



**DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE UN ESQUEMA DE
SECCIONAMIENTO DE LINEA DE 220 KV EN LA
ESTACION CAMPO DOS (CDO), UBICADA EN EL
DISTRITO DE J EULOGIO ESTIGARRIBIA**

JAVIER ARANDA GONZALEZ

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE CAAGUAZU
FACULTAD DE CIENCIAS Y TECNOLOGIAS
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD**

Coronel Oviedo - Paraguay

Año 2019

**DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE UN ESQUEMA DE
SECCIONAMIENTO DE LINEA DE 220 KV EN LA
ESTACION CAMPO DOS (CDO), UBICADA EN EL
DISTRITO DE J EULOGIO ESTIGARRIBIA**

Elaborado por

JAVIER ARANDA GONZALEZ

Tutor

Ing. Sebastián Espínola Colman

Trabajo presentado a la Facultad de Ciencias y
Tecnología de la Universidad Nacional de Caaguazú,
como requisito para la obtención del título de Ingeniero en
Electricidad

UNIVERSIDAD NACIONAL DE CAAGUAZU
FACULTAD DE CIENCIAS Y TECNOLOGIAS
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD
Coronel Oviedo - Paraguay
Año 2019

PÁGINA DE APROBACIÓN

Trabajo de fin de grado para la obtención del Título de Ingeniero Electricista aprobado en representación de la Facultad Ciencias y Tecnología de la Universidad Nacional de Caaguazú, por el Tribunal Examinador constituido por los siguientes profesores.

Prof. Ing.

Prof. Ing.

Prof. Ing.

Dedicado a:

A mi familia, que hicieron hasta lo imposible para que esto sea posible.

Agradecimientos:

A mis padres y a mis hermanas por el apoyo incondicional en todo este tiempo. A todos los docentes que fueron pieza clave en mi formación profesional e integral.

DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE UN ESQUEMA DE SECCIONAMIENTO DE LINEA DE 220 KV EN LA ESTACION CAMPO DOS (CDO), UBICADA EN EL DISTRITO DE J EULOGIO ESTIGARRIBIA

JAVIER ARANDA GONZALEZ

RESUMEN

El proyecto consiste en un diseño y dimensionamiento de un esquema de seccionamiento de línea de transmisión en la Estación Campo Dos, con el objetivo de disponer una configuración que permita alimentar la estación desde cualquier sentido, ya sea de la Estación K30 o de la Estación Coronel Oviedo, lo cual dará mayor confiabilidad a la Estación Campo Dos ante un fuera de servicio de la línea, por falla o por mantenimiento.

Para la resolución del problema planteado se definieron los criterios técnicos a tener en cuenta en el presente trabajo. Tales criterios se basan básicamente en que la solución sea técnicamente viable, espacio físico disponible, necesidad de mudanzas de equipos, mínima interrupción en el servicio durante la construcción y condiciones de maniobra para mantenimiento.

Una vez establecidos dichos criterios se plantearon tres alternativas de configuración de barra para un esquema de seccionamiento de línea de transmisión, tales como Barra Simple, Doble Barra y Barra Principal con Barra de Transferencia. Luego de un análisis de viabilidad técnica y económica de todas las alternativas planteadas se concluyó que la configuración Barra Simple es la más favorable, la que más se ajusta a los criterios establecido. Finalmente se realizó el diseño definitivo y dimensionamiento de todos los equipos involucrados en la nueva configuración y así también un presupuesto detallado. Como resultado se tiene una nueva configuración de la barra que mejorara la confiabilidad de la estación ya que se podrá seccionar la línea de transmisión con la nueva configuración.

Palabras claves: Configuración de Barra, Confiabilidad, Mantenimiento de equipos de potencia, Seccionamiento de línea de transmisión

DESIGN AND DIMENSIONING OF A 220 KV LINE SECTIONING SCHEME IN CAMPO DOS STATION (CDO), LOCATED IN THE DISTRICT OF J EULOGIO ESTIGARRBIA

JAVIER ARANDA GONZALEZ

ABSTRACT

The project consists of a design and sizing of a transmission line sectioning scheme in the Campo Dos Station, with the aim of providing a configuration that allows the station to be fed from any direction, either from the K30 Station or the Colonel Station Oviedo, which will give the Campo Dos Station greater reliability before an off-line service, due to failure or maintenance.

For the resolution of the problem raised, the technical criteria to be taken into account in this work were defined. Such criteria are basically based on the solution being technically feasible, physical space available, need of moving of equipment, minimal interruption in service during construction and operating conditions for maintenance.

Once these criteria were established, three bar configuration alternatives were proposed for a transmission line sectioning scheme, such as Single Bar, Double Bar and Main Bar with Transfer Bar. After an analysis of technical and economic feasibility of all proposed alternatives, it was concluded that the Simple Bar configuration is the most favorable, the one that best suits the established criteria. Finally, the final design and sizing of all the equipment involved in the new configuration and also a detailed budget was carried out. As a result there is a new configuration of the bar that will improve the reliability of the station since the transmission line can be sectioned with the new configuration.

Keywords: Bar Configuration, Reliability, Power Equipment Maintenance, Transmission Line Sectioning

CONTENIDO

PÁGINA DE APROBACIÓN	I
<i>DEDICADO A:</i>	II
<i>AGRADECIMIENTOS:</i>	III
CONTENIDO	VI
LISTA DE FIGURAS.....	XV
LISTA DE TABLAS.....	XIX
LISTA DE ABREVIATURAS	XXII
I. INTRODUCCIÓN.....	1
II. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	3
CAPÍTULO 1.....	3
1.1. ESTADO DEL ARTE	3
1.2. DEFINICION DE TERMINOS BASICOS	3
1.3. GENERALIDADES.....	5
1.3.1. líneas de transmisión.	5
1.3.2. Materiales utilizados en las líneas de transmisión.	5
1.3.3. Definición de elementos componentes de un sistema de transmisión.	6
1.3.3.1. Estructura de acuerdo a cantidad de circuitos.	6
1.3.3.2. Estructura de acuerdo a su uso.	7
1.3.3.2.1. Estructura de suspensión.....	7
1.3.3.2.2. Estructura de Amarre.	7
1.3.3.2.3. Estructura de remate.....	8
1.3.3.2.4. Estructura especiales.....	8
1.3.4. Subestaciones eléctricas.....	9
1.3.5. Tensiones normalizadas.	9
1.3.6. Características de operación de las subestaciones eléctricas.	9

1.3.6.1.	Seguridad.....	9
1.3.6.2.	Flexibilidad	10
1.3.6.3.	Confiabilidad.	10
1.3.6.4.	Modularidad.	10
1.3.6.5.	Costo.....	10
1.3.7.	Simbología de equipo eléctrico.	10
1.3.8.	Diagrama unifilar.	11
1.3.9.	Clasificación de las subestaciones eléctricas.....	12
1.3.9.1.	Subestaciones Elevadoras.....	13
1.3.9.2.	Subestaciones Reductoras.	13
1.3.9.3.	Subestaciones de Enlace.....	13
1.3.9.4.	Subestaciones en Radiales.....	14
1.3.9.5.	Subestaciones de Maniobra o Seccionadora de circuito (Switcheo).....	14
1.3.9.6.	Subestaciones de Transmisión.	14
1.3.9.7.	Subestaciones de Subtransmision.....	14
1.3.9.8.	Subestaciones de Distribución.....	14
1.3.10.	Distancias de seguridad.....	15
1.3.10.1.	Calculo de valor básico.	15
1.3.10.2.	Determinación de la zona de seguridad.....	15
1.3.10.3.	Movimiento del personal.	16
1.3.10.4.	Trabajos sobre equipos o sobre conductores.	19
CAPITULO 2.....		20

2.1.	CONFIGURACIÓN O ARREGLOS DE BARRA EN SUBESTACIONES.	20
2.1.1.	Barra simple o sencilla.	21
2.1.2.	Barra seccionada.	22
2.1.3.	Doble barra.	22
2.1.4.	Doble barra con seccionador de by-pass o paso directo.	23
2.1.5.	Doble barra con doble interruptor.	24
2.1.6.	Barra principal con barra de transferencia.	25
2.1.7.	Doble barra colectora con barra colectora de transferencia.	26
2.1.8.	Interruptor y medio.	27
2.1.9.	Anillo.	28
CAPITULO 3.		30
3.1.	ELEMENTOS DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.	30
3.1.1.	Transformadores.	30
3.1.1.1.	Transformador de Potencia.	30
3.1.1.1.1.	Partes Principales de un transformador de potencia.	31
3.1.1.1.1.1.	Parte Activa.	31
3.1.1.1.1.2.	Parte Pasiva.	31
3.1.1.1.1.3.	Accesorios.	31
3.1.1.2.	Transformadores de Instrumentos.	33
3.1.1.2.1.	Transformador de tensión o potencial (TP).	33
3.1.1.2.2.	Transformador de corriente (TC).	34
3.1.1.2.3.	Clasificación de los transformadores de corriente.	35
3.1.2.	Interruptores.	36
3.1.2.1.	Interruptor de potencia.	36

3.1.2.1.1. Interruptor en SF6 (hexafloruro de azufre).....	36
3.1.3. Seccionador o cuchillas.	39
3.1.3.1. Componente de un seccionador o cuchilla.	39
3.1.3.2. Tipos de seccionadores.	39
3.1.3.2.1. Horizontales.	39
3.1.3.2.2. Horizontal invertido.	40
3.1.3.2.3. Vertical.	40
3.1.3.2.4. Semipantografo.....	41
3.1.4. Dispositivos IEDs.	42
3.1.4.1. Funcionamiento de los IEDs.	43
3.1.4.2. Tipos de IEDs más utilizados.....	43
3.1.4.3. Normalización de los IEDs.....	43
CAPITULO 4.....	44
4.1. DISEÑO DE BARRAS COLECTORAS.	44
4.2. BARRAS.	45
4.2.1. Tipos de barras.	45
4.2.1.1. Cables.	45
4.2.1.2. Tubos.....	45
4.2.2. Materiales de la barra.	47
4.2.2.1. Cobre.	48
4.2.2.2. Aluminio.	48
4.2.2.3. Característica de los materiales de barra.....	49
4.3. ACCESORIOS DE LAS BARRAS COLECTORAS.	52
4.3.1. Tipos de accesorios.	52
4.3.2. Materiales y característica de sus accesorios.....	53

4.4.	AISLADORES PARA LAS BARRAS COLECTORAS.	60
4.4.1.	Tipos de aisladores.	60
4.4.2.	Materiales y características de los aisladores.	62
4.5.	PARÁMETROS DE DISEÑOS DE BARRAS COLECTORAS.	64
4.5.1.	Ampacidad.	65
4.5.2.	Efecto Corona y radio influencia.	66
4.5.3.	Vibración del conductor.	70
4.5.4.	Fuerzas gravitacionales sobre el conductor.	71
4.5.5.	Fuerzas del viento sobre el conductor.	72
4.5.6.	Fuerzas por corriente de corto circuito sobre el conductor.	75
4.5.7.	Rigidez del conductor.	78
4.5.8.	Rigidez en aisladores.	83
4.5.9.	Expansión Térmica.	89
CAPITULO 5.....		90
5.1.	EVALUACION ECONOMICA.	90
5.1.1.	Flujo de Caja Efectivo.	90
5.1.2.	Valor Actual Neto (VAN)	90
5.1.3.	Tasa Interna de Retorno (TIR).	91
III. RESUMEN EJECUTIVO.....		92
CAPITULO 6.....		92
6.1.	DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO.	92
6.1.1.	Métodos y Técnicas utilizadas.	92
6.1.1.1.	Tipo de Investigación	92
6.1.1.2.	Técnicas e instrumentos de recolección de datos.	92
6.1.1.3.	Métodos y análisis de datos.	92
6.1.1.4.	Fases metodológicas.	93

6.2.	JUSTIFICACIÓN.....	95
6.3.	FINALIDAD DEL PROYECTO	95
6.4.	METAS	96
6.5.	OBJETIVOS.....	96
6.5.1.	OBJETIVOS GENERALES	96
6.5.2.	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	96
6.6.	BENEFICIARIOS	97
6.7.	PRODUCTO	97
6.8.	LOCALIZACIÓN FÍSICA Y COBERTURA ESPACIAL.....	97
6.9.	ESPECIFICACIONES DE ACTIVIDADES Y TAREAS REALIZADAS	98
6.10.	FACTIBILIDAD TÉCNICA	99
6.11.	FACTIBILIDAD ECONÓMICA.	100
6.11.1.	BENEFICIOS	100
6.11.1.1.	Continuidad de servicio durante mantenimiento a equipos de Línea de transmisión.....	100
6.11.1.2.	Continuidad de Servicio ante falla en la línea de transmisión. ..	100
6.11.1.3.	Costo de falla al sector industrial.	101
6.11.2.	COSTOS	101
6.11.3.	Evaluación Económica.....	104
6.11.3.1.	Determinación del Flujo de efectivo proyectado.	104
6.11.3.2.	Determinación de la tasa interna de retorno (TIR).....	105
6.11.3.3.	Determinación del valor actual neto (VAN).	105
IV.	INGENIERÍA DE DISEÑO	106
	CAPITULO 7.....	106
7.1.	RELEVAMIENTO DE DATOS.....	106
7.1.1.	Clasificación de los equipos de la ES-CDO	106
7.1.2.	Datos de Línea de Transmisión de 220 000 Voltios.....	108
7.1.3.	Estudio de las condiciones actuales de la ES-CDO.....	110
7.1.4.	Dimensiones del terreno de la Estación Campo Dos.	112

7.2. DEFINICIÓN DE CRITERIOS TÉCNICOS PARA EL DISEÑO DEL ESQUEMA DE SECCIONAMIENTO	114
7.3. PLANTEAMIENTO DE DISEÑOS ALTERNATIVOS DEL ESQUEMA DE SECCIONAMIENTO.....	114
7.3.1. Configuración de Barra Simple.	115
7.3.1.1. Disposición general de los equipos en la configuración barra Simple.	117
7.3.2. Configuración de doble barra.....	119
7.3.2.1. Disposición general de equipos la configuración de doble barra.	123
7.3.3. Configuración de Barra Principal con Barra de Transferencia.	125
7.3.3.1. Disposición general de equipos de la configuración Barra Principal con Barra de Transferencia.....	129
7.4. ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LOS DISEÑOS PLANTEADOS.	131
7.4.1. Análisis de la viabilidad técnica.....	131
7.4.1.1. Ponderación de los criterios.....	134
7.4.2. Análisis de la viabilidad económica.....	135
7.5. ELABORACIÓN DEL ESQUEMA DE SECCIONAMIENTO DEFINITIVO.	137
7.5.1. Diseño del esquema de seccionamiento de línea.	137
7.5.1.1. Configuración Barra Simple.	138
7.5.1.1.1. Barra de 220kV.	142
7.5.1.1.2. Estructuras metálicas.....	144
7.5.1.1.3. Fundaciones.....	145
7.5.1.1.4. Canaletas	146
7.5.1.2. Descripción de la ejecución del proyecto.....	148

7.7.	ELABORACIÓN DEL PRESUPUESTO DEL ESQUEMA DE SECCIONAMIENTO SELECCIONADO.	164
7.7.1.	Lista de precio de Suministro de Equipos y materiales de Potencia. 164	
7.7.2.	Lista de precio de Obras Civiles.....	166
7.7.3.	Suministro de Sistemas Integrados de protección, medición, control y comunicación.	167
V.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	169
VI.	CONCLUSIONES.....	170
VII.	RECOMENDACIONES.....	171
IX.	APÉNDICE.....	174
	APÉNDICE A: RESUMEN EJECUTIVO.....	174
	APÉNDICE A.1: EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	174
	A.1.1. Beneficios.....	174
	A.1.1.1. Continuidad de servicio durante mantenimiento a equipos de Línea de transmisión.....	174
	A.1.1.2. Continuidad de Servicio ante falla en la línea de transmisión.....	174
	A.1.1.3. Costo de falla al sector industrial.....	175
	A.1.2. Detalles de costo de suministro de equipos.....	176
	A.1.3. Detalles de costo de obras civiles.....	179
	A.1.4. Detalles de costo de suministro de sistema de protección, medición, control y comunicación.....	182
	APÉNDICE A.2: DETALLE DEL ESTUDIO FINANCIERO.....	183
	A.2.1. Determinación del flujo de efectivo proyectado.....	183
	A.2.2. Determinación de la tasa interna de Retorno.....	184
	A.2.3. Determinación del Valor Actual Neto.....	184

LISTA DE FIGURAS

CAPITULO 1

Figura 1. 1: Estructura de Doble Terna. Figura 1. 2: Estructura de Simple Terna.	6
Figura 1. 3: Torre de Suspensión.	7
Figura 1. 4: Torre de Amarre.	8
Figura 1. 5: Simbología de Equipos.....	11
Figura 1. 6: Esquema Unifilar de una Subestación.....	12
Figura 1. 7: Dimensiones Medida de un Operador.	16
Figura 1. 8: Circulación de Personal.....	16
Figura 1. 9: Protección para Equipos de Bajo Nivel.	18
Figura 1. 10: Circulación de Vehículos.	18
Figura 1. 11: Mantenimiento de Rutina.....	19

CAPITULO 2

Figura 2. 1: Barra Simple.....	21
Figura 2. 2: Configuración de Barra Seccionada.	22
Figura 2. 3: Arreglo Doble Barra.....	23
Figura 2. 4: Doble Barra con Seccionador Bay-Pass	24
Figura 2. 5: Arreglo de Doble Barra con Doble Interruptor.	25
Figura 2. 6: Barra Principal con Barra de Transferencia.....	26
Figura 2. 7: Configuración de Doble Barra Principal con Barra de Transferencia. ..	27
Figura 2. 8: Configuración Interruptor y Medio	28

Figura 2. 9: Configuración en Anillo.....	29
---	----

CAPITULO 3

Figura 3. 1: Transformador de Potencia de la Estación Campo Dos.....	30
Figura 3. 2: Accesorios de un Transformador de Potencia.....	33
Figura 3. 3: Transformador de Tensión Inductivo	34
Figura 3. 4: Transformador de Tensión Capacitivo.....	34
Figura 3. 5: Transformador de Corriente y sus Partes.....	35
Figura 3. 6: Interruptor de Hexafloruro de Azufre (SF6)	37
Figura 3. 7: Partes Principales de un Interruptor SF6.....	38
Figura 3. 8: Tipos de Cuchillas o Seccionadores Horizontales.....	40
Figura 3. 9: Seccionador Tipo Semi-Pantografo.....	41
Figura 3. 10: Dispositivo Electrónico Inteligente (IED).....	42

CAPITULO 4

Figura 4. 1: Clema fija o deslizante de aluminio	55
Figura 4. 2: Zapata de aluminio.....	56
Figura 4. 3: Conector T aluminio (universal).....	57
Figura 4. 4: Conector T aluminio (axial).....	58
Figura 4. 5: Cople de aluminio.....	59
Figura 4. 6: Cople de expansión (aluminio).....	60
Figura 4. 7: Gradiente de tensión superficial contra diámetro de la barra	67
Figura 4. 8: Máximo gradiente de tensión superficial de barras circulares	69
Figura 4. 9: Constante Kf para diversos tipos de materiales	78
Figura 4. 10: Fuerzas en un aislador con montaje vertical	86

CAPITULO 6

Figura 6. 1: Vista satelital de la ES-CDO.....	97
Figura 6. 2: Vista satelital de la ES-CDO.....	98
CAPITULO 7	
Figura 7. 1: Pórtico de Llegada de Línea.....	108
Figura 7. 2: Torre de Suspensión de la Figura 6. 3: Pórtico Provisoria	109
Figura 7. 4: Esquema Unifilar de ES-CDO	111
Figura 7. 5: Disposición de General de los Equipos.	113
Figura 7. 6: Disposición de General de los Equipos.	113
Figura 7. 7: Esquema Unifilar de Barra Simple.....	116
Figura 6. 8: Disposición General en la Configuración Barra Simple.	118
Figura 7. 9: Esquema Unifilar de Barra Doble.:	120
Figura 7. 10: Funcionamiento en condiciones normales de configuración Barra Doble.	121
Figura 7.11a: Recorrido para despejar la posición de salida de LT	
Figura 7.12b: Recorrido para despejar la posición de llegada de la LT	123
Figura 7. 13: Disposición general en configuración Barra Doble.	124
Figura 6. 14: Esquema Unifilar de la Configuración Barra Principal con Barra de Transferencia.....	126
Figura 7. 15: Utilización del Acople para transferir protecciones.	127
Figura 7. 16: Recorrido para acceder al seccionador con PAT.	128
Figura 7. 17: Disposición General en la configuración Barra Principal con Barra de Transferencia.....	130
Figura 7. 18: Disposición general de la configuración definitiva.	139
Figura 7. 19: Corte de la posición de llegada de línea.....	140

Figura 7. 20: Corte de la posición de salida de línea.....	140
Figura 7. 21: Desmontaje de Equipos de la posición del Transformador.	141
Figura 7. 22: Posición definitiva del transformador de potencia.	142
Figura 7. 23: Corte de la Barra.	143
Figura 7. 24: Pórtico de llegada de Línea.....	144
Figura 7. 25: Pórtico para soporte de Barra.....	145
Figura 7. 26: Disposición general de las fundaciones de nueva configuración.....	146
Figura 7. 27: Disposición de Canaletas.	147
Figura 7. 28: Montaje de la primera etapa.	149
Figura 7. 29: Montaje de la segunda etapa.	149
Figura 7. 30: Corte de la nueva configuración.	150
Figura 7. 31: Equipos a ser desmontados.	151
Figura 7. 32: Equipos a ser desmontados.	151
Figura 7. 33: Panel de control. Figura 7. 34: Panel de protección.	152
Figura 7. 35: Analizador de fallas simultaneas.	154

LISTA DE TABLAS

CAPITULO 1

Tabla 1. 1: Materiales Utilizado en Líneas de Transmisión.	5
---	---

CAPITULO 4

Tabla 4. 1: Constantes físicos de los metales comúnmente usados como conductores eléctricos.	47
---	----

Tabla 4. 2: Capacidad de conducción de corriente relativa.	49
---	----

Tabla 4. 3: Característica de cable ACSR.	50
--	----

Tabla 4. 4: Característica del cable ACSR.	50
---	----

Tabla 4. 5: Capacidad de conducción del tubo de aluminio.	51
--	----

Tabla 4. 6: Característica de los tubos de aluminio aleación 6063 ASTM.	51
--	----

Tabla 4. 7: Diferentes tipos de conectores atornillados de tubo a tubo, de tubo a cable y de cable a cable.	61
--	----

Tabla 4. 8: Las características eléctricas y mecánicas de los aisladores para soporte de barra.	63
--	----

Tabla 4. 9: Dimensiones de los aisladores para soporte de barras.	64
--	----

Tabla 4. 10: Coeficiente de arrastre para estructuras.	73
---	----

Tabla 4. 11: Constante r para el cálculo de la fuerza de corriente de cortocircuito.	74
---	----

Tabla 4. 12: Máxima longitud efectiva del tramo de barra LE soportada por aisladores para diversas configuraciones de barras.	85
--	----

CAPITULO 6

Tabla 6. 1: Perdidas por cortes de suministro por mantenimiento.	100
---	-----

Tabla 6. 2: Perdidas por cortes de suministro por falla en la LT.	101
--	-----

Tabla 6. 3: Perdidas a las Industrias por fallas en la LT.	101
Tabla 6. 4: Lista de precio de Equipos de Potencia.....	102
Tabla 6. 5: lista de precio de integrados de protección, medición, control y comunicación.....	103
Tabla 6. 6: Lista de Precio de obras civiles.	104
Tabla 6. 7: Resumen del Costo total del Proyecto.....	104

CAPITULO 7

Tabla 7. 1: Características Técnicas de Equipos.....	106
Tabla 7. 2: Características Técnicas de Equipos.....	107
Tabla 7. 3: Características Técnicas de Equipos.....	107
Tabla 7. 4: Características Técnicas de la LT-COV1 y LT-COV2.....	110
Tabla 7. 5: Lista de materiales de Barra Simple.	119
Tabla 7. 6: Lista de materiales de la configuración Barra Doble.....	125
Tabla 7. 7: Liste de Materiales de la Configuración Barra Principal con Barra de Transferencia.....	131
Tabla 7. 8: Clasificación de los Criterios.....	132
Tabla 7. 9: Ponderación de los criterios.....	135
Tabla 7. 10: Comparación de precio de cada configuración planteada.	136
Tabla 7. 11: Descripción de los componentes de la nueva configuración de barra	141
Tabla 7. 12: Cortocircuito Fase -Tierra	155
Tabla 7. 13: Cortocircuito en Fase-Fase-Fase	155
Tabla 7. 14: Características de las terminales del TP	159

Tabla 7. 15: Verificación de resultado.	163
Tabla 7. 16: Lista de Precio de Equipos y Materiales de Potencia.	166
Tabla 7. 17: Lista de Obras Civiles.....	167
Tabla 7. 18: Lista de precio de equipos de sistema integrado de protección, medición, control y comunicación.....	168

LISTA DE ABREVIATURAS

Lista de Símbolo

A	Amper (Intensidad de Corriente)
kA	KiloAmper
V	Voltios
kV	KiloVoltios
VA	VolAmper
MVA	MegaVolAmper
W	Watts
kW	KiloWatts
MW	MegaWatts
m	Metros
km	Kilometros

Lista de Abreviatura

ES-CDO	Estación Campo Dos
ES-K30	Estación Kilometro 30
ES-CVO	Estación Coronel Oviedo
ANDE	Administración Nacional de Electricidad
LT	Línea de transmisión
LT-COV1	Línea de transmisión Coronel Oviedo 1
LT-COV2	Línea de transmisión Coronel Oviedo 2
TP	Transformador de Potencial
TC	Transformador de Corriente

I. INTRODUCCIÓN

Actualmente la línea de transmisión Coronel Oviedo 2 (LT-COV2), que sale de la Estación km30 (ES-K30) y llega hasta la Estación Coronel Oviedo (ES-COV). La Estación Campo Dos (ES-CDO) está en derivación directa de dicha LT, lo cual implica que ante una eventual falla en este circuito, en el tramo ESCDO - ESCOV o en el tramo ESK30 - ESCDO la estación Campo Dos sale fuera de servicio. Así también cuando se hace mantenimientos a los seccionadores de líneas o a los equipos de medición (transformadores de Corriente y Potencial) en la Estación K30 o en la Estación COV, implica fuera de servicio de la línea y eso conlleva que la estación Campo Dos salga fuera de servicio por la misma razón de no estar seccionada la línea LT-COV2. Con ello se deja sin suministro de la energía eléctrica a todos los usuarios representa pérdidas económica a la ANDE por la energía no facturada.

La Estación Campo Dos de la ANDE está ubicada en el kilómetro 200 de la Ruta Nacional PY-02 en la compañía Campo Dos del distrito J. Eulogio Estigarribia

A raíz del problema planteado, el proyecto tiene como objetivo diseñar y dimensionar un esquema de seccionamiento la línea para garantizar la continuidad de servicio de la ES-CDO ante contingencias operativas.

Mediante este trabajo se busca garantizar la continuidad de servicio de la Estación Campo Dos elaborando un diseño y dimensionamiento de un esquema de seccionamiento de línea de transmisión de 220 kV, acorde a un nivel de confiabilidad compatible con la carga alimentada por la misma. Y así ante una falla disponer de una configuración para por seccionar la línea y despejar en tramo fallado, evitando que la estación Campo Dos salga fuera de servicio ante estos casos. Tener la línea seccionada en la Estación CDO permitirá hacer trabajos de mantenimiento a los equipos de línea en la Estación K30 y así también en la Estación COV sin necesidad de sacar fuera de servicio la Estación CDO.

El desarrollo del presente proyecto final de grado se llevará a cabo en varios capítulos; comenzando por antecedentes históricos, estado del arte, definición de términos básicos y los conceptos generales en el capítulo 1. Con el propósito de profundizar la revisión bibliográfica en el capítulo 2 se desarrolla la clasificación de las configuraciones de conexión de barras en subestaciones, seguido de los principales elementos de una subestación eléctrica en el capítulo 3. Continuando con el desarrollo y aun en la sección de revisión bibliográfica, se presenta en el capítulo 4 el proceso de diseño de barras colectoras, definiendo todas sus partes constitutivas y la metodología para su dimensionamiento. A continuación, se conceptualizan herramientas para la evaluación económica del proyecto. El capítulo 6 abarca el resumen ejecutivo del proyecto final de grado y finalmente en el capítulo 7 se desarrolla la ingeniería de diseño.

II. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

CAPÍTULO 1

CONCEPTOS GENERALES

1.1. ESTADO DEL ARTE

Para el seccionamiento de una línea de transmisión se logra mediante configuraciones de la barra. Las configuraciones de barra son variadas dependiendo de la importancia de la Estación, estas configuraciones pueden contar con tecnología de última generación para su control, protección y monitoreo, que permite aumentar la confiabilidad de la Estación.

1.2. DEFINICION DE TERMINOS BASICOS

- **Conductores:** es un material que ofrece poca resistencia al paso de la corriente eléctrica. Generalmente son aleaciones o compuesto con electrones libres que permiten el movimiento de cargas.
- **Consumo:** es la cantidad de energía demandada por un determinado punto de suministro durante un plazo de tiempo denominado periodo de facturación.
- **Tensión:** es la diferencia de potencial (también denominada voltaje) es una magnitud física que cuantifica la diferencia de potencial eléctrica entre dos puntos.
- **Falla:** avería de un equipo eléctrico o en línea de transmisión.
- **Evento:** cambio en el estado normal de funcionamiento de los equipos de una Estación, por la actuación de un relé, a causa de un cortocircuito, sobrecorriente, sobretensión, etc.
- **Fuera de Servicio:** interrupción en el suministro de la energía eléctrica.
- **Posición:** también conocida como bahía. Conjunto de elementos, interruptores seccionadores y accesorios interconectados para comandar un circuito de potencia.

- **Barra:** conjunto de conductores eléctricos que se utilizan como conexión común de los diferentes circuitos de la Estación.
- **Patio 220kV:** espacio físico donde van ubicados los equipos de la Estación

1.3. GENERALIDADES

1.3.1. líneas de transmisión.

Es el conjunto de dispositivos para transportar o guiar la energía eléctrica desde una fuente de generación a los centros de consumo (las cargas). Y estos son utilizados normalmente cuando no es costeable producir la energía eléctrica en los centros de consumo o cuando afecta el medio ambiente (visual, acústico o físico), buscando siempre maximizar la eficiencia, haciendo las perdidas por calor o por radiaciones las más pequeñas posibles [1].

1.3.2. Materiales utilizados en las líneas de transmisión.

Existen varios materiales que son utilizados en las líneas de transmisión, esto de acuerdo a las necesidades de la línea. Por ejemplo el cobre duro es utilizado en las líneas aéreas donde se requiere más propiedades mecánicas de tensión ya que si se pone cobre suave la línea tendera a pandearse debido a la gravedad y a su propio peso. Y en líneas subterráneas se utiliza el cobre suave, debido a que si utilizamos el cobre duro le quitaría la flexibilidad, que estas requieren para su instalación y manejo [1].

Material	Densidad gr/ cm3	Temp. de Fusion °C	Coef. de dilatacion $\times 10^{-4}^{\circ}\text{C}$	Temp. Ideal $R \approx 0 \Omega$	Resistividad Electrica(ρ) 20 °C $\Omega\text{-mm}^2/\text{km}$	Coef. termico de resistividad 20 °C	Conductividad Electrica en % con el cobre suave
Acero	7.90	1400	13	208.5	575-115	0.0016- 0.0032	3-15
Aluminio	2.70	660	24	228	28.264	0.00403	61
Cobre duro	8.89	1083	17	241	17.922	0.00383	96.2
Cobre suave	8.89	1083	17	234.5	17.241	0.00383	100
Plomo	11.38	327	29		221	0.0040	7.8
Zinc	7.14	420	29		61.1	0.004	28.2
Estano	7.28	231.9	0.2270	269.42	120	.0046	

Tabla 1. 1: Materiales Utilizado en Líneas de Transmisión.

1.3.3. Definición de elementos componentes de un sistema de transmisión.

1.3.3.1. Estructura de acuerdo a cantidad de circuitos.

La energía eléctrica se transmite en uno o dos circuitos, esto depende de la demanda de consumo de energía que exista en el punto de entrega, la diferencia entre las estructuras usadas en estos casos corresponde a la cantidad de crucetas que contiene la torre, las de doble circuito están configuradas con tres crucetas a cada lado de la torre, las cuales portarán una fase cada una para la configuración de cada circuito en forma independiente. Las estructuras de simple circuito, están conformadas por dos crucetas a un lado de la torre y una al otro, las cuales en su conjunto forman un circuito eléctrico. La diferencia entre un tipo de configuración y otro, además de la cantidad de crucetas, se refleja en la robustez de la estructura [2].



Figura 1. 1: Estructura de Doble Terna. Figura 1. 2: Estructura de Simple Terna.

1.3.3.2. Estructura de acuerdo a su uso.

1.3.3.2.1. Estructura de suspensión.

Este tipo de estructura corresponde al tipo auto soportante, esto quiere decir que esta estructura sólo trasmite a las fundaciones su peso y el peso de los conductores en el sentido vertical de la estructura, también se le denomina de alineamiento [2].



Figura 1. 3: Torre de Suspensión.

1.3.3.2.2. Estructura de Amarre.

Este tipo de estructura, además de soportar su peso, está expuesta a tensiones adicionales por giro, esto se debe a que este tipo de torre es construida en las deflexiones o ángulos sufridos por el trazado, pero también cuando los tramos rectos de la línea se extienden demasiado se instala una torre de amarre para evitar sobre-tensiones en la línea por efectos externos como viento o sobrepeso debido a hielo, también permite proporcionar puntos firmes en la

línea que impidan la destrucción total de la misma, en caso de ruptura de un conductor o colapso de alguna estructura contenida en tramo [2].



Figura 1. 4: Torre de Amarre.

1.3.3.2.3. Estructura de remate.

Estas son del mismo tipo que las mencionadas anteriormente, la diferencia se debe a que se encuentra al final de la línea, ya sea para su acometida a una subestación o simplemente el término de ésta, por lo que la tensión por un lado en la longitudinal es reducida o simplemente nula. Debido a esto es que en algunos casos se debe estudiar la instalación de tirantes en el lado de menor tensión para compensar los sobreesfuerzos a los que está sometida la estructura [2].

1.3.3.2.4. Estructura especiales.

Este tipo de estructuras serán diseñadas en aquellos puntos de la línea que por razones técnicas sea necesaria su instalación, por ejemplo una de la necesidades puede ser de carácter eléctrico, esto quiere decir que cuando la energía eléctrica viaja distancias considerables se produce una autoinducción

entre las fases componentes de los circuitos, que trae un desequilibrio eléctrico en el circuito, por lo que es necesario cambiar la disposición de los conductores, en este caso se debe estudiar una estructura especial para realizar esta maniobra, a este tipo de estructura se le denomina de transposición de conductores, otro caso sería que por razones topográficas se desee ganar altura desde conductores al suelo, por lo que se deberán emparejar las fases a un mismo nivel, en este caso a esta estructura se le denomina de abatimiento [2].

1.3.4. Subestaciones eléctricas.

Una subestación es un conjunto de dispositivos eléctricos, que forman parte de un sistema eléctrico de potencia; sus funciones principales son: transformar tensiones y derivar a circuitos de potencia [3].

1.3.5. Tensiones normalizadas.

Las tensiones de un sistema de potencia se normalizan, en primer término, dependiendo de las normas que se utilizan en cada país y, en segundo término, según las normas internas de las empresas propietarias de los sistemas eléctricos [3].

1.3.6. Características de operación de las subestaciones eléctricas.

1.3.6.1. Seguridad.

La seguridad es la propiedad de una instalación de operar adecuadamente bajo condiciones normales y anormales de manera que se evite el daño en los equipos o riesgo para las personas [4].

1.3.6.2. Flexibilidad

La flexibilidad es la propiedad de la instalación para acomodarse a las diferentes condiciones que se puedan presentar, bien sea por mantenimiento, por cambios en el sistema o por fallas [4].

1.3.6.3. Confiabilidad.

La confiabilidad se define como la probabilidad de que una subestación pueda suministrar energía durante un periodo de tiempo dado, bajo la condición de que al menos un componente de la subestación esté fuera de servicio. Es decir, que cuando ocurra una falla en un elemento de la subestación se pueda continuar con el suministro de energía después de efectuar una operación interna [4].

1.3.6.4. Modularidad.

El espacio ocupado por el conjunto de equipos pertenecientes a una misma salida de la subestación se denomina "Campo" o "Bahía", por ejemplo, Campo de Línea, Bahía de Transformador, etc. Y es la facilidad que tiene una subestación para cambiar de configuración cuando sus necesidades o el sistema lo requieran [4].

1.3.6.5. Costo.

En todas las decisiones de ingeniería, el costo de los sistemas se debe balancear contra la confiabilidad que estos sistemas [4].

1.3.7. Simbología de equipo eléctrico.

Para la operación correcta y segura de las subestaciones, la nomenclatura para identificar voltajes, estaciones y equipos, será uniforme. Deberá, además, facilitar la representación gráfica por los medios técnicos o tecnológicos disponibles en la operación. Cada uno de los dispositivos eléctricos de que

consta una subestación de potencia se representa por medio de un símbolo simplificado [5].

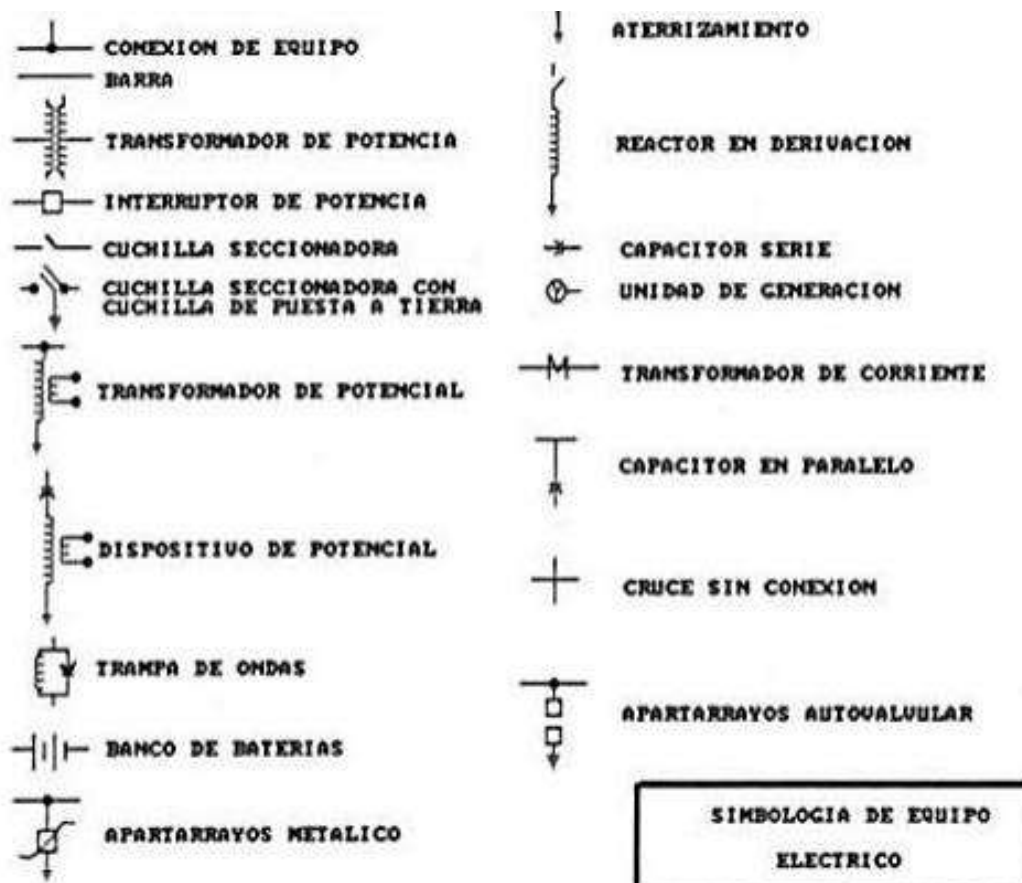


Figura 1. 5: Simbología de Equipos.

1.3.8. Diagrama unifilar.

El diagrama unifilar se una subestación eléctrica es el resultado de conectar en forma simbólica y a través de un solo hilo todo el equipo mayor que forma parte de la instalación, considerando la secuencia de operación de cada uno de los circuitos [3].

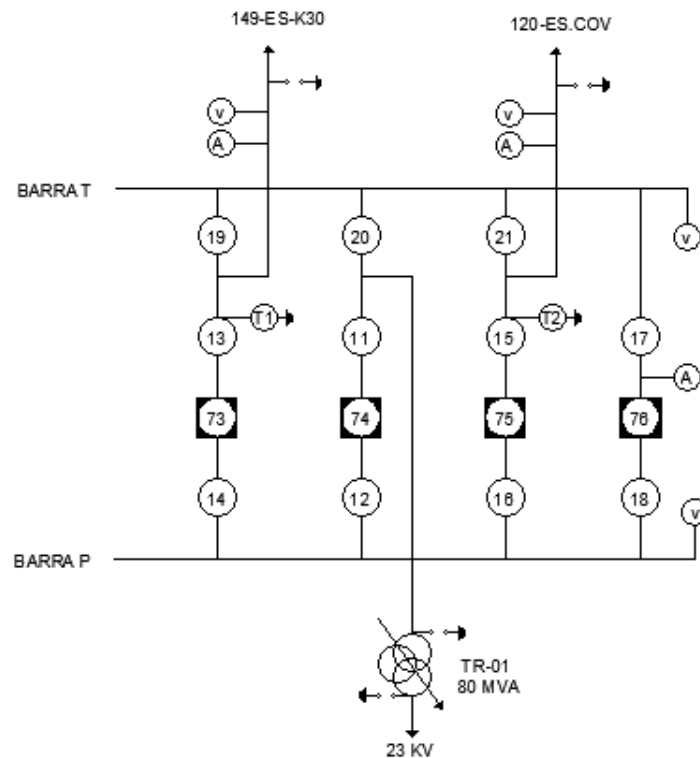


Figura 1. 6: Esquema Unifilar de una Subestación.

1.3.9. Clasificación de las subestaciones eléctricas.

Dependiendo del nivel de voltaje, potencia que manejan, que tipo de servicio que prestan, las subestaciones se pueden clasificar como:

- Subestación elevadora
- Subestaciones reductoras
- Subestaciones de enlace
- Subestaciones en anillo
- Subestaciones radiales
- Subestaciones de Switcheo [4]

Dependiendo de los niveles de tensión también se las puede clasificar de la siguiente manera:

- Subestaciones de transmisión

- Subestaciones de subtransmisión
- Subestaciones de distribución [3]

1.3.9.1. Subestaciones Elevadoras.

Se ubican adyacentes a las centrales eléctricas las cuales modifican los parámetros de la potencia suministrada por los generadores eléctricos, elevando el nivel de voltaje para permitir la transmisión a alta tensión. La razón técnica para realizar esta operación es la conveniencia de transportar la energía eléctrica a larga distancia a tensiones elevadas para reducir las pérdidas resistivas por efecto Joule que dependen de la intensidad de corriente. De esta forma al incrementar el nivel de voltaje de la potencia eléctrica que se quiere transmitir disminuye el nivel de corriente y por lo tanto reducir las pérdidas. Es una Subestación de transformación en la cual la potencia de salida de los transformadores está a una tensión más alta que la potencia de entrada [3].

1.3.9.2. Subestaciones Reductoras.

En estas subestaciones, los niveles de voltaje de transmisión se reducen al siguiente (subtransmisión), o de subtransmisión a distribución o eventualmente a utilización. Estas son subestaciones que se encuentran en las redes de transmisión, subtransmisión o distribución y constituyen el mayor número de subestaciones en un sistema eléctrico [3].

1.3.9.3. Subestaciones de Enlace.

En los sistemas eléctricos, se requiere tener mayor flexibilidad de operación para incrementar la continuidad del servicio y consecuentemente la confiabilidad, por lo que es conveniente el uso de las llamadas subestaciones de enlace.

1.3.9.4. Subestaciones en Radiales.

Cuando una subestación tiene un solo punto de alimentación y no se interconecta con otras, se denomina radial.

1.3.9.5. Subestaciones de Maniobra o Seccionadora de circuito (Switcheo).

En estas subestaciones no se tienen transformadores de potencia, ya que no se requiere modificar el nivel de voltaje de las fuentes de alimentación y solo se hacen operaciones de conexión y desconexión (maniobra o switcheo).

1.3.9.6. Subestaciones de Transmisión.

Las líneas de transmisión son direccionadas hacia las subestaciones receptoras primarias, ubicadas en las inmediaciones de los centros de consumo, con la finalidad de acercar hacia estos la potencia de generación con las menores pérdidas posibles, estas subestaciones alimentan a los sistemas de subtransmisión. Son las que operan con tensiones comprendidas entre 230 kV y 765 kV, considerados de Extra Alto Voltaje (EAV EHV), aunque se están planeando la construcción de subestaciones que operen a voltajes más altos de 1100 kV hasta 1500 kV considerados a un nivel de Ultra Alto Voltaje (EAV – UHV) [4].

1.3.9.7. Subestaciones de Subtransmisión.

Dentro de los centros de consumo se encuentran las subestaciones receptoras secundarias, las cuales son alimentadas por los sistemas de subtransmisión, la función principal de estas subestaciones es de reducir el nivel de tensión para suministrar energía eléctrica al sistema de distribución. Operan con tensiones entre 230 kV y 115 kV, considerados de Alto Voltaje (AV – HV) [4].

1.3.9.8. Subestaciones de Distribución.

Tensiones entre 115kV y 34,5kV.

1.3.10. Distancias de seguridad.

1.3.10.1. Calculo de valor básico.

El valor básico debe garantizar el espaciamiento adecuado para prevenir cualquier riesgo de flameo aún bajo las condiciones más desfavorables. El valor básico está determinado con base en la distancia mínima en aire fase-tierra correspondiente al nivel de aislamiento determinado para la instalación, incrementada un 5% ó 10% como factor de seguridad para tener en cuenta tolerancias en la fabricación y montaje del equipo, así como diferencias de un fabricante a otro [4].

Se deben tomar en cuenta las siguientes consideraciones generales:

- Distancias desde tierra: factores tales como tensión de la instalación, altura de una persona, capa de nieve donde sea aplicable, altura de bases, etc.
- Distancias a vehículos: altura típica de los vehículos de mantenimiento, así como también altura de los camiones que son usados para el transporte de equipos mayores.
- Distancias a cercos, muros, etc.

La distancia de seguridad es la suma de los siguientes valores:

- Un valor básico relacionado con el nivel de aislamiento, el cual determina una "zona de guarda" alrededor de las partes energizadas.
- Un valor que es función de movimientos del personal de mantenimiento, así como del tipo de trabajo y la maquinaria usada. Esto determina una "zona de seguridad" dentro de la cual queda eliminado cualquier peligro relacionado con acercamientos eléctricos [4].

1.3.10.2. Determinación de la zona de seguridad.

Es necesario incrementar el valor básico en una cantidad que depende de la altura del personal de mantenimiento y de la naturaleza del trabajo sobre el equipo, incluyendo los requerimientos de movimiento y acceso. Las dimensiones medias a considerar son una función de la altura de los

operadores y de los diferentes movimientos que estos puedan efectuar. Dichas dimensiones se ilustran en la Figura 1.7 [4].

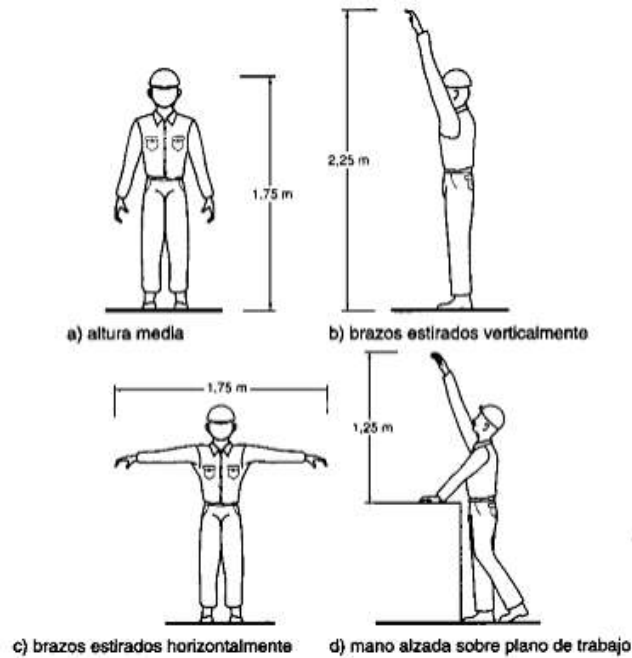


Figura 1. 7: Dimensiones Medida de un Operador.

1.3.10.3. Movimiento del personal.

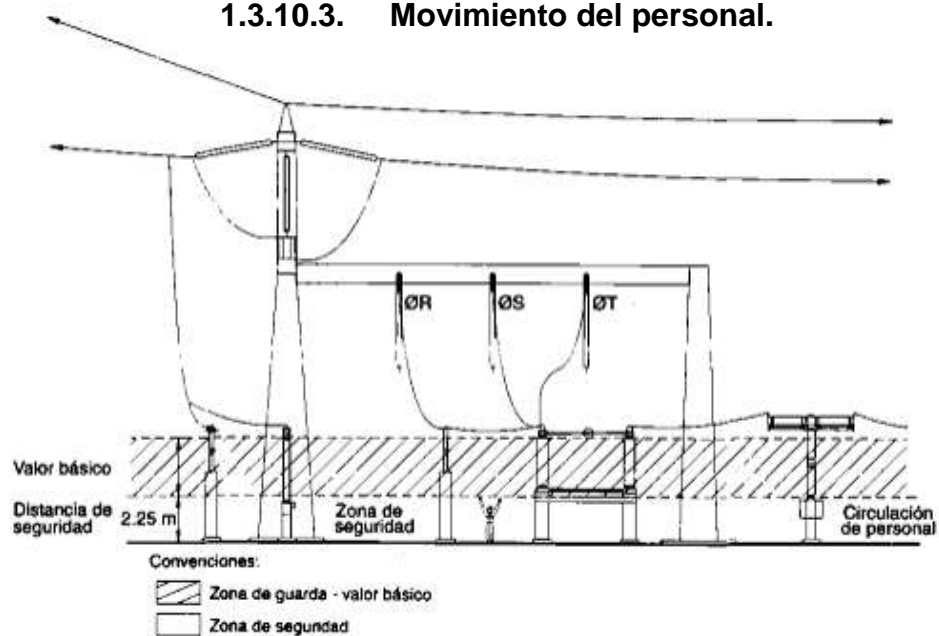


Figura 1. 8: Circulación de Personal.

En ausencia de barreras, muros o mallas protectoras, la distancia de seguridad entre tierra y la parte energizada más baja de la subestación se debe tener en cuenta para la libre circulación del personal. Esta distancia corresponde al valor básico incrementado en 2,25 m Figura 1.7b; así, la distancia entre la base de cualquier aislador de poste o buje y tierra no debe ser menor de 2.25 m. El aislador o buje debe ser considerado como un componente energizado en donde se reduce la tensión gradualmente y sólo la parte metálica inferior está a potencial tierra. La distancia de seguridad se ilustra en la Figura 1.8 [4].

Se entiende que esta distancia de seguridad está dada para una circulación normal en el patio de una subestación, sin que el personal use escaleras u objetos que lo puedan acercar a las partes energizadas. En zonas ocupadas por conexiones o equipo instalado a una altura de piso menor que la definida aquí, el equipo debe estar localizado fuera del alcance del personal por medio de pantallas, mallas, compartimientos o barandas, cuya posición y altura deben ser determinadas en función de las condiciones de movimiento del personal y el tipo de trabajos que se debe desarrollar, siendo los valores extremos como sigue Figura 1.9.

Método 1: Un compartimiento o malla protectora de 2,25 m de altura, separada del conductor o equipo por una distancia igual al valor básico.

Método 2: Una baranda de 1,20 m de altura separada del conductor o equipo por una distancia igual a) valor básico más 0,60 m. como mínimo [4].

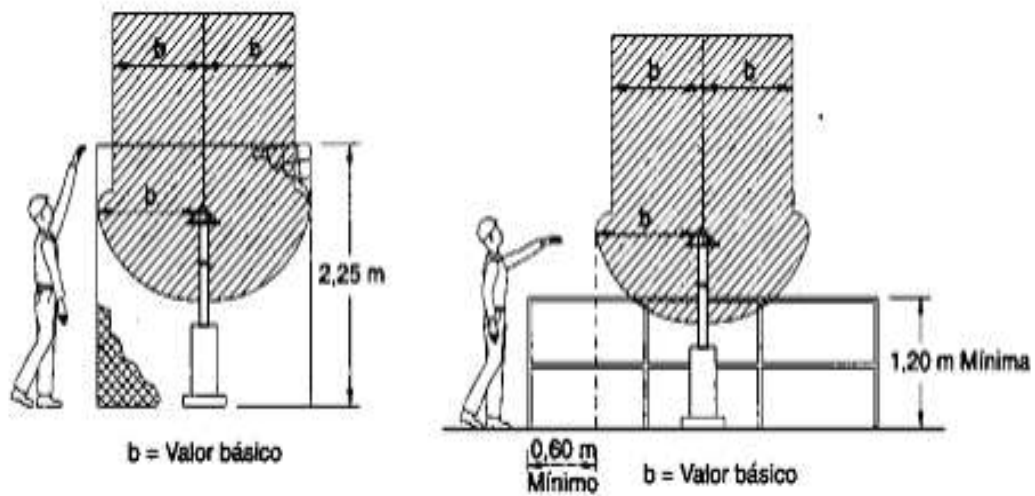


Figura 1. 9: Protección para Equipos de Bajo Nivel.

Para el montaje y mantenimiento de algunos equipos como interruptores, es necesario utilizar una grúa y, por lo tanto, se debe prever una zona de seguridad para estos casos. Esta zona de seguridad Figura 1.10a y 1.10b, está delimitada por el perfil del vehículo más 0,7 m para permitir inevitables imprevisiones en la conducción. De igual forma se debe prever una zona de circulación perimetral.

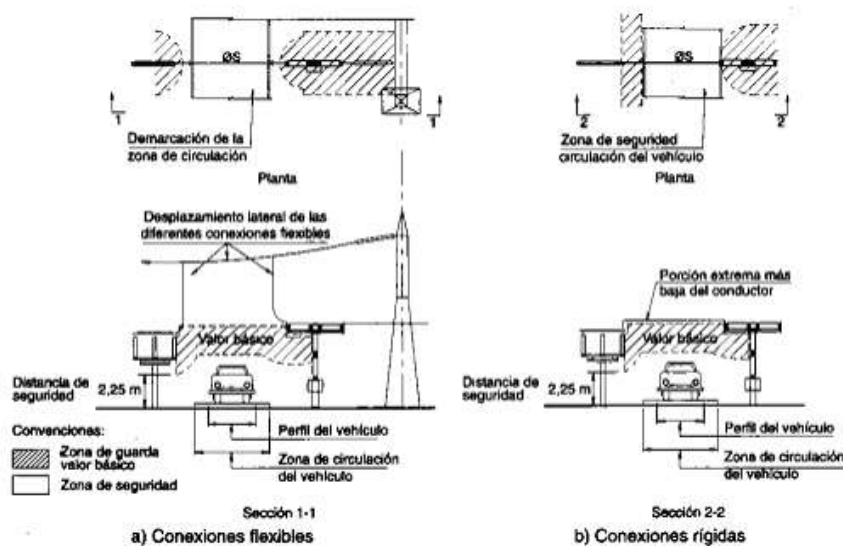


Figura 1. 10: Circulación de Vehículos.

1.3.10.4. Trabajos sobre equipos o sobre conductores.

Cuando se efectúa un trabajo en una subestación con presencia de tensión en los conductores y equipos de los circuitos adyacentes, es necesario prever una zona de protección la cual se debe determinar con base en el mismo principio de los casos anteriores. Dicha zona comprende el valor básico más un valor que será determinado para cada equipo de acuerdo con el trabajo de mantenimiento, el vehículo y las herramientas que normalmente se utilizan. Nunca debe tener un valor inferior a 3 m.

La distancia de seguridad se entiende entre la posición extrema que puede ocupar la conexión del equipo energizado y el borde del equipo sobre el cual se está llevando a cabo el trabajo. Se debe establecer que bajo ninguna circunstancia habrá penetración en la zona del valor básico. En el caso de mantenimiento de rutina que requiera solamente el uso de herramientas livianas Figura 1.10, el factor que se le adiciona al valor básico debe ser:

- Horizontalmente 1.75 m que corresponde a las dimensiones promedio de un operador con los brazos estirados. Figura 1.7c
- Verticalmente 1.25 m por encima del plano de trabajo que corresponde al operador en la posición ilustrada en la Figura 1.7d [4]

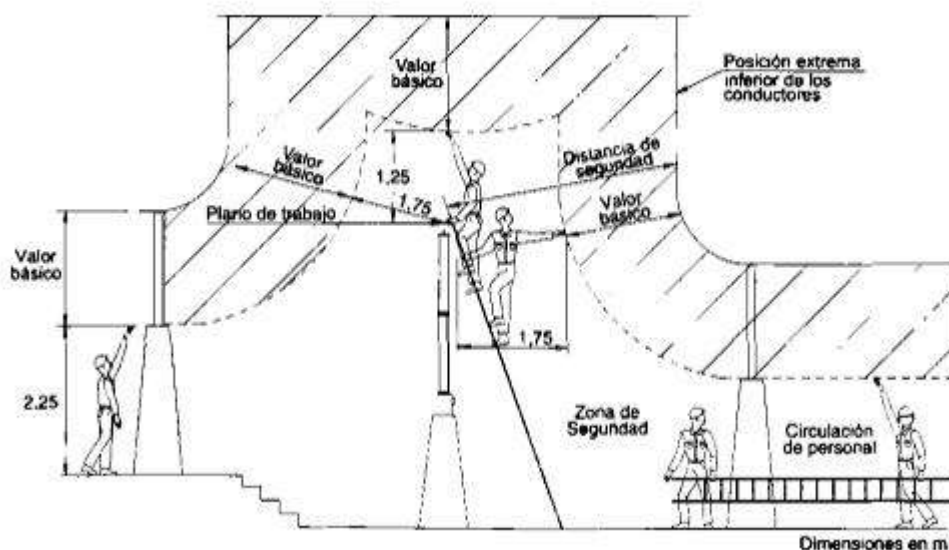


Figura 1. 11: Mantenimiento de Rutina.

CAPITULO 2

2.1. Configuración o arreglos de barra en subestaciones.

Por configuraciones de conexión de barras se entiende aquellas en las cuales cada circuito tiene un interruptor, con la posibilidad de conectarse a una o más barras por medio de seccionadores [4].

Existen varios arreglos de barras para las subestaciones, que son usados por las distintas empresas eléctricas para satisfacer el requerimiento de una operación confiable e inflexible del sistema. Algunos de estos arreglos se usan en las subestaciones de los sistemas eléctricos de potencia, pero también en instalaciones para grandes usuario industriales y comerciales [5].

Los arreglos de barras más comunes son los que se indican a continuación en orden de complejidad y costo [5].

- Barra simple o sencilla
- Barra seccionada
- Barra principal y barra de interconexión
- Barra principal y barra de transferencia
- Barra principal y barra auxiliar
- Barra principal, barra auxiliar y barra de transferencia
- Barra interruptor y medio
- Barra doble interruptor

También es posible conseguir otros arreglos realizando la combinación de algunos de los citados anteriormente [5].

La selección de un arreglo de barra en particular y su representación en un diagrama unifilar, de los llamados simplificados, requiere de un estudio previo donde se determinan los requerimientos de la demanda de energía, las ampliaciones del sistema y la afectación que esto pueda tener, la flexibilidad y facilidad para el mantenimiento, así como los costos asociados a la cantidad de

equipo que interviene en cada arreglo de barras. Los arreglos de barras más comunes son los que se indican a continuación (.....) [5].

2.1.1. Barra simple o sencilla.

Como su nombre lo indica, es una configuración que cuenta con una sola barra colectora al cual se conectan los diferentes circuitos como se muestra en la Figura 2.1. Esta configuración es muy económica, simple y no da mucha posibilidad para una incorrecta operación. Como desventaja principal puede citarse la falta de confiabilidad, flexibilidad y seguridad, teniendo así que suspender el servicio en forma total cuando se requiera hacer una revisión o reparación en la barra colectora o el circuito cuando la reparación o revisión es en el interruptor [4].

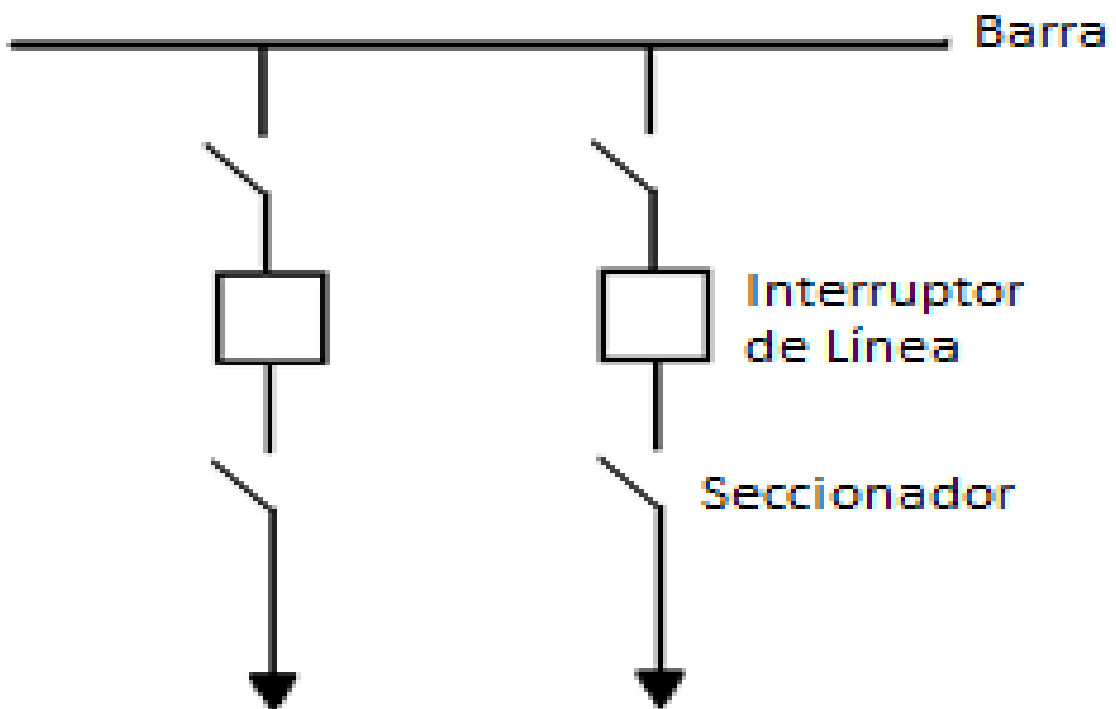


Figura 2. 1: Barra Simple.

2.1.2. Barra seccionada.

Es un arreglo semejante al arreglo barra simple excepto que la barra está seccionada en dos o más secciones por el uso de uno o varios interruptores de unión de barras cada uno de los cuales tiene un par de seccionadores asociados. Este arreglo es más confiable que el anterior, ya que una falla ocurrida en una se la sección no ocasiona la pérdida de la barra en su totalidad, sino que esa sección de barra es aislada del resto de la subestación. Esta configuración, por lo tanto, facilita el mantenimiento de los equipos ya que no se ven afectadas las otras secciones o sus circuitos conectados debido a que se mantiene la alimentación con la operación de los interruptores de unión de barras [4].

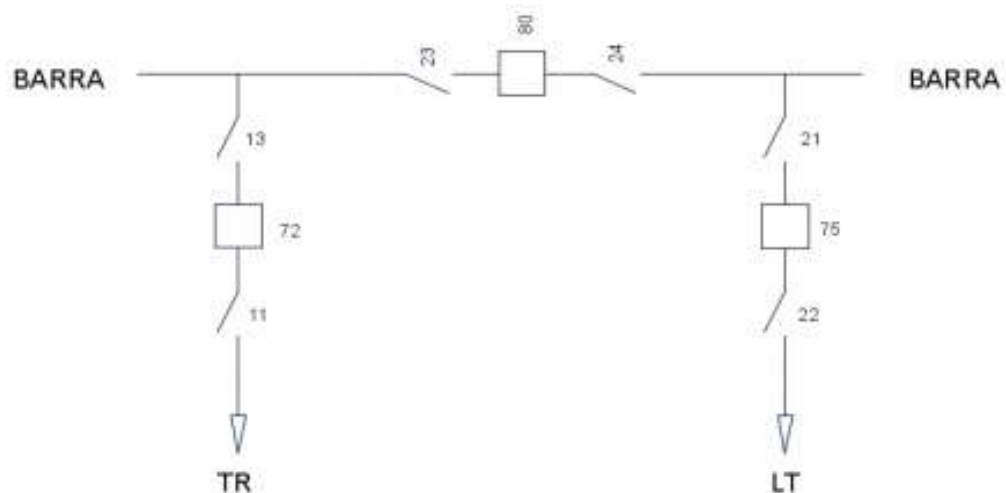


Figura 2. 2: Configuración de Barra Seccionada.

2.1.3. Doble barra.

Para aumentar la flexibilidad a la barra sencilla se puede adicionar una segunda barra principal y un interruptor para el acoplamiento de las dos barras conformándose así una configuración llamada de doble barra, como la mostrada en la Figura 2.3 [4].

Esta configuración es flexible pues permite separar circuitos en cada una de las barras, pudiendo dividir sistemas; además, tiene confiabilidad, pero no

seguridad por falla en barras y en interruptores. Dada su flexibilidad, se puede usar el acople como seccionador de barras, permitiendo así conectar a una y otra barra circuitos provenientes de una misma fuente sin necesidad de hacer cruce de las líneas a la entrada de la subestación [4].

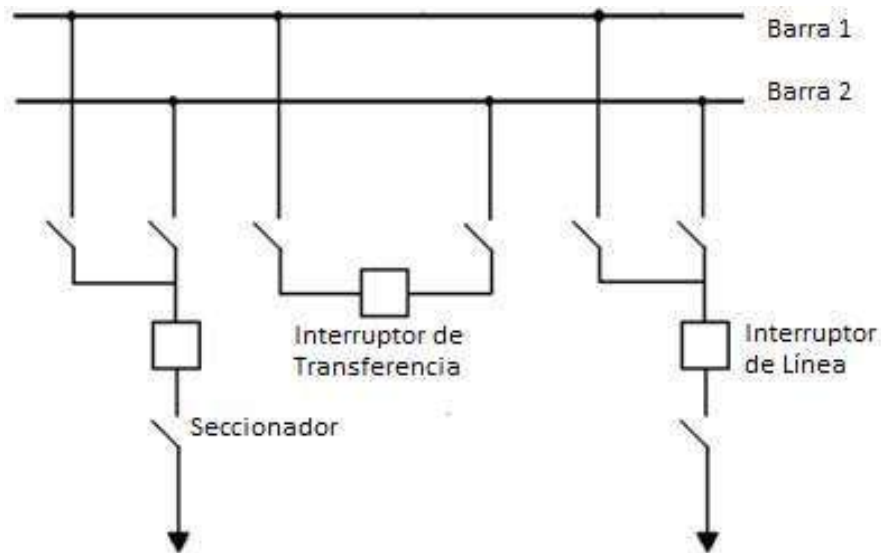


Figura 2. 3: Arreglo Doble Barra

2.1.4. Doble barra con seccionador de by-pass o paso directo.

Reúne, pero no simultáneamente, las características de la barra principal con barra de transferencia y la doble barra. Esto se logra a partir de la doble barra conectando un seccionador de by-pass o paso directo al interruptor de cada salida y adicionando además otro seccionador adyacente al interruptor para poder aislarlo Figura 2.4. Con estos seccionadores adicionales se puede operar la subestación, complementariamente a la operación normal de doble barra, con una barra siendo la principal y la otra la de transferencia para uno cualquiera de los interruptores de línea que se encuentre en mantenimiento. Cuando se tienen circuitos conectados a una y otra barra no es posible hacer mantenimiento a interruptores sin suspender el servicio, pues para ello se necesitaría que una de las barras estuviera completamente libre para usarla

como barra de transferencia, no presentándose así conjuntamente las propiedades de flexibilidad y confiabilidad [4].

Esta configuración es la que requiere un mayor número de equipos por campo, presentándose así mismo más elevada posibilidad de operación incorrecta durante maniobras [4].

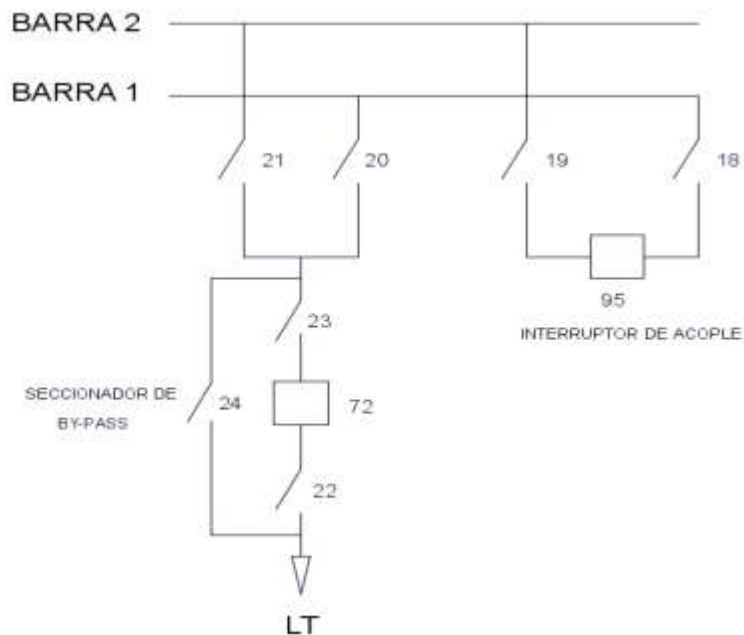


Figura 2. 4: Doble Barra con Seccionador Bay-Pass

2.1.5. Doble barra con doble interruptor.

En esta configuración se duplican las barras como los interruptores de cada circuito Figura 2.5. Presenta la mayor seguridad, tanto por falla en barras como en interruptores, entre todas las configuraciones y gran libertad para operación, para trabajos de revisión y mantenimiento. Para lograr la mayor seguridad, cada circuito se conecta a ambas barras o sea que la aplicación normal es todos los interruptores cerrados y las dos barras energizadas. En algunos casos, los circuitos se pueden separar en dos grupos conectándolos cada uno por una barra; en tal condición, la falla en una de las barras saca del servicio todo lo q está conectado a ella, perdiéndose la seguridad que brinda la

operación normal y no justificándose el extra costo con respecto a una doble barra. Es la configuración más costosa a expensas de la seguridad [4].

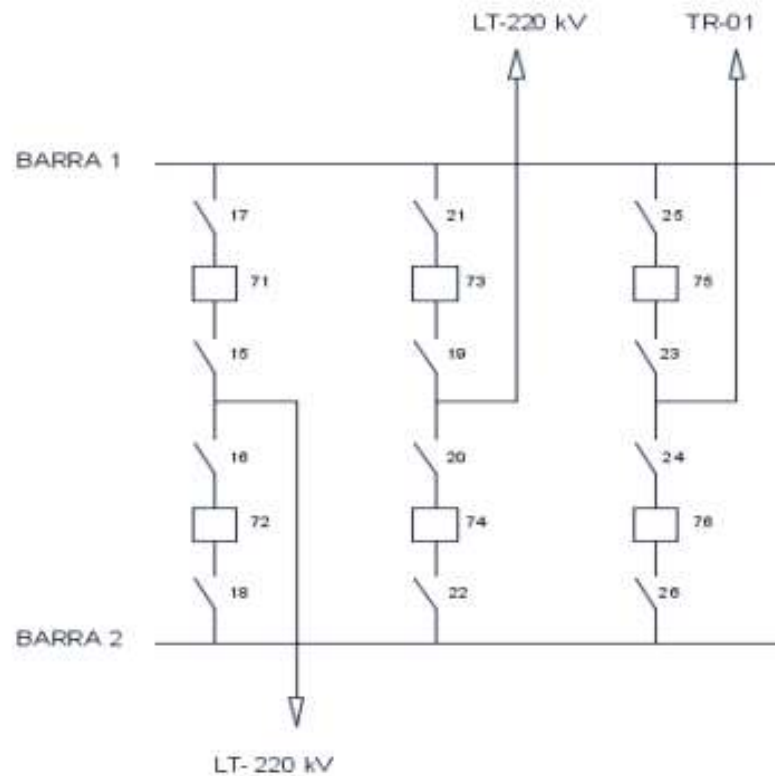


Figura 2. 5: Arreglo de Doble Barra con Doble Interruptor.

2.1.6. Barra principal con barra de transferencia.

Esta configuración puede tener algunas variantes, en este tipo de arreglo cada línea de transmisión está conectada a la barra de transferencia por medio de un seccionador, como puede apreciarse en la Figura 2.6. La barra de transferencia está conectada a la barra principal por medio de un interruptor de acople, cumpliendo la función de alternativa de suministro a cualquiera de las líneas o posición de salida [5].

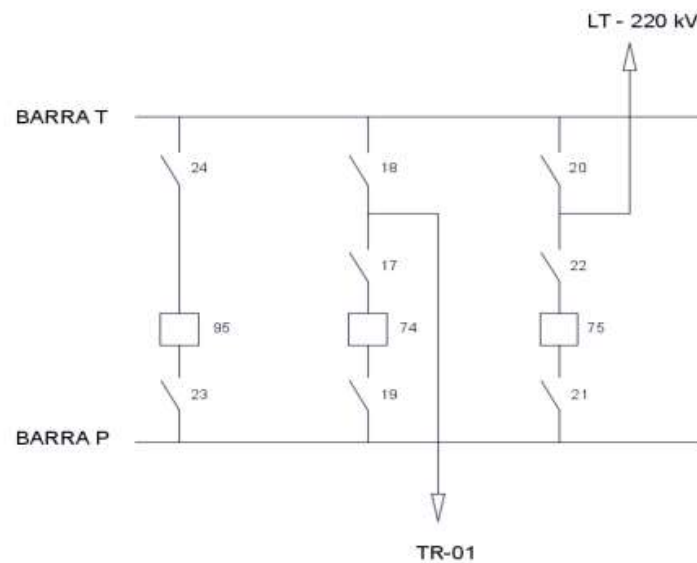


Figura 2. 6: Barra Principal con Barra de Transferencia.

2.1.7. Doble barra colectora con barra colectora de transferencia.

Es una combinación de la barra principal con barra de transferencia y la doble barra, ya que se tienen doble barras principales más una barra de transferencia, dando como resultado un arreglo que brinda simultáneamente confiabilidad y flexibilidad. Como una desventaja puede anotarse que requiere de una mayor superficie en comparación a otras. Normalmente se usan dos interruptores para las funciones de acople y transferencia, respectivamente, pudiéndose así efectuar en forma simultánea ambas operaciones Figura 2.7. En algunos casos se utiliza un sólo interruptor (con el debido arreglo de seccionadores) perdiéndose así la función fundamental de las tres barras, con lo cual se asimila esta configuración a la de doble barra y barra principal con barra de transferencia [4].

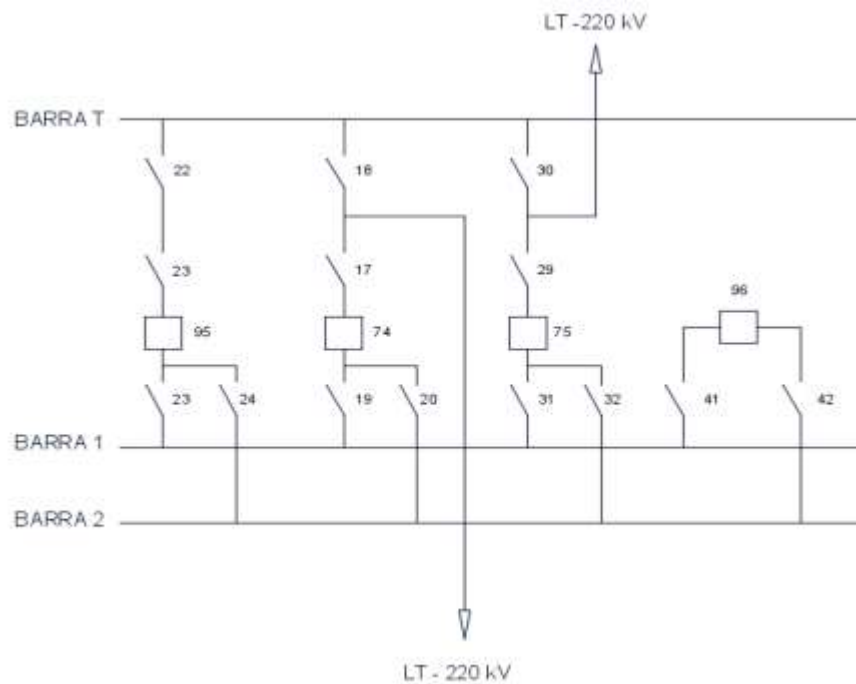


Figura 2. 7: Configuración de Doble Barra Principal con Barra de Transferencia.

2.1.8. Interruptor y medio.

Esta configuración debe su nombre al hecho de existir tres interruptores por cada dos salidas Figura 2.8. Un grupo de tres interruptores, llamado diámetro (bahía2 en los Estados Unidos de América), se conecta entre los dos barrajes principales. Se puede hacer mantenimiento a cualquier interruptor o barraje sin suspender y sin alterar el sistema de protección; además, una falla en un barraje no interrumpe el servicio a ningún circuito, presentando así un alto índice de confiabilidad y de seguridad tanto por falla en los interruptores como en los circuitos y en las barras. Normalmente se opera con ambas barras energizadas y todos los interruptores cerrados y, por tal motivo, no es flexible, el tener dos barras no significa que los circuitos puedan ser conectados independientemente a cualquiera de ellas manteniendo la configuración, como es el caso de la doble barra [4].

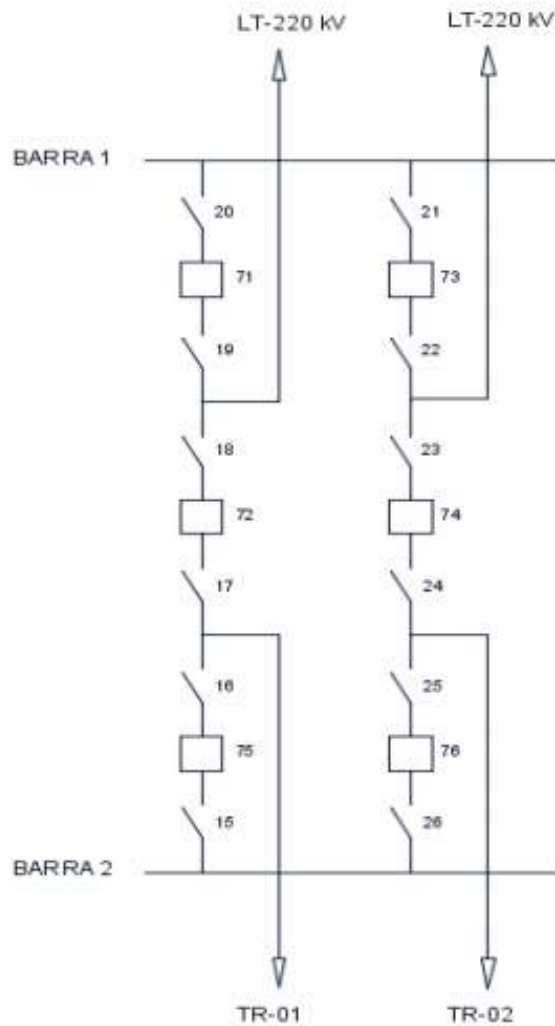


Figura 2. 8: Configuración Interruptor y Medio

2.1.9. Anillo.

En esta configuración no existe una barra colectora como tal, la conexión de los circuitos se realiza sobre un anillo formado por interruptores, con los circuitos conectados entre cada dos de ellas Figura 2.9. Para aislar el circuito es necesaria la apertura de los dos interruptores correspondientes, abriéndose así el anillo. Es una configuración económica y segura, además de confiable, pero sin flexibilidad. El principal inconveniente consiste en que en caso de falla en un

circuito mientras se hace mantenimiento en otro, el anillo puede quedar dividido y presentar falta de servicio para alguna de las partes, o perderse la seguridad en el sistema [4].

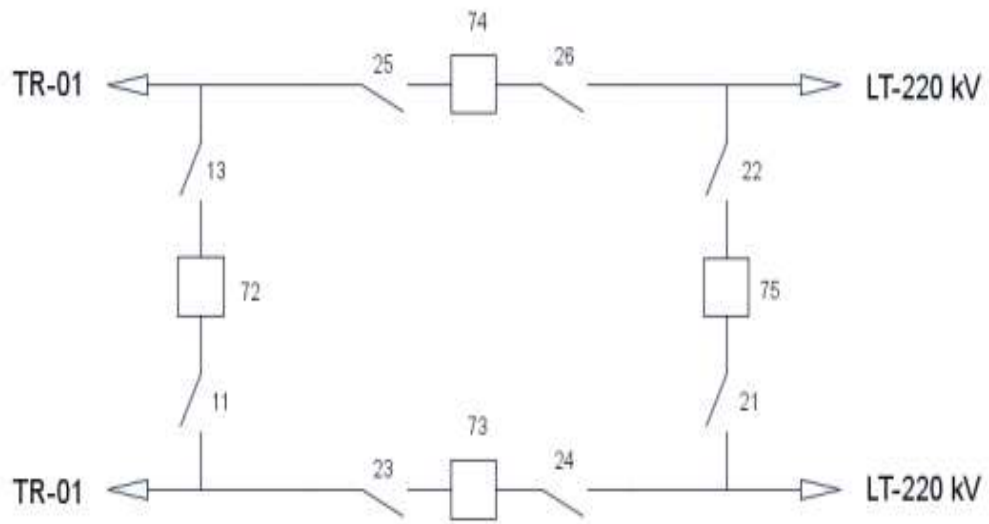


Figura 2. 9: Configuración en Anillo

CAPITULO 3.

3.1. Elementos de una subestación eléctrica.

3.1.1. Transformadores.

3.1.1.1. Transformador de Potencia.

Los transformadores se definen como maquinas estáticas que tienen la misión de transmitir, mediante campo electromagnético alterno, la energía eléctrica de un sistema, con determinada tensión, a otro sistema con tensión deseada [6].

Los transformadores de potencia están destinados a transformar potencias de cierta consideración, alimentados por tensión y frecuencia fijas [6].



Figura 3. 1: Transformador de Potencia de la Estación Campo Dos.

3.1.1.1.1. Partes Principales de un transformador de potencia.

Se pueden considerar formado por tres partes principales:

3.1.1.1.1.1. Parte Activa.

Es formada por un conjunto de elementos separados del tanque principal y que agrupa los siguientes elementos:

- 1- Núcleo:** Éste constituye el circuito magnético, que está fabricado en láminas de acero al silicio, con espesor de 0.28 mm.
- 2- Bobinas:** Éstas constituyen el circuito eléctrico. Se fabrican utilizando alambres o soleras de cobre o de aluminio.
- 3- Cambiador de derivaciones:** Constituye el mecanismo que permite regular la tensión de la energía que fluye de un transformador.
- 4- Bastidor:** Está formado por un conjunto de elementos estructurales que rodean el núcleo y las bobinas, cuya función es soportar los esfuerzos mecánicos y electromagnéticos que se desarrollan durante la operación del transformador [3].

3.1.1.1.1.2. Parte Pasiva.

Consiste en el tanque donde se aloja la parte activa; se utiliza en los transformadores cuya parte activa va sumergida en líquidas. El enfriamiento de los transformadores se clasifica en los siguientes grupos:

- 1- Clase OA: enfriamiento por aire. Circulación natural.
- 2- Clase OW: enfriamiento por agua a través de un serpentín. Circulación natural.
- 3- Clase FOA: enfriamiento por aceite y aire forzados [3].

3.1.1.1.1.3. Accesorios.

Los accesorios de un transformador son un conjunto de partes y dispositivos que auxilian en la operación y facilitan las labores de mantenimiento. Entre

estos elementos, alguno de los cuales se observan en la Figura 3.2, destacan los siguientes:

- a) **Tanque conservador:** es un tanque extra colocado sobre el tanque principal del transformador, cuya función principal es absorber la expansión del aceite debido a los cambios de temperatura, provocados por el incremento de la carga.
- b) **Boquillas:** son los aisladores terminales de las bobinas de alta y baja tensión que se utilizan para atravesar el tanque o la tapa del transformador.
- c) **Tableros:** es un gabinete dentro del cual se encuentran los controles y protecciones de los motores de las bombas de aceite, de los ventiladores, de la calefacción del tablero, del cambiador de derivaciones bajo carga, etc.
- d) **Válvulas:** es un conjunto de dispositivos que se utilizan para el llenado, vaciado, mantenimiento y muestreo del aceite del transformador.
- e) **Conectores de tierra:** son unas piezas de cobre soldadas al tanque, donde se conecta al transformador a la red de tierra.
- f) **Placa de características:** esta placa se instala en un lugar visible del transformador y en ella se graban los datos más importantes como la potencia, tensión, por ciento de impedancia, número de serie, diagrama vectorial y de conexiones, numero de fases, frecuencia, elevación de temperatura, altura de operación entre otros [3].



Figura 3. 2: Accesorios de un Transformador de Potencia.

3.1.1.2. Transformadores de Instrumentos.

Son unos dispositivos electromagnéticos cuya función principal es reducir a escala, las magnitudes de tensión y corriente que se utilizan para protección y medición de los diferentes circuitos de una subestación, o sistema eléctrico en general [3].

3.1.1.2.1. Transformador de tensión o potencial (TP).

Normalmente en sistemas con tensiones superiores a los 600 V las mediciones de tensión no son hechas directamente en la red primaria sino a través de equipos denominados transformadores de tensión. Estos equipos tienen las siguientes finalidades:

- Aislar el circuito de baja tensión (secundario) del circuito de alta tensión (primario).
- Procurar que los efectos transitorios y de régimen permanente aplicados al circuito de alta tensión sean reproducidos lo más fielmente posible en el circuito de baja tensión.

En cuanto a los tipos, los transformadores de tensión pueden ser: inductivos (Figura 3.3), divisores capacitivos (Figura 3.4), divisores resistivos y divisores mixtos (capacitivo-resistivo).

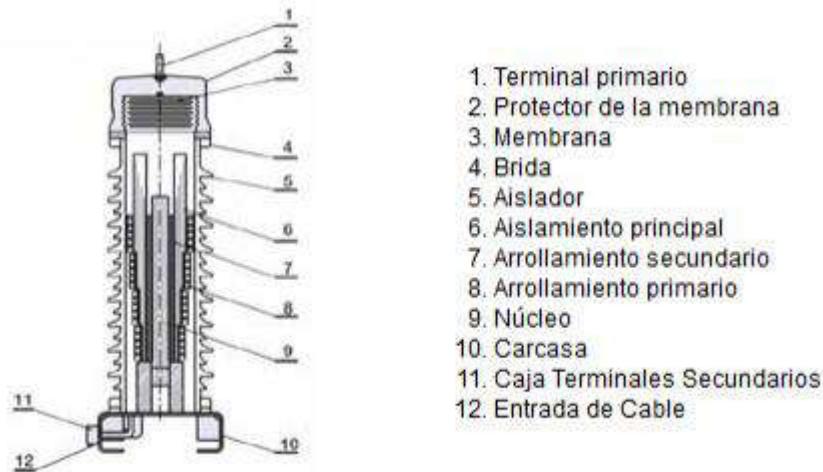


Figura 3. 3: Transformador de Tensión Inductivo

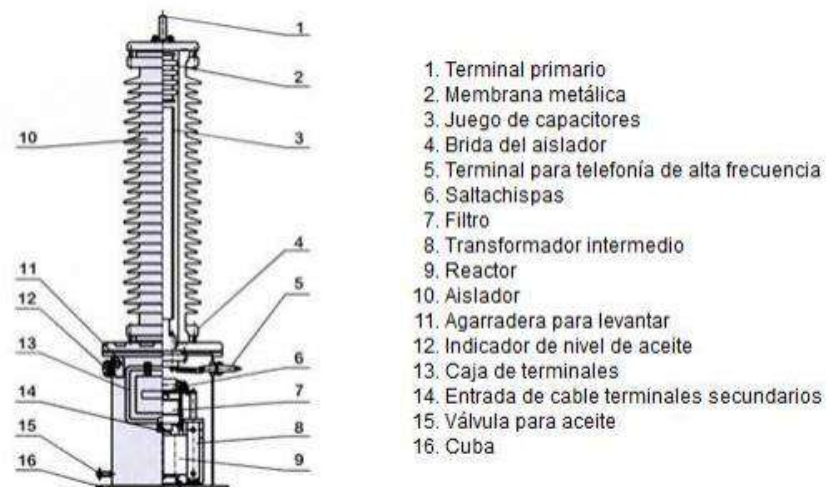


Figura 3. 4: Transformador de Tensión Capacitivo

3.1.1.2.2. Transformador de corriente (TC).

Son aparatos en que la corriente secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la corriente primaria,

aunque ligeramente desfasada. Desarrollan dos tipos de función: transformar la corriente y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión [3].

Los transformadores de corriente son utilizados para efectuar las mediciones de corriente en sistemas eléctricos. Tienen su devanado primario conectado en serie con el circuito de alta tensión. La impedancia del transformador de corriente, vista desde el lado del devanado primario, es despreciables comparada con la del sistema en el cual estará instalado, aun si se tiene en cuenta la carga que se conecta en su secundario [4].

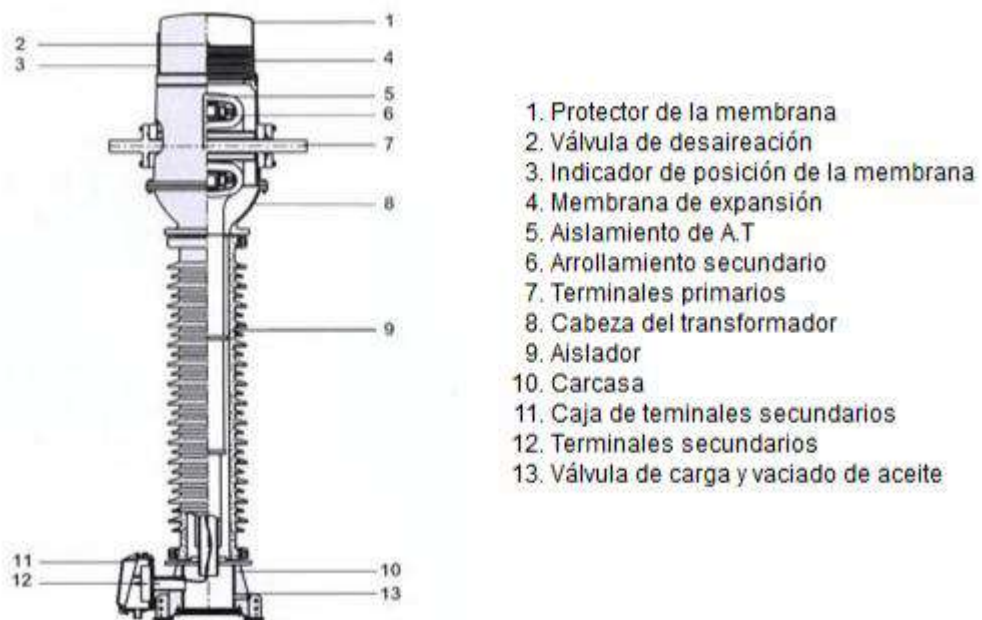


Figura 3. 5: Transformador de Corriente y sus Partes.

3.1.1.2.3. Clasificación de los transformadores de corriente.

a). Según su construcción

Los transformadores de corriente pueden tener las siguientes variantes:

- Con varios núcleos

- Secundario de relación múltiple

b) Según su utilización

Los transformadores de corriente, según su utilización, se clasifican en dos tipos:

- Transformadores de medida: son los transformadores de corriente utilizados para alimentar instrumentos de medida, contadores de energía y otros instrumentos análogos.
- Transformadores de protección: son los transformadores de corriente utilizados para alimentar relés de protección. Dependiendo de las características de su funcionamiento, los núcleos de los transformadores de corriente para protección pueden ser de varios tipos [4].

3.1.2. Interruptores.

3.1.2.1. Interruptor de potencia.

3.1.2.1.1. Interruptor en SF₆ (hexafluoruro de azufre).

Las propiedades químicas del hexafluoruro de azufre gaseoso (SF₆) lo hacen un medio excelente de aislamiento y enfriamiento del arco eléctrico. Los interruptores de SF₆ en su relativa corta existencia ya dominan el mercado de los interruptores de alta tensión y en ese proceso han hecho obsoletas las tecnologías del aceite y del aire comprimido [4].

Durante el proceso de apertura, el arco generado entre los contactos se alarga en la medida que se separan y el gas SF₆ que está en el interior de la cámara de ruptura y que pasa por una boquilla de soplado se empuja a una presión considerable sobre el arco, combinando la acción del pistón y del arco, el chorro de gas enfría y simultáneamente interrumpe el arco eléctrico, quedando restablecido el dieléctrico, con lo que se evita la mayoría de las veces el reencendido de arco.

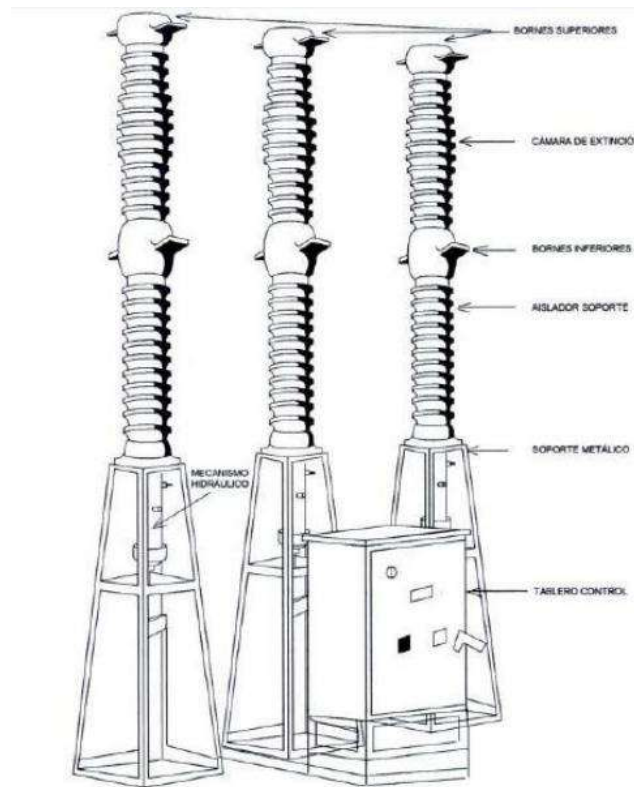


Figura 3. 6: Interruptor de Hexafluoruro de Azufre (SF6)

Las propiedades generales más importantes que debe poseer el hexafluoruro de azufre para su aplicación en los Interruptores y que cumpla con su función de aislante eléctrico, refrigerante y un agente para extinguir el arco eléctrico son las siguientes:

- Alta rigidez dieléctrica.
- Estabilidad química.
- Estabilidad Térmica.
- Baja temperatura de licuefacción.
- No inflamabilidad.
- Alta conductividad térmica.
- Inerte.
- Habilidad para extinguir el arco Eléctrico [3].

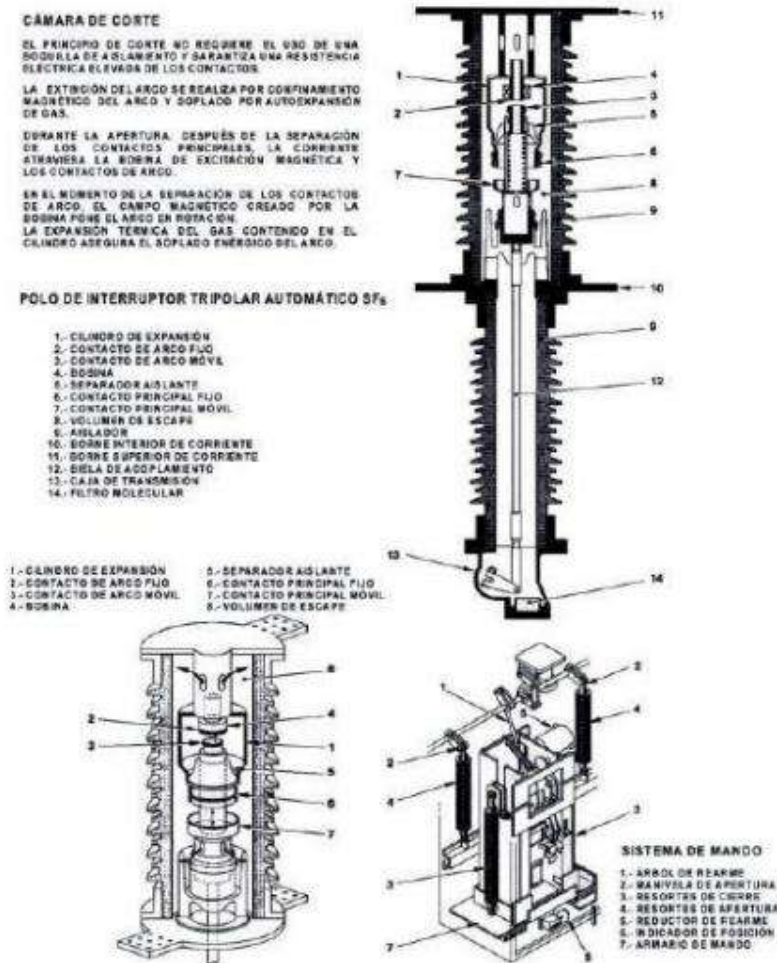


Figura 3. 7: Partes Principales de un Interruptor SF6

Las principales ventajas de este tipo de interruptores son:

- Después de la apertura de los contactos ionizados no escapan al aire, por lo que la apertura del interruptor no produce casi ruido.
- Alta rigidez y eléctrica, Del orden de tres veces la del aire.
- El SF6 es estable. Expuesto al arco se disocia en ese SF4 y SF2 y en fluoruros metálicos, pero al enfriarse se recombinan de nuevo en SF6.

- d) Buena conductividad térmica, desde el orden de tres veces la del aire.
- e) La presión utilizada para la interrupción del arco es una fracción de la requerida en interruptores neumáticos [3].

3.1.3. Seccionador o cuchillas.

Son dispositivos que sirven para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica, para efectuar maniobras de operación o bien para darle mantenimiento. Las cuchillas pueden abrir circuitos bajo la tensión nominal pero nunca cuando esté fluyendo corriente a través de ellas. Antes de abrir un juego de cuchillas siempre deberá abrirse primero el interruptor correspondiente. La diferencia entre un juego de cuchillas y un interruptor, considerando que los dos abren o cierran circuitos, es que las cuchillas no pueden abrir un circuito con corriente y el interruptor si puede abrir con cualquier tipo de corriente, desde el valor nominal hasta el valor de cortocircuito [3].

3.1.3.1. Componente de un seccionador o cuchilla.

Las cuchillas están formadas por una base metálica de lámina galvanizada con un conector para portátil; dos o tres columnas de aisladores que fijan el nivel básico de impulso y encima de estos la cuchilla. La cuchilla está formada por una parte móvil y la parte fija que es una mordaza que recibe y presiona la parte móvil [3].

3.1.3.2. Tipos de seccionadores.

3.1.3.2.1. Horizontales.

Pueden ser de tres postes. El mecanismo hace girar el poste central que origina el levantamiento de la parte móvil de la cuchilla (Figura 3.8). Para compensar el peso de la cuchilla, la hoja móvil tiene un resorte que ayuda a la

apertura. Otro tipo de cuchilla horizontal es aquel en que la parte móvil de la cuchilla gira en un plano horizontal. Este giro se puede hacer de dos formas. Cuchilla con dos columnas de la Dolores que giran simultáneamente y arrastran las dos hojas, Una que contiene la mordaza y la otra el contacto macho según la Figura 3.8. La otra forma es una cuchilla horizontal con tres columnas de aisladores. La columna central gira en su parte superior soporta el elemento móvil. Las dos columnas externas son fijas y en su parte superior sostienen las mordazas fijas según se observa la Figura 3.8.

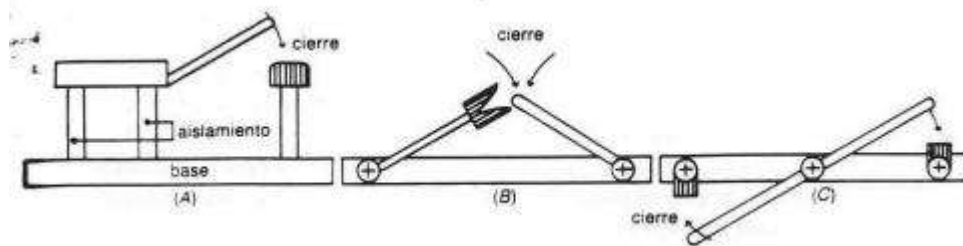


Figura 3. 8: Tipos de Cuchillas o Seccionadores Horizontales.

3.1.3.2.2. Horizontal invertido.

Es igual a la cuchilla de la Figura 3.8, pero las tres columnas de aisladores encuentran colgando de la base. Para compensar el peso de la hoja de la cuchilla se encuentra un besote que, en este caso, ayuda al cierre de la misma; por otro lado, los aisladores deben fijarse en la base en forma invertida al caso para evitar que se acumule el agua [3].

3.1.3.2.3. Vertical.

Es igual a la cuchilla de la figura A, pero los tres aisladores se encuentran en forma horizontal Y la base está en forma vertical. Para compensar el peso de la hoja de la cuchilla también tienen un resorte que, en este caso, ayuda a cerrar la cuchilla [3].

3.1.3.2.4. Semipantografo.

Son cuchillas de un solo poste aislante sobre el cual se soporta la parte móvil. Esta está formada por un sistema mecánico de barras conductoras que tienen la forma del pantógrafo que se utilizan en las locomotoras eléctricas.

La parte fija está colgada de un cable o de un tubo exactamente sobre el pantógrafo de tal manera que al irse elevando la parte superior de este se conecta con la mordaza fija cerrando el circuito. La ventaja principal de este sistema es que ocupa el menor espacio posible y la desventaja es que la barra debe tener siempre la misma tensión, o sea la misma altura de la catenaria, aun considerando los cambios de temperatura. Los elementos de conexión de la cuchilla están formados, de un lado, por la cuchilla y el otro, por el elemento fijo o mordaza, que es un contacto formado por varios dedos metálicos, los cuales presionan por medio de resortes individuales que se utilizan para mantener una presión alta en el contacto y por lo tanto pérdidas bajas, por efecto joule, en los puntos de contacto [3].



Figura 3. 9: Seccionador Tipo Semi-Pantografo.

3.1.4. Dispositivos IEDs.

El IED es un dispositivo de protección y control basado en microprocesador, que se aplica a equipos eléctricos como interruptores, transformadores o baterías de condensadores [ABB]. Es el término utilizado en la industria de la energía eléctrica para describir equipos de regulación electrónica inmersos en los sistemas eléctricos.

En general, la norma busca que IEDs de distintos fabricantes sean capaces de intercambiar procesos y datos entre ellos mediante la abstracción de la información necesaria, de manera que los niveles inferiores del sistema de comunicaciones sean transparentes. Estos equipos se denominan Controladores de Bahía o Posición eléctrica, puesto que tienen la función de concentrar las señales de control provenientes de los equipos de patio y de enviar las señales de operación e interbloqueos para los mismos ABB.



Figura 3. 10: Dispositivo Electrónico Inteligente (IED)

3.1.4.1. Funcionamiento de los IEDs.

Los IEDs reciben datos de los sensores y diversos dispositivos eléctricos, y puede informar los comandos de control, tales como interruptores que se disparan cuando se detectan voltajes, corrientes o frecuencias anómalas, cuando se suceden las variaciones por el aumento o niveles de tensión inferior para mantener el nivel deseado. Un IED típico puede contener alrededor 5-12 funciones de la protección, 5-8 funciones de control que controlan los dispositivos separados, una función del “autoreclosed”, la función de auto-supervisión, las funciones de comunicación. Por lo tanto, se nombran convenientemente como dispositivos electrónicos inteligentes ABB.

3.1.4.2. Tipos de IEDs más utilizados.

Los tipos comunes de IEDs incluyen los dispositivos, los reguladores de carga, los reguladores de interruptores, los interruptores del banco de condensadores, los reguladores, reconectadores, los reguladores de voltaje, etc. Los sistemas de protección de retransmisión ABB.

3.1.4.3. Normalización de los IEDs.

La norma IEC61850 para la Automatización de la Subestaciones, que proporcionan interoperabilidad y capacidades avanzadas de comunicaciones en el control de las redes eléctricas. La tecnología de automatización incluye los Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED, por sus siglas en inglés), las plataformas computacionales, los sistemas operativos, las redes de comunicación y las interfaces gráficas de usuario [7].

CAPITULO 4

4.1. Diseño de barras colectoras.

Se llaman barras colectoras al conjunto de conductores eléctricos que se utilizan como conexión común de los diferentes circuitos de que consta una subestación. Los circuitos que se conectan o derivan de las barras pueden ser generadores, líneas de transmisión, bancos de transformadores, bancos de tierra, etc. En una subestación se pueden tener uno o varios juegos de barras que agrupen diferentes circuitos en uno o varios niveles de voltaje, dependiendo del propio diseño de la subestación.

Las barras colectoras están formadas principalmente de los siguientes elementos:

- a) Conductores eléctricos
- b) Aisladores: que sirven de elemento aislante eléctrico y de soporte mecánico del conductor.
- c) Conectores y herrajes: que sirven para unir los diferentes tramos de conductores y para sujetar el conductor al aislador.

El diseño de las barras colectoras implica la selección apropiada del conductor en lo referente al material, tipo y forma del mismo, a la selección de los aisladores y sus accesorios, y a la selección de las distancias entre apoyos y entre fases. El diseño se hace con base a los esfuerzos estáticos y dinámicos a que están sometidas las barras, y según las necesidades de conducción de corrientes, disposiciones físicas, etc. La selección final de las barras se hace atendiendo aspectos económicos, materiales existentes en el mercado y normas establecidas [3].

4.2. Barras.

El elemento principal de que se componen las barras colectoras es el conductor eléctrico que llamaremos barra. Cada juego de barras consta de tantos conductores como fases o polos que componen el circuito, ya sea que se tenga corriente alterna o directa [3].

4.2.1. Tipos de barras.

Los tipos normalmente usados son los siguientes:

4.2.1.1. Cables.

El cable es el conductor formado por un haz de alambres trenzados en forma helicoidal. Es el tipo de barra más comúnmente usado. También se han usado conductores de un solo alambre en subestaciones de pequeña capacidad.

Las principales ventajas del uso de cable son:

- a) Es el más económico de los tres tipos.
- b) Se logran tener claros más grandes.

Sus desventajas son:

- a) Se tienen mayores pérdidas por efecto corona.
- b) También se tienen mayores pérdidas por efecto superficial. Los materiales más usados para cables son el cobre y el aluminio reforzado con acero (ACSR). Este último tiene alta resistencia mecánica, buena conductividad eléctrica y bajo peso.

Dependiendo de la capacidad de energía y para reducir las pérdidas por efecto corona se usan conjuntos de 2, 3 y 4 cables unidos por separadores especiales [3].

4.2.1.2. Tubos.

Las barras colectoras tubulares se usan principalmente para llevar grandes cantidades de corriente, especialmente en subestaciones de bajo perfil como las instaladas en zonas urbanas.

El uso de tubo en subestaciones compactas resulta más económico que el uso de otro tipo de barra. En subestaciones con tensiones muy altas, reduce el área necesaria para su instalación además de que requiere estructuras más ligeras. Los materiales más usados para tubos son el cobre y el aluminio.

Las principales ventajas del uso de tubos son:

- a) Tiene igual resistencia a la deformación en todos los planos.
- b) Reduce el número de soportes necesarios debido a su rigidez.
- c) Facilita la unión entre dos tramos de tubo.
- d) Reduce las pérdidas por efecto corona.
- e) Reduce las pérdidas por efecto superficial.
- f) Tiene capacidades de conducción de corriente relativamente grandes por unidad de área.

Las desventajas son:

- a) Alto costo del tubo en comparación con los otros tipos de barras.
- b) Requiere un gran número de juntas de unión debido a las longitudes relativamente cortas con que se fabrican los tramos de tubo.

La selección del tamaño y peso de los tubos se hacen con base en la capacidad de conducción de corriente y de su deflexión. Generalmente el factor determinante en el diseño de barras tubulares es la deflexión. En la mayoría de los casos se usan diámetros mayores que los necesarios para la conducción de corriente, con lo que se obtiene un aumento en la longitud de los claros y, por lo tanto, una reducción en el número de soportes, y así se disminuyen además las pérdidas por efecto corona [3].

Ventajas del tubo de aluminio sobre el de cobre.

- a) Mayor capacidad de corriente en igualdad de peso.
- b) A igual conductividad el costo del tubo de aluminio es menor que el de cobre.
- c) Requiere estructuras más ligeras.

Desventajas del tubo de aluminio sobre el de cobre:

- a) Mayor volumen del tubo en igualdad de conductividad.
- b) Los conectores son más caros y requieren una construcción especial para evitar el efecto galvánico al conectarse a elementos de cobre [3].

4.2.2. Materiales de la barra.

El material que forma un conductor eléctrico, es cualquier sustancia que puede conducir una corriente eléctrica cuando este conductor está sujeto a una diferencia de potencial entre sus extremos. Esta propiedad se llama conductividad y las sustancias con mayor conductividad son los metales.

Los materiales comúnmente usados para conducir corriente eléctrica son en orden de importancia: cobre, aluminio, aleaciones de cobre, hierro y acero.

La selección de un material conductor determinado es esencialmente un problema económico, el cual no sólo considera las propiedades eléctricas del conductor sino también otras como: propiedades mecánicas, facilidad de hacer conexiones, su mantenimiento, la cantidad de soportes necesarios, las limitaciones de espacio, resistencia a la corrosión del material, etc.

En la Tabla 4.1 se indican las propiedades físicas de los metales normalmente utilizados para la fabricación de conductores eléctricos [3].

Propiedades Físicas	Cobre electrolítico	Aluminio	Acero
Peso específico (gr/cm ³) a 20°C	8.91	2.71	7.63
Punto de fusión (°C)	1084	658	1406
Coef. lineal de expansión térmica: (°C)	17.6	23.1	10.9
Resistividad eléctrica a 20°C	1.68	2.68	Aprox. 16
Conductividad eléctrica en % del cobre recocido a 20°C	101.0	61.0	12.3
Resistencia a la tensión (kg/cm ²) duro	3866	1898	9139
Resistencia a la tensión (kg/cm ²) blando	2249	844	6046
Módulo de elasticidad (kg/cm ² x 10 ⁶)	1.19	0.70	2.1

Tabla 4. 1: Constantes físicos de los metales comúnmente usados como conductores eléctricos.

4.2.2.1. Cobre.

La mayoría de los conductores eléctricos están hechos de cobre, sus principales ventajas son las siguientes:

- a) Es el metal que tiene la conductividad eléctrica más alta después de la plata. Esta última se usa poco por su alto costo.
- b) Tiene gran facilidad para ser estañado, plateado o cadminizado y puede ser.
- c) soldado usando equipo especial de soldadura para cobre.
- d) Es muy dúctil por lo que fácilmente puede ser convertido a cable, tubo o rolado en forma de solera u otra forma.
- e) Tiene buena resistencia mecánica, aumentando cuando se usa en combinación con otros metales para formar aleaciones.
- f) No se oxida fácilmente por lo que soporta la corrosión ordinaria.
- g) Tiene buena conductividad térmica.

Para conductores de cobre desnudos, la temperatura máxima de operación se fija por el valor al cual el metal empieza a aumentar su velocidad de oxidación y por lo tanto ésta no deberá llegar a 80°C, la cual comprende la suma de la temperatura del conductor más la temperatura ambiente de 40°C. Debido a lo anterior, el nivel máximo de temperatura recomendada es de 30°C sobre la temperatura de 40°C [3].

4.2.2.2. Aluminio.

Los conductores de aluminio son muy usados para exteriores, en líneas de transmisión y distribución y para servicios pesados en subestaciones, las principales ventajas son:

- a) Es muy ligero, tiene la mitad de peso que el cobre para la misma ampacidad.
- b) Altamente resistente a la corrosión atmosférica.
- c) Puede ser soldado con equipo especial.

- d) Se reduce el efecto piel y el efecto corona debido a que, para la misma capacidad de corriente, se usan diámetros mayores.

Las principales desventajas son:

- a) Menor conductividad eléctrica que el cobre.
- b) Se forma en su superficie una película de óxido que es altamente resistente al paso de la corriente por lo que causa problemas en juntas de contacto.
- c) Debido a sus características electronegativas, al ponerse en contacto directo con el cobre causa corrosión galvánica, por lo que siempre se deberán usar juntas bimetálicas o pastas anticorrosivas [3].

4.2.2.3. Característica de los materiales de barra.

La Tabla 4.2, indica la capacidad de conducción de corriente relativa a 70° C para conductores del mismo diámetro y sección de metal [3].

Material	Conductividad (%)	Capacidad de corriente relativa
Cobre	100	1.00
Aleaciones de cobre	95	0.98
	90	0.96
	85	0.94
	80	0.91
	70	0.86
Aluminio	61	0.78
Aleaciones de aluminio	55	0.74
	50	0.71

Tabla 4. 2: Capacidad de conducción de corriente relativa.

En las Tablas 4.3 a 4.6 se describen las características y propiedades físicas del cable ACSR y tubo de aluminio que se emplean como barras colectoras en LFC.

Cable ACSR (AWG KCM)	Área de la sección transversal (mm ²)	Conductores de aluminio		Núcleo de acero		Resistencia eléctrica nominal a 20° 1) (Ω / km)	Carga de ruptura (mínima) 2) (kV)	Diámetro exterior del cable 3) (mm)
		Número de alambres	Diámetro nominal	Número de alambres	Diámetro nominal			
8	8.367	6	1.33	1	1.33	3.42	3.35	3.99
6	13.30	6	1.68	1	1.68	2.15	5.30	5.04
4	21.15	6	2.12	1	2.12	1.35	8.30	6.36
2	33.62	6	2.67	1	2.67	0.851	12.67	8.01
1/0	53.48	6	3.37	1	2.37	0.535	19.48	10.11
2/0	67.43	6	3.78	1	3.78	0.424	23.52	11.34
3/0	85.01	6	4.25	1	4.25	0.336	29.38	12.75
4/0	107.2	6	4.77	1	4.77	0.267	37.03	14.31
335	170.5	26	2.89	7	3.25	0.170	62.99	18.29
556	282.0	26	3.72	7	2.89	0.103	100.66	23.66
795	402.8	54	3.08	7	3.08	0.071	125.34	27.72
954	483.4	54	3.38	7	3.38	0.059	150.69	30.42
1113	564.0	45	4.00	7	2.66	0.0514	132.36	31.98

Notas:
 1) La resistencia del aluminio está de acuerdo con la Tabla 1, (NMX-J-300, inciso 4.4.42), y basada en una conductividad eléctrica del 61% IACS, para el aluminio.
 2) El esfuerzo por tensión a la ruptura y alargamiento está de acuerdo con la Tabla 1, (NMX-J-300, inciso 4.2)
 3) Las dimensiones del cable terminado está de acuerdo con la Tabla 1, (NMX-J-300, inciso 4.5). Para los cálculos de masa y área de la sección transversal específica del aluminio es de 2.703 g/cm² y de 7.78 g/cm² a 20° C.

Tabla 4. 3: Característica de cable ACSR

Cable ACSR (AWG KCM)	Área de la sección transversal (mm ²)	Resistencia C.A. corriente normal ohms/Km	Corriente normal de trabajo 1) (A)	Clase de cableado	P e s o			Cantidad por carrete 2)	
					Aluminio (Kg/Km)	Acero (Kg/Km)	Total (Kg/Km)	(m)	(Kg)
8	8.367	4.06	70	A, AA	22.9	10.9	33.8	4150	140
6	13.30	2.56	104	A, AA	36.3	17.1	53.4	5300	283
4	21.15	1.64	139	A, AA	37.9	27.4	65.3	3300	283
2	33.62	1.07	183	A, AA	92.0	43.4	135.4	2100	283
1/0	53.48	0.696	240	A, AA	146.4	69.2	216.6	2600	565
2/0	67.43	0.558	275	A, AA	184.4	87.2	271.6	2100	565
3/0	85.01	0.448	316	A, AA	232.8	109.8	342.6	1650	565
4/0	107.2	0.364	360	A, AA	293.3	138.5	431.9	1300	565
335	170.5	0.198	534	AA	470.2	217.2	687.50	2580	1778
556	282.0	0.121	725	AA	782.9	259.2	1142.1	1775	2027
795	402.8	0.085	881	AA	1113.0	407.7	1520.7	1525	2324
954	483.4	0.070	960	AA	1334.7	489.2	1824.3	1270	2327
1113	564.0	0.061	1051	AA	1562.6	303.9	1866.5	1350	2524

Notas:
 1) Determinada para una temperatura del conductor de 75° C, temperatura ambiente de 25° C, velocidad de viento 0.61 m/seg., con una emisividad relativa de la superficie del conductor de 0.5 y expuestos al sol.
 2) Con una tolerancia de ± 1%

Tabla 4. 4: Característica del cable ACSR.

Diámetro nominal		Capacidad de conducción (A)	
plg.	mm.	Interior	Intemperie
¾	21	435	530
1 ¼	35	740	890
2 ½	63	1490	1790
5	129	3100	3660

Tabla 4. 5: Capacidad de conducción del tubo de aluminio.

Características	Descripción	Unidades	Diámetro nominal							
			¾ plg	21 mm	1 ¼ plg	35 mm	2 ½ plg	63 mm	5 plg	129 mm
Dimensiones	Diámetro exterior	Plg	1.050	1.660	2.875	5.563				
		Mm	26.670	42.640	73.025	141.30				
	Diámetro interior	Plg	0.824	1.380	2.469	5.047				
		Mm	20.930	35.052	62.713	128.194				
	Espesor	plg	0.113	0.143	0.203	0.258				
		mm	2.87	3.556	5.156	6.553				
	Área	mm ²	214.78	430.86	1099.0	2733.5				
		plg ²	0.333	0.668	1.704	4.30				
Peso	Kg/m	0.580	1.168	2.979	7.516					
	lb/plie	0.390	0.785	2.002	5.051					
Eléctricas	Resistencia C.D. a 20°C	μΩ/m	140.788	70.181	27.528	10.893				
		μΩ/plie	42.910	21.390	8.390	3.320				
	Conductividad eléctrica	%	54							
	Capacidad de conducción de	Interior	A	435	740	1490	3100			
Intemperie		A	530	890	1790	3660				
Mecánicas	Momento de inercia	cm ⁴	1.54	8.104	63.683	631.006				
		plg ⁴	0.0370	0.1947	1.530	15.160				
	Módulo de sección	cm ³	1.155	3.844	17.442	89.325				
		plg ³	0.7050	0.2346	1.0649	5.4510				
	Radio de giro	mm	8.4760	13.7080	24.0640	47.7012				
		plg	0.3337	0.5397	0.9474	1.8780				
	Carga de cedencia	kg	2871.2	5756.2	14696.7	37059.1				
		lb	6330	12690	32400	81700				
	Carga de ruptura	Kg	3322.6	6663.4	17044.0	42910.6				
		lb	7325	14690	37575	94600				
	Módulo de elasticidad	Kg/cm ²	0.703 X 10 ⁸							
		lb/plg ²	10 X 10 ⁸							
	Esfuerzo máx. permisible o Resistencia a la tensión	Kg/cm ²	2460							
		lb/plg ²	35000							
	Resistencia al punto de cedencia	Kg/cm ²	2180							
		lb/plg ²	31000							
	Resistencia al corte	Kg/cm ²	1540							
lb/plg ²		22000								
Elongación	%	12								
Dureza	grados Brinell	73								
Densidad relativa	-	2.7								

Tabla 4. 6: Característica de los tubos de aluminio aleación 6063 ASTM

4.3. Accesorios de las barras colectoras.

Son todos aquellos elementos que nos sirven para unir elementos conductores, fijarlos a los aisladores y absorber los esfuerzos mecánicos de los diferentes tipos que existen en instalaciones de barras conductoras [3].

4.3.1. Tipos de accesorios.

Los accesorios más usados en la instalación de barras son:

a) Conectores

Sirven para conectar los diferentes tramos de tubos que forman una barra, entre el juego de barras y las derivaciones a los aparatos. Los conectores pueden ser de diversos tipos (rectos, "T", codos, etc.) y además pueden ser soldados, atornillados o de comprensión.

Cuando se usan conexiones soldadas se tienen las siguientes ventajas:

- Son más económicas que las atornilladas a medida que crecen las subestaciones en tamaño
- Las soldaduras son más confiables
- No se requiere la adquisición de accesorios complementarios
- Los requisitos que debe reunir un buen conector eléctrico son en general los siguientes:
 - Buena resistencia mecánica para soportar los esfuerzos causados por corto circuitos, viento y expansión térmica, sin producir deformación visible.
 - Alta conductividad eléctrica, que disminuya las pérdidas en la conexión. - Baja elevación de temperatura, aún con sobrecarga, es decir, la elevación de temperatura del conector será menor que la elevación de temperatura de los conductores que conecta.
 - La trayectoria de la corriente deberá ser la más corta y directa posible.
 - La resistencia eléctrica del conector debe ser igual o menor que una longitud equivalente de los conductores que conecta.

- Baja resistencia de contacto, lo que se logra aumentando el número de puntos de contacto; esto se obtiene al aumentar la presión de contacto sobre materiales relativamente maleables.

Para conectores de presión atornillados, además de los requisitos anteriores, se necesita que:

- Los pernos estén lo más próximo posible a los conductores.
- Los pernos estén en pares opuestos para obtener un apriete máximo.
- El diámetro y número de pernos necesarios sean diseñados para producir el apriete deseado.

b) Juntas de expansión

Son las formadas por conductores flexibles que sirven para absorber las expansiones térmicas de las barras. Se deben instalar a la llegada de las barras al equipo pesado, para evitar esfuerzos en las boquillas de entrada a dicho equipo. El tipo de junta que se escoja dependerá del equipo y de la disposición de la instalación adoptada.

d) Herrajes

Sirven para la fijación o soporte de las barras sobre los aisladores. Los herrajes usados en barras colectoras de tubo o solera son los siguientes tipos:

1. Soportes de anclaje (clemas fijas).
2. Soportes deslizantes sobre los que resbala el conductor al dilatarse [3].

4.3.2. Materiales y característica de sus accesorios.

Las características de un buen material para conectores, deben ser las siguientes:

- a. Alta conductividad unitaria
- b. Superficie maleable para obtener buen contacto a la presión
- c. Ductilidad, que permita un contacto envolvente alrededor del conductor y de esta manera obtener una eficiente transferencia de corriente.

Los materiales más utilizados son el cobre y el aluminio utilizándolos en diferentes aleaciones cuyas características principales son las siguientes:

- Aleaciones con alto contenido de cobre. Se usan para muy altas corrientes y pueden llevar hasta el doble de corriente de la normal del conductor que une.
- Aleación de alta resistencia mecánica, pero de baja conductividad eléctrica.
- Se usan para sujetar el conductor al aislador.

Ambas aleaciones tienen coeficientes de expansión térmica casi iguales al del cobre puro, lo cual permite que los conectores no se aflojen al variar los ciclos de temperatura, de acuerdo con la variación de carga en las barras.

En los pernos de unión se usa bronce al silicio que tiene igual coeficiente de expansión térmica que el cobre, teniendo como características principales, alta resistencia mecánica y alta resistencia a la corrosión.

Los cambios de temperatura en las conexiones debido a la temperatura ambiente o a la corriente eléctrica, ocasionan movimientos relativos muy pequeños del metal de las zonas de alta presión a las zonas de baja presión, haciendo que el conductor se afloje.

Este fenómeno se llama cedencia del material, y aumenta cuando los metales son diferentes. Al aflojarse el conector, reduce la presión de contacto, que hace aumentar la temperatura y con el tiempo se producen esfuerzos tales que hacen fallar al conector. Esto es mayor cuando el cable es de aluminio. Las Figs. 4.1 a 4.6 muestran las características de un conjunto de conectores diseñados y fabricados por LFC y que se utilizaron en las subestaciones de bajo perfil, que emplean barras tubulares de aluminio. Los conectores y accesorios en general que actualmente se utilizan en la instalación de barras colectoras (Tabla 4.7), se compran a los diversos fabricantes que los producen, de acuerdo con las características indicadas en las especificaciones correspondientes [8] [9] [10].

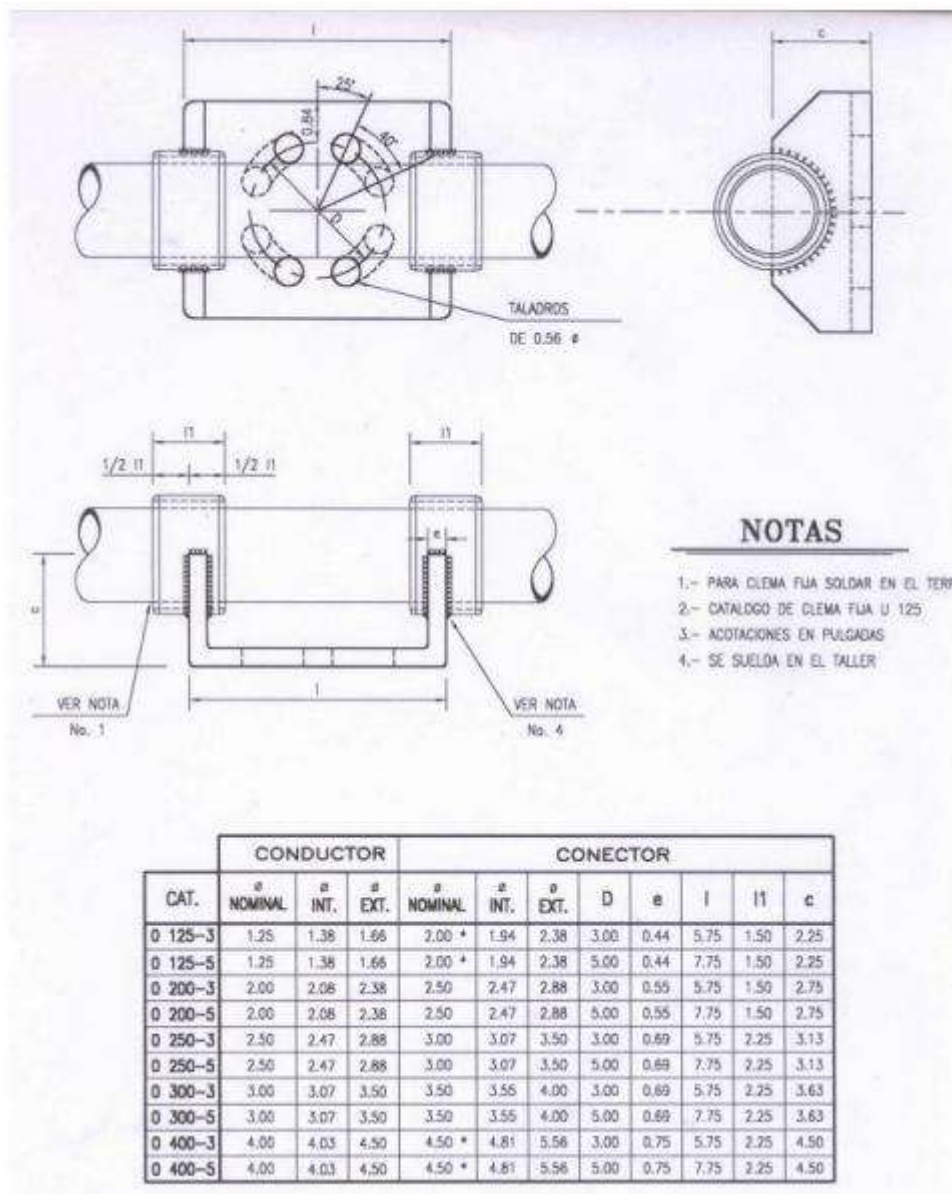


Figura 4. 1: Clema fija o deslizante de aluminio

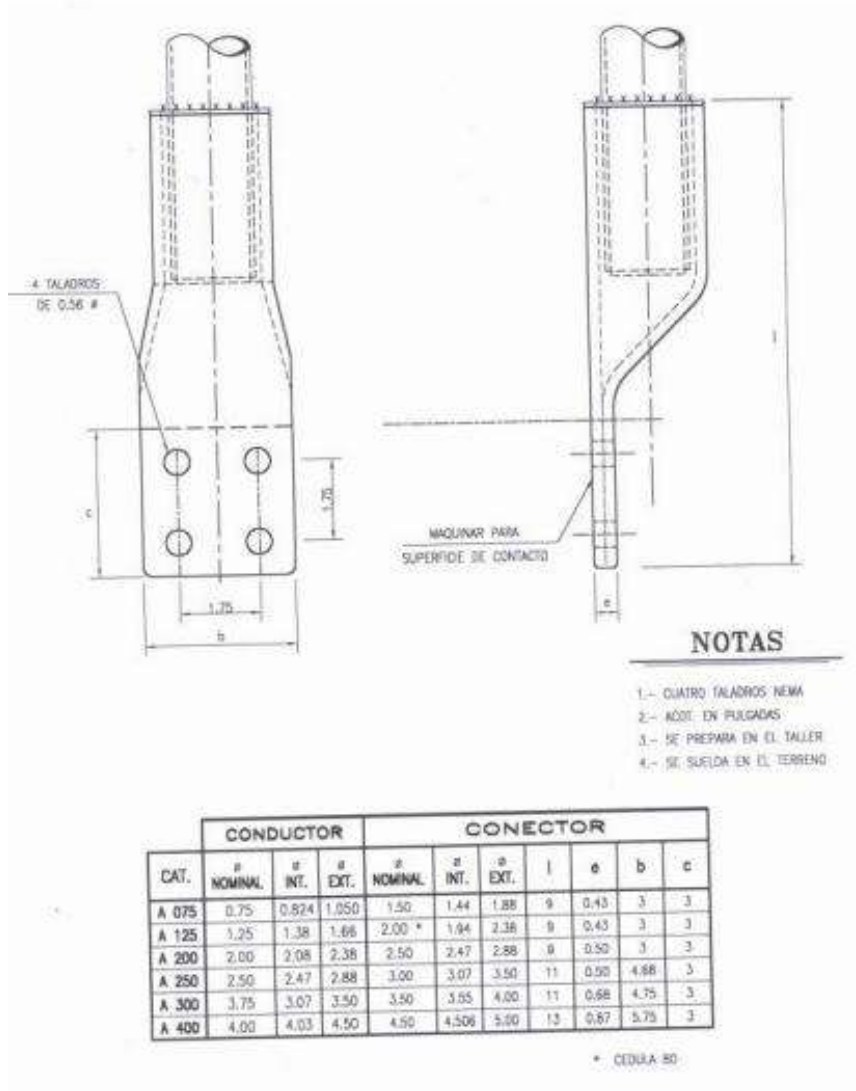


Figura 4. 2: Zapata de aluminio.

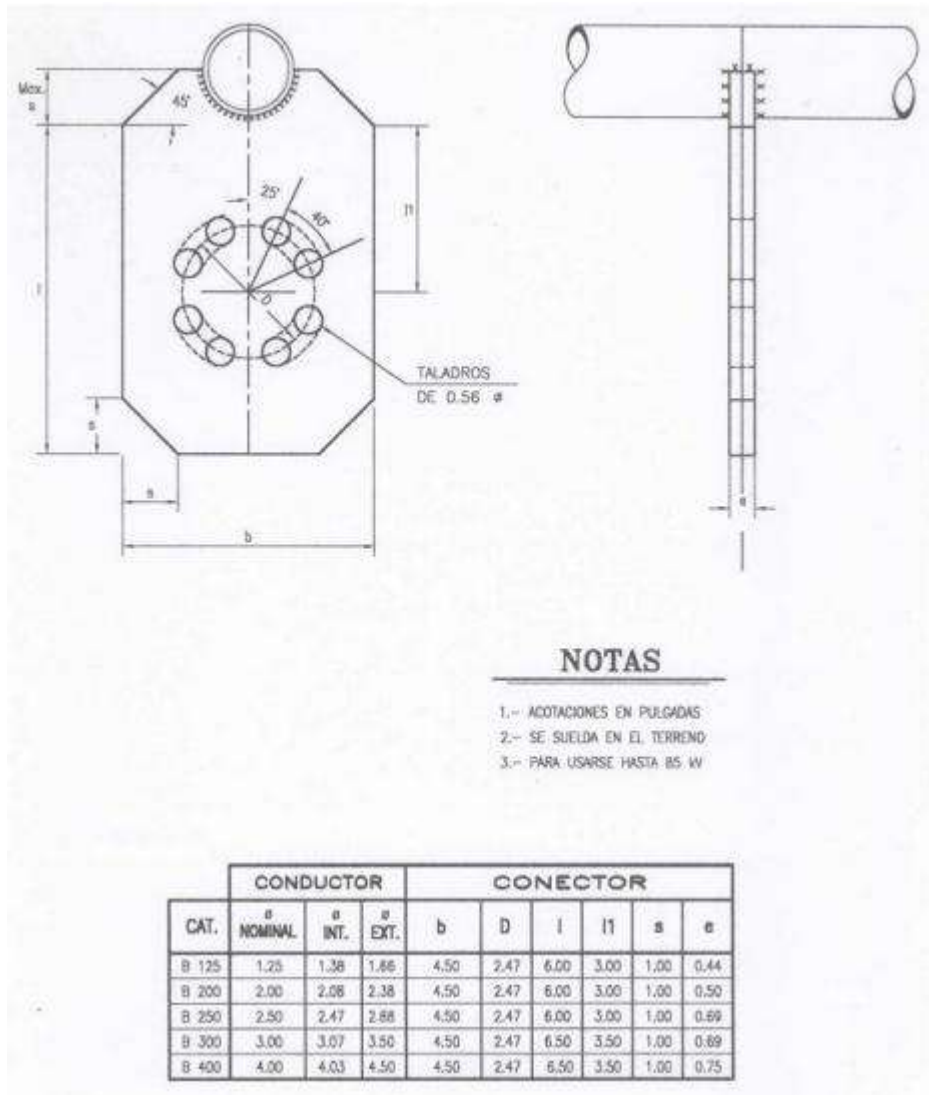


Figura 4. 3: Conector T aluminio (universal)

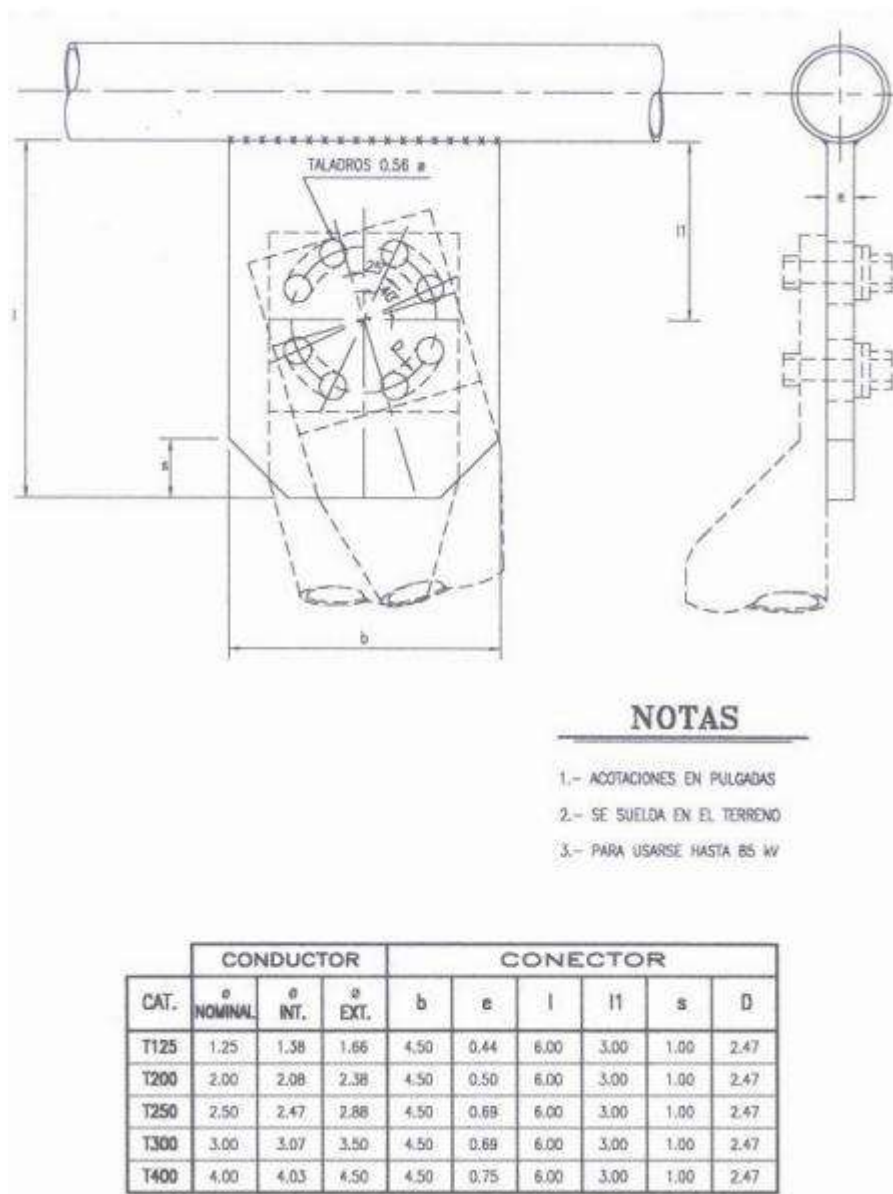
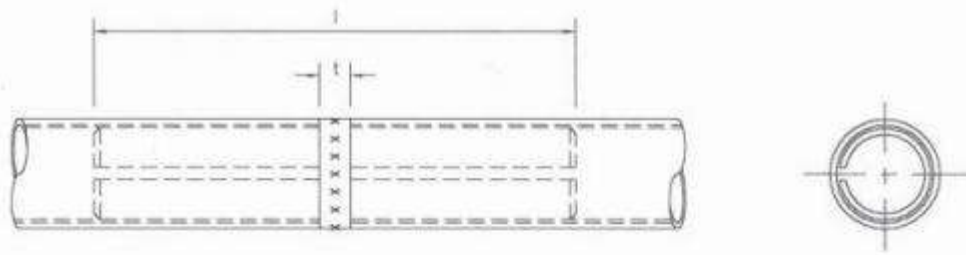


Figura 4. 4: Conector T aluminio (axial)



NOTAS

- 1.- PARA HACERSE EN EL TERRENO.
- 2.- COTACIONES EN PULGADAS

CAT.	CONDUCTOR			CONECTOR			l	t
	Ø NOMINAL	Ø INT.	Ø EXT.	Ø NOMINAL	Ø INT.	Ø EXT.		
S125	1.25	1.38	1.66	PARA FABRICAR EL CONECTOR, UTILIZAR EL MISMO CALIBRE DEL CONDUCTOR, RANURÁNDOLO COMO SE INDICA.			7.00	0.32
S200	2.00	2.06	2.38				10.32	0.32
S250	2.50	2.47	2.88				15.00	0.34
S300	3.00	3.07	3.50				17.00	0.44
S400	4.00	4.03	4.50				24.00	0.50

Figura 4. 5: Cople de aluminio.

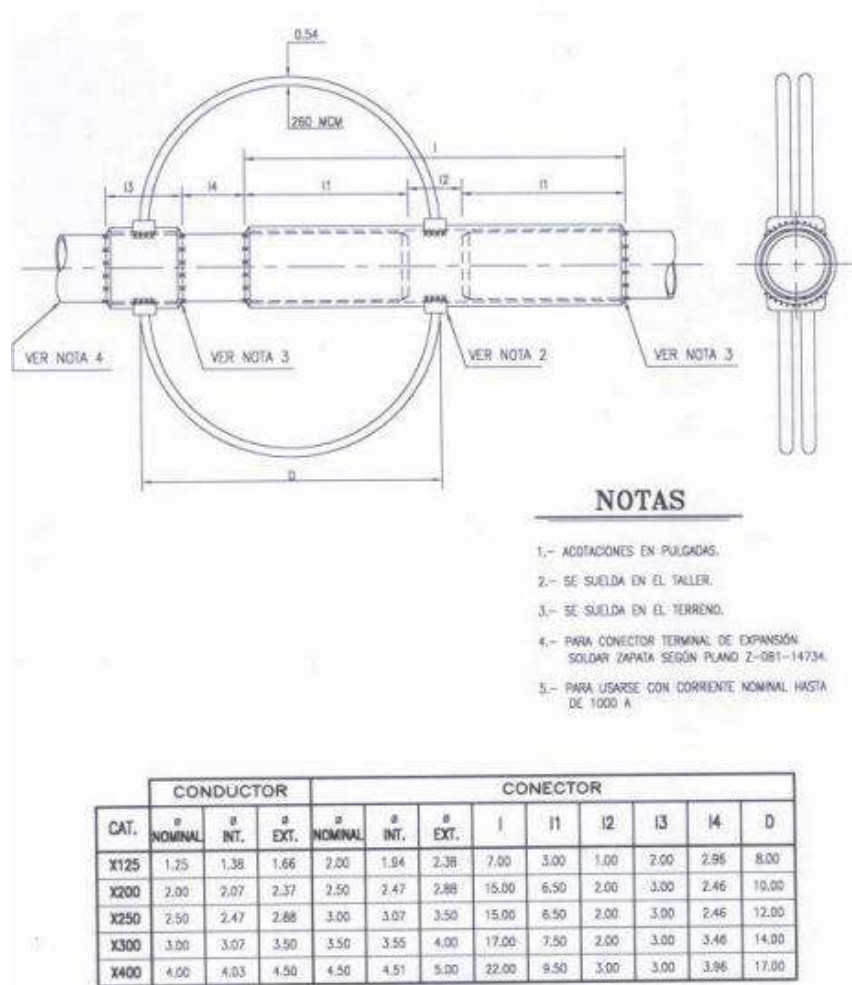


Figura 4. 6: Cople de expansión (aluminio).

4.4. Aisladores para las barras colectoras.

Los aisladores para las barras colectoras, son aquellos elementos que fijan las barras conductoras a la estructura y además proporcionan el nivel de aislamiento necesario [3].

4.4.1. Tipos de aisladores.

La selección adecuada para determinado tipo de aislador, depende de varios factores como son: el tipo de barra que se usará, el nivel de aislamiento que se determine para el juego de barras, los esfuerzos a que esté sujeto, condiciones ambientales, etc [3].

Tipo	U s o
Conector "T"	Derivación en "T" de un tubo a otro tubo o de un tubo a un cable, o de cable a cable
Conector "T"	Derivación en "T" de un tubo a dos tubos formando un ángulo, de un tubo a dos cables, de un cable a otros dos o de tubo a solera
Coples	Unión recta de tubos, extremo con extremo, de tubo con cable, o de dos cables de tubo con solera, o de dos soleras
Reducción	Unión recta de tubos, extremo con extremo, que absorbe cualquier movimiento longitudinal de los tubos o de las soleras
Conector "T" en expansión	Derivación en "T" de un tubo a otro tubo que absorbe cualquier desplazamiento de los tubos en el sentido longitudinal y angular
Conectores a birlo de expansión	Unión recta o en ángulo de tubo o de solera a birlo roscado, que absorbe cualquier movimiento del tubo o del birlo
Terminal de expansión	Unión de tubo a placa que absorbe cualquier movimiento longitudinal del tubo
Clemas	Soportan los tubos y van montadas sobre los aisladores, pueden ser fijas o deslizantes. También se usan para fijar cables o soleras, ya sean estas últimas horizontales o verticales
Conectores a birlo rígido	Unión recta o en ángulo de tubo o solera, a birlo roscado

Tabla 4. 7: Diferentes tipos de conectores atornillados de tubo a tubo, de tubo a cable y de cable a cable.

Los tres tipos de aisladores más utilizados son: los aisladores soporte, las cadenas de aisladores y los aisladores de tipo especial. Los diversos tipos de aisladores se usan para soportar barras rígidas como son los tubos y las soleras.

a) Aisladores soporte

El aislador está formado de una sola pieza y actúa como una columna mecánica. Sus principales ventajas son:

- Alta resistencia mecánica
- Alta rigidez
- Mayor estabilidad
- Ofrece una superficie mayor a la atmósfera contaminante

- Aunque se contamina más, es más fácil de limpiar ya sea por lluvia o por algún medio artificial.

También se usan solos o ensamblados uno sobre otro.

b) Aisladores de suspensión

Se usan para soportar los cables que se utilizan como barras. La selección del aislador adecuado, se hace de acuerdo con los esfuerzos mecánicos esperados. Se enlaza un aislador con otro formando una cadena hasta obtener el nivel de aislamiento deseado tal como se indica en la Tabla 4.8.

c) Aisladores especiales

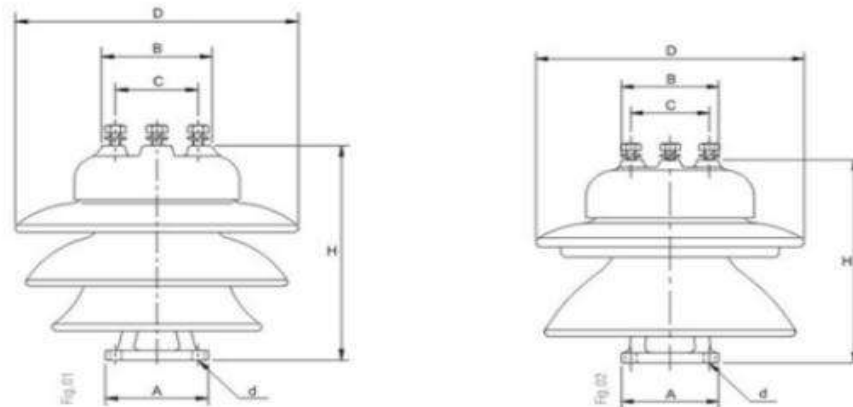
Corresponde a todos los tipos de aisladores que tienen un diseño especial debido a las condiciones donde se van a instalar. Algunos de ellos son del tipo de aislamiento reforzado y se usan en los casos en los cuales las subestaciones están ubicadas en zonas con alto nivel de contaminación (polvo, humos químicos, humedad, etc.) [3].

4.4.2. Materiales y características de los aisladores.

Los materiales aislantes más usados son la porcelana y el vidrio templado, pero últimamente se están utilizando para ciertas aplicaciones los aisladores de material polimérico, básicamente del tipo hule silicón. Las principales características de los materiales aislantes usados son:

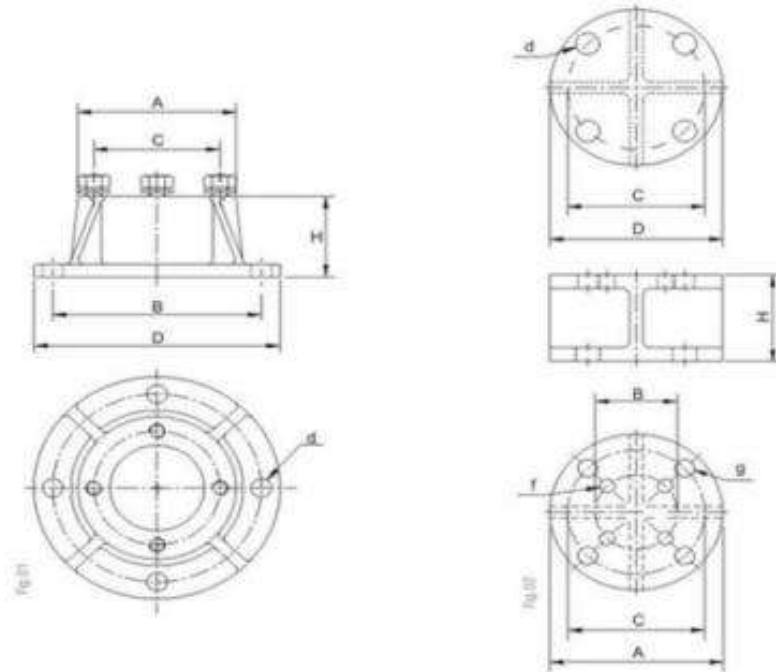
- a) Alta resistencia eléctrica
- b) Alta resistencia mecánica
- c) Estructura muy densa
- d) Cero absorción de humedad

Las cachuchas y alfileres de los aisladores están hechos de fundición de hierro maleable. La ventaja del hierro maleable es que elimina la oxidación y por lo tanto no es necesario su galvanización. La unión de los materiales aislantes y los metales se hace por medio de tratamientos especiales que aumentan la adherencia entre las superficies, por lo cual no se emplea ningún tipo de pegamento. [3].



Referência nova		808.0401	808.1402	
Referência antiga		23.460 Fig.01	23.470 Fig.02	
Norma NBR 6882		PD-3200-200-B	PD-4500-200-B	
Norma ANSI C29.8		TR-140	TR-141	
TENSÃO	Suportável de imp. atm. - a seco	kV	210	210
	Suportável de freq. ind. - sob chuva	kV	75	75
	Crítica de impulso atmosférico - positivo	kV	235	235
	Perfuração em frequência industrial	kV	215	215
	Aplicada do ensaio de RI	kV	22	22
CARGA	Máxima de RI	μ V	100	100
	Ruptura à flexão no topo - fixação na base	kN	32,0	45,0
	Ruptura à flexão no topo - fixação no topo	kN	18,0	27,0
	Ruptura à compressão	kN	266,9	333,6
	Ruptura à tração	kN	88,9	111,2
	Ruptura à torção	kN.m	4,5	10,2
	Distância de escoamento	mm	840	840
	Altura	H mm	368	368
DIÂMETRO	Nominal	D mm	435	460
	Campânula	B mm	158	158
	Círculo de furação - base / topo	C mm	127	127
	Base	A mm	158	158
	Furos da base	d mm	18	18
	Rosca ISO x comprimento dos parafusos	mm	M12x25	M12x25
	Rosca UNC x comprimento dos parafusos	in	1/2x1	1/2x1
	Peso líquido por peça	kg	41,00	49,00

Tabla 4. 8: Las características eléctricas y mecánicas de los aisladores para soporte de barra.



Referência nova		6729 fig.01	6806 fig.01
Altura	H	mm 89	89
Base	D	mm 248	160
Topo	A	mm 160	160
Círculo de furação	B	mm 210	76
Círculo de furação	C	mm 127	127
DIÂMETRO	Furos da base	d	mm 18
	Furos do topo	f	mm ***
	Furos do topo	g	mm ***
Rosca ISO x comprimento dos parafusos	mm	M16 x 35	***
Rosca UNC x comprimento dos parafusos	in	5/8 x 1 3/8	***
Peso líquido por peça	kg	7,20	5,43

Tabla 4. 9: Dimensiones de los aisladores para soporte de barras

4.5. Parámetros de diseños de barras colectoras.

Los parámetros considerados en el diseño de barras colectoras involucran una serie de variables relacionadas con los aspectos eléctricos, mecánicos y estructurales, los cuales determinan la factibilidad técnico-económica del diseño, así como las características propias de los materiales seleccionados para la construcción de las barras.

Estos parámetros relacionan la tensión de operación, la disposición física de la subestación con las necesidades de conducción de corriente, los factores secundarios tal como el efecto corona y la radiointerferencia, así como las condiciones climáticas de la instalación, las características propias de la red eléctrica y la rigidez de los componentes que permiten soportar las barras colectoras. A continuación, se describen estos elementos de diseño [11].

4.5.1. Ampacidad.

La temperatura de los conductores que transportan corrientes de falla, se incrementa muy rápidamente y este exceso puede dañar el equipo asociado al transferirse el calor, así como provocar una oxidación mayor en los propios buses.

Los límites de temperatura de las barras se consideran en tres aspectos fundamentales: en operación continua, cuando existe corto circuito y las limitaciones de los equipos de acuerdo con los límites permisibles de sus especificaciones.

La máxima corriente de falla de corto circuito que pueden soportar las barras, se determina de la siguiente expresión:

$$I_{cr} = K \times 10^6 \times A_r \sqrt{\frac{1}{t} \log_{10} \left[\frac{T_f - 20 + \frac{C}{G}}{T_i - 20 + \frac{C}{G}} \right]} \quad (4.1)$$

Dónde:

I_{cr} = corriente máxima de falla que las barras pueden soportar (A)

K = factor del material (2.232×10^{-4} para aluminio y 3.41×10^{-4} para cobre)

A_r = área de la sección transversal del conductor (mm^2)

t = tiempo de duración de la falla (s)

T_i = temperatura del conductor al inicio de la falla ($^{\circ}C$)

T_f = temperatura del conductor al finalizar la falla (°C)

C = constante del material (15150 para aluminio y 25400 para cobre)

G = conductividad del material (%). La conductividad considerada para el aluminio es de 40 a 65% IACS y para el cobre de 95 a 100% IACS [11].

4.5.2. Efecto Corona y radio influencia.

El efecto corona es una descarga causada por el gradiente de voltaje manifestado en la superficie de un conductor que ioniza el aire circundante del conductor energizado, al exceder su rigidez dieléctrica.

Puede escucharse como un zumbido y es visible en la noche como un resplandor violeta. La radio influencia, es causada por el efecto corona; en la práctica, el efecto corona para el diseño de barras menores de 115 kV, no es un efecto prominente, sin embargo, la radio influencia se puede presentar a cualquier tensión por arqueo debido a deficientes conexiones entre las barras y el equipo asociado.

Para lograr evitar la influencia del efecto corona, es necesario que el máximo gradiente de tensión superficial de las barras (E_m), sea menor que el gradiente de tensión superficial permisible (E_0), el cual es función de la presión barométrica y la temperatura de operación del conductor y se define por la siguiente expresión:

$$E_0 = \delta g_0 \quad (4.2)$$

$$\delta = \frac{7.05b}{459+T} \quad (4.3)$$

Donde:

E_0 = gradiente de tensión superficial permisible (kV_{rms}/cm)

g_0 = gradiente de tensión superficial permisible para igual generación de radio influencia en conductores circulares, bajo condiciones normalizadas ($kVrms/cm$), de acuerdo con la Fig. 4.7

δ = factor de densidad del aire

b = presión atmosférica (cm de Hg)

T = temperatura ($^{\circ}F$)

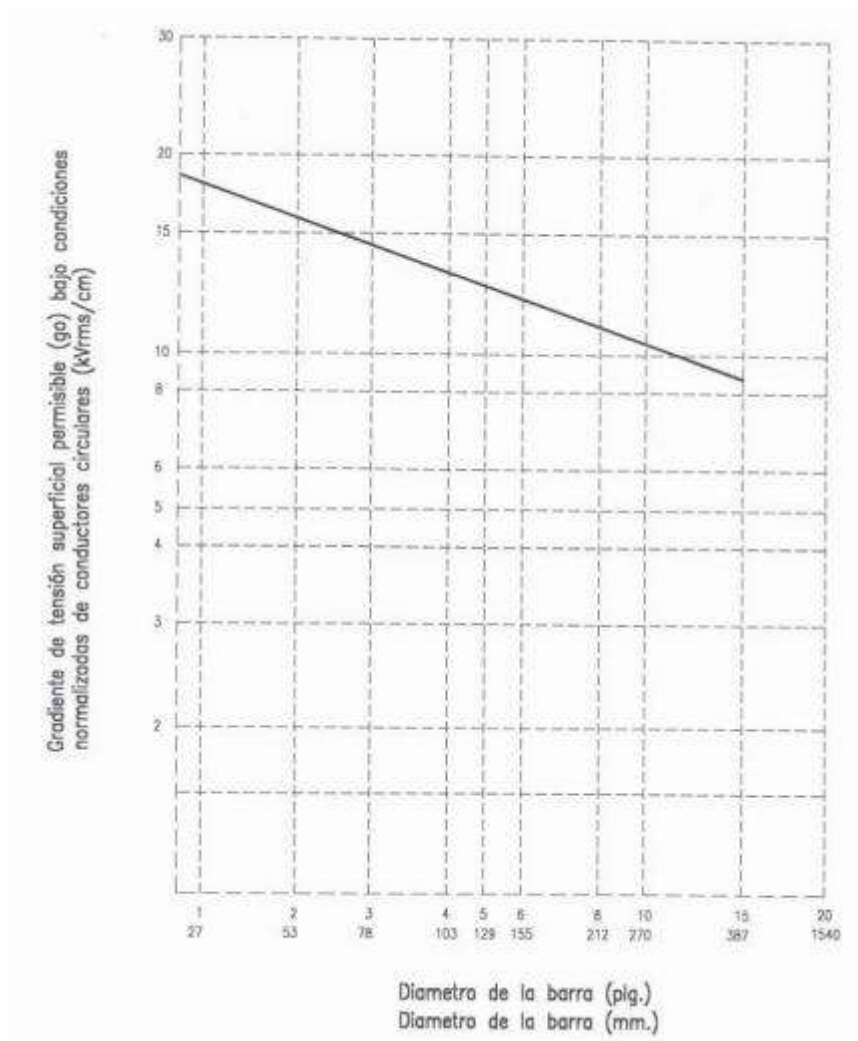


Figura 4. 7: Gradiente de tensión superficial contra diámetro de la barra

El máximo gradiente de tensión superficial de las barras se puede determinar para un solo conductor o para un arreglo trifásico de las siguientes expresiones:

- Para un solo conductor

$$E_m = \frac{h}{h - \left(\frac{d}{2}\right)} \times E_a \quad (4.4)$$

$$E_a = \frac{2V_1}{d \times \ln\left(\frac{4h}{d}\right)} \quad (4.5)$$

- Para tres conductores (arreglo trifásico)

$$E_m = \frac{h_e}{h_e - \left(\frac{d}{2}\right)} \times E_a \quad (4.6)$$

$$E_a = \frac{2V_1}{d \times \ln\left(\frac{4h_e}{d}\right)} \quad (4.7)$$

$$h_e = \frac{h \times D}{\sqrt{4(h)^2 + (D)^2}} \quad (4.8)$$

Donde:

E_m = gradiente de tensión superficial en el conductor (kV/cm)

E_a = gradiente promedio de tensión superficial en el conductor (kV/cm)

h = distancia del centro del conductor al plano de tierra (cm) (Fig. 4.8)

d = diámetro exterior del conductor individual (cm) (Fig. 4.8)

V_1 = 1.1 del voltaje nominal de línea a tierra (kV)

h_e = distancia equivalente desde el centro del conductor al plano de tierra para las tres fases (cm)

D = separación entre fases (cm)

Se debe lograr que E_m sea menor que E_0 para tener una operación satisfactoria [11].

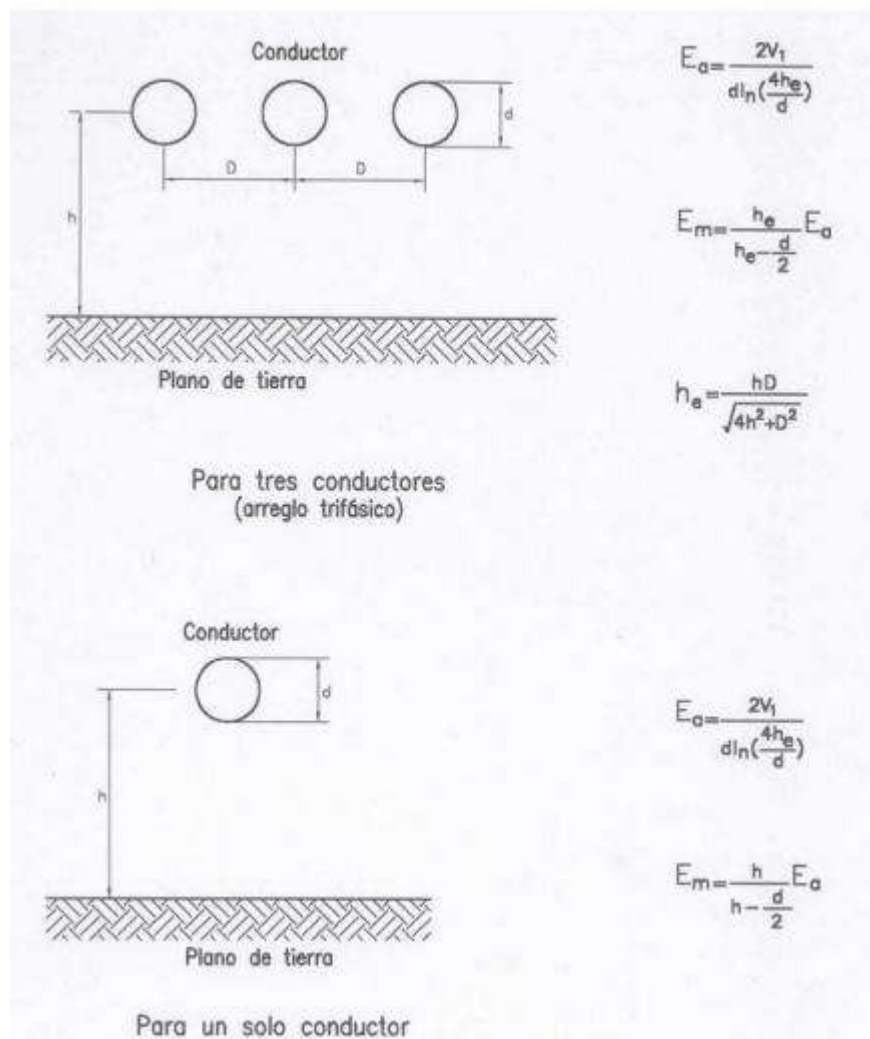


Figura 4. 8: Máximo gradiente de tensión superficial de barras circulares

4.5.3. Vibración del conductor.

Un tramo de conductor rígido soportado en dos extremos, tiene su propia frecuencia natural de vibración. Si un conductor es desplazado de su posición de equilibrio y después liberado, iniciará una vibración a su frecuencia natural. La magnitud de la oscilación decaerá debido al amortiguamiento propio. Por otro lado, si el conductor se somete a una fuerza periódica cuya frecuencia es cercana a la natural del tramo de conductor, la barra puede continuar vibrando resonantemente, con una amplitud que se incrementará paulatinamente provocando probables daños a las barras por esfuerzo o fatiga.

La frecuencia natural de un tramo de conductor depende del tipo de soportes de las barras, de su masa, longitud del conductor soportado y de su propia rigidez. Esta frecuencia natural está determinada por la siguiente expresión [12]:

$$f_n = \frac{K^2}{20\pi L^2} \sqrt{\frac{EJ}{m}} \quad (4.9)$$

Dónde:

f_n = frecuencia natural de un tramo rígido de conductor (Hz)

K = 1.00 para dos terminales deslizantes 1.22 para una terminal fija y otra deslizante 1.51 para dos terminales fijas

L = longitud del tramo (m)

E = módulo de elasticidad del material del conductor (kV/m^2)

J = momento de inercia de la sección transversal del conductor (cm^4)

m = masa por unidad de longitud del conductor (kg/m). De la Tabla 4.6 dividir el peso en kg/m entre 9.81 para obtener la masa en N/m .

El viento puede provocar vibraciones en las barras, con frecuencias cercanas a la frecuencia natural del conductor. Cuando exista la posibilidad de que la frecuencia natural calculada del tramo de conductor sea mayor que la frecuencia del sistema, se deben cambiar las características de los tramos de

barras y realizar un análisis dinámico que permita determinar los esfuerzos esperados.

Estas vibraciones eólicas pueden ocurrir cuando el viento de tipo laminar (constante sin turbulencia) impacta transversalmente los conductores de las barras, lo cual puede causar fatiga en el conductor. Para vientos de 24 km/h como máximo, se debe considerar el efecto del flujo laminar sobre las barras. La máxima frecuencia de la fuerza eólica para conductores cilíndricos, se calcula de la siguiente expresión:

$$f_v = \frac{5.15 \times V_L}{d} \quad (4.10)$$

Donde:

f_v = máxima frecuencia de la fuerza eólica (Hz)

V_L = máxima velocidad del viento para flujo laminar (km/h)

d = diámetro exterior del conductor (cm)

Cuando el doble de la f_n calculada del tramo de barra, es mayor que la f_v , entonces la longitud del tramo de barra considerada, debe cambiarse o en su defecto reforzar el amortiguamiento, por ejemplo, instalando cables desnudos dentro de las barras del mismo material de estas [12].

4.5.4. Fuerzas gravitacionales sobre el conductor.

Las fuerzas gravitacionales determinan la deflexión vertical de los conductores de las barras y son una componente de la fuerza total que el conductor debe soportar.

Este tipo de fuerza se basa en el peso del conductor, los materiales de amortiguamiento, el peso del hielo y masas concentradas.

El peso del conductor por unidad de longitud F_c en N/m, se obtiene de las especificaciones de los materiales de las barras considerando sus dimensiones (Tabla 4.6). El mismo criterio debe aplicarse para obtener el peso de los

materiales de amortiguamiento F_A que se consideran como masas concentradas. El peso unitario del hielo sobre los conductores de barras circulares, se puede calcular con la siguiente expresión:

$$f_H = 2.815r_1(d + r_1) \quad (4.11)$$

Donde:

f_H = peso unitario del hielo sobre el conductor (N/m)

r_1 = espesor radial del hielo (cm)

d = diámetro exterior del conductor (cm)

Las masas concentradas, tales como amortiguadores y accesorios de equipo, deben considerarse en la suma de fuerzas gravitacionales.

4.5.5. Fuerzas del viento sobre el conductor.

Las estructuras de las barras deben soportar las fuerzas mecánicas provocadas por el viento. La máxima fuerza debida al viento puede ocurrir durante condiciones extremas de viento sin hielo o condiciones altas de viento con hielo. En general, la máxima velocidad del viento con hielo, es menor que la velocidad extrema del viento. Los factores que afectan la fuerza del viento son: la velocidad y la ráfaga del viento, el espesor radial de hielo y el perfil, diámetro, altura y exposición del conductor al viento.

La fuerza uniforme por viento se obtiene de la siguiente expresión:

$$F_V = 4.7 \times 10^{-4} C_A K_Z G_R V^2 (1.15d + 2.3r_1) \quad (4.12)$$

Donde:

F_V = fuerza uniforme por el viento sobre el conductor (N/m)

d = diámetro externo del conductor (cm)

r_1 = espesor radial del hielo (cm)

C_A = coeficiente de arrastre (Tabla 4.14)

K_Z = factor de exposición y altura

G_R = factor de ráfaga

V = velocidad de viento a 9.1 m o menor sobre el nivel de tierra (km/h)

La fuerza del viento ejercida sobre el conductor varía con el perfil del conductor, lo cual se refleja en el coeficiente de arrastre C_A . La Tabla 4.14 indica el valor de este coeficiente para varios perfiles de estructura.



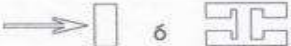




Perfil y dirección del viento	C_A
	2.03
	1.00
	2.00
	2.04
	2.00
	1.83
	1.99

Tabla 4. 10: Coeficiente de arrastre para estructuras

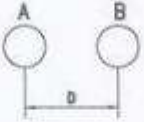
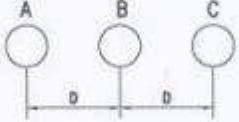
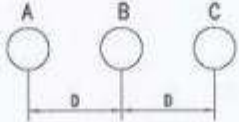
TIPO DE CORTO CIRCUITO	CONFIGURACION	FUERZA SOBRE EL CONDUCTOR	r
FASE A FASE		A δ B	1.00
TRIFÁSICO		B	0.866
TRIFÁSICO		A δ C	0.808

Tabla 4. 11: Constante r para el cálculo de la fuerza de corriente de cortocircuito

El factor de exposición y altura K_z , toma el valor de 1.0 para alturas desde 0 a 9.1 m, considerando la velocidad de viento respectiva a 9.1 m de altura. Si la altura de la estructura excede los 9.1 m, este factor debe calcularse de acuerdo a lo señalado en la referencia [12].

El factor de ráfaga G_R , depende de lo expuesta que puede estar la subestación a los vientos. En zonas rodeadas de edificios altos o árboles, se considera un factor de 0.8; para zonas más abiertas, un factor de ráfaga de 0.85 es aceptable.

4.5.6. Fuerzas por corriente de corto circuito sobre el conductor.

Los campos magnéticos producidos por corriente de corto circuito provocan fuerzas sobre las barras; estas, en conjunto con sus soportes deben ser lo suficientemente robustos para soportar dichas fuerzas.

Estas fuerzas de corto circuito dependen del espaciamiento entre conductores, de la magnitud, tipo y grado de asimetría de la corriente de corto circuito, así como del grado de la flexibilidad de los soportes.

Para calcular la fuerza entre conductores paralelos e infinitamente largos en una configuración plana, debido a la corriente asimétrica de corto circuito, se aplica la siguiente expresión:

$$F_{sc} = \frac{0.2 \times 10^{-4} \Gamma (2\sqrt{2} \times I_{sc})^2}{D} \quad (4.13)$$

Donde:

F_{sc} = fuerza entre conductores paralelos (N/m)

I_{sc} = valor eficaz (rms) de la corriente simétrica de corto circuito (A)

D = espaciamiento entre centros de conductores paralelos (cm)

T = constante basada en el tipo de corto circuito y arreglo de conductores [11] (Tabla 4.15).

En la Ec. (4.13) realmente el producto $2\sqrt{2}I_{sc}$ es la corriente pico de falla asimétrica y se considera que la falla se inicia cuando el voltaje es cero y por lo tanto la corriente pico de corto circuito es máxima, por lo cual se aplica un factor de decremento de dos que es alto. Asimismo, la magnitud de corriente de corto circuito eficaz simétrica de corto circuito I_{sc} no es igual para cada tipo de falla y depende de los parámetros del propio sistema, por lo que se puede

considerar al valor eficaz de la corriente simétrica de corto circuito I_{sc} como el correspondiente al valor de la capacidad interruptiva de los equipos de desconexión de la subestación. Considerando que la presencia de la impedancia del sistema provoca un decremento en la onda asimétrica para el primer medio ciclo de falla, es conveniente asumir un valor menor para el factor de decremento. El factor de decremento es función de la resistencia, reactancia del sistema y del tiempo de liberación de la falla y está definido por la siguiente expresión:

(4.14)

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_a}{t_f} \left(1 - e^{-\frac{2t_f}{T_a}}\right)}$$

Donde:

D_f = factor de decremento

t_f = tiempo de liberación de la falla (s)

T_a = constante de tiempo definida por la relación de la inductancia (L) entre la resistencia del sistema (R) a la frecuencia (f) del sistema (50 Hz) es decir:

$$D_f = T_a = \frac{L}{R} = \frac{X}{R} \frac{1}{2\pi f} \quad (4.15)$$

Utilizando un valor de factor de decremento de 1.6 para la corriente compensada, la Ec. (4.13) se transforma en:

$$F_{sc} = \frac{0.2 \times 10^{-4} \Gamma(1.6\sqrt{2} \times I_{sc})^2}{D} \quad (4.16)$$

La Ec. (4.16) proporciona la fuerza máxima para el primer medio ciclo de la falla, pero realmente la fuerza presente para la máxima deflexión del tramo de conductor, es menor debido a que:

- La mayoría del tramo de conductor no alcanza la máxima deflexión hasta después del primer cuarto de ciclo.
- Un decremento adicional de corriente ocurre cuando la falla continúa.

La combinación de ambos factores resulta en una deflexión menor que la deflexión causada por una fuerza en estado estable igual a la fuerza máxima en el primer cuarto de ciclo.

Por otra parte, las estructuras de montaje de barras tienen cierta flexibilidad y son capaces de absorber energía durante la falla, dependiendo del tipo de estructura y de su altura. La fuerza efectiva por corriente de corto circuito puede reducirse aplicando un factor K_f a la Ec. (4.16), por lo tanto:

$$F_{sc} = K_f \left[\frac{0.2 \times 10^{-4} \Gamma(1.6\sqrt{2} \times I_{sc})^2}{D} \right] \quad (4.17)$$

Donde:

K_f = factor de flexibilidad de la estructura de montaje. En la Fig. 4.9 se indican diversos valores, para estructuras de montajes monofásicos [11]. Para el caso de montajes trifásicos el valor es 1.0

En la sección siguiente, se describe la fuerza por corriente de corto circuito transmitida al sistema de soporte de barras.

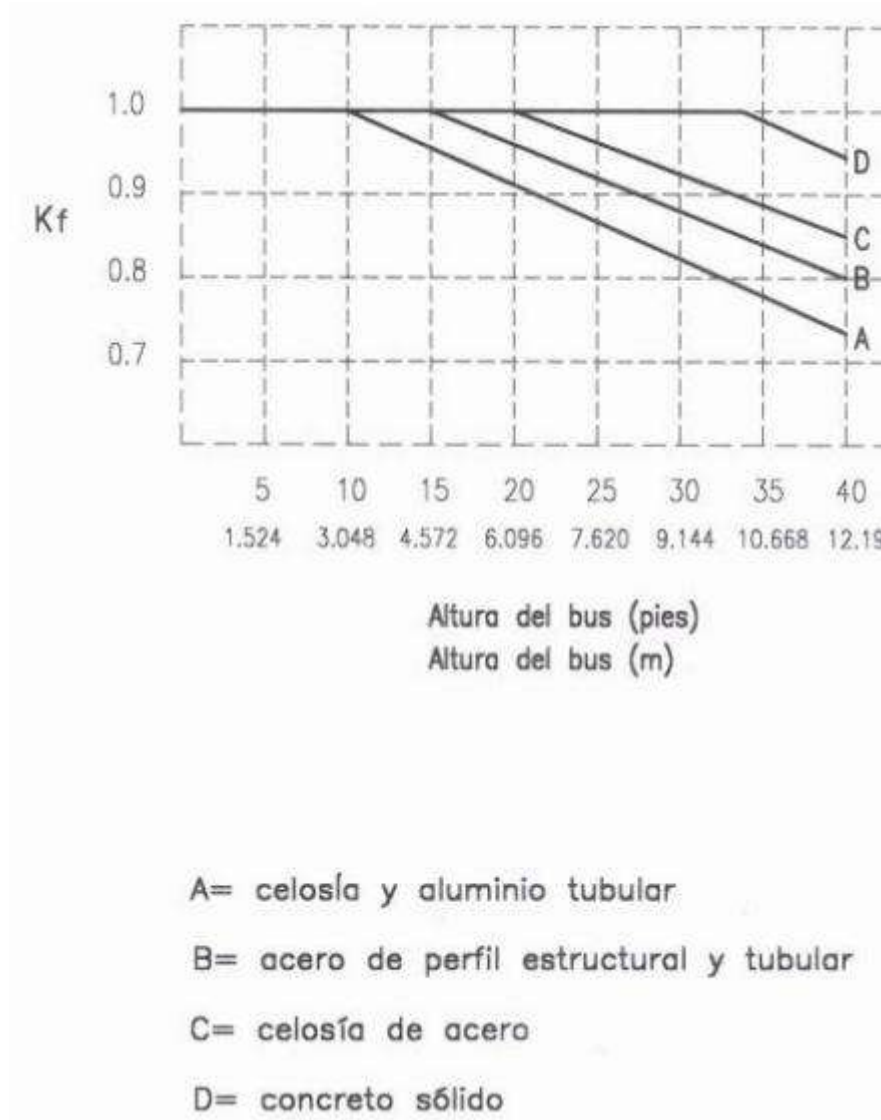


Figura 4. 9: Constante K_f para diversos tipos de materiales

4.5.7. Rigidez del conductor.

Cualquier tramo de barra debe tener la suficiente dureza y rigidez para soportar las fuerzas de gravedad, viento y corto circuito y mantener su integridad mecánica y eléctrica.

La máxima longitud permisible de un tramo de barra puede calcularse para un límite dado de deflexión vertical, la contribución de fuerza gravitacional y las condiciones de apoyo.

Los límites de deflexión vertical comúnmente se basan en la razón de la deflexión del conductor al tramo de longitud, en un rango desde 1/300 a 1/150. Las deflexiones verticales dependen de la fuerza gravitacional y el total de esta fuerza, es la suma de los pesos del conductor, hielo y materiales de amortiguamiento.

$$F_G = F_C + F_H + F_A \quad (4.18)$$

Donde:

F_G = fuerza gravitacional total (N/m)

F_C = peso unitario del conductor (N/m)

F_A = peso unitario de los materiales de amortiguamiento (N/m)

F_H = peso unitario de hielo (N/m)

La deflexión de las barras se basa en las dimensiones del conductor y en la separación de sus apoyos. De acuerdo con los tipos de apoyo, se puede calcular el tramo de longitud permisible de conductor, considerando las siguientes probabilidades:

a) Para un tramo con dos apoyos deslizantes (aplicado para una barra formada por un solo claro):

$$L_D = 2.154 \sqrt[3]{\frac{384EJY_B}{5F_G}} \quad (4.19)$$

c) Para un tramo con dos apoyos fijos (aplicados en los claros intermedios de una barra):

$$L_D = 2.154 \sqrt[3]{\frac{384EJY_B}{F_G}} \quad (4.20)$$

c) Para un tramo con un apoyo deslizante y uno fijo (aplicado en el claro final de la barra):

$$L_D = 2.154 \sqrt[3]{\frac{185EJY_B}{F_G}} \quad (4.21)$$

Donde:

L_D = tramo de longitud permisible (cm)

Y_B = deflexión permisible como una fracción del tramo de longitud: 1/300 a 1/150, que equivale a una deflexión de la longitud del tramo de 0.33% a 1% respectivamente

E = módulo de elasticidad (kPa o kN/m^2). Para el aluminio aleación 6063, su valor es 6.895×10^7 y para el cobre es de 11.03×10^7

J = momento de inercia de la sección transversal (cm^4). Ver la Tabla 4.6

F_G = peso unitario total de la barra (N/m)

Para tramos continuos de barra, de más de dos tramos, considerando que la máxima deflexión ocurre al final de cada uno de ellos, se puede aplicar la Ec. (4.21). Con objeto de determinar las longitudes de tramos adecuadas, es necesario considerar los esfuerzos máximos permisibles del material del conductor.

Los máximos esfuerzos de deflexión que un conductor soporta, son una función de la fuerza vectorial total sobre el conductor. La fuerza total unitaria sobre un conductor en configuración horizontal es:

$$F_{TH} = \sqrt{(F_V + F_{sc})^2 + (F_G)^2} \quad (4.22)$$

Donde:

F_{TH} = fuerza total unitaria sobre un conductor en configuración horizontal (N/m)

F_V = fuerza unitaria del viento (N/m), de la Ec. (4.12)

F_{sc} = fuerza unitaria por corto circuito (N/m), de la Ec. (4.17)

F_G = peso unitario total de la barra (N/m), de la Ec. (4.18)

El ángulo de la F_{TH} horizontal es:

$$\theta_H = \tan^{-1} \left(\frac{F_G}{F_V + F_{SC}} \right) \quad (4.23)$$

La fuerza total unitaria sobre el conductor en configuración vertical es:

$$F_{TV} = \sqrt{(F_V)^2 + (F_G + F_{SC})^2} \quad (4.24)$$

El ángulo de la F_{TV} vertical es:

$$\theta_V = \tan^{-1} \left(\frac{F_G + F_{SC}}{F_V} \right) \quad (4.25)$$

Considerando la fuerza total unitaria se puede determinar el tramo de longitud permisible, considerando el máximo esfuerzo del material. Para los diferentes tipos de apoyos se puede calcular de las siguientes expresiones:

a) Para dos apoyos deslizantes

$$L_S = 3.16 \sqrt{\frac{8FES}{F_T}} \quad (4.26)$$

Donde:

L_S = máxima longitud permisible (cm)

F_E = esfuerzo máximo permisible o resistencia a la tensión (kN/m^2). Ver la Tabla 4.6

S = módulo de sección (cm^2). Ver la Tabla 4.6

F_T = fuerza total (N/m), de la Ec. (4.24)

El máximo momento flexionante ocurre a la mitad del tramo

b) Para dos apoyos fijos

$$L_S = 3.16 \sqrt{\frac{12F_E S}{F_T}} \quad (4.27)$$

Donde las variables se definieron en la Ec. (4.26)

c) Para un apoyo fijo y uno deslizante

$$L_S = 3.16 \sqrt{\frac{8F_E S}{F_T}} \quad (4.28)$$

Donde las variables se definieron en la Ec. (4.26)

d) Tramos continuos de barra Cuando se tienen tramos continuos (dos, tres o cuatro tramos), para calcular la máxima longitud permisible, se pueden utilizar las ecuaciones siguientes:

- Para dos tramos de barra

$$L_S = 3.16 \sqrt{\frac{8F_E S}{F_T}} \quad (4.28a)$$

Donde las variables se definieron en la Ec. (4.26)

- Para tres tramos de barra

$$L_S = 3.16 \sqrt{\frac{10F_{ES}}{F_T}} \quad (4.28b)$$

Donde las variables se definieron en la Ec. (4.26)

- Para cuatro tramos de barra

$$L_S = 3.16 \sqrt{\frac{28F_{ES}}{F_T}} \quad (4.28c)$$

Donde las variables se definieron en la Ec. (4.26)

Para estas tres últimas ecuaciones, se debe considerar que la longitud máxima permisible está limitada por el máximo esfuerzo en el material, el cual ocurre en el segundo soporte del final de cada tramo. La Ec. (4.28c), se puede utilizar conservadoramente para más de cuatro tramos.

El máximo momento flexionante ocurre en el apoyo fijo del tramo y la máxima longitud del tramo permisible L_A , se selecciona de la que resulta menor de L_D y L_S de acuerdo a las Ecs. (4.19) a (4.28c).

4.5.8. Rigidez en aisladores.

Debido a que las fuerzas sobre los conductores son transmitidas a los aisladores, la rigidez de estos debe evaluarse.

La fuerza en cantiléver en aisladores, es una función de la longitud del tramo del conductor soportado por los aisladores. Las fuerzas externas sobre las barras y los aisladores son:

- La fuerza por corriente de corto circuito

- La fuerza del viento
- Las fuerzas gravitacionales

La fuerza por corriente de corto circuito transmitida al sistema de soporte de barras puede calcularse de la siguiente expresión:

$$F_{SB} = L_E F_{SC} \quad (4.29)$$

Donde:

F_{SB} = fuerza por corriente de corto circuito transmitida a los soportes (N)

L_E = longitud efectiva del tramo de barra (m), Tabla 4.16

F_{SC} = fuerza unitaria por corriente de corto circuito (N/m), de la Ec. (4.17)

La longitud efectiva del tramo de barra depende del propio tramo y de las condiciones de los soportes de barras y puede obtenerse de la Tabla 4.16 para la condición particular del número de tramos y sus correspondientes soportes. La fuerza del viento transmitida al sistema de soporte de las barras se calcula de la siguiente expresión:

$$F_{VB} = L_E F_V \quad (4.30)$$

Donde:

F_{VB} = fuerza del viento transmitida a los soportes (N)

L_E = longitud efectiva del tramo de barra (m), Tabla 4.16

F_V = fuerza del viento sobre la barra (N/m), de la Ec. (4.12)

La fuerza del viento actuando sobre el centro de un aislador se puede calcular de:

$$F_{VA} = 4.731 \times 10^{-6} C_A K_Z G_R V^2 (D_A + 2r_1) H_A \quad (4.31)$$

Donde:

F_{VA} = fuerza del viento actuando sobre el centro de un aislador (N)

H_A = altura del aislador (cm). Ver la Fig. 4.10

D_A = diámetro efectivo del aislador (cm) r_1 , C_A , K_Z , G_R y V se definieron en la Ec. (4.12)

Configuración de las barras	Condiciones de los soportes de barras					Máxima longitud del tramo de barra (L_E)
	S_1	S_2	S_3	S_4	S_5	
Tramo sencillo	D	D				$(1/2)L$
Tramo sencillo	D	F				$(5/8)L$ (Max en S_2)
Tramo sencillo	F	F				$(1/2)L$
2 tramos continuos	D	M	D			$(5/4)L$ (Max en S_2)
2 tramos continuos	D	F	F			$(9/8)L$ (Max en S_2)
2 tramos continuos	F	F	F			L (Max en S_2)
3 tramos continuos	D	M	M	D		$(11/10)L$ (Max en S_2)
4 tramos continuos	D	M	M	M	D	$(32/28)L$ (Max en S_2)

donde:
 L = longitud del M tramo de barra considerando la misma, para dos ó más tramos
 L_E = máxima longitud efectiva del tramo de barra
 D = para terminal deslizante
 F = para terminal fija
 M = para soporte a la mitad de un tramo continuo

Nota: Esta tabla se aplica solo a tramos de la misma longitud. El soporte a la mitad de un tramo continuo tiene únicamente fuerza de reacción y no momento ya que este existe en el punto de soporte. Para tramos continuos de más tramos de los mostrados en la tabla, usar la ecuación para cuatro tramos para las mismas condiciones en los extremos.

Tabla 4. 12: Máxima longitud efectiva del tramo de barra LE soportada por aisladores para diversas configuraciones de barras

El diámetro efectivo en aisladores donde no se conserva un diámetro constante, puede calcularse con la siguiente expresión que promedia los diversos diámetros:

$$D = \frac{D_1 + D_2 + \dots + D_n}{n} \quad (4.32)$$

Donde:

D_1, D_2, \dots, D_n = diámetros exteriores de cada subensamble para la 1ª, 2ª y enésima sección del aislador (Ver la Fig. 4.10)

Cuando el aislador tiene un diámetro uniforme, la fuerza FVA actúa sobre el centro del mismo (Fig. 4.10).

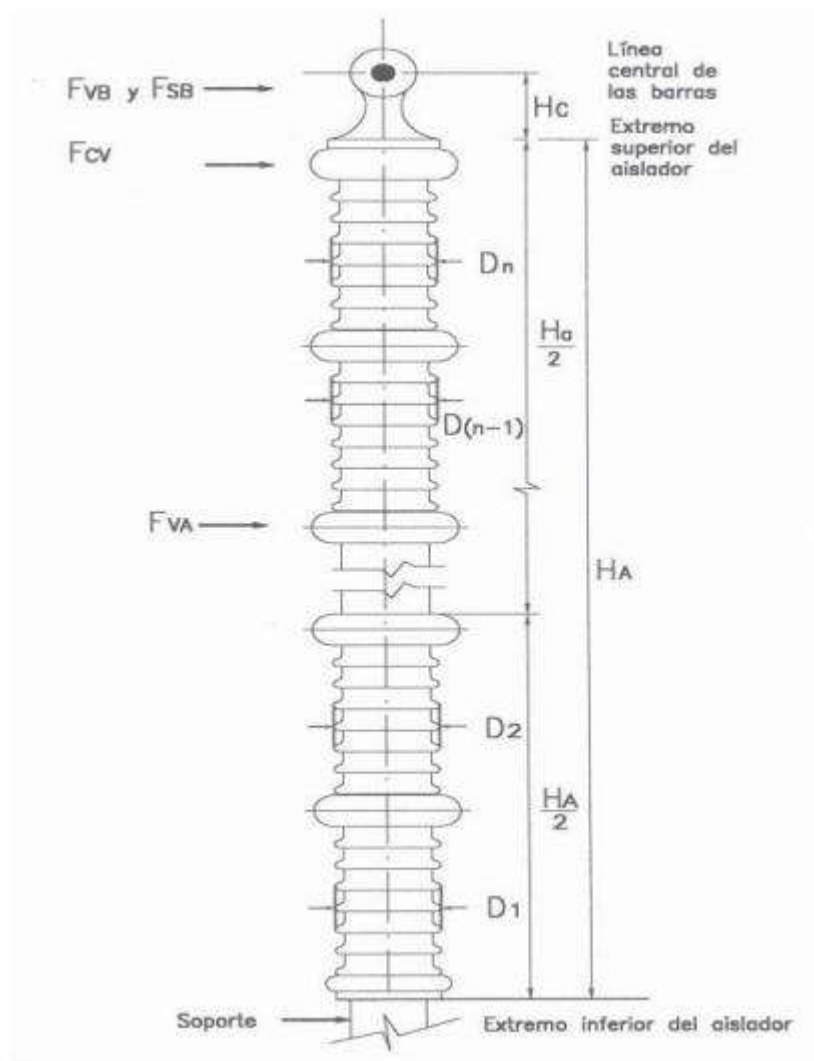


Figura 4. 10: Fuerzas en un aislador con montaje vertical

En algunas configuraciones de estructuras de barras, el aislador puede estar sujeto a fuerzas gravitacionales en cantiléver, las que deben sumarse a las fuerzas anteriormente analizadas. Estas fuerzas se deben principalmente al total de las masas actuando sobre el aislador y pueden determinarse de la siguiente expresión:

$$F_{GC} = L_E (F_G + F_{AI})$$

(4.33)

Donde:

F_{GC} = peso efectivo de la barra transmitida a los soportes (N)

L_E = longitud efectiva del tramo de barra (m), Tabla 4.16

F_G = peso total unitario de la barra (N/m)

F_{AI} = peso total unitario del aislador solo incluir para colocación en cantiléver (N/m)

La carga total sobre un aislador montado verticalmente y que soporta barras horizontales, es la suma de las fuerzas en cantiléver actuando sobre el aislador, multiplicadas por los factores de sobrecarga. La carga total para un aislador montado verticalmente y que soporta barras horizontales (Fig. 4.10), puede calcularse de la siguiente ecuación:

$$F_{CV} = K_1 \left[\frac{F_{VA}}{2} + \frac{(H_A + H_C) F_{VB}}{H_A} \right] + K_2 \left[\frac{(H_A + H_C) F_{SB}}{H_A} \right]$$

(4.34)

Donde:

F_{CV} = carga total que actúa en el aislador con montaje vertical (N)

F_{VA} = fuerza del viento sobre el aislador (N), de la Ec. (4.31)

F_{SB} = fuerza transmitida al sistema de soporte de barras por la corriente de corto circuito (N), de la Ec. (4.29)

F_{VB} = fuerza del viento sobre la barra transmitida al sistema de soporte (N), de la Ec. (4.30)

H_A = altura del aislador (cm)

H_C = altura sobre el aislador al centro de la barra (cm)

K_1 = factor de sobrecarga aplicado a la fuerza del viento

K_2 = factor de sobrecarga aplicado a las fuerzas de corriente de corto circuito.

La carga total en cantiléver sobre un aislador montado horizontalmente y que a su vez soporta barras horizontales (Fig. 4.11), se puede calcular de la siguiente expresión:

$$F_{CH} = K_3 \left[\frac{F_{AP}}{2} + \frac{(H_A + H_C)F_{GC}}{H_A} \right] + K_2 \left[\frac{(H_A + H_C)F_{SB}}{H_A} \right] \quad (4.35)$$

Donde:

F_{CH} = carga total que actúa en el aislador con montaje vertical (N)

F_{AP} = peso del aislador (N)

F_{SB} = fuerza transmitida al sistema de soporte de barras por la corriente de corto circuito (N), de la Ec. (4.29)

F_{GC} = peso efectivo de la barra transmitida a los soportes (N), de la Ec. (4.33)

H_A = altura del aislador (cm)

H_C = altura sobre el aislador al centro de la barra (cm)

K_2 = factor de sobrecarga aplicado a las fuerzas de corriente de corto circuito

K_3 = factor de sobrecarga aplicado a las fuerzas gravitacionales

Un valor conservador de 2.5 se recomienda por los fabricantes de aisladores, para los factores K_1 y K_3 .

Debido a que la estructura de montaje de los aisladores, tiene cierta flexibilidad, esto permite absorber energía durante la falla, de tal manera que el valor del

factor de sobrecarga K_2 (fuerzas debidas a la corriente de falla) se puede considerar por lo general 1.0 y está relacionado con la frecuencia natural del aislador, el peso efectivo del tramo de conductor y la combinación de la estructura de montaje con el propio aislador. Para el caso de esfuerzos extremos, cuando se realiza un estudio dinámico, se puede usar 2.5 como factor de sobrecarga K_2 .

4.5.9. Expansión Térmica.

Cuando la temperatura de una barra cambia, existe un correspondiente cambio en su longitud. Este cambio de longitud puede calcularse como:

$$\Delta L = \frac{\alpha L_i (T_f - T_i)}{1 + \alpha T_i} \quad (4.36)$$

Donde:

ΔL = cambio en la longitud del tramo de conductor (m)

α = coeficiente de expansión térmica ($1/^\circ C$), 1.66×10^{-5} para cobre, 2.31×10^{-5} para aluminio.

T_i = temperatura inicial de la instalación ($^\circ C$)

T_f = temperatura final ($^\circ C$)

L_i = longitud del tramo a la temperatura inicial (m)

Cuando los apoyos del conductor son fijos y la temperatura cambia, resultan fuerzas de contracción o expansión las cuales son independientes de la longitud del tramo del conductor. Para absorber los esfuerzos térmicos en las barras colectoras y evitar daños en las boquillas y en los aisladores, se recomienda instalar juntas de expansión en las barras que llegan al equipo de potencia y clemas deslizantes para soportar los tubos sobre los aisladores.

CAPITULO 5.

5.1. EVALUACION ECONOMICA.

5.1.1. Flujo de Caja Efectivo.

En finanzas se entiende por flujo de caja (en inglés cash flow) los flujos de entradas y salidas de caja o efectivo, en un período dado. El flujo de caja es la acumulación neta de activos líquidos en un periodo determinado y, por lo tanto, constituye un indicador importante de la liquidez de una empresa. El estudio de los flujos de caja dentro de una empresa puede ser utilizado para determinar: Para analizar la viabilidad de proyectos de inversión, los flujos de fondos son la base de cálculo del valor actual neto y de la tasa interna de retorno. Para medir la rentabilidad o crecimiento de un negocio cuando se entienda que las normas contables no representan adecuadamente la realidad económica [13].

5.1.2. Valor Actual Neto (VAN)

El valor actual neto, también conocido como valor actualizado neto o valor presente neto (en inglés net present value), cuyo acrónimo es VAN (en inglés, NPV), es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja (en inglés cash-flow) futuros o en determinar la equivalencia en el tiempo 0 de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial. Cuando la equivalencia es mayor que el desembolso inicial, entonces, es recomendable que el proyecto sea aceptado, dicho de otra manera, si el VAN resulta positivo, el proyecto es rentable [14]. El VAN se puede calcular con la ecuación siguiente:

$$VAN = -I + \sum_{t=1}^n \frac{Ct}{(1-r)^t} \quad (5.1)$$

Donde:

I = Inversión del proyecto

C_t = Flujo de efectivo en el tiempo t

r = Tasa de descuento o interés

n = Periodo de análisis

5.1.3. Tasa Interna de Retorno (TIR).

La tasa interna de retorno o tasa interna de rentabilidad (TIR) de una inversión es la media geométrica de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión, y que implica por cierto el supuesto de una oportunidad para "reinvertir". En términos simples, diversos autores la conceptualizan como la tasa de descuento con la que el valor actual neto o valor presente neto (VAN o VPN) es igual a cero [14]. La TIR puede utilizarse como indicador de la rentabilidad de un proyecto: a mayor TIR, mayor rentabilidad; así, se utiliza como uno de los criterios para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el coste de oportunidad de la inversión (si la inversión no tiene riesgo, el coste de oportunidad utilizado para comparar la TIR será la tasa de rentabilidad libre de riesgo). Si la tasa de rendimiento del proyecto - expresada por la TIR- supera la tasa de corte, se acepta la inversión; en caso contrario, se rechaza [15]. La TIR es obtenida con la siguiente expresión:

$$0 = -I + \sum_1^n \frac{C_t}{(1-TIR)^t} \quad (5.2)$$

Dónde:

TIR= Tasa interna de retorno Las demás variables se definieron en la Ec. (5.1)

III. RESUMEN EJECUTIVO.

CAPITULO 6.

6.1. Descripción del trabajo.

En este proyecto se realizó el diseño y dimensionamiento de un esquema para el seccionamiento la línea de transmisión en la Estación Campo Dos, para lograr esto se tuvo que elegir la configuración más favorable para poder tener las condiciones para seccionar la línea de transmisión.

6.1.1. Métodos y Técnicas utilizadas.

6.1.1.1. Tipo de Investigación

El desarrollo de este trabajo corresponde a una investigación aplicada desde el punto de vista del objeto de estudio y según la extensión del estudio es una investigación de caso.

6.1.1.2. Técnicas e instrumentos de recolección de datos.

Para la recolección de datos se realizaron observaciones directas de la instalación y la posterior encuesta a los encargados. La técnica de observación fue de modalidad no estructurada y tuvo como instrumento el registro descriptivo. Mientras que la encuesta fue de carácter oral, con la guía de encuesta como instrumento principal.

6.1.1.3. Métodos y análisis de datos.

El método y análisis de datos serán tanto cuantitativos como cualitativos por la necesidad del proyecto.

6.1.1.4. Fases metodológicas.

Se desarrollarán las siguientes fases metodológicas para encarar el logro de los objetivos perseguidos con este proyecto de fin de grado:

- **Fase I: Relevamiento de Datos**

Se procederá al relevamiento de datos de las condiciones actuales de la instalación en la Estación Campo Dos. Primeramente, se identificarán los equipos de maniobras existentes en la estación correspondiente a la posición del transformador, así también las dimensiones del terreno donde se encuentra ubicada la estación. Esta fase se realizará con la observación directa de los componentes en el lugar y mediante encuesta oral a los encargados.

- **Fase II: Definición de Criterios Técnicos**

Una vez obtenido los datos de la instalación correspondiente a la ES-CDO, se realizará un estudio documental en donde se obtendrán informaciones relevantes para establecer los criterios técnicos que se consideraran para la elaboración del esquema de seccionamiento. Para dicho estudios se recurrirá a normas (IEC, IEE, ISO, ANSI), catálogos técnicos de proveedores de equipos eléctricos de potencia y así también a texto bibliográficos con teorías relacionadas al proyecto.

- **Fase III: Planteamiento de Diseños Alternativos del Esquema de seccionamiento.**

Se realizará una revisión de todos los diseños posible de tal forma a determinar las ventajas y desventajas de todos los diseños del esquema de seccionamiento.

- **Fase IV: Análisis de la viabilidad técnica y económica.**

En esta etapa se realizará el análisis de viabilidad técnica y económica de los diseños planteados. Para el análisis técnico se deberá tener en cuenta el cumplimiento de los criterios establecidos en la Fase II. En esta fase también se va a realizar la evaluación económica mediante la estimación del costo total

estimado para cada diseño del esquema de seccionamiento, teniendo en cuenta todos sus componentes requeridos.

- **Fase V: Elaboración del esquema de seccionamiento de la línea definitivo**

Una vez hecha el análisis de la confiabilidad técnica y económica se procederá a la elección del diseño más favorable. Luego se procederá a diseñar el esquema definitivo, realizando el dimensionamiento de cada uno de los componentes involucrados con la ayuda de algún software para el efecto. También se realizará el diseño para la ubicación física en el patio de 220 k

- **Fase VI: Dimensionamientos de todos los equipos involucrado en el seccionamiento definitivo.**

Una vez que se establezca el diseño definitivo de la nueva configuración se procederá a realizar todos los cálculos para dimensionar todos los equipos de las nuevas posiciones.

- **Fase VII: Elaboración de presupuesto de la alternativa seleccionada**

La última fase será la realización de un presupuesto detallado de todos los componentes que comprende la elaboración del esquema de seccionamiento.

6.2. Justificación

Cualquier Institución prestadora de servicio, en este caso en particular proveedora de la energía Eléctrica apuntan siempre a la calidad de energía eléctrica y dentro de esto está un aspecto muy importante que es la continuidad de servicio.

Mediante este trabajo se busca garantizar la continuidad de servicio de la Estación Campo Dos elaborando un diseño y dimensionamiento de un esquema de seccionamiento de línea de transmisión de 220 kV, acorde a un nivel de confiabilidad compatible con la carga alimentada por la misma. Y así ante una falla disponer de una configuración para por seccionar la línea y despejar en tramo fallado, evitando que la estación Campo Dos salga fuera de servicio ante estos casos. Tener la línea seccionada en la Estación CDO permitirá hacer trabajos de mantenimiento a los equipos de línea en la Estación K30 y así también en la Estación COV sin necesidad de sacar fuera de servicio la Estación CDO.

La energía eléctrica es un recurso fundamental para el desarrollo económico de una población, ya que determina en gran medida los niveles de productividad, la posibilidad del desarrollo industrial y la calidad de vida de los habitantes. Es así que garantizando la continuidad de servicio de la energía eléctrica en la Estación Campo Dos estaríamos garantizando el desarrollo de la productividad de todas las industrias que están instalada en la ciudad de J Eulogio Estigarribia.

6.3. Finalidad del proyecto

Con este proyecto se pretende garantizar el servicio de la energía eléctrica a la Estación Campo Dos con una configuración adecuada para seccionar la línea de Transmisión en la Estación.

Tener la línea seccionada permitirá garantizar la continuidad de servicio en la Estación ante falla en la línea o fuera de servicio de la línea por motivo de mantenimiento.

6.4. Metas

Se busca diseñar un esquema técnicamente viable que permita seccionar la línea de transmisión en la ES-CDO para se pueda reducir los fueros de servicio en lo más mínimo ante una falla en la línea o por trabajos de manteniendo en la línea.

6.5. Objetivos

6.5.1. Objetivos generales

Diseñar y dimensionar un esquema de seccionamiento de la línea de 220 kV en la Estación CDO.

6.5.2. Objetivos específicos

- Recabar datos e informaciones técnicas de la situación actual de la ES-CDO
- Definir criterios técnicos para elaborar proyecto ejecutivo del esquema de seccionamiento
- Plantear los diseños alternativos del esquema de seccionamiento de la línea
- Analizar la viabilidad técnica y económica de las alternativas planteadas
- Elaborar el esquema de seccionamiento de la línea definitivo
- Dimensionar todos los equipos involucrado en de seccionamiento de la línea definitivo
- Elaborar presupuesto de la alternativa seleccionada

6.6. Beneficiarios

El proyecto beneficiará a todos los usuarios de la Estación Campo Dos con menos corte en el suministro eléctrico, así también a los usuarios industriales que se encuentra instalado en la ciudad, que van a garantizar la continuidad de su línea de producción. De esta manera también será beneficiada la Administración Nacional de Electricidad por no corta con fuera de servicio la Estación Campo Dos.

6.7. Producto

Esquema de seccionamiento de la línea de Transmisión en la Estación Campo Dos.

6.8. Localización física y cobertura espacial.

La Estación Campo Dos está ubicada en el kilómetro 200 de la Ruta N°. 2 Mariscal Estigarribia en la compañía de Campo Dos del distrito de J. Eulogio Estigarribia de Departamento de Caaguazú. En la siguiente figura podemos apreciar una imagen satelital de la ubicación de la ES-CDO.



Figura 6. 1: Vista satelital de la ES-CDO.



Figura 6. 2: Vista satelital de la ES-CDO.

6.9. Especificaciones de actividades y tareas realizadas

- Recolección de datos de la situación actual de los equipos de la Estación.
- Estudio de las condiciones actual de la Estación.
- Definición de los criterios técnicos para el diseño de un esquema de seccionamiento de Línea de Transmisión.
- Planteamiento de los diseños alternativos para el diseño del esquema de seccionamiento.

- Análisis de la viabilidad técnica y económica de los diseños planteados.
- Elección del esquema más favorable para el seccionamiento.
- Elaboración del esquema definitivo para el seccionamiento.
- Dimensionamiento de todos los equipos involucrado en el esquema definitivo.
- Realización del presupuesto del esquema de seccionamiento definitivo.

6.10. Factibilidad técnica

Con la implementación de un circuito que permita seccionar la línea de transmisión se lograra que la Estación Campo Dos tenga más confiabilidad, garantizando así el servicio ante fallas en la línea de transmisión como así también antes trabajos de mantenimientos.

El diseño del esquema de seccionamiento de línea es mediante una configuración de barra simple que técnicamente cumple con todos los objetivos planteados en este proyecto.

6.11. Factibilidad Económica.

6.11.1. Beneficios

6.11.1.1. Continuidad de servicio durante mantenimiento a equipos de Línea de transmisión.

Con la implementación del Diseño de un esquema de seccionamiento de línea mediante la configuración barra simple se evitara perdidas a la ANDE por cortes en el suministro durante los trabajos de mantenimiento a los equipos de línea. En la siguiente Tabla se puede observar el monto total de pérdidas y que se convierten en beneficios para la empresa con la implementación del Diseño de Seccionamiento propuesto. La memoria de cálculo se puede ver en el Apendice A.1.1.1.

PERDIDAS ECONOMICA POR FUERA DE SERVICIO	
PERDIDA TOTAL ANUAL EN GUARANIES	93.645.240
PERDIDA TOTAL ANUAL EN DOLARES	15.104

Tabla 6. 1: Perdidas por cortes de suministro por mantenimiento.

6.11.1.2. Continuidad de Servicio ante falla en la línea de transmisión.

La nueva configuración de barra de la ES-CDO también evitara que la Estación salga fuera de servicio ante fallas en la línea de transmisión y esto a su vez evitara perdidas por energía no facturada a la ANDE. La memoria de cálculo se puede ver en el Apendice A.1.1.2.

PERDIDAS ECONOMICA POR FUERA DE SERVICIO	
PERDIDA TOTAL ANUAL EN GUARANIES	56.388.000
PERDIDA TOTAL ANUAL EN DOLARES	9.095

Tabla 6. 2: Perdidas por cortes de suministro por falla en la LT.

6.11.1.3. Costo de falla al sector industrial.

La particularidad que tiene la Estación Campo Dos es que alimenta a una zona industrializada, con una carga aproximada de 25MVA que se encuentra en la categoría Industrial. Por lo que un corte en el suministro de energía de la ES-CDO implica pérdidas en la línea de producción a las industrias. Por lo que existe un costo para las industrias por el corte en el suministro de la energía eléctrica.

En la siguiente tabla se puede observar el costo de falla solo para el sector industrial con una carga de 23.000 kW. La memoria de cálculo se puede ver en el Apéndice A.1.1.3.

PERDIDAS ECONOMICA POR FUERA DE SERVICIO A LAS INDUSTRIAS	
PERDIDA TOTAL ANUAL EN GUARANIES	1.380.000.000
PERDIDA TOTAL ANUAL EN DOLARES	222.581

Tabla 6. 3: Perdidas a las Industrias por fallas en la LT.

6.11.2. Costos

En las siguientes Tablas se puede observar el costo total de todos los equipos involucrados en el esquema de seccionamiento, así también los costos de las obras civiles que implica el proyecto. Todos los precios corresponden a equipos nuevos que han sido obtenidos de la planilla de costeo del Departamento de Proyectos Electromecánico- Sección Estaciones y Subestación de la Administración Nacional de Electricidad.

ITEM	DESCRIPCION	UNID.	CANT.	P. UNITARIO	P TOTAL
1.	SUMINISTRO DE EQUIPOS Y MATERIALES DE POTENCIA				

1.1	Interruptor de potencia trifásico para intemperie en SF6, 245kV, 2000A, 50Hz, 40kA, completo con todos sus accesorios, estructura soporte, dotación completa de SF6, incluyendo ensayos especificados.	Unidad	2	50.000	122.285
1.2	Seccionador a dos columnas de apertura central horizontal, 245kV, 2000 A, 40 kA, montaje horizontal, con mando eléctrico tripolar, con cuchilla de puesta a tierra, completo con todos sus accesorios, incluyendo ensayos especificados.	Unidad	2	13.000	29.250
1.3	Seccionador a dos columnas de apertura central horizontal, 245kV, 2000 A, 40 kA, montaje horizontal, con mando eléctrico tripolar, SIN cuchilla de puesta a tierra, completo con todos sus accesorios, incluyendo ensayos especificados.	Unidad	2	11.000	25.150
1.4.	Transformador de Corriente, Transformador de Pontecial y Descargador	GLOBAL		GLOBAL	109.625
1.7.	Conductores de potencia	m	500	5	2.500
1.8	Conjunto de aisladores de 220 kV para doble conductor ACAR 950MCM, y conectores de potencia 220kV	Unidad	Global		33.350,00
1.8.1.	Piezas de repuestos de aisladores				
SUBTOTAL SUMINISTRO DE EQUIPOS Y MATERIALES DE POTENCIA DE LA SUBESTACIÓN				322.160	

Tabla 6. 4: Lista de precio de Equipos de Potencia.

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANT.	P. UNITARIO	P TOTAL
3	SUMINISTRO DE SISTEMAS INTEGRADOS DE PROTECCIÓN, MEDICIÓN, CONTROL Y COMUNICACIÓN				
3.1	Suministro del Sistema Principal y de Respaldo de Protección, Medición y Control para la posición de llegada y salida de la LT 220kV, de acuerdo a la EETT y esquemas orientativos adjuntos.	GLOBAL	2	32.672	65.344

3.2	Suministro del Sistema (Principal y de Respaldo), Medicion y Control para TRAF0 220/23 kV y esquemas orientativos adjuntos.	GLOBAL	1	37454	37454
3.3	OBRAS ELECTRICAS				
3.3.1	Montaje y conexionado del Sistema de Proteccion (Principal y de Respaldo), Medicion y control para la posicion de llegada y salida de la LT 220kV, de acuerdo a la EETT	GLOBAL	2	12.126,51	24.253,02
3.3.2	Montaje y conexionado del Sistema de Proteccion (Principal y de Respaldo), Medicion y control para TRAF0 220/23 kV, de acuerdo a la EETT	GLOBAL	1	12.126,00	12.126,00
SUBTOTAL SUMINISTRO DE SISTEMAS INTEGRADOS DE PROTECCIÓN, MEDICIÓN, CONTROL Y COMUNICACIÓN				139.177	

Tabla 6. 5: lista de precio de integrados de protección, medición, control y comunicación

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANT.	P. UNITARIO	P. TOTAL
2.	OBRAS CIVILES				
2.1	FUNDACIONES				
2.1.1.	Para pórticos de 220 KV.	UNIDAD	GLOBAL		54.606
2.1.2.	Para equipos 220 Kv (Desc, TP, TC)	UNIDAD	GLOBAL		10.782,00
2.1.3	Para equipos de 220 kV (SECCIONADOR TRIPOLAR)	UNIDAD	GLOBAL		5.285,00
2.1.4	Para equipos de 220 kV (INTERRUPTOR)	UNIDAD	GLOBAL		9.364,00
2.2.	Provisión y/o montaje de pórticos (torres y vigas) metálicas, estructuras soporte de equipos eléctricos, completos con todos sus accesorios y puestas a tierra, incluyendo los costos de lo indicado en planos y Especificaciones	UNIDAD	GLOBAL		96.957,00
2.3.	Ampliacion de patio	m2	308	25	7.700
2.4.	Canaleta	m	GLOBAL	GLOBAL	11.840,00

SUBTOTAL SUMINISTRO DE EQUIPOS Y MATERIALES DE POTENCIA DE LA SUBESTACIÓN	196.534
--	----------------

Tabla 6. 6: Lista de Precio de obras civiles.

RESUMEN	
DESCRIPCION	PRECIO TOTAL
SUBTOTAL SUMINISTRO DE SISTEMAS INTEGRADOS DE PROTECCIÓN, MEDICIÓN, CONTROL Y COMUNICACIÓN	322.160
SUBTOTAL OBRAS CIVILES	196.534
SUBTOTAL SUMINISTRO Y MONTAJE DE EQUIPOS Y MATERIALES DE POTENCIA DE LA SUBESTACIÓN	139.177
TOTAL GENRAL EN DOLARES:	657.871

Tabla 6. 7: Resumen del Costo total del Proyecto.

6.11.3. Evaluación Económica.

6.11.3.1. Determinación del Flujo de efectivo proyectado.

Para la evaluación económica de este proyecto no solo se consideró a la ANDE como único beneficiario si no también el impacto económico positivo que tendrá para las industrias la implementación de este proyecto. Esto es mediante una política de la ANDE que no solo implica satisfacer la necesidad de carga y energía si no también asegurar la mejora continua en la calidad y la confiabilidad de los procesos y servicios brindados. Por lo tanto para determinar el flujo efectivo se tuvo en cuenta el costo total del esquema de seccionamiento de la línea de transmisión y como ingreso el ahorro por la energía no facturada como así también el hecho de evitarse el costo de falla en el suministro de la energía eléctrica para las industrias atendidas por la Estación que nos ocupa. Este último, aunque no se trata de un ingreso efectivo para la ANDE, es una forma de considerar y cuantificar el impacto positivo que tendrá la ejecución de

este proyecto para los clientes industriales y así también de las otras categoría, lo cual está alineado con la responsabilidad social que tiene la ANDE en la prestación de su servicio.

La tabla del flujo efectivo se muestra en el Apéndice A.2 con todos los detalles del cálculo

6.11.3.2. Determinación de la tasa interna de retorno (TIR).

La tasa interna de retorno es del 25%. Este valor está muy encima de la tasa de interés bancaria del Banco Central del Paraguay que es del 16% [17]. Con lo que el proyecto es económicamente viable. Ver detalle del cálculo en Apéndice A.2.

6.11.3.3. Determinación del valor actual neto (VAN).

Con los estudios financiero proyectado se obtiene con la Ecuación 5.1 el valor actual neto que es de 150.159 USD en un periodo de 5 años.

IV. INGENIERÍA DE DISEÑO

CAPITULO 7.

7.1. Relevamiento de Datos.

La primera tarea de este trabajo es la de relevar datos de la situación actual de la Estación Campo Dos, para tal efecto se realizó una visita técnica a dicha Estación, adquiriendo así los datos e informaciones técnicas de todos los equipos que se encuentra en el patio de 220 kV, así también los datos de las líneas de transmisión y por último se relevó las dimensiones del terreno en donde se encuentra la Estación para determinar si se cuenta con espacio disponible para realizar el circuito de seccionamiento de línea.

7.1.1. Clasificación de los equipos de la ES-CDO

En dicha visita se pudo clasificar los equipos más importantes de la Estación, entre estos equipos se encuentran: Interruptor, seccionador, transformador de potencial y transformador de corriente y un transformador de potencia que son los equipos más relevantes que se encuentra en el patio de 220kV cuyas características podemos apreciar en las siguientes tablas.

EQUIPO	INTERRUPTOR
Marca	MAGRINI GALILEO
Cantidad	3 polos
Tensión Nominal	245 KV
Corriente Nominal	1250 A
Capacidad de interrupción simétrico	31,5 KA
Tensión al impulso tipo rayo BIL	1050 KV
Frecuencia	50 Hz
Norma	IEC 56

Tabla 7. 1: Características Técnicas de Equipos

EQUIPO	SECCIONADOR
Marca	MAGRINI GALILEO
Tipo	A dos columnas con apertura central
Cantidad	1
Tensión nominal	245 kV
Corriente nominal	1250 A
Capacidad de interrupción simétrico	31,5 kA
Tensión al impulso tipo rayo BIL	1050 kV
Frecuencia	50 Hz
Norma	IEC 62271-102

Tabla 7. 2: Características Técnicas de Equipos

Equipo	TRANSFORMADOR
Marca	WEG
Potencia nominal ONAF2	80 MVA
Cantidad de Fases	3
Tensión nominal en alta tensión	220 KV
Corriente nominal en alta tensión	209.9 A
Tensión nominal en baja tensión	23 KV
Corriente nominal en baja tensión	2008.2
Tensión al impulso tipo rayo BIL	950 kV
Frecuencia	50 Hz
Impedancia de Cortocircuito (80000 kVA)	12 %

Tabla 7. 3: Características Técnicas de Equipos

7.1.2. Datos de Línea de Transmisión de 220 000 Voltios

La conexión original de la ES-CDO es sobre la LT-COV1 (Línea de Transmisión Coronel Oviedo 1) de 220kV que sale de la ES-K30 (Estación Kilometro 30) y llega hasta la ES-COV (Estación Coronel Oviedo), esta línea es transmitida mediante una estructura de simple terna. Como podemos apreciar en la Figura 6.1 la línea LT-COV1 pasa por encima de la Estación mediante un pórtico que se encuentra en el patio de 220kV del cual se hacia la derivación directa para la conexión de la Estación.



Figura 7. 1: Pórtico de Llegada de Línea.

Luego por cuestiones de capacidad de transmisión de la línea LT-COV1 se tuvo que cambiar de conexión la Estación y paso a derivarse de forma directa de la línea LT-COV2 (Línea de Transmisión Coronel Oviedo 2) de 220kV que parte

también de la E S-K30 y llega hasta la ES-COV al igual que la LT-COV1, esta línea es transmitida mediante una estructura de doble terna.

La nueva conexión se deriva de una torre de suspensión que está próxima a la Estación, como se puede apreciar en la Figura 6.2 la derivación se realiza mediante conductores que bajan de la torre y pasa por columnas metálicas que sirven como pórtico provisorio (ver Figura 6.3) para la entrada de la línea a la Estación.

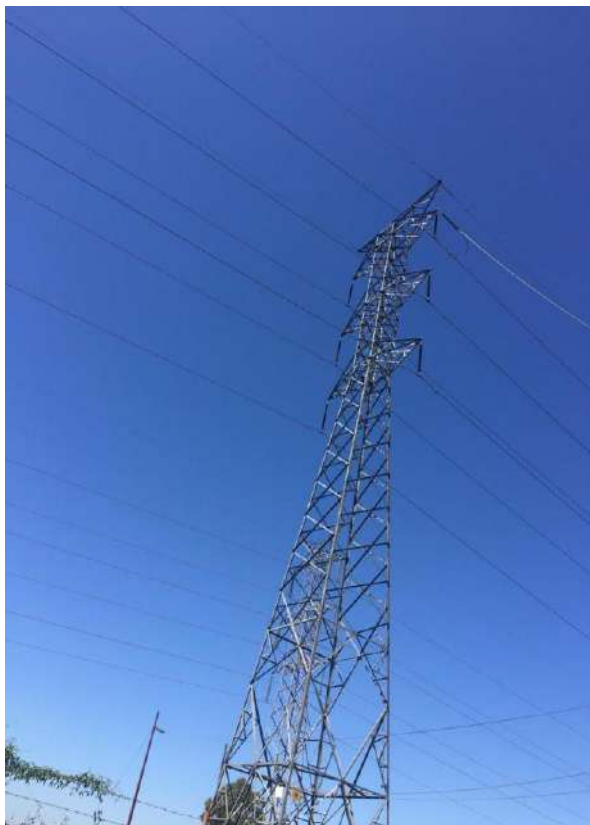


Figura 7. 2: Torre de Suspensión de la
LT-COV2.



Figura 7. 3: Pórtico Provisoria

Las características técnicas tanto de la LT-COV1 y la LT-COV2 son iguales. En la siguiente tabla se expresa detalladamente todos los parámetros técnicos.

LT-COV1		LT- COV2	
Longitud	158,8 km	Longitud	158,8 km
Sistema de Tensión	trifásico	Sistema de Tensión	trifásico
Potencia	230 MVA	Potencia	300 MVA
Tensión	220 kV	Tensión	220 kV
Corriente Nominal	600 A	Corriente Nominal	787 A
Frecuencia	50 Hz	Frecuencia	50 Hz
X1	0,4 ohm/Km	X1	0,4 ohm/Km
R1	0,07ohm/Km	R1	0,07ohm/Km
C1	2,87 μ S/Km	C1	2,87 μ S/Km
X0	1,34 ohm/Km	X0	1,34 ohm/Km
R0	0,29 ohm/Km	R0	0,29 ohm/Km
C0	1,82 μ S/Km	C0	1,82 μ S/Km

Tabla 7. 4: Características Técnicas de la LT-COV1 y LT-COV2

7.1.3. Estudio de las condiciones actuales de la ES-CDO.

Actualmente la ES-CDO está en derivación directa de la línea LT-COV2 como se puede observar en la Figura 6.4. La posición de salida de la LT-COV2 de la ES-K30 se puede observar del lado izquierdo de la figura y del lado derecho la posición de llegada de la LT a la ES-COV.

En condiciones normales de operación está cerrado el seccionador 11 y así también el interruptor número 71, que es el encargado de despejar el Transformador de Potencia ya sea por la falla o por alguna necesidad.

Ante una eventual fuera de servicio de la línea de transmisión (LT) por una falla en la misma, la ES-CDO sale también fuera de servicio por la configuración que presenta la Estación que está en derivación directa de la línea.

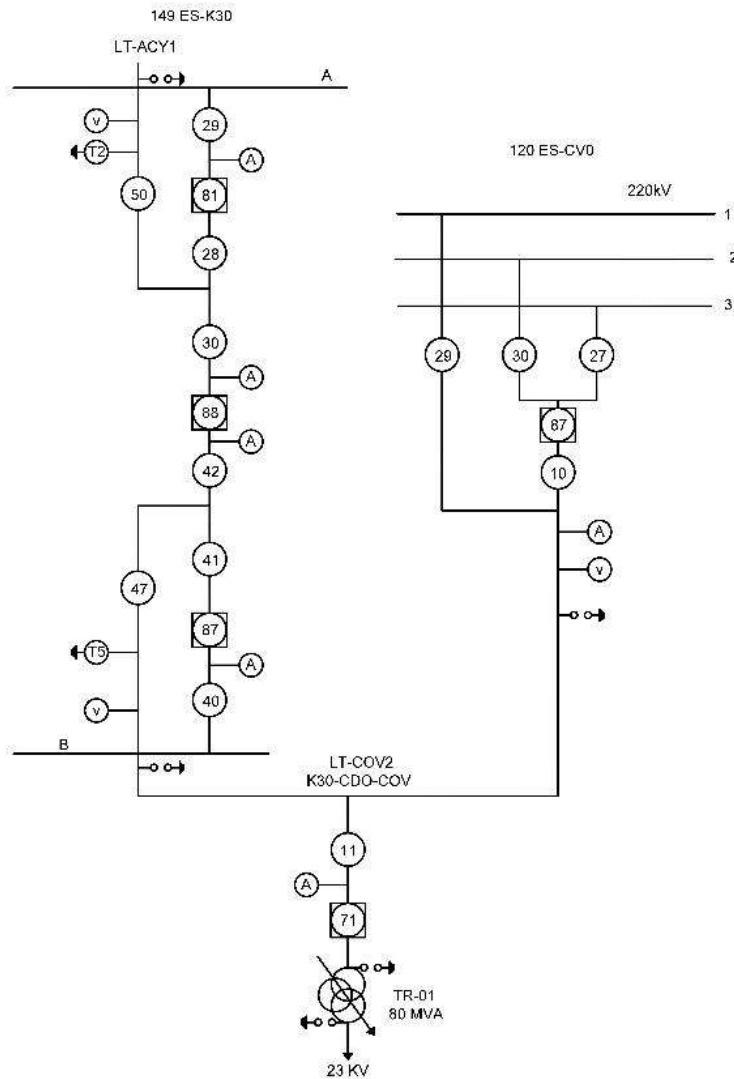


Figura 7. 4: Esquema Unifilar de ES-CDO

Este problema no solo se presenta ante fallas en la línea sino también a la hora de hacer mantenimiento a los equipos de líneas de alta tensión. Como podemos observar en la figura 6.4 para trabajo de mantenimiento al seccionador 47 en la ES-K30 y a los seccionadores 29 y 10 de la ES-COV, necesariamente la línea sale fuera de servicio dejando así también a las ES-CDO fuera de servicio por las condiciones ya mencionada más arriba.

Que la Estación este en derivación directa, sin seccionar la línea imposibilita despejar la falla, por ejemplo si la falla ocurre en el tramo 1 comprendido desde la ES-K30 hasta la ES-CDO o si la falla ocurre en el tramo 2 comprendido desde ES-CDO hasta la ES-COV.

Si en la ES-CDO se contara con otra configuración en donde exista la posibilidad de seccionar la línea, por ejemplo permitirá alimentar la ES-CDO de la ES-COV si la falla ocurre en el tramo1. La otra situación que se puede presentar es que si la falla ocurre en tramo2 se podrá despejar dicho tramo y seguir alimentando de la ES-K30.

7.1.4. Dimensiones del terreno de la Estación Campo Dos.

En la visita técnica que se realizó a la Estación de Campo Dos se aprovechó para poder recabar todas las dimensiones del terreno. En la siguiente Figura se puede observar la disposición general de los equipos de potencia dentro del patio de 220kV y todas las acotaciones del predio de la Estación.

Para la realización del circuito de seccionamiento de línea, sea cual fuese la configuración electa para tal efecto, algunos equipos de la posición actual serán removidos y algunos serán reutilizado en la nueva configuración, considerando estas modificaciones podemos observar el espacio disponible, de tal manera durante el desarrollo de este proyecto se pueda tener todas las dimensiones para la incorporación de los equipos de potencia para el circuito de seccionamiento.

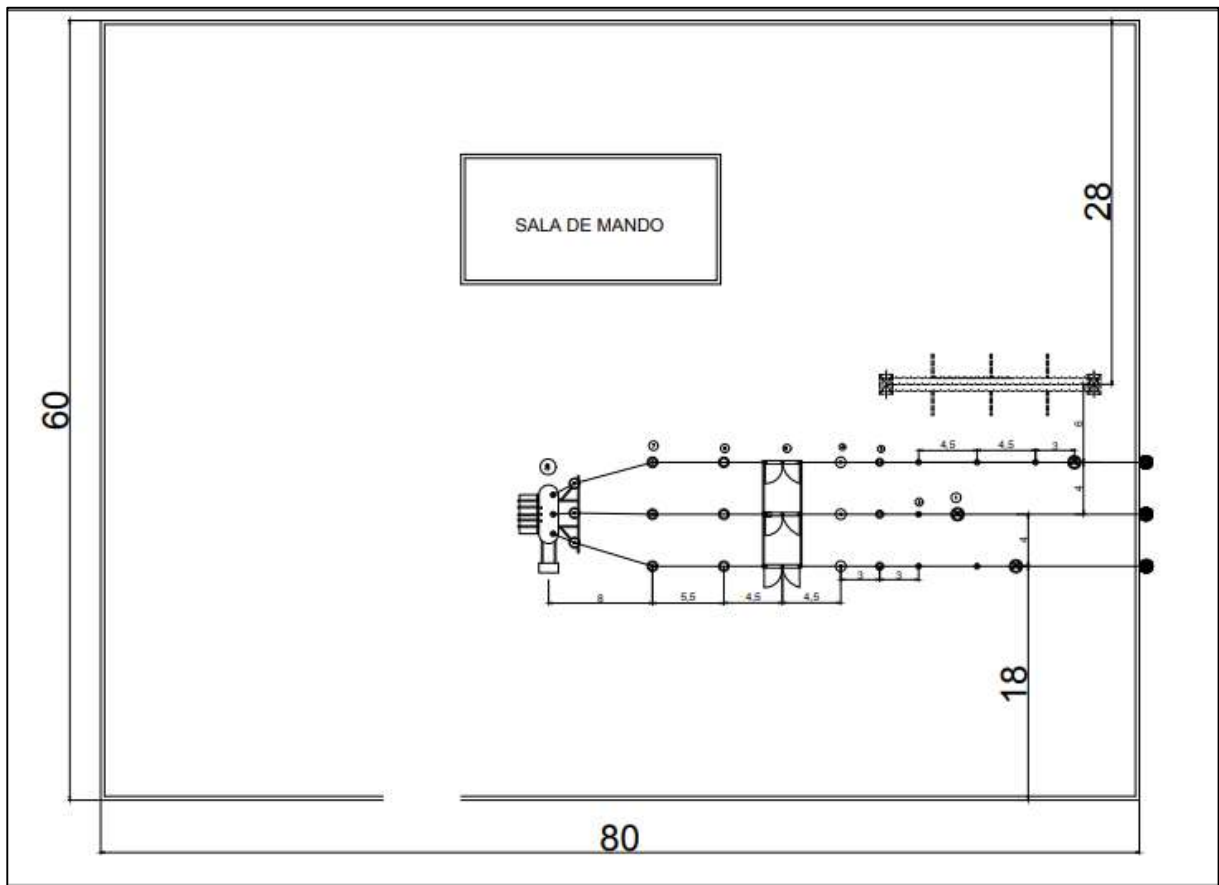


Figura 7. 5: Disposición de General de los Equipos.

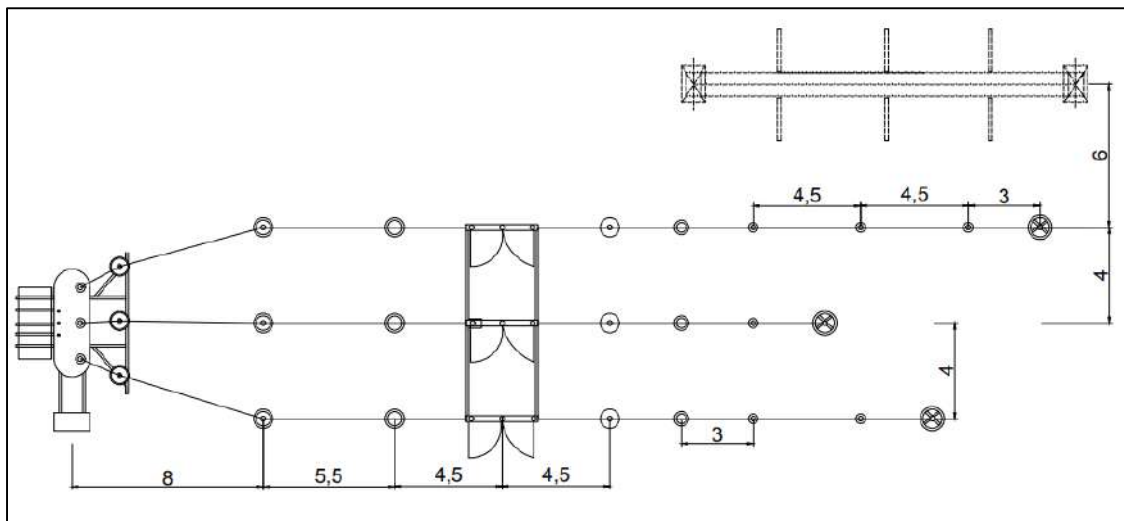


Figura 7. 6: Disposición de General de los Equipos.

7.2. Definición de criterios técnicos para el diseño del esquema de seccionamiento

En la actualidad la Estación Campo Dos solo cuenta con una posición en el patio 220 kV la que pertenece al Transformador, para poder solucionar el problema planteado en este proyecto se debe realizar un diseño de una configuración de barras para poder así seccionar la línea. La configuración electa tiene que cumplir con los siguientes criterios técnicos:

- Que la solución del problema sea técnicamente viable
- Espacio físico disponible
- Mínima interrupción del servicio durante la construcción
- Condiciones de maniobras para mantenimientos
- Mudanza de los equipos existentes.

7.3. Planteamiento de diseños alternativos del esquema de seccionamiento.

Existen numerosas opciones de configuración de barras en 220 kV para el diseño de un esquema de seccionamiento de línea pero para este trabajo se realizó una preselección fundada en los criterios ya establecido anteriormente y la que se ajusta más a la exigencia del presente trabajo.

- Barra Simple
- Doble Barra
- Barra principal con Barra de Transferencia

Posteriormente se describirá todas las condiciones que presenta cada configuración según los criterios ya establecido. También se hará un bosquejo para cada una de las configuraciones para poder apreciar las disposiciones de cada uno y tener todos los parámetros. Esto ayudara a la selección de la configuración más favorable para el diseño del esquema de seccionamiento.

7.3.1. Configuración de Barra Simple.

Esta configuración es la más sencilla, ya que solo cuenta con una barra colectora al cual estarán conectados las diferentes posiciones. Por su simplicidad esta configuración es económica y posee varias ventajas tales como:

- Ocupa espacio reducido
- Emplea poco equipos y estructura
- Fácil de instalación, operación y mantenimiento
- Simplicidad en su sistema de control y protección

Las desventajas de esta es configuración son:

- Una falla en barras, en el interruptor o en el seccionador del lado de barras; saca del servicio todos los circuitos de la Estación.
- El mantenimiento de un interruptor saca fuera de servicio el circuito asociado.
- Las expansiones del sistema no se pueden efectuar sin suspensiones importantes de servicio en todos los circuitos [4]

En la Figura 6.7 se puede observar el mímico de la ES-CDO en la configuración Barra Simple. Mediante esta configuración se logra solucionar el problema planteado en este proyecto permitiendo seccionar la línea de transmisión.

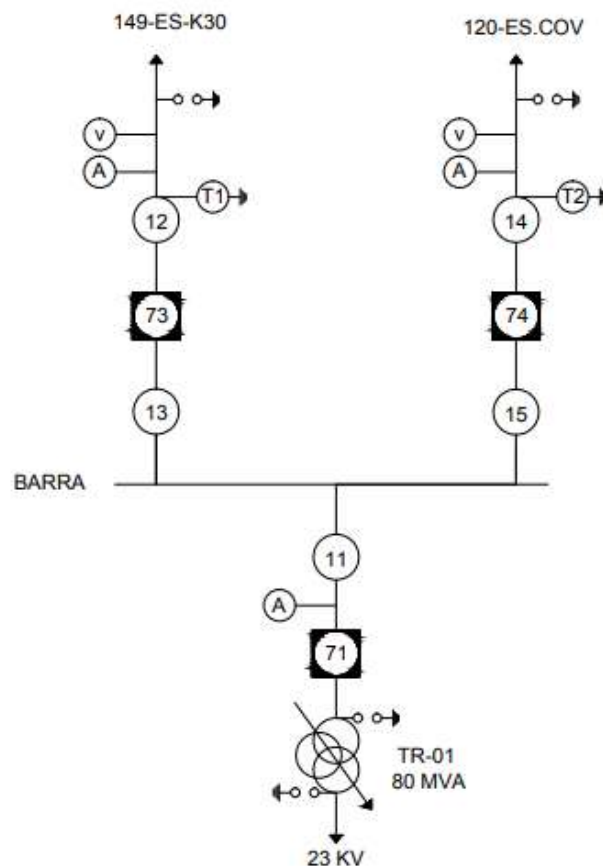


Figura 7. 7: Esquema Unifilar de Barra Simple.

Una de las ventajas que se tiene con esta configuración es que se va poder realizar trabajos de mantenimiento a algunos equipos sin necesidad de sacar fuera de servicio la Estación. Por ejemplo para realizar mantenimiento al 52-73¹, primeramente se realiza la apertura del 52-73 para luego efectuar la apertura del 89-12 y 89-13² para aislar así al interruptor en cuestión y seguir alimentando la ES-CDO de la ES-COV.

1 La norma que adopta la ANDE utiliza la denominación en número 52 para las interruptores, de esta manera el seccionador número 73 se denomina 52-73.

2 Para los seccionadores se utiliza el número 89, de esta manera el seccionador 16 se denomina 89-16.

El mismo procedimiento cuando exista la necesidad de realizar mantenimiento al 52-74, se abre el 52-74 y luego el 89-14 y 89-15 sin interrumpir el servicio en la Estación. Para la realización de mantenimiento al 89-12 y 89-14 y así también al TP, TC y el descargador solo sale fuera de servicio el tramo de la línea sin interrumpir el servicio de la Estación.

El inconveniente de esta configuración es que no se le podrán realizar trabajos de mantenimiento sin interrumpir el servicio de la Estación, a los seccionadores 11, 13 y 15, al interruptor 71 y al TC que se encuentra en la posición del transformador,

En esta configuración se tienen cinco (5) equipos de maniobra que cuando se le tiene que realizar mantenimiento va a interrumpir el servicio de Estación y cuatro (4) equipos de maniobra, más los TP, TC y el descargador de cada posición no interrumpirá el servicio para los trabajos de mantenimiento.

7.3.1.1. Disposición general de los equipos en la configuración barra Simple.

Unos de los criterios técnicos es el espacio disponible dentro del patio de 220kV, para poder tener las dimensiones exactas se realizó la ubicación de los equipos en planta. A continuación se puede apreciar la disposición general de los equipos en planta para la configuración barra simple.

El espacio disponible que cuenta la Estación para la ampliación no es suficiente para esta configuración, por lo tanto existe la necesidad de ampliar el patio de 220kV un 14 x 22 metros.

Es importante mencionar que para esta configuración la posición del Transformador de Potencia no será modificada, manteniendo en su posición todos los equipos. Los equipos que serán removidos son los equipos involucrado en la llegada de la línea tales como el descargador y algunos aisladores pedestal.

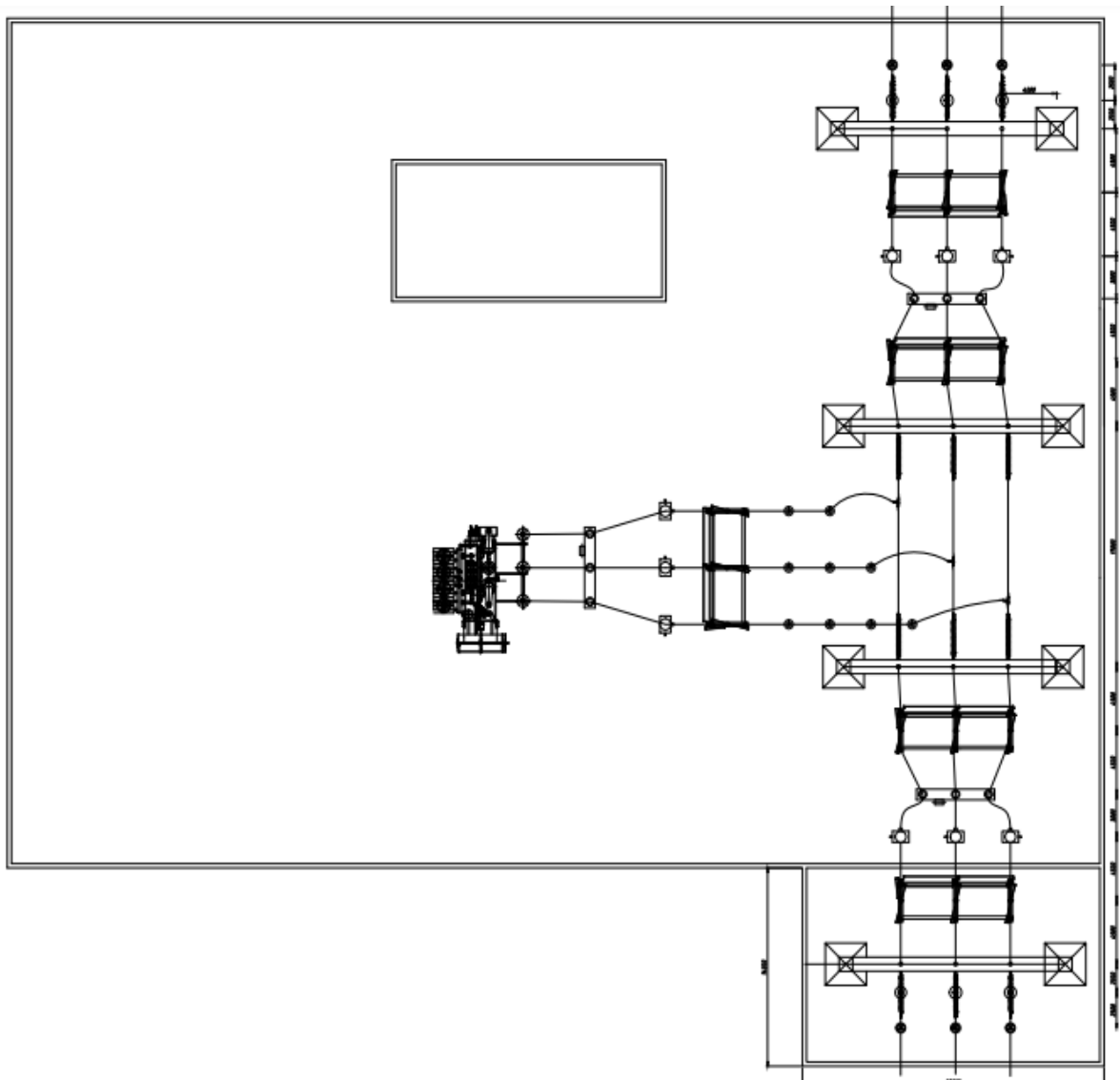


Figura 7. 8: Disposición General en la Configuración Barra Simple.

En la siguiente tabla podemos observar la lista de materiales necesario para este arreglo.

LISTA DE MATERIALES DE BARRA SIMPLE	
DESCRIPCION	CANTIDAD
Interruptor de 220kV	6
Seccionador de 220kV sin PAT	2
Seccionador de 220kV con PAT	2
Transformador de Corriente	6
Transformador de Potencial	6
Descargador	6

Tabla 7. 5: Lista de materiales de Barra Simple.

7.3.2. Configuración de doble barra.

Como indica su nombre esta configuración cuenta con dos barras colectoras y con un interruptor de transferencia y sus seccionadores asociados para el acoplamiento entre barras. Cada circuito posee dos seccionadores selectores de barras. Esta configuración tiene un alto grado de flexibilidad porque ante una situación de falla en la barra se puede trasladar la carga a la barra de respaldo [4].

En la siguiente Figura podemos apreciar cómo quedaría el mímico de la ES-CDO en la configuración doble barra. Con esta configuración se logra el seccionamiento de la línea de 220kV por tanto soluciona el problema planteado en este proyecto.

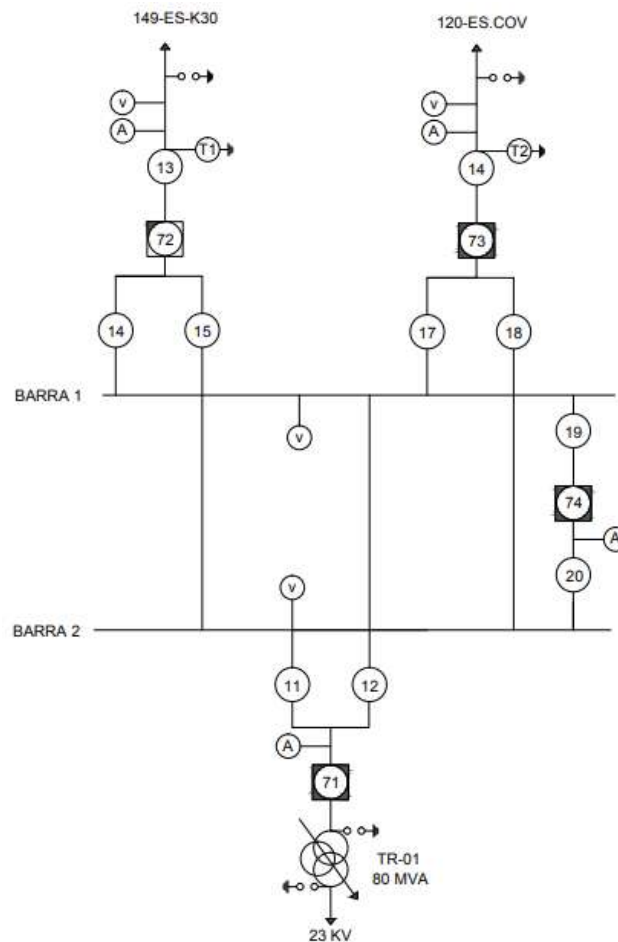


Figura 7. 9: Esquema Unifilar de Barra Doble.:

En condiciones normales de operación estará en servicio la barra 1 manteniendo cerrado 89-13, 52-72 y 89-14 de la posición de llegada de línea, 89-12 y 52-71 para la posición del Transformador de Potencia y así también el 89-17, 52-73 y 89-14 para la salida de línea, quedando así la barra 2 como barra de respaldo.

Ante una falla en la barra de operación en este caso la barra 1, se requiere una desconexión total de todas las posiciones conectada a la barra. Para su posterior transferencia de la carga a la barra de respaldo manteniendo cerrado el 89-15 para la posición de llegada de línea, el 89-11 para la posición del

Transformador de Potencia y el 89-18 para la posición de salida de línea. La Estación sale fuera de servicio solo mientras dura esta operación.

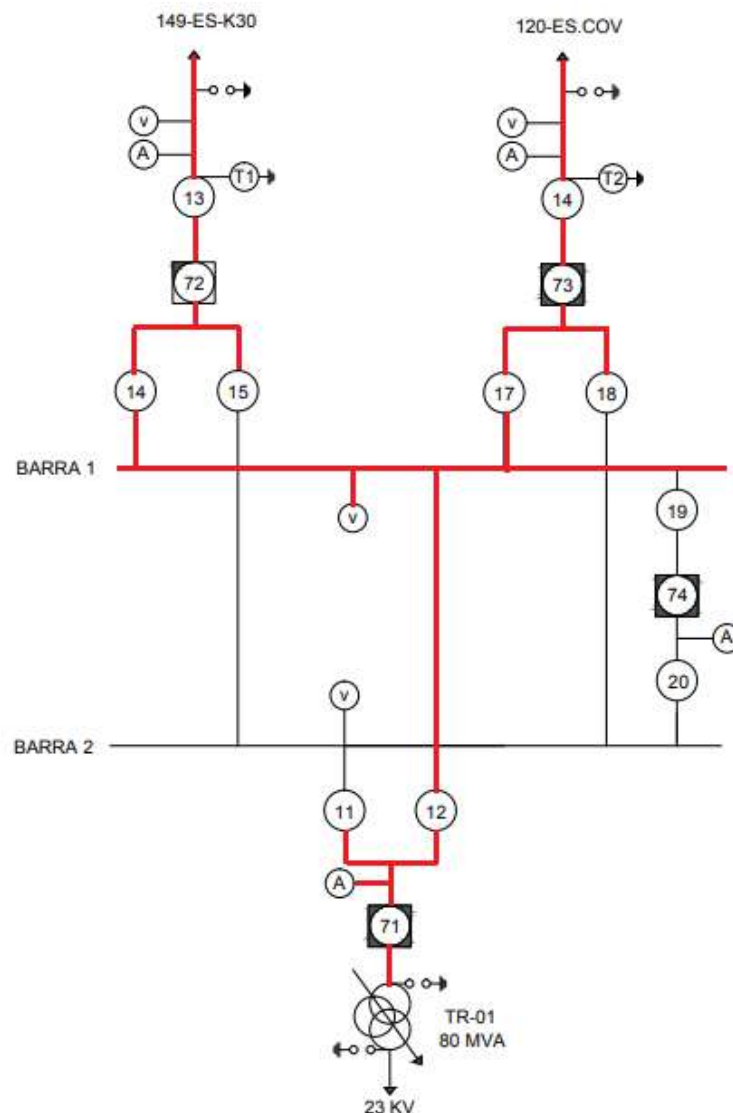


Figura 7. 10: Funcionamiento en condiciones normales de configuración Barra Doble.

Cuando haya necesidad de hacerle mantenimiento al 52-72 se tiene que realizar la apertura del 52-72 para después abrir el 89-13, 89-14 y 89-15 dejando sin tensión al interruptor para los trabajos de mantenimiento, ante esta operación el seccionador selectora de la barra 2 (89-15) se encuentra sin

tensión en sus bornes, por lo tanto se puede aprovechar para realizarle los trabajos de mantenimiento en simultaneo con el interruptor. Esta operación no va a interrumpir el servicio de la Estación porque existe la posibilidad y condiciones para alimentarlo desde la ES-COV.

Para la realizar mantenimiento al 52-73 de la posición de salida de la línea se sigue la misma secuencia anteriormente detallada para la posición de llegada de línea, pudiendo así también hacerle mantenimiento al seccionador selectora de la barra 2 (89-18) en simultaneo con el 52-73, para estos trabajo tampoco se interrumpe el servicio de la Estación.

Para efectuar mantenimiento al 89-17 primeramente se realiza la transferencia de la carga a la barra 2, cerrando el 89-20 y el 89-19 y así cerrar el 52-74 energizando así la barra 2 para luego cerrar el 89-15 y el 89-11 compartiendo la carga entre la barra 1 y 2.

Una vez realizada la transferencia de la carga se procede a la apertura del 52-73 para luego abrir el 89-17 ,89-18 y el 89-14, dejando fuera de servicio la barra 1 y un tramo de la línea, en este caso el tramo ES-CDO-ES-COV quedando sin tensión en sus bornes al 89-17 y al seccionador con puesta a tierra de la salida de línea permitiendo así la realización de los trabajos de mantenimiento a estos equipos. Para este trabajo no se interrumpe el servicio del Transformador de Potencia de la Estación ya que es energizado de la barra 2.

Para el seccionador 89-14 y el seccionador con puesta a tierra 89-13 se hace la misma secuencia que se hizo al seccionador 89-17 (ver figura x.x). Para este caso la Estación va ser alimentado desde la ES-COV sin interrumpir así el servicio en la ES-CDO. Por tanto esta configuración ofrece mucha flexibilidad para los trabajos de mantenimiento ya que solo se va dejar fuera de servicio a la Estación cuando haya necesidad de realizar mantenimiento a los equipos de la posición del Transformador de Potencia.

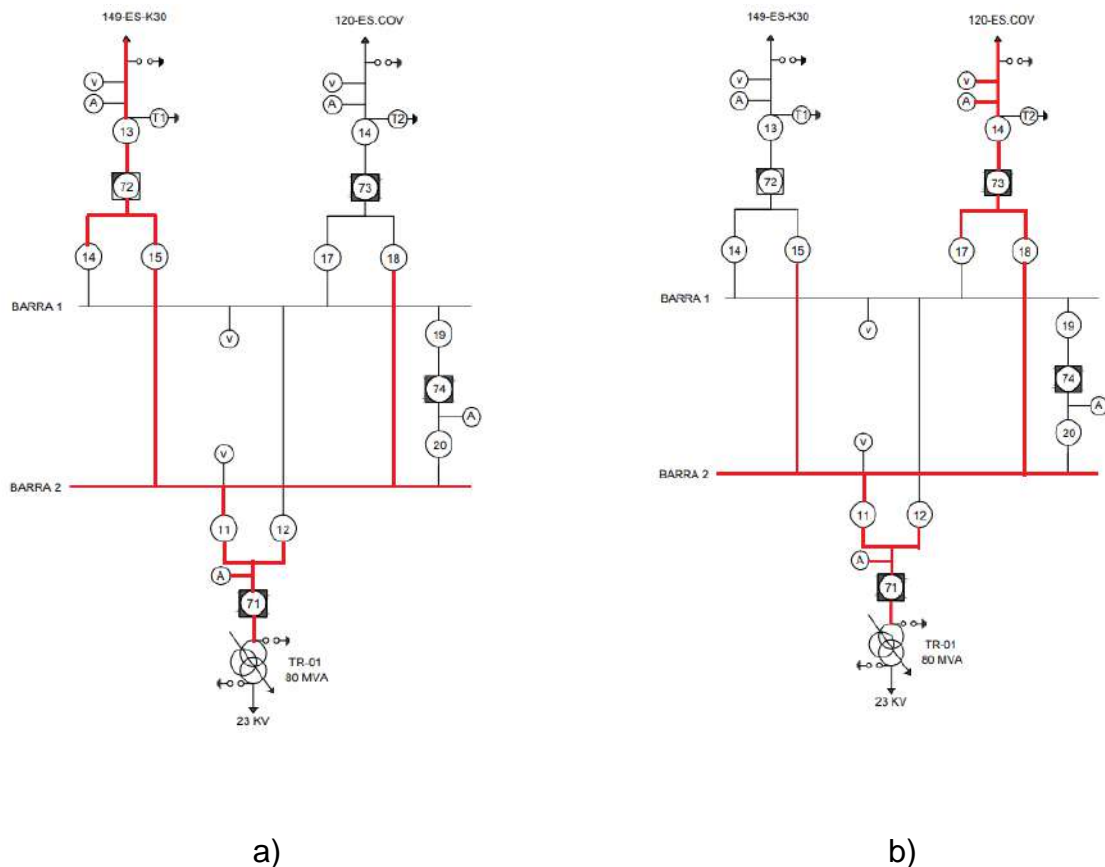


Figura 7. 11a: Recorrido para despejar la posición de salida de LT
Figura 7. 12b: Recorrido para despejar la posición de llegada de la LT

7.3.2.1. Disposición general de equipos la configuración de doble barra.

En comparación con la configuración anterior, esta es una configuración que involucra más equipos por lo tanto el espacio que ocupa es mucho mayor. Por eso se realizó la ubicación de todos los equipos en planta donde se puede observar en la Figura 6.13, que no cumple con unos de los criterios ya que la Estación no cuenta con espacio disponible para esta configuración, por lo tanto se necesita ampliar el patio 25 metros en cada lado y 14,5 metros de largo. Para esta configuración serán removidos de sus lugares algunos equipos de la posición del transformador de Potencia tales como; el Transformador de Corriente, Seccionador, transformador de potencial y el descargador.

Para esta configuración también se necesita incorporar 19 torres metálicas para pórticos de 18 metros de altura y 14 vigas metálicas de 16 metros de largo.

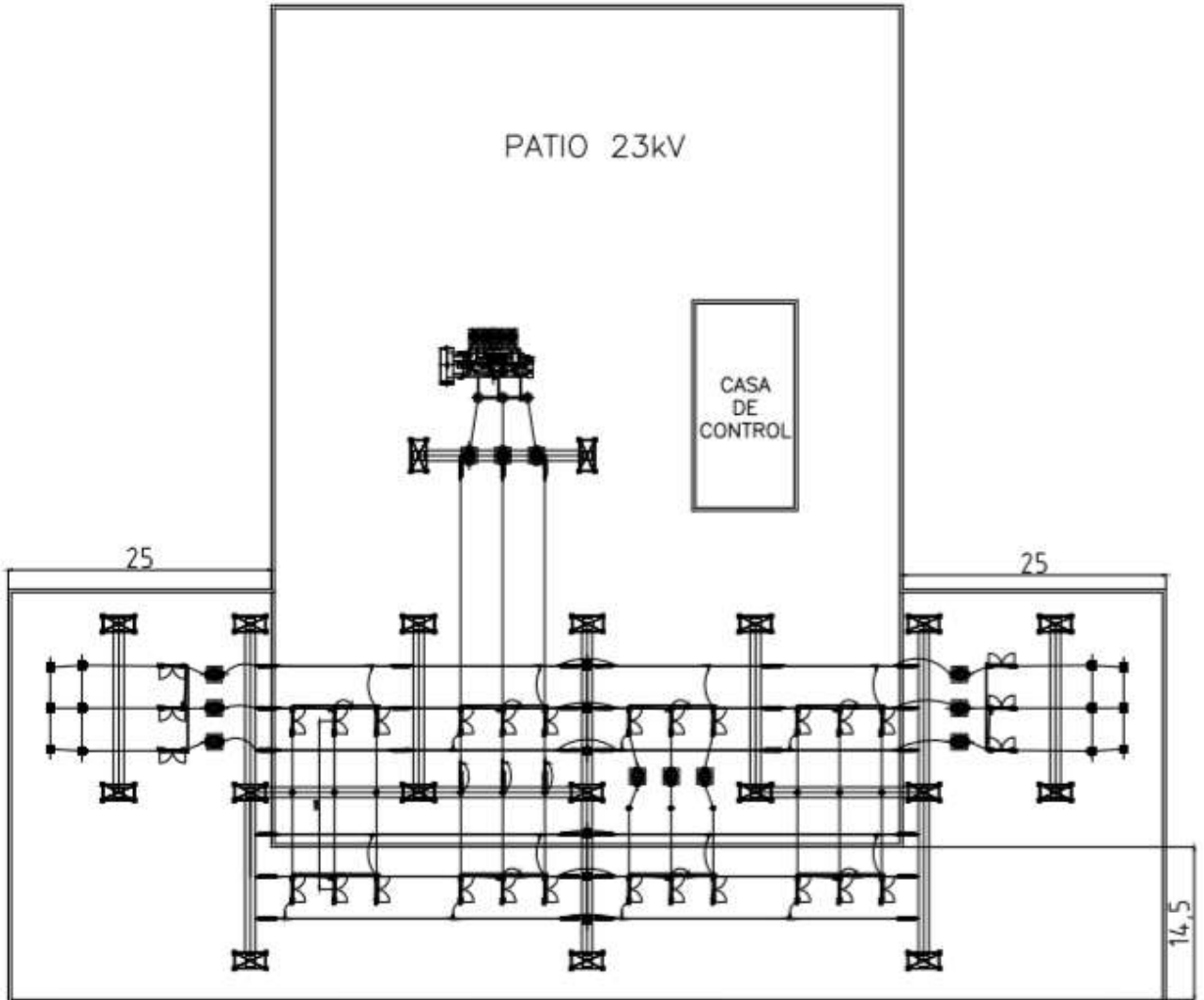


Figura 7. 13: Disposición general en configuración Barra Doble.

La cantidad de lista de materiales necesaria para esta configuración se va detallar en la tabla siguiente.

LISTA DE MATERIALES DE DOBLE BARRA	
DESCRIPCION	CANTIDAD
Interruptor de 220kV	9
Seccionador de 220kV con PAT	2
Seccionador de 220kV sin PAT	7
Transformador de Corriente	9
Transformador de Potencial	12
Descargador	6

Tabla 7. 6: Lista de materiales de la configuración Barra Doble

En esta tabla no se detallan los conductores de barra y ninguno de sus accesorios.

7.3.3. Configuración de Barra Principal con Barra de Transferencia.

Esta configuración está constituida con una barra principal y otra de transferencia que solo se usa cuando hay una falla en interruptores o para trabajos de mantenimientos.

En condiciones normales de operación se encuentra cerrado 52-73, 52-74, 52,75, 89-13, 89-14, 89-11, 89-12, 89-15, 89-16

Cuando se quiera hacer mantenimiento a algunos de los interruptores, por ejemplo al 52-74, el primer paso es cerrar los seccionadores 89-17 y 89-18 luego cerrar el 52-76 y así energizar la barra de transferencia. Seguidamente se cierra el 89-20, finalmente se abre el 52-74 para posteriormente abrir el 89-11 y 89-12 dejando así al interruptor apto para los trabajos de mantenimiento.

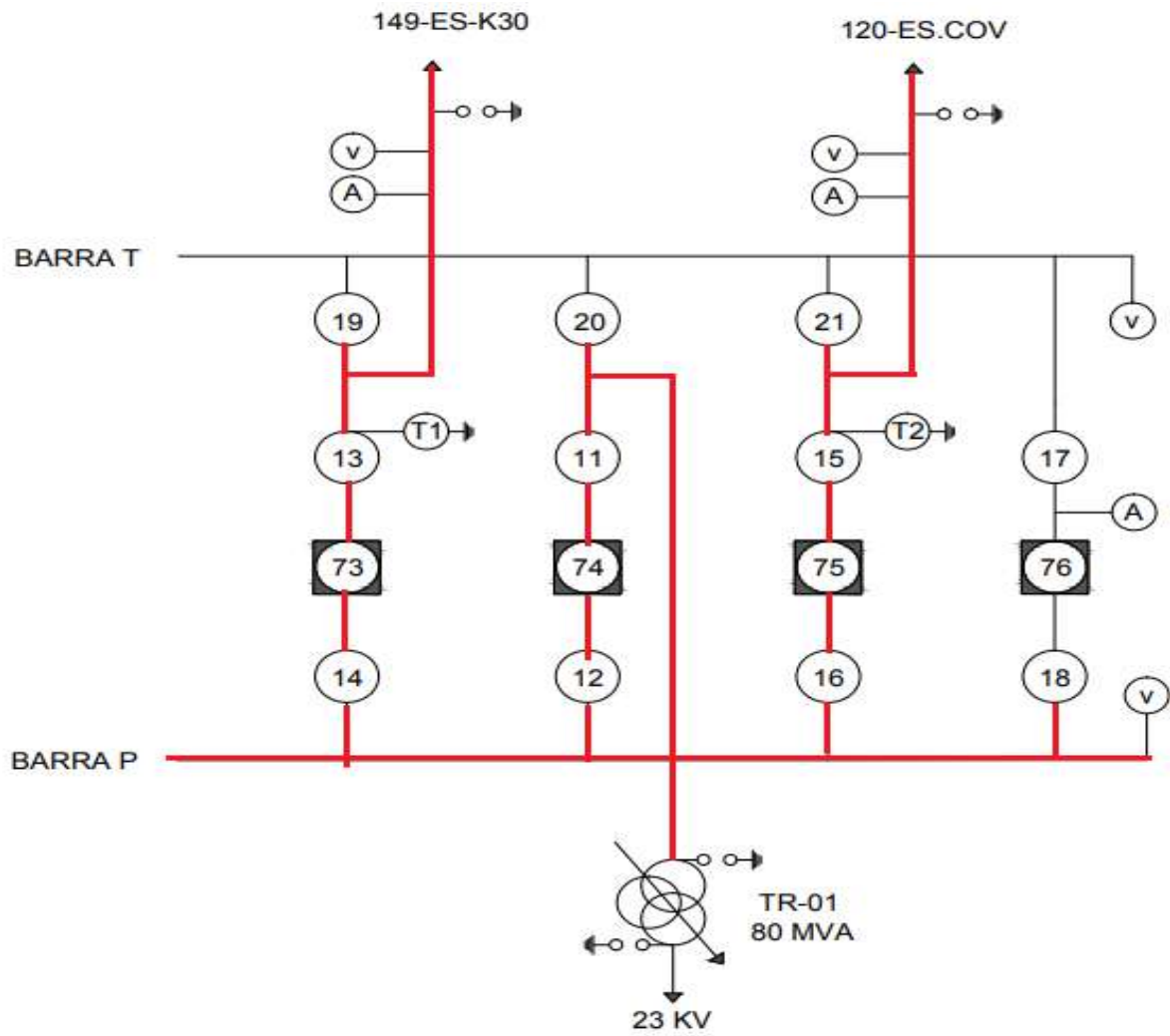


Figura 7. 14: Esquema Unifilar de la Configuración Barra Principal con Barra de Transferencia.

El procedimiento es igual para cualquiera de los casos en donde exista la necesidad de sacar fuera de servicio un interruptor ya sea para mantenimiento o por fallas en el mismo.

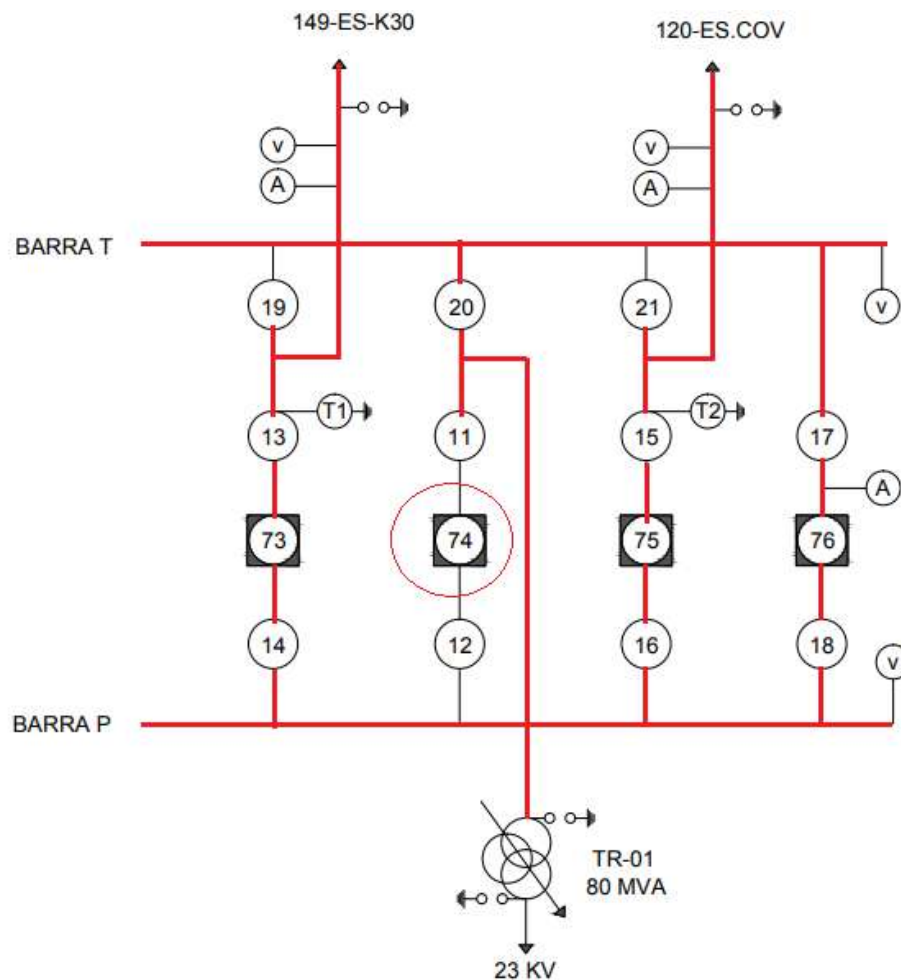


Figura 7. 15: Utilización del Acople para transferir protecciones.

En materia de facilidad para mantenimiento esta configuración permite dar respaldo a cualquier interruptor mediante el interruptor de transferencia, sin embargo ante una falla en un interruptor hace disparar a todos los interruptores restante dejando fuera de servicio la Estación, luego se realiza las maniobras ya mencionada más arriba para despejar el interruptor fallido volviendo

La desventaja que tiene esta configuración es que no se puede realizar trabajos de mantenimiento a los seccionadores 89-14, 89-12, 89-16, 89-18, 89-11, 89-20 y así también al Transformador de Potencial de la Barra Principal sin dejar fuera de servicio toda la Estación.

Para esta configuración están involucrado cinco (5) equipos que no se le puede realizar trabajos de mantenimiento sin dejar fuera de servicio la Estación, mientras que a diecinueve (19) equipos de maniobra y medición se les puede someter a trabajos de mantenimiento sin interrumpir el servicio en la Estación.

7.3.3.1. Disposición general de equipos de la configuración Barra Principal con Barra de Transferencia.

En configuración guarda cierta similitud con la configuración doble barra, como podemos apreciar en la Figura 6.17 la disposición general de los equipos en planta, el espacio requerido de esta configuración es igual a la de doble barra, por lo tanto no cumple también con uno de los criterios pues la Estación no cuenta con el espacio disponible y se presenta la necesidad de ampliar el patio de la Estación 25 metros de cada lado y 14,5 metros de largo.

Para esta configuración también serán removidos de sus lugares los mismos equipos de la configuración doble barra tales como; el Transformador de Corriente, Seccionador, transformador de potencial y el descargador correspondiente a la posición del Transformador de Potencia.

Para esta configuración también se necesita incorporar 19 columnas metálicas para pórticos de 18 metros de altura y 14 pórticos metálicos de 16 metros de largor.

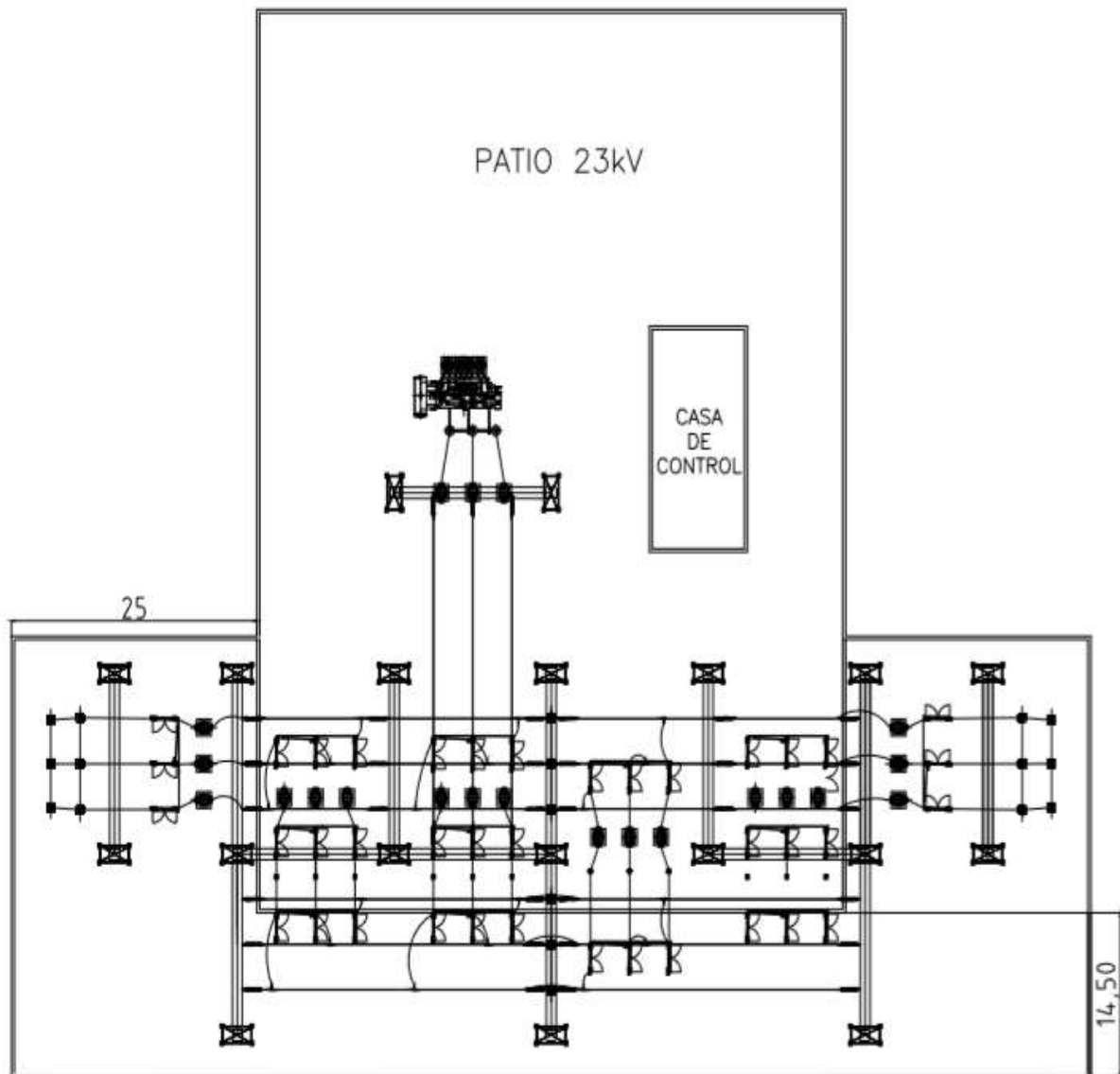


Figura 7. 17: Disposición General en la configuración Barra Principal con Barra de Transferencia.

En siguiente tabla podemos observar detalladamente las listas de los equipos necesarios para esta configuración. En esta lista no contempla los conductores de barra ni sus accesorios.

LISTA DE MATERIALES DE BARRA PRINCIPAL CON BARRA DE TRANSFERENCIA	
DESCRIPCION	CANTIDAD
Interruptor de 220kV	9
Seccionador de 220kV con PAT	2
Seccionador de 220kV sin PAT	8
Transformador de Corriente	6
Transformador de Potencial	12
Descargador	6

Tabla 7. 7: Liste de Materiales de la Configuración Barra Principal con Barra de Transferencia.

7.4. Análisis de la viabilidad técnica y económica de los diseños planteados.

7.4.1. Análisis de la viabilidad técnica.

Para el análisis de la viabilidad técnica se ve el grado cumplimiento de los criterios ya establecido anteriormente para lograr el objetivo planteado.

No todos los criterios tienen el mismo peso, por lo tanto se va a ponderar primeros los criterios según su importancia, dividiendo en dos grupos como se puede apreciar en el siguiente cuadro.

• Que la solución sea técnicamente viable	MUY IMPORTANTE
• Mínima interrupción del servicio durante la construcción	
• Condiciones de maniobrabilidad para mantenimientos	
• Espacio Disponible	IMPORTANTE
• Mudanza de equipos existentes	

Tabla 7. 8: Clasificación de los Criterios.

Una vez agrupado los criterios según su peso se procederá primeramente a realizar una comparación descriptiva de cada criterio.

- **Solución técnicamente viable:**

Todas las configuraciones planteadas tienen las condiciones de maniobrabilidad para poder seccionar la línea de transmisión. Por lo tanto las tres configuraciones cumplen con el primer criterio establecido, ya que todos son técnicamente viable.

- **Espacio Físico Disponible.**

La configuración Barra Simple solo necesita 308m² de ampliación del patio de 220kV, mientras que las configuraciones de Doble Barra y Barra Principal con Barra de Transferencia ocupa un espacio mayor, por ende para estas dos configuraciones se necesita la ampliación 2 835 m² de patio.

- **Interrupción mínima del servicio durante la construcción.**

En ninguna de las configuraciones se puede evitar la interrupción del servicio en la Estación, pero sin embargo la configuración Barra Simple solo interrumpirá en una ocasión el servicio de la ES-CDO, este corte se realizara

para poder desconectar la alimentación del transformador de Potencia de la LT-COV2, para luego conectar por la nueva barra, el tiempo de corte solo será el tiempo que dura esta maniobra. Mientras las configuraciones Doble Barra y Barra Principal con Barra de Transferencia interrumpirá el servicio de la ES-CDO en dos ocasiones, antes de hacer el primer corte se procederá a instalar algunos pórticos provisorio de tal manera tener una conexión para alimentar directamente el interruptor, dejando así fuera de servicio el resto de los equipos de la posición para desmontar y reubicar para la nueva posición. Una vez que se termine la construcción de la nueva posición se realiza el segundo corte para desconectar de la conexión provisoria y conectar de manera definitiva por la nueva configuración.

- **Condiciones de maniobra para mantenimiento.**

La única configuración que cumple a mayor grado este criterio es la configuración Doble Barra, ya que se puede realizar trabajos de mantenimiento a 20 equipos de 24 sin interrumpir el servicio de la Estación

De los 15 equipos que comprende la configuración Barra Simple, a 10 de estos se puede realizar trabajos de mantenimiento sin interrumpir el servicio de la estación.

Para configuración Barra Principal Con Barra de Transferencia están involucrado 24 equipos de los cuáles a 19 equipos se les puede someter a trabajos de mantenimiento sin interrumpir el servicio en la Estación.

- **Desmontaje y Mudanzas de equipos existentes.**

Para la primera configuración planteada se requiere el desmontaje de 6 equipos; 3 descargadores y 3 aisladores.

En la configuración Doble Barra y para la configuración Barra Principal con Barra de Transferencia se requiere el desmontaje de 19 equipos; 3 Transformadores de Corriente, 1 Seccionador, 3 Transformadores de Potencial, 3 descargadores y 9 aisladores pedestal. Solo el seccionador será reutilizado por ende el único equipo se requiere de mudanza

7.4.1.1. Ponderación de los criterios.

Para la ponderación de los criterios se estableció una escala de 1 al 100 para los criterios muy importantes y una escala del 1 al 50 para los criterios importantes, agrupación previamente establecida.

En la sección anterior se hizo una comparación descriptiva de todas las alternativas según cada criterio, esto a su vez permite ver el grado de cumplimiento para que se pueda puntuar cada alternativa según los criterios.

En este caso se va realizar la ponderación de cada criterio empezando con el primer criterio que es Solución Técnicamente Viable, todas las alternativas cumple a cabalidad este criterio por lo tanto todas las alternativa tiene la máxima puntuación. Para el segundo criterio podemos ver que la ampliación que necesita la configuración barra simple solo representa el 10% de la ampliación que necesita la configuración Doble Barra y así también la configuración Barra Principal con Barra de transferencia, por lo tanto la puntuación es de 40 que es el 90% del criterio en particular.

Para el tercer criterio ninguna de las configuraciones planteadas cumple a cabalidad con el criterio pero la configuración Barra simple solamente interrumpirá el servicio en una sola ocasión mientras la configuración Doble Barra y la configuración Barra Principal con barra de Transferencia interrumpirá en dos ocasiones, por ende la primera configuración se lleva el 50 % de la puntuación del criterio.

Para el criterio de Condiciones de maniobra para mantenimiento la configuración doble barra tiene una puntuación de 83, ya que de 24 equipos involucrados a 20 equipos se puede realizar trabajos de mantenimiento sin interrumpir el servicio la cual representa el 83% de los equipos, mientras para la configuración barra principal con barra de transferencia solo se puede realizar trabajos de mantenimiento al 79% de sus equipos involucrado sin interrumpir el servicio y al 67% para la configuración barra simple.

Para el último criterio que es el Desmontaje y mudanza de equipos la configuración Barra Simple solo requiere la mudanza de 6 equipos de 21 que

representa el 72% del cumplimiento del criterio, mientras que la configuración doble barra y barra principal con barra de transferencia necesita la mudanza de 19 equipos de 21 lo que representa el cumplimiento solo del 10% del criterio.

CRITERIOS TECNICOS	BARRA SIMPLE	DOBLE BARRA	BARRA P CON BARRA T
Que la solución del problema sea técnicamente viable	100	100	100
Espacio físico disponible	40	0	0
Minima interrupción en el servicio durante la construcción	50	0	0
Condiciones de maniobra para mantenimientos	67	83	79
Desmontajes y mudanzas de los equipos	36	5	5
TOTAL:	293	188	184

Tabla 7. 9: Ponderación de los criterios.

Según esta comparación la configuración Barra Simple es opción planteada que cumple en mayor medida con los valores establecidos más alto y se ajusta más a las condiciones técnicas de este trabajo.

7.4.2. Análisis de la viabilidad económica.

En el análisis de la viabilidad económica solo se verá los costos de los equipos más importantes de cada configuración para tener una tendencia del costo total de cada arreglo.

En las siguientes tablas podemos apreciar la lista de los equipos para cada configuración, los precios de los equipos están en dólares.

DESCRIPCION	PRECIO UNITARIO (\$)	BARRA SIMPLE		DOBLE BARRA		BARRA P CON BARRA T	
		CANTIDAD	PRECIO TOTAL (\$)	CANTIDAD	PRECIO TOTAL (\$)	CANTIDAD	PRECIO TOTAL (\$)
INTERRUPTOR DE 220KV	50 000	2	100 000	3	150 000	3	150 000
SECCIONADOR DE 220KV CON PAT	13 000	2	26 000	2	26 000	2	26 000
SECCIONADOR DE 220KV SIN PAT	10 000	2	20 000	7	70 000	8	80 000
TRANSFORMADOR DE CORRIENTE	6 900	6	41 400	12	82 800	12	82 800
TRANSFORMADOR DE POTENCIAL	6 100	6	36 600	12	73 200	12	73 200
DESCARGADOR	2 500	6	15 000	6	15 000	6	15 000
PRECIO TOTAL POR ARREGLO(\$):		239 000		417 000		427 000	

Tabla 7. 10: Comparación de precio de cada configuración planteada.

La configuración más económica según nuestra lista de precio es la Barra simple, pues esta configuración no necesita de la ampliación del patio de la Estación y no así las otras dos configuraciones mencionadas que necesitan de una ampliación de 2 835 m² de patio. De igual manera estas dos configuraciones requieren modificaciones de mayor envergadura, por mencionar algunos; necesitan 19 columnas metálicas para pórticos y 14 pórticos metálicos y para la configuración Barra Simple solo 6 columnas metálicas para pórtico y un pórtico.

7.5. Elaboración del esquema de seccionamiento definitivo.

Luego del análisis técnico y económico que se realizó en la sección anterior se puede concluir que la configuración Barra Simple es la que más se ajusta a los criterios establecidos, por lo cual queda como la alternativa más favorable para el esquema de seccionamiento de la línea.

7.5.1. Diseño del esquema de seccionamiento de línea.

Cuando entro en servicio la línea de 500 kV en el año 2013 que une la Estación margen derecha de ITAIPU con la Estación Villa Hayes, todas las líneas que salían de las ES-K30 y llegaba a ES-COV quedaron aliviadas, la LT-COV1 y la LT-COV2 son algunas de ellas.

Como ya se expresó anteriormente la ES-CDO actualmente está en derivación directa de LT-COV2 de manera provisoria, en vista de que la alimentación original de la ES-CDO es la LT-COV1 que pasa por encima de Estación.

La conexión actual se derivada de una torre de suspensión de la LT-COV2. Para seccionar esta línea va ser necesario desplazar la torre unos metros para la llegada a la Estación y reemplazar la torre de suspensión por una de amarre. Así también se va necesitar la instalación de otra torre de amarre para la salida de la línea de Estación.

Estas modificaciones generarían un incremento muy alto en costo de este proyecto. Por ende la línea a ser seccionada en este trabajo va ser la LT-COV1 ya que esta línea está conectado por un pórtico que se encuentra en el patio de 220 kV y no va presentar ninguna complicación para la construcción ya que no va ver necesidad de incorporar ninguna torre de transmisión.

El esquema de seccionamiento de la línea LT-COV1 se va a efectuar mediante la configuración Barra Simple.

7.5.1.1. Configuración Barra Simple.

Una vez electa la configuración se procede al diseño del esquema. En la siguiente Figura se puede observar la disposición general de los equipos en planta, el nuevo arreglo cuenta con dos disposiciones nuevas, una de llegada de la línea de transmisión y la otra de salida

Para esta configuración solo será modificada los equipos involucrado para la llegada existente de la línea de transmisión y no así los equipos de la posición del Transformador de Potencia. Para la nueva configuración serán necesario un total de 6 polos de interruptores, 6 descargadores, 6 TP, 6 TC, 2 Seccionadores tripolares sin puesta a tierra y 2 seccionadores tripolares con puesta a tierra para las posiciones de llegada y salida de la línea de transmisión a ser seccionada.

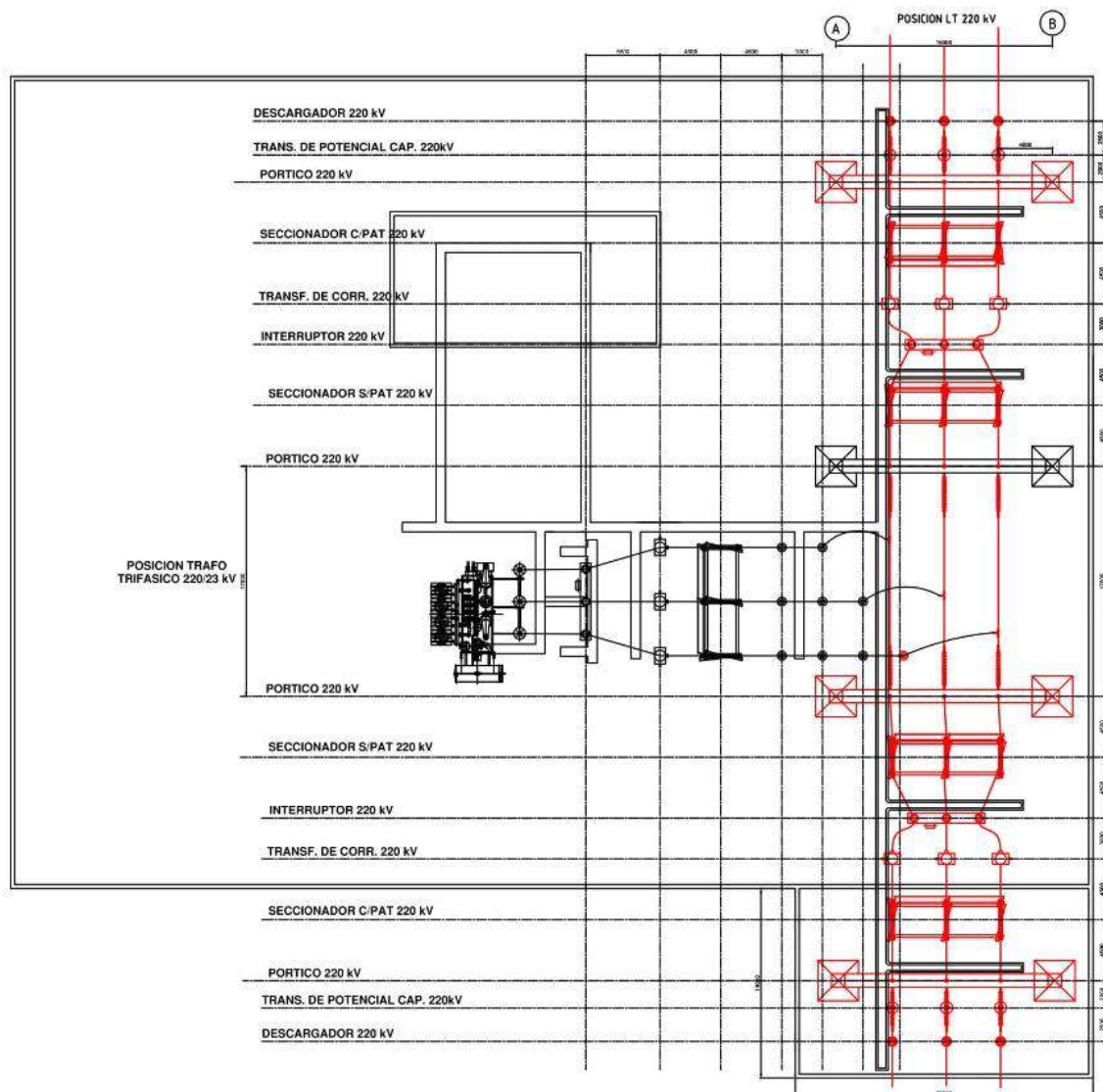


Figura 7. 18: Disposición general de la configuración definitiva.

A continuación se puede observar con más detalles las futuras posiciones de llegada y salida de la línea de transmisión. En la Figura 6.19 también se puede apreciar todo el conexionado de los equipos involucrado en la posición de llegada de la línea como también las dimensiones de separación entre los equipos.

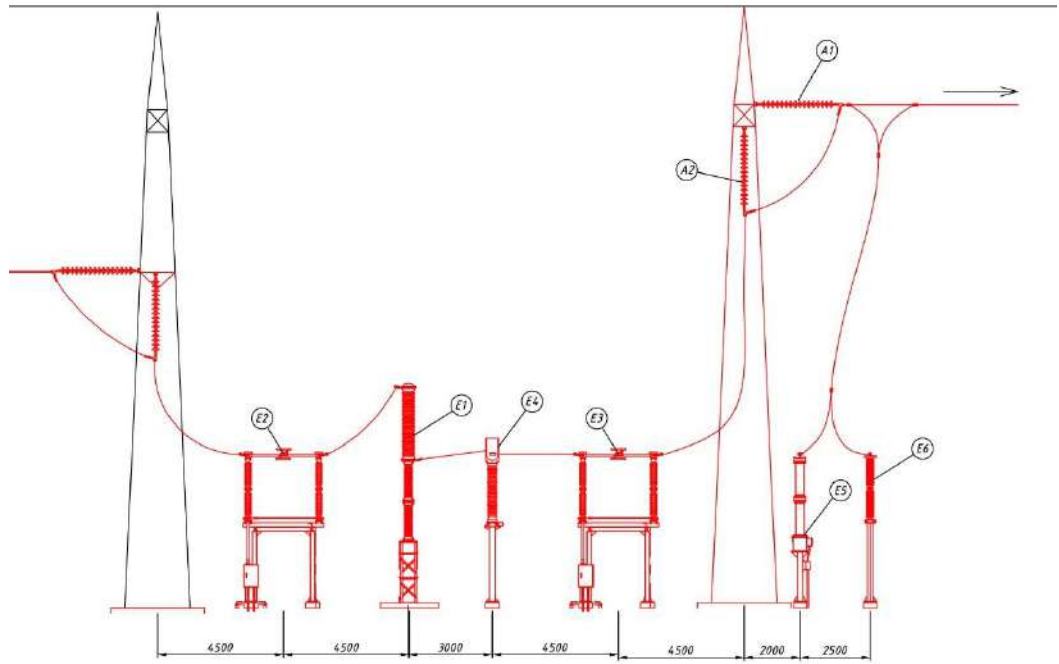


Figura 7. 19: Corte de la posición de llegada de línea.

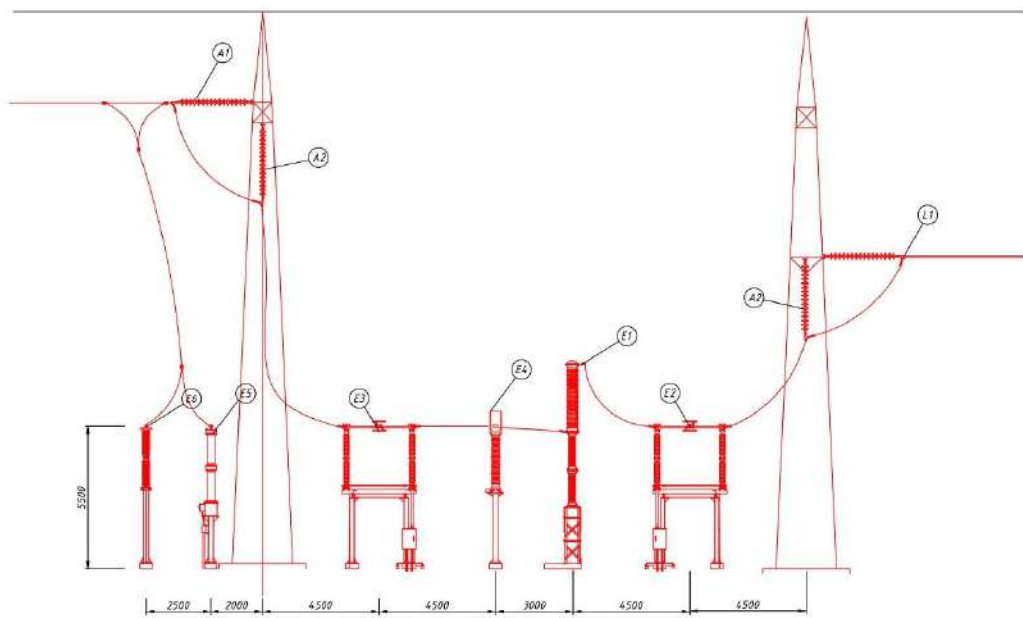


Figura 7. 20: Corte de la posición de salida de línea.

POS.	DESCRIPCION	CANT.
E1	INTERRUPTOR MONOPOLAR 220 KV	3
E2	SECCIONADOR TRIPOLAR 220 KV S/PAT	2
E3	SECCIONADOR TRIPOLAR 220 KV C/PAT	2
E4	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE MONOPOLAR 220 KV	3
E5	TRANSFORMADOR DE SOBRETENSION 198 KV	3
A1	CADENA DE AISLADORES DE ANCLAJE 220 KV P/DOS COND ACAR 950 MCM	6
A2	CADENA DE AISLADORES DE SUSPENSION 220 KV P/DOS COND ACAR 950 MCM	6
A3	CADENA DE AISLADORES DE ANCLAJE 220 KV P/UN COND ACAR 950 MCM	3
L1	CONDUCTOR ACAR 950 MCM	m

Tabla 7. 11: Descripción de los componentes de la nueva configuración de barra

Como ya se mencionó anteriormente para esta configuración se realizara el desmontaje de algunos equipos tales como los descargadores y algunos aisladores pedestal. En la Figura 6.21 se puede observar la posición actual de los equipos mencionados, los equipos encerrados en círculo son los que serán desmontados.

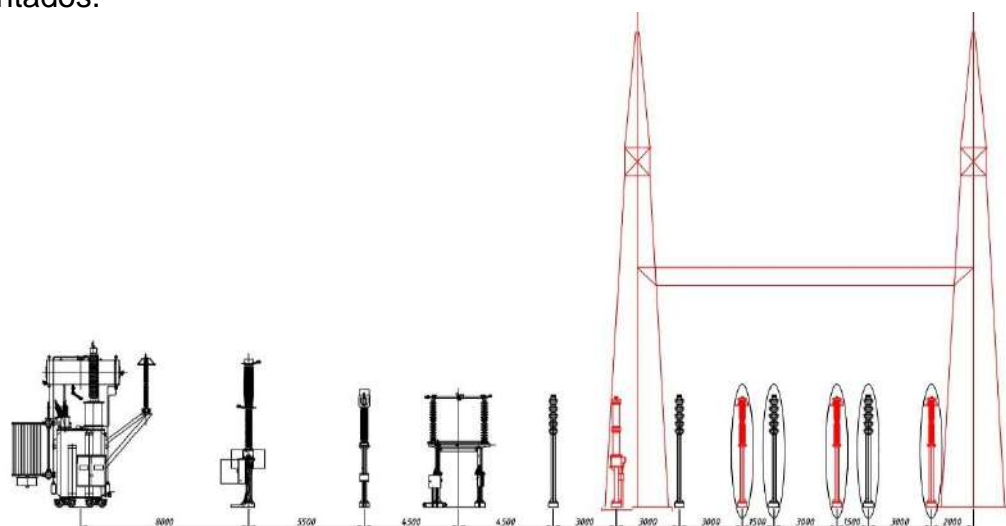


Figura 7. 21: Desmontaje de Equipos de la posición del Transformador.

Una vez hecha estas modificaciones se tiene la posición definitiva del transformador de potencia, manteniendo así en su lugar el interruptor, el TC, el seccionador, y así también el TP que se usara como TP de barra en la nueva configuración.

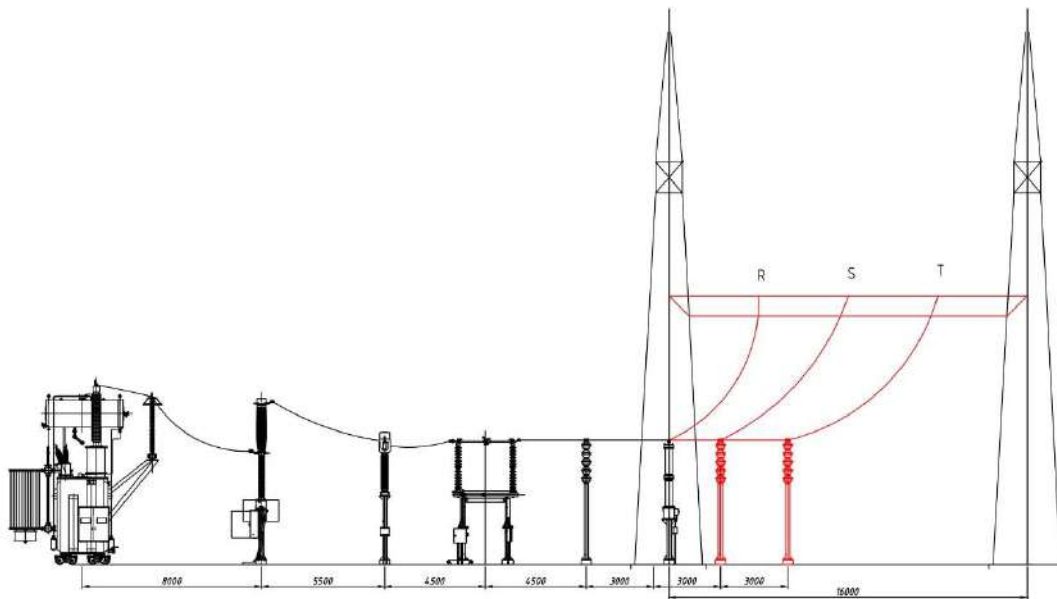


Figura 7. 22: Posición definitiva del transformador de potencia.

7.5.1.1.1. Barra de 220kV.

El tipo de barra a ser utilizado en esta configuración va ser el tipo Cable, la ventaja de este tipo de barra que es el más económico en comparación con los otros tipos de barra.

Estos conductores van a estar sostenido mediante cadena de aisladores de anclaje y estos a su vez estarán sujeto a una viga que está a 12 metros de altura. En la siguiente Figura 6.23 podemos observar un corte de la barra.

Normalmente la barra esta perpendicular a todas las posiciones ya sea de entrada o salida de línea de transmisión o de la posición del transformador de potencia.

En el caso de la ES-CDO la posición de transformador esta perpendicular a la línea de transmisión, por lo tanto, es mucho más conveniente instalar la barra paralela a la entrada y salida de la línea de transmisión y así evitar mudar la posición de transformador de potencia, evitando costo excesivo en el proyecto.

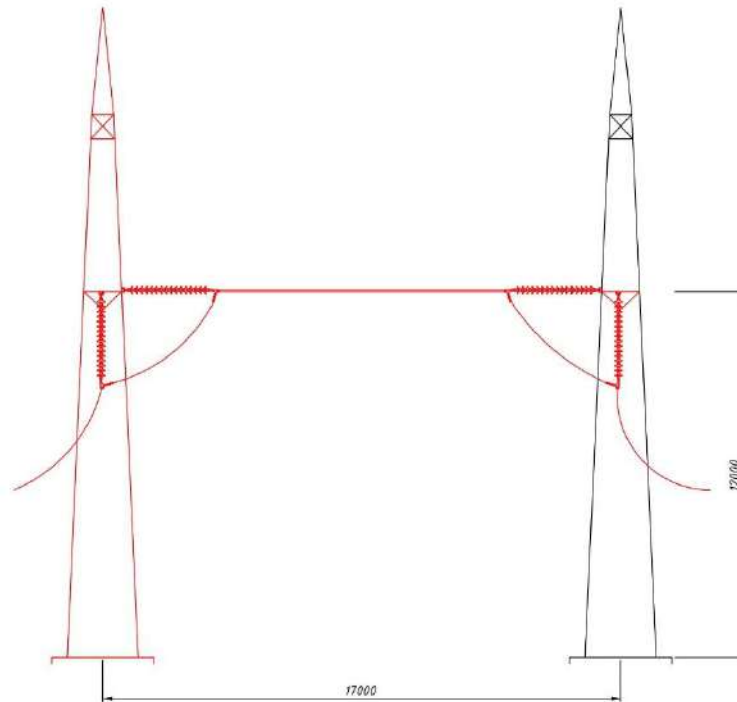


Figura 7. 23: Corte de la Barra.

7.5.1.1.2. Estructuras metálicas.

Así también será necesario el suministro y montaje 6 unidades de torre Tipo T2, 3 unidades de Viga tipo B3 y 2 unidades de Viga tipo B5 para los pórticos. En la nueva configuración se necesitara dos tipos de pórtico, uno para el anclaje de línea con dos torres tipo T2 y una viga tipo B3 de 16 metros de largo que será instalado a 18 metros de altura ver figura 6.24.

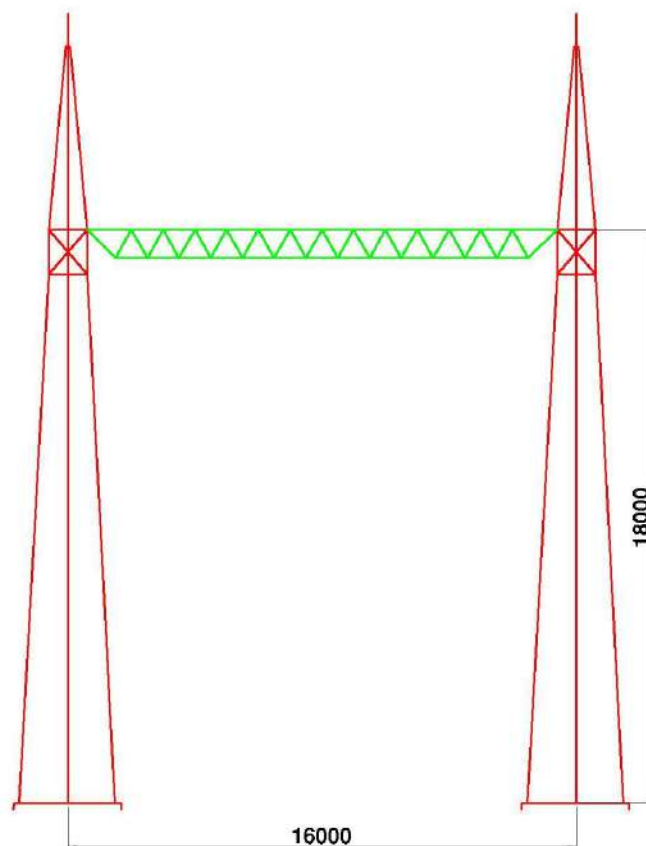


Figura 7. 24: Pórtico de Llegada de Línea.

Para el soporte de la barra se utilizara el otro tipo de pórtico, con dos torres tipo 2 y una viga tipo B5 de 16 metros de largo que será instalado a 12 metros de altura ver Figura 6.25. Todos los materiales que serán utilizados para el montaje de las vigas y torres serán galvanizados.

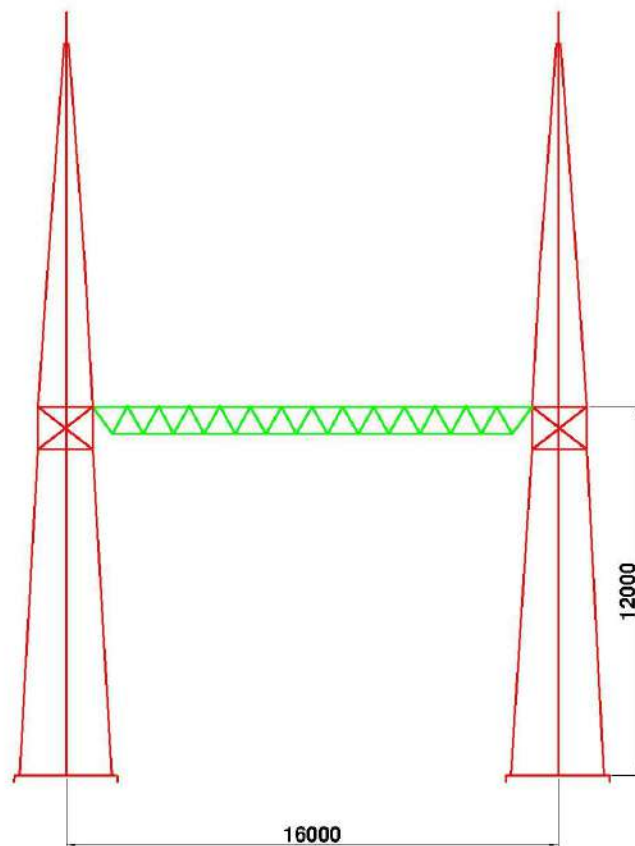


Figura 7. 25: Pórtico para soporte de Barra.

7.5.1.1.3. Fundaciones.

La instalación de equipos nuevos requiere fundaciones nuevas que hará una repercusión directa en el costo y que por tanto es un factor a llevar en cuenta a la hora de realizar el presupuesto del proyecto. En la figura siguiente podemos observar la disposición general de todas las fundaciones de los equipos a ser instalado.

La fundación del pórtico existente será reutilizada, en la Figura 6.26 solo se observa las fundaciones de las posiciones de llegada y salida de la línea de transmisión ya que en la posición del transformador de potencia no será necesaria ninguna construcción de fundaciones.

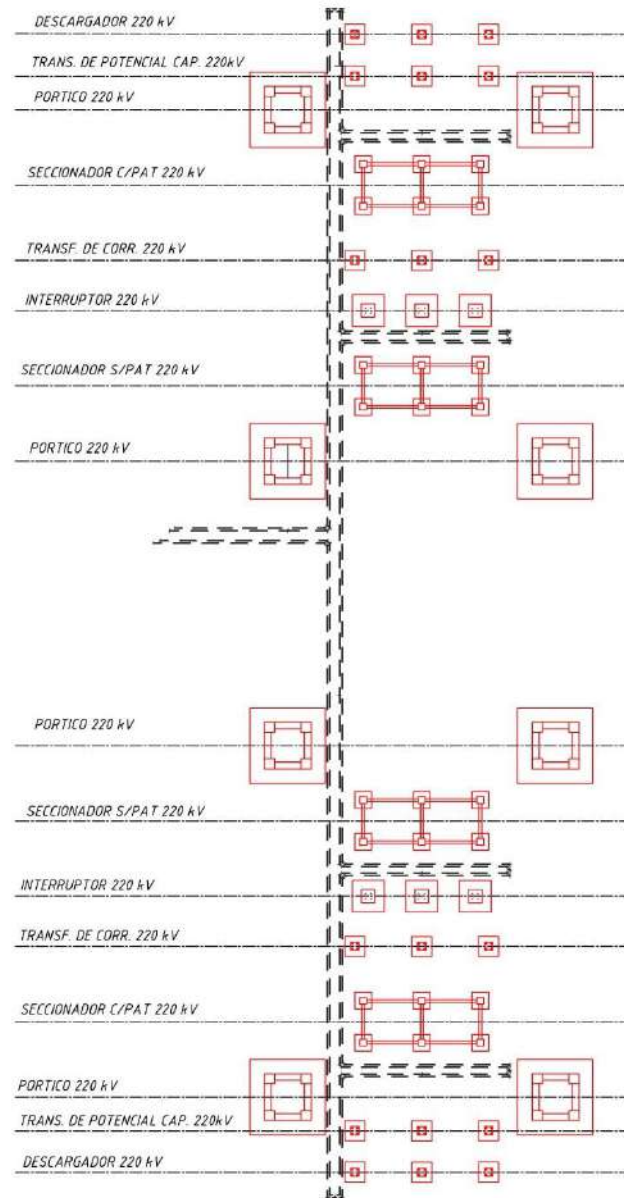


Figura 7. 26: Disposición general de las fundaciones de nueva configuración.

7.5.1.1.4. Canaletas

Instalar más equipos en el patio implica la construcción de canaletas para la interconexión entre equipos y la casa de control. Las canaletas van ser de hormigón armado, con tapas removibles de hormigón. Las dimensiones de las tapas deben ser tal que permita la remoción sin dificultad por una sola persona.

El área sombreada de la figura corresponde a las canaletas, la canela principal es de 80cm y las derivaciones a los equipos son de 40cm. Para el costeo se calcula en metro lineal es se obtuvo los siguientes resultado.

- De 80cm: 61.25 metros lineal
- De 40cm: 40.2 metros lineal

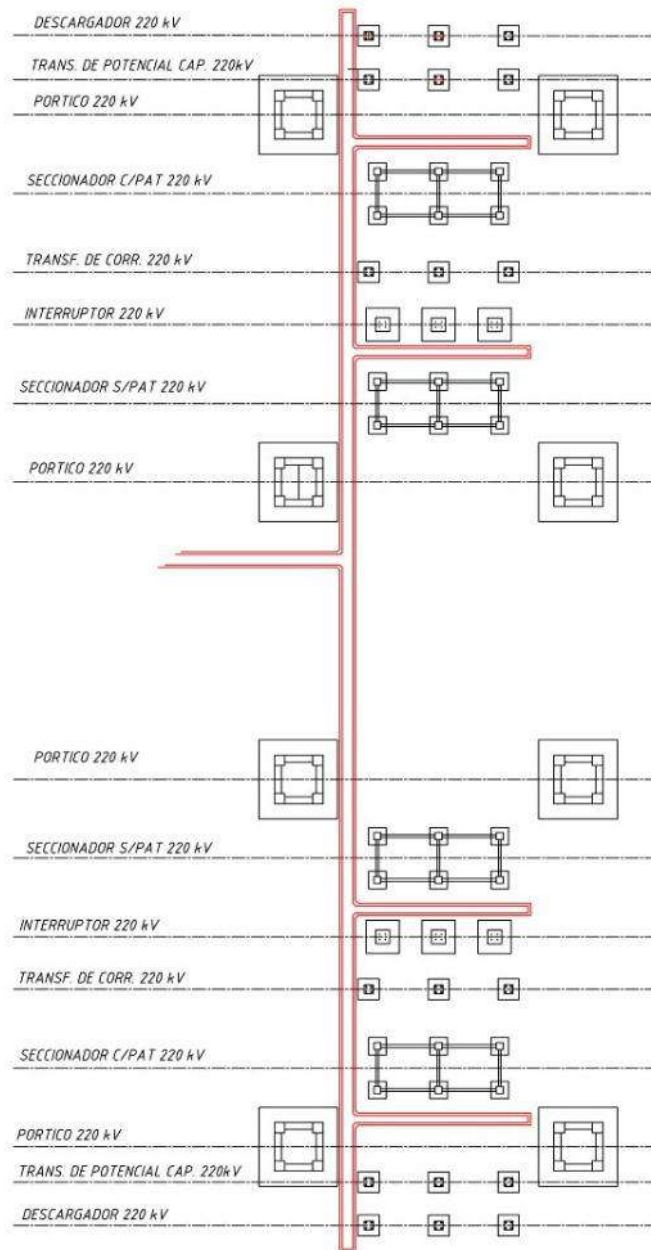


Figura 7. 27: Disposición de Canaletas.

7.5.1.2. Descripción de la ejecución del proyecto.

En esta sección se describirá detalladamente todo el proceso de ejecución del proyecto.

7.5.1.2.1. Preparación del patio de 220Kv

El primer trabajo a llevarse a cabo es la preparación del patio, en la nueva configuración va a ser necesario una ampliación de 14 x 22 metros de patio. Estos trabajos incluyen despeje de la capa vegetal, corte, relleno, compactación de suelo y terminación de patio: reposición, provisión y colocación de piedra triturada.

También va a ser necesario la construcción del cordón perimetral de forma de delimitar el patio de 220kV.

7.5.1.2.2. Fundaciones.

Una vez listo el patio ya se procede a la construcción de las fundaciones para estructuras soportes de equipos de potencia; Transformador de tensión y de corriente, seccionadores con y sin puesta a tierra, descargadores, interruptores y pórticos de 220kV.

7.5.1.2.3. Montaje de los equipos de Potencia y Estructuras metálicas.

Terminada la construcción de las fundaciones de las dos nuevas posiciones se puede realizar el montaje de los equipos de potencia; descargadores, transformadores de tensión, seccionadores con puesta a tierra, interruptores, transformadores de corriente y seccionadores sin puesta a tierra. Una vez instalado todos los equipos se puede hacer el conexionado de estos entre sí.

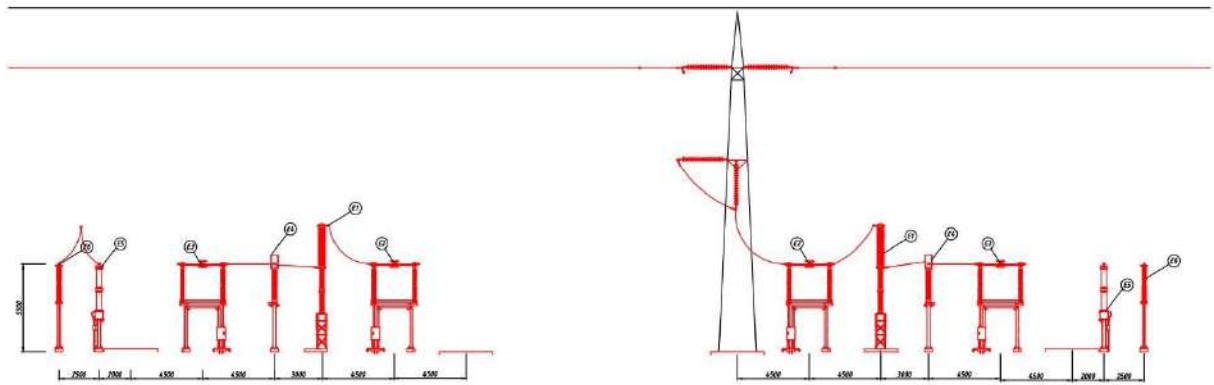


Figura 7. 28: Montaje de la primera etapa.

Como se puede apreciar en la Figura 6.28 la línea de transmisión pasa por encima de los equipos de potencia por lo tanto no se va a poder montar los pórticos de 220kV ya que puede tocar la línea y provocar un accidente. Para evitar cualquier tipo de riegos, los pórticos para los anclajes de línea de transmisión, tanto de la llegada y de la salida serán montados previamente en suelo antes de ser alzado en su fundación. Una vez listo para instalación de los pórticos se realizara en primer corte de la línea LT-COV1 el tiempo que lleve montar la primera torre, montado el pórtico de anclaje de llegada de línea se puede entrar en servicio el tramo ES.K30 - ES-CDO.

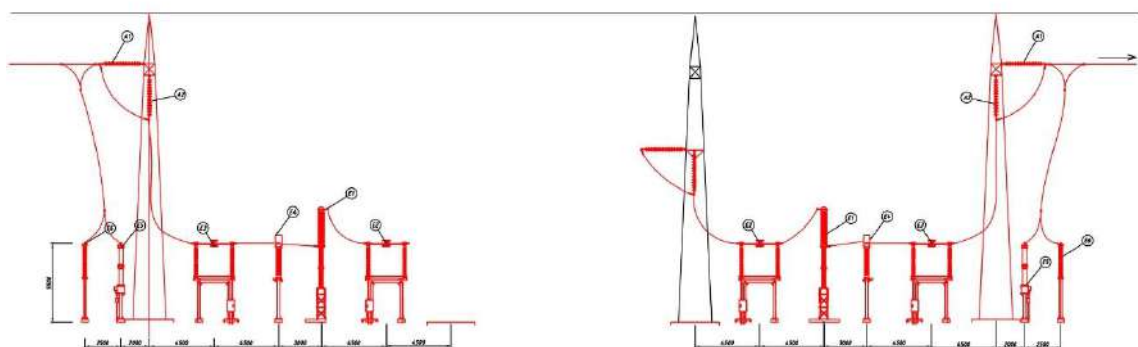


Figura 7. 29: Montaje de la segunda etapa.

Una vez terminado la instalación y conexas los pórticos de anclaje de la línea de transmisión, se procede el montaje del último pórtico que soportara la barra.

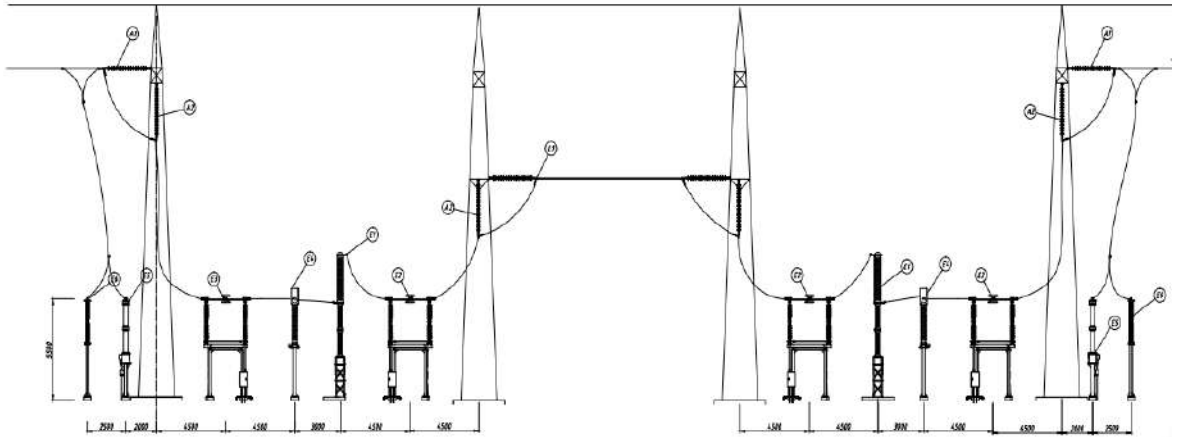


Figura 7. 30: Corte de la nueva configuración.

Tener la barra instalada, permite realizar la desconexión de la posición de transformador de potencia de la línea LT-COV2 y conectar por la nueva barra. Solo mientras dura la desconexión de la LT-COV2 y conectar por la nueva barra se interrumpirá el servicio de la ES-CDO, el desmontaje de los descargadores y aisladores se realizara después que entre el servicio la posición de transformador de potencia para no interrumpir el servicio de la misma, los equipos encerrado en círculo, son los equipos a ser desmontado.

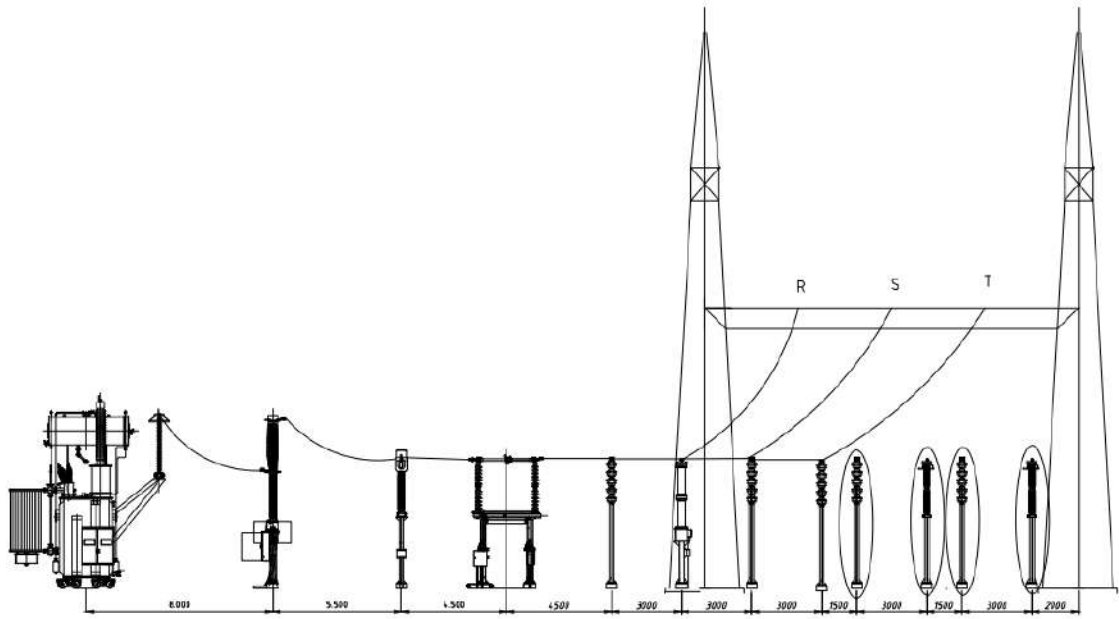


Figura 7. 31: Equipos a ser desmontados.

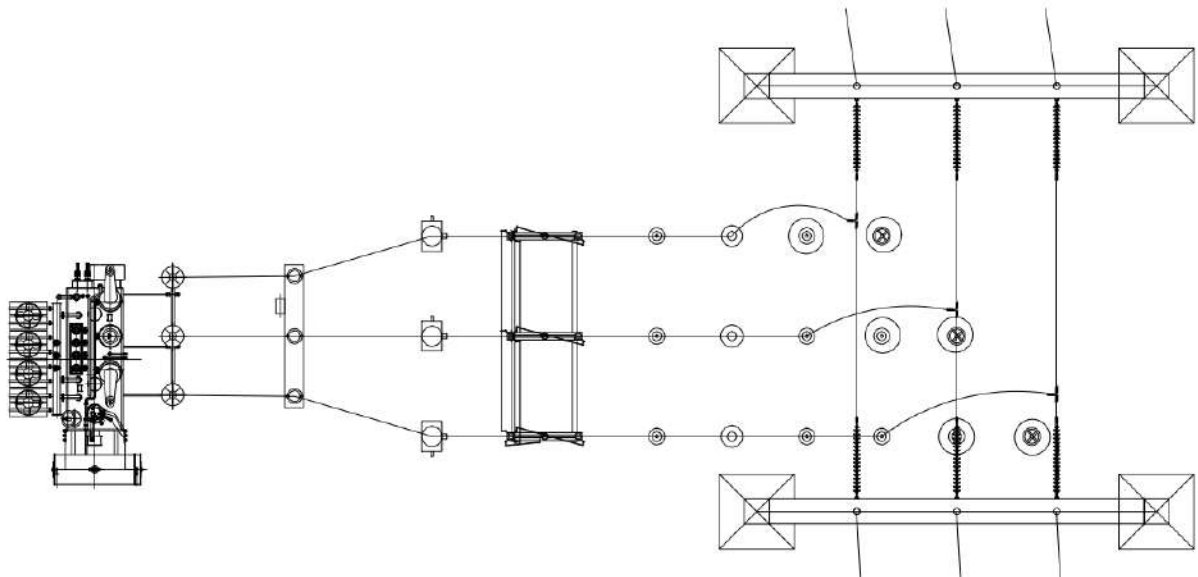


Figura 7. 32: Equipos a ser desmontados.

7.5.1.3. Paneles de control y protecciones para la nueva configuración.

En vista que la estación solo cuenta con la posición del transformador, por lo tanto, existe solo un panel de control y uno protección.



Figura 7. 33: Panel de control.



Figura 7. 34: Panel de protección.

En la Figura 6.33 se puede observar el panel de control de la posición del Transformador. Se puede visualizar un esquema unifilar básico con sus correspondientes dispositivos para maniobra, así también se puede apreciar numerosos componentes que en tiempos en que fueron instalados cumplían con las finalidades que hoy en día se resume en un dispositivo.

Mientras en la Figura 6.34 el panel de protecciones que son de tipos diferencial para la protección interna del transformador, si como protecciones de sobrecorriente y un relé de bloqueo accionado cuando ocurre la actuación de cualquier protección interna del transformador.

La Estación actualmente no cuenta con ningún tipo de comunicación para la automatización de la Estación por ende estos paneles se operan de forma manual.

En la nueva configuración de la Estación se va a incorporar dos nuevas posiciones que corresponde a la posición de entrada y salida de la Línea de Transmisión.

El proyecto prevé las instalaciones de nuevos paneles para las nuevas posiciones, así también aprovechar la modificación y actualizar el panel de la posición del Transformador de Potencia, esta actualización permitirá la instalación de equipos de comunicación para la automatización de la Estación. Del mismo modo se proyecta la incorporación de un sistema SCADA para mayor facilidad de control, monitoreo y comunicación.

Seguidamente se detalla la lista de los equipos por cada panel a ser instalado.

2 PANEL LT 220 kV está compuesto por:

- 1 (una) Unidad de Control de Posición
- 1 (un) IED de Protección Principal de Línea de Transmisión para 220 kV
- 1 (un) IED de Protección de Respaldo de Línea de Transmisión para 220 kV
- 1 (un) Multimedidor

1 PANEL TRAFIO TRIF 220/23 kV está compuesto por:

- 1 (una) Unidad de Control de Posición
- 1 (un) IED de Protección Principal para Trafo de 220/23 kV
- 1 (un) IED de Protección de Respaldo para Trafo de 220/23 kV.
- 1 (un) Multimedidor.

1 Panel de Registrador de Fallas está compuesto por:

- 1 (un) Registrador de Fallas para LT y Trafo

Repuestos está compuesto por:

- 1 (un) IED de cada tipo, idéntico al suministrado en los paneles.

7.6. Dimensionamiento de los equipos del esquema de seccionamiento definitivo.

En esta sección se va a realizar todos los cálculos para el dimensionamiento de todos los equipos involucrado en la nueva configuración. Se dimensionarán los equipos de potencia y barraje.

7.6.1. Datos de la Estación Campo Dos.

Los parámetros esenciales para el dimensionamiento del esquema de seccionamiento de línea.

- Tensión de operación: 220kV
- Configuración de la Estación: derivación directa
- Temperatura Promedio: 25° C
- Altitud de la Estación: 290 m

7.6.2. Nivel de cortocircuito en la Estación Campo Dos.

Para el cálculo del nivel de corto circuito se realizó mediante un software utilizado en el Departamento de Estudios Eléctricos de la Administración Nacional de Electricidad.

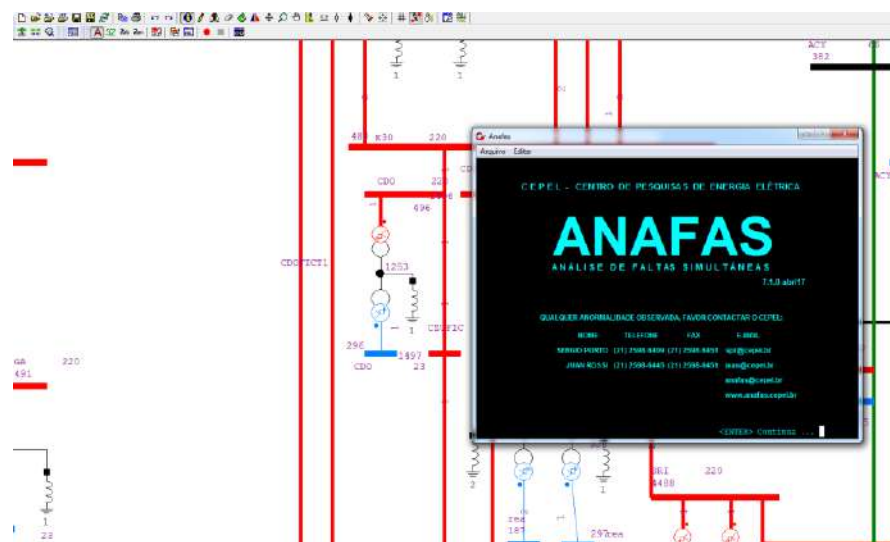


Figura 7. 35: Analizador de fallas simultaneas.

Todos los datos ya están incorporado en el software por lo que directamente se obtuvo los siguientes resultados:

- Cortocircuito Fase -Tierra

FASE	Tensión (Pu)		Corriente (A)	
	MODULO	ANGULO	MODULO	ANGULO
A	0.0	0.0	10855	-78.4
B	0.983	-119.9	0	0
C	1.007	-119.1	0	0

Tabla 7. 12: Cortocircuito Fase -Tierra

- Cortocircuito en Fase-Fase-Fase

FASE	Tensión (Pu)		Corriente (A)	
	MODULO	ANGULO	MODULO	ANGULO
A	0.0	0.0	10740	-79.2
B	0.0	0.0	-10740	-19.2
C	0.0	0.0	-10740	-139.2

Tabla 7. 13: Cortocircuito en Fase-Fase-Fase

El nivel de cortocircuito simétrico de la Estación Campo Dos es de 10,74 kA y asimétrico de 10,85 kA. Estos valores ya consideran una proyección de 10 años.

7.6.3. Capacidad de conducción en condiciones normales.

La LT-COV1 que sale de ES-K30 y llega hasta la ES-COV tiene una capacidad máxima de transmisión de 230MVA, por lo que las barras de la ES-CDO deben resistir una corriente total de:

$$I = \frac{MVA \times 1000}{\sqrt{3} \times KV}$$

$$I = \frac{230 \times 1000}{\sqrt{3} \times 220}$$

$$I = 603 \text{ A}$$

Previendo ampliaciones futuras se aplica un factor del 30% y se tiene la corriente total definitiva.

$$I = 784 \text{ A}$$

7.6.4. Dimensionamiento de equipos de maniobra para la posición de llegada y salida de la Línea de Transmisión.

7.6.4.1. Seccionador Tripolar sin puesta a Tierra.

Los seccionadores a dos columnas de apertura central horizontal que serán instalados en la nueva configuración. Seguidamente se puede observar las características técnicas del seccionador sin puesta a tierra.

- Equipo: Seccionador Tripolar para 220kV
- Tensión Nominal: 245 kV
- Corriente Nominal: 1250 A
- Capacidad de interrupción simétrica: 31,5 kA
- Tensión al impulso tipo rayo BIL: 1050 kV
- Frecuencia: 50Hz

La corriente nominal del seccionador electa es de 1250 A y la corriente nominal que debe soportar es de 784 A, por lo tanto el seccionador cumple con criterio de capacidad de conducción de corriente.

7.6.4.2. Seccionador Tripolar de 220kV con puesta a tierra.

Los seccionadores con cuchilla para puesta a tierra que serán instalados también serán de apertura horizontal. Seguidamente se puede observar las características técnicas del seccionador.

- Equipo: Seccionador Tripolar para 220kV
- Tensión Nominal: 245 kV
- Corriente Nominal: 1250 A
- Capacidad de interrupción simétrica: 31,5 kA
- Tensión al impulso tipo rayo BIL: 1050 kV
- Frecuencia: 50Hz

La diferencia de este seccionador con el seccionador sin puesta a tierra es que este equipo cuenta con un mando manual, que permite enclavar las cuchillas de puesta a tierra, una vez hecha el enclavamiento este desconecta el mando del seccionador, evitando así que este opere mientras que esté conectado su cuchilla de puesta a tierra.

7.6.4.3. Interruptor de Potencia.

La corriente nominal que tiene que soportar el interruptor es de 784 A y el nivel de cortocircuito en la ES-CDO de 10,8 kA, teniendo en cuenta estos parámetros se realiza el dimensionamiento del interruptor presentando sus características técnicas:

- Tipo: Interruptor en Gas SF6
- Tensión Nominal: 245 kV
- Corriente Nominal: 1250 A
- Tensión al impulso tipo rayo BIL: 1050 kV
- Poder de corte en cortocircuito: 31.5 kA
- Corriente admisible de corta duración: 31.5 kA x 1s

7.6.4.4. Descargador.

Los descargadores a ser utilizado en este proyecto serán los mismo que utiliza la ANDE que es el de Clase 3.

- Tensión Nominal 198 kV
- CREEPAGE (min) 6125 mm
- Peso (Aprox) 215 Kg
- Porcelana color Brown
- Modelo N°. ZLA X25C

7.6.4.5. Transformador de Corriente.

Los transformadores a ser utilizado en la nueva configuración serán Transformadores mixtos, un circuito con el núcleo de alta precisión para el circuito de medición y tres núcleos para los circuitos de protección.

- Clase: 0,2
- Tensión Máxima: 245 kV
- Clase de presión para protección: 5P20
- Clase de presión para medición: N<5

7.6.4.6. Transformador de Potencial.

Los transformadores de potencial serán de tipo capacitivo con las siguientes características técnicas:

- Tipo: OTCF-245
- Tensión máxima: 245 kV
- Frecuencia: 50 Hz
- N.A. 460/950/-
- P. term. 2x750 VA

TERMINALES	U Primario (V)	U Secundario (V)	Relación	PRECISION
1a2 - 1n	220000/√3	110/√3	2000:1	150VA CL 0,2
1a1 - 1n	220000/√3	110	1154,7:1	
2a2 - 2n	220000/√3	110/√3	2000:1	150VA CL 0,2
2a1 - 2n	220000/√3	110	1154,7:1	
CLASE DE PRESION SIMULATNEA: 150 VA				

Tabla 7. 14: Características de las terminales del TP

7.6.5. Dimensionamiento de Barra.

7.6.5.1. Calculo de la máxima corriente de falla de corto circuito.

Para el dimensionamiento de la barra colectora en este caso de tipo cable primeramente se tiene que hacer el cálculo de la máxima corriente de falla de corto circuito.

Este cálculo se realizara en base a un conductor Narcissus de Aluminio de 1272 Kcmil con una corriente nominal a 75°C de 1136 A.

$$K = 2.232 \times 10^{-4}$$

$$A_r = 644 \text{ mm}^2$$

$$t = 0,1 \text{ s}$$

$$T_i = 40^\circ \text{ C}$$

$$T_f = 75^\circ \text{ C}$$

$$C = 15150$$

$G = 50 \% \text{ IACS}$

$$I_{CR} = K \times 10^6 \times Ar \sqrt{\frac{1}{t} \times \log_{10} \left[\frac{T_f - 20 + \frac{C}{G}}{T_i - 20 + \frac{C}{G}} \right]}$$

$$I_{CR} = 2.232 \times 10^{-4} \times 10^6 \times 644 \sqrt{\frac{1}{0,1} \times \log_{10} \left[\frac{75 - 20 + \frac{15150}{50}}{40 - 20 + \frac{15150}{50}} \right]}$$

$$I_{CR} = 96 \text{ kA}$$

En una proyección de 10 años el nivel de cortocircuito de la ES-CDO es de 10,8kA, por lo tanto.

$$I_{CR} > I_{CC}$$

$$96 \text{ kA} > 10,8 \text{ kA}$$

El conductor puede soportar la corriente de cortocircuito estimada en la barra.

7.6.5.2. Efecto corona y radio de influencia.

Para saber si existe la influencia del efecto corona en la barra colectora se tendrá que calcular los valores del gradiente de tensión superficial de las barras (E_m) y el gradiente de tensión superficial permisible (E_o). El arreglo de la barra es trifásica, tres conductores en paralelo.

Mediante la siguiente expresión se calcula la presión atmosférica b para una altura de la Estación de 290m.

$$\frac{b_o}{b} = e^{\frac{Ha}{8150}}$$

La presión de referencia $b_o = 101.3 \text{ kPa}$

$$b = \frac{b}{e^{\frac{Ha}{8150}}}$$

$$b = \frac{101.3}{e^{\frac{290}{8150}}}$$

$$b = 97.85 \text{ kPa}$$

$$b = 73.39 \text{ cmHg}$$

La temperatura es °F es:

$$T = \frac{9}{5} \times ^\circ\text{C} + 32$$

$$T = \frac{9}{5} \times 25 + 32 = 77^\circ\text{F}$$

Por lo cual se tiene el factor de densidad del aire:

$$\delta = \frac{7.05 \times b}{459 + T}$$

$$\delta = \frac{7.05 \times 73.39}{459 + 77}$$

$$\delta = 0.965$$

Para el cálculo gradiente de tensión superficial permisible (E_o) es necesario el gradiente superficial permitido bajo condición normalizada lo cual se puede obtener de la Figura 4.7

$$g_o = 18 \text{ kV/cm}$$

Por lo tanto se tendrá:

$$E_o = \delta g_o$$

$$E_o = 0.965 \times 18$$

$$E_o = 17.37 \text{ kV/cm}$$

El gradiente de tensión promedio E_a , en la superficie del conductor será:

$$h = 1200 \text{ cm}$$

$$d = 2.96 \text{ cm}$$

$$D = 400 \text{ cm}$$

$$V_1 = 1.1 \times \frac{220}{\sqrt{3}}$$

$$V_1 = 139.7 \text{ kV}$$

De la Ec. 4.8 se tiene:

$$he = \frac{h \times D}{\sqrt{4(h)^2 + (D)^2}}$$

$$he = \frac{1200 \times 400}{\sqrt{4(1200)^2 + (400)^2}}$$

$$he = 197.2 \text{ cm}$$

De la Ec. 4.7.:

$$Ea = \frac{2V_1}{d \times \ln\left(\frac{4he}{d}\right)}$$

$$Ea = \frac{2 \times 139.7}{2.96 \times \ln\left(\frac{4 \times 197.2}{2.96}\right)}$$

$$Ea = 16.8 \frac{\text{kV}}{\text{cm}}$$

$$Em = \frac{he}{he - \left(\frac{d}{2}\right)} \times Ea$$

$$Em = \frac{197.2}{197.2 - \left(\frac{2.96}{2}\right)} \times 16.8$$

$$Em = 16.9 \text{ kV/cm}$$

$$Em < Eo$$

$$16.9 \text{ kV/cm} < 17.3 \text{ kV/cm}$$

Como se observa que el gradiente de tensión superficial de las barras Em es menor que el gradiente de tensión superficial permisible Eo , por lo que no excede la rigidez dieléctrica del aire alrededor del conductor por lo cual no se presenta efecto corona ni radio de influencia.

7.6.5.3. Verificación de los resultados.

El conductor electo para todos los cálculos es el NARCISSUS 1272 Kcmil de aluminio, la elección de este conductor es por su alta resistencia mecánica para la barra y su bajo peso, lo que disminuirá la flecha. En la siguiente Tabla se verificara los cumplimientos de los requerimientos expresados.

CONDICIONES	CARACTERISTA DEL CONDUCTOR		RESULTADO
Corriente Nominal	1136 A	>	784 A
Máxima corriente de falla de corto circuito.	96 kA	>	10,8 kA
Efecto Corona y Radio de Influencia	$E_o = 17.3 \text{ kV/cm}$	>	$E_m = 16.9 \text{ kV/cm}$

Tabla 7. 15: Verificación de resultado.

En la Tabla 6.15 podemos observar que el conductor NARCISSUS 1272 Kcmil cumple con todos los requerimientos.

El criterio de Caída de Tensión para el dimensionamiento del conductor para la barra no se llevó en cuenta ya que al ser muy corta el trayecto de la barra la caída de tensión es despreciable.

7.7. Elaboración del presupuesto del esquema de seccionamiento seleccionado.

Para la realización del presupuesto primeramente se tuvo que hacer una lista de materiales a ser utiliza en nueva configuración de la ES-CDO.

Estos precios pertenecen a equipos nuevos, los precios fueron estimados de la planilla de costeo del Departamento de Proyectos Electromecánicos de la Administración Nacional de Electricidad. En las tablas siguientes se presenta los costos de las obras Electromecánicas, obras civiles y suministro de equipos y materiales.

7.7.1. Lista de precio de Suministro de Equipos y materiales de Potencia.

SUBESTACION CAMPO DOS					
ITEM	DESCRIPCION	UNID.	CA NT.	P. UNITARIO	P TOTAL
1.	SUMINISTRO DE EQUIPOS Y MATERIALES DE POTENCIA				
1.1	Interruptor de potencia trifásico para intemperie en SF6, 245kV, 2000A, 50Hz, 40kA, completo con todos sus accesorios, estructura soporte, dotación completa de SF6, incluyendo ensayos especificados.	Unidad	2	50.000	100.000
1.1.1	Repuestos - Interruptor 245kV				22.285
1.2	Seccionador a dos columnas de apertura central horizontal, 245kV, 2000 A, 40 kA, montaje horizontal, con mando eléctrico tripolar, con cuchilla de puesta a tierra, completo con todos sus accesorios, incluyendo ensayos especificados.	Unidad	2	13.000	26.000
1.2.1	Repuestos - Seccionador 245				3.250

	kV				
1.3	Seccionador a dos columnas de apertura central horizontal, 245kV, 2000 A, 40 kA, montaje horizontal, con mando eléctrico tripolar, SIN cuchilla de puesta a tierra, completo con todos sus accesorios, incluyendo ensayos especificados.	Unidad	2	11.000	22.000
1.3.1	Repuestos - Seccionador 245 kV				3.150,00
1.4.	Transformador de corriente 245 kV, 40 kA, 2.000 A primarios, completo con todos sus accesorios. E.T 05.01.84.32	Unidad	6	6.900	41.400
1.4.1	Repuestos - TC 245 kV				7.150
1.5.	Transformador de potencial capacitivo 245 kV, completo con todos sus accesorios. E.T 05.02.82.33	Unidad	6	6.100	36.600
1.5.1	Repuestos - TP 245 kV				6.535
1.6.	Descargador de sobretensión de 198 kV, tipo ZnO, con base aislante y contador, completo con todos sus accesorios.E.T: 02.04.82.13	Unidad	6	2.500	15.000
1.6.1	Repuestos - Descargadores 198 kV				2.940
1.7.	Conductores de potencia				
a)	Conductor ACAR 950kcmil p/ interconexiones entre equipos de potencia y barras.	m	500	5	2.500
1.8	Conjunto de aisladores de 220 kV para doble conductor ACAR 950MCM, y conectores de potencia 220kV				31.640,00
1.8.1	Piezas de repuestos de aisladores				
	Discos de vidrio	Unidad	90	19	1.710

	SUBTOTAL SUMINISTRO DE EQUIPOS Y MATERIALES DE POTENCIA DE LA SUBESTACIÓN		322.160
--	--	--	----------------

Tabla 7. 16: Lista de Precio de Equipos y Materiales de Potencia.

7.7.2. Lista de precio de Obras Civiles.

SUBESTACION CAMPO DOS					
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANT.	P. UNITARIO	P. TOTAL
2.	OBRAS CIVILES				
2.1	FUNDACIONES				
2.1.1.	Para pórticos de 220 KV.				54.606
2.1.2.	Para equipos 220 Kv (Desc, TP, TC)				10.782,00
2.1.3	Para equipos de 220 kV (SECCIONADOR TRIPOLAR)				5.285,00
2.1.4	Para equipos de 220 kV (INTERRUPTOR)				9.364,00
2.2.	Provisión y/o montaje de pórticos (torres y vigas) metálicas, estructuras soporte de equipos eléctricos, completos con todos sus accesorios y puestas a tierra, incluyendo los costos de lo indicado en planos y Especificaciones				
2.2.1	De Torre tipo T2				
a)	Suministro	Unidad	6	10.971	65826
b)	Montaje	Unidad	6	1.828	10968
2.2.2	De Viga tipo B3 (Alta)				
a)	Suministro	Unidad	3	3.244	9732
b)	Montaje	Unidad	3	541	1623
2.2.1	De Viga tipo B5 (Baja)				
a)	Suministro	Unidad	2	3.716	7432
b)	Montaje	Unidad	2	688	1376
2.3.	Ampliación de patio	m2	308	25	7700
2.4.	Canaleta				
a)	De 60cm	m	80	105	8400

b)	De 40cm	m	40	867	34680
SUBTOTAL SUMINISTRO DE EQUIPOS Y MATERIALES DE POTENCIA DE LA SUBESTACIÓN				227.774	

Tabla 7. 17: Lista de Obras Civiles.

7.7.3. Suministro de Sistemas Integrados de protección, medición, control y comunicación.

SUBESTACION CAMPO DOS					
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANT	P. UNITARIO	P TOTAL
3	SUMINISTRO DE SISTEMAS INTEGRADOS DE PROTECCIÓN, MEDICIÓN, CONTROL Y COMUNICACIÓN				
3.1	Suministro del Sistema Principal y de Respaldo de Protección, Medición y Control para la posición de llegada y salida de la LT 220kV, de acuerdo a la EETT y esquemas orientativos adjuntos.	GLOBAL	2	32.672	65.344
3.2	Suministro del Sistema (Principal y de Respaldo), Medición y Control para TRAFO 220/23 kV y esquemas orientativos adjuntos.	GLOBAL	1	37454	37454
3.3	OBRAS ELECTRICAS				
3.3.1	Montaje y conexonado del Sistema de Protección (Principal y de Respaldo), Medición y control para la posición de llegada y salida de la LT 220kV, de acuerdo a la EETT	GLOBAL	2	12.126,51	24.253,02

3.3.2	Montaje y conexionado del Sistema de Protección (Principal y de Respaldo), Medición y control para TRAFO 220/23 kV, de acuerdo a la EETT	GLOBAL	1	12.126,00	12.126,00
SUBTOTAL SUMINISTRO DE SISTEMAS INTEGRADOS DE PROTECCIÓN, MEDICIÓN, CONTROL Y COMUNICACIÓN				139.177	

Tabla 7. 18: Lista de precio de equipos de sistema integrado de protección, medición, control y comunicación.

V. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Se planteó tres configuraciones de Barra como alternativas para el diseño de esquema de seccionamiento de línea, Barra Simple, Barra Doble y Barra Principal con Transferencia. Se estudió detalladamente cada alternativa, realizando el diseño de cada uno, comparando las disposiciones de los equipos para el espacio disponible y maniobrabilidad para la realización de mantenimiento.

Para el análisis técnico se estableció los siguientes criterios: que la solución del problema sea técnicamente viable, espacio físico disponible, mínima interrupción del servicio durante la construcción, condiciones de maniobras para mantenimientos y mudanza de los equipos existentes. De este análisis técnico resultó que la configuración Barra Simple es la más favorable, la que más se ajusta a los criterios establecidos.

Se realizó una estimación de los precios de los equipos más importante de cada configuración para el análisis económico, la configuración barra simple es la configuración más económica.

Después del análisis de viabilidad técnica y económica, se define y posteriormente se diseña el esquema de seccionamiento correspondiente a la configuración de la Barra Simple.

VI. CONCLUSIONES

Al término de este proyecto, se tiene como resultado la realización del diseño de un esquema que permita seccionar la línea de transmisión en la Estación Campo Dos mediante la configuración barra simple, luego de analizar diferentes tipos de configuraciones de barra. Esta nueva configuración permitirá que la Estación Campo Dos tenga más confiabilidad ante cualquier falla que pueda tener la línea de transmisión, ya que dispondrá dos sentido de alimentación, desde la Estación K30 o así también desde la Estación Coronel Oviedo dependiendo en que tramo ocurra la falla. La nueva configuración a su vez permitirá la realización de mantenimientos a los equipos de la línea de transmisión sin necesidad de interrumpir el servicio en la Estación Campo Dos. Una vez electa la configuración se procedió con el diseño realizando las disposiciones generales de los equipos en planta. Así también la realización de los cálculos para el dimensionamientos de los equipos de potencia, equipos de protección y barra y un presupuesto detallado de todos equipos involucrado en este proyecto.

VII. RECOMENDACIONES.

Finalizado el presente proyecto se recomienda a futuros estudiantes a profundizar en el análisis de las configuraciones de barra que permite seccionar una línea de transmisión, en vista de que la ANDE cuenta con muchas estaciones que se encuentra en derivación directa de la línea de transmisión.

En particular para el mejoramiento de la ES-CDO se recomienda un estudio para la ampliación del patio de 220 kV para así disponer de más espacio para la incorporación del segundo transformador de potencia, esto permitirá tener más maniobrabilidad para acceder a algunos equipos para su mantenimiento sin interrumpir el servicio de la estación. También se recomienda el ajuste de los relés de protección de la línea para un correcto funcionamiento del seccionamiento de la línea.

Por último se deja como línea de investigación el estudio de factibilidad de una configuración más compleja.

VIII. BIBLIOGRAFÍA

- [1] V. C. G. A. C. E. O. R. Jimenez, Linea de Transmision y Distribucion de Energia Electrica, San Nicolás de los Garza Nuevo León, 2006.
- [2] J. E. Q. QUEZADA, METODOLOGÍA DE CONSTRUCCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISION ELECTRICA, Valdivia-Chile , 2005.
- [3] J. R. Martin, Diseño de Subestaciones Electricas, Mexico: McGraw Hill, 1987.
- [4] C. F. Ramirez, Subestaciones de alta y extra alta tension, Colombia: Megia Villegas S A, 2003.
- [5] G. E. Haper, Elementos de diseño de subestaciones electricas, Mexico: Limusa, 2005.
- [6] G. A. Muñoz, Analisis de Confiabilidad de Arreglos de Barras e Interruptores en Extra Alta Tension Mediante Arboles de Falla, Santiago de Chile: Tesis de Grado, 2012.
- [7] E. Raz, Transformador de potencia de medida y de proteccion, Barcelona : Marcombo S.A., 1994.
- [8] C. D. L. y. F. D., Manual de diseños subestaciones, Diseño de barras colectoras, Mexico, 1994.
- [9] L. I. O., Especificaciones, Cable de aluminio con cableado concentrico y alma de acero (ACSR), 1998.

- [10] L. I. O., Especificaciones, Clema y conector, 1998.
- [11] L. I. O., Especificaciones, Tubo de aluminio, 1998.
- [12] L. I. O., Especificaciones, Clemas de aluminio para soportar tubo, cable y solera de aluminio, 1998.
- [13] E. Avollone, Manual del Ingeniero Mecanico, Mexico: Mc Graw Hill, 1995.
- [14] A. 7-95, Minimun Design Loads for Buildings and Other Structures, 1996.
- [15] B. Myers, Principios de Finanzas Corporativas, Mexico: Mc Graw Hill, 2008.
- [16] «Asistencia Técnica para la Elaboración de los Estudios de Costos y Tarifas, Caracterización y Estudios de la Demanda de la Energía Eléctrica y formulación de Escenarios Económicos,» 2015.
- [17] BCP, «Limites para Tasas Usuaris (Ley N° 2.339/2003)».

IX. APÉNDICE

Apéndice A: Resumen ejecutivo

Apéndice A.1: Evaluación Económica.

A.1.1. Beneficios

A.1.1.1. Continuidad de servicio durante mantenimiento a equipos de Línea de transmisión.

Para calcular la pérdida económica por la energía no facturada por fuera de servicio de la Estación a raíz de los trabajos de mantenimientos se estima un tiempo de 4hs para realizar dicho trabajo. La potencia interrumpida es de 23.000 W en la categoría industrial con una tarifa de 404,97 GkW/h y una potencia de 37.000 W en la categoría residencial con una tarifa de 381 GkW/h. El producto del tiempo de fuera de servicio, la potencia interrumpida y la tarifa por cada kW/h representa la pérdida que luego se convierte en beneficio una vez que se aplique el proyecto.

PERDIDAS ECONOMICA POR FUERA DE SERVICIO					
CATEGORIA	CORTE POR AÑO	TIEMPO DE FUERA DE SERVICIO (h)	POTENCIA NO SUMINISTRADA (KW)	GUARANIES POR KW/H	TOTAL EN GURANIES
INDUSTRIAL	1	4	23.000	404,97	37.257.240
RESIDENCIAL	1	4	37.000	381	56.388.000
PERDIDA TOTAL ANUAL EN GUARANIES					93.645.240
PERDIDA TOTAL ANUAL EN DOLARES					15.104

A.1.1.2. Continuidad de Servicio ante falla en la línea de transmisión.

El procedimiento para calcular la pérdida por la energía no facturada es igual a la anterior, el producto del tiempo de fuera de servicio por la potencia interrumpida y por la tarifa en GkW/h. En la siguiente tabla se puede observar los detalles del cálculo.

PERDIDAS ECONOMICA POR FUERA DE SERVICIO					
CATEGORIA	CORTE POR AÑO	TIEMPO DE FUERA DE SERVICIO (h)	POTENCIA NO SUMINISTRADA (KW)	GUARANIES POR KW/H	TOTAL EN GURANIES
RESIDENCIAL	1	4	37.000	381	56.388.000
PERDIDA TOTAL ANUAL EN GUARANIES				56.388.000	
PERDIDA TOTAL ANUAL EN DOLARES				9.095	

A.1.1.3. Costo de falla al sector industrial.

Para poder estimar la perdida producida en las industrias se recurrió a un estudio realizado por la ANDE en donde estimaron el costo de falla en el sistema eléctrico Paraguayo, de la cual salió como resultado, que el costo de falla en Paraguay es de 15.000 G/kWh [16].

En este trabajo solo se consideró la categoría industrial para el cálculo del costo de falla por el impacto económico que puede llegar a tener para las industrias. Una vez obtenida el costo de falla en GkW/h se procede al cálculo de costo total.

PERDIDAS ECONOMICA POR FUERA DE SERVICIO A LAS INDUSTRIAS					
CATEGORIA	CORTE POR AÑO	TIEMPO DE FUERA DE SERVICIO (h)	POTENCIA NO SUMINISTRADA (KW)	GUARANIES POR KW/H	TOTAL EN GURANIES
INDUSTRIAL	1	4	23.000	15.000	1.380.000.000
PERDIDA TOTAL ANUAL EN GUARANIES				1.380.000.000	
PERDIDA TOTAL ANUAL EN DOLARES				222.581	

A.1.2. Detalles de costo de suministro de equipos.

ITEM	DESCRIPCION	UNID.	CANT.	P. UNITARIO	P TOTAL
1.	SUMINISTRO DE EQUIPOS Y MATERIALES DE POTENCIA				
1.1	Interruptor de potencia trifásico para intemperie en SF6, 245kV, 2000A, 50Hz, 40kA, completo con todos sus accesorios, estructura soporte, dotación completa de SF6, incluyendo ensayos especificados.	Unidad	2	50.000	100.000
1.1.1	Repuestos - Interruptor 245kV				
a)	Polo completo (cámara de interrupción, aislador soporte, asta de maniobras, etc.)	Unidad	1	12.000	12.000
b)	Bobina de cierre	Unidad	1	80	80
c)	Bobina de apertura	Unidad	1	80	80
d)	Juego de Bloque de contactos auxiliares	Unidad	1	500	500
e)	Mecanismo de Operación Completo, incluyendo el sistema de accionamiento con todos sus accesorios, armado en su gabinete metálico.	Unidad	1	7.500	7.500
f)	Juego de termostato y resistencia anticondensación.	Unidad	1	85	85
g)	Juego de accesorios completo para recarga de gas SF6 (manguera, manómetros, válvula reductora, acoples, etc.)	Unidad	1	600	600
h)	Carga adicional completa de gas SF6 para un interruptor, en recipiente que quedará como propiedad de la Contratante.	Unidad	1	1.200	1.200
i)	Juego de Conectores terminales de potencia (245 kV)	Unidad	1	100	100
j)	Juego de Conectores de puesta a tierra	Unidad	1	50	50
k)	Repuesto de Alúmina Activada	Unidad	1	90	90
l)	Eslinga para izaje	Unidad	1	100	100
1.2	Seccionador a dos columnas de apertura central horizontal, 245kV, 2000 A, 40 kA, montaje horizontal, con mando eléctrico tripolar, con cuchilla de puesta a tierra, completo con todos sus accesorios, incluyendo ensayos especificados.	Unidad	2	13.000	26.000
1.2.1	Repuestos - Seccionador 245 kV				
a)	Juego tripolar de elementos de contacto fijo y móvil y PAT	Unidad	1	1.100	1.100

b)	Aislador de columna	Unidad	1	500	500
c)	Caja de mando motorizada completa con todos sus accesorios, incluyendo el Motor de accionamiento	Unidad	1	900	900
d)	Juego de Switch de contactos auxiliares	Unidad	1	300	300
e)	Juego de Conectores de Potencia para 245 kV	Unidad	1	250	250
f)	Juego de Conectores de Puesta a tierra	Unidad	1	50	50
g)	Juego de contactos de Puesta a tierra	Unidad	1	150	150
1.3	Seccionador a dos columnas de apertura central horizontal, 245kV, 2000 A, 40 kA, montaje horizontal, con mando eléctrico tripolar, SIN cuchilla de puesta a tierra, completo con todos sus accesorios, incluyendo ensayos especificados.	Unidad	2	11.000	22.000
1.3.1.	Repuestos - Seccionador 245 kV				
a)	Juego tripolar de elementos de contacto fijo y móvil	Unidad	1	1.000	1.000
b)	Aislador de columna	Unidad	1	500	500
c)	Caja de mando motorizada completa con todos sus accesorios, incluyendo el Motor de accionamiento	Unidad	1	900	900
d)	Juego de Switch de contactos auxiliares	Unidad	1	300	300
e)	Juego de Conectores de Potencia para 245 kV	Unidad	1	250	250
f)	Juego de Conectores de Puesta a tierra	Unidad	1	50	50
g)	Juego de contactos de Puesta a tierra	Unidad	1	150	150
1.4.	Transformador de corriente 245 kV, 40 kA, 2.000 A primarios, completo con todos sus accesorios. E.T 05.01.84.32	Unidad	6	6.900	41.400
1.4.1.	Repuestos - TC 245 kV				
a)	Transformador completo	Unidad	1	6.900	6.900
b)	Juego de Conectores de Potencia para 245 kV	Unidad	1	200	200
c)	Juego de Conectores de puesta a tierra	Unidad	1	50	50
1.5.	Transformador de potencial capacitivo 245 kV, completo con todos sus accesorios. E.T 05.02.82.33	Unidad	6	6.100	36.600
1.5.1	Repuestos - TP 245 kV				
	Transformador completo	Unidad	1	6.100	6.100
	Juego de Conectores para terminales de AT	Unidad	1	360	360
	Juego de Conectores de puesta a tierra	Unidad	1	75	75

1.6.	Descargador de sobretensión de 198 kV, tipo ZnO, con base aislante y contador, completo con todos sus accesorios.E.T: 02.04.82.13	Unidad	6	2.500	15.000
1.6.1.	Repuestos - Descargadores 198 kV				
	Descargador completo	Unidad	1	2.500	2.500
	Contador de descargas, completo	Unidad	1	230	230
	Conector para terminal de AT	Unidad	1	60	60
	Juego de Conectores de puesta a tierra	Unidad	1	60	60
	Sub-base aislante	Unidad	1	90	90
1.7.	Conductores de potencia				
a)	Conductor ACAR 950kcmil p/ interconexiones entre equipos de potencia y barras.	m	500	5	2.500
1.8	Conjunto de aisladores de 220 kV para doble conductor ACAR 950MCM, y conectores de potencia 220kV				
a)	Cadena de Aisladores de Anclaje para 220kV c/ herrajes	Unidad	18	550	9.900
b)	Cadena de Aisladores de Suspensión tipo derivación, para 220kV c/herrajes	Unidad	12	470	5.640
c)	Conjunto de aisladores soporte tipo pedestal para 220kV	Global	1	9.100	9.100
e)	Conectores de potencia para 220 kV y 23 kV	Global	1	7.000	7.000
1.8.1.	Piezas de repuestos de aisladores				
	Discos de vidrio	Unidad	90	19	1.710
SUBTOTAL SUMINISTRO DE EQUIPOS Y MATERIALES DE POTENCIA DE LA SUBESTACIÓN				322.260	

A.1.3. Detalles de costo de obras civiles.

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANT.	P. UNITARIO	P TOTAL
2.	OBRAS CIVILES				
2.1	FUNDACIONES				
2.1.1.	Para pórticos de 220 KV.				
a)	Excavación	m3	306	10	3.060
b)	Provisión y colocación de rellenos con material proveniente de las excavaciones	m3	180	11	1980
c)	Eliminación del material sobrante proveniente de las excavaciones de fundaciones	m3	150	8	1200
d)	Provisión y colocación de hormigón simple Tipo "B10", en chapa de apoyo	m3	12	165	1980
e)	Provisión y colocación de hormigón Tipo "B25"	m3	108	236	25488
f)	Provisión y colocación de barras para armaduras de fundación	kg	5.880	2	11760
g)	Suministro y Colocación de pernos de anclaje	Unidad	96	11	1056
h)	Provisión y colocación de encofrado	m2	300	26	7800
i)	Provisión y colocación de piedra triturada	m3	6	47	282
2.1.2.	Para equipos 220 Kv (Desc, TP, TC)				
a)	Excavación	m3	36	10	360
b)	Provisión y colocación de rellenos con material proveniente de las excavaciones	m3	18	11	198
c)	Eliminación del material sobrante proveniente de las excavaciones de fundaciones	m3	18	8	144
d)	Provisión y colocación de hormigón Tipo "B25"	m3	18	236	4248
e)	Provisión y colocación de barras para armaduras de fundación	kg	1350	2	2700
f)	Provisión y Colocación de pernos de anclaje	Unidad	72	11	792
g)	Provisión y colocación de encofrado	m2	90	26	2340
2.1.3	Para equipos de 220 kV (SECCIONADOR TRIPOLAR)				
a)	Excavación	m3	16	10	160
b)	Provisión y colocación de rellenos con material proveniente de las excavaciones	m3	6	11	66

A.1.4. Detalles de costo de suministro de sistema de protección, medición, control y comunicación.

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANT.	P. UNITARIO	P TOTAL
3	SUMINISTRO DE SISTEMAS INTEGRADOS DE PROTECCIÓN, MEDICIÓN, CONTROL Y COMUNICACIÓN				
3.1	Suministro del Sistema Principal y de Respaldo de Protección, Medición y Control para la posición de llegada y salida de la LT 220kV, de acuerdo a la EETT y esquemas orientativos adjuntos.	GLOBAL	2	32.672	65.344
a)	Panel				
b)	Medidor de Calidad de energía (PQM)				
c)	Unidad de Control de Posición				
d)	Sistema de Protección Principal y e Respaldo				
e)	Relé de Bloqueo y Relés Auxiliares				
f)	Otros Accesorios que garantizan un correcto Funcionamiento y cumplimiento total de las Especificaciones técnicas.				
3.2	Suministro del Sistema (Principal y de Respaldo), Medición y Control para TRAF0 220/23 kV y esquemas orientativos adjuntos.	GLOBAL	1	37454	37454
a)	Panel Principal				
b)	Medidor de Calidad de energía (PQM)				
c)	Unidad de Control de Posicion				
d)	Sistema de Protección Principal y e Respaldo				
e)	Rele de Bloqueo y Reles Auxiliares				
f)	Otros Accesorios que garantizan un correcto Funcionamineto y cumplimiento total de las Especificaciones técnicas.				
g)	Panel de Respaldo				
h)	Medidor Digital Multifunción p/ Medicion lado de BT				
i)	Sistema de Protección de Respaldo				
j)	Relé de Bloqueo y Relés Auxiliares				

3.3	OBRAS ELECTRICAS				
3.3.1	Montaje y conexionado del Sistema de Protección (Principal y de Respaldo), Medición y control para la posición de llegada y salida de la LT 220kV, de acuerdo a la EETT	GLOBAL	2	12.126,51	24.253,02
3.3.2	Montaje y conexionado del Sistema de Protección (Principal y de Respaldo), Medición y control para TRAF0 220/23 kV, de acuerdo a la EETT	GLOBAL	1	12.126,00	12.126,00
SUBTOTAL SUMINISTRO DE SISTEMAS INTEGRADOS DE PROTECCIÓN, MEDICIÓN, CONTROL Y COMUNICACIÓN				139.177	

Apéndice A.2: Detalle del Estudio Financiero.

A.2.1. Determinación del flujo de efectivo proyectado.

Para la realización del flujo de efectivo proyectado primeramente se realizó la suma de las perdidas, ya sea perdida para ANDE por energía no facturada y así también es costo de falla para las industrias y este conjunto seria el ingreso anual que se tendría con la implementación del presente proyecto.

MOTIVO DE PERDIDA	COSTO EN DOLARES
Durante mantenimiento a equipos de Línea de transmisión	15.104
Por falla en la línea de transmisión	9.095
Costo de falla para las Industrias	222.581
TOTAL PERDIDA:	246.780

En siguiente tabla se puede observar el flujo efectivo proyectado, en donde se puede apreciar la inversión inicial del proyecto.

AÑO	INVERSION	TOTAL EGRESO	TOTAL INGRESO	FLUJO NETO
0	657.871 USD	657.871 USD	0	(-)657.871 USD
1	0	0	246.780 USD	246.780 USD
2	0	0	246.780 USD	246.780 USD
3	0	0	246.780 USD	246.780 USD
4	0	0	246.780 USD	246.780 USD
5	0	0	246.780 USD	246.780 USD

A.2.2. Determinación de la tasa interna de Retorno.

El TIR se calcula mediante la Ecuación (5.2)

De donde resulta: TIR= 25%

A.2.3. Determinación del Valor Actual Neto.

En la Tabla siguiente se puede observar la proyección del valor actual neto en un periodo de 5 años.

NUMERO	FLUJO NETO	$(1+i)^n$	$FN/(1+i)^n$
0	-657.871		-657.871
1	246.780	1,16	212741,379
2	246.780	1,3456	183397,741
3	246.780	1,560896	158101,501
4	246.780	1,81063936	136294,397
5	246.780	2,100341658	117495,17
VALOR ACTUAL NETO:			150.159

Con la Ecuación 5.1 se obtuvo el valor del VAN, que es igual a 150.159 USD en un periodo de 5 años.