía eléctrica, por lo que se ha tenido la necesidad de realizar nuevas subestaciones eléctricas en diferentes zonas del país con la finalidad de transformar la energía eléctrica a niveles adecuados de tensión para su transmisión, distribución y consumo, y así poder satisfacer las necesidades de la población.

Las subestaciones eléctricas, son una pieza clave en los sistemas eléctricos. Existe una gran cantidad de subestaciones con particularidades diferentes, tanto en la tecnología empleada, como en el diseño de la instalación. La gran diversidad se hace presente no sólo por la necesidad de proporcionar un resultado en corto plazo, sino por la cantidad de dificultades que se presentan en el sitio donde se planea la obra, además de los costos totales, que en su mayoría son muy altos.

En particular, las subestaciones aisladas en aire requieren una gran cantidad de componentes y un estudio detallado de las principales etapas de diseño. El propósito de esta tesis es mostrar la importancia de llevar a cabo una estandarización en el Diseño Electromecánico de Subestaciones de Transmisión, así como también se explica el porqué es importante su implementación y los beneficios que se obtendrían con la aplicación de esta propuesta.

OBJETIVO GENERAL

Esta tesis se enfoca a aplicaciones reales en donde se detectan las principales etapas del *Diseño Electromecánico de Subestaciones de Transmisión*, con la finalidad de mejorar aquellas que sean susceptibles de ser optimizadas, a fin de reducir los tiempos y costos durante los procesos de diseño y construcción.

JUSTIFICACIÓN

La motivación ha surgido como necesidad de aportar una solución para satisfacer la demanda de energía de la población de manera confiable y eficaz, disminuyendo la realización diseños específicos, de características particulares y costosas, como se hace de forma tradicional.

METODOLOGÍA

Los métodos y procedimientos utilizados para el desarrollo de esta tesis son los siguientes:

- Procedimiento de investigación documental. Se realiza una búsqueda exhaustiva sobre los antecedentes generales y particulares, del diseño de subestaciones de transmisión, que incluyen conceptos de diseño electromecánico, principales equipos que integran una subestación, así como las prácticas de ingeniería y la normatividad aplicable.
- Método deductivo. Se toma como base las prácticas de ingeniería en México sobre el Diseño Electromecánico de Subestaciones de Transmisión, y se realiza una investigación para definir la forma de optimizarla.
- Método de análisis y síntesis. Se realiza un análisis de las etapas más importantes en el diseño electromecánico de una subestación de transmisión, identificando los parámetros más relevantes.

CAPÍTULOS

A continuación se explica brevemente en qué consiste cada uno de los capítulos contenidos en esta tesis.

Capítulo I.- Se explica brevemente la importancia de las subestaciones en los sistemas eléctricos de potencia, su clasificación, así como su funcionamiento y propósito de cada uno sus elementos.

Capítulo II.- En este capítulo se describe el procedimiento general de diseño de subestaciones, así como las principales etapas del Diseño Electromecánico de Subestaciones de Transmisión.

Capítulo III.- Se desarrolla la propuesta en la que se identifican aquellas etapas de diseño de una subestación susceptibles de ser optimizadas, con la finalidad de proporcionar beneficios durante el proceso de diseño y construcción.

Capítulo IV.- Se plantean los beneficios que se tendrán en caso de implementar la propuesta de estandarización, y se explica el por qué se recomienda llevarla a cabo en los proyectos de ingeniería de nuestro país.

CAPÍTULO I

SUBESTACIONES Y SUS COMPONENTES

1.1. Generalidades

El objetivo de todo sistema eléctrico de potencia es suministrar la energía necesaria para satisfacer de manera eficaz, confiable y segura la demanda de energía eléctrica para el desarrollo de un sector o país. Para lograr esto es necesario generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica desde las plantas de generación hasta los centros de carga.

Dentro de un sistema eléctrico de potencia se encuentran las subestaciones eléctricas, las cuales constituyen los nodos del sistema eléctrico, donde convergen y se derivan circuitos de diferentes tipos.

En la Figura 1 se muestra un esquema con el proceso de generación, transmisión y distribución de la energía, y el uso de las subestaciones en este proceso.

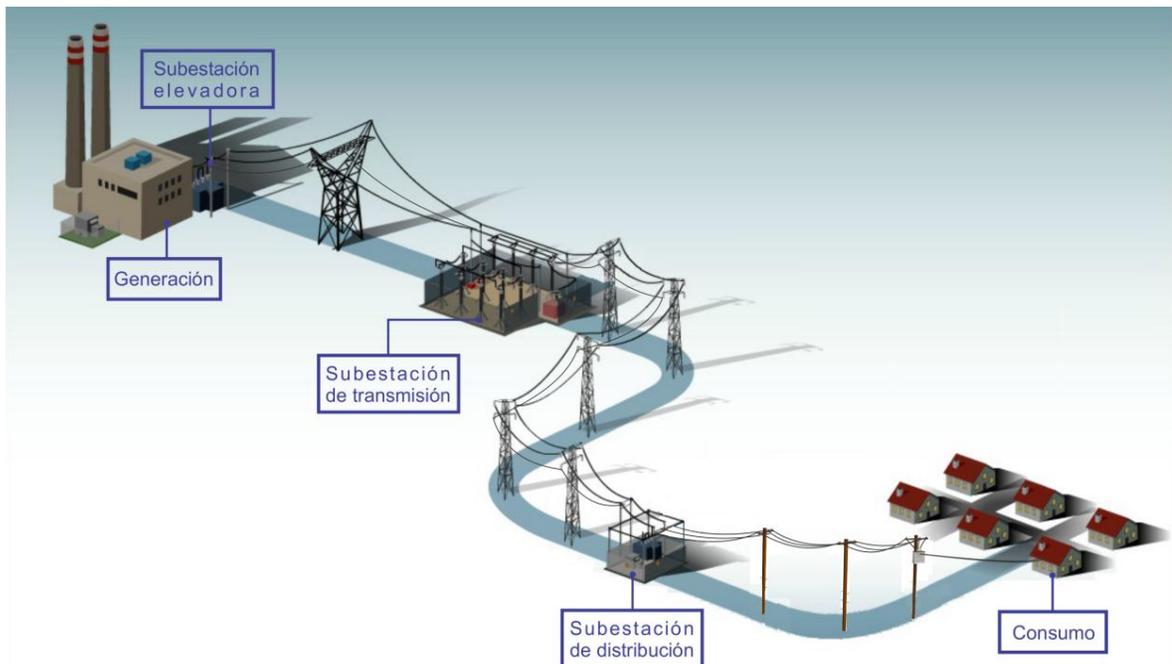


Figura 1. Uso de subestaciones en el sistema eléctrico (1.a).

1.2. Concepto de subestación

Una subestación es un conjunto de equipos, instalaciones y dispositivos eléctricos, cuya operación en conjunto permite la modificación de los parámetros de un sistema eléctrico. Sus funciones principales son: transformar, distribuir, controlar y medir la energía eléctrica de un sistema.

En una subestación eléctrica se puede transformar la energía eléctrica a niveles adecuados de tensión para su transmisión, distribución y consumo bajo determinados requerimientos de calidad, confiabilidad y eficiencia^[1].

1.3. Niveles de tensión en sistemas eléctricos

La clasificación de los niveles de tensión empleados en sistemas eléctricos de potencia se realiza dependiendo de las tensiones que se manejan en sus principales etapas, como son: transmisión, subtransmisión, distribución y utilización.

En la Tabla 1 se muestran los principales intervalos de tensión empleados en los sistemas eléctricos.^{[2][3]}

Baja tensión	Desde 100 V hasta 1000 V	<i>Utilización</i> 127 – 440 V	
Media tensión	Mayor de 1000 V hasta 34.5 kV	<i>Distribución</i> 13.8 – 34.5 kV	

Alta tensión	Mayor de 34.5 kV hasta 230 kV	Subtransmisión 69 – 115 kV	
Extra alta tensión	Mayor de 230 kV	Transmisión 138 – 400 kV	

Tabla 1. Intervalos de tensión en sistemas eléctricos.

1.4. Clasificación de las subestaciones

Las subestaciones eléctricas se clasifican de diferentes maneras, incluyendo: por la función que desempeñan, por su nivel de tensión, por su forma de instalación y por su tipo de aislamiento.

1.4.1. Clasificación de las subestaciones de acuerdo con su función

Respecto a la función que desempeñan, las subestaciones se clasifican en:

- **Subestaciones elevadoras.** Este tipo de subestaciones normalmente son utilizadas en centrales de generación. Su función principal es elevar las tensiones de salida de las unidades generadoras, de un nivel de media tensión, a un nivel de alta o extra alta tensión para transmitir la carga que es generada.
- **Subestaciones reductoras.** Al contrario de las subestaciones elevadoras, las subestaciones reductoras reducen las tensiones de transmisión a una menor tensión para su distribución.

- **Subestaciones de maniobra (switcheo).** Las subestaciones tipo maniobra o de switcheo, son utilizadas sólo para realizar operaciones de conexión y desconexión, es decir, distribuyen el flujo de energía hacia otros nodos de la red mediante maniobras, según los requerimientos y condiciones del sistema.

1.4.2. Clasificación de las subestaciones de acuerdo con su nivel de tensión

Respecto a su nivel de tensión, las subestaciones se clasifican de la siguiente manera:

- **Subestaciones de distribución.** Las subestaciones de distribución son las encargadas de reducir una tensión de transmisión o subtransmisión a uno de media tensión. Generalmente, las subestaciones de distribución manejan una tensión primaria de 115 kV y una tensión secundaria que varía entre 13.8 y 34.5 kV.
- **Subestaciones de transmisión.** Este tipo de subestaciones son las encargadas de reducir una tensión de transmisión a uno de subtransmisión. En general, las subestaciones de transmisión manejan tensiones primarias de 400 ó 230 kV, mientras que la tensión secundaria es de 115 kV.

1.4.3. Clasificación de las subestaciones de acuerdo con su tipo de aislamiento

Respecto a su tipo de aislamiento, las subestaciones se clasifican de la siguiente manera:

- **Subestaciones aisladas en aire.** Son subestaciones en las cuales su aislamiento está dado por el aire del medio ambiente en que se encuentran. Este tipo de subestaciones son afectadas por las características atmosféricas del sitio donde se ubican, incluyendo: presión, temperatura y altitud, principalmente.



(1.b)

- **Subestaciones aisladas en gas SF₆.** Los elementos que conforman este tipo de subestaciones se encuentran dentro de módulos herméticamente cerrados, que contienen gas SF₆ (hexafluoruro de azufre) a presión. Este tipo de subestaciones tienen la ventaja de no ser afectadas por condiciones atmosféricas, además de permitir su uso en espacios reducidos por su gran compactación ^[17].



(1.c)

1.4.4. Clasificación de las subestaciones de acuerdo con su forma de instalación

Respecto a su forma de instalación, las subestaciones se pueden clasificar como:

- **Subestaciones tipo intemperie.** Son subestaciones instaladas en áreas exteriores, diseñadas específicamente para operar al aire libre bajo las condiciones ambientales del sitio de instalación. Estas características son: precipitación pluvial, contaminación, humedad, viento, nieve, entre otros.

- **Subestación tipo interior.** Son subestaciones instaladas en áreas interiores, como edificaciones. Este tipo de instalación brinda mayor protección contra condiciones atmosféricas, además de brindar la ventaja de ocupar menor espacio. Las subestaciones de tableros metálicos blindados (Metal-Clad) y las subestaciones aisladas en gas SF₆, son las principales subestaciones de este tipo.

1.5. Principales equipos de una subestación

La selección adecuada de los equipos y componentes a utilizar en una subestación eléctrica, se realiza considerando la confiabilidad, continuidad y flexibilidad que brindan estos a la subestación.

El número de componentes como sus características específicas pueden variar dependiendo de la tensión de operación en una subestación eléctrica.

Los principales componentes que constituyen una subestación son los siguientes^{[1][12]}:

<i>Elementos primarios</i>	<i>Otros Elementos</i>
- Transformadores de potencial	- Estructuras
- Interruptores de potencia	- Conductores
- Cuchillas desconectoras	- Aisladores
- Apartarrayos	- Edificaciones
- Equipos de compensación	
- Transformadores de instrumento	

A continuación se menciona brevemente cada uno estos.

1.6. Equipos Primarios

Los equipos eléctricos primarios constituyen los elementos más importantes de una subestación, ya que su operación en conjunto y localización estratégica, permite satisfacer los requerimientos de funcionalidad y operatividad de la instalación.

Entre los equipos primarios se incluyen transformadores de potencia, interruptores de potencia, cuchillas desconectadoras, transformadores de instrumento, reactores de potencia, apartarrayos, bancos de capacitores, compensadores estáticos de potencia reactiva, entre otros.

1.6.1. Transformador de Potencia

Los transformadores de potencia constituyen, quizá, el equipo más importante de una subestación eléctrica. La función principal de estos equipos es elevar o disminuir el nivel de tensión de la energía que requiere ser transportada a través del sistema eléctrico.

Otro de los propósitos de los transformadores de potencia, es regular el voltaje en el lado de alta y baja tensión, manteniendo los niveles de tensión dentro de límites de operación seguros para lograr una operación adecuada del sistema eléctrico.

Los niveles de operación en subestaciones, manejan una tensión nominal y un nivel de tensión máximo del sistema. A continuación se mencionan los niveles de operación utilizados en subestaciones de transmisión, siendo el primer valor la tensión nominal y el segundo valor la tensión máxima del sistema ^[4]:

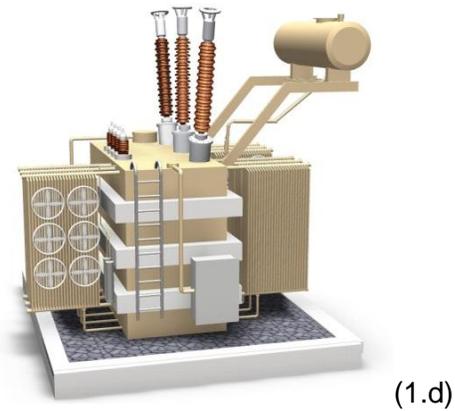
- 115 – 123 kV, 138 – 145 kV, 161 – 168 kV, 230 – 245 kV, 400 – 420 kV.

1.6.1.1. Clasificación de los Transformadores de Potencia

Los transformadores de potencia pueden ser de diferentes tipos y características, de acuerdo con su diseño y tipo de construcción, y se pueden clasificar en:

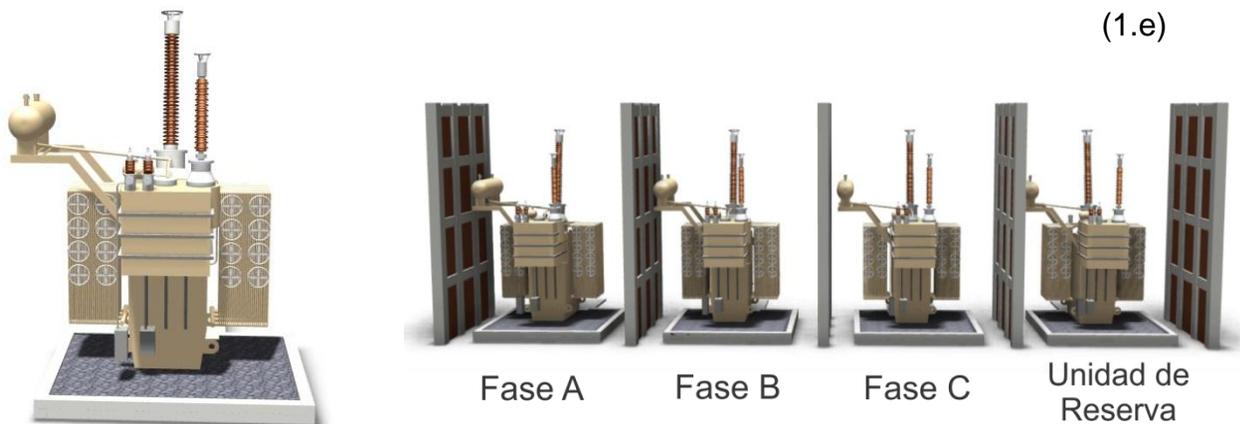
Transformador trifásico

Son transformadores que en una misma unidad tienen instalados tres devanados para las tres fases del sistema, por lo que es suficiente contar con una sola unidad para satisfacer los requerimientos del sistema eléctrico.



Transformador monofásico

Estos transformadores son utilizados para manejar una sola fase, por lo que se requieren de *tres* unidades monofásicas para conformar un banco de transformación, en el cual, cada transformador representa un tercio de la capacidad total. Algunas veces en los bancos de transformación se suele incluir una cuarta unidad monofásica de reserva, cuya función es ser utilizada en caso de falla de alguna de las unidades.



1.6.1.2. Elección de Transformadores

La elección de usar un transformador trifásico o bien un banco de transformación monofásicos, dependerá de determinados parámetros y necesidades, incluyendo los siguientes.

- **Capacidad.** En general, para capacidades bajas se suelen implementar unidades trifásicas: 20,30,40,50,60 MVA, mientras que para capacidades altas se suelen implementar bancos de transformación conformados por unidades monofásicas, donde la capacidad de cada unidad puede ir desde 75 hasta 125 MVA para conformar un banco de transformación.
- **Nivel de tensión.** La elección de los equipos de transformación dependerá del nivel de tensión en el que se utilizarán. Generalmente, los transformadores utilizados para enlazar sistemas de alta tensión con media tensión son trifásicos, mientras que los transformadores utilizados para enlazar sistemas de alta tensión con extra alta tensión son monofásicos, dado que en un sistema de transmisión es necesario tener un mayor grado de confiabilidad.
- **Confiabilidad.** Se debe seleccionar el transformador a utilizar dependiendo de la importancia y continuidad que se pretenda dar al sistema. En el caso de subestaciones que reciben una cantidad importante de energía, se suelen emplear unidades monofásicas, ya que además de considerar la capacidad, también se toma en cuenta que un banco de transformación brinda mayor continuidad al tener una unidad monofásica de reserva en caso de alguna falla.
- **Transporte.** Otro aspecto a considerar será la forma de transporte y las vías de comunicación por donde se trasladará el equipo de transformación. Si el equipo de transformación es trifásico y de una capacidad extraordinaria, podría presentarse algún tipo de problema durante su transporte, por el peso y dimensiones tan grandes.
- **Costo.** El costo es un factor determinante para la elección de un transformador. En general, el costo por MVA disminuye conforme la capacidad del equipo aumenta, es decir, es más costoso utilizar unidades de capacidades chicas, a utilizar unidades con capacidades grandes, por lo tanto, sería más económico utilizar un transformador trifásico en lugar de utilizar un banco de transformación, pero esto nos lleva a un problema de transporte ya que las dimensiones serían

extraordinarias y el nivel de confiabilidad se perdería al no tener otra unidad de reserva en caso de falla.

Todos los componentes y accesorios de los equipos de transformación a utilizar deben cumplir con determinadas características particulares, cumpliendo con las características dadas en las especificaciones y con las especificaciones aplicables a cada uno de ellos^[4]. Algunas de estas características son: capacidad nominal, tipo de enfriamiento, tensiones nominales y niveles de tensión, partes de repuesto, entre otros.

1.6.2. Interruptores de Potencia

Los interruptores de potencia son dispositivos cuyo propósito es efectuar la conexión y desconexión de circuitos con o sin carga de una subestación.

Dichos aparatos deben ser capaces de interrumpir el flujo de corriente en caso de que se presenten condiciones anormales o fallas que puedan afectar la instalación.

1.6.2.1. Clasificación de los Interruptores de Potencia

En México, para interruptores de potencia con tensión nominal de 72,5 kV a 420 kV, el uso de gas SF₆ debe ser utilizado como medio de extinción del arco eléctrico^[5]. En el caso de los interruptores, el uso del SF₆ representa una solución funcional y económica, con la ventaja de que necesitan un mantenimiento relativamente reducido, en comparación con otro tipo de interruptores.

Los interruptores de potencia pueden clasificarse de diferentes formas, como son:

- Por su medio de extinción
- Por su tipo de construcción
- Por su mecanismo de operación
- **Por su medio de extinción.** El medio de extinción es el medio empleado para eliminar el arco eléctrico en la denominada *cámara de extinción* de los interruptores.

Su clasificación se realiza de la siguiente manera: medio de extinción por aceite, aire, vacío y gas SF₆.

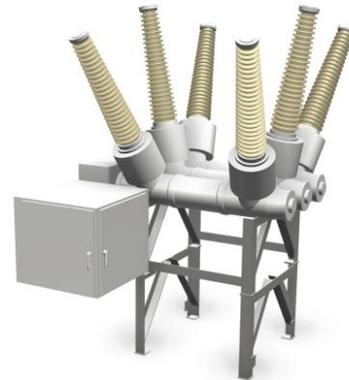
- **Por su tipo de construcción.** Respecto a su construcción, los interruptores de potencia se clasifican en: *Interruptor de tanque vivo e Interruptor de tanque muerto.*

Interruptor de tanque vivo. Es aquel en el cual sus cámaras de extinción se encuentran al potencial pleno de línea. Sus cámaras se encuentran soportadas por aisladores soporte, brindando el aislamiento necesario para separar la parte energizada del potencial de tierra.



(1.f)

Interruptor de tanque muerto. En este tipo de interruptores sus cámaras de extinción están contenidas en una envolvente metálica que se encuentra aterrizada. La conexión entre las cámaras de extinción y las terminales de alta tensión se realiza mediante boquillas.



(1.g)

- **Mecanismo de operación.** El mecanismo de operación es aquel que permite abrir y cerrar los contactos del interruptor de potencia, su mecanismo puede ser monopolar o tripolar según sea el caso. El tipo de mecanismo de operación en los interruptores de potencia, se selecciona en función del nivel de tensión del sistema donde será instalado.

En la Tabla 2 se muestra el mecanismo de operación en interruptores de potencia, en función de su tensión nominal ^[5].

Tensión nominal [kV]	Tipo de mecanismo
420	Monopolar
245	Monopolar o tripolar
Menor de 245	Tripolar

Tabla 2. Mecanismo de operación en interruptores.

1.6.2.2. Características de los Interruptores de Potencia

Los interruptores que se requieren para cada proyecto se seleccionan con base a las características de la subestación, así como las características propias del sitio de instalación.

Una de las características importantes que presentan los interruptores de potencia es que se pueden llevar a cabo diferentes actividades que sean requeridas para la operación del sistema eléctrico, como desenergizar alguna parte o componente de la subestación, sacándola de servicio para realizar trabajos de inspección y mantenimiento.

En condiciones de falla, los interruptores son capaces de interrumpir corrientes de corto circuito del orden de kiloamperes y, en consecuencia, deben soportar los esfuerzos térmicos a los que son sometidos para librar una falla.

1.6.3. Cuchillas Desconectadoras

Las cuchillas desconectadoras son elementos electromecánicos. Se usan para dar aislamiento físico a una parte de la subestación o equipos que requieran ser desenergizados para su mantenimiento. Las cuchillas constituyen, junto con los interruptores, los principales equipos de maniobra en una subestación.

La cuchilla desconectadora es un equipo que debe ser utilizado sin carga, es decir, no debe existir un flujo de corriente durante de su apertura.

1.6.3.1. Clasificación de las Cuchillas Desconectadoras

Existen diferentes tipos de cuchillas desconectadoras. Sus principales diferencias dependen de la forma en que realizan la operación de apertura y cierre de sus contactos. Los tipos de cuchillas desconectadoras utilizados con mayor frecuencia son:

- Doble Apertura Lateral
- Pantógrafo
- Apertura Vertical
- Apertura Horizontal Central
- Apertura Horizontal en “V”
- Semipantógrafo
- Rodilla

En la Tabla 3 se describen los diferentes tipos de cuchillas empleados en subestaciones.

<p>La cuchilla Doble Apertura Lateral, también conocida como DAL, tiene como principal característica su operación por medio de un brazo giratorio, el cual, realiza la apertura o cierre con los contactos ubicados en las columnas fijas exteriores.</p> <p>Este tipo de cuchillas tiene aplicación en subestaciones donde la apertura vertical del brazo no es posible, su montaje se realiza de manera horizontal.</p>	<p>Doble Apertura Lateral</p> 
<p>La cuchilla Pantógrafo está formada por una columna de aisladores que soporta la parte móvil, también conocida como <i>tijera</i>.</p> <p>Este tipo de cuchillas se utilizan para conexión de las barras de una subestación, por esta razón su apertura y cierre se realiza de forma vertical. Su conexión se realiza cerrando el circuito elevándose la <i>tijera</i> y haciendo contacto por medio de una parte fija llamada trapecio, la cual se encuentra arriba de la cuchilla. La ventaja que brinda este tipo de cuchilla es el ahorro de espacio, en comparación de las cuchillas de apertura horizontal.</p>	<p>Pantógrafo</p> 
<p>La cuchilla de Apertura Vertical se conforma por un par de columnas aisladores soporte, en donde una columna fija mantiene soportado el <i>brazo</i> móvil para abrir o cerrar el circuito, mientras la otra columna es el contacto.</p> <p>Este tipo de cuchillas son empleadas generalmente en sistemas de 115 kV o menores, y su montaje puede ser horizontal o vertical, dependiendo del diseño de la subestación.</p>	<p>Apertura Vertical</p> 
<p>La cuchilla de Apertura Horizontal Central está formada por un par de contactos móviles y un par de columnas tipo aislador soporte, giratorias, las cuales al girar de manera horizontal en direcciones opuestas, forman un brazo único, cerrando el circuito.</p> <p>Este tipo de cuchillas pueden ser utilizadas en cualquier nivel de tensión y su montaje puede ser tanto vertical, como horizontal.</p>	<p>Apertura Horizontal Central</p> 

<p>Apertura Horizontal en "V"</p> 	<p>La cuchilla desconectadora de apertura horizontal central en "V", también conocida como cuchilla en "V", se conforma de un par de columnas aislador soporte y un par de contactos giratorios, formando una "V".</p> <p>Este tipo de cuchillas pueden ser utilizadas de manera vertical u horizontal, y normalmente son utilizadas en niveles de tensión menores a 170 kV.</p>
<p>Semipantógrafo</p> 	<p>La cuchilla tipo semipantógrafo opera de manera similar a la cuchilla tipo pantógrafo, pero su diferencia radica en el contacto móvil, pues ésta se constituye por un solo <i>brazo</i> articulado.</p> <p>Este tipo de cuchillas se utilizan para conexión entre barras y líneas que se encuentran a diferentes alturas, por esta razón su apertura y cierre se realiza de forma vertical.</p>
<p>Rodilla</p> 	<p>La cuchilla tipo rodilla se conforma por un par de aisladores soporte paralelos entre sí y un brazo articulado, el cual se encuentra montado sobre uno de estos soportes.</p> <p>Estas cuchillas se emplean en sistemas con niveles de tensión iguales o mayores a 245 kV, y su montaje se realiza de manera horizontal.</p>

(1.h)

Tabla 3. Diferentes tipos de cuchillas desconectadoras.

1.6.3.2. Características de las Cuchillas Desconectadoras

La selección del tipo de cuchilla a emplear depende principalmente del arreglo de barras de la subestación, así como del nivel de tensión; sin embargo, existen otros factores que también pueden influir en la selección, como pueden ser: el costo, la altura del equipo, tipo de mecanismo, número de polos, entre otros.

Las cuchillas desconectadoras se pueden clasificar por el mecanismo que utilizan para las maniobras de apertura y cierre^[6].

- **Mecanismo de operación**

Tipo manual. Consiste en un sistema mecánico para la apertura o cierre de la cuchilla. La operación se realiza por medio de una manivela, la cual se hace girar para cambiar de posición la cuchilla. Este tipo de mecanismo se utiliza generalmente en tensiones de 69 a 115kV.

Tipo controlado. Consiste en un sistema electromecánico para la apertura o cierre de la cuchilla, su operación se realiza por medio de un motor localizado dentro de un gabinete metálico. Este tipo de cuchillas presenta la ventaja de que se puede operar de manera local y remota. Se utiliza generalmente en tensiones de 72.5 a 420 kV.

- **Número de polos**

Las cuchillas se pueden clasificar dependiendo su número de polos en monopolares y tripolares:

Cuchillas Monopolares. En este tipo de cuchillas, cada fase cuenta con un mecanismo independiente (mecanismo por fase). Pueden ser empleadas en sistemas eléctricos donde la distancia física entre fases del sistema es considerable, como es el caso de sistemas de 400 kV.

Cuchillas Tripolares. En este tipo de cuchillas, se utiliza un solo mecanismo de operación con el cual operan de manera conjunta los tres polos. Generalmente se

emplean en sistemas eléctricos donde la distancia física entre fases del sistema no es considerable, como es el caso de sistemas de 115 kV.

En México, para subestaciones con tensiones de 161, 230 y 400 kV, por lo general se utilizan cuchillas de doble apertura lateral y cuchillas tipo pantógrafo. Para tensiones de 115 kV o menores, se utilizan comúnmente cuchillas de apertura vertical y cuchillas tipo pantógrafo.

El número y tipo de cuchillas que se requieren para cada proyecto, se especifican con base a la información general de la obra, las características del sitio de instalación y el arreglo de barras empleado.

1.6.4. Transformadores de Instrumento

La función principal de los transformadores de instrumento es transformar la tensión o corriente del circuito donde son instalados, a cantidades menores, las cuales son empleadas para alimentar equipos de protección y medición en una subestación.

1.6.4.1. Clasificación de los Transformadores de Instrumento

De acuerdo con la variable a medir, ya sea voltaje o corriente, los transformadores de instrumento se clasifican en: transformadores de corriente y transformadores de potencial, los cuales se clasifican en transformadores de potencial inductivo y transformadores de potencial capacitivo.

En la Figura 2 se mencionan los transformadores de instrumento mencionados anteriormente^{[7][8]}.

Transformadores de Instrumento

Transformadores de Corriente (TC's)

Son aparatos en los cuales su función principal es medir y transformar la corriente que circula en las líneas de transmisión, convirtiendo dichas mediciones en cantidades menores para alimentar equipos de protección y medición instalados en la caseta de control. El primario de los TC's se conecta en serie con el circuito a medir, mientras el secundario se conecta con los aparatos de protección y medición que requieran ser energizados.

Transformadores de Potencial (TP's)

Son aparatos en los cuales su función principal es medir y transformar el voltaje que circula en la línea de transmisión, o en las barras de la subestación, convirtiendo dichas mediciones en cantidades menores para alimentar equipos de protección y medición. Los transformadores de potencial se clasifican en transformadores de potencial inductivo. En ambos casos, los devanados secundarios de los TP's operan a una tensión proporcional a la tensión del primario, el cual se conecta en paralelo con el circuito a controlar.



Transformadores de Potencial Capacitivos (TPC's).

Estos transformadores al ser de tipo capacitivo, se pueden emplear en conjunto con trampas de onda (TO's) para conformar un filtro, el cual permite captar señales de comunicación viajeras en las líneas de transmisión de alta tensión, al que comúnmente se le conoce como sistema OPLAT.



Transformadores de potencial inductivos (TPI's).

Funcionan de la misma forma que los TPC's, a diferencia de que pueden presentar problemas asociados con resonancias inductivas, lo cual ha hecho que se prefieran transformadores de potencial capacitivo (TPC's), cuya naturaleza capacitiva hace que se puedan usar como filtros.



Figura 2. Transformadores de instrumento. (1.i)

1.6.4.2. Características de los Transformadores de Instrumento

- **Transformadores de Corriente**

De acuerdo con las normas establecidas en México por la compañía suministradora^[7], se definen las características con las que deben cumplir los transformadores de corriente que sean adquiridos.

Algunos de los criterios a especificar para un TC son: corriente nominal, carga nominal y clase de exactitud, entre otros. A continuación se describen brevemente algunas de éstas características.

Corriente nominal de los devanados. Describe la corriente nominal a la cual están diseñados los TC's. Para proyectos de subestaciones de transmisión, van desde los 10 hasta los 2000 A, siendo los valores más usados: 300, 400, 600, 800, 1000, 1200, 1600 y 2000. Mientras el valor de corriente para el devanado secundario es de 5A.

Clase de exactitud. Se refiere al porcentaje máximo de error en la medición y protección que puede tener el transformador de corriente. La clase de exactitud para medición aplicable en transformadores de corriente es de 0,2 para los transformadores de corriente de cualquier nivel de tensión.

Carga nominal. Se refiere a la impedancia que puede ser alimentada en su devanado secundario, a la corriente nominal y a un factor de potencia específico. En la NRF-027 se establece que la clase de exactitud para medición varía desde 2,5 hasta 30 VA, mientras para la clase de exactitud para protección varía desde 12,5 hasta 100 VA^[7].

- **Transformadores de Potencial**

De acuerdo con las normas para transformadores de potencial inductivos y capacitivos^{[8][9]}, se definen las características con las que deben cumplir los transformadores de potencial adquiridos por la compañía suministradora. Algunos de los criterios a especificar para un TP son: relación de transformación,

características del sitio, carga nominal y clase de exactitud, número de devanados, entre otros.

A continuación se describen brevemente algunas de éstas características.

Relación de transformación. Las distintas relaciones de transformación para los TP's, están indicados en las especificaciones en función de la tensión máxima del equipo. En la Tabla 4 se mencionan los valores utilizados para los TP's^{[8][9]}.

Tensión nominal del sistema [kV]	Tensión máxima de diseño [kV]	Relación de transformación
69	72,5	40 250 : 115
115	123	69 000 : 115
138	145	80 500 : 115
161	170	92 000 : 115
230	245	138 000 : 115
400	420	241 500 : 115

Tabla 4. Relación de transformación en TP's.

Carga nominal y clase de exactitud. La clase de exactitud establece los límites de error aceptables de los valores de voltaje en los devanados secundarios con respecto a los valores nominales de los devanados primarios. La clase de exactitud para medición aplicable en transformadores de potencial es de 0,2.

Capacidad térmica. Los transformadores de potencial deben ser diseñados para soportar la capacidad térmica, las cuales pueden ser para TPI's de 500, 750, 1000 y 1500 VA, mientras que para TPC's son de un valor mínimo de 300 VA.

1.6.5. Apartarrayos

Son elementos empleados en subestaciones eléctricas para proteger equipos e instalaciones contra sobretensiones. Su función principal es limitar sobretensiones por descargas atmosféricas y operación de equipos de maniobra.

La ubicación de los apartarrayos debe ser lo más cercana posible a los equipos a proteger, con la finalidad de brindar la mayor seguridad posible. Su instalación se realiza con una conexión de fase a tierra, debiendo comportarse como un aislador en condiciones normales de operación y comportándose como una impedancia muy pequeña en caso de una sobretensión.



(1.j)

1.6.5.1. Clasificación de los Apartarrayos

Los apartarrayos han tenido una evolución importante desde sus inicios. Actualmente los únicos utilizados para subestaciones son los apartarrayos de óxidos metálicos.

Apartarrayos de óxidos metálicos. Estos dispositivos utilizan óxido de zinc (ZnO) como resistencias no lineales. Poseen una alta no-linealidad, lo cual permite bloquear casi por completo la tensión de operación de los sistemas, eliminando de esta forma los explosores que anteriormente eran utilizados.

Las principales ventajas que se tiene al utilizar apartarrayos óxidos metálicos, es que son más sencillos en su construcción al no requerir mecanismos de extinción de arco. El óxido de zinc tiene gran capacidad para drenar energía, además de que presentan respuesta rápida ante sobretensiones.

1.6.5.2. Características de los Apartarrayos

La cantidad y el tipo de apartarrayos a utilizar en una subestación se especifican con base a las características del sitio, las características generales de la obra y

las características generales con las que deben cumplir los apartarrayos adquiridos por la compañía suministradora^[10].

Los principales conceptos que se incluyen dentro de estas características son: características del sitio, clase de apartarrayos, características del sistema, corriente de descarga nominal, entre otros.

Clase de apartarrayo. Se debe indicar a cuál de las tres clases corresponde. Las clases se clasifican respecto a las tensiones nominales de los apartarrayos ^[10].

Clase II: de 12 a 30 KV

Clase III: de 12 a 96 kV y de 108 a 360 kV

Clase IV: 300 a 360 kV

Tensión nominal del apartarrayo. La tensión nominal es el valor eficaz de la tensión máxima que puede ser aplicada al apartarrayos por un periodo de hasta 10 segundos sin peligro de entrar en inestabilidad térmica. El equipo debe ser conectando a una red de tierras, la cual limita las sobretensiones producidas por maniobras o descargas atmosféricas.

Corriente de descarga nominal. Se refiere al valor cresta de la corriente de descarga correspondiente a un impulso por rayo que es capaz de soportar el apartarrayos. En sistemas de alta tensión sólo se utilizan apartarrayos de 10 y 20 kA, siendo más utilizado el de 10 kA, mientras que en media tensión son comunes los apartarrayos de 5 kA.

Corriente nominal de corto circuito. Es la corriente de corto circuito máxima que puede conducir el apartarrayos sin dañarse. Se establece que el tiempo de duración que debe resistir el apartarrayos esta corriente es de al menos 200 [ms].

En nuestro país, los apartarrayos en subestaciones de transmisión se instalan en las acometidas de líneas de transmisión y próximos a algunos de los principales equipos a proteger, tales como transformadores de potencia, reactores de potencia y bancos de capacitores.

Los apartarrayos deben estar conectados a la red de tierras, en la cual se conectan distintos elementos de la subestación como: neutros de transformadores, reactores de potencia, bayonetas, cables de guarda, estructuras metálicas entre otros equipos metálicos de la subestación que requieran ser conectados a tierra.

1.6.6. Equipos de Compensación

El propósito de un sistema de compensación es generar o absorber la potencia reactiva en un punto específico de la red eléctrica, con el objetivo de mejorar la calidad de la energía en ese punto. Esta generación o absorción de potencia reactiva se hace mediante la inclusión de reactancias ya sean inductivas o capacitivas.

La forma en que las reactancias capacitivas e inductivas se conectan al sistema eléctrico determinan el tipo de compensación aplicada, las cuales pueden ser: en paralelo o en serie. Por la forma en que los equipos de compensación incrementan o reducen los valores de reactancia, se clasifican en: compensación activa y compensación pasiva.

Compensación pasiva. En este tipo de compensación, el control de la potencia reactiva se hace de manera mecánica, por lo que el control de la potencia reactiva se realiza de forma lenta, Dentro de este tipo de compensación se incluyen los bancos de capacitores y reactores de potencia.

Compensación activa. En la compensación activa, el control de la potencia reactiva se realiza dinámicamente, es decir, mediante dispositivos estáticos, los cuales emplean electrónica de potencia para ajustar los valores de las reactancias requeridos en las diferentes condiciones de operación del sistema.

A continuación se explican brevemente los equipos de compensación utilizados en subestaciones de transmisión.

Bancos de capacitores. Los bancos de capacitores se emplean en sistemas de transmisión para compensar potencia reactiva y controlar voltaje. La componente fundamental de un banco de capacitores son las denominadas *unidades capacitivas*, que son los elementos individuales que normalmente son conectados en paralelo para sumar sus capacidades y así dar la potencia reactiva total del banco.



(1.k)

Los bancos de capacitores se conectan en derivación, aunque existe otro tipo que se conecta en serie, y son denominados capacitores serie. Los capacitores serie se conectan en serie con la línea de transmisión de alta tensión, con el propósito de incrementar la capacidad de transmisión de la línea de transmisión donde son instalados.

Reactores. Se emplean principalmente para absorber potencia reactiva y con ello disminuir el efecto Ferranti, que produce niveles elevados de tensión, y que generalmente se presenta cuando una línea de transmisión de longitud considerable opera con baja carga o en vacío.



(1.l)

Los reactores presentan diversas funciones. Cuando se conectan en serie limitan la corriente de corto circuito para poder disminuir la capacidad interruptiva de interruptores y en paralelo o derivación para absorber potencia reactiva.

En subestaciones, los reactores se colocan en el neutro de los bancos de transformadores para limitar la corriente de falla de fase a tierra.

Compensador Estático de VArS (CEV). Un CEV se conforma principalmente por un conjunto de reactores y capacitores, así como por un grupo de válvulas de tiristores, operando generalmente en media tensión, que en conjunto con un transformador de acoplamiento, permiten un control continuo de la potencia reactiva en el sitio donde el equipo es instalado.



(1.m)

Una de las principales características de los CEV, es que el control de la potencia reactiva se realiza a gran velocidad mediante dispositivos de estado sólido que emplean electrónica de potencia para la conexión y desconexión de capacitores y reactores en el sistema. A este tipo de compensación utilizada en los compensadores estáticos de potencia reactiva, se le llama potencia activa.

1.7. Otros Elementos que Constituyen una Subestación

Las subestaciones, para la realización de sus diferentes funciones, además de estar conformadas por equipos primarios, requieren de diversos componentes cuyas particularidades se definen de acuerdo con las características de la subestación a diseñar y del sitio donde se realizará la instalación.

A continuación se mencionan otros de los principales elementos que constituyen una subestación.

1.7.1. Estructuras

Las estructuras son aquellos elementos metálicos en los que se rematan las barras de la subestación, cables de aguada, acometidas de líneas de transmisión y equipos de transformación.

El uso de estructuras se realiza en función del nivel de tensión y del arreglo de barras a utilizar. Existen dos tipos de estructuras, estructuras mayores y estructuras menores.

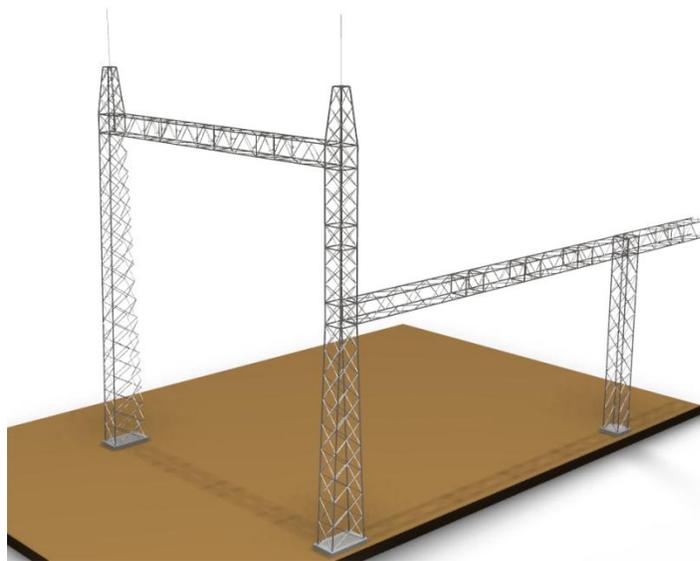
A continuación se mencionan cada una de estas.

1.7.1.1. Estructuras Mayores

Las estructuras mayores son componentes de gran importancia en las subestaciones de transmisión, su función principal es soportar los conductores, aisladores, herrajes y conectores que conforman las barras de la subestación, además de soportar los remates de los cables de guarda, bayonetas y demás accesorios para el blindaje de la subestación contra descargas atmosféricas.

Las estructuras mayores son elementos metálicos conformados por columnas, traveses y capiteles, cuyo arreglo y dimensiones se definen en función de las características y requerimientos técnicos de la subestación a utilizar, entre algunos de sus requerimientos se incluyen: el nivel de tensión en que se utilizarán, el arreglo de barras seleccionado, las características y disposición de los equipos que se instalarán, las distancias dieléctricas para utilizar los niveles de aislamiento requeridos, los espacios de seguridad necesarios para el acceso del personal a las instalaciones, entre otros.

Este tipo de estructuras debe contar con un grado de seguridad elevado, debiendo diseñarse con las características mecánicas necesarias para no sufrir daños ni deformaciones respecto a los esfuerzos electromecánicos a los que sean sometidas y a las condiciones ambientales que se presenten en el sitio.



(1.n)

1.7.1.2. Estructuras Menores

Las estructuras menores son componentes requeridos en las subestaciones de transmisión para el montaje y soporte de equipos primarios, equipos menores y otros componentes.

Este tipo de estructuras pueden ser diseñadas de metal o de concreto armado. Todas sus partes y componentes, al igual que las estructuras mayores, deben ser de acero y estar protegidas contra la corrosión.

El diseño de las estructuras menores debe realizarse tomando en cuenta las características de los equipos primarios o elementos de la subestación que soportarán, incluyendo su peso, dimensiones, detalles de su base y forma de sujeción.



(1.o)



(1.p)

La colocación y dimensiones de las estructuras menores, al igual que en las estructuras mayores, debe efectuarse tomando en cuenta el arreglo y disposición de los equipos, debiendo cumplir con las distancias dieléctricas y considerando los espacios necesarios para el acceso del personal para realizar trabajos de inspección, reparación y mantenimiento a la subestación.

1.7.2. Conductores

Los conductores son elementos de gran importancia en la construcción de una subestación, mediante estos se realiza la conexión entre los diferentes equipos primarios y bahías que constituyen el área eléctrica de una subestación,

La función principal de los conductores eléctricos que forman parte de una subestación, es permitir el flujo de energía eléctrica a través de sus barras y circuitos en los diferentes niveles de tensión.

Los principales materiales utilizados para la fabricación de conductores son el cobre y el aluminio, que de acuerdo a sus características naturales, ofrecen poca resistencia al paso de la corriente, reduciendo los efectos térmicos y el nivel de pérdidas eléctricas. En subestaciones de transmisión es más común el uso de conductores de aluminio, ya que a pesar de que el cobre presenta menor resistencia eléctrica, el costo es más elevado comparándolo con un conductor de aluminio en su equivalente.

En general, como parte de las prácticas de estandarización en México, para subestaciones de transmisión se ha generalizado el uso de conductores ACSR calibre 1113 kCM para los proyectos de subestaciones nuevas, aunque en ampliaciones también se pueden utilizar conductores calibre 477 kCM, 795 kCM y 900 kCM, dependiendo de los conductores que se encuentren instalados.



(1.q)

1.7.3. Aisladores

Los aisladores son elementos no conductores que tienen la función de separar las partes energizadas entre el potencial al que se encuentran sujetos conductores y equipos eléctricos, con relación al potencial de tierra, de manera que se cumpla con las distancias dieléctricas y de seguridad que requiera la instalación.

Los aisladores utilizados en una subestación, deben ser capaces de soportar los esfuerzos eléctricos y mecánicos a los que sean sometidos los conductores y los equipos primarios, además, se deben considerar otros factores para su buen funcionamiento, como es el caso de las condiciones climáticas y grado de contaminación.

Los materiales que poseen las propiedades con las características necesarias para soportar los esfuerzos eléctricos y mecánicos del sistema en diferentes condiciones de operación, son:

- Porcelana
- Vidrio
- Materiales sintéticos

Siendo los aisladores de porcelana y vidrio los más utilizados en subestaciones de transmisión.

Para que los aisladores cumplan con las funciones de soportar y proporcionar el aislamiento requerido a conductores energizados y equipos, se diseñan aisladores de varias formas y tamaños.

En subestaciones de transmisión se pueden clasificar por su uso y forma en:

- *Aisladores tipo suspensión*

Este tipo de aislador se utiliza para separar los conductores de las estructuras mayores y brindar aislamiento a éstas. Los aisladores tipo suspensión se conforman de varios aisladores, los cuales se enlazan uno con otro hasta

obtener el aislamiento requerido en función del nivel de tensión de una subestación y la distancia de fuga definida con base en el nivel de contaminación de la zona.



(1.r)

- *Aisladores soporte tipo columna*

Este tipo de aislador se utiliza en caso de que los claros entre algunos equipos primarios generen una flecha que rebase las distancias de seguridad entre fase y tierra en los conductores que los interconectan. Los aisladores se instalan de forma vertical, soportando aquellos conductores donde las distancias de los claros sean considerables, y evitando que se genere la flecha que rebase las distancias de seguridad.



(1.s)

1.7.4. Casetas y Edificaciones

Las Casetas y Edificaciones son estructuras que tienen como finalidad proteger de agentes ambientales a los equipos electromecánicos de una subestación. Su función principal es alojar aquellos equipos o partes de la subestación, que de acuerdo a su función y diseño, deben ser instalados en espacios interiores, debiendo proporcionar protección y el nivel de seguridad requerido tanto a los equipos, como al personal a cargo de la operación, mantenimiento y vigilancia de la instalación.

Dentro de los elementos que conforman una subestación se incluyen diferentes tipos de edificaciones, las cuales son requeridas en función del tipo, tamaño y características generales de la subestación.

Los tipos de Casetas y Edificaciones aplicables a subestaciones de potencia se indican a continuación.

- Caseta de control
- Caseta para planta de generación tipo diesel
- Caseta de vigilancia
- Edificios de subestaciones aisladas en gas SF₆
- Edificios de tableros metálicos blindados (Metal-Clad)

Entre los diseños normalizados que se tienen en México, se encuentran la caseta de control, la caseta para la planta de generación tipo diesel y la caseta de vigilancia. Para el caso de las edificaciones para tableros metálicos blindados (Metal-Clad) y los edificios para subestaciones en gas SF₆, no se encuentran normalizados, por lo que su diseño se debe realizar para cada proyecto en específico.

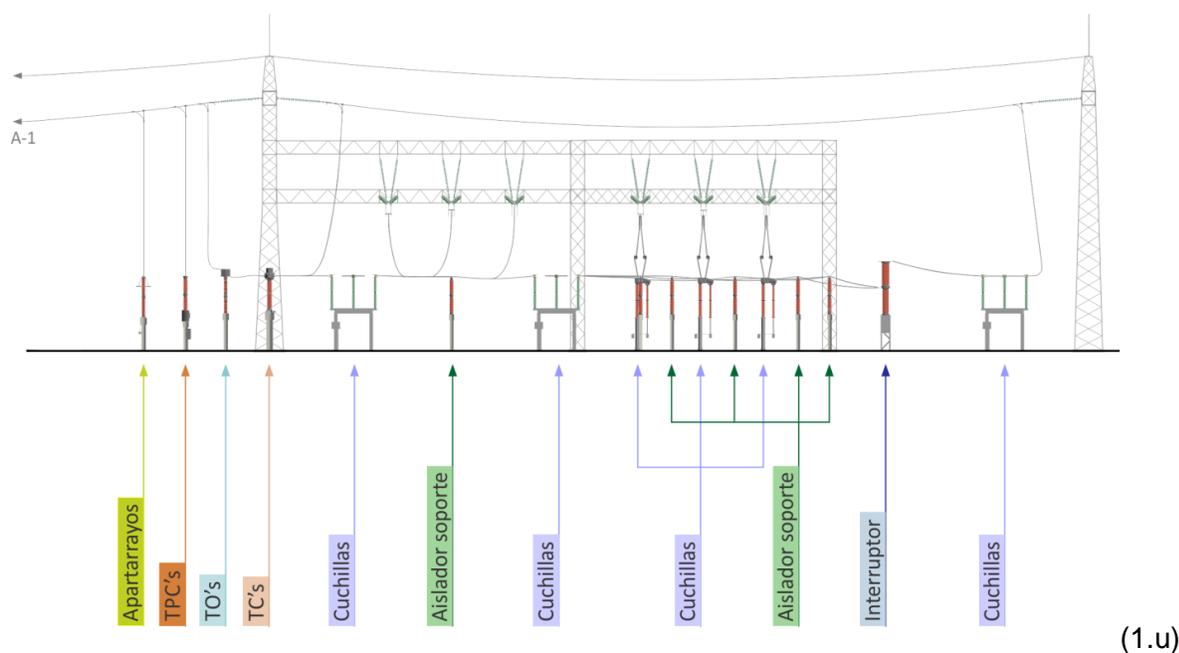


(1.t)

1.8. Ubicación de equipos primarios en una subestación

La ubicación de los equipos primarios en una subestación depende del arreglo de barras seleccionado, éstos se localizan de forma estratégica, de tal forma que al operar en conjunto, se satisfagan los requerimientos de operatividad, seguridad y funcionalidad en la instalación.

En la Figura 3 se muestra un ejemplo de los equipos primarios que forman parte de los componentes de una subestación.



(1.u)

Figura 3. Equipos primarios en una subestación.

CAPÍTULO II

PRINCIPALES ETAPAS DEL DISEÑO ELECTROMEQUÍMICO DE SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN

2.1. Principales etapas para el Diseño de Subestaciones

La idea de diseñar una nueva subestación eléctrica surge con la necesidad de satisfacer la demanda eléctrica en una determinada zona del país. Para llevar a cabo su construcción, se requiere la realización de determinadas etapas de diseño.

En la Figura 4 se incluye un diagrama de flujo en donde se muestran las principales etapas para el diseño de una subestación.

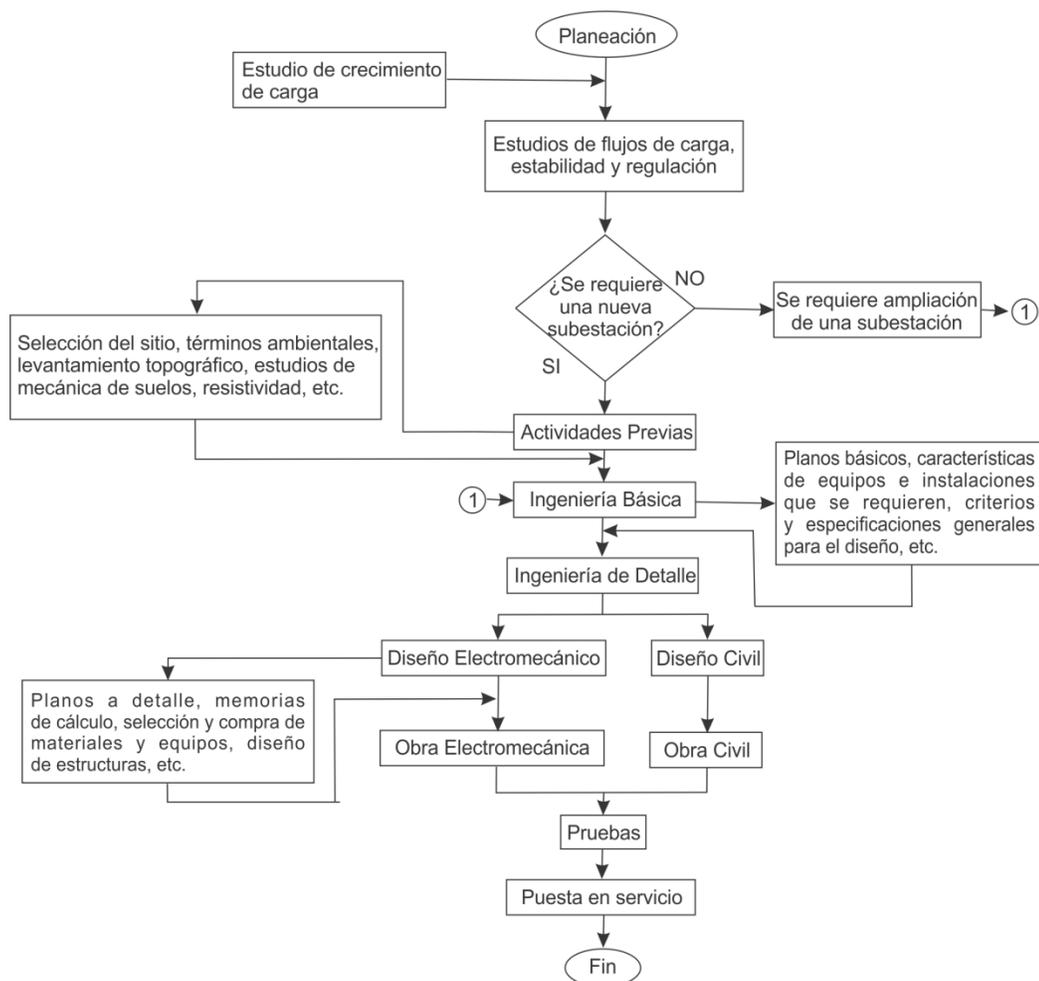


Figura 4. Principales etapas para el diseño y construcción de una subestación^{[11] [12]}.

A continuación se describen brevemente las principales etapas para el diseño de una subestación de potencia.

- **Planeación**

En esta etapa se define el área del sistema eléctrico en que se detecta la necesidad de instalar una nueva subestación, la cual se determina mediante diversos estudios y análisis del mercado eléctrico, con el objetivo de estimar el futuro crecimiento del consumo y la demanda eléctrica de una zona específica.

Los estudios del sistema eléctrico necesarios para determinar el impacto que se tendrá con la nueva subestación son: estudio de flujos de carga, corriente de corto circuito, requerimientos de estabilidad, necesidades de compensación del sistema, etc.

Durante la planeación se elabora un plan de trabajo donde se toma en cuenta el alcance de las instalaciones (características generales de la subestación), fecha requerida para su operación y costos estimados del proyecto.

- **Actividades previas**

Son aquellos estudios y actividades que deben ser realizados para tomar en cuenta las características físicas y ambientales del lugar donde se ubicará la subestación.

La selección del sitio es uno de los principales puntos a considerar para el diseño de una subestación. Es muy importante seleccionar cuidadosamente el lugar donde se tiene planeado el diseño, basándose en el área requerida y en las trayectorias o rutas de las líneas de transmisión. Para la selección se toman en cuenta diversos factores como: selección del sitio, factibilidad de compra, gestión ambiental, etc.

Para obtener a detalle las características y la información del sitio donde se ubicará la subestación, es necesario realizar estudios específicos como son:

levantamiento topográfico, estudio de geotecnia y mecánica de suelos, resistividad del terreno, etc.

- **Ingeniería básica**

Para iniciar con el diseño de una subestación, es necesario contar con información básica para así poder llevar a cabo el proyecto. En esta etapa se definen las especificaciones esenciales y generales de la obra, incluyendo: alcances, arreglo de barras, características de los equipos e, planos de diseño básico, entre otros.

Durante la etapa de ingeniería básica se realiza una descripción general de la obra, así como los planos básicos de la subestación a realizar. Dentro de los planos básicos se incluyen: diagrama unifilar simplificado, arreglo general, arreglo de caseta de control, diagrama unifilar de servicios propios y plataformas, caminos interiores y pisos terminados.

- **Ingeniería de detalle**

La ingeniería de detalle se divide en dos partes: Diseño Electromecánico y Diseño Civil. En esta etapa se aplican los valores y especificaciones definidos en la ingeniería básica, y a partir de éstos, se desarrollará la ingeniería de detalle.

Dentro de la ingeniería de detalle se realizan diagramas unilares de protección, control y medición, disposición de equipos, cálculo de flechas y tensiones, diseño red de la red de tierra, memorias de cálculo, entre otros.

- **Obra**

La obra en una subestación se divide en dos partes: Obra Electromecánica y Obra Civil. Durante esta etapa se efectúan los trabajos de construcción, montaje e instalación de estructuras y equipos, de acuerdo a lo especificado previamente en la ingeniería de detalle.

- **Pruebas**

Son las verificaciones que se realizan a los equipos e instalaciones, individualmente o en conjunto, para comprobar que su diseño, construcción, instalación y funcionalidad, cumplen con todos los requerimientos y características que haya solicitado la empresa usuaria.

Antes de poner en servicio la subestación se aplican determinadas pruebas para asegurar un correcto funcionamiento. Las pruebas realizadas son: pruebas preoperativas y pruebas operativas.

- **Puesta en servicio**

Después de haber realizado las pruebas individualmente y en conjunto, se pone en servicio la subestación. Para mantener la subestación con un funcionamiento óptimo, se deben monitorear sus parámetros de operación, así como realizar acciones de revisión y mantenimiento preventivo, lo cual realiza el personal encargado de la operación de la instalación.

2.2. Principales etapas para el Diseño Electromecánico de Subestaciones de Transmisión

Como se vio anteriormente, las subestaciones se conforman por diferentes tipos de equipos y componentes, entre los que se incluyen principalmente: equipos de transformación, equipos de conexión y desconexión, transformadores de instrumento, equipos de protección, control y medición, etc., por medio de los cuales la instalación puede realizar diferentes funciones.

El diseño electromecánico de subestaciones de transmisión está formado de diferentes etapas, en las cuales aplican los valores y especificaciones que se definen en la ingeniería básica. Algunas de las principales etapas que se realizan dentro de la ingeniería de detalle son las siguientes ^[13]:

- Diagrama Unifilar de Protección, Control y Medición
- Arreglo General
- Disposición de Equipo
- Isométrico con Cargas
- Flechas y Tensiones
- Coordinación de Aislamiento
- Red de Tierra
- Conductores, Aisladores, Herrajes y Conectores
- Arreglo General de Caseta de Control y Otras Edificaciones
- Servicios Propios
- Cableado de la Subestación
- Trincheras, Ductos y Registros
- Alumbrado Interior y Exterior
- Sistema Contra Incendio
- Sistema de Seguridad Física
- Memorias de Cálculo
- Planos Definitivos (As Built)

A continuación, se describen brevemente cada una de éstas etapas.

2.2.1. Diagrama Unifilar de Protección, Control y Medición

Para la elaboración de Diagramas de Protección, Control y Medición (DUPCyM) es necesario contar anteriormente con el diagrama unifilar simplificado, ya que la información contenida en éste es la base para el desarrollo del primero.

El Diagrama Unifilar de Protección, Control y Medición, es un plano que muestra tanto el esquema eléctrico de una subestación y sus equipos primarios, como los esquemas de protección, control y medición requeridos para la subestación. La simbología y nomenclatura empleada para los Diagramas Unifilares de Protección, Control y Medición son los mismos que se emplean para el diagrama unifilar simplificado, además de incluir otros símbolos y nomenclatura adicionales,

Para la elaboración del plano de Arreglo General es necesario contar con los planos de levantamiento topográfico y el diagrama unifilar simplificado, así como tener información de las acometidas de líneas de transmisión que llegan a la subestación.

2.2.3. Disposición de Equipo

La Disposición de Equipos se refiere a la ubicación física de los equipos primarios que conforman las diferentes bahías de una subestación, esta representación debe mostrar, según aplique a cada caso: estructuras, equipos primarios, cadenas de aisladores, conexiones entre barras, entre otros.

Para elaborar los planos de Disposición de Equipo, es necesario contar con el plano de Arreglo General y el Diagrama Unifilar Simplificado de la subestación, además de tener información sobre las dimensiones y características principales de los equipos instalados.

Los planos de disposición de equipo usualmente están integrados en dos partes: el *arreglo en planta* y el *arreglo en corte*. La Disposición de Equipo constituye la base para desarrollar otros conceptos de ingeniería electromecánica como son: Red de Tierras, Alumbrado Exterior, Conductores, Aisladores, Herrajes y Conectores, Isométrico con Cargas, entre otros.

2.2.4. Isométrico con Cargas

En el plano Isométrico con Cargas se dibujan en isométrico las estructuras metálicas de la subestación que servirán para sujetar cables conductores y cables de guarda de la subestación. En el plano de Isométrico con Cargas, además de mostrar el isométrico de las estructuras, también incluye una tabla que muestra los valores de tensiones máximas de cada claro, indicando en cada una las tensiones a las cuales están sometidas sus tres componentes: horizontal, vertical y transversal.

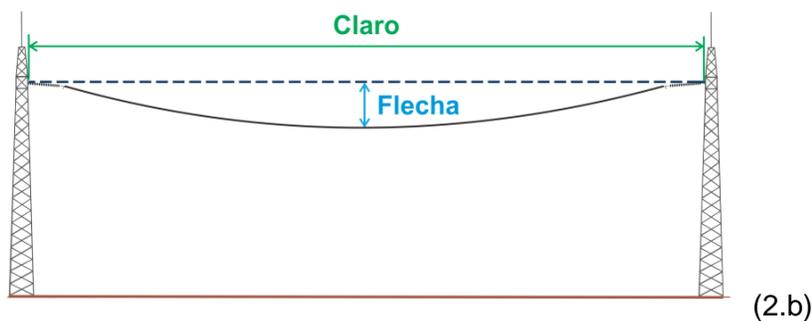
Para realizar el plano Isométrico con Cargas, es indispensable contar con los planos de disposición de equipo de la subestación, además de contar con información y características de los equipos instalados.

2.2.5. Flechas y Tensiones

El concepto de Flechas y Tensiones es otro aspecto de gran importancia en el diseño de subestaciones, ya que es primordial el conocer las tensiones y flechas de los cables a colocar en las estructuras de una subestación.

Este concepto tiene como propósito calcular las tensiones a las que estarán expuestas las estructuras que sujetarán los cables conductores o cables de guarda, así como las flechas que tendrá el cable en las distintas condiciones climáticas y de operación, tomando en cuenta la temperatura, carga de hielo y presión del viento.

En esta etapa de diseño se deben generar planos en donde se indiquen los claros designados y las flechas consideradas en el diseño, así como las tablas y las gráficas de temperatura, flecha y tensión.



2.2.6. Coordinación de Aislamiento

La Coordinación de Aislamiento es una etapa muy importante en el diseño de una subestación, ya que el aislamiento de los equipos e instalaciones es primordial para asegurar un correcto funcionamiento en caso de una sobretensión.

Esta etapa se refiere a la selección de la tensión de aguante en los equipos e instalaciones, conforme a las sobretensiones que puedan presentarse en el sistema donde se encuentran operando.

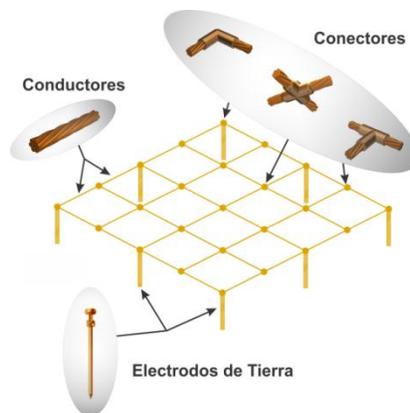
La coordinación de aislamiento precede al desarrollo de otras etapas de diseño de una subestación, especialmente la selección de apartarrayos y el diseño del sistema de blindaje. Los sistemas de blindaje en una subestación son instalaciones que brindan protección a sus partes energizadas, éstas se conforman por dos partes principales: los cables de guarda y las bayonetas.

2.2.7. Red de Tierra

La importancia de contar con un Sistema de Tierras, es brindar una trayectoria de baja impedancia por la cual circulen las sobrecorrientes generadas por fallas eléctricas y por descargas atmosféricas en una subestación.

Es importante contar con una Red de Tierra, ya que limita las tensiones brindando protección y seguridad a equipos e instalaciones, así como al personal que se encuentra dentro de la subestación.

Dentro del diseño de Red de Tierra se debe generar un plano en planta a partir del plano de disposición de equipo. Este plano debe mostrar la Red de Tierra de la subestación, sus conexiones a equipos y estructuras, detalles de conexión, así como la ubicación de electrodos y registros de tierra.



(2.c)

2.2.8. Conductores, Aisladores, Herrajes y Conectores

En esta etapa de diseño se determinan las características de las barras y buses auxiliares, así como las derivaciones para la conexión de los diferentes equipos que forman parte de las bahías de la subestación.

Esta etapa es de gran importancia para el desarrollo de una subestación, ya que se determinan las características que deben tener los conductores, aisladores y conectores, así como los diferentes tipos de ensambles a utilizar en los diferentes puntos de conexión en las bahías de la subestación.



(2.d)

2.2.9. Arreglo General de Caseta de Control y Otras Edificaciones

La Caseta de Control tiene como función principal la protección de equipos y tableros contra agentes ambientales.

Entre los tipos de Edificaciones que se utilizan y forman parte de las subestaciones de transmisión se encuentran: la caseta de control, la caseta para planta de generación tipo diesel, la caseta de vigilancia, la caseta para tableros metálicos blindados y los edificios para resguardar las bahías que conforman a las subestaciones aisladas en gas SF₆.

En esta etapa de diseño se realizan planos de Arreglo General de la Caseta de Control y de las Edificaciones que se construirán, identificando las distintas áreas y ubicando los tipos de tableros y equipos que deben ser instalados en cada una de ellas.

2.2.10. Servicios Propios

Los Servicios Propios de una subestación son el conjunto de equipos e instalaciones que permiten suministrar la energía eléctrica, tanto en corriente alterna como en corriente directa, que se requiere en una subestación.

La importancia de los Servicios Propios en una subestación es que proporcionan energía en baja tensión para poder alimentar las instalaciones, equipos y servicios auxiliares, incluyendo los sistemas de protección, control, medición, comunicaciones y alumbrado.

En esta etapa de diseño se debe generar un plano donde se muestre el diagrama unifilar de servicios propios tanto en C.A., como en C.D., además de planos de arreglo general de las subestaciones de servicios propios y planta de generación tipo diesel.

2.2.11. Cableado de la Subestación

En esta etapa es necesario seleccionar específicamente el cableado que se utilizará en la subestación tomando en cuenta las necesidades que se presenten tanto en condiciones normales de operación, como en condiciones de falla.

La lista de cables de control y fuerza que se utilicen, se debe elaborar de forma separada para cada circuito de la subestación, especificando las características e información del cable empleado, incluyendo: identificación, conductor y calibre, longitud del conductor, punto de salida y punto de llegada, función, código de colores y diagrama de referencia.

2.2.12. Trincheras, Ductos y Registros

En esta etapa de diseño electromecánico se realiza un plano denominado “Trayectoria de Trincheras y Ductos”, el cual se elabora a partir del plano de Disposición de Equipo y considerando que los cables de control y fuerza se deben canalizar por medio de Trincheras, Ductos y Registros.

En subestaciones de transmisión se requieren canalizaciones para alojar grupos de cables, tanto de control como de fuerza, que interconectan los tableros que se encuentran en la caseta de control con los gabinetes de los equipos instalados en áreas eléctricas.

El plano de Trayectoria de Trincheras y Ductos, ubica y traza las trayectorias de las trincheras, así como la trayectoria, cantidad y características principales de los ductos, además de mostrar la ubicación de los registros empleados.

2.2.13. Alumbrado Interior y Exterior

Los sistemas de alumbrado en una subestación son diseñados para proporcionar la iluminación necesaria en diferentes zonas e instalaciones del predio, incluyendo zona de equipos, caminos interiores, acceso principal, barda perimetral y edificaciones, con la finalidad de que el personal cuente con la visibilidad apropiada para realizar labores de operación, control y mantenimiento de la instalación eléctrica.



(2.e)

De manera general, los sistemas de alumbrado de una subestación se pueden dividir en sistemas de alumbrado interior y sistemas de alumbrado exterior. Cada uno de los conceptos de diseño de alumbrado contempla la elaboración de uno o varios planos en donde se incluya el detalle de montaje, se identifiquen las trayectorias de los circuitos, se muestre la distribución de luminarios, la simbología, entre otras características.

2.2.14. Sistema contra Incendio

Los Sistemas contra Incendio son aquellos que proporcionan protección en una subestación en caso de fallas, su propósito es evitar su propagación y realizar la extinción de éstas.

El diseño de los Sistemas contra Incendio se debe apegar a lo establecido en la “Guía para la Prevención, Control y Extinción de Incendios en Subestaciones Eléctricas”, clasificando los distintos tipos de elementos que conforman el sistema por sus características y funciones que realizan.

2.2.15. Sistema de Seguridad Física

Los Sistemas de Seguridad Física en una subestación, son aquellos elementos e instalaciones que permiten resguardar la subestación de daños que se puedan ocasionar a equipos e instalaciones, además de proteger al personal que opera dentro de la subestación

Estos sistemas forman parte de la misma infraestructura de la subestación como es el caso de la barda perimetral, cerca de malla, caseta de vigilancia, puerta de acceso, letreros de prevención, topes vehiculares, entre otros.



(2.f)

2.2.16. Memorias de Cálculo

Las Memorias de Cálculo son los procedimientos descritos en forma detallada de cómo se realizaron los cálculos de las ingenierías que se desarrollaron durante el proceso de construcción. Estos documentos deben describir la metodología

empleada para realizar el diseño de la subestación, así como las consideraciones tomadas en cuenta para los cálculos realizados.

La información contenida en los planos que se realicen, debe estar sustentada por una Memoria de Cálculo, en la cual, se debe justificar la ubicación y selección de los elementos que se emplearon para el diseño de la subestación.

2.2.17. Planos Definitivos (As-built)

Los Planos Definitivos también llamados *As-built*, son los últimos planos de diseño en los que aparecen en conjunto todos los cambios que se han realizado a lo largo de la obra, es decir, son los planos que muestran la subestación tal y como quedó al finalizar la construcción.

La documentación *As-built* es muy útil e importante para las obras, estos registros son esenciales para reducir los errores de ingeniería durante una modificación o una ampliación de la subestación.



(2.g)

CAPÍTULO III

OPTIMIZACIÓN EN EL DISEÑO ELECTROMECAÁNICO DE SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN

3.1. Propuesta de optimización

Con el paso del tiempo, las subestaciones se ven afectadas con el crecimiento de la población y las nuevas tecnologías. Para iniciar el proceso de diseño de una subestación eléctrica, se deben considerar requisitos muy estrictos que satisfagan los principales parámetros: disponibilidad de área, confiabilidad y costos^[11]. La capacidad para soportar diferentes condiciones ambientales y de servicio, además de cumplir con las demandas funcionales exigidas, forman la base general del diseño de subestaciones.

Para el correcto diseño de las instalaciones, es necesario contar con la colaboración de un departamento de ingeniería que desarrolle el proyecto, partiendo de una ingeniería básica, para posteriormente finalizar con la ingeniería de detalle.

El diseño de subestaciones presenta una gran variedad de actividades a realizar durante su etapa de diseño, en la cual se deben de tomar en cuenta diversos parámetros que brinden confiabilidad, flexibilidad y seguridad en el sistema, como es el caso de la selección del arreglo de barras, conductores, estructuras, equipos primarios, niveles de aislamiento, ente otros.

Con el propósito de reducir los tiempos de diseño electromecánico y obtener un ahorro de trabajo en horas hombre, se propone la realización de una estandarización en el diseño electromecánico de subestaciones, con lo cual, se obtendría el beneficio de una disminución en los costos de diseño, lo cual es un factor primordial y que debe ser considerado en toda construcción^[14].

Al momento de realizarse el proceso de diseño de una subestación, siempre debe ser considerado el factor económico, es decir, se deben considerar las diferentes configuraciones y tecnologías utilizadas en subestaciones, tomando en cuenta sus diferentes características según su flexibilidad, seguridad, calidad y precio.

3.2. Utilización de diseños estándar en subestaciones

Para satisfacer las necesidades de la zona donde se planea realizar la subestación, se requieren de subestaciones con instalaciones únicas y especiales, pero esto requiere de mucho tiempo invertido tanto en el diseño como en la construcción, y por lo tanto, mayor costo.

La idea de llevar a la práctica la estandarización, es tener el beneficio de realizar el trabajo eficientemente, con calidad y en un tiempo reducido, sin la necesidad de complicar el trabajo como se ha venido haciendo todos estos años.

La estandarización es un proceso donde se mantienen las mismas condiciones de trabajo y se producen los mismos resultados. Por lo tanto, si se desean obtener resultados consistentes, es necesario estandarizar especificaciones del proyecto como son:

- Materiales
- Equipos
- Métodos
- Procedimientos

En la Figura 5 se muestra un diagrama de flujo en el cual se muestran los principales parámetros involucrados en el proceso de estandarización ^[15].



Figura 5. Principales parámetros involucrados en el proceso de estandarización.

El proceso de estandarización incluye determinados aspectos específicos y actividades que se deben llevar a cabo, los cuales se mencionan a continuación.

3.2.1. Estandarización en el diseño

Se puede decir que la estandarización es prácticamente el uso de un diseño idéntico de una subestación para reducir los tiempos de diseño y al mismo tiempo obtener un beneficio económico, pero manteniendo la misma confiabilidad y calidad que tienen las subestaciones que se realizan con un diseño específico.

Cuando se habla de un diseño estandarizado, se habla de un diseño repetible para una subestación. La finalidad de hacer esto es reducir el tiempo de diseño y costo, pero sin dejar de tomar en cuenta las normas y especificaciones utilizadas para el diseño de subestaciones.

Tener un modelo estandarizado hace que el proceso de diseño sea más eficiente, ya que sería más sencillo y más rápido generar las listas de materiales y equipos a utilizar ^[14]. La ventaja que se tiene al estandarizar los equipos es:

- Reducir el tiempo al adquirir equipos.
- Disminuir el precio al comprar un lote de equipos.
- Disponer con equipos de reserva.

Este proceso requiere un amplio conocimiento de los principales equipos disponibles en el mercado, conocimiento del rendimiento y fiabilidad a largo plazo, las ventajas y desventajas que presenta cada equipo en particular, etc.

3.2.2. Proceso de realización

Con el fin de proporcionar una solución de menor costo, el diseño estandarizado debe incluir características que estén normalizadas. La incorporación de la *normalización* y la *repetibilidad en el diseño*, tiene por objetivo proporcionar un funcionamiento óptimo, brindado la misma confiabilidad que una subestación con diseño específico y, como se mencionó anteriormente, reducir la duración del proyecto y el costo global.

Al existir gran variedad de tareas, es importante que los procesos se realicen de manera organizada, debiendo existir una planeación y una secuencia, con el fin de optimizar el costo de diseño, ya que de no aplicarse organizadamente, el tiempo de trabajo se podría alargar y eso conllevaría a gastos adicionales.

El equipo que se utilice deberá ser instalado de acuerdo a las características de los equipos y los dibujos de diseño predefinidos en la ingeniería básica.

3.2.3. Repetibilidad

La repetibilidad es una extensión de la estandarización. Es muy importante llevar a cabo esto para la reducción de costos mediante el ahorro en tiempo de ejecución de la subestación.

Para llevar a cabo la repetibilidad, sería necesario contar con una base de datos en la que se tenga toda la información de las obras realizadas, como es el caso de los Planos Definitivos (*As Built*). Al contar con toda la información realizada en proyectos pasados, se puede realizar una estadística de los arreglos de barras más utilizados, materiales y equipos que brinden mayor confiabilidad, flexibilidad y calidad en el servicio, tomando en cuenta su factibilidad económica y las normas de seguridad establecidas por la compañía suministradora.

Se deben tener varios diseños base en los cuales se debe considerar la altura sobre el nivel del mar donde se instalará la subestación, así como también las condiciones atmosféricas a las que estará expuesta.

Es necesario realizar este tipo de estadísticas y comparaciones para poder obtener varios diseños que sean repetibles, confiables, flexibles y factibles económicamente.

3.2.4. Confiabilidad

Cuando se planifica una nueva subestación, la selección del arreglo de barras a utilizar es una de las etapas iniciales y de las más importantes a considerar para el diseño. En caso de requerirse la ampliación de una subestación, se tiene que utilizar el arreglo existente.

Algunos de los aspectos tomados en cuenta para la selección del arreglo de barras son: la flexibilidad operacional, confiabilidad del sistema, capacidad para facilitar el control, bases de datos y los costos que dicha configuración implique.

3.2.5. Proceso de construcción de una subestación

El proceso de construcción es el proceso de utilización de los dibujos de ingeniería y material específico para la construcción de una nueva subestación o una ampliación. Este proceso es afectado por las diferentes condiciones y variables que se presentan en cada proyecto, como es el caso de las condiciones del sitio en donde se construirá la subestación.

Al existir una gran variedad de actividades a realizar durante esta etapa, es importante que los procesos se realicen de manera planificada, organizada y llevando una secuencia con el objetivo de facilitar y reducir al mínimo las tareas en la siguiente etapa.

3.2.6. Proceso de pruebas

Este enfoque requiere minimizar la repetición en el sitio de pruebas ya realizadas para los equipos en la fábrica durante su etapa de aceptación, es decir, reducir al mínimo la ejecución de pruebas en las que se requiere un compromiso constante en persona y en tiempo para pruebas.

En la actualidad se pueden realizar pruebas desde la fábrica, lo cual hace más fácil, más rápido y más barato el proceso de construcción. Este beneficio económico es factible por el ahorro que se produce en tiempo de horas hombre.

3.3. Uso de diseños específicos y diseños estandarizados

Para poder hablar de la estandarización de subestaciones, se deben tomar en cuenta los diferentes parámetros que se presentarán, y basándose en eso, se deberá seleccionar el tipo de subestación que cumpla mejor con las necesidades requeridas, además de tomar en cuenta la mejor opción en la que se brinde un beneficio económico.

Aplicar un diseño estándar en subestaciones eléctricas de transmisión es realizar un diseño repetitivo en distintas formas de elementos prediseñados, donde su selección dependería de los requerimientos que se presenten ya sean funcionales o ambientales, como es el caso del tipo de terreno, condiciones atmosféricas, niveles de contaminación, altura, entre otros.

La ventaja que se obtiene al estandarizar el diseño es que al existir solamente una institución encargada de la transmisión de energía eléctrica en México, además de ser la única responsable de definir y estandarizar las características y

especificaciones aplicables al diseño, es muy sencillo que se utilicen varios modelos que puedan ser repetibles para optimizar el diseño de subestaciones.

Estandarizar el diseño de una subestación consiste principalmente en:

- La selección de los equipos, parámetros, estructuras y cimentaciones.
- Elementos necesarios para la construcción.
- Definir el arreglo de barras que deben tener las subestaciones para satisfacer las necesidades que se requieran.

En la Tabla 5 se muestran las diferencias que existen entre realizar un diseño específico y realizar un diseño estandarizado.

Diseño Específico	Diseño Estandarizado
<i>Rendimiento</i>	
Requisitos exactos para aplicaciones específicas.	Diseño utilizado para satisfacer una amplia gama de aplicaciones, su flexibilidad se limita a las aplicaciones más comunes.
<i>Costo</i>	
Al invertirse mayor tiempo en el desarrollo de ingeniería el costo es elevado y, por lo tanto, mayor costo total del proyecto.	El costo se reduce considerablemente en ingeniería y en tiempo, además de tener la ventaja de que al comprar equipos y material en gran volumen los costos disminuyen.
<i>Servicio</i>	
Por tratarse de un diseño específico, se debe considerar tener un equipo de repuesto con las mismas características específicas.	Se tiene la ventaja de contar con materiales y equipos de reserva que pueden ser utilizados en cualquier subestación estandarizada.

Tabla 5. Diferencias entre un diseño específico y un diseño estandarizado.

Con la estandarización se unifican los niveles de seguridad de la subestación, además de reducir el riesgo de la incompatibilidad de productos y fiabilidad general de piezas.

Para satisfacer los incrementos de demanda de energía, se deben construir nuevas subestaciones considerando todas las características ambientales y legales, pero siempre tomando en cuenta los espacios que se requieren.

Para subestaciones de transmisión, se plantea estandarizar las Subestaciones Aisladas en Aire (las cuales son las más utilizadas en la actualidad), además de mencionar en los siguientes apartados las Subestaciones Aisladas en Gas SF₆, las cuales han tenido un incremento de utilización en los últimos años.

A continuación se explican brevemente cada una de estas.

3.3.1. Subestaciones Aisladas en Aire

Como se mencionó en el *Capítulo I*, las Subestaciones Aisladas en Aire, también conocidas por su término en inglés *Air Insulated Substations (AIS)*, tienen como principal característica el aire como medio aislante. En el caso de subestaciones de alta y extra alta tensión, al ser subestaciones tipo intemperie, se tiene el inconveniente de que ocupan un gran espacio para su construcción.

Con la estandarización se pretende aportar una solución o método rápido, con la suficiente eficiencia y calidad para el diseño electromecánico de subestaciones.

3.3.1.1. Principales características de las AIS

Las subestaciones aisladas en aire, son las más comunes y más utilizadas en México. Estas requieren de una gran cantidad de espacio para la instalación de sus componentes y un estudio detallado de los aspectos de ingeniería y montaje.



(3.a)

La principal desventaja que presentan este tipo de subestaciones, además de que ocupan mucho espacio, es que al operar al aire libre están expuestas a condiciones atmosféricas, como lluvia, viento, nieve, contaminación, etc.

La utilización de equipos convencionales requiere mayor espacio para la instalación de equipos, y uno de los aspectos principales a considerar para el diseño estandarizado es la configuración del arreglo de barras.

Para la estandarización de Subestaciones Aisladas en Aire, debe existir un modelo base en el que se especifiquen todas sus características, desde tensiones y corrientes, hasta el arreglo de barras que puede ser utilizado.

3.3.1.2. Principales arreglos de barras empleados en AIS

El arreglo de barras de una subestación es el arreglo ordenado de los elementos que la conforman. Existen varias configuraciones de barras que se han diseñado para mejorar la operación de los sistemas, así como para mejorar la facilidad de mantenimiento.

En México se emplea generalmente un arreglo de barras dependiendo del nivel de tensión que se manejará. En el caso de subestaciones de transmisión, de acuerdo a la confiabilidad y flexibilidad que brindan los diferentes arreglos, en la Tabla 6 se muestran los arreglos utilizados con prioridad para tensiones de 115, 230 y 400 kV

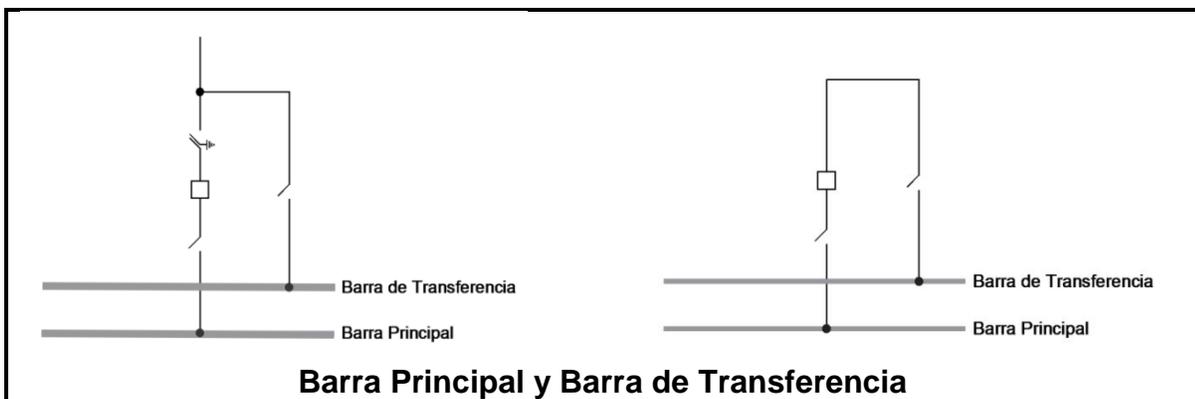
[19].

Nivel de Tensión [kV]	Arreglo Utilizado con Prioridad
115	Barra Principal y Barra de Transferencia
230	Barra Principal y Barra Auxiliar
400	Interruptor y Medio

Tabla 6. Arreglos de barras más comunes en subestaciones de transmisión.

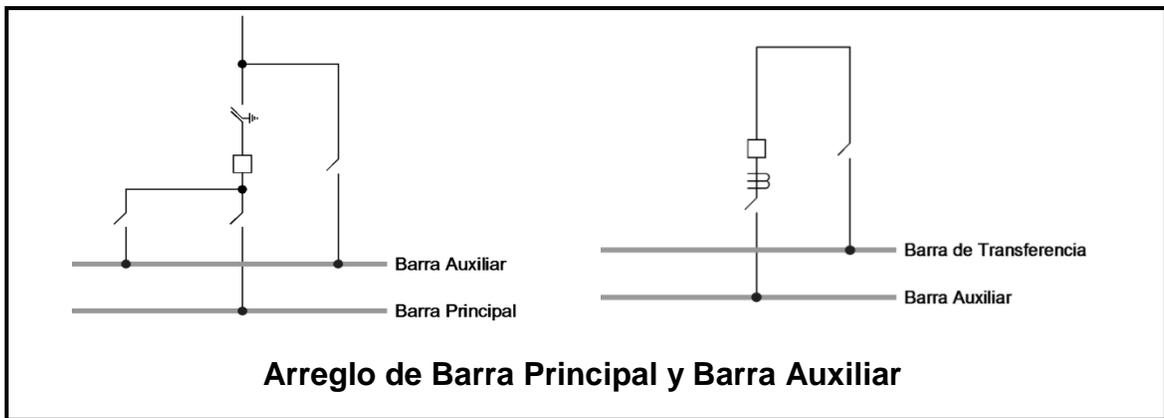
A continuación se explica brevemente cada uno de los arreglos.

Barra Principal y Barra de Transferencia. En este arreglo de barras, todos los circuitos se conectan de la subestación a la *barra principal*, mientras que la *barra de transferencia*, normalmente desenergizada, se emplea para sustituir el interruptor de alguno de los circuitos por el interruptor de transferencia.



Barra Principal y Barra Auxiliar. En este arreglo de barras, se conecta una parte de los circuitos que conforman la subestación a la denominada *barra principal* y el resto de los circuitos se conectan a la *barra auxiliar*. La ventaja de este arreglo es que permite la operación de la subestación como dos subestaciones independientes, además de permitir usar la barra auxiliar como barra de transferencia

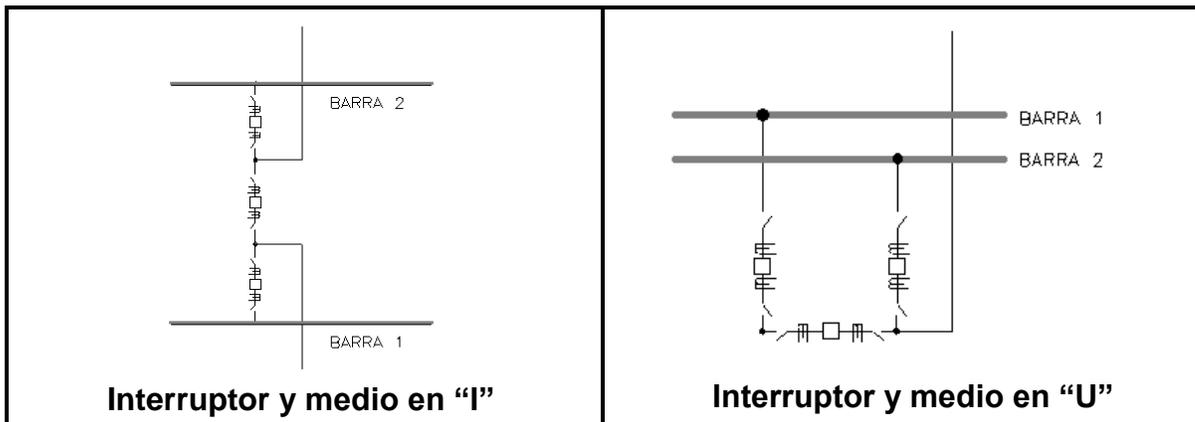
Este arreglo de barras puede ser empleado en subestaciones de transmisión destinadas al manejo de muchos alimentadores.



Interruptor y medio. Este arreglo toma su nombre por el hecho de compartir un mismo interruptor con dos circuitos diferentes. Se emplea con preferencia por el hecho brindar flexibilidad y confiabilidad, ya que permite operar la subestación como dos barras principales independientes o interconectadas entre sí. Dado su diseño, este arreglo de barras puede ser empleado en subestaciones de transmisión destinadas al manejo de muchos alimentadores.

En función de la disposición física de las barras principales, este arreglo se puede implementar en dos formas distintas:

- Interruptor y medio en “I”
- Interruptor y medio en “U”



Otros de los arreglos utilizados en subestaciones de transmisión son el arreglo “Doble Barra y Barra de Transferencia” y el arreglo “Doble Barra y Doble Interruptor”.

La elección del arreglo de barras de una subestación se selecciona tomando en cuenta las características del sistema eléctrico y la función que realizará dicha subestación en el sistema. Los criterios utilizados para la selección del arreglo de barras son: flexibilidad, confiabilidad, continuidad del servicio, facilidad para dar mantenimiento, estética, costo, entre otros.

3.3.2. Subestaciones Aisladas en Gas SF₆

Las Subestaciones Aisladas en Gas, también conocidas por su nombre en inglés *Gas Insulated Switchgear (GIS)*, son subestaciones en la que sus principales componentes se encuentran contenidas dentro de compartimentos modulares conformados por envolventes metálicas, dentro de las cuales el gas SF₆ a presión constituye el aislamiento principal y el medio de extinción del arco.

Con el desarrollo del Hexafluoruro de Azufre (SF₆), entraron al mercado las subestaciones aisladas en SF₆, las cuales no han tenido el uso que se esperó desde un principio, ya que a pesar de ser subestaciones confiables y que proporcionan un gran ahorro en espacio, sus excesivos costos ocasionan que no sean tan utilizadas.

Hoy en día, a pesar de que los costos de inversión inicial de una subestación en SF₆ pueden ser mayores que los de una subestación convencional, las subestaciones aisladas en hexafluoruro de azufre pueden reducir muchos costos secundarios ^[2].

Los costos de una subestación aislada en gas SF₆ han ido disminuyendo con el paso del tiempo, actualmente sigue siendo muy costoso el uso de esta tecnología, aunque existen casos particulares en los cuales resulta más económico el uso de una subestación aislada en gas SF₆, en comparación a una subestación aislada en aire.

- Si se dispone de terrenos amplios de bajo costo, como es el caso de terrenos que se encuentran alejados de ciudades, entonces las subestaciones aisladas en aire resultan ser más económicas que las subestaciones aisladas en gas SF₆.

- Las subestaciones aisladas en gas, a pesar de no ser las más comunes, ni las más utilizadas en México, si se dispone de espacios pequeños con costos muy elevados, como es el caso de terrenos que se encuentran en ciudades grandes, entonces las subestaciones aisladas en gas SF₆ resultan ser más económicas que las subestaciones aisladas en aire.

Tanto en subestaciones aisladas en aire como en subestaciones aisladas en gas SF₆, se deben considerar varios factores para su selección, como es el caso de costo de equipos, costo de terreno, obras, montajes, entre otras características.



(3.b)

La principal ventaja que presenta este tipo de subestaciones, es que permiten reducir aproximadamente a un 10% el espacio requerido las subestaciones aisladas en aire^{[17][18]}.

Además de obtener la ventaja de un gran ahorro en espacio, las subestaciones aisladas en gas ofrecen otros beneficios, algunos de estos beneficios son^[18]:

- Requerimiento de espacio mínimo, y por consiguiente, menores costos de adquisición
- Menor tiempo de implementación
- Mayor facilidad de transportación de sus componentes
- Reducción de mantenimientos
- Afectación nula por contaminación y climas extremos

- Menor impacto visual

Aunque el costo de una GIS es más alto que una subestación convencional, los costos de operación y mantenimiento de este tipo de subestaciones son menores ya que al encontrarse aislados de agentes externos, sus necesidades de mantenimiento se reducen considerablemente.

El uso de una GIS aporta una mayor confiabilidad y continuidad en el sistema, además existir una menor probabilidad de fallas y brindar un mayor grado de seguridad al estar protegidos sus elementos mediante envolventes metálicas.

Una gran desventaja que presenta este tipo de tecnología, dado el alto grado de integración y compactación que presentan las subestaciones aisladas en gas SF₆, es que una falla en este tipo de instalaciones acarrea una afectación a la mayor parte de sus componentes, como barras activas y equipos primarios, lo cual requiere un mayor tiempo de reparación, además de que en caso de falla o ampliaciones, se depende del fabricante de origen.

3.3.2.1. Principales aplicaciones

Las principales aplicaciones para subestaciones aisladas en gas SF₆ en subestaciones de transmisión incluyen:

Instalaciones de alta tensión. Mientras más alto sea la tensión en el que es utilizado este tipo de subestaciones, la tecnología de aislamiento en gas SF₆ se vuelve más favorable por el poco espacio que requieren.

Instalaciones urbanas. La tecnología de GIS se puede utilizar para instalaciones en zonas donde el costo de terrenos es muy elevado o donde la estética es una consideración importante.

Instalaciones interiores. La construcción de una subestación aislada en aire suele ser poco práctico, pero la ventaja que presenta una subestación aislada en gas SF₆ es que puede ser fácilmente instalada en el interior de edificios.

Instalaciones sensibles a condiciones atmosféricas. La tecnología GIS es más popular en zonas donde las condiciones atmosféricas son muy extremas, ya que se tiene el beneficio de que pueden ser instaladas dentro de edificaciones que las protegen. Por otro lado, el gas SF₆ es un gas no inflamable, por lo que se reduce el riesgo incendio en la instalación.

3.3.2.2. Principales características de las GIS

Los arreglos de barras empleados para subestaciones aisladas en gas SF₆ pueden ser los mismos que se emplean para subestaciones aisladas en aire. Los arreglos más empleados en GIS para transmisión son ^[19]:

- Barra principal y barra de transferencia para 115 kV
- Barra principal y barra auxiliar de 115 kV hasta 400kV

Aunque el arreglo de barra principal y barra auxiliar es el más utilizado al poder ser aplicado desde 115 kV hasta 400 kV, también se emplea el arreglo de interruptor y medio en muchos casos para el nivel de 400 kV.

3.3.3. Resumen de los beneficios obtenidos con la propuesta

El propósito de tener estandarizados varios diseños, es que los parámetros utilizados sean los mismos para todas las subestaciones que se construyan.

Con la estandarización se pretende aportar una solución o método rápido, con la suficiente eficiencia y calidad para el diseño electromecánico de subestaciones. De esta manera se pretenden obtener beneficios como rendimiento, costo y servicio.

Mediante el uso de plantillas de diseño, sólo sería necesario tener en cuenta las características del lugar, estudios geotécnicos y topográficos, requisitos ambientales, entre otras características del sitio, y a partir de eso, seleccionar un diseño ya prediseñado en el cual sólo se tendrían que realizar determinadas actividades del diseño electromecánico, ya que parte de la ingeniería estaría estandarizada.

En la mayoría de los casos, el tipo de subestación a utilizar depende mucho de los factores económicos. En cuanto a la construcción se refiere, las subestaciones de transmisión aisladas en aire tienen un costo mucho menor a las subestaciones aisladas en gas SF₆.

El estandarizar el Diseño Electromecánico de Subestaciones de Transmisión, traería como beneficio la reducción de los costos de ingeniería, ahorro de tiempo en horas hombre, además de brindar otros beneficios implícitos como es el caso de materiales y equipos más económicos al poder ser adquiridos por lotes y la compatibilidad de éstos para otras subestaciones.

Considerando los beneficios que se podrían obtener con la estandarización, podemos considerar las subestaciones aisladas en aire como una mejor opción para su utilización y tener la certeza de un correcto funcionamiento, al igual que si se utilizara un diseño específico.

Con el diseño estandarizado se pretende que exista un número determinado de diseños predefinidos que agilicen la etapa de diseño y que brinden un ahorro económico considerable.

CAPÍTULO IV

BENEFICIOS DE ESTANDARIZAR EL DISEÑO ELECTROMECÁNICO DE SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN

4.1. Diseño Estándar

El diseño de una subestación depende de las funciones que ésta tenga que realizar. Algunos de los parámetros con los que debe de cumplir, son comunes para todas las subestaciones del mismo tipo.

Para obtener un beneficio económico en el diseño electromecánico de una subestación, se tendrían que especificar los requerimientos técnicos del equipo a utilizar, de tal forma que se tengan características idénticas para todas las subestaciones que se diseñen, como son: corrientes nominales, capacidades interruptivas, niveles de aislamiento, entre otros.

La estandarización es una idea relativamente antigua en el mundo de la fabricación y de la industria. Hoy en día para poder obtener un beneficio económico, es necesario estandarizar procesos y realizar la repetibilidad.

A través de la estandarización se lograría reducir el tiempo que se requiere para diseñar una subestación, de varios meses a tan solo algunos días, tomando en cuenta que se pueden utilizar diseños específicos que satisfagan la mayor parte de las necesidades del sistema^[22].

4.2. Importancia de los Costos

Los costos son el valor económico utilizado para la adquisición de bienes o servicios, es decir, es el gasto realizado para conseguir un objeto determinado.

La reducción de costos en la construcción de nuevas subestaciones o ampliaciones de subestaciones ya existentes, es un factor clave para cualquier empresa.

En el diseño de subestaciones, la reducción de costos se inicia con la ingeniería conceptual, en la cual se desarrolla el concepto básico que tendrá la subestación.

En esta etapa se pueden obtener grandes ahorros significativos mediante la selección del tipo de subestación a utilizar, así como la selección del arreglo más apropiado para la aplicación, de tal forma que se facilite y se acelere la construcción.



(4.a)

La estandarización requiere de un buen manejo en los costos, ya que estos son esenciales a la hora de tomar decisiones. La decisión tomada debe estar basada en el método científico ^[22].

Análisis

- Reconocimiento y definición del problema
- Obtener y analizar los datos

Decisión

- Proponer diferentes alternativas
- Seleccionar la mejor opción

Puesta en práctica

- Poner en práctica la alternativa seleccionada

La idea principal es contar con varias plantillas de diseño en las que se tengan distintos tipos de configuraciones, de tal forma que se pueda utilizar alguna de estas configuraciones en la etapa de ingeniería y, de esta forma, ahorrar tiempo y facilitar el trabajo.

4.3. Diferentes aspectos para economizar el diseño

El diseño de la subestación tiene un gran impacto en su costo final. Es por esa razón que a fin de proporcionar una solución de menor costo, el diseño debe incorporar características estandarizadas y tecnología optimizada con la finalidad de reducir los costos de construcción y mantenimiento.

La reducción de costos comienza con la ingeniería conceptual y el ahorro se puede lograr seleccionando el arreglo de barras más apropiado, seleccionando los equipos más rentables y mediante el uso de soluciones de diseño estándar, en la medida de lo posible.

Como se mencionó en el *Capítulo III*, la configuración del arreglo de barras a utilizar es el aspecto a tomar en cuenta para establecer el costo de diseño y construcción de una subestación. Para tener una idea relativa de los niveles de confiabilidad y costos para distintos tipos de arreglos de barras, en la Tabla 7 se muestran en orden ascendente, en cuanto a costo, confiabilidad y flexibilidad, los arreglos de barras utilizados en subestaciones de transmisión ^[19].

Arreglo	
1	Barra Principal y Barra de Transferencia
2	Barra Principal y Barra Auxiliar
3	Doble Barra y Barra de Transferencia
4	Interruptor y Medio
5	Doble Barra y Doble Interruptor

Tabla 7. Costo y confiabilidad de los principales arreglos utilizados en subestaciones de transmisión.

En la tabla anterior, se muestran los principales arreglos de barras que pueden ser utilizados en subestaciones de transmisión, dependiendo del número de alimentadores que se necesiten, pero siempre tomando en cuenta, tanto el costo, como su nivel de confiabilidad, ya que estos factores son de gran importancia a la hora de elegir el arreglo que mejor satisfaga las necesidades que se presenten.

Es importante elegir cuidadosamente el arreglo que satisfaga las necesidades que se requieran en el sitio donde se construirá la subestación, pero siempre sin dejar de tomar en cuenta el costo, ya que de esta manera es como se obtendrá el beneficio económico final.

La incorporación de la estandarización y la repetibilidad tienen por objeto reducir la duración y el costo total del proyecto, con el fin de proporcionar una alta factibilidad en el uso de diseños estandarizados, teniendo la certeza de lograr un funcionamiento adecuado, al igual que si se utilizara un diseño específico.

Se debe tener en consideración que el estandarizar el Diseño Electromecánico de Subestaciones de Transmisión nos brindaría muchas ventajas, pero también se debe considerar que no todas las actividades que se desarrollan dentro de esta etapa pueden ser estandarizadas. A continuación se mencionan algunos ejemplos de los casos que se pueden presentar y que deben ser tomados en consideración.

- Dentro de los varios modelos o diseños específicos que sean utilizados como base, se deben tomar en cuenta las características del lugar donde se construirá la subestación y, basado en esto, seleccionar los diseños que mejor satisfagan las necesidades que se requieran.
- Se debe tomar en cuenta que el Sistema de Tierra no puede ser estandarizado, ya que cada terreno presenta diferentes características y es necesario que la red de tierra se diseñe para cada zona específica, dependiendo de las características del suelo.
- El arreglo general de cada subestación puede variar dependiendo del tamaño y de las características del predio con el que se cuenta. De acuerdo a lo anterior,

los caminos interiores y arreglo general pueden ser diferentes, pero la disposición del equipo sería la misma incluyendo conexión entre barras, distancias dieléctricas, claros, flechas y tensiones, cimentaciones, etc.

La estandarización del Diseño Electromecánico de Subestaciones de Transmisión, estaría satisfaciendo la mayor parte del total de los requerimientos que se necesiten para la construcción de una subestación ^[21].

Cabe mencionar que la estandarización de estructuras, bases y cimentaciones, también son parte de la estandarización del diseño. La estandarización debe realizarse tomando en cuenta el peso y dimensiones de los equipos, la altura de seguridad requerida sobre el piso, distancias dieléctricas y los detalles de su base aislante. En una subestación, para tener una coordinación de aislamiento adecuada, se deben tener ya establecidas las distancias a través del aire, ya sea entre partes vivas de fases diferentes, como entre partes vivas de fase y tierra.

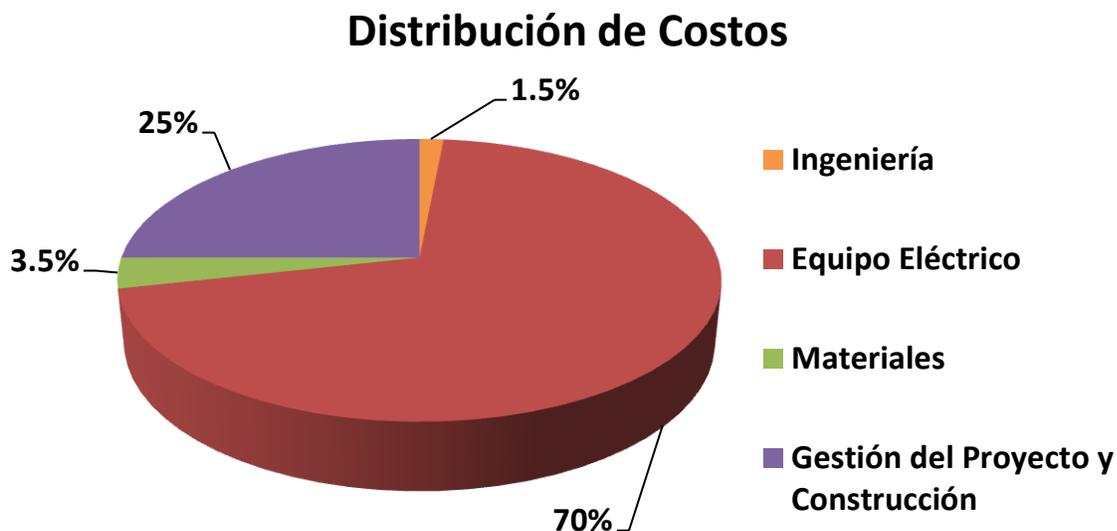
4.4. Distribución de Costos en una Subestación

La selección de arreglos de alta confiabilidad, continuidad y flexibilidad significa mayor costo e inversión inicial. El análisis de costos debe contemplar los siguientes aspectos fundamentales: costo de equipos, costo del terreno, costo del proyecto, costo de obra, costo de operación, costo de mantenimiento, urgencia de la instalación y vida útil de los equipos.

En la Tabla 8 y en la Gráfica 1 se muestra una estadística de la distribución de costos en forma porcentual de una subestación, de acuerdo con los principales gastos que se realizan en cada proyecto.^[1]

Distribución de Costos en una Subestación	
<i>Ingeniería</i>	1.5%
<i>Equipo Eléctrico</i>	70%
<i>Materiales</i>	3.5%
<i>Gestión del Proyecto y Construcción</i>	25%

Tabla 8. Principales gastos realizados en el proyecto de una subestación ^[1].



Gráfica 1. Distribución de costos en una Subestación ^[1].

Como se puede apreciar en los datos obtenidos de la gráfica anterior, el costo de la ingeniería ocupa solamente un 1.5% del costo total de la subestación, pero cabe mencionar que la estandarización del diseño electromecánico no solamente incluye un ahorro en la ingeniería, sino que también existe un ahorro implícito en materiales y equipos, lo cual conlleva a un ahorro económico aún mayor.

4.5. Reducción de Costos en el Diseño Electromecánico de Subestaciones de Transmisión

Para reducir los costos en el diseño de subestaciones, es importante considerar varios factores, que por más simples que parezcan, forman parte esencial en el diseño de subestaciones. Algunos de los factores que se deben considerar para la reducción de costos son^[14]:

Ingeniería precisa. Este es uno de los factores que más afectan en los costos de una subestación. Para evitar errores, se debe tener cuidado en la selección del diseño y materiales que se utilizarán, aunque este tipo de errores se pueden eliminar con la implementación de la estandarización, ya que los diseños ó modelos prediseñados, ya habrán sido revisados y estudiados con anterioridad.

Disponibilidad de material. Se debe contar con todo el material antes de iniciar con el proceso de construcción. Al tener diseños y equipos estandarizados, los procesos se facilitan, ya que se tendría la seguridad de que se cuenta con el material necesario para la construcción. Además, la utilización de un diseño estandarizado podría ser satisfactorio para superar las restricciones de transporte que se presentan con algunos equipos grandes.

Tiempo disponible para la construcción. El tiempo disponible para la construcción tiene un impacto significativo en el precio de la obra. El tener un diseño electromecánico estándar y una coordinación de las actividades y procesos, traería como beneficio el ahorro en tiempo de diseño, ahorro en tiempo de horas hombre, además de que se evitarían retrasos en las etapas y tiempos de construcción, lo cual daría como resultado un beneficio económico.

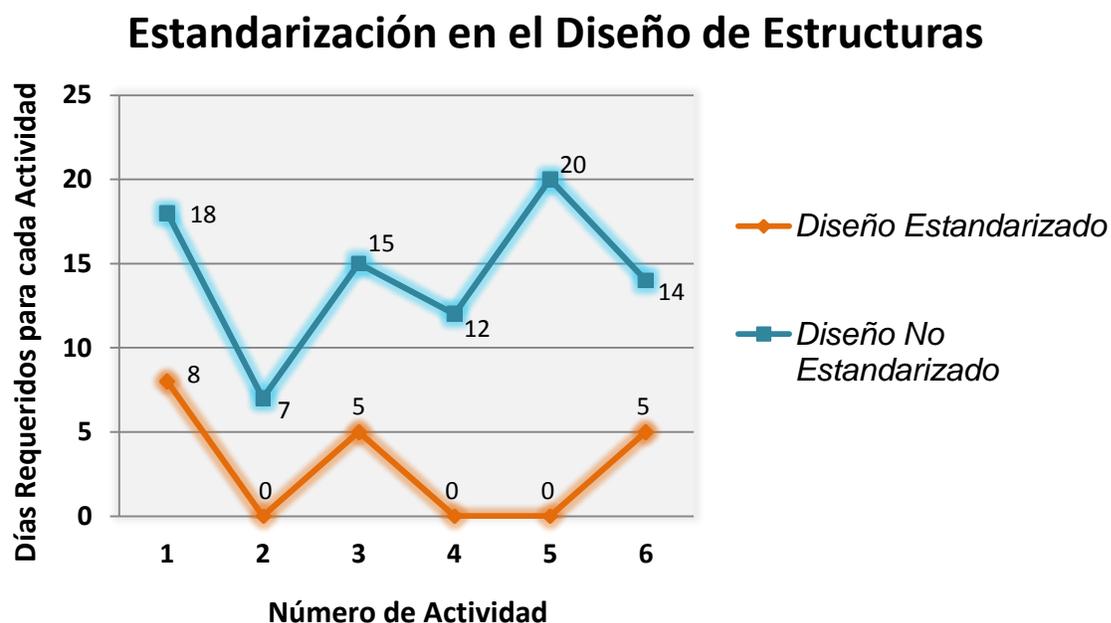
Equipo de trabajo con experiencia. Contar con un equipo de trabajo experimentado, ayuda a reducir los tiempos en las etapas de diseño y construcción; De esta manera, los procesos se realizarían en el tiempo estimado y se evitarían errores costosos.

Inicialmente parecería que la normalización traería costos adicionales, sin embargo, una vez que se encuentran terminados los diseños a utilizar, los tiempos finales del proyecto se verían reducidos considerablemente, junto con los costos totales.

A manera de ejemplo, en la Gráfica 2 se presenta una estadística realizada por el CIGRÉ en la cual se muestran las actividades que se requieren antes de que comiencen los trabajos de construcción de estructuras de una subestación, así como los tiempos aproximados que se tienen para el diseño.

Las actividades a realizar para el diseño de estructuras es el siguiente^[14]:

1. Preparación de un diseño
2. Cálculo de tensiones mecánicas.
3. Tiempos de aprobación
4. Diseño de estructuras
5. Preparación de planos de fabricación
6. Aprobación de diseño de estructuras y dibujos



Gráfica 2. Utilización de la estandarización para el diseño de estructuras ^[14].

Utilizando como datos la información mostrada en la Gráfica 2, se realiza el *Ejemplo 1*, en el cual se muestra claramente el beneficio económico que se obtiene al estandarizar el diseño de estructuras:

Caso 1. Diseño de Estructuras No Estandarizado

Considerando como ejemplo que el costo por hora hombre laborada es de \$80.

Costo total = Número de días X Número de horas por día X Costo por hora

Número de días = 18 + 7 + 15 + 12 +20 +14 = 86 días

Número de horas por día = 8

Costo por hora = \$80

Costo total = 86 X 8 X 80 = \$55,040.

Conforme a los valores obtenidos, se observa que por cada trabajador se tiene un gasto de \$55,040 durante el periodo de diseño, el cual es de aproximadamente 3 meses, por lo que se tiene una pérdida grande en tiempo y económica.

Caso 2. Diseño de Estructuras Estandarizado

Si al igual que en el Caso 1 se considera que el costo por hora hombre laborada es de \$80.

Costo total = Número de días X Número de horas por día X Costo por hora

Número de días = 8 + 5 + 5 = 18 días

Número de horas por día = 8

Costo por hora = \$80

Costo total = 18 X 8 X 80 = \$11,520.

Considerando los datos anteriores, es fácil de apreciar el ahorro que se obtiene al aplicar un diseño estandarizado, ya que el gasto por cada trabajador es de \$11,520 durante todo el periodo de diseño y el tiempo de trabajo se reduce a únicamente 18 días, ya que el número de revisiones son mínimas.

Por lo tanto, se puede concluir que utilizando un diseño estandarizado el trabajo se reduce a aproximadamente el **80%**.

Tomando como base el ejemplo anterior, y considerando que con la estandarización se tiene el beneficio de ahorro en ingeniería y tiempo horas hombre, existen otros beneficios asociados con el proceso de estandarización, como es el caso de ahorro en materiales y equipos, fiabilidad de piezas para otras subestaciones y disminución de errores durante el proceso de construcción.

Considerando el ejemplo realizado, los principales beneficios obtenidos con la estandarización de diseños (tomando en cuenta que la ingeniería ya estaría realizada entre el 80% y 90%), son: la mínima ingeniería a realizar, ahorro en tiempo y el ahorro económico considerable.

Al aplicar la estandarización, la compra de material y equipo por lotes presentaría ventajas, reduciendo los costos, ya que una sola cadena de producción se utilizaría para fabricar varios equipos, además de tener disponible material y equipo de remplazo que se podría utilizar para otras subestaciones^[22].

Como *Ejemplo 2*, se muestra un aproximado del ahorro total económico obtenido al llevar a cabo la estandarización.

Considerando que el costo total de una subestación de transmisión es de aproximadamente entre 120 y 150 millones de pesos, se toma como ejemplo el valor más alto para ejemplificar la ganancia^{[24][25]}.

Costo: \$150,000,000.

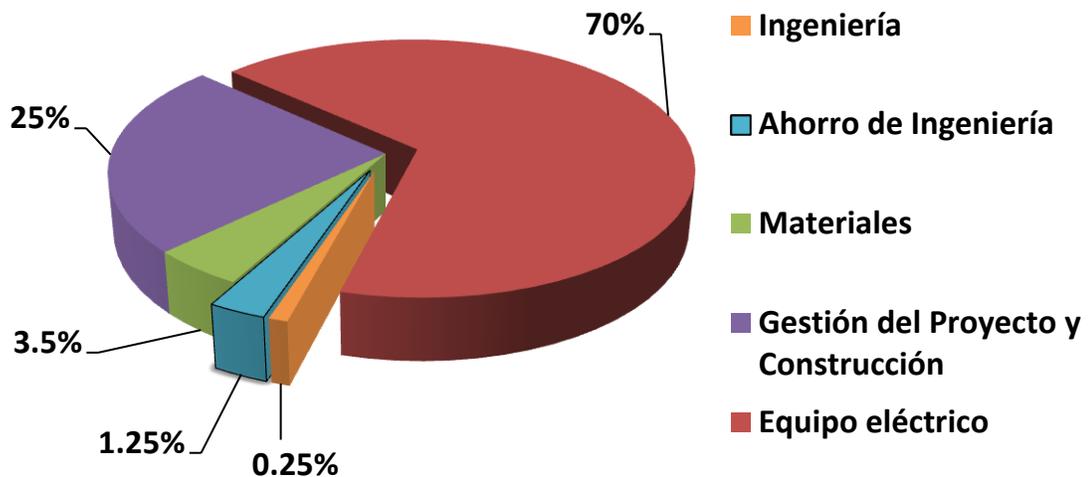
Porcentaje del costo total de Ingeniería en un Proyecto: 1.5%

Considerando lo anterior, se obtiene que el costo de la ingeniería en un proyecto es de: 2,250,000.

Y tomando en cuenta que con la estandarización se ahorraría aproximadamente el 80% de la ingeniería, el ahorro total sería de: 1,800,000, más un beneficio de tiempo ahorrado aproximado de entre dos a tres meses.

En la Gráfica 3 se muestra el ahorro aproximado que se obtendría al llevar a cabo la estandarización del diseño, en el costo total del proyecto.

Ahorro de Ingeniería con la Estandarización



Gráfica 3. Beneficio de utilizar un diseño estándar.

Respecto a la gráfica anterior y los datos mencionados en los Ejemplos 1 y 2, se observa que a pesar de que la ingeniería representa un porcentaje muy bajo en el total del costo del proyecto, el ahorro es significativo, ya que representa una cantidad económica considerable, además de que el tiempo de diseño se reduce, de varios meses, a algunos días.

Considerando lo anterior, se puede afirmar que la estandarización es una opción viable para la optimización del Diseño Electromecánico de Subestaciones de Transmisión, en donde además de brindar un servicio de calidad, eficiente y económico, también se brinda un gran ahorro en tiempo.

Conclusiones

Esta tesis tuvo como objetivo principal, desarrollar una propuesta en la que se optimice el Diseño Electromecánico de Subestaciones de Transmisión, el interés de llevar a cabo esta propuesta ha nacido por la necesidad de agilizar y economizar la etapa de ingeniería electromecánica de subestaciones. Por razones de extensión y para simplificar la propuesta de optimización, la tesis se centró específicamente en la etapa de diseño electromecánico, aunque la propuesta puede ser aplicable también para las etapas de construcción.

El proceso de ingeniería electromecánica es una etapa que, a pesar de no ser tan costosa, toma mucho tiempo su realización, y como consecuencia de esto, el proceso de construcción y de entrega es largo.

Como propuesta de optimización se realizó un análisis en el que se propone la estandarización del diseño electromecánico de subestaciones de transmisión aisladas en aire, que además de brindar calidad y flexibilidad, también brinda un ahorro en costo y tiempo al implementar diseños estándar.

Para adaptar la estandarización al Diseño Electromecánico de Subestaciones de Transmisión, fue de gran importancia comprender algunos aspectos sobre las diferentes características que presentan las subestaciones de transmisión, así como los diferentes arreglos y equipos que se utilizan en éstas.

Se debe tener conocimiento de que el emplear un diseño estandarizado no siempre va a satisfacer los requerimientos que se necesitan en su totalidad, pues también se va a depender de otros factores como las características del sitio donde se construirá la subestación y la red eléctrica. En ocasiones no siempre podrá ser posible utilizar un diseño estandarizado y se tendrá que recurrir a utilizar una subestación aislada en gas SF₆.

Al aplicar el uso de plantillas de diseño, sólo sería necesario tener en cuenta las características del sitio donde se planea construir la subestación, y a partir de eso,

seleccionar un diseño ya elaborado, en el cual sólo se tendrían que realizar determinadas actividades del diseño electromecánico, ya que parte de la ingeniería estaría estandarizada, es decir, la propuesta de la tesis es utilizar diseños estandarizados lo más posible, con la finalidad de obtener los beneficios económicos y de tiempo que un diseño estándar brinda.

Si bien, el diseño electromecánico no se puede estandarizar en un 100%, cabe mencionar que con la mayor parte del diseño sí se podría, y de acuerdo a los resultados obtenidos en la tesis, los beneficios obtenidos al aplicar esta propuesta es que se unifican los niveles de seguridad de las subestaciones construidas, además de reducir el riesgo de la incompatibilidad de productos, ciclos de vida cortos, fiabilidad general de piezas con otras subestaciones y ahorro de tiempo en horas hombre. De esta manera, se pretenden obtener beneficios en rendimiento, costo y servicio.

La ventaja que se obtiene al estandarizar el diseño, es que al existir solamente una institución encargada de la transmisión de energía eléctrica en México, además de ser la única responsable de definir y estandarizar las características y especificaciones aplicables al diseño, es más sencillo que se utilicen uno o varios modelos que puedan ser repetibles para optimizar el diseño de subestaciones.

Como parte de esta tesis, se analizó cuantitativamente uno de los beneficios que se obtendrían en caso de llevar a la práctica la estandarización en el Diseño Electromecánico de Subestaciones, para lo cual era deseable contar con un costo total preciso de una subestación de transmisión en el país; lamentablemente no se ha realizado un estudio de esta naturaleza, por lo que se realizó un cálculo aproximado con base en algunos datos disponibles y en algunas estimaciones realizadas.

Para los cálculos se consideraron arreglos de barras típicos utilizados en subestaciones de transmisión, costos publicados por la Comisión Reguladora de Energía (CRE)^[24] y estadísticas realizadas por el Consejo Internacional de Grandes

Redes Eléctricas (CIGRE), en donde se evaluó el beneficio económico que se obtendría al aplicar un diseño estandarizado y lo que conllevaría el aplicar un diseño estándar.

De manera general, con los resultados obtenidos en esta tesis se demostró que la aplicación de un diseño estándar, agiliza las etapas de ingeniería en una subestación, brindando un beneficio en rendimiento, costo y servicio, además de permitir reducir significativamente el tiempo de construcción, lo cual es favorable para optimizar el Diseño Electromecánico de Subestaciones de Transmisión.

Un factor en contra, como todo proceso inicial, es invertir en la realización y estudio de varios diseños o modelos a utilizar, pero ya realizados éstos, sólo sería cuestión de implementarlos y llevarlos a la práctica.

Finalmente, se espera que con esta propuesta se tome a consideración el utilizar diseños estandarizados para la construcción de nuevas subestaciones, ya que los resultados obtenidos en esta tesis son favorables. Es probable que muchos insistan en que realizar diseños específicos es la mejor manera para construir subestaciones, sin embargo, de implementarse la propuesta se estaría ahorrando una cantidad significativa de tiempo y dinero.

Referencias

- [1] José Raúl Martín. *Diseño de subestaciones eléctricas*. Primera edición. Editorial Mc Graw Hill. México. 1987.
- [2] Enríquez Harper. *Elementos de diseño de Subestaciones Eléctricas. Segunda edición*. Editorial Limusa. México. 2005.
- [3] NMX-J-098-ANCE-1999. *Sistemas Eléctricos de Potencia - Suministro. Tensiones Eléctricas Normalizadas*. México. 1999.
- [4] CFE K00006-06. *Transformadores de potencia de 10 MVA y mayores*, México. 2004.
- [5] NRF-022-CFE. *Interruptores de Potencia de 72,5 kV a 420 kV*. México. 2011.
- [6] CFE V4200-12. *Cuchillas Desconectadoras en Aire de 72.5 kV a 420 kV con Accionamiento Controlado*. México. 2003.
- [7] NRF-027-CFE. *Transformadores de Corriente para Sistemas con Tensiones Nominales de 0.6 kV a 400 kV*. México. 2010.
- [8] NRF-026-CFE. *Transformadores de Potencial Inductivos para Sistemas con Tensiones Nominales de 13.8 kV a 400 kV*. México. 2004.
- [9] CFE VE000-38. *Transformadores de Potencial Capacitivo y Capacitores de Acoplamiento para Sistemas de 69 kV a 400 kV*. México. 2011.
- [10] NRF-003-CFE. *Apartarrayos de Óxidos Metálicos para Subestaciones*. México. 2000.
- [11] John D. McDonald. *Electric Power Substations Engineering*. CRC Press. 2003.
- [12] Helmut Boehme. *General Guidelines for the Design of Outdoor AC Substations*. CIGRE. 2000.
- [13] CFE. CPTT-GT-001-95. *Especificaciones de diseño de subestaciones*. México. Revisión 2012.
- [14] CIGRE WG. *Guidelines to Cost Reduction of Air Insulated Substations*. CIGRE paper. 2008.
- [15] PYME. *Estandarización de Procesos*. México. 2008.
- [16] CFE 04400-42. *Guía de criterios básicos para subestaciones de 115, 230 y 400 kV*. México. 1989.
- [17] Carlos F. Ramírez. *Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión*. Colombia. 2003.
- [18] SIEMENS. *Subestaciones Aisladas en Gas SF6*. 2011
- [19] CFE. CPTT. *Criterios de diseño de Subestaciones Eléctricas*. México. 2001.

- [20] CFE VY200-40. *Subestaciones Blindadas en Gas SF₆*. México 2012.
- [21] Gene Wolf. *Transmission & Distribution World*. United States. 2013.
- [22] Carlos F. Cuevas Villegas. *Contabilidad de Costos*. Colombia. 2001.
- [23] Guillermo Wyngaard. *Producción*. Argentina. 2012.

Referencias Online

- [24] <http://www.catalogoprecios.cre.gob.mx/inicio.aspx>
- [25] <http://www.ceaconline.org/documentos/Estudio de Costos Estndares de la Industria Elctrica GTCIE.pdf>